

Verbundprojekt

Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach (SQ-Durlach)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektbericht Phase B: Anlagenerrichtung und Inbetriebnahme

EnEff:Stadt - FKZ 03ET1590

Ein Verbundprojekt von **KES Karlsruher Energieservice GmbH**
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
**Universität Freiburg, Institut für Nachhaltige Technische
Systeme (INATECH)**



Nordseite: Ersinger Str. 1, 3 sowie 5 (mit Heizzentrale an der Stirnseite) und Südseite: Ersinger Straße 4 (mittleres Gebäude) bzw. Ersinger Straße 2 (Vordergrund), im Sommer. Die Erdsonden liegen unter der Rasenfläche zwischen den MFH Ersinger Straße 2 und Ersinger Straße 4.



Ersinger Straße 4, mit Tischkühler an der Stirnseite, im Winter

Autoren:

Reinhard Jank

Manuel Lämmle, Jakob Metz (Fraunhofer ISE)

Michael Kropp (Univ. Freiburg, INATECH)

Karlsruhe, Februar 2023

Bildquellen der ersten Seite:

Jakob Metz, Manuel Lämmle, Fraunhofer ISE

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase B – Anlagenerrichtung und Inbetriebnahme

Inhalt

Liste der verwendeten Abkürzungen	5
B0 Ergebnisse Phase A – umzusetzendes Energiekonzept	7
B0.1 Zielsetzung	7
B0.2 Zustand vor Umsetzung (2019)	7
B0.3 Ergebnis der Konzeptphase	8
B1 Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen	14
B1.1 Ausgangs-Zeitplan	14
B1.2 Realer Zeitaufwand der Projektumsetzung (= ‚Phase B‘)	15
B1.3 Gesamtübersicht über den tatsächlichen Zeitbedarf bei der Projektumsetzung	23
B1.4 Kostenentwicklung	23
B1.5 Übersicht über die Anlagentechnik	24
B2 Erste Betriebserfahrungen	27
B2.1 Quartiersregelung	27
B2.2 Regelung der Unter-Systeme bzw. Einzel-Anlagen	27
B2.2.1 Heizzentrale Ersinger Straße 5 (BHKW, SL-Kessel)	28
B2.2.2 Wärmepumpen-Anlagen (MFH Ersinger Straße 2 und 4)	41
B2.2.3 PVT-Wärmepumpe (Consolar, Waterkotte), Ersinger Straße 2	44
B2.2.4 Viessmann-Mehrquellen-Wärmepumpe, Ersinger Straße 4	48
B2.2.5 Energiebilanz des Gesamtquartiers für das erste Betriebshalbjahr	58
B3 Betreiberkonzept und Wirtschaftlichkeitsanalyse	61
B3.1 Betreibermodelle	61
B3.2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	62
B3.2.1 Energiepreise 2021	62
B3.2.2 Regulierungsvorgaben 2021	62
B3.2.3 Berechnung der Stromerträge – Bilanzmodell I	63
B3.3 Anlegbarer Wärmepreis (2021)	64
B3.4 Realisierte Investitionskosten	65
B3.5 Vergleich mit den in 2016 geschätzten Kosten	67
B3.6 Gesamtkostenübersicht und Wärmegestehungskosten	69
B3.7 Wärmegestehungskosten nach ‚Bilanzmodell II‘	69
B3.8 Ergebnisrechnung KES: ‚anlegbarer Preis‘ und Contracting-Vertrag	71
B3.9 Auswirkung der künftigen CO ₂ -Steuer	72
B3.10 Aufteilung der CO ₂ -Steuer auf den Vermieter (Volkswohnung) und auf die Mieter:	73
B3.11 Sensitivitätsanalysen: Energiepreise und Wärmegestehungskosten	74
B3.11.1 Aktueller Energiepreis-Schock 2022/2023	75

B3.11.2 Mittelfristige Energiepreisprognose	78
B3.12 Öko-Kennzahlen und Auswirkung auf die Aufteilung der CO ₂ -Steuer	80
B3.12.1 Öko-Kennzahlen des neuen Energiesystems	80
B3.12.2 Aufteilung der CO ₂ -Steuer auf Mieter/Vermieter: 1 Beispielwohnung	81
B3.13 Stromgestehungskosten des BHKW als Funktion des Gaspreises	85
B4 Schlußfolgerungen und Lessons Learned	88
B4.1 Zur Konzeptentwicklung komplexer, integrierter Energieanlagen	88
B4.2 Regulierung	88
B4.3 Kostenentwicklung und bauliche Umsetzung	89
B4.4 Erste Betriebserfahrungen	90
B4.5 Wirtschaftlichkeit und Perspektiven	91
Literatur	93
Anhang	94
Anhang A Anhang zu B3.1: Kostenstruktur der Energiesysteme im SQ-Durlach-Projekt im Detail	94
Anhang B Anhang zu B3.13: Kostenfunktionen und energetische Parameter von BHKW's	98

Liste der verwendeten Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk	kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch – Einheit Wärmeenergie ¹
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	kWh _{el}	Einheit elektrische Energie
BWT	Brennwert	kWh _{Ho}	Energie in Form von Erdgas, oberer Heizwert
BS	Brennstoff	kWh _{Hu}	Brennstoffenergie, unterer Heizwert
CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Emissionsfaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)	kWh _{PE}	Einheit Primärenergie
EE	Endenergie	kWh _{EE}	Einheit Endenergie
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz	KWK	Kraft/Wärme-Kopplung
EEWärmeG	Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudesektor	MFH	Mehrfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung	ML	Maschinelles Lernen
F&E	Forschung und Entwicklung	MQ	Mehrquellen
FED	automatisierte Fehlererkennung und Detektion	NT	Niedertemperatur
FW	Fernwärme	PE	Primärenergie
HH	Haushalt	PE-Faktor	Primärenergiefaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)
HGt	Heizgradtage	PVT	photovoltaisch-thermischer (Hybrid-)Kollektor
HKV	Heizkostenverordnung	q _{HZ}	spezif. Heizenergiebedarf (kWh/(m ² ·a))
HKW	Heizkraftwerk	q _P	spezif. Primärenergieverbrauch (kWh/(m ² ·a))
Ho	oberer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Ho} /m ³) (heute: H _s ... superior heating value)	q _{ww}	spezif. Warmwasser-Verbrauch (kWh/(m ² ·a))
H _T	spezif. Transmissionswärmeverlust (W/(m ² ·K))	QES	Quartiersenergiesystem
Hu	unterer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Hu} /m ³) (heute: H _i ... internal heating value)	RL	Rücklauf (-temperatur)
HZ	Heizzentrale	RL	Reinforcement Learning
IBS	Ingenieurbüro Schuler	SK	Solarkollektor(en)
INATECH	Inst. f. Nachhaltige Technische Systeme (Univ. Freiburg)	SL	Spitzenlast
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme	SW	Stadtwerke
JAZ	Jahres-Arbeitszahl (Wärmepumpe)	TGA	Technische Gebäudeausrüstung
KA	Karlsruhe	THG	Treibhausgas(e)
KES	Karlsruher Energieservice GmbH	TWW	Warmwasser(-bereitung)
KF	Klimafaktor	UF	Ultrafilter / Ultrafiltration
		VL	Vorlauf (-temperatur)
		WE	Wohneinheit
		WMZ	Wärmemengenzähler
		WP	Wärmepumpe
		WRG	Wärmerückgewinnung

¹ Oder die entsprechende Energieeinheit in Megawattstunden (MWh) anstelle kWh.

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase B – Anlagenerrichtung und Inbetriebnahme

B0 Ergebnisse Phase A – umzusetzendes Energiekonzept

B0.1 Zielsetzung

Das Quartiers-Energiekonzept für das ‚Smarte Quartier Karlsruhe-Durlach‘ besteht in der Errichtung eines BHKWs sowie von zwei Groß-Wärmepumpen und von mehreren PV-Anlagen auf den Dächern der fünf MFH Ersinger Straße 1 bis 5. Das BHKW und die PV-Anlagen sollten den Strombedarf der Wärmepumpen und der Haushalte in den fünf Bestands-Wohngebäuden zu einem möglichst großen Anteil decken. Dadurch sollte das Problem des für den Betrieb von Wärmepumpen zu hohen Strompreisniveaus gelöst und die bestehenden lokalen Energiepotentiale (Solarenergie, Umwelte-nergie) genützt werden.

Die Ziele des Vorhabens waren

- Demonstration der Einsetzbarkeit von Groß-Wärmepumpen im MFH-Quartiersbestand
- Praktische Erprobung von innovativen Ansätzen bei Wärmepumpen
- Halbierung der CO₂-Emissionen bei der Energieversorgung (Nutzwärme, Strom) des ‚Quartiers‘ im Ver-gleich zum Ausgangszustand 2019,
- Technisch/wirtschaftliche Systemoptimierung, um die CO₂-Minderungskosten zu minimieren, durch
 - Optimierung der System-Auslegung (inkl. Energiespeicher) unter Einsatz eines Simulationsmodells für das Gesamtsystem,
 - durch Entwicklung einer optimalen Quartiers-Regelungsstrategie auf Basis theoretischer Vorgaben im praktischen Betrieb zur Erzielung eines möglichst großen Strom-Eigennutzungsanteils.

B0.2 Zustand vor Umsetzung (2019)

Das Quartier besteht aus einem Cluster von fünf MFH, Baujahr 1963, mit insgesamt 175 Wohnun-gen und einer beheizten Wohnfläche von 11.603 m². Die Gebäude wurden 1995 energetisch sa-niert. Dabei wurden neben der Wärmedämmung der Hüllflächen und dem Einbau neuer Fenster Erdgas-Zentralheizungen mit NT-Kesseln für jedes Gebäude installiert.

In Band 1 des Schlußberichtes liegt eine detaillierte Ist-Zustandsanalyse der 5 MFH, Stand 2018, vor. Wesentliches Ergebnis ist, daß die 5 MFH nach der Sanierung in 1995 im Mittel einen

- Heizenergieverbrauch von ²	54,2 kWhth/m ²
- TWW-Verbrauch frei Heizungskeller	29,9 kWhth/m ²
- Haushalts-Stromverbrauch	27,7 kWhel/m ²
- Allgmeinestromverbrauch	1,40 kWhel/m ²

aufweisen. Der rechnerische Gesamt-Wärmeleistungsbedarf der fünf MFH (Heizung, TWW) liegt bei 485 kWth. Die in einer ersten Sanierungsstufe 1995 installierten Erdgas-Kessel waren mit zu-sammen 870 kWth weit überdimensioniert und weisen – auf Grundlage der 2019/20 von INATECH durchgeführten Messungen – einen geschätzten Jahresnutzungsgrad von 76 % auf.

Mit den Primärenergie- bzw. CO₂-Emissionsfaktoren für Strom des Jahres 2019 ergaben sich für den Ausgangs-Zustand folgende PE bzw. CO₂-Kennzahlen:³

² Demnach liegen die fünf MFH in ‚Effizienzklasse A‘ (< 65 kWhth/m²) nach der von der EU in 2023 geplanten euro-paweiten Gebäudeklassifizierung.

³ Zugrunde gelegte PE- bzw. CO₂-Emissions-Faktoren: $f_{PE}^{Gas} = 1,10 \text{ kWhPE/kWhHu}$, $f_{CO_2}^{Gas} = 0,244 \text{ kg CO}_2/\text{kWhHu}$; $f_{PE}^{Strom-Mix} = 1,80 \text{ kWhPE/kWhel}$, $f_{CO_2}^{Strom-Mix} = 0,527 \text{ kg CO}_2/\text{kWhel}$.

		Nutzwärme Heizen, TWW	Strom HH-Strom, Allg.- Strom	gesamt
Primärenergie-Kenn- zahl:	kWhPE/m ²	122,4	52,4	174,8
CO ₂ -Kennzahl:	kg CO ₂ /m ²	27,2	15,3	42,5

Tab. B0-1: PE- und CO₂-Kennzahlen des Gebäudeclusters Ersinger Str. 1-5 im Ausgangs-Zustand (2019).

B0.3 Ergebnis der Konzeptphase

Das für den **F&E-Antrag** ursprünglich entwickelte Quartiers-Energiekonzept hatte auf einer Schätzung der Auslegung von BHKW, Wärmepumpen und PV-Anlagen bzw. deren Energiebilanz aus Eigengenerzeugung, Netzbezug und Netzzurückspeisung basiert. Zunächst wurde mit einem Modell der Volkswohnung zur Gebäudesanierung („VROM“⁴) geprüft, ob über die energetischen Sanierungsmaßnahmen des Jahres 1995 hinausgehend⁵ weitere Einsparmaßnahmen an der Gebäudehülle technisch-wirtschaftlich sinnvoll wären. Während durch eine weitere nachträgliche Wärmedämmung der Hüllflächen und Einbau von PH-Fenstern, ausgehend vom aktuellen Heizenergieverbrauch der Gebäude von $q_{Hz} \sim 54 \text{ kWh/m}^2$, noch ein weiteres technisches Heizenergie-Einsparpotential besteht, sind die daraus resultierenden Investitionskosten so hoch, bzw. das noch bestehende Einsparpotential mit $\Delta q_{Hz} \sim 20 \text{ kWh/m}^2$ nur mehr so gering, daß sich die Gesamt-Heizkosten⁶ für die Mieter deutlich erhöhen würden. Daher müssen weitere kosteneffiziente CO₂-Minde- rungspotentiale in einer *Optimierung der Energietechnik* gesucht werden. Dies ist das Ziel des F&E-Projektes *„Smartes Quartier KA-Durlach“*.

Zu diesem Zweck wurde in der Konzeptphase des Projektes durch Fraunhofer ISE ein Modell des grundsätzlich vorgegebenen Energiekonzeptes bzw. der vorhandenen Energieverbraucher erstellt, mit dem unter Vorgabe der bekannten Verbräuche, inklusive Vorgabe eines örtlichen Testreferenz- jahres zur Modellierung des Heizungs-Verbrauchsgangs sowie synthetischer Verbrauchsganglinien für TWW und Haushaltsstrom, Jahresverbrauchskurven auf Stundenbasis (8.760 h/a) erzeugt wurden. Die Deckung dieses Verbrauchs durch Grundlastanlagen (Wärmepumpen, BHKW) und Spitzen- lastkessel unter Berücksichtigung des PV-Strom-Angebots wurde für eine Vielzahl an Anlagenkonfi- gurationen simuliert und die resultierenden Energiebilanzen und Jahreskosten berechnet. Hierzu wurden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Energiepreise, Vorgaben EEG und KWKG) des Jahres 2020 zugrunde gelegt, ferner angenommene Kostenkurven für die geplanten Ener- giesysteme (BHKW, Wärmenetz, Wärmepumpe, Erdsonden, Gaskessel, PV-Anlagen).

Teil der Konzeptentwicklung waren auch Überlegungen für innovative Wärmepumpen. Während eine neuartige Wärmepumpe von Viessmann („Mehrquellen-WP“) von vorherein im Rahmen der Ankopplung an ein F&E-Verbundprojekt des Fraunhofer ISE namens „HEAVEN“ (FKZ 03ET1540B) vor- gesehen war, wurde zusätzlich ein weiteres neues WP-Konzept mit einbezogen, bei dem die Wär- mequelle Außenluft mit einer PV-Anlage kombiniert wird: eine „PVT“-Anlage der Fa. Consolar Frank- furt/Lörrach, d.h. eine Sole/Wasser-WP, die quellenseitig mit einem solaren Luft/Sole-Wärmetau- scher an die Unterseite einer PV-Anlage angekoppelt ist. Dies ermöglicht tagsüber eine

⁴ VROM – „Volkswohnungs-Retrofit-Optimization Model“: Modell zur wirtschaftlichen Optimierung von Energieein- sparmaßnahmen in MFH. Entwickelt im Rahmen des F&E-Projektes „Integrales Quartiers-Energiekonzept KA- Rintheim“.

⁵ Einbau von WS-Fenstern ($U_w = 1,70 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$), nachträgliche Wärmedämmung Außenwand 6 cm, oberste Ge- schoßdecke 12 cm, Kellerdecke 10 cm.

⁶ Energiekosten plus Kapitaldienst aus den Einspar-Investitionen.

Vorwärmung der Außenluft durch die Sonneneinstrahlung und im Sommer eine Kühlung der PV-Zellen. Da dieses Konzept vor allem innerstädtisch eine sinnvolle Alternative zu erdwärmegestützten Wärmepumpen oder zu einer konventionellen Luft/Wasser-WP sein könnte, wurde beschlossen, dieses Konzept im Rahmen des F&E-Projektes mit den hier gegebenen Möglichkeiten zum Anlagen-Monitoring zu erproben, obwohl diese Anlage zu einer deutlichen Erhöhung der Investitionskosten führte.

Die Ergebnisse der Konzeptentwicklungsphase sind im Einzelnen im 1. Band des Abschlußberichts dargestellt. Das resultierende Energiesystem zeigt Abb. B0-1.

Die hauptsächlichen konzeptionellen Änderungen im Vergleich zum ursprünglichen Projektantrag bestehen – neben der ‚PVT‘-Wärmepumpe – in einer Vergrößerung der PV-Anlage um ca. 40 % auf 190 kW_p und einem größeren BHKW (2x50 kW_{el} anstelle von 2x40 kW_{el} im Antrag). Wegen der Vorgaben im KWK-G 2019 bzw. im EEG 2019 werden das BHKW in 2 Stufen zu je 50 kW_{el} und die PV-Anlagen mit Stufen von 93,3 kW_p (2021) und dann weiteren 2x50 kW_p im Frühjahr 2023 (dann koordiniert mit der Fassadenrenovierung) realisiert.⁷

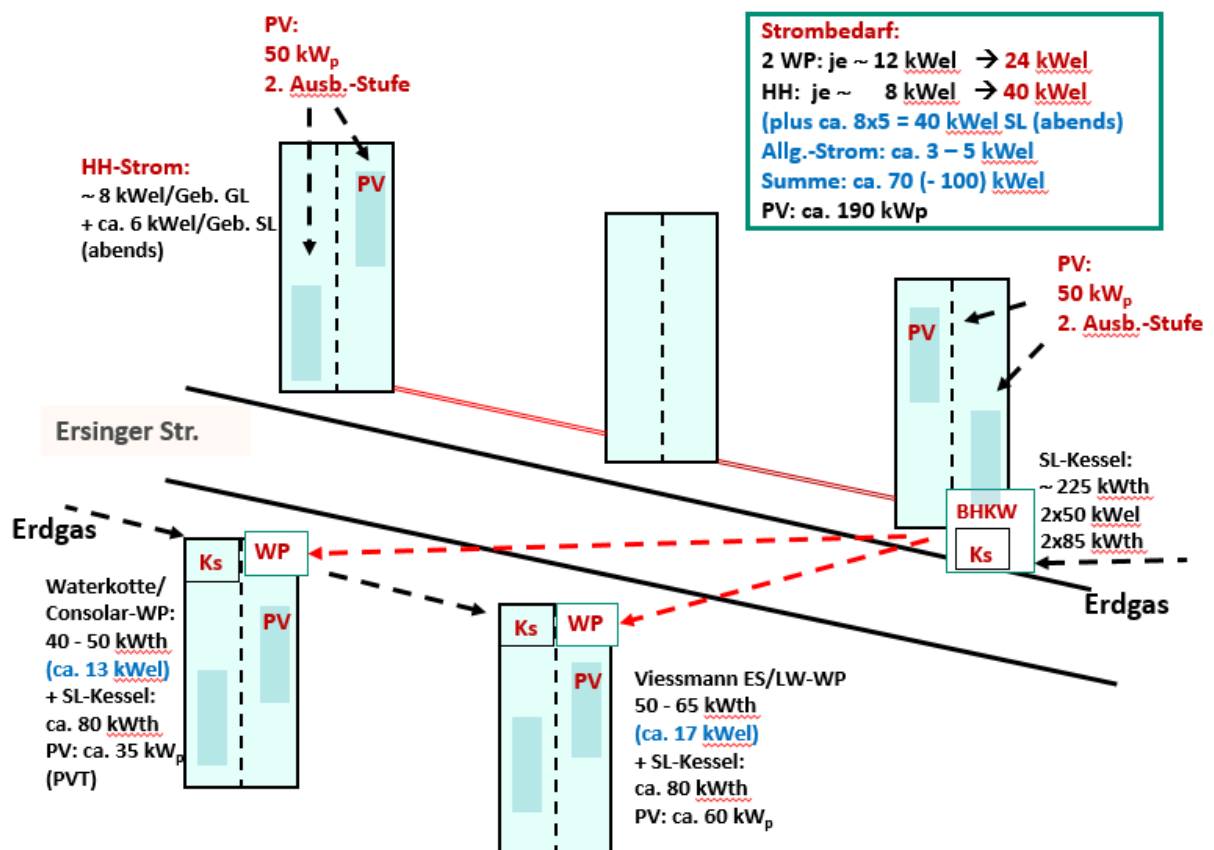


Abb. B0-1: Simulationsbasiertes Energiekonzept für den MFH-Cluster Ersinger Str. 1 bis 5: Komponenten (BHKW, Wärmepumpen, PV-Anlagen, SL-Kessel) und Auslegungsdaten; 1. Ausbaustufe realisiert in 2021. Die 2. Ausbaustufe (zweiter BHKW-Modul (50 kW_{el}) sowie 2 weitere PV-Anlagen mit zusammen ca. 100 kW_p) werden im Herbst 2022 bzw. Frühjahr 2023 (PV) errichtet.

⁷ Auf den Dachflächen der 5 MFH könnte man noch weitere PV-Anlagen unterbringen, was auch grundsätzlich wirtschaftlich sinnvoll wäre, jedoch ergab sich aus dem EEG (Stand 2020) eine Obergrenze von maximal 200 kW_p für ‚verbundene‘ PV-Anlagen. Größere Anlagen erhalten keine EEG-Vergütung mehr, sondern müßten ‚direktvermarktet‘ werden.

Die Simulation von Fraunhofer ISE ergab Hinweise auf die optimale Dimensionierung der Wärmespeicher⁸: In den beiden MFH mit Wärmepumpe sollen jeweils ein Heizungs-Pufferspeicher mit 1 m³ und zwei WW-Speicher mit je 1 m³ Speichervolumen installiert werden, in den Hausübergabestationen in der Ersinger Straße 1, 3 und 5 je drei Pufferspeicher mit jeweils 850 Litern Speichervolumen. In der BHKW-Heizzentrale,⁹ Ersinger Straße 5, werden 2 Pufferspeicher mit je 3 m³ Speichervolumen installiert, um eine möglichst lange BHKW-Laufzeit zu ermöglichen. Insgesamt ist somit ein Speichervolumen von ca. 21 m³ vorhanden, entsprechend einer theoretischen Gesamt-Speicherkapazität, je nach T-Spreizung, von ca. 400 bis 700 kWhth.¹⁰

Die Simulationen zeigen, daß die Abschätzung für den Projektantrag, mit konventionellen Planungsmethoden (Berechnung von Nennlasten, Jahresdauerlinien und empirischen Vollastbenutzungsstunden unter Vorgabe der bekannten Jahres-Verbräuche pro Gebäude an Heizenergie, TWW und Haushalts-Strom) zu ähnlichen Ergebnissen geführt hat wie die spätere Simulation (s. Abb. B0-2). Trotzdem sollte bei komplexen Anlagen möglichst eine Anlagensimulation erfolgen, obwohl dies mit großem Arbeits- und Zeitaufwand in der Planungsphase verbunden ist¹¹, weil dies das Vertrauen in die darauf basierende Wirtschaftlichkeitsberechnung erhöht und vor allem weil die Verfügbarkeit eines ‚Modells‘ es ermöglicht, verschiedene Systemvarianten ohne großen Mehraufwand analysieren zu können.

Energieflüsse Gesamtsystem:

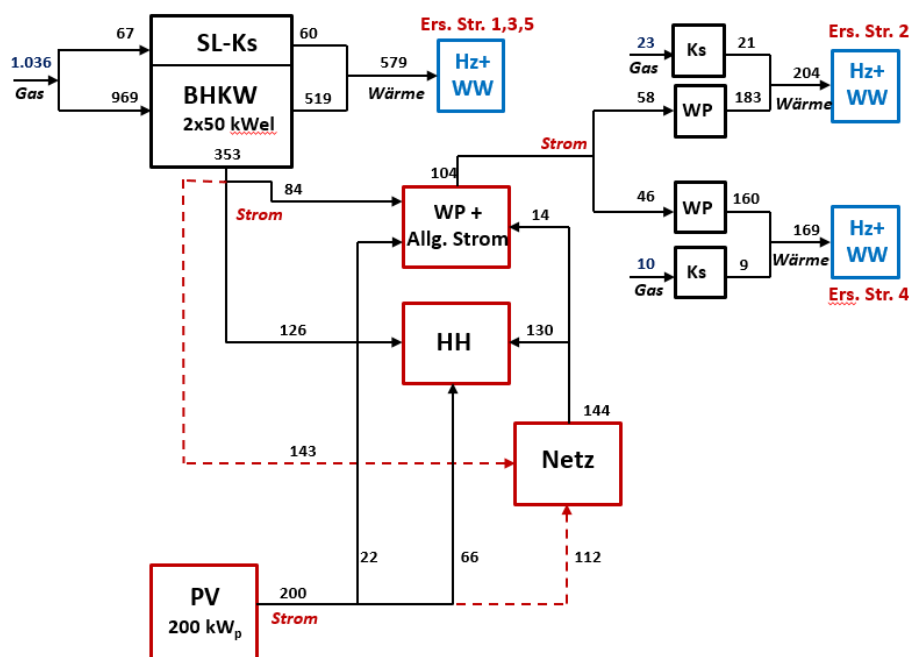


Abb. B0-2: Simulationsergebnis zur Abschätzung der Energieflüsse des in Abb. B0-1 dargestellten Energiesystems (2020).

⁸ Der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers wurde wegen der heute noch zu hohen Investitionskosten verworfen.

⁹ Die BHKW-Heizzentrale und das nachgelagerte Nahwärme-Leitungen zu den Hausübergabestationen in der Ersinger Straße 1, 3 und 5 werden mit Nenn-Temperaturen von 80/50 betrieben.

¹⁰ Zur Einordnung dieser Kapazität: der Tages-WW-Bedarf der fünf MFH liegt bei etwa 920 kWhth/d.

¹¹ Um einen verstärkten Einsatz von Simulationsmodellen in der Planungspraxis zu erreichen, wäre eine Weiterentwicklung von Energiesystem-Modellen hinsichtlich verbesserter Anwendbarkeit in der Praxis herkömmlicher Planungsbüros notwendig.

Die vom Gesamtsystem erzeugte Nutzwärme beträgt demnach 952 MWhth/a, der gesamte Erdgaseinsatz 1.056 MWhHu/a. Der Verbrauch an Allgemeinstrom aller 5 MFH liegt bei 16 MWhel/a.

Die durch ISE simulierten Energieflüsse ergaben die in Tab. B0-2 angegebene ‚Stromfluß-Matrix‘, die beschreibt, wo der örtlich erzeugte Strom hinfließt bzw. wieviel zusätzlich aus dem Netz bezogen werden muß. Diese Stromfluß-Matrix ist auch - mit den entsprechenden Strombewertungen - die Grundlage für die Berechnung der ‚Stromertrags-Bilanz‘, siehe dazu die Wirtschaftlichkeitsanalysen in Kap. B3.

	Eigenbedarf	HH-	Netz-	Σ
	KES (WP)	Strom	Rückspei-	
	MWhel/a	MWhel/a	sung	MWhel/a
	MWhel/a	MWhel/a	MWhel/a	MWhel/a
2x50 kW_{el} BHKW	64,54	126	135	325,54
193,3 kW_p PV	19,5	58,4	99	176,9
Netzbezug	14	137,6	-	151,6
Σ	98,04	322,0	234	

Tab. B0-2: Stromfluß-Matrix: Stromerzeugung und Bedarfsdeckung im Cluster der 5 MFH Ersinger Straße 1 bis 5, Energiekonzept KA-Durlach entsprechend Simulation durch Fraunhofer ISE
(Abb. B0-2).

Einen Vergleich der Energiebilanzen im ‚Ist‘-Zustand (2019) bzw. nach vollständiger Errichtung des neuen Energiesystems sowie die Berechnung der resultierenden Öko-Kennzahlen (PE-Kennzahl, CO₂-Kennzahl) mit zugehörigen Berechnungsparametern zeigt die folgende Tabelle:

		2019	nach Umset-
		(gemessen)	zung
			(Simulation ISE)
Nutzwärme	MWhth/a	952,6	952,6
Endenergie Gas	MWhHu/a	1.253,4	1.069,0
Primärenergie Gas	MWhPE/a	1.378,8	1.175,9
CO₂-Emission Gas	t CO ₂ /a	305,8	260,8
PE-Kennzahl Gasverbrauch	kWhPE/m ²	118,8	101,3
CO₂-Kennzahl Gasverbrauch	kg CO ₂ /m ²	26,4	22,5
Gesamt-Stromverbrauch	MWhel/a	337,6	442
Strombezug aus dem Netz	MWhel/a	337,6	144
Netz-Rückspeisung	MWhel/a	0,0	255
Stromeigenerzeugung	MWhel/a	0,0	553
Primärenergie Strom	MWhPE/a	607,8	-526,8 ¹²
CO₂-Emission Strom	t CO ₂ /a	177,9	-148,6
PE-Kennzahl Strom	kWhPE/m ²	52,4	-45,4
CO₂-Kennzahl Strom	kg CO ₂ /m ²	15,3	-12,8
Gesamt-PE-Einsatz	MWhPE/a	1.986,5	649,1
PE-Kennzahl gesamt	kWhPE/m ²	171,2	55,9
Ges.-CO₂-Emission	t CO ₂ /a	483,8	112,2
CO₂-Kennzahl gesamt	kg CO ₂ /m ²	41,7	9,7

¹² Wegen Stromgutschrift für NetZRückspeisung.

Berechnungsansätze:

sp. Nutzwärmeverbrauch	kWhth/m ²	82,1	82,1
sp. Ges.-Stromverbrauch	kWhel/m ²	29,1	29,1
Nutzungsgrad Kessel		0,76	
PE-Faktor Gas	kWhPE/kWhHu	1,1	1,1
CO₂-Faktor Gas	kg CO ₂ /kWhHu	0,244	0,244
PE-Faktor Strom	kWhPE/kWhel	1,8	1,3
CO₂-Faktor Strom	kg CO ₂ /kWhel	0,527	0,420
PE-Faktor Verdr.-Mix ¹³	kWhPE/kWhel		2,8
CO₂-Faktor Verdr.-Mix	kg CO ₂ /kWhel		0,820

Tab. B0-3: Energie- und CO₂-Bilanzen vor der Projektumsetzung („Ist“-Zustand 2019) und nach Projektumsetzung (Simulationsdaten Fraunhofer ISE: Abb. B0-2). Die PE- und CO₂-Faktoren für den Verdrängungsmix gelten für das Jahr 2022.

Die ökologischen Kennzahlen vor bzw. nach Realisierung dieses Konzepts, mit den Stromflüssen von Tab. B0-2, sind demnach wie folgt:

		Stand 2019	nach Maßnahmenumsetzung
PE-Verbrauch	kWhPE/m ²	171	56,0
CO₂-Emission	kg CO ₂ /m ²	41,7	9,7

Tab. B0-4: Vergleich der Ökokennzahlen (Nutzwärme- und Stromverbrauch) vor der Umsetzung des Energie-Konzepts (Meßwerte; s. auch Tab. B0-1) und danach (Simulationsergebnis (PE- und CO₂-Faktoren 2019)).

Die CO₂-Emission kann demnach um mehr als 60 % im Vergleich zum Ist-Zustand vor Errichtung des neuen Energiesystems reduziert werden.¹⁴

Abb. B0-3 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien des Nutzwärme-Bedarfs (schwarze Linie) und deren Bereitstellung durch die einzelnen Wärmeerzeuger (BHKW, 3 SL-Kessel, 2 Wärmepumpen) entsprechend der Simulation durch Fraunhofer ISE. Der Wärmebedarf beinhaltet dabei nur den Bedarf an Heizenergie und Warmwasser (Zapfung und Zirkulationsverluste), aber keine Verluste von Speichern und des Wärmenetzes. Daher und infolge der Wirkung der Wärmespeicher unterscheiden sich die dargestellten Erzeugungslinien von der Bedarfslinie. Die geordnete Jahresdauerlinie verdeutlicht v.a. die Beiträge der verschiedenen Wärmeerzeuger.

¹³ Für ins Netz zurückgespeisten BHKW-Strom.

¹⁴ Im Vergleich zum *Ausgangszustand* der Gebäude (*Baujahr 1963*) ergibt sich eine Reduzierung der Gesamt-CO₂-Emission um ca. 80 %.

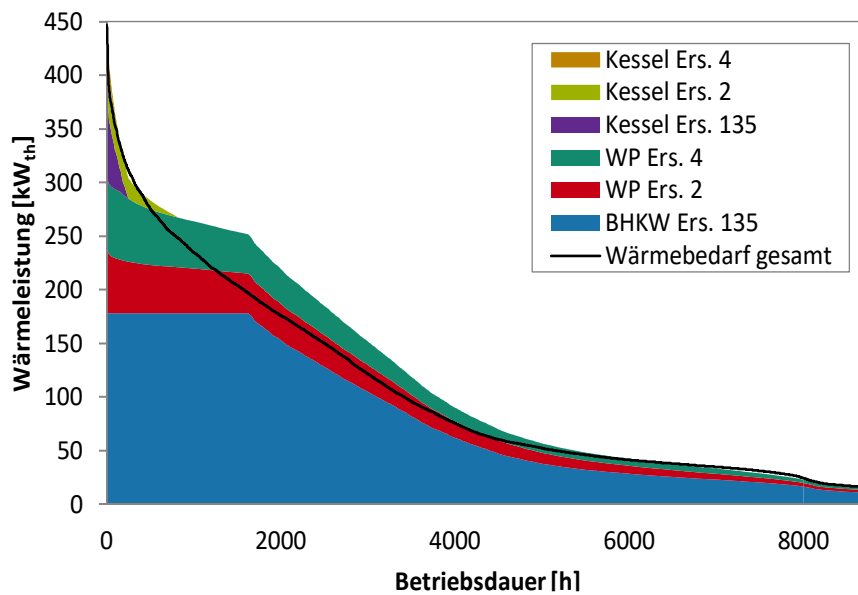


Abb. B0-3: Geordnete Jahresdauerlinie des Nutzwärmebedarfs und der Wärmebereitstellung der einzelnen Wärmeerzeuger im Quartier (Simulation durch Fraunhofer ISE, s. Band 1, S. 62).

B1 Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen

B1.1 Ausgangs-Zeitplan

Das Vorhaben wurde im Sommer 2018 von PtJ bewilligt, mit einer ursprünglichen Projektlaufzeit von 01.09.2018 bis 31.11.2022. Der Arbeits- bzw. Zeitplan war grob eingeteilt in 3 Phasen:

Phase A: Konzeptentwicklung

Phase B: Projektumsetzung

Phase C: System-Evaluierung und -Optimierung

Den zum Zeitpunkt der Bewilligung für das Projekt vorgesehenen Zeitplan zeigt Abb. B1-1:

	2018	2019	2020	2021	2022
Phase A: Konzeptentwicklung					
Erfassung Ist-Zustand					
Konzeption Energiesystem					
Systemregelungskonzept					
Konzept messtechn. Begleitung					
Phase B: Umsetzung					
Entwurfsplanung, Kostenermittlung					
Ausführungsplanung					
Ausschreibung/Vergabe					
Ausführung, Abnahme					
Phase C: Evaluierung und Optimierung					
Betriebsoptimierung und Fehlerbeseitigung					
Evaluierung, Zielnachweis (Evaluierung WP-System)					

Abb. B1-1: Ausgangs-Zeitplan zum Zeitpunkt der Vorhabens-Bewilligung (realer Zeitplan: siehe Abb. B1-8).

Die Schwerpunkte der Arbeiten in Phase A bezogen sich auf

- die Erfassung und Auswertung der Daten zum Ist-Verbrauch der 5 MFH (Nutzwärme, Strom) aufgrund der Energieabrechnungen, um einen belastbaren Vergleich mit den Energiedaten nach Maßnahmenumsetzung zu erhalten, sowie zusätzlicher Messungen in den Gebäuden Ersinger Straße 2 und 4 zwecks Bestimmung der Nutzungsgrade der vorhandenen 25 Jahre alten NT-Erdgas-Kessel,
- die Definition eines Modells des geplanten Energiesystems als Grundlage zur Simulation verschiedener Versorgungsvarianten,
- die Auswertung der aktuellen energiewirtschaftlichen und energierechtlichen Vorgaben (EnWG, EEG, KWKG, EnEV), die sich auf das Betreiberkonzept auswirken (unter Einbeziehung von externer Rechtsberatung),
- eine Präzisierung der 'LowEx'-Zielsetzung, die sich aus der Einbeziehung des Projekts in das Projekt HEAVEN ergab,
- eine methodische Klärung der Wirtschaftlichkeitsanalyse. Diese war die Grundlage für die Systemoptimierung bzw. für die abschließende Systementscheidung durch den Investor und wird in Abschnitt B3 im Einzelnen dargestellt,
- die Durchführung der Simulationsrechnungen mit dem Fraunhofer ISE – Modell in Abstimmung mit der KES und Ableitung der Komponentenauslegungen, insbesondere auch der Wärmespeicher,

und der Energieflüsse für das optimierte Energiekonzept (s. Abb. B0-2 und B0-3), als Grundlage für die Ausführungsplanung.

Das daraus resultierende Quartierskonzept insgesamt, die Komponenten-Auslegung sowie die zugehörigen Betriebs- bzw. Regelungsstrategien und das technische Konzept für die ‚*Mehrquellen-Wärmepumpe*‘ (Viessmann, Fraunhofer ISE) sind in Band 1 ausführlich und im **Abschnitt B0** zusammenfassend beschrieben. In das Konzept wurden weitere, im ursprünglichen Projektantrag nicht vorgesehene Maßnahmen mit zusätzlichen F&E-Aspekten in das zu entwickelnde Energiekonzept einbezogen, nämlich die o.g. PVT-Anlage¹⁵ für die zweite Wärmepumpe (ursprünglich war hier eine Luft/Wasser-WP geplant) sowie der Einsatz einer Ultrafilter-Anlage in der Ersinger Straße 2, um die Jahresarbeitszahl durch die dadurch mögliche Absenkung der TWW-Temperatur erheblich zu verbessern.¹⁶ Diese letzte Komponente musste leider aufgegeben werden, siehe dazu weiter unten.

Ein Resultat der Konzeptphase war, daß der Raumbedarf des BHKW-Heizwerks inklusive der vorgesehenen großen Wärmespeicher zu groß für eine Unterbringung in den vorhandenen Kellerräumen der MFH sein würde. Daher war die Errichtung eines eigenständigen Heizzentralen-Gebäudes an der Stirnseite des Gebäudes Ersinger Straße 5 erforderlich, mit resultierenden Mehrkosten und der Notwendigkeit eines Antrags auf Baubewilligung durch die Volkswohnung. Ferner musste – als Ergebnis der Regulierungsvorgaben – das BHKW über eigene 400-Volt – Leitungen direkt mit den beiden Wärmepumpen verbunden werden, um die Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes zu vermeiden, was umgekehrt eine direkte Nutzung von PV-Strom für die Wärmepumpen verhindert (d.h. PV-Strom, der nicht innerhalb des Gebäudes zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs verbraucht wird, kann nicht auch direkt für die Wärmepumpe genützt werden, sondern muß ins Netz zurückgespeist werden). Ebenfalls aufgrund der Regulierungsvorgaben sollen die PV-Anlagen sowie die beiden BHKW-Module (von je 50 kW_{el}) in 2 Stufen im Abstand von 12 Monaten realisiert werden, d.h. das 2. BHKW-Modul mit 50 kW_{el} wurde erst im Herbst 2022 installiert. Die zweite PV-Anlage mit 2 x 50 kW_p auf den beiden MFH Ersinger Straße 1 und 3 wird mit der Fassadenrenovierung kombiniert und daher erst in 2023 errichtet.

B1.2 Realer Zeitaufwand der Projektumsetzung (= ‚Phase B‘)

Die Konzeptentwicklung (Phase A) erforderte einen etwa doppelt so hohen Zeitaufwand wie geplant und konnte erst im Frühjahr 2020 (anstatt im Sommer 2019) abgeschlossen werden. Gründe dafür waren vor allem die Anlagenkomplexität mit der daraus resultierenden Komplexität der System-Simulation sowie die erforderliche Abstimmung mit den Wärmepumpen-Herstellern. Ferner erforderten die Abstimmungen mit KES und Volkswohnung hinsichtlich Gesamtkonzept und v.a. Einbindung der Außenanlagen bis zur endgültigen Entscheidung einen hohen Zeitaufwand. Daher wurde im Februar 2020 von der KES ein Antrag auf Verlängerung des Vorhabens um ein Jahr gestellt und von PtJ bewilligt (neues Projektende: November 2023).

Infolge der Verzögerungen bei der Konzeptentwicklung konnte auch das Meß- bzw. Monitoring-Konzept erst verspätet entwickelt (Februar 2020) und mit der Ausführungsplanung durch das im November 2019 beauftragte Ingenieurbüro (IBS) verspätet begonnen werden. Der im Januar 2020 angepasste Zeitplan zur Anlagenerrichtung sah folgende Eckdaten zur Inbetriebnahme vor:

- | | |
|---|----------------|
| - Ersinger Straße 2 (Waterkotte-Wärmepumpe mit PVT-Anlage) | Juli 2020 |
| - Ersinger Straße 4 (Viessmann-WP mit Erdsonden/Luft-Wärmetauscher) | September 2020 |
| - Heizzentrale Ersinger Straße 5 (BHKW) | Oktober 2020 |

¹⁵ PVT – photovoltaisch-thermische Kollektoren oder ‚PV/Kollektor-Hybridanlage‘.

¹⁶ Im Rahmen eines parallel laufenden F&E-Projektes ‚Ultra F‘ der TU Dresden/IWW Mülheim.

- Übergabestationen Ersinger Straße 1, 3 und 5 plus Nahwärme-Leitung November 2020.

Auch dieser Zeitplan erwies sich als unrealistisch. Zwar erfolgte die Errichtung der PVT-Anlage (34 kW_p-PV-Anlage plus integrierter Luft-Wärmetauscher der Fa. Consolar als Wärmequelle für die Sole/Wasser-Wärmepumpe der Fa. Waterkotte) auf dem Dach des MFH Ersinger Straße 2 durch die Fa. Gartner Elektrotechnik/Solarteuer bereits von Dezember 2019 bis April 2020, und der zweiten PV-Anlage (59 kW_p) auf dem Dach des MFH Ersinger Straße 4 im August /September 2020. Die Ausschreibungen für die Errichtung der Heizzentralen Ersinger Straße 2, 4 und 5 und der Hausübergabestationen Ersinger Straße 1, 3 und 5, sowie für die Errichtung der Erdsonden erfolgten jedoch erst von Mai bis Juli 2020 - aufgrund der Schwierigkeiten, überhaupt geeignete Fachfirmen zu finden, die die erforderliche Kapazität zur Umsetzung im vorgesehenen Zeitraum hatten. Die Auftragsvergabe an die ausführende Fa. A. Ochs Wärmetechnik GmbH erfolgte schließlich im September 2020 (Fa. Ochs in Zusammenarbeit mit den Wärmepumpen-Herstellern Waterkotte und Viessmann). Hierbei mußten wegen Kapazitätsproblemen bei der Fa. Ochs erhebliche weitere zeitliche Zugeständnisse zum Zeitplan für die Anlagenerrichtung akzeptiert werden.



Abb. B1-2: PV-Anlage (4 Felder), westliche Dachseite, Ersinger Straße 4 (Sommer 2021). Wie ersichtlich, hätte man auch mehr als 30 kW_p auf diesem Dach installieren können (s. auch Abbildung auf der Titelseite).
Bildquelle: M. Lämmle/Fraunhofer ISE.

Die Suche nach einer geeigneten Bohrfirma im Großraum Karlsruhe gestaltete sich ebenfalls schwierig, weil infolge der aktuell großen Nachfrage auf die erste Ausschreibung gar nicht oder mit ‚Abwehr-Angeboten‘ reagiert wurde. Erst im Herbst 2020 konnte ein qualifizierter Anbieter (Krämer Erdwärme GmbH, Dettenheim) gefunden werden, dessen Angebot ‚nur‘ um 50 % höher lag als ursprünglich kalkuliert (spezifischer Gesamtpreis, bezogen auf die Sondenlänge: 133 €/m). Aufgrund der geothermischen Gegebenheiten (oberflächennaher Grundwasserkörper mit Strömung in Richtung Rhein) wurde in Absprache mit der Bohrfirma das ursprüngliche Erdsonden-Konzept zugunsten einer erwarteten Verbesserung der spezifischen Wärmeentnahmekapazität geändert: Anstelle von 6 (Doppelrohr-Sole-)Erdsonden mit 100 m Tiefe wurden in der offenen Rasenfläche zwischen den beiden Gebäuden Ersinger Straße 2 und 4 18 Erdsonden mit einer Tiefe von 18 m verlegt (s. Abb. B1-3 rechts; Gesamtlänge der Sonden: 325 m). In diesem Grundwasser-Bereich (Driftgeschwindigkeit ca. 1 m/d) wird eine spezifische Entnahmeleistung von bis zu 100 W/m erwartet.

Parallel erfolgte die Ausführungsplanung und Vergabe der Elektro-Infrastruktur (400 V – Kabel, MS/NS-Trafo-Station) und der Glasfaser-Kabelverbindungen durch die Stadtwerke Karlsruhe, ferner der baulichen Hülle der Heizzentrale (Anbau an das Gebäude Ersinger Straße 5) durch das Planungsbüro **sgfa** im Auftrag der Volkswohnung. Abb. B1-3 zeigt links den Lageplan:



Abb. B1-3: Links: Außenanlagen des Energiesystems. Die Trafo-Station (nicht im Plan eingezeichnet) befindet sich zwischen Ersinger Straße 5 (Heizzentrale) und Ersinger Straße 3. rechts: Fläche zwischen den Gebäuden Ersinger Straße 2 und 4, unter der die 18 Erdsonden mit je 18 m Länge eingebracht wurden (Aufnahmezeitpunkt: 6 Monate nach Überdeckung des Erdsonden-Feldes).

Die Ausschreibung zur Erstellung und Realisierung des Regelungskonzeptes erfolgte im März 2020, die Vergabe ging im April 2020 an die Fa. Enisyst, Pliezhausen. Hier wurde auch eine Einbettung des Datenerfassungssystems für das Monitoring, inklusive Abrechnungszähler (Wärme, Strom, Gas), in das EniSyst-Controller-System inklusive der zugehörigen Internet-Anbindung vereinbart. Für die Datenverarbeitung und Visualisierung wurde das Softwarepaket bzw. die Datenbank MONDAS ausgewählt, das von INATECH bzw. Fraunhofer ISE für die Auswertung der Meßdaten eingesetzt wird.

Die Abstimmung und die nachfolgende Beschaffung der umfangreichen Meßtechnik bzw. der Energiezähler sowie der erforderlichen Schnittstellen zur Meßwertauslesung erfolgte Ende 2020 im Wesentlichen zwischen INATECH und EniSyst unter Beteiligung des Planungsbüros IBS, der Stadtwerke (für die KES) und des Fraunhofer ISE.

Auf der Basis der Auftragsvergaben durch die KES Im Herbst 2020 wurde zunächst die Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen *bis April 2021* geplant. Auch dieser Plan mußte bereits kurz nach der Vergabe an die Fa. Ochs revidiert werden, weil diese wegen mangelnder Personalverfügbarkeit aufgrund des Corona-Lockdowns direkt eine weitere Verzögerung um 5 Monate ‚auf ca. Sommer 2021‘ ankündigte. Die zwischenzeitlich geplante Einbeziehung der Heizzentrale in der Ersinger Straße 2 (Wärmepumpenanlage Fa. Waterkotte) in das laufende Ultra F – Projekt (Ultrafilter-Anlagen zur Reduzierung der legionellen-bedingten Anforderungen an die TWW-Temperatur; TU Dresden, IWW Mühlheim; SOLVIS GMBH Braunschweig) mußte trotz intensiver Vorbereitungsarbeiten aufgegeben werden, weil die betroffenen Mieter nicht bereit waren, an den über zwei Jahre andauernden regelmäßigen (ca. 15) Wasserentnahmen in ihren Wohnungen zwecks bakterieller Analysen mitzuwirken. Sie hätten dazu jeweils tagsüber in den Wohnungen anwesend sein müssen. Eine Temperaturabsenkung von 65 °C auf 50°C der Trinkwarmwasser-Vorlaufttemperaturen hätte nach eigenen Berechnungen eine Reduktion des Strombedarfs zur TWW-Erzeugung um bis zu 30 %

ermöglicht. Falls das Ultra F – Projekt positive Ergebnisse ergibt und die TrinkwasserV in der Folge den Einsatz von Ultrafilteranlagen zulässt, kann diese nachträglich installiert werden.

Der tatsächliche zeitliche Ablauf der Anlagen-Errichtung war schließlich wie folgt:

(1) Ersinger Straße 2, PVT-Wärmepumpe (Waterkotte/Consolar)

Die erste (Ende August 2021) vollständig in Betrieb genommene Anlage (neben den bereits seit September 2020 laufenden PV-Anlagen) war die Waterkotte-Wärmepumpe mit den PVT-Kollektoren in der Ersinger Straße 2 (s. auch Abb. B0-1). Nach erfolgter Anlagenabnahme wurde jedoch die Waterkotte-Wärmepumpe in der 1. Septemberwoche 2021 wieder außer Betrieb genommen, weil sich Mieter in der Ersinger Straße 2 über nächtliche Lärmbelastung beschwerten. Die Lärmpegelmessung ergab viel zu hohe Werte (über 80 dB(A) im Heizraum). Hauptursache war der Frequenzumformer der Wärmepumpe. Dieser wurde im Dezember von Waterkotte ausgebaut und durch eine ‚Sanft-Anlaufschaltung‘ ersetzt. Hierzu war der Einbau einer von Waterkotte maßgefertigten neuen Steuerplatine erforderlich. Dies verringerte die Lärmemission erheblich, die Geräuschentwicklung der Wärmepumpe war in der darüber liegenden Wohnung jedoch immer noch zu hoch. Daher wurde in der Ersinger Straße 4 in der Heizperiode 2021/2022 zunächst nur mit dem Spitzenlast-BWT-Erdgaskessel geheizt. Auf der Grundlage eines von der KES beauftragten Gutachtens sollte ein Lärm-Minderungskonzept erstellt und umgesetzt werden. Mangels verfügbarer Gutachter-Kapazitäten konnte dieses Konzept erst im März 2022 erstellt werden. Es sah folgende Maßnahmen vor:

- Einbau eines zusätzlichen Dämpfungssockels unter der Standfläche der Wärmepumpe,
- akustische Entkopplung der Rohrleitungen,
- nachträglicher Schalldämpfer für die Zuluft-Öffnung in den Heizungskeller.

Von diesen Maßnahmen wurde erwartet, daß hierdurch der Körper- bzw. Luftschallübertragung in die über der Heizzentrale liegenden Wohnungen ausreichend reduziert würde. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgte im September 2022, woraufhin die Wärmepumpe wieder neu in Betrieb genommen wurde. Zum Ergebnis siehe Abschnitt B2.

(2) Heizzentrale Ersinger Straße 5 (BHKW, SL-Kessel, Wärmespeicher)

Das Heizzentralen-Gebäude wurde im Juni/Juli 2020 durch die Volkswohnung bzw. in deren Auftrag durch das Planungsbüro **sgfa** geplant. Mit der Errichtung des Gebäudes wurde im September 2020 begonnen, es wurde bis Januar 2021 fertiggestellt. Nach Aushärtung der Betondecken konnte ab März 2021 mit dem Einbau der ‚technischen Gebäudeausrüstung‘ (Verrohrung, SL-Kessel, Wärmespeicher, MSR-Technik, erster BHKW-Modul) begonnen werden. Diese Arbeiten wurden im September 2021 mit der Inbetriebnahme/Abnahme des BHKW abgeschlossen. Wegen Verzögerungen

beim Anschluß der Stromzähler konnte das BHKW aber erst im November 2021 in den Dauerbetrieb gehen.



Abb. B1-4: Links: Neue Heizzentrale als Anbau an das Gebäude Ersinger Straße 5 (s. auch Abbildung auf der Titelseite). Rechts: Möblierung der Heizzentrale: links im Vordergrund der erste BHKW-Modul, in der Mitte der SL-Kessel, im Hintergrund die beiden 3 m³ – Wärmespeicher. Ganz rechts ansatzweise der Schaltschrank mit Controller, Meßtechnik und Internet-Router.

(3) Infrastruktur: Nahwärme-Leitung und Strom/Glasfaser-Leitungen

Mit der Errichtung der Nahwärme-Leitung (von der Heizzentrale Ersinger Straße 5 zur den Gebäuden Ersinger Straße 1 und 3) wurde im Februar 2021 begonnen, die zugehörigen Gräben wurden auch zur Verlegung der neuen Glasfaser-Kabel benützt. Der Tiefbau und die Leitungsverlegung für die 400 V - Stromkabel vom BHKW zu den Wärmepumpen (Ersinger Straße 2 und 4) erfolgten bis Juni 2021, der Anschluß aber erst im Oktober 2021. Die neue Trafo-Station zur Anbindung an das Mittelspannungsnetz (zwischen den MFH Ersinger Straße 3 und 5) wurde im Sommer 2021 errichtet. Die Glasfaser-Wellenleiter – Kabel wurden im Herbst 2021 verlegt und an die Controller in den Unterstationen Ersinger Straße 1, 3 und 5 angeschlossen. Diese Datenleitungen enden derzeit in der Heizzentrale Ersinger Straße 5. Diese ist vorerst über konventionelle Kupferleitungen an das Internet angeschlossen, bis die Stadtwerke ausreichend Kapazität zur Verfügung haben, um diesen Bereich um die Ersinger Straße an das vorhandene Internet-Glasfasernetz anzuschließen.

(4) Hausstationen Ersinger Straße 1, 3 und 5

Die drei Hausübergabestationen wurden von September bis November 2021 errichtet und abgenommen.



Abb. B1-5a: Links: Verwendete Nahwärmeleitung. Rechts: Hausübergabestation in der Ersinger Straße 5.
Bildquelle: M. Lämmle, Fraunhofer ISE.

(5) Ersinger Straße 4: Viessmann-Wärmepumpe (HEAVEN – Projekt)

- Systemansatz

Das technische Konzept für die 2-stufige ‚Mehrquellen-Wärmepumpe‘ wurde von Viessmann gemeinsam mit Fraunhofer ISE ab Herbst 2019 entwickelt und nach Erprobungen auf dem Teststand von Fraunhofer ISE (bis Sommer 2021) in Form eines anwendungsreifen Prototyps im Herbst 2021 in der Ersinger Straße 4 umgesetzt.

- Wärmequellen

Das Erdsonden-Feld (18 Sole-Doppelsonden mit je 18 m Länge) wurde ab Juni 2021 abgeteuft und im August 2021 an den Heizungskeller Ersinger Straße 4 angeschlossen. Die von Fraunhofer ISE mit Viessmann abgestimmte Konstruktion des Luft/Sole-Tischwärmetauschers auf dem Dach eines der neuen Müllhäuschen der Volkswohnung (s. Abb. B1-5b und Abb. B1-6) wurde im Herbst abgeschlossen. Diese Anlage wurde schließlich bis Dezember 2021 installiert und im Januar 2022 in Betrieb genommen.



Abb. B1-5b: Viessmann-Mehrquellen-Wärmepumpe: Tischkühler auf neuem Müllhäuschen an der Ersinger Straße 4, linkes Foto, und Wärmepumpenkaskade (Fa. Viessmann) im Heizungskeller.



Abb. B1-6: Tischkühler als Teil der Mehrquellenanlage der Viessmann-Wärmepumpe (gemeinsame Entwicklung von Viessmann und Fraunhofer ISE) auf dem Müllhäuschen an der Ersinger Straße 4.

(6) Regelungstechnik / Monitoring-System

Die Programmierung der MONDAS-Datenbank erfolgte seit Frühsommer 2021 in Abstimmung zwischen INATECH, EniSyst, Fraunhofer ISE und den Stadtwerken Karlsruhe. Ab Herbst 2021 waren erste reale Monitoring-Daten aus der Heizzentrale, Ersinger Straße 5, verfügbar.

Die eigenständigen Monitoring-Systeme der Wärmepumpen und des BHKW's sowie die EniSyst-Regelungstechnik) wurden von August bis Dezember 2021 stufenweise in Betrieb genommen (Werkkotte/Viessmann bzw. Fa. EniSyst mit dem Planer IBS). Die Daten können von den Internet-Portalen von EniSyst, Werkkotte und Viessmann (mit entsprechender Berechtigung) direkt abgerufen werden. Wegen der erst nachfolgenden Fertigstellung und Inbetriebnahme des Glasfasernetzes im Bereich Ersinger Straße durch die SW erfolgte die Datenübertragung der einzelnen Controller zunächst per Mobilfunk (LTE)-Router. Dabei zeigten sich sporadische Verbindungsabbrüche mit wiederholtem Neuaufbau der Verbindung mit dynamischer IP-Adresse. Seit Ende März 2022 steht eine zentrale Internetverbindung (Kabel-Anschluss) in der Heizzentrale zur Verfügung. Die Controller sind untereinander über das lokale Glasfasernetz verbunden. Auch hier war die Verbindung zunächst instabil, was durch ein Update der Controller-Konfiguration behoben werden konnte. Seit Mai 2022 läuft der Datenversand stabil. Sobald das Glasfasernetz der Stadt Karlsruhe weiter ausgebaut wird, soll der Kabelanschluß der Heizzentrale durch einen Glasfaseranschluß ersetzt werden.

Parallel zur Inbetriebnahme der Technik erfolgte die Programmierung der Auswertung der Meßdaten mit der Datenbank MONDAS durch INATECH als Grundlage der anstehenden betrieblichen Optimierungsphase. In MONDAS werden ferner die Energiebilanzen für das Gesamtsystem und die Unterkreise berechnet. Ferner werden grafische Darstellungen des Verhaltens auswählbarer Meßgrößen angeboten (Verhalten einzelner Anlagenkomponenten, Check von Änderungen in der Regelung, Fehlersuche etc.) MONDAS ermöglicht den Zugriff durch (berechtigte) Dritte, wie Stadtwerke

und KES, zwecks Anlagenüberwachung und Fehlerdiagnose (s. Kap. B2). Über dieses System kann Fraunhofer ISE seit Februar 2022 auch unterschiedliche Betriebsstrategien erproben.

Zur Datenerfassung wurden durch EniSyst insgesamt sechs Controller (5 Gebäude plus Heizzentrale) mit Internet-Zugang installiert. Die Datenübertragung an einen Server des Fraunhofer ISE zur Auswertung durch die Uni Freiburg mit MONDAS erfolgt per MQTT-Schnittstelle. Mögliche Datenlücken durch Verbindungsunterbrechungen müssen nachträglich übermittelt werden (per CSV- oder ASCII-Datei). Die Messdaten werden lokal auf den Controllern gespeichert. EniSyst entwickelt gerade eine Lösung zur automatischen Übermittlung von Meßdaten nach Verbindungsabbrüchen.

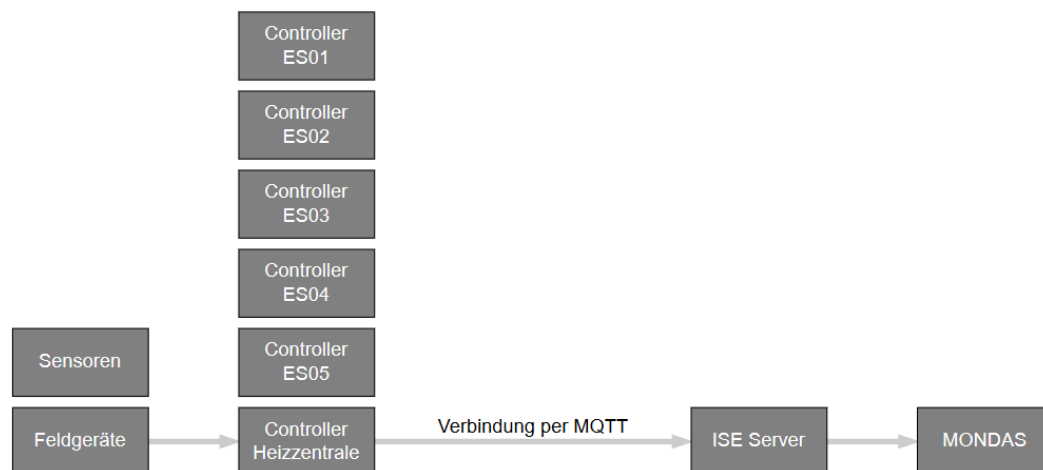


Abb. B1-7: Meßdaten-Erfassungssystem und Datenverbindung

Neben der Datenübertragung zur MONDAS-Datenbank gibt es auch einen direkten (paßwortgeschützten) Zugriff auf die EniSyst-Controller (Live-Visualisierung der Monitoring-Daten des Quartiers auf der EniSyst-Web-Seite). Die zugehörigen Grafiken zur Darstellung der einzelnen Schaltbilder mit zugehörigen aktuellen Sensor-Werten funktioniert bzw. diese werden von EniSyst laufend weiterentwickelt.

(7) Monitoring-Phase

Aufgrund der vielen Verzögerungen in der Errichtungsphase konnte die Monitoring- und Systemoptimierungsphase erst ab Januar 2022 gestartet werden, wobei einzelne Zähler erst bis Mai 2022 angeschlossen werden konnten. Somit wird die Monitoring-Phase nur ca. 20 Monate abdecken können, anstelle der ursprünglich vorgesehenen 24 Monate, und auch hier nur für einen Teil der errichteten Anlagen. Da der Ausbau der 2. Stufe (2. BHKW-Modul) erst bis Herbst 2022 erfolgte, bzw. die Waterkotte-WP weiterhin außer Betrieb ist (Stand Anfang 2023), wird die Monitoring-Phase für das *fertige Gesamtsystem* nur weniger als ein Jahr umfassen können.

Ein Teil der Monitoring-Daten wird durch die (geeichten) Abrechnungszähler für Gas, Strom und Wärme geliefert. Diese werden von der KES bzw. den Stadtwerken gestellt und zur weiteren Auswertung der Verbrauchsdaten (für Abrechnungszwecke) fern-ausgelesen. Dazu mußten diese Zähler beschafft (durch die Stadtwerke) und per zusätzlicher M-BUS-Schnittstelle in das Controlling-System integriert werden (EniSyst). Bei den abrechnungsrelevanten Stromzählern ist keine Mehrfachauslesung möglich, daher werden hier zusätzliche Wandlerzähler eingesetzt. Auch hier gab es erhebliche Verzögerungen in der Beschaffung, sodaß diese Zähler erst seit April 2022 ausgewertet werden können.

Die Installation der (vorgegebenen) Wärmemengenzähler war Teil des Auftrags an die Fa. Ochs. Hier zeigten sich Installationsfehler (falsche Einbaurichtung, nicht oder fehlerhaft installierte

Temperatursensoren), was ebenfalls zu Verzögerungen bei der Installation des Monitoring-System führte. In der Heizzentrale Ersinger Straße 2 (Waterkotte-WP) sind diese Fehler noch immer nicht behoben (Stand Frühjahr 2023). Vor allem die Installation von Kugelhähnen durch die Fa. Ochs an Stellen, an denen eigentlich Temperaturfühler für Tauchhülsen vorgesehen sind, bedeutete einen erheblichen Mehraufwand. Auch bei der Aufschaltung der Meßtechnik und weiterer Komponenten an die Controller (Datenlogger) gab es unvorhergesehene Probleme (gestörte Kommunikation, Probleme mit Gateway, Konfiguration der Schnittstelle, falsche angelieferte Fühler), welche ebenfalls zu einem Mehraufwand und damit zu Verzögerungen bei der Installation des Monitoring-Systems führten.

B1.3 Gesamtübersicht über den tatsächlichen Zeitbedarf bei der Projektumsetzung

Diese oben beschriebene zeitliche Abfolge der Umsetzung des neuen Energiesystems ergibt folgenden realen Zeitablauf der Anlagenerrichtung:



Abb. B1-8: Tatsächlicher Zeitbedarf zur Errichtung der einzelnen Komponenten des Energiesystems „SQ Durlach“ (ohne Planungsvorlaufzeiten (zu vergleichen mit dem ursprünglichen Zeitplan, Abb. B1-1).

B1.4 Kostenentwicklung

Die Kostensituation als Ergebnis der Auftragsvergaben in 2020 stellte sich aufgrund der langen Verzögerungen infolge der engen Auftragslage im Raum Karlsruhe sowie aufgrund von konzeptionellen Änderungen im geplanten Energiesystem als schwierig dar: Die zum Zeitpunkt der Antragstellung (2017/18) geschätzten Kosten wurden

- zum Teil annähernd eingehalten (BHKW, Wärmepumpe, PV-Anlagen, NW-Leitungen),
- zum Teil erheblich (ca. Faktor 2) überschritten, insbesondere der technische Ausbau (Hydraulik, E-Technik) aller Heizzentralen als wesentlicher Kostentreiber, aber auch Erdsonden, Regelungstechnik und Planungskosten,
- erhöht durch die ursprünglich nicht geplante PVT-Anlage sowie das ebenfalls ursprünglich nicht geplante Gebäude der Heizzentrale Ersinger Straße 5 sowie die neue elektrische Infrastruktur (400 V-Leitungen, Trafostation), die z.T. auf regulatorische Rahmenbedingungen (EEG) zurückgehen.

Alleine die aus Platzgründen erforderliche Umplanung der BHKW-Heizzentrale (neues Heizwerksgebäude, errichtet an der Stirnseite des MFH Ersinger Straße 5, anstelle der ursprünglich angedachten Unterbringung der Anlagen im Gebäudekeller oder in einer Fertiggarage) ergab zusätzliche Kosten von ca. 250 T €. Die Kosten der regulierungskonformen stromseitigen Anbindung der Anlagen

an das übergeordnete Stromnetz (ca. 235 T €) waren zum Zeitpunkt der Antragstellung nicht angesetzt worden.

Im Ergebnis haben sich die Investitionskosten von den ursprünglich geschätzten ca. 1 Mio. € auf ca. 2,2 Mio. € (netto) etwa verdoppelt. Daraus ergeben sich reale Wärmegestehungskosten, die um ca. 15 % höher sind als in Projektphase A kalkuliert (s. Abschnitt B3). Wegen der gesetzlichen Vorgabe der ‚Kostenneutralität‘ bei Übernahme der Versorgung durch einen Contractor mußte daher eine Regelung zur teilweisen Kostenübernahme durch die Mütter der KES (Stadtwerke, Volkswohnung) gefunden werden (Details s. **Abschnitt B3**).

Da es sich um ein Forschungsprojekt handelt, aus dem wissenschaftliche Ergebnisse und Lerneffekte für potentielle Folgeprojekte in weiteren Quartieren außerhalb der Fernwärme-Vorranggebiete in Karlsruhe erwartet werden, haben die Mütter der KES (Stadtwerke Karlsruhe, Volkswohnung) beschlossen, das Projekt trotz absehbarer Defizite hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit weiterzuführen. Für die Zukunft ist es erforderlich, daß die Anlagen-Effizienz dieser und ähnlicher Energiekonzepte in der Praxis realistisch nachgewiesen wird (das ist eine der Aufgaben des SQ-Durlach – Projektes) und daß vor allem Lerneffekte hinsichtlich möglicher Kostenminderungen (z.B. durch Systemvereinfachung) bzw. möglicher betrieblicher Optimierungs-Spielräume (die in der laufenden Monitoring-Phase erprobt werden sollen) erzielt werden. Solche Lerneffekte werden aus dem SQ-Durlach - Projekt erwartet (s. **Abschnitt B4**). Künftige Änderungen in den Rahmenbedingungen, wie Anstieg der CO₂-Steuer oder Änderungen bei der Vergütung des selbst erzeugten Stroms bzw. zu erwartende Änderungen der Energiepreise könnten die Situation mittelfristig verbessern. Eventuell verbilligen sich auch Stromspeicher deutlich, was die künftigen Möglichkeiten zur Eigennutzung des selbst erzeugten Stroms erweitern würde.

B1.5 Übersicht über die Anlagentechnik

Im der folgenden Tabelle werden die eingebauten Komponenten und Anlagentechnik spezifiziert.

17

Tab. B1-1: Übersicht über die Anlagentechnik

Heizzentrale	Anlagenkomponente	Fabrikat	Nennleistung
Wärmeerzeuger/ Stromerzeuger	BHKW 1	Comuna Metall – Typ 2726	50 kW el. 92 kW th.
	BHKW 2	Comuna Metall – Typ 2726	50 kW el. 92 kW th.
Wärmespeicher	Gasbrennwertkessel	Hoval Ultragas 350	51 - 324 kW th.
	Pufferspeicher 1	Sailer HLE	3 m ³
Pumpen	Pufferspeicher 2	Sailer HLE	3 m ³
	Nahwärmenetz 1	Grundfos TPE3 40-200	1,2 kW
	Nahwärmenetz 2	Grundfos TPE3 40-200	1,2 kW
	Speicherentladung	Biral Modula 40-10 220 Red	18 - 352 W
	BHKW 1	Biral Modula 40-6 220 Red	16 - 171 W
	BHKW 2	Biral Modula 40-6 220 Red	16 - 171 W

¹⁷ Vgl. Masterarbeit Theo Leyschulte "Analyse und Betriebsoptimierung des Smarten Quartiers Karlsruhe Durlach", Universität Freiburg (2022).

Tab. B1-1 forts.: Übersicht über die Anlagentechnik

ES1	Anlagenkomponente	Fabrikat	Nennleistung
Wärmeerzeuger	Nahwärmean-	2-Leiter Nahwärmenetz	380 kW 80/60°C 11 m³/h
Wärmespeicher	Pufferspeicher 1	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 2	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 3	Sailer HLE	0,85 m³
TWW-Bereitung (2er Kaskade)	FriWa-Station 1	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
	FriWa-Station 2	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
Pumpen	TWW-Zirkulation	Biral CompAX 20-6 150 Blue	5 - 45 W
	Heizkreis	Grundfoss Magna 3 32-120	15 - 333 W
Stromerzeuger	PV-Anlage	Noch nicht installiert	33 kW _p
ES3			
Wärmeerzeuger	Nahwärmean-	2-Leiter Nahwärmenetz	380 kW 80/60°C 11 m³/h
Wärmespeicher	Pufferspeicher 1	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 2	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 3	Sailer HLE	0,85 m³
TWW-Bereitung (2er Kaskade)	FriWa-Station 1	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
	FriWa-Station 2	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
Pumpen	TWW-Zirkulation	Biral CompAX 20-6 150 Blue	5 - 45 W
	Heizkreis	Grundfoss Magna 3 32-120	15 - 333 W
Stromerzeuger	PV-Anlage	Noch nicht installiert	33 kW _p
ES5			
Wärmeerzeuger	Nahwärmean-	2-Leiter Nahwärmenetz	380 kW 80/60°C 11 m³/h
Wärmespeicher	Pufferspeicher 1	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 2	Sailer HLE	0,85 m³
	Pufferspeicher 3	Sailer HLE	0,85 m³
TWW-Bereitung (2er Kaskade)	FriWa-Station 1	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
	FriWa-Station 2	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
Pumpen	TWW-Zirkulation	Biral CompAX 20-6 150 Blue	5 - 45 W
	Heizkreis	Grundfoss Magna 3 32-120	15 - 333 W
Stromerzeuger	PV-Anlage	Noch nicht installiert	33 kW _p
ES2			
Wärmeerzeuger	Sole-Wasser-WP	Waterkotte EcoTouch 5110T	55,4 kW th. 13 kW el.
		5077.4T	COP 4,2 (B0/W35)
Wärmespeicher	Gasbrennwertkes-	Weishaupt WTC-GW 100-A	13,1 - 91,8 kW th. (80/60°C)
	TWW-Speicher 1	Waterkotte Z15913MC	0,9 m³
	TWW-Speicher 2	Waterkotte Z15913MC	0,9 m³
	Heizungsspeicher	Waterkotte Z15913MC	0,9 m³
TWW-Bereitung	FriWa-Station 1	Waterkotte EcoPack 100	100 kW
	FriWa-Station 2	Waterkotte EcoPack 100	100 kW
Pumpen	TWW-Zirkulation	Biral CompAX 20-6 150 Blue	3 - 34 W
	Heizkreis	Grundfoss Magna 3 32-120	9 - 171 W
	Gaskessel	Grundfoss UPMXL 32-125	3 - 180 W
	WP quellenseitig	Wilo Stratos Giga 50/1-20/1,3	1500 W
	FriWa 1		76 W
	FriWa 2		76 W
Stromerzeuger	PVT-Anlage	Consolar Solink Wechselrichter	450 W _p Gesamt 34 kW _p

Tab. B1-1 forts.: Übersicht über die Anlagentechnik

ES4	Anlagenkomponente	Fabrikat	Nennleistung
Wärmeerzeuger	Sole-Wasser-WP	Viessmann Vitocal 350-G BW351.B42	42,3 kW th. 8,7 kW el. COP 4,8 (B0/W35)
	Sole-Wasser-WP	Viessmann Vitocal 350-G BW351.B27	28,7 kW th. 5,9 kW el. COP 4,9 (B0/W35)
	Gasbrennwertkessel	Viessmann Vitodens 200-W	18,2 – 90,9 kW th.
	Heizstab Puffer-		7,5 kW
	Heizstab Abtauung		9,5 kW
Wärmespeicher	Ventilatoren ALE	Güntner EC-Ventilator	240 W
	TWW-Speicher 1	Sailer HLE	0,85 m³
	TWW-Speicher 2	Sailer HLE	0,85 m³
TWW-Bereitung (2er Kaskade)	Heizungsspeicher	Sailer HLE	0,85 m³
	FriWa-Station 1	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
	FriWa-Station 2	Vameco VARIO fresh-nova 30	90 kW
Pumpen	TWW-Zirkulation	Grundfoss Alpha2 25-60 180	5 - 45 W
	Heizkreis	Grundfoss Magna 3 32-120	15 - 333 W
	Gaskessel	Wilo Stratos Para 25/1-12 T16	16 - 310 W
	Außeneinheit	Wilo Stratos Maxo 40	10 - 570 W
	Erdsonden	Wilo Stratos Maxo 40	10 - 640 W
	WP1 quellenseitig	Wilo Stratos Maxo 30	7 - 275 W
	WP1 senkenseitig	Wilo Stratos Maxo 30	7 - 275 W
	WP2 quellenseitig	Wilo Stratos Maxo 30	7 - 275 W
	WP2 senkenseitig	Wilo Stratos Maxo 30	7 - 295 W
	PV-Anlage	IBC Solar MonoSol 315 OS5	315 W _p Gesamt 60 kW _p
Stromerzeuger		Fronius Symo 12,5-3M	12,5 kW
		Fronius Symo 20,0-3M (x2)	20 kW

B2 Erste Betriebserfahrungen

B2.1 Quartiersregelung

Das grundsätzliche Konzept für die Regelung des neuen Energiesystems in der Ersinger Straße ist in Bd. 1, Abschnitt A3 (S. 93 ff) beschrieben. Es besteht aus zwei Hauptkomponenten, einem ‚Quartiers-Energiemanagement-System‘ (EMS) für das Gesamt-System, und den jeweiligen Regelungssystemen der Einzel-Anlagen. Das EMS dient dazu, den Betrieb der Anlagen in den fünf MFH und der Heizzentrale in der Ersinger Straße 5 unter Nutzung der groß dimensionierten Wärmespeicher (insgesamt fast 20 m³, mit ca. 500 bis 700 kWhth Speicherkapazität) so aufeinander abzustimmen, daß eine Minimierung der Betriebskosten (d.h. der Erdgaskosten und der Kosten für Netzstrombezug) erreicht wird. Zu diesem Zweck soll das EMS auf die aktuellen Betriebsdaten des Monitoring-Systems sowie auf eine ‚vorausschauende Regelung‘ zurückgreifen können. Da die Stromversorgung aufgrund der bestehenden Regulierungsvorgaben (zur Planungszeit 2020) so konzipiert werden mußte, daß BHKW-Strom lokal (über eigene Stromleitungen) nur für die Wärmepumpen (aber nicht für den Haushaltsstrom) und PV-Strom lokal (über die Hausversorgung) nur zur Deckung von Haushaltsstrombedarf (aber nicht für die Wärmepumpen) eingesetzt wird, sind die Freiheitsgrade zur Optimierung des Gesamtsystems reduziert.¹⁸

Das EMS soll von Fraunhofer ISE in der ab Mai 2022 laufenden Phase C des Projektes (Betriebsoptimierung) entsprechend der o.g. Zielsetzung entwickelt und erprobt werden. Dies ist Gegenstand von Bd. 3 des Projektberichtes. Das EMS soll in Verbindung mit optimalen Einstellungen der Regelungsparameter der Einzelanlagen sicherstellen, daß das Energiesystem nach Abschluß des F&E-Projektes durch die KES weitgehend wie ein konventionelles Energiesystem betrieben werden kann, d.h. möglichst ohne laufende weitere Eingriffe (der KES) in die (in Phase C optimierte) System-Regelung.

B2.2 Regelung der Unter-Systeme bzw. Einzel-Anlagen

Während das EMS Vorgaben von ‚Einsatzempfehlungen‘ für die Einzelanlagen zur Optimierung des Gesamtsystems erzeugt,¹⁹ findet die eigentliche Regelung unter Nutzung der dezentralen Regler in den Heizzentralen statt, die ja bereits über ‚intelligente‘, d.h. programmierbare Regelungssysteme verfügen. Aufgabe in der Inbetriebnahmephase war es, eine erste sinnvolle Einstellung der Regelungsparameter zu finden, die in der darauffolgenden Monitoring-Phase (Phase C) optimiert werden sollen. Diese Aufgabe stellt sich in den drei Heizzentralen

- Ersinger Straße 5: BHKW plus SL-Kessel
- Ersinger Straße 2: PVT-Wärmepumpe plus SL-Kessel
- Ersinger Straße 4: Mehrquellen-Wärmepumpe plus SL-Kessel

unterschiedlich dar.

Im Folgenden werden die hydraulischen Schaltungen dieser Anlagen beschrieben. Anhand der daraus resultierenden Betriebsmöglichkeiten bzw. der aus Phase A bekannten Verbraucher-Anforderungen wird abgeleitet, wie eine sinnvolle Regelung dieser Systeme theoretisch aussehen könnte/sollte (‚Soll-Betrieb‘). Für den seit Mai 2022 laufenden realen Betrieb soll das Monitoring

¹⁸ Idealerweise würden z.B. die Wärmepumpen im Sommer mit PV-Strom betrieben, d.h. sie müßten tagsüber laufen (und das BHKW abends), sofern die Speicherkapazität das zuläßt. Die im Text genannten Vorgaben bedeuten aber, daß die Wärmepumpen (im Sommer) nicht mit dem PV-Strom, sondern mit dem BHKW-Betrieb synchronisiert werden sollten.

¹⁹ Eine ‚Einsatzempfehlung‘ des EMS z.B. für eine Wärmepumpe wird dann realisiert, wenn die Betriebsparameter der Wärmepumpe den damit angeforderten Betrieb zulassen.

zeigen, inwieweit dieser Betrieb wirklich erreicht werden kann bzw. wie die Regelungsparameter eingestellt werden müssen, um diesen Sollbetrieb zu erreichen.

B2.2.1 Heizzentrale Ersinger Straße 5 (BHKW, SL-Kessel)

Wegen des großen Platzbedarfs der Wärmeerzeuger (2 BHKW-Module, 1 SL-Kessel, 2 Speicher à 3 m³ plus zugehöriger Verrohrung und MSR-Schaltschränke) konnten diese Anlagen nicht in den vorhandenen Kellern untergebracht werden, sondern es mußte, in Abstimmung mit der Volkswohnung, ein Anbau an das Gebäude Ersinger Straße 5 erfolgen. Abb. B2-0 zeigt die neu errichtete Heizzentrale (an der Stirnseite des MFH Ersinger Str. 5) von außen bzw. innen:

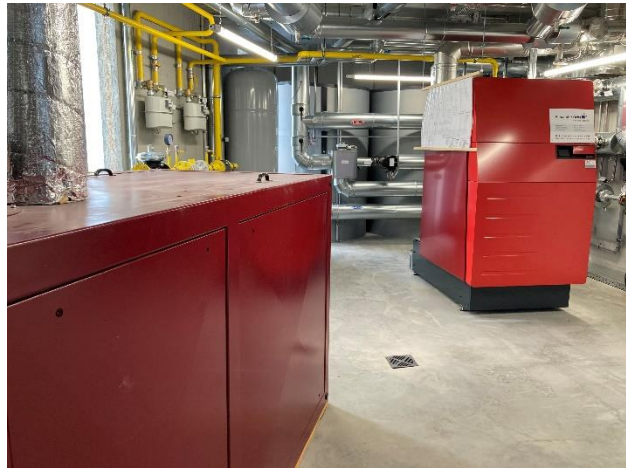


Abb.B2-0: BHKW-Heizzentrale als Anbau an das Gebäude Ersinger Straße 5 (links) und Blick ins Innere: in der Mitte der SL-Kessel, links 1 BHKW-Modul (der 2. Modul wurde im Herbst 2022 installiert).

Diese neue BHKW-Heizzentrale versorgt die drei MFH Ersinger Straße 1, 3 und 5 über eine Nahwärme-Leitung (s. auch Abb. B0-1). Mit folgenden Eckdaten des Wärmebedarfs ist auf Basis der gemessenen Verbräuche 2015 – 2018 zu rechnen:

(1) Auslegungs-Eckdaten: Bedarf/Verbrauch

Drei MFH gleichen Typs mit insgesamt 7.384 m² beheizter Wohnfläche:

Heiz-Nennleistung gesamt: ca. 270 kW_{th} 387 MWh_{th}/a

WW-Erzeugung gesamt: ca. 45 kW_{th} 219 MWh_{th}/a (im Mittel ca. 600 kWh_{th} pro Tag)

(2) Wärmeerzeuger:²⁰

2 BHKW-Module, à 50 kW_{el} bzw. 92 kW_{th} → 100 kW_{el} + 184 kW_{th},²¹

1 Spitzenlast-Brennwert-Kessel: 51 - 324 kW_{th}

Erzeugungs-(Vorlauf-)Temperaturen: 80 – 90 °C

MFH-Heizkurven-Nenntemperaturen: 70 / 50 °C

²⁰ 2. Ausbaustufe; neben diesen Wärmeerzeugern war ferner für die MFH nördlich der Ersinger Straße noch die Installation von PV-Anlagen mit 2 x 50 kW_p für Sommer 2022 geplant; dies mußte wegen der erforderlichen Abstimmung mit der Volkswohnung zur Einrüstung der MFH (gleichzeitige Erneuerung des Fassadenanstrichs) auf Frühjahr 2023 verschoben werden.

²¹ Das erste BHKW-Modul läuft seit Herbst 2021, das zweite Modul seit Herbst 2022.

(3) Wärmespeicher:

- 2 x 3 m³ Wärmespeicher → Heizzentrale: 6 m³ (Wärmekapazität im Sommer ca. 200 bis 220 kWh²²)

- je 3 x 0,85 m³ Wärmespeicher in jeder der drei Hausstationen

Die rechnerische Wärmekapazität der Speicher in den drei Hausstationen beträgt insgesamt (3 x 3 x 0,85 m³ = 7,65 m³): Sommerbetrieb: $\Delta T_{Sp} \sim 70 - 30 = 62 \text{ K}^{23}$; $Q_{Sp} = V_{Sp} \times c_W \times \Delta T_{Sp} \sim 370 \text{ kWh}$ (rechnerisch) für alle 3 x 3 Speicher in den Unterstationen. Diese Speicher in den Unterstationen können den Tages-WW-Bedarf der 3 MFH im Sommer rechnerisch etwa zu drei Vierteln speichern (falls die angegebene T-Spreizung in den Speichern erreicht wird). Zusammen mit den beiden Speichern in der Heizzentrale liegt die Gesamt-Speicherkapazität dann etwa in der Größenordnung des Tages-WW-Bedarfs im Sommer. Ein einzelnes BHKW-Modul ($\approx 92 \text{ kWh}$) benötigt ca. 6 – 7 Stunden, um diesen Tages-WW-Bedarf zu erzeugen. Hier könnten (durch das EMS) Synchronisierungsanforderungen mit dem Wärmepumpen-Betrieb berücksichtigt werden.²⁴

(4) Bedarfs- bzw. Verbrauchsabschätzung als Funktion der Außen-Temperatur

Abb. B2-1 zeigt eine Abschätzung des (stationären) Heizenergiebedarfs der 3 MFH als Funktion der Außen-Temperatur (Nenn-Außen-Temperatur -12 °C, Heizgrenz-Temperatur 15 °C) sowie des Gesamtleistungsbedarfs für die WW-Bereitstellung (ca. 35 kWh). Demnach sollte theoretisch *ein* BHKW-Modul den *Heizbedarf* bis $T_a \approx +5 \text{ °C}$ abdecken können, den Gesamt-Wärmebedarf (*Heizung plus WW*) bis ca. $T_a \approx +9 \text{ °C}$. Die beiden BHKW-Module zusammen (ca. 185 kWh) sollten den Nutz-wärmebedarf rechnerisch bis $T_a \approx -2 \text{ °C}$ abdecken können.

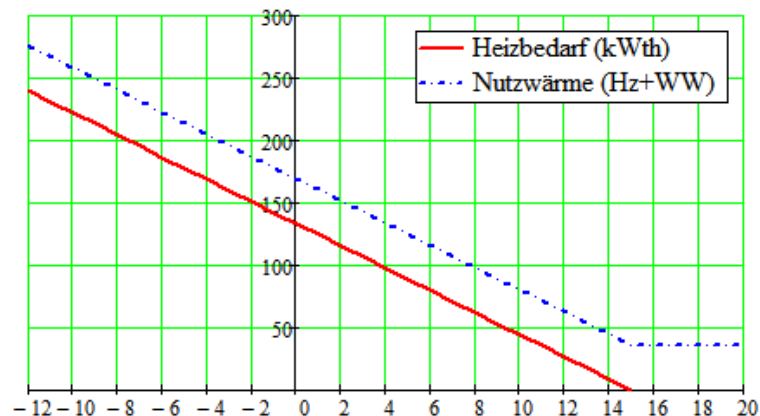


Abb. B2-1: Abschätzung des Wärmeleistungsbedarfs der 3 MFH Ersinger Straße 1, 3 und 5 zur Heizung (stationär) in Abhängigkeit von der Außen-Temperatur: Nenn-Heizleistung ca. 240 kWh, Leistungsbedarf zur WW-Bereitstellung ca. 35 kWh.

²² T-Spreizung: 90 – 60 = 30 K (ca.)

²³ Im WW-Betrieb kann laut Monitoring-Daten eine untere Speicher-Temperatur von ca. 30 °C erreicht werden.

²⁴ Dies setzt voraus, daß die Wärmepumpen (im Sommer) durch gute Ausnutzung der Speicherkapazität ebenfalls (z.B. tagsüber) länger durchgehend in Betrieb sein können.

(5) *Hydraulik-Schaltbild der Heizzentrale Ersinger Straße 5 und Regelungskonzept*

Abb. B2-2 zeigt ein vereinfachtes Hydraulik-Schaltbild der Heizzentrale (Konzeption: Ing.-Büro IBS, Bietigheim-Bissingen):

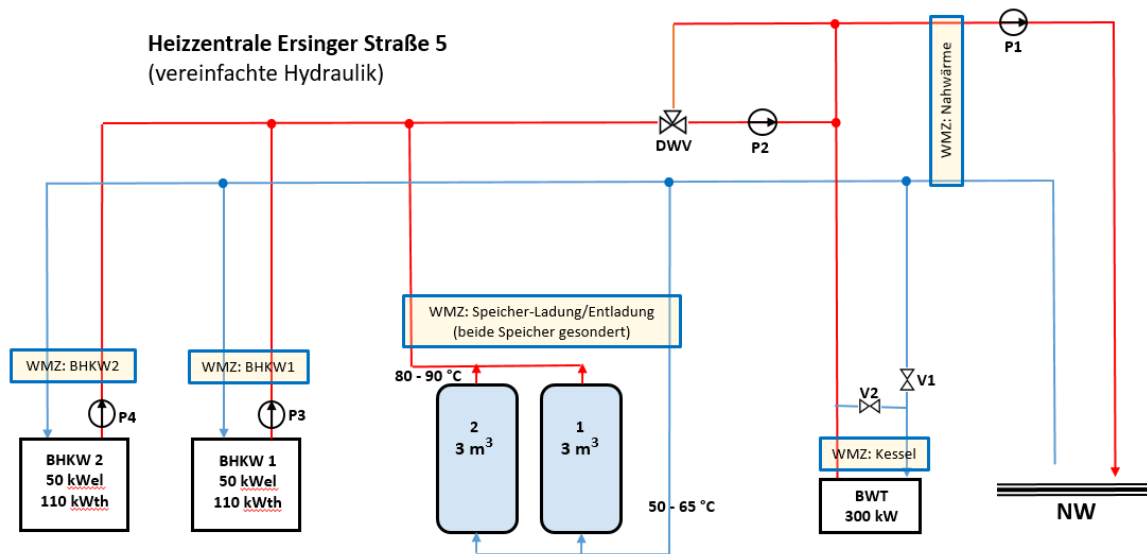


Abb. B2-2: Vereinfachtes Hydraulik-Bild der Heizzentrale Ersinger Straße 5 (das zweite BHKW-Modul wurde im Herbst 2022 installiert). Die Speicher haben je 3 T-Fühler. Die Einbindung der Wärmemengenzähler für das Monitoring-System ist eingezeichnet.

Die Einspeisung von Wärme in die Nahwärme-Leitung wird durch einen Differenzdruck-Sensor in der Nahwärme-Leitung ausgelöst, von dem das Bedarfssignal an die Regelung in der Heizzentrale (und von dort an die Pumpe P1) geliefert wird. P1 zieht dann Heizungswasser aus dem Kesselstrang (entspricht Rücklauf des Nahwärme-Netzes). Die Wärmebereitstellung erfolgt je nach Wärmelast (bzw. Füllstand der Wärmespeicher) durch Wärmespeicher, BHKW oder Spitzenlastkessel (geregelt durch die Pumpen P3 und P4 bzw. durch die Ventile V1 und V2). Die Temperatur im Nahwärmenetz wird über das Dreiwegeventil (DWV) und die Pumpe P2 durch eine Ladeschaltung geregelt. Falls die beiden Wärmespeicher ($2 \times 3 \text{ m}^3$, parallel angesteuert) nicht entladen sind, wird zunächst Heißwasser aus den Speichern genützt. Mit Absinken der Temperatur in der untersten Schicht der Speicher (3 Temperatur-Fühler je Speicher) unter ca. 60 °C wird ein BHKW-Modul zugeschaltet. Die BHKW's fahren nur im On/Off-Modus, d.h. sie sind nicht leistungsgeregelt. Ist die Leistung des BHKW-Moduls (ca. 92 kWth) größer als der Bedarf in der Nahwärme-Leitung, werden mit der überschüssigen Wärme die Speicher beladen. Die Strömungsrichtung (aus den oder in die Speicher) wird dabei über das Dreiwegeventil (DWV) durch den hydraulischen Strömungswiderstand bestimmt.

Unterhalb von ca. -2 °C übersteigt die angeforderte Wärmelast rechnerisch die BHKW-Leistung beider Module zusammen (was in der Monitoring-Phase zu zeigen wäre). Die Temperatur im NW-Vorlauf sinkt dann unter den in der Heizkurve berechneten vorgegebenen Wert. Dann wird das Umgehungsventil V2 geschlossen und der (leistungsgeregelte) BWT-Kessel mit einer vorgegebenen Wärmeleistung angefahren (um zu verhindern, daß der Kessel die beiden BHKW-Module 'abwirft').

(6) Erste Monitoring-Ergebnisse der Heizzentrale Ersinger Straße 5

Das Monitoring-System wird in Bd. 1 des Schlussberichtes (Kap. A3, S. 93 ff) beschrieben. Mit den in MONDAS programmierten Grafiken (INATECH) zur Darstellung der Meßdaten kann der Anlagen-Betrieb überwacht werden bzw. es kann geprüft werden, ob sich das System wie gewünscht verhält. Dies ist Gegenstand der in 2022 begonnenen und bis Herbst 2023 laufenden Optimierungsphase (Phase C), die in Bd. 3 des Schlußberichtes (Fertigstellung Ende 2023) im Einzelnen dargestellt wird. Hier sollen erste Monitoring-Ergebnisse aus der Anfangs-Phase des Monitorings zur Demonstration von MONDAS und als erster Überblick über das Systemverhalten bzw. als Einstieg in die anstehende Optimierungsphase vorgestellt werden.

Die Abb. B2-4 bis B2-6 zeigen ein Beispiel für das Betriebsverhalten der Heizzentrale an einem sommerlichen Wochentag (Dienstag, 23. August 2022). Der Verlauf der Außentemperatur T_a ist in Abb. B2-3 dargestellt (ca. 18 – 32 °C, d.h. reiner WW-Betrieb):



Abb. B2-3: Verlauf der Außentemperatur (° C) am Dienstag, 23. August 2022.

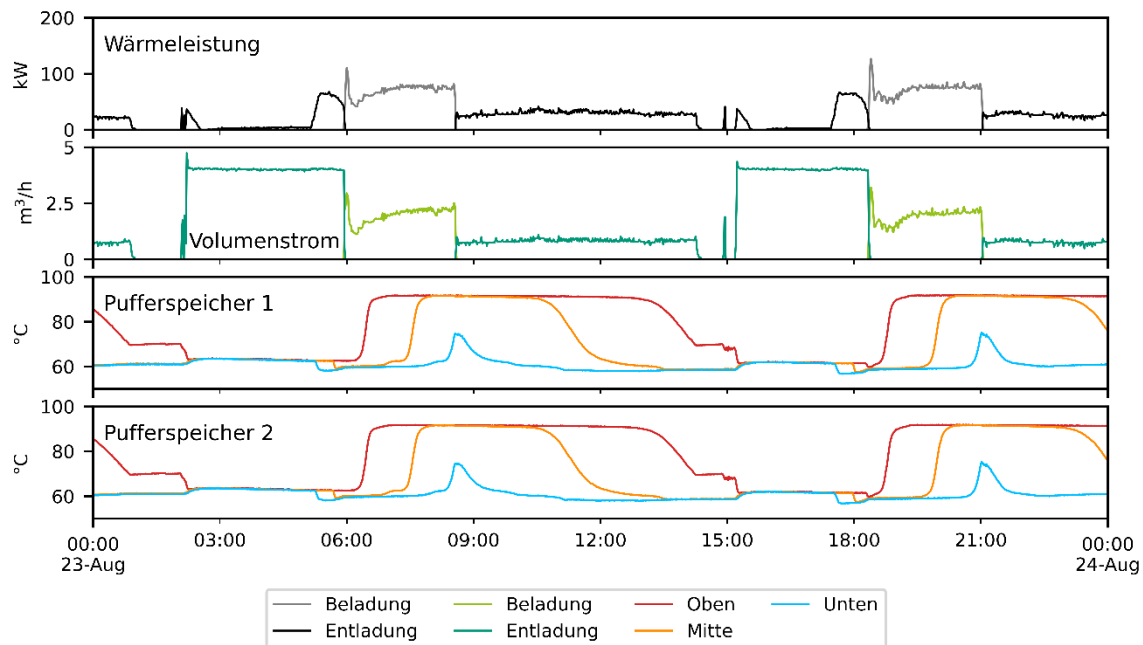


Abb. B2-4: Verhalten der beiden Pufferspeicher (je 3 T-Sensoren) in der Heizzentrale am 23.08.2022. Die Speicher werden parallel geladen und entladen (s. Schaltbild, Abb. B2-2). Die oberste (schwarze) Linie zeigt die Wärmeleistung der Speicher-Entladung, die hier bei etwa 35 kWth (Volumenstrom ca. 1 m³/h) liegt. Nachts zwischen 2:30 und 6:00 Uhr (und dann wieder ab 15:30 Uhr) ist der Entladekreis mit ca. 4 m³/h in Betrieb (s. zweite Linie von oben), ohne daß den Speichern Wärme entnommen wird (keine T-Spreizung). Hier lag demnach am 23.08. noch ein Fehler in der Regelung vor, wodurch die Pumpe P2 unnötig angesteuert wurde. Die Speicherbeladung (von 60 °C auf ca. 92 °C) dauert ca. 2,25 Stunden (ca. 225 kWhth), demnach können ca. 90 % des verfügbaren Speichervolumens (6 m³) genützt werden. Die Entladung erfolgt (an diesem Tag) von ca. 8:30 bis ca. 14:15 Uhr, benötigt also ca. 5,75 Stunden (i.M. ca. 29 kWhth). Demnach kann (an diesem Tag) der gesamte (vor-)mittägliche WW-Bedarf aus den beiden Speichern (zusammen 6 m³) gedeckt werden.

Der WW-Bedarf an diesem Tag kann mit einem ca. 6,5-stündigen Betrieb *eines* BHKW-Moduls (ca. 650 kWhth) erzeugt werden.²⁵ Aus den Tagesgängen in Abb. B2-4 ist zu sehen, daß die beiden Pufferspeicher solange (parallel) auf ca. 92 °C geladen werden, bis die unteren T-Fühler im Speicher 1 $T_{1,unten} = 75$ °C überschreitet. Dann wird das BHKW abgeschaltet, um kritische Rücklautemperaturen ans BHKW zu vermeiden und der Wärmebedarf im NW-Netz wird aus den Speichern gedeckt. Im August 2022 wurde vorerst nur einer der beiden untersten Fühler in den beiden Speichern durch die Regelung ausgewertet. Auch der zweite Fühler soll noch aufgeschaltet werden. Das ‚geladen‘-Signal soll getriggert werden, so bald beide Fühler mindestens 85 °C anzeigen. Der Ladevorgang dauert ca. 2,5 Stunden. Die Entladung (hier ca. 6 Uhr bis 08:30 Uhr) erfolgt hier bis auf eine untere Temperatur von ca. 60 °C²⁶. Demnach liegt die Spreizung der Wärmespeicher, die deren Wärmekapazität bestimmt, bei ca. 30 K.

²⁵ Der WW-Bedarf ist im Monat August erfahrungsgemäß niedriger als an allen anderen Monaten.

²⁶ Die Rücklauf-Temperatur aus dem Nahwärme-Netz beträgt hier im Mittel ca. 65 °C - siehe weiter unten.

Die *Beladung* (durch ein BHKW-Modul) erfolgt mit ca. 90 – 100 kWth (die nominelle BHKW-Leistung laut Datenblatt beträgt 92 kWth), die *Entladung* (an diesem Tag) mit einer mittleren Wärmeleistung etwas unter ca. 30 kWth.

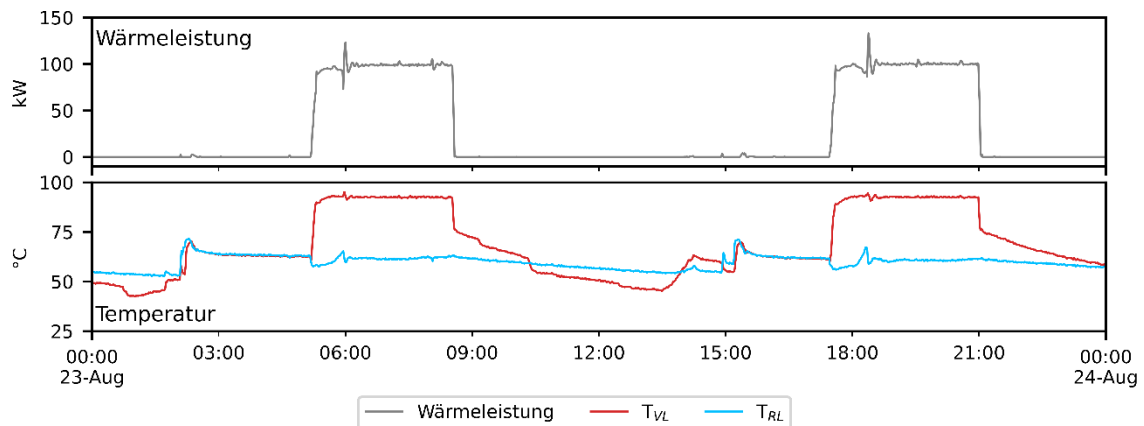


Abb. B2-5: Verhalten der Wärmeerzeugung (hier: ‚Wärmeleistung‘) durch BHKW Modul 1, am 23.08.2022. Das BHKW ist von 5:30 bis ca. 8:30 und von 17:30 bis 21:00 in Betrieb, also ca. 6,5 h/d. Dabei werden ca. 650 kWhth/d erzeugt. Die unteren Kurven zeigen die Vor- und Rücklauf-Temperaturen (gemessen vor dem DWV-Ventil). Das BHKW erzeugt eine Vorlauf-Temperatur von etwas über 90 °C.

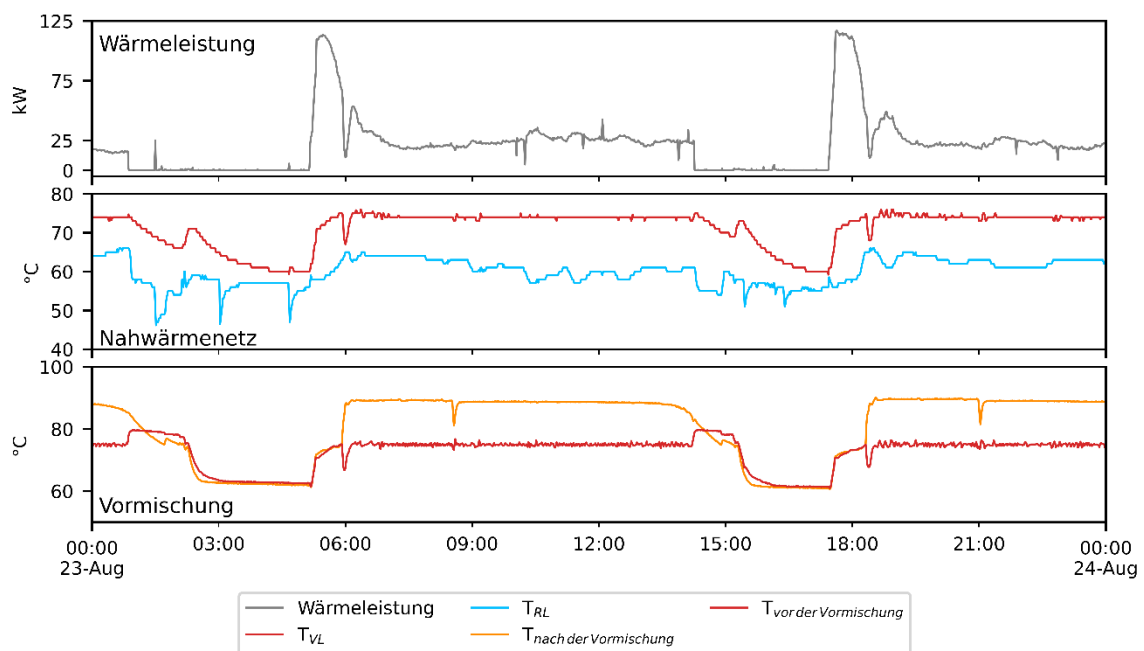


Abb. B2-6: Verhalten der Wärmeabgabe aus der Heizzentrale in das Nahwärme-Netz am 23.08.22. Die oberste Linie zeigt die Heizleistung in der Nahwärme-Leitung, die relativ konstant bei ca. 25 kW liegt, abgesehen von zwei ‚Spitzen‘ von über 110 kW zum Zeitpunkt des Einschaltens des BHKW um 5:30 und um 17:30 Uhr, die jeweils nach ca. 30 Minuten auf einen ‚Normalwert‘ (ca. 25 kW) abklingen. Die Temperatur der vom BHKW erzeugten Wärme von 90 °C wird durch die o.g. Rücklauf-Beimischung auf eine Nahwärme-Vorlauf-Temperatur von 75 °C abgesenkt. Die T-Spreizung in der Nahwärme-Leitung liegt bei etwa 10 K. Zwischen 1:00 und ca. 5:30 Uhr besteht keine Wärmeanforderung aus den Unterstationen, weil dort die Speicher noch nicht entladen sind bzw. (fast)

kein WW gezapft wird. Die Wärmeanforderung aus dem NW-Netz am Morgen beginnt um ca. 6:30 Uhr.

Die Verbraucher für den Hilfsstrom (Pumpen, MSR) werden ebenfalls erfasst (hier nicht dargestellt). Die Mischpumpe hat einen Leistungsbedarf von 80 bis 290 W, die MSR-Anlage verbraucht 110 bis 450 W.

(7) *Hydraulik-Schaltbild der Unterstationen Ersinger Straße 1, 3, 5*

Abb. B2-7 zeigt die hydraulische Schaltung in den drei Unterstationen. Die je drei Speicher mit zusammen 2,55 m³ Volumen sind hintereinandergeschaltet und können als ein einziger Wärmespeicher mit (theoretisch) sehr guter Schichtung betrachtet werden. Für die Rücklauf-Temperatur von der Frischwasserstation zum Speicher sollten laut Herstellerangaben unter 30 °C erreichbar sein. Mit einer Lade-Temperatur von 80 °C hätten die drei Speicher dann – außerhalb der Heizperiode – eine Gesamt-Kapazität von ca. 170 kWh_{th} – etwa der Tages-WW-Bedarf eines Gebäudes. Zusammen mit dem Wärmespeicher (2 x 3 m³) in der Heizzentrale (ca. 185 kWh_{th}) sollte demnach im Sommer ein maximal 2-maliges Einschalten eines BHKW-Moduls pro Tag, z.B. morgens und abends jeweils ca. 3 Stunden (bzw. zu den Zeiten des Tages, an denen der BHKW-Strom am besten bewertet wird bzw. zu denen die Wärmepumpen Strom benötigen) ausreichen, um den WW-Bedarf zu decken. Die BHKW-Stromerzeugung soll mit dem Wärmepumpen-Betrieb in der Ersinger Straße 2 und 4 synchronisiert werden: el. Leistungsbedarf der WP zusammen ca. 27 kW_{el} in der Heizperiode bzw. ca. 17 kW_{el} im Sommer bei 1-stufigem WP-Betrieb. Außerhalb der Heizperiode ist wegen der höheren Außen-Temperatur für die WP ein Betrieb ab spätem Vormittag bis Nachmittag und dann nochmals zum Nachladen der Wärmespeicher am späten Abend am sinnvollsten²⁷ (siehe Abschnitte B2.2.2 und B2.2.3). Daher sollte sich der BHKW-Betrieb *außerhalb der Heizperiode* am Strombedarf der Wärmepumpen orientieren.²⁸ In der Heizperiode ist diese Synchronisierung nicht mehr erforderlich, weil das BHKW-Modul tagsüber mit fallender (tagesmittlerer) Außen-Temperatur immer länger in Betrieb ist und sich daher eine (überwiegende) BHKW-Stromnutzung für die Wärmepumpen automatisch ergibt.

Die Beladung der Speicher in den *Unterstationen* (Ersinger Straße 1, 3 und 5) erfolgt, sobald der oberste T-Fühler in Speicher 1 unter ca. 75 °C liegt (und alle anderen Fühler unter 40 °C) – siehe Abb. B2-7. V1 wird geöffnet und es wird Wasser aus dem NW-Vorlauf in Speicher 1 gedrückt bzw. über die Verbindungen zu Speicher 2 und 3 und in den NW-Rücklauf. Wenn bei gleichzeitigem WW- und Heizbedarf Speicher 1 entladen wird, ergibt sich ein Mischzustand und die Speicher fungieren eher als ‚thermische Weiche‘. Dies sollte man in den Monitoring-Daten erkennen können.

²⁷ Falls diese Betriebsweise in der Ersinger Str. 2 bzw. 4 erreicht werden kann - dies ist Stand Januar 2023 - noch nicht gegeben.

²⁸ Der Haushalts-Strombedarf liegt im Sommer *tagsüber* bei ca. 5 bis 10 kW_{el} pro MFH, im Mittel bei ca. 7 kW_{el}, d.h. insgesamt bei ca. 35 kW_{el}. Demnach könnte 1 BHKW-Modul (50 kW_{el}) im Sommer den Gesamtbedarf an Strom aller 5 MFH plus der beiden Wärmepumpen decken (was hier aber zunächst nicht vorgesehen ist, weil der nicht von den WP verbrauchte Strom ins Netz zurückgespeist wird).

Unterstationen Ersinger Straße 1 / 3 / 5

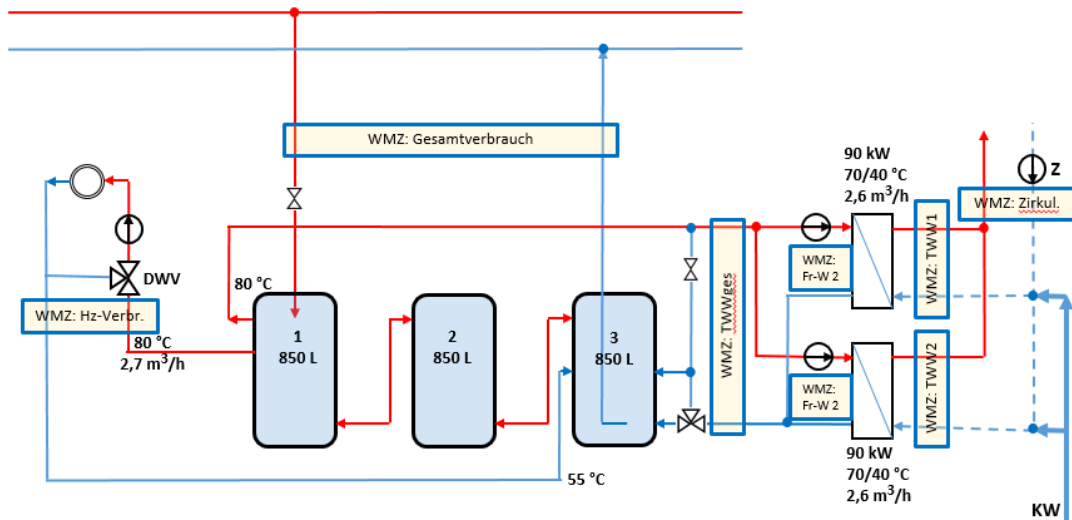


Abb. B2-7: Vereinfachtes Hydraulik-Schema der Unterstationen in der Ersinger Straße 1, 3 und 5. Die vorhandenen Wärmemengenzähler für das Monitoring (Vorlauf- und Rücklauf-Temperaturen, Volumenstrom) sind mit eingezeichnet.

Die drei Unterstationen sind identisch ausgelegt. Sie sollten – bei ähnlichem Abnehmerverhalten – ein ähnliches Betriebsverhalten zeigen. Die gemessenen Tagesganglinien, wiederum am 23. August 2022, bestätigen dies nicht (vgl. Speicher-T-Kurven in Abb. B2-8, B2-11 und B2-14): die Ersinger Str. 3 unterscheidet sich im Speicherverhalten und daraus folgend im Wärmebezug aus dem NW-Netz deutlich von Ersinger Str. 1 und 5). Das WW-Verbrauchsverhalten in den drei MFH ist hingegen tatsächlich ähnlich (an diesem Tag), vgl. Abb. B2-9, B2-12 und B2-15 (oben) → s. jeweils Volumenstrom und T_{VL} , T_{RL} .

Ersinger Straße 1:

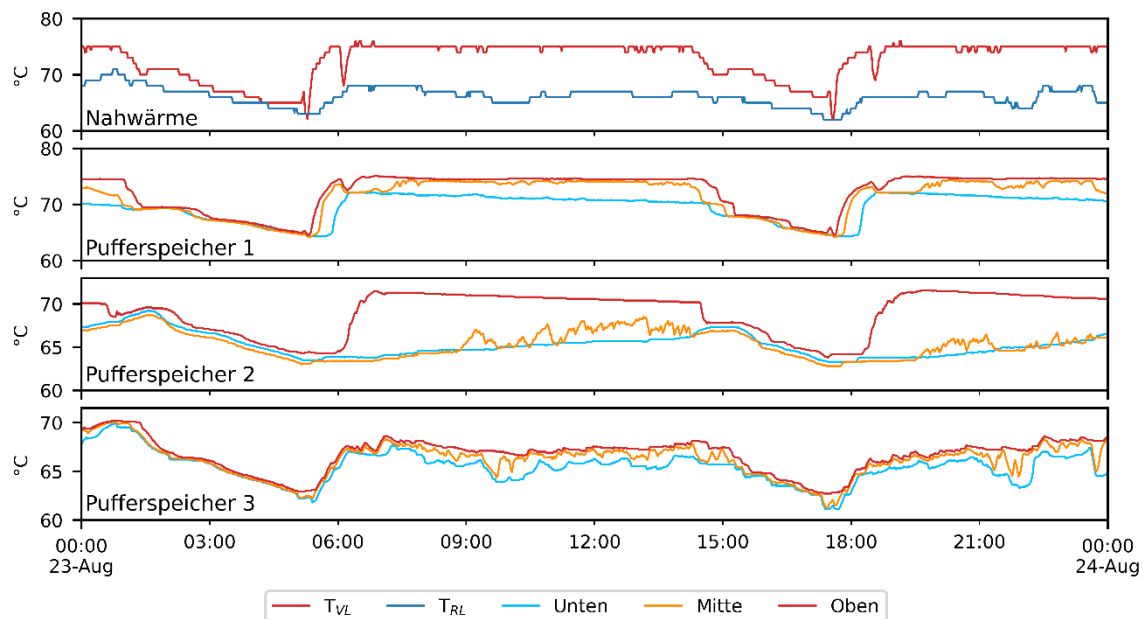


Abb. B2-8: Ersinger Straße 1, am 23.08.22: Versorgung aus der Nahwärme-Leitung und Lade/Entlade-Verhalten der drei Pufferspeicher. Aus der NW-Leitung²⁹ wird laufend Wärme in Speicher 1 eingespeist (T-Spreizung ca. 76 / 67 °C), außer zwischen 01:00 und ca. 5:30 Uhr und zwischen 14:30 und 17:30 Uhr. Die Temperatur des Rücklaufs in die NW-Leitung (oberste Kurve, blau; ca. 67 °C) korrespondiert annähernd mit der Temperatur des Rücklaufs aus der Frischwasser-Station in Speicher 3 (ca. 69 °C). Speicher 1 bleibt in den oberen beiden Zonen auf konstanter Temperatur (75 °C), die untere Zone wird durch den Rücklauf aus Speicher 2 leicht abgekühlt (auf ca. 70 °C). Speicher 2 bleibt oben auf hoher Temperatur (ca. 72 °C), während die unteren beiden Zonen bis 1:00 Uhr von ca. 63 ° auf ca. 70 °C aufgeheizt werden. In den Speicher 3 fließt der Rücklauf der Frischwasserstation, dieser wird durchmischt. Aufgrund der in diesem Gebäude gerade aktiven Legionellenschaltung³⁰ liegen hohe Temperaturen im Rücklauf von der Frischwasserstation zu Speicher 3 vor, welche die Ausbildung einer Schichtung der Speicher verhindern.

Bis ca. 18:30 Uhr sind Speicher 1 und 2 geladen (> 70 °C), die Wärmezufuhr aus der NW-Leitung bleibt bis ca. 1:30 Uhr aktiv. Nachts (kein WW-Bedarf) kühlen alle drei Speicher gleichmäßig ab: Speicher 1 auf 62,5 °C, Speicher 2 auf 63,5 °C und Speicher 3 auf 64,5 °C. Eine T-Schichtung ist in dieser Zeit nicht zu erkennen.

Die Speicher-Aufladung aus dem NW-Vorlauf erfolgt ab 5:30 Uhr. Speicher 3 wird von 5:30 bis 6:15 Uhr vollständig auf ca. 74 °C geladen und bleibt geladen bis ca. 14:15 Uhr. Speicher 2 zeigt eine ausgeprägte Zone oben, die rasch (6:15 bis 7:00 Uhr) von 64 auf 72 °C aufgeheizt wird. Die unteren beiden Zonen werden anscheinend durchmischt und benötigen – bei gleichzeitiger Speicher-Entladung infolge des WW-Bedarfs – bis ca. 15 Uhr zur Aufheizung auf (nur) 67 °C.

²⁹ Die in Ersinger Straße 1 abgegebene Leistung (hier nicht dargestellt) lag (an diesem Tag) bei durchschnittlich 10 bis 13 kWth.

³⁰ Da in der Ersinger Straße 1 im Frühjahr 2022 eine Überschreitung des Legionellen-Grenzwertes (> 1.000 KWE/l) festgestellt worden war, wird der WW-Kreis hier zwecks thermischer Desinfektion mit erhöhter Temperatur gefahren.

Die Beladung in Speicher 3 (ca. 5:30 bis 6:00 Uhr) erfolgt unter Durchmischung. Dann bleiben alle drei Speicher geladen bis ca. 15 Uhr ($> 70\text{ °C}$) bei gleichzeitiger Wärmezufuhr aus dem Netz mit weitgehender Durchmischung aller drei Speicher.

Das Zapfverhalten in der Ersinger Straße 1 zeigt Abb. B2-9. Von ca. 8 Uhr bis 18 Uhr gibt es eine annähernd gleichförmige Zapf-Häufigkeit, von 23:30 bis ca. 5:15 praktisch keine Zapfungen, von 5:15 bis 8 Uhr geringe Zapfraten. Tagsüber (8 bis 18 Uhr) ist die Häufigkeit an Zapfungen höher als am (Vor-)Abend (18 – 23 Uhr). In der zapffreien Zeit von 23:30 bis 5 Uhr kühlen alle drei Speicher von ca. 70 auf ca. 63,5 °C aus, d.h. die nächtlichen Wärmeverluste betragen ca. 20 kWhth. Über einen ganzen Tag betrachtet entspricht dies einem Wärmeverlust der drei Speicher von über 40 % der täglich verbrauchten WW-Energie von ca. 180 bis 200 kWhth/d. (Hier müssen die Speicherverluste in der Heizzentrale und die NW-Leitungsverluste noch hinzugezählt werden.)

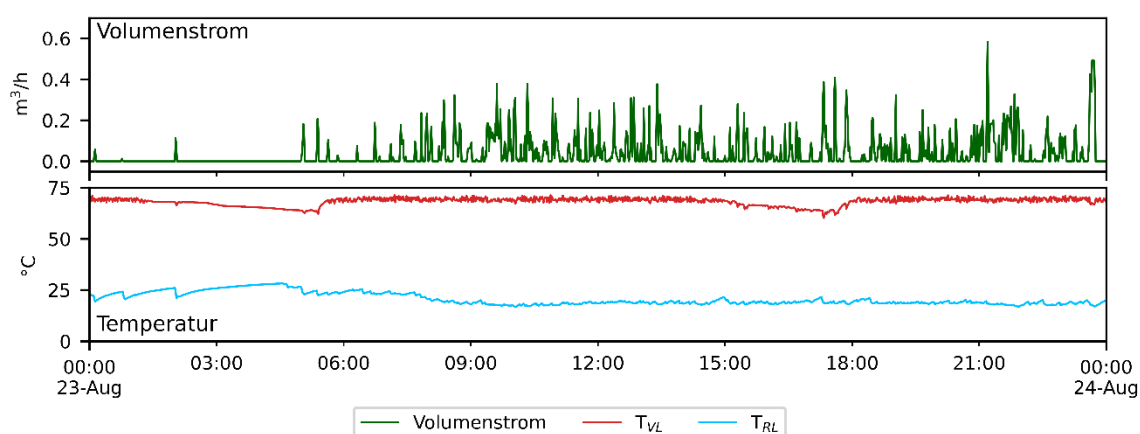


Abb. B2-9: Ersinger Straße 1: WW-Zapfung (m^3/h): WW-Vorlauf-Temperatur (T_{VL}) des WW und Frischwasser-Zulauf-Temperatur (T_{RL}) (liegt an diesem sehr heißen Tag immer im - ungewöhnlich hohen - Bereich von 20 bis 25 °C).

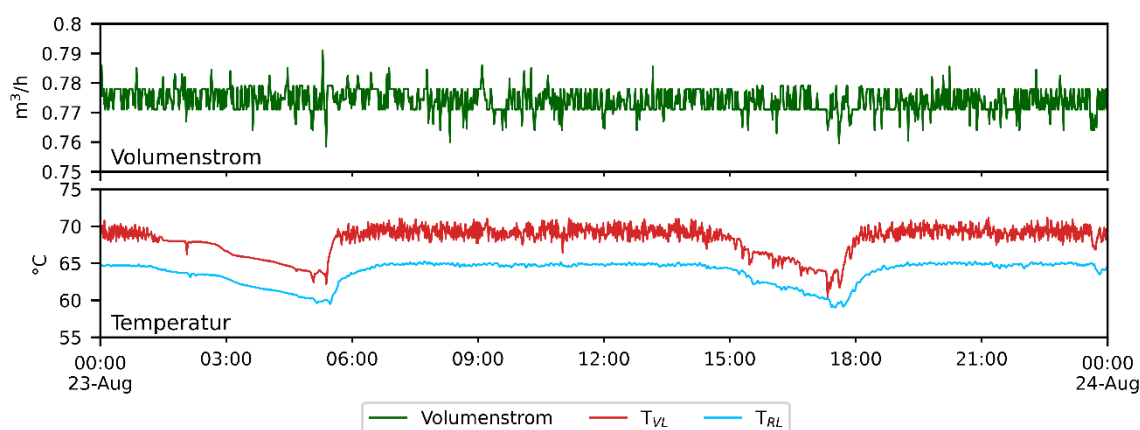


Abb. B2-10: Ersinger Straße 1: WW-Zirkulation (m^3/h) und Vor/Rücklauf-Temperaturen des Zirkulationsstromes. Der Zirkulations-Volumenstrom schwankt zwischen 0,77 und 0,78 m^3/h , d.h. ist praktisch konstant. Die Zirkulations-Vorlauf-Temperatur liegt bei ca. 69 °C, außer am frühen Morgen (ca. 5:30 Uhr: $T_{VL} \sim 63\text{ °C}$), wo alle drei Speicher auf ca. 64 °C entladen sind. Die Rücklauf-Temperatur der Zirkulation liegt bei konstant 65 °C (außer zwischen ca. 2:00 und 5:30 Uhr), d.h. die Spreizung liegt bei ca. 4 K. Wegen des hohen Temperatur-Niveaus in der Zirkulationsleitung könnte diese Spreizung auch höher sein (durch Reduzierung der Umwälzpumpe).

Im Ergebnis lassen diese Messkurven einige Fragen hinsichtlich der Optimierung des Strömungsverhaltens und der Speicher-Ausnutzung in der Ersinger Straße 1 offen bzw. die Kurven müssen nach Beendigung des ‚Legionellenvorsorgebetriebs‘ erneut analysiert (und mit den Unterstationen Ersinger Straße 3 und 5 verglichen werden).

Diese Tagesganglinien werden mit den entsprechenden Ganglinien der Gebäude Ersinger Straße 3 und 5 verglichen:

Ersinger Straße 3:

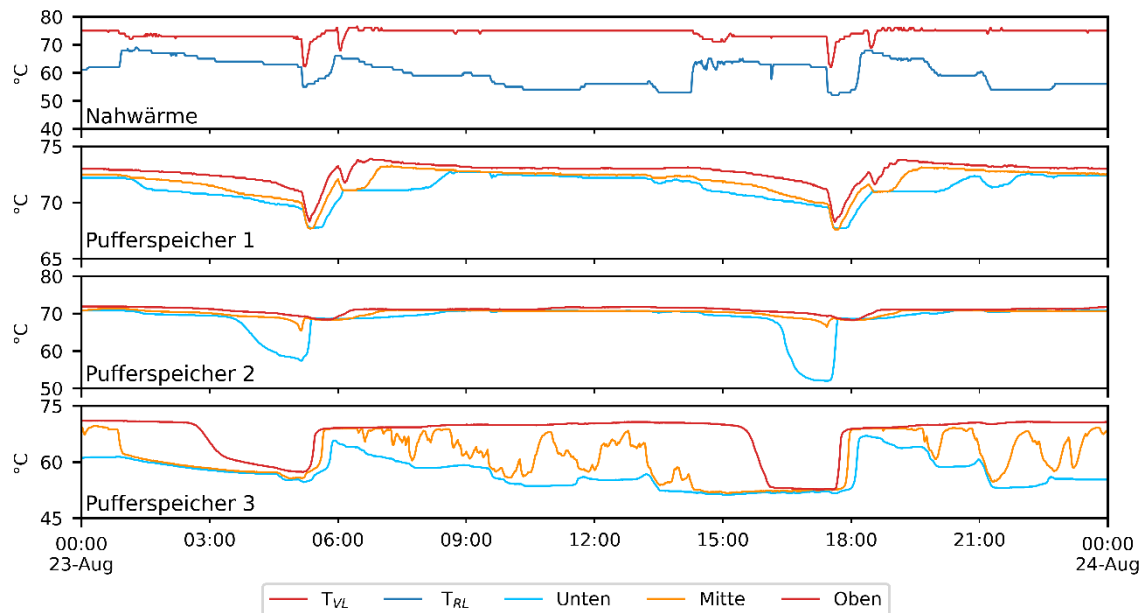


Abb. B2-10: Ersinger Straße 3, von 22.08., 17:00 Uhr bis 23.08.22, 16:30 Uhr: Versorgung aus der Nahwärme-Leitung und Lade/Entlade-Verhalten der drei Pufferspeicher. Speicher 3 verhält sich so, wie es für einen Speicher mit guter Schichtung zu erwarten ist. Die Speicher 1 und 2 sind vollständig (Speicher 1) bzw. nahezu vollständig (Speicher 2) durchmischt und tragen zur Speicherkapazität praktisch nichts bei. Wegen der dadurch (zu) geringen effektiven Speicherkapazität kann die Versorgung aus der NW-Leitung nur zwischen 3:00 und 5:30 Uhr reduziert werden.

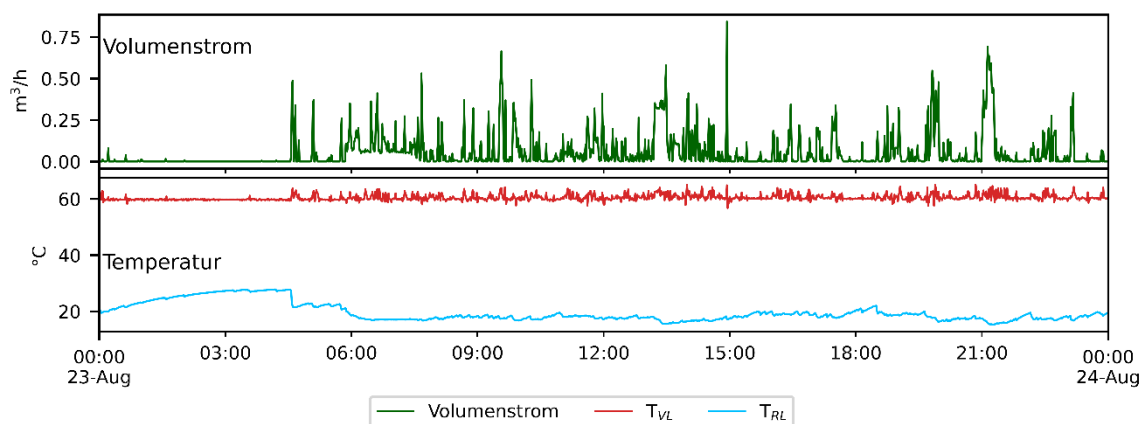


Abb. B2-11: Ersinger Straße 3: WW-Zapfung (m³/h), WW-Vorlauf-Temperatur (T_VL) und Frischwasser-Zulauf-Temperatur (T_RL). Der Verlauf der Zapf-Häufigkeit ist vergleichbar mit der Ersinger Straße 1 (Abb. B2-9), allerdings mit höheren Zapfspitzen. Die

Frischwasser-Zulauf-Temperatur (teils unter 20 °C) liegt deutlich tiefer als in der Ersinger Straße 1 (bis 25 °C).

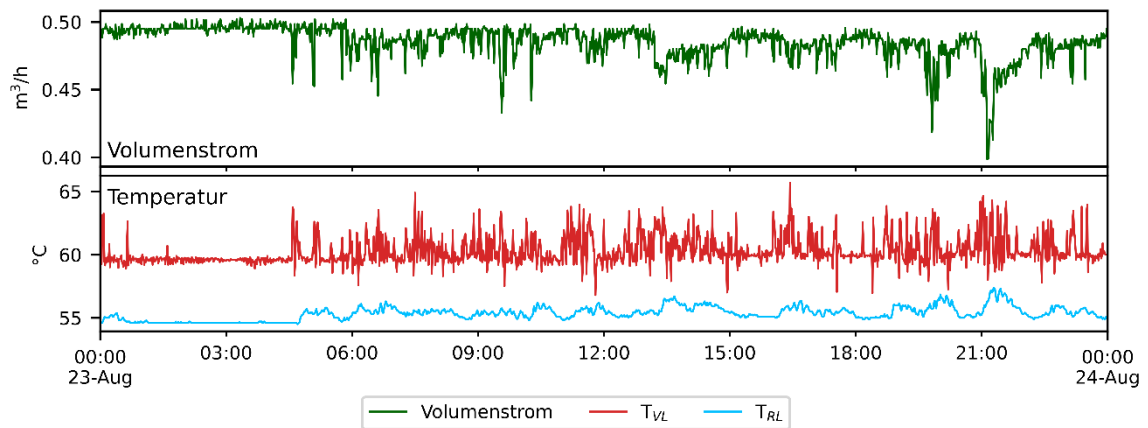


Abb. B2-12: Ersinger Straße 3: WW-Zirkulation (m^3/h) und Vor/Rücklauf-Temperaturen des Zirkulationsstromes. Die Zirkulationsrate liegt bei 0,47 – 0,49 m^3/h (Ersinger Straße 1: 0,77 m^3/h), der Zirkulations-Vorlauf bei 60 – 65 °C, der Rücklauf bei ca. 55 °C. Dies entspricht der Erwartung. Ein nächtliches Absinken der Vor/Rücklauf-Temperatur, wie in der Ersinger Straße 1, ist nicht zu sehen.

Ersinger Straße 5:

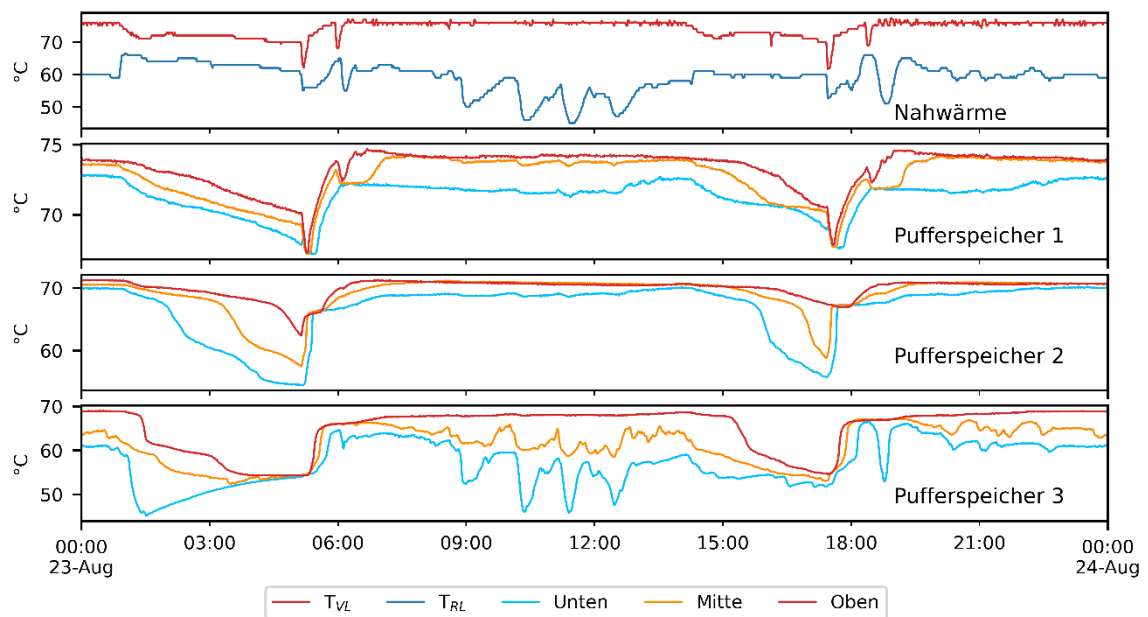


Abb. B2-13: Ersinger Straße 5, von 22.08., 17:00 Uhr bis 23.08.22, 16:30 Uhr: Versorgung aus der Nahwärme-Leitung und Lade/Entlade-Verhalten der drei Pufferspeicher. Auch hier wieder die nächtliche Abschaltung der Nahwärme wie in Ersinger Straße 1 mit Auskühlphase der 3 Speicher, ebenso ab 15:30 bis 18:00 Uhr. Tagsüber überbrücken die Speicher demnach etwa 2,5 Stunden an WW-Bedarf, wobei alle drei Wärmespeicher zeitlich weitgehend synchron laufen: Tagsüber Versorgung aus der Nahwärme und Aufladung der Speicher, spätnachmittags Versorgung aus den Speichern, dann Wiederaufladung bzw. Nahwärme-Versorgung, nachts (geringe) Versorgung aus den Speichern und Speicheraus Kühlung. Die Kurven der Speicher im MFH Ersinger Straße 5 entsprechen von den drei

Unterstationen am ehesten der Erwartung, Speicher 1 könnte eine etwas bessere Schichtung aufweisen (etwa analog Speicher 2). Die Wärmeversorgung aus der NW-Leitung wird zwischen ca. 1:30 und 5:30 Uhr unterbrochen, in dieser Zeit werden die Speicher entladen bzw. kühlen aus, ebenso wie zwischen ca. 15:30 und 17:30 Uhr. Die Speicherladung erfolgt mit ca. 60 kWth und mehr und daher in kurzer Zeit (5:30 bis ca. 7:00 Uhr → 1,5 Stunden, dies entspricht einer effektiven T-Spreizung von ca. 25 K).

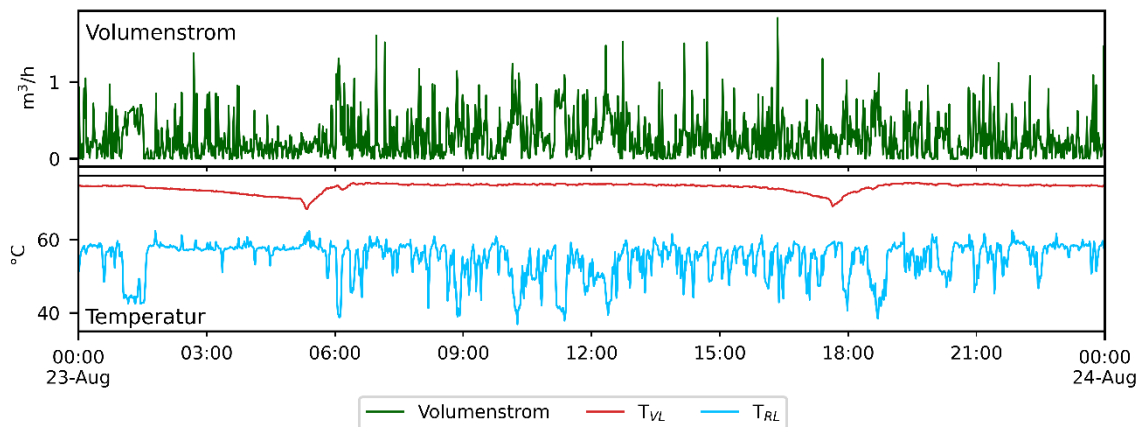


Abb. B2-14: Ersinger Straße 5: WW-Bereitstellung (m^3/h) und WW-Vorlauf/Rücklauf-Temperatur von Speicher 3 in die Frischwasser-Station (ca. 76°C), primärseitig.

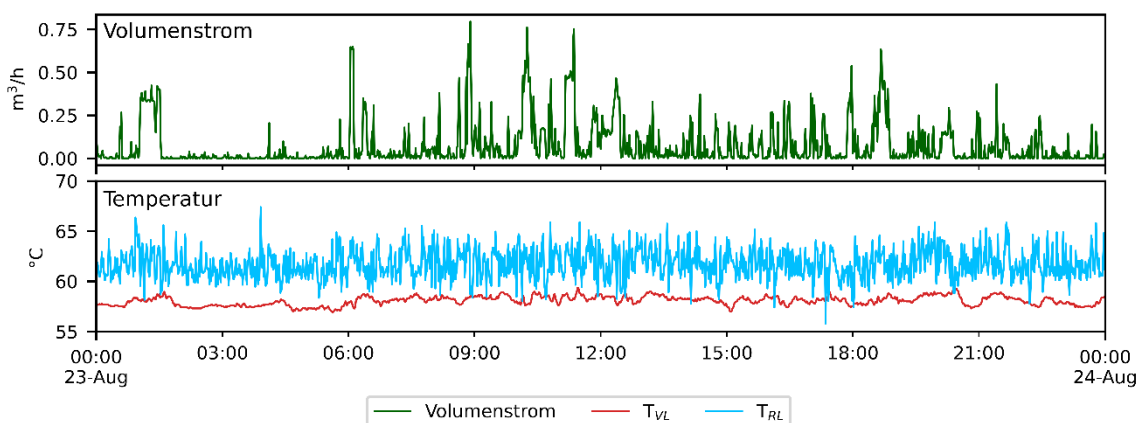


Abb. B2-15: Ersinger Straße 5: Die obere (grüne) Kurve zeigt die Häufigkeit der Zapfungen (m^3/h) über 24 Stunden (gleiche Kurve wie Abb. B2-14 oben). Darunter die Vor- und Rücklauf-Temperaturen des WW-Zirkulationsstroms. Die Vorlauf-Temperatur liegt bei 59 bis 64°C , die Rücklauf-Temperatur bei ca. 58°C .

Die Monitoring-Ergebnisse am 23.08.2022 zeigen, daß es

- noch Spielräume zur optimierten Einstellung von Betriebsparametern gibt, z.B. um den Speicherbetrieb zu verbessern (und damit die BHKW-Betriebszeiten zu optimieren) oder um T-Spreizungen zu vergrößern (und damit den Pumpstromaufwand zu reduzieren)
- der so optimierte Betrieb der Heizzentrale Ersinger Straße 5 bzw. der Unterstationen (außerhalb der Heizperiode) theoretisch gut durch das EMS mit dem Betrieb der Wärmepumpen synchronisiert werden kann (falls diese länger durchgehende Laufzeiten haben).

Eine Synchronisierung mit dem Wärmepumpenbetrieb setzt allerdings voraus, daß das ‚Speicher-management‘ der Wärmepumpen in der Ersinger Straße 2 bzw. 4 so gesteuert werden kann, daß die Wärmepumpen die WW-Speicher (jeweils $2 \times 1 \text{ m}^3$) ‚am Stück‘ aufladen können, d.h. daß die

Speicher, ähnlich wie in der Ersinger Straße 5, vollständig entladen und dann von der Wärmepumpe vollständig geladen werden. Dies würde eine theoretische Betriebsdauer für diesen Vorgang von 2 bis 3 Stunden ermöglichen. Dies ist – Stand Oktober 2022 - bei der Viessmann-Wärmepumpe noch nicht der Fall bzw. zu diesem Zeitpunkt wurde die Waterkotte-WP noch nicht wieder in Betrieb genommen. Derzeit liegt die Einschaltzeit der Stufe 1 der Viessmann-Wärmepumpe bei unter 20 Minuten, s. Abschnitt B2.2.3.

Ein Vergleich der Meßdaten mit den Planungsdaten (Temperaturen im Heiz- bzw. WW-System, Volumenströme, Druckverluste und Pumpstromaufwand, Speicherverhalten und resultierende Speicherkapazitäten, Einschalthäufigkeiten, Verbrauchsdaten, Nutzungsgrade/Arbeitszahlen bzw. Verbraucherverhalten) und die Ableitung möglicher Verbesserungsmaßnahmen (und von Schlußfolgerungen für künftige ähnliche Projekte) ist Aufgabe der anstehenden **Optimierungsphase C** (→ Bd. 3 des Projektberichtes, Ende 2023).

B2.2.2 Wärmepumpen-Anlagen (MFH Ersinger Straße 2 und 4)

(1) Konzeptioneller Ansatz

Kerngedanke für den Einsatz der Wärmepumpen für die beiden MFH war, daß deren Strombedarf möglichst weitgehend durch den lokal erzeugten Strom (BHKW, PV) gedeckt werden soll. Deren Stromgestehungskosten liegen unter 12 ct/kWhel und sind somit (Stand 2021) viel niedriger als die Strombezugskosten aus dem Netz (> 25 ct/kWhel netto). Niedrige Stromkosten sind eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz von Wärmepumpen.

Wegen der 2019/2020 geltenden Regulierungsvorgaben mußten die beiden Wärmepumpen über eigene neue Leitungen direkt mit dem BHKW verbunden werden. Daher konnten die WP nicht an die PV-Niederspannungs-Wechselrichter in den beiden MFH angeschlossen werden, d.h. der PV-Strom wird hier nur zur Deckung des Haushalts-Strombedarfs genützt. Überschuß-PV-Strom wird in das Netz zurückgespeist, und (in diesem Projekt) nicht für die Wärmepumpen eingesetzt. Die beiden WP (zusammen ca. 27 kWel Leistungsbedarf) können vollständig durch BHKW-Strom (2 x 50 kWel) versorgt werden, wenn sie zeitgleich mit einem der beiden BHKW-Module laufen. In der Heizperiode ergibt sich diese Synchronisierung zu einem gewissen Grad ‚von selbst‘, weil mit sinkender Außen-Temperatur (mindestens) ein BHKW-Modul zunehmend länger in Betrieb ist. Außerhalb der Heizperiode ist jedoch eine aktive Abstimmung der Betriebszeiten des BHKW mit den beiden Wärmepumpen erforderlich.

Bei den beiden Wärmepumpen handelt es sich um innovative Anlagen, insbesondere was die Wärmequellen angeht:

- bei der Waterkotte-Wärmepumpe ein PVT-Kollektor, bestehend aus einer 34 kW_p-PV-Anlage mit einem rückseitig verbundenen passiven, solaren Luft/Sole-Wärmetauscher („Tischkühler“) mit ca. 40 kWth (Enteisung falls notwendig über Wärmezufuhr aus dem Heizungs-Pufferspeicher),
- bei der Viessmann-Wärmepumpe die Kombination einer Erdsonden-Anlage (18 Erdsonden mit je 18 m Länge) mit einem Luft/Sole-Wärmetauscher mit innovativer ‚Mehrquellenhydraulik‘. Je nach Betriebsbedingungen können Erdsonden und Tischkühler unabhängig angesteuert werden. Ferner kann der Tischkühler gegebenenfalls durch die Erdsonden enteist werden bzw. bei hohen Außenluft-Temperaturen können die Erdsonden durch Wärmeeintrag aus dem Tischkühler regeneriert werden.

Beide Wärmepumpen sind auf die Grundlast ausgelegt (je nach Betriebsbedingungen über ca. 50 kWth in der Ersinger Straße 2 bzw. über 60 kWth in der Ersinger Straße 4). Sie werden unterhalb von etwa 0 °C Außen-Temperatur durch einen Brennwert-Spitzenlast-Kessel (BWT-SL Kessel)

unterstützt. Im Falle der Viessmann-Wärmepumpe ist der BWT-Kessel außerdem erforderlich, um die Vorlauf-Temperatur für die Frischwasser-Station auf 68 °C ‚nachzuheizen‘, d.h. dieser Kessel muß auch außerhalb der Heizperiode eingesetzt werden.³¹ Das Monitoring wird zeigen, welcher Anteil des Kessels an der WW-Bereitstellung sich bei dieser Betriebsweise ergibt.

Ziele des Monitorings sind:

- Energetische Bilanzierung der Wärmepumpen und der Gesamtanlage unter Berücksichtigung des Angebots der lokalen Stromerzeugung (BHKW)
- Optimierung des Betriebs unter verschiedenen Randbedingungen
- Evaluation und Optimierung der laufenden Systemregelung
- Untersuchung des Verhaltens der verschiedenen Komponenten, insbesondere der Wärmequellen
- Auswertung der Ergebnisse im Hinblick auf eine künftige Optimierung von integrierten Heizzentralen mit BHKW und Wärmepumpen.

(2) Verbrauchsscharakteristik der beiden MFH

Die Verbrauchsdaten aller fünf MFH sind in der Konzeptphase im Einzelnen erfasst worden (s. Bd. 1 des Schlußberichts). Die beiden WP-Gebäude Ersinger Straße 2 und 4 sind nahezu identisch: Je 30 Wohnungen, 2.180 m² beheizte Wohnfläche, spezifischer Heizenergieverbrauch ca. 55 kWhth/m², WW-Verbrauch ca. 30 kWhth/m², Haushalts-Stromverbrauch ca. 30,5 kWhel/m², Allgemeinstromverbrauch vor Umsetzung der Maßnahmen ca. 1,3 kWhel/m². Aus den erfassten Monatsverbräuchen ergeben sich folgende mittlere Tagesverbräuche von WW und Strom für die beiden MFH:

		Sommertag	Wintertag
tägl. WW-Verbrauch	kWhth/d	170	200
tägl. Stromverbrauch	kWhel/d	170	210

Tab. B2-1: Durchschnittliche Tagesverbräuche von WW und Haushalts- bzw. Allgemein-Strom in den beiden WP-Gebäuden im Sommer bzw. im Winter.

Der *Heizbedarf* je MFH liegt an einem mittleren Wintertag bei ca. 600 bis 800 kWhth/d, am kältesten Tag ($T_N = -12$ °C) bei ca. 1.600 kWhth/d. Durch den erfolgten Austausch der 19 ‚Engpaß-Heizkörper‘ in den beiden WP-MFH kann das Heizsystem theoretisch mit einer Nenn-Auslegung von 55/45°C betrieben werden.³² Zur Deckung des WW-Bedarfs ist jedoch eine Vorlauf-Temperatur (Eingang WW-Speicher) von ≥ 68 °C erforderlich.

Aus diesen Vorgaben ergibt eine grobe Abschätzung des zu erwartenden Wärmeleistungsbedarfs sowie der theoretisch verfügbaren Wärmeleistung einer Luft/Wasser-WP folgende Grafik:

³¹ Dies zeigt die Notwendigkeit einer Lösung des Legionellenproblems nicht durch thermische Desinfizierung, sondern auf andere Weise, z.B. mit Ultrafiltern, um die WW-Temperatur auf ca. 50 °C reduzieren zu können.

³² Das MFH Ersinger Straße 4 (Viessmann-WP) soll mit einer Heizkurve von 60/50 (Auslegungspunkt) gefahren werden.

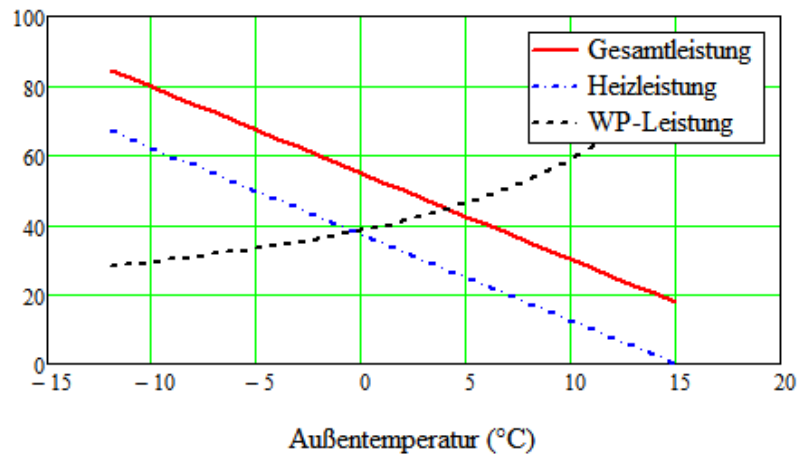


Abb. B2-16: Abschätzung des Bedarfs zur Deckung der Heizungs- und WW-Bedarfs (kWh) sowie der verfügbaren Wärmeleistung einer LW-Wärmepumpe mit einer Verdichterleistung von ca. 13 kWel in Abhängigkeit von der Außen-Temperatur T_a .

Demnach wäre zu erwarten, daß die installierten Wärmepumpen (in beiden MFH jeweils 2 Stufen) den Wärmebedarf bis zu einer Außen-Temperatur von etwas über 0 °C monovalent decken können – was im Rahmen des Monitorings nachzuweisen wäre. Für die PVT-Wärmepumpe (Ersinger Straße 2) ist ein Abschaltpunkt der Wärmepumpe ab ca. – 5 °C vorgesehen, die Viessmann-Wärmepumpe kann infolge der Erdsonden als Wärmequelle möglicherweise durchgehend betrieben werden.

In Bd. 1, Anhang C des Schlußberichtes wurde eine Abschätzung der zu erwartenden Jahres-Leistungszahlen vorgenommen. Diese sollten (für eine konventionelle Luft/Wasser-WP) für die Heizenergie bei ca. 3,6 und für die WW-Bereitstellung bei knapp über 3,0 liegen. Mit den neuen Wärmepumpen wäre zu zeigen, ob hier bessere Werte (im Mittel > 3,4 als Ziel) erreicht werden können.

In beiden Anlagen sind jeweils 2 x 1 m³ an WW-Speicher und 1 m³ Heizungsspeicher installiert. Da die Kaltwasser-Zulauf-Temperatur unter 20 °C liegen sollte, könnte die theoretische Temperatur-Differenz in den beiden WW-Speichern bei $\Delta T \sim 65 - 25^\circ\text{C} = 40\text{ K}$ liegen. Damit läge die WW-Speicherkapazität bei ca. 90 kWhth. Der praktische Betrieb hat zunächst gezeigt, daß die Temperatur des Rücklaufs der Frischwasser-Station deutlich höher liegt und die Speicherkapazität damit deutlich geringer ist (etwa bei der Hälfte). In der Optimierungsphase ist zu zeigen, ob hier eine Verbesserung möglich ist. Der Heizungsspeicher hat eine theoretische Kapazität von ca. 15 – 20 kWhth für die Heizung (1 Speicher / 1 m³, ΔT ca. 25 K).

Außerhalb der Heizperiode (nur WW-Bedarf) könnte 1 Stufe der beiden Wärmepumpen demnach *theoretisch* mit einer Tages-Betriebszeit von 9 – 11 Stunden, z.B. mit wenigen Einschaltvorgängen von jeweils ca. 2 Stunden Dauer, den Tages-WW-Bedarf decken. Die o.g. theoretische Speicherkapazität reicht aus, um den WW-Bedarf während der Nachtzeit bis ca. 8:30 Uhr morgens (ca. 25 kWhth inkl. Speicherverluste) zu decken.

B2.2.3 PVT-Wärmepumpe (Consolar, Waterkotte), Ersinger Straße 2

Die Eckdaten der installierten Waterkotte-WP sind wie folgt:

							
Gebäude		Trinkwarmwasser					
Ort	Karlsruhe, Baden-Württemberg	Systemtyp	<i>zentral</i>				
Baujahr	1963	Max. Temperatur	65/55 °C				
Wärmeübergabe	<i>Heizkörper</i>	Zirkulation	<i>ja</i>				
Beheizte Wohnfläche	2112 m ²						
Gebäudehülle	6 cm Wärmedämmung (1995 renoviert)						
Wärmepumpe und Quelle		Heizung					
Anzahl WP	1	Wärmebedarf	ca. 60 kWh/m ² a				
Installierte Leistung	55,4 kW _{th}	Heiztemperatur	55/45 °C				
Betriebsart	<i>bivalent</i>						
Wärmequelle	PVT-Kollektoren						

Abb. B2-17: Steckbrief der PVT-Wärmepumpen-Anlage der Ersinger Straße 2. Bildmitte: PVT-Kollektor, Bild rechts: Waterkotte-Wärmepumpe mit Display.

Die Waterkotte-Wärmepumpe ist eine 2-stufige Hochtemperatur-Wärmepumpe mit ca. 4,3 bzw. 8,6 kW_{el} Verdichter-Antriebsleistung. Die Zuschaltung der zweiten Stufe erfolgt durch die interne Regelung der Wärmepumpe, kann aber auch durch entsprechende Programmierung ermöglicht oder verhindert werden. Die thermische Gesamtleistung liegt, je nach Kondensator- bzw. Verdampfer-Temperatur, bei über 45 kW_{th}.³³ Die volle Beladung eines der beiden WW-Speicher (1 m³) benötigt somit theoretisch etwa 1,5 Stunden bei Betrieb ausschließlich mit der ersten Stufe (ca. 28 kW_{th}).

Abb. B2-18 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Hydraulik der Anlage einschließlich der Stellen, an denen Wärmemengenzähler für das laufende Monitoring der Anlage eingebaut sind:

³³ Die Angabe in Abb. B2-17 bezieht sich auf eine niedrige Kondensator-Temperatur bzw. auf einen niedrigen Temperatur-Hub zwischen Verdampfer und Kondensator.

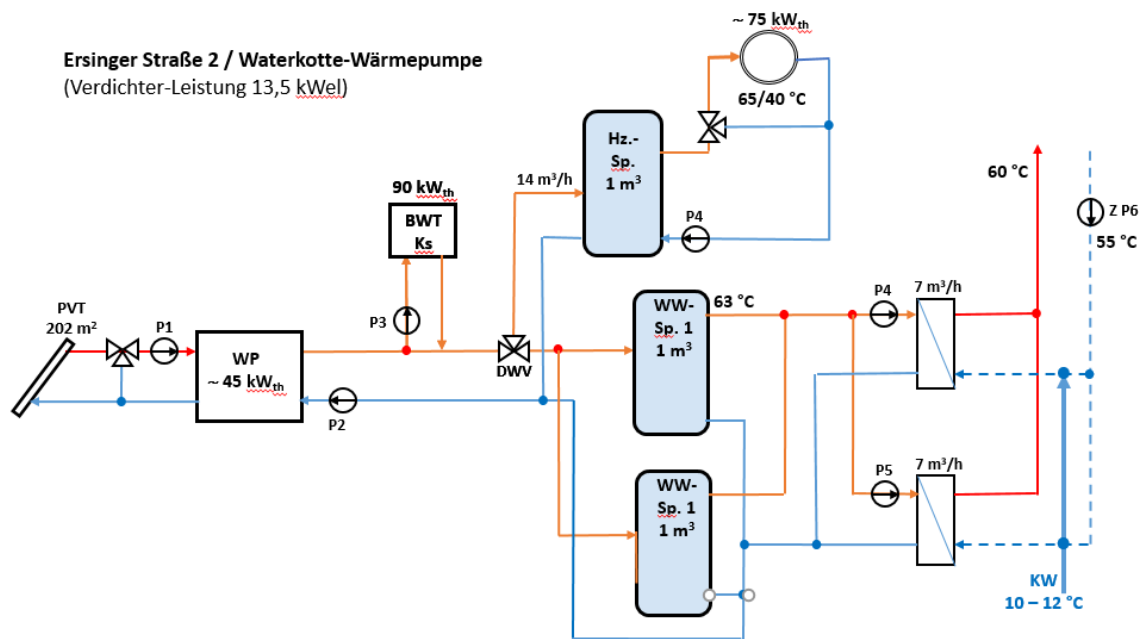


Abb. B2-18: Vereinfachtes Hydraulik-Schaltbild der Waterkotte-Wärmepumpenanlage Ersinger Str. 2 mit Platzierung der Wärmemengenzähler.

Die Wärmepumpe (und der nachgeschaltete SL-Kessel) in der Ersinger Straße 2 sollen entweder auf den Heizungsspeicher oder auf die beiden WW-Speicher arbeiten.³⁴ Diese Speicher versorgen den Heiz-bzw. den WW Kreis (über die Frischwasser-Station). Die WW-Versorgung hat Vorrang. Durch die Trennung des Heizkreises vom WW-Kreis kann auf der Heizseite (theoretisch) die außen-temperaturabhängige Heizkurve gefahren werden. Da die durchschnittliche Außen-Temperatur während der Heizperiode in Karlsruhe bei ca. 2,5 °C liegt, liegt die Vorlauf-Heiz-Temperatur überwiegend bei ca. 50 °C und es sollte eine gute Leistungszahl erreichbar sein (was mit dem Monitoring zu verifizieren wäre). Da umgekehrt bei WW-Betrieb bzw. Ladebetrieb (abwechselnd) des einen bzw. des anderen WW-Speichers zunächst von einer niedrigen Rücklauf-Temperatur aus der TWS (z. B. 30 °C) aufgeheizt werden kann, ‚sieht‘ die Wärmepumpe (wiederum theoretisch) im Durchschnitt niedrige Kondensator-Temperaturen, was die Auswirkung der hohen WW-Erzeugungs-Temperatur (ca. 65 °C) mindern sollte.

Abb. B2-19 zeigt die für die Ersinger Straße 2 geplanten Heizkurven:

³⁴ In der Ersinger Straße 4 kann der Heizkreis auch aus dem WW-Speicher versorgt werden.

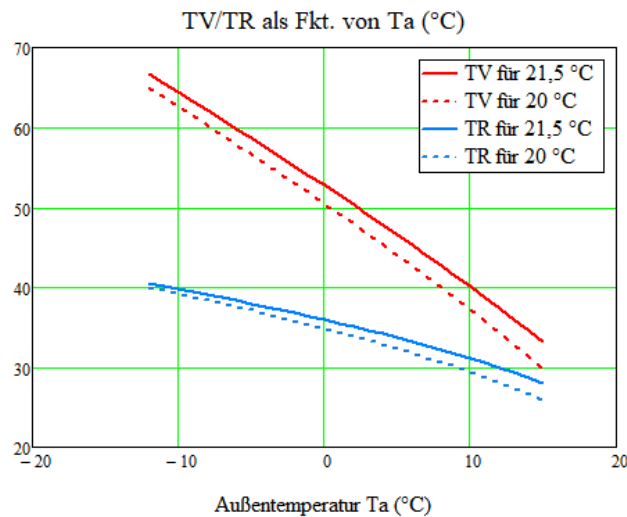


Abb. B2-19: Geplante Heizkurven in der Ersinger Straße 2 (65/40) für eine Raum-Innentemperatur von 20 bzw. 21,5 °C.

Die PVT-Anlage der Fa. Consolar wurde im Dezember 2019 beauftragt und im Mai 2020 auf dem Dach des Gebäudes Ersinger Straße 2 installiert. Aufgrund der Verzögerungen (siehe Abschnitt B1) konnte die Gesamtanlage erst im August 2021 fertiggestellt werden. Es erfolgte eine Inbetriebnahme und ein Betrieb der Anlage über ca. 10 Tage bis Anfang September 2021. Der ‚bestimmungsgemäße Betrieb‘ wurde dabei nachgewiesen, das Monitoring-System war zu diesem Zeitpunkt noch nicht in Betrieb. Es zeigte sich jedoch, daß die Wärmepumpe im Heizungsraum einen Lärmpegel von über 80 dB(A) erzeugte, was eine erhebliche Lärmbelastung außerhalb des Heizungskellers und insbesondere in den darüber liegenden Wohnungen verursachte, sowohl durch Luftschall als auch durch Körperschall, was zu deutlichen Beschwerden der Mieter führte. Deshalb untersagte die Volkswohnung die Inbetriebnahme dieser Anlage mit der Maßgabe, die maßgebliche Lärmquelle zu identifizieren und Maßnahmen zur Verbesserung einzuleiten. Die Wärmeversorgung der Ersinger Straße 2 erfolgte in der Zwischenzeit durch den neuen Brennwert-Kessel.

In Rücksprache mit der Fa. Waterkotte wurde zunächst der in der Anlage verbaute Frequenzumformer als Hauptlärmquelle angesehen. Dieser dient v.a. der Begrenzung des Anlaufstroms. Ein Betrieb der Anlage mit ‚Selbstanlaufhilfe‘, ohne Frequenzumformer, ist laut Hersteller jedoch möglich. Die Anlage wurde dementsprechend von Waterkotte umgebaut. Parallel wurde ein schalltechnisches Büro mit der Erstellung eines Lärmgutachtens im Anschluß an den Umbau durch die Fa. Waterkotte beauftragt. Beides war wiederum zeitaufwendig (Klärung der Maßnahmen mit Waterkotte, Klärung der Kostenübernahme, Terminfindung mit Schallgutachter) und erfolgte bis März 2022.

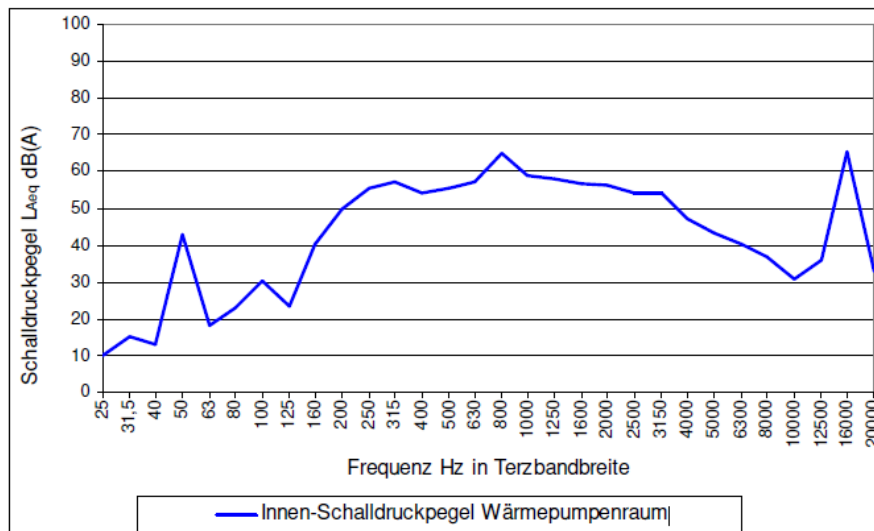


Abb. B2-20: Messung des Schalldruckpegels im Aufstellungsraum der Wärmepumpe. Der örtlich gemittelte Schalldruckpegel beträgt $L_{Aeq} = 71 \text{ dB(A)}$ bzw. $L_{Aeq} = 69 \text{ dB(A)}$ im Frequenzbereich von 25 -10 kHz.

Das Ergebnis der Abschaltung des Frequenzumformers war eine deutliche Verringerung des mittleren Schallpegels im Heizungsraum auf ca. 71 dB(A). Die Messungen in den darüber liegenden Räumen (Küche, Wohnzimmer EG, Schlafzimmer 1. OG) ergaben gemittelte Schalldruckpegel von 21 bis 26 dB(A). Für eine Beurteilung nach TA Lärm ist ein ‚Beurteilungspegel‘ maßgeblich. Dieser sieht einen ‚Zuschlag für Tonhaltigkeit‘ in Höhe von 3 dB vor, wobei der nächtliche Immissionsrichtwert der TA Lärm in Wohnräumen 25 dB(A) beträgt. Dieser wurde somit um bis zu 4 dB(A) überschritten. Daher waren, Stand März 2022, weitere Maßnahmen zur Verringerung der Lärmbelastung erforderlich.

Die Frequenzanalyse des Gutachters hatte ergeben, daß – nach Abschaltung des Frequenzumformers – die Hauptlärmquelle im durch die Wärmepumpe und die eingebauten Pumpen erzeugten Körperschall zu sehen war. Es wurden folgende Maßnahmen zur Entkopplung von Aufstellungssockel und Rohrleitungen vom Gebäude vorgeschlagen, die im Sommer 2022 durchgeführt werden sollten:

- Ersatz des Gummigranulats unter den Platten durch eine 50 mm dicke elastische Zwischenlage aus Sylomer
- Verwendung von elastischen Zwischenlagern für die Montage der Anschlussleitungen auf dem Fußboden
- Einbau von Gummikompensatoren in das Gestell der Wärmepumpe.

Die Kosten dieser Maßnahmen lagen bei ca. 10.000 € und wurden zu zwei Drittel von der KES und zu einem Drittel von IBS getragen.

Im September 2022 war die Anlage wieder betriebsbereit. Eine erneute Inbetriebnahme erfolgte am 30. November 2022, zusammen mit dem Planungsbüro, der KES und der Volkswohnung. Dabei stellte sich heraus, daß die Geräuschentwicklung der Anlage im subjektiven Empfinden der an der Inbetriebnahme Beteiligten immer noch zu stark (und ‚unangenehm‘) war. Durch das Planungsbüro wurden 65 -70 dB(A) vor der Wärmepumpe und bis zu 75 dB(A) vor den Heizkreispumpen gemessen. Ein dauerhafter Betrieb der Anlage in diesem Zustand wurde von der Volkswohnung im

Einverständnis mit der KES abermals abgelehnt. Eine Überprüfung ergab, dass von der ausführenden Fa. Ochs noch nicht alle der genannten Maßnahmen ausgeführt worden waren.

Als nächster Schritt wurde beschlossen, nach vollständiger Umsetzung der Maßnahmen eine erneute schalltechnische Untersuchung zu beauftragen, um die Wirkung der umgesetzten Maßnahmen im Vergleich zu den Schallpegelmessungen vom März 2022 zu analysieren. Da dies weitere Verzögerungen bis zur erneuten Inbetriebnahme bedeutet, wird der aktuelle Bd. 2 des Projektberichtes vorerst ohne erste Betriebsergebnisse der PVT-WP abgeschlossen. Diese werden, im Falle einer erfolgreichen Inbetriebnahme,³⁵ im 3. Band des Schlußberichtes (Optimierungsphase und Projekt-Abschluß) nachgereicht.

B2.2.4 Viessmann-Mehrquellen-Wärmepumpe, Ersinger Straße 4

Die Eckdaten der installierten Viessmann-Mehrquellen-WP sind wie folgt:

 			
Gebäude		Trinkwarmwasser	
Ort	Karlsruhe, Baden-Württemberg	Systemtyp	<i>zentral</i>
Baujahr	1963	Max. Temperatur	65/55 °C
Wärmeübergabe	<i>Heizkörper</i>	Zirkulation	<i>ja</i>
Beheizte Wohnfläche	2112 m ²		
Gebäudehülle	6 cm Wärmedämmung (1995 renoviert)		
Wärmepumpe und Quelle		Heizung	
Anzahl WP	2	Wärmebedarf	ca. 60 kWh/m ² a
Installierte Leistung	27 + 43 kW _{th}	Heiztemperatur	55/45 °C
Betriebsart	<i>bivalent</i>		
Wärmequelle	Luft (Außeneinheit) + Erdwärmesonden		

Abb. B2-21 Steckbrief der Mehrquellen-Wärmepumpen-Anlage der Ersinger Straße 4.

Zum Unterschied von der Waterkotte-PVT-Wärmepumpe ist diese ‚Mehrquellen-Anlage‘ ein *Prototyp*, der von der Fa. Viessmann in Zusammenarbeit mit Fraunhofer ISE konzipiert wurde und hier erstmals in einem Pilotprojekt eingesetzt wird, wobei zu erwarten ist, daß der hier eingesetzte Wärmepumpentyp in neuen Produktgenerationen durch angepasste Kältekreise höhere Vorlauftemperaturen erzielen wird (Arbeitstemperatur-Feld siehe Abb. B2-22). Wärmepumpen mit Vorlauftemperaturen > 70 °C sind besser für hohe Nutzwärme-Temperaturen geeignet³⁶ und können daher die benötigte WW-Vorlauf-Temperatur (ca. 68 °C) ohne Kesselunterstützung bereitstellen. Die erwarteten Vorteile bzw. Einsatzmöglichkeiten des ‚Mehrquellenkonzepts‘ sind in Bd. 1 des Schlußberichtes dargestellt.

Die Wärmepumpe (Kältemittel R 410a) besteht aus zwei kaskadierenden Modulen mit 8,70 bzw. 5,90 kWel Verdichterleistung,³⁷ die unabhängig voneinander eingeschaltet werden können. Die

³⁵ Diese erfolgte schließlich im Juni 2023.

³⁶ Solange das Legionellenproblem nicht zufriedenstellend gelöst ist.

³⁷ Elektrische Leistungsaufnahme laut Viessmann-Datenblatt, Typ 351.B42 bzw.-351.B27.

Aggregate sind nicht leistungs/drehzahl-geregelt. Die elektrischen Leistungen der Förderpumpen für den Verdampfer- bzw. Kondensatorkreis sind in Tab. B2-1 angegeben:

		WP 1	WP 2	Summe
primärseitig		220	140	360
sekundärseitig		220	160	390
				740 W_{el}
Tischkühler Pumpe	336			
Tischkühler Ventilator	< 424			
Erdsonden Sole-pumpe	209			
Ladepumpe Kessel	500			
Schaltschrank	18			
Hilfsstrom Gesamt				2.227 W_{el}

Tab. B2-1: Mittelwerte der Leistungen der Förderpumpen der beiden Wärmepumpen-Module primärseitig (Verdampfer: Solekreis) und sekundärseitig (Kondensatorseite: Wasserkreis) sowie der übrigen Stromverbraucher in der Heizzentrale Ersinger Straße 4.

Die Gesamtleistung des Strombedarfs aller zur Heizzentrale Ersinger Straße 4 gehörenden Geräte (ohne die Wärmepumpen) beträgt somit 2.227 W (entspricht ca. 15 % der elektrischen Wärmepumpen-Leistung). Das wichtigere Verhältnis der Jahres-Stromverbräuche der Wärmepumpen und des Hilfsstromaufwandes müssen die laufenden Messungen ergeben (s. Bd. 3).

Die beiden Viessmann-WP-Module können zusammen bis über 60 kW_{th} an Nutzwärmeleistung erzeugen. Wegen der Temperatur-Einsatzgrenzen der eingesetzten Wärmepumpen-Typen von 65 °C muß oberhalb einer Kondensator-Temperatur von etwa 65 °C (entspricht einer WW-Vorlauf-Temperatur von ca. 60 °C) bei der Ladung des zweiten WW-Speichers immer der BWT-Kessel zugeschaltet werden bzw. bei sehr niedriger Außen-Temperatur (laut Auslegung unter – 5 °C) und hoher Heizungsvorlauf-Temperatur (> 60 °C, siehe Abb. B2-19) muß der Heizungsvorlauf aus dem zweiten WW-Speicher ebenfalls (aus dem WW-Speicher) nachgeheizt werden, siehe Schaltbild Abb. B2-23 auf der Nutzwärmeseite. Der Anteil des Kessels an der WW-Bereitstellung liegt bei diesem System deutlich über den Simulationsergebnissen, nach ersten Meßergebnissen bei über 30 %. Hier muß noch eine optimale Regelung für die WW-Erzeugung in der Frischwasserstation und eine Optimierung der Speicherbeladung durchgeführt werden, um den Kesselanteil deutlich zu reduzieren. Auf der Heizungsseite ist dieses Problem geringer. Verbesserungsansätze und Ergebnisse der Optimierung werden im Band 3, "Phase C: Monitoring und Optimierung" diskutiert.

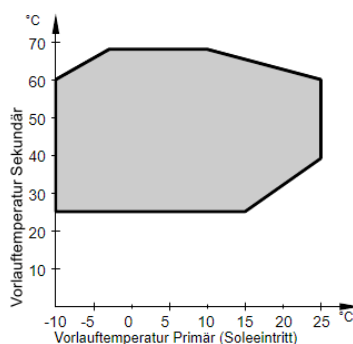


Abb. B2-22: Temperatur-Einsatzgrenzen der Viessmann-Wärmepumpe 351.B42 (Quelle: Viessmann Datenblatt).

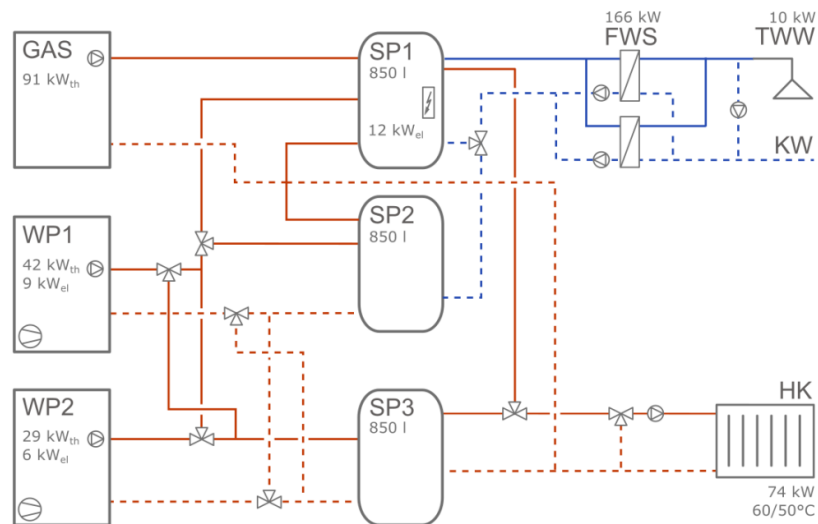


Abb. B2-23: Stark vereinfachtes Hydraulik-Schaltbild der Viessmann-Wärmepumpenanlage Ersinger Str. 4
(Quelle: Metz 2022, Mehrquellen-Wärmepumpensystem im Feldtest, DKV-Tagung 2022).

Im Unterschied zur Ersinger Straße 2 werden hier die beiden WW-Speicher hintereinander geladen, d.h. sie können als 1 Speicher (mit theoretisch guter Schichtung) angesehen werden. Ferner kann der Heizungsverlauf aus dem WW-Speicher und damit indirekt mit dem BWT-Kessel nachgeheizt werden.

Als Wärmequellen der Viessmann-WP werden ein Erdsonden- und ein Luft-Wärmetauscher eingesetzt, primärseitig jeweils mit einer 30 %-igen Glykol-Wasser - Sole („Tyfocor“). Diese Wärmetauscher können unabhängig voneinander geschaltet werden. Bei Vereisung des Luft-Wärmetauschers kann dieser über die Erdsonden enteist werden. Umgekehrt können die Erdsonden bei höheren Außen-Temperaturen grundsätzlich über den Luft-Wärmetauscher ‚regeneriert‘ werden, wodurch über ein Betriebsjahr insgesamt eine höhere durchschnittliche Wärmequellen-Temperatur und damit bessere Jahresarbeitszahl erreicht werden soll. Außerdem kann die Auslegung der (sehr teuren) Erdsonden auf etwa die Hälfte einer ‚monovalenten‘ Auslegung (der Erdsonden) reduziert werden.³⁸

Die geplanten Heizkurven für die Ersinger Straße 4 sind in Abb. B2-22 angegeben. Diese sollten rechnerisch (nach teilweisen Austausch von Heizkörpern, s. Bd. 1 des Schlußberichts, S.106) ausreichen. Um Mieterbeschwerden vorzubeugen, wurde von der KES zunächst eine Heizkurve mit etwas höherer Vorlauf-Temperatur vorgegeben (blaue Linie in Abb. B-24):

³⁸ Am Standort Ersinger Straße 4 ist diese Regeneration wegen der verhältnismäßig starken Grundwasserströmung ($\approx 1 \text{ m/d}$) nicht sinnvoll.

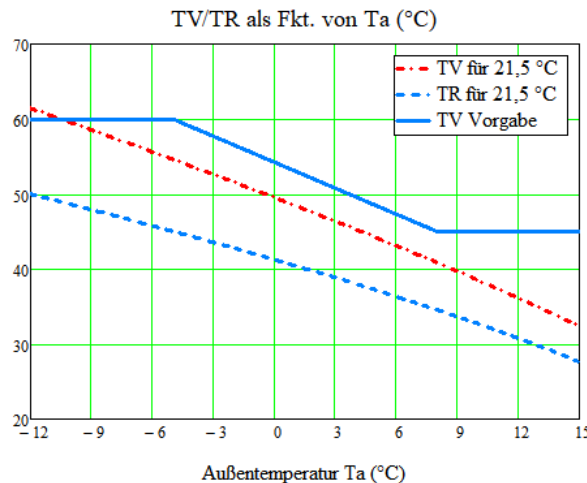


Abb. B2-24: Heizkurven in der Ersinger Straße 4 laut ursprünglicher Planung (65°C/50°C) für eine Raum-Innentemperatur von 21,5 °C und vorläufige Vorgabe für die zunächst zu fahrende Heizkurve.

Betriebskonzept für den Einsatz der Mehrquellen-Wärmepumpe:

Die Regelung läßt grundsätzlich eine sehr flexible Betriebsweise des Gesamtsystems hinsichtlich der Nutzung der Wärmequellen, der Möglichkeiten zur Abtauung des Luft-Wärmetauschers und der Regeneration der Erdsonden zu. Letztere spielt am Standort Ersinger Straße 4 keine Rolle, weil hier die Erdsonden im Bereich des Grundwasserstroms (1 Meter pro Tag) stehen, d.h. die ‚Regeneration‘ erfolgt durch nachströmendes Grundwasser. Hier ist besonders interessant, ob sich ein stationäres Temperatur-Feld im Erdsonden-Volumen ausbildet und bei welcher (mittleren) Temperatur welche stationäre Entzugsleistung aus dem 18 x 18 m Sonden-Feld erreicht werden kann.

Eine weitere Frage wird sein, was die optimale ‚Umschalt-Temperatur‘ zwischen Erdreich und Außenluft als Wärmequelle ist. Die Simulation von Fraunhofer ISE hat einen Wert von $T_a \sim 4^\circ\text{C}$ ergeben. Hinsichtlich der jährlichen Erdreichbelastung gleicht sich bei dieser Umschalt-Temperatur der Nachteil einer niedrigeren Leistungszahl mit der Wärmequelle Außenluft (große Grädigkeit) gegen den Vorteil einer geringeren Sondenbelastung (und damit einer geringen Temperatur-Drift) aus. Hierdurch kann die höherwertige Wärmequelle Erdreich für Phasen geringer Außentemperatur und hoher Heizlast geschont werden.

Der Vereisungsgrad des Tischkühlers wird überwacht und dessen Zustand bei der Entscheidung zur Quellenauswahl einbezogen.

Maßgeblich für den Betrieb der Anlage sind in erster Linie die gemessenen Temperaturen in den Wärmespeichern bzw. deren Vergleich mit vorgegebenen Soll-Temperaturen. Zur WW-Bereitstellung löst ein Absinken des mittleren Temperatur-Fühlers in SP 2 (Abb. B2-20) unter 56°C den Start der Führungsmaschine (gewöhnlich die kleinere Wärmepumpe, 5,9 kWel) aus. Fällt dieser Fühler weiter auf unter 45°C (d.h. großer WW-Bedarf) wird die zweite Wärmepumpe zugeschaltet.

In der Heizperiode bleibt die kleinere Wärmepumpe (ca. 20 kWth) zunächst die Führungsmaschine bis $T_a = 5^\circ\text{C}$. Sie wird eingeschaltet, wenn der obere T-Fühler in SP 3 um 1 K unter der aktuell vorgegebenen Heizungs-Vorlauf-Temperatur liegt (s. Abb. B2-23). Der 2. WP-Modul wird zugeschaltet, wenn diese Temperatur nach 5 Minuten nicht angestiegen ist. Unterhalb von $T_a = 2^\circ\text{C}$ ist immer die große Wärmepumpe (8,7 kWel) die Führungsmaschine.

Eine Außen-Temperatur, bei der die Wärmepumpen ganz abgeschaltet werden, ist nicht vorgesehen. Der Tischkühler kann jedoch ab $T_a = -3\text{ °C}$ nicht mehr eingesetzt werden. Ab dieser T_a fährt auch nur mehr die größere der beiden Wärmepumpen, mit den Erdsonden als Wärmequelle. Es wird angenommen, daß dieser Betrieb stationär durchhaltbar ist (i.a. über wenige Tage bis zu einem Wiederanstieg der Außen-Temperatur). Es ist aber nicht ausgeschlossen, daß es durch die Druckbedingungen im Kältekreis oder durch die Verfügbarkeitsgrenzen der beiden Wärmequellen zu einer automatischen Abschaltung der Wärmepumpe kommt. Dies müssen die praktischen Betriebserfahrungen zeigen.

Erste Monitoring-Ergebnisse des Mehrquellen-Wärmepumpensystems Ersinger Straße 4:

Die eigentliche Auswertung aller Anlagen erfolgt in Phase 3, s. Bd. 3 des Schlussberichtes, bis Ende 2023. Im Folgenden werden erste Monitoring-Ergebnisse aus der Inbetriebnahmephase dargestellt. Leider standen bis Ende 2022 noch keine Messdaten zur momentanen Wärmeleistung des SL-Kessels zur Verfügung. Zur energetischen Bilanzierung können aber die Gasverbrauchsdaten herangezogen werden. Zur energetischen Optimierung (d.h. Minimierung der Wärmeerzeugung durch den Kessel zur Nachheizung von Heizung und TWW) wären diese Daten jedoch wichtig.

Im Rahmen der Inbetriebnahme-Phase (26.1.-11.2.2022) wurde folgendes Optimierungspotenzial identifiziert: Das Viessmann-WP-System wurde mit einer konservativ parametrisierten Heizkurve mit Vorlauf-Temperaturen von 60 °C unter Außenlufttemperaturen von 0 °C betrieben. Obwohl die WP-Leistung und die Vorlauftemperaturen ausreichend für eine vollständige Deckung der Heizlast waren, hatte der Gaskessel in diesen 2 Wochen einen Anteil von 23 % an der Wärmeerzeugung. Dies war vor allem auf ein schlecht parametrisiertes Spitzenlast-Dreiwegmischventil zur Unterstützung des Raumheizungs-Kreises durch Warmwasser zurückzuführen.

Beide Optimierungspotenziale wurden in einer zweiten Betriebsperiode (19.2.-7.3.2022) unter vergleichbaren Umgebungs- und Quellentemperaturen sowie ähnlichem Heizbedarf untersucht. Die Heizkurve wurde abgesenkt und der Anteil der Spitzenlast-Zumischung reduziert. Außerdem wurde ein etwas höherer Anteil für die Nutzung der Erdwärmequelle beobachtet. Tab B2-2 zeigt die energetisch-gewichteten Mitteltemperaturen der Quelle und der Senke und die resultierende Arbeitszahl (AZ), welche die quellenseitige Hilfsenergie mitberücksichtigt (AZ_2), für beide Betriebsperioden. Dabei ist AZ_2 so definiert:

$$AZ_2 = \frac{Q_{WP}}{E_{WP} + E_{HilfsenergieQuelle}}$$

Parameter	Einheit	Phase A	Phase B
$T_{\text{Außenluft}}$	°C	4.9	4.9
$T_{\text{Erdwärmesonden, VL}}$	°C	7.9	7.2
$T_{\text{Außenlufteinheit, VL}}$	°C	2.5	2.4
$T_{\text{WP, sek, VL}}$	°C	59.3	54.8
$T_{\text{Raumheizung, VL}}$	°C	54.0	49.4
$T_{\text{TWW, VL}}$	°C	71.6	72.0
$Q_{\text{Raumheizung}}$	kWh/d	775	679
Q_{TWW}	kWh/d	168	168
AZ_2	-	2.90	3.13

Tab. B2-2: Energetisch-gewichtete Mitteltemperaturen, gemittelter Tagesverbrauch TWW und Raumheizung sowie zugehörige Arbeitszahlen AZ_2 .

Die realisierten Verbesserungen führten zu den gewünschten Zielen: der Anteil des Gaskessels zur Raumheizung wurde von 23 auf 16 % bzw. von 34 auf 28 % reduziert (Abb. B2-25, rechts). Die Arbeitszahl AZ_2 stieg von 2,9 durch die effektive Absenkung der mittleren Vorlauftemperatur $T_{WP,sek,VL}$ von 59 °C auf 55 °C auf 3,13. Außerdem wurden die Hysterese der Wärmepumpe im TWW-Betrieb, die Einschichtung des Rücklaufs der Frischwasserstationen sowie die Einschichtung des WP-Systems in die TWW-Pufferspeicher angepasst. Dadurch wurde ein stabilerer Betrieb des WP-Systems mit längeren Laufzeiten erzielt und der Anteil der WP an der TWW-Erwärmung konnte gesteigert werden.

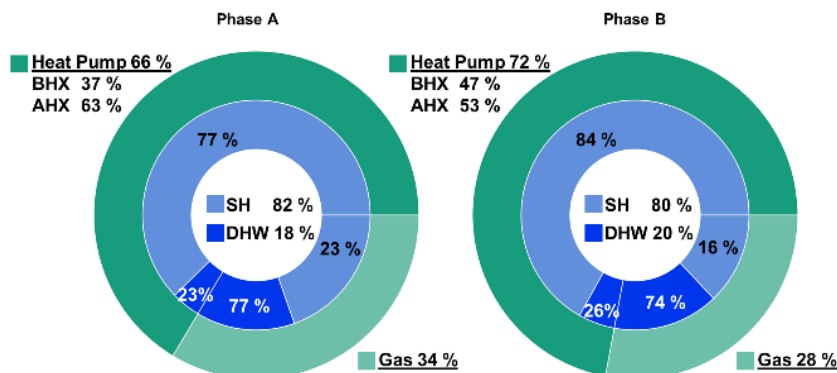


Abb. B2-25: Anteil der Wärmeversorgung und Verbrauch in der Inbetriebnahme-Phase (26.1.-11.2.2022), linkes Chart, und in der nachfolgenden neuen Testphase(19.2.-7.3.2022), rechtes Chart.

Abb. B2-25 zeigt die Auswertung für das erste Betriebshalbjahr Februar – August 2022 mit Anteilen je Subsystem (Quelle, Wärmeerzeuger, Verbraucher) und die zugehörigen energiegewichteten Temperaturen. Der Anteil des Gaskessels im ersten Halbjahr beträgt 31 %. Dies ist zum einen auf die hohen Temperaturen für die Warmwasserbereitung und zum anderen auf eine suboptimale Regelung in Phase A zurückzuführen. Die Mehrquellenhydraulik erzielt ganzjährig relativ hohe Quelltemperaturen, was zu der relativ hohen Jahresarbeitszahl des ersten Betriebshalbjahrs von $AZ_2 = 3,2$ beiträgt.

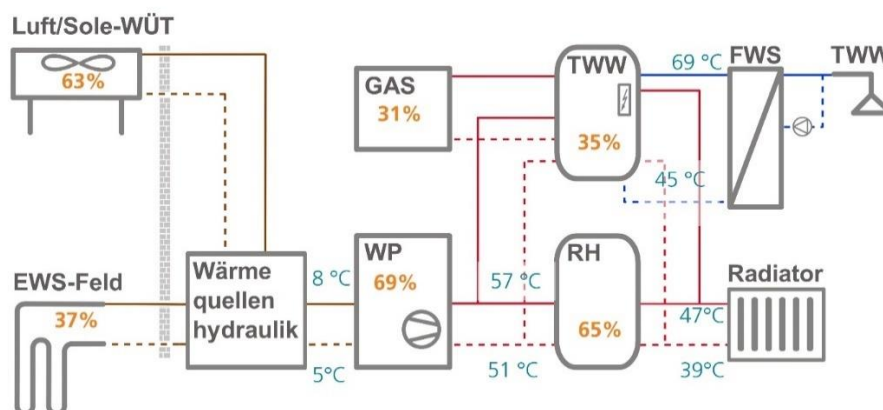


Abb. B2-26: Hydraulikschema der Viessmann-Anlage mit Arbeitsanteilen der Komponenten und mittleren Temperaturen.

Abb. B2-27 zeigt die monatliche Arbeitszahlen und Leistungsanteile von Wärmepumpe und Gaskessel für das erste Betriebshalbjahr. Eine vertiefte Betrachtung erfolgte in der DKV-Veröffentlichung von Metz et al. (2022)³⁹.

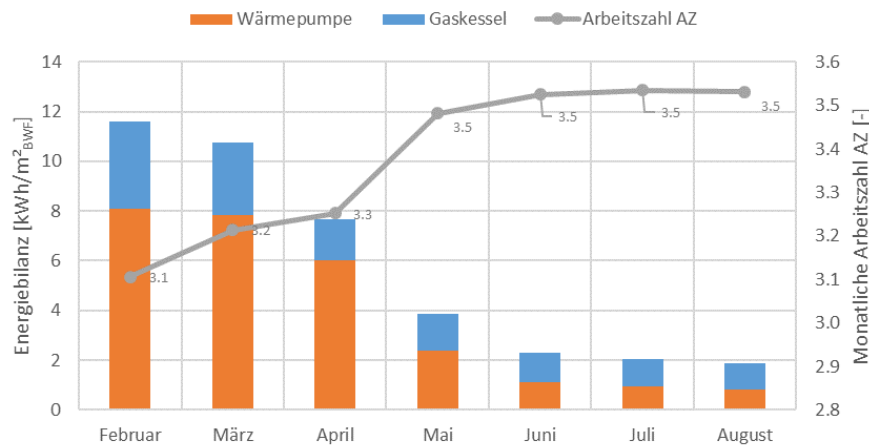


Abb. B2-27: Auswertung der monatlichen Arbeitszahl AZ_2 und Leistungsanteile von Wärmepumpe und Gaskessel.⁴⁰

Im Folgenden werden beispielhafte Monitoring-Kurven der Viessmann-WP vom **21. November 2022** gezeigt. Die mittlere Außen-Temperatur lag an diesem Tag bei ca. 7,5 °C. Der mittlere Heizbedarf in der Ersinger Straße 4 sollte an diesem Tag rechnerisch bei ca. 20 kWth liegen.

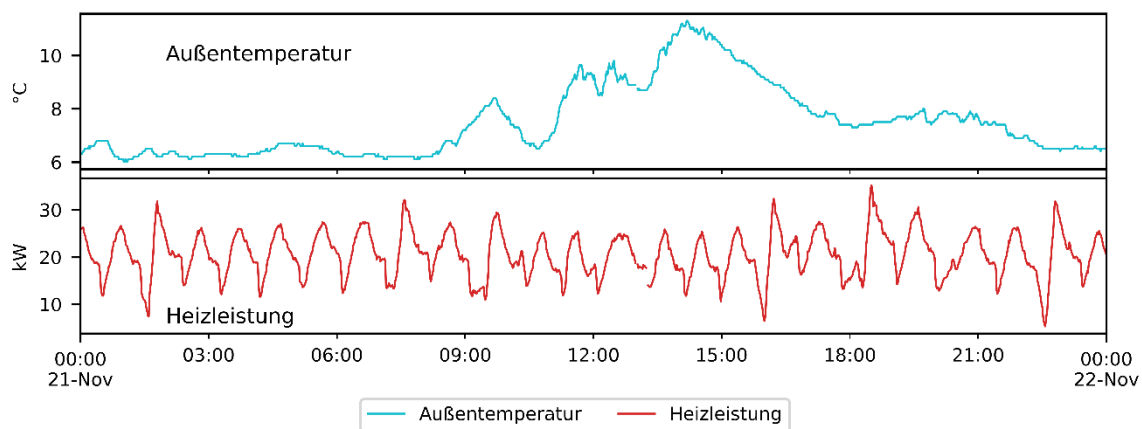


Abb. B2-28: Oben: Außen-Temperatur am **21. November 2022**: mittlere Temperatur ca. 7,5 °C. Unten: Heizleistung (kWth) ab Heizungs-Pufferspeicher in den Heizkreis: Mittelwert etwa 20 kWth.

Die Heizkreispumpe fordert bei Absinken der Heizungsvorlauf-Temperatur Wärme aus dem Heizungsspeicher an. Aus dem Heizungsspeicher (Speicher 3, s. Abb. B2-29) werden ca. 30 kWth entnommen, sodaß dieser Speicher (Volumen effektiv ca. 0,85 m³) innerhalb von 30 bis 40 Minuten

³⁹ Metz, J.; Günther, D.; Bongs, C. (2022) Mehrquellenwärmepumpensystem im Feldversuch. Deutsche Kälte- und Klimatagung 2022. Magdeburg, Nov. 16-18, 2022. Hannover: Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein.

⁴⁰ Vgl. Lämmle, Manuel; Kropp, Michael; Metz, Jakob; Herkel, Sebastian (2022): Simulation and Measurement results of a smart district with connected heat pumps, PV and CHP as a model project for decarbonizing multifamily buildings. In: Proceedings of BauSIM 2022 in Weimar.

entladen ist. Dann sinkt die Heizungsvorlauf-Temperatur (ab Speicher) von ca. 55 °C auf ca. 45 °C und der Heizungspufferspeicher wird wieder nachgeladen.

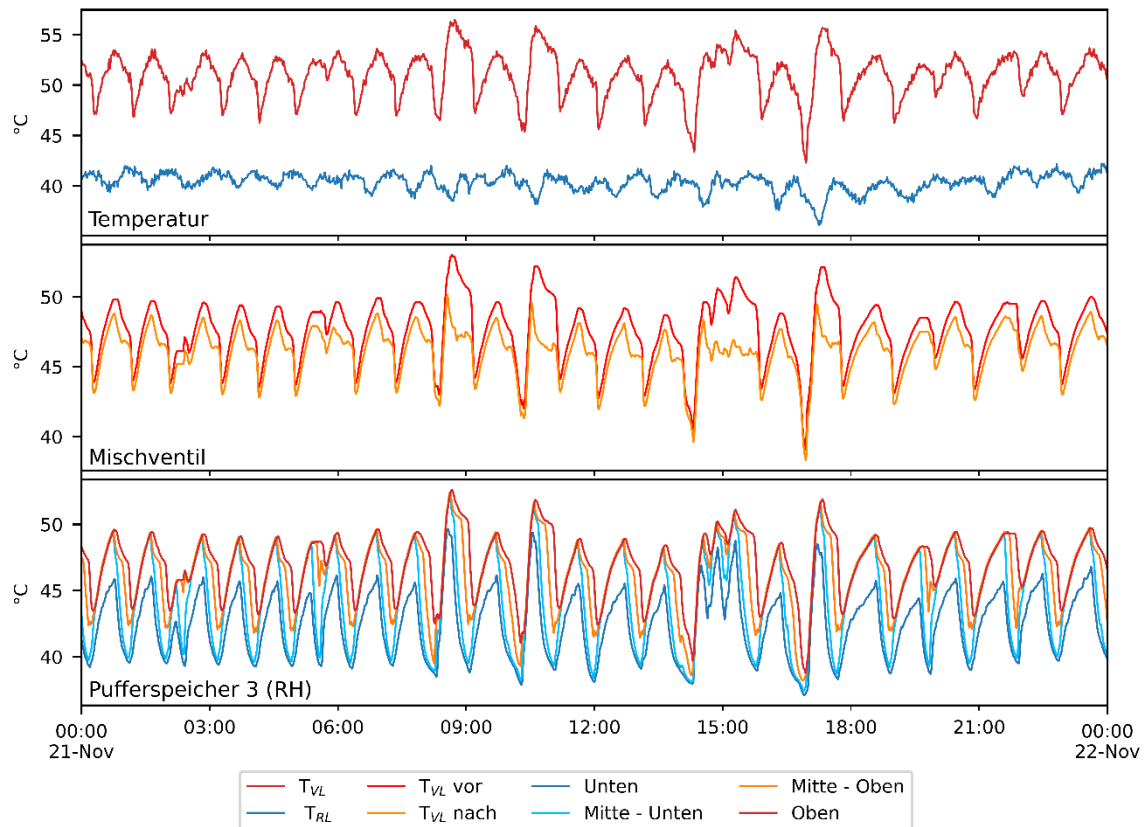


Abb. B2-29: Vor- und Rücklauf-Temperatur über 24 Stunden vor dem Heizkreis-Mischventil sowie Vorlauf-Temperatur nach dem Mischventil. Darunter: 4 Temperatur-Sensoren im Heizungs-Pufferspeicher. Die Temperatur im Hz-Speicher oben zeigt etwa 52 °C an, was nach Abb. B2-24 etwas höher liegt als an diesem Tag nach Heizkurve erforderlich, daher wird diese Temperatur durch das Beimischventil im Heizkreis wieder etwas herunter geregelt.

Der Heizungsspeicher zeigt eine gewisse Schichtung, der T-Unterschied zwischen oberstem und unterstem Sensor liegt bei (nur) etwa 5 K. Die Speicherkapazität beträgt demnach nur ca. 6 kWhth. Die Speicher-Temperaturen fahren i.w. parallel, ein typisches Schichtungsverhalten ist nicht zu sehen. Bei einer mittleren Heizleistung von ca. 20 kWth (an diesem Tag) ergibt sich eine mittlere Ladungs-/Entladungs-Periode des Hz-Speichers von ca. einer halben Stunde (die Heizleistung der Wärmepumpe, wenn in Betrieb, beträgt ca. 40 kWth).

Im Vergleich dazu ‚sehen‘ die beiden WW-Speicher (als 1 Speicher aufgefasst) eine T-Spreizung von ca. 65 minus 40°C = 25 K:

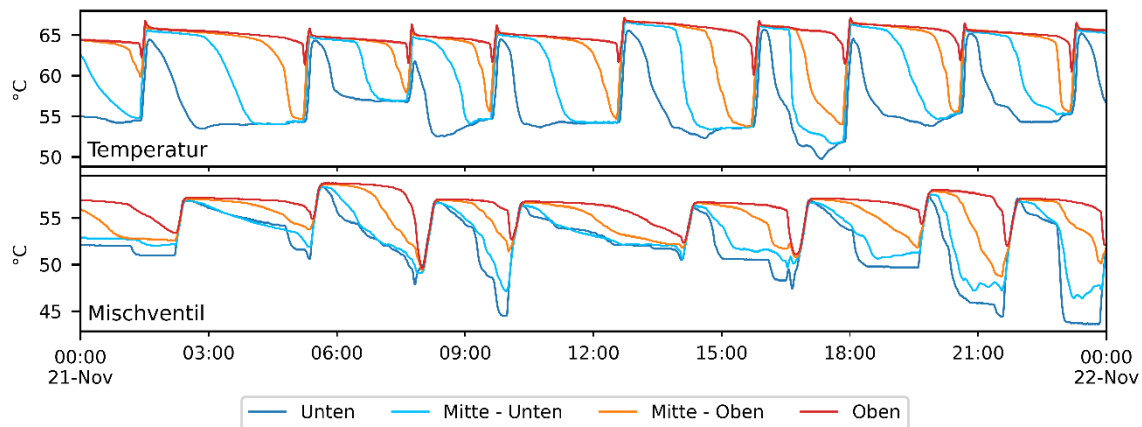


Abb. B2-30: T-Verhalten der beiden WW-Speicher-Zyklen am 21.11 2022.

Die von den WW-Speichern abgegebene Wärmeleistung mit den zugehörigen Temperaturen zeigt die folgende Abbildung:

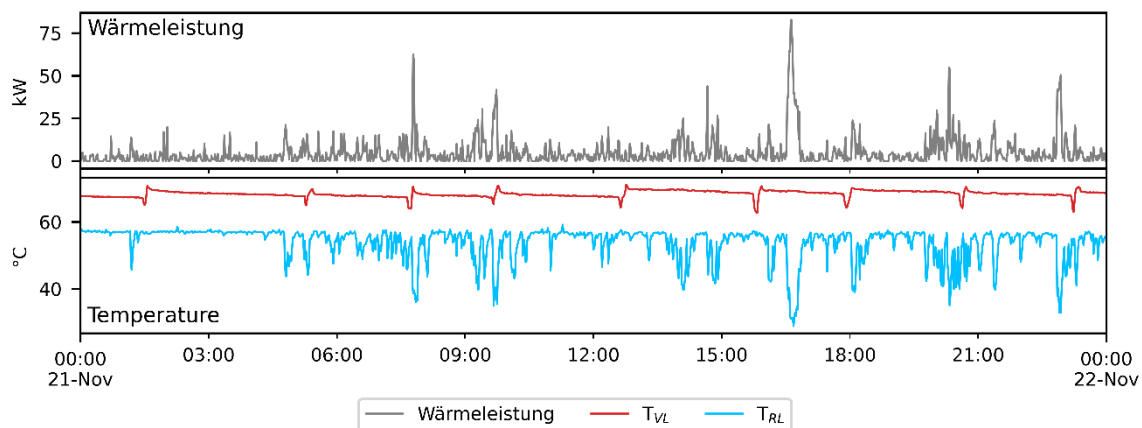


Abb. B2-31: WW-Wärmeleistung und Vorlauf-/Rücklauf-Temperatur vom bzw. zum WW-Speicher (Vorlauf-Temperatur : ca. 68 °C).

Der größte WW-Verbrauch findet demnach (an diesem Tag) zwischen ca. 17 und 22:30 Uhr statt, dann mit einer mittleren WW-Verbrauchsleistung von ca. 15 – 20 kWth. Der von der Frischwasser-Station kommende Rücklauf sinkt maximal auf ca. 35 °C, liegt aber ‚stationär‘ bei ca. 57 °C. Diese hohen Rücklauftemperaturen, u.a. bedingt durch den hohen Zirkulationsanteil und eine suboptimale Auslegung und Regelung der Frischwasserstation, resultieren in einer reduzierten Arbeitszahl und einem erhöhten Anteil des Gaskessels.

Somit liegt der gesamte Nutzwärme-Leistungsbedarf an diesem Tag (mittlere Außen-Temperatur ca. 7,5 °C) bei ca. 20 + 15 = 35 kWth, was gut mit dem erwarteten Wert (s. Abb. B2-16) übereinstimmt. Diese Leistung sollte durch die größere der beiden Stufen der Wärmepumpe (an diesem Tag) praktisch im Dauerbetrieb erbracht werden können. Die folgende Abbildung zeigt, daß dies der Fall ist: Die Wärmepumpe 2 mit einer Verdichterleistung von 8,7 kWel schaltet an diesem Tag 23 mal ein, die Einschalt-Dauern liegen meistens bei unter 45 Minuten, mit Ausnahme des Abends und der frühen Morgenstunden, wo diese Stufe 2 etwa 3 Stunden bzw. etwa 1 Stunde konstant läuft. Dies entspricht gut der Erwartung. Nicht der Erwartung entspricht, daß auch die 1. Stufe (5,9 kWel) der Wärmepumpe an diesem Tag 5 mal zugeschaltet wird (Gesamt-Verdichterleistung dann 14,6 kWel), obwohl die 2. Stufe nicht voll ausgelastet ist:

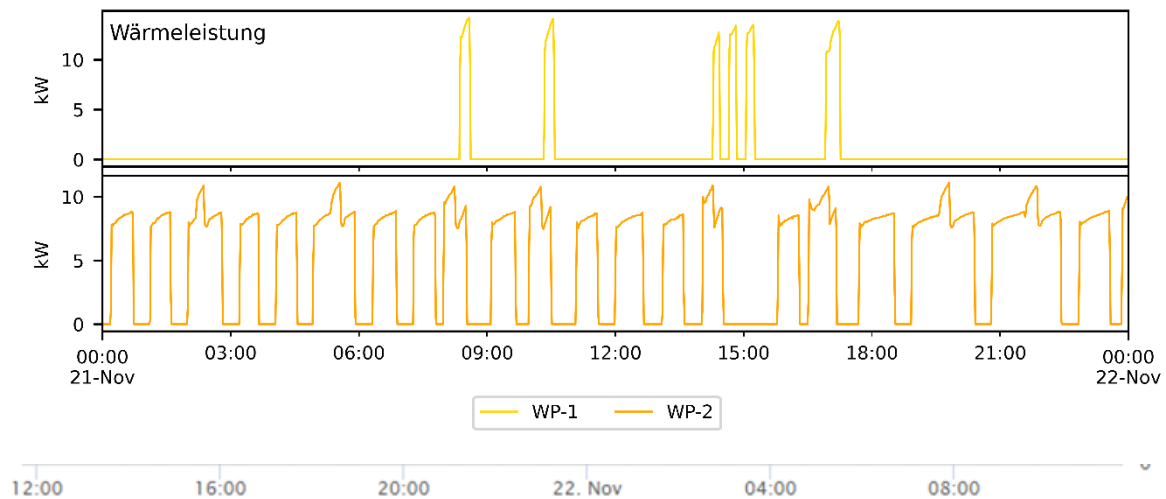


Abb. B2-32: Laufzeiten der beiden Wärmepumpen am 21.-22. November 2022 (T_a i.M. ca. 7,5 °C); Stufe 2 oben, Stufe 1 unten.

Den Temperaturgang der beiden WP-Quellen bei dieser Betriebsweise zeigt die folgende Abbildung:

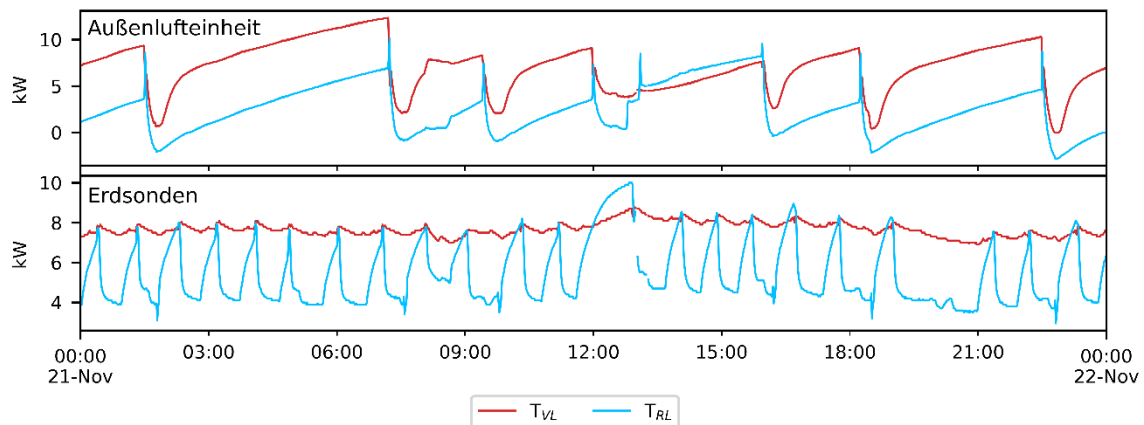


Abb. B2-33: Entwicklung der Rücklauf-/Vorlauf-Temperaturen zum bzw. vom Luft- bzw. Erdsonden-Wärmetauscher (T_a i.M. ca. 7,5 °C).

An diesem Tag bedient sich die WP 2 der Erdsonden als Wärmequelle, während WP 1– mit wenigen Einschaltvorgängen und kurzen Betriebszeiten (< 30 Minuten) - die Außenluft nutzt. Die Temperatur des ungestörten Erdreichs ohne Erdsondenbetrieb scheint an diesem Tag bei ca. 10 °C zu liegen. Bei gut halbstündigem Betrieb der WP 2 sinkt die Sole-Eintrittstemperatur ins Erdreich auf etwa 4,5 °C, bei einem Betrieb über ca. 4 Stunden auf ca. 3,5 °C. (Dies sind grobe Abschätzungen, die in einer späteren Monitoring-Phase genauer geklärt werden müssen.)

Bei den Temperatursensoren handelt es sich um Anlegefühler an der Außenwand der Erdsonde. Hier müsste noch die Temperatur-Differenz zwischen Außenwand und Soleflüssigkeit abgeschätzt bzw. mit den Werten der Wärmemengenzähler verglichen werden, um auf die Sole-Temperatur bzw. umgekehrt auf die Temperatur des die Erdsonden umgebenden Erdreichs schließen zu können.

B2.2.5 Energiebilanz des Gesamtquartiers für das erste Betriebshalbjahr

Da (Stand Frühjahr 2023) noch keine gesamte Heizperiode für das Gesamt-Energiesystem verstrichen ist, erfolgt im Folgenden zunächst eine Auswertung der ersten Betriebsmonate im ersten Halbjahr 2022. Dies sind vorläufige Ergebnisse. Eine detaillierte Auswertung des Gesamt-Energiesystems kann erst erfolgen, wenn alle Komponenten in Betrieb sind (Bd. 3).

Abb. B2-34 zeigt eine bilanzielle Auswertung des Stromverbrauchs und der Stromversorgung des Gesamtquartiers für jeweils einen Monat im Winter (Januar 2022) und im Sommer (Juni 2022). Die Energiebilanzierung erfolgt physikalisch, d.h. im Quartier erzeugter Strom wird vorrangig lokal verbraucht. Im Winterbetrieb konnte ein Autarkiegrad von 88 % und ein Eigenverbrauchsanteil von 81 % erzielt werden. Im Sommer lag der Autarkiegrad bei 65 % und der Eigenverbrauchsanteil bei 70 %. Aufgrund des Mieterstrommodells und des Eigenverbrauchs von BHKW-Strom durch Wärmepumpen muss der Betreiber den Stromverbrauch so abrechnen, als würde der erzeugte PV-Strom nur in den Haushalten (Mieterstrommodell) und der erzeugte BHKW-Strom nur in den Heizzentralen verbraucht werden. Dadurch verringert sich der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad z.T. deutlich.

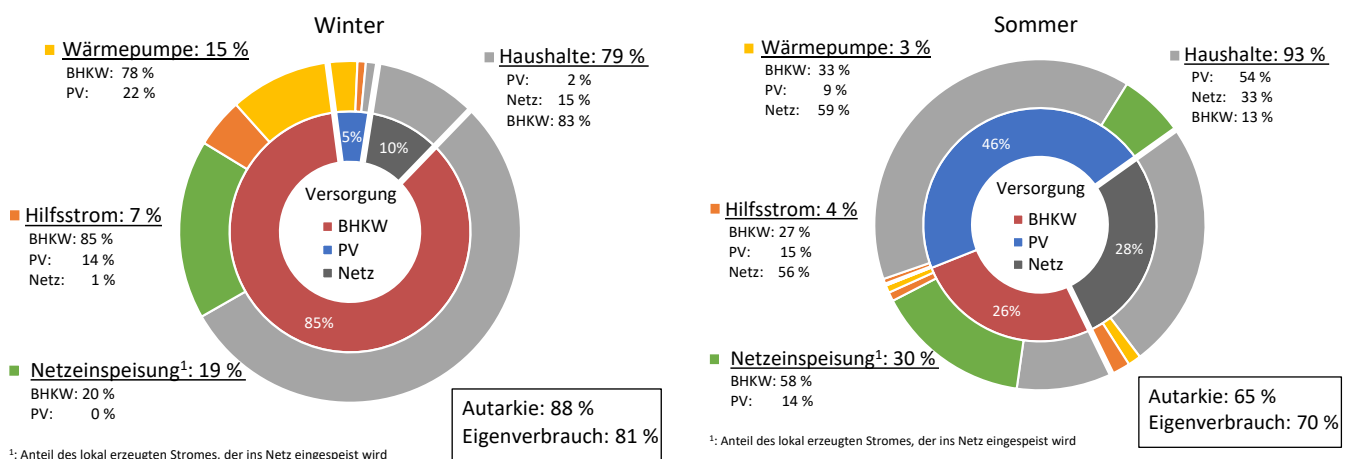


Abb. B2-34: Bilanzielle Auswertung des Stromverbrauchs und -versorgung des Gesamtquartiers im Winter (links) und im Sommer (rechts).

Im Winter können etwa 80 % des BHKW-Stroms und aufgrund der geringen solaren Einstrahlung 100 % des PV-Stroms lokal verbraucht werden. Dadurch wird auch der Stromverbrauch zur Wärmeerzeugung (Wärmepumpe + Hilfsstrom) nahezu komplett lokal gedeckt und nur ca. 15 % des Haushaltsstroms müssen über das Stromnetz bezogen werden.

Dagegen wirkt sich im Sommer die geringere Laufzeit des BHKWs sowie die damit verbundene zeitliche Verschiebung zwischen Verbrauch und Erzeugung negativ auf Autarkiegrad und Eigenverbrauch aus. Zwar können noch etwa 86 % des PV-Stroms lokal verbraucht werden, der Eigenverbrauch des BHKW-Stroms liegt aber nur bei 42 %. Der Stromverbrauch zur Wärmebereitstellung kann nur zu etwa 43 % und der Haushaltsstrom zu 67 % lokal gedeckt werden. Dies zeigt das große Potenzial einer optimierten Regelung mittels Energiemanagementsystem, welches Stromerzeugung und Stromverbrauch im Quartier synchronisieren soll.

Eine Abschätzung der CO₂-Emissionen durch das neue, noch nicht fertig installierte Energiesystem (noch nicht betriebene Waterkotte-WP und fehlende 2. Stufe PV-Ausbau) im Quartier ergibt eine vorläufige Reduzierung um 43 % im Sommer (Juni) und um 23 % im Winter (Januar). Aufgrund der zusätzlichen Stromerzeugung durch das BHKW und zusätzlichen Verlusten im Nahwärmenetz liegt der Gasverbrauch über dem des alten Systems. Durch den lokal erzeugten Strom (BHKW und PV)

verringert sich der Strombezug aus dem Netz und die zugehörigen CO₂-Emissionen. Die Gutschrift durch Netzeinspeisung wirkt sich ebenfalls positiv auf die Bilanz des Gesamtquartiers aus.

Das Ziel des Projektes, die CO₂-Äq.-Emissionen (bezogen auf den Nutzwärme- und Stromverbrauch im Quartier) um mindestens 50 % zu reduzieren, wurde mit der 1. Ausbaustufe noch nicht erreicht. Nach Umsetzung der 2. Ausbaustufe der PV-Anlagen und des BHKWs sowie der Inbetriebnahme des zweiten Wärmepumpen-Systems (Ersinger Str. 2) wird der Gasanteil weiter gesenkt werden. Die bisherigen Monitoring-Ergebnisse lassen erwarten, dass mit der zweiten Ausbaustufe die ambitionierten Projektergebnisse erreicht werden. (Modellrechnung dazu siehe Abschnitt B3.12.)

Abschließend zeigt die folgende Abbildung Abb. B2-35 die elektrischen, thermischen und stofflichen Energieflüsse zwischen den einzelnen Komponenten für den Monat Mai 2022. Aufgrund damals noch unvollständiger Messtechnik werden nicht alle Energieflüsse dargestellt. Die stromseitige Bilanzierung ist jedoch vollständig. Wie in dem Energieflussdiagramm zu erkennen ist, stellen die Haushalte mit einem Stromverbrauch von 15,1 MWh den größten Stromverbraucher dar. Zweitgrößter Verbraucher ist mit 0,9 MWh die Heaven WP-Anlage in der Ersinger Straße 4 (ES4). Der restliche Strombedarf des Quartiers („Hilfsstrom“) entfällt auf die Pumpen sowie auf die Mess-, Steuerungs-, und Regelungstechnik (MSR). Im Mai betrug dieser Verbrauch 0,64 MWh. Der gesamte Stromverbrauch des Quartiers beträgt damit im Mai 2022 16,6 MWh. Davon werden 8,5 MWh aus dem Netz bezogen, 8,1 MWh werden von den PV-Anlagen und dem BHKW erzeugt. Die PV-Anlagen erzeugen insgesamt 8,6 MWh. Davon werden 7,5 MWh in dem Haushalten verbraucht. 1,1 MWh werden ins Netz eingespeist. Das BHKW erzeugt insgesamt 7 MWh Strom. Da der BHKW-Strom in dieser Darstellung, die die abrechnungsrelevanten regulatorischen Randbedingungen berücksichtigt, nur von den WP, den Pumpen und der MSR-Technik verbraucht wird, ist der BHKW-Eigenverbrauch deutlich kleiner als der PV-Eigenverbrauch. 6,41 MWh des erzeugten BHKW-Stroms wurden ins Netz eingespeist. Zusammen speisten die Stromerzeuger im Mai 2022 7,5 MWh ins Netz ein.

Für die thermischen Energieflüsse lässt sich feststellen, dass das BHKW *im Mai* deutlich mehr Wärme (3 MFH) bereitstellt als die Viessmann-Wärmepumpe (1 MFH): 19 MWh Wärme werden vom BHKW und 3.6 MWh von der WP erzeugt. Die BHKW-Wärme wird mit ca. 14,2 MWh zum größten Teil für die TWW-Bereitung verwendet. Die TWW-Bereitung des MFH Ersinger Straße 2 ist hier nicht enthalten, da dort der Wärmemengenzähler im Mai 2022 noch nicht funktionierte. Die für die Heizung benötigte Wärme beträgt ca. 3.6 MWh.

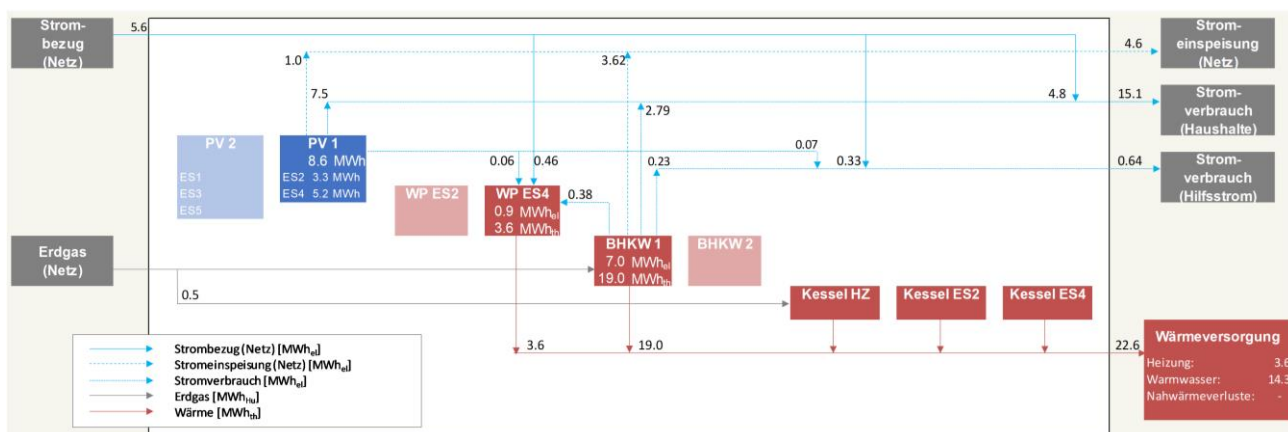


Abb. B2-35: Thermische und elektrische Energieströme im Quartier für Bilanzraum 2 im Monat Mai 2022.

Die oben dargestellten beispielhaften Monitoring-Ergebnisse aus der Inbetriebnahme – Phase müssen in der abschließenden Phase der betrieblichen Optimierung systematisch weitergeführt

werden, ab Frühjahr 2023 hoffentlich mit dem Betrieb aller geplanten Komponenten. Ein Monitoring des Gesamtsystems über mindestens 1 ganzes Jahr ist jedoch innerhalb der Projektlaufzeit (bis November 2023) nicht mehr möglich. Deshalb wird für PtJ ein Antrag zur Weiterführung des Projektes, in Kombination mit weiteren geplanten innovativen Maßnahmen, vorbereitet.

B3 Betreiberkonzept und Wirtschaftlichkeitsanalyse

Vorbemerkung:

Das vorgesehene Energiesystem wurde im Herbst 2022 mit dem zweiten BHKW-Modul (50 kW_{el}) weiter realisiert. Die 2. Stufe der PV-Anlagen (Ersinger Straße 1 und 3, zusammen 100 kW_p) und die Inbetriebnahme des PVT-Wärmepumpensystems wird jedoch erst in 2023 erfolgen. Somit werden erst anschließend die Meßdaten zu den Energieflüssen der *vollständigen* Anlage zur Verfügung stehen. Für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse des Gesamt-Energiesystems müssen daher vorerst die Ergebnisse der *Simulationen* von Fraunhofer ISE für die Energiebilanzen verwendet werden, die sich auf dieses vollständige System beziehen. Sobald Monitoring-Daten für das Gesamtsystem zur Verfügung stehen, kann diese Analyse erneut aktualisiert werden, dann auch mit aktualisierten Ansätzen für die Energiepreise.

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Energiepreise, Regulierungsvorgaben, CO₂-Steuer) ändern sich derzeit dynamisch. Vorläufig wird die Wirtschaftlichkeitsrechnung mit den für **2021** geltenden Werten beispielhaft durchgeführt, weil diese Rahmenbedingungen auch Grundlage der Konzeptentwicklung waren. Eine Sensitivitätsanalyse für folgende Jahre erfolgt im Anschluß, wobei die Ansätze für die weitere Energiepreis-Entwicklung mit den Stadtwerken Karlsruhe abgestimmt sind.⁴¹

B3.1 Betreibermodelle

Die Simulationsergebnisse von Fraunhofer ISE für das Energiekonzept in der Ersinger Straße, inklusive 2. Ausbaustufe, sind im Abschnitt **B0**, Abb. B0-2, in Form eines Energieflußbildes dargestellt. Idealerweise wird sämtlicher eigenerzeugter Strom (BHKW, PV-Anlagen) dazu eingesetzt, um den lokalen Bedarf (Haushaltsstrom, Wärmepumpen, Allgemeinstrom) zu decken und nur Überschuß-Strom ins Netz zurück zu speisen. Eine geeignete Anlagenregelung unter Nutzung der vorhandenen Wärmespeicherkapazitäten kann diese Bilanz optimieren (d.h. die Netzzurückspeisung minimieren).⁴² Dies wurde von Fraunhofer ISE simuliert. Das Ergebnis ist die in Abb. B0-2 dargestellte Energiebilanz. Die dort angegebenen Energieströme werden nachfolgend als **„Bilanzmodell I“** bezeichnet.

Die örtlichen Gegebenheiten (vorhandenes Niederspannungsnetz, Standort Trafostation, neue 400 V – Kabel) und die installierte Meßtechnik sowie die zum Planungszeitpunkt aktuellen regulatorischen Vorgaben (Stand 2019/2020) erforderten eine energiewirtschaftlich andere Betrachtungsweise: Der **BHKW-Strom** wird lokal nur für den Betrieb der Wärmepumpen eingesetzt, der von den Wärmepumpen nicht verbrauchte Strom geht über die Trafo-Station ins Netz zurück, wird also nicht zur Deckung des Haushalts-Stroms eingesetzt. Umgekehrt wird der **PV-Strom** zur Deckung des Haushalts-Stroms im jeweiligen Gebäude verwendet, bzw. Überschuß-Strom ins Netz zurückgespeist (und in der Ersinger Straße 2 und 4 nicht für die Wärmepumpen eingesetzt). Daraus ergeben sich andere Stromflüsse und damit auch ein anderes Ergebnis der Stromerträge. Diese Betriebsweise wird nachfolgend als **„Bilanzmodell II“** bezeichnet und ist die Grundlage einer Ertragsrechnung der KES. Die physikalische Stromflußbilanz (*Bilanzmodell I*) ist hingegen die Grundlage zur Berechnung der Öko-Kennzahlen (Primärenergieverbrauch, CO₂-Emissionen).

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt zwecks Vergleichs für beide Modelle, welche sich lediglich in der Bilanzierung der Stromflüsse und dem daraus resultierenden Stromertrag unterscheiden.

⁴¹ Eine Veröffentlichung mit einer Zusammenfassung dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse wird für die Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) für Juni 2023 vorbereitet.

⁴² Dies ist Aufgabe der aktuell laufenden Betriebsoptimierungsphase.

B3.2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

B3.2.1 Energiepreise 2021⁴³

Erdgaspreise 2021: (alle Preise bezogen auf Hu)

KES-Einkauf: 5,0 ct/kWh_{Hu}

Volkswohnung Einkauf: 5,5 ct/kWh_{Hu}

Mineralölsteuer: 0,61 ct/kWh_{Hu} (beim Einsatz von Gas im BHKW)

CO₂-Steuer 2021: 25 €/t CO₂ → 0,61 ct/kWh_{Hu} Erdgas⁴⁴

Strompreise 2021:

KES-Einkauf: 25,0 ct/kWh_{Hu}⁴⁵

Endnutzer (Volkswohnung, Mieter): 25,0 ct/kWh_{Hu}

B3.2.2 Regulierungsvorgaben 2021

Im Quartier Ersinger Straße sind nur der eigenerzeugte BHKW- und der PV-Strom von der aktuellen Regulierung betroffen. Dabei geht es jeweils um den

- Eigenverbrauch des Contractors (WP-Strom und Hilfsstrom in der Heizzentrale und in den Unterstationen),
- Strom, der an die Mieter oder an die Volkswohnung geliefert wird, also Haushalts-Strom und Allgemeinstrom der 5 MFH,
- PV- bzw. BHKW-Strom, der ins Netz zurückgespeist wird:

(1) Regulierungsvorgaben BHKW-Strom, Stand 2021 (ct/kWh_{el} netto):

	KWK-Bonus ⁴⁶	'übl. Preis'	EEG-Umlage	Stromtarif	sonst. Abgaben	Summe
Eigenverbrauch (Wärmepumpen, Hilfsstrom)	8	-	0	-	0	8,00
Stromabgabe an Endverbraucher (Haushalte, Volkswohnung)	8	-	-6	25	0	27,00
Netzurückspeisung	16	9,65 ⁴⁷	0	-	-	25,65

(2) Regulierungsvorgaben PV-Strom, Stand 2021 (ct/kWh_{el}):

	EEG-Vergütung	EEG-Umlage	Stromtarif	sonst. Abgaben	Summe
Eigenverbrauch (Wärmepumpen, Hilfsstrom)	-	-2,4	-	0	-2,40
Stromabgabe an Endverbraucher (Haushalte, Volkswohnung)	-	-6	25	0	19,00
Netzurückspeisung	6,6	-	-	-	6,60

Tab. B3.1-1: Regulierung von BHKW- bzw. PV-Strom, Stand 2021, und resultierende Strombewertung.

⁴³ Alle angegebenen Preise sind Netto-Preise.

⁴⁴ Mit CO₂-Emissionsfaktor für Erdgas: $f_{CO_2} = 0,244 \text{ t CO}_2/\text{MWh}_{Hu} \Rightarrow p_{EG} = p_{CO_2} \cdot f_{CO_2} / 10 = 25 \cdot 0,244 / 10 = 0,61 \text{ ct/kWh}_{Hu}$.

⁴⁵ Enthält alle Messkosten.

⁴⁶ Der KWK-Bonus gilt für maximal 30.000 Volllast-Betriebsstunden des BHKW.

⁴⁷ Mittelwert der 4 Quartale 2021 {4.96, 6.03, 9.71, 17.90} ct/kWh_{el}.

Aus diesen Vorgaben folgt die ‚**Strombewertungs-Matrix**‘ für den erzeugten Strom (**2021**):

	Eigen- nutzung ct/kWh _{el}	Abgabe an HH ct/kWh _e	Netzrück- speisung ct/kWh _e
BHKW:	8	27	25,65
PV:	-2,40	19	6,60
Netzbezug:	-25	-25	-
Stromverkauf von Netzstrom:	-	25	-

Tab. B3.1-2: Resultierende Strombewertungen der verschiedenen möglichen Stromflüsse, Stand **2021**. (Negative Zahlen bedeuten Kosten für den Contractor.)

B3.2.3 Berechnung der Stromerträge – Bilanzmodell I

Die Simulationsergebnisse von Fraunhofer ISE (Abb. B0-2) für die Konzeptphase mußten für das wirklich realisierte Projekt geringfügig angepasst werden, da einige der realisierten Komponenten etwas anders ausgelegt wurden als im Konzept von 2020 vorgesehen. Dies ergab leicht korrigierte Stromflüsse im Vergleich zu Tab. B0-2, die in der folgenden ‚**Stromfluß-Matrix**‘ in Tab. B3.1-3 angegeben sind (‚**Bilanzmodell I**‘) und die mit der obigen *Strombewertungs-Matrix*, Tab. B3.1-2, multipliziert werden muß, um die resultierenden ‚**Stromerträge**‘ (€/a, Tab. B3.1-4) zu berechnen:

	Eigen- nutzung MWh _{el} /a	Abgabe an HH MWh _{el} /a	Netzrück- speisung MWh _{el} /a	Summe MWh _{el} /a
BHKW:	84	126	143	353
PV:	22	66	112	200
Netzbezug:	14	130	0	144
Stromverkauf von Netzstrom:		130		
Summe:	120	322	255	

Tab. B3.1-3: Stromflüsse (MWh_{el}/a) im Quartier, Fraunhofer ISE – Simulation (Abb. B3.1-1), *Bilanzmodell I*.

Durch Multiplikation der Elemente der Strombewertungsmatrix (MWh_{el}/a) mit den entsprechenden Elementen in der Stromfluß-Matrix⁴⁸ ergibt sich der Stromertrag (€/a) als Summe der einzelnen Geldströme:

	Eigen- nutzung €/a	Abgabe an HH €/a	Netzrück- speisung €/a	Summe €/a
BHKW:	6.720	34.020	36.680	77.420
PV:	-528	12.540	7.392	19.404
Netzbezug:	-3.500	-32.500	-	-36.000
Stromverkauf von Netzstrom:	-	32.500	-	32.500
Summe:	2.692	46.760	44.072	93.324

Tab. B3.1-4: ‚**Stromertrags-Matrix**‘: Erträge, die aus den Stromflüssen (Bilanzmodell I: Tab. B3.1-3) mit der Bewertung aus Tab. B3.1-2 resultieren.

⁴⁸ Multipliziert mit 10, da die Strombewertungsmatrix die Werte in ct/kWh_{el} angibt, aber die Stromflußmatrix MWh_{el}/a ausweist.

Somit liegt der Saldo des Contractors aus Strom-Einkauf und Strom-Verkauf nach dem **Bilanzmodell** I bei **93.324 €/a netto**.

B3.2.4 Gaskosten

Neben den Stromkosten bzw. Stromerträgen müssen noch die entstehenden Gaskosten ermittelt werden. Auch diese ergeben sich aus der Fraunhofer ISE – Simulation, Abb. B0-2, wo die Gaseinsätze der SL-Kessel sowie des BHKW ausgewiesen sind. Diese müssen mit den entsprechenden Gaspreisen (der KES) nach Abschnitt B3.2.1 multipliziert werden:

	MWhHu/a	€/a netto	CO ₂ -Steuer (€/a) (25 €/ t CO ₂)	€/a netto
BWT-Ks Ers. Str. 2	22,68	1.134	138	1.272
BWT-Ks Ers. Str. 4	9,38	469	57	526
BWT-Ks HZ Ers. Str. 5	66,21	3.311	404	3.714
BHKW HZ Ers. Str. 5	957,67	42.042	5.842	47.884
Summe	1.055,94	46.955	6.441	53.396

Tab. B3.1-5: Gaskosten inkl. CO₂-Steuer 2021 entsprechend Fraunhofer ISE – Simulation, Abb. B0-2, mit den Gaspreisen von Abschnitt B3.2.1.

Damit ergibt sich folgender Saldo von Stromertrag und Gaskosten der KES (**2021**):⁴⁹

	€/a netto
Stromertrag	93.324
Gaskosten	-53.396
	39.927

Tab. B3.1-6: Saldo Gaskosten (Gaspreise von Abschnitt B3.2.1) und Stromertrag (Tab. B3.1-4), entsprechend Fraunhofer ISE – Simulation, Abb. B0-2, mit Regulierungsvorgaben und Energiepreisen für das Jahr **2021**.

B3.3 Anlegbarer Wärmepreis (2021)

Bei Übernahme der Wärmeversorgung von MFH durch einen Contractor besteht aktuell die gesetzliche Vorgabe, daß sich dadurch die Wärmekosten der Mieter nicht erhöhen dürfen. Diese Vorgabe ist nicht eindeutig, denn sie kann sich auf die reinen Wärmekosten gemäß Heizkostenabrechnung oder auf die Forderung nach einer ‚kostenneutralen Warmmiete‘ beziehen.⁵⁰ Ferner hängt der Vergleich der alten und neuen Wärmekosten vom jeweils angesetzten Energie- bzw. Gaspreis ab, vom Jahresnutzungsgrad der bisher betriebenen NT-Gaskessel sowie von weiteren Kostenbestandteilen, wie neuerdings von der Höhe der CO₂-Steuer und deren Aufteilung zwischen Mieter und Vermieter.

Die Jahres-Nutzungsgrade der bis 2021 betriebenen (25 Jahre alten) NT-Kessel in der Ersinger Straße werden mit $\eta_{Ks} \sim 0,76$ angesetzt.⁵¹ Mit den o.g. Daten für 2021 (Gaspreis Volkswohnung plus CO₂-Steuer, $p_{Gas} = 5,50 + 0,61 = 6,11 \text{ ct/kWhHu}$) ergibt sich daraus ein ‚reiner Wärmepreis‘, ohne

⁴⁹ Fiktiv! Es werden die Energieflüsse von Abb. B0-2 unterstellt, die aber erst ab Jahr 2024 zu erwarten sind.

⁵⁰ Die Kaltmiete kann auch Kostenbestandteile der Heizungsanlage oder auch eventueller Maßnahmen zur Energieeinsparung enthalten.

⁵¹ Siehe Abschlußbericht KA-DU - Projekt, Phase A, Seite 104.

Berücksichtigung von Nebenkosten (Messkosten, Abrechnungskosten, Kosten für Hilfsstromaufwand, kalkulatorische Abschreibung Heizzentrale) von $p_{\text{Gas}}/\eta_{\text{KS}} = 80,4 \text{ €/MWhth}$.

Setzt man die derzeitigen Nebenkosten der Wärmebereitstellung in den 5 MFH der Ersinger Straße (Hilfsstrom, Messkosten) pauschal mit 5 % der Gaskosten an⁵², so resultiert **in 2021** ein anlegbarer Wärmepreis der KES für die Nutzwärme frei Heizzentrale von **84,4 €/MWhth (netto, 2021)**. Mit $Q_a = 952 \text{ MWhth/a}$ erzielt die KES somit eine Einnahme aus der Nutzwärmeabgabe von **80.363 €/a**. Somit beträgt der Saldo der reinen Energiekosten (Stromertrag und Gaskosten s. Tab. B31.6; Wärmeverkauf) der KES **120.290 €/a**.

B3.4 Realisierte Investitionskosten

Die Vergabe der Aufträge an die ausführenden Firmen wurde im Herbst 2020 abgeschlossen. Die resultierenden Kosten werden im Einzelnen in **Anhang zu B3** dargestellt. Eine Übersicht über die Kosten des eigentlichen Energiesystems zeigt die folgende Tab. B3.4-1:

	Nach-	Investi-	Auslegung		spezif. Inv.-		W/I	Fest-
	lass	tion			Kosten		€/a	kosten
		€ netto						€/a
Heizzentrale Ersinger Str. 2, Heizungsbau-Fa. Ochs	3 %	123.275	80	kWth	1.540	€/kWth	1.905	9.444
Waterkotte-HT-Wärmepumpe (46 kWth)		63.100	46	kWth	1.372	€/kWth	947	4.805
PVT-Anlage ohne PV (ca. 30 kWth)		85.029	202	m ²	420	€/m ²	1.275	6.476
zugehörige PV-Anlage 1 (34,3 kW _p , 1. Stufe)		51.450	34,3	kW _p	1.500 ⁵³	€/kW _p	772	3.918
Heizzentrale Ersinger Str. 4, Fa. Ochs	3 %	146.354	80	kWth	1.830	€/kWth	2.261	11.212
Erdsonden (ca. 30 kWth; 18 Sonden à 18 m)		43.083	324	m	142	€/m	646	3.281
1. Stufe PV-Anlage Ersinger Str. 4 (59 kW _p)		67.200	59	kW _p	1.140	€/kW _p	1.008	5.118
Unterstationen Ersinger Str. 1+3+5, Fa. Ochs	3 %	165.050	3 x 95	kWth	580	€/kWth	2.550	12.644
Nahwärme-Leitung Ersinger Str. 1, 3 und 5 (80 m)		51.600	80	m	645	€/m	774	3.930
Heizzentrale Ersinger Str. 5, Fa. Ochs	3 %	180.832					2.794	13.853
BHKW, Fa. Comuna metall (1. und 2. Stufe)		190.473	2 x 50	kWel	1.904	€/kW _{el}	10.094	12.644
Abgasanlagen, Fa. Kögel	2 %	16.842					258	1.288
Planungsbüro IBS		175.000					0	10.702
E-Management-System, Fa. EniSyst		82.765					2.000	7.062
2. Stufe PV-Anlage 2021 / 100 kW _p (geschätzt)		135.000	100	kW _p	1.350	€/kW _p	2.025	10.281
Summe		1.577.053					30.157	126.605

Tab. B3.4-1: Übersicht über die Investitionskosten (netto) und Wartungs- und Instandhaltungskosten des Energiesystems, die in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen. Die spezifischen Kosten, bezogen auf die jeweilige Auslegung, sind ebenfalls angegeben.

⁵² Diese Nebenkosten müssen später weiter konkretisiert werden.

⁵³ Schätzung zwecks Aufteilung der PVT-Kosten.

Das folgende Excel-Chart zeigt die Aufteilung grafisch:

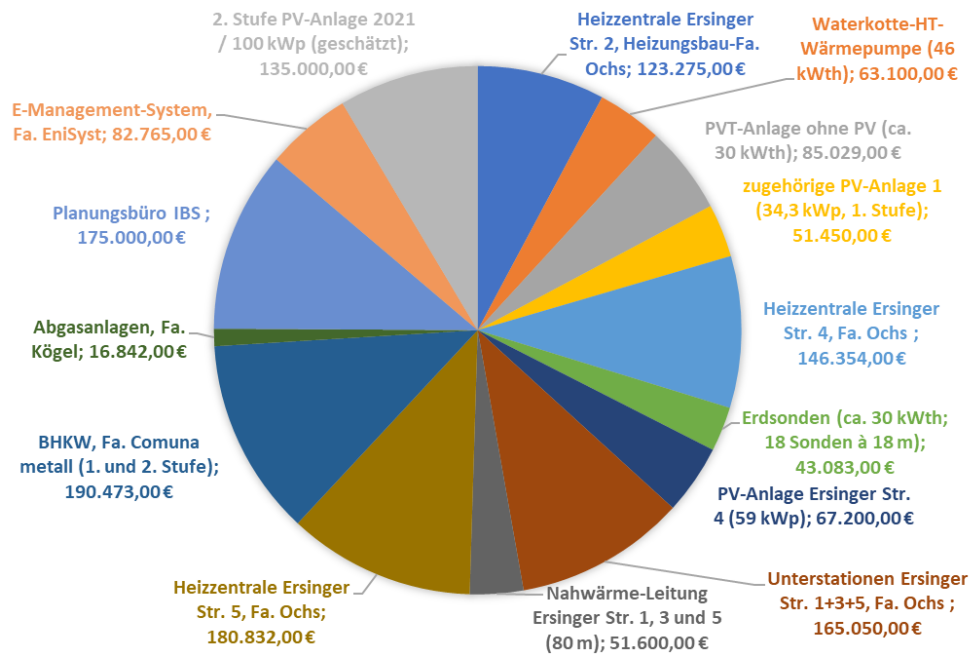


Abb. B3.4-1: Aufteilung der Gesamtinvestitionskosten (netto).

Die in Tab. B3.4-1 angegebenen Festkosten sind die Summe aus Annuität und Wartungs- und Instandhaltungskosten der jeweiligen Komponente. Für die Annuität wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von **2,0 %**, mit einer Lebensdauer (= Abschreibungszeit) von pauschal **20 Jahren** angesetzt (→ Annuität = 0,0612). Dies ergibt Abschreibungskosten von insgesamt 94.447 €/a. Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten wurde mit pauschal **1,5 %** der Investitionskosten gerechnet, mit folgenden Ausnahmen:

- Planungskosten (IBS): keine Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Energiemanagement-System: 2.000 €/a pauschal (Angebot von EniSyst)
- BHKW: 3,10 ct/k_{W_{he}}⁵⁴ → 10.092 €/a netto.

Die Viessmann-Wärmepumpe (Ersinger Str. 4) ist Teil des HEAVEN-Projektes und wird von der Fa. Viessmann gestellt, ebenso der Tisch-Wärmetauscher (ca. 12.000 €) als Teil der ‚multivalenten Wärmequellen‘ dieser Wärmepumpe. Das zu installierende umfangreiche Monitoring-System wurde, abgesehen von den regulären (geeichten) Energiezählern, die der Abrechnung dienen, von Fraunhofer ISE und INATECH in Abstimmung mit den Stadtwerken und mit dem Lieferanten des Quartiers-Regelungssystems konzipiert bzw. installiert. Die hier entstandenen Kosten wurden über das Forschungsprojekt finanziert und sind daher nicht in der obigen Tabelle enthalten.

⁵⁴ Angebot Fa. Comuna metall.

Zu diesen ‚eigentlichen Energiesystem-Kosten‘ kommen noch die Kosten der energetischen Anbindung:

20 kV Umspannstation	62.227
400 V Versorgungskabel (ca. 80 m)	169.000
Umverlegung Gasleitungen	1.750
Sonstiges (45 % anteilige Gerüstkosten, provisorische Straßenbeleuchtung)	42.933
Σ (€ netto)	275.910

Tab. B3.4-2: Anbindungskosten, die von der KES getragen werden müssen. Daraus ergeben sich Abschreibungskosten von **16.874 €/a.**⁵⁵

Damit liegen die Festkosten der KES (Abschreibung plus W/I) bei $126.605 + 16.874 = 143.478 \text{ €/a netto}$.

Diese Investitionen bzw. Festkosten werden im Rahmen des F&E-Projektes von PtJ bzw. BMWK⁵⁶ mit 156.000 € sowie im Rahmen eines BAFA-Förderprogramms⁵⁷ mit 91.000 € gefördert, was einer Gesamtförderung der Investitionskosten des Projektes von 14 % entspricht. Diese Förderung, annuitätisch auf 20 Jahre umgelegt, ergibt eine Senkung der Jahreskosten um 15.106 €/a. Damit liegen die **Festkosten** bei **128.373 €/a**.

Die Kosten der baulichen Hülle der Heizzentrale (Ersinger Straße 5), die von der Volkswohnung errichtet wurde, werden von der Volkswohnung übernommen. Die Gerüstkosten für die PV-Anlagen werden anteilig von der Volkswohnung getragen, weil parallel zur Errichtung der PV-Anlagen auch ein neuer Fassadenanstrich durchgeführt wurde (Ersinger Straße 2 und 4) bzw. wird (2. PV-Stufe, Ersinger Straße 1 und 3). Folgende zusätzlichen Kostenkomponenten gehen daher *nicht* in die Wirtschaftlichkeitsrechnung ein:

	Investition (€)
Heizzentrale Ersinger Str. 5, bauliche Hülle	220.400
anteilige Kosten Gerüstbau Ersinger Str. 2 und 4	48.807
Kosten Gerüstbau Ersinger Str. 1 und 3 ca.	45.000
Fachplaner (sgfa): Bauüberwachung Tiefbau (Kabel, 20 kV-Station)	12.000

Tab. B3.4-3: Zusätzliche Investitionskosten in Höhe von ca. **325.000 € netto**, die nicht in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen.

Hinzu kommen noch Kosten für die wissenschaftliche Begleitung des von PtJ (mit 50 %) geförderten F&E-Projektes (Fraunhofer ISE, Dr. Jank). Diese Kosten (160.000 € über 5 Jahre) werden zur Hälfte von der KES getragen, gehen aber ebenfalls nicht in die Wirtschaftlichkeitsrechnung ein.

B3.5 Vergleich mit den in 2016 geschätzten Kosten

Die geschätzten Investitionskosten, die im *Projektantrag 2016* kalkuliert worden waren, zeigt diese Tabelle:

⁵⁵ Hier wurden keine Wartungs- und Instandhaltungskosten angesetzt.

⁵⁶ Förderbereich ‚Energieoptimierte Quartiere‘.

⁵⁷ Förderprogramm zur ‚Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich‘, hier Förderung der Viessmann-Wärmepumpe.

	Investi- tion € netto	Abschreibung (Jahre)	€/a	W/I (%)	W/I €/a	Abschr. im Projekt €	W/I €
BHKW komplett (2 x 40_{kWel})	194.000	10	19.400	-	5.600	58.200	16.800
5 SL-Kessel NT (à 150 kWth)	60.000	25	2.400	1,3	780	7.200	2.340
Modernisierung 5 HZ	201.000	10	20.100	1	2.010	60.300	6.030
NW-Netz	45.000	10	4.500	1,5	675	13.500	2.025
Erdsonden	40.000	8	5.000	0	0	15.000	0
2. Wärmepumpe (Ers. Str. 2)	65.000	10	6.500	3,5	2.275	19.500	6.825
LowEx 2 MFH	67.000	25	2.680	1,5	1.005	8.040	3.015
5 PV-Felder	125.000	20	6.250	1,5	1.875	18.750	5.625
5 Stromspeicher	100.000	8	12.500	4	4.000	37.500	12.000
Monitoring	25.000	3	8.333	3	750	25.000	2.250
Trouble Shooting	22.000	3	7.333	-	-	22.000	-
Summe netto	944.000		94.997			284.990	56.910

Tab. B3.5-1: Investitionskosten für das im PtJ-Antrag (2016) konzipierte Energiesystem und resultierende Jahreskosten (Abschreibung, Wartungs- und Instandhaltungskosten). Im PtJ-Antrag wurde mit einer Laufzeit der Anlagen *während der Projektlaufzeit*⁵⁸ von 3 Jahren kalkuliert.

Wegen des F&E-Charakters des Projektes war in Abstimmung mit PtJ für einige der Anlagen mit verkürzter Abschreibungszeit kalkuliert worden (s. Tab. B3.5-1).⁵⁹ Ferner unterscheidet sich das als Ergebnis der ISE-Simulationen und das schließlich in der Ausführungsplanung (IBS) konzipierte Energiesystem in einigen Punkten vom beantragten Energiesystem (größeres BHKW, größere PV-Anlage, eigenes Heizzentralen-Gebäude in der Ersinger Straße 5, kein Stromspeicher, PVT-Wärmepumpe anstelle einer konventionellen Luft/Wasser-Wärmepumpe, im PtJ-Antrag nicht vorgesehene zusätzliche Konzeption einer ‚Quartiers-Leittechnik‘). Daher unterscheidet sich auch die Kostenstruktur des realisierten Vorhabens (Tab. B3.4-1 und folgend) vom PtJ-Antrag nach Tab. B3.5-1. Beim Vergleich der geschätzten mit den realisierten Kosten fällt auf, daß speziell die Kosten für die *Heizzentralen* im Vergleich zum PtJ-Antrag etwa doppelt so hoch liegen. Während die Kosten der Wärmepumpe in der Ersinger Straße 2 (Waterkotte) ebenso wie die BHKW-Kosten etwa im kalkulierten Bereich liegen, liegen die *Wärmequellen-Kosten* der Waterkotte-Wärmepumpe (Conso-lar/PVT-Anlage) erheblich über den im PtJ-Antrag für diese Wärmepumpe angesetzten Kosten. Ferner liegen die realen Kosten der Ausführungsplanung etwa 40 % höher als ursprünglich abgeschätzt. Dazu kommen die weiteren Kostenpositionen nach Tab. B3.4-2 und B3.4-3, die im PtJ-Antrag nicht existent sind. Diese Kosten waren zum Zeitpunkt der Antragstellung unbekannt bzw. es war angenommen worden, daß diese in den angesetzten Kosten bereits enthalten sind. Zusätzlich entstanden die erheblichen Baukosten für die neue, ursprünglich so nicht vorgesehene Energiezentrale an der Ersinger Straße 5.⁶⁰

⁵⁸ Nur innerhalb dieses Zeitraums können Anlagenkosten gefördert werden.

⁵⁹ Diese Abschreibungszeiten müssen auch in der künftigen buchhalterischen Kostenerfassung der KES so verbucht werden. Die hier durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung soll hingegen verallgemeinerungsfähig sein.

⁶⁰ Zum Zeitpunkt der Antragstellung war angenommen worden, daß das BHKW in einer einfachen Fertiggarage am angrenzenden Parkplatz untergebracht werden kann.

B3.6 Gesamtkostenübersicht und Wärmegestehungskosten

Die oben ermittelten Kostenbestandteile der KES ergeben in ihrer Summe die Gesamtkosten der KES im Jahr 2021 auf der Grundlage der Simulationsdaten von Fraunhofer ISE für das fertig installierte Gesamtsystem (inkl. Ausbaustufe 2) zur Bereitstellung der Jahresnutzwärme (frei Heizungskeller) von 952 MWhth/a:

	€/a netto	€/MWhth
Festkosten ohne Förderung	143.478	150,7
Gaskosten 2021	53.396	56,1
Stromkosten 2021 (= 'Stromertrag')	-93.324	-98,0
Förderung	-15.106	-15,9
Summe	88.446	92,9

Tab. B3.6-1: Ermittlung der Wärmegestehungskosten 2021. Die in Tab. B3.4-3 genannten Kostenbestandteile (insges. 325.000 €) sind in diesen Kosten nicht enthalten.

Diese Wärmegestehungskosten in Höhe von **92,9 €/MWhth** müssen verglichen werden mit dem (in **2021**) ‚anlegbaren Wärmepreis‘ nach Abschnitt B3.3 in Höhe von **84,4 €/MWhth**. Die realen Wärmegestehungskosten liegen demnach um ca. 10 % höher.⁶¹ Diese Differenz kann um den Anteil der Kaltmiete, der die Abschreibungskosten der vorhandenen Heizzentrale (aus 1995) bzw. der re-investierten Anlage berücksichtigt, reduziert werden, denn diese Kosten werden nunmehr von der KES getragen. Die Abschreibung der vorhandenen Heizzentralen als Bestandteil der aktuellen Kaltmiete liegt allerdings mittlerweile bei Null. Die Volkswohnung müsste jedoch hier eigentlich - ohne das Contracting-Projekt - zeitnah reinvestieren, wobei nach GEG 2020 ein erheblicher Teil (60 %) der dann erzeugten Nutzwärme aus erneuerbaren Energien stammen müsste (z.B. durch Installation einer ausreichend großen Solaranlage). Daher müsste hier mit einem höheren Beitrag zur Kaltmiete gerechnet werden als bisher. Diese (fiktiven) Kosten müssten mit der Volkswohnung geklärt werden. Diese Kosten, die bei Anlagenerneuerung und Weiterbetrieb durch die Volkswohnung entstünden, müssen bei einem Vergleich mit den Contracting-Kosten mit herangezogen werden.

B3.7 Wärmegestehungskosten nach ‚Bilanzmodell II‘

Das realisierte ‚Bilanzmodell II‘ unterscheidet sich von ‚Bilanzmodell I‘ dadurch,

- daß der BHKW-Strom nur für die Wärmepumpen (plus Hilfsstrom in den Heizzentralen) genützt wird, aber nicht zur Deckung des Haushalts-Strombedarfs in den 5 MFH,
- und daß der PV-Strom nur innerhalb des Mieterstrommodells der zugehörigen Gebäude, auf dessen Dach die PV-Anlage installiert ist, zur Deckung des Haushalts-Stroms genützt wird, aber nicht für die Wärmepumpen in der Ersinger Straße 2 bzw. 4.

Der jeweils nicht verbrauchte Strom geht ins Netz zurück, zusätzlich benötigter Strom wird aus dem Netz bezogen. Diese Betriebsweise berücksichtigt, daß der eigenerzeugte (BHKW- bzw. PV-) Strom aufgrund der aktuellen Regulierungsvorgaben nicht *über das Netz der öffentlichen Versorgung* zum benachbarten Gebäude geführt werden kann, ohne daß für diesen Strom erhebliche Netzaufgaben fällig würden. Deshalb wurden eigene 400-Volt – Kabel (der KES) vom BHKW (Ersinger Straße 5) zu den beiden Wärmepumpen (Ersinger Straße 2 und 4) verlegt. Der von den PV-Anlagen erzeugte (Niederspannungs-Wechsel)-Strom kann nicht für die Wärmepumpen genützt werden.

⁶¹ Um den ‚anlegbaren Wärmepreis‘ zu erreichen, müsste die Investitionskosten-Förderung für das gesamte Energiesystem bei rund 25 % liegen.

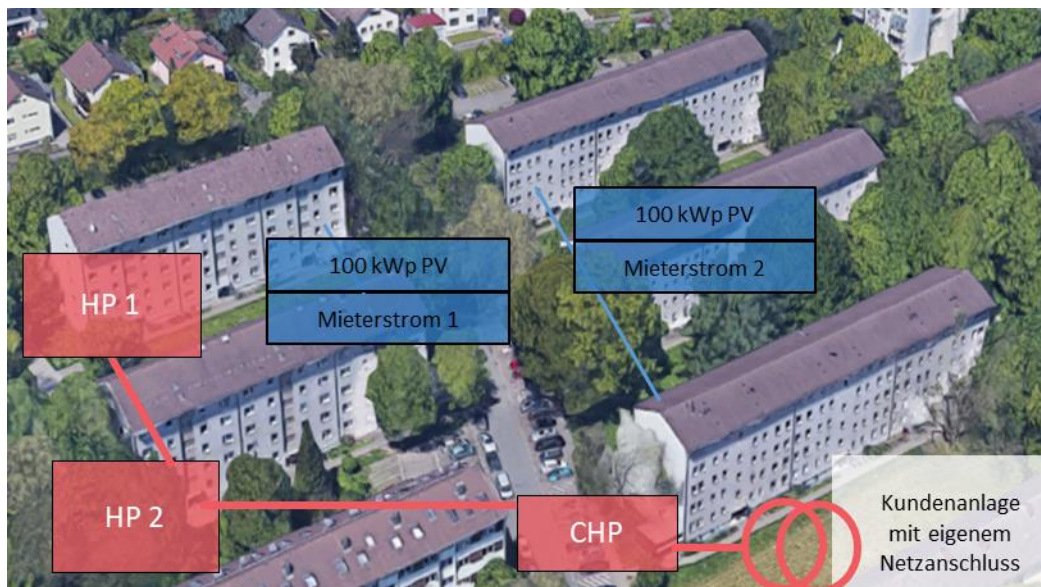


Abb. B3.4-1: Visualisierung der drei getrennten Bilanzräume für die Berechnung der Wärmege-
stehungskosten nach 'Bilanzmodell II'.⁶²

Dies bedeutet, daß die Stromflüsse anders als im Bilanzmodell I bilanziert werden müssen: der von den Wärmepumpen verbrauchte BHKW-Strom⁶³ sowie der im jeweiligen MFH verbrauchte PV-Strom wird gemessen, ebenso die Gesamtstromerzeugung des BHKW bzw. der einzelnen PV-Anlagen. Die jeweiligen Differenzen werden als Netzzurückspeisung verbucht. Dadurch ändert sich die ‚Stromfluß-Matrix‘ von Tab. B3.1-3 in die folgende Stromfluß-Matrix:⁶⁴

	Eigen- nutzung MWhel/a	Abgabe an HH MWhel/a	Netzzurück- speisung MWhel/a	Summe MWhel/a
BHKW:	84	0	269	353
PV:	0	88	112	200
Netzbezug:	36	234	0	270
Stromverkauf von Netzstrom:	-	234,0	-	
Summe:	120	322	381	

Tab. B3.7-1: Stromfluß-Matrix nach *Bilanzmodell II*.

Alle übrigen Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung bleiben gleich, insbesondere auch die Strombewertung. Daher muß für Bilanzmodell II nur die vorhandene Strombewertungsmatrix (Tab. B3.1-2) mit dieser neuen Stromfluß-Matrix multipliziert werden. Dies ergibt folgende Stromertrags-Matrix:

⁶² HP ... Heat Pump; CHP ... Combined Heat and Power Plant (BHKW); vgl. Vortrag auf beim VKU Seminar "Wärme-
wende: Klimaschutz-Konzept für Bestandsquartiere: Das Forschungsprojekt ‚Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach‘,
01.12.2022, M. Lämmle, R. Jank.

⁶³ Die beiden Wärmepumpen verbrauchen zusammen etwa die Hälfte der erzeugten elektrischen Leistung eines
der beiden BHKW-Module (50 kWel).

⁶⁴ Plausible Schätzung auf der Grundlage der ISE-Simulation.

	Eigen- nutzung €/a	Abgabe an HH €/a	Netzrück- speisung €/a	Summe €/a
BHKW:	6.720	0	68.999	75.710
PV:	0	16.720	7.392	24.112
Netzbezug:	-9.000	-58.500	-	-67.500
Stromverkauf von Netzstrom:	-	58.500	-	58.500
Summe:	-2.280	16.720	76.391	90.831

Tab. B3.7-2: Stromertrags-Matrix nach *Bilanzmodell II*: Der Gesamt-Stromertrag beträgt **90.831 €/a** netto.

Trotz der sehr unterschiedlichen Stromflüsse zwischen Bilanzmodell I und Bilanzmodell II unterscheiden sich die Stromerträge nur um ca. 2.500 €/a. Im Ergebnis erhöhen sich die Wärmegegostehungskosten von 92,9 €/MWhth (*Bilanzmodell I*) auf **95,1 €/MWhth netto** in Bilanzmodell II.

Ab 2022 anstehende Veränderungen der Gaspreise, der Strompreise und der CO₂-Steuer können, unter sonst gleichbleibenden Bedingungen, einfach dadurch berücksichtigt werden, daß im Berechnungsschema die Strombewertungsmatrix (Tab. B3.1-2) bzw. der Gaspreis entsprechend korrigiert werden.⁶⁵

B3.8 Ergebnisrechnung KES: ‚anlegbarer Preis‘ und Contracting-Vertrag

Das ‚Jahresergebnis‘ der KES resultiert aus der Differenz zwischen den so berechneten Wärmegegostehungskosten und den Einnahmen aus dem

➤ ‚anlegbaren Preis‘:

resultierenden Einnahmen aus dem Wärmeverkauf an die Volkswohnung. Der anlegbare Preis beträgt, wie oben berechnet, **84,4 €/MWhth netto**. Somit liegt das KES-Ergebnis bei **- 7.635 €/a** (Bilanzmodell I') bzw. **- 10.128 €/a** (Bilanzmodell II').

bzw. alternativ aus dem zwischen KES und Volkswohnung Ende 2011 vereinbarten Contracting-Vertrag mit dem

➤ **Wärmepreis KES:**

Dieser Wärmepreis ab 2021 besteht aus einem Grundpreis von

GP₀ = 35 € pro Wohneinheit und Jahr (netto), insgesamt also 6.300 €/a für alle 175 Wohnungen, und

einem Arbeitspreis von

AP₀ = 72,65 €/MWhth (netto).

Der Arbeitspreis basiert auf dem Preisstand der KES für Erdgas zum **1. Juli 2021** (5,0 ct/kWhHu netto) und der CO₂-Steuer des Jahres 2021 (25 €/t CO₂).

Diese Vorgaben ergeben eine (fiktiv für das Jahr 2021 berechnete) Einnahme der KES von 6.300 + 72,65 · 952 = 75.463 €/a (netto), entsprechend eines Durchschnittspreises von **79,3 €/MWhth**, der damit um ca. 5 €/Mhth niedriger liegt als der oben auf der Basis der aktuellen Kosten (‚Ist-Zustand‘) abgeschätzte ‚anlegbare Preis‘ (84,4 €/MWhth), und deutlich unter den oben angegebenen Wärmegegostehungskosten der KES (92,4 €/MWhth nach Bilanzmodell I bzw. 95,1 €/MWhth nach

⁶⁵ Die bisherigen simulierten Energieflüsse müssen durch die Ergebnisse des laufenden Monitorings korrigiert werden, sobald diese vorliegen (d.h. erst im Herbst 2023).

Bilanzmodell II). Mit Bilanzmodell II ergibt sich für die KES bei diesem Durchschnittspreis von 79,3 €/MWhth (fiktiv in 2021) eine **Unterdeckung** von **15.806 €/a** (netto).

Zu diesen Ausgangspreisen (2021) wurden Preisgleitklauseln vereinbart:

Der Grundpreis (€/a) verändert sich mit den Änderungen des Investitionsgüterindex bzw. des Lohnindex (mit je 50 % gewichtet), der Arbeitspreis (€/MWhth) ändert sich bei Änderungen des Gasvertrages der KES mit den Stadtwerken, gewichtet mit 80 %, sowie bei künftigen Änderungen der CO₂-Steuer, gewichtet mit 20 %.

Änderungen im Bereich der Stromvergütung, z.B. für den ins Netz eingespeisten Strom, werden in der KES-Preisgleitklausel nicht berücksichtigt.

B3.9 Auswirkung der künftigen CO₂-Steuer

Die künftige Entwicklung des Gaspreises – wie auch des Strompreises - ist zum gegenwärtigen Stand nicht voraussehbar. Gesetzlich vorgegeben, und damit voraussehbar, ist hingegen die Entwicklung der CO₂-Steuer bis 2026, die sich auf den KES-Wärmepreis und auf die Wärmegestehungskosten (Bilanzmodell I bzw. Bilanzmodell II) auswirkt:

CO ₂ -Steuer			KES-DP	WGK Mod. I	WGK Mod. II
	€/t CO ₂	ct/kWh _{Hu}	€/MWhth	€/MWhth	€/MWhth
2021	25,0	0,61	79,3	92,9	95,5
2022	32,5	0,793	83,6	94,9	97,6
2023	40,0	0,976	88,0	97,0	99,6
2024	47,5	1,159	92,3	99,0	101,6
2025	55,0	1,342	96,7	101,0	103,6
ab 2026	65,0	1,586	102,5	103,7	106,3

Tab. B3.9-1: Entwicklung von Wärme-Durchschnittspreis (**KES-DP**) und Wärmegestehungskosten (**WGK Mod. I** bzw. **WGK Mod. II**) mit dem Anstieg der CO₂-Steuer *unter sonst unveränderten Bedingungen*.

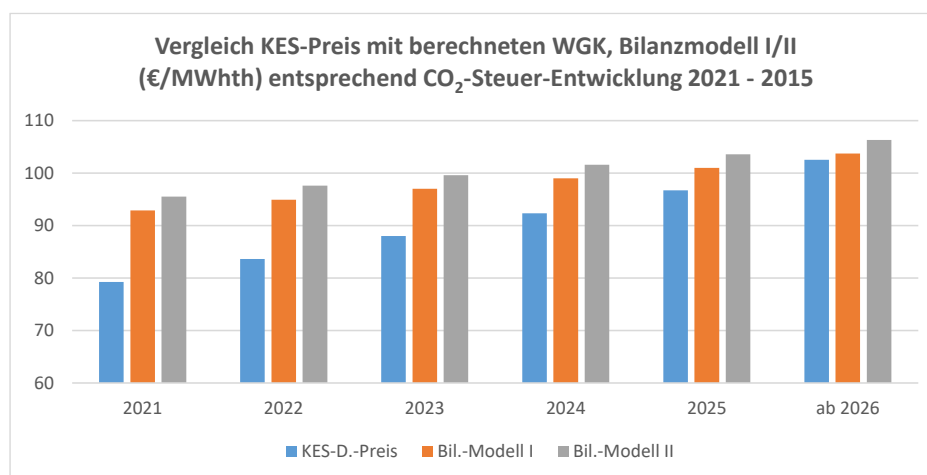


Abb. B3.9-1: Entwicklung von Wärme-Durchschnittspreis (KES-DP) und Wärmegestehungskosten (Bilanz-Modell I bzw. Bilanz-Modell II) mit dem Anstieg der CO₂-Steuer *unter sonst unveränderten Bedingungen*.

Bei einer CO₂-Steuer ab ca. 70 €/t CO₂ liegt der KES-Wärmepreis (unter sonst gleichbleibenden Bedingungen) etwa gleich hoch wie die Wärmegestehungskosten. Entsprechend Abb. B3.9-1 ergeben sich (wiederum unter sonst gleichbleibenden Bedingungen, was aber nicht zu erwarten ist) bis 2026

(jährlich sinkende) Anlaufverluste für die KES, die aufaddiert bei ca. 58.000 € (Bilanzmodell 2) liegen werden.

Aufschlußreicher ist der Vergleich des ‚anlegbaren Preises‘, d.h. die Wärmegegestehungskosten des bisherigen Systems, in Abhängigkeit von Gaspreis mit den Wärmegegestehungskosten des neuen Systems:

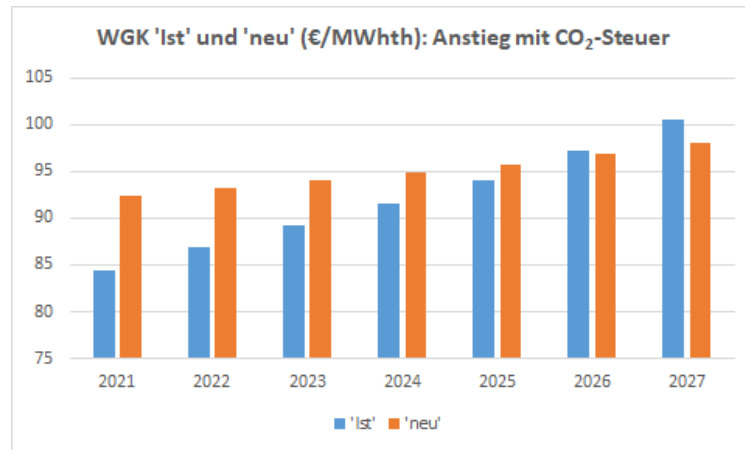


Abb. B3.9-2: Wirkung des Anstiegs der CO₂-Steuer: Vergleich der Entwicklung der Wärmegegestehungskosten des vorhandenen Systems (alte Gas-Zentralheizungen; ‚Ist‘) mit dem neuen Energiesystem („neu“; Bilanz-Modell I) unter sonst unveränderten Bedingungen.

Demnach bewirkt die CO₂-Steuer, daß bis etwa 2026 (60 €/t CO₂) das ‚Ist‘-System und das neue Energiesystem etwa gleiche Wärmegegestehungskosten aufweisen.

B3.10 Aufteilung der CO₂-Steuer auf den Vermieter (Volkswohnung) und auf die Mieter:

Nach längerer politischer Diskussion liegt seit Mai 2022 ein ab 2023 geltender Vorschlag des BMWK zur Aufteilung der CO₂-Steuer zwischen Vermieter und Mieter vor. Hintergrund ist die Vorgabe, daß die CO₂-Steuer zwar zu einem energiesparenden Verhalten der Mieter beitragen soll, daß die Mieter aber nicht für einen energetisch schlechten Zustand ihres Mietwohngebäudes verantwortlich sind: je besser dieser Zustand, desto eher liegt die Verantwortung des noch verbleibenden Verbrauchs an Nutzwärme (d.h. Heizung und TWW-Verbrauch) beim Mieter. Daraus wurde folgender Vorschlag für die Aufteilung der Kosten aus der CO₂-Steuer (für die aus der Heizung bzw. dem TWW-Verbrauch resultierende CO₂-Emission) in Abhängigkeit von der spezifischen CO₂-Emission des Gebäudes (für Heizung und TWW-Bereitstellung) abgeleitet:

	Emissionsklasse	Mieter	Vermieter
	kg CO ₂ /m ²	%	%
1	< 12	100	0
2	12-17	90	10
3	17-22	80	20
4	22-27	70	30
5	27-32	60	40
6	32-37	50	50
7	37-42	40	60
8	42-47	30	70
9	47-52	20	80
10	>52	10	90

Tab. B3.10-1: Prozentuale Aufteilung der Kosten der CO₂-Steuer auf Mieter/Vermieter für verschiedene ‚Emissionsklassen‘ (Referentenentwurf BMWi/BMBau, Mai 2022).

Beispielhaft angewendet auf den konkreten Fall der Ersinger Straße 2 (2.182,3 m² beheizte Wohnfläche, 30 Wohnungen, d.h. 72,7 m² pro Wohneinheit) würde sich daraus unter Annahme einer CO₂-Steuer von 50 €/t CO₂, vorgegeben für 2025) folgende monatliche Steuerbelastung pro Wohnung in Abhängigkeit von der Emissions-Klasse ergeben:

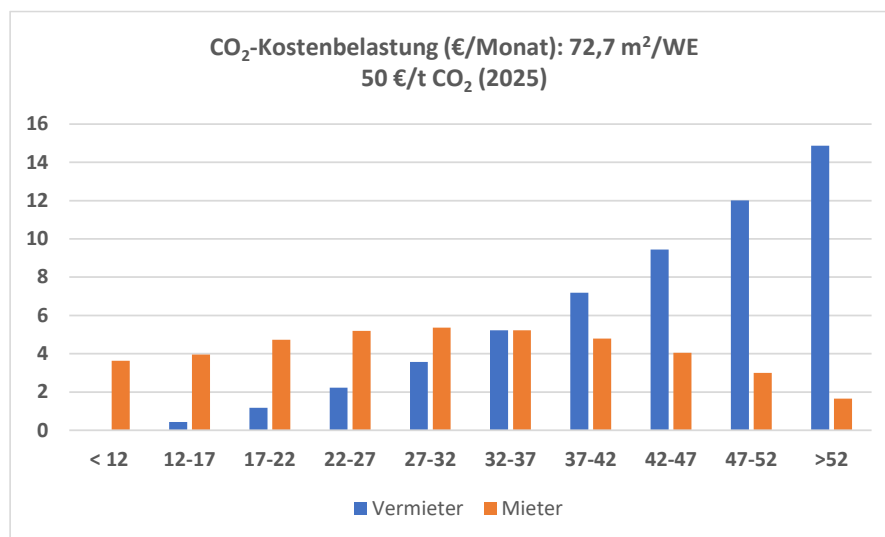


Abb. B3.10-1: Aufteilung der aus einer CO₂-Steuer von 50 € pro Tonne CO₂ resultierenden Belastung einer Durchschnittswohnung in der Ersinger Straße 2 für Mieter und Vermieter in € *pro Monat netto* in Abhängigkeit von der Emissionsklasse nach Tab. B3.10-1 (kg CO₂ pro m² Wohnfläche zur Deckung des Heizungs- und TWW-Verbrauchs). Die Belastung des Mieters sinkt von ca. 5,2 €/Monat (Emissionsklasse 4 (22-27 kg_{CO2}/m²): 70 %) auf ca. 3,7 €/Monat (neues E-System): Emissionsklasse 1 (< 12 kg_{CO2}/m²): 100 % - siehe dazu auch Abschnitt B3.12.

B3.11 Sensitivitätsanalysen: Energiepreise und Wärmegestehungskosten

Die Durchführung von Sensitivitätsanalysen zur Auswirkung verschiedener Gas- bzw. Strompreis-Entwicklungen ist anhand des oben beschriebenen Berechnungsmodells leicht möglich. Da noch keine gemessenen Energiedaten für das neue Energiesystem (2. Ausbaustufe) vorliegen (siehe hierzu Bd. 3 des Schlußberichtes, Dezember 2023) muß dies vorerst mit den Simulationsdaten von Fraunhofer ISE (Abb. B0-2) erfolgen.

Die künftige Entwicklung der Strom- bzw. Gaspreise ist – Stand Herbst 2022 – schwierig voraussehbar. Der Energiepreisschock des Jahres 2022 wirkt sich drastisch auf die Wärmegestehungskosten aus, für jedes Energiesystem jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. Dies soll mit den folgenden Sensitivitätsanalysen untersucht werden, zunächst für angenommene Gas- bzw. Strompreise im Jahr 2023 (auf der Grundlage des aktuellen Energiepreisschocks), sowie in einer zweiten Betrachtung mit einer längerfristig als wahrscheinlich angesehen Preisentwicklung.

B3.11.1 Aktueller Energiepreis-Schock 2022/2023

Eine Übersicht über die Endverbraucher-Preisentwicklung bei Strom und Gas der letzten Jahre zeigt, daß aktuell infolge diverser Krisen die aktuelle bzw. kurzfristige Entwicklung zu drastischen Erhöhungen des Gaspreises, aber auch des Strompreises geführt hat bzw. noch führt: bis Mai 2022 hat sich der Gas-Endverbraucherpreis seit 2021 mehr als verdoppelt, der Strom- Endverbraucherpreis ist um ca. 25 % gegenüber 2021 gestiegen. Weitere Preisanstiege aufgrund der aktuellen künstlichen Verknappung sind in 2022 eingetreten.

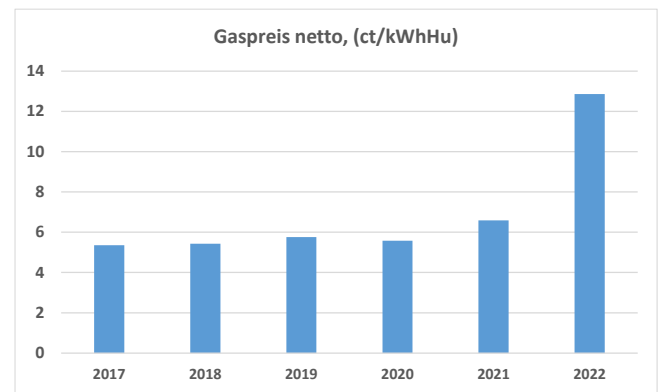
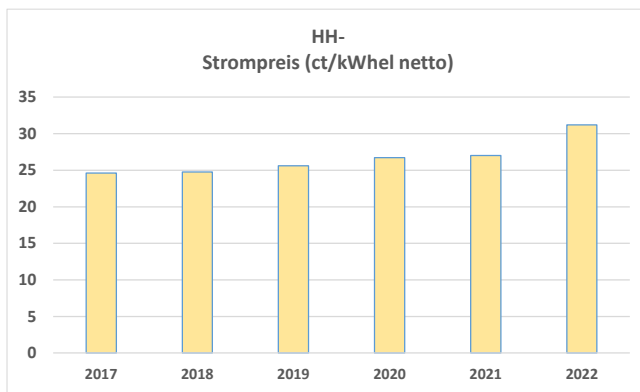


Abb. B3.11-1: Endverbraucher-Preisentwicklung für Strom (linkes Bild) und Erdgas in Deutschland im Zeitraum 2017 bis April 2022 (ct/kWhel bzw. ct/kWhHu, jeweils netto); Quelle: BDEW/FAZ, 07.05.2022.⁶⁶ Siehe insbesondere den Preisanstieg in 2022 bei Erdgas.⁶⁷

Um den Einfluß großer Preisänderungen auf die resultierenden Nutzwärmekosten abzuschätzen, wird die Auswirkung zweier verschieden hoher Anstiege (,niedrig', ,hoch') mit den Preisen von 2021 verglichen:

	Strom (ct/kWhel netto)			Erdgas (ct/kWhHu netto)		
	2021 (Vgl.)	2023 'niedrig'	2023 'hoch'	2021 (Vgl.)	2023 'niedrig'	2023 'hoch'
KES	25	38	43	5	15	20
Endnutzer	25	36	41	5,5	15,5	20,5

Tab. B3.11-1: Annahmen zur Entwicklung der Strom- und Erdgaspreise (Endverbraucher) für das Jahr 2023 in einer ,niedrigen' und einer ,hohen' Variante im Vergleich zu den Preisen 2021 (die für die Berechnung der Wärmegestehungskosten in Abschnitt B3.7 angesetzt worden waren).

In Tab. B3.11-1 wurde für 2023 der Anstieg der Strom- und Erdgaspreise in den zwei Varianten ,niedrig' und ,hoch' angenommen. Ferner wurde angenommen, daß sich infolge eines um 2 ct/kWhel günstigeren Strompreises, als am Markt realisierbar, alle Mieter zu einem Anbieterwechsel an die KES entscheiden. Die aktuellen KWK-G – Boni (2021) des BHKW-Stroms bleiben auch in 2023 unverändert bestehen, ebenso die Vergütung von ins Netz zurückgespeistem PV-Strom (7 ct/kWhel). Die EEG-Umlagen sind seit 2022 gestrichen. Der ,übliche Preis' für BHKW-Strom wird – entsprechend den bisherigen Erfahrungen – um 8,5 ct/kWhel unter dem jeweiligen Marktpreis angesetzt. Dies führt auf folgende Strombewertungs-Matrizen für die Stromerzeuger in der Ersinger Straße:

⁶⁶ Zum Vergleich: ,Grüner Wasserstoff' (H₂ aus der Elektrolyse von Windstrom) kostet Stand 2022 ca. 6 €/kg H₂. Mit einem Energieinhalt von 33 kWhHu/kg H₂ ergeben sich daraus Kosten der H₂-Erzeugung von ca. 182 €/MWhHu.

⁶⁷ Die KES hat mit den Stadtwerken Karlsruhe für das Erdgas einen Festpreis bis 2025 vereinbart.

	,niedriger Strompreis'			,hoher Strompreis'		
	Eigen- nutzung ct/kWhel	Abgabe an HH ct/kWhel	Netz- rück- speisung ct/kWhel	Eigen- nutzung ct/kWhel	Abgabe an HH ct/kWhel	Netz- rück- speisung ct/kWhel
BHKW:	8	44	45,5	8	49	50,5
PV:	0	36	7	0	41	7
Netzbezug:	-38	-38	-	-43	-43	-
Stromverkauf von Netzstrom:	-	36	-	-	41	-

Tab. B3.11-2: Strombewertungs-Matrix für ,niedrigen' bzw. ,hohen' Strompreis in 2023 (s. Tab. B3.11-1) unter Berücksichtigung der KWK-G – Boni, der Vergütung für PV-Rückspeisung (7 ct/kWhel: konstant seit September 2021) und der Entwicklung des ,üblichen Preises' für BHKW-Strom (Marktpreis minus 8,5 ct/kWhel).

Die aus diesem extremen Energiepreis-Anstieg resultierenden Wärmegestehungskosten bzw. KES-Wärmepreise für die alte Gas-Zentralheizung (,Ist') und für das neue Energiesystem (,neu') zeigt die folgende Tabelle bzw. Abb. B3.11-2 (berechnet mit derselben Methode wie in Abschnitt B3.2 bis B3.4). Diese hohen Gaspreise würden somit für die alte Gas-Zentralheizung die Wärmekosten von bisher 84 €/MWhth netto (in 2021) auf 221 bzw. 287 €/MWhth in 2023 ansteigen lassen (netto!). Für eine Durchschnitts-Wohnung in der Ersinger Straße 1 bis 5 steigen somit die Wärmekosten von 550 €/a in 2021 auf ca. 1.450 bis ca. 1.800 €/a (brutto) in 2023 an (d.h. 120 bis 150 € pro Monat)! Dazu kommt ein Anstieg der Kosten für den Haushalts-Strom von ca. 480 €/a auf ca. 730 €/a brutto. Insgesamt entstehen also für den Durchschnittsmieter rund 1.800 €/a (ca. 150 €/Monat) an *Mehrkosten*.

	2021 (Mod. II) €/MWhth	2023 ,niedrig' €/MWhth	2023 ,hoch' €/MWhth
Wärmegestehungskosten Ist	84,4	221,0	286,8
Wärmegestehungskosten neu	95,1	148,1	186,7
KES-Preis	79,3	197,6	263,0

Tab. B3.11-3: Resultierende Wärmegestehungskosten (,Ist' bzw. ,neu') und KES-Wärmepreise für die Energiepreis-Szenarien ,2021' bzw. ,2023 niedrig' und ,2023 hoch' (nach Tab. B3.11-1).

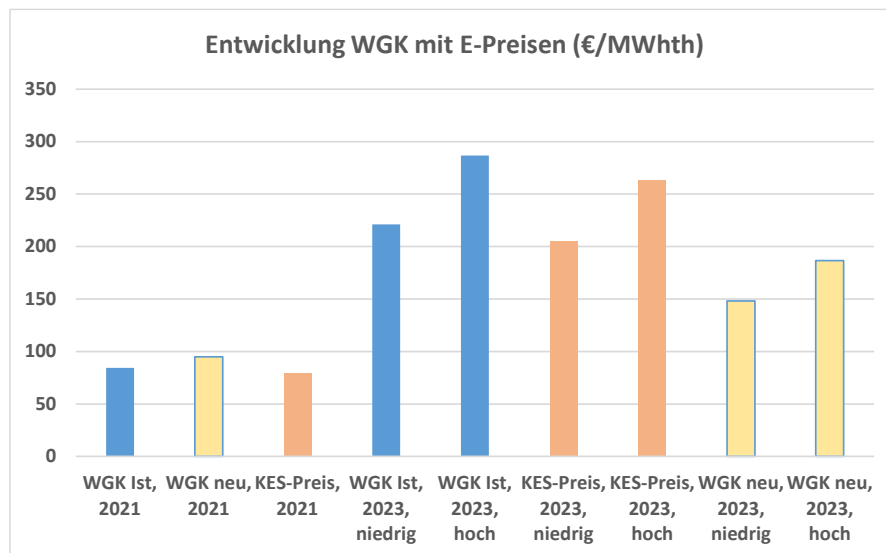


Abb. B3.11-2: Resultierende Wärmegegostehungskosten (,Ist' bzw. ,neu') und KES-Wärmepreise für die Energiepreis-Szenarien ,2021' bzw. ,2023 niedrig' und 2023 hoch' (nach Tab. B3.11-1).

Falls diese Energiepreis-Entwicklung wirklich eintreten sollte, liegen die KES-Wärmepreise deutlich unter den dann zu erwartenden ,Ist-Kosten' (= bestehende Gas-Zentralheizung). Sie liegen aber auch deutlich über den wirklichen Wärmegegostehungskosten des *neuen* Energiesystems, d.h. die KES-Wärmelieferung wäre einerseits deutlich günstiger als es das ,Ist-System' gewesen wäre, sie würde aber andererseits *unter diesen Bedingungen in 2023* dennoch einen jährlichen Überschuß machen. Das Ergebnis zeigt ferner, *daß das neue Energiesystem geeignet ist, die Auswirkung stark steigender Energiepreise - trotz der hohen Investitionskosten - beträchtlich zu dämpfen.*⁶⁸

B3.11.2 Mittelfristige Energiepreisprognose

Da die Energiepreis-Erhöhlungen in 2022/23 nicht auf wirkliche Energieengpässe zurückzuführen sind, sondern auf spekulative oder politische Einflüsse, kann man erwarten, daß sich langfristig die Energiepreise dem vor 2021 bestehenden Niveau der Energiepreise wieder annähern werden. Deshalb soll hier untersucht werden, wie sich im Jahr 2030 bei ,normalisierten' Gas- und Strompreisen, allerdings auslaufenden KWK-Boni für das BHKW sowie mit weiter steigenden CO₂-Steuern (hier für 2030 mit 100 € pro t CO₂ angesetzt) die dann zu erwartenden Wärmepreise im SQ-Durlach – Projekt darstellen werden.

Beim Gas erfolgt eine verstärkte Versorgung aus dem mittleren Osten sowie eine Verstärkung der Versorgung mit Flüssiggas. Eine wesentliche Versorgung mit Wasserstoff wird bis 2030 noch nicht existieren (oder nur für die Grundstoffindustrie verfügbar sein). Kernenergie läuft aus, Kohle bis 2030 größtenteils auch. Die Stromversorgung durch erneuerbare Energien soll laut aktueller Beschlußlage bis 2030 annähernd 80 % des Strombedarfs decken. Die EEX-Strompreise in 2030 werden aufgrund einer solchen Entwicklung wesentlich vom Erdgaspreis beeinflusst (Merit Order). Die erforderlichen Investitionen in die Netzstabilität finden sich in den Netzpreisen wieder.

Ob dieser Anteil der Erneuerbaren von 80 % technisch – bis 2030 ohne ausreichende Stromspeicher – wirklich möglich ist, soll hier nicht beurteilt werden – es wird angenommen, daß der dazu erforderliche Windkraft- und PV-Ausbau wirklich erreicht wird und alle Versorgungslücken durch Gas-Kraftwerke (SL-Gasturbinen sowie Mittellast-Gas-Kombi-KWK und BHKW's für Fernwärme- bzw.

⁶⁸ Die o.g. Gaspreise liegen im Bereich der heute angesetzten Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff (H₂) aus erneuerbaren Energien (der aber erst längerfristig zur Verfügung stehen wird).

Nahwärme-Quartiere; Erdgas mit einem gewissen Anteil an Biogas), sowie durch MVA's gedeckt werden können.

Folgende (konservative) Annahmen für die Strom- und Gaspreise *in 2030* wurden für diese Bedingungen getroffen:

- Gas wird sich im Vergleich zum letzten Jahrzehnt verteuern (Flüssiggasanteil), aber nicht sehr stark. Es wird ein Anstieg von 5 ct/kWh_{Hu} (netto) in 2020 auf 7,5 ct/kWh_{Hu} bis 2030 angenommen (inflationsbereinigt), d.h. um 50 % in 10 Jahren.
- Die Strom-Endverbraucherpreise steigen von aktuell 30 ct/kWh_{el} auf 35 ct/kWh_{el} in 2030, mit einem KES-Preis für die Mieter von 33 ct/kWh_{el}, d.h. der Strompreis steigt um 17 % in 10 Jahren.
- Die KWK-G – Boni laufen für die BHKW-Anlage in der Ersinger Straße 5 aus.
- Der ‚übliche Preis‘ für die Netzzurückspeisung soll um 8,5 ct/kWh_{el} niedriger liegen als der ‚Marktpreis‘. Somit steigt er wegen der ansteigenden Erzeugungskosten (Umstieg auf Gas, steigende CO₂-Abgaben im Emissionshandel, steigender Anteil von Offshore-Wind) an auf 35 - 8,5 = 26,5 ct/kWh_{el}.
- Die PV-Vergütung der Anlagen für die Netzzurückspeisung in der Ersinger Straße bleibt konstant bei 7 ct/kWh_{el}.
- Die CO₂-Steuer in 2030 wird mit 100 € pro t CO₂ angesetzt.

Die ‚Energiepreis-Szenarien‘ **2021**, **2023** und **2030** sind damit wie folgt:

	Strom (ct/kWh netto)			Erdgas (ct/kWh _{Hu})		
	2021	2023 'hoch'	2030 'konventionell'	2021	2023 'hoch'	2030 'konventionell'
KES	25	43	35	5	20	7,5

Tab. B3.11-4: Energiepreis-Szenarien 2021, 2023 und 2030.

Dies führt auf folgende Strombewertungsmatrix in 2030:

	Eigen- nutzung ct/kWh _{el}	Abgabe an HH ct/kWh _e	Netzzurück- speisung ct/kWh _e
BHKW:	0	33	26,5
PV:	0	33	7
Netzbezug:	-35	-35	-
Stromverkauf von Netzstrom:	-	33	-

Tab. B3.11-5: Strombewertungsmatrix 2030: Annahmen zu einer künftigen moderaten Preisentwicklung.

Diese Vorgaben führen, mit derselben Berechnungsmethode wie oben, auf folgende Ergebnisse der Langfrist-Kosten 2030 im Vergleich zu 2021 bzw. im Vergleich zum ‚Preisschock‘ in 2023:

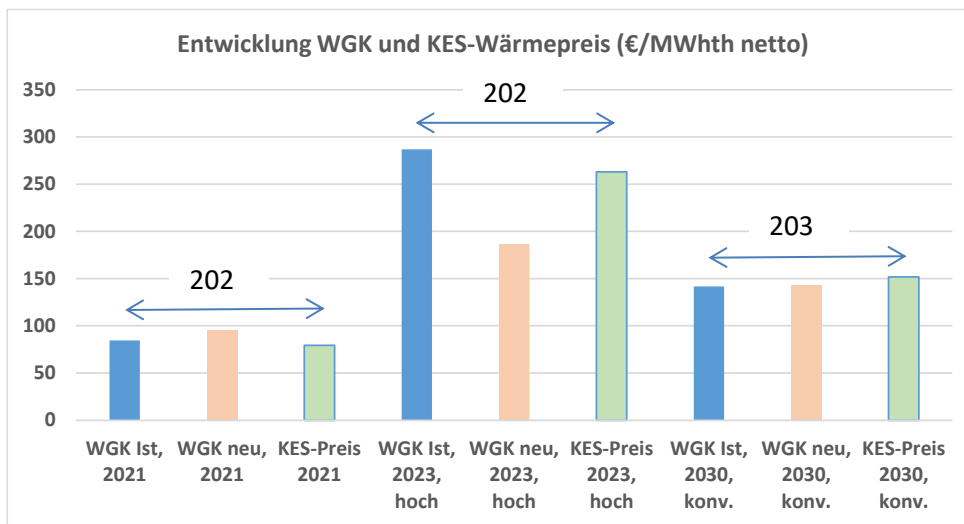


Abb. B3.11-3: Resultierende Wärmegestehungskosten (‚Ist‘, ‚neu‘ und ‚KES-Preis‘) für die Energiepreis-Szenarien ‚2021‘, ‚2023 hoch‘ und ‚2030‘ (nach Tab. B3.11-4) für Bilanz-Modell II.

Daraus ergibt sich, daß das neue Energiesystem bei langfristig ‚normalisierten‘ Energiepreisverhältnissen, aber unter Berücksichtigung steigender CO₂-Steuern, trotz der vergleichsweise hohen Investitionskosten im SQ-Durlach – Projekt ähnliche Wärmegestehungskosten aufweist wie das alte Energiesystem, und ferner, daß die Preisgleitklausel des KES-Wärmepreises (die den Gaspreis und die CO₂-Steuer als Parameter enthält) Wärmepreise ergibt, die annähernd der realen Ist-Kostenentwicklung (ohne die eigentlich anstehende Erneuerung der ‚Ist-Anlage‘) entsprechen.

B3.12 Öko-Kennzahlen und Auswirkung auf die Aufteilung der CO₂-Steuer

B3.12.1 Öko-Kennzahlen des neuen Energiesystems

Der Erdgasverbrauch ergibt zusammen mit der Stromflußmatrix (Bilanzmodell I⁶⁹) direkt auch die Öko-Kennzahlen pe_{ges} (kWhPE/m²) bzw. ce_{ges} (kg CO₂/m²). Dabei werden (für das Jahr 2021) folgende PE/CO₂-Faktoren eingesetzt:

	f_{PE} kWhPE/kWhEE	f_{CO_2} kg CO ₂ /kWhEE
Erdgas	1,10	0,244
Netzstrom	1,80 ⁷⁰	0,375 ⁷¹

Tab. B3.12-1: PE- und CO₂-Faktoren, 2021.

Es wird vorausgesetzt, daß der Bedarf an Nutzwärme, $Q_a = 952$ MWhth/a (mit einer beheizten Wohnfläche von 11.603 m² also $q_{NW} = 82,0$ kWhth/m²), vor und nach Umsetzung des Projektes gleich hoch ist. Der Stromverbrauch beträgt vor der Umsetzung 322 MWhel/a oder 27,8 kWhel/m² (i.w. Haushalts-Strom), entsprechend einer CO₂-Emission von 10,4 kg CO₂/m². Nach Umsetzung kommt der Strombedarf der Wärmepumpen hinzu (120 MWhel/a). Es werden 502 MWhel lokal erzeugt (BHKW und PV), wovon 234 MWhel ins Netz zurückgespeist werden (s. auch Tab. B3.7-1).

⁶⁹ Der ‚physikalische‘ Stromfluß in SQ Durlach entspricht Bilanzmodell I, während der ‚energiewirtschaftlich‘ berechnete Stromfluß nach Bilanzmodell II berechnet wird.

⁷⁰ Nach wie vor gültige Vorgabe des EEG / GEG; der reale Wert für 2021 dürfte eher bei 1,30 kWhPE/kWhel liegen.

⁷¹ Vgl. UBA-Bericht: Icha, Lauf, Kuhs (2022) Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021.

Daraus ergeben sich die folgenden Öko-Kennzahlen der 5 MFH vor und nach Umsetzung des Projektes:

gesamt:	Nutzwärme	plus	pe_{ges} kWhPE/m ²	ce_{ges} kg CO ₂ /m ²
Strom:				
„Ist-Zustand“ (vor SQ-Projekt)			168,7	36,7
neues E-System (inkl. 2. Stufe)			87,3	19,5
nur Nutzwärme:			pe_q	ce_q
„Ist-Zustand“ (vor SQ-Projekt)			118,8	26,3
neues E-System (inkl. 2. Stufe)			65,9	9,1

Tab. B3.12-2: Öko-Kennzahlen **„gesamt“** (Wärme plus Strom) bzw. **„nur Nutzwärme“**: **vor** und **nach** Umsetzung des SQ-Durlach – Projektes (PE/CO₂-Faktoren von 2021). Basis: Simulationsdaten Fraunhofer ISE.

Die Kennzahlen in Tab. B3.12-2 beziehen sich zunächst auf die in Abb. B0-2 angegebene *Gesamt-Energiebilanz*. Zur Berechnung der nur wärmeverbrauchs-bezogenen CO₂-Emission in Tab. B3.12-2 im *„Ist-Zustand“* muß in Tab. B3.12-2 von **ce_{ges}** die CO₂-Emission des verbrauchten Stroms (ce_{el} = 10,4 kg CO₂/m²) abgezogen werden, dies ergibt **ce_q^{„Ist“} = 36,7 – 10,4 = 26,3 kg CO₂/m²**. Auch für die nutzwärmebezogene CO₂-Emission des *neuen Energiesystems* muß von dessen Gesamt-Emission dieser Wert abgezogen werden, denn genau diese Emission wird durch das neue Energiesystem eingespart: **ce_q^{„neu“} = 19,5 – 10,4 = 9,1 kg CO₂/m²**.

B3.12.2 Aufteilung der CO₂-Steuer auf Mieter/Vermieter: 1 Beispielwohnung

B3.12.2.1 Aufteilung der CO₂-Steuer auf den Vermieter und auf die Mieter

Die CO₂-Steuer soll zu einem energiesparenden Verhalten der Mieter beitragen. Die Mieter sind aber nicht für einen ggfls. energetisch schlechten Zustand ihres Mietwohngebäudes verantwortlich. Umgekehrt liegt die Verantwortung für einen niedrigen Nutzwärmeverbrauch bei einem energetisch guten Gebäude-Zustand eher beim Mieter. Um die Aufteilung der Kosten der CO₂-Steuer gerechter zu gestalten, wurde diese ab Januar 2023 zwischen Vermieter und Mieter gesetzlich vorgegeben. Diese Aufteilung der CO₂-Steuer (für die aus der Heizung bzw. dem TWW-Verbrauch resultierende CO₂-Emission) soll demnach in Abhängigkeit vom Gebäudezustand und damit von der spezifischen CO₂-Emission des Gebäudes (für Heizung und TWW-Bereitstellung) erfolgen. Sie ist in Tab. A-4 angegeben.

Beispielhaft angewendet auf eine durchschnittliche Wohnung in den fünf MFH des Quartiers, mit einer mittleren Wohnfläche von 72,7 m² pro Wohnung, würde sich daraus unter Annahme einer CO₂-Steuer von z.B. 50 €/t CO₂ folgende monatliche Steuerbelastung pro Wohnung in Abhängigkeit von der Emissions-Klasse ergeben:

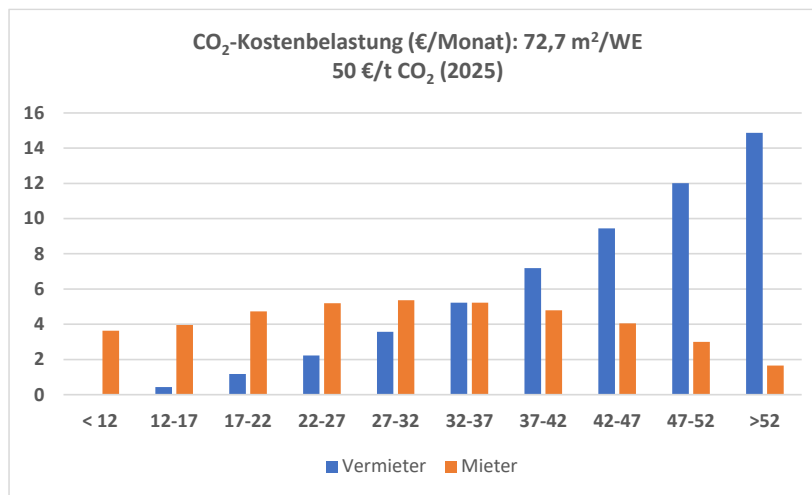


Abb. B3.12-1: Aufteilung der aus einer CO₂-Steuer von 50 €/t CO₂ resultierenden Belastung einer Durchschnittswohnung (72,7 m² beheizte Wohnfläche) für Mieter und Vermieter in € pro Monat netto in Abhängigkeit von der Emissionsklasse (s. Tab. A-4).⁷²

Die nutzwärmebedingte CO₂-Emission:

In Tab. B0-3 sind die Gesamt-CO₂-Emissionen (Wärme- plus Stromverbrauch) für den ‚Ist‘-Zustand und für das neue Energiesystem angegeben: 41,7 bzw. 9,7 kg CO₂/m². Maßgeblich für die Belastung mit der CO₂-Steuer ist jedoch die *nutzwärmebedingte* CO₂-Emission. Für den ‚Ist‘-Zustand (2019) resultiert diese einfach aus dem Gaseinsatz des Kessels (26,4 kg CO₂/m²). Beim neuen Energiesystem geht jedoch ein Teil der aus dem Gasverbrauch resultierenden CO₂-Emission auf das Konto der Stromerzeugung des BHKW. Dieser Teil muß von der Gesamt-CO₂-Emission abgezogen werden. Er ergibt sich aus dem Verhältnis der Stromerzeugung zur Wärmeerzeugung des BHKW, also aus dessen Stromkennzahl (siehe Abb. B0-2):

$$s = 353 / 519 = 0,68 \text{ kWhel/kWhth.}$$

Demnach müssen von der CO₂-Emission des BHKW (Erdgasverbrauch 969 MWh_{Hu}, siehe Abb. B0-2)

$$969 - 0,244 \cdot 0,68 = 160,8 \text{ t CO}_2/\text{a}$$

abgezogen werden, die der Stromerzeugung zugerechnet werden können. Somit verbleibt eine CO₂-Emission des neuen Energiesystems von

$$260,8 - 160,8 = 100,0 \text{ t CO}_2/\text{a,}$$

der auf das Konto der Nutzwärmeerzeugung geht, entsprechend einer CO₂-Kennzahl von **8,6 kg CO₂/m²**. Dies bedeutet, daß die *nutzwärmebedingte* CO₂-Emission durch das neue Energiesystem um 67,1 % im Vergleich zum ‚Ist‘-Zustand (**26,4 kg CO₂/m²**) reduziert wird.

Mit diesem Ergebnis kann die Zuordnung der CO₂-Steuer bestimmt werden:

Die CO₂-Kennzahl muß mit der Gebäude-Nutzfläche und mit dem aktuellen CO₂-Steuer-Satz (€/t CO₂) multipliziert werden, um die CO₂-Steuer-Last der Wärmeversorgung für das jeweilige Jahr zu berechnen. Daraus ergibt sich die Gesamt-CO₂-Steuerlast für jedes Gebäude für jedes

⁷² Es wurde jeweils der Mittelwert jeder Emissionsklasse zur Berechnung der CO₂-Steuer angesetzt.

Kalenderjahr.⁷³ Die Aufteilung der CO₂-Steuer auf Mieter und Vermieter erfolgt nach Tab. B3.10-1 entsprechend der ‚CO₂-Emissionsklasse‘:

- ‚Ist‘-Zustand: CO₂-Klasse 4 (Mieterbelastung: 70 %)
- neues Energiesystem: CO₂-Klasse 1⁷⁴ (Mieterbelastung: 100 %).

Resultierende CO₂-Steuer für eine Durchschnitts-Wohnung:

Zur beispielhaften Berechnung der CO₂-Steuer einer (Durchschnitts-)Wohnung mit 73 m² Wohnfläche erfolgt der Vergleich der CO₂-Steuer für die Jahre **2022** (32,5 €/t CO₂), **2025** (55 €/t CO₂) und **2030** (Annahme: 100 €/t CO₂). In der folgenden Grafik werden für den (fiktiven) Ist-Zustand und für das neue Energiesystem die gesamte Höhe der CO₂-Steuer für diese Wohnung (€/a) angegeben, sowie der Betrag, den der Mieter beim alten System (linkes Bild) bzw. mit dem neuen Energiesystem (rechtes Bild) bezahlen müsste bzw. muß:⁷⁵

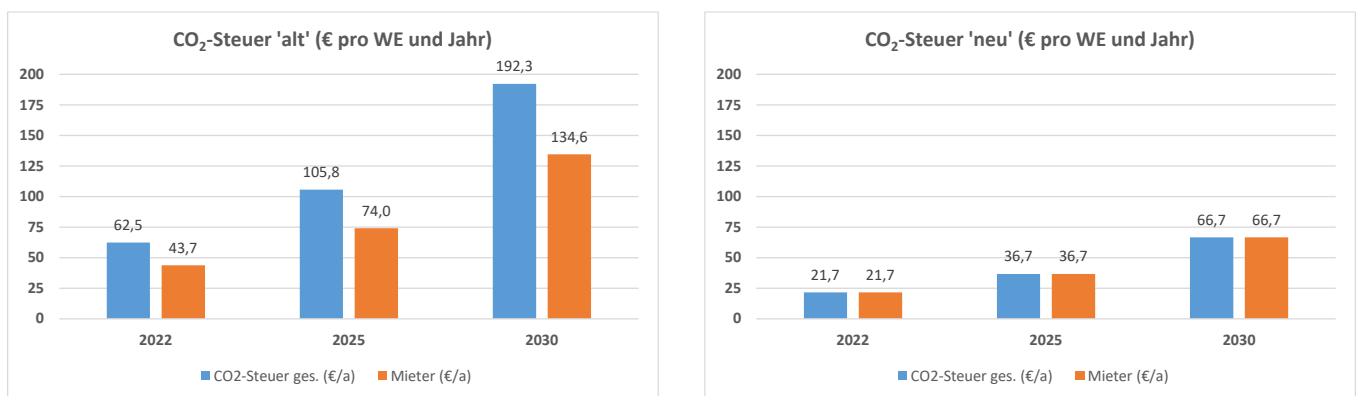


Abb. B3.12-2: Vergleich der jährlichen CO₂-Steuer einer Durchschnittswohnung (Nutzwärmeverbrauch 82 kWhth/m²) im Quartier für den Ist-Zustand (*alt*), linkes Bild, und für das neue Energiesystem (*neu*) mit ansteigenden CO₂-Steuern in den Jahren **2021** (32,5 €/t CO₂), **2025** (55 €/t CO₂) und **2030** (Annahme: 100 €/t CO₂) und der zugehörige Mieter-Anteil (*alt*: 70 %, *neu*: 100 %).

Die Beispielrechnung zeigt, daß sich der absolute CO₂-Steuer-Betrag, der von den Mietern zu übernehmen ist, im (fiktiven) Jahr 2030 (100 €/t CO₂) von ca. 135 €/a (*alt*, 70 %) auf unter 70 €/a (*neu*, 100 %) etwa halbiert. Bezogen auf den Nutzwärmeverbrauch dieser Wohnung (ca. 6 MWhth/a i.M.) entspricht dies einer Kostenminderung um ca. 10 €/MWhth.

B3.12.2.2 Berechnung des Mieteranteils der CO₂-Steuer über den KES-Arbeitspreis

Zur Berechnung des aktuellen KES-Arbeitspreises wird eine Preisgleit-Formel benützt, in die der aktuelle Erdgaspreis und die aktuelle CO₂-Steuer eingehen:

$$(B3.12-1) \quad AP = AP_0 \left(0.8 \cdot \frac{PEG}{PEG_0} + 0.2 \cdot \frac{s_{CO_2}}{s_{CO_2_0}} \right)$$

⁷³ Da die Nutzwärmeverbräuche (Heizung, WW) für jede einzelne Wohnung gesondert ermittelt werden, muß dieser Mittelwert noch (von Vermieter) mit dem relativen Nutzwärmeverbrauch jeder Wohnung gewichtet werden, um die CO₂-Steuer-Last für jede Wohnung in der Nebenkostenabrechnung auszuweisen.

⁷⁴ Da sich der CO₂-Emissionsfaktor für Strom in jedem Jahr ändert, muß diese Rechnung für Energiesysteme, bei denen Wärme und Strom erzeugt wird, für jedes Jahr neu durchgeführt werden. Für dieses Beispiel wird jedoch nur mit dem CO₂-Faktor für 2021 gerechnet (f_{CO₂} = 485 g CO₂/kWhel).

⁷⁵ Es wird angenommen, daß auf die CO₂-Steuer nicht noch zusätzlich die Mehrwertsteuer erhoben wird.

mit

AP ...	KES-Arbeitspreis für das aktuelle Jahr (€/MWhth netto)
AP₀ ...	KES-Arbeitspreis im Ausgangsjahr 2021: AP₀ = 72,65 €/MWhth netto
p_{EG} ...	aktueller Erdgaspreis (ct/kWhHu netto)
p_{EG_0} ...	Erdgaspreis im Ausgangsjahr 2021: p_{EG_0} = 5,0 ct/kWhHu netto
S_{CO2} ...	CO ₂ -Steuer für das aktuelle Jahr (€/t CO ₂)
S_{CO2_0} ...	CO ₂ -Steuer für das Ausgangsjahr 2021: S_{CO2_0} = 25 €/t CO₂.

Die CO₂-Steuer ist in der Preisgleitformel B3.12-1 (nur) mit einem Faktor 0,20 gewichtet. Dadurch, daß die in den nächsten Jahren absehbaren Erhöhungen der CO₂-Steuer (z.B. von 25 auf 100 €/t CO₂, also Faktor 4) höher sind als die eventuell zu erwartenden Anstiege des Gaspreises (z.B. Faktor 1,5), wird sich künftig der relative Anteil der CO₂-Steuer dennoch erhöhen. Bei festgehaltenem Erdgaspreis ($p_{EG} = p_{EG_0}$) ergibt der Anstieg der CO₂-Steuer *alleine* (s. Preisgleitformel B3.12-1) folgenden Beitrag zum KES-Arbeitspreis AP:

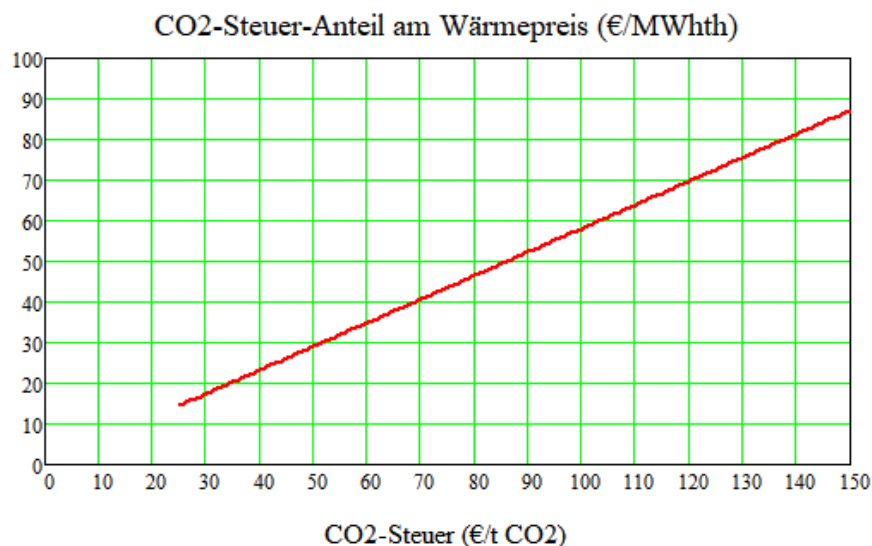


Abb. B3.12-3: Höhe des CO₂-Steuer-Anteils am KES-Arbeitspreis AP (€/MWhth, netto) in Abhängigkeit von der aktuellen CO₂-Steuer. Bis 2030 könnte die CO₂-Steuer bei 100 €/t CO₂ liegen. Dies ergibt einen Beitrag von 58 €/MWhth zum Arbeitspreis (entspricht dann bei sonst gleichbleibenden Bedingungen ca. 44 % des Erdgaspreises).

Bei einem Nutzwärmeverbrauch der Beispielwohnung (73 m²) von ca. 6 MWhth/a beträgt der CO₂-Steuer-Anteil am KES-Wärmepreis für eine CO₂-Steuer von 100 €/t CO₂ somit 384 €/a (netto!) und liegt damit deutlich höher als der CO₂-Steuer-Betrag, der sich über die physikalisch korrekte Berechnung ergibt.

Damit ist die Ausweisung des CO₂-Steuer-Anteils an den Wärmekosten über den KES-Arbeitspreis weder geeignet noch sinnvoll. Da aber die MFH in der Ersinger Straße nach obiger Rechnung für das neue Energiesystem ohnehin in die Emissions-Klasse 1 fallen, in der auf die Mieter 100 % der CO₂-Steuer entfallen, wäre ein solcher Nachweis für die Mieter durch die Volkswohnung (oder die KES) nicht erforderlich, da ohnehin keine Aufteilung dieser Steuer erfolgt. D.h. diese Berechnung muß *nur ein Mal* gemacht werden (z.B. mit dem vorliegenden Text bzw. mit den 2023 gemessenen Energiebilanzen, um die Zugehörigkeit der 5 MFH zur Emissionsklasse 1 nachzuweisen), aber nicht mehr für die künftigen Betriebsjahre.

Ein Problem könnte jedoch aus der Forderung resultieren, daß die Mieter durch den Wechsel zum Contracting nicht schlechter gestellt werden sollen als vorher. Da im ‚Ist‘-Zustand (CO₂-Steuer-Klasse 4) die Volkswohnung 30 % der CO₂-Steuer übernehmen müßte, können die in Abb. B3.11-3 ausgewiesenen Kosten ‚WGK Ist‘ (blaue Balken) um diesen Anteil reduziert werden. Für eine CO₂-Steuer von 100 €/t CO₂ (2030) macht dies etwa 10 €/MWhth aus. Die o.g. Forderung, die Mieter durch das Contracting nicht schlechter zu stellen, wäre demnach nicht erfüllt. Dagegen kann allerdings argumentiert werden, daß der direkte Vergleich mit dem ‚Ist‘-Zustand (fünf Gas-Zentralheizungen) gar nicht zulässig ist, weil die Volkswohnung diese Anlagen ebenfalls erneuern müßte. Wegen der aktuellen gesetzlichen Vorgaben wäre dies mit erheblichen zusätzlichen Investitionen in erneuerbare Energien (z.B. Solarkollektor-Anlagen) verbunden, wodurch die o.g. ‚Ist‘-Kosten unrealistisch niedrig wären und nicht für den Kostenvergleich herangezogen werden können.

B3.13 Stromgestehungskosten des BHKW als Funktion des Gaspreises

Die Turbulenzen auf dem Gaspreismarkt in 2022 werfen die allgemeine Frage nach der Auswirkung der hohen Gaspreise auf die Kosten der Stromerzeugung durch ein (gasbetriebenes) BHKW auf. Anders als in den oben ausgeführten Berechnungen (Wärmegestehungskosten nach Abzug der Stromgutschrift) wird hier also nach den *Stromgestehungskosten nach Abzug der Wärmegutschrift* gefragt. Diese Kosten ergeben sich aus den Gesamtkosten des BHKW (Kapitaldienst, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Brennstoff-Kosten) abzüglich der Wärmegutschrift für die vom BHKW erzeugte Nutzwärme. Da diese Nutzwärme ansonsten durch einen Gaskessel erzeugt worden wäre, ist diese Wärmegutschrift ebenfalls abhängig vom Gaspreis (je höher der Gaspreis, desto höher die Wärmegutschrift), und dies dämpft die Auswirkung des Gaspreises auf die Stromgestehungskosten des BHKW.

Zur Vereinfachung sollen in die folgende Berechnung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Gaspreis (für verschiedene BHKW-Leistungen) nur wenige Parameter eingehen:⁷⁶

- die Vollastbenutzungsdauer **b** des BHKW's - Annahme: **b = 4.500 h/a** (d.h. das BHKW wird auf eine möglichst optimale Wirtschaftlichkeit hin ausgelegt: Wärmeleistung ca. 40% der Nennlast)
- vorgegebene Kostenkurven für die BHKW-Investition, die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie des elektrischen Wirkungsgrades und der technischen Lebensdauer als Funktion der elektrischen Leistung **P_B** des BHKW (siehe Anhang)
- vorgegebener Jahres-Nutzungsgrad für den Kessel: **η_{Ks} = 0,85**.

Der Gaspreis **p_G** (ct/kWhHu) wird variiert zwischen 5 und 30 ct/kWhHu netto, wobei der Gaspreis des BHKW um die Mineralölsteuer reduziert wird: **p_{G,S} = p_G - 0,61 ct/kWhHu**.

Damit kann man die Stromgestehungskosten **k_{el}(P_B)** eines BHKW (in ct/kWhel) mit der Leistung **P_B** (kWel) nach folgender Formel berechnen:⁷⁷

$$(B3.13-1) \quad k_{el}(P_B) = \frac{k_B(P_B) \cdot ann(P_B)}{b} \cdot 100 + k_W(P_B) + \frac{p_{G,S}}{\eta_{el}(P_B)} - \frac{p_G}{s(P_B) \cdot \eta_{Ks}} \quad \text{ct/kWhel}$$

mit

k_B ... spezifische Kosten des BHKW's (€/kWel netto)

b ... Vollaststunden (h/a)

k_W ... Wartungs- und Instandhaltungskosten des BHKW (ct/kWhel)

⁷⁶ Feinheiten wie KWK-Boni oder sonstige Strombewertungen, die sich aus (variierenden) Stromregulierungen ergeben, werden hier ignoriert.

⁷⁷ Der erste Term in der Formel ergibt €/kWel und muß daher zur Umrechnung auf ct/kWhel mit 100 multipliziert werden. Die übrigen Terme ergeben bereits ct/kWhel.

s ... Stromkennzahl des BHKW (kWhel/kWhth)
 η_{el} ... elektrischer Wirkungsgrad BHKW
 ann ... Annuitätsfaktor mit $p = 2\%$ und einer technischen Lebensdauer, die von P_B abhängt
 p_G ... Gaspreis (ct/kWhu)
 $p_{G,s}$... Gaspreis des BHKW (ct/kWhu)
 η_{Ks} ... Jahresnutzungsgrad Heizkessel (als Alternative zur BHKW-Wärme-Erzeugung)
 $(k_B, k_W \text{ und } s \text{ hängen von der Leistung } (P_B) \text{ des BHKW ab, siehe Kurven im Anhang zu B3.13.})$

Dies ergibt für drei angesetzte BHKW-Leistungen

- (1) $P_B = 5,5 \text{ kWel}$ (DACHS-BHKW; MFH mit ca. 10 Wohnungen)
- (2) $P_B = 50 \text{ kWel}$ (ca. 70 Wohnungen)
- (3) $P_B = 100 \text{ kWel}$ (ca. 140 Wohnungen)

die in Abb. B3.13-1 gezeigten Stromgestehungskosten als Funktion des Erdgaspreises.⁷⁸

Das DACHS-BHKW (höhere spezifische Investitionskosten, schlechterer elektrischer Wirkungsgrad) weist um ca. 7 ct/kWhel höhere Stromgestehungskosten auf als die beiden ‚Standard‘-BHKWs mit 50 bzw. 100 kWel, die sich in den Stromgestehungskosten (mit vorgegebener fester Jahresbenutzungsdauer, $b = 4.500 \text{ h/a}$) nur wenig unterscheiden. Bei einem Gaspreis von z.B. 12 ct/kWhel (aktuell angepeilter Gaspreisdeckel) liegen die Stromgestehungskosten dieser BHKW-Module demnach bei etwa 15 ct/kWhel und die reinen Wärmekosten (d.h. die strompreis-abhängigen Kosten, ohne Festkosten) einer Wärmepumpe, die mit diesem Strom versorgt wird, bei etwa 40 bis 45 €/MWhth. Da der anlegbare Wärmepreis mit diesem Gaspreis bei über 120 €/MWhth liegt, sollte diese Wärmepumpe wirtschaftlich einsetzbar sein.

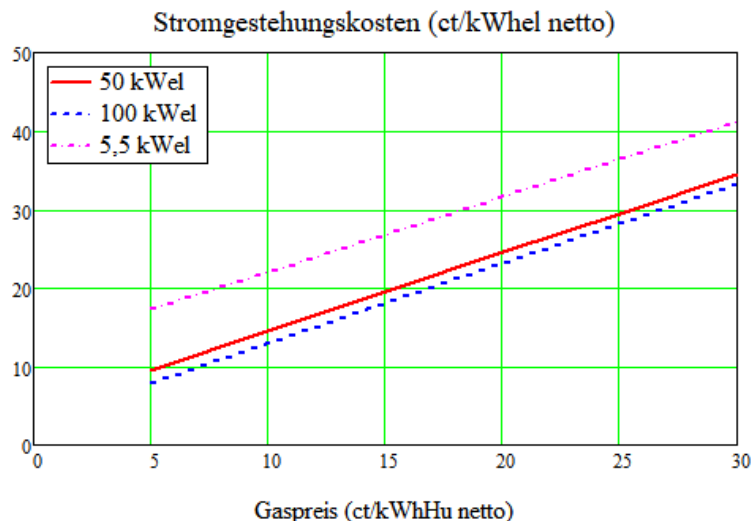


Abb. B3.13-1: BHKW-Stromgestehungskosten als Funktion des Gaspreises (ohne CO₂-Steuer).

Die folgende Abbildung zeigt die Stromgestehungskosten als Funktion der BHKW-Leistung für drei verschiedene Gaspreise: 10, 15 und 20 ct/kWhu:

⁷⁸ CO₂-Steuer nicht berücksichtigt; bei einer CO₂-Steuer S_{CO_2} (in €/t CO₂) und mit einem CO₂-Faktor von Gas von $f_{CO_2} = 0,244 \text{ t CO}_2/\text{MWhHu}$ ergäbe sich aus S_{CO_2} ein Aufschlag von $S_{CO_2} \cdot f_{CO_2} \cdot 10^{-1} \text{ ct/kWhHu}$ auf den Gaspreis.

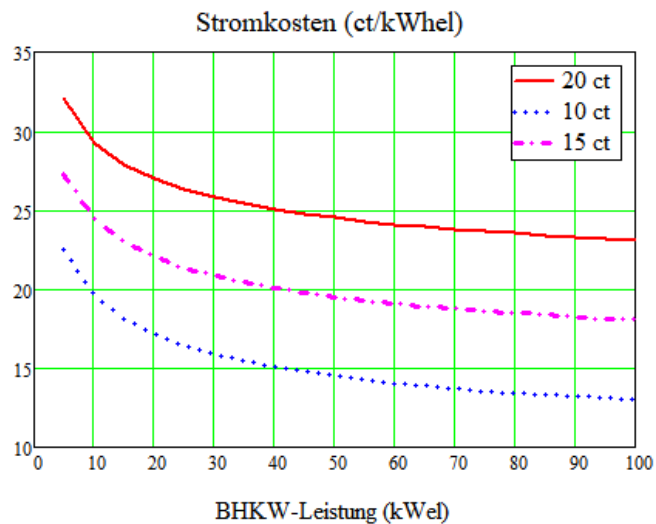


Abb. B3.13-2: Stromgestehungskosten als Funktion der BHKW-Leistung (kWel) für drei feste Gaspreisstufen (10, 15 und 20 ct/kWhHu netto, ohne CO₂-Steuer).

Bei Gaspreisen zwischen 10 und 15 ct/kWhHu (mittelfristig vermutlich realistisch) liegen die Stromgestehungskosten für ein BHKW mit 50 kWel bei ca. 15 bis 20 ct/kWhel. Da die mittelfristigen Netzstromkosten für Endverbraucher vermutlich im Bereich über 35 ct/kWhel (netto) und die Vergütung für die Netzzurückspeisung eines Erdgas-BHKW etwa 10 ct/kWhel unter diesem Preis liegen könnte, kann man daraus schließen, daß der BHKW-Betrieb auch mittelfristig noch im wirtschaftlichen Bereich liegen wird. Insbesondere in Kombination mit Wärmepumpen und PV-Anlagen könnte ein solches System, trotz der zusätzlichen technischen Komplexität, bei optimaler Auslegung zu einer deutlichen Dämpfung der Wärmebereitstellungskosten beitragen.

B4 Schlußfolgerungen und Lessons Learned

B4.1 Zur Konzeptentwicklung komplexer, integrierter Energieanlagen

Komplexe, integrierte Energiesysteme sind Anlagen mit mehreren Energieerzeugern und meist auch mehreren Verbrauchern. Zur Entwicklung eines konkreten Energiekonzeptes in der Vorplanungsphase ist es erforderlich, eine realistische Jahresenergiebilanz auf der Grundlage der Auslegung der einzelnen Komponenten zu ermitteln, aus der sich wiederum die wichtigsten Kennzahlen des Konzeptes, nämlich Wirtschaftlichkeit, Primärenergieaufwandszahl und CO₂-Emission, berechnen lassen.

In der Antragsphase des Projektes SQ-KA-Durlach war ein solches Konzept mit konventionellen Mitteln (d.h. geschätzte Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs, Volllastbenutzungsstunden, lokale PV-Erträge) aufgrund von Erfahrungswerten erstellt worden. In der eigentlichen Konzeptentwicklungsphase des F&E-Projektes wurde durch Fraunhofer ISE ein Simulationsmodell des geplanten Energiesystems erstellt, mit dem mehrere Systemvarianten über 8.760 h/a simuliert werden konnten. Daraus wurde eine Auslegung der Komponenten (Grundlastanlagen, Energiespeicher) abgeleitet, die die Grundlage der darauf folgenden Ausführungsplanung (durch IBS) war.

Ein Vergleich der Simulationsergebnisse für die Energiebilanz mit den Erfahrungswerten aus der Antragsphase zeigt, daß sich diese Ergebnisse um weniger als 10 % unterschieden. Für die Erstellung des Simulationsmodells war jedoch ein vielfach größerer Zeit- und Arbeitsaufwand erforderlich – der in der Praxis oft nicht verfügbar bzw. dem Bauherrn eventuell schwer vermittelbar ist. Der Einsatz moderner Planungswerkzeuge ist dennoch sehr sinnvoll, denn wenn das Simulationsmodell für das geplante Projekt einmal erstellt ist, ermöglicht dies mit geringem weiterem Aufwand

- die Analyse von Vergleichsvarianten,
- die Durchführung von Sensitivitätsanalysen (in Zeiten unsicherer Regulierungsvorgaben und Energiepreise besonders wichtig),
- erhöht die Planungssicherheit
- und verbessert das Vertrauen des Investors in die Planungsergebnisse als Voraussetzung für die Investitionsentscheidung.

Insbesondere wenn zum Energiekonzept auch Maßnahmen zur Energieeinsparung gehören (im SQ-Durlach-Projekt nicht der Fall, weil die 5 MFH bereits 1995 energetisch saniert wurden), ist die Möglichkeit für rasche Vergleichsanalysen verschiedener Varianten besonders wichtig. Daher wäre es sehr sinnvoll, wenn der Einsatz von Simulationsmodellen in der Konzeptionsphase von integrierten Energieprojekten mehr als bisher zum Standard von Planungsbüros gehörte: Zukünftig werden ‚multivalente Energiesysteme‘ die Regel und nicht die Ausnahme sein. Es wäre wichtig, hierfür Planungstools verfügbar zu haben, die so anwenderfreundlich gestaltet sind, daß sie nicht, wie heute, überwiegend von Forschungseinrichtungen oder hoch-spezialisierten Fachplanern eingesetzt werden, sondern, ähnlich wie z.B. Hydraulik- oder CAD-Programme, von allen Planern.

B4.2 Regulierung

Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzung des Konzeptes hatten die in 2019/2020 bestehenden regulatorischen Randbedingungen. Aus dem – ursprünglich als integriertes Quartierskonzept – geplanten Energiesystem wurde ein reguliertes Energiesystem mit diversen Auswirkungen auf die Infrastruktur und den nachfolgenden Betrieb:

- Da das KWK-G nicht kompatibel mit dem PV-Mieterstromgesetz ist, müssen PV-Anlagen und Haushalte getrennt von Wärmepumpen und BHKW bilanziert und abgerechnet werden. Damit kann kein PV-Strom für die Wärmepumpen verwendet werden.

- Der PV-Mieterstrom ist beschränkt auf 100 kW_p. Die bauliche Trennung der fünf MFH durch die Ersinger Straße hat Auswirkungen auf ein gemeinsames Mieterstrommodell. Eine Installation mit einem Jahr Abstand mit jeweils ca. 100 kW_p ermöglicht dennoch die Installation einer höheren PV-Leistung. (Eine noch höhere PV-Leistung wäre möglich und wirtschaftlich sinnvoll gewesen.)

- Bei Nutzung des von der Heizzentrale in der Ersinger Straße 5 zu den beiden MFH Ersinger Straße 2 und 4 führenden öffentlichen Stromnetzes würden hohe EEG-Abgaben und Konzessionsgebühren anfallen, um den BHKW-Strom für die Wärmepumpen nutzen zu können. Diese Abgaben entfallen durch die Investition in eigene 400 V - Stromleitungen mit eigener Trafostation als Netzanschluss. Trotz der zusätzlichen Investitionskosten für diese Leitungen, die technisch eigentlich nicht erforderlich gewesen wären, ist dies immer noch kostengünstiger als die Bezahlung der EEG-Abgaben durch die KES. Aus dem integrierten Quartierskonzept wurden so drei separate abrechnungsrelevante Bilanzräume mit deutlichem Mehraufwand in Abwicklung und Betreuung.

Eine weitere Optimierungsmöglichkeit besteht in einer Nutzung des PV-Stroms vor dem Einspeisepunkt, z.B. durch Integration eines Heizstabes in die Wärmespeicher (Power-to-Heat) zur Nutzung von lokalem Überschuss-PV-Strom. Dies ist allerdings nur je Gebäude möglich.

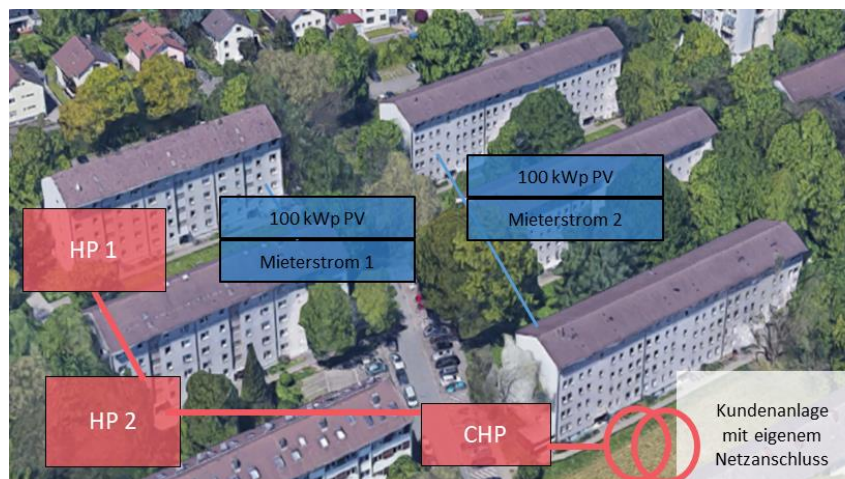


Abb. B4.2-1: Reguliertes statt integriertes Quartierskonzept.

B4.3 Kostenentwicklung und bauliche Umsetzung

Die detaillierte Kostenstruktur des Projektes ist im Abschnitt B3 angegeben. Im Vergleich zu den im Förderantrag (2018) geschätzten Kosten (944 T€ netto) sind die realen Kosten des Projekts auf 2.178 T€ angestiegen, also um einen Faktor 2,3. Davon gehen allerdings fast 500 T€ auf das Konto ‚nicht vorhergesehen‘, z.B. das neue Gebäude für die Heizzentrale in der Ersinger Straße 5, die ursprünglich nicht geplante elektrische Infrastruktur (die auf die EEG-Vorgaben zurückgeht), die PVT-Anlage oder Mehrkosten durch die Verzögerungen. Der wirkliche Mehrkostenfaktor ohne diese ‚Extra-Kosten‘ liegt bei 1,78. Dabei lagen die Kostenschätzungen bei ‚Standardkomponenten‘ (BHKW, PV, NW-Leitungen) sehr gut, bei den Wärmepumpen selbst ebenfalls. Allerdings ergaben sich größere Unterschiede bei den ‚Zubehör-Kosten‘ (Regelung, Armaturen, Speicher, Elektro etc.), die etwa denselben Kostenumfang hatten wie die eigentliche Wärmepumpe.

Besonders auffällig waren die Mehrkosten im Bereich ‚technischer Ausbau‘ (also i.w. die Hydraulik in den Heizzentralen plus zugehörige Komponenten) sowie MSR, ferner auch die Erdsonden und die Planungskosten (infolge der Anlagenkomplexität nicht unberechtigt). Kostentreiber waren somit Komponenten, die stark von den lokalen Gegebenheiten abhängen, sowie die Vorgaben aus der Regulierung. Dazu kamen Unwägbarkeiten, die mit vorhandenen (bzw. nicht vorhandenen)

Kapazitäten der Fachfirmen zusammenhängen, ferner Verzögerungen durch die Corona-Einschränkungen bzw. corona-bedingte Lieferengpässe.

Ein wesentliches Problem bei der Projektumsetzung war die Abstimmung zwischen den Gewerken infolge der komplexen Prozesse mit großem Abstimmungsbedarf bei der Ausführung. Dabei spielten nicht vorhergesehene Verzögerungen, beginnend bei den Auftragsvergaben infolge Kapazitätsauslastung potentieller Anbieter und dann im Verlauf der Ausführung (oft wiederum wegen Corona) eine Rolle, es gab aber auch selbst verschuldete Abstimmungsprobleme, z.B. bei der zeitgerechten Installation der Vielzahl von Strom-, Gas- und Wärmemengenzählern und deren Abnahme durch die SW, sowie bei der Verfügbarkeit von Internet-Anschlüssen. Auch die Fertigstellung der Datenbank zur Auswertung der Monitoring-Daten erfolgte deutlich zeitverzögert – u.a. wegen Verzögerungen bei der Verlegung eines Breitband-Internetanschlusses in die Heizzentrale, was sich nur deshalb nicht negativ auswirkte, weil das Projekt insgesamt ebenfalls verzögert war.

Ein Grund für die Abstimmungsmängel im Projekt lag darin, daß zwar die einzelnen Projektpartner ihren jeweiligen Part überwiegend kompetent und auch bilateral abgestimmt mit der Baubegleitung des Planungsbüros erledigten, daß es aber keinen für alles zuständigen übergeordneten Projektleiter gab, der auf anfallende Probleme verbindlich und gegebenenfalls vorausschauend reagieren konnte. Das hätte die corona- bzw. kapazitätsbedingten Verzögerungen auch nicht verhindern können, jedoch hätte damit insbesondere die zeitliche Koordination von Kommunikationstechnik (IT, Leitungsverbindungen), Meßtechnik (smarte E-Zähler) mit der Inbetriebnahme einzelner Anlagenkomponenten deutlich besser funktionieren können.

Ein wesentlicher Lerneffekt des Projektes (und anderer vergleichbarer Projekte in Bestandsgebäuden) ist, daß der Anteil an Arbeiten, die ‚vor Ort‘ (d.h. i.d.R. im Heizungskeller) ausgeführt werden müssen, so gering wie möglich gehalten werden sollte. Das bedeutet, daß ein möglichst weitgehender Vorfertigungs- und Standardisierungsgrad durch den Hersteller erreicht werden muß, und dies wiederum bedeutet eine möglichst weitgehende Standardisierung insbesondere der Wärmepumpe inklusive ‚Zubehör‘ und Schnittstellen zum übrigen System (Wärmequellen, Hydraulik, Speicher, SL-Kessel, MSR, Elektro), idealerweise mit Herstellergarantien zum COP der Anlage. Diese Standardisierungsforderung betrifft ebenso das ‚Ökosystem‘ zur Datenerfassung und Auswertung, das zur Optimierung und Fehlerdiagnose sowie zur Energieabrechnung unbedingt erforderlich ist. Auch hier wäre die Verfügbarkeit eines ‚smarten‘ Standard-Monitoring-Systems (Zähler/Sensorik, Internetanbindung, automatisierte Datenauswertung, Fehler- und Störungsmanagement, Fernwartung), idealerweise als Gesamtpaket durch den Hersteller des Energiesystems integriert angeboten, ein entscheidender Fortschritt.

B4.4 Erste Betriebserfahrungen

Der Nahwärme-Teil des Energiesystems (Heizzentrale mit Grundlast-BHKW, SL-Kessel, Wärmespeicher, Nahwärme-Anschluß von 3 MFH) ist für erfahrene Planer eine Routine-Aufgabe, was sich auch hier gezeigt hat. Die Anlagen funktionieren seit der Inbetriebnahme mit wenigen nachträglichen Einstellungen wie geplant. Für sehr niedrige Außen-Temperaturen mit Zuschaltung des SL-Kessels liegen bisher noch keine Betriebserfahrungen vor. Die meisten der (insgesamt 11) Wärmespeicher verhalten sich ebenfalls wie erwartet (Temperatur-Schichtung bzw. Temperatur-Spreizung). Der gemessene Wärmeverbrauch (Heizung, WW) der drei an die Nahwärme angeschlossenen MFH entspricht sehr gut den Planungswerten. Das Zusammenspiel zwischen Pumpenregelung und hydraulischen Widerständen in der Hydraulik der Heizzentrale zur Lastverteilung zwischen Wärmespeicher und BHKW-Modulen (bzw. Ladung/Entladung der Wärmespeicher) funktioniert, wie vom Planer vorgesehen.

Die Einbindung einer 2-stufigen Wärmepumpe als Teil eines Gesamtsystems inklusive SL-Kessel (Pilot-Projekt Viessmann-Mehrquellen-WP) stellt eine Innovation für den Einsatz von Groß-Wärmepumpen im Bestandsgebäuden dar, die – in Verbindung mit kostengünstigen Stromquellen wie BHKW und/oder PV – einen wichtigen Beitrag zur Deckung des künftigen Bedarfs an energieeffizienten und dekarbonisierten Wärmeerzeugern bedeuten wird. Während das Mehrquellen-Konzept nach ersten Monitoring-Ergebnissen wie geplant zu funktionieren scheint und eine Verbesserung der Jahresarbeitszahl im Vergleich zu einer Luft/Wasser-WP ermöglicht, erscheint das Konzept zur Einbindung der Wärmepumpe in das Hydraulik-System der Heizzentrale inklusive Wärmespeicher und SL-Kessel noch nicht ausgereift. Zum einen konnte die hier eingesetzte Wärmepumpe das geforderte Temperatur-Niveau der WW-Bereitstellung nicht ganz erzeugen und musste daher durch den SL-Kessel unterstützt werden, obwohl dies von der reinen Leistungsanforderung her nicht notwendig gewesen wäre. Zum anderen bewirkt die Ansteuerung der Wärmepumpen und Umwälzpumpen durch die WP-Regelung, daß die Speicher mit geringerer Spreizung, hohen Massenströmen und die WP mit höheren Betriebstemperaturen betrieben werden, als eigentlich notwendig. Beides verringert die COP und erhöht den Anteil des Gaskessels. Im laufenden Betrieb wurde bisher eine mittlere Arbeitszahl von 3,2 mit einem Anteil des Gaskessels von 31 % erzielt. Die Effizienz des Heizbetriebs kann noch marginal durch eine weitere Absenkung der Heizkurve verbessert werden. Ein größeres Optimierungs-Potenzial liegt in der Trinkwassererwärmung: durch die hohen Massenströme in der Speicherbeladung werden diese durchmischt, sodass die Temperaturschichtung zerstört wird, und dadurch relativ schnell die maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe (63°C) erzielt wird. In Kombination mit hohen Rücklauftemperaturen der Frischwasserstation führt dies zu einer verringerten Arbeitszahl und einem zu hohem Gaskesselanteil.

Wünschenswert wäre eine konzeptionelle Verbesserung, bei der eine ‚smarte‘ Wärmepumpe nicht durch vorgegebene Temperatur-Schaltpunkte angesteuert wird, sondern ein Konzept zur Leistungs- und Temperatur-Regelung der Wärmepumpe, die sich am aktuell berechneten Leistungsbedarf in Abhängigkeit von der Außen-Temperatur (Heizung) und der Tageszeit (WW) orientiert, in Verbindung mit geeignet ausgelegten Wärmespeichern und geeignet geregelten Umwälzpumpen, die eine gute T-Schichtung ermöglichen. Die interne WP-Regelung müßte auf diese externen Vorgaben abgestimmt werden.

Ein wesentliches Problem für den Einsatz von Wärmepumpen in Bestands-MFH stellen die hohen Temperatur-Anforderungen ($> 65\text{ °C}$) der Trinkwasserverordnung zur Bereitstellung von TWW zur Wärme-Desinfektion von Legionellen dar. Im Vergleich zu einer TWW-Temperatur von 50 °C , die ansonsten ausreichen würde, wird dadurch die COP der Wärmepumpe um ca. 30 % verschlechtert und der Stromverbrauch entsprechend erhöht. Der Möglichkeit eines Einsatzes einer mechanischen Desinfektion (Ultrafilter) oder einer UV-Desinfektion, um die WW-Temperatur abzusenken, wäre sehr wichtig für das künftige Einsatzpotential von Wärmepumpen in MFH. Außerdem wäre es sehr wünschenswert, einen ‚Legionellensensor‘ zur kontinuierlichen Legionellen-Überwachung des Trinkwassersystems zu entwickeln, den es heute noch nicht gibt.⁷⁹

B4.5 Wirtschaftlichkeit und Perspektiven

Das Energiesystem des SQ KA-Durlach wurde effektiv mit etwa 15 % der (realen) Investitionskosten gefördert (PtJ, BAFA). Unter Berücksichtigung der o.g. Kostenerhöhungen ergaben sich unter den energiewirtschaftlichen Bedingungen des Jahres 2021 insgesamt Wärmegestehungskosten des Gesamt-Energiesystems, inklusive PV-Anlagen, die um ca. 10 % höher lagen als die reinen

⁷⁹ Bisher erfolgt die Legionellenüberwachung durch periodische Entnahme von Wasserproben im Heizungskeller bzw. an Entnahmestellen in Wohnungen und langwieriges Ansetzen von Kulturen um Labor mit anschließender Analyse.

Energiekosten des alten Systems (konventionelle Erdgas-Heizzentralen), wobei ein Teil der Kosten als ‚Sowieso-Kosten‘ von der Volkswohnung bereits übernommen wurde. Höhere Energiepreise bzw. steigende CO₂-Steuern wirken sich zugunsten des neuen Energiesystems aus, d.h. mittelfristig sollte Kostenneutralität erreichbar sein – bei einer Halbierung der CO₂-Emissionen durch das neue Energiesystem.

Mit den oben angesprochenen Verbesserungsmöglichkeiten bei der Anlagenherstellung und im Betriebskonzept sollte es möglich sein, Systeme anzubieten, die wirtschaftlich konkurrenzfähig sind (gemessen an den Wärmegestehungskosten) und dadurch das große theoretische Einsatzpotential dieser Energiesysteme in der Praxis erreichen, ohne daß dafür besondere Förderprogramme aufgelegt werden müßten. Eine gezielte Förderung der technischen Weiterentwicklung, wie oben beschrieben, eventuell auch durch unterschiedliche Hersteller, wäre jedoch sehr sinnvoll.

Insbesondere eine integrierte Kombination eines ‚H₂ ready‘ BHKW-Moduls mit angeschlossener Wärmepumpe, die auf die elektrische Leistung des BHKW-Moduls ausgelegt ist, als Komplettsystem inkl. Monitoring und Systemregelung sowie Integration der PV-Anlage könnte man als ein vielfach einsetzbares Energiesystem der Zukunft in Quartieren außerhalb von innerstädtischen Fernwärmegebieten ansehen, weil es

- eine sehr gute Energieaufwandszahl aufweist (unter 0,40 kWhPE/kWhth bzw. unter 100 g CO₂/kWhth),
- bei optimaler Gestaltung niedrige Wärmegestehungskosten ermöglicht und daher ein großes Marktpotential hat,
- einen Beitrag zur dezentralen Versorgungssicherheit (in Quartieren mit schwachem Stromnetz) leistet und
- langfristig das Potential zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung hat, weil diese Anlagen später auf Wasserstoff umgestellt werden können (wenn H₂ zur Verfügung steht).

Literatur

- BDEW 2022 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2022): BDEW-Strom- und Gaspreisanalyse 2022. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> und <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>
- Lämmle 2022 Lämmle, Manuel; Kropp, Michael; Metz, Jakob; Herkel, Sebastian (2022): Simulation and Measurement results of a smart district with connected heat pumps, PV and CHP as a model project for decarbonizing multi-family buildings. In: Proceedings of BauSIM 2022 in Weimar
- Metz 2022 Metz, J.; Günther, D.; Bongs, C. (2022) Mehrquellenwärmepumpensystem im Feldversuch. Deutsche Kälte- und Klimatagung 2022. Magdeburg, Nov. 16-18, 2022. Hannover: Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein.
- Viessmann Viessmann Werke GmbH & Co. KG (2019). Viessmann Vitocal Planungsanleitung: Sole/Wasser- und Wassser/Wasser-Wärmepumpe ein- und 2-stufig.

Anhang

Anhang A Anhang zu B3.1: Kostenstruktur der Energiesysteme im SQ-Durlach-Projekt im Detail

Eine Übersicht über die Gesamtkosten des Energiesystems ist in Abschnitt B3.1 angegeben. Hier werden diese Kosten detaillierter aufgeschlüsselt:

PVT-Wärmepumpe, Ersinger Straße 2

Ersinger Str. 2 (110 kWth)	Inv. netto
	€
Heizungsbau Firma Ochs	
Demontage	3.880
Brennwertkessel	10.696
Wärmepumpe (45 kWth, komplett)	63.100
Einbindung Wärmequelle	13.416
Wärmespeicher, 3x1.000 Liter	7.406
Frischwasserstationen	4.475
Einbindung Heizung	31.010
Einbindung Sanitär	9.855
Pumpen und Armaturen Heizung	12.304
Ultrafiltration (nicht realisiert)	12.300
Pumpen und Armaturen Sanitär	2.689
Hydraulischer Abgleich und Heizkörpertausch	14.421
Wärmeersatzversorgung während Umbau	3.900
Dokumentation	2.700
Elektroarbeiten Fa. Gartner Ers. Str. 2	10.000
Summe netto einschl. 3% Nachlass	186.387

	Inv. netto
<i>PVT-Anlage, ohne PV-Kosten:</i>	€
SOLINK-PVT-Absorber / Consolar (34,3 kW _p)	60.729
Unterkonstruktion PVT / Consolar	13.346
Elektro-Anschluss PVT / Gartner	25.600
hydr. Anschluss PVT / Ochs	36.804
PV-Anteil (mit 1.500 €/kW _p angesetzt)	51.450
Summe netto	136.479

Viessmann-Mehrquellen-Wärmepumpe, Ersinger Straße 4:

Ersinger Str. 4, Heizungsbau, Firma Ochs	Inv. netto €
Demontage	3.888
Brennwertkessel	10.649
Einbringung und Montage bauseitige Wärmepumpe	8.962
Einbindung Wärmequelle	38.738
Wärmespeicher, 3x1.000 Liter (geplant)	8.580
Frischwasserstationen	8.262
Einbindung Heizung	25.385
Einbindung Sanitär	7.278
Pumpen und Armaturen Heizung	17.150
Pumpen und Armaturen Sanitär	2.689
Hydraulischer Abgleich und Heizkörpertausch	12.699
Wärmeersatzversorgung während Umbau	3.900
Dokumentation	2.700
Summe netto einschl. 3% Nachlass	146.354

Außenanlagen Viessmann-WP	Inv. netto €
Erdsonden (ca. 30 kWth, 324 m, 18 Sonden à 18 m, Verbindungsleitung WP-Anschluß inkl. Pumpen)	43.083
Luft-Wärmetauscher inkl. Anschluß ca.	12.000
Elektroarbeiten Fa. Gartner ca.	10.000
Summe netto	65.083

PV-Anlage Ers. Str. 4, 59 kW_p	Inv. netto €
Fa Gartner komplett (PV-Zellen, Installation, E-Technik, Wechselrichter, Stromzähler)	67.200

BHKW-Heizzentrale Ersinger Straße 5:

	Inv. netto €
(Heizungsbau Firma Ochs)	
Brennwertkessel	33.205
Wärmespeicher, 2x3.000 Liter	12.337
Einbindung Heizung	40.747
Einbindung Sanitär	5.283
Einbindung Gas	9.816
Pumpen und Armaturen Heizung	24.713
erdverlegte Rohrleitungen ohne Leitungsgraben	21.455
Abgasanlage BHKW	9.391
Abgasanlage Brennwertkessel	7.795
Dokumentation	2.800
Elektroarbeiten Fa. Gartner HZ Ers. Str. 5	18.883
Summe netto einschl. 3% Nachlaß	180.832

BHKW, Comuna metall	Inv. netto €
2 BHKW 50 _{kWel} /100 kWth	157.490
Anschlüsse	25.233
Abgasanlage intern	5.510
Dokumentation und Anmeldungen	2.240
Summe netto	190.473

Investitionskosten 3 Unterstationen Ersinger Str. 1, 3, 5 und Nahwärme:

Unterstationen Ersinger Str. 1+3+5	Inv. netto €
Firma Ochs	
Demontage	10.125
Wärmespeicher, 3x850 Liter	25.740
Frischwasserstationen	27.128
Einbindung Heizung	36.555
Einbindung Sanitär	19.489
Pumpen und Armaturen Heizung	23.852
Pumpen und Armaturen Sanitär	10.060
Hydraulischer Abgleich	6.761
Wärmeersatzversorgung während Umbau	6.545
Dokumentation	3.900
Elektroarbeiten Fa. Gartner Ers. Str. 1, 3, 5	28.324
Summe netto einschl. 3% Nachlaß	165.050

Sonstige Kosten:

Nahwärme-Leitung Ers. Str. 1, 3 und 5	Inv. netto
	€
Trasse: Tiefbau und Rohr/Kabelverlegung (80 m)	45.000
Nebenkosten	6.600
Summe netto	51.600
 Regelungstechnik/Meßtechnik	
EMS, Fa. EniSyst	82.765
 Planungsbüro IBS	
Energietechnik gemäß Kostenberechnung	132.000
Elektrotechnik pauschale	23.000
MSR pauschale	20.000
Summe netto	175.000

, . ‘

Anhang B Anhang zu B3.13: Kostenfunktionen und energetische Parameter von BHKW's

Kostenfunktionen:

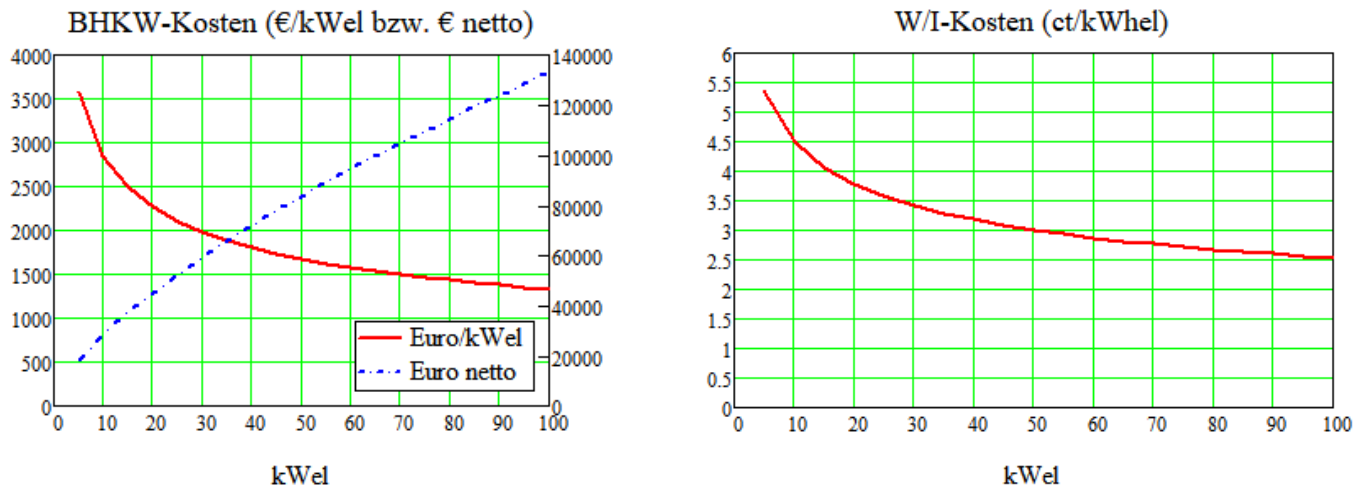


Abb. B3.13-Anhang:

links: Investitionskosten BHKW (5 bis 100 kWel), in €/kWel bzw. in € netto

rechts: Wartungs- und Instandhaltungskosten-(inkl. Generalüberholung) in ct/kWhe netto.

energetische BHKW-Parameter:

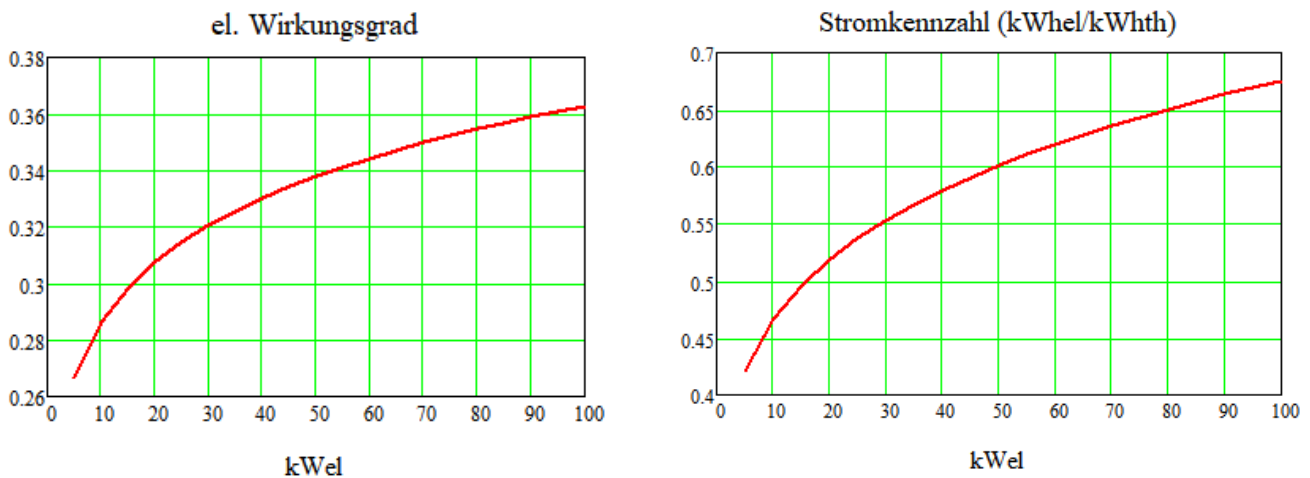


Abb. B3.14-Anhang:

links: elektrischer Wirkungsgrad des BHKW $\eta_e(P_B)$

rechts: Stromkennzahl $s(P_B)$, berechnet mit einem BHKW-Gesamt-Energienutzungsgrad von 0,90.

Die technische Lebensdauer der BHKW's wurde als linear steigend, von 40.000 Gesamt-Vollast-Betriebsstunden (5 kWel) auf 80.000 Vollast-Betriebsstunden (100 kWel) angenommen. Die daraus resultierende Abschreibungszeit (in Jahren) ergibt sich durch Division mit den Jahres-Vollaststunden (hier: 4.500 h/a angesetzt).