
Abschlussbericht zur Erstellung des Transformationsplans für die Nahwärmeversorgung Ben-Gurion-Ring, Frankfurt am Main

Transformationsplan des Modul 1 gemäß Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“

Interne Projektnummer 6.24.15

AUFTRAGGEBER



Systemo GmbH
Westerbachstraße 33
60489 Frankfurt am Main

LEISTUNGSERBRINGUNG DURCH



BLS Energieplan GmbH
Gerbermühlstraße 11
60594 Frankfurt am Main

ANSPRECHPARTNER

Lukas Börner

lukas.boerner@bls-energieplan.de

Frankfurt am Main

28.11.2025





Inhaltsverzeichnis

1	Teil I - IST-Analyse des Untersuchungsgebietes.....	9
1.1	Allgemeine Hinweise.....	9
1.2	Definition und Beschreibung des Untersuchungsgebietes.....	10
1.3	Beschreibung der Kundenstruktur einschließlich Endenergiebedarf	14
1.4	Beschreibung des bestehenden Wärmenetzes	16
1.4.1	Hydraulische Analyse	18
1.4.2	Beschreibung der bestehenden Wärmerzeugung und -speicherung.....	28
2	Teil II - Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme.....	31
2.1	Allgemeine Hinweise.....	31
2.2	Theoretisches Potenzial	31
2.2.1	Tiefengeothermie.....	31
2.2.2	Unvermeidbare Abwärme	36
2.2.3	Abwasser	38
2.3	Technisches Potenzial	39
2.3.1	Grundwasser	39
2.3.2	Erdwärmesonden (Oberflächennahe Geothermie bis 400 m)	41
2.3.3	Solarthermie / PVT.....	43
2.3.4	Power-to-Heat.....	46
2.4	Wirtschaftliches Potenzial.....	47
2.4.1	Feste Biomasse (Holzpellets oder Holzhackschnitzel)	47
2.4.2	Abgaswärme	48
2.4.3	EE-Stromerzeugung.....	48
2.5	Realisierbares Potenzial	51
2.5.1	Umgebungsluft.....	51
2.6	Groß-Wärmespeicher.....	52
2.6.1	KWK-Anlagen	53
2.6.2	Biomethan-Kessel	54
2.7	Fazit Potenzialanalyse	55
3	Teil III – Soll-Analyse des Wärmenetzes.....	56



3.1	Allgemeine Hinweise.....	56
3.2	Bedarfsszenarien für die Wärmeentwicklung bis 2045	56
3.3	Netztemperaturabsenkung.....	59
3.4	Mögliche zukünftige Wärmeerzeugung – Variantenbetrachtung	60
3.4.1	Betrachtete Varianten	60
3.4.2	Ermittelte Zielvariante	63
3.5	Hydraulische Simulation SOLL-Zustand	67
3.6	Elektrotechnischer Anschluss	72
3.7	Primärenergie- und CO ₂ -Einsparung.....	73
4	Teil IV – Pfad zur Treibhausgasneutralität	75
4.1	Allgemeine Hinweise.....	75
4.2	Gesamtplanung der Maßnahmen.....	75
4.2.1	Ablaufplan (IST-Zustand, Maßnahmen Erzeugungsportfolio, Maßnahmen Netz und Kunden, Maßnahmenpakete).....	76
4.2.2	Erstes Maßnahmenpaket im Zeitraum 2027 - 2030	79
5	Teil V - Kostenrahmen.....	82
5.1	Allgemeine Hinweise.....	82
5.2	Förderstrategie im Ben-Gurion-Ring.....	82
5.3	Discounted-Cash-Flow Modell (DCF)	84
6	Fazit und Empfehlung	88
7	Anhang.....	89



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Untersuchungsgebiet und Standort der Energiezentrale, Google Earth, 2025.....	11
Abbildung 2: Übersicht Wärmenetz Ben-Gurion-Ring (BGR), Eigene Abbildung.....	12
Abbildung 3: Blick in das Heizwerk (von rechts nach links: BHKW, Kessel 3, Kessel 2, Kessel 1), Eigene Aufnahme 2025	13
Abbildung 4: Anteil der Nutzungsarten in Bezug auf die Anzahl der Gebäude	15
Abbildung 5: Anteil der Nutzungsarten in Bezug auf den Endenergieverbrauch (2023)	15
Abbildung 6: Einteilung des Wärmenetzes in einen Nord-, Ost- und Weststrang, Eigene Abbildung	16
Abbildung 7: IST-Betriebsweise des Heißwasser-Netzes	17
Abbildung 8: Höhenstruktur des Wärmenetzes, Eigene Abbildung	19
Abbildung 9: Übersicht der Druckverhältnisse und freien Übertragungskapazitäten – Winterlastfall, Eigene Abbildung.....	22
Abbildung 10: Übersicht Druckverhältnisse und Druckverluste – Winterlastfall, Eigene Abbildung	24
Abbildung 11: Übersicht Druckverhältnisse und Druckverluste – Sommerlastfall, Eigene Abbildung	26
Abbildung 12: Versorgungsschema zum Status Quo, Eigene Abbildung	28
Abbildung 13: Referenzwärmelastgang aus den Jahren 2023 und 2024, Eigene Abbildung	29
Abbildung 14: Jahresdauerlinie (JDL) des Referenzlastgangs aus den Jahren 2023 und 2024, Eigene Abbildung.....	30
Abbildung 15: Illustration zum Vorgehen bei der Potenzialanalyse, AGFW 2025.....	31
Abbildung 16: Schnitt zur Erfassung des Verlaufs des Rotliegend, GeotIS 2025	34
Abbildung 17: Untergrundtemperatur in 100 m Tiefe im Bereich der Stadt Frankfurt am Main, HLNUG 2023	35
Abbildung 18: Standorte mit potenzieller unvermeidbarer Abwärme, Eigene Abbildung.....	37
Abbildung 19: Abwasserkanal im Bereich des Ben-Gurion-Rings, SEF 2025	38
Abbildung 20: Schematische Darstellung zur beispielhaften Verortung der Grundwasserbrunnen, HLNUG 2009.....	39
Abbildung 21: Mögliche Brunnenanordnung zur Nutzung des Grundwassers, Google Earth 2025	40
Abbildung 22: Mögliche Flächen für Erdwärmesonden, Eigene Abbildung	42
Abbildung 23: Bebauungspläne in der Nähe des BGR, Eigene Abbildung	43
Abbildung 24: Potenzielle Frei- und Dachflächen für Solarthermie oder PVT, Eigene Abbildung.....	44
Abbildung 25: Verkehrskonzept zum Antransport der festen Biomasse, Eigene Abbildung	47
Abbildung 26: Potenzielle Dachflächen für PV, Eigene Abbildung	49
Abbildung 27: Verortung der von Luftkühlern im Bereich des Heizwerks, Eigene Abbildung	51
Abbildung 28: Mögliche Aufstellfläche für einen Pufferspeicher, Eigene Abbildung.....	52
Abbildung 29: 3 Szenarien für die Wärmebedarfsentwicklung bis 2045, Eigene Abbildung	56
Abbildung 30: Wärmebedarfsentwicklung im betrachteten Worst-Case Szenario, Eigene Abbildung	57
Abbildung 31: Verortung der möglichen neuen Abnahmestellen, Eigene Abbildung.....	58
Abbildung 32: Wärmebedarfsdichten im Bereich des Ben-Gurion-Rings, LandesEnergieAgentur Hessen, 2025	58
Abbildung 33: Angenommene Entwicklung der Energieträgerpreise bis 2045, Eigene Abbildung	60



Abbildung 34: Wärmegestehungskosten im Zieljahr 2045 der einzelnen Varianten, Eigene Abbildung	62
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse zu den Varianten 1 – 4, Eigene Abbildung	62
Abbildung 36: Wärmeschema im SOLL-Zustand 2045, Eigene Abbildung	64
Abbildung 37: Lastgang im SOLL-Zustand 2045 (ohne Netzerweiterung), Eigene Abbildung	65
Abbildung 38: Jahresdauerlinie im SOLL-Zustand 2045 (ohne Netzerweiterung), Eigene Abbildung	65
Abbildung 39: Winterlastfall SOLL-Netz - spezifische Druckverluste, Eigene Abbildung	68
Abbildung 40: Sommerlastfall SOLL-Netz - spezifische Druckverluste, Eigene Abbildung	70
Abbildung 41: Ablaufplan (IST-Zustand, Maßnahmen Erzeugungsportfolio, Maßnahmen Netz und Kunden, Maßnahmenpakete)	78
Abbildung 42: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045	78
Abbildung 43: Außenbereich hinter dem Heizwerk, Eigene Aufnahme 2025	79
Abbildung 44: DCF-Modell inkl. Stromverkauf inkl. BEW-Förderung, Eigene Abbildung	87



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Akteure im Projekt zum Status Quo	9
Tabelle 2: Abnahmestellen im Nahwärmenetz.....	14
Tabelle 3: Grobstruktur des Wärmenetzes	16
Tabelle 4: Lastfalldefinitionen Winter- und Sommerfall.....	20
Tabelle 5: Wärmemengen im Referenzlastgang und betriebsoptimalen Bedingungen.....	28
Tabelle 6: Ergebnisse nach Kontaktaufnahme zu den potenziellen Abwärmequellen	37
Tabelle 7: Potenzial des Grundwassers.....	40
Tabelle 8: Potenzial Erdwärmesonden.....	41
Tabelle 9: Bebauungspläne	42
Tabelle 10: Potenzielle Flächen für PVT und Solarthermie.....	45
Tabelle 11: Lagergrößen für feste Biomasse.....	47
Tabelle 12: Abwärmepotenzial aus dem Abgas der einzelnen Anlagen.....	48
Tabelle 13: PV-Potenzial auf den Dachflächen des BGR	50
Tabelle 14: Technische Daten Pufferspeicher	52
Tabelle 15: Aktuelle Einspeisevergütung nach EEG	53
Tabelle 16: Fazit und Bewertung der Potenzialanalyse	55
Tabelle 17: Neue potenzielle Abnahmestellen	57
Tabelle 18: Wärmenetzentwicklung in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045.....	59
Tabelle 19: Diverse Annahmen zur Kalkulation der Wärmegestehungskosten	60
Tabelle 20: Entwicklung der Energieträgerpreise als Mischpreise	61
Tabelle 21: Betrachtete Erzeuger-Varianten.....	61
Tabelle 22: Wärmeleistungen und entsprechende Anteile an der Wärmeerzeugung im SOLL-Zustand.....	63
Tabelle 23: Wärmeerzeugungs-Portfolio in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045	66
Tabelle 24: Elektrische Anschlussleistungen der neuen Wärmeerzeuger	72
Tabelle 25: Faktoren für Primärenergie und CO ₂	73
Tabelle 26: Primärenergie- und CO ₂ -Einsparung in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045	74
Tabelle 27: Förderstrategie BEW / iKWK / KWKG.....	83
Tabelle 28: Zu tätige Investitionen als Prämissen für das DCF-Modell	85
Tabelle 29: Diskontierter Cashflow inkl. Inflation im Betrachtungszeitraum von 2026 – 2045 ...	86
Tabelle 30: Bestehende Abnahmestellen	90
Tabelle 31: WD-Zahlen	93



Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
barü	Überdruck
BEW	Bundesförderung für energieeffiziente Wärmenetze
BGR	Ben-Gurion-Ring (Straße im Bereich des Wärmenetzes)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BLS Energieplan GmbH	Ausführendes Unternehmen des Transformationsplans
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DCF	Dicounted Cash-Flow
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
GeotIS	Geothermisches Informationssystem Deutschland
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GOK	Geländeoberkante
GWh	Gigawattstunden
HAST	Hausanschlussstationen
HKW	Heizkraftwerk
HLNUG	Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie
iKWK	innovative Kraftwärmekopplung (KWK, WP und PtH)
K	Kelvin
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraftwärmekopplung
LEA	Landesenergieagentur Hessen
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³ /h	Kubikmeter / Stunde
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
Pa/m	Pascal pro Meter
PtH	Power-to-Heat



RL	Rücklauf
SEF	Stadtentwässerung Frankfurt
Systemo GmbH	Wärmenetzbetreiber
t	Tonnen
VL	Vorlauf
Vbh	Vollbenutzungsstunden
WD-Zahl	Wärmedurchgangszahl
WP	Wärmepumpe



1 Teil I - IST-Analyse des Untersuchungsgebietes

1.1 Allgemeine Hinweise

Die zum heutigen Zeitpunkt bekannten Projektbeteiligten zur Transformation des Wärmenetzes Ben Gurion Ring bestehen im Wesentlichen aus der Systemo GmbH und dem Ingenieurbüro BLS Energieplan GmbH im Rahmen der Antragstellung für Modul 1 sowie bei der Erstellung des Transformationsplans nach BEW. Der Akteur zur Ausführung der Planungsleistungen der Phasen 2 - 4 ist zum jetzigen Stand noch nicht festgelegt. Die aktuellen und mögliche zukünftige Wärmenetzkunden sind direkt von dem Projekt betroffen und sind ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle gelistet.

Die Rolle der zum heutigen Zeitpunkt bekannten Akteure sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst:

Tabelle 1: Akteure im Projekt zum Status Quo

Akteur	Rolle
Systemo GmbH	Wärmenetzbetreiber
BLS Energieplan GmbH (BLS)	Bevollmächtigter für die Antragsstellung, Durchführung Transformationsplan und ggf. Durchführung von nachstehenden Fachplanungsleistungen
Eigentümergeinschaften (Wohnen Mehrfamilienhaus (MFH))	Wärmenetzkunden (19 Abnahmestellen)
Wohnungsgesellschaft GWH (Wohnen MFH)	Wärmenetzkunden (35 Abnahmestellen)
ABG Holding (Wohnen MFH)	Wärmenetzkunde (1 Abnahmestelle)
Nassauische Heimstätte (Wohnen MFH)	Wärmenetzkunde (1 Abnahmestelle)
Einfamilienhäuser (Wohnen EFH)	Wärmenetzkunden (15 Abnahmestellen)
Gewerbe, Handel., Dienstleistungs-Sektor (GHD)	Wärmenetzkunden (12 Abnahmestellen)
Gewerbe, Handel, Dienstleistungs-Sektor (GHD)	Potenzielle Wärmenetzkunden (6 Abnahmestellen)

In den folgenden Kapiteln wird das bestehende Untersuchungsgebiet beschrieben. Dabei wird auf die bestehende Kundenstruktur inklusive des jeweiligen Energieverbrauchs eingegangen. Die Struktur des Wärmenetzes wird analysiert und mit Hilfe von einer hydraulischen Simulation ausgewertet. Die bestehende Wärmeerzeugung und Speicherung wird beschrieben.



1.2 Definition und Beschreibung des Untersuchungsgebietes

Das Nahwärmenetz der Systemo GmbH ist ein geschlossenes Netz in Nieder-Eschbach, Frankfurt am Main. Der Ben-Gurion-Ring umschließt das Wärmenetz zum Großteil. Im Osten des Wärmenetzes wird der Ring zweimal gekreuzt. Weiter im Osten wird auch die Homburger Landstraße gekreuzt. Das Wärmenetz verläuft überwiegend zwischen und innerhalb der Gebäude (s. Abbildung 2)

Es existiert ein zentraler Erzeugerstandort zur Wärmeerzeugung mit einem Wärmenetz, an dem 83 Abnahmestellen angeschlossen sind. In der Energiezentrale befinden sich zu Beginn der Machbarkeitsstudie vier Erzeuger. Gem. den vorliegenden Unterlagen bestehen diese aus:

- Kessel 1 mit einer Leistung von 3,5 MW_{th} der Firma Viessmann, Baujahr: 2000
 - Durch Drosselung stehen 3,16 MW_{th} zur Verfügung
- Kessel 2 mit 9,3 MW_{th} Leistung der Firma Viessmann, Baujahr: 2000
 - Durch Drosselung stehen 7,43 MW_{th} zur Verfügung
- Kessel 3 mit einer Leistung von 9,3 MW_{th} der Firma Buderus, Baujahr: 1977
 - Durch Drosselung stehen 6,83 MW_{th} zur Verfügung
- BHKW mit 1,563 MW_{th} und 1,5 MW_{el}

Daraus ergibt sich eine installierte thermische Gesamtleistung von 23,66 MW und eine aktuell verfügbare Leistung von 18,92 MW. Der Gesamtwärmebedarf liegt zum Status Quo bei ca. 24 GWh mit einer abgenommenen Spitzenlast von bis zu 6,5 MW. Davon sind ca. 10 % Wärmeverluste durch die Wärmeübertragung von den Erzeugern zu den Verbrauchern. Daraus resultiert, dass ca. 21,6 GWh bei den Endkunden, basierend auf den Daten der Jahre 2023 und 2024, ankommen.

Dementsprechend ist fast das Dreifache an Leistung installiert, was im Netz zum aktuellen Zeitpunkt tatsächlich abgenommen wird. Perspektivisch ist davon auszugehen, dass der Wärmebedarf ebenso wie die benötigte installierte Leistung ohne Netzerweiterung durch klimatische Veränderung und Sanierungsaktivitäten weiter sinken wird. Im weiteren Verlauf für die Auslegung des Soll-Zustands wird davon ausgegangen, dass es ausreicht das Doppelte an Leistung zu installieren und den Fall, dass der größte Erzeuger wegfällt (n-1), als Auslegungsfall zu betrachten.

Die folgende Abbildung 1 zeigt den Ben-Gurion-Ring (rot markiert). Die angeschlossenen Gebäude befinden sich zu großen Teilen innerhalb des Rings. Der Abbildung 2 ist der Verlauf des Netzes zu entnehmen. Dabei ist ersichtlich, dass der Großteil der Verbraucher innerhalb des BGR liegen.

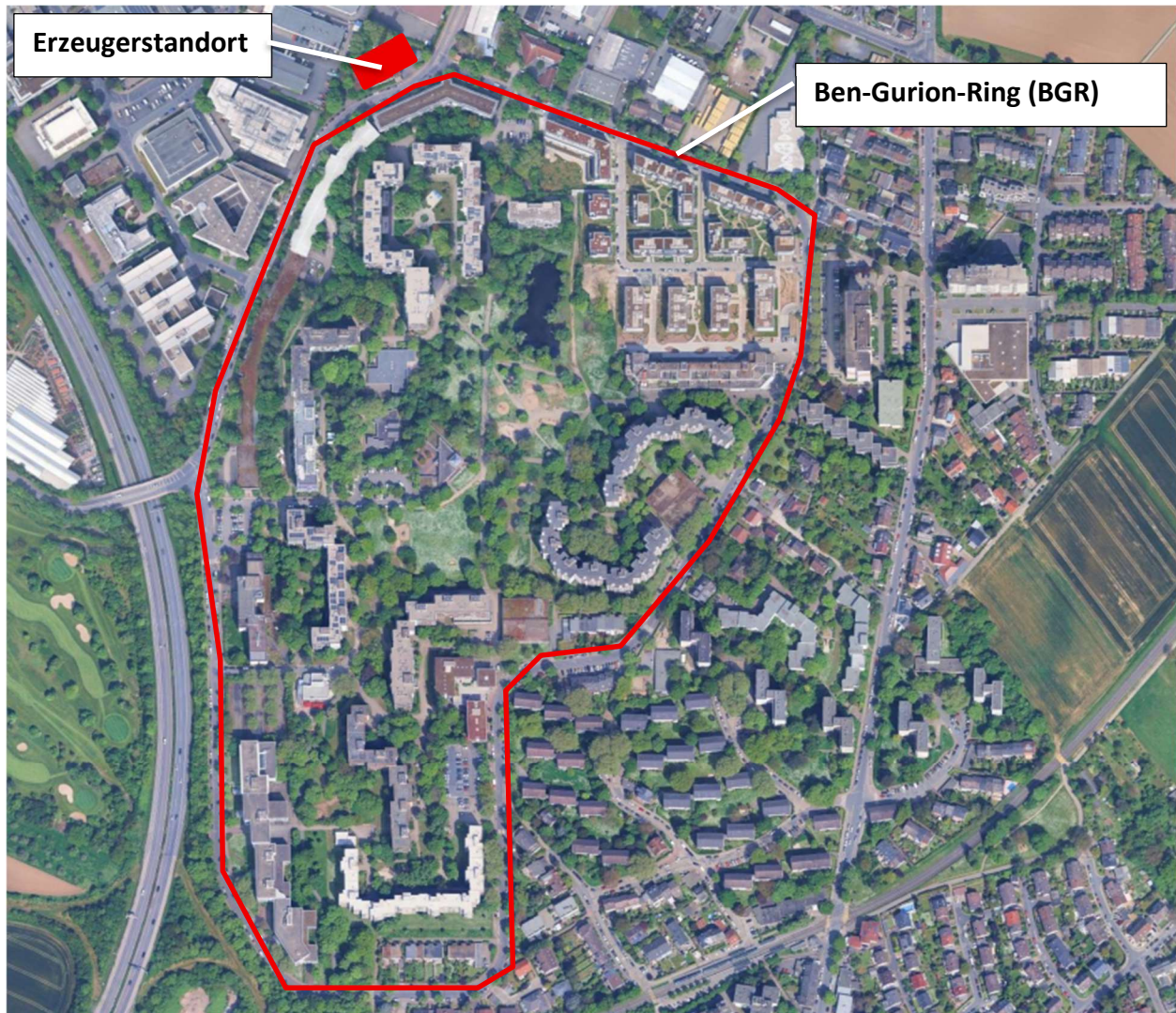


Abbildung 1: Untersuchungsgebiet und Standort der Energiezentrale, Google Earth, 2025

In der Abbildung 2 sind die Rohrleitungen (grün) und die Abnehmerstellen (gelb) gekennzeichnet.

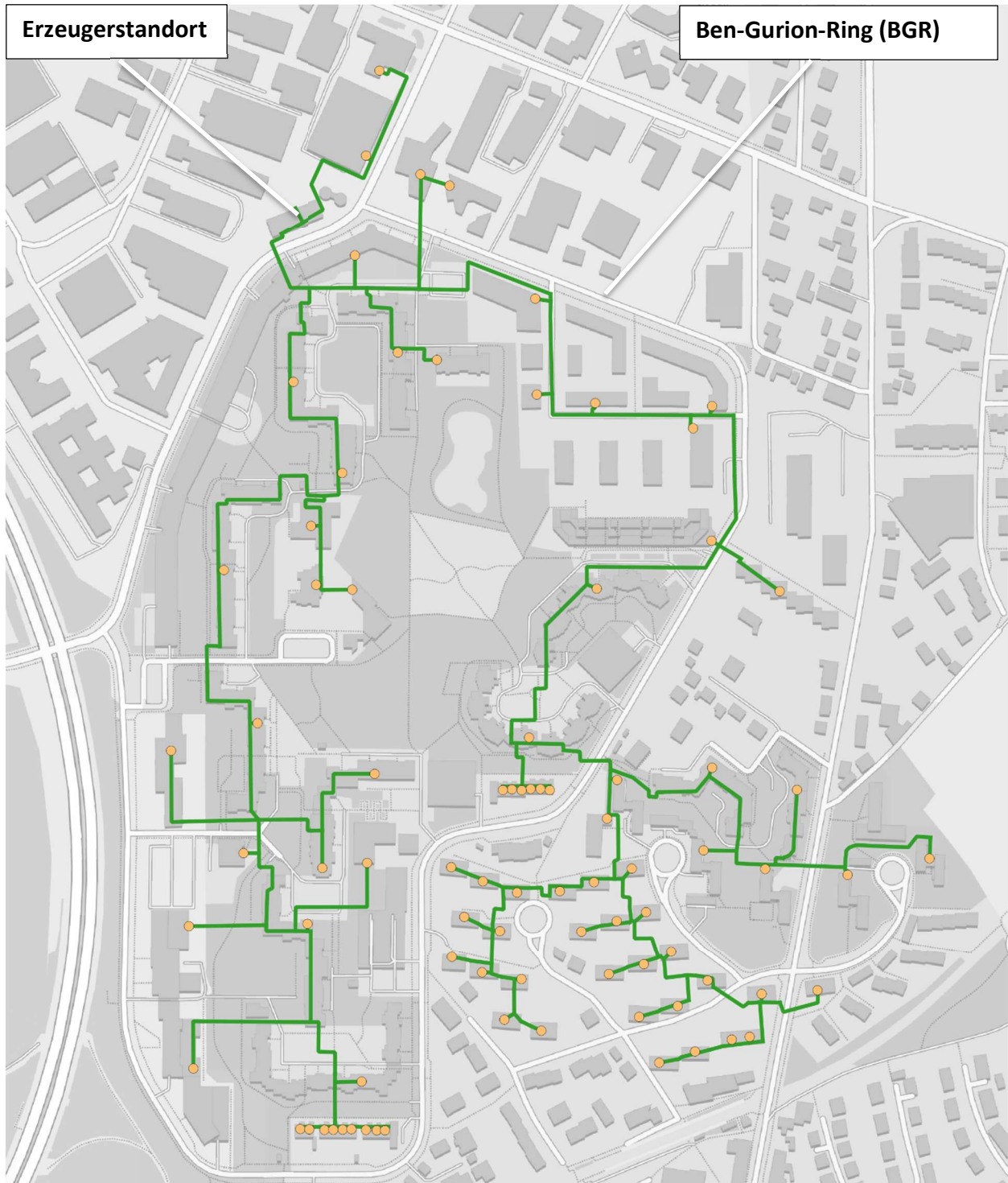


Abbildung 2: Übersicht Wärmenetz Ben-Gurion-Ring (BGR), Eigene Abbildung

In der Abbildung 3 ist die Aufstellung der Erzeuger zum Status Quo zu sehen. Die Halle ist großzügig dimensioniert. Es gibt ausreichend Platz zwischen den Erzeugern sowie davor und dahinter. Für den Ersatz der Anlagen bzw. der Austausch durch eine andere Technologie wird ein Rückbau der jeweiligen Anlage notwendig.



Abbildung 3: Blick in das Heizwerk (von rechts nach links: BHKW, Kessel 3, Kessel 2, Kessel 1), Eigene Aufnahme 2025



1.3 Beschreibung der Kundenstruktur einschließlich Endenergiebedarf

Insgesamt gibt es, gem. Tabelle 2, 83 Abnahmestellen, die an das Wärmenetz angeschlossen sind. An die Abnahmestellen sind ca. 200 Gebäude mit ca. 3000 Wohn- und Büroeinheiten angeschlossen (Schätzung). Die Vorgabe der Mindestanzahl der am Wärmenetz angeschlossenen Gebäuden von 17 Gebäuden nach BEW ist damit erfüllt.

Tabelle 2: Abnahmestellen im Nahwärmenetz

Nummer	Straße	Anzahl Abnahmestellen	Nutzungsart
1	An der alten Ziegelei	3	3x MFH Wohnungsgesellschaft
2	Ben-Gurion-Ring	41	9x GHD 13x MFH Wohnungsgesellschaft 1x MFH ABG Holding 1x MFH Nassauische Heimstätte 2x MFH Eigentümergemeinschaft 15 x EFH
3	Berner Straße	2	2x GHD
4	Friedrich-Stampfer-Straße	18	8x MFH Eigentümergemeinschaft 10x MFH Wohnungsgesellschaft
5	Homburger Landstraße	3	3x MFH Wohnungsgesellschaft
6	Hugo-Sinzheimer-Straße	8	3x MFH Wohnungsgesellschaft 5x MFH Eigentümergemeinschaft
7	Oskar-Schindler-Straße	1	1x MFH Wohnungsgesellschaft
8	Theodor-Thomas-Straße	7	2x MFH Wohnungsgesellschaft 4x MFH Eigentümergemeinschaft 1x GHD
Summe		83	

Eine detaillierte Liste mit allen 83 Abnahmestellen ist dem Anhang 1 zu entnehmen.

In der Abbildung 4 und Abbildung 5 sind die Anteile aufgeführt, die die einzelnen Nutzungsarten an der Anzahl der Gebäude bzw. am Endenergieverbrauch haben. Es ist erkennbar, dass der Wohnsektor den Hauptanteil am Wärmeverbrauch mit 86 % der Gebäude stellt, die einen Anteil von 94 % des Wärmeverbrauch ausmachen (Summe aller wohnlich genutzten Gebäude).

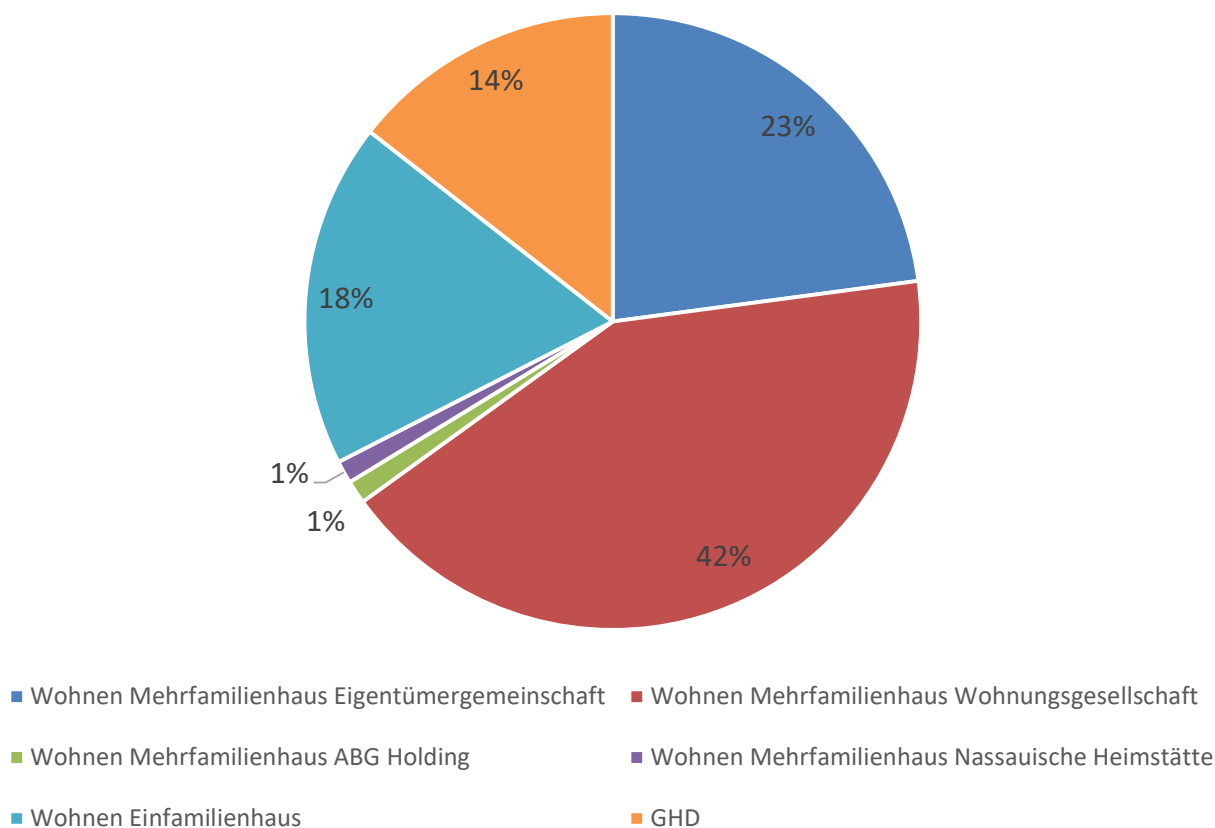


Abbildung 4: Anteil der Nutzungsarten in Bezug auf die Anzahl der Gebäude

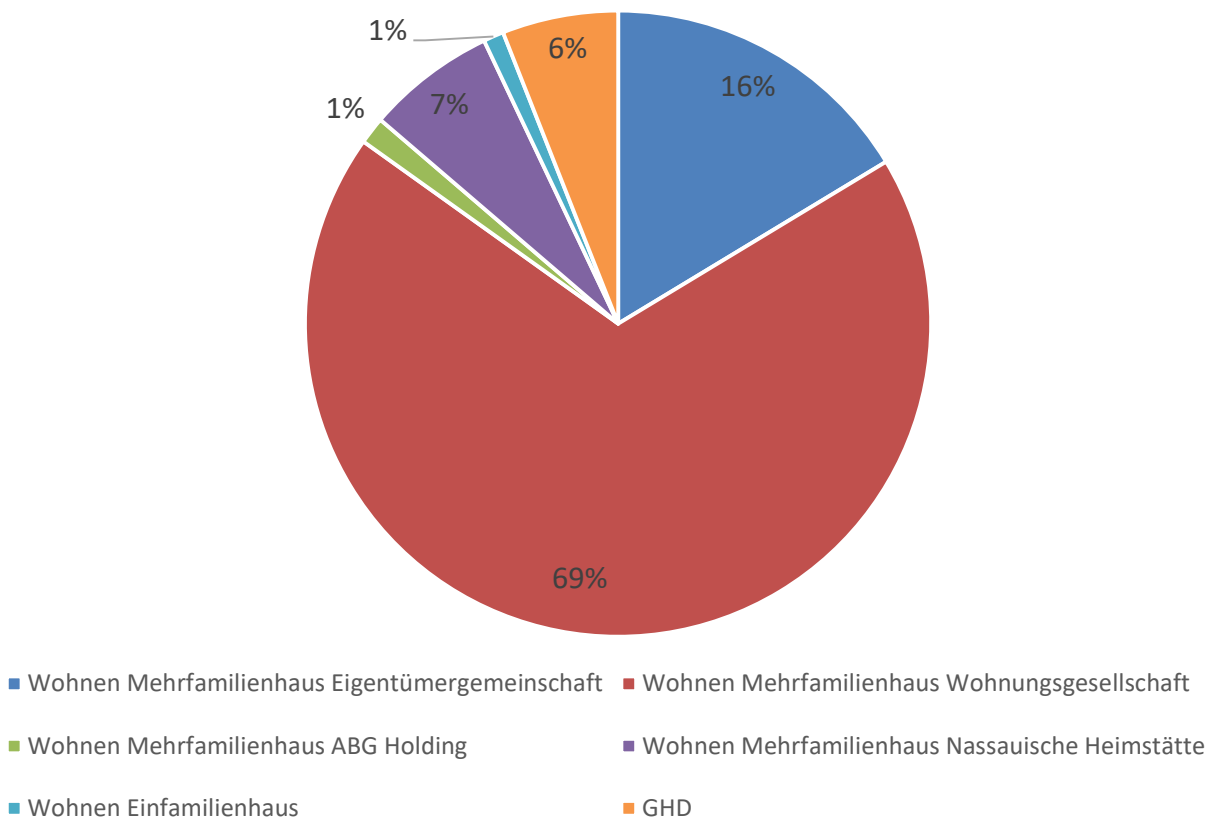


Abbildung 5: Anteil der Nutzungsarten in Bezug auf den Endenergieverbrauch (2023)

1.4 Beschreibung des bestehenden Wärmenetzes

Das Wärmenetz Ben-Gurion-Ring hat eine Gesamtlänge von rund 5.200 m (Verteil- und Anschlussleitungen). Die Gesamtlänge des Wärmenetzes ohne Anschlussleitungen beläuft sich auf ca. 3.500 m. Damit ist das Netz nach BEW der Kategorie „kleines Wärmenetz“ zuzuordnen. Als Auswirkung daraus ergibt sich, dass es keine Einschränkungen in Bezug auf die Nutzung von Biomasse als Energieträger zur Dekarbonisierung gibt. In Kapitel 2 wird näher darauf eingegangen welche Optionen zur Dekarbonisierung bevorzugt werden. In Abbildung 6 und Tabelle 3 sind die einzelnen Abschnitte des Wärmenetzes abgebildet. Diese wurden nach den Himmelsrichtungen Nord, Ost und West in ähnlich große Abschnitte eingeteilt.

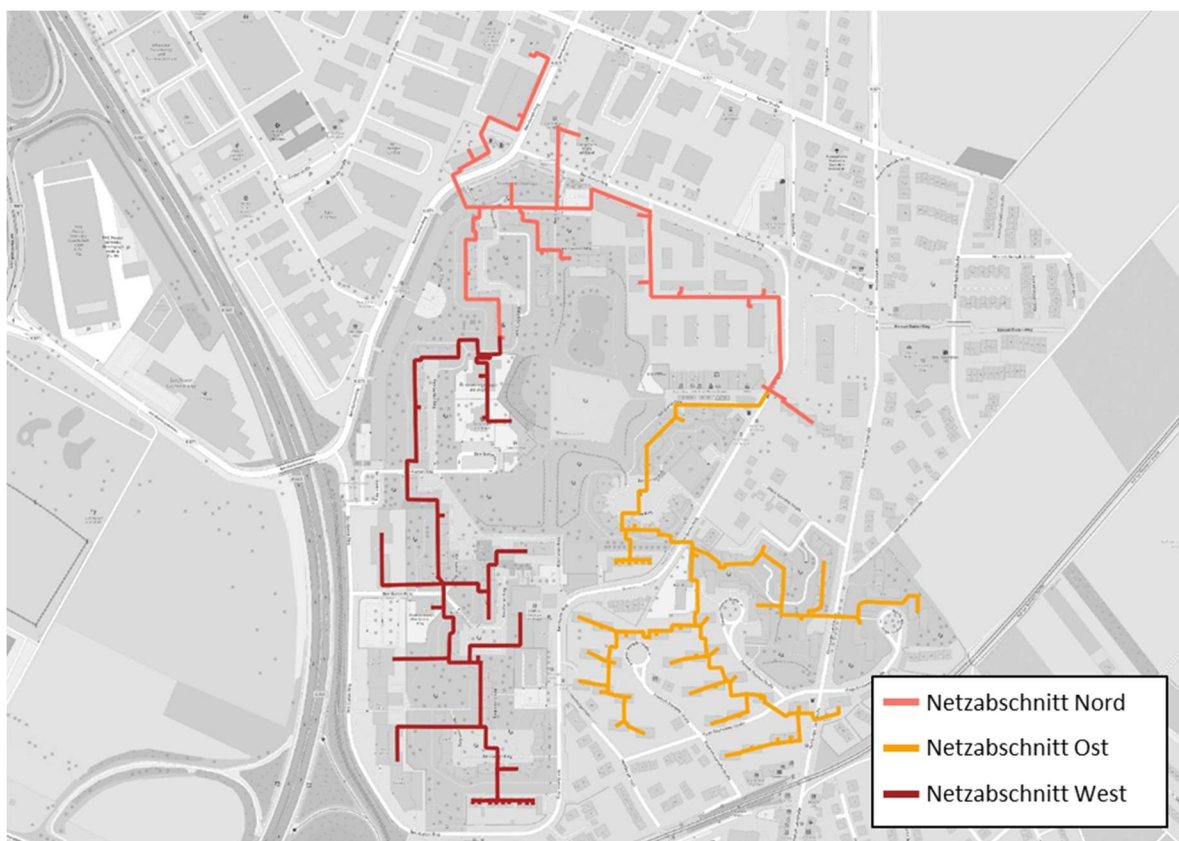


Abbildung 6: Einteilung des Wärmenetzes in einen Nord-, Ost- und Weststrang, Eigene Abbildung

Tabelle 3: Grobstruktur des Wärmenetzes

	Netzabschnitt	Trassenlänge	Druckniveau	Netztemperaturen
1	Nord	1.500 m (davon 330 m Anschlussleitung)	Nenndruckstufe PN 16, max. 6 bar	Winter: 95 °C / 60 °C Sommer: 75 °C / 60 °C
2	Ost	2.100 m (davon 650 m Anschlussleitung)	Nenndruckstufe PN 16, max. 6 bar	Winter: 95 °C / 60 °C Sommer: 75 °C / 60 °C
3	West	1.600 m (davon 660 m Anschlussleitung)	Nenndruckstufe PN 16, max. 6 bar	Winter: 95 °C / 60 °C Sommer: 75 °C / 60 °C

Das Netz wird derzeit auf Grund der angeschlossenen Trinkwassererwärmung mit mindestens 75 °C Vorlauftemperatur gefahren und steigt auf bis zu maximal 95 °C Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von -12 °C an.

Die zugehörige Rücklauftemperatur für Raumheizung beträgt im Extremfall 60 °C und für die Warmwasserbereitung 40 – 45 °C.

Die maximale Rohrleitungsgröße des Wärmenetzes beträgt DN 300. Die Wärmeverluste im Netz lagen in den letzten Jahren zwischen 5 und 12 %.

Die relevanten Eigenschaften des Wärmenetzes sind die Folgenden:

- Max. Vorlauftemperatur 95 °C
- Min. Vorlauftemperatur 75 °C
- Max. Rücklauftemperatur 60 °C
- Nenndruckstufe PN 16
- Max. Druck 6 bar
- 8-stündiger Probedruck für alle Anlagenteile 7,8 bar

Die außentemperaturgeführte Vorlauftemperaturkurve sieht folgendermaßen aus:

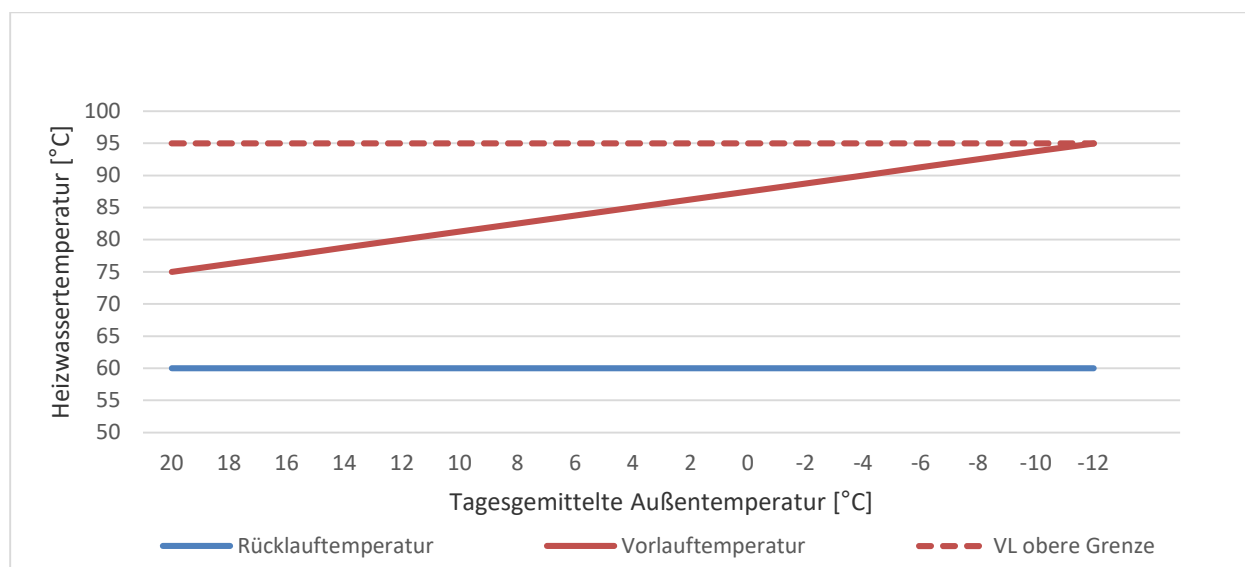


Abbildung 7: IST-Betriebsweise des Heißwasser-Netzes



1.4.1 Hydraulische Analyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der hydraulischen Simulation vorgestellt.

Zur hydraulischen Bewertung des Netzes wurde ein Rohrnetzmodell zum Fernwärmesystem mit Hilfe der Software STANET®, Version 10.3 erstellt. Die Grundlage des Modells bilden dabei die von der Systemo erhaltenen Daten mit folgenden relevanten Informationen:

Leitungen

- Geografische Lage
- Nennweite
- Material

Hausanschlussstationen (HAST)

- Adresse
- Anschlusswert
- Verbräuche für 2021 - 2023

Basierend auf den Angaben wurden den einzelnen Leitungen die Rohrtypen entsprechend der STANET® - Rohrtypenbibliothek zugewiesen. Für fehlende Nennweiten und Materialien wurden anhand der angrenzenden Leitungsabschnitte bzw. vergleichbarer Leitungskonstellationen Annahmen getroffen. Aufgrund der Tatsachen, dass diese unvollständigen Angaben nur in einer geringen Häufigkeit und überwiegend in den Anschlussleitungen auftraten, ist die Beeinflussung auf die Genauigkeit des Modells durch die getroffenen Annahmen minimal.

Die Rauigkeit der Rohrleitungen wird im Rohrnetzmodell einheitlich mit $k_i = 0,047$ mm angesetzt. Dieser Wert ist über die STANET® -Rohrtypenbibliothek vorgegeben. Darüber hinaus wurde näherungsweise ein längen- und dimensionsbezogener Verlustbeiwert hinterlegt. Dieser entspricht einem integralen Verlustansatz, welcher lokale Verluste an Formstücken und Armaturen berücksichtigt.

Für die Berücksichtigung der Höhendifferenzen und den damit verbundenen Druckverlusten bzw. -gewinnen wurden Geländeoberkanten-Höhen für die einzelnen Knotenpunkte hinterlegt. Diese wurden anhand der Satellitenradarabtastungs-Daten (SRTM-Daten) ermittelt und in dem Modell einbezogen. Demnach erstreckt sich das Wärmenetz von 127 mNN Höhe im Südosten bis zu 150 mNN Höhe im Nordosten und verfügt damit über eine Höhendifferenz von rund 23 m (Abbildung 8).

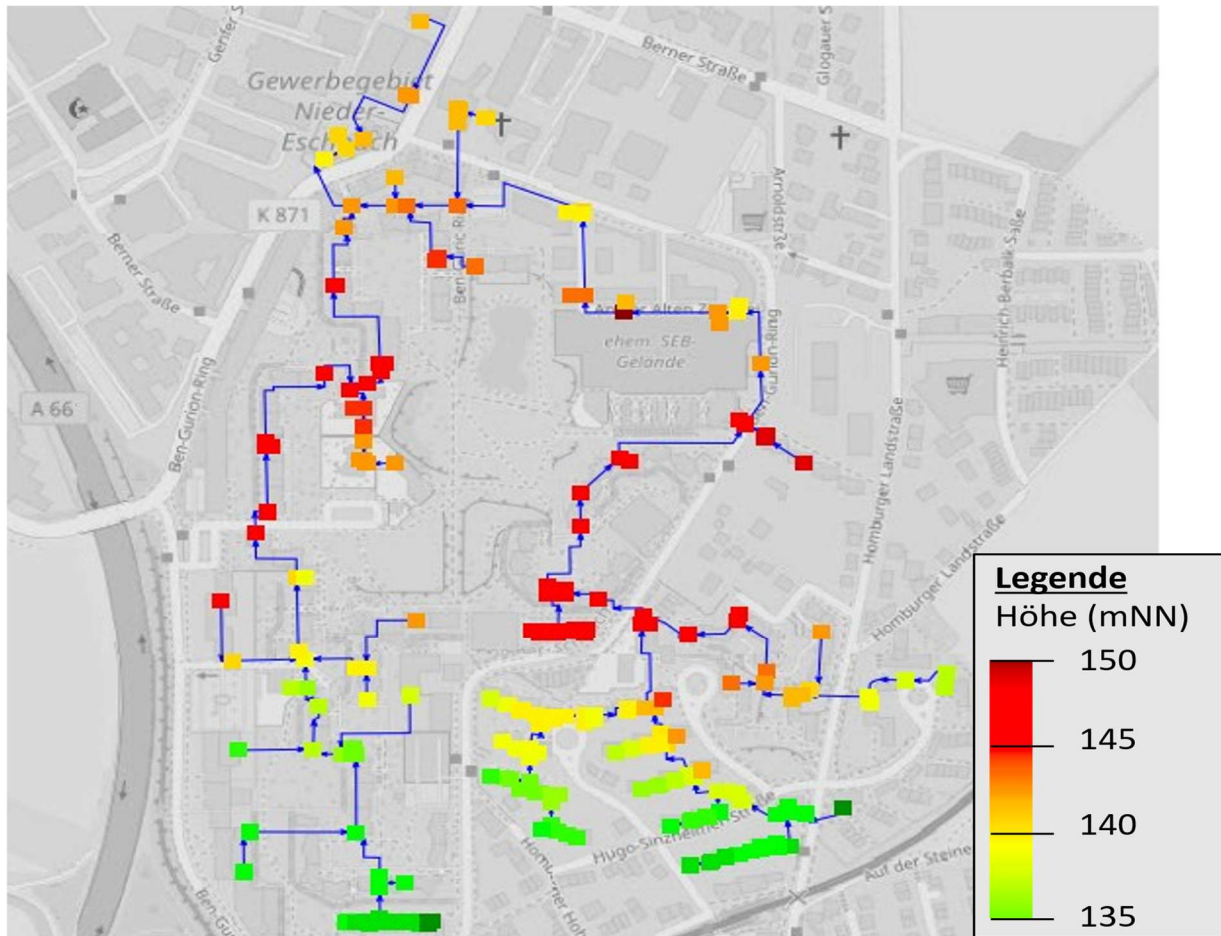


Abbildung 8: Höhenstruktur des Wärmenetzes, Eigene Abbildung

Die Wärmedurchgangszahlen (WD-Zahl) wurden in Abhängigkeit der Nennweiten sowie auch der Verlegart berücksichtigt. Innerhalb der Simulation werden alle Leitungen als in Kanälen verlegt (HK) betrachtet, sofern keine anderen Angaben vorliegen. Die entsprechenden jeweiligen WD-Zahlen können der im Anhang beigefügten Tabelle entnommen werden (Tabelle 31).

Für die Ermittlung der Lastprofile in Abhängigkeit der Außentemperatur wurden den einzelnen HASTen mit Hilfe der entsprechenden Gebäude- bzw. Nutzungstypen die jeweiligen Nutzungsprofile der TU München zugeordnet.

Anhand der Verbräuche für 2023 sowie der Außentemperatur und dem Simulationszeitpunkt wurden die entsprechenden Wärmeleistungen für jede HAST ermittelt. Insgesamt ergibt sich ein Gesamtverbrauch von 21,1 GWh/a für die 83 HASTen.

Die Drücke wurden für die Simulation so gewählt, dass eine minimale Druckdifferenz von 1,0 bar an jeder HAST anliegt und sich zudem der minimale Knotendruck im Netz über 0,5 barü (nach AGFW 442) befindet. Damit liegt der minimale Druck etwa 1,0 bar oberhalb des Dampfdruckes für Heißwasser bei einer Temperatur von 80 °C. Aufgrund der Temperaturen unterhalb von 100 °C wäre eine Dampfbildung daher nur bei Unterdrücken im Netz möglich.



Die stationäre Simulation erfolgt unter Nutzung der Software STANET® für Heißwasser. Sowohl die entsprechenden druck- als auch die temperaturabhängigen Stoffeigenschaften werden durch die Software je nach simuliertem Zustand angepasst. Für die Analyse wurden zwei Lastfälle definiert, welche einen Wintertag mit einem sehr hohen Wärmebedarf und einen Sommertag mit einem sehr geringen Wärmebedarf charakterisieren. Die jeweiligen Randbedingungen für diese beiden Lastfälle sind in der Tabelle aufgeführt. Zusätzlich wurden die Leistungen entsprechend dem realen Erzeugungsverlauf der bestehenden Erzeuger angepasst.

Tabelle 4: Lastfalldefinitionen Winter- und Sommerfall

	Winterlastfall	Sommerlastfall
Vorlauftemperatur	95 °C	75 °C
Einspeiseleistung	6,4 MW	0,5 MW
Rücklauftemperatur HAST	60 °C	60 °C

Für die beiden definierten Lastfälle erfolgt eine Analyse hinsichtlich der minimalen und maximalen Betriebsdrücke sowie die Lokalisierung der jeweiligen hydraulischen Netzschlechtpunkte. Die Betriebsdrücke müssen dabei sowohl die Dampfbildung des Heißwassers unterbinden als auch die maximal zulässigen Betriebsdrücke der Leitungen von 6 barü nicht überschreiten.

Die Bewertung der Strömungsverhältnisse erfolgt anhand der spezifischen Druckverluste und der Strömungsgeschwindigkeiten. So wird im Planungshandbuch Fernwärme¹ eine Auslegung für einen spezifischen Druckabfall von 250 bis 300 Pa/m für die Auslegungstemperatur und ein mittlerer Druckverlust von maximal 150 bis 200 Pa/m empfohlen.

Winterlastfall

Für die Simulation des Winterlastfalls unter den in Tabelle 4 definierten Bedingungen ergibt sich eine Gesamteinspeisung von 6,4 MW für den betrachteten Fall. Für die Einspeisung dieser Leistung mit einer Temperatur von 95 °C ergibt sich am HKW ein Durchfluss von ca. 160 m³/h. Die Rücklauftemperatur am HKW liegt bei 59,5 °C bei einer Rückspeisetemperatur von 60 °C an den einzelnen HASTen.

Insgesamt ergibt sich somit ein minimaler Temperaturabfall von 0,5 K im Rücklauf, während der Abfall im Vorlauf, aufgrund des deutlich höheren Temperaturniveaus, bis zu 7 K für einzelne HASTen, mit Ausnahme der Raiffeisen Bank (Ben-Gurion-Ring 172-174), betragen kann. Dort beträgt der Temperaturabfall 17 K aufgrund der sehr geringen Abnahmemengen (2023: 14 GWh) und der verhältnismäßig großen Anschlussleitung mit einer DN 150.

Durch die Zuweisung der außentemperaturabhängiger Verbrauchsprofile und der einzelnen Verbräuche für das Jahr 2023 sowie der Anpassungen an den realen Lastgang, ergibt sich eine Abnahmeleistung von 6,2 MW und somit einen Wärmeverlust von ca. 0,2 MW bzw. 3,1 %.

Zur Erreichung eines minimalen Differenzdrucks von 1,0 bar an den HASTen sowie einem minimalen Druck von 0,5 barü erfolgt die Einspeisung an der Energiezentrale mit 2,6 barü und einem Rücklaufdruck von 1,5 barü. Der maximale Netzdruck ergibt sich mit 3,8 barü (127 mNN, Rücklauf 2,8 barü) im südöstlichen Teil des Netzes (Hugo-Sinzheimer-Str. 30). Der minimale

¹ [2021 Thalmann-et-al Planaungshandbuch-Fernwaerme_d V1.3a.pdf](#)



Netzdruck mit 0,6 barü im Rücklauf und 1,7 barü im Vorlauf konnte im nördlichen Teil des Fernwärmenetzes lokalisiert werden (An der Alten Ziegelei 9, 150 mNN). Aufgrund der höchsten geografischen Stelle im Gesamtnetz kommt es in diesem Abschnitt zu den höhenbedingten Druckverlusten. Der Netzschlechtepunkt ergibt sich im westlichen Netzabschnitt am Ben-Gurion-Ring 140 mit einer minimalen Druckdifferenz von 1,0 bar.

Die beschriebenen Netzpunkte sind in der Abbildung 9 dargestellt. Die Betrachtung der zusätzlichen freien Kapazitäten für max. 150 Pa/m in Abbildung 9 zeigt, dass mit bis zu 24 MW_{th} in dem Trassenabschnitt An der Alten Ziegelei derzeit eine geringe Auslastung der Leitungen erfolgt. Zudem verfügt der Abschnitt von der Energiezentrale in Richtung des westlichen Netzabschnitts über noch freie Kapazitäten in Höhe von 12 - 18 MW_{th}. Lediglich in den stärker Verzweigten südlichen Netzabschnitten (mit Ausnahme einzelner Anschlussleitungen) liegen die freien Netzkapazitäten größtenteils unterhalb von 2 MW_{th}.

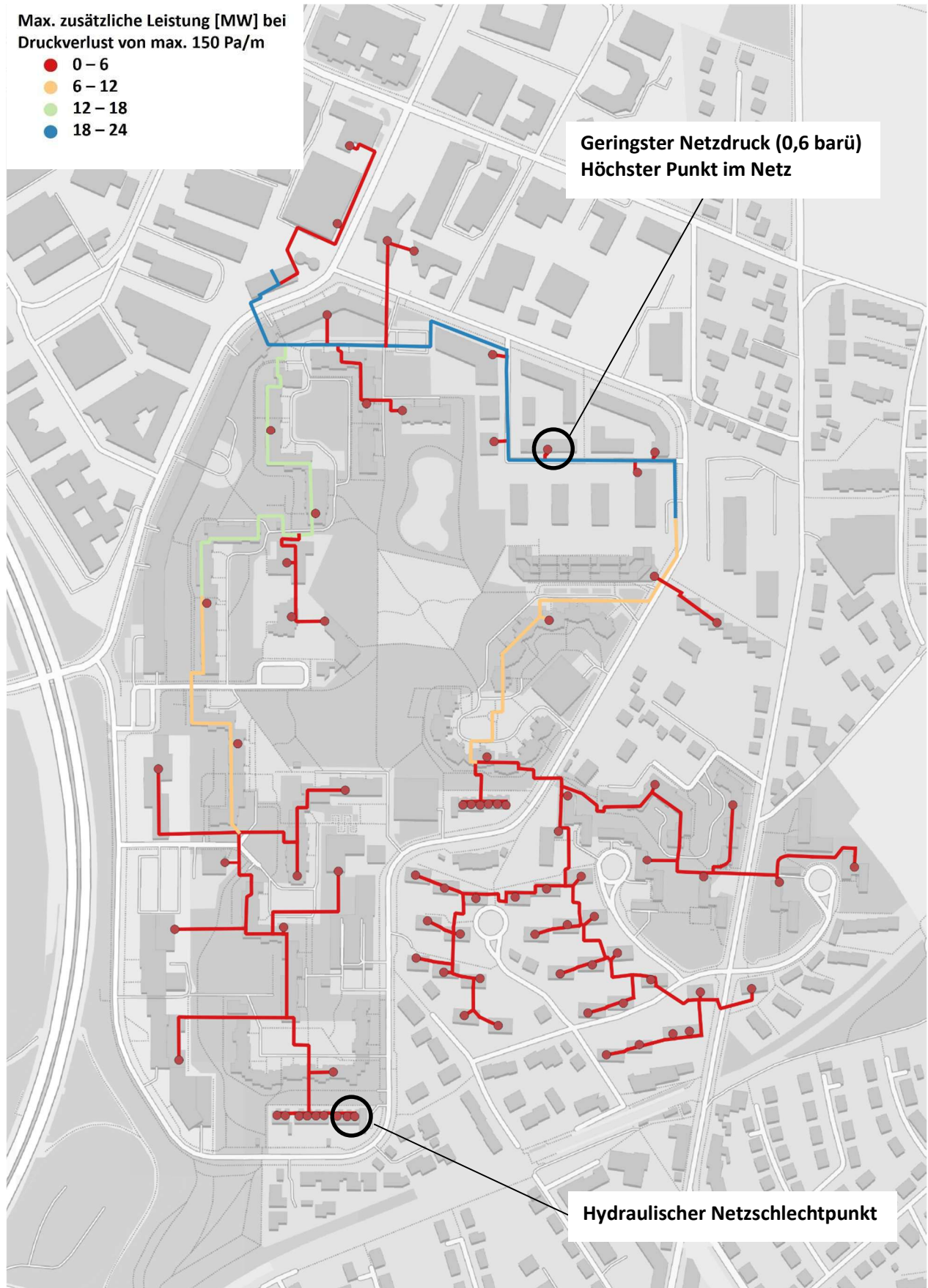


Abbildung 9: Übersicht der Druckverhältnisse und freien Übertragungskapazitäten – Winterlastfall, Eigene Abbildung



Die Berechnung der Übertragungskapazitäten in Abhängigkeit des max. spezifischen Druckverlusts wurde nach der Formel $\dot{Q} [W] = \sqrt{\frac{\Delta p \cdot 2 \cdot d_i}{\lambda \cdot L \cdot \rho}} \cdot \rho \cdot A \cdot c_p \cdot \Delta T$ mit den folgenden Parametern ermittelt:

Δp	Zulässiger Gesamtdruckverlust [Pa]
d_i	Rohrinnendurchmesser [m]
λ	Rohrreibungsbeiwert [-]
L	Rohrlänge [m]
ρ	Dichte [kg/m ³]
A	Rohrquerschnittsfläche [m ²]
c_p	Spez. Wärmekapazität [J/kgK]
ΔT	Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf [K]

Die Analyse der spezifischen Druckverluste (Abbildung 10) ergibt, dass der maximale spezifische Druckverlust in den Anschlussleitungen zum Ben-Gurion-Ring 104 mit knapp 30 Pa/m auftritt. Insgesamt weisen jedoch lediglich vereinzelte Anschlussleitungen einen Druckverlust von über 15 Pa/m auf.

Zudem ist jeweils zu berücksichtigen, dass diese für den Auslegungspunkt bei maximaler Abnahme gelten und somit die maximalen Druckverluste darstellen. Im Dauerbetrieb, bei geringeren Einspeisungen und Abnahmen, sind die Verluste entsprechend der geringeren Volumenströme ebenfalls niedriger. Insgesamt zeigt sich für die hydraulische Betrachtung, dass das Gesamtnetz mit den aktuellen Abnehmern an keiner Stelle unterdimensioniert ist.

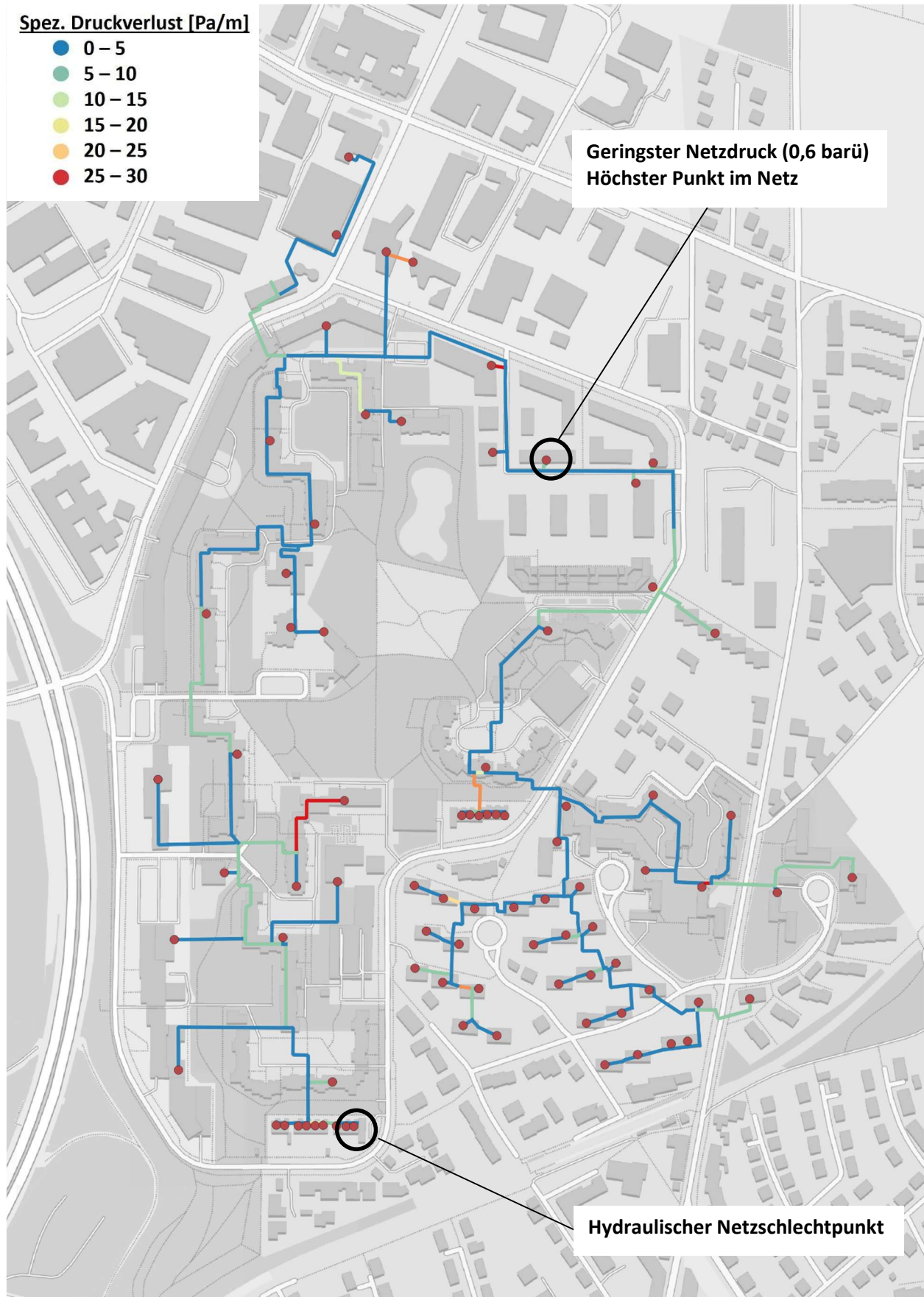


Abbildung 10: Übersicht Druckverhältnisse und Druckverluste – Winterlastfall, Eigene Abbildung



Sommerlastfall

Für die Simulation des Sommerlastfalls unter den in Tabelle 4 definierten Bedingungen ergibt sich eine Gesamteinspeisung von 0,5 MW. Aus dieser Einspeiseleistung mit einer Temperatur von 75 °C resultiert am HKW ein Durchfluss von ca. 25 m³/h. Die Rücklauftemperatur am HKW liegt bei ca. 57 °C für eine Ruckeinspeisung mit 60 °C an den einzelnen HASTen.

Insgesamt ergibt sich somit ein Temperaturabfall von rund 3 K im Rücklauf, welcher aufgrund der deutlich geringeren Volumenströme und Geschwindigkeiten im Vergleich zum Winterlastfall höher ausfällt. Durch die Zuweisung auBentemperaturabhängiger Verbrauchsprofile und den Verbräuchen für das Jahr 2023 und der Anpassung an die realen Messwerte ergibt sich eine Abnahmeleistung von 0,3 MW und somit ein Wärmeverlust von ca. 0,2 MW bzw. 33 %.

Zur Erreichung eines minimalen Differenzdrucks von 1,0 bar an den HASTen sowie einem minimalen Druck von 0,5 barü erfolgt die Einspeisung an der Energiezentrale mit 2,5 barü. Der Rücklaufdruck liegt folglich bei 1,5 barü. Der maximale Netzdruck ergibt sich mit 3,8 barü (127 mNN, Rücklauf 2,8 barü) im südöstlichen Teil des Netzes (Hugo-Sinzheimer-Str. 30).

Der minimale Netzdruck mit 0,6 barü im Rücklauf und 1,6 barü im Vorlauf im nördlichen Teil des Fernwärmenetzes lokalisiert werden (An der Alten Ziegelei 9, 150 mNN). Aufgrund der höchsten geografischen Stelle im Gesamtnetz kommt es in diesem Abschnitt zu den höhenbedingten Druckverlusten. Der Netzschlecht punkt ergibt sich im südwestlichen Netzabschnitt am Ben-Gurion-Ring 140 mit einer minimalen Druckdifferenz von 1,0 bar. Die relevanten Punkte sind in der zusammenfassend dargestellt.

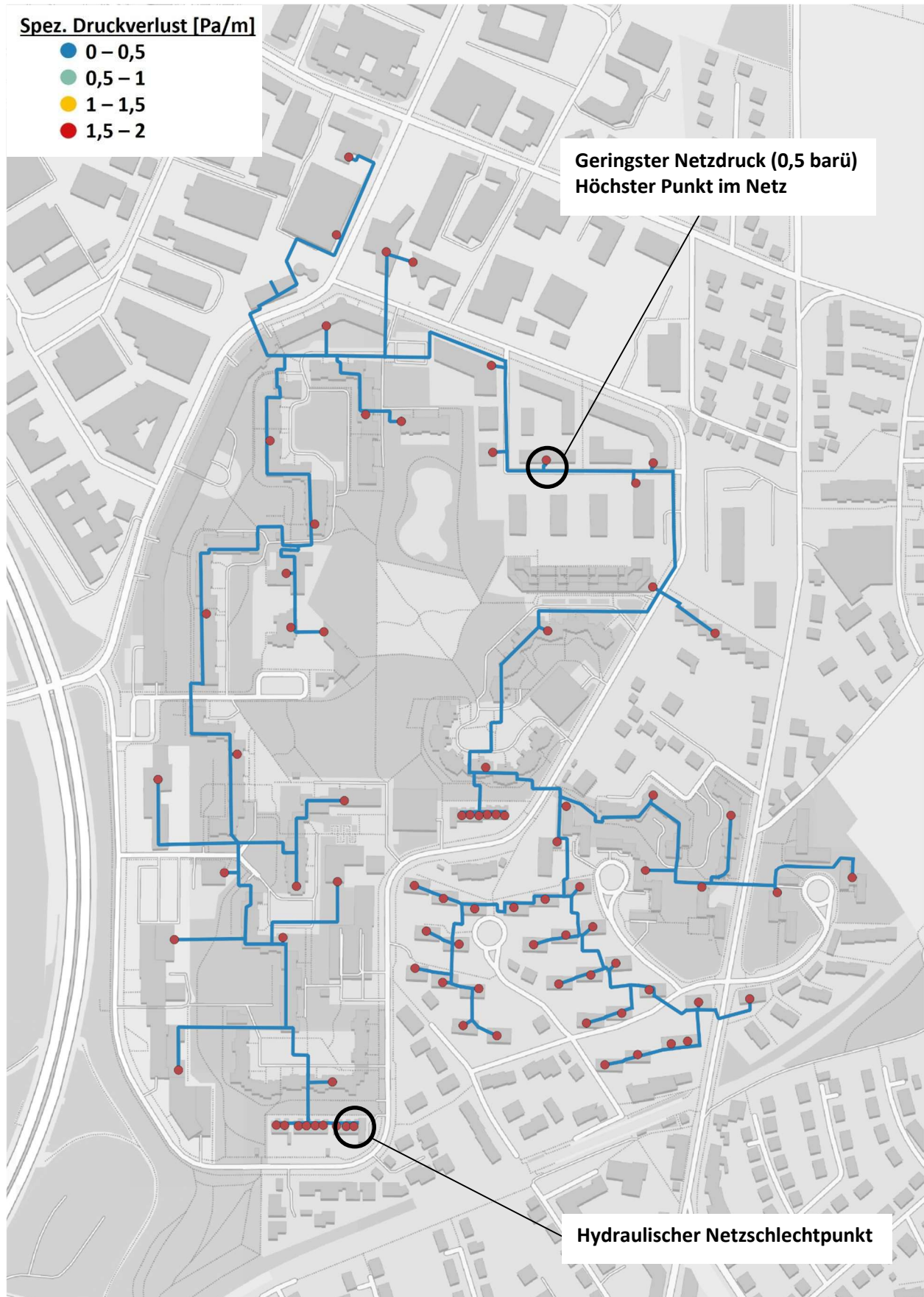


Abbildung 11: Übersicht Druckverhältnisse und Druckverluste – Sommerlastfall, Eigene Abbildung



Die Analyse der spezifischen Druckverluste ergibt, dass der maximale spezifische Druckverlust für den Sommerlastfall bei 2 Pa/m liegt und damit deutlich unterhalb der maximalen Empfehlungen von 150 – 300 Pa/m. Allerdings ist jeweils zu beachten, dass diese im Sommerlastfall aufgrund des geringeren Wärmebedarfs als minimale Druckverluste im Jahr anzusehen sind. Folglich führt eine höhere Abnahme bei gleichen Bedingungen des Wärmenetzes zu höheren Druckverlusten.

Fazit

Die Simulation des Fernwärmenetzes weist stabile Versorgungsbedingungen für das aktuelle Wärmenetz auf. Dabei treten hinsichtlich der Netzdrücke in keinem betrachteten Lastfall kritische Werte auf. Die Betrachtung der spezifischen Druckverluste und der freien Übertragungskapazitäten zeigt, dass sowohl im Winter- als auch im Sommerlastfall signifikante Reserven in den Leitungen vorhanden sind. Vor allem im Bereich der Alten Ziegelei und der südlich verlaufenden Leitung aus der Energiezentrale gibt es Reservekapazitäten von über 10 MW bei max. Druckverlusten von bis zu 200 Pa/m. Daher ergibt sich für diesen Netzbereich vor allem die Möglichkeit von zukünftigen Nachverdichtungen und Netzerweiterungen zur Erschließung angrenzender Nutzer.

1.4.2 Beschreibung der bestehenden Wärmeerzeugung und -speicherung

Im folgenden Kapitel wird näher auf die Wärmeerzeuger eingegangen. Wärmespeicher gibt es zum Status Quo nicht. Das BHKW und die Kessel teilen sich die Wärmeerzeugung in einer idealen Betriebsweise zu fast gleichen Teilen auf. Dabei versorgt das BHKW die Grundlast bis 1,5 MW. Die restliche Mittel- und Spitzenlast von rund 5 MW werden von den drei Kesseln am Standort gedeckt.

Tabelle 5: Wärmemengen im Referenzlastgang und betriebsoptimalen Bedingungen

Erzeuger	Referenzlastgang (2023 + 2024)	
	[GWh]	[%]
BHKW	12,3	51
Heißwassererzeuger 1 - 3	11,7	49
Summe Wärmeerzeugung (inkl. 10 % Wärmeverluste)	24,0 GWh	

Abbildung 12 zeigt das vereinfachte Versorgungsschema zum Status Quo mit diversen Angaben zur maximal installierten Leistung, den Temperaturen im Netz sowie den abgenommenen Wärmemengen auf Seiten der Verbraucher.

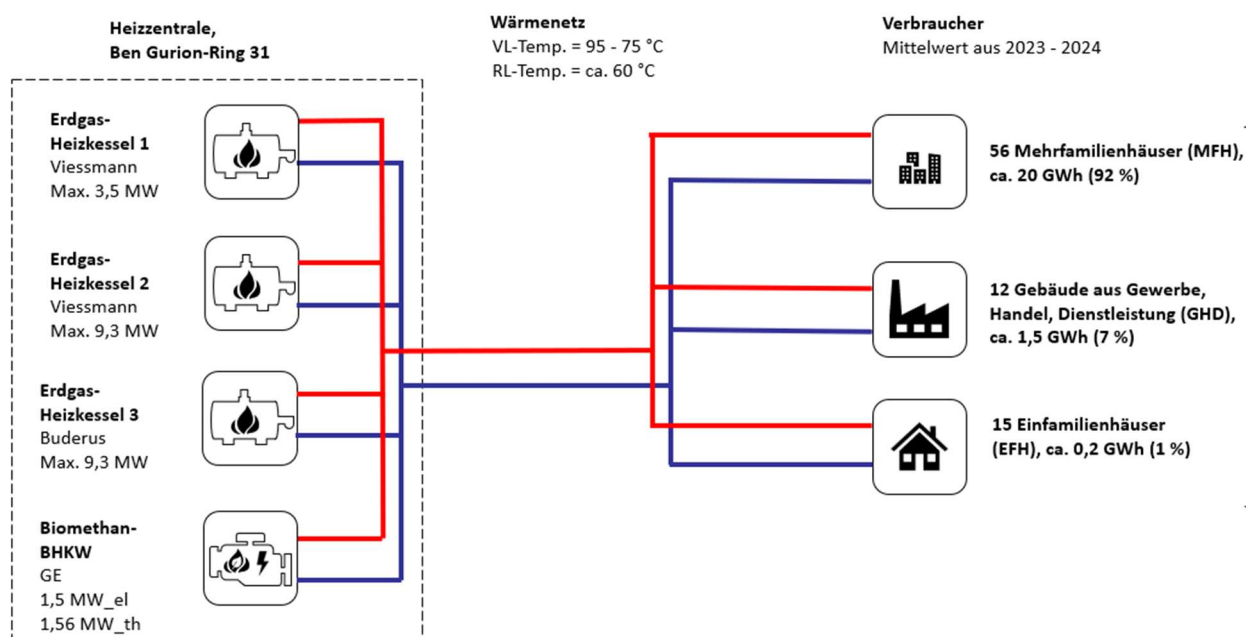


Abbildung 12: Versorgungsschema zum Status Quo, Eigene Abbildung

Der angesetzte Lastgang basiert auf den Jahren 2023 und 2024. Die bezogenen Gasmengen des BHKW sowie die der Kessel wurden in Wärmemengen umgerechnet und innerhalb des Transformationsplans als Grundlage für die alle weiteren Betrachtungen herangezogen.

Die Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Verteilung der Wärmeerzeugung im Jahresverlauf. Dabei wird von einer idealen Verfügbarkeit der Erzeuger im Jahresverlauf ausgegangen. Das BHKW deckt hier die Grundlast mit einer Gesamtleistung von 1,5 MW. Die restlichen 5 MW in der Spitze übernehmen dann die Kessel 1 – 3.

Grundsätzlich werden die Kessel in folgender Reihenfolge eingesetzt:

1. BHKW
2. Kessel 1 (aktuell defekter Brenner – der Brenner sollte spätestens mit dem Bau der Wärmepumpe ausgetauscht werden, um genug installierte Leistung vorzuhalten)
3. Kessel 2
4. Kessel 3

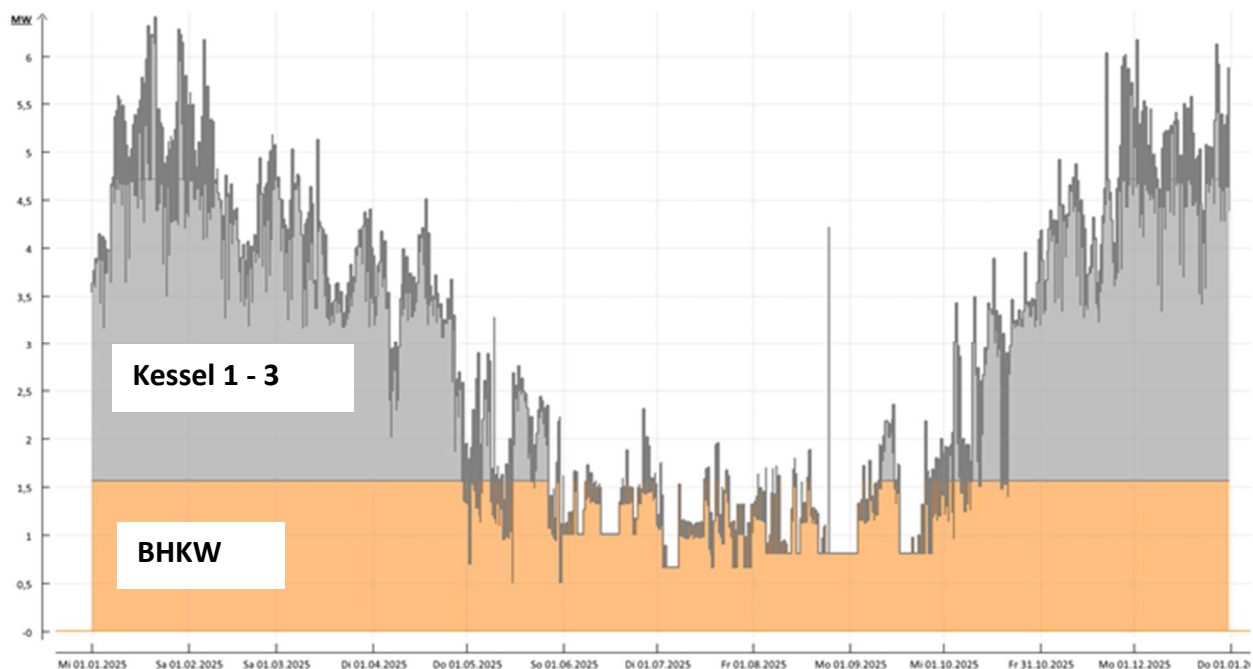


Abbildung 13: Referenzwärmelastgang aus den Jahren 2023 und 2024, Eigene Abbildung

Abbildung 14 zeigt die Jahresdauerlinie zum Status Quo. Hier wird deutlich, dass die maximale ausgespeiste Wärmeleistung 6,5 MW beträgt. Im Sommer fällt die Leistung auf teilweise 500 kW ab.

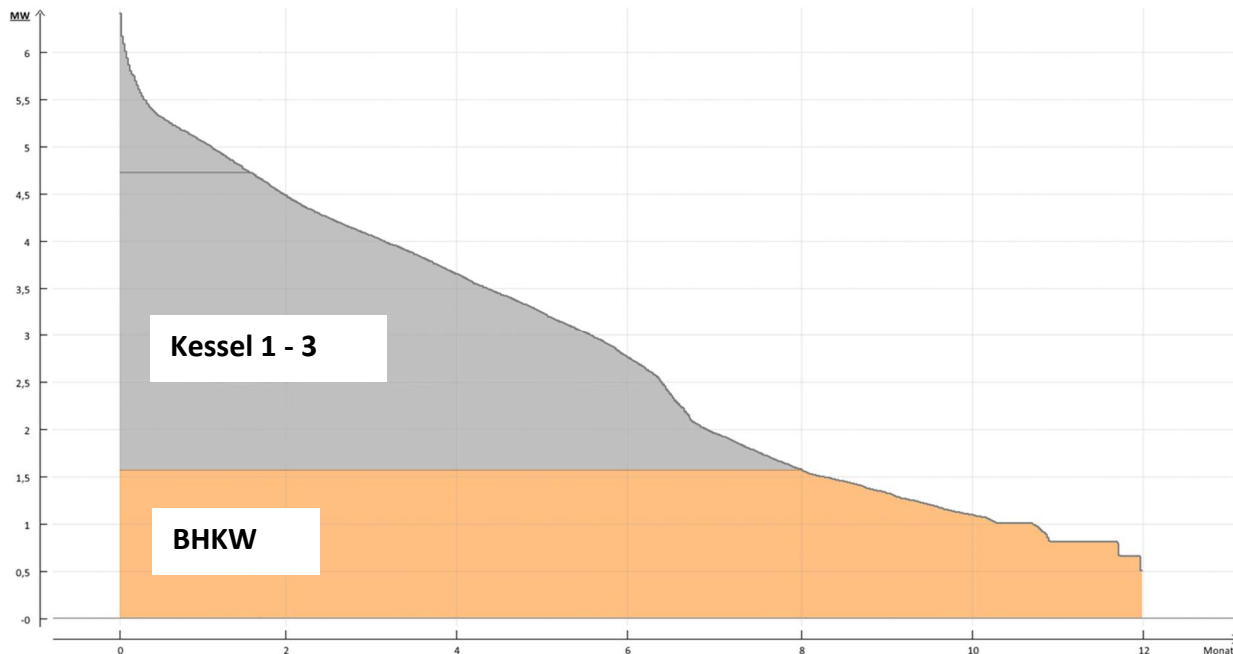


Abbildung 14: Jahresdauerlinie (JDL) des Referenzlastgangs aus den Jahren 2023 und 2024, Eigene Abbildung

2 Teil II - Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme

2.1 Allgemeine Hinweise

In der Potenzialanalyse werden zunächst theoretische Potenziale für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme untersucht. Aus dem theoretischen Potenzial ergibt sich ein technisches Potenzial, woraus sich ein wirtschaftliches sowie ein realisierbares Potenzial ableiten lassen.

In den folgenden Kapiteln wird auf die untersuchten Potenziale eingegangen und begründet, warum Potenziale teilweise weiterbetrachtet und teilweise ausgeschlossen werden.

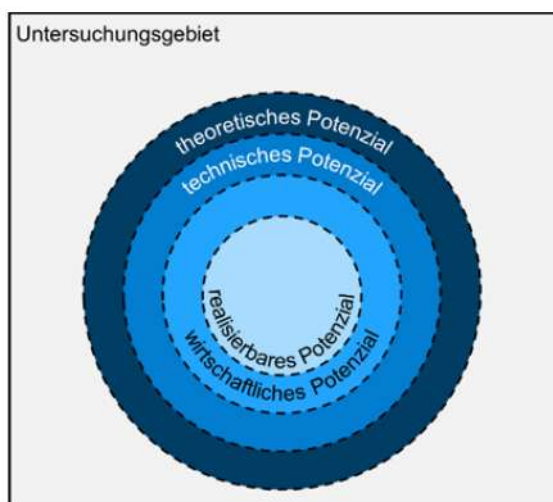


Abbildung 15: Illustration zum Vorgehen bei der Potenzialanalyse, AGFW 2025

2.2 Theoretisches Potenzial

Die hier aufgeführten Technologien wurden betrachtet und nach eingehender Prüfung als ungeeignet identifiziert.

2.2.1 Tiefengeothermie

Bei der Tiefengeothermie wird unterschieden in drei Verfahren. Dazu gehören das Hot-Dry-Rock, die Hydrothermale Dublette sowie die Tiefe Erdwärmesonde.

Verfahren 1: Hot-Dry-Rock

Beim Hot-Dry-Rock-Verfahren wird Erdwärme aus heißen, jedoch wasserarmen bis trockenen Gesteinsschichten (meist Granit) in tiefen Bereichen (typisch 3.000 – 5.000 m) gewonnen. In diese Gesteinsschichten werden künstlich Risse erzeugt (Hydrofracking), um ein Wärmetauschersystem zu schaffen. Der Ablauf gestaltet sich wie folgt:

- Kaltes Wasser wird durch eine Injektionsbohrung in das heiße Gestein gepresst.
- Das Wasser erwärmt sich im Gestein, nimmt die Wärme auf und steigt über eine zweite (Förder-)Bohrung als heißes Wasser oder Dampf wieder auf.



- Die gewonnene Wärme wird oberirdisch zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung genutzt.

Typische Einsatzgebiete sind dort, wo zwar hohe Temperaturen, aber keine natürlichen Wassereservoirs vorhanden sind.

Verfahren 2: Hydrothermale Dublette

Dieses Verfahren nutzt vorhandene, heiße, tief liegende Grundwasserleiter (Aquifere). Das System besteht aus zwei Bohrungen – einer Förder- und einer Injektionsbohrung (Dublette). Der Ablauf gestaltet sich wie folgt:

- Heißes Thermalwasser wird aus dem Aquifer über die Förderbohrung an die Oberfläche gepumpt.
- Die Wärme wird über einen Wärmetauscher entzogen (für Heizzwecke oder Stromerzeugung).
- Das abgekühlte Wasser wird über die zweite Bohrung wieder zurück in den Aquifer geleitet.

Typische Einsatzgebiete sind Regionen mit natürlichen, tiefen und ausreichend heißen Grundwasserleitern (z.B. Oberrheingraben, Norddeutsches Becken).

Verfahren 3: Tiefe Erdwärmesonden

Hierbei handelt es sich um ein geschlossenes System, bei dem ein Wärmeträgerfluid (meist Wasser oder Sole) in einem Rohrsystem in großer Tiefe (oft 1.000 – 5.000 m) zirkuliert. Der Ablauf gestaltet sich wie folgt:

- Das Fluid wird in einer Sonde in die Tiefe geführt, nimmt dort die Wärme des umgebenden Gesteins auf und wird wieder an die Oberfläche befördert.
- Die Wärme wird über einen Wärmetauscher entzogen und genutzt.
- Das abgekühlte Fluid wird erneut in die Tiefe gepumpt.

Typische Einsatzgebiete sind dort, wo keine hydrothermalen Ressourcen vorhanden sind und eine geschlossene Lösung bevorzugt wird (z.B. im urbanen Raum).

Geologische Lage am Standort

Eine geologische Besonderheit der Stadt Frankfurt ist das Vorkommen von Rotliegend. Das Rotliegend ist eine geologische Formation, die vor allem im mitteleuropäischen Raum vorkommt. Sie bezeichnet eine Abfolge von Sedimentgesteinen, die im Zeitraum vom späten Karbon bis zum frühen Perm (vor ca. 299 bis 251 Millionen Jahren) abgelagert wurden. Es handelt sich um eine geologische Schicht, die für die Energiegewinnung (Erdgas, Geothermie) in Mitteleuropa von großer Bedeutung ist.

Hierbei handelt es sich um das einzig bekannte potenzielle hydrothermale Potenzial in der Region. Innerhalb einer Forschungsbohrung im Bereich des Rebstockparks in Frankfurt wurde das Rotliegend in einer Tiefe von 900 m statt, wie zunächst erwartet, in einer Tiefe von 500 m unterhalb der Geländeoberkante (GOK) angetroffen. Die Bohrung wurde bis in eine Tiefe von 1.060 m durchgeführt. Hier wurde eine Temperatur von 61 °C gemessen. Auf Basis eines durchgeführten Pumpversuches konnte keine fundierte Aussage zu Fließraten getroffen werden.



Das Rotliegend führt in Frankfurt dazu, dass in dieser Schicht ein erhöhter Temperaturgradient (4,6 K/m statt ca. 3 K/m durchschnittlich) im Untergrund vorliegt.

Abbildung 16 zeigt den vermuteten Verlauf der Schicht des Rotliegend. Der Schnitt verläuft von Nord nach Süd westlich von Frankfurt. Die Erkenntnis der durchgeführten Bohrung am Rebstockpark zeigt, dass die aktuell öffentlich verfügbaren Daten nur bedingt der Realität entsprechen.

Legende / Übersichtskarte

Allgemein:

- Bohrung
- 3D-Modellgrenze
- nicht erfasste Horizonte
- Störung

Horizonte im Modellgebiet Hessen:

- Rotliegend (Rotliegend)
- Buntsandstein (Buntsandstein)



Temperatur Isolinien

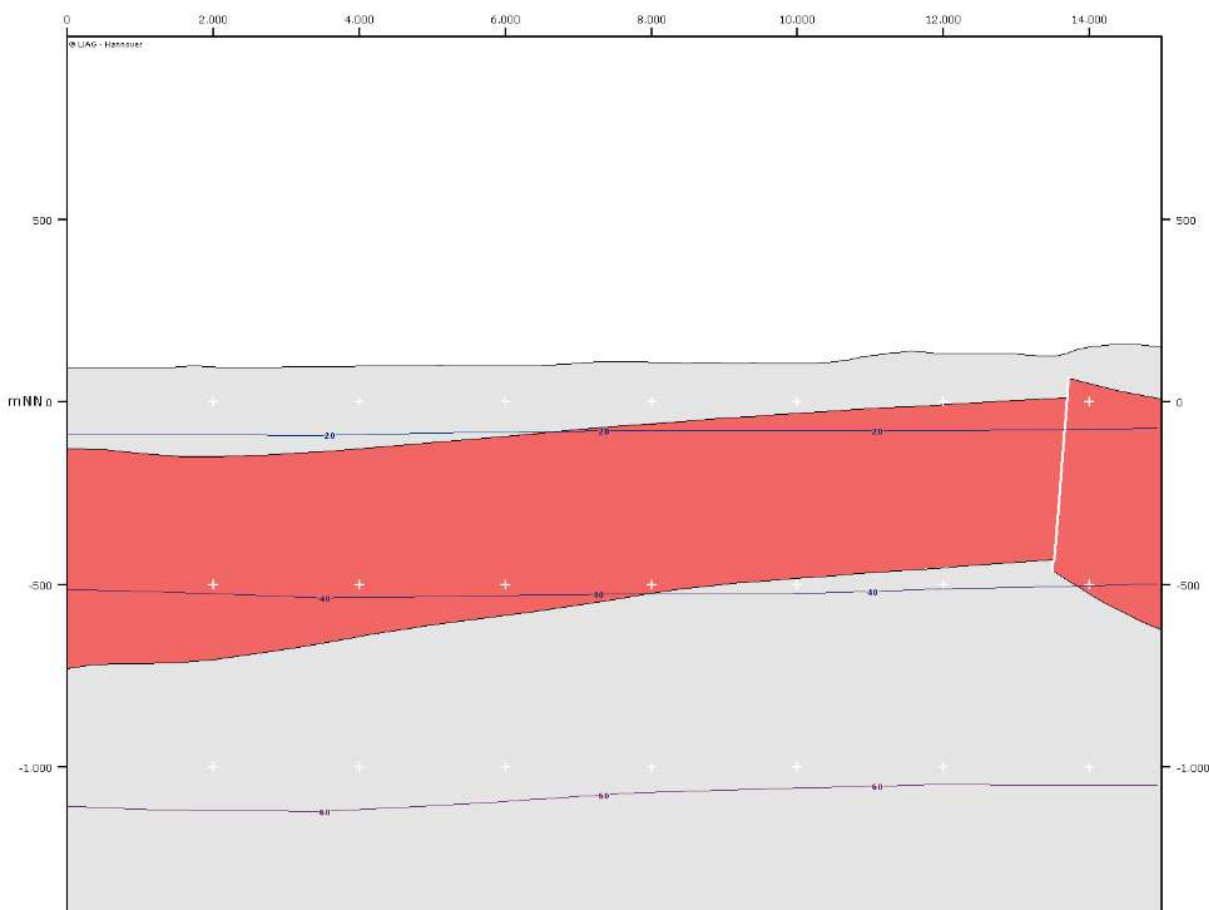


Abbildung 16: Schnitt zur Erfassung des Verlaufs des Rotliegend, GeotIS 2025

In Abbildung 17 ist aufgeführt welche Auswirkung die Gesteinsschicht auf die Temperaturen in 100 m Tiefe aufweist. Es ist deutlich zu erkennen, nach Angaben des HLNUG, dass nördlich des Mains zwischen Niederrad und Sachsenhausen erhöhte Temperaturen (+ 4 bis 5 °C) im Vergleich zu den umliegenden Gebieten im Untergrund vorliegen.

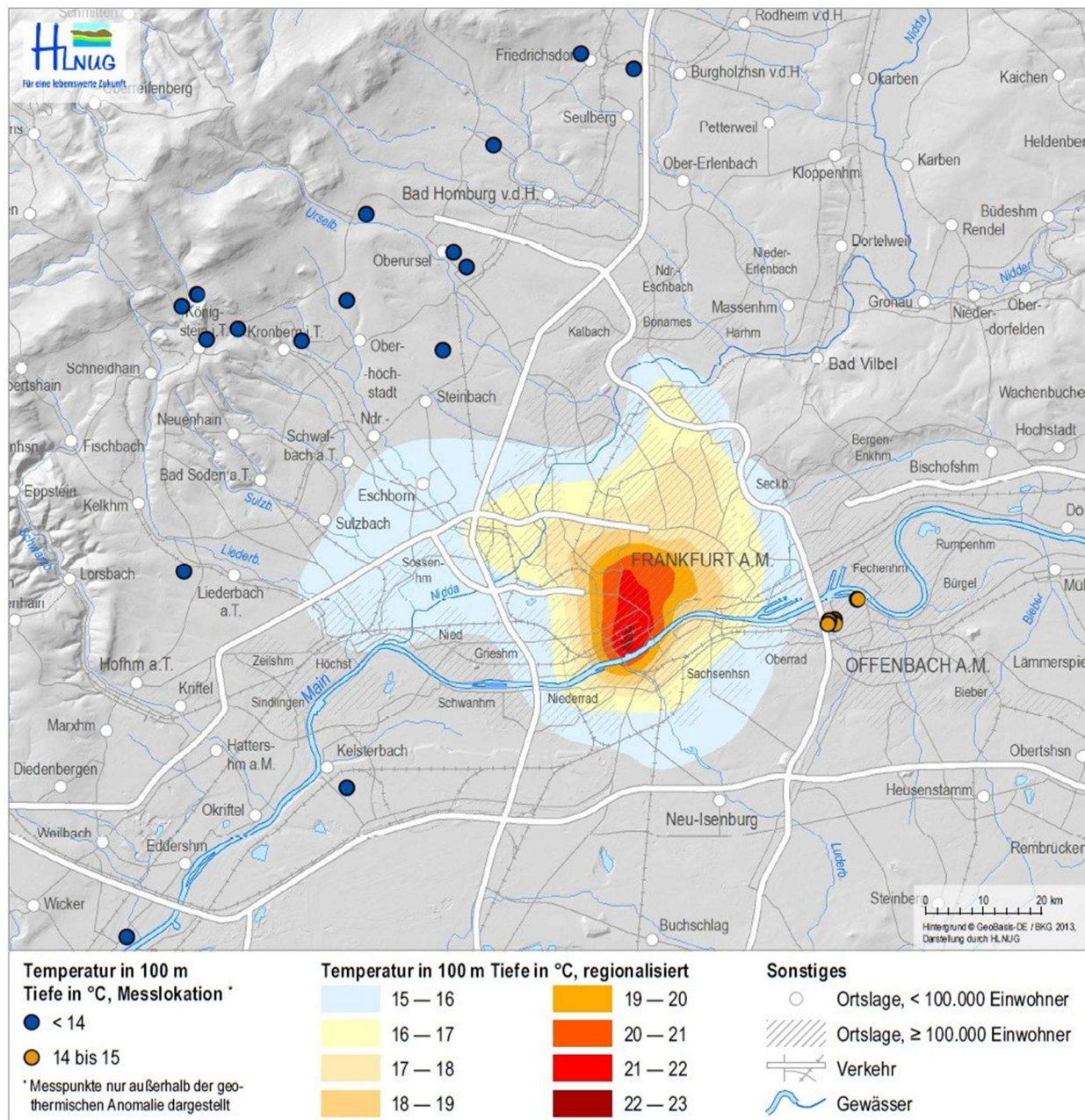


Abbildung 17: Untergrundtemperatur in 100 m Tiefe im Bereich der Stadt Frankfurt am Main, HLNUG 2023



Fazit zur Tiefengeothermie

Der Wärmebedarf der angeschlossenen Gebäude und die Erweiterungsmöglichkeiten sowie die Nutzung steht nicht im Verhältnis des Aufwands und den Kosten zur Erschließung der Tiefengeothermie.

Das Hydrothermale Potenzial aus dem Rotliegend wird als zu gering eingeschätzt. Es gibt keine bestätigten Daten zu Tiefe und Mächtigkeit der Schicht. Auf Grund der schlechten Datenlage und hohen Unsicherheiten wäre eine Vorinvestition in eine Vorerkundung tieferer Schichten mit einem sehr hohen Risiko verbunden.

Alternativ zu hydrothermalen Systemen ist die Nutzung tiefer geschlossener Systeme (Tiefe EWS, Eavor-Loop); allerdings werden diese in DE bisher nicht kommerziell genutzt bzw. sind in der Entwicklung und sind daher in Ihrer Wirtschaftlichkeit nicht bestätigt.

Die Wirtschaftlichkeit für den Standort ist vielmehr in der Nutzung des oberflächennahen geothermischen Potenzials in Kombination mit weiteren EE-Erzeugern vorhanden (s. Kapitel 2 und 3).

2.2.2 Unvermeidbare Abwärme

Im Rahmen der Untersuchung zur unvermeidbaren Abwärme wurden drei Gewerbestandorte untersucht. Dabei handelt es sich um die Standorte der in Abbildung 18 links oben dargestellten gelben Punkte. Die Standorte wurden gemeinsam mit der Systemo GmbH abgestimmt. Darüber hinaus konnten keine weiteren Standorte identifiziert werden.

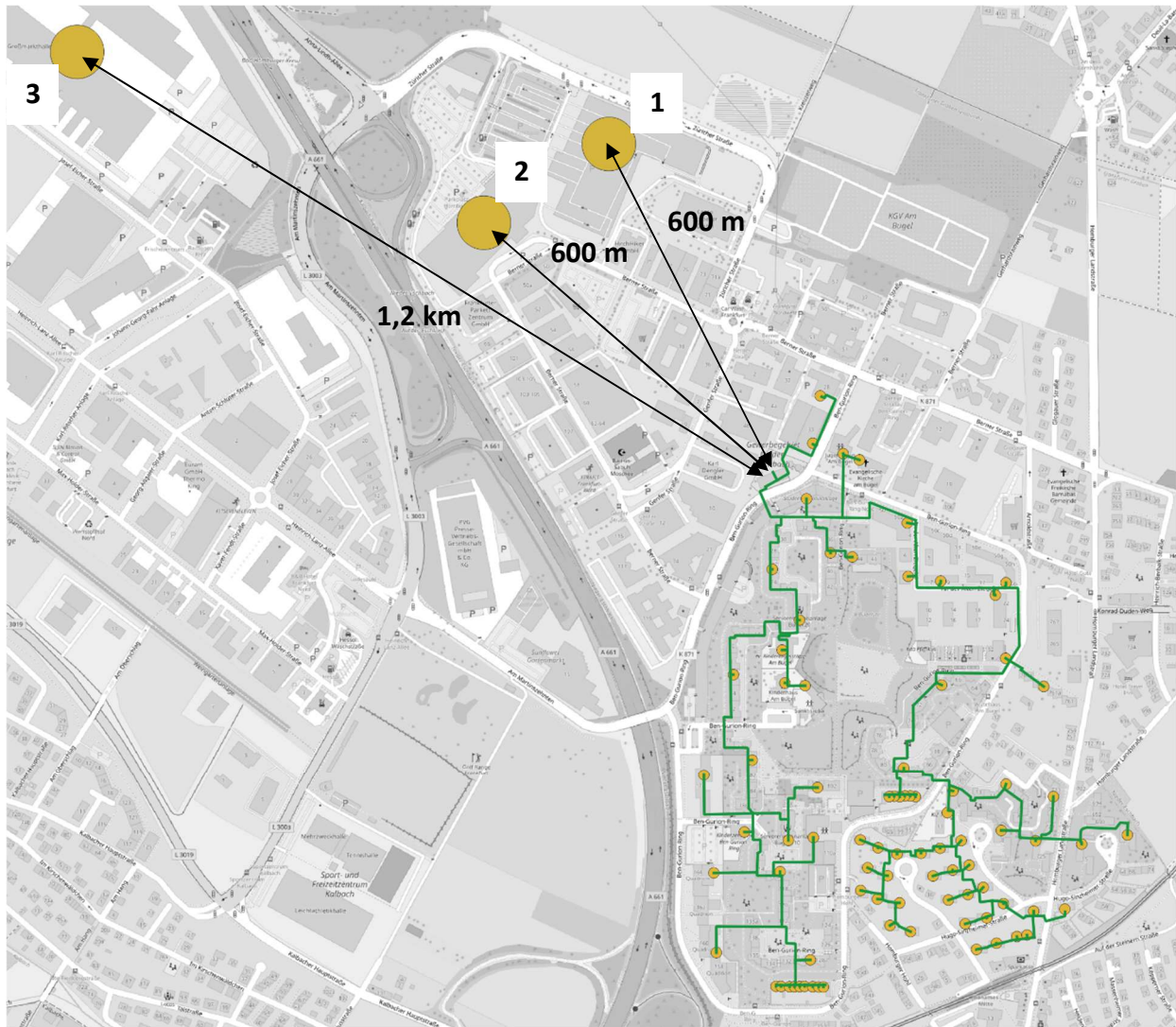


Abbildung 18: Standorte mit potenzieller unvermeidbarer Abwärme, Eigene Abbildung

Es ist erkennbar, dass die Standorte generell mit 600 – 1.200 m weit von der bestehenden Energiezentrale entfernt sind. Dementsprechend wäre es mit hohem Aufwand verbunden, die Abwärme im Wärmenetz nutzbar zu machen. Die Ergebnisse der Anfragen sind der Tabelle 6 zu entnehmen.

Tabelle 6: Ergebnisse nach Kontaktaufnahme zu den potenziellen Abwärmequellen

Potenzielle Abwärmequelle	Abwärme nach Rücksprache mit Unternehmen
Standort 1	Nicht vorhanden
Standort 2	Nicht vorhanden
Standort 3	Vorhandene Abwärme wird zur Kälteerzeugung genutzt

2.2.3 Abwasser

Die Wärme aus dem Abwasser kann über einen speziellen Wärmetauscher aus dem Kanalnetz entzogen werden. Eine Voraussetzung hierfür ist ein ausreichender Trockenwetterabfluss. Nach Aussagen der Stadtentwässerung Frankfurt (SEF) liegt der Abfluss maximal bei 6 m³/h was aus Sicht der BLS Energieplan keinen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten kann. Außerdem gibt es seitens SEF Probleme eine ausreichende Temperatur in der angeschlossenen Kläranlage für die notwendigen Klärungsprozesse bereitzustellen. Des Weiteren wurde der BLS Energieplan mitgeteilt, dass trotz der vergleichsweise großen Durchmesser des Kanalnetzes nur ein kleines Einzugsgebiet im Ben-Gurion-Ring angeschlossen ist und dementsprechend die Trockenwetterabflüsse gering ausfallen.

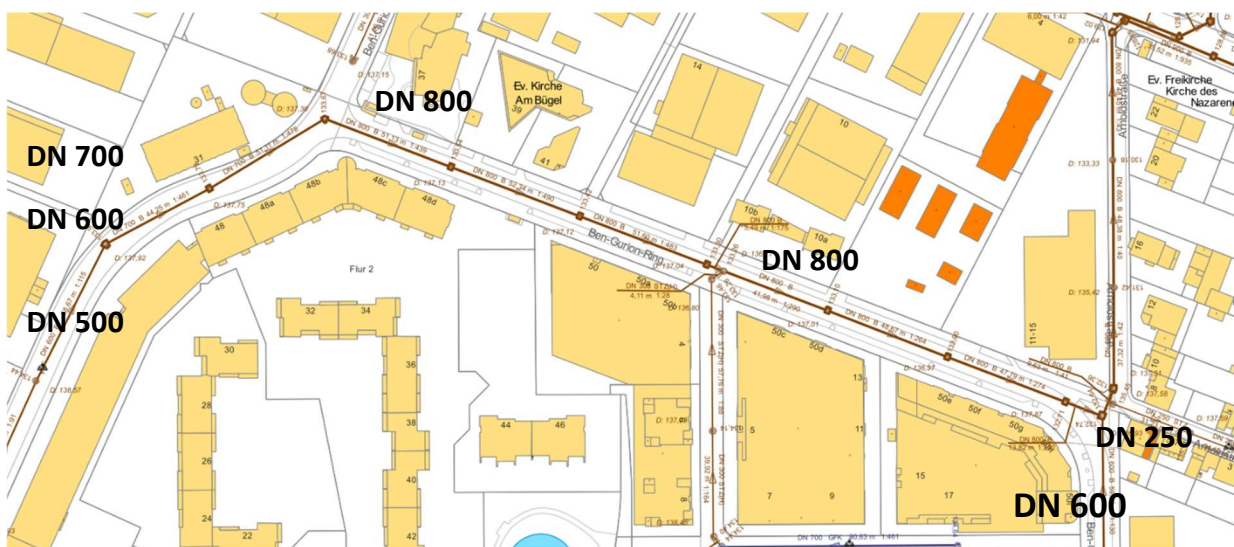


Abbildung 19: Abwasserkanal im Bereich des Ben-Gurion-Rings, SEF 2025

2.3 Technisches Potenzial

Die hier aufgeführten Technologien wurden betrachtet und nach eingehender Prüfung als technisch umsetzbar eingeschätzt.

2.3.1 Grundwasser

Zur Grundwassernutzung werden zwei Brunnenbauwerke benötigt. Über einen sogenannten Förderbrunnen wird Grundwasser aus einer bestimmten Tiefe entnommen. Dieses Wasser hat ganzjährig eine konstante Temperatur (meist zwischen 8 und 12 °C). Das Grundwasser strömt durch einen Wärmetauscher, in dem es seine Wärme an ein Kältemittel der Wärmepumpe abgibt. Anschließend wird das abgekühlte Wasser über einen Schluckbrunnen wieder zurück in den Boden geleitet.

Im Inneren der Wärmepumpe zirkuliert ein Kältemittel. Durch die aufgenommene Wärme aus dem Grundwasser verdampft das Kältemittel. Ein Verdichter (Kompressor) erhöht den Druck des gasförmigen Kältemittels, wodurch dessen Temperatur stark ansteigt. In einem zweiten Wärmetauscher (Verflüssiger) gibt das heiße Kältemittel seine Wärme an das Heizsystem ab.

Abbildung 20 zeigt das Verhalten beim Abkühlen des Grundwassers. Die Grundwasser-Fließrichtung im Ben-Gurion-Ring ist von Nord-Westen nach Süd-Osten. Das Grundwasser fließt senkrecht zu den in der Abbildung pink gezeigten Grundwassergleichen. Die rot gestrichelten Kreise zeigen den Absenkradius des Grundwassers durch die Förderbrunnen. Die blauen ovalen Flächen zeigen die Kältefahnen der Injektionsbrunnen, die durch die Auskühlung entstehen. Zur Vermeidung eines hydraulischen und damit thermischen Kurzschlusses einer Dublette, ist der Injektionsbrunnen stromabwärts in einem Abstand von min. 65 m in Bezug zum p90 Fall zu platzieren.

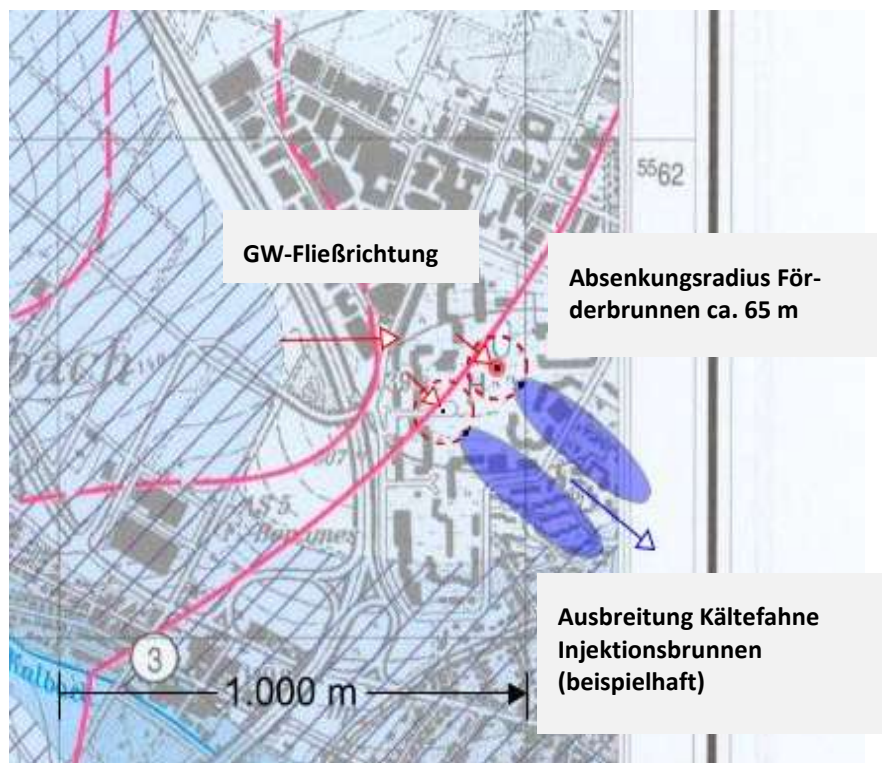


Abbildung 20: Schematische Darstellung zur beispielhaften Verortung der Grundwasserbrunnen, HLNUG 2009

Die horizontale Ausdehnung der durch den Injektionsbrunnen induzierten Kältefahne und damit die konkrete Verortung und Anzahl an Brunnen in Bezug auf das technische Potenzial ist im Rahmen von Grundwassermodellierung zu erörtern.

Abbildung 21 zeigt wie eine Anordnung der Förder- und Schluckbrunnen im Ben Gurion Ring aussehen kann. Der Förderbrunnen (rot) würde auf Grund der Fließrichtung des Grundwassers auf dem Gelände des Heizwerks verortet werden. Der Schluckbrunnen (blau) kann z.B. auf einem Parkplatz mit einem Abstand von ca. 120 m platziert werden. Die beiden Brunnen werden mit einer erdverlegten Rücklaufleitung verbunden, um so das abgekühlte Grundwasser wieder in den Untergrund einzuleiten.

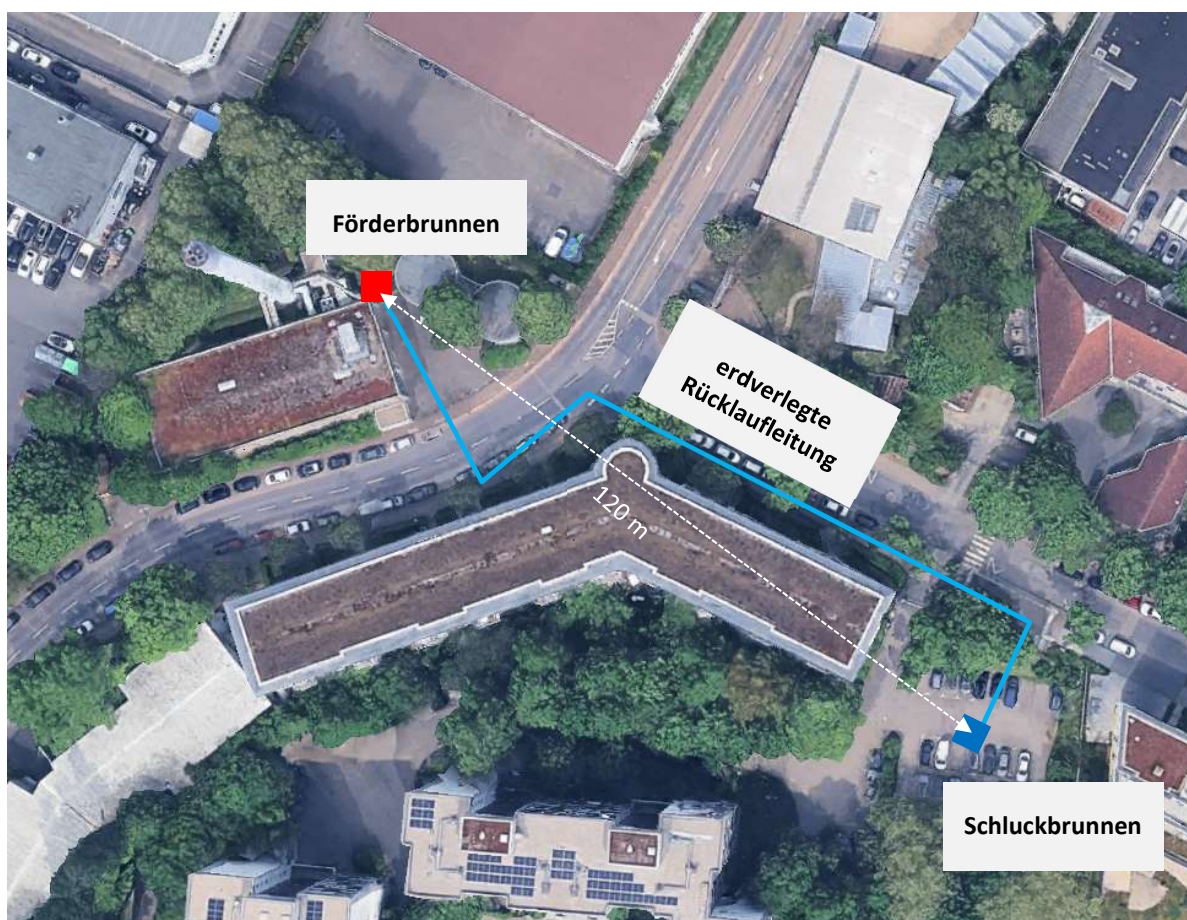


Abbildung 21: Mögliche Brunnenanordnung zur Nutzung des Grundwassers, Google Earth 2025

Das vorliegende Wärmepotenzial des Grundwassers wurde mit Hilfe einer Referenzbohrung erörtert. Der Entnahmehorizont liegt bei 31 – 36 m unter GOK.

Folgende Ergebnisse wurden ermittelt:

Tabelle 7: Potenzial des Grundwassers

Wahrscheinlichkeit	Ergiebigkeit	Entzugsleistung
P90	13 l/s (48 m ³ /h)	326 kW
P50	7,2 l/s (26 m ³ /h)	181 kW



2.3.2 Erdwärmesonden (Oberflächennahe Geothermie bis 400 m)

Eine Erdwärmesonde (EWS) ist ein vertikal in ein Bohrloch eingebrachtes Rohrsystem, in dem eine Wärmeträgerflüssigkeit (meist Sole) in einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert. Auf dem Weg zur tiefsten Stelle und zurück nimmt die Sole über die Rohrwand Wärme aus dem Untergrund auf. Die Sonde wirkt damit als großflächiger Wärmeübertrager. In der Praxis werden häufig zwei Rohrpaare pro Bohrloch eingesetzt. Über die Sonde kann dem Erdreich Wärme entzogen oder auch Wärme zugeführt werden (z. B. für Kühlzwecke oder Regeneration der Sonden)

Zur Ermittlung des Wärmepotenzials von Erdwärmesonden zur Versorgung des Wärmenetzes im Ben-Gurion-Ring wurden Flächen identifiziert, die sich für die Nutzung theoretisch eignen. Kriterien für die Flächenauswahl sind große zusammenhängende Freiflächen ohne Baumvorkommen und sonstige infrastrukturelle Einschränkungen. Außerdem wurde die Nähe zum Wärmenetz sowie die Möglichkeit zur Regeneration der Sonden mittels Solarthermie berücksichtigt.

Die in Abbildung 22 gezeigten grünen Flächen wurden als potenzielle Flächen erkannt. Die Fläche im rechten oberen Rand wurde im Bereich eines existierenden Bebauungsplans für einen Grüngürtel der Stadt Frankfurt platziert, die hier weiterhin landwirtschaftliche Nutzung gewähren möchte. Aus hydraulischer Sicht wäre der Standort interessant, allerdings ist erkennbar, dass die Verbindungsleitungen weiter weg sind als bei den Flächen in unmittelbarer Nähe zum Netz. Um die Sonden zu regenerieren, wird für alle Flächen Solarthermie vorgesehen. Darauf wird im nächsten Kapitel näher eingegangen.

Tabelle 8: Potenzial Erdwärmesonden

Parameter	Feld BGR / Grüngürtel	Feld HW
Durchschnittliche Wärmeleitfähigkeit	2,3 W/m*K	2,3 W/m*K
Durchschnittliche Entzugsleistung nach VDI 464 (abh. von Vbh)	35 W/m*K	35 W/m*K
Sondenlänge	400 m	400 m
Kälteleistung pro Sonde	14 kW	14 kW
Anzahl Sonden	100	25
Kälteleistung pro Sondenfeld	1400 kW	350 kW
Jahresvolllaststunden nach VDI 4640	2.400 h	2.400 h
Theoretische Wärmemenge	3.360 MWh	840 MWh

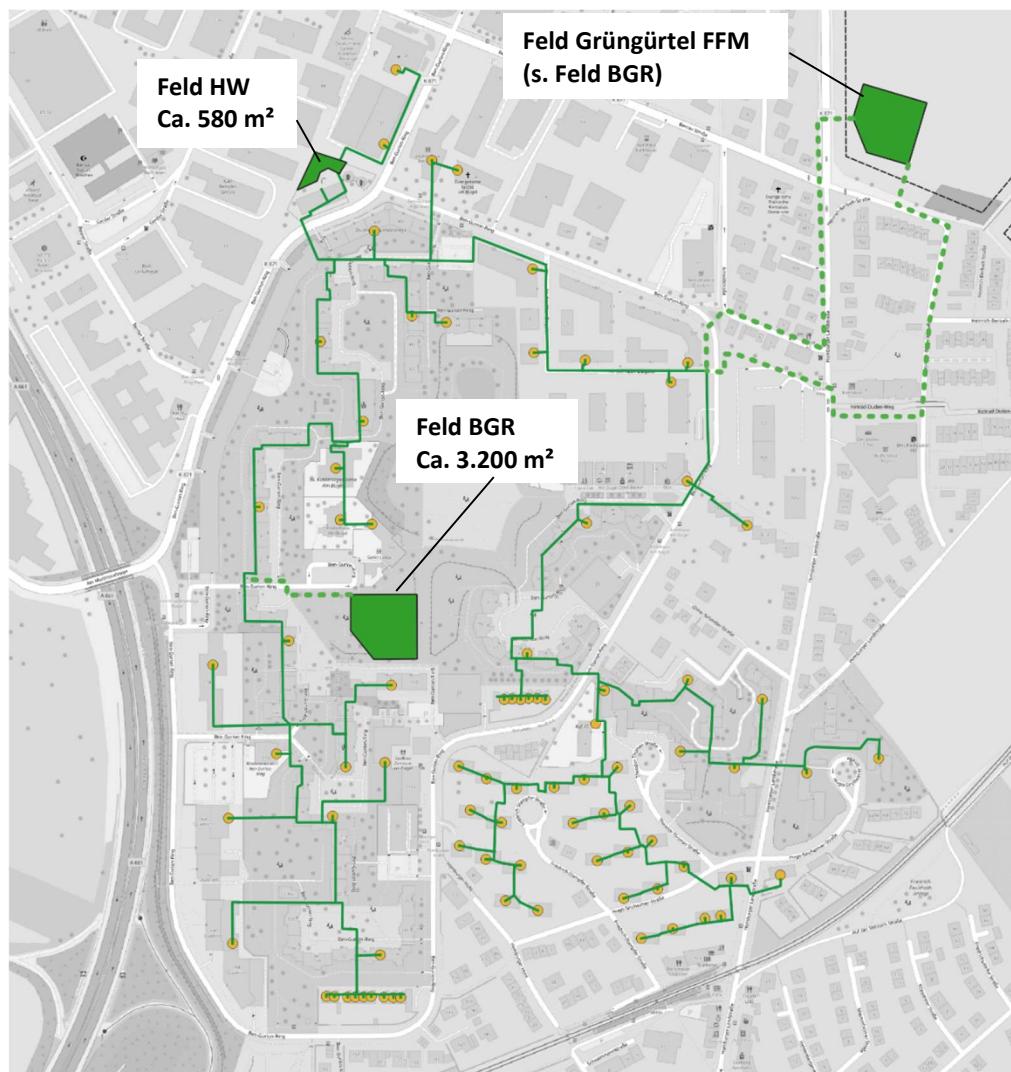


Abbildung 22: Mögliche Flächen für Erdwärmesonden, Eigene Abbildung

Für die Flächen außerhalb des BGR sind innerhalb von Bebauungsplänen bereits eine gewisse Nutzung vorgesehen. Hier wird es genehmigungsrechtlicher Sicht schwierig die Flächen für die Wärmeversorgung zu nutzen.

Die Bebauungspläne sind in der folgenden Tabelle 9 und Abbildung 23 aufgeführt.

Tabelle 9: Bebauungspläne

Bebauungsplan Nr. 800, Stand 2022	Bebauungsplan Nr. 526, Stand 2023	Bebauungsplan Nr. 923, Stand 2023
Realisierung eines GrünGürtelparks unter Wahrung der Landwirtschaft- lichen Nutzflächen (Wärmenutzung zu prüfen)	Wohnbaufläche	Schulstandorte und Kitas

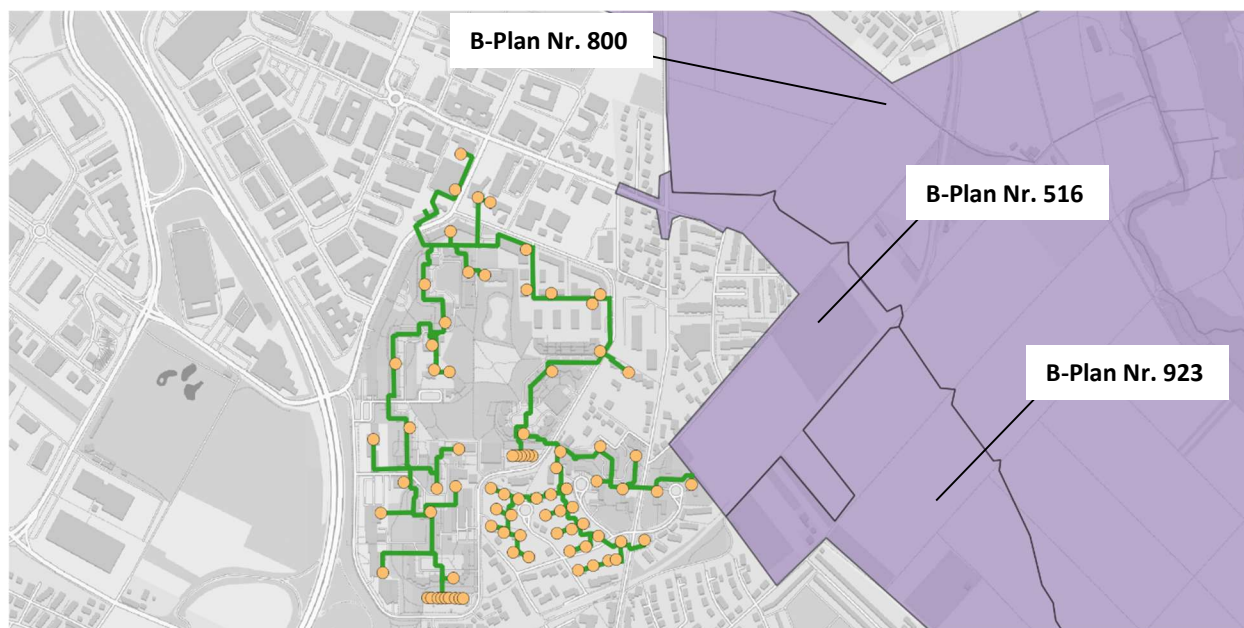


Abbildung 23: Bebauungspläne in der Nähe des BGR, Eigene Abbildung

2.3.3 Solarthermie / PVT

Solarthermie nutzt die Sonnenstrahlung, um in Kollektoren Wärme zu erzeugen. Die Kollektoren fangen die Strahlung auf und wandeln sie in thermische Energie um, die über einen Solar-Kreislauf ins Gebäude transportiert wird. Die erzeugte Wärme dient typischerweise der Trinkwassererwärmung und als Unterstützung der Raumheizung.

Eine Solarthermieanlage besteht im Kern aus Kollektoren (mit Absorber), Rohrleitungen, einer Pumpe, der Solarflüssigkeit, einem Wärmetauscher und einem Speicher. Als Transportmedium zirkuliert meist eine Solarflüssigkeit aus Wasser und Frostschutzmittel im Solarkreislauf. Im Kollektor nimmt der Absorber die Sonnenstrahlung auf und gibt die Wärme an das Medium ab, das sie weiter zum Speicher bringt.

Eine PVT-Wärmepumpenlösung hingegen koppelt photovoltaisch-thermische Kollektoren als alleinige Wärmequelle mit einer elektrisch angetriebenen Dampfkompansions-Wärmepumpe, sodass auf dem gleichen Kollektorfeld gleichzeitig Strom erzeugt und nutzbare Umweltwärme bereitgestellt wird. In der Praxis werden die Wärmepumpen häufig im Gebäude aufgestellt, während die geräuschlosen PVT-Module auf Dach- oder auf Freiflächen als Quelle dienen. Der PVT-Kollektor besteht vorderseitig aus einem PV-Modul und rückseitig aus einem integrierten Wärmeübertrager, durch den typischerweise ein Wasser-Glykol-Gemisch strömt

Der Rückseitenabsorber nimmt sowohl die von der Sonneneinstrahlung eingebrachte Wärme als auch Umgebungswärme auf und speist sie der Sole/Wasser-Wärmepumpe zu. Der Wärmeentzug kühlt das PV-Modul, was den elektrischen Wirkungsgrad erhöht.

Der gewonnene Solarstrom kann priorisiert direkt die Wärmepumpe versorgen (PV-Direktverbrauch), bevor restliche Verbraucher bedient werden. Die thermische Rückseite der PVT-Module unterstützt eine kontinuierliche Wärmeversorgung, unabhängig von Tageszeit oder Wetter, weil neben Solarstrahlung auch Umgebungsluftwärme über natürliche Luftströmungen genutzt wird.

Für die Nutzung von Solarthermie und PVT wurden sowohl Frei- als auch Dachflächen betrachtet. Es kommen nur Flächen in Frage, die noch nicht mit PV-Anlagen belegt sind. Die Freiflächen sind innerhalb von Bebauungsplänen bereits eine gewisse Nutzung vorgesehen. Hier wird es genehmigungsrechtlicher Sicht schwierig, die Flächen für die Wärmeversorgung zu nutzen.

Der Abbildung 24 sind die identifizierten Flächen zu entnehmen. Die rot markierten Flächen stellen die verfügbaren Gebäudedachflächen dar. Die braun markierten Flächen sind die Freiflächen, die in Frage kommen könnten für Solarthermie oder PVT. Auf Grund der Ungewissheit und den bereits vorhandenen Bebauungsplänen wird die Nutzung der Freiflächen im weiteren Projektverlauf nicht verfolgt.

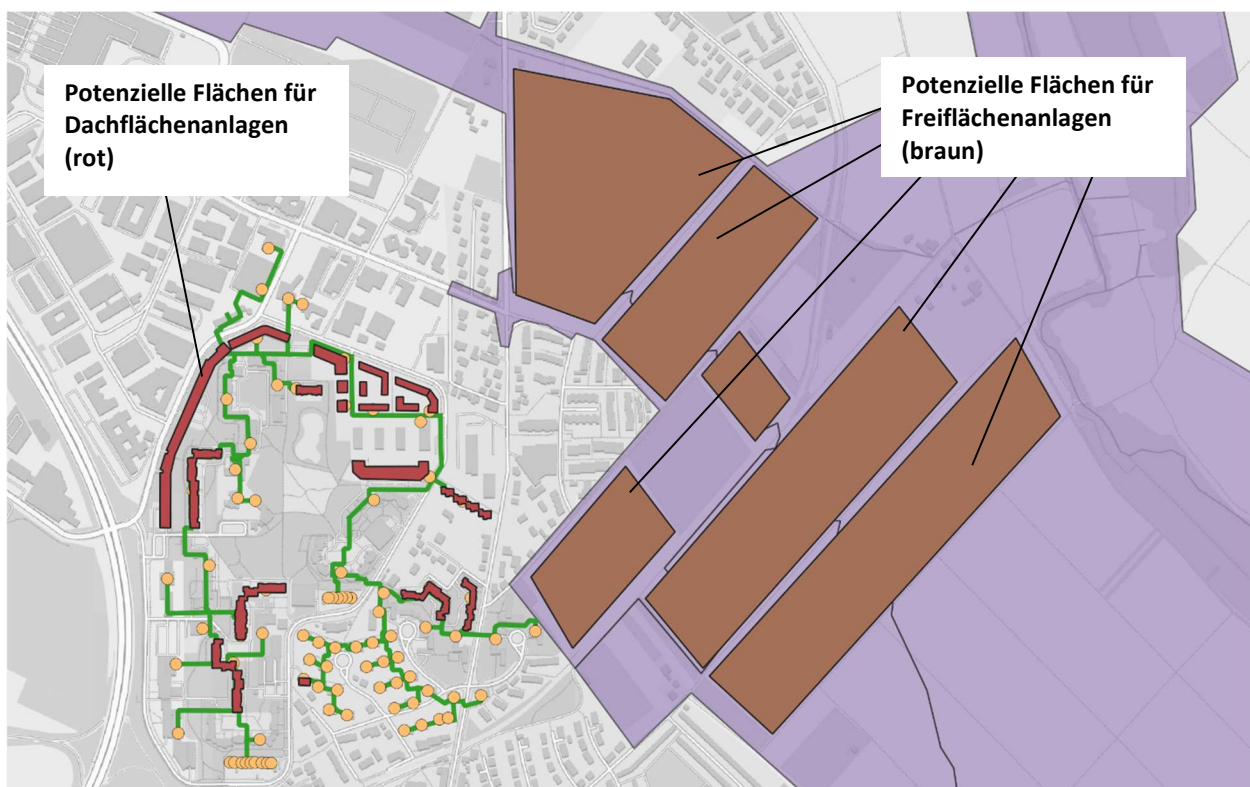


Abbildung 24: Potenzielle Frei- und Dachflächen für Solarthermie oder PVT, Eigene Abbildung



Tabelle 10: Potenzielle Flächen für PVT und Solarthermie

Adresse	Verfügbare Fläche (Annahme: 50 % der Dachfläche und 70 % der Freifläche)	Anzahl der Module (Annahme: 1 m ² pro Modul)	Leistung (Annahme: 500 W/Modul)
Ben-Gurion-Ring 10, 12, 14, 2, 4, 6, 8	950 m ²	950	475 kW
Ben-Gurion-Ring 102, 104, 106, 108, 110	850 m ²	850	425 kW
Parken Ben-Gurion-Ring 2A/H3	5000 m ²	5000	2500 kW
Ben-Gurion-Ring 112, 114, 116, 118, 120, 122	840 m ²	840	420 kW
Ben-Gurion-Ring 44, 46	320 m ²	320	160 kW
Ben-Gurion-Ring 52, 54, 56, 58	1300 m ²	1300	650 kW
Homburger Landstr. 729-733, Oskar-Schindler- Str. 1	470 m ²	470	235 kW
Homburger Landstr. 761, 761A, 763, 763A	485 m ²	485	242 kW
Oskar-Schindler-Str. 11, 13, 3, 5, 7, 9	700 m ²	700	350 kW
Ben-Gurion-Ring 48, 48 A, 48 B, 48 c, 48 D	750 m ²	750	375 kW
An der Alten Ziegelei 4, Ben-Gurion-Ring 50,50a,50b	620 m ²	620	310 kW
Ben-Gurion-Ring 50e, 50f, 50g	380 m ²	380	190 kW
Ben-Gurion-Ring 50c, d, An der Alten Ziegelei 11,13	430 m ²	430	215 kW
An der Alten Ziegelei 5	100 m ²	100	50 kW
An der Alten Ziegelei 7, 9	230 m ²	230	115 kW
An der Alten Ziegelei 15, 17	420 m ²	420	210 kW
Ben-Gurion-Ring 50i, 50h	140 m ²	140	70 kW
An der Alten Ziegelei 6	150 m ²	150	75 kW
An der Alten Ziegelei 8	150 m ²	150	75 kW
Friedrich-Stampfer-Straße 13A	110 m ²	110	55 kW
Freiflächen summiert	200.000 m ²	200.000	100 MW



2.3.4 Power-to-Heat

Power-to-Heat (PtH) bezeichnet die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme und ist ein Baustein der Sektorkopplung: Überschüssiger, vor allem erneuerbarer Strom wird so für die Wärmebereitstellung nutzbar gemacht und hilft, den Wärmesektor zu dekarbonisieren. PtH kann sowohl über Elektrokessel (Widerstandsheizung/Elektrodenkessel) als auch – im weiteren Sinne – über elektrisch angetriebene Wärmepumpen erfolgen.

Technisch gibt es zwei Hauptprinzipien bei Elektrokesseln: Bei elektrischen Widerstandsheizungen (z. B. Heizstäbe) wird Strom in einem Heizelement direkt in Wärme umgesetzt. Beim Elektrodenkessel fließt der Strom durch das Wasser selbst; dadurch sind sehr hohe Leistungen sowie hohe Temperaturen bis hin zur Dampferzeugung möglich und die Leistung ist fein regelbar. Beide Varianten wandeln Strom nahezu verlustfrei in Wärme (Wirkungsgrade nahe 100 %); Elektrodenkessel erreichen in der Praxis sehr hohe Umwandlungsgrade, da keine Abgasverluste entstehen.

Grundsätzlich wird auf Grund der höheren Effizienz die Nutzung einer Wärmepumpe zur Dekarbonisierung des Standorts bevorzugt. In Abhängigkeit der zukünftig verfolgten Förderstrategie kann es Sinn machen im Rahmen der sogenannten iKWK-Förderung einen PtH-Kessel einzusetzen. Dieser muss, gemäß der Fördervoraussetzungen, mindestens 30 % der Wärmeleistung der KWK-Anlage vorweisen. Der Kessel kann im Regelbetrieb eingesetzt werden, wenn die Strompreise sehr niedrig sind und die Wärmepumpe bereits auf Volllast fährt. Außerdem kann die PtH-Anlage als Redundanz dienen.

Nach Rücksprache mit dem Stromnetzbetreiber muss für die tatsächlich mögliche Anschlussleistung eine Netzsimulation durchgeführt werden. Daraufhin kann eine konkrete Aussage zu den möglichen Anschlussleistungen getroffen werden. Im weiteren Verlauf wird von kostenoptimalen Erzeugergrößen ausgegangen, um so die bestmöglichen Gestehungskosten zu erreichen.

2.4 Wirtschaftliches Potenzial

Die hier aufgeführten Technologien wurden betrachtet und nach eingehender Prüfung als technisch geeignet sowie auch als wirtschaftlich darstellbar erachtet.

2.4.1 Feste Biomasse (Holzpellets oder Holzhackschnitzel)

Feste Biomasse wird in speziellen Biomassekesseln verbrannt und somit Wärme erzeugt. Als Brennstoff kommen Holzpellets oder Holzhackschnitzel in Frage. Holzpellets sind teurer, aber weniger störanfällig als Holzhackschnitzel. Zur Lagerung der Biomasse muss ein Lager errichtet werden. Die Lagergröße richtet sich nach der Zeit, die zur Versorgung vorgehalten werden soll.

Nach Rücksprache mit einem Biomassekesselhersteller muss ein Lager errichtet werden, um die feste Biomasse zwischenzulagern, bis sie in den Kesseln verbrannt werden.

Die Aussage des Herstellers zur Lagergröße sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 11: Lagergrößen für feste Biomasse

Thermische Anlagenleistung (Annahme)	Mögliche Wärmemenge	Möglicher Volllastbetrieb	Lagergröße (Hackschnitzel)
3,6 MW	14 GWh	40 h	6 x 10 x 3 = 180 m ³
		75 h	8 x 14 x 3 = 336 m ³

Bei der Annahme, dass ein LKW ca. 85 m³ Holzhackschnitzel transportieren kann, muss im Winterlastfall ca. alle zwei Tage nachgeliefert werden. Dafür sind Personalressourcen und die Nutzung der öffentlichen Straße notwendig. Ein Verkehrskonzept zur Anlieferung der Biomasse ist der Abbildung 25 zu entnehmen. Die Wege auf dem Gelände der Systeno wären entsprechend für eine Befahrbarkeit durch einen LKW herzurichten.

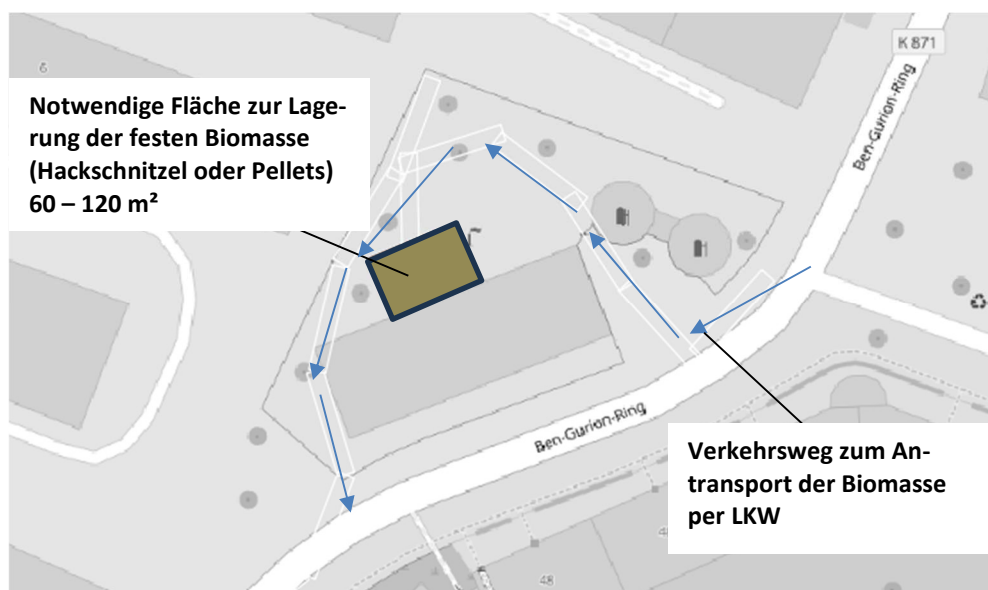


Abbildung 25: Verkehrskonzept zum Antransport der festen Biomasse, Eigene Abbildung



2.4.2 Abgaswärme

Für die Bestimmung der Abgaswärmepotenzials wurden Richtpreisangebote von einem Hersteller für Abgaswärmetauscher angefragt, der anhand der Abgaswerte des BHKW sowie der Kessel Abwärmeleistungen berechnet hat. Das Abgaswärmetauscher wird in den Abgasstrom der Verbrennungsanlagen integriert und so die Abwärme auf einen Quellenkreislauf einer Wärmepumpe übertragen.

Der Nachteil der Abwärmenutzung ist, dass die Wärmepumpe nur betrieben werden kann, wenn die anderen Anlagen laufen. Insbesondere das BHKW und die Wärmepumpe wären dabei aneinandergekoppelt, was sich negativ auf die Flexibilität und damit auf die Gesamtwirtschaftlichkeit auswirkt.

In der folgenden Tabelle sind die potenziellen Abwärmeleistungen der einzelnen Anlagen aufgeführt:

Tabelle 12: Abwärmepotenzial aus dem Abgas der einzelnen Anlagen

Anlage	Leistung [kW]
BHKW	751
Kessel 1	73
Kessel 2	172
Kessel 3	249
Summe	1.245

2.4.3 EE-Stromerzeugung

Im Projekt wurden PV-Anlagen als mögliches Potenzial zur Erzeugung von erneuerbarem Strom in Betracht gezogen. Hierfür kommen insbesondere die freien Dachflächen in Frage. Dachflächen, die hier nicht aufgeführt sind, sind entweder bereits belegt oder kommen aus Sicht von Systemo nicht für eine PV-Nutzung in Frage.

Für eine PV-Nutzung im Rahmen des Transformationsplans, z.B. zum Betrieb einer Wärmepumpe, ist insbesondere die Fläche des Parkhauses (s. Nr. 3, Abbildung 26). Die Dachfläche ist sehr groß (ca. 5.000 m²), zusammenhängend und homogen. Daher bietet sie ideale Bedingungen für eine großflächige Belegung mit PV-Modulen. In Tabelle 13 ist erkennbar, dass auf diese Fläche mit ca. 500 kW mit Abstand die größte Leistung installiert werden könnte.

Die verfügbaren Flächen sind der folgenden Abbildung zu entnehmen:

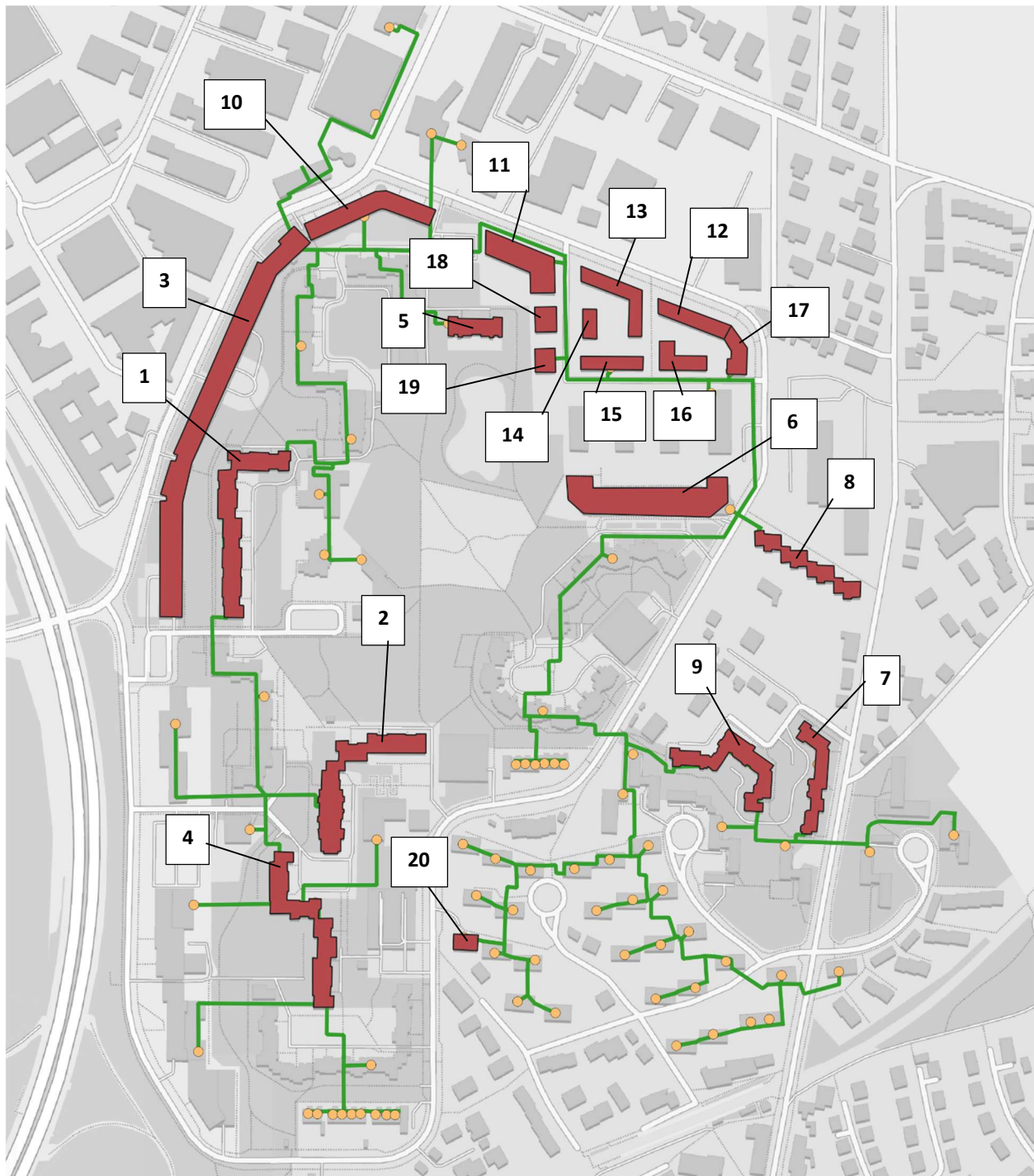


Abbildung 26: Potenzielle Dachflächen für PV, Eigene Abbildung



In der folgenden Tabelle sind die Flächen nochmal tabellarisch aufgeführt sowie die Anzahl der Module und die draus resultierende installierbare PV-Leistung. Die dabei getroffenen Annahmen stehen in der obersten Zeile in Klammern. Es wurde angenommen, dass 50 % der ermittelten Dachfläche für PV-Module zur Verfügung steht. Außerdem wurden die Annahmen getroffen, dass ein Modul 2 m² groß ist und jedes Modul ca. 200 W elektrische Leistung vorweist.

Tabelle 13: PV-Potenzial auf den Dachflächen des BGR

Pos	Adresse	Verfügbare Fläche für PV (Annahme: 50 % der Dachfläche)	Anzahl der Module (Annahme: 2 m ² pro Mo- dul)	Leistung PV (Annahme: 200 W/Mo- dul)
1	Ben-Gurion-Ring 10, 12, 14, 2, 4, 6, 8	950 m ²	475	95 kW
2	Ben-Gurion-Ring 102, 104, 106, 108, 110	850 m ²	425	85 kW
3	Parken Ben-Gurion-Ring 2A/H3	5000 m ²	2500	500 kW
4	Ben-Gurion-Ring 112, 114, 116, 118, 120, 122	840 m ²	420	84 kW
5	Ben-Gurion-Ring 44, 46	320 m ²	160	32 kW
6	Ben-Gurion-Ring 52, 54, 56, 58	1300 m ²	650	130 kW
7	Homburger Landstr. 729-733, Oskar-Schind- ler-Str. 1	470 m ²	235	47 kW
8	Homburger Landstr. 761, 761A, 763, 763A	485 m ²	240	48 kW
9	Oskar-Schindler-Str. 11, 13, 3, 5, 7, 9	700 m ²	350	70 kW
10	Ben-Gurion-Ring 48, 48 A, 48 B, 48 c, 48 D	750 m ²	375	75 kW
11	An der Alten Ziegelei 4, Ben-Gurion-Ring 50,50a,50b	620 m ²	310	62 kW
12	Ben-Gurion-Ring 50e, 50f, 50g	380 m ²	190	38 kW
13	Ben-Gurion-Ring 50c, d, An der Alten Ziegelei 11,13	430 m ²	215	43 kW
14	An der Alten Ziegelei 5	100 m ²	50	10 kW
15	An der Alten Ziegelei 7, 9	230 m ²	115	23 kW
16	An der Alten Ziegelei 15, 17	420 m ²	210	42 kW
17	Ben-Gurion-Ring 50i, 50h	140 m ²	70	14 kW
18	An der Alten Ziegelei 6	150 m ²	75	15 kW
19	An der Alten Ziegelei 8	150 m ²	75	15 kW
20	Friedrich-Stampfer-Straße 13A	110 m ²	55	11 kW
Summe				1.400 kW

2.5 Realisierbares Potenzial

Die hier aufgeführten Technologien wurden betrachtet und nach eingehender Prüfung als technisch geeignet, wirtschaftlich darstellbar sowie für den Standort passend erachtet.

2.5.1 Umgebungsluft

Der Umgebungsluft kann mit Hilfe von Kompaktwärmepumpen oder Luftwärmetauschern Wärmeenergie entzogen werden. Diese Wärmeenergie wird dann auf einen Quellenkreislauf einer Wärmepumpe übertragen, um diese dann auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen.

Es wird davon ausgegangen, dass bis zu sechs Tischkühler und der Außenluft damit ca. 1.200 kW entzogen werden können. Die exakte notwendige Fläche hängt von der Anzahl der Tischkühler ab. Um genug Luftdurchsatz durch die Tischkühler zu generieren, müssen die Tischkühler auf einer Stahlkonstruktion aufgeständert werden. Falls dieses Konzept zum Tragen kommen sollte, ist die Höhe der Aufstellung sowie die Anzahl der Kühler im weiteren Planungsverlauf festzulegen.

Alternativ können Kompakt-Wärmepumpen außen vorgesehen werden. Diese können auf dem Boden platziert werden mit einem notwendigen Abstand zueinander.

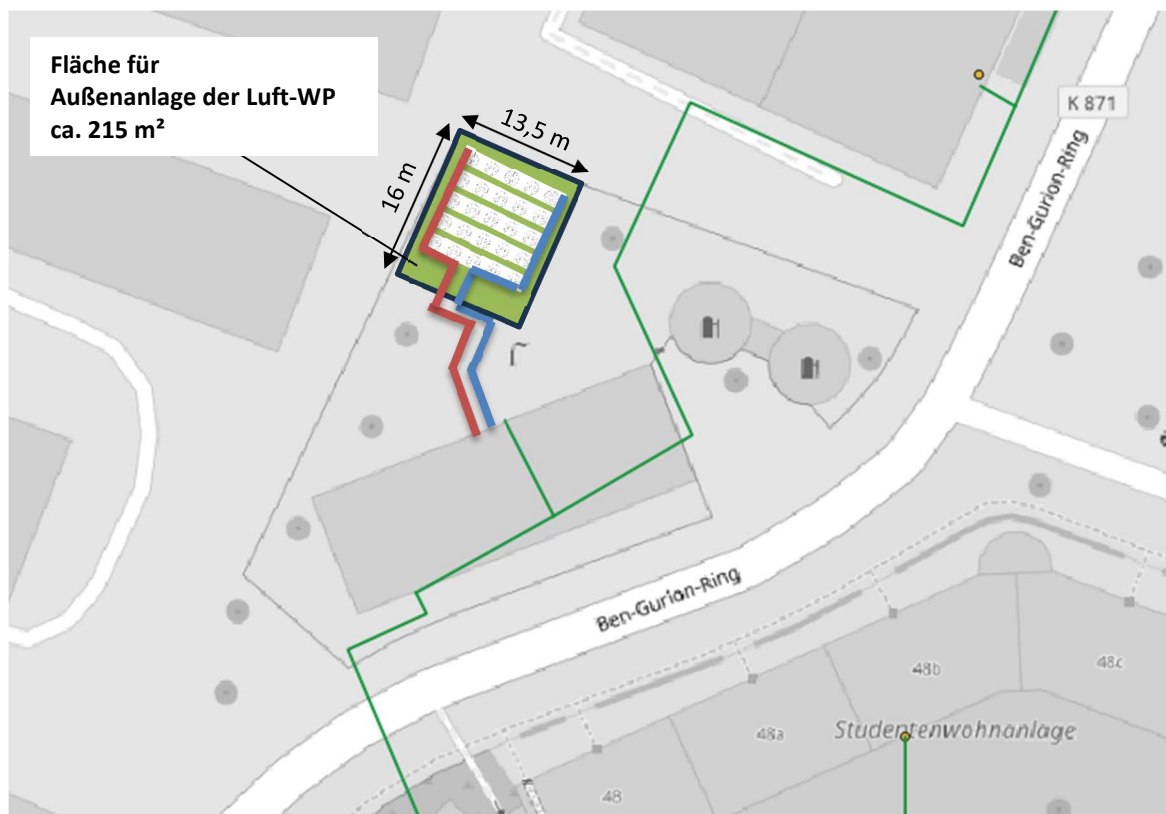


Abbildung 27: Verortung der von Luftkühlern im Bereich des Heizwerks, Eigene Abbildung

2.6 Groß-Wärmespeicher

Als Optimierungspotenzial kann ein Groß-Wärmespeicher eingesetzt werden. Dieser kann in Kombination mit einer Wärmepumpe die Laufzeit der Anlage erhöhen und sich wirtschaftlich rechnen. Für die Aufstellung muss ein Standort auf dem Gelände der Systemo gewählt werden. Nach Rücksprache mit einem Hersteller wird nicht empfohlen, den Wärmespeicher unterirdisch zu bauen, um Schäden am Speicher durch Frost und Starkregenereignisse zu vermeiden.

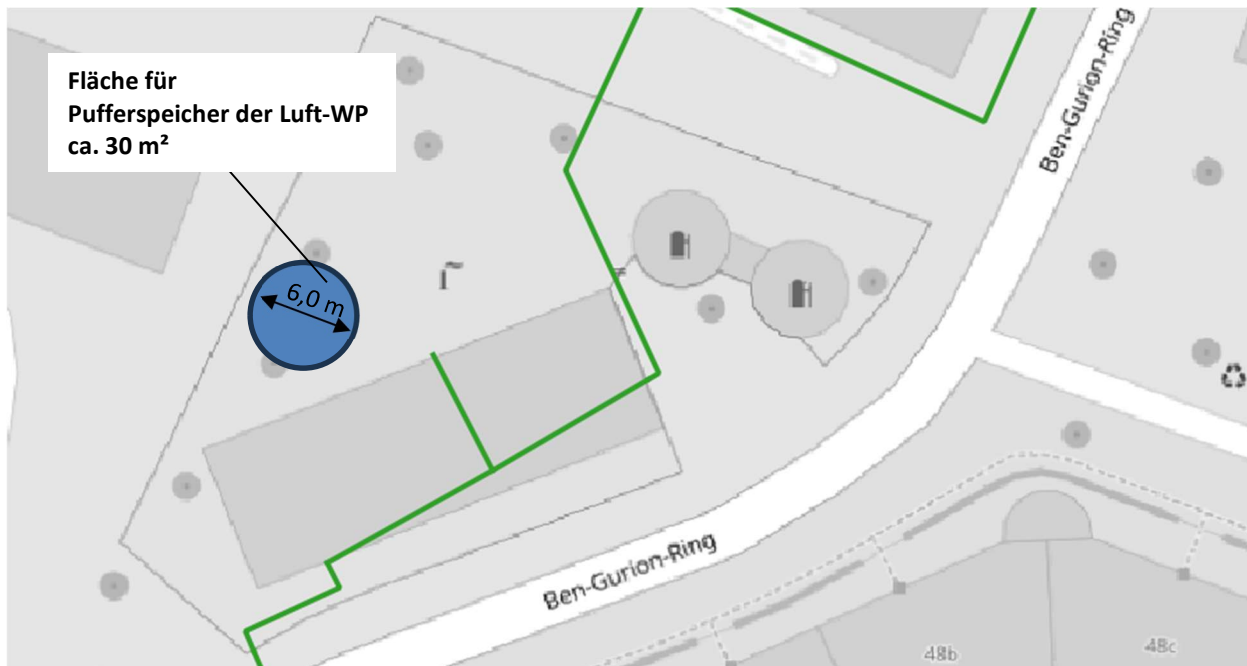


Abbildung 28: Mögliche Aufstellfläche für einen Pufferspeicher, Eigene Abbildung

Die relevanten technischen Daten eines potenziellen Pufferspeichers sind der folgenden Tabelle 14 zu entnehmen. Der Standort ist in Abhängigkeit der weiteren Bebauung im Außenbereich festzulegen. Im Bereich der Fernwärmeleitung (grün) kommt eine Aufstellung nicht in Frage. Der Durchmesser verkleinert sich bei kleineren Volumina. Der Pufferspeicher verändert das Erscheinungsbild am Standort mit einer Höhe von 16 m. Hier ist im Laufe der Vorplanung zu entscheiden, ob das gewollt ist oder ob auf wirtschaftliche Vorteile aus baulichen Gründen verzichtet wird.

Tabelle 14: Technische Daten Pufferspeicher

Pufferspeicher	
Volumen	Max. 400 m ³
Medium	Warmwasser
Dimensionen	H = 16 m D = 6 m
Kapazität (Spreizung = 25 K)	12 MWh
Überbrückungsdauer bei Wärmepumpe mit 2 MW thermischer Leistung	6 h



2.6.1 KWK-Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wird zukünftig von der Entwicklung der Förderlandschaft bestimmt. Das bestehende BHKW wird bis Ende 2028 nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vergütet.

Das BHKW muss den gesamten erzeugten Strom in das öffentliche Netz einspeisen. Die Vergütung nach EEG sieht zum aktuellen Zeitpunkt folgendermaßen aus:

Tabelle 15: Aktuelle Einspeisevergütung nach EEG

Vergütungssatz nach Leistungsstufe	Leistungs-bereich	Grundvergütung	NaWaRo	KWK	Technologie	Summe
Stufe 1	Bis 150 kW	11,67 ct/kWh	7,00 ct/kWh	3 ct/kWh	2 ct/kWh	23,67 ct/kWh
Stufe 2	>150 bis 500 kW	9,32 ct/kWh	7,00 ct/kWh	3 ct/kWh	2 ct/kWh	21,32 ct/kWh
Stufe 3	>500 bis 2.000 kW	8,38 ct/kWh	4,00 ct/kWh	2 ct/kWh	2 ct/kWh	16,38 ct/kWh

Die zusätzliche Marktprämie variiert monatlich und gleicht die Differenz zwischen der anzulegenden Vergütung der Anlage und dem Referenzmarktwert der Energieträger-Kategorie aus. Die Marktprämie lag im Jahr 2023 zwischen 7 und 13 ct/kWh.

Die Förderung läuft Ende 2028 aus. Durch eine Verlängerung der Förderung nach KWKG kann die Wirtschaftlichkeit der KWK sichergestellt werden. Hier muss an einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur teilgenommen werden. Die nächste Ausschreibung findet am 01.12.25 statt.

Anders als beim EEG wird beim KWKG der erzeugte Strom typischerweise direktvermarktet zum Marktpreis sowie zusätzlich der zugesagte KWK-Zuschlag vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle vergütet.

Die durchschnittlichen Zuschlagswerte der letzten Ausschreibung am 01.06.25 betrugen für:

- **iKWK: 7,15 ct/kWh**
 - vergebene Zuschlagsmenge: 85 % der ausgeschriebenen Zuschlagsmenge
- **KWK: 5,73 ct/kWh**
 - vergebene Zuschlagsmenge: 98 % der ausgeschriebenen Zuschlagsmenge



2.6.2 Biomethan-Kessel

Grundsätzlich ist es möglich die bestehenden Kessel mit bilanziellem Biomethan zu versorgen. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei von der Preisentwicklung des Biomethans abhängen. In Rücksprache mit der Firma Luana, zum aktuellen Zeitpunkt Betreiber des BHKW, steht genug Biome-
than auf dem deutschen Markt zur Verfügung, um sowohl das BHKW als auch die Kessel mit dem Brennstoff zu versorgen.

Nach BEW ist es möglich sich die Investitionskosten eines Kessels, der mit Biomethan betrieben wird, fördern zu lassen. Voraussetzung dafür ist:

- Die Anlage ist als eine reine Besicherungsanlage vorgesehen (darf nur bei Ausfall einer anderen Anlage eingesetzt werden)
- Die Dauer der Nutzung ist im Einzelfall mit dem BAFA abzustimmen, wenn sie absehbar über 200 Vollbenutzungsstunden in einem Kalenderjahr liegt.

Die bestehenden Kessel auf bilanzielles Biomethan umzustellen ist eine wenig investive Maßnahme. Hierbei handelt es sich insbesondere um vertragliche Veränderung beim Einkauf des Brennstoffs. Grundsätzlich kann das System bis 2040 so weiter betrieben werden wie zum Status Quo, da der EE-Anteil von > 30 % durch das BHKW sichergestellt wird. In der Zielvariante wird deutlich, dass es sich lohnen kann, früher auf ein anderes System umzusteigen.



2.7 Fazit Potenzialanalyse

Die vorgestellten Potenziale wurden bewertet und auf der Grundlage der Analyse entschieden, welche Technologien in die Variantenbetrachtung mit aufgenommen werden.

Tabelle 16: Fazit und Bewertung der Potenzialanalyse

Kategorie	Technologie	Beschreibung / Restriktionen	Weitere Betrachtung
Wärmepumpe mit Wärmequelle	Luft	- Genehmigungsfähigkeit ist unklar (Schallschutzmaßnahmen notwendig) - Als Aufstellort kommt die Fläche hinter dem Heizwerk in Frage - Das Dach kommt aus Sicht von Systemo aus statischen und schallschutztechnischen Gründen nicht in Frage	Ja
	Grundwasser	- Zwei Brunnen (Saug- und Schluckbrunnen) notwendig mit ca. 150 m Abstand zueinander – Aussage zu tatsächlichem Abstand erst nach Probebohrung und Pumpversuch möglich - Öffentlicher Raum wird in Anspruch genommen	Nein
	EWS mit PVT auf Dach	- Die Flächenverfügbarkeit ist begrenzt – In Frage kommende Flächen liegen innerhalb des BGR oder auf Freiflächen in Nähe des Netzes – Genehmigungsfähigkeit und Akzeptanz unklar - PVT-Anlagen können auf den Dachflächen platziert werden und im Sommer die EWS regenerieren	Nein
	Abgas-Abwärme	- Die Abgaswärme aus den Gaskesseln wird zum Status Quo nicht genutzt - Die Auskopplung der Abwärme kann als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen - Die Wärmepumpe ist dann abhängig vom Weiterbetrieb der Kessel und des BHKW	Ja
Biomasse (fest / gasförmig)	Kessel / BHKW	- Einsatz von gasförmiger Biomasse in Form von Biogas in Bestandskesseln möglich - Alternativ können Kessel mit fester Biomasse eingesetzt werden (Lagerfläche notwendig!)	Ja
Stromdirekteinzung	Power-to-Heat (PtH)	- Einsatz von Strom zur Direktumwandlung in Wärme (Wirkungsgrad = 1) - Erhöhte elektrische Anschlussleistung kann zu Engpässen im Stromnetz führen	Ja - unter Vorbehalt (nur relevant für iKWK-Förderung)
Speicher	Wärmespeicher	- Laufzeitoptimierung der Wärmepumpe und Verhinderung von Takten bei Minimallasten - Aufstellung im Außenbereich denkbar (oberirdisch)	Ja (für betriebliche Optimierung)

3 Teil III – Soll-Analyse des Wärmenetzes

3.1 Allgemeine Hinweise

Auf Basis der IST- und Potenzialanalyse wird eine SOLL-Analyse durchgeführt. Dabei werden jeweils die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 berücksichtigt. Im Jahr 2045 ist entsprechend die Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Folgende Teilaspekte werden hier schwerpunktmäßig betrachtet:

- Bedarfsszenarien für Wärme
- Netztemperaturabsenkung
- Wärmeerzeugung

3.2 Bedarfsszenarien für die Wärmeentwicklung bis 2045

In den drei Szenarien wurden verschiedene Sanierungsquoten unterstellt.

- Szenario 1: Keine Sanierung (außer die von der GWH vorgesehene Sanierung)
 - Bis Ende 2025: Sanierung der Gebäude Ben-Gurion-Ring 8 – 14
 - Bis Ende 2026: Sanierung der Gebäude Ben-Gurion-Ring 112 – 122
- Szenario 2: GWH-Sanierung + 0,5 %/a der Nicht-GWH-Gebäude
- Szenario 3: GWH-Sanierung + 1 %/a der Nicht-GWH-Gebäude

Für die Reduktion des Wärmebedarfs wurde zusätzlich ein für die Region Frankfurt typischer Klimaanpassungsfaktor angesetzt, der die klimatische Veränderung bis 2045 berücksichtigt. Dieser Faktor wird ermittelt über die Veränderung der Heizgradtage durch den Anstieg der Außentemperaturen. Für die Ermittlung wurden Wetterprognosen vom Deutschen Wetterdienst (DWD) herangezogen. Der Faktor beträgt in der Region Frankfurt rund 0,5 %/a. In Abbildung 29 werden die Verläufe des Wärmebedarfs bis 2045 dargestellt.

Da zum Bearbeitungszeitraum nur für die Jahre 2021 – 2023 Verbrauchswerte je Gebäude vorliegen, wurde der Mittelwert dieser Jahre als Status Quo für die Bedarfsentwicklung angesetzt.

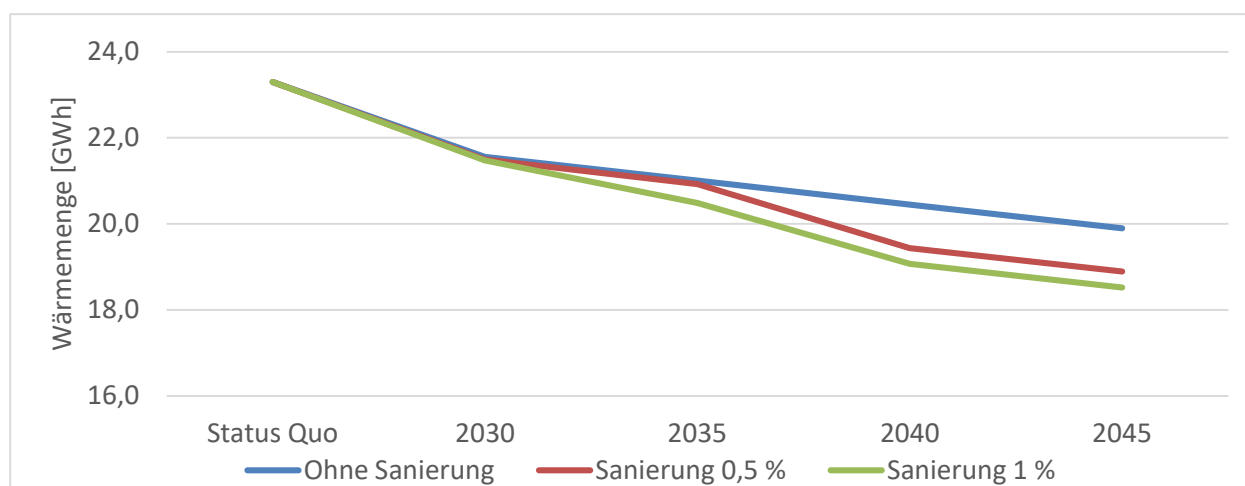


Abbildung 29: 3 Szenarien für die Wärmebedarfsentwicklung bis 2045, Eigene Abbildung

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurde das Worst-Case Szenario angesetzt. In diesem Fall handelt es sich um das Szenario mit der 1%-igen Sanierungsquote.

Die sich daraus ergebenden Wärmebedarfsmengen sind der folgenden Abbildung 30 zu entnehmen:

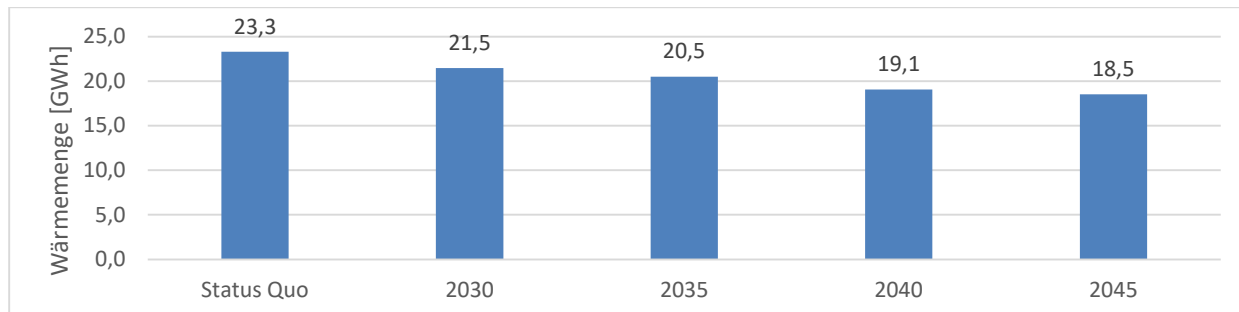


Abbildung 30: Wärmebedarfsentwicklung im betrachteten Worst-Case Szenario, Eigene Abbildung

Innerhalb der Wärmebedarfsszenarien wurde noch keine Wärmenetzerweiterung berücksichtigt. Es wurden insgesamt sechs Gebäude gemeinsam mit der Systeno GmbH identifiziert, die aus wirtschaftlicher Sicht für eine Netzerweiterung in Frage kommen.

Tabelle 17 zeigt potenzielle neue Abnahmestellen, die für eine Netzerweiterung in Frage kommen. Die zu beheizende Fläche wurden über die Grundfläche sowie die Anzahl der Geschosse ermittelt. Als Ansatz wurden für die Nutzfläche 60 % der Grundfläche angenommen.

Der spezifische Wärmebedarf wurde einheitlich mit 150 kWh/m² angenommen. Dieser kann in der Realität stark abweichen in Abhängigkeit von der Auslastung der Gebäude sowie vom Nutzerverhalten.

Mit Hilfe der ermittelten Wärmebedarfe wurde dann unter Berücksichtigung von Vollbenutzungsstunden in Abhängigkeit der Nutzungsart eine Wärmeleistung je Abnehmer bestimmt.

Tabelle 17: Neue potenzielle Abnahmestellen

	Adresse	Art der Gebäude	Anzahl Gebäude	Anzahl Wohneinheiten (Schätzung BLS)	Leistung [kW]	Wärmebedarf [MWh]	Derzeitige Versorgung (Schätzung BLS)
1	Homburger Landstraße 765/767	Großes MFH	1	144	1.000	2.000	Gas
2	Konrad-Duden-Weg 3	Großes MFH	1	112	600	1.150	Gas
3	Homburger Landstraße 734	Supermarkt	1	k.A.	250	540	Gas
4	Genfer Str. 10	Firma	1	-	300	620	Gas
5	Genfer Str. 12	Firma	1	-	400	810	Gas
6	Berner Str. 76	Firma	1	-	620	1.350	Gas
Summe					3.170	6.470	

Folgende Abbildung 31 zeigt, wo genau die Abnehmer verortet sind (rot markiert).

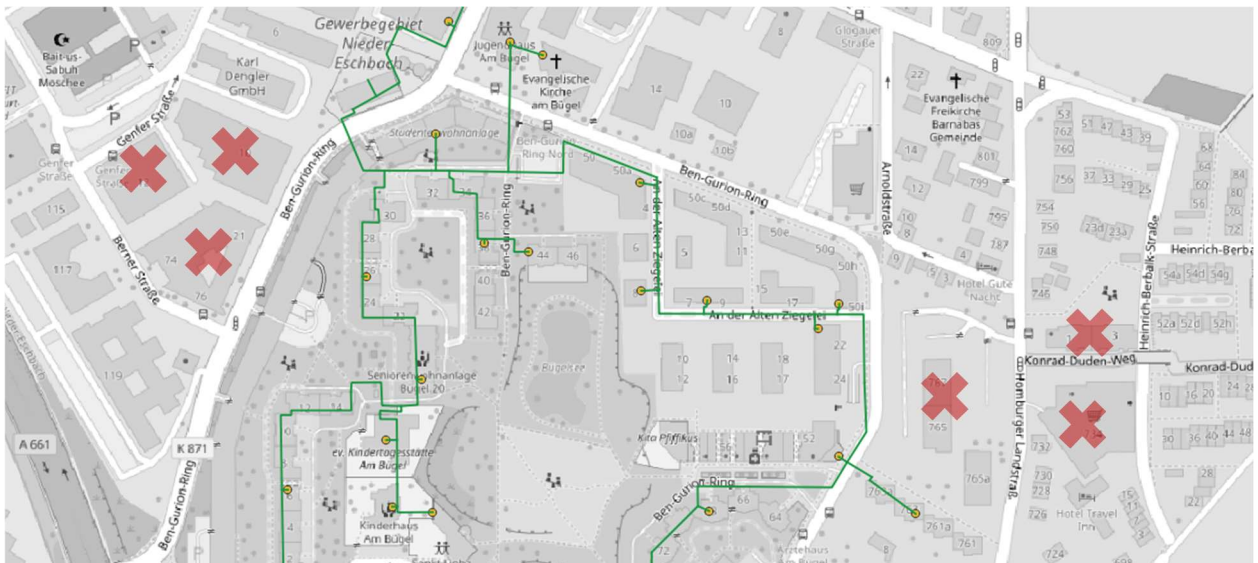


Abbildung 31: Verortung der möglichen neuen Abnahmestellen, Eigene Abbildung

In der folgenden Abbildung 32 sind die Wärmebedarfsdichten auf Rasterebenen² hinterlegt, die zeigen, dass die gewählten Gebäude im Bereich der orangenen und roten Bereiche liegen. Alle anderen attraktiven Wärmedichten (zwischen $> 1.000 \text{ MWh}/(\text{ha} \cdot \text{a})$ und $500 \text{ MWh}/(\text{ha} \cdot \text{a})$) bereits am Wärmenetz angeschlossen sind oder sich bauliche Komplikationen ergeben würden durch die Erweiterung des Netzes durch Kreuzen von großen Straßen oder begrenzter verfügbarer Kapazitäten im Wärmenetz (vgl. IST-Analyse).

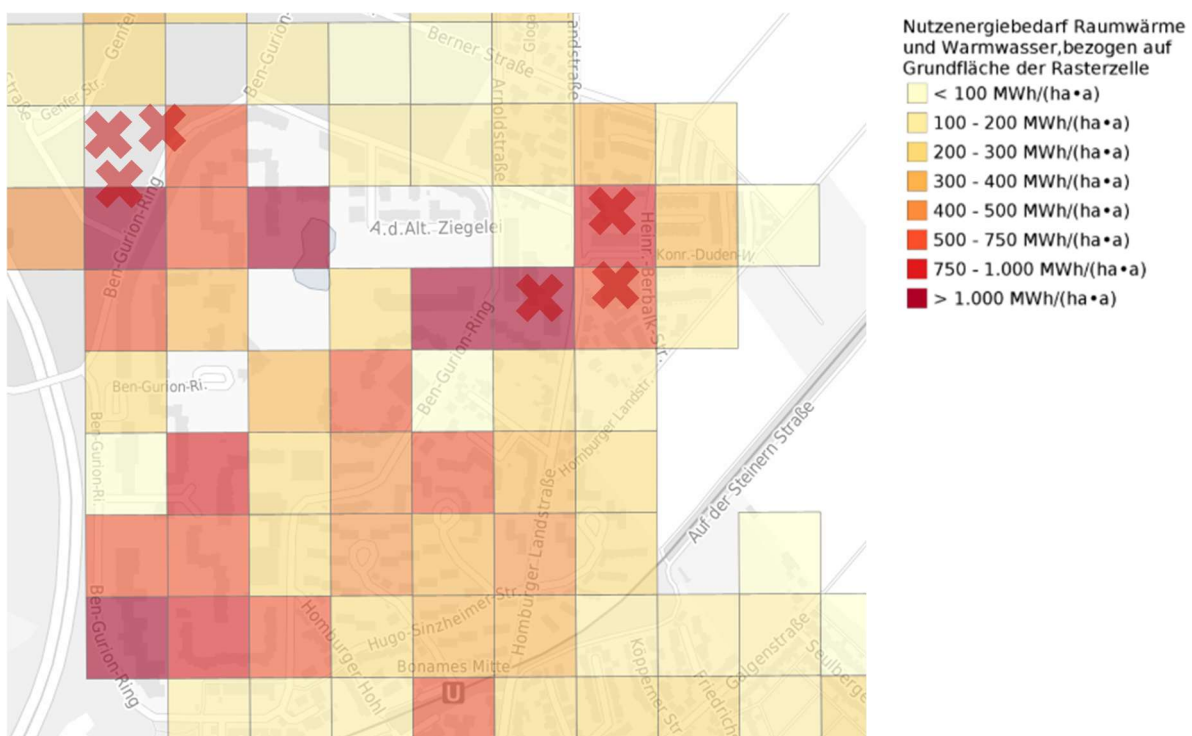


Abbildung 32: Wärmebedarfsdichten im Bereich des Ben-Gurion-Rings, LandesEnergieAgentur Hessen, 2025

² [Wärmeatlas Hessen](#)



In der folgenden Tabelle 18 sind Angaben zur Entwicklung des Wärmenetzes gemacht. Dabei wird die optionale Wärmenetzerweiterung in Klammern mitgeführt. Ob und bis wann die Netzerweiterung durchgeführt wird, obliegt dem Wärmenetzbetreiber. Aus wirtschaftlicher Sicht sind die Verbraucher sehr interessiert, wie an dem zusätzlich möglichen Wärmeabsatz zu erkennen ist.

Tabelle 18: Wärmenetzentwicklung in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045

	IST-Zustand	2030	2035	2040	2045
Anzahl Endkunden	83	83	83	83 (+6 optional)	83 (+6 optional)
Anzahl Gebäude	137	137 (+6 optional)	137 (+6 optional)	137 (+6 optional)	137 (+6 optional)
Anzahl Wohneinheiten (bekannt)	1387	1387 (+ 226 optional)	1387 (+ 226 optional)	1387 (+ 226 optional)	1387 (+ 226 optional)
Trassenlänge	5,2 km	5,2 km (+ 0,5 km optional)	5,2 km (+ 0,5 km optional)	5,2 km (+ 0,5 km optional)	5,2 km (+ 0,5 km optional)
Gesamtwärmebedarf	23,3 GWh	21,5 GWh (+ 6,5 GWh optional)	20,5 GWh (+ 6,5 GWh optional)	19 GWh (+ 6,5 GWh optional)	18,5 GWh (+ 6,5 GWh optional)
Temperaturniveau	VL bis 95 °C / RL 60 °C	VL 80 °C / RL 60 °C	VL 80 °C / RL 60 °C	VL 80 °C / RL 60 °C	VL 80 °C / RL 60 °C

3.3 Netztemperaturabsenkung

Im Rahmen der Analyse des Wärmenetzes wurde keine Notwendigkeit erkannt die Wärmenetztemperatur abzusenken. Aktuell ist gem. Temperaturkurve eine Vorlauftemperatur von bis zu 95 °C vorgesehen. Nach Einschätzung von BLS ist diese Temperatur nicht notwendig, um die aktuellen Verbraucher mit Wärme zu versorgen. Das Netz wird auch aktuell schon mit max. 80 °C gefahren. Dies ist ausreichend, um die geplanten Wärmeerzeuger einzusetzen. In Abstimmung mit Systemo wurde festgelegt, dass auf Grund der teilweise alten Übergabesystemen in den Gebäuden eine Temperaturabsenkung erst in Betracht gezogen wird, wenn die Systeme erneuert werden müssen. Im weiteren Projektverlauf wird angestrebt die Anschlussnehmer zu befragen, um so langfristig eine Entscheidung zu treffen, ob das Temperaturniveau weiter abgesenkt werden kann.



3.4 Mögliche zukünftige Wärmeerzeugung – Variantenbetrachtung

Innerhalb des Transformationsplans wurden insgesamt vier Varianten näher untersucht, die mit der Systemo GmbH besprochen wurden. Diese beinhalten verschiedene Bausteine der technisch realisierbaren Technologien.

3.4.1 Betrachtete Varianten

Für die Varianten wurden die Wärmegestehungskosten für das Zieljahr 2045 berechnet. Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 19: Diverse Annahmen zur Kalkulation der Wärmegestehungskosten

Position	Annahme
Betrachtungszeitraum	20 Jahre (2025 – 2045)
Technische Lebensdauern der Komponenten	Gem. VDI 2067 und AfA-Tabellen
Kalkulatorischer Zinssatz	6 %
Jährliche Inflationsrate	2 %
Nebenkosten der Energieträger	Konstant, auf Basis der aktuellen Nebenkosten
Mögliche Förderungen	BEW-Förderung / Förderung nach KWKG/iKWK
Mehrwertsteuer	Alle Berechnungen sind mit Netto-Werten durchgeführt
Einspeisevergütung BHKW	Berechnung mit erwartbaren Werten nach KWKG
Lebensdauer BHKW	Gesamt: 60.000 Bh – Im Anschluss Überholung des Motors /Generators (Aktueller Stand: 34.000 Bh)

In der folgenden Abbildung 33 ist die Entwicklung der Energieträgerpreise dargestellt.

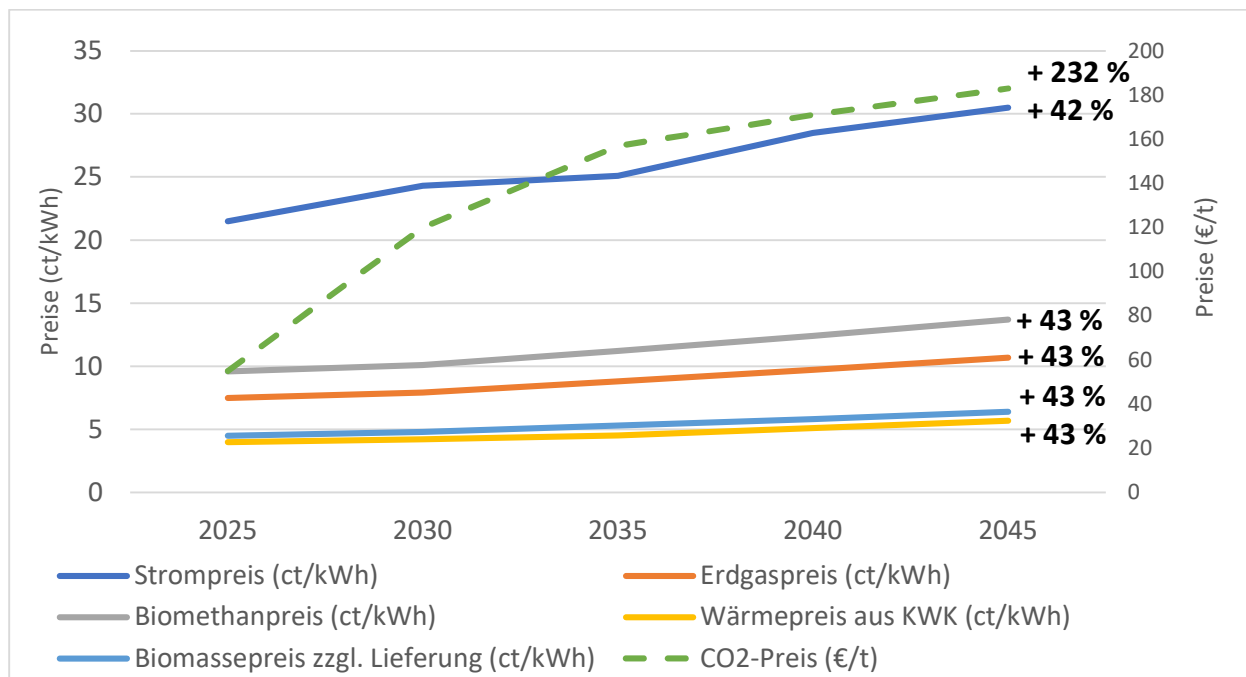


Abbildung 33: Angenommene Entwicklung der Energieträgerpreise bis 2045, Eigene Abbildung



Tabelle 20: Entwicklung der Energieträgerpreise als Mischpreise

Preise (inkl. Nebenkosten)	2025	2030	2035	2040	2045	Quelle
Strompreis (ct/kWh)	21,5	24,3	25,1	28,5	30,5	Kommerzielle ENERVIS Preisprognosen + Netzentgelte + 2% Inflation/a
Erdgaspreis (ct/kWh)	7,5	7,9	8,8	9,7	10,7	Status Quo + 2% Inflation %/a
Biomethanpreis (ct/kWh)	9,6	10,1	11,2	12,4	13,7	Status Quo + 2% Inflation %/a
Wärme aus KWK (ct/kWh)	4,0	4,2	4,5	5,1	5,7	Status Quo + 2% Inflation %/a
Biomassepreis zzgl. Lieferung (ct/kWh)	4,5	4,8	5,3	5,8	6,4	Referenzprojekt BLS + 2 %/a Inflation/a
CO ₂ -Preis (€/t)	55	120	157	171	183	Kommerzielle ENERVIS Preisprognosen

Nach dem BEW ist gefordert mehrere Varianten zu betrachten und daraus eine Zielvariante zu ermitteln. Die betrachteten Varianten sind in der Tabelle 21 hinterlegt.

Neue Komponenten in den jeweiligen Varianten sind die Luft-Wärmepumpe (Variante 1 und 2), die Abgaswärmepumpe (Variante 3) sowie der Biomasse-Kessel (Variante 4). Die Wärmeerzeuger 2 und 3 sind bereits vorhanden und werden in den Varianten im Laufe der Transformation erneuert oder ausgetauscht oder werden rückgebaut.

Tabelle 21: Betrachtete Erzeuger-Varianten

	Wärmeerzeuger 1	Wärmeerzeuger 2	Wärmeerzeuger 3	Ergänzende Maßnahme
	(neu)	(fällt weg, wird erneuert oder ausgetauscht)	(wird erneuert oder ausgetauscht)	(neu, empfohlen)
Variante 1	Luft-Wärmepumpe	Biomethan-BHKW	Biomethan-Kessel	Großwärmespeicher
Variante 2	Luft-Wärmepumpe		Biomethan-Kessel	Großwärmespeicher
Variante 3	Abgas-Wärmepumpe	Biomethan-BHKW	Biomethan-Kessel	Großwärmespeicher
Variante 4	Biomasse-Kessel	Biomethan-BHKW	Biomethan-Kessel	Großwärmespeicher

Für die vier Varianten wurden Gestehungskosten für das Zieljahr 2045 ermittelt. Die Ergebnisse aus der Betrachtung sind der folgenden Abbildung 34 zu entnehmen. Hierbei sind die Investitionskosten, die Betriebskosten für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sowie die Energiekosten berücksichtigt. In den Ergebnissen ist lediglich die BEW-Förderung angesetzt. Weder eine KWK-Förderung noch Erlöse durch Stromverkauf wurde hier berücksichtigt.

Es ist ersichtlich, dass die Variante 4 mit den getroffenen Annahmen die geringsten Gestehungskosten aufweist. Allerdings geht mit der Variante 4 eine starke Beanspruchung des öffentlichen Raums durch den Antransport von fester Biomasse einher.

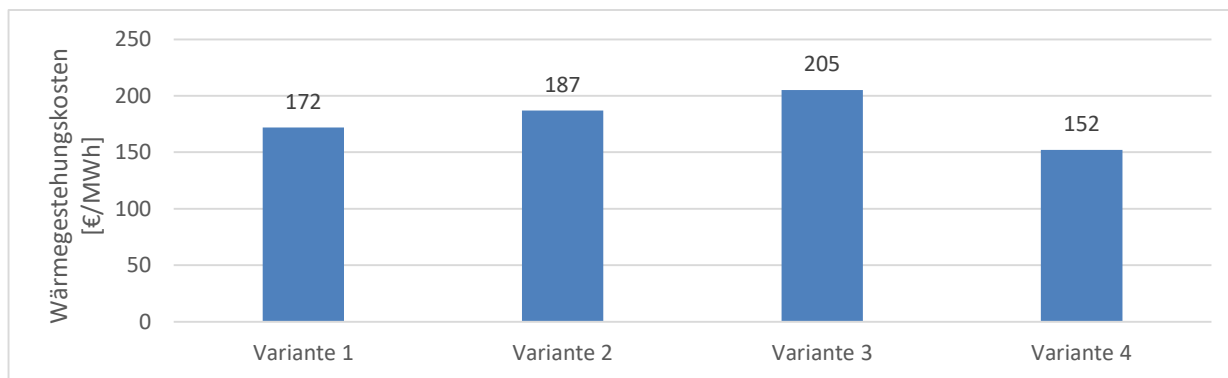


Abbildung 34: Wärmegestehungskosten im Zieljahr 2045 der einzelnen Varianten, Eigene Abbildung

Um die wirtschaftlichen Ergebnisse mit den getroffenen Annahmen zu relativieren, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse sind der folgenden Abbildung zu entnehmen:

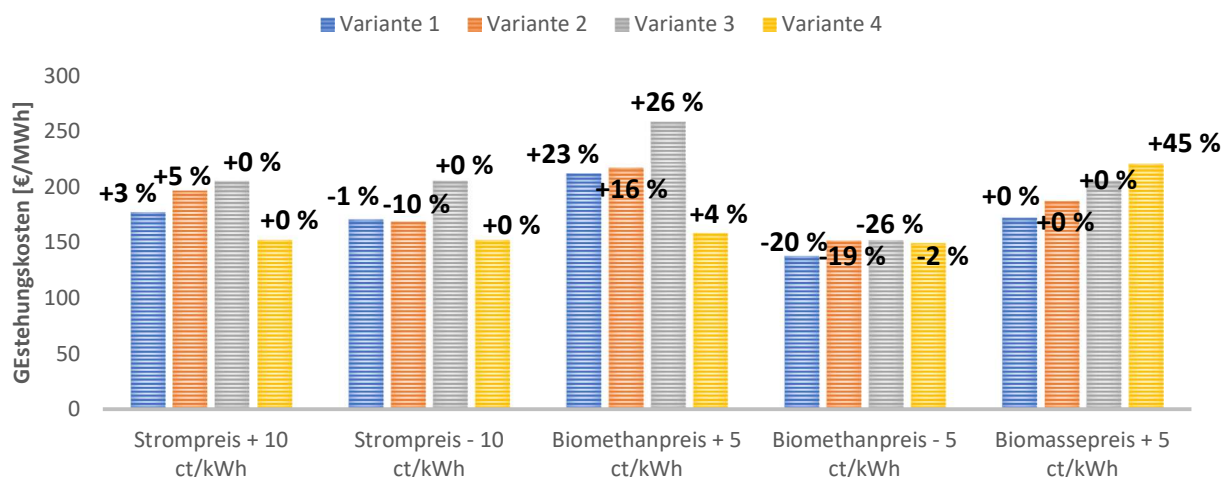


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse zu den Varianten 1 – 4, Eigene Abbildung

In der Abbildung ist erkennbar, dass sich die Varianten in den ersten vier Betrachtungen zwischen + 26 % und – 26 % bewegen. In der Betrachtung, wo die Biomasse um 5 ct/kWh steigt, wird deutlich, dass der Gestehungspreis hier stark vom Biomassepreis abhängt. Bei einer Preissteigerung springt der Gestehungspreis hier um +45 %. In Bezug auf äußere Einflüsse ist die Variante 1 die stabilste. Dementsprechend wird diese Variante von der BLS Energieplan empfohlen umzusetzen. Die detaillierte Betrachtung der Zielvariante ist dem nächsten Kapitel zu entnehmen.



3.4.2 Ermittelte Zielvariante

Als Ziel-Variante ergibt sich die Variante 1 – Hierbei wird eine Luft-Wärmepumpe mit ca. 2 MW Wärmeleistung errichtet und die anderen Erzeuger (BHKW, Kessel 1 und Kessel 2) bei Bedarf modernisiert und instandgehalten. Kessel 3 muss zurückgebaut werden, sobald die Wärmepumpe errichtet wird, da der Platz in der Energiezentrale andernfalls nicht ausreicht.

Folgende Argumente sprechen für die Variante 1:

- Falls angestrebt wird eine Betriebsförderung nach KWKG zu beantragen, kann hier an der Ausschreibung der Bundesnetzagentur am 01.12.2025 teilgenommen werden, um zu prüfen, ob es sich aus Sicht der Systemo GmbH wirtschaftlich darstellen lässt, das BHKW mit dem geforderten Zuschlag weiter zu betreiben. Weitere Ausschreibungstermine sind zum aktuellen Zeitpunkt nicht veröffentlicht. Falls keine Teilnahme angestrebt wird, steht das BHKW als Eigenstromerzeuger zur Verfügung und kann somit bei stark ansteigenden Strompreisen Strom für die Wärmepumpe bereitstellen – Vorteil gegenüber Variante 2
- Es ist ein alternierender Betrieb zwischen Wärmepumpe und BHKW und Kessel möglich – Größere Flexibilität als in Variante 3; hier ist die Wärmepumpe direkt an den Betrieb der Verbrennungsanlagen gekoppelt
- Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Variante 1 robuster als Variante 4 in Bezug auf den Anstieg der Energieträgerpreise – auf Grund des besseren Wirkungsgrades der Wärmepumpe im Vergleich zum Biomasse-Kessel wirkt sich bei diesem ein Preisanstieg ca. dreimal so stark auf die Betriebskosten aus
- Der öffentliche Raum wird nicht für die Wärmeversorgung in Anspruch genommen – dadurch steigt die öffentliche Akzeptanz der Variante

Tabelle 22: Wärmeleistungen und entsprechende Anteile an der Wärmeerzeugung im SOLL-Zustand

Erzeuger	Referenzlastgang (2023 + 2024)		
	[MW]	[GWh]	[%]
Luft-WP	2	12,7	62
PtH-Kessel	0,5	1,3	6
BHKW	1,5	3,2	16
Heißwassererzeuger 1 + 2	Ca. 8,5	3,3	16
Summe Wärmeerzeugung		20,5 GWh	

Abbildung 36 zeigt das vereinfachte Versorgungsschema im SOLL-Zustand mit diversen Angaben zur maximal installierten Leistung, den Temperaturen im Netz sowie den abgenommenen Wärmemengen auf Seiten der Verbraucher.

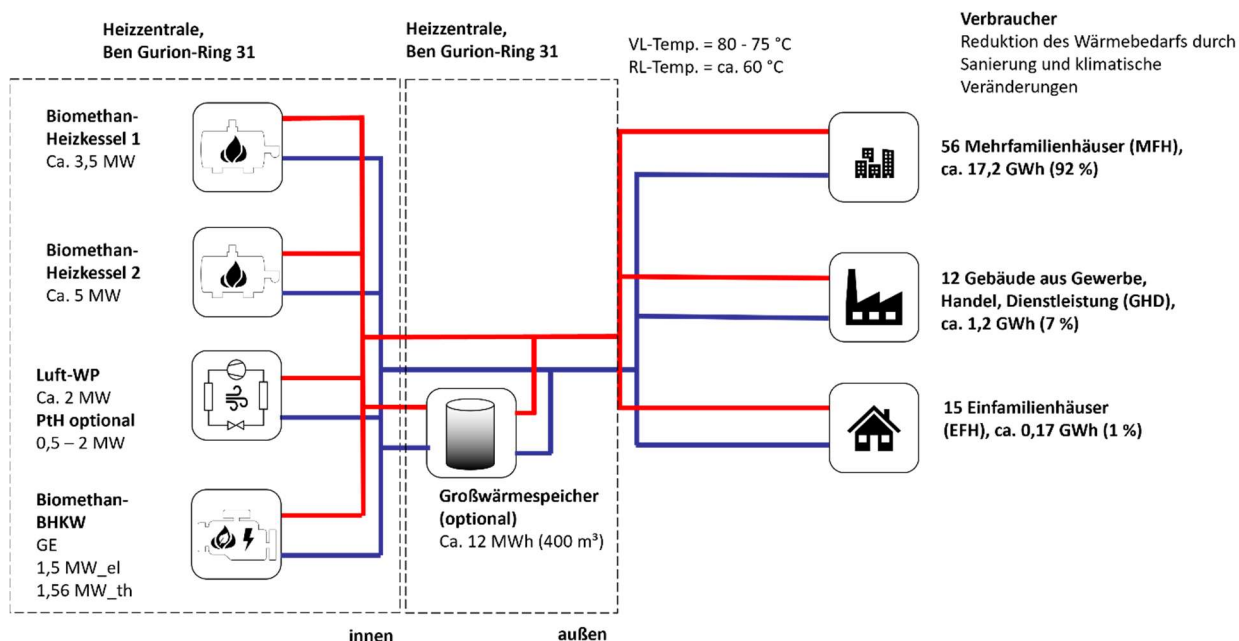


Abbildung 36: Wärmeschema im SOLL-Zustand 2045, Eigene Abbildung

Zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten wurde eine Simulation mit hinterlegter mathematischer Optimierung durchgeführt, um so eine kostenoptimale Betriebsweise zu generieren.

Folgende Annahmen wurden bei der Simulation getroffen:

- Strompreis: Der Strompreis wird nicht mehr, wie in der Vergangenheit, mit jährlich konstanten Werten angesetzt, sondern mit stündlich variierenden Werten. Dadurch wird die Wärmepumpe und die PtH-Anlage immer dann betrieben, wenn der Strompreis unter ein gewisses Preisniveau fällt. Wenn der Strompreis über diesem Preisniveau liegt, kann entweder das BHKW Strom erzeugen zur Versorgung der Wärmepumpe oder nur die gasbasierten Wärmeerzeuger betrieben werden.
- Erzeugerlaufzeiten: Um übermäßigen Verschleiß an den Anlagen zu vermeiden wurde angenommen, dass die Anlagen mindestens drei Stunden am Stück laufen müssen, sobald diese eingeschaltet werden.
- Die Luft-Wärmepumpe wird bei allen Außentemperaturen betrieben – Durch eine optionale in Reihe geschaltete PtH-Anlage kann hier eine Nacherhitzung stattfinden, um die 80 °C Vorlauftemperatur zu erreichen.

In der folgenden Abbildung 37 und Abbildung 38 ist die betriebsoptimale Einsatzreihenfolge der Erzeuger im SOLL-Zustand 2045 abgebildet. Hier ist erkennbar, dass sich das BHKW und die Luft-WP die Grundlast teilen. Der empfohlene Wärmespeicher erhöht die Laufzeit der Luft-WP und trägt somit zur wirtschaftlichen Optimierung bei.

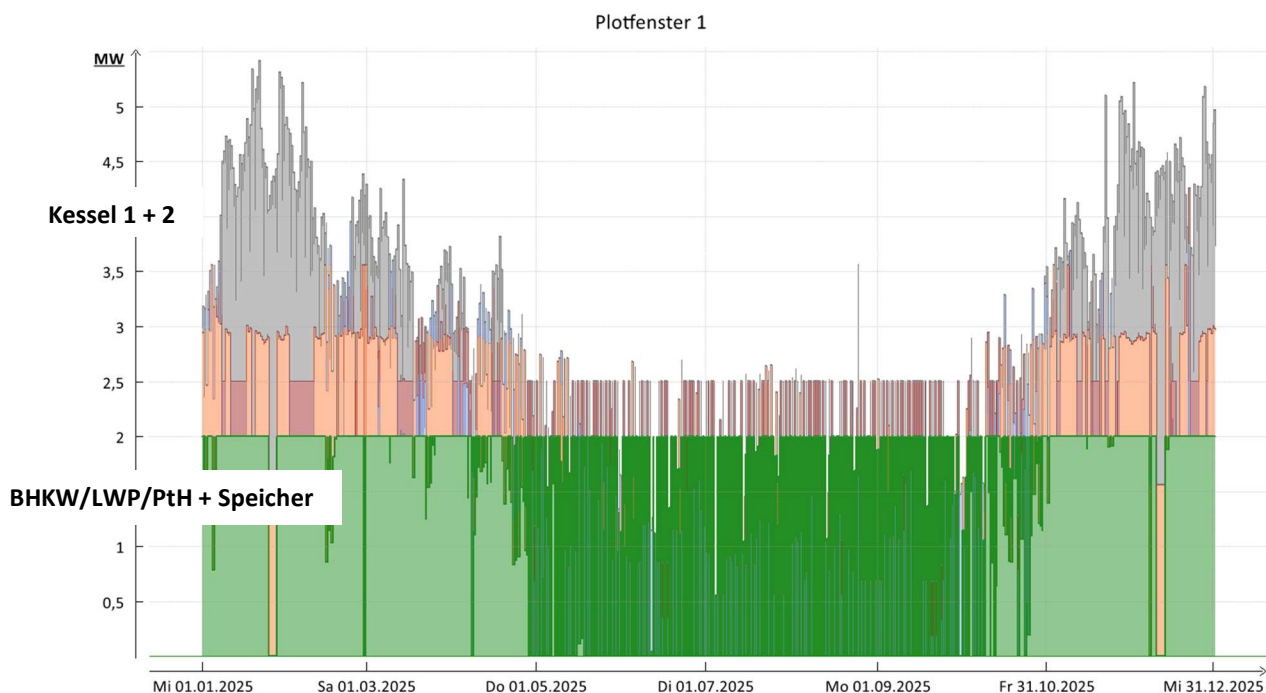


Abbildung 37: Lastgang im SOLL-Zustand 2045 (ohne Netzerweiterung), Eigene Abbildung

Abbildung 38 zeigt die Jahresdauerlinie im SOLL-Zustand. Hier wird deutlich, dass die maximale ausgespeiste Wärmeleistung ca. 5,3 MW beträgt. Im Sommer fällt die Leistung auf teilweise unter 500 kW ab.

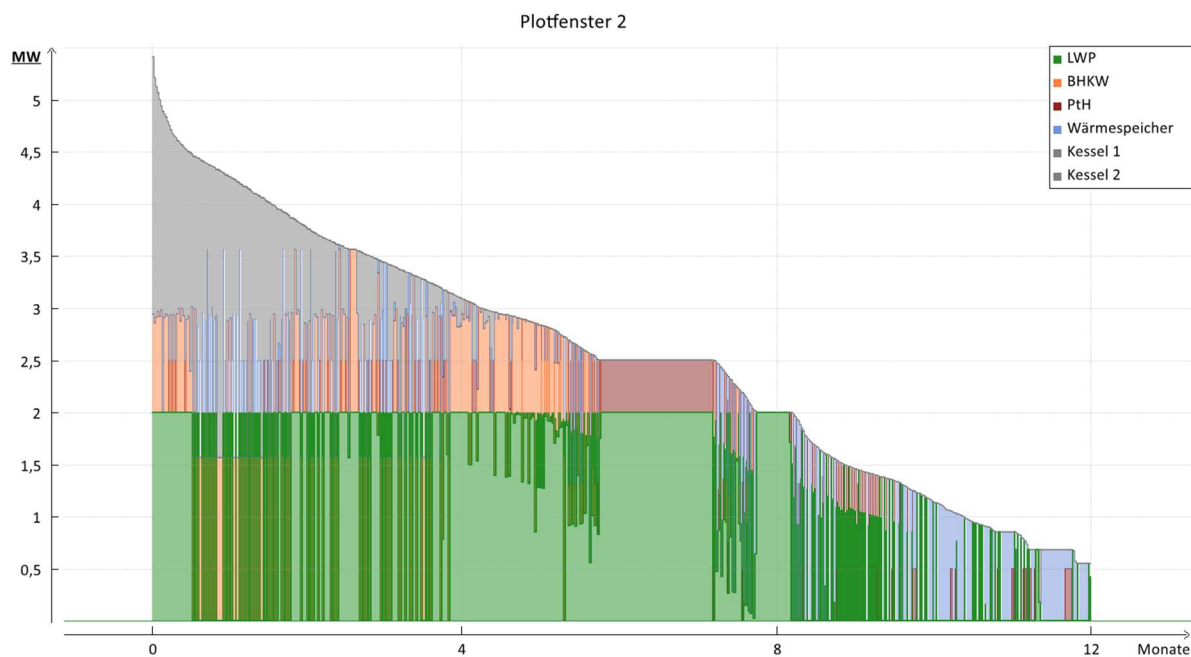


Abbildung 38: Jahresdauerlinie im SOLL-Zustand 2045 (ohne Netzerweiterung), Eigene Abbildung



Tabelle 23: Wärmeerzeugungs-Portfolio in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045

	IST-Zustand	2030	2035	2040	2045
Wärmeerzeugungsanlagen	KWK	WP + PtH	WP + PtH	WP + PtH	WP + PtH
▪ Thermische Leistung	▪ 1,5 MW	▪ 2 MW + (0,5 MW)	▪ 2 MW + (0,5 MW)	▪ 2 MW + (0,5 MW)	▪ 2 MW + (0,5 MW)
▪ Vollbenutzungsstunden	▪ 7.885 h/a	▪ 6.639 h/a	▪ 6.655 h/a	▪ 6.436 h/a	▪ 6.411 h/a
▪ Eingespeiste Wärme	▪ 12,3 GWh	▪ 13,3 GWh + (1 GWh)	▪ 13,3 GWh + (1,3 GWh)	▪ 12,8 GWh + (1,3 GWh)	▪ 12,8 GWh + (1,3 GWh)
	Kessel 1	KWK	KWK	KWK	KWK
	▪ 3,16 MW	▪ 1,5 MW	▪ 1,5 MW	▪ 1,5 MW	▪ 1,5 MW
	▪ 3.608 h/a	▪ 2.514 h/a	▪ 2.144 h/a	▪ 2.183 h/a	▪ 2.036 h/a
	▪ 11,4 GWh	▪ 3,9 GWh	▪ 3,3 GWh	▪ 3,4 GWh	▪ 3,2 GWh
	Kessel 2	Kessel 1	Kessel 1	Kessel 1 (anteilig Biomethan)	Kessel 1 (Biomethan)
	▪ 7,43 MW	▪ 3,16 MW	▪ 3,5 MW	▪ 3,5 MW	▪ 3,5 MW
	▪ 73 h/a	▪ 1.740 h/a	▪ 1.364 h/a	▪ 1.032 h/a	▪ 932 h/a
	▪ 0,55 GWh	▪ 5,5 GWh	▪ 4,8 GWh	▪ 3,6 GWh	▪ 3,3 GWh
	Kessel 3	Kessel 2	Kessel 2	Kessel 2	Kessel 2 (Biomethan)
	▪ 6,83 MW	▪ 7,43 MW	▪ 5 MW	▪ 5 MW	▪ 5 MW
	▪ 0 h/a	▪ 3,2 h/a	▪ 0 h/a	▪ 0 h/a	▪ 0 h/a
	▪ 0 GWh	▪ 0,15 GWh	▪ 0 GWh	▪ 0 GWh	▪ 0 GWh
Anteil gasgefeuerter KWK	12,3 GWh / 50 %	3,9 GWh / 16 %	3,3 GWh / 15 %	3,4 GWh / 16 %	3,2 GWh / 16 %
Anteil gasbefeuerter Kessel	12 GWh / 50 %	5,7 GWh / 24 %	4,8 GWh / 21 %	3,6 GWh / 17 %	3,3 GWh / 16 %
Anteil erneuerbarer Energien (ohne Abwärme und Biomasse)	0 GWh / 0 %	14,3 GWh / 60 %	14,6 GWh / 64 %	14,1 GWh / 67 %	14,0 GWh / 68 %
<i>Anteil Abwärme</i>	<i>0 GWh / 0 %</i>	<i>0 GWh / 0 %</i>	<i>0 GWh / 0 %</i>	<i>0 GWh / 0 %</i>	<i>0 GWh / 0 %</i>
Anteil Biomasse	12,3 GWh / 50 %	3,9 GWh / 16 %	3,3 GWh / 15 %	3,4 GWh / 16 %	6,5 GWh / 32 %
Anteil treibhausgasneutraler Wärme und Abwärme	12,3 GWh / 50 %	18,2 GWh / 76 %	17,9 GWh / 79 %	16,9 GWh / 83 %	20,5 GWh / 100 %



3.5 Hydraulische Simulation SOLL-Zustand

Ausgehend vom in Abschnitt 1.4.1 - Hydraulische Analyse beschriebenen Modell wurde die Zielvariante abgebildet und hydraulisch für zwei repräsentative Lastfälle (Winter- u. Sommerlastfall) analysiert. Dabei wurde der hydraulische Einfluss der Integration einer Luftwärmepumpe am bisherigen Erzeugungsstandort sowie optionaler Netzerweiterungen im nordöstlichen und nordwestlichen Netzgebiet detaillierter betrachtet.

Winterlastfall

Für die Analyse des Winterlastfalls ergibt sich durch die Integration der Luftwärmepumpe in der Energiezentrale mit einer Wärmeleistung von 2 MW und einer Vorlauftemperatur von 75 °C eine Einspeisetemperatur von rund 85,5 °C. Die restliche Leistung zur vollständigen Deckung des Bedarfs werden durch die bestehenden Erzeuger (BHKW & Gaskessel) mit einer Vorlauftemperatur von 95 °C gedeckt. Aufgrund der Erweiterungen ergibt sich für den betrachteten SOLL-Zustand eine Abnahmeleistung von 6,9 MW mit Leitungsverlusten von rund 0,2 MW (3 %) und einer resultierenden Einspeiseleistung von 7,1 MW.

Der erforderliche VL-Druck liegt bei rund 3,6 barü bei einem RL-Druck von 1,5 barü an der Energiezentrale. Der Anstieg des Drucks ist dabei hauptsächlich auf den Leitungsabschnitt in Richtung des Abnehmers in der Homburger Landstraße 763, an welchem die östliche Netzerweiterung geplant ist, zurückzuführen. Aufgrund der bestehenden Leistung mit einer DN 80 und dem durch die Erweiterung angestiegenem Durchfluss steigen im maximalen Abnahmefall die Druckverluste auf 410 Pa/m. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese im Jahresverlauf nur sehr kurzzeitig auftreten und lokal nur begrenzt im Netz auftreten.

Unter Berücksichtigung der Bereitstellung des notwendigen Druckniveaus durch die Netzpumpen ist der Anstieg der Druckverluste des Leitungsabschnitts in Folge der Netzerweiterung als unkritisch zu betrachten. Die Leitungen der Netzerweiterungen wurden ebenfalls mit Hilfe der Simulationssoftware STANET auf die Anschlussleistung bei einer Gleichzeitigkeit von 1 und einem max. spezifischen Druckverlust von 300 Pa/m dimensioniert.

Für die Erschließung der östlichen Abnehmer ergibt sich damit eine DN 100 zum Abnehmer Homburger Landstraße 765/767, nachfolgend eine DN 80 bis zum Abnehmer Konrad-Duden-Weg 3 und zum Abnehmer Homburger Landstraße 734 eine DN 50.

Die Erschließung der westlichen Abnehmer kann mit einem Abgang DN 100 vom Bestandsnetz erfolgen, welcher sich dann auf die einzelnen Anschlussleitungen DN 80 (Berner Str. 76), DN 65 (Genfer Str. 12) und DN 50 (Genfer Str. 10) aufteilt.

Die Auslegung der Erweiterungen zeigt, dass die spezifischen Druckverluste bei der untersuchten Maxmalleistung von 7,1 MW Einspeisung unterhalb von 200 Pa/m liegen. Die spezifischen Druckverluste im gesamten Netz sind in der Abbildung 39 dargestellt.

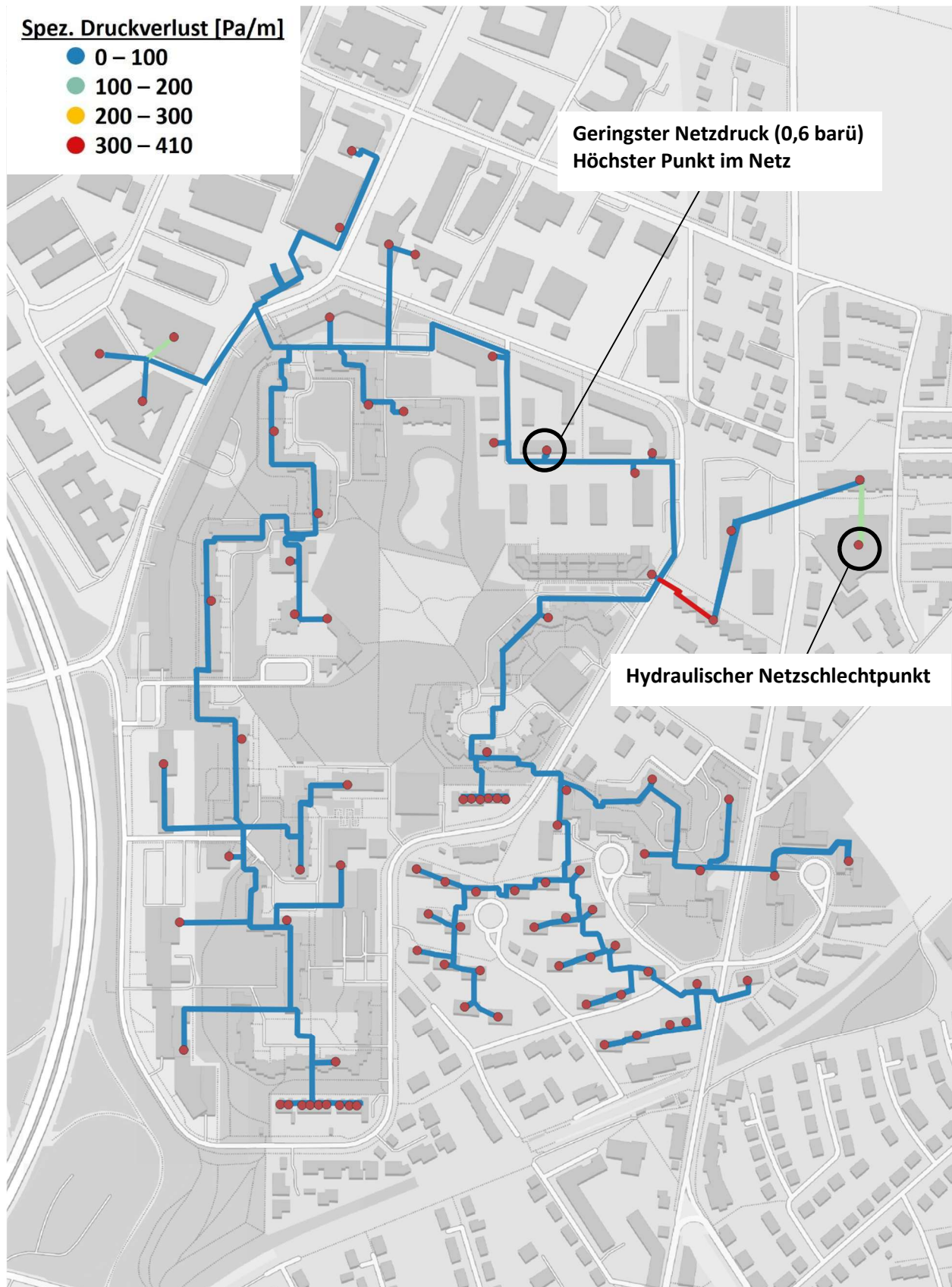


Abbildung 39: Winterlastfall SOLL-Netz - spezifische Druckverluste, Eigene Abbildung



Sommerlastfall

Für die Analyse des Sommerlastfalls zeigt sich eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs durch die Luftwärmepumpe in der Energiezentrale mit einer maximalen Wärmeleistung von 2 MW und einer Vorlauftemperatur von 75 °C. Aufgrund der Erweiterungen ergibt sich für den betrachteten SOLL-Zustand eine Abnahmeleistung von 0,4 MW mit Leitungsverlusten von rund 0,1 MW (23 %) und einer resultierenden Einspeiseleistung von 0,5 MW. Der erforderliche VL-Druck für eine Temperaturspreizung von 15 K im Netz liegt bei rund 2,5 barü bei einem RL-Druck von 1,5 barü an der Energiezentralen. Der Druckverlust über das Netz ist folglich im Sommerlastfall bei der untersuchten Abnahmeleistung ohne signifikanten Einfluss. Die spez. Druckverluste im Netz sind in der Abbildung 40 dargestellt. Es zeigen sich max. Druckverluste von unter 6 Pa/m für einzelne Leitungsabschnitte, der Großteil der Leitungen weist sogar Druckverluste unterhalb von 1 Pa/m auf, wodurch sich der geringe VL-Druck begründen lässt.

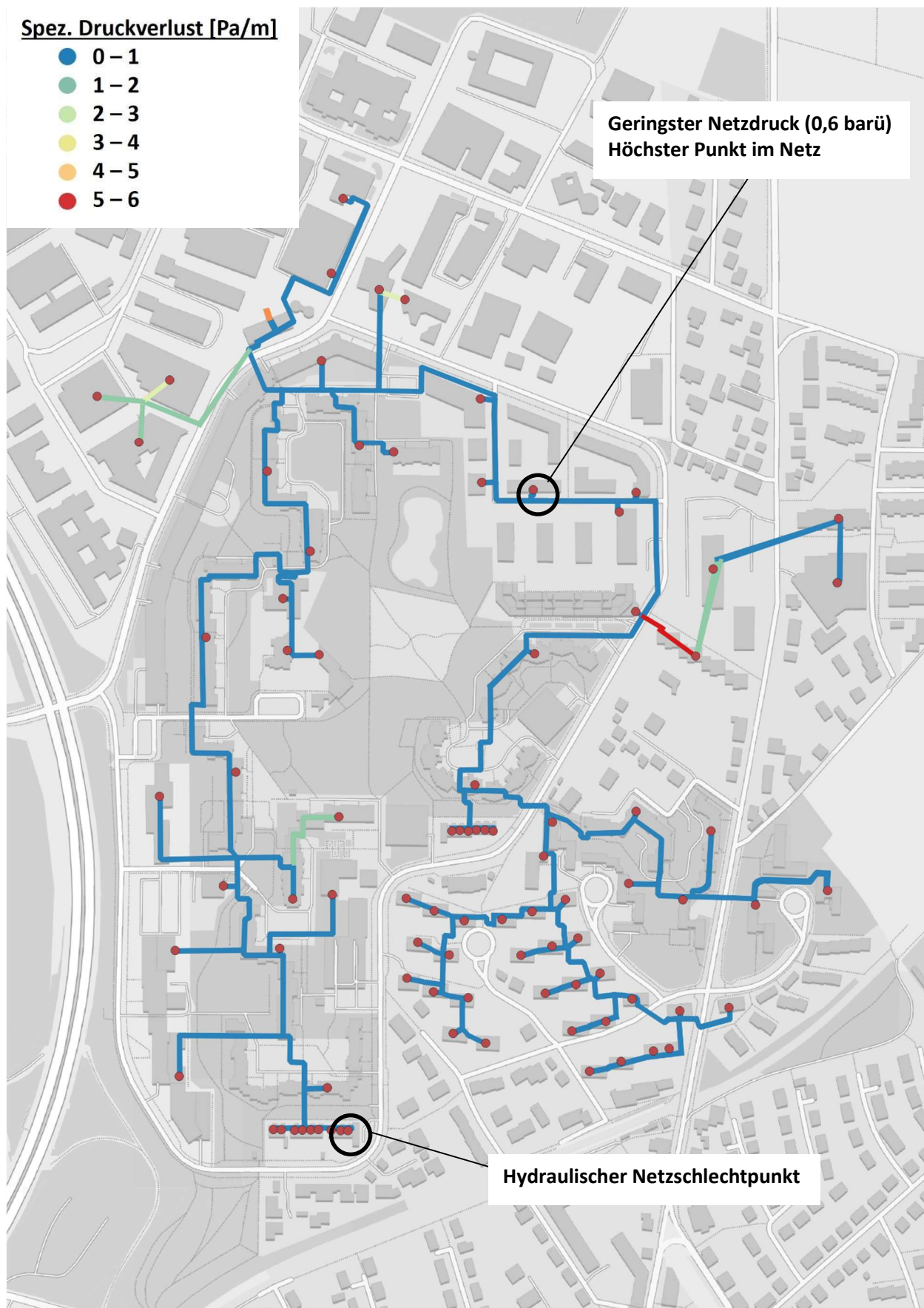


Abbildung 40: Sommerlastfall SOLL-Netz - spezifische Druckverluste, Eigene Abbildung



Fazit

Insgesamt lässt sich für die Analyse des SOLL-Zustands damit festhalten, dass sowohl die Integration einer Luftwärmepumpe und der damit geringeren Temperaturspreizung als auch die aufgeführten Netzerweiterungen realisierbar sind und zu keiner Überlastung des Wärmenetzes führen. Lediglich der Leitungsabschnitt vor dem Abgang der östlichen Netzerweiterung sorgt bei maximaler Abnahmeleistung für eine stärkere hydraulische Auslastung, die eine Realisierung aufgrund des im Jahresverlauf geringfügigen Einflusses nicht signifikant beeinträchtigt.



3.6 Elektrotechnischer Anschluss

In Rücksprache mit dem örtlichen Stromnetzbetreiber Mainova (NRM-Netzdienste) wurde konstatiert, dass der tatsächlich notwendige Kapazitätsbedarf vom Stromnetz von der technischen Fachabteilung berechnet und bewertet werden muss. Erst auf Grundlage der Berechnung kann eine valide Aussage zur Machbarkeit des Anschlusses getätigt werden. In der Fachplanung (LPH 2-4) der Luft-Wärmepumpe und des PtH-Kessels ist eine Anfrage zur Netzberechnung bei der Mainova zu stellen, wenn die Leistungsgrößen festgelegt sind.

Diese Anfrage ist nach Aussage der Mainova über ein entsprechendes Netzportal³ mit allen notwendigen Informationen und Unterlagen zu platzieren. Dafür benötigte Informationen sind folgende:

- Leistungsbilanz (Summe aller Verbraucher am Netzanschluss unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors (GLZF))
- Lageplan, mit Angabe des Netzanschlusses
- Vollmacht des Grundstückseigentümers
- Datenblatt der Wärmepumpe und PtH-Anlage

Sollte der zukünftige Leistungsbedarf einen Wert von 3,5 MW überschreiten, fällt die Anfrage unter das sogenannte Pro-Rata-Verfahren⁴. In diesem Fall kommt es zu einer Überprüfung der Leistungsverfügbarkeit zu einem bestimmten Stichtag, dem 31.01.2026.

Grundsätzlich wird die zusätzlich mögliche elektrische Anschlussleistung, gegenüber der aktuellen zugesicherten Vertragsleistung von 3740 kVA, im Bereich des Ben-Gurion-Rings als gering eingeschätzt. Dies ist allerdings, wie oben beschrieben, durch eine Netzberechnung zu überprüfen. Erst dann können belastbare Aussagen getätigt werden.

Die hohe Effizienz der Wärmepumpe kann die benötigte Stromanschlussleistung stark eingrenzen. Durch die aktuell noch ungenutzte freie elektrische Vertragsleistung gibt es einen gewissen Handlungsspielraum in Bezug auf die Dimensionierung der strombasierten Wärmeerzeuger.

Zum aktuellen Planungsstand sind folgende elektrischen Anschlussleistungen bekannt:

Tabelle 24: Elektrische Anschlussleistungen der neuen Wärmeerzeuger

Elektrische Verbraucher	Anschlussleistung ca.
Luft-WP inkl. Luftenthitizer	800 kW
PtH-Kessel	500 kW
Summe	1.300 kW

Um die Flexibilität des Energiesystems weiter zu erhöhen, kann die nötige Infrastruktur zur Anbindung der neuen Wärmeerzeuger für eine modulare Erweiterbarkeit ausgelegt werden. Dazu gehören zum Beispiel die Dimensionierung von Rohrleitungen und elektrischen Anschlüssen.

³ [NRM-Netzportal](#)

⁴ [Netzanschluss – NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH](#)



3.7 Primärenergie- und CO₂-Einsparung

Folgende Faktoren wurden für die Einsparungen der CO₂-Emissionen und der Primärenergie angesetzt aus der AGFW-Empfehlung zur Erstellung eines Transformationsplans nach BEW⁵.

Dabei ist zu erkennen, dass die Werte für Biomethan und Erdgas konstant gehalten werden. Für den bezogenen Strom aus dem Netz wird ein Absenkpfad sowohl für die CO₂-Emissionen als auch für die Primärenergie.

Tabelle 25: Faktoren für Primärenergie und CO₂

		IST-Zu- stand	2030	2035	2040	2045
Strom	CO ₂ (t/MWh)	0,375	0,26	0,18	0,11	0,03
	Primärenergie (Netzstrom)	1,3	0,8	0,57	0,33	0,1
	Primärenergie (PV vor Ort)	0	0	0	0	0
Biomethan	CO ₂ (t/MWh)	0	0	0	0	0
	Primärenergie	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Erdgas	CO ₂ (t/MWh)	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202
	Primärenergie	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

In der folgenden Tabelle sind die tatsächlich bezogenen Energiemengen aus Strom, Biomethan sowie Erdgas aufgeführt und die sich daraus ergebenden Einsparungen in den einzelnen Stützjahren. Der eingespeiste Strom wird hier nicht berücksichtigt.

⁵ Vgl. Kühne/Heiler.2023. AGFW-Empfehlung zur Erstellung eines Transformationsplans BEW. 3. Auflage. Frankfurt am Main



Tabelle 26: Primärenergie- und CO₂-Einsparung in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045

	IST-Zustand	2030	2035	2040	2045
Primärenergie im Untersuchungsgebiet	Bezogen aus ▪ Biomethan: 11.039 MWh ▪ Erdgas: 14.254 MWh ▪ Strom: 0	Bezogen aus ▪ Biomethan: 3.519 ▪ Erdgas: 6.615 ▪ Strom: 2.670	Bezogen aus ▪ Biomethan: 3.001 ▪ Erdgas: 5.769 ▪ Strom: 2.212	Bezogen aus ▪ Biomethan: 3.056 ▪ Erdgas: 4.368 ▪ Strom: 1.265	Bezogen aus ▪ Biomethan: 4.285 ▪ Erdgas: 0 ▪ Strom: 393
Primärenergieeinsparung gegenüber IST-Zustand	0	-12.489 MWh (- 49 %)	-14.311 MWh (- 57 %)	-16.604 MWh (- 66 %)	-20.615 MWh (- 82 %)
CO₂-Emissionen im Untersuchungsgebiet	Bezogen aus ▪ Biomethan: 0 t ▪ Erdgas: 2.618 t ▪ Strom: 0 t	Bezogen aus ▪ Biomethan: 0 t ▪ Erdgas: 1.215 t ▪ Strom: 868 t (reiner Netzbezug)	Bezogen aus ▪ Biomethan: 0 t ▪ Erdgas: 1.059 t ▪ Strom: 699 t (reiner Netzbezug)	Bezogen aus ▪ Biomethan: 0 t ▪ Erdgas: 802 t ▪ Strom: 422 t (reiner Netzbezug)	Bezogen aus ▪ Biomethan: 0 t ▪ Erdgas: 0 t ▪ Strom: 117 t (reiner Netzbezug)
CO ₂ -Einsparung gegenüber IST-Zustand (bezogen auf Erdgas)	0	-1.403 t (53 %)	-1.559 t (59 %)	-1.816 t (69 %)	-2.618 t (100 %)



4 Teil IV – Pfad zur Treibhausgasneutralität

4.1 Allgemeine Hinweise

Im Rahmen der Methodik wurden alle identifizierten Maßnahmenpakete zu einem konsistenten Gesamttransformationsplan gebündelt: Politische Ziele, Zeitachsen und Abhängigkeiten wurden harmonisiert und die Beiträge zu Emissionsminderung, Kosten, Risiken und Reihenfolge bewertet. Das Ergebnis ist ein integrierter Pfad mit kumulierter Minderung, Energieträgerbedarfen sowie Investitions- und Betriebskosten.

Für das erste Maßnahmenpaket wurden klare Planungsprämissen festgelegt: Systemgrenze (Standorte, Scopes), Baseline mit Stichtag und Datenquelle, Annahmen zu Energie- und CO₂-Preisen, Technologieverfügbarkeit und Wirkungsgraden, realistische Zeit- und Genehmigungsdauern, Last- und Kapazitätsprofile, Förderkulisse, interne Finanzierungssätze sowie KPIs. Zudem wurden Schnittstellen zu Folgepaketen und relevante externe Rahmenbedingungen (Regulatorik, Netze, Verfügbarkeit grüner Energien) dokumentiert.

4.2 Gesamtplanung der Maßnahmen

Bei der Planung des Transformationsplan wurden alle relevanten Fristen, die für die BEW-Förderung relevant sind, beachtet und werden in den nachfolgenden Kapiteln detailliert erläutert.

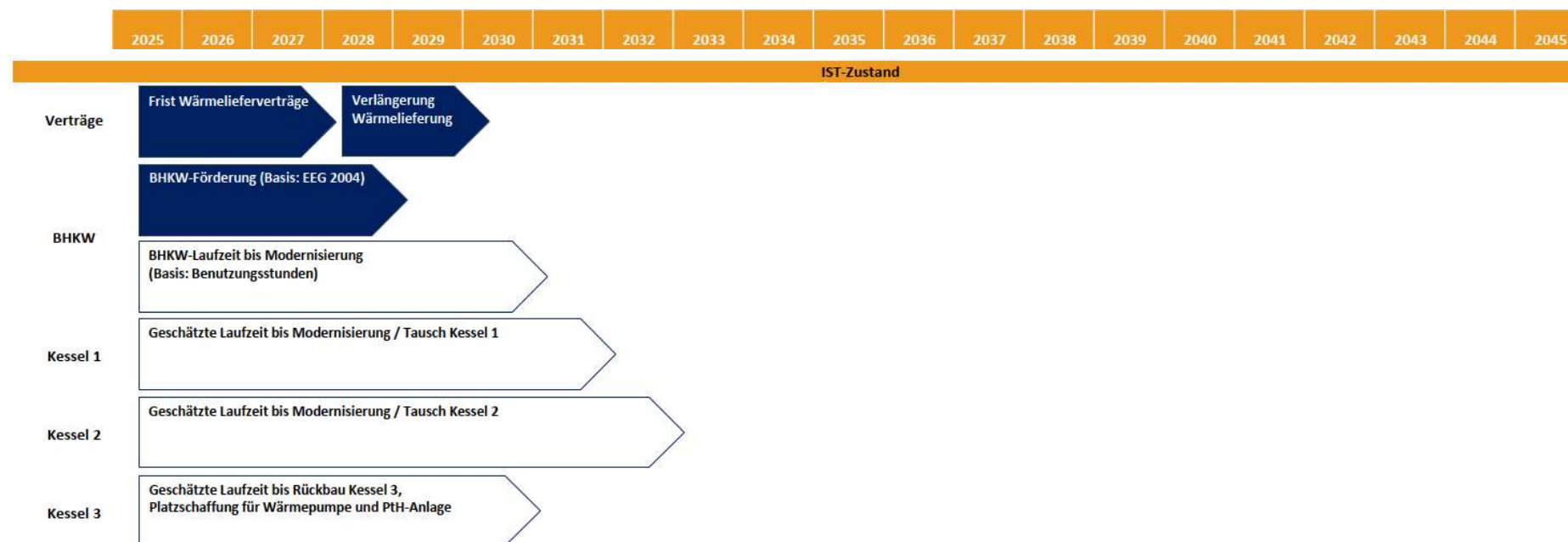
Unter Berücksichtigung der aktuellen Frist der Wärmelieferverträge bis Ende 2027 wird empfohlen diese, um mindestens ein Jahr zu verlängern. Damit laufen die Verträge dann genauso lang wie die aktuelle EEG-Vergütung des BHKW (Enddatum: 31.12.2028). Ab diesem Datum macht es Sinn neue Wärmelieferverträge abzuschließen. Im ersten Maßnahmenpaket wird genau beschrieben, was die nächsten Schritte sind (s. Kapitel 4.2.2).

Es kann in Betracht gezogen werden zukünftig an einer iKWK-Ausschreibung teilzunehmen, falls sich der Energiemarkt anders verhält als im Transformationsplan angenommen und sich daraus eine Wirtschaftlichkeit ableiten lässt. Zum aktuellen Zeitpunkt und unter Berücksichtigung der angesetzten Preisentwicklungen ist dies nicht der Fall.

Der aktuell letzte bekannte Ausschreibungstermin für die iKWK-Förderung ist der 01.12.25. Grundsätzliche Prämisse für die Förderung ist, dass das BHKW mit mindestens 50 % der Neukosten modernisiert wird oder vollständig ersetzt wird und neu im Marktstammdatenregister angemeldet wird. Außerdem muss eine Wärmepumpe errichtet sowie eine PtH-Anlage gebaut werden. Diese drei Komponenten bilden die innovative Kraftwärmekopplung. Eine weitere Voraussetzung ist, dass alle drei Komponenten zusammenhängend geregelt werden und in dasselbe Wärmenetz einspeisen. Die WP-Anlage muss dabei mindestens 35 % der Wärmeleistung der KWK-Anlage bereitstellen. Bei der PtH-Anlage sind es mindestens 30 % der Wärmeleistung der KWK-Anlage.



4.2.1 Ablaufplan (IST-Zustand, Maßnahmen Erzeugungsportfolio, Maßnahmen Netz und Kunden, Maßnahmenpakete)



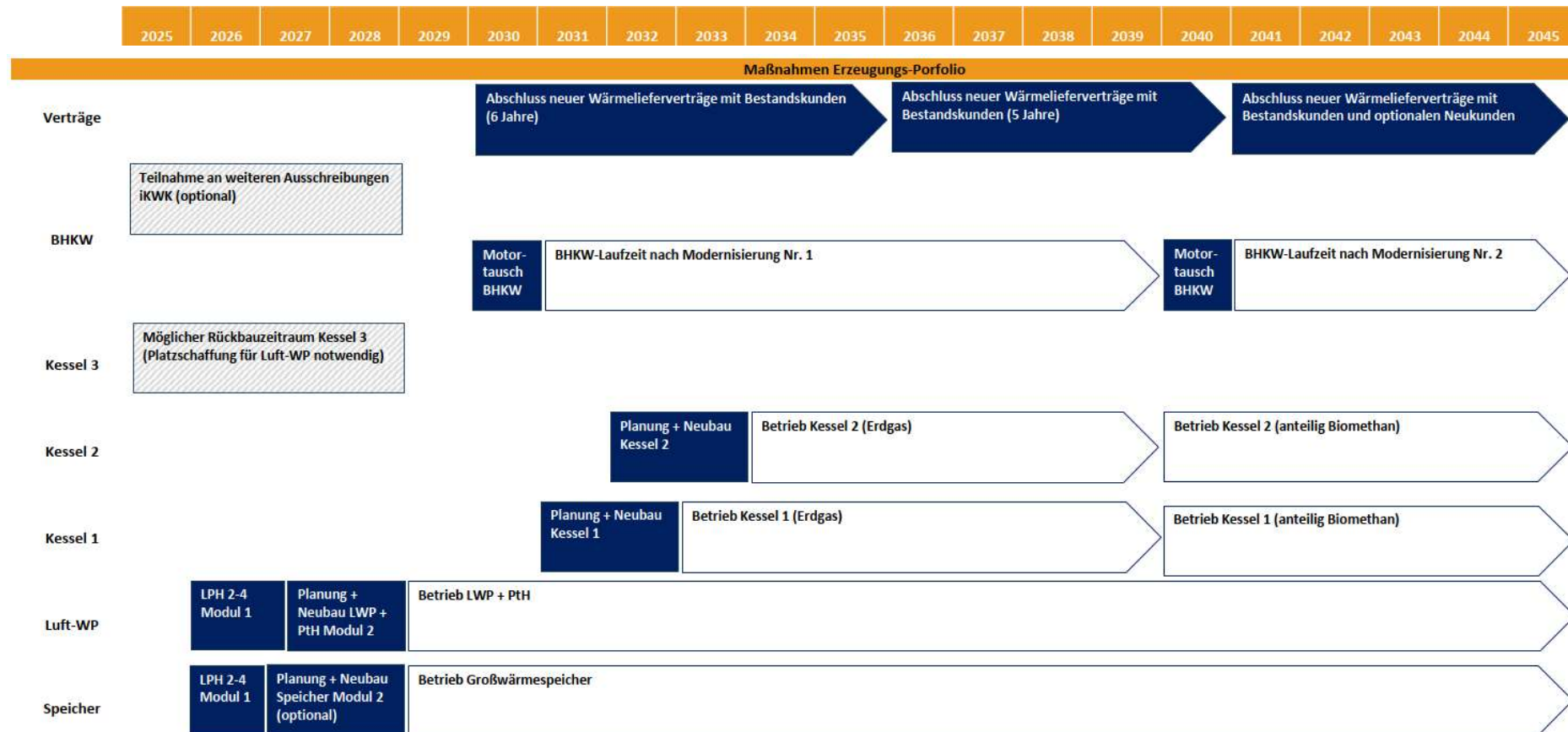




Abbildung 41: Ablaufplan (IST-Zustand, Maßnahmen Erzeugungsportfolio, Maßnahmen Netz und Kunden, Maßnahmenpakete)

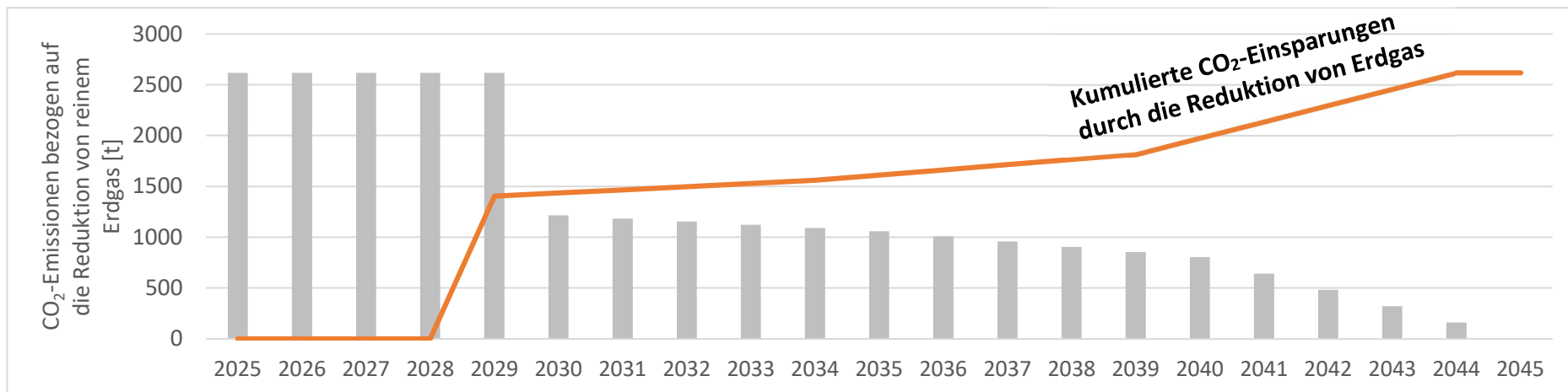


Abbildung 42: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045

4.2.2 Erstes Maßnahmenpaket im Zeitraum 2027 - 2030

Im ersten Maßnahmenpaket sind folgende Maßnahmen vorgesehen.

1. Beantragung des BEW-Modul 2 (LPH 5-8 und Investitionen)
 - a. Bis 14.05.2027 muss Modul 1 abgeschlossen sein (LPH 2-4)
2. Neubau Luft-WP hinter dem Heizwerk mit optionalem Pufferspeicher
3. Neubau PtH-Anlage (Netzdienliche Betriebsweise)
4. Rückbau des Kessel 3
5. Remotorisierung / Modernisierung des BHKW
6. Optionale Maßnahmen
 - a. Netzausbau
 - b. Teilnahme an iKKW-Ausschreibung der Bundesnetzagentur, falls weitere bekanntgegeben werden

Der Neubau der Luft-WP wird einige begleitende Maßnahmen mit sich bringen. Die Fläche hinter dem Heizwerk ist zum Teil mit Bäumen bewachsen. Im weiteren Planungsverlauf ist zu prüfen, ob die Bäume erhalten werden können oder zur Platzschaffung bzw. Schmutzvermeidung entfernt werden müssen.

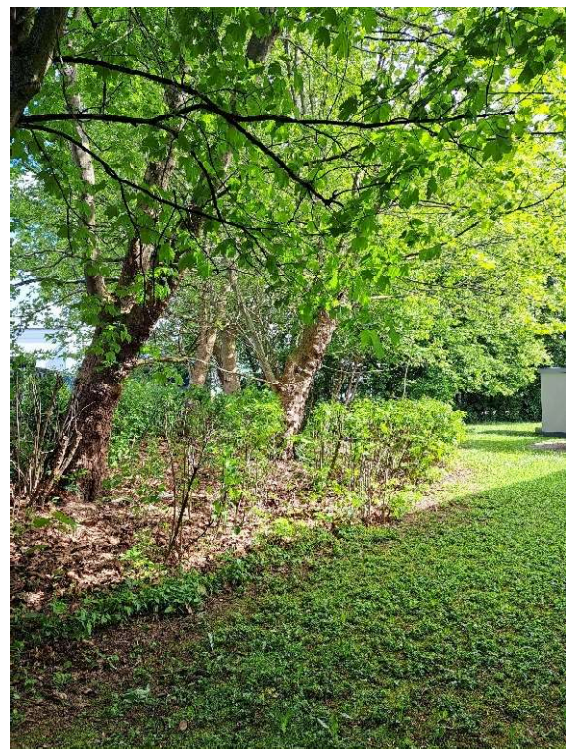


Abbildung 43: Außenbereich hinter dem Heizwerk, Eigene Aufnahme 2025



Ein Schallgutachten ist anzufertigen, um sicherzustellen, dass die Lärmimmissionen die zulässigen Werte nach TA-Lärm nicht überschreiten. Gegebenenfalls sind hier schallschützende Maßnahmen notwendig. Für den elektrischen Anschluss ist zu prüfen, ob es hier einem Umbau bedarf, um die Wärmepumpe sowie die PtH-Anlage mit Strom zu versorgen. Ausreichend groß ist dieser mit 3740 kVA bereits dimensioniert.

Die Wärmepumpenanlage ist zweistufig zu realisieren. Das heißt es gibt eine Wärmepumpe, die ein Temperaturniveau von 30 – 50 °C erzeugt und eine zweite Stufe, die die anvisierten, 75 °C erzeugt.

Innerhalb der Vorplanung ist zu bestimmen, welches Konzept zur Umsetzung der Luft-WP am besten am Standort funktioniert. Grundsätzlich gibt es drei Konzepte, die in Frage kommen:

- **Konzept 1**
 - Außen: Kompakt-Luft-Wasser-WP (1. Stufe)
 - Innen: Wasser-Wasser-WP (2. Stufe)
- **Konzept 2 (Direktverdampfung des Kältemittels)**
 - Außen: Tisch-Kühler auf Stahlkonstruktion
 - Innen: Wasser-Wasser-WP (1. und 2. Stufe)
- **Konzept 3 (Wasser-Glykol-Kreislauf)**
 - Außen: Tisch-Kühler auf Stahlkonstruktion
 - Innen: Wasser-Wasser-WP (1. und 2. Stufe)

Der Pufferspeicher ist im Außenbereich direkt neben der Außenanlage der Wärmepumpe zu installieren. Die Umsetzung wird empfohlen zur wirtschaftlichen Optimierung des Energiesystems, ist aber nicht zwingend notwendig für den Betrieb der Wärmepumpe. In der nächsten Planungsphase ist zu prüfen, ob es sinnvoll ist die Wärmepumpe im Innenbereich vergleichbar zum BHKW einzuhausen und diese so räumlich von den anderen Anlagen zu trennen. Dabei ist die Aufstellung der PtH-Anlage zu berücksichtigen.

Der Kessel 3 im Innenbereich des Heizwerks ist zur Platzschaffung für die Wärmepumpe zurückzubauen. Der Kessel 3 wurde im Jahr 1977 gebaut und ist damit mit Abstand die älteste Anlage im Heizwerk.

Beim BHKW wird nach Aussage des Betreibers Luana davon ausgegangen, dass das BHKW bis 2030 mit standardmäßigen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen betrieben werden kann. Danach muss das BHKW modernisiert oder vollständig ersetzt werden. Dies ist ggf. auch davon abhängig, ob eine Förderung nach KWKG in Anspruch genommen wird oder nicht, da hier schärfere Auflagen zum Erhalt der Förderung an den Betreiber gestellt werden.

Es wird empfohlen in den nächsten Schritten auf die Abnehmer zuzugehen, um so zu eruieren, ob die Wärmenetztemperatur zukünftig weiter abgesenkt werden kann.

Als optionale Maßnahme wird der Netzausbau gesehen. Der Wärmenetzbetreiber kann hier auf die anvisierten zusätzlichen Abnehmer zugehen und besprechen, ob ein Wärmenetzanschluss aus Sicht der potenziellen Neukunden in Frage kommt. Insbesondere die Netzerweiterung im nordöstlichen Teil ist aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv.



Die Teilnahme an der iKWK-Ausschreibung wird zum aktuellen Zeitpunkt mit den getroffenen Annahmen nicht empfohlen. Aktuell ist die Regelung so, dass 100 % des BHKW-Stroms in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden muss, um die 3.500 Vbh/a des BHKW vergütet zu bekommen. Nach wirtschaftlicher Bewertung der Förderung entsteht eine geringere Flexibilität in der Eigenstromversorgung, um auf die Börsenstrompreise zu reagieren.

Je nach tatsächlicher Entwicklung der Energieträgerpreise kann es zukünftig sinnvoll sein an einer Ausschreibung teilzunehmen. Die Voraussetzung für das Inanspruchnehmen der Förderung ist der Bau der Wärmepumpe und eines PtH-Kessels sowie die KWKG-konforme Modernisierung oder ein vollständiger Austausch des BHKW.



5 Teil V - Kostenrahmen

5.1 Allgemeine Hinweise

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit näher betrachtet auf Basis der zu tätigen Investitionen sowie des Betriebs des zukünftigen Anlagenparks. Die Investitionszeitpunkte wurden teilweise auf Grundlage der normierten technischen Lebensdauer der Komponenten abgeschätzt und teilweise auf Grundlage der anvisierten Fördermittel angesetzt. Insbesondere das erste Maßnahmenpaket ist geprägt von Fristen der Fördermittelprogramme.

5.2 Förderstrategie im Ben-Gurion-Ring

Die BEW-Förderung ist der zentrale Fördermechanismus des Projektes. Hierbei werden die Investitionskosten der Wärmepumpe und alle zugehörigen Komponenten (Pufferspeicher, Rohrleitungen, Pumpen etc.) mit 40 % gefördert. Außerdem wird eine Förderung der Betriebskosten in Abhängigkeit des SCOP der Wärmepumpe über 10 Jahre hinweg gewährt. Außerdem kann eine Förderung für die Stromerzeugung des BHKWs in Anspruch genommen werden. Eine Voraussetzung für die Förderung ist die vollständige Einspeisung des erzeugten Stroms in das öffentliche Stromnetz. Dabei werden 3.500 Vbh des BHKW mit einem festen Fördersatz vergütet.

Es ist möglich die iKWK-Förderung und die BEW-Förderung zu kombinieren. Dies kann insbesondere Sinn machen, wenn langfristig jährliche Energieträgerpreise bezogen werden.

Beim Bezug von stündlichen Preisen ist es sinnvoll die Wärmepumpe mit dem im BHKW erzeugten Strom zu versorgen, wenn der Börsenpreis hoch ist, und umgekehrt wird Strom aus dem Netz bezogen, wenn der Strompreis niedrig ist. Somit wird maximale Flexibilität gewährleistet und dies bietet das wirtschaftlichste Ergebnis.



Tabelle 27: Förderstrategie BEW / iKWK / KWKG

Anlage	Bestandteil	BEW	iKWK	KWKG
Wärme- pumpe	Investition	40 % der Investitionssumme (bis zu 100 Mio. €)	Notwendig für Förderung (min. 35 % thermische Leistung der KWK-Anlage)	-
	Betrieb	Bis zu 9,2 ct/kWh_Umwelt- wärme (10 Jahre lang)	-	-
BHKW	Investition	-	-	-
	Betrieb	-	Einspeisevergütung nach Ausschreibung nur für Einspeisung (i.H. eines individuellen, selbst festzulegenden Zuschlags (max. 12 ct/kWh, 3.500 Vbh/a, 45.000 Vbh gesamt))	Einspeisevergütung nach Ausschreibung nur für Einspeisung (i.H. eines individuellen, selbst festzulegenden Zuschlags (max. 7 ct/kWh, 3.500 Vbh/a, 40.000 Vbh gesamt))
Kessel	Investition	-	-	-
	Betrieb	-	-	-
Power-to- Heat	Investition		Notwendig für Förderung (min. 30 % thermische Leistung der KWK-Anlage)	
	Betrieb			



5.3 Discounted-Cash-Flow Modell (DCF)

Ein Discounted-Cash-Flow-(DCF)-Modell dient der investitionswirtschaftlichen Bewertung eines Energiesystems, indem es die erwarteten, über den Lebenszyklus anfallenden Zahlungsströme auf einen heutigen Entscheidungszeitpunkt diskontiert.

Im Kontext eines Brennstoff-zu-Strom-und-Wärme-Systems werden die periodischen Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf den periodischen Aufwendungen für Brennstoffe, Betrieb und Instandhaltung sowie den investiven Auszahlungen gegenübergestellt.

Zentrale Größe ist der freie Cashflow, der sich in jeder Periode t (hier: 1 Jahr) aus den umsatzabhängigen Erlösen (verkaufte Strommenge multipliziert mit Strompreis; verkaufte Wärme menge multipliziert mit Wärmepreis), abzüglich variabler Kosten (insbesondere Brennstoffverbrauch mal Brennstoffpreis sowie gegebenenfalls emissionspreisbezogene Aufwendungen) und fixer kostenartiger Zahlungen (Betrieb, Wartung, Netznutzung, Personal, Versicherung) ergibt.

Zusätzlich werden steuerliche Effekte, Fördermechanismen (hier: BEW-Investitionszuschüsse, aktuelle EEG-Einspeisevergütungen und zukünftige KWK-Prämien) sowie Ersatzinvestitionen, Restwerte berücksichtigt, sodass ein konsistenter Zahlungsstrom über die Projektlaufzeit (hier: 20 Jahre) entsteht.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die zu tätigenden Investitionskosten im Projektverlauf und den jeweiligen Investitionszeiträumen. Auf der Kostenseite der Geldflüsse wird hier unterschieden in die Investitionskosten, die Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie die anfallenden Energiekosten. Auf der Erlösseite sind die möglichen Einnahmen aus Stromverkauf, KWK-Zuschlag aufgeführt. Der Wärmeverkaufspreis kann entsprechend per Lieferverträge über die Projektlaufzeit angepasst werden in Abhängigkeit von den tatsächlichen Investitionszeitpunkten. Mögliche Wärmepreise sind der Abbildung 44 zu entnehmen.



Tabelle 28: Zu tätige Investitionen als Prämissen für das DCF-Modell

Anlage	Investitionszeitraum	Förderfähigkeit	Investitionskosten zzgl. Inflation	Lebensdauer
Luft WP, inkl. Verrohrung und Anschluss	2028 - 2030	BEW	2,3 Mio. €	20
(PtH-Anlage) inkl. Verrohrung und Anschluss	2028 - 2030	-	0,17 Mio. €	20
ELT-Anschluss	2028 - 2030	BEW	0,35 Mio. €	40
Reinvest Kessel 1 und 2 Kessel 1 (nicht förderfähig) Kessel 2(förderfähig als Redundanz unter Einsatz von Biome- than)	2032 (Kessel 1) 2033 (Kessel 2)	-	0,6 Mio. € (Kessel 1) 0,75 Mio. € (Kessel 2)	25
Reinvest BHKW (Modernisierung gem. KWKG)	2030 und 2040	-	Ca. 2x 1,2 Mio. € (Notwendige Maßnahmen in Vorplanung zu klären)	10
Umbau Heizwerk Rückbau Kessel 3	2028 - 2029	-	0,2 Mio. €	40
(Pufferspeicher optional), inkl. Fundament und Installation	2028	BEW	0,2 Mio. €	25
Wärmenetz (Erweiterung nicht berücksichtigt)	-	BEW	-	-
Übergabestationen (Erweiterung nicht berücksichtigt)	-	BEW	-	-
Summe Investitionskosten (Zzgl. Inflation je nach Investitionszeitpunkt)			7 Mio. €	



Tabelle 29: Diskontierter Cashflow inkl. Inflation im Betrachtungszeitraum von 2026 – 2045

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Investitionskosten [Mio. €] Anlagen- und Planungskosten	0	0	0	0	5,3	0	0,7	1,0	0	0	0	0	0	0	1,8	0	0	0	0	0
Betriebskosten [Mio. €] Wartung- und Instandhaltung	0,43	0,43	0,43	0,43	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Energiekosten [Mio. €] Strom, Erdgas, Biomethan und CO ₂	4,0	3,4	2,9	2,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,81	1,81	1,82	1,82	1,82	1,83	1,86	1,87	1,88	1,9	1,9
Wärmeverkauf	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stromverkauf (EEG-Vergütung)	2,2 (EEG-Vergütung)	2,2 (EEG-Vergütung)	2,2 (EEG-Vergütung)	0	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,4
KWK-Zuschlag (3.500 Vbh/a; insgesamt 45.000 h)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diskontierte Kosten [Mio. €]	2,1	1,44	0,87	2,1	5,4	1,4	1,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	1,6	0,8	0,73	0,7	0,66	-0,2
Diskontierte Wärme [MWh]	21,98	20,30	18,73	17,28	16,07	15,00	14,01	13,08	12,20	11,45	10,63	9,86	9,15	8,48	7,93	7,44	6,97	6,54	6,13	5,77
LCOH mit Stromverkauf bis 2045	115 €/MWh																			
LCOH mit Strom-Einspeisevergütung bis 2028 ohne Stromverkauf	122 €/MWh																			

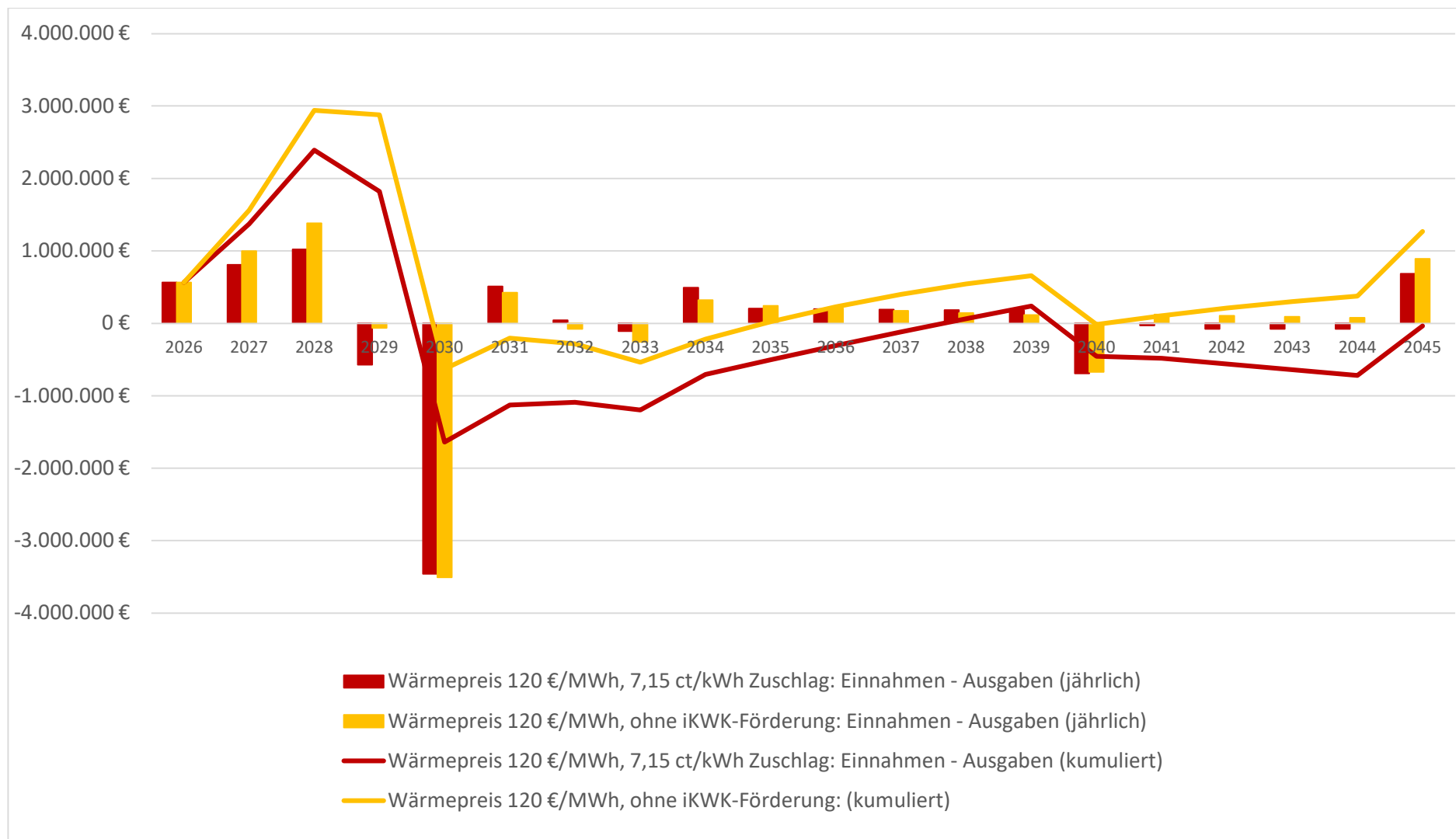


Abbildung 44: DCF-Modell inkl. Stromverkauf inkl. BEW-Förderung, Eigene Abbildung



6 Fazit und Empfehlung

Nach Betrachtung mehrerer Varianten hat sich die Grundstruktur aus Luft-Wärmepumpe, PtH, Biomethan-BHKW und Biomethan-Kessel als beste Variante herausgestellt.

Grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten, wie das Wärmenetz im Ben-Gurion-Ring weiterbetrieben werden kann.

1. Erzeugerstruktur für KWK-System ohne Zuschlag für maximale Flexibilität im Betrieb

- a. Luft-Wärmepumpe, Power-to-Heat optional
- b. BHKW
- c. Biomethan-Kessel

2. Erzeugerstruktur für iKWK-System

- a. Luft-Wärmepumpe
- b. Power-to-Heat
- c. BHKW
- d. Biomethan-Kessel

3. Erzeugerstruktur für KWK-System

- a. Luft-Wärmepumpe, Power-to-Heat optional
- b. BHKW
- c. Biomethan-Kessel

Die Wirtschaftlichkeit nimmt von oben nach unten ab. Dementsprechend wird zum aktuellen Zeitpunkt nicht empfohlen an der iKWK-Ausschreibung teilzunehmen. Dadurch geht die Flexibilität verloren, die Wärmepumpe mit BHKW-Strom zu betreiben. Die Direktvermarktung des erzeugten Stroms und der iKWK-Zuschlag können die Wärmepreise im Vergleich ohne Zuschlag nicht senken.

Als ergänzende Maßnahme kann es wirtschaftlich sein eine PV-Anlage auf das Parkhaus im Ben-Gurion-Ring zu bauen, um den Netzbezug weiter zu reduzieren und hier zusätzliche Kosten zu sparen. In Kombination mit der Wärmepumpe lohnt sich die Investition in den Großwärmespeicher umso mehr, da die Wärmepumpe entsprechend laufen kann, wenn die PV-Anlage Strom erzeugt.



7 Anhang

Anhang 1: Bestehende Abnahmestellen

Anhang 2: WD-Zahlen der Rohleitungen im Wärmenetz



Anhang 1: Bestehende Abnahmestellen

Tabelle 30: Bestehende Abnahmestellen

Adresse	Art des Gebäudes	Anzahl Gebäude	Anzahl Wohneinheiten	Anzahl der Übergabestationen	Einbindung direkt/indirekt	Leistung	Wärmebedarf (Mittel aus 2021 – 2023)	Jahr der IBN
An der Alten Ziegelei 22 (10-24)	MFH	3	k.A.	1	indirekt	k.A.	Lieferbeginn 2024	k.A.
An der Alten Ziegelei 6+8	MFH	2	k.A.	1	k.A.	k.A.	72,097 MWh	k.A.
An der Alten Ziegelei 9 (5-13 + BGR 50c + 50d)	MFH	5	k.A.	1	k.A.	k.A.	338,200 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 2-14	MFH	1	180	1	indirekt	500	2.090,267 MWh	Voraussichtlich Sep. 2025
Ben-Gurion-Ring 16	GHD	1	k.A.	1	direkt	62	105,053 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 16 A	GHD	1	k.A.	1	direkt	55	58,793 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 18	GHD	1	k.A.	1	direkt	65	53,250 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 20	MFH	1	92	1	indirekt	250	616,513 MWh	20.01.2022
Ben-Gurion-Ring 26	MFH	2	128	1	indirekt	550	1.190,820 MWh	20.01.2022
Ben-Gurion-Ring 35-37	MFH	1	k.A.	1	direkt	62	112,227 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 38	MFH	2	181	1	indirekt	880	1.391,155 MWh	04.02.2020
Ben-Gurion-Ring 39-41	MFH	1	k.A.	1	direkt	113	121,973 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 44	MFH	1	36	1	indirekt	115	361,713 MWh	14.05.2024
Ben-Gurion-Ring 48 a	MFH	3	198	1	indirekt	247	415,687 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 50b (50 - 50b + An der Alten Ziegelei 4)	MFH	5	k.A.	1	indirekt	150	254,670 MWh	22.09.2022
Ben-Gurion-Ring 50i (BGR 50e-50i + An der Alten Ziegelei 15+17)	MFH	1	k.A.	1	indirekt	360	467,887 MWh	03.12.2023
Ben-Gurion-Ring 52	MFH	2	84	1	k.A.	k.A.	1.201,900 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 64-74	MFH	2	k.A.	1	indirekt	998	1.541,190 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 76-88	EFH	1	1	1	indirekt	1135	1.827,557 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 90	EFH	1	1	1	direkt	6	11,187 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 92	EFH	1	1	1	direkt	11	14,029 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 94	EFH	1	1	1	direkt	6	11,228 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 96	EFH	1	1	1	direkt	8	14,501 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 98	EFH	1	1	1	direkt	8	29,402 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 100	MFH	3	k.A.	1	direkt	7	15,735 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 102-108 (HAST in 104)	MFH	1	90	1	indirekt	511	907,570 MWh	21.03.2018
Ben-Gurion-Ring 110	MFH	1	86	1	Indirekt	303	526,964 MWh	21.03.2018
Ben-Gurion-Ring 110 A	MFH	1	158	1	direkt	320	366,493 MWh	k.A.



Ben-Gurion-Ring 116	MFH	2	k.A.	1	direkt	774	1.442,103 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 124-138	EFH	1	1	1	direkt	1135	1.593,947 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 140	EFH	1	1	1	direkt	8	21,405 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 142	EFH	1	1	1	direkt	8	14,341 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 144	EFH	1	1	1	direkt	8	16,288 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 146	EFH	1	1	1	direkt	6	12,729 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 148	EFH	1	1	1	direkt	11	14,968 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 150	EFH	1	1	1	direkt	6	22,635 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 152	EFH	1	1	1	direkt	8	9,696 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 154	EFH	1	1	1	direkt	8	13,983 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 156	GHD	2	k.A.	1	direkt	7	13,563 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 158-162	GHD	1	k.A.	1	direkt	673	269,927 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 164	GHD	1	k.A.	1	direkt	162	179,497 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 170	GHD	2	k.A.	1	indirekt	80	63,813 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 172-174	MFH	1	k.A.	1	direkt	330	123,877 MWh	k.A.
Ben-Gurion-Ring 180	GHD	1	139	1	indirekt	790	1.402,083 MWh	06.12.2018
Berner Straße 28	GHD	1	k.A.	1	indirekt	126	207,017 MWh	k.A.
Berner Straße 30	MFH	1	k.A.	1	indirekt	192	169,667 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 2	MFH	1	k.A.	1	direkt	44	26,773 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 4	MFH	1	k.A.	1	direkt	45	29,640 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 6	MFH	1	k.A.	1	direkt	43	27,570 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 7	MFH	1	k.A.	1	direkt	33	40,270 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 8	MFH	1	k.A.	1	direkt	37	38,147 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 9	MFH	1	k.A.	1	direkt	27	39,417 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 11	MFH	1	k.A.	1	direkt	27	46,109 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 12	MFH	1	k.A.	1	direkt	37	27,820 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 13	MFH	1	k.A.	1	direkt	27	56,207 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 13 a	MFH	1	k.A.	1	direkt	35	56,807 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 14	MFH	1	k.A.	1	direkt	43	32,527 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 15	MFH	1	k.A.	1	direkt	26	41,300 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 16	MFH	1	k.A.	1	direkt	42	33,319 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 17	MFH	1	k.A.	1	direkt	24	47,157 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 18	MFH	1	k.A.	1	direkt	40	31,949 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 19	MFH	1	k.A.	1	direkt	29	42,553 MWh	k.A.



Friedrich-Stampfer-Straße 21	MFH	1	k.A.	1	direkt	30	64,483 MWh	k.A.
Friedrich-Stampfer-Straße 23	MFH	31	k.A.	1	indirekt	28	49,460 MWh	k.A.
Homb. Landstr. 725	MFH	1	k.A.	1	indirekt	141	216,137 MWh	k.A.
Homb. Landstr. 733	MFH	1	k.A.	1	direkt	242	308,927 MWh	k.A.
Homb. Landstr. 763	MFH	1	k.A.	1	direkt	323	586,800 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 15	MFH	1	k.A.	1	indirekt	225	181,693 MWh	23.09.2021
Hugo-Sinzheimer-Straße 20	MFH	1	k.A.	1	direkt	46	42,836 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 22	MFH	1	k.A.	1	direkt	55	49,439 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 24	MFH	1	k.A.	1	direkt	32	29,581 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 26	MFH	1	k.A.	1	direkt	27	36,740 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 28	MFH	1	k.A.	1	direkt	32	31,053 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 30	MFH	3	k.A.	1	direkt	23	55,003 MWh	k.A.
Hugo-Sinzheimer-Straße 76, (Homburger Landstrasse 690 - 694)	MFH	1	k.A.	1	indirekt	450	357,317 MWh	23.09.2021
Oskar-Schindlerstr. 9	MFH	1	k.A.	1	direkt	300	426,953 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 1	MFH	1	k.A.	1	direkt	46	26,614 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 3	MFH	1	k.A.	1	direkt	36	23,830 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 5	MFH	1	k.A.	1	direkt	27	24,720 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 7	MFH	1	k.A.	1	direkt	35	33,783 MWh	K.A.
Theodor-Thomas-Straße 8	MFH	1	k.A.	1	direkt	137	190,843 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 9	GHD	1	k.A.	1	direkt	127	167,410 MWh	k.A.
Theodor-Thomas-Straße 9 A (Kita)	GHD	1	k.A.	1	direkt	53	68,457 MWh	k.A.
Summe							23,3 GWh	



Anhang 2: WD-Zahlen der Rohrtypen

Tabelle 31: WD-Zahlen

Bezeichnung	WD-Zahl in $W/(K \cdot m^2)$
HK 32/110-S	1,5500
KMR 50/125-S	1,2700
KMR 65/140-S	1,1500
HK 65/140-S	1,2400
PEX H75/140	0,9596
KMR 80/160-S	1,0100
HK 80/160-S	1,0900
PEX H90/160	0,8602
KMR 100/200-S	0,8200
HK 100/200-S	0,8900
HK 125/225-S	0,8400
HK 150/250-S	0,8300
HK 200/315-S	0,7000
HK 250/400-S	0,5300
HK 300/450-S	0,5200
KMR 300/450-S	0,4600