

Stadtwerke Erkrath

Transformationsplan des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl

Auftraggeber: Stadtwerke Erkrath

Auftragnehmer: Hochschule Düsseldorf, Zentrum für Innovative Energiesysteme
M.Sc. Nils van Eck, M.Sc. Dennis Götzelmann, M.Sc. Fabian Ille,
Prof. Dr.-Ing. Mario Adam et al.

Kurzfassung

Ziel des Transformationsplans ist es, einen Weg aufzuzeigen, wie das bestehende Fernwärmenetz in Erkrath-Hochdahl bis 2030 (gemäß Beschluss des Aufsichtsrats der Stadtwerke Erkrath), spätestens jedoch bis 2045 (gemäß BEW und Wärmeplanungsgesetz des Bundes) Treibhausgasneutralität erreicht. Hierbei wird, mit einer Vielzahl von Wärmeerzeugern, die auf erneuerbare Energien basieren, eine für Erkrath-Hochdahl sinnvolle Zusammenstellung erarbeitet.

Der Transformationsplan ist dabei so strukturiert, dass zuerst eine Ist-Analyse durchgeführt wird. Dabei werden verschiedene Aspekte betrachtet, wie der Netzaufbau und die aktuelle Erzeugerstruktur und ihre Emissionen bis hin zum demografischen Aufbau der Stadt Erkrath-Hochdahl. Aus dem demografischen Aufbau der Stadt und weiteren Randbedingungen werden wahrscheinliche Entwicklungen des Fernwärmenetzes und des Wärmebedarfes analysiert.

Davon ausgehend werden Technologien analysiert, die eine vollständige Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ermöglichen. Die Vielzahl von Möglichkeiten wird am Schluss in vier, sich unterscheidende Transformationspfade zusammengefasst, einer ohne und einer mit der noch als unsicher einzustufenden Nutzung tiefer Geothermie, jeweils bis 2030 und bis 2045. Alle vier Transformationspfade erfüllen, unter Berücksichtigung der Einschätzungen zur zukünftigen Entwicklung des Fernwärmenetzes, das Ziel eines Erzeugungsanteils der Fernwärme von 100 % erneuerbaren Energien. Zudem wird für alle Szenarien aufgezeigt, wie sich dies finanziell auswirkt.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	I
1. Ist-Zustand des Wärmenetzes und zukünftiger Versorgungsgebiete....	4
1.1 Definition des Wärmenetzes und des Versorgungsgebiets	4
1.2 Aktueller und zukünftiger Wärmeverbrauch bzw. -bedarf.....	7
1.2.1 Wärmenetzerweiterung und Nachverdichtung.....	8
1.2.2 Sanierungsrate / Sanierungsdichte der Bestandgebäude	11
1.2.3 Sanierung des Fernwärmenetzes und der Netzstationen.....	13
1.2.4 Zukünftige Wärmeabnahme.....	14
1.2.5 Energie- und Treibhausgasbilanz.....	15
1.3 Aktuelle Betriebsweise des Fernwärmenetzes.....	17
2. Potenzialermittlung zur Wärme- und Stromerzeugung	24
2.1 Voruntersuchung	24
2.1.1 Freiflächen für Erneuerbare Energien	24
2.1.2 Sektorkopplungstechnologien (Wärme aus Strom)	26
2.1.3 Tiefe Geothermie und sonstige geothermische Anlagen	26
2.1.4 Wärmequelle Außenluft für eine Wärmepumpe.....	31
2.1.5 Wärmequelle Abwasser für eine Wärmepumpe	33
2.1.6 Wärmequelle Rohwasser für eine Wärmepumpe	36
2.1.7 Wärmequelle See- und Flusswasser für eine Wärmepumpe.....	37
2.1.8 Solarthermie	39
2.1.9 Biomasse-Anlagen.....	40
2.1.10 Industrieabwärme / Niedertemperatur-Abwärme.....	40
2.1.11 Thermische Abfallbehandlungsanlagen	40
2.1.12 KWK-Anlagen	40
2.1.13 Kurz- und Langzeit-Wärmespeicher.....	41
2.1.14 Stromerzeugung	42
2.1.15 Messtechnik und Digitalisierung.....	47
2.2 Vorauswahl – Ergebnis der Voruntersuchung.....	48
2.3 Erweiterte Untersuchung	49
2.3.1 Großwärmepumpe	49
2.3.2 Wärmequelle Oberflächennahe Geothermie	51
2.3.3 Wärmequelle Umgebungsluft.....	58
2.3.4 Wärmequelle Abwasser	61
2.3.5 Wärmequelle Rohwasser.....	65
2.3.6 Wärmequelle Flusswasser	67
2.3.7 Solarthermie	71
2.3.8 Kurz- und Langzeit-Wärmespeicher.....	75
2.3.9 Tiefengeothermie.....	77
2.3.10 Wasserstoff.....	80
2.3.11 Biomasse	81
2.3.12 Windkraft	85

2.3.13 Photovoltaik	88
2.3.14 Ergebnis	89
3. Netzentwicklung	92
3.1 Bedarfsszenario, Nachverdichtung und Ausweitung des Netzes	92
3.2 Wärmeerzeugung	92
3.2.1 Optimierung des Ziel-Erzeugerparks	94
3.2.2 Wegmarken Szenario Tiefe Geothermie	103
3.2.2.1 Wegmarke 2030 – EE-Anteil > 30 %	103
3.2.2.2 Wegmarke 2035	106
3.2.2.3 Wegmarke 2040 - EE-Anteil > 80 %	108
3.2.2.4 Wegmarke 2045 - 100 % EE-Anteil	110
3.2.3 Wegmarken Szenario Wärmepumpe ohne tiefe Geothermie	114
3.2.3.1 Wegmarke 2040- EE-Anteil > 80 %	114
3.2.3.2 Wegmarke 2045, 100 % EE-Anteil	116
3.3 Temperaturabsenkung	121
4. Maßnahmen	130
4.1 Wegmarken Szenario mit Tiefer Geothermie	130
4.2 Wegmarken Szenario ohne Tiefe Geothermie	140
4.3 Szenario Klimaneutralität im Jahr 2030	149
5. Fazit	161
6. Literaturverzeichnis	162

1. Ist-Zustand des Wärmenetzes und zukünftiger Versorgungsgebiete

In diesem Kapitel sind alle grundlegenden Informationen zusammengetragen, welche zu einem ganzheitlichen Verständnis des zu untersuchenden Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl führen.

1.1 Definition des Wärmenetzes und des Versorgungsgebiets

Folgende Abbildung stellt den Verlauf des Wärmenetzes und die Positionen der Abnahmestellen im Sinne eines Übersichtsplans dar. Anhang A enthält eine detaillierte Karte des betrachteten Fernwärmenetzes.

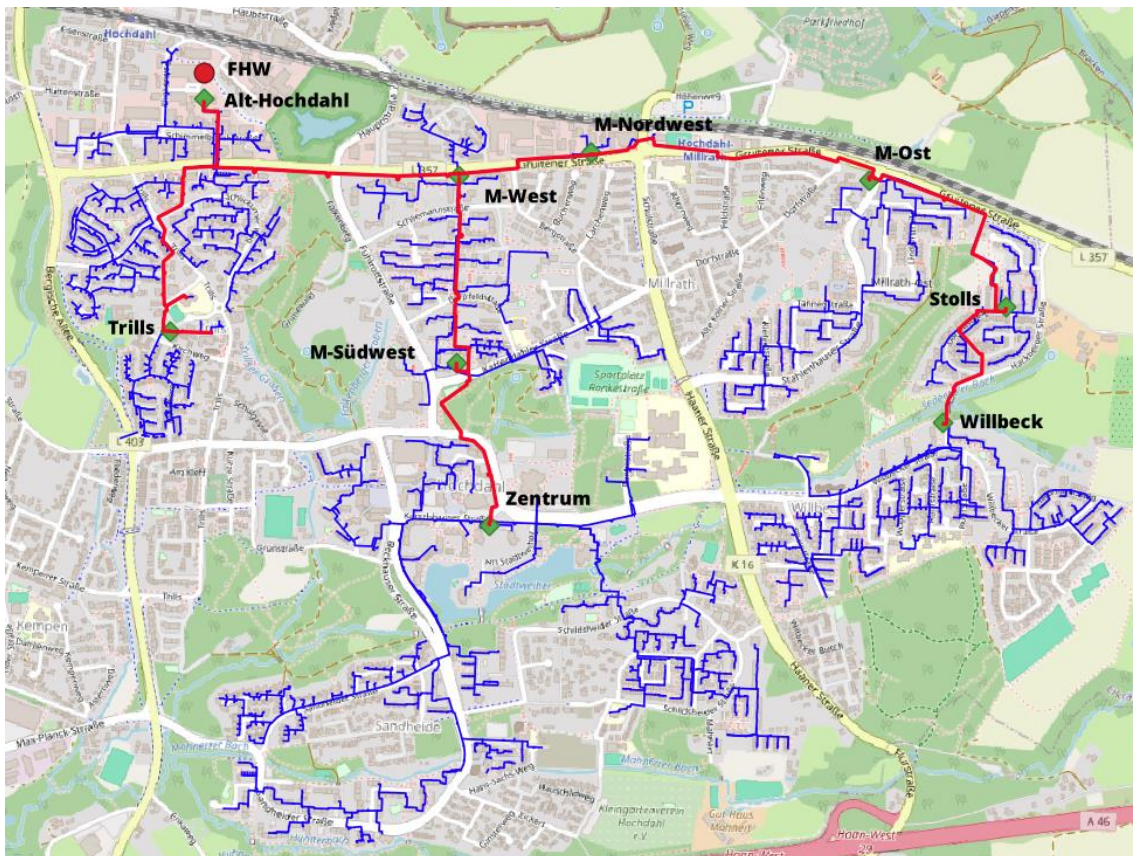


Abbildung 1 Kartografische Darstellung des Bestandsnetzes in Erkrath-Hochdahl
(Übersicht, FHW = Fernheizwerk, M = Millrath)

Das Fernwärmenetz verfügt über einen Einspeisepunkt am Fernheizwerk (FHW) am Klinkerweg 6 im Nord-Westen. Vom FHW verläuft ein 5,4 km langes Primärnetz, dargestellt in Blau, zu insgesamt 9 Netzstationen (inklusive Alt-Hochdahl direkt am FHW). In den Netzstationen wird die Wärme mittels Wärmeübertragern an 9 Sekundärnetze, dar-

gestellt in Rot, abgegeben und an die Kunden verteilt. Die einzelnen Standorte der Netzstationen sowie deren Bezeichnung können ebenfalls der Abbildung 1 entnommen werden. Die Länge aller Sekundärnetze beläuft sich auf 46 km. Die Netzlängen wurden auf Basis von Daten zum Netz mithilfe der Tools ROKA3 (Primärnetz) und QGIS (Sekundärnetze) ermittelt.

Zur klaren Zuordnung des Verlaufs des Wärmenetzes werden in Tabelle 1 (Auszug) sowie in Anhang B (vollständig) die zu den Trassenverläufen zugehörigen Daten angegeben und tabellarisch aufgelistet.

Tabelle 1 zur Definition des Bestands-Wärmenetzes (Auszug) (SMR = Stahlmantelrohr; KL = Kellerleitung; SMREt = Stahlmantelrohrleitung; KMR = Kunststoffmantelrohr)

Rohrtyp	Länge (m)	Lauf	Verlegeart
KMR 150	28,02	Vorlauf	Erdverlegt
KMR 150	30,98	Vorlauf	Erdverlegt
KMR 200	21,77	Vorlauf	Erdverlegt
KMR 200	7,39	Vorlauf	Erdverlegt
KMR 200	32,84	Vorlauf	Erdverlegt
KMR 150	27,90	Rücklauf	Erdverlegt
KMR 150	28,98	Rücklauf	Erdverlegt
KMR 200	5,47	Rücklauf	Erdverlegt
KMR 200	32,69	Rücklauf	Erdverlegt
KMR 200	101,37	Rücklauf	Erdverlegt
KMR 200	22,40	Rücklauf	Erdverlegt
SMR 200	20,83	Vorlauf	Haubenkanal
SMR 200	25,07	Vorlauf	Haubenkanal
SMR 200	133,64	Vorlauf	Haubenkanal

Für eine Zuordnung der Übergabestationen gibt es eine ausführliche Auflistung in Tabelle 2 (Auszug). Diese wird dem Anhang C (vollständig) beigelegt.

Tabelle 2 Auszug der Tabelle aus Anhang C, in der alle im Fernwärmemodell verwendeten Übergabestationen aufgelistet sind

Strabe	Hausnummer (von)	Hausnummer (bis)	Inbetriebnahme	Anzahl der WE	Anschlusswert [m ² /h]	Anschlussleistung [kW]	Netzstation	Gebäudetyp
Am Schimmelkämpchen	1		1996	14	1,21	70,303	1 / Zentrum	MFH
Am Schimmelkämpchen	9	11a	1995	17	1,31	76,28	1 / Zentrum	MFH
Am Schimmelkämpchen	13		1994	43	2,19	127,13	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	1		1970	102	8,81	512,104	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	3		1970	102	8,81	512,104	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	5		1970	100	8,76	509,382	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	2		1977	101	6,82	396,583	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	8		1977	101	6,82	396,583	1 / Zentrum	MFH
Am Stadtweier	10		1982	39	7,49	435,357	1 / Zentrum	MFH
An der Ochsenkuhle	1	3	1995	4	0,38	22,071	7 / Alt Hochdahl	MFH
Beckhauser Straße	13	17/33	1982	65	6	349,121	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	2	4					1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	6	10	1992	43	2,8	163	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	14	14a	1996	13	0,8	45	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	16		1997	89	8,78	510,7	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	18	24	1995	40	1,81	104,983	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	19	31		49			1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	9	11	1982	44	8,1	470,968	1 / Zentrum	MFH
Beckhauser Straße	12		1994	30	1,72	90	1 / Zentrum	MFH
Karschauer Straße	8	12	1982	3	5,32	309,358	1 / Zentrum	MFH
Karschauer Straße	23		1984	17	0,75	43,443	1 / Zentrum	MFH
Karschauer Straße	2	6		43			1 / Zentrum	MFH
Karschauer Straße	14	18		42			1 / Zentrum	MFH
Dörpfeldstraße	1		1979		0,19	11,000	5 / Millirath Süd-West	EHH
Dörpfeldstraße	2		1994	1	0,75	43,8	4 / Millirath West	Gewerbe / öffentl. Gebäude
Dörpfeldstraße	5		1979		0,17	9,000	5 / Millirath Süd-West	EHH
Dörpfeldstraße	6		1976	33	3,42	199,106	5 / Millirath Süd-West	MFH
Dörpfeldstraße	7		1979		0,21	12,000	5 / Millirath Süd-West	EHH
Dörpfeldstraße	8		1976	38	3,93	228,646	5 / Millirath Süd-West	MFH
Dörpfeldstraße	9		1979		0,22	12,919	5 / Millirath Süd-West	EHH

1.2 Aktueller und zukünftiger Wärmeverbrauch bzw. -bedarf

Die Wärmeerzeugung, die Wärmeabgabe bzw. der Wärmebedarf sowie die Netzverluste der Jahre 2020 bis 2022 werden für das bestehende Wärmenetz im Folgenden dargestellt. Eine Witterungskorrektur an das langjährige Mittel vorangegangener Dekaden erfolgte nicht aufgrund des voranschreitenden Klimawandels.

Tabelle 3 – Wärmeerzeugung/-abgabe und Netzverluste gesamt sowie Aufteilung der Wärmeabgabe auf die verschiedenen Verbraucher für die Jahre 2020 bis 2022

Wärmeerzeugung/ -abgabe/-verluste	2020	2021	2022	Mittelwert	Einheit	
Wärmemenge ab Fernheizwerk	121.141	133.789	115.242	123.390	MWh	
Wärmeabgabe an Kunden	99.968	110.358	92.751	101.025	MWh	
Netzverluste (absolut)	21.173	23.431	22.491	22.365	MWh	
Netzverluste (relativ)	17,5	17,5	19,5	18,1	%	
Wärmeabnahme Verbraucher						Anteile
Wohngebäude	64.367	73.153	59.144	65.554	MWh	65%
Warmwasser	22.408	22.219	20.908	21.845	MWh	22%
<u>Nichtwohngebäude:</u>						
öffentliche/kommunale Liegenschaften	7.267	8.054	6.663	7.328	MWh	7%
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	5.925	6.933	6.037	6.298	MWh	6%
Industrie	-	-	-	-	MWh	0%

Eine lokale Auflösung des Wärmebedarfs in Hochdahl aller Gebäude kann der Abbildung 2 entnommen werden.

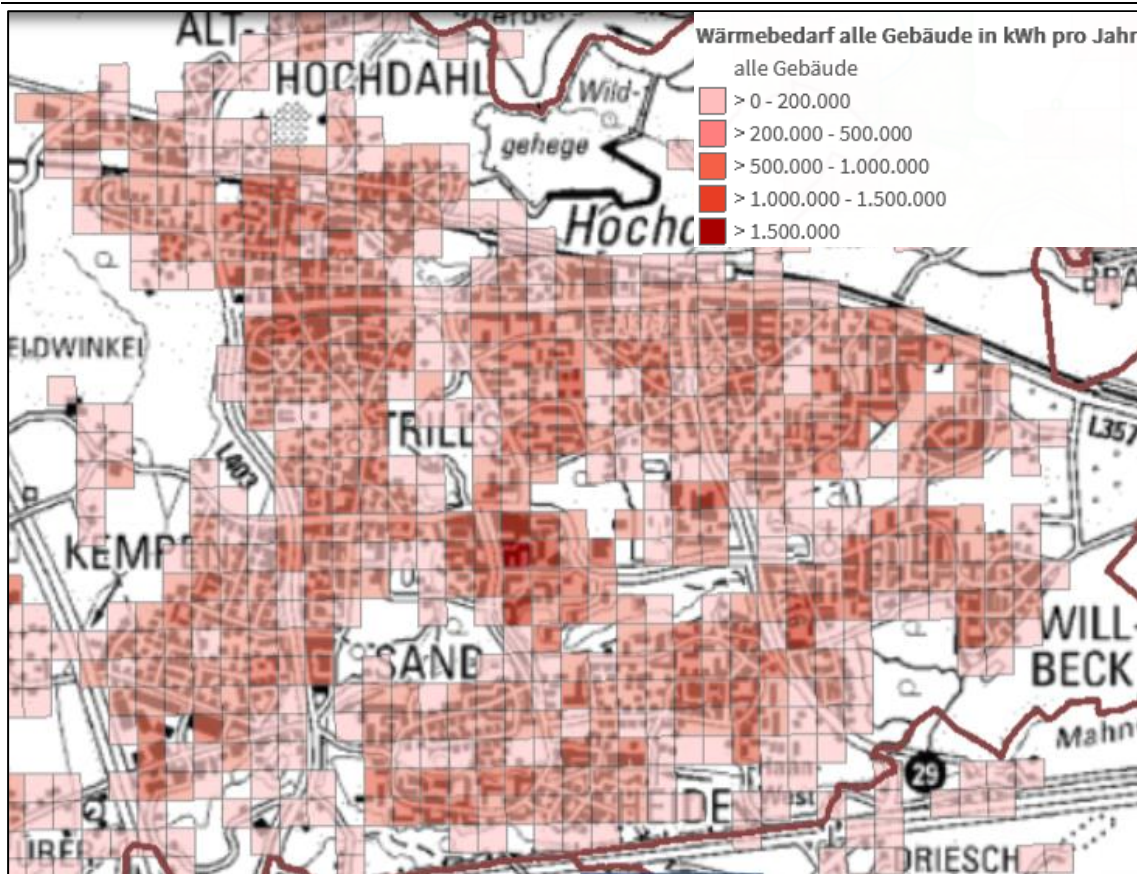


Abbildung 2 – Lokal aufgelöster Wärmebedarf in Erkrath-Hochdahl aller Gebäude
(Wärmekataster – LANUV, Energieatlas NRW, 2024)

1.2.1 Wärmenetzerweiterung und Nachverdichtung

Im Rahmen dieses Transformationsplans wird des Weiteren die Umgebung des vorhandenen Wärmenetzes in den Teilen Hochdahls betrachtet, in denen bis 2045 eine Netzerweiterung bzw. Nachverdichtung sinnvoll, möglich und angedacht ist. Dabei fließen Informationen zu den aktuell dominanten, meist fossilen Energieträgern in den Gebieten bzw. Baublöcken, die Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz sowie die Machbarkeit (z.B. gute Verlegungsmöglichkeit von Trassen) in die Betrachtungen mit ein (siehe Abbildung 3).

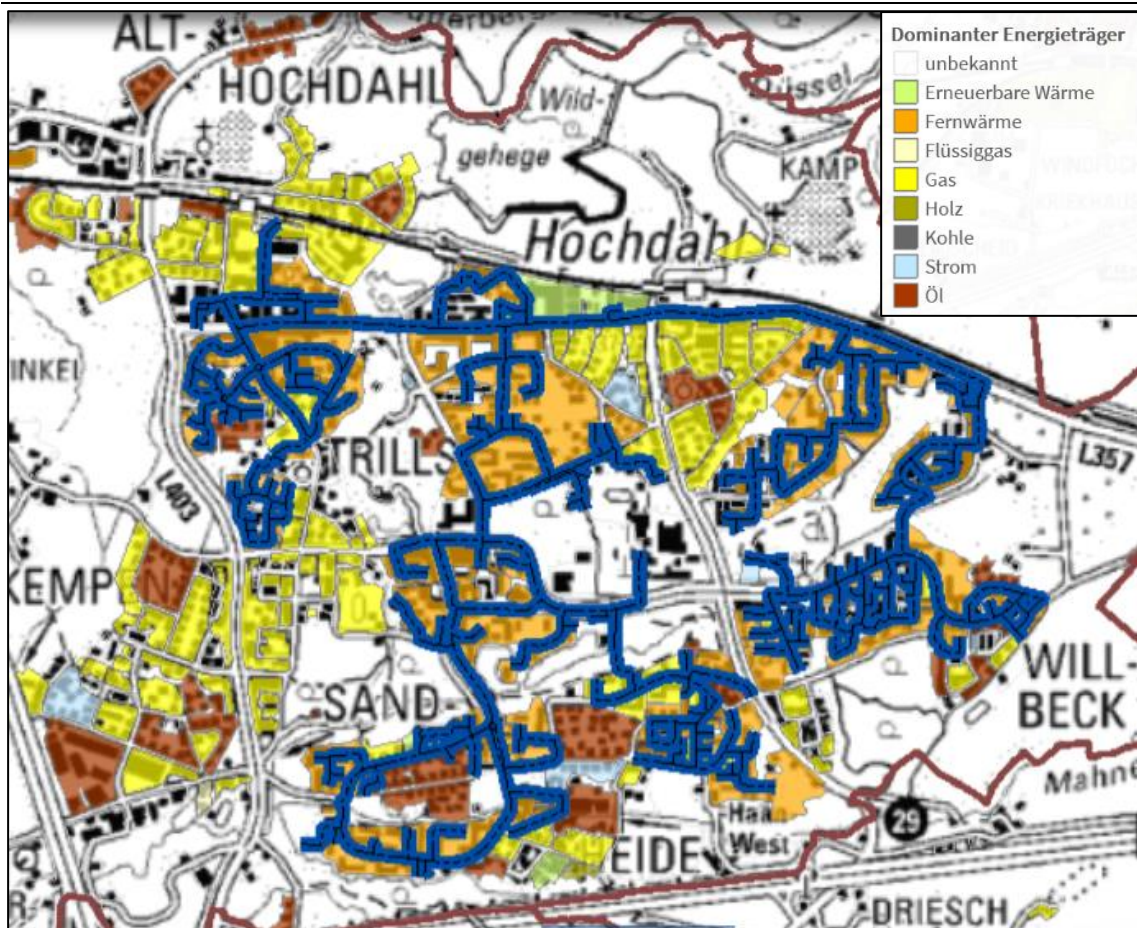


Abbildung 3 – Dominante Energieträger, aufgelöst auf Baublockebene, in Erkrath-Hochdahl (Wärmeatlas – LANUV, Energieatlas NRW, 2024)

Die für eine Netzerweiterung interessanten Gebiete bzw. Baublöcke wurden in 11 Gebietscluster zusammengefasst, nummeriert und benannt. Sie sind in Abbildung 4 mit gestrichelter Umrandung gekennzeichnet. Die Gebietsbezeichnungen orientieren sich an den bestehenden Gebiets- bzw. Netzstationsbezeichnungen. Neuerschließungen enden mit der Endung „Neu“ und Nachverdichtungen (Gebiete 3 und 6) verwenden den bestehenden Gebietsnamen. Mithilfe des Softwaretools QGIS wurden auch potenzielle neu zu bauende Netztrassen festgelegt (siehe orange Linien in Abbildung 4) und vermessen (siehe Tabelle 4). In Abbildung 4 finden sich zur Orientierung zudem das bestehende Primärnetz (rote Linien), die bestehenden Sekundärnetze (blaue Linien) und die Netzstationen (grüne Markierungen und schwarze Bezeichnungen).

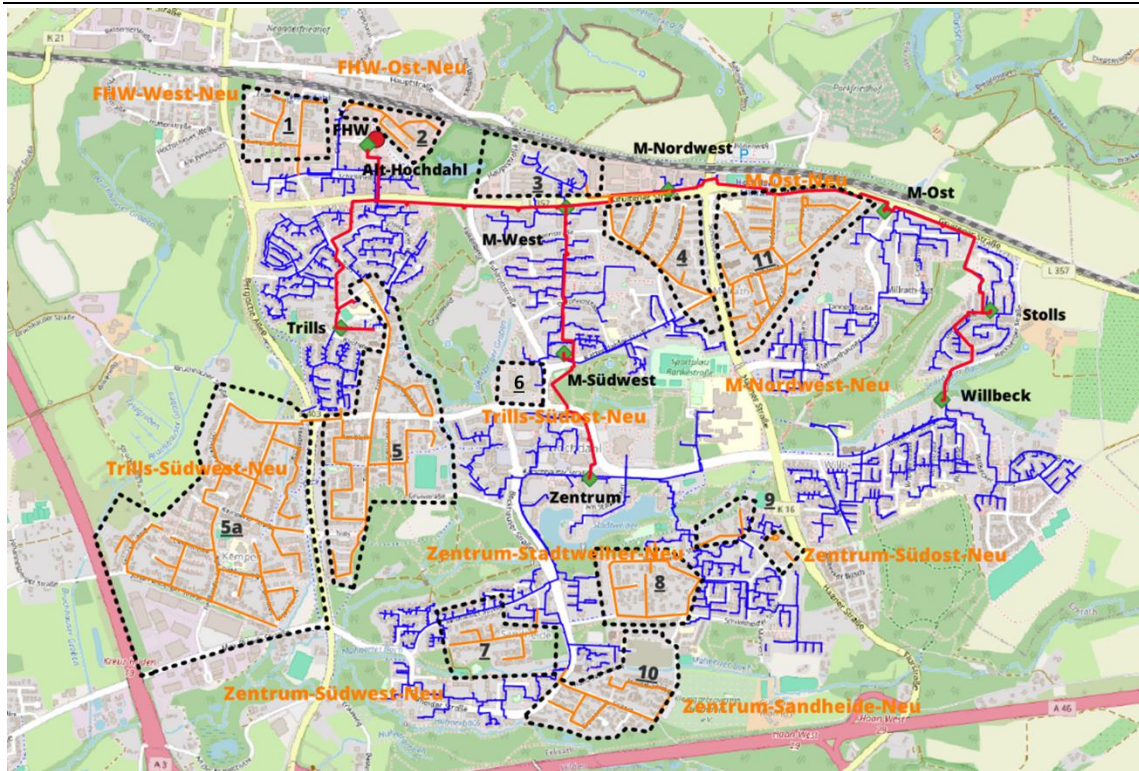


Abbildung 4 – Bestandsnetz mit Gebieten, die sich für eine Netzerweiterung anbieten
(FHW = Fernheizwerk, M = Millrath)

Um das zukünftige Potenzial zum Ausbau des Wärmenetzes abschätzen zu können, geht im Folgenden die Beschreibung des Bedarfs über die reine Kundenbetrachtung hinaus. Die aktuellen Wärmebedarfe von Gebieten in Hochdahl ohne Fernwärmezugang wurden mittels der verfügbaren Daten aus dem Energieatlas NRW ermittelt (siehe Tabelle 4). Die Festlegung der voraussichtlichen Erschließungsjahre für die Gebietscluster erfolgte in Abstimmung mit den Stadtwerken Erkrath, mit einer angenommenen schrittweisen Erschließung mit Anschlussquoten von anfänglich 50 % und jährlich steigenden Anschlussquoten von jeweils 5 Prozentpunkten in den fünf Folgejahren bis maximal 75 %. Durch die neu gebauten Trassen von 18 km beträgt ab 2040 die Trassenlänge des gesamten Bestandsnetzes 69,4 km.

Tabelle 4 – Erschließungsjahre, aktuelle Wärmebedarfe und (neue) Trassenlängen von neu erschlossenen bzw. nachverdichteten Gebieten, Reihenfolge sortiert nach dem Erschließungsjahr

Gebietsname	Nummer	Erschließungs- jahr	aktueller Wärme- bedarf in GWh/a	Trassenlänge in km
Millrath-Ost-Neu	11	2026	8,4	2,4
Zentrum-Südwest-Neu	7	2027	1,6	0,7
Zentrum-Stadtweiher-Neu	8	2028	2,4	1,2
Zentrum-Südost-Neu	9	2029	1,3	0,4
Zentrum-Sandheide-Neu	10	2030	3,3	1,2
Millrath-Nordwest	3	2032	1,2	0,0
Millrath-Nordwest-Neu	4	2032	5,2	1,7
	3+4	2032	6,4	1,7
FHW-West-Neu	1	2035	6,0	1,0
FHW-Ost-Neu	2	2035	2,8	2,4
Trills-Südost-Neu	5	2035	11,6	3,0
	1+2+5	2035	20,4	6,4
Trills-Südwest-Neu	5a	2040	20,6	4,0
Millrath-Südwest	6	2040	0,9	0,0
	5a+6	2040	21,5	4,0

Darüberhinausgehende Erweiterungen des Fernwärmenetzes sind im vorliegenden Transformationsplan nicht berücksichtigt. Die aktuellen Gesetzesvorhaben des Bundes zur Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes sowie zur kommunalen Wärmeplanung und Dekarbonisierung der Wärmenetze lassen zwar von der Tendenz her eine zunehmende Nachfrage von Hausbesitzer*innen nach Fernwärme bzw. einen weiteren Fernwärmeausbau erwarten, gesicherte Aussagen dazu lassen sich aber frühestens nach Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung für Erkrath treffen.

1.2.2 Sanierungsrate / Sanierungsdichte der Bestandgebäude

Neben den zukünftigen Netzerweiterungen, die den Wärmebedarf erhöhen, muss eine energetische Sanierungsrate der Bestandsgebäude angesetzt werden, die den Wärmebedarf perspektivisch senkt.

Rund 69 % der Wohngebäude in Erkrath wurden vor dem Jahr 1978 errichtet (siehe Abbildung 5). Somit folgen diese Altbauten nur sehr geringen Standards für den Wärmeschutz in Gebäuden, da diese 1977 mit der Wärmeschutz-Verordnung erstmals eingeführt und sukzessive verschärft wurden. Aufgrund dessen ist bei einer energetischen Sanierung der Gebäude von einem hohen Wärmeeinsparpotenzial auszugehen.

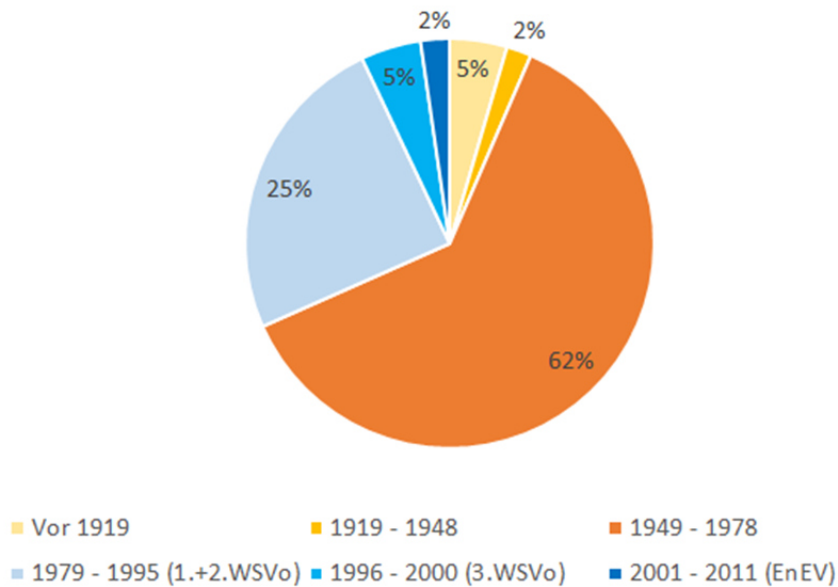


Abbildung 5 - Baujahr der Gebäude mit Wohnraum in Erkrath (Datenquelle: Statistische Ämter des Bundes und Länder, 2014)

Für die Bestandsgebäude in Erkrath wird hier eine energetische Sanierungsrate von 1,5 % pro Jahr angesetzt (Anlehnung: Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), 2021). Die hier festgelegte Energieeinsparung bei einer energetischen Sanierung beträgt 60 % (Anlehnung: Mittelwert in folgender Abbildung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014).

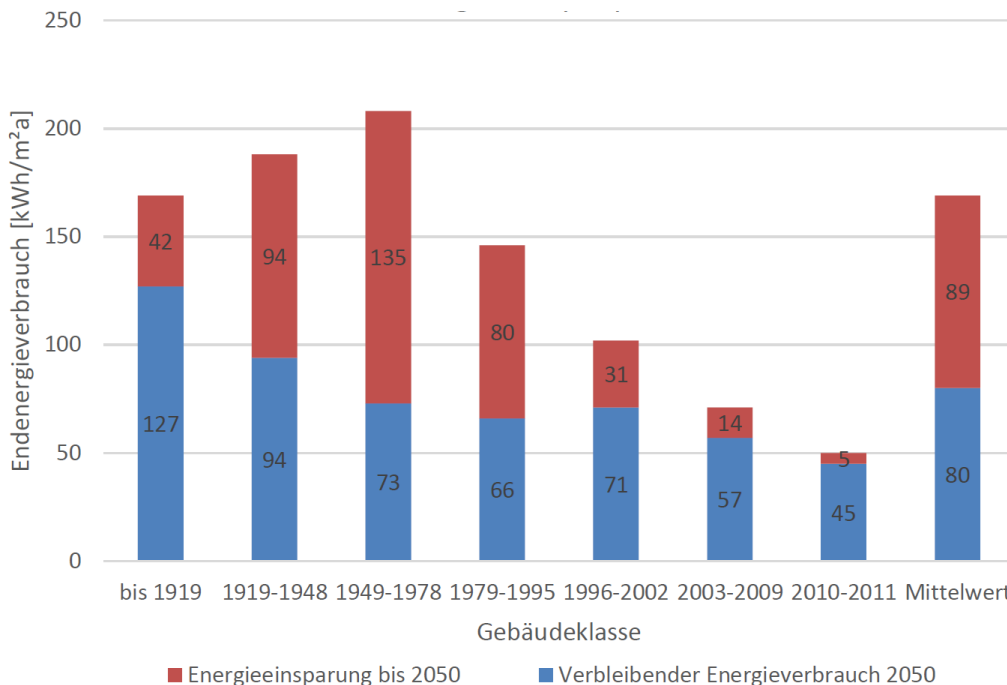


Abbildung 6 - Energieverbräuche und Einsparpotenziale durch energetische Gebäudesanierung bis 2050 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014)

Laut einer Kundenstatistik der Stadtwerke aus 2015 gibt es insgesamt rund 8.300 Wohneinheiten (MFH, EFH, GHDI) mit Fernwärmeanschluss in Erkrath. Es wird davon

ausgegangen, dass der Großteil davon noch unsaniert ist. Daraus ergibt sich bei einer mittleren Wärmelieferung an die Endkunden von 101 GWh/a (für die Jahre 2020 bis 2022, siehe oben) für jede unsanierte Wohneinheit ein mittlerer Wärmedarf von rund 12 MWh/a und eine mittlere Einsparung nach einer Gebäudesanierung von 7 MWh/a.

1.2.3 Sanierung des Fernwärmenetzes und der Netzstationen

Das derzeitige Fernwärmenetz umfasst eine Trassenlänge von insgesamt 51.484 m. Davon fallen 5.439 m auf das Primärnetz und 46.045 m auf alle Sekundärnetze. Die Netzverluste für die Jahre 2020 bis 2022 belaufen sich im Mittel auf 22.635 MWh/a. Dadurch ergibt sich ein Wärmeverlust pro Rohrmeter von rund 50 W/m bzw. 434 kWh/m*a. Die Stadtwerke Erkrath planen das Primärnetz zeitnah wie folgt zu sanieren:

- Jahr 2025: Sanierung von 2 km
- Jahr 2026: Sanierung von 1,4 km
- Jahr 2027: Sanierung von 2 km

Für die Sekundärnetze sollen ab 2027 sukzessive 1,5 km jährlich saniert werden. Zur Berechnung des Einsparungspotentials des Netzes wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Wärmeleitfähigkeit der Dämmung von 0,022 W/(m*K)
- Rohraußendurchmesser im Primärnetz von 350 mm (+ 50 mm Dämmdicke)
- Rohraußendurchmesser in den Sekundärnetzen bleiben nach Sanierung gleich. Es wurde eine Clusterung in 4 mittlere Größen des Rohraußendurchmessers, nämlich 32, 63, 140 und 250 mm, vorgenommen und für diese Cluster die Wärmeverluste pro Meter berechnet (mit Dämmdicken von 27,55 mm, 35,6 mm, 36,15 mm und 45 mm). Anschließend wurde daraus, abhängig von den prozentualen Anteilen der 4 Cluster in den Sekundärnetzen (32 mm = 40%, 63 mm = 35%, 140 mm = 22% und 250 mm = 3%), ein mittlerer Wärmeverlust für die Sekundärnetze berechnet.
- Soll-Temperaturen (für das Jahr 2045) im Primärnetz **95/60°C** und in den Sekundärnetzen **85/60°C** (VL/RL)

Für das Primärnetz ergibt sich daraus ein Wärmeverlust pro Rohrmeter von 28,8 W/m bzw. 253 kWh/m*a und für die Sekundärnetze ein Wärmeverlust pro Rohrmeter von 13,6 W/m bzw. 119 kWh/m*a. Damit ergeben sich pro Rohrmeter Einsparungen im Primärnetz von 182 kWh/m*a und in den Sekundärnetzen von 315 kWh/m*a.

Zudem werden ab 2026 sukzessive bis 2031 alle Netzstationen inkl. der zugehörigen Wärmeübertrager saniert (s. Tabelle 5).

Tabelle 5 - Sanierungszeitpunkte aller Netzstationen

Netzstation	Sanierungsjahr
Millrath-Ost	2026
Willbeck obere & untere Zone	2027
Stolls	2028
Nord-West	2028
Zentrum	2029
Alt-Hochdahl	2030
Millrath Südwest	2030
Trills-Mitte	2031
Millrath-West	2031

1.2.4 Zukünftige Wärmeabnahme

Werden die zuvor beschriebenen Wärmenetzerweiterungen und Nachverdichtungen sowie die Sanierung des Bestandsnetzes und der Bestandsgebäude bis zum Jahr 2045 berücksichtigt, ergibt sich über den Zeitraum des Transformationsplans voraussichtlich das in der folgenden Abbildung dargestellte Wärmeabnahme-Profil.

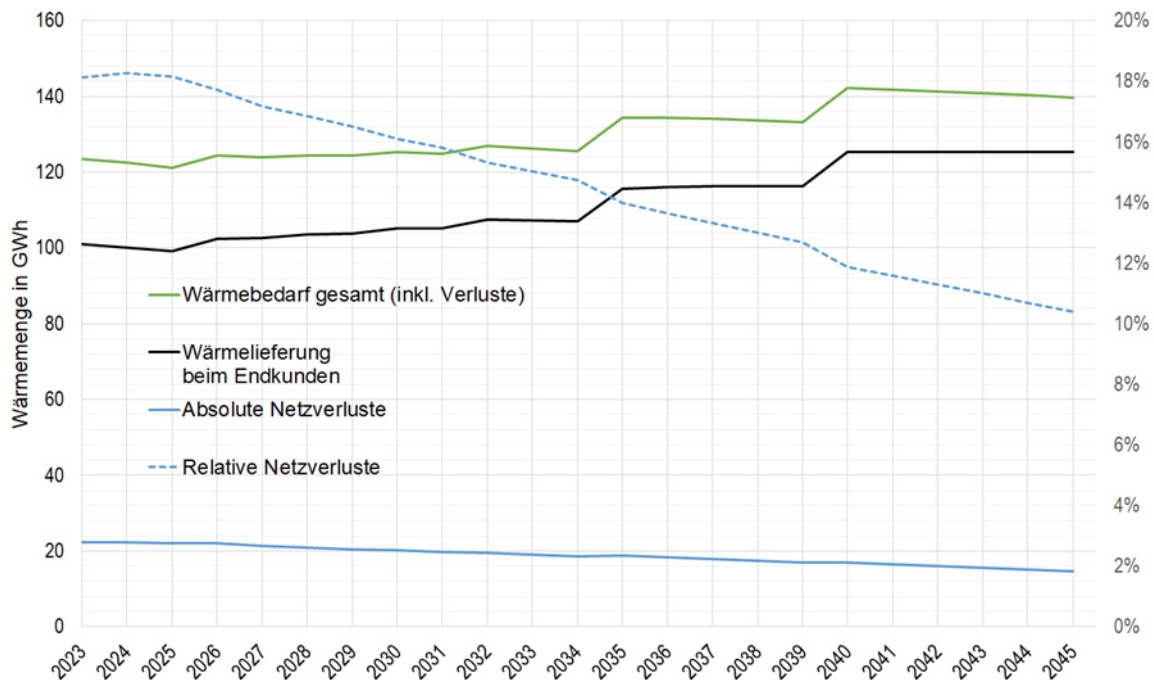


Abbildung 7 – Wärmebedarf und -lieferung beim Endkunden sowie absolute und relative Netzverluste bis zum Jahr 2045

Im Jahr 2045 ist demnach mit einem gesamten Wärmebedarf von **139,8 GWh/a** zu rechnen. Im Vergleich zum aktuellen mittleren Wärmebedarf (Jahre 2020 bis 2022) von 123,4

GWh/a überwiegen im Zieljahr 2045 die neu generierten Bedarfe durch Neukundenanschlüsse ans Fernwärmenetz die Einsparungen durch Sanierungen um 16,4 GWh/a. Im Jahr 2045 liegen die Netzverluste bei rund 14,5 GWh/a bzw. 10 % des Wärmebedarfs.

Der aktuelle und voraussichtliche Wärmebedarf an den einzelnen Netzstationen für die einzelnen Wegmarken des Transformationsplans von 2030 bis 2045 ist in der folgenden Tabelle aufgelistet. Hier werden die Bedarfszugewinne durch bedeutende Netzerweiterungen wie in Trills, Millrath Nord West, Millrath Ost oder Alt-Hochdahl deutlich.

Tabelle 6: Zukünftiger Wärmebedarf an den Netzstationen

Netzstation	Wärmebedarf in GWh/a				
	2023	2030	2035	2040	2045
Alt-Hochdahl	12,4	13,9	17,4	18,5	17,5
Millrath West	10,7	12,0	11,2	10,5	9,9
Millrath Nord West	0,0	0,0	4,3	4,7	4,4
Millrath Ost	13,2	20,0	20,3	19,0	18,0
Stolls	4,3	4,8	4,4	4,2	4,0
Willbeck obere Zone	4,4	4,9	4,6	4,3	4,1
Willbeck untere Zone	9,3	10,4	9,7	9,1	8,6
Millrath Süd West	4,8	5,4	5,0	5,2	5,1
Zentrum	38,5	48,8	46,7	43,8	41,5
Trills	3,4	3,8	9,5	21,8	25,4

1.2.5 Energie- und Treibhausgasbilanz

Die folgende Energiebilanz entspricht dem Endenergieverbrauch der Wärmeerzeuger für die Jahre 2020, 2021 und 2022 (siehe Abbildung 8 und Tabelle 7). Die für die Erzeugung benötigten Brennstoffmengen wurden aus Auswertungsdaten der Stadtwerke Erkrath sowie von E-On Energy Services / Solutions GmbH, dem früheren Wärmenetzzeitümer und Betreiber, generiert. Es erfolgt keine Betrachtung der erzeugten Strommenge durch KWK-Anlagen, weswegen keine Stromgutschrift berücksichtigt wird.

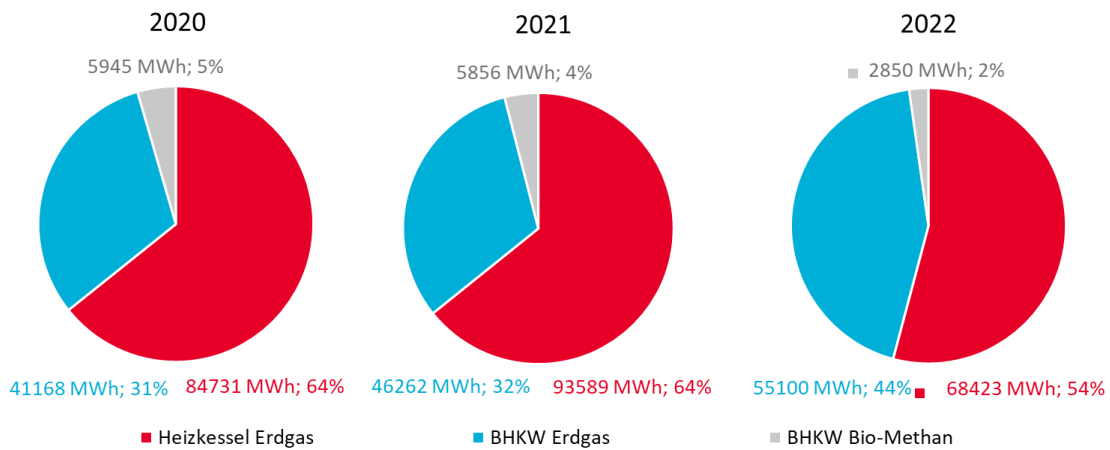


Abbildung 8 Energiebilanz der Jahre 2020-2022 in Form des Brennstoffeinsatzes in den Wärmeerzeuger (ohne Stromgutschrift bei KWK-Anlagen)

Tabelle 7 Energiebilanz der Jahre 2020-2022 in Form des Brennstoffeinsatzes in den Wärmeerzeuger (ohne Stromgutschrift bei KWK-Anlagen)

Jahr	2020	2021	2022
Brennstoffeinsatz in MWh	131.844	145.707	126.374

Die daraus abgeleitete Treibhausgasbilanz (siehe folgende Abbildung und Tabelle) nutzt die CO₂-Emissionsfaktoren der Endenergieträger für die verwendeten Brennstofftypen nach AGFW FW 309 gemäß dem Gebäudeenergiegesetz (GEG).

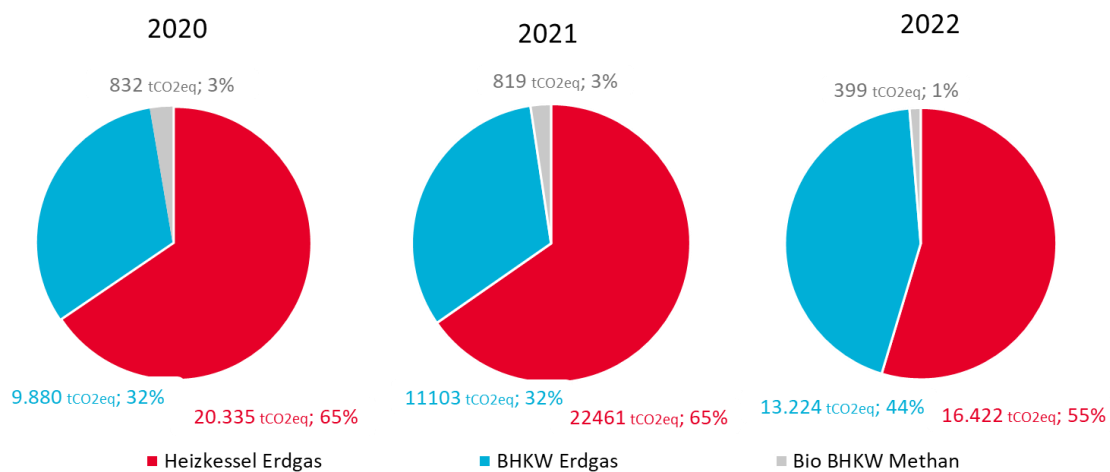


Abbildung 9 Treibhausgasbilanz der Jahre 2020-2022, basierend auf dem Brennstoffeinsatz der Wärmeerzeuger (ohne Stromgutschrift bei KWK-Anlagen)

Tabelle 8 Treibhausgasbilanz der Jahre 2020-2022, basierend auf dem Brennstoffeinsatz der Wärmeerzeuger (ohne Stromgutschrift bei KWK-Anlagen)

Jahr	2020	2021	2022
Emissionen in Tonnen CO _{2eq}	31.048	34.384	30.045

1.3 Aktuelle Betriebsweise des Fernwärmenetzes

Aktuell wird das Fernwärmenetz über einen zentralen Einspeisestandort am Fernheizwerk am Klinkerweg 6 versorgt, wie in Abbildung 1 zu sehen ist. Das FHW beherbergt Erdgas-Kessel, Erdgas-BHKWs und ein Biomethan-BHKW mit einer insgesamt installierten thermischen Leistung von 89,8 MW. Damit kann die Spitzenlast des Netzes, welche ungefähr 43 MW beträgt, zu 209 % (erzeugerseitig) gedeckt werden. Die Leistungen aller Wärmeerzeuger sind in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9 Auflistung aller Bestands-Erzeuger mit Nennleistung und Baujahr

Wärmeerzeuger FHW			
	Thermische Leistung		Baujahr
Kessel 1 (Wasserrohr-Durchlaufkessel, dreizügig)	22 MW		1980
Kessel 2 (Wasserrohr-Durchlaufkessel, dreizügig)	22 MW		1980
Kessel 3 (Wasserrohr-Durchlaufkessel, dreizügig)	22 MW		1980
Kessel 4 (Großwasserraumkessel, dreizügig)	5,87 MW		1980
Kessel 5 (Großwasserraumkessel, dreizügig)	5,87 MW		1980
	Thermisch	Elektrisch	Baujahr
KWK 1 (Biomethan EEG)	921 kW	800 kW	2012
KWK 2	3.700 kW	3.500 kW	1999
KWK 3	3.700 kW	3.500 kW	1999
KWK 4	3.700 kW	3.500 kW	2002
Gesamt FHW	89,8 MW	11,3 MW	

Die Vorlauftemperaturen werden gemäß Tabelle 10 witterungsgeführt gesteuert.

Tabelle 10 Witterungsgeführte Betriebstemperaturen im Primärnetz und in den Sekundärnetzen

Primärnetz	Vorlauftemperatur	115°C (Sommer), max. 180°C (Winter)
	Rücklauftemperatur	60°C
Sekundärnetz	Vorlauftemperatur	65-70°C (Sommer), max. 110°C (Winter)
	Rücklauftemperatur	50-60°C

Abbildung 10 stellt den tatsächlichen Heizkurvenverlauf (Tages-Durchschnittswerte) aus dem Jahr 2020 im Primärnetz dar.

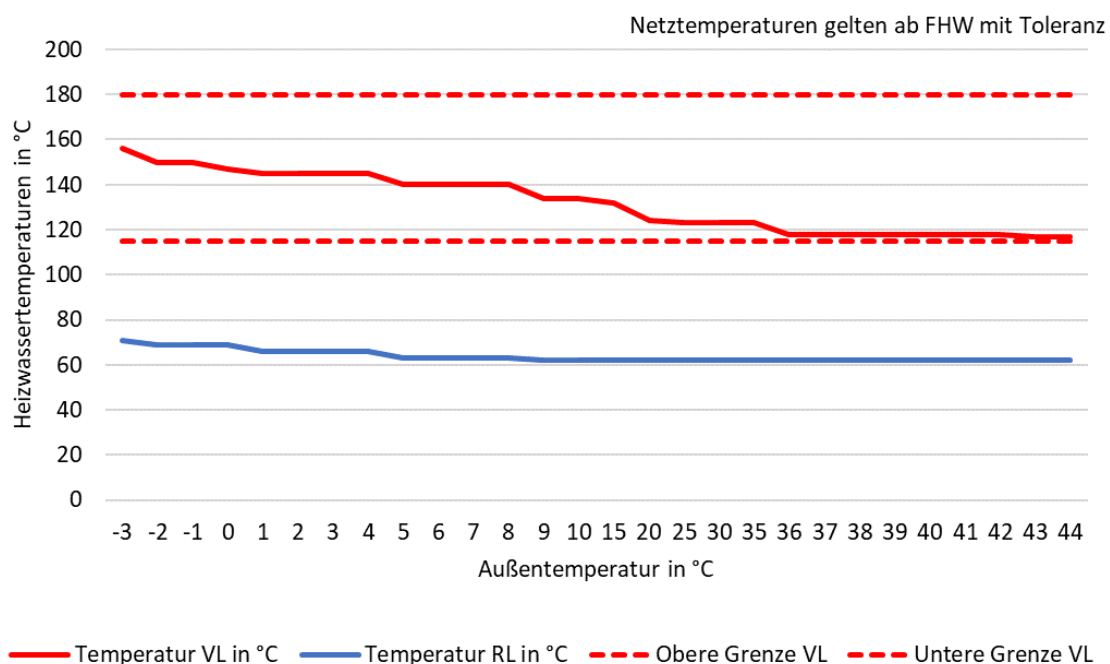


Abbildung 10 Primärnetz: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2020.

Aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen im Primärnetz wird dieses mit einem Nenn- druck von 16-18 bar gefahren, um die Nassdampfphase zu vermeiden. Zudem soll am FHW ein Differenzdruck von maximal 2 bar anliegen. An den 9 Netzstationen soll (pri- märseitig) ein Differenzdruck von 0,2 bar nicht unterschritten werden. Die Druckerhal- tung wird am FHW mit bis zu 4 Kreislumpen (2 x 18 kW, 2 x 30 kW) und Überstrom- regelung gewährleistet.

Abbildung 11 bis Abbildung 18 stellen den Heizkurvenverlauf (Tages- Durchschnittswerte) aus dem Jahr 2022 in den 9 Sekundärnetzen dar. Zum Sekundärnetz 4 „Millrath Nord-West“ sind keine Temperaturdaten erfasst.

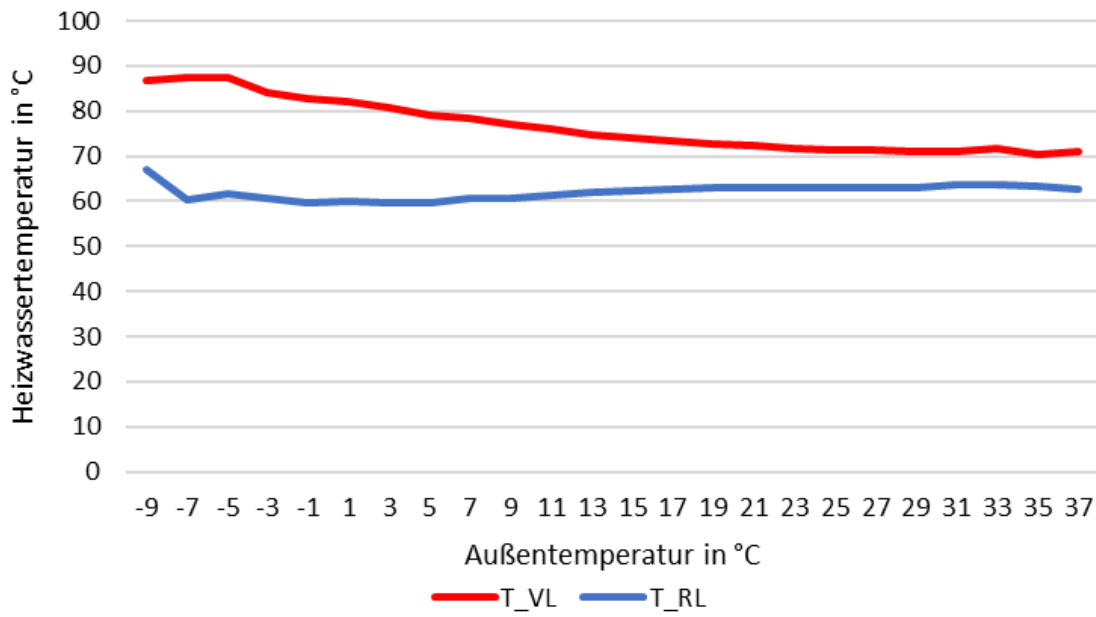


Abbildung 11 Sekundärnetz Millrath Ost: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

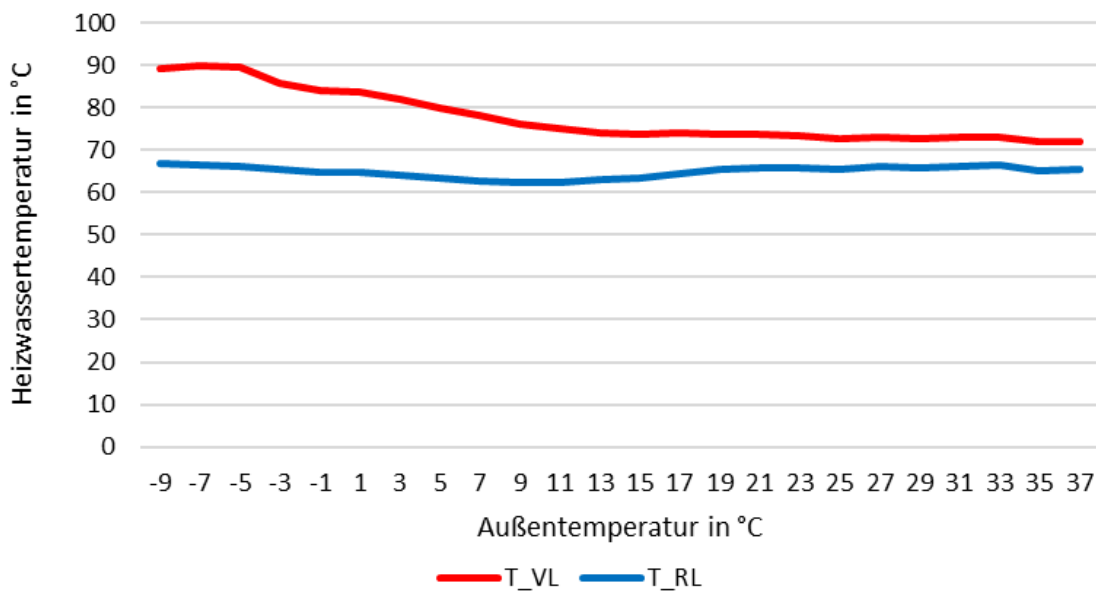


Abbildung 12 Sekundärnetz Zentrum: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

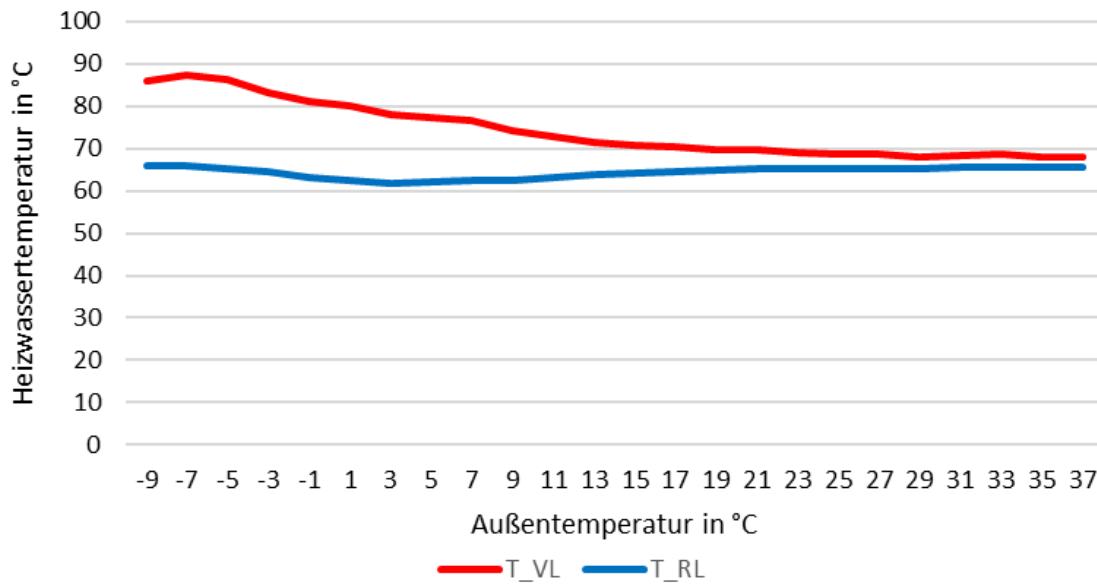


Abbildung 13 Sekundärnetz Alt Hochdahl: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

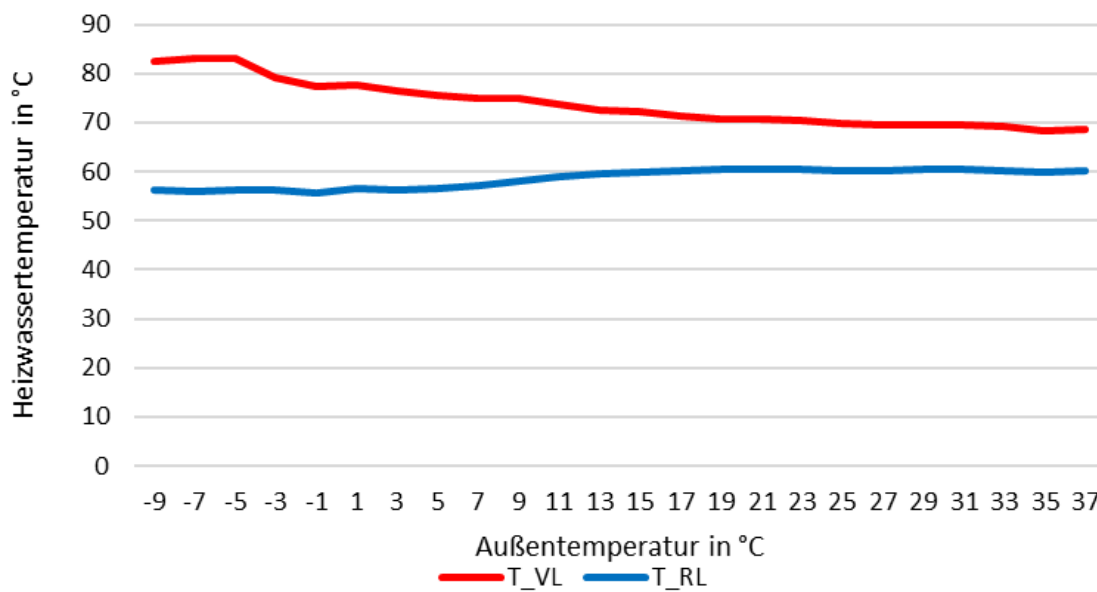


Abbildung 14 Sekundärnetz Stolls: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

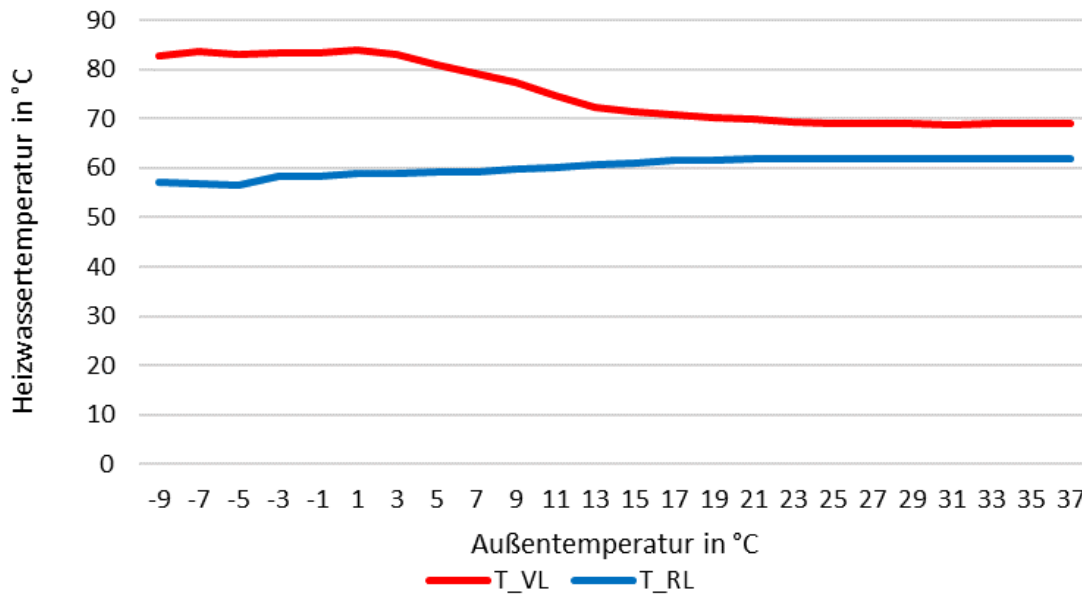


Abbildung 15 Sekundärnetz Millrath Süd-West: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

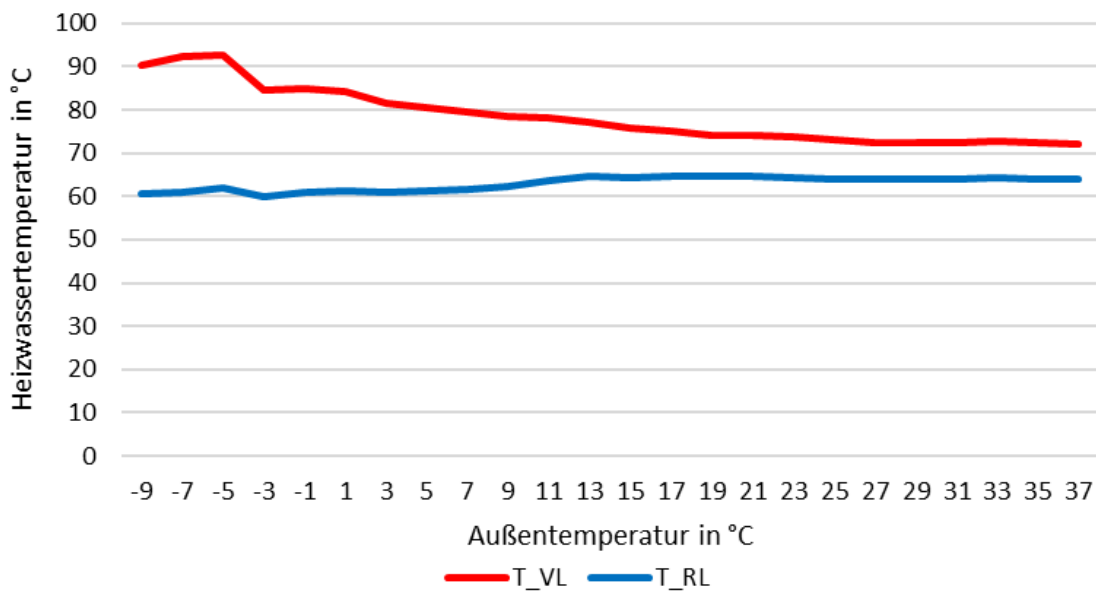


Abbildung 16 Sekundärnetz Trills: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

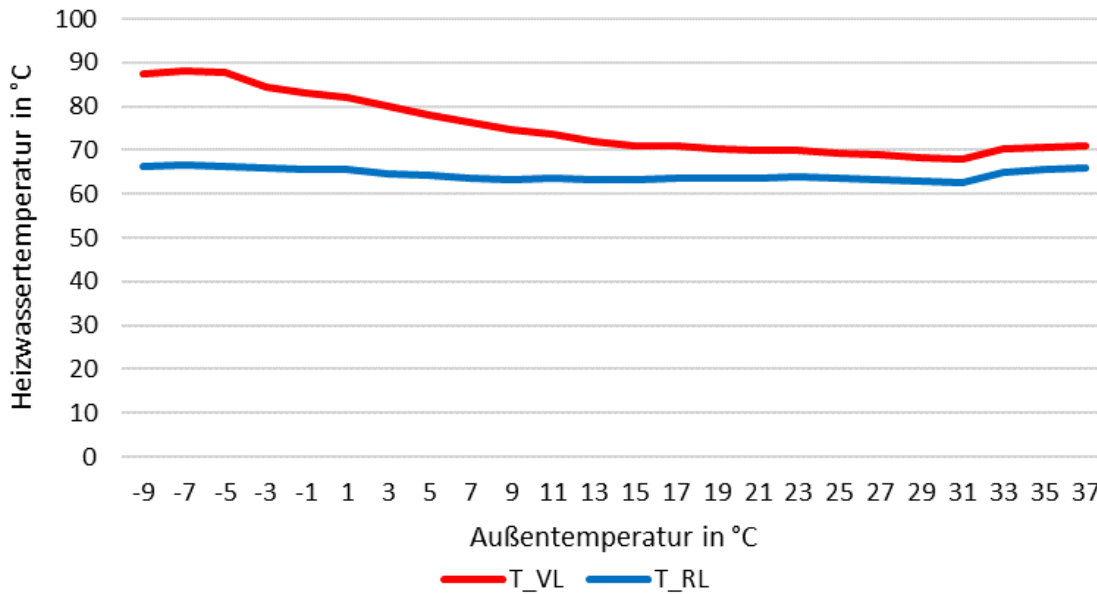


Abbildung 17 Sekundärnetz Millrath West: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

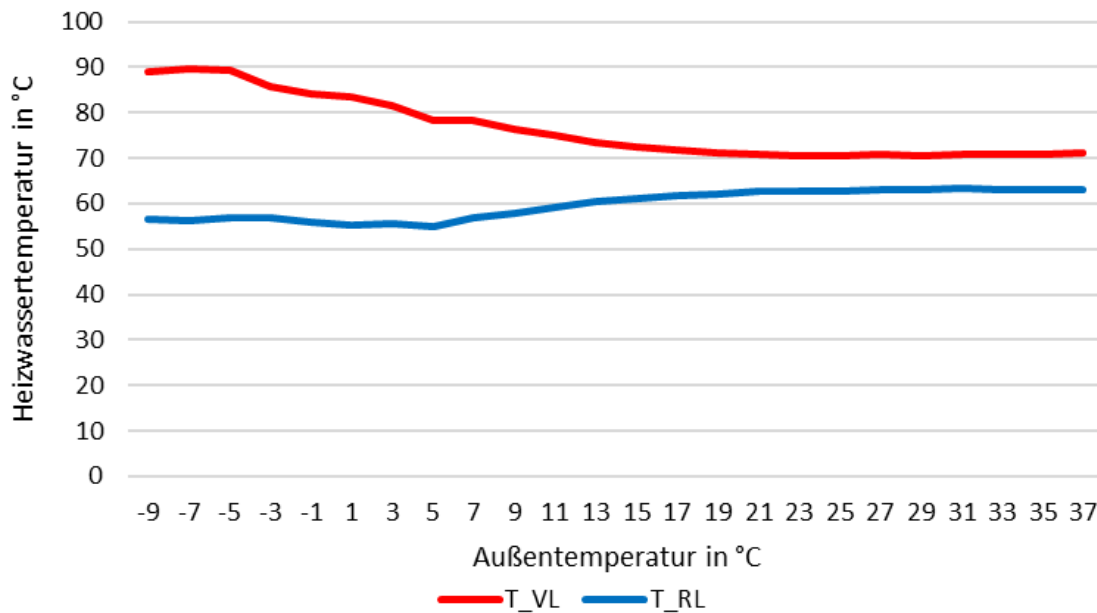


Abbildung 18 Sekundärnetz Willbeck: Heizkurve (Tages-Durchschnittswerte) des betrachteten Wärmenetzes, Daten aus 2022

In den 9 Netzstationen stehen insgesamt 22 Wärmeübertrager zur Verfügung, um die Wärme aus dem Primärnetz in die Sekundärnetze zu übertragen. Die Tabelle 11 führt die Kenndaten aller Wärmeübertrager auf.

Tabelle 11 Kenndaten aller Wärmeübertrager in den Netzstationen

Name der Netzstation	Leistung Wärmeübertrager in MW	Baujahr
Alt Hochdahl	8,0	2003
Alt Hochdahl	8,0	2003
Millrath West	6,7	2002
Millrath West	6,7	2002
Millrath Nord West	0,5	2019
Millrath Nord West	0,5	2019
Millratth Ost	8,5	2003
Millratth Ost	8,5	2003
Stolls	3,5	2001
Stolls	3,5	2001
Willbeck obere Zone	3,0	2015
Willbeck obere Zone	3,0	2015
Willbeck untere Zone	5,5	2015
Willbeck untere Zone	5,5	2015
Millrath Süd West	2,5	2015
Millrath Süd West	2,5	2015
Zentrum	11,0	1998
Zentrum	11,0	1998
Zentrum	11,0	1998
Zentrum	8,0	1997
Trills	1,5	2016
Trills	1,5	2016

2. Potenzialermittlung zur Wärme- und Stromerzeugung

In diesem Kapitel werden zuerst alle denkbaren Erzeugerstrukturen für Wärme und Strom auf ihre potenzielle Umsetzbarkeit untersucht. Hierbei wird auf detailliertere Auslegungen vorerst verzichtet. Technologien, die ein hohes Potenzial aufzeigen, werden im späteren Verlauf des Berichtes noch genauer untersucht.

2.1 Voruntersuchung

Für die in der folgenden Tabelle aufgelisteten technologischen Ansatzpunkte erfolgt eine Voruntersuchung der in Erkrath-Hochdahl vorhandenen Potenziale für eine dekarbonisierte Wärmeeinspeisung ins Fernwärmenetz.

Tabelle 12 – Technologische Ansatzpunkte zur Voruntersuchung der Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes

Nr.	Potenzial
1	Sektorkopplungstechnologien (Wärme aus Strom)
2	Tiefe Geothermie und sonstige geothermische Anlagen
3	Wärmequelle Außenluft für Wärmepumpen
4	Wärmequelle Abwasser/Kläranlage für Wärmepumpen
5	Wärmequelle Rohwasser für Wärmepumpen
6	Wärmequelle Flusswasser für Wärmepumpen
7	Solarthermie
8	Biomasse-Anlagen
9	Industrieabwärme
10	Thermische Abfallbehandlungsanlagen
11	KWK-Anlagen
12	Kurzfrist- und saisonale Wärmespeicher
13	Stromerzeugung
14	Messtechnik und Digitalisierung

2.1.1 Freiflächen für Erneuerbare Energien

Unter anderem benötigen Erneuerbare Energietechnologien wie Solarthermieanlagen, Photovoltaikanlagen oder Erdsondenfelder Flächen, auf denen die Technologien errichtet werden können. Hierfür wurden, in Zusammenarbeit mit der Stadt Erkrath und unter Berücksichtigung des Flächennutzungsplans, potenzielle Freiflächen in Erkrath Hochdahl festgelegt, die in Abbildung 19 dargestellt sind. Davon sind die rot markierten Flächen „Wiese Bruchhauser Straße“, „Wiese Friedhof“ und „Wiese Sternwartenweg“ im Besitz der Stadt Erkrath.

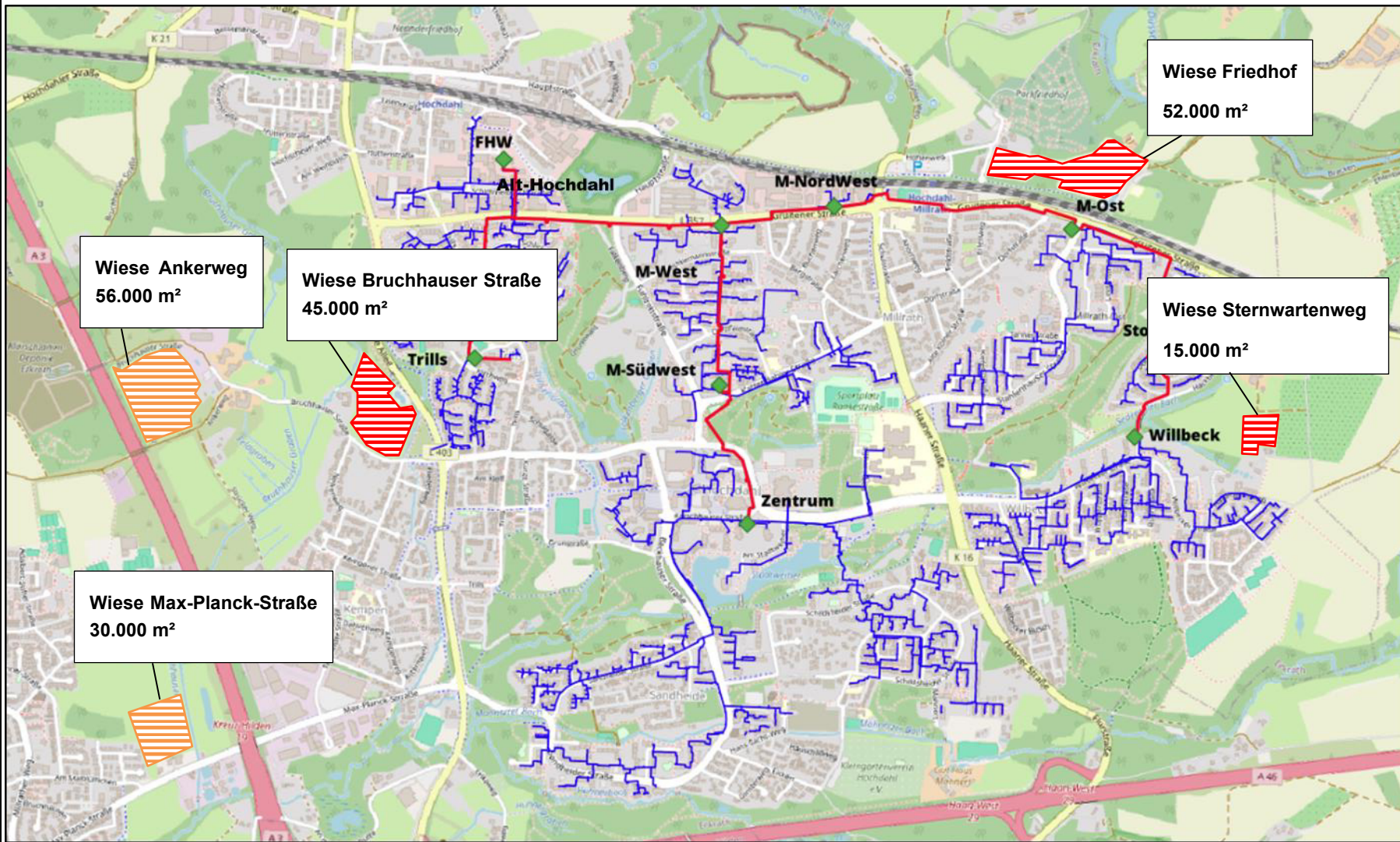


Abbildung 19 Potenzielle Freiflächen für EE-Technologien

Die Fläche „Wiese Bruchhauser Straße“ wird derzeit bereits im Flächennutzungsplan als Fläche für Erneuerbare Energien deklariert.

2.1.2 Sektorkopplungstechnologien (Wärme aus Strom)

Als Sektorkopplungstechnologien für Fernwärme aus Strom kommen vor allem Groß-Wärmepumpen in Betracht, wobei sich hier vor allem die Frage nach geeigneten, großtechnisch erschließbaren Wärmequellen stellt. Diese werden im Folgenden näher untersucht.

Um für eine zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmebedarfsdeckung zu sorgen, werden Kurzfrist- und saisonale Wärmespeicher ebenfalls näher untersucht.

Direktelektrische Power-to-Heat-Anwendungen benötigen keine technische Voruntersuchung. Ihr Einsatz ist eine ausschließlich wirtschaftliche Frage (und eine der verfügbaren Leistung des lokalen Stromnetzanschlusses).

Infrastruktur zur lokalen Wasserstoffherzeugung aufzubauen, wird vorerst nicht in Betracht gezogen, weil der Wirkungsgrad von Wasserstoffherzeugung mit Strom über die Speicherung bis hin zur Wiederverwertung in Form von Wärme im Vergleich zur direkten Stromnutzung über eine Wärmepumpe sehr niedrig ist. Zudem wäre dieser Weg vergleichsweise teuer.

2.1.3 Tiefe Geothermie und sonstige geothermische Anlagen

Die Stadtwerke Erkrath-Hochdahl besitzen (noch) keine Aufsuchungserlaubnis im Bereich Hochdahl. Das heißt sie dürfen bisher keine Bohrungen mit einer Tiefe > 100 m nach einer bergbau- und umweltrechtlichen Genehmigung durchführen. Ob es einen Erlaubnisinhaber für eine solche Aufsuchung im Bereich Erkrath-Hochdahl gibt, ist nicht bekannt. Nach Klärung muss daher ggf. für Bohrungen mit einer Tiefe > 100 m die Genehmigung des Erlaubnisinhabers eingeholt werden bzw. die Stadtwerke für potenzielle Gebiete zum Erlaubnisinhaber werden.

Einschränkungen durch Grundwasserschutz und Schadstoffbelastung im Grundwasser

In Erkrath-Hochdahl werden einige Stadtgebiete als hydrologisch kritisch eingestuft (Geologischer Dienst NRW, 2024) (Bundesverband Geothermie, 2024). Wasserschutzgebiete erstrecken sich östlich der Stadt (siehe Abbildung 20) und decken sich mit der Freifläche „Wiese Sternwartenweg“ (siehe Kapitel 2.1.1). Des Weiteren decken sich Gebiete, die als hydrogeologisch kritisch eingestuft werden größtenteils mit der Freifläche „Wiese Ankerweg“. Beide Flächen sind mit einer gestrichelt orangen Umrandung gekennzeichnet. Mit drei Freiflächen sind keine Überschneidungen von Schutzgebieten oder hydrogeologisch kritischen Gebieten vorhanden: „Wiese Friedhof“, „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Max-Planck-Straße“ (rot-weiß gestreift dargestellt).

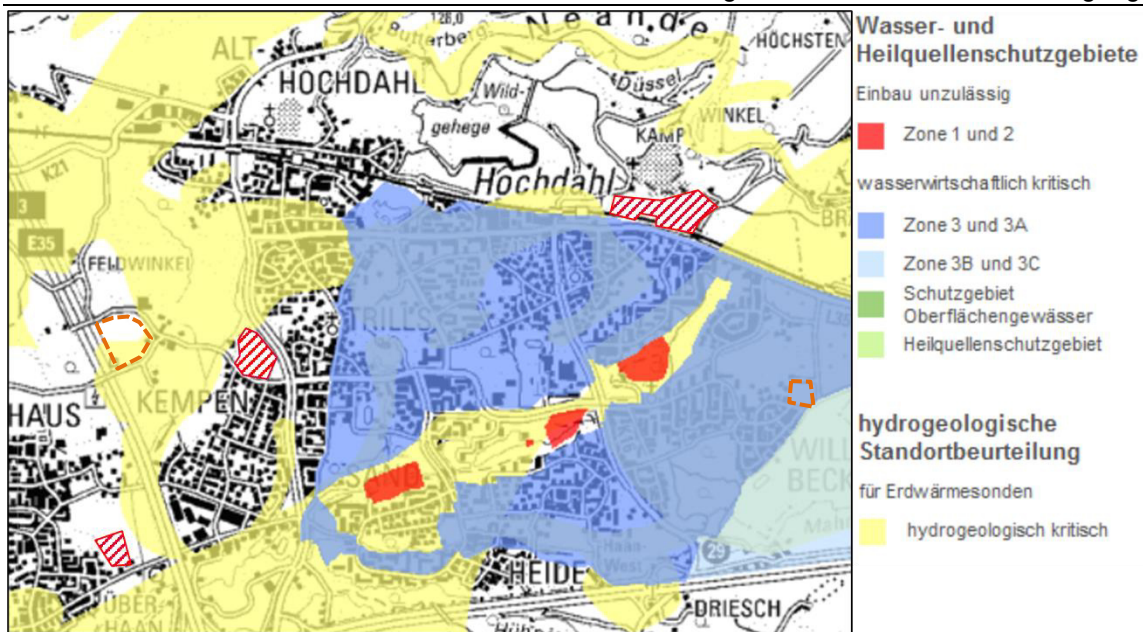


Abbildung 20: Wasser- und Heilquellenschutzgebiete & hydrogeologische Standortbeurteilung (Geologischer Dienst NRW, 2024)

Neben der Wasser- und Heilquellenschutzgebiete sowie der hydrogeologischen Standortbeurteilung finden sich keine weiteren geologischen Beschränkungen / Altlasten der betrachteten Freiflächen (siehe Abbildung 21, Markierung der fünf hier interessierenden Freiflächen: rot mit diagonalen Streifen).

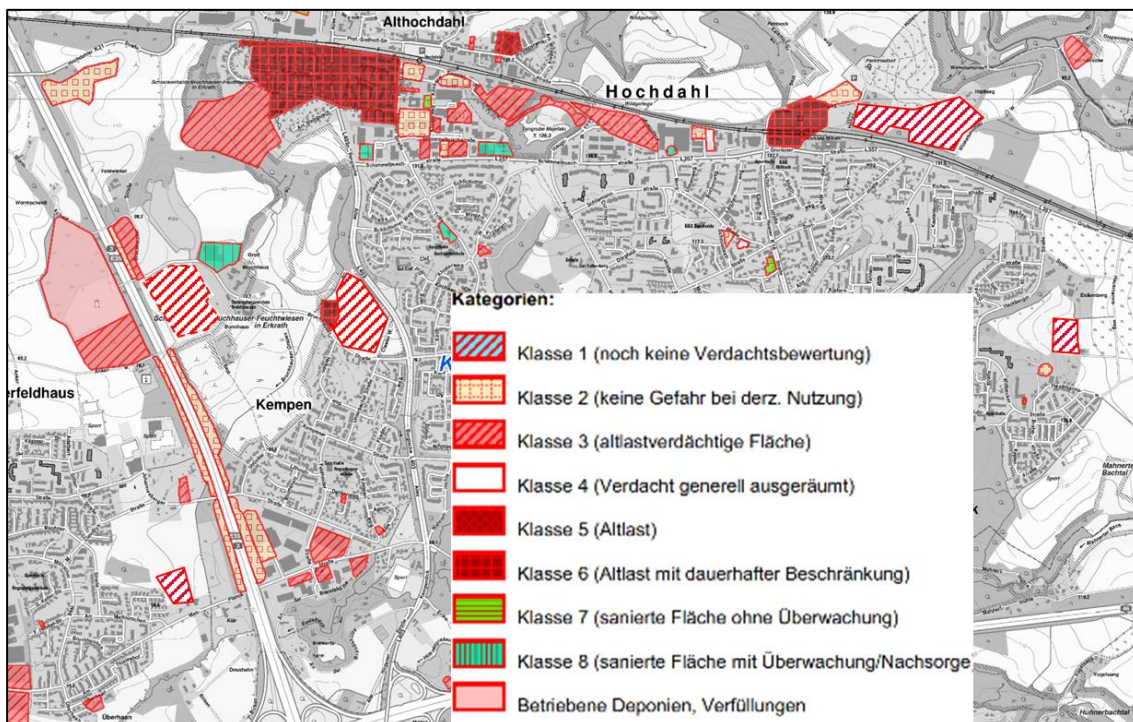


Abbildung 21 Geologische Beschränkungen / Altlasten (Kreis Mettmann, 2024)

Im Folgenden werden Potenziale für oberflächennahe Geothermie getrennt von den Potentialen für Tiefengeothermie betrachtet.

Mitteltiefe und oberflächennahe Geothermie

Das Potenzial für Erdwärmesonden bis zu einer Tiefe von 100 m wird vom Geologischen Dienst NRW (GD NRW) als „gut“ im Bereich Erkrath-Hochdahl eingestuft (siehe Abbildung 22). Das Erdreich verfügt in dieser Tiefe im direkten Umfeld des Stadtteils über Wärmeleitfähigkeiten von etwa 2,5 bis 2,9 W/m/K bzw. von 2,0 bis 2,4 W/m/K auf der Freifläche „Wiese Bruchhauser Straße“ (gemäß (Geologischer Dienst NRW, 2024)).

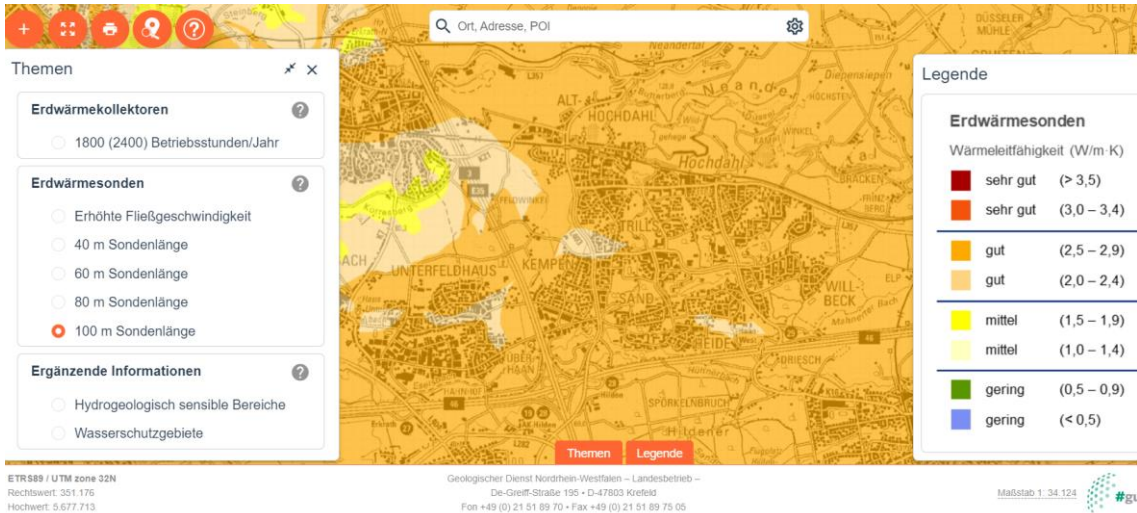


Abbildung 22 Wärmeleitfähigkeit für Erdwärmesonden mit 100 m Länge im Gebiet Erkrath-Hochdahl

Das Potenzial für Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 250 m wird vom GD NRW als „gut“ bis „sehr gut“ im Bereich Hochdahl je nach Ort der Bohrung eingestuft (siehe Abbildung 23) (Geologischer Dienst NRW, 2024).

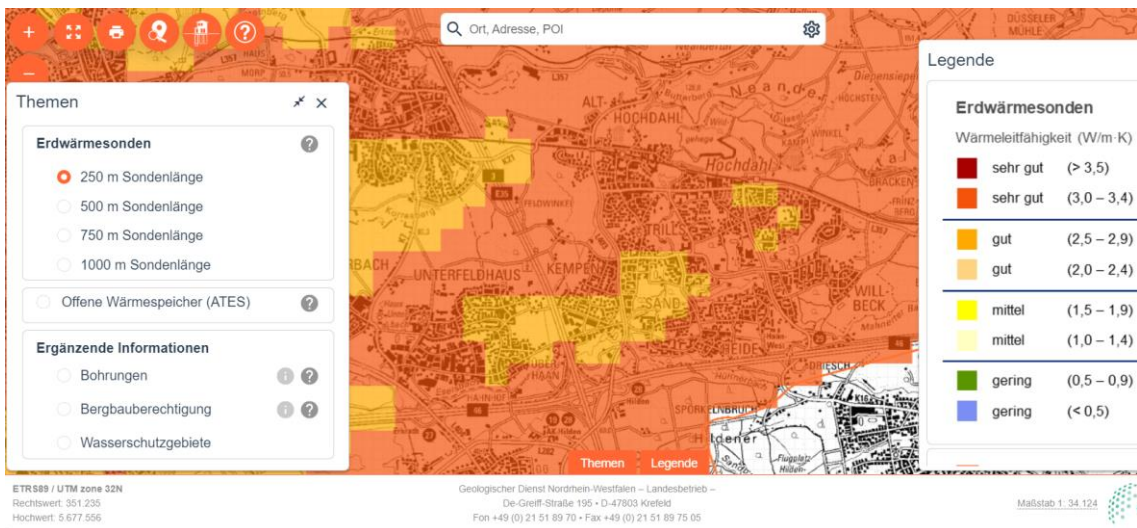


Abbildung 23 Wärmeleitfähigkeit für Erdwärmesonden mit 250 m Länge im Gebiet Erkrath-Hochdahl

Das Potenzial mitteltiefer Geothermie für Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 500 bis 1000 m (in der Literatur wird mitteltiefe Geothermie meist in eine Tiefe von 400 bis

1000 m eingeordnet) wird vom GD NRW im gesamten Gebiet um Hochdahl als „sehr gut“ eingeordnet (vgl. Abbildung 24).

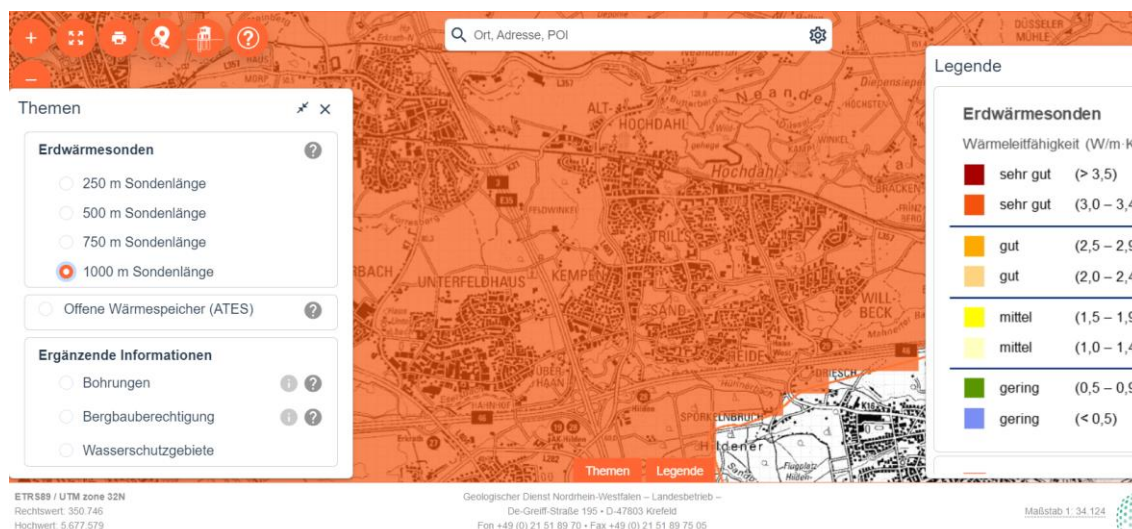


Abbildung 24 Wärmeleitfähigkeit für Erdwärmesonden mit 500 bis 1000 m Länge im Gebiet Erkrath-Hochdahl

In Tabelle 13 sind die Ergebnisse zur Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes bei unterschiedlich tiefen Erdsonden zusammengefasst.

Tabelle 13 Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches (Geologischer Dienst NRW, 2024)

		Erkrath-Hochdahl		
Sondenlänge	Wärmeleitfähigkeit			
		von	bis	Mittel
m	W/m/K	W/m/K	W/m/K	W/m/K
100	2.0	2.9	2.45	
250	2.5	3.4	2.95	
500	3.0	3.4	3.2	
750	3.0	3.4	3.2	
1000	3.0	3.4	3.2	

Tiefengeothermie

Das Fraunhofer IEG unterstützte Anfang des Jahres 2023 die Stadtwerke Erkrath mit einer Potentialanalyse zur netzgebundenen geothermischen Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Erkrath (Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann, 2023). Die Potentialanalyse enthält Analysen und Einschätzungen zur Ergiebigkeit und dem Aufwand tiefengeothermischer Vorhaben. Technisch wird eine hydrothermale Nutzung des Untergrunds betrachtet. Hierzu müssen zwei Bohrungen in Tiefen mit wasserwegsamem Gestein abgeteuft werden. Je tiefer die Bohrung, desto höher liegt die zu erwartende Temperatur. Eine Nutzung der Tiefengeothermie in einer geschlossenen Sonde ist denkbar, ist i.d.R. aber nur dann eine Lösung, wenn bei einer Erkundungsbohrung kein wasserläufiges Gestein gefunden wird, weil die Wärmeentnahme mittels geschlossener Sonde deutlich geringere Entzugsenergien ermöglicht.

Im Gebiet des Stadtteils Erkrath-Hochdahl wird in einer Tiefe von 616 m bis 1.088 m ein wasserführendes Reservoir (Kalkgesteine) mit einer Mächtigkeit von 300 m erwartet. In dieser Tiefe wird eine „Produktionstemperatur“, also eine Temperatur des geothermalen Wassers, von 24 °C (Bohrung: 916 m) bis 37°C (Bohrung: 1.388 m) erwartet. Für eine direkte Nutzung der Wärme zur Einspeisung ins Fernwärmenetz ist dieses Temperaturniveau nicht ausreichend. Hierfür benötigt man eine Wärmepumpe, die Wärme aus dem geothermalen Wasser entnimmt und mit Hilfe elektrischer Antriebsenergie auf das gewünschte Nutztemperaturniveau transferiert. Quellentemperaturen von 24 bis 37°C wären über das gesamte Jahr betrachtet im Vergleich zu alternativen Wärmequellen für Wärmepumpen vergleichsweise hoch, mit entsprechenden Vorteilen für den Wirkungsgrad bzw. den Stromverbrauch der Wärmepumpe. Das Fraunhofer IEG hat mit einer Schüttung an geothermalen Wasser (produktionsseitig) von 47 L/s bis 54 L/s gerechnet. (Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann, 2023)

Laut IEG wären folgende Schritte zur Erkundung und Erschließung des Reservoirs bis 1.388 m Tiefe notwendig (Preisabschätzungen mit inbegriffen, ohne Förderung):

- Machbarkeitsstudie und Vorplanung (250.000 €): Erstellung eines Untergrundmodells, Laboruntersuchungen an Gesteinsproben, Abschätzung hydrologischer und thermophysikalischer Eigenschaften, 3D-Seismik zur Erkundung des tieferen Untergrunds
- Vorplanung Obertägig (100.000 €): Hydraulische Anbindung
- Seismisches Monitoring (200.000 €): Bohrung, Messequipment
- Hydraulischer Zirkulationstest inkl. Planung (350.000 €)
- Bohrarbeiten (5.700.000 €)
 - Bohrplatz (ca. 500.000 €)
 - Produktionsbohrung (2.600.000 €)
 - Injektionsbohrung (2.600.000 €)
- Versicherungskosten Erschließung des Reservoirs (199.500 €)

Für eine großräumige Untersuchung, Erkundung und Inproduktionssetzung der tiefen Gesteinsschichten von etwa 1.500 m Tiefe werden insgesamt 5 Jahre angesetzt.

Die Machbarkeit sowie ein potenzieller Standort einer Tiefengeothermiebohrung im Stadtteil Erkrath-Hochdahl muss im Rahmen einer detaillierteren Machbarkeitsstudie und Vorplanung festgelegt werden.

2.1.4 Wärmequelle Außenluft für eine Wärmepumpe

Um eine leistungsstarke Großwärmepumpe mit Umgebungsluft als Wärmequelle betreiben zu können, wird eine Freifläche benötigt, die genug Platz für das Lüfter-Feld der Wärmepumpe bietet (vgl. Abbildung 25). Des Weiteren muss der Standort über ein von Seiten der Netzhydraulik hohes Einspeisepotenzial in das Fernwärmenetz und eine ausreichend leistungsfähige Stromnetzanbindung verfügen.



Abbildung 25 Luft-Großwärmepumpe Støvring, Dänemark: 7,9 MW Nennleistung (Komoszynska & Sørensen, 2022) und 700 m² Fläche für Luft-Wärmeübertrager (Bildquelle: google.com/maps - © 2023 Airbus)

Die in Kapitel 2.1.1 dargelegten Freiflächen bieten Möglichkeiten zur Errichtung einer Großwärmepumpe mit der Umgebungsluft als Wärmequelle. Jeder Standort ermöglicht einen Abstand zum nächsten Wohngebiet von mindestens 100 m. Ggf. empfiehlt sich die Errichtung eines Schallschutzes um die Anlage.

Je nach Nennleistung der Großwärmepumpe und je nach Freifläche muss ein unterschiedlicher finanzieller und technischer Aufwand für die stromseitige Anbindung berücksichtigt werden. Abbildung 26 enthält Abschätzungen der Stadtwerke Erkrath für den finanziellen und technischen Aufwand für die jeweiligen Standorte und eine 8 MW Stromnetzanbindung bzw. eine Luft-Wärmepumpe mit ca. 25 MW_{th} Nennleistung.

Das höchste Einspeisepotential in das Fernwärmenetz von Seiten der Netzhydraulik besteht in der unmittelbaren Nähe zum FHW, da vom FHW derzeit und voraussichtlich zukünftig die höchste Wärmeleistung zu den Netzstationen transportiert wird.

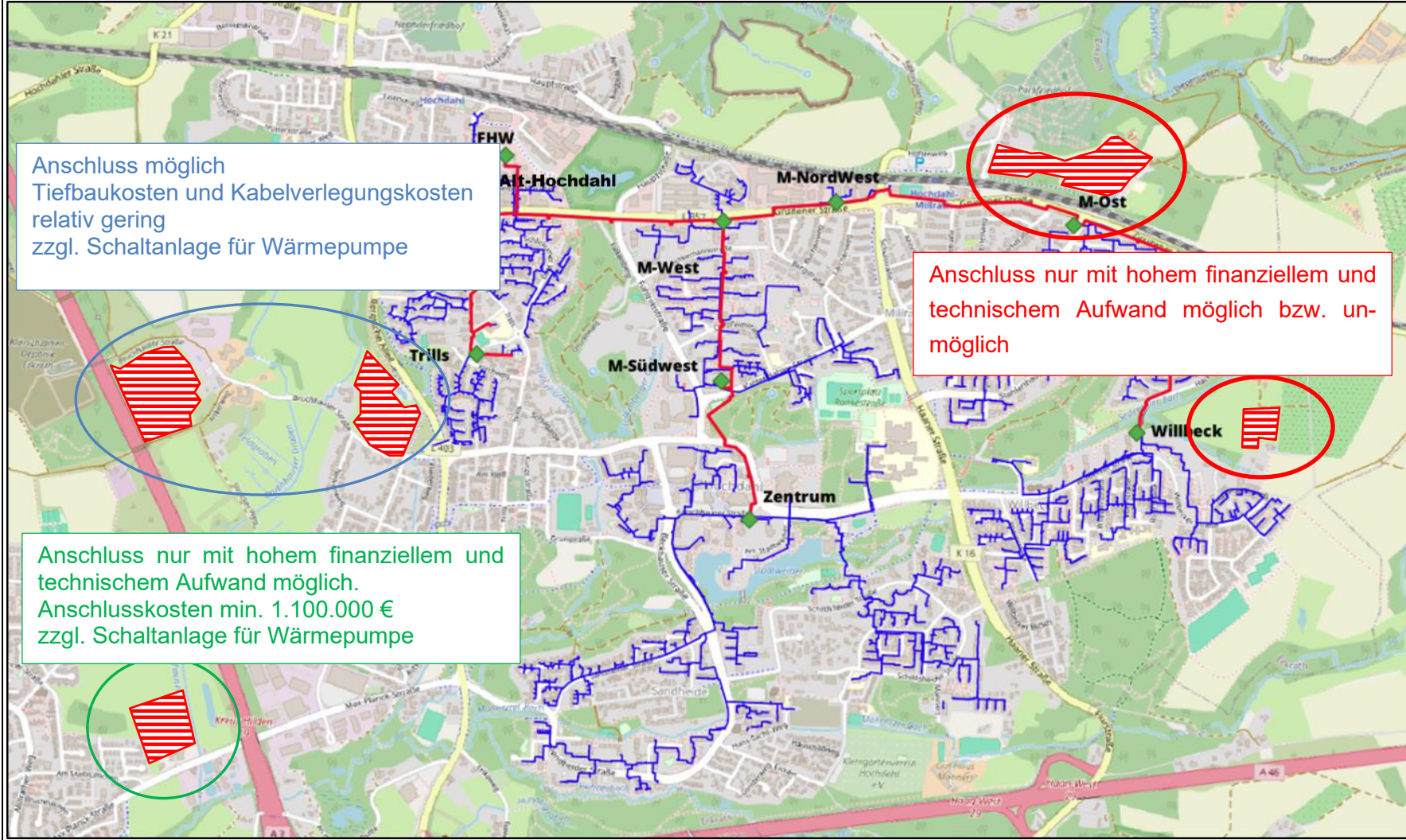


Abbildung 26 Abschätzungen des finanziellen und technischen Aufwandes zur strom-
seitigen Anbindung einer Großwärmepumpe mit einer Antriebsleistung von 8 MW_e
(Stadwerke Erkrath, 2024)

2.1.5 Wärmequelle Abwasser für eine Wärmepumpe

Die Stadt Erkrath verfügt über die Kläranlage Hochdahl an der Max-Planck-Straße 69 (Abbildung 27). Zur thermischen Nutzung des Abwassers, als Wärmequelle für eine Wasser-Wasser Wärmepumpe, hat es bereits positive Gespräche mit dem Betriebsleiter des Klärwerks gegeben.

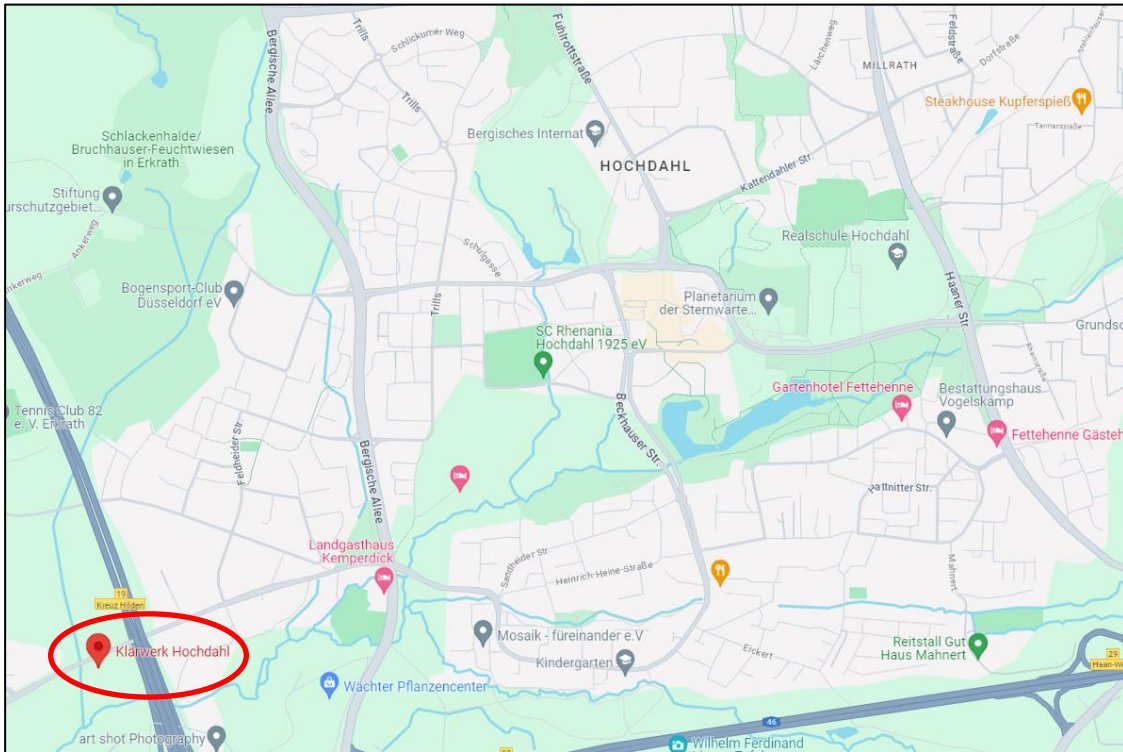


Abbildung 27 Standort Klärwerk Hochdahl

Abbildung 28 zeigt einen Jahresverlauf der Abwasserablaufmengen aus dem Jahr 2022. Das Klärwerk weist demnach eine Grundlast-Abwassermenge von ca. 5.000 m³ pro Tag auf, die nach der Abwasserbehandlung in den nahegelegenen Eselsbach (Vorfluter) eingeleitet wird.

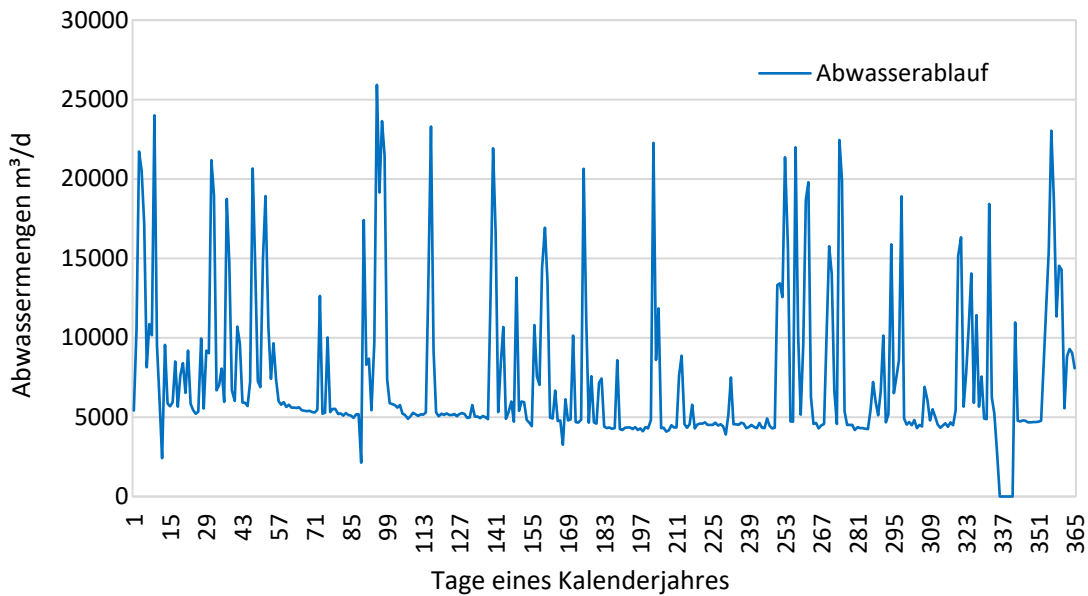


Abbildung 28 Abwassermengen im Klärwerk Hochdahl aus 2022

Abbildung 29 stellt exemplarisch den Temperaturverlauf des Abwassers vor der Reinigung aus dem Jahr 2022 dar. Die Abwassertemperatur schwankt demnach zwischen 10°C im Winter und 22°C im Sommer und beträgt im Jahresmittel ca. 16 °C.

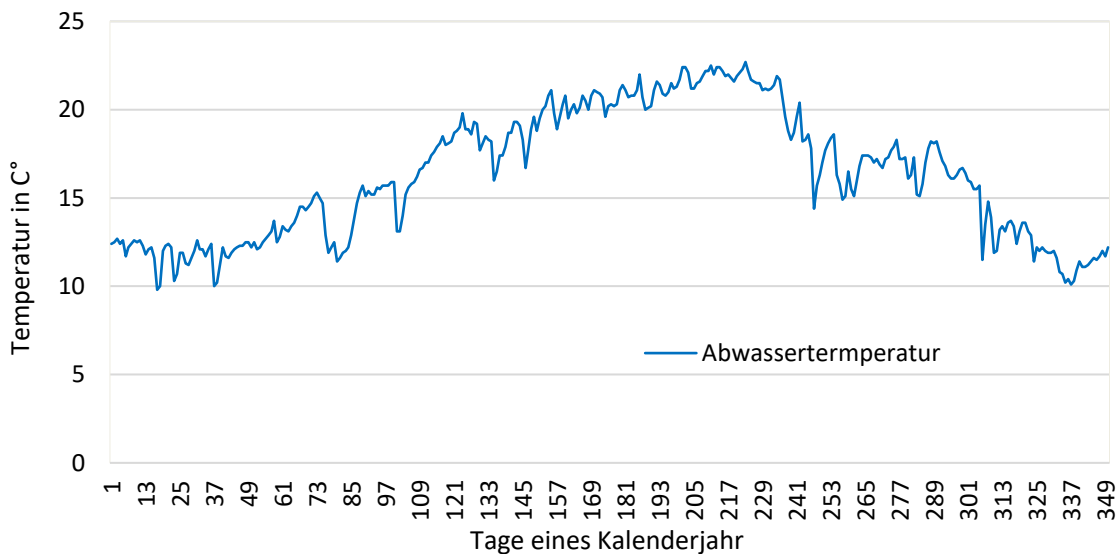


Abbildung 29 Jahresverlauf der Abwassertemperaturen im Klärwerk Hochdahl, Tagesmittelwerte

Da für die biologische Reinigung Abwassertemperaturen unterhalb von 12 °C problematisch sind, würde die thermische Nutzung des Abwassers nach der Behandlung im Klärwerk und vor der Einleitung in den Vorfluter stattfinden.

Wie weit das Abwasser durch eine Wärmepumpe abgekühlt werden kann, um die Flora und Fauna des Vorfluters nicht zu beschädigen, ist im Rahmen einer detaillierteren Voruntersuchung zu klären. Neben der Abwasserverordnung muss für die Einleitung von

Abwasser in einen Vorfluter die Oberflächengewässerverordnung beachtet werden (Bundesministerium der Justiz, 2016). Diese beschreibt die einzuhaltenden Temperaturen für fließende Gewässer gegenüber von Fischgemeinschaften. Diese sind in den Wintermonaten und Sommermonaten nicht zu überschreiten. Zum Beispiel wird in der OGewV Anlage 7 Tabelle 1.1.1 für die Fischgemeinschaft Sa-ER für verschiedene Gewässertypen eine maximale Temperatur (Sommer = April - November) von $< 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ vorgeschrieben und in den übrigen Monaten $\leq 8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Darüber hinaus ist eine Temperaturerhöhung in den Wintermonaten von $\Delta T = 1\text{ K}$ erlaubt. Vorhandene Fischarten sind in dem Vorfluter zu prüfen und deren Lebensbedingungen bezüglich Temperaturüber- und Temperaturunterschreitungen zu beachten. Wie weit das fließende Gewässer nach der Einleitstelle heruntergekühlt werden darf (bezogen auf dort lebende Fischgemeinschaften), muss im Rahmen der Voruntersuchung mit der zuständigen Behörde (Bezirksregierung Düsseldorf) beschlossen werden.

Das Schweizer Bundesamt für Energie stellt einen Leitfaden für Wärmenutzung aus Abwasser zur Verfügung (Bundesamt für Energie [Bern], 2004). Darin werden Kriterien der Abwärmenutzung in Bezug auf den Vorfluter beschrieben. Der Vorfluter darf seine Temperatur nicht um mehr als $1,5\text{ K}$ verändern respektive unterschreiten. Des Weiteren sollte das Abwasser an der Einleitstelle eine Abwassertemperatur von $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ nicht unterschreiten zur Vermeidung von potenziellen Beschädigungen an Flora und Fauna.

Im vorliegenden Falle kann eine maßvolle Abkühlung des gereinigten Abwassers vor Einleitung in den Vorfluter eine Win-win-Situation darstellen, da die Einleitungstemperaturen ansonsten tendenziell zu hoch sind.

Der nächstmögliche Einspeisepunkt ist die Anbindung ans Fernwärmenetz an der Netzstation „Zentrum“. Der potenzielle Einspeisepunkt ist $2,64\text{ km}$ vom Klärwerk entfernt (vgl. Abbildung 30).

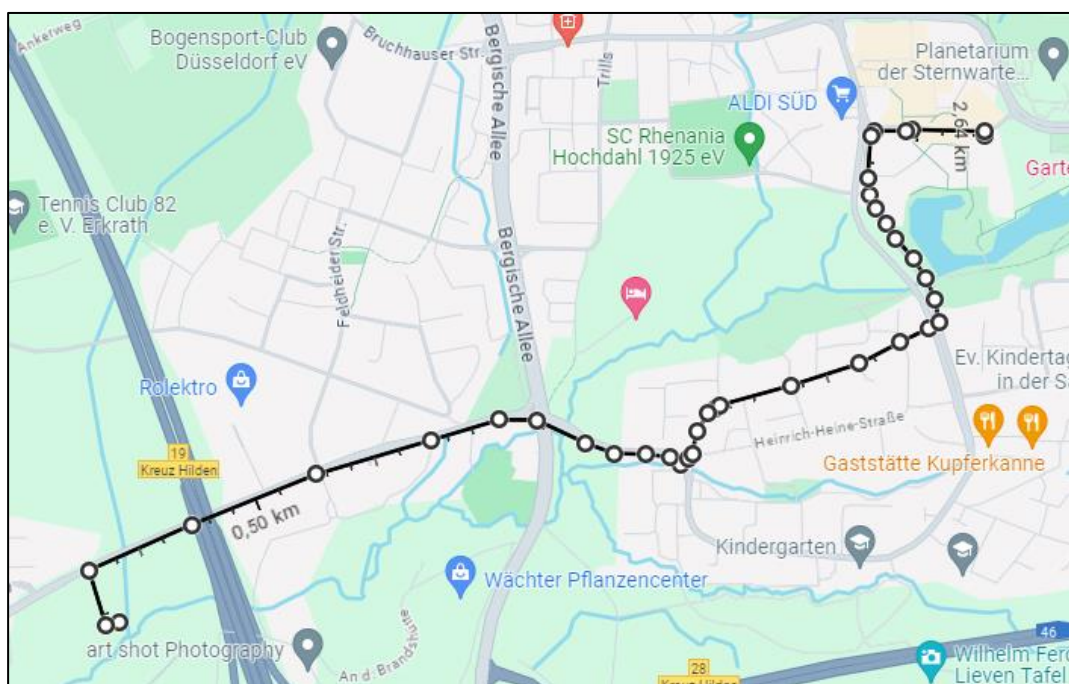


Abbildung 30 Entfernung des Klärwerks zur Netzstation Zentrum

Die Möglichkeit der Positionierung einer Wärmepumpe ist von den Platzverhältnissen her sowohl am Klärwerk selbst als auch an der Netzstation „Zentrum“ gegeben.

2.1.6 Wärmequelle Rohwasser für eine Wärmepumpe

Die Stadtwerke verfügen über 2 Rohwasserbrunnen. Die Brunnen befinden sich im Sedental (1) und an der Sandheide (2), abgebildet in der folgenden Abbildung 31. Beide Pumpen befinden sich im Wasserschutzgebiet 1. Der zugelassene Durchsatz der Rohwasserpumpe am Sedental beträgt $90 \text{ m}^3/\text{h}$, die der Rohwasserpumpe Sandheide beträgt $120 \text{ m}^3/\text{h}$, wobei die Pumpen durchschnittlich mit einem Durchsatz von $60 \text{ m}^3/\text{h}$ und $40 \text{ m}^3/\text{h}$ betrieben werden. Grund hierfür ist die Wasseraufbereitung, die den Durchsatz limitiert. Die Wasseraufbereitung findet am Standort der Stadtwerke Erkrath auf der Gruitener Straße 27 statt (vgl. Abbildung 31), wo der Durchsatz beider Pumpen aufeinandertrifft, bevor er in das Frischwassernetz übergeben wird.

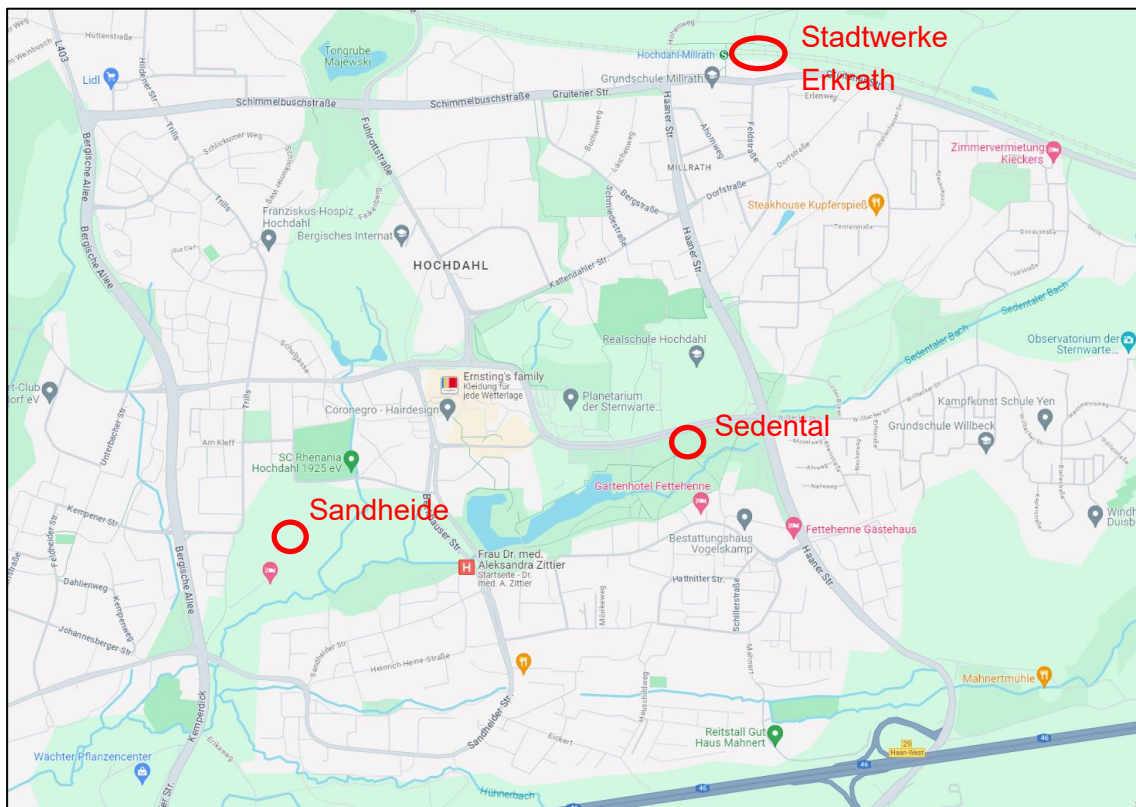


Abbildung 31 Standort Rohwasserbrunnen Stadtwerke Erkrath-Hochdahl

Der Standort der Stadtwerke Erkrath bietet sich wegen des Zusammentreffens der beiden Durchsätze zur thermischen Nutzung des Rohwassers an. Der Ort eignet sich als potenzieller Standort für eine Wasser-Wasser Wärmepumpe und hat ein hohes Einspeisepotential in das Fernwärmenetz von Seiten der Netzhydraulik, da die Netzstation „Milrath Nord West“ unmittelbar neben den Stadtwerken Erkrath liegt.

Zur Temperatur des Rohwassers gibt es keine Messungen, allerdings wird die Temperatur auf durchschnittlich $12 \text{ }^\circ\text{C}$ geschätzt. Die exakte Bestimmung des Temperaturverlaufs muss im Rahmen einer Vorplanung/Machbarkeitsstudie ermittelt werden.

2.1.7 Wärmequelle See- und Flusswasser für eine Wärmepumpe

In der Umgebung von Erkrath-Hochdahl befinden sich keine nennenswerten Seen, die zur Wärmeentnahme geeignet sind. Jedoch verläuft nördlich von Erkrath-Hochdahl der Fluss Düssel. Die geführte Wassermenge schwankt stark je nach Jahreszeit bzw. Wettergegebenheit (siehe Abbildung 32). Allerdings führt der Fluss durchschnittlich über 1.000 m³/h Wasser.

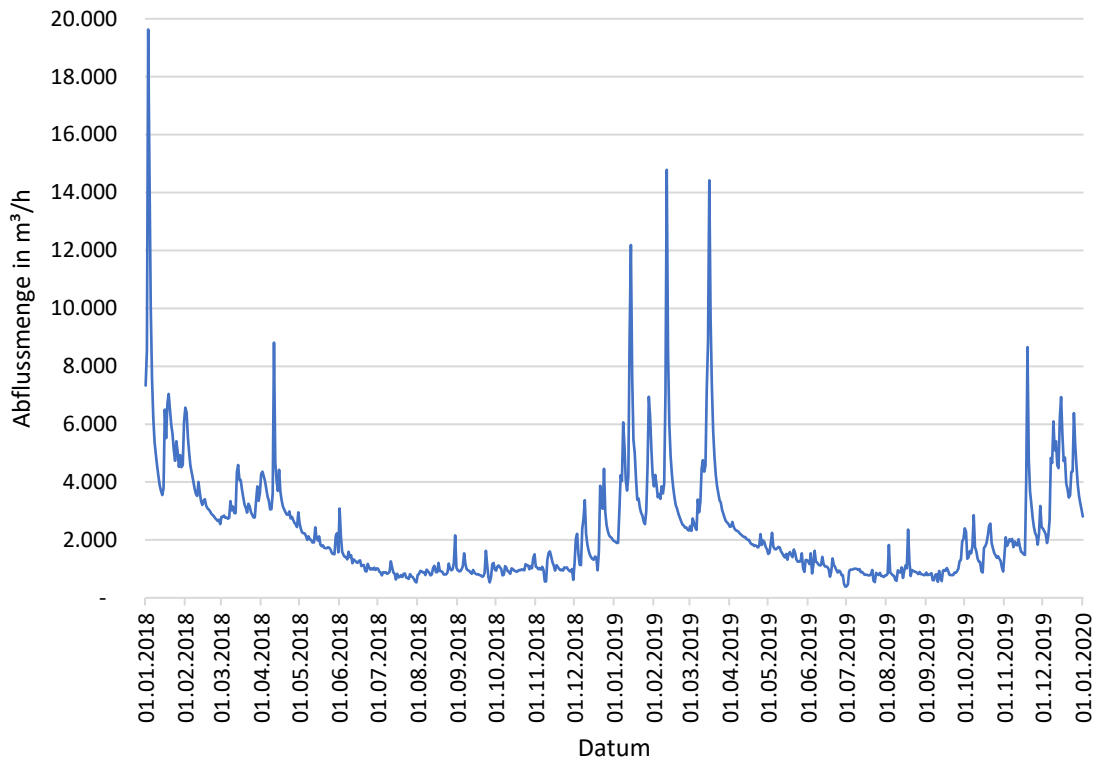


Abbildung 32 Geführte Wassermengen der Düssel im Jahr 2018 und 2019, Tagesmittelwerte (LANUV, 2024) (Umweltministerium NRW, 2023)

Um die Ökologie im Fluss nicht zu beeinflussen und die Düssel als Habitat nicht zu stören, kann ein Bypass gelegt werden, um Flusswasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe zu nutzen (vgl. Abbildung 33). Zudem ist der Einfluss auf den Fluss im Rahmen einer detaillierteren Vorplanung/Machbarkeitsstudie zu untersuchen. Hierbei ist neben der Genehmigung der Bezirksregierung auch eine artenschutzrechtliche Einschätzung einzuholen.



Abbildung 33 Beispielprojekt Stadtwerke Lemgo mit thermischer Nutzung des Flusswassers aus der Bega (Stadtwerke Lemgo, 2023)

Der Jahresverlauf der Flusswassertemperatur der Düssel ist in Abbildung 34 dargestellt, wobei die Flusswassertemperatur zur thermischen Nutzung mindestens eine Temperatur von 7°C haben sollte (Stadtwerke Lemgo, 2023).

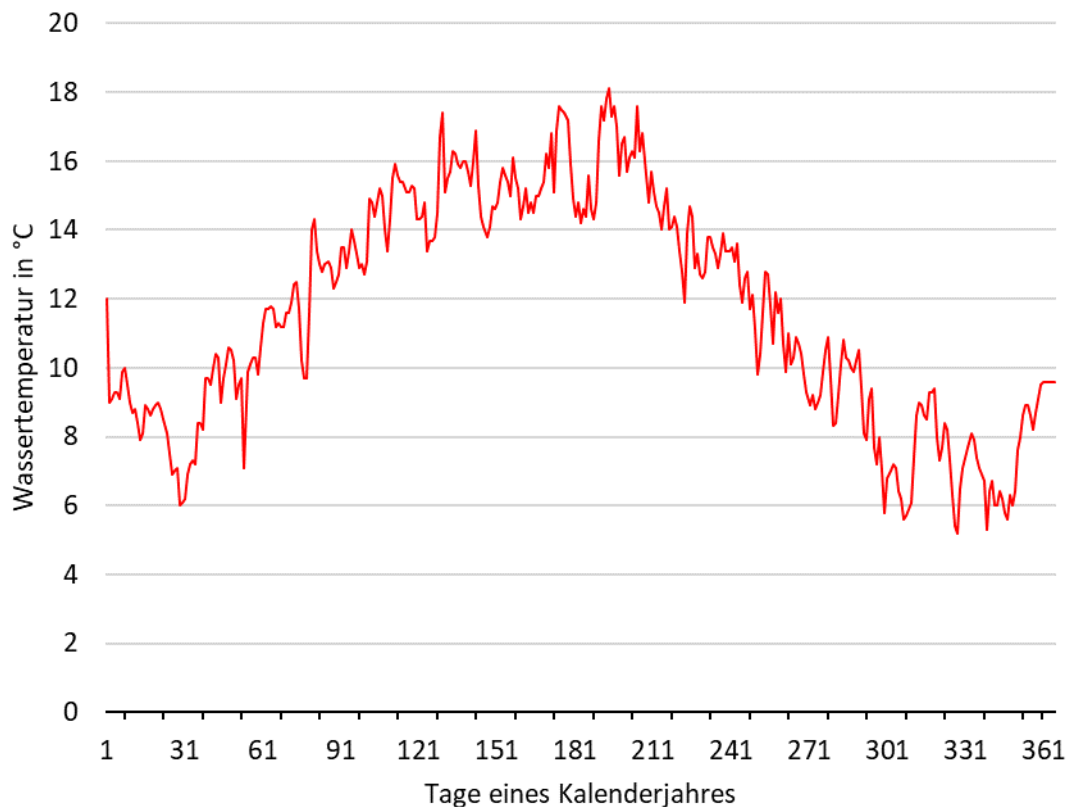


Abbildung 34 Jahresverlauf der Wassertemperatur der Düssel von 2023, Tagesmittelwerte (LANUV, 2024) (Umweltministerium NRW, 2023)

Es ist anzumerken, dass die Düssel größtenteils durch ein ein Flora-/Fauna-Habitat fließt. In Abbildung 35 werden 2 mögliche Anbindungen dargestellt. Die 2,27 km lange Anbindung führt entlang bestehender Straßen zum FHW und durch kein Schutzgebiet. Die kürzere 800 m lange Anbindung führt zur Netzstation „Millrath Nord West“ und durch ein Flora-/Fauna-Habitat. Hier wäre die Querung des Flora-/Fauna-Habitats im Rahmen einer detaillierteren Vorplanung genauer zu prüfen.

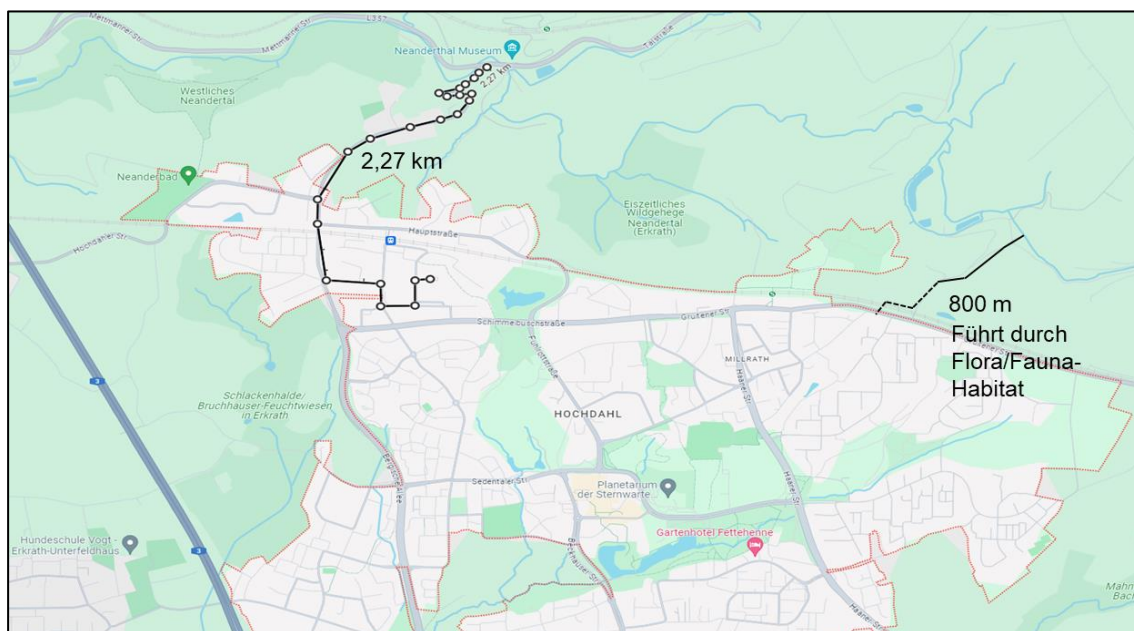


Abbildung 35 Anbindungsmöglichkeiten der Düssel als Wärmequelle für eine Wärmepumpe

2.1.8 Solarthermie

Zum Bau einer solarthermischen Anlage wird eine große Freifläche zum Aufstellen der Kollektoren benötigt. Hierzu eignen sich alle in Kapitel 2.1.1 definierten Freiflächen. Neben der geeigneten Freifläche ist, je nach Größe der Solarthermieanlage, auf das netzhydraulische Einspeisepotenzial in das Fernwärmenetz zu achten. Alternativ kann ein geeigneter Kurz- oder Langzeit-Wärmespeicher eingeplant werden. Die Freiflächen „Ankerweg“ und „Bruchhauser Straße“ sowie „Wiese Friedhof“ besitzen durch ihre Nähe zum FHW oder zur Netzstation „Millrath Ost“ ein hohes Einspeisepotenzial in das Fernwärmenetz (vgl. Kapitel 1.2.4).

Die Fläche „Wiese Bruchhauser Straße“ wird bereits im Flächennutzungsplan als Fläche für Erneuerbare Energien deklariert, weshalb sich vor allem diese Fläche für die Errichtung einer Solarthermieanlage eignet.

Auf der Freifläche „Wiese Friedhof“ ist im Rahmen einer iKWK-Förderung bereits eine Solaranlage inklusive geeignetem Pufferspeicher in Planung durch einen Fachplaner und soll spätestens 2027 in Betrieb genommen werden. Die Solaranlage wird nach aktuellem Stand der Planung eine Kollektorfläche von ca. 17.000 m² aufweisen.

2.1.9 Biomasse-Anlagen

Aufgrund der Leitungslänge des Fernwärmenetzes von > 50 km darf gemäß Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) der maximale Anteil an Biomasse am Ende des Transformationspfades bzw. zum Erreichen der Treibhausneutralität nur 15 % betragen. Auf dem Weg dorthin darf er zwischenzeitlich auch höher liegen.

Zum Ausbau des aktuellen Biomethan-Anteils im Netz von ca. 6 % sind verschiedene Formen zur Wärmeerzeugung mittels Biomasse möglich.

In der näheren Umgebung von Erkrath-Hochdahl sind wenige Bauern am Betrieb von Biogas-Anlagen interessiert, sodass die Kapazitäten zur lokalen Biogaserzeugung fehlen. Eine, von den Stadtwerken Erkrath schon genutzte Möglichkeit, ist der Zukauf von Biomethan, zum Betrieb eines BHKW mit 0,8 MW_{th} thermischer Leistung.

Neben der Nutzung von Biomethan ist die Verwendung von fester Biomasse in Form von Landschaftspflegeeresten und Straßenbegleitgrün zu prüfen. Die Stadt Erkrath beauftragt verschiedene Gärtnereibetriebe zur Durchführung und Entsorgung des Grünschnitts. Größte Abfallabnehmer der Region sind „KDM Kompostierungs- und Vermarktungsgesellschaft für Stadt Düsseldorf / Kreis Mettmann mbH“ und „R & R Rohstoffrückgewinnung und Recycling GmbH“ in Mettmann, die den Abfall für verschiedene Prozesse verwerten, z.B. zur Herstellung von Kompost. Aktuell fallen in der Region keine ungenutzten Grünabfälle an, sodass eine thermische Nutzung von Bioabfällen nicht möglich ist.

Alternativ können Holzpellets, Holzhackschnitzel oder Altholz zugekauft werden. Hier ist jedoch auf die Regionalität zu achten.

2.1.10 Industrieabwärme / Niedertemperatur-Abwärme

Die Stadt Erkrath bzw. der Stadtteil Erkrath-Hochdahl ist kein ausgeprägter Industriestandort. Es wurden keine Betriebe mit möglichen Abwärmepotenzialen ausfindig gemacht.

2.1.11 Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Bei der thermischen Abfallbehandlung bzw. Müllverbrennung fällt Abwärme an. In der Stadt Erkrath fällt dieses Potenzial weg, da keine solche Anlage in Erkrath verortet ist.

Die nächsten Müllverbrennungsanlagen befinden sich in Solingen und in Düsseldorf. Neben der großen Entfernung speisen beide Anlagen ihre Abwärme bereits in ein Fernwärmenetz ein.

2.1.12 KWK-Anlagen

Neben dem bestehenden Biomethan-BHKW könnten die aktuell mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen in Zukunft ebenfalls Biomethan als Brennstoff nutzen. Da die Anlagen bereits 25 bzw. 22 Jahre alt sind, werden die Bestandsanlagen voraussichtlich Mitte 2025 außer Betrieb genommen und im Rahmen der bereits bewilligten KWK- und iKWK-Förderung durch drei neue BHKW-Module (2x 4,5 MW_{el} und 1x 3,3 MW_{el}) ersetzt. Die

neuen KWK-Anlagen sind H₂-Ready. Somit wäre ein Weiterbetrieb mit grünem klimaneutral erzeugtem Wasserstoff möglich.

Die vorhandenen BHKW-Anlagen in Erkrath-Hochdahl sind in Tabelle 9 aufgeführt.

2.1.13 Kurz- und Langzeit-Wärmespeicher

Am FHW sind bereits zwei Wärmespeicher mit einer Größe von 150 m³ (gesamt 300 m³) mit Baujahr 2000 verortet. Die Speicher dienen zurzeit der kurzfristigen Wärmespeicherung von Wärme aus den KWK-Anlagen. Für eine mittel- oder langfristige saisonale Speicherung sind sie jedoch zu klein. Die Wärmespeicherung ist insbesondere in Kombination mit Solarthermie für das Erkrather Fernwärmenetz essenziell, um zumindest Stagnationszeiten des Kollektorfelds zu vermeiden und bestenfalls überschüssige Solarwärme für sonnenarme Zeiten (saisonal) zu speichern. An den möglichen Standorten für Solarthermieanlagen (siehe Kapitel 2.1.1) ist ausreichend Platz für Kurzzeit-Großwärmespeicher vorhanden, mit typischen Speicherzeiträumen zwischen einem Tag und wenigen Wochen. Auf den identifizierten Freiflächen ließen sich auch große saisonale Wärmespeicher errichten.

Die Stadtwerke Erkrath besitzen zudem zwei stillgelegte, aktuell ungenutzte Öltanks mit einem Fassungsvermögen von jeweils 940 m³ (gesamt: 1.880 m³). Die Tanks stehen unmittelbar am FHW (siehe Abbildung 36). Es besteht die Möglichkeit, die Öltanks in Wärmespeicher umzurüsten. Zuvor müsste jedoch deren Zustand und Umrüstbarkeit eingehend geprüft werden.



Abbildung 36 Alte Öltanks am FHW (rot markiert)

2.1.14 Stromerzeugung

Neben Wärmequellenpotenzialen werden im Rahmen der Potenzialanalyse zur Transformation des Wärmesektors ebenfalls erneuerbare Stromerzeugungseinheiten in Verbindung mit dem Wärmenetz betrachtet. So bedarf es einer Bereitstellung regenerativ erzeugten Stroms, um insbesondere Technologien der Sektorenkopplung klimaneutral im Rahmen der Transformation des Wärmenetzes einbinden zu können. Im Zuge dessen werden im Folgenden PV- und Windenergiepotenziale in Bezug auf mögliche Standorte und deren Potenziale untersucht.

Windkraft

Im Raum Erkrath wurden bis zum aktuellen Zeitpunkt keine Windenergieanlagen (WEA) errichtet. Eine Analyse potenzieller Planungsflächen wird im Folgenden anhand der „Planungskarte Wind“ des Landesamts für Natur, Umwelt- und Verbraucherschutz (LANUV) vorgenommen (LANUV, 2024), auf deren Basis gesetzliche Vorgaben und Richtlinien zu unter anderem Artenschutz, Naturschutz und verschiedenen Abstandsregelungen in einer ersten Standortanalyse betrachtet werden können. Entsprechende Restriktionsflächen für den Raum Erkrath werden in Abbildung 37 dargestellt.

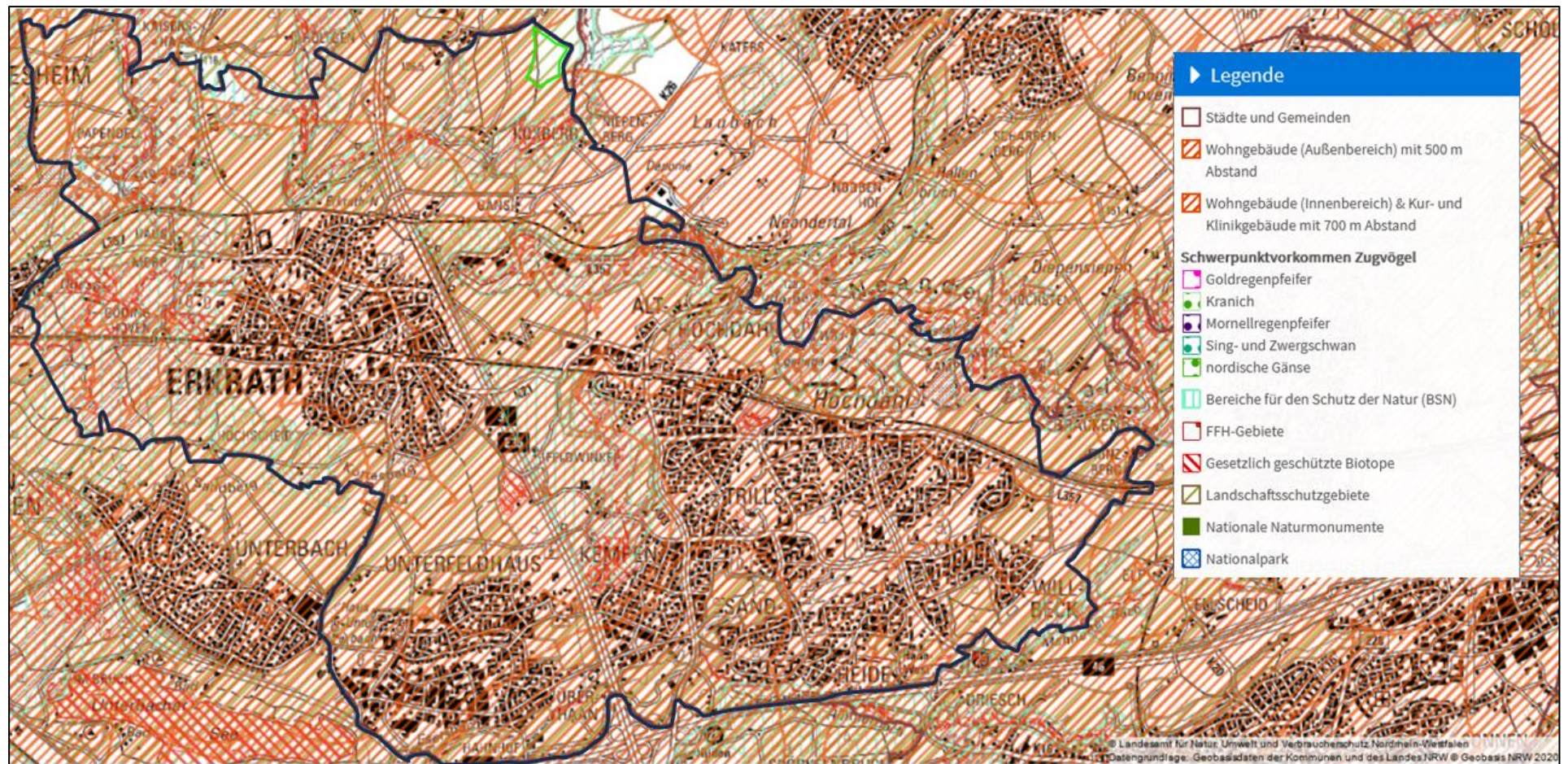


Abbildung 37: Restriktionsflächen in Bezug auf den Zubau von Windenergieanlagen im Gebiet Erkrath (Quelle: LANUV Planungskarte Wind (2023))

Auf Basis der hier dargestellten Restriktionsflächen lässt sich schließen, dass es keine uneingeschränkt geeigneten Potenzialflächen zum Windenergiezubau im Gebiet Erkrath gibt. Limitierende Faktoren bilden hierbei insbesondere naturschutzrechtliche Belange wie Natur- und Landschaftsschutzgebiete, sowie Abstandsempfehlungen zu Siedlungsgebieten und Wohngebäuden. Zwar wurde der gesetzlich festgeschriebene pauschale Mindestabstand von 1000 Metern zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauung in NRW aufgehoben (StGB NRW, 2023), jedoch sind insbesondere in Bezug auf das Gebot zur Rücksichtnahme hinsichtlich einer potenziell optisch bedrängenden Wirkung von Windkraftanlagen sowie aufgrund immissionsschutzrechtlicher Vorgaben Abstände einzuhalten (LANUV, 2024, Dateninformation Siedlung). Aus diesem Grund werden für die vorliegende Analyse die in der Legende aufgeführten pauschal angesetzten Abstandsrichtwerte des LANUV zur Potenzialabschätzung herangezogen. Abstandsrichtwerte ergeben sich unter anderem aus § 249 Abs.10 BauGB, nach dem öffentliche Belange einer optisch bedrängenden Wirkung in der Regel nicht bestehen, wenn der Abstand einer Windenergieanlage zum nächstgelegenen Wohngebäude mindestens das Zweifache der Gesamthöhe der Windenergieanlage beträgt. Entsprechende Vorgaben können jedoch abschließend erst in einer Einzelfallbetrachtung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eines potenziellen WEA-Standortes geprüft werden.

Unter den oben genannten Randbedingungen stellt sich lediglich das in Abbildung 37 grün markierte Gebiet an der nord-östlichen Spitze des Verwaltungsgebietes Erkrath als eingeschränkt geeignete Standortfläche dar. So liegt hier auf den ersten Blick die Ausweisung der Fläche als Landschaftsschutzgebiet als einziger limitierender Faktor vor. Im Gegensatz zu beispielsweise Naturschutz- oder FFH-Gebieten ist ein Bau von Windenergieanlagen innerhalb von Landschaftsschutzgebieten unter bestimmten Voraussetzungen möglich. So kann bspw. nach § 67 Abs.1 Nr.1 BNatSchG eine Befreiung beantragt werden, „*wenn dies aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist*“. Darüber hinaus ist die Errichtung von Windenergieanlagen nach § 26 Abs.3 BNatSchG nicht verboten, wenn sich der Anlagenstandort innerhalb eines ausgewiesenen Windenergiegebiets befindet beziehungsweise auch außerhalb davon, bis der jeweilige Flächenbeitragswert oder ein regional abgeleitetes Teilflächenziel nach § 5 WindBG erreicht ist.

Weitere potenziell limitierende Faktoren beziehen sich unter anderem auf Abstandsvoraussetzungen in Bezug auf Flughäfen und Drehfunkfeuer, welche voraussichtlich ebenfalls im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung des potenziellen Standortes zu untersuchen wären. So ist nach Windenergie-Erlass 8.2.6 erst ab einem Radius von 15 km zu Flughäfen und 4 km zu sonstigen Flughäfen von einer Lage außerhalb des Flugplatzbereichs auszugehen (vgl. §§ 12 und 17 LuftVG) (Ministerium des Innern NRW, 2018). Innerhalb bedarf es somit voraussichtlich einer Beurteilung des Standortes durch die Luftfahrtbehörde. In Bezug auf Drehfunkfeuer konnte auf Basis neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse der Anlagenschutzbereich um Doppler-Drehfunkfeuer (DVOR) in 39 von 40 Fällen zwar von 15 km auf 7 km reduziert werden

(DFS Deutsche Flugsicherung, 2024), da es sich in Düsseldorf jedoch um ein konventionelles Drehfunkfeuer (CVOR) handelt, welches erst 2024 auf DVOR umgerüstet werden soll (DFS Deutsche Flugsicherung, 2024), ist davon auszugehen, dass zunächst noch von keinem verringerten Anlagenschutzbereich ausgegangen werden kann und auch hier eine Einzelfallbetrachtung erforderlich wäre.

Eine Abschätzung potenzieller Stromerträge und Gesamtkosten wird für den betrachteten Standort in Kapitel 2.3.12 aufgeführt.

Photovoltaik

Für die PV-Potenziale im Gebiet Erkrath wird repräsentativ zum einen eine Fläche untersucht, die im Flächennutzungsplan ohnehin als Fläche für Erneuerbare-Energien ausgewiesen ist, und zum anderen eine Fläche, die nach § 37 Abs.1 Nr.2 c des EEGs (entlang Bundesautobahn) förderfähig ist. Konkret betrachtet werden die Flächen „Ankerweg/Bruchhauser Straße“ und „Bruchhauser Straße“. Die ermittelten Potenziale können auf weitere, in Kapitel 2.1.1 identifizierte Freiflächen skaliert und übertragen werden. Die entsprechenden Standorte werden vor dem Hintergrund der Förderkulissen nach EEG 2023 innerhalb des Solarkatasters des LANUV in Abbildung 38 dargestellt.

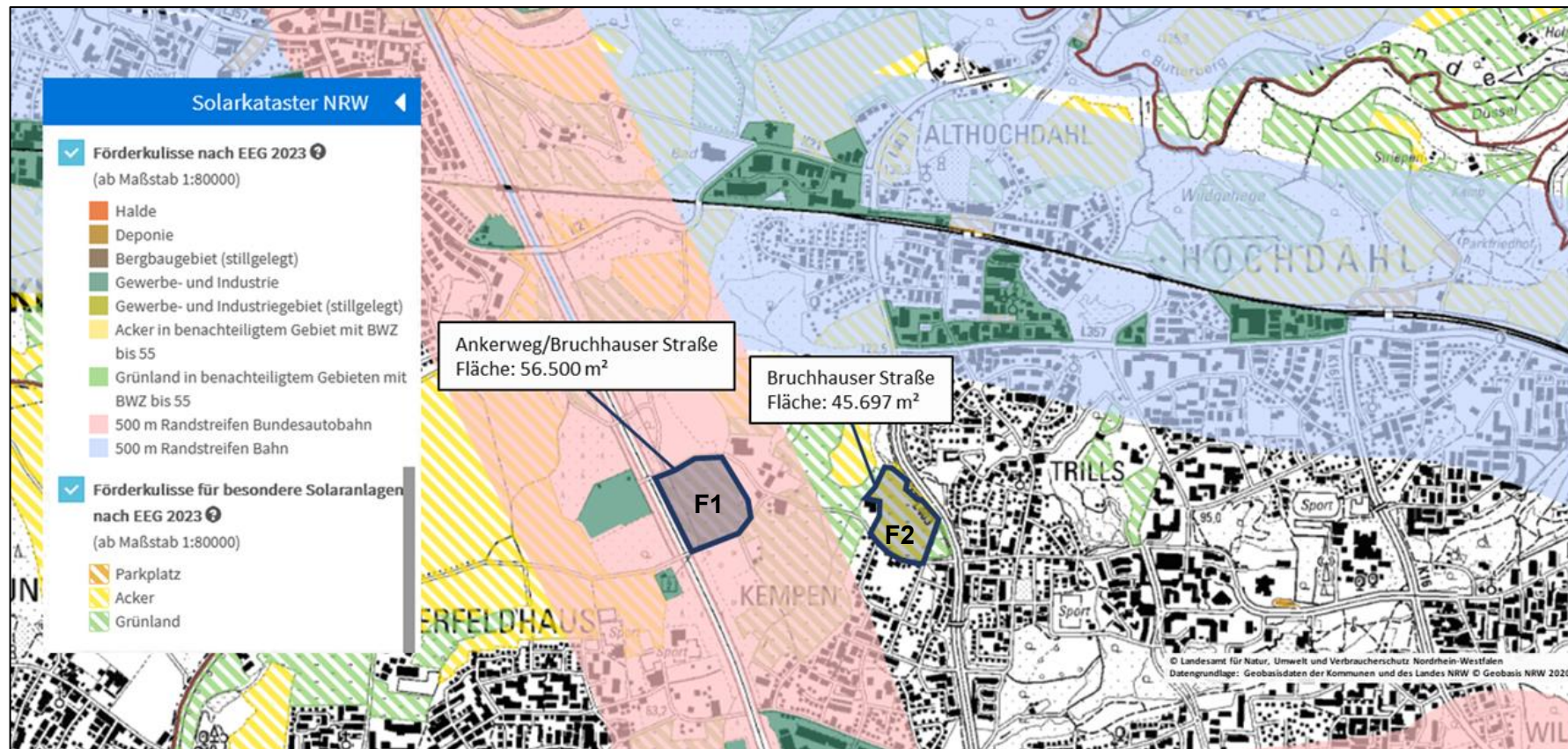


Abbildung 38: Förderkulisse nach EEG 2023 für Solaranlagen auf Freiflächen
(Quelle: LANUV Solarkataster (2023))

Die Fläche „Ankerweg/Bruchhauser Straße“ befindet sich im 500 Meter Randstreifen der Bundesautobahn A3. Nach § 37 Abs.1 Nr.2 c EEG sind Freiflächenanlagen innerhalb eines Abstandsbereichs von bis zu 500 Metern zu Autobahnen und Schienenwegen förderfähig. Unter anderem sind diese auch ab einer Leistungsgröße > 1 MW zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren berechtigt.

Für den Standort „Bruchhauser Straße“ ergibt sich hingegen keine Förderfähigkeit nach § 37 Abs. 7 Nr. 2 a-j EEG. Eine Förderfähigkeit ergäbe sich nur, wenn die Anlage auf der dargestellten Potenzialfläche in Form einer „besonderen Solaranlage“ als Agri-PV Anlage mit gleichzeitiger Nutzung der Fläche zum Nutzpflanzenanbau nach § 37 Abs. 7 Nr.3 a EEG umgesetzt würde.

Eine Abschätzung zu den potenziellen Stromerträgen und Gesamtkosten wird für die beiden betrachteten Standorte in Kapitel 0 aufgeführt.

2.1.15 Messtechnik und Digitalisierung

Das Fernwärmenetz in Erkrath Hochdahl wird von einer Leitzentrale im FHW gesteuert. Das SPS-System zur Steuerung ist dabei auf einem Ausbauzustand gemäß aktuellem Stand der Technik.

Bei gesteigerter Komplexität der Wärmeerzeugung, der Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien und bei zunehmender Volatilität der Energieträgerpreise bietet sich ein Ausbau der Messtechnik und Digitalisierung an, um eine optimale Steuerung des Fernwärmenetzes beispielsweise durch KI-Regler zu gewährleisten. Solche Regler auf Basis von Künstlicher Intelligenz können unter anderem Zukunftsprognosen für Wettergeschehen, Wärmelasten und andere Systemzustände sowie Börsenpreise für Energieträger in die Regelung mit einbeziehen und die Wärmeerzeugung damit nach ökologischen und ökonomischen Kriterien optimieren.

2.2 Vorauswahl – Ergebnis der Voruntersuchung

Technologie	Potenzial	Anmerkungen
Wärmepumpe – Wärmequelle oberflächennahe und mitteltiefe Geothermie	Potenzial vorhanden	Erdreich für Erdsonden „gut“ bis „sehr gut“ geeignet, auf identifizierten Freiflächen bis 100 m Tiefe, mit Besitz der Aufsuchungserlaubnis oder mit Genehmigung des dortigen Rechteinhabers auch bis 400 m Tiefe möglich
tiefe Geothermie (mit Wärmepumpe)	Potenzial eingeschränkt vorhanden	Erkundung nötig. Voranalyse des Fraunhofer IEG beschreibt Potenzial eines geothermalen Wasservorkommens in ca. 600-1.400 m Tiefe mit ca. 24-37°C
Wärmepumpe – Wärmequelle Außenluft	Potenzial vorhanden	2 Freiflächen in Nähe FHW vorhanden, mit vorteilhafter Anschlussmöglichkeit an Primärnetz, großem Einspeisepotenzial und ohne direkte Nähe zu Wohngebiet (min. 100 m)
Wärmepumpe – Wärmequelle Abwasser	Potenzial vorhanden	Reinwasser der Kläranlage Hochdahl nutzbar (10-22°C), ggf. win-win-Situation bzgl. Temperatureinleitung in Vorfluter. Aber: keine unmittelbare Nähe zum Primärnetz, möglicher Einspeiseort Netzstation Zentrum 2,6 km entfernt
Wärmepumpe – Wärmequelle Rohwasser	Potenzial vorhanden	zentrale Rohwasserleitung an Wasseraufbereitung Gruitener Straße ganzjährig nutzbar (ca. 12 °C)
Wärmepumpe – Wärmequelle See- und Flusswasser	Potenzial vorhanden	Fluss Düssel nutzbar (5-18°C). Aber: im FFH-Gebiet (Machbarkeit noch zu prüfen) und keine unmittelbare Nähe zum Primärnetz. Mögliche Einspeiseorte: FHW 2,3 km oder Netzstation „Millrath Nord West“ 800 m entfernt (mit FFH-Gebietsquerung). Keine Seen mit ausreichend Potenzial im Versorgungsgebiet identifizierbar.
Solarthermie	Potenzial vorhanden	Alle fünf identifizierten Freiflächen eignen sich, drei davon besonders aufgrund der Nähe zum Primärnetz. Im Rahmen iKWK-Förderung läuft bereits für eine Fläche bzw. Anlage die Planung durch einen Fachplaner.
Biomasse	Potenzial eingeschränkt vorhanden	Biomethan ggf. weiter möglich. Schnittgrün lokal vorhanden, jedoch anderweitig genutzt. Alternativen, wie Altholz, Hackschnitzel oder Pellets könnten zugekauft werden.
Abwärme	Potenzial nicht vorhanden	Keine identifizierten Abwärmequellen im Versorgungsgebiet vorhanden.
Thermische Abfallbehandlung	Potenzial nicht vorhanden	In Erkrath-Hochdahl oder Umkreis gibt es keine thermische Abfallbehandlung.
KWK	Potenzial vorhanden	Bestands-BHKW vorhanden, eines davon mit Biomethan betrieben, aktueller Austausch alter BHKW im Rahmen einer KWK- und iKWK-Förderung, weitere Erneuerungen möglich (H ₂ -Ready)

Wärmespeicher	Potenzial vorhanden	Flächen für Kurz- und Langzeit-Speicher vorhanden, auch in Kombination mit Solarthermie. Am FHW vorhanden: 300 m ³ Wasserspeicher, 2 stillgelegte umrüstbare Öltanks (2x940 m ³)
Stromerzeugung aus Sonne und Wind	Potenzial eingeschränkt vorhanden	Für Stromerzeugung mit PV potenziell nutzbare Flächen vorhanden (Flächenkonkurrenz zu Solarthermie). Für Windkraft keine uneingeschränkt empfehlenswerten Flächen verfügbar.
Messtechnik und Digitalisierung	Potenzial vorhanden	Fokus auf dem Ausbau der Messstellen und ggf. zukünftigem Einsatz eines KI-Reglers

2.3 Erweiterte Untersuchung

In diesem Kapitel werden die Technologien, die ein mögliches Potenzial für die Fernwärmeversorgung in Erkrath-Hochdahl aufgezeigt haben, genauer analysiert. In der wirtschaftlichen Betrachtung der folgenden Kapitel werden die aktuellen Förderbedingungen des BEW – Bundesförderung effiziente Wärmenetze berücksichtigt, d.h. wenn nicht anders ausgewiesen, erfolgt neben einer Investitionskostenförderung von 40 % der förderfähigen Kosten auch die erfolgsabhängige Betriebskostenförderung für Wärmepumpen und Solarthermie.

2.3.1 Großwärmepumpe

Zur Berechnung des COPs (= Coefficient of Performance; englisch für Leistungszahl bzw. Wirkungsgrad einer Wärmepumpe) bzw. der JAZ (= Jahresarbeitszahl) einer Großwärmepumpe wird die folgende Formel verwendet. Nach dieser Formel wird über die Senktemperatur, in diesem Falle die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes $T_{Netz,VL}$, und die Quelltemperatur $T_{Verdampfer,ein}$ zunächst die Carnot-Leistungszahl (ideal) berechnet. Der Gütegrad (0 ... 1) gibt an wie nahe die tatsächliche Leistungszahl an die Carnot-Leistungszahl herankommt.

$$COP = \frac{T_{Netz,VL}}{T_{Netz,VL} - T_{Verdampfer,ein}} \cdot \text{Gütegrad}$$

Formel 1

Der Gütegrad von Wärmepumpen steigt mit größerer Nennleistung, da sich oft erst bei größeren Maschinen komplexere Systeme, z.B. zur Wärmerückgewinnung oder Direktverdampfung des Kältemittels, lohnen (Danish Energy Agency, 2016). Für die Gütegrade verschiedener Wärmepumpen-Anlagen mit unterschiedlichen Wärmequellen liegt u.a. die folgende Datengrundlage aus (Danish Energy Agency, 2016) vor.

Tabelle 14 Gütegrade für Groß-Wärmepumpen mit verschiedenen Wärmequellen und Nennleistungen (aus (Danish Energy Agency, 2016))

Wärmequelle	Luft			Abwärme			Seewasser	
	1 MW	3 MW	10 MW	1 MW	3 MW	10 MW	20 MW	65 MW
Nennleistung								
Gütegrad 2020	47%	53%	60%	40%	45%	50%	63%	47%
Gütegrad 2050	51%	58%	62%	44%	49%	54%	65%	47%

Der aktuellere Bericht (Komoszyńska & Sørensen, 2022) lässt darauf schließen, dass zumindest für Luft-Wasser-Wärmepumpen deutlich höhere Gütegrade erreichbar sind. Für zwei verschiedene Betriebspunkte einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 7,9 MW Nennleistung in Støvring, Dänemark werden COPs von 3,44 (bei -1 °C Lufttemperatur, 62 °C Netzvorlauftemperatur) und 3,73 (bei 5 °C Lufttemperatur, 72 °C Netzvorlauftemperatur) angegeben. Rechnet man gemäß Formel 1 auf den Gütegrad der Wärmepumpe zurück, ergeben sich Werte von 65 % und 72 %. Für die Berechnungen zu Luft-Wasser-Wärmepumpen wird deshalb im Folgenden der Mittelwert davon (= 68,5 %) verwendet.

Für die Berechnungen zu Wasser-Wasser- oder Sole-Wasser-Wärmepumpen wurden die Gütegrade für Luft-Wasser-Wärmepumpen 2020 aus Tabelle 14 mit + 5 % beaufschlagt, da diese in der Regel über weniger energieintensive Quellentechnologien im Vergleich zu einem Lüfterfeld verfügen (siehe Abbildung 39).

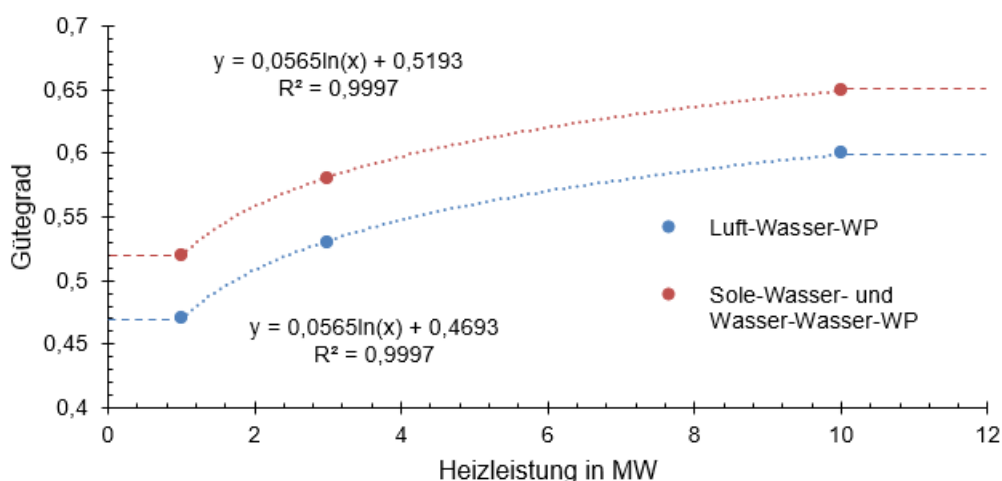


Abbildung 39 Angesetzte Gütegrade für Wasser-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen

Für die Berechnungen in den folgenden Kapiteln werden zudem folgende Zusammenhänge zwischen COP, quellen- und heizseitigen sowie elektrischen Energiemengen zugrunde gelegt:

$$COP = \frac{\text{Heizenergie}}{\text{El.Energie}}$$

$$\text{Heizenergie} = \text{El.Energie} + \text{Quellenenergie}$$

$$\text{Heizenergie} = \frac{COP \cdot \text{Quellenenergie}}{COP - 1}$$

Formel 2

Die Gesamtinvestition eines Großwärmepumpenprojekts setzt sich aus folgenden Einzelposten zusammen, die auftreten können und im Weiteren berücksichtigt werden:

1. Großwärmepumpe
2. Erschließung und Anbindung der Wärmequelle
3. Anbindung an das Fernwärmenetz
4. Elektrische Anbindung
5. Baukosten (u.a. Technikgebäude, Tiefbaumaßnahmen)
6. Kosten für Planung und Genehmigungen

Spezifische Kosten für verschiedene Wärmepumpentypen wurden (AGFW, 2020) entnommen. Die folgende Tabelle zeigt die spezifischen Kosten für Wärmepumpenprojekte mit unterschiedlichen Wärmequellen und Leistungsklassen unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Einzelpositionen. Für Kostenberechnungen werden jeweils die Mittelwerte der angegebenen Preisspanne herangezogen.

Tabelle 15 Spezifische gesamte Investitionskosten für Groß-Wärmepumpenanlagen mit verschiedenen Leistungsklassen (Heizleistungen) und Wärmequellen

Spez. Investition (Gesamt) in Mio. €/MW _{th}	Rauchgas	Abwasser	Abwärme	Grundwasser	Luft
0,5-1 MW _{th}	0,53 – 0,63	1,23 – 1,91	0,97 – 1,30	1,18 – 1,72	0,90 – 1,12
1-4 MW _{th}	0,46 – 0,53	0,72 – 1,23	0,72 – 0,97	0,77 – 1,18	0,73 – 0,90
4-10 MW _{th}	0,44 – 0,46	0,32 – 0,72	0,67 – 0,72	0,69 – 0,77	0,70 – 0,73

2.3.2 Wärmequelle Oberflächennahe Geothermie

Wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben, stehen in Erkrath folgende drei Freiflächen zur Verfügung, die sich nicht mit belasteten Böden oder Wasserschutzgebieten überschneiden: „Wiese Friedhof“ mit rund 52.000 m², „Wiese Bruchhauser Straße“ mit rund 45.000 m² und „Wiese Max-Planck-Straße“ mit rund 30.000 m². Die beiden Flächen „Wiese Friedhof“ und „Wiese Bruchhauser Straße“ bieten mit der Netzstation Trills einen nahegelegenen Einspeisepunkt mit hohem Einspeisepotential (vgl. Kapitel 1.2.4). Die Fläche

„Wiese Max-Planck-Straße“ ist 2,7 km vom nächstmöglichen Einspeisepunkt an der Netzstation Zentrum entfernt.

Erdsondenfelder kommen auf diesen Flächen vor allem deshalb infrage, weil für diese Flächen auch Solarthermieranlagen in Frage kommen (siehe Kapitel 2.1.8). Auf der Fläche „Wiese Friedhof“ ist bereits eine Solarthermieranlage in Planung (siehe Kapitel 2.1.8). Neben der Doppelnutzung der Flächen hat dies zwei weitere Vorteile. Zum einen kann das Sondenfeld für die Solarthermie als Stagnationssicherung dienen, was gerade bei großen Solarthermieranlagen anderweitige Aufwände hierfür verringert. Zum anderen lässt sich überschüssige solarthermische Energie, die im Sommer nicht vollständig in das Fernwärmenetz oder den Speicher eingespeist werden kann, zur Regeneration des Sondenfeldes nutzen, sodass eine Erdwärmepumpe im Winter entsprechend mehr Heizenergie zur Verfügung stellen kann. Die Regeneration des Erdreichs macht die teure Wärmequellenerschließung mittels Erdwärmesonden deutlich wirtschaftlicher. Im Folgenden wird vorerst mit Sondentiefen bis max. 100 m gerechnet, weil bislang für keine Fläche eine Aufsuchungserlaubnis vorliegt und somit für diese Bohrungen keine Zustimmung des Erlaubnisinhabers notwendig ist.

Für die Auslegung und Berechnung eines Sondenfeldes wurde die Software Earth Energy Designer (EED) verwendet, für ein rechteckiges Sondenfeld auf einer verfügbaren Fläche. Als Referenzfläche dient die „Wiese Bruchhauser Straße“ mit dem Hintergrund, dass auf der Fläche „Wiese Friedhof“ die gleiche Anlagengröße errichtet werden kann. Die physikalischen Eigenschaften des Erdreichs stammen aus zwei Quellen, aus der Datenbank des GD NRW und aus dem Earth Energy Designer selbst (siehe Tabelle 16Tabelle).

Tabelle 16 Parametrierung für Sondenfeld-Simulationen im Earth Energy Designer

Geologische Parameter		Bohrloch	
Wärmeleitfähigkeit	2,45 W/m/K	Sondentyp	Doppel-U
Wärmekapazität	2,79 MJ/m ³ /K	Durchmesser	170 mm
Oberflächen- temperatur	10,3 °C	Widerstand Füllung zu Außenrohr	0,09 (m K)/W
Geoth. Wärmefluss	0,07 W/m ²	Wärmeleitf. Füllung	2 W/m/K
		Durchfluss pro Bohr- loch (Annahme)	2 l/s
Randbedingungen		U-Rohr	
JAZ der Wärmepumpe	2,63	Außendurchmesser	32 mm
Fläche (Wiese Bruch- hauser Straße)	4,5 ha	Wanddicke	2,9 mm
Minimale mittlere Soletemperatur	3,5 °C	Wärmeleitfähigkeit	0,42 W/m/K

Für den Earth Energy Designer (EED) wurde ein Berechnungszeitraum von 25 Jahren gewählt. Laut (VDI, 2019) soll im Monatsmittel eine Eintrittstemperatur der Sole von 0 °C in die Sonden nicht unterschritten werden. Als Randbedingung wurde dem Optimierer des Programms deshalb vorgegeben, dass eine mittlere Soletemperatur von 3,5 °C nicht unterschritten werden darf. Damit liegt man bei einer typischen Temperaturspreizung der Sole von 3 K am Verdampfer der Wärmepumpe noch 2 K oberhalb der 0 °C Grenze.

Für die Berechnung der Heizenergie wurde eine JAZ der Wärmepumpe von 2,63 angenommen. Dieser Wert ergibt sich bei einer Netzvorlauftemperatur von 90 °C, einer Quellentemperatur von 10 °C (typische Untergrundtemperatur) sowie einem angesetzten Gütegrad der Wärmepumpe von 58 % (vgl. Kapitel 2.3.1, Abbildung 39, Gütegrad für eine Sole-Wasser-WP mit ca. 3 MW Nennleistung).

Im Folgenden wird das Potenzial von einem Sondenfeld auf der „Wiese Bruchhauser Straße“ mit 290 Sonden betrachtet (Sondenabstand = 13,5 m). Die Ergebnisse lassen sich für andere Sondenanzahlen gemäß dem in Abbildung 40 gezeigten Zusammenhang nach oben bzw. unten skalieren. Gemäß (Ebert & Häring, 2018) beträgt die Bauzeit 1 bis 2 Tage pro Sonde für Bohrung und Verfüllung.

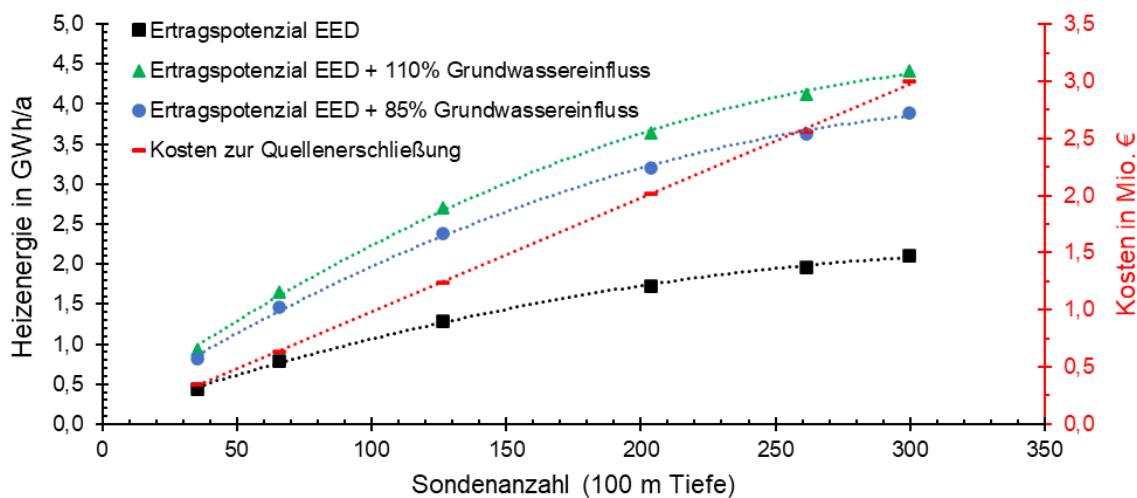


Abbildung 40 Simulationsergebnisse des Earth Energy Designers (EED) zur jährlichen Heizenergiemenge für Erdsondenfelder auf der „Wiese Bruchhauser Straße“ mit (grüne und blaue Linien) und ohne (schwarze Linie) Berücksichtigung der Grundwasserströmung sowie Kostenabschätzung für das Sondenfeld

Abbildung 40 stellt neben dem mittels Earth Energy Designers ermittelten Ertragspotenzials (schwarze Linie) zwei weitere Kennlinien dar. Die Software Earth Energy Design führt seine Berechnung ohne Berücksichtigung der Beeinflussung durch Grundwasserströmung durch (Worst-Case Szenario). Simulationen zeigen jedoch, dass die Grundwasserströmung enormen Einfluss auf die Auskühlung des Untergrundes und somit auf

die Performance des Sondenfeldes hat (siehe Abbildung 41) (GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN , 2023).

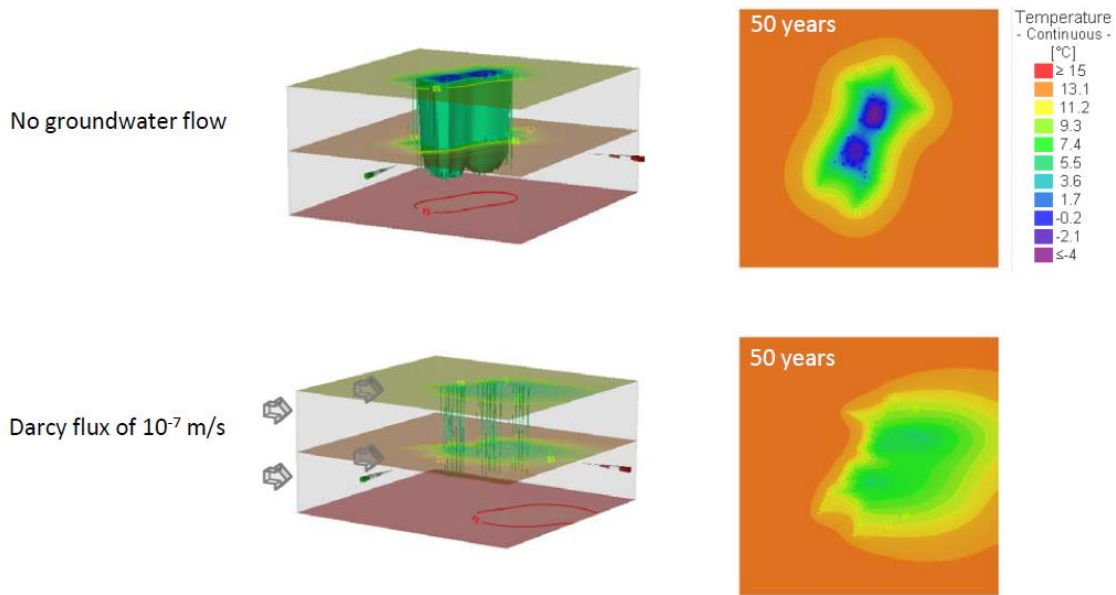


Abbildung 41 Simulation: Einfluss der Grundwasserströmung auf die Auskühlung des Untergrundes durch ein Sondenfeld (GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN , 2023)

Abbildung 41 zeigt den Einfluss der Grundwasserströmung nach 50 Jahren auf die Auskühlung des Untergrundes durch ein Sondenfeld. Das Sondenfeld besteht im dargestellten Beispiel aus 70 Sonden mit einer Tiefe von 150 m am Standort in Hannover. In den oberen beiden Abbildungen ist keine Grundwasserströmung berücksichtigt. Dort stellt sich v.a. in der Mitte des Sondenfeldes eine deutliche Abkühlung auf Minusgrade (dunkelblaue Flächen) ein. In den unteren beiden Abbildungen mit einer Grundwasserströmung von 10^{-7} m/s hat sich die Temperatur des Sondenfeldes nur um wenige Kelvin abgekühlt. Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass je nach Grundwasserströmungsgeschwindigkeit eine Steigerung des Heizwärmeertrags um 110 % möglich ist (s. Abbildung 42) (GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN , 2023). Dieses Best-Case Szenario ist in Abbildung 40 als grüne Linie dargestellt.

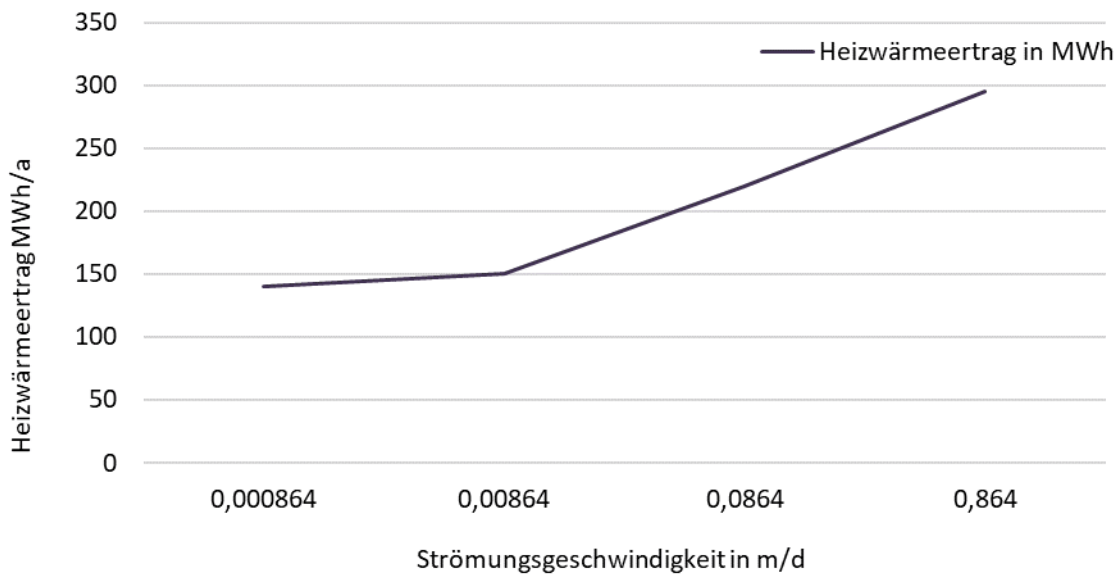


Abbildung 42 Simulation: Einfluss der Grundwasserströmung auf den Heizwärmeertrag einer Sole-Wasser Wärmepumpe mit Sondenfeld als Wärmequelle (GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN , 2023)

Welche Grundwasserströmungsgeschwindigkeiten bzw. in welchen Tiefen grundwasserführende Gesteinsschichten in Erkrath-Hochdahl vorhanden sind, ist unklar. Die Geschwindigkeit der Grundwasserströmung kann stark variieren und hängt von vielen Faktoren ab, einschließlich der Bodenbeschaffenheit, der Niederschlagsmenge und der Topografie des Gebiets. Gemäß Aussagen des Geologischen Dienstes betragen die durchschnittliche Grundwasserströmungsgeschwindigkeiten in NRW ca. 1 Meter pro Tag (Geologischer Dienst NRW, 2024), was in Abbildung 42 etwa dem Best Case entspricht.

Der Stadtteil Erkrath-Hochdahl besitzt laut dem LANUV zum einen Gebiete mit einem Kluftgrundwasserleiter mit „gering“ bis „sehr gering“ ergiebigen Grundwasservorkommen, und zum anderem Gebiete mit Kluftwasserleiter mit „sehr ergiebigen“ bis „ergiebigen“ Grundwasservorkommen (siehe Abbildung 43) (LANUV, 2024).

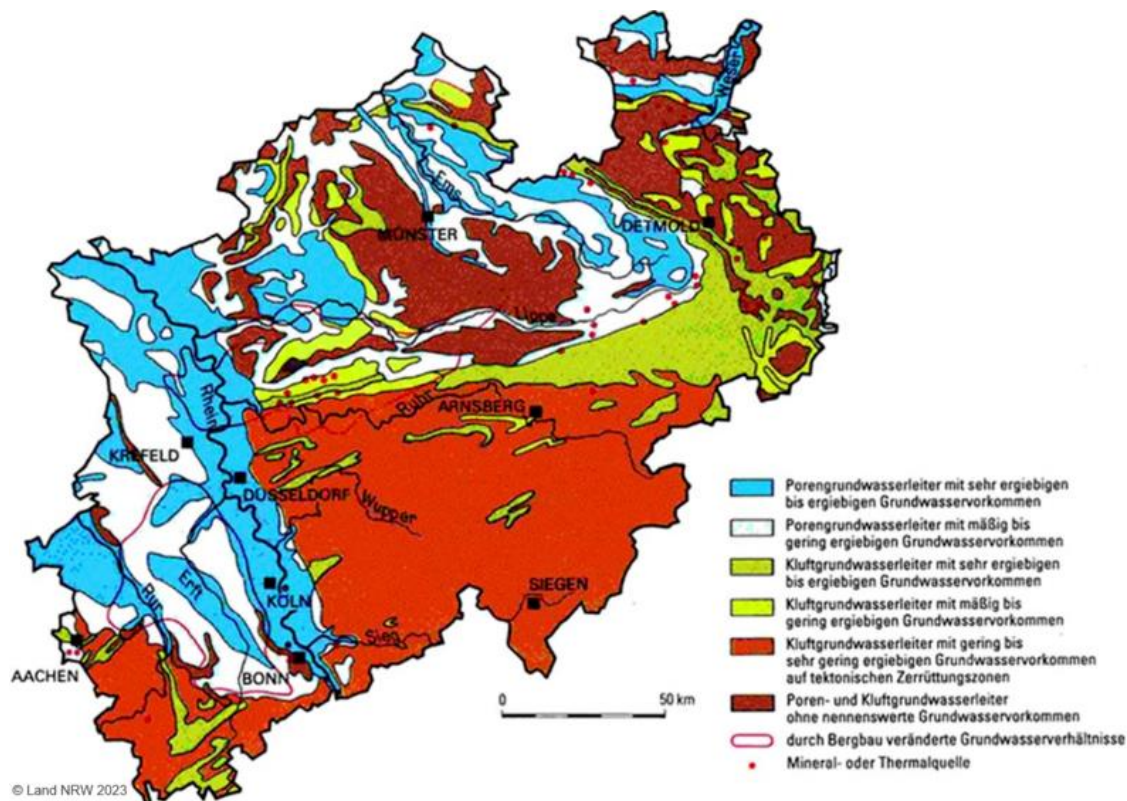


Abbildung 43 Grundwasservorkommen in Grundwasserleitern in NRW (LANUV, 2024)

In der weiteren Betrachtung von Erdsondenfeldern wird von einem erhöhtem Grundwasserströmungseinfluss und einer Steigerung des Heizwärmeertrags von 85% ausgegangen (s. auch blaue Linie in Abbildung 40).

Die Heizenergiemenge einer Wärmepumpe mit 290 Sonden beträgt demnach gemäß Abbildung 40 im Mittel ca. 3,75 GWh/a. Die EED-Berechnung geht dabei von einer Belastung des Sondenfeldes von etwa 3.600 Volllaststunden pro Jahr aus, was einer Heizleistung von ca. 1,05 MW entspricht. Um über Zeiträume von einer Woche höhere Lasten decken zu können, kann auch eine Wärmepumpe mit z.B. 2 MW Nennleistung angesetzt werden. Die VDI 4640-2 (VDI, 2019) sieht für anfallende Spitzenlasten eine maximale Unterkühlung der Sole am Feldeintritt auf -5 °C vor. Die Einhaltung dieser Grenze konnte über eine Simulation mit dem EED-Tool bestätigt werden (ohne Grundwasserströmungseinfluss), die mittlere Soletemperatur bei Spitzenlast liegt demnach bei -2 °C .

Spezifische Kosten für Sole-Wasser-Großwärmepumpen konnten bei der Recherche nicht gefunden werden. Daher wurden hier spezifische Kosten für Grundwasser-Wärmepumpen in der Leistungsklasse von 1 MW (siehe Tabelle 15) herangezogen (AGFW, 2020). Damit ergeben sich Investitionskosten für eine Wärmepumpe mit 1,05 MW Leistung von 1,24 Mio. € (ohne Förderung). Die Kosten für die Erschließung der Erdwärme liegen in der Literatur bei rund 50 bis 100 € pro Bohrmeter und variieren stark je nach Bodenbeschaffenheit und örtlichen Gegebenheiten (z.B. (Bosch Homecomfort, 2024).

Sie umfassen die Herstellung, den Einbau der Erdwärmesonde und die Verpressung des Bohrlochs sowie die Genehmigung zur Durchführung der Tiefenbohrung, Baustelleneinrichtung, Anschluss der Erdwärmesonden an den Sammelschacht sowie an die Erdwärmepumpe, Entsorgung oder Umverteilung der durch die Tiefenbohrung ausgegrabenen Erde. Im Weiteren werden aufgrund der Größe des Sondenfelds und der damit verbundenen erhöhten Leitungslängen sowie einer erwartbaren zukünftigen Preissteigerung spezifische Kosten für das Erdsondenfeld von 100 € pro Bohrmeter (ohne Förderung) angesetzt. Die Kosten für ein 100 m tiefes Sondenfeld mit 290 Bohrungen liegen demnach bei 2,9 Mio. €. Die Gesamtinvestitionskosten ohne Förderung für die Anlage betragen rund 4,71 Mio. €.

Überträgt man all diese Ergebnisse für die „Wiese Bruchhauser Straße“ auf die „Wiese Friedhof“ und die „Wiese Max-Planck-Straße“ ergeben sich in Summe bei 708 Sonden (100 m tief) auf ca. 127.000 m² Fläche eine Wärmepumpen-Heizleistung von 2,92 MW, ein Ertragspotenzial von 10,5 GWh/a und Gesamtkosten von 10,6 Mio. €.

Die folgende Abbildung 44 zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Erdsonden-Wärmepumpen-Anlage der oben genannten Größe bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

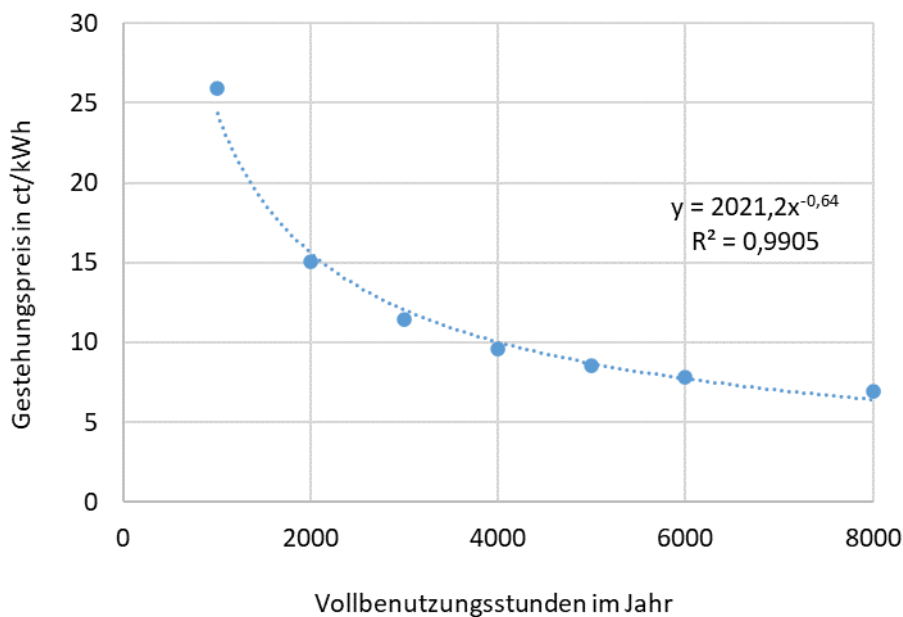


Abbildung 44 Wärmegestehungskosten einer 1,05 MW Erdsonden-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.3 Wärmequelle Umgebungsluft

Mit der am besten geeigneten und zur Verfügung stehenden Freifläche „Wiese Bruchhauser Straße“ wäre theoretisch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 45 MW realisierbar, um die gesamte Wärmelast im Fernwärmenetz Erkrath-Hochdahl komplett abzudecken (unter Einhaltung der BEW-Mindestanforderung für den Gütegrad von $\geq 0,4$). Bei einer solch hohen Nennleistung entspricht die Errichtung von mehreren Wärmepumpen in Kaskade dem Stand der Technik. Der potenzielle Wärmepumpenstandort ist ca. 1 km vom aktuellen Haupteinspeisepunkt am FHW entfernt, sodass die zukünftige Heizwärmeleistung ins Fernwärmenetz dort problemlos eingespeist werden kann. Hierfür ist eine elektrische Anschlussleistung von ca. 14,4 MW nötig. Für die potenziellen Flächen wurden bislang von den Stadtwerken Erkrath nur elektrische Anschlussleistungen von bis zu 8 MW_{el} (entspricht einer Nennheizleistung von ca. 25 MW_{th}) auf finanzielle und technische Machbarkeit überprüft, d.h. für elektrische Anschlussleistungen über 8 MW_{el} müsste eine weitere Überprüfung vorgenommen werden.

Die Wärmepumpe in Støvring, Dänemark, mit 7,9 MW Nennleistung verfügt über eine Lüfterfläche von ca. 700 m² (vgl. Abbildung 25) und damit über eine spezifische Lüfterfläche von ca. 90 m²/MW. Bei gleicher spezifischer Lüfterfläche benötigt eine Wärmepumpe mit 45 MW Nennleistung eine Lüfterfläche von etwa 4.050 m². Die auf der Wiese Bruchhauser Straße verfügbare Freifläche beträgt etwa 45.000 m² und ist damit groß genug. Ebenfalls denkbar wäre eine Aufteilung der Gesamtleistung von Außenluft-Wärmepumpen auf mehrere kleine Anlagen an unterschiedlichen Standorten, die ggf. an unterschiedlichen Netzstationen in das Primärnetz einspeisen, insbesondere falls die maximale elektrische Anschlussleistung, wie oben beschrieben, sich am Standort „Wiese Bruchhauser Straße“ als begrenzend herausstellt oder die Flächenverfügbarkeit in Konkurrenz mit einer potenziellen Solarthermieanlage steht.

Für eine detailliertere Berechnung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird der zu erwartende monatsmittlere COP über die monatsmittleren Umgebungstemperaturen der letzten 5 Jahre in Erkrath-Hochdahl (tagesmittlere Temperaturdaten 2018 bis 2022 aus (DWD, 2024), siehe Abbildung 45) und die zur Berechnung des COPs nach Formel 1 benötigte zukünftige jahresmittlere Soll-Netzvorlauftemperatur von 90°C des Fernwärmenetzes ermittelt.

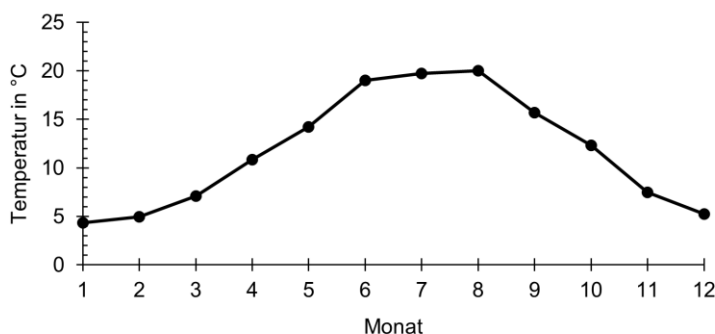


Abbildung 45 - Monatsmittlere Temperaturen der letzten fünf Jahre in Erkrath-Hochdahl (DWD, 2024)

Die in Abbildung 46 dargestellten monatlichen COP-Werte wurden zum einen mit einem Gütegrad von 60 % nach (Danish Energy Agency, 2016) und mit einem (aktuelleren) Gütegrad von 68,5 % nach (Komoszyńska & Sørensen, 2022) berechnet (siehe auch Kapitel 2.3.1).

Mit Wetterdaten aus dem Jahr 2022 liegt die JAZ der Wärmepumpe mit einem Gütegrad nach (Komoszyńska & Sørensen, 2022) bei 3,31. Das Jahr 2022 ist hier besonders genannt, weil die spätere Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems auf den Wetterdaten und dem Wärmelastprofil des Jahres 2022 aufbaut.

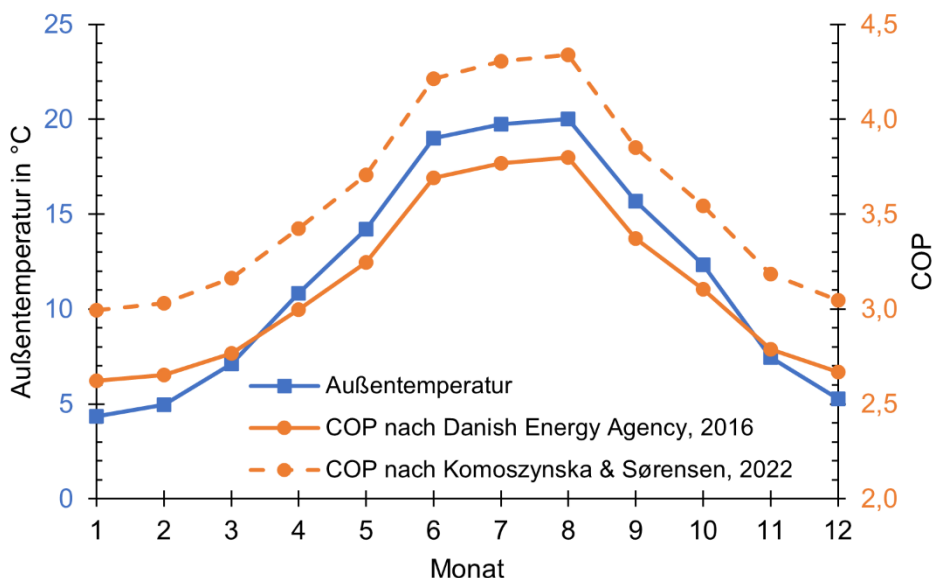


Abbildung 46 Monatliche COP-Werte bei monatsmittleren Außentemperaturen für unterschiedlich angesetzte Gütegrade der Groß-Wärmepumpe von 60 % und 68,5 %

Die spezifischen Kosten einer solchen Anlage belaufen sich nach (AGFW, 2020) auf etwa 0,529 Mio. € / MW, wodurch sich für die 45 MW große Anlage Gesamtkosten von 23,8 Mio. € ergeben.

In der folgenden Tabelle 17 sind Eckdaten verschiedener Nennleistungen von Luft-Wasser-Wärmepumpen dargestellt. Dabei ist das prognostizierte Wärmelastprofil des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl im Jahr 2045 zu Grunde gelegt (siehe Abbildung 47). Durch die naturgemäß geringen Wärmelasten im Sommer weisen Geräte mit kleiner Nennleistung größere Jahresvolllaststunden auf als solche mit großer Nennleistung.

Tabelle 17 Abschätzungen für Luft-Wasser-Wärmepumpen bei unterschiedlichen Nennleistungen; Ermittlung der (maximalen) elektrischen Leistungsaufnahme für Betriebspunkt im Januar bei niedrigster Außentemperatur

Heizleistung WP	MW	20	15	10	5
Jahresvolllaststunden	h/a	3973	4870	6050	7329
Wärmeenergieerzeugung	GWh	79.5	73.0	60.5	36.6
El. Energiebedarf	GWh	24.8	22.7	18.6	11.1
Deckungsgrad	-	69%	63%	52%	32%
Jahresarbeitszahl	-	3.2	3.22	3.25	3.3
Flächenbedarf	m ²	2205	1699	1193	687
Spez. Kosten Anlage	Mio. € / MW	0.72	0.72	0.72	0.82
Kosten der Anlage	Mio. €	14.3	10.7	7.2	4.1

Abbildung 47 stellt exemplarisch das Erzeugerprofil einer Luft-Wasser Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 10 MW über dem Heizlastprofil (Jahresprofil / Wetterdaten von 2022 (DWD, 2024), skaliert mit der prognostizierten Gesamtwärmeeinspeisung in 2045) von Erkrath-Hochdahl über ein Jahr dar. Aufgrund möglicher Vereisung an den Außenluft-Wärmeübertragerflächen ist hier angenommen, dass die Wärmepumpe nicht betrieben wird, wenn die jeweilige Taupunkttemperatur der Außenluft oder eine Außentemperatur von 5 °C unterschritten wird. Es sei angemerkt, dass auch ein Betrieb von Außenluft-Wärmepumpen mit zeitweiliger Vereisung der Wärmeübertragerflächen möglich ist, unterbrochen durch dann notwendige Enteisungszyklen.

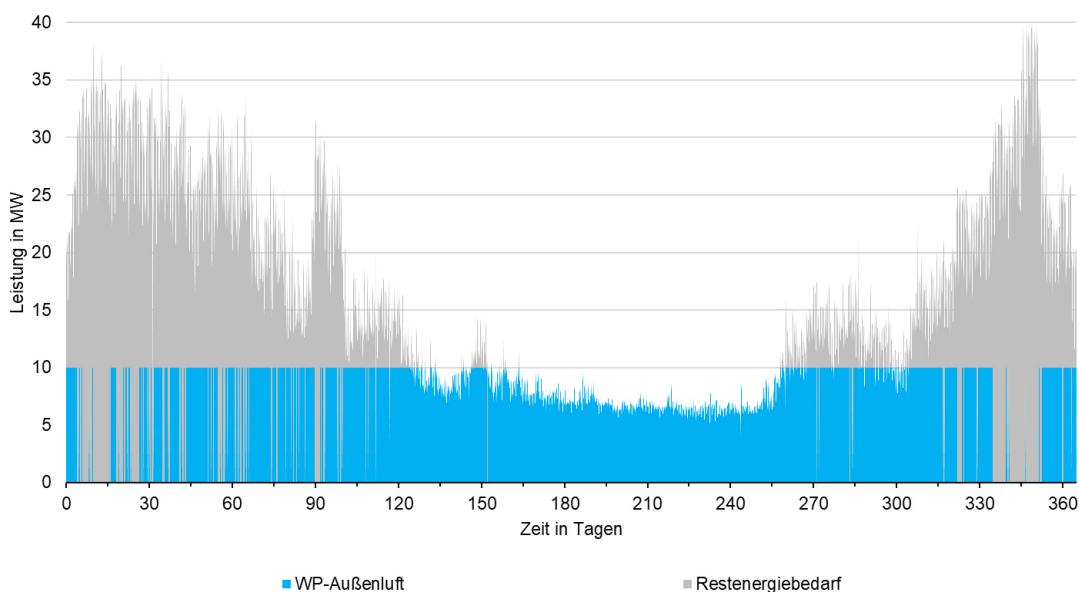


Abbildung 47 Erzeugerprofil einer Luft-Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 10 MW über dem Heizlastprofil des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl

Folgende Abbildung 48 zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Außenluft-Wärmepumpe mit einer exemplarischen Nennleistung von 10 MW bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstundenzahl. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

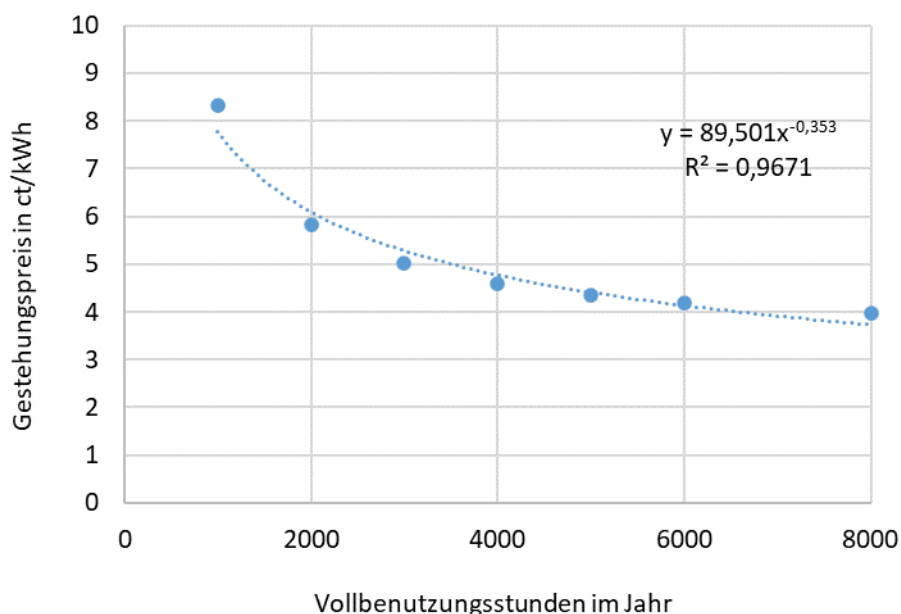


Abbildung 48 Wärmegestehungskosten einer 10 MW Außenluft-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

Auch wenn Luft-Wärmepumpen mit einer Gesamt-Nennleistung von 45 MW theoretisch das Potenzial haben, den Spitzenwärmebedarf des Fernwärmenetzes in Erkath-Hochdahl allein abzudecken, wird bei der späteren Gesamtoptimierung natürlich berücksichtigt, dass diese auch im Zusammenspiel mit weiteren Wärmeerzeugern agieren können.

2.3.4 Wärmequelle Abwasser

Um eine größtmögliche Quellenergie zu erhalten, sollte ein großer Volumenstrom des Klärwerks Hochdahl nutzbar gemacht werden. Da die Abwassermengen jedoch stark schwanken (siehe Abbildung 28), ist es sinnvoll, ein Rückhaltebecken einzuplanen. Ein Rückhaltebecken von z.B. 500 m³ würde das Abgreifen eines konstanten Volumenstroms von 5.000 m³/d bzw. 208 m³/h ermöglichen, größere Rückhaltebecken entsprechend mehr. Das Rückhaltebecken könnte am Standort der Einleitung des gereinigten Abwassers in den Vorfluter auf dem Gelände des Klärwerks positioniert werden (siehe Abbildung 49).



Abbildung 49 Positionierung des Rückhaltebeckens am Klärwerk Erkrath-Hochdahl; derzeitiger unterirdischer Ablauf in den Vorfluter in blau markiert

Um die in Kapitel 2.1.5 beschriebenen Bedingungen bezüglich der Abkühlung des gereinigten Abwassers und der Beeinflussung des Eselsbaches einzuhalten, wird, in Anlehnung an ein Beispielprojekt (Stadtwerke Lemgo, 2023), eine Abkühlung von 6 K (im Sommer) bzw. 5 K (im Winter) angesetzt. Da es für den Eselsbach keine Temperaturaufzeichnung gibt, stellt Abbildung 50 den Jahrestemperaturverlauf des Abwassers, des abgekühlten Abwassers und den Temperaturverlauf des Flusswassers der nur wenige Kilometer entfernten Düssel dar, mit der Annahme, dass die Wassertemperaturen des Eselsbaches ähnlich sind. Alle Daten beziehen sich auf das Jahr 2022. (Umweltministerium NRW, 2023)

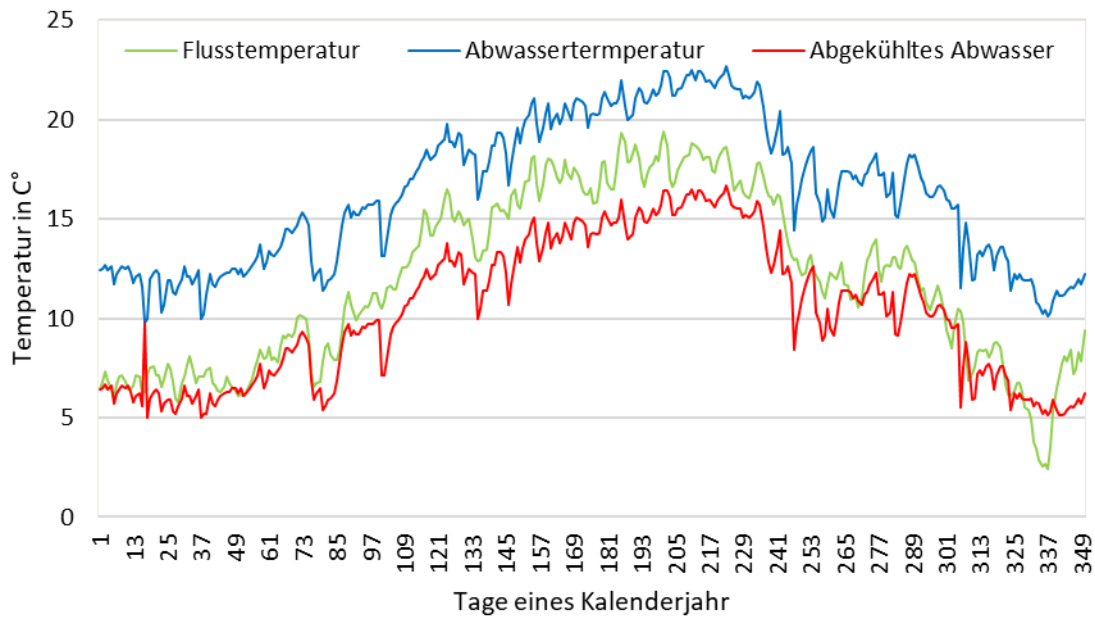


Abbildung 50 Jahrestemperaturverlauf des Abwassers und des abgekühlten Abwassers des Klärwerks Hochdahl sowie des Flusswassers der Düssel aus dem Jahr 2022

Mit der beschriebenen Abkühlung ergibt sich ein Potenzial von 12,62 GWh/a an Wärmequellenenergie.

Mit einer durchschnittlichen Wärmenetztemperatur von 90 °C, der in Abbildung 50 dargestellten Abwassertemperatur und einem Gütegrad der Wärmepumpe von 0,56 - 0,57 (gemäß Gütegraden in Abbildung 39) ergibt sich ein COP von 2,8 und damit ein Heizenergiepotenzial von 18,28 GWh/a unter Berücksichtigung dessen, dass die Wärmepumpe aufgrund teils zu niedriger Temperaturen des Eselsbachs oder eines leeren Rückhaltebeckens nicht das komplette Jahr durchgängig betrieben werden kann (siehe Abbildung 51). Es ergibt sich eine Heizleistung von ca. 2,3 MW.

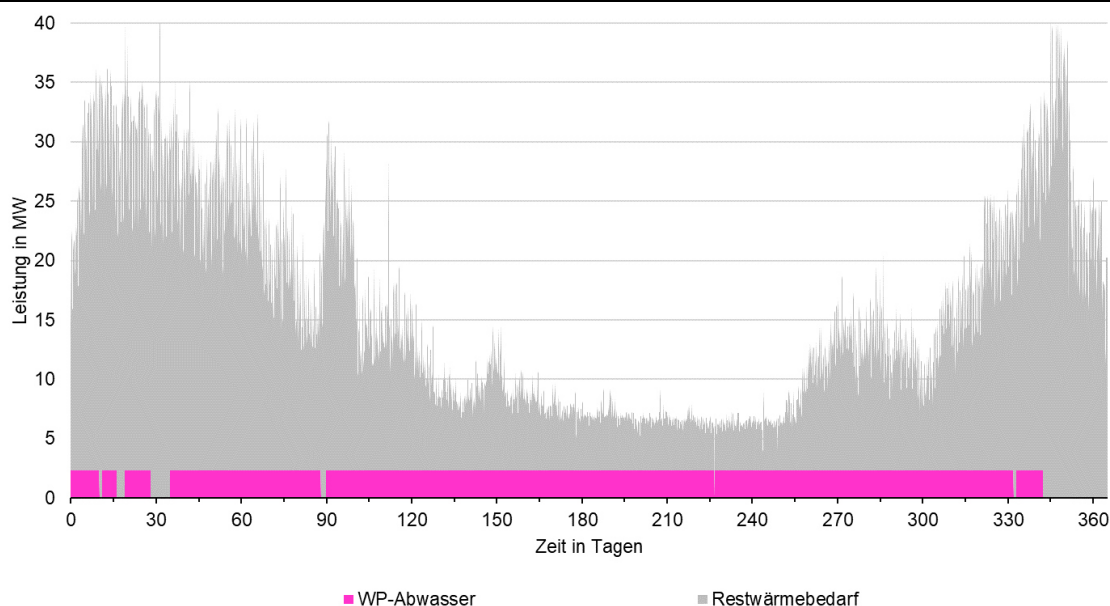


Abbildung 51 Erzeugerprofil einer Wasser-Wasser Wärmepumpe mit Abwasser des Klärwerks Hochdahl als Wärmequelle über dem Heizlastprofil des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl

Die spezifischen Kosten einer Abwasser-Wärmepumpe wurden der Tabelle 15 entnommen und entsprechen einem gemittelten Preis in der Leistungsklasse 1 bis 4 MW. Bei angesetzten spezifischen Kosten von 1,085 Mio. € / MW liegen die Gesamtkosten der Wärmepumpe bei 2,5 Mio. €. Der angesetzte Preis beinhaltet 20 % Rohranschlusskosten ans Fernwärmenetz, die jedoch in diesem Fall aufgrund der relativ langen benötigten Rohranbindung von 2,64 km zur nächstgelegenen Netzstation „Zentrum“ neu berechnet werden müssen. Die spezifischen Rohranschlusskosten zum nächstmöglichen Einspeisepunkt an der Netzstation Zentrum betragen 1.000 €/m. Davon entfallen 400 €/m auf die Materialkosten (ISOPLUS Connecting District Energy GmbH, 2022) und 600 €/m (AGFW, 2021) auf die Tiefbaukosten für ein passendes DN250 Kunststoffmantelrohr (KMR). Somit ergeben sich Rohranschlusskosten von 2,64 Mio. € (Anmerkung: Dies ist eine Kostenabschätzung mit Anbindung auf Fernwärmenetztemperatur. Eine Anbindung auf Wärmequellentemperaturniveau mit Standort der Wärmepumpe an der Netzstation Zentrum wäre preiswerter). Zusätzlich werden 0,5 Mio. € Investitionskosten für das Rückhaltebecken berechnet (Erfahrungswert Betriebsleiter Klärwerk Erkrath). Es ergeben sich Gesamtkosten in Höhe von 5,14 Mio. €. Das hydraulische Einspeisepotenzial der Netzstation „Zentrum“ reicht theoretisch aus, um die Wärmepumpe ganzjährig betreiben zu können.

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Wasser-Wasser Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 2,3 MW bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

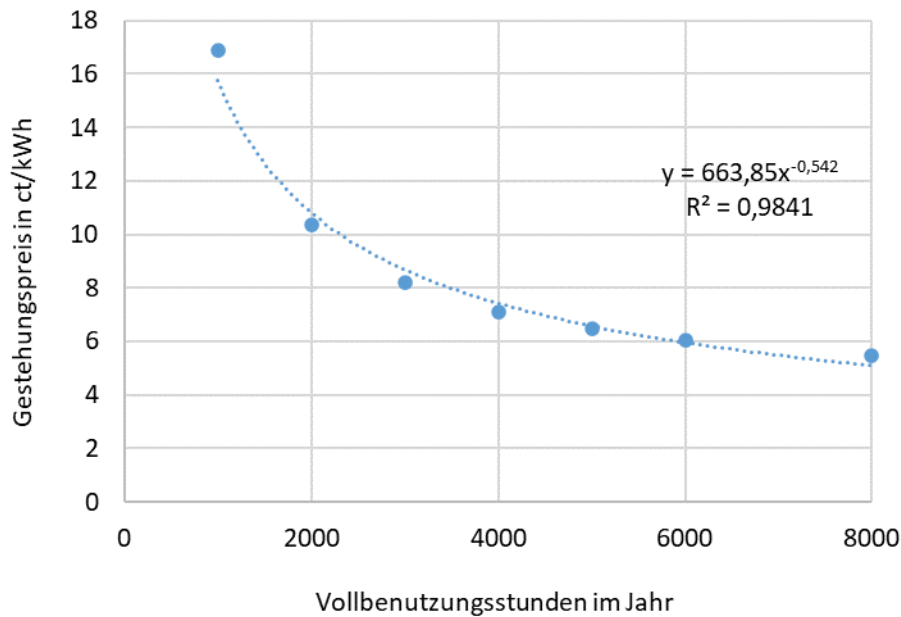


Abbildung 52 Wärmegestehungskosten einer 2,3 MW Wärmepumpe mit Abwasser des Klärwerks Hochdahl als Wärmequelle in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.5 Wärmequelle Rohwasser

Das Rohwasser als Wärmequelle steht das gesamte Jahr zur Verfügung. Als Grundlage für eine Potenzialberechnung liegen die durchschnittlichen Betriebsdaten der beiden Rohwasserpumpen von 2022 vor, deren Rohwasser an der Wasseraufbereitungsanlage auf der Gruitener Straße in einer Sammelleitung zusammengeführt werden. Da es keine Temperaturmessung gibt, wird im Folgenden eine jahresmittlere Rohwassertemperatur von 12 °C angenommen, da das geförderte Rohwasser aus Brunnen gefördert wird und die Temperatur des Erdreichs (ab etwa 12 m Tiefe) über das gesamte Jahr relativ konstant nahe der jahresmittleren Temperatur in Erkrath (11,1 °C (DWD, 2020)) bleibt. Der maximale Durchsatz an der Wasseraufbereitungsanlage von 100 m³/h wird als ganzjährig konstanter Wert festgesetzt. Um das Potenzial zu berechnen, wird eine Abkühlung um 7 K auf 5 °C angenommen. Einen Großteil der zentral entnommenen Wärme wird das Rohwasser auf dem teils langen Weg zu den Verbrauchern aus dem Erdreich wieder aufnehmen.

Aus dem Rohwassertemperaturniveau, einer angenommenen jahresmittleren Netzvorlauftemperaturen von 90°C und einem angenommenen Gütegrad von 0,53 (gemäß Gütegraden in Abbildung 39) lässt sich gemäß Formel 1 ein COP bzw. eine JAZ von 2,26 berechnen. Mithilfe der quellenseitigen Energiemengen von ca. 7,1 GWh/a und diesem COP-Wert errechnet sich über Formel 2 eine Heizenergiemenge von ca. 13,4 GWh/a. Die Heizleistung ergibt sich unter der Annahme eines durchgängigen Dauerbetriebs der Wärmepumpe zu ca. 1,45 MW (s. Abbildung 53).

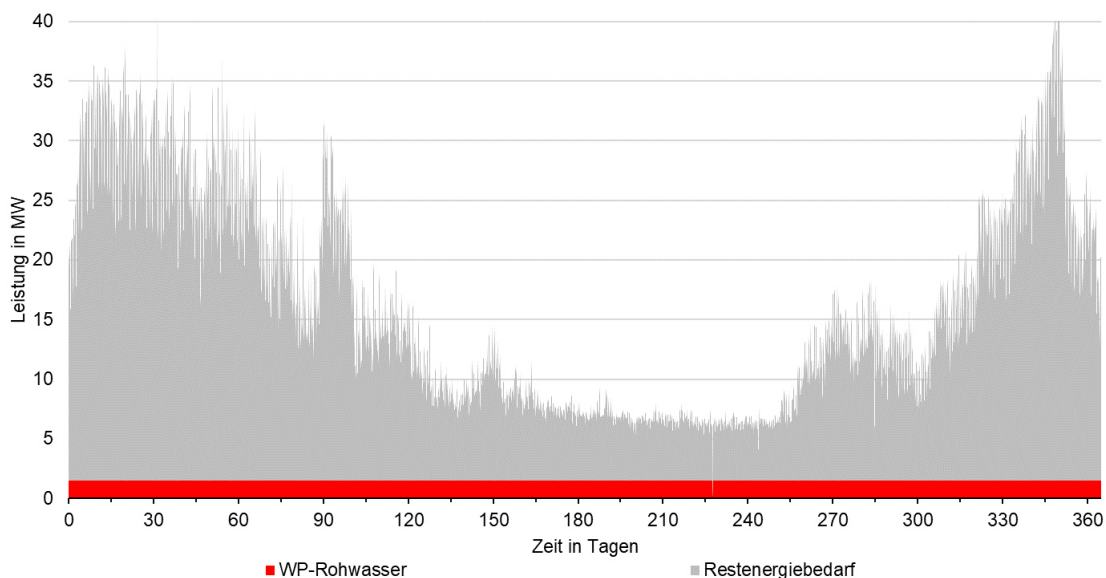


Abbildung 53 Erzeugerprofil einer Wasser-Wasser Wärmepumpe mit Rohwasser der Wasseraufbereitungsanlage an der Gruitener Straße als Wärmequelle über dem Heizlastprofil des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl

Die spez. Kosten einer Rohwasser-Wärmepumpe wurden der Tabelle 15 entnommen und entsprechen einem gemittelten Preis in der Leistungsklasse 1 bis 4 MW. Bei angesetzten spezifischen Kosten von 1,06 Mio. € / MW betragen die Gesamtkosten der Wärmepumpe 1,59 Mio. €. Durch die unmittelbare Nähe zur Netzstation Millrath Nord-West sind keine zusätzlichen Anbindungskosten notwendig. Das hydraulische Einspeisepotential an dieser Netzstation reicht aus, um die Wärmepumpe theoretisch ganzjährig betreiben zu können. Für eine Wärmepumpe dieser Leistungsgröße ist davon auszugehen, dass eine Aufstellfläche für das Technikgebäude der Wärmepumpe plus Anlagentechnik von rund 100 m² (z.B. 12,5 x 8 m) benötigt wird. Ein möglicher Aufstellort könnte neben dem Gebäude der Wasseraufbereitung sein, das derzeit u.a. als Parkfläche dient.

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Wasser-Wasser Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 1,45 MW bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstundenzahl. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

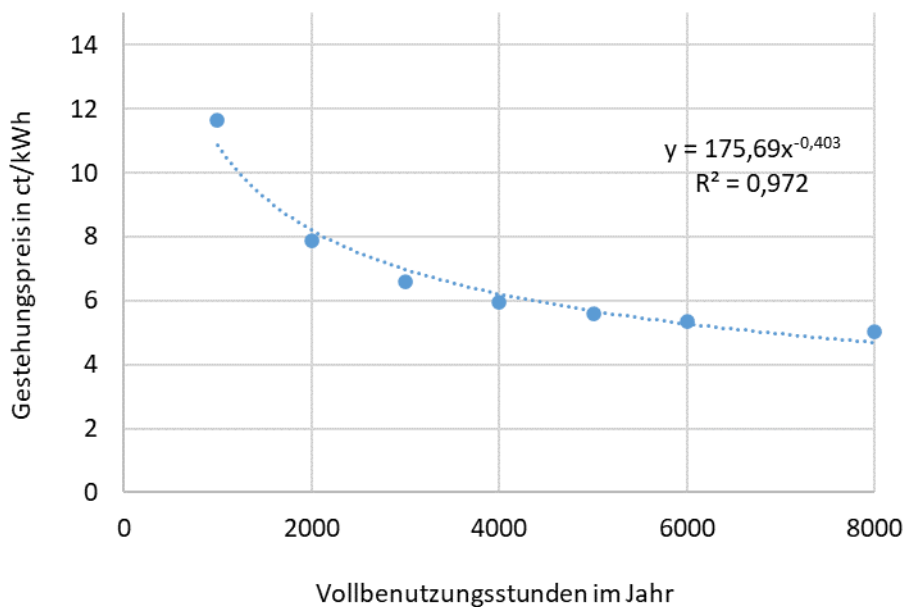


Abbildung 54 Wärmegestehungskosten einer 1,45 MW Wärmepumpe mit Rohwasser der Wasseraufbereitungsanlage an der Gruitener Straße als Wärmequelle in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.6 Wärmequelle Flusswasser

Wie in der Voruntersuchung herausgearbeitet (vgl. 2.1.7), kann der Düssel durch einen Bypass Flusswasser entnommen (und direkt wieder zugeführt) werden, als Wärmequelle für eine Wärmepumpe. Welche Wassermenge genutzt werden kann, ist im Rahmen einer Voruntersuchung zu überprüfen. Im Folgenden wird für eine erste Potenzialanalyse, in Anlehnung an ein umgesetztes Vergleichsprojekt in Lemgo, eine Wassermenge von 100 m³/h untersucht (siehe Abbildung 55) (Stadtwerke Lemgo, 2023). Im erfolgreichen Vergleichsprojekt in Lemgo wird Flusswasser der „Bega“ als Wärmequelle für eine Wärmepumpe genutzt. Die Bega in Lemgo führt vergleichbare Wassermengen wie die Düssel.

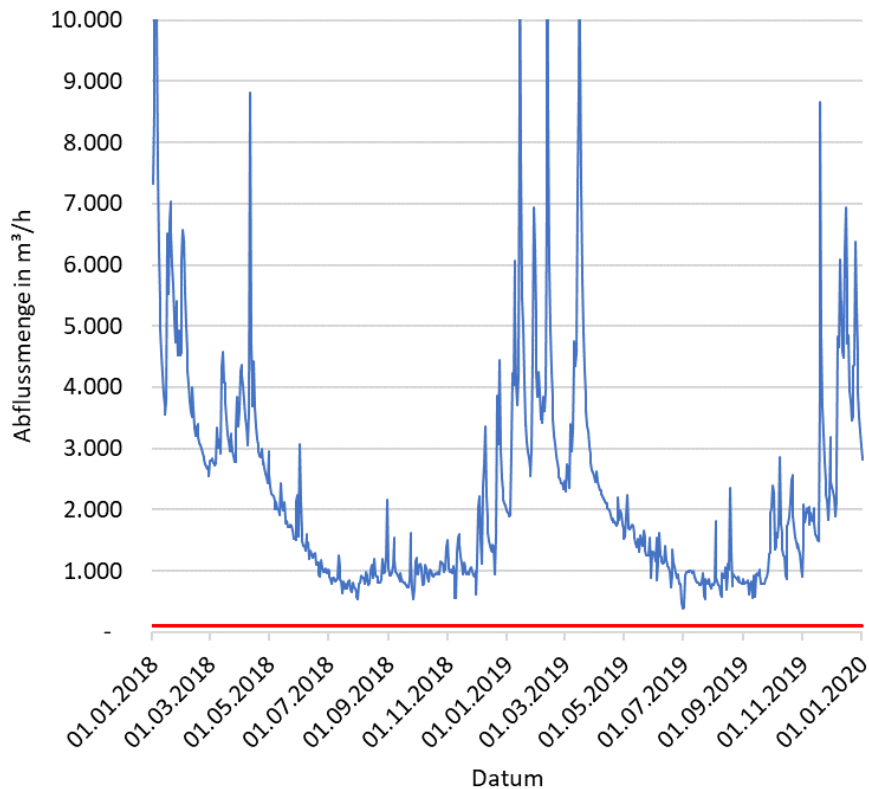


Abbildung 55 Abflussmengen der Düffel (blau) (LANUV, 2024) und angesetzte Wassermenge zur thermischen Nutzung von 100 m³/h (rot)

Des Weiteren wird für die Potenzialanalyse, ebenfalls in Anlehnung an das Vergleichsprojekt in Lemgo, für den Betrieb der Wärmepumpe eine Flusswassertemperatur von mindestens 7 °C oder höher festgelegt (siehe Abbildung 56) (Stadtwerke Lemgo, 2023).

Mithilfe der Flusswassertemperatur (siehe Abbildung 56), einer angenommenen jahresmittleren Netzvorlauftemperaturen von 90°C und einem angenommenen Gütegrad von 0,53 (gemäß Gütegraden in Abbildung 39) lässt sich gemäß Formel 1 ein COP bzw. eine JAZ von 2,41 berechnen. Mithilfe der quellenseitigen Energiemengen von ca. 5,56 GWh/a und diesem COP-Wert errechnet sich über Formel 2 eine Heizenergiemenge von ca. 9,52 GWh/a. Die zugehörige Heizleistung beträgt ca. 1,1 MW (siehe Abbildung 56). Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist, steht das Flusswasser als Wärmequelle die meiste Zeit des Jahres zur Verfügung.

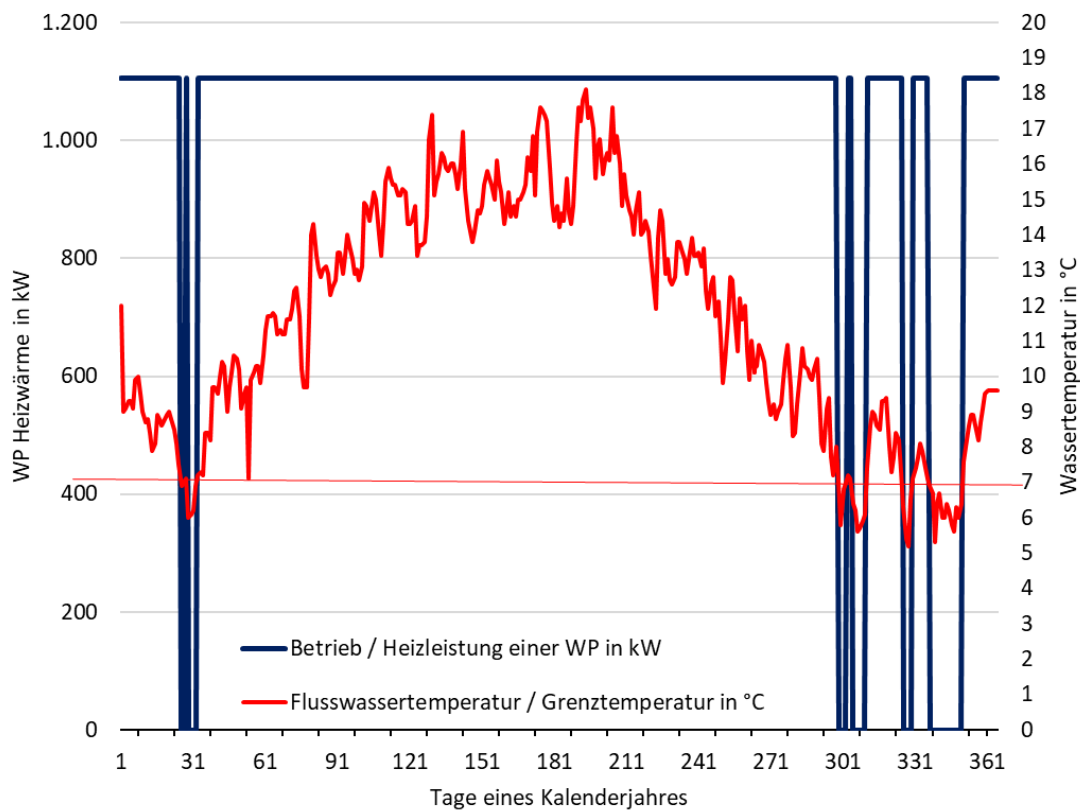


Abbildung 56 Heizleistung und Betriebszeiten einer Wasser-Wasser Wärmepumpe mit Flusswasser der Düssel als Wärmequelle, tagesmittlere Flusswassertemperaturdaten aus 2023 (Umweltministerium NRW, 2023)

Es ist anzumerken, dass in Abbildung 56 tagesmittlere Flusswassertemperaturdaten dargestellt sind. Die Temperaturen schwanken jedoch auch über den Tagesverlauf. Da die Düssel größtenteils durch waldähnliche Gebiete fließt, kann von einer Tages Temperaturschwankung des Flusswassers von ca. 1,5 °C ausgegangen werden (siehe Abbildung 57).

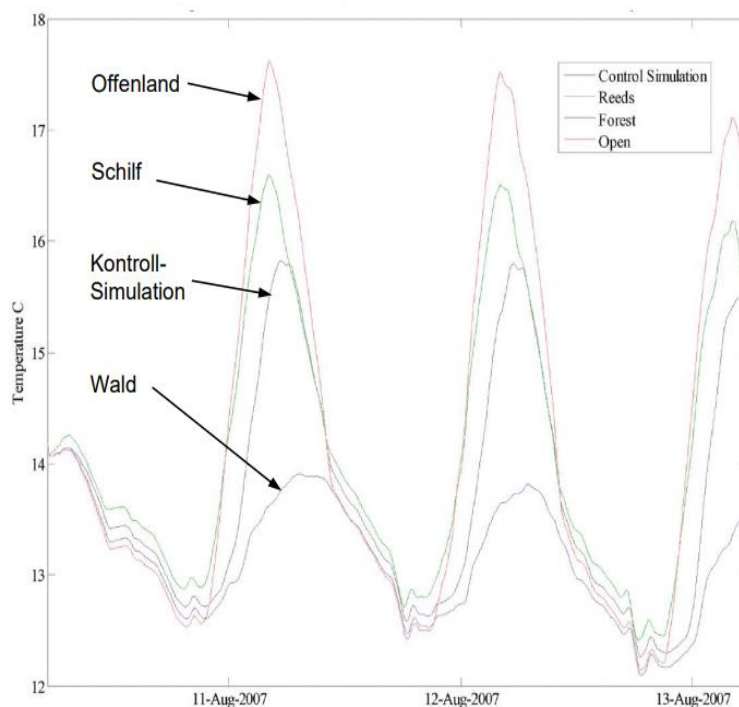


Abbildung 57 Tagestemperaturverlauf in Fließgewässern (IUB Engineering AG, 2020)

Um Makrofouling (Algen, Muscheln, Pflanzenteile etc.) und Mikrofouling (biologisches Fouling durch Bakterien, Sand, Schlamm) in den Wärmeübertragern durch die Verwendung von ungereinigtem Flusswasser zu vermeiden, müssen zusätzliche Maßnahmen zur Reinigung berücksichtigt werden. Gängige Lösungsansätze sind die Kugelumlaufreinigung mit Schwammgummikugeln (mechanische Reinigung), der Einsatz von Membranfiltern / Katalysatoren oder auch eine Rohrbeschichtung.

Die spezifischen Kosten einer Flusswasser-Wärmepumpe wurden der Tabelle 15 entnommen und entsprechen einem gemittelten Preis in der Leistungsklasse 1 bis 4 MW. Bei angesetzten spezifischen Kosten von 1,4 Mio. €/MW liegen die Gesamtkosten der Wärmepumpe bei 1,54 Mio. €. Durch die vom Primärnetz weiter entfernte Wärmequelle sind zusätzliche Anbindungskosten zu berücksichtigen. Mit der Annahme, dass die Wasser-Wasser Wärmepumpe am Einspeiseort platziert wird, können für ein einfaches DN200-Rohrsystem ohne Dämmung spezifische Materialkosten von 40 €/m angesetzt werden. Hinzu kommen 600 €/m (AGFW, 2021) für Tiefbaukosten. In der wirtschaftlichen Betrachtung wird zudem davon ausgegangen, dass die längere Trassenlänge von 2,27 km herangezogen wird, da in diesem Fall kein Naturschutzgebiet durchquert wird. Damit entstehen voraussichtlich Anbindungskosten von 1,44 Mio. €.

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Wasser-Wasser Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 1,1 MW bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

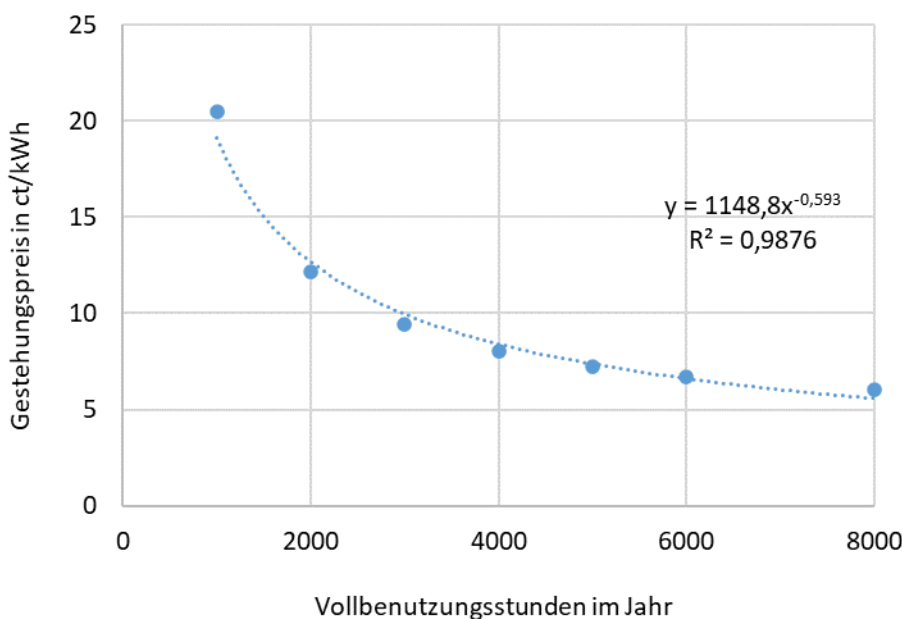


Abbildung 58 Wärmegestehungskosten einer 1,1 MW Wärmepumpe mit Flusswasser der Düssel als Wärmequelle in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.7 Solarthermie

Aus der Potenzial- bzw. Flächenanalyse gehen fünf mögliche Aufstellorte für Solarthermieanlagen hervor: „Wiese Friedhof“, „Wiese Bruchhauser Straße“, „Wiese Ankerweg“, „Wiese Sternwartenweg“ und „Wiese Max-Planck-Straße“.

Am Aufstellort „Wiese Friedhof“ findet bereits die Planung einer Solarthermieanlage durch einen Fachplaner im Rahmen einer iKWK-Förderung statt. Die Solarthermieanlage wird bei derzeitigem Planungsstand voraussichtlich eine Kollektorfläche von ca. 17.000 m² (Aufstellfläche: ca. 34.000 m²) aufweisen. Genauere Kenndaten zur Anlage sind noch nicht bekannt und werden im Rahmen der Planung festgelegt.

Zum Standort „Wiese Friedhof“ wird im Folgenden eine genauere Analyse zu einer Solarthermieanlage mit ebenfalls 17.000 m² Kollektorfläche vorgestellt. Dafür wurde ein Modell in der Planungs- und Simulationssoftware T*SOL erstellt und mit Wetterdaten, Lastgang und Temperaturen des Fernwärmenetzes Erkrath-Hochdahl als Randbedingungen im Jahresverlauf simuliert. Es wurde davon ausgegangen, dass das Kollektorfeld frei von Verschattung ist. Bei der zunächst simulierten Auslegung handelt es sich um eine Anlage mit CPC-Röhrenkollektoren in Kombination mit einem Pufferspeicher in der Größe von 1.400 m³. Damit ist es möglich, eine jährliche Wärmeerzeugung von ca. 7.785 MWh/a bzw. 458 kWh/(m²a) zu generieren. Dies entspricht einem solaren Deckungsgrad von ca. 9 %. Die zeitliche Auflösung der Einspeiseleistung der Kollektoren an den Pufferspeicher ist in der Abbildung 59 dargestellt. Bei dieser Auslegung kommt es in den Sommermonaten zu keiner Übererzeugung, sodass kein saisonaler Speicher nötig ist, der im Sommer erzeugte Wärmemengen für die Abnahme in anderen Jahreszeiten speichert.

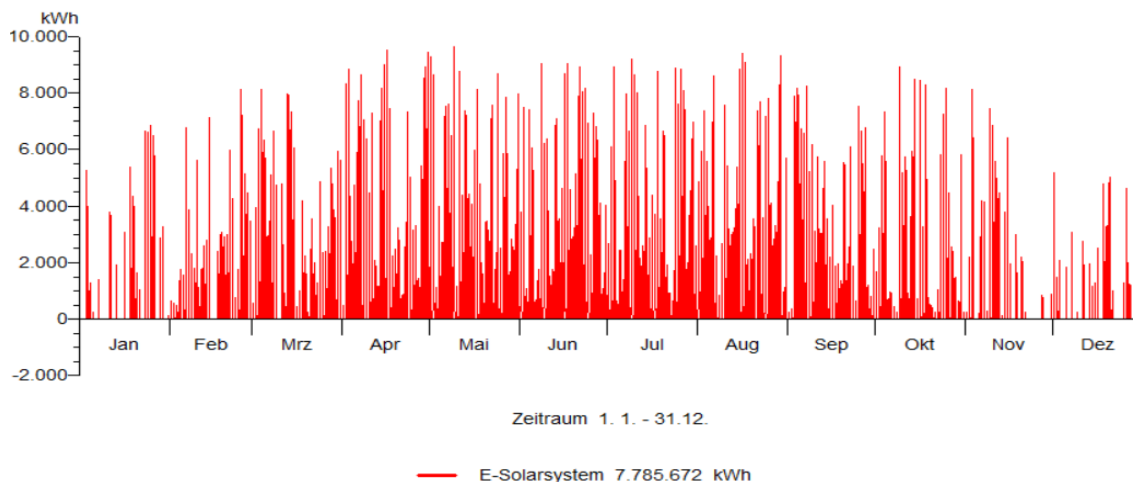


Abbildung 59 Einspeiseleistung einer solarthermischen Anlage mit 17.000 m² Kollektorfläche in einen 1.400 m³ Wärmespeicher

Überträgt man die für den Standort „Wiese Friedhof“ ermittelten Ergebnisse auf die weiteren Aufstellorte, ergeben sich die in Tabelle 18 aufgeführten Werte. Dabei wird ein Verhältnis von Kollektorfläche zu Aufstellfläche von 1:2 angesetzt.

Tabelle 18 Wärmeertrag von Solarthermieanlagen auf den potenziellen Aufstellflächen

	Wiese Friedhof	Bruchhauser Straße	Ankerweg /Bruchhauser Straße	Sternwartweg	Wiese Max-Planck-Straße
Verwendete Fläche [m ²]	34.000	45.700	52.000	15.760	30.000
Kollektorfläche [m ²]	17.000	22.850	26.000	7.880	15.000
Wärmeertrag [MWh/a]	7.785	9.150	10.400	3.150	6.000

Bei allen betrachteten Aufstellflächen ist eine Einspeisung in das Primärnetz ohne Restriktionen möglich. Im Fall des Aufstellorts „Wiese Max-Planck-Straße“ muss jedoch die Entfernung zum nächstmöglichen Einspeisepunkt an der Netzstation Zentrum beachtet werden. Hierfür müsste dieselbe Trassenlänge von ca. 2,6 km wie für eine Wärmepumpe mit Abwasser aus dem Klärwerk Erkrath als Wärmequelle berücksichtigt werden (siehe Kapitel 2.3.4).

Je nach Kollektorfläche wird ein Wärmespeicher mit geeignetem Speichervolumen benötigt. Die Simulationsergebnisse mit dem oben skizzierten T*SOL-Modell zeigt Abbildung 60. Die Speicherkapazität wird in T*SOL jeweils so angepasst, dass bei hohen sommerlichen Solarerträgen und gleichzeitig geringen Wärmelasten keine Stagnation im Kollektorfeld auftritt. Bei der späteren genauen Auslegung des Speichers muss noch berücksichtigt werden, dass die sommerliche Grundlast durch die sukzessiven Erneuerungsmaßnahmen im Rohrnetz perspektivisch sinken wird.

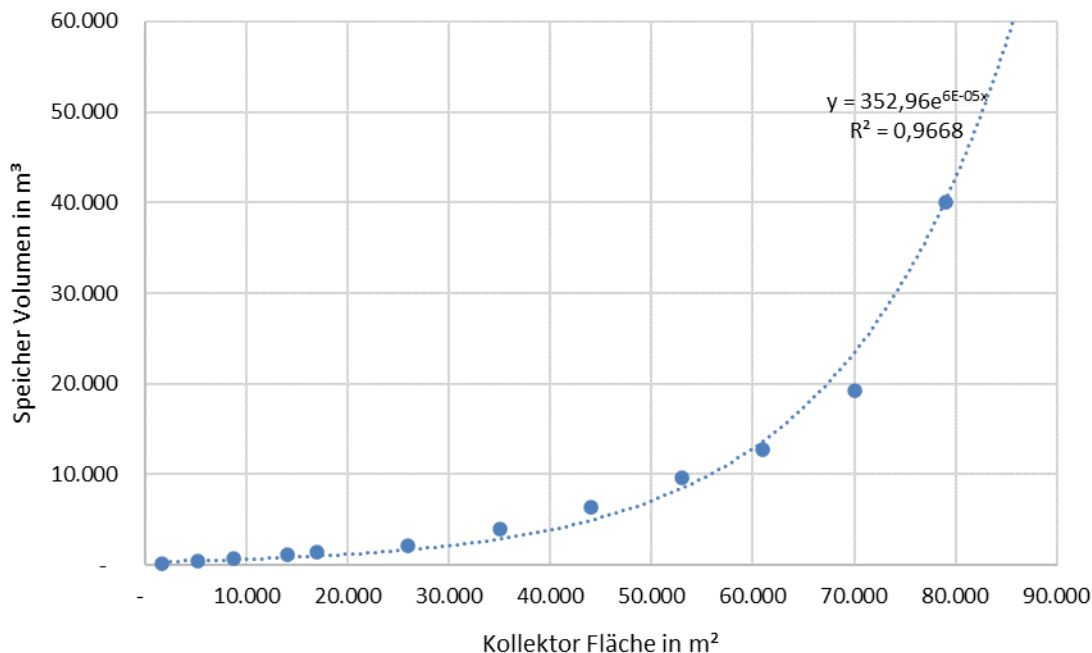


Abbildung 60 Wärmespeichervolumen einer Solarthermieanlage in Abhängigkeit der Kollektorfläche unter Berücksichtigung des Wärmelastprofils in Erkrath-Hochdahl, so dass im Sommer keine Stagnation im Kollektorfeld auftritt

Die größte zusammenhängende Aufstellfläche stellt in Erkrath-Hochdahl die Kombination aus „Wiese Ankerweg“ und „Wiese Bruchhauser Straße“ mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt ca. 49.000 m² (Faktor Aufstellfläche/Kollektorfläche: 2) dar. Mit dieser Kollektorfläche ergibt sich ein benötigtes Pufferspeichervolumen von ca. 6.700 m³.

Richtpreisangebote von unterschiedlichen Auslegungsvarianten für eine Solarthermieanlage auf der „Wiese Friedhof“ haben gezeigt, dass für Solarthermieanlagen in der Größenordnung von rund 17.000 m² Kollektorfläche ca. 8,5 Mio. € Investitionskosten (ohne Förderung) anfallen. Darin enthalten sind Kosten für das Solarsystem (Vollvakuum-Röhrenkollektoren) inkl. Anlage- und MSR-Technik, die Anbindeleitung, Umzäunung, Technikgebäude, Planung, usw. Das entspricht spezifischen Kosten von rund 500 €/m², die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzt werden. Für Wärmespeicher unterschiedlicher Größe werden spezifische Kosten von Speichern mit einer Größe ab 1000 m³ bis 100.000 m³ aus dem Jahr 2017 herangezogen und mit einem höheren Baukostenindex von 161 % (für 2024) auf ein aktuelles Niveau gebracht (Solites, 2024). Hieraus ergeben sich folgende spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der Speichergröße, die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzt werden (siehe Abbildung 61).

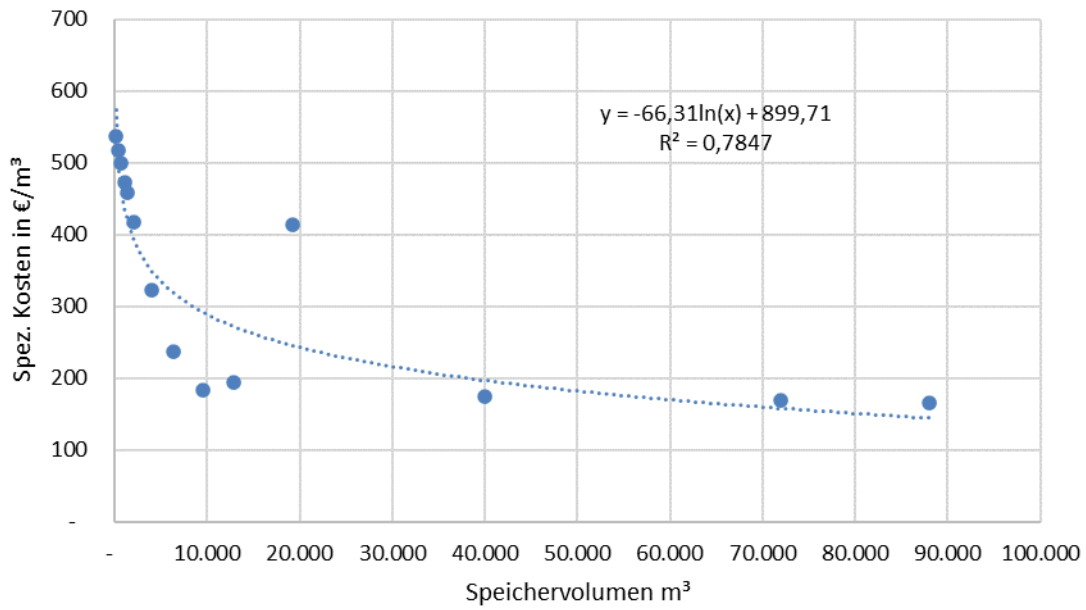


Abbildung 61 Spezifische Investitionskosten für Wärmespeicher in Abhängigkeit des Volumens

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Solarthermieanlage mit unterschiedlicher Kollektorfläche inklusive Wärmespeicher. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

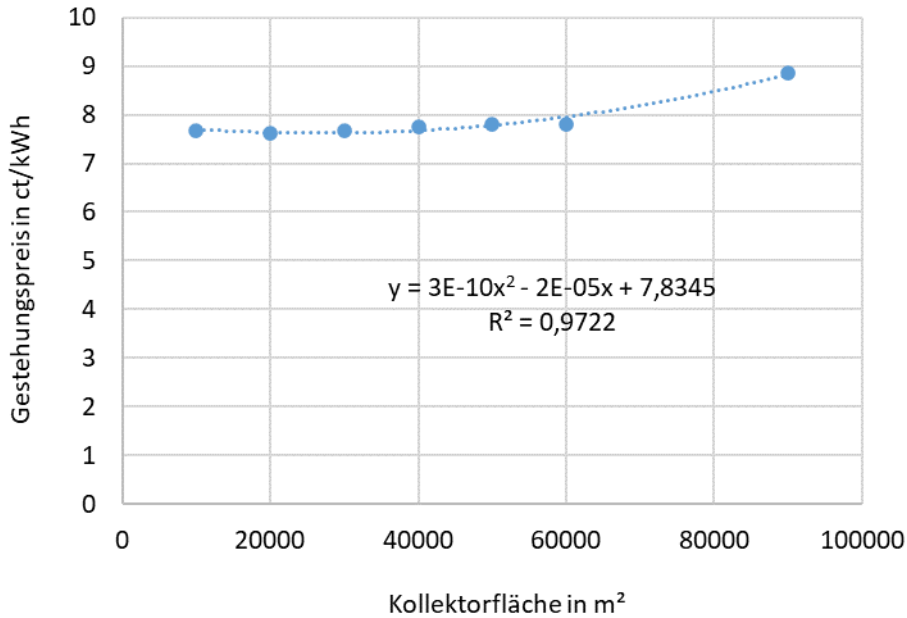


Abbildung 62 Wärmegestehungskosten einer Solarthermieanlage in Abhängigkeit der Kollektorfläche

Für die potenziellen Standorte in Erkrath ergeben sich damit folgende Gestehungskosten:

Tabelle 19 Wärmegestehungskosten einer Solarthermieanlage auf potenziellen Flächen in Erkrath (mit Förderung)

	Wiese Friedhof	Bruchhauser Straße	Ankerweg /Bruchhauser Straße	Sternwartenweg	Wiese Max-Planck-Straße
Fläche [m ²]	30.000	45.700	52.000	15.760	30.000
Kollektorfläche [m ²]	17.000	22.850	26.000	7.880	15.000
Gestehungskosten in ct/kWh	4,6 (iKWK), 7,6 (BEW)	7,5	7,5	7,7	7,6

Die hier aufgeführten Wärmegestehungskosten der Solarthermieanlagen unterschiedlicher Größe beinhalten, neben den Investitions- und Betriebskosten für einen geeigneten Wärmespeicher, auch die Förderung gemäß BEW. Neben der üblichen Investitionsförderung von 40 % der förderfähigen Kosten umfasst sie eine Betriebskostenförderung in Höhe von 1 ct/kWh erzeugte Wärme über eine Förderdauer von 10 Jahren. Die Zuwendung wird anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der Solarthermieanlage von 20 Jahren umgelegt.

Für die Anlage auf der „Wiese Friedhof“ wird bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten der gewährte Zuschlag der Bundesnetzagentur im Rahmen der iKWK-Förderung berücksichtigt. Gewährt wurde ein Zuschlag von 11,29 ct/kWh erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommenge. Der Zuschlag wird gemäß KWKAUSV §19, Abs. 2, Satz 2 für insgesamt 45.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Hierbei werden pro Jahr max. 3.500 Vbh gefördert. Da die Solarthermieanlage Teil der iKWK-Förderung ist und sie mindestens 35 % der gesamten Referenzwärme, die sich aus dem Anteil der Solarthermieanlage und der KWK-Anlage ergibt, erzeugen muss (siehe auch Kapitel 3.2.2 und 3.2.3), werden 35 % der Fördersumme rechnerisch auf die Solaranlage umgelegt. Die Zuwendung wird auch in diesem Fall anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der Solarthermieanlage von 20 Jahren umgelegt. Somit verringern sich die anteiligen Wärmegestehungskosten dieser Solarthermieanlage aus Kapitel 3.2.2 und 3.2.3 von 7,6 auf 4,6 ct/kWh.

2.3.8 Kurz- und Langzeit-Wärmespeicher

Die Nutzung von Speichermöglichkeiten für die im Transformationsplan genutzten volatilen Erzeugerstrukturen ist unabdingbar. Für eine Solarthermie-Anlage wird im vorherigen Kapitel in Abbildung 60 die Speichergröße für verschiedene Solarthermie-Anlagen-Größen dargestellt. Der Speicher ist dabei jeweils so dimensioniert, dass im Sommer kaum bzw. keine Stagnation im Kollektorfeld auftritt.

Ein saisonaler Wärmespeicher in Verbindung mit Solarthermie kommt nicht in Frage, da hierfür die Fläche für ein geeignet großes Kollektorfeld fehlt. Dazu folgende Abschätzung: Große saisonale Speicher, wie sie z.B. in Dänemark mehrfach realisiert sind, sind

u.a. aus wirtschaftlichen Gründen auf solare Deckungsgrade von 40 bis 60% ausgelegt. Beim hier vorliegenden Wärmebedarf des Fernwärmenetzes in der Größenordnung von rund 120 GWh pro Jahr entspricht dies rund 50 bis 70 GWh an solarem Energiebeitrag pro Jahr. Bei einem in solchen Solaranlagen typischen solaren Energieertrag von rund 450 kWh pro m² Kollektorfläche und Jahr wären für diese Energiemenge 110.000 bis 155.000 m² Kollektorfläche und rund das Doppelte an Aufstellfläche notwendig.

Vom Vorhandensein eines saisonalen Speichers könnten zwar auch andere Wärmeerzeuger profitieren. Hierzu zählt z.B. die Außenluft-WP, welche in wärmeren Monaten Wärme mit einem besseren COP erzeugen und einspeisen könnte, um die Wärme in kälteren Jahreszeiten wieder zu entnehmen. Der Zugewinn ist hier jedoch bei weitem nicht so groß wie bei der Speicherung von „kostenloser“ Solarenergie.

Wie in Kapitel 2.1.13 beschrieben, besitzen die Stadtwerke Erkrath am FHW zwei stillgelegte Öltanks mit jeweils 940 m³ Fassungsvermögen. Mit einer zukünftigen Temperaturspreizung im Netz von 35 °C (VL: 95 °C, RL 60°C) würden, nach vorheriger Prüfung der Machbarkeit bei einem Umbau zum Wärmespeicher, 76,3 MWh als Speicherkapazität zur Verfügung stehen (Medium: Wasser = 1,16 kWh/m³ K).

Aus einem Beispielprojekt in Oberhausen, bei dem ein 5.000 m³ Öltank in einen atmosphärischen Wärmespeicher umfunktioniert wurde, entstanden zum Zeitpunkt 2016/17 spezifische Kosten von ca. 600 €/m³, wovon 200 €/m³ auf Baukosten, 100 €/m³ auf elektrische Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik [EMSR] und ca. 300 €/m³ auf die hydraulische Anbindung entfallen. (Energieversorgung Oberhausen AG, 2024)

Werden die Kosten mit einem höheren Baukostenindex von 161 % ins aktuelle Jahr übertragen, ergeben sich 966 €/m³. In der folgenden Tabelle wird davon ausgegangen, dass die spezifischen Kosten für die Umrüstung eines 5.000 m³ und eines 1.880 m³ Öltanks identisch sind.

Tabelle 20 Investitionskosten für die Umrüstung der vorhandenen Öltanks in Wassermärmespeicher

	2016/17	Aktuell (Baukostenindex: 161 %)	Investitionskosten für 1.880 m³ Öltank
Volumen Umgerüsteter Öltank	5.000 m ³		1.880 m ³
spez. Baukosten	200 €/m ³	322 €/m ³	605.360 €
spez. EMSR	100 €/m ³	161 €/m ³	302.680 €
Hydraulische Anbindung	300 €/m ³	483 €/m ³	908.040 €
Summe (ohne Förderung:	600 €/m ³	966 €/m ³	1.816.080 €

2.3.9 Tiefengeothermie

Eine erste Potenzialanalyse zur netzgebundenen geothermischen Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Erkrath wurde 2023 von der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG erstellt. Die Analyse des Fraunhofer IEG bezieht sich auf eine Bohrtiefe von 916 m bis 1388 m. Hierbei wird in einer Tiefe von 616 m – 1.088 m (Teufe) ein wasserführendes Reservoir mit einer Mächtigkeit von 300 m erwartet. Als Quelltemperatur werden je nach Tiefe 24 °C bis 37 °C erwartet. Mit einer Abkühlung auf 10 °C (Injektionstemperatur) sowie einer Schüttung des Produktionsbrunnens von 47 L/s bis 54 L/s ergibt sich in Kombination mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe eine Heizleistung von 4,86 MW (Min Case) bis 10,4 MW (Max Case) (Mean 8,23 MW), siehe Abbildung 63. Die dabei angesetzten wichtigsten Randbedingungen enthält Tabelle 21. (Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann, 2023)

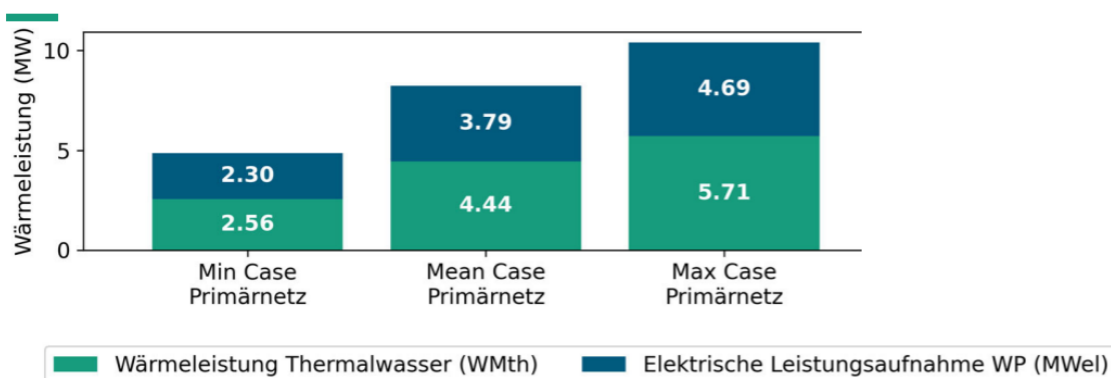


Abbildung 63 Wärmeleistung einer Wärmepumpe mit der Wärmequelle Tiefe Geothermie in Erkrath-Hochdahl (Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann, 2023)

Tabelle 21 Randbedingungen zur Ermittlung des Heizwärmepotenzials einer Wärmepumpe mit der Wärmequelle Tiefe Geothermie in Erkrath-Hochdahl (Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann, 2023)

Basisdaten	Einheit	Min Case Primärnetz	Mean Case Primärnetz	Max Case Primärnetz
Eingabeparameter Betriebsweise				
Betriebsweise	-	Indirekt	Indirekt	Indirekt
Anzahl Wärmepumpen	-	3	3	3
Betriebsstunden Geothermie	h	6.000	6.000	6.000
Eingabeparameter Reservoir				
Teufe Basis Reservoir	m	616	888	1.088
Mächtigkeit Reservoir	m	300	300	300
Schüttung Produktionsbrunnen	L/s	47	52	54
Produktionstemperatur	°C	24	31	37
Injektionstemperatur	°C	10	10	10
Eingabeparameter Wärmenetz				
Vorlauftemperatur	°C	115	115	115
Rücklauftemperatur	°C	50	50	50

Es sei darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse des Fraunhofer IEG mit einer Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz von 115 °C ermittelt wurden. Dies ist ein Grund für die

vergleichsweise geringen JAZ von z.B. 2,2 für den „Mean Case Primärnetz“. Es wird jedoch angestrebt, dass die Vorlauftemperaturen im Primärnetz zukünftig 95 °C nicht überschreiten (siehe Kapitel 3.3) Mit einer angenommenen jahresmittleren Netzvorlauftemperatur von 90°C und einem angenommenen Gütegrad von 0,64 (gemäß Gütegraden in Abbildung 39) errechnet sich mittels Formel 1 ein deutlich höherer COP von 3,9.

Da die Ergebnisse zur Tiefen Geothermie allgemein noch auf sehr ungewissen Randbedingungen basieren, wird im Weiteren vom „Mean Case Primärnetz“ mit einer Heizleistung von 8,23 MW für eine Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Tiefengeothermie als Wärmequelle ausgegangen. Des Weiteren sind die in Tabelle 21 aufgeführten Betriebsstunden nur exemplarisch und stellen keine Grenze der Betriebsstundenanzahl dar. Nach telefonischer Rücksprache mit dem Fraunhofer IEG ist es theoretisch möglich, die Wärmequelle bis auf ein gängiges 14-tägiges Wartungsintervall ganzjährig zu betreiben.

Somit ergibt sich, unter Berücksichtigung des Lastprofils des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl eine mögliche Heizenergie von ca. 65 GWh/a durch eine Tiefengeothermiebohrung mit 8,23 MW Nennleistung (vgl. Abbildung 64).

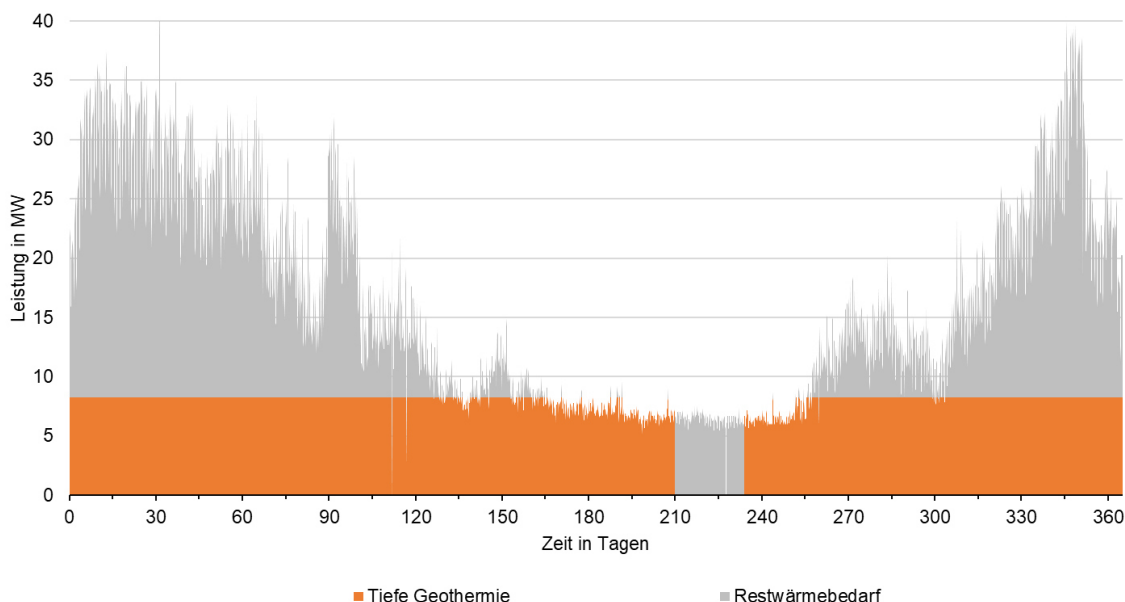


Abbildung 64 Erzeugerprofil einer Sole-Wasser-Wärmepumpe mit einer Tiefengeothermiebohrung als Wärmequelle über dem Lastprofil von Erkrath-Hochdahl

Aufgrund der nur wenigen durchgeführten Bohrungen in solche Tiefen in NRW ist aktuell nur wenig über die Eignung des Gebiets zur hydrothermalen Nutzung bekannt, da bislang noch keine Hydrogeothermie-Anlage in NRW in Betrieb ist (Bundesverband Geothermie, 2023). Um ein genaueres Potential abschätzen zu können, sind die in Kapitel 2.1.3 aufgeführten Voruntersuchungen durchzuführen. Es ergeben sich für die beiden Bohrungen (Dublette mit Förder- und Injektionsbohrung) inkl. dieser Voruntersuchungen sowie einer Versicherung Investitionskosten in Höhe von 6.799.500 € (siehe Kapitel 2.1.3). Hinzu kommen Investitionskosten für eine geeignete Sole-Wasser Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 8,23 MW.

Die spezifischen Kosten einer Sole-Wasser Wärmepumpe wurden der Tabelle 15 entnommen und entsprechen einem gemittelten Preis in der Leistungsklasse 4 bis 10 MW. Bei angesetzten spezifischen Kosten von 0,68 Mio. €/MW liegen die Gesamtkosten der Wärmepumpe bei 5,6 Mio. €.

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für eine Sole-Wasser-Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 8,23 MW und Tiefengeothermie als Wärmequelle bei angenommenen Stromkosten von 18,35 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

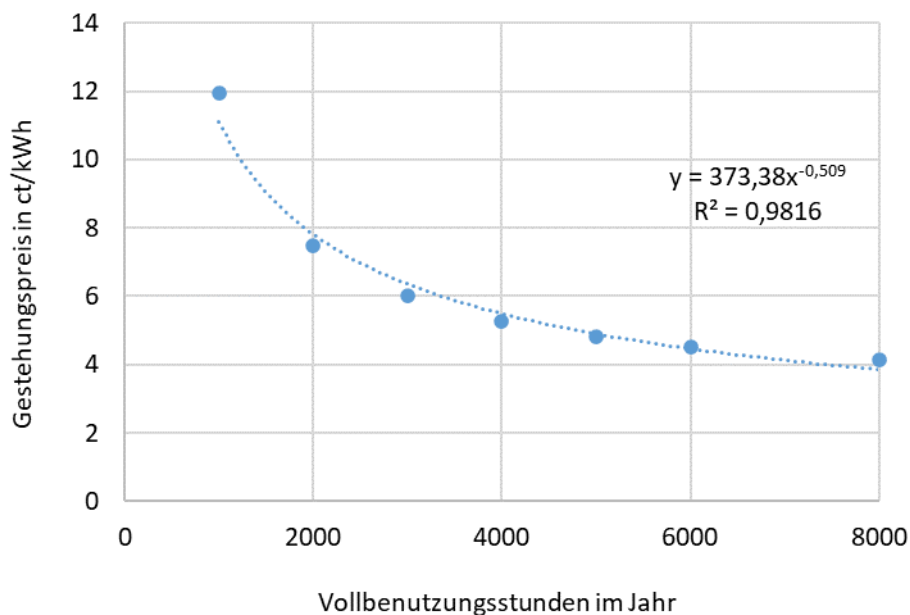


Abbildung 65 Wärmegestehungskosten einer 8,23 MW Wärmepumpe mit Tiefengeothermie als Wärmequelle in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

Das bisher beschriebene Potenzial beschreibt die Einschätzung des Fraunhofer IEGs einer Tiefengeothermie Bohrung mit der beschriebenen Unsicherheit, da ohne Probebohrung keine genaue Aussage über das Potenzial getätigt werden kann. Neben der Möglichkeit des höheren Potenzials einer Tiefengeothermiebohrung kann eine weitere Bohrung an anderer Stelle erschlossen werden, um den Heizwärmeertrag mittels Tiefengeothermie zu steigern. Aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung und der realistischen Ergiebigkeit des Gebiets Hochdahl wird eine maximale Anzahl von 2 Bohrungen mit einer Nennleistung von je 8,23 MW (gesamt 16,46 MW) festgelegt und betrachtet. Unter dieser Annahme würde, unter Berücksichtigung des Heizlastprofils von Erkrath-Hochdahl, ein Heizwärmeertrag von 104 GWh/a erreicht werden. In diesem Fall belaufen sich die Investitionskosten auf ca. 12,5 Mio. € (2 x (6,8 Mio. € [Bohrung & Voruntersuchung] + 5,6 Mio. € [Wärmepumpe])).

2.3.10 Wasserstoff

Beim Brennstoff Wasserstoff wird vor allem die Beschaffung, die Möglichkeit der Eigenerzeugung und der Zukauf genauer betrachtet.

Für eine sinnvolle und vergleichsweise wirtschaftliche Eigenerzeugung müssten möglichst kontinuierlich große Überschüsse an erneuerbarem Strom zur Verfügung stehen. Die Eigenerzeugung von Wasserstoff konkurriert mit der direkten Nutzung des Stroms zum Antrieb von Groß-Wärmepumpen, wobei die Nutzung durch Wärmepumpen etwa fünffach effizienter ist. Durch die mäßigen Möglichkeiten zur Selbsterzeugung von grünem Strom und das Abschalten weiterer KWK-Anlagen im Verlauf des Transformationsprozesses ist zu erwarten, dass in dem dicht besiedelten Ballungsgebiet erzeugter grüner Strom weitgehend direkt verbraucht wird. Eine lokale Eigenerzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien wird deshalb nicht weiter betrachtet.

Für den Zukauf von Wasserstoff liegen aktuell keine Pläne von zukünftig geplanten Wasserstoffleitungen in der Region vor, perspektivisch ist jedoch damit zu rechnen, dass der Bund den Ausbau des Wasserstoffnetzes vorantreibt und voraussichtlich auf Wasserstoff zurückgegriffen werden kann. Deswegen wird, obwohl zum aktuellen Planungsstand eine mögliche Nutzung von Wasserstoff nicht gewährleistet ist, diese Option, zur Deckung von Spitzenlasten bzw. bei kompletter Auslastung des übrigen Erzeugerarks, weiterverfolgt und in der Aufstellung der Szenarien berücksichtigt. Ein Wasserstoffkessel könnte am FHW platziert werden und einen Erdgaskessel ersetzen. Ebenfalls ist der Betrieb eine BHKW mit Wasserstoff denkbar.

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit orientiert sich bezüglich der Anschaffung an den Investitionskosten eines Erdgaskessels. Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für einen Wasserstoffkessel mit einer exemplarischen Nennleistung von 10 MW bei einem angenommenen Wasserstoffpreis (Orientierung am Wasserstoffpreis für grünem Wasserstoff 2020, (EEX Group, 2024)) von 22 ct/kWh in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

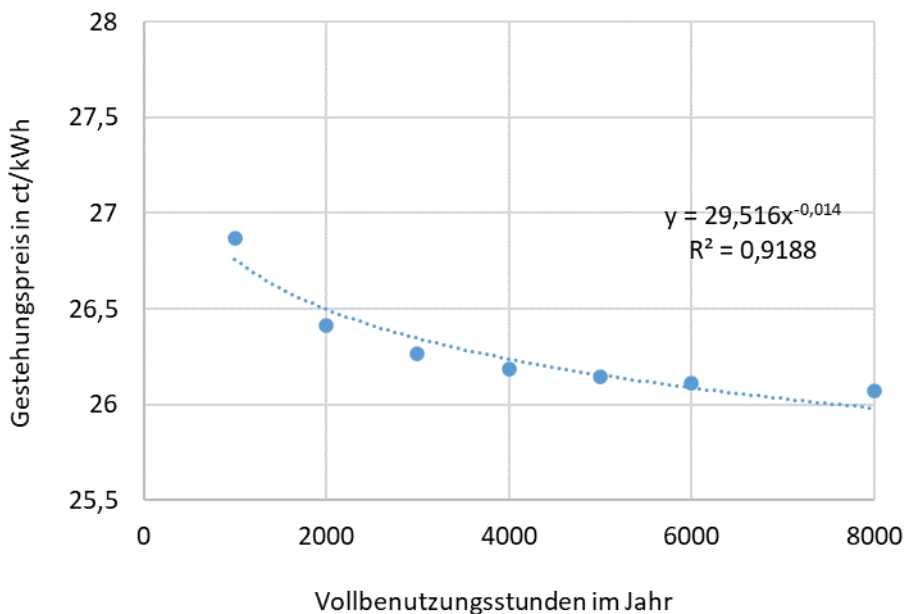


Abbildung 66 Wärmegestehungskosten eine 10 MW Wasserstoffkessels in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.11 Biomasse

Wie im Kapitel 2.1.9 beschrieben, darf der maximale Biomasseanteil 15 % des Deckungsgrades nicht überschreiten. Somit ist es zulässig, dass Biomasse zum Ziel der Klimaneutralität ca. 21 GWh/a beiträgt (vgl. Abbildung 7).

Da lokal keine ungenutzten Grünabfälle vorhanden sind, besteht neben dem bereits genutzten Biomethan die Möglichkeit, Alternativen wie Holz-Pellets oder Holzhackschnitzel als Restholz bzw. Altholz einzukaufen.

Um 21 GWh/a mit Holz-Pellets decken zu können, werden pro Jahr 4.860 t Pellets benötigt. Im Fall von Holzhackschnitzeln sind es 5.830 t/a. Tabelle 22 enthält die entsprechenden Berechnungen, mit einer beispielhaften Nennleistung des Biomasse-Kessels von 10 MW.

Tabelle 22 - Biomassebedarf bei 15 % Deckungsanteil am gesamten Wärmebedarf (= 21 GWh/a)

	Holz-Pellets	Holzhackschnitzel	Einheit
Th. Nennleistung	10.000		kW
Wirkungsgrad	90	90	%
Betriebsstunden	2.100	2.100	Vbh
Erzeugte Heizwärme	21.000	21.000	MWh/a
Heizwert der Biomasse	4,8	4	kWh/kg
Biomassebedarf	4.860	5.830	t/a

Je nach Standort eines Biomassekessels bietet sich, aufgrund der Nähe zu Gleisen, im Fall des FHW's eine Anlieferung mittels Güterzugs oder alternativ mittels LKW an. Mit den in Tabelle 23 aufgeführten Bedingungen ergeben sich im Fall der Holz-Pellets 187 Schüttgutwagons bzw. 270 LKWs, die pro Jahr Holzpellets anliefern müssten. Unter Berücksichtigung von Holzhackschnitzel wären es 292 Schüttgutwagons bzw. 292 LKWs.

Tabelle 23 Biomassemengen und Transport bei 15 % Deckungsanteil am Wärmebedarf

	Holz-Pellets	Holzhackschnitzel	Einheit
Biomassebedarf	4.860	5.830	t/a
Schüttraumvolumen	650	500	kg/m ³
Biomassebedarf	7.477	11.660	
Tragfähigkeit Schüttgutwagon (On Rail GmbH, 2024)	40		m ³
Anzahl Wagons im Jahr	187	292	
Tragfähigkeit Silo-Pellet-Tandem-Anhänger (Dein Holzpellet GmbH, 2024)	18		t
Anzahl LKW im Jahr	270	324	Stk./a

Neben der Anlieferung der Biomasse müsste ein geeignetes Lager eingeplant werden. Für eine ausreichend große Lagerhalle ist auf dem Gelände der Stadtwerke kein Platz. Jedoch könnten die stillgelegten Öltanks mit einem Volumen von 1.880 m³ zu einem Biomasselager umfunktioniert werden. Bei Holzpellets würde ein voller Speicher somit, bei einer beispielhaften Nennleistung des Biomassekessels von 10 MW, rund 23 Tage Brennmaterial liefern. Im Fall der Holzhackschnitzel wären es 15 Tage.

Der zulässige Biomasseanteil von 15 % kann ebenfalls auf verschiedene Erzeuger aufgeteilt werden. Somit wäre z. B. die Kombination eines Biomethan BHKWs und eines Pelletkessels möglich.

Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit eines Biomethan BHKWs und eines Feststoffkessels mit Holz-Pellets sowie Holzhackschnitzel separat betrachtet. Gemäß BEW wird bei keiner Biomasse-Technologie eine Förderung berücksichtigt.

Biomethan BHKW

Um die Wirtschaftlichkeit eines BHKW's zu betrachten, werden Stromerzeugung und -vergütung berücksichtigt. Der angesetzte thermische Wirkungsgrad beträgt 54 % und der elektrische 40 %. Die berücksichtigte Stromvergütung orientiert sich am Baseloadpreis im dritten Quartal 2023 von 10 ct/kWh (EEX Group, 2024). Die Investitionskosten eines BHKWs wurden mithilfe des Technikcatalogs der Landesenergieagentur zur kommunalen Wärmeplanung (KEA-BW, 2023) ermittelt.

Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten für ein Biomethan BHKW mit einer Nennleistung von 10 MW bei einem angenommenen Biogaspreis von 11 ct/kWh (Stadtwerke Erkrath, 2024) in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

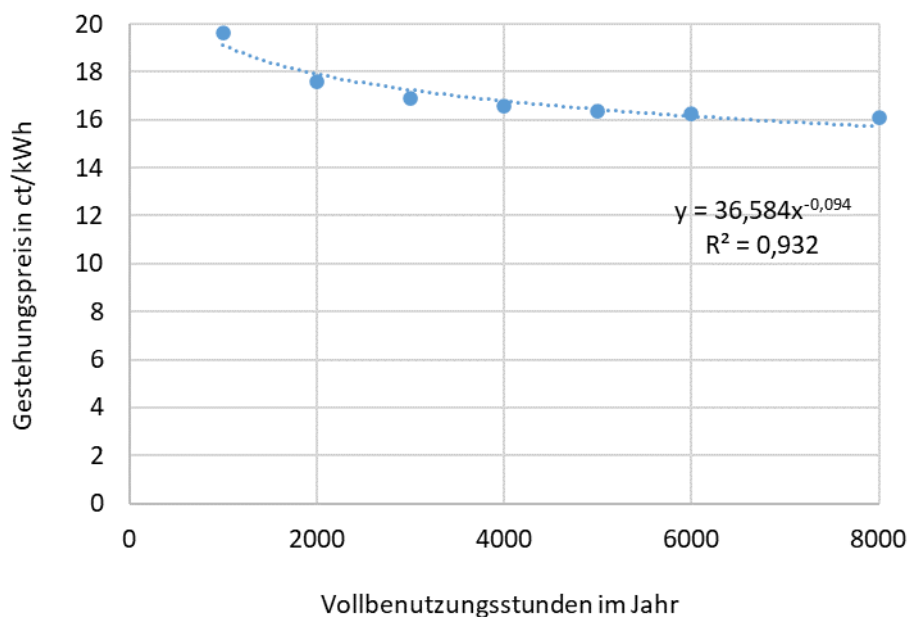


Abbildung 67 Wärmegestehungskosten eines 10 MW Biomethan BHKW's in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (ohne Förderung!)

Holz-Pellet-Kessel

Die Investitionskosten eines Feststoffkessels wurden mithilfe des Technikkatalogs der Landesenergieagentur zur Kommunalen Wärmeplanung (KEA-BW, 2023) ermittelt. Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten eines Feststoffkessels mit einer Nennleistung von 10 MW, einem angenommenen Wirkungsgrad von 90 % und einem Pelletpreis von 33 ct/kg bzw. 6,9 ct/kWh (C.A.R.M.E.N e.V., 2024) in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D.

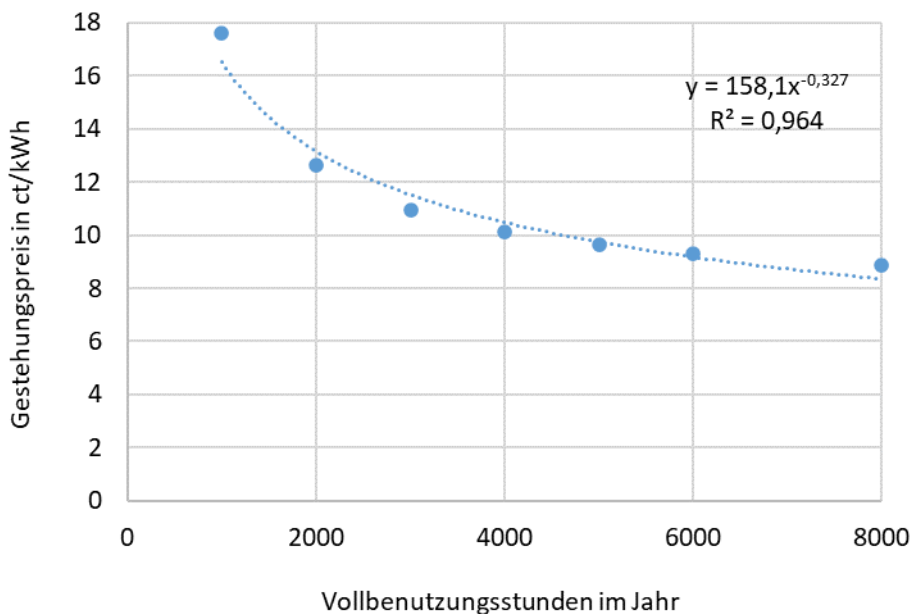


Abbildung 68 Wärmegestehungskosten eines 10 MW Holzpellet-Feststoffkessels in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

Holz hackschnitzel-Kessel

Die Investitionskosten eines Feststoffkessels wurden im Fall von Holz hackschnitzeln ebenfalls mithilfe des Technikcatalogs der Landesenergieagentur zur Kommunalen Wärmeplanung (KEA-BW, 2023) ermittelt. Folgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten eines Feststoffkessels mit einer Nennleistung von 10 MW, einem angenommenen Wirkungsgrad von 90 % und einem Holz hackschnitzelpreis von 15,3 ct/kg bzw. 3,8 ct/kWh (C.A.R.M.E.N e.V., 2024) in Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden. Die weiteren Randbedingungen zur Berechnung finden sich in Anhang D. (Stadtwerke Erkrath, 2024)

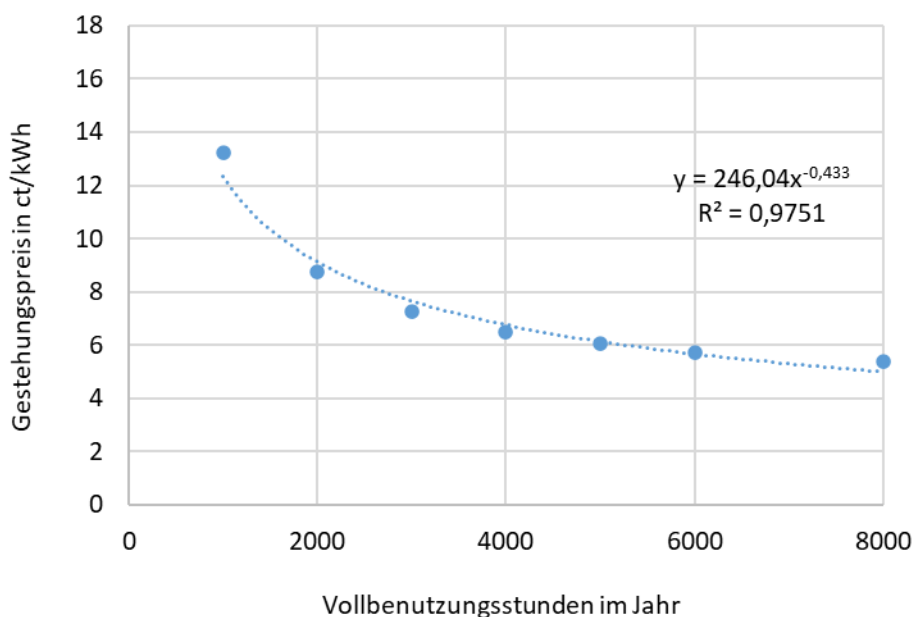


Abbildung 69 Wärmegestehungskosten eines 10 MW Holzhackschnitzel-Feststoffkessels in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden

2.3.12 Windkraft

Im Folgenden wird eine Abschätzung zur erzeugbaren Strommenge für einen repräsentativen Windenergie-Anlagentyp auf der in Kapitel 2.1.14 betrachteten eingeschränkt geeigneten Potenzialfläche an der nord-östlichen Spitze des Verwaltungsgebiets Erkrath vorgenommen und in Verbindung mit dem Betrieb des Wärmenetzes analysiert.

Nach Daten des Marktstammdatenregisters wurden im Jahr 2023 116 Windenergieanlagen in NRW in Betrieb genommen. Die durchschnittliche Nettonennleistung dieser Anlagen lag bei ca. 4,6 MW (Median 4,2 MW). Mit ca. 33 % am häufigsten zugebaut wurden Anlagen des Typen Enercon E-138 EP3 E2 mit einer Nennleistung von 4,2 MW. Entsprechend wird dieser Anlagentyp hier als Referenzanlage herangezogen.

In einem ersten Schritt erfolgt eine näherungsweise Umrechnung historischer Windgeschwindigkeiten (DWD, 2024) in 10 m Messhöhe auf die Nabenhöhe der Referenzanlage von 131 Metern unter Nutzung des logarithmischen Höhenprofils und unter Berücksichtigung der Rauigkeitslänge z_0 . Die Rauigkeitslänge beschreibt dabei den Einfluss der vorherrschenden Bebauungs- oder Bewaldungsstruktur auf die Windgeschwindigkeit (EnArgus, 2023)). Grundlage der Berechnung des logarithmischen Höhenprofils bildet Formel 3. Hierbei kennzeichnet v_1 die Windgeschwindigkeit auf Messhöhe h_1 , während v_2 die transformierte Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe h_2 beschreibt.

Formel 3

$$v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

Die Stromerzeugung ergibt sich aus der Anlagenkennlinie des Referenzanlagentyps Enercon E-138 EP3 EP2/4200 kW (siehe Abbildung 70; (ENERCON , 2020)) und den so transformierten Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe.

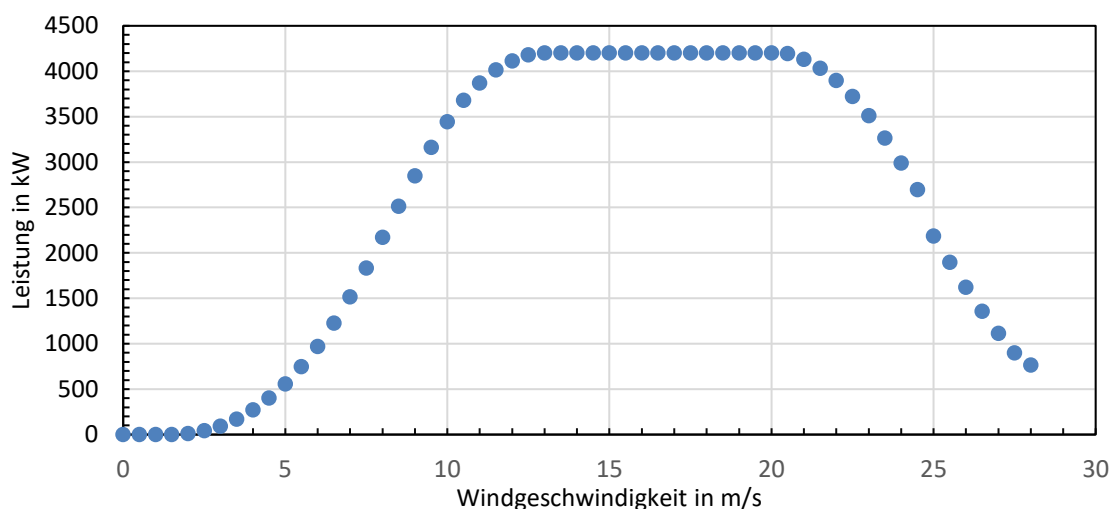


Abbildung 70: Anlagenkennlinie des Windenergieanlagentyps Enercon E-138 EP3 EP2 / 4200 kW (ENERCON , 2020)

Die resultierenden Stromerzeugungsprofile für die Wetterdaten der vergangenen 5 Jahre werden anschließend mit dem ermittelten Strombedarf einer 23 MW Außenluft-Wärmepumpe zur Deckung des Wärmebedarfs im Fernwärmenetz Erkrath-Hochdahl im Jahresverlauf verglichen und hinsichtlich der Gleichzeitigkeit zwischen WEA-Erzeugung und elektrischem Leistungsbedarf der Wärmepumpe untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 24 aufgeführt.

Tabelle 24: Ertragsprognose und WP-Strombedarfsdeckung einer Windenergieanlage mit 4,2 MW Nennleistung für unterschiedliche Jahre

Vergleichszeitraum	-	2019	2020	2021	2022	2023	∅
Approximierte Gesamtstromerzeugung	GWh/a	13,16	14,19	11,22	12,24	14,91	13,14
Zeitgleiche Stromabnahme durch WP	GWh/a	6,90	7,69	6,09	7,61	7,44	7,14
Stromüberschuss	GWh/a	6,26	6,50	5,14	4,63	7,47	6,00
Approximierter Strombedarf (WP 23 MW)	GWh/a	16,32					
WP-Strombedarfsdeckung durch zeitgleiche Erzeugung	%	42,27	47,08	37,28	46,61	45,58	43,77
Bilanzielle WP-Strombedarfsdeckung	%	80,61	86,91	68,77	75,00	91,34	80,53

Die Ergebnisse der Ertragsprognosen über die letzten 5 Jahre zeigen, dass eine Windenergieanlage wie die Referenzanlage am betrachteten Standort durchschnittlich ca. 13,14 GWh Strom pro Jahr produzieren kann. Bilanziell könnten damit durchschnittlich ca. 80 % des Strombedarfs der betrachteten 23 MW Außenluft-Wärmepumpe gedeckt werden. Unter Beachtung der Gleichzeitigkeit zwischen Wärmepumpenbetrieb und WEA-Stromerzeugung reduziert sich der Deckungsgrad auf durchschnittlich ca. 44 %. Aus Sicht der Windenergieanlage können im Durchschnitt ca. 55 % ihrer Gesamtstromerzeugung durch zeitgleichen Betrieb von der Wärmepumpe genutzt werden. Ausfallzeiten durch Reparaturen, Wartung und Instandhaltung sind bei diesen Betrachtungen nicht berücksichtigt.

Zur Abschätzung der Gesamtkosten einer Windenergieanlage werden spezifische Investitionskosten von 1.150 €/kW, Nebeninvestitionskosten von 564 €/kW sowie Betriebskosten in Höhe von 44 €/kW/a für die erste Dekade und 53 €/kW/a für die zweite Dekade angesetzt (Deutsche Windguard, 2023). Für den betrachteten Anlagentyp Enercon E-138 EP3 EP2/4200 kW ergeben sich somit über einen typischen Betriebszeitraum von 20 Jahren Gesamtkosten in Höhe von ca. 11,3 Mio. €. Wird als Einspeisevergütung der durchschnittlich mengengewichtete Zuschlagswert der vier Ausschreibungsrunden des Jahres 2023 für Windenergieanlagen an Land von gemittelt ca. 7,33 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2024) angesetzt, ergibt sich unter Berücksichtigung der in Tabelle 24 dargestellten durchschnittlichen Gesamtstromerzeugung, eine Amortisationszeit von etwa 12 Jahren zur Deckung der über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren anfallenden Gesamtkosten.

Besteht die Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt zur Strombedarfsdeckung der Außenluft-Wärmepumpe abzunehmen und damit die im Vergleich zur Einspeisevergütung deutlich höheren Strombezugskosten der Wärmepumpe zu reduzieren, so verkürzt sich die Amortisationszeit erheblich.

2.3.13 Photovoltaik

Im Rahmen der Betrachtung von PV-Potenzialen im Raum Erkrath Hochdahl werden im Folgenden Abschätzungen zu PV-Freiflächenanlagen auf den beiden in Kapitel 2.1.14 betrachteten potenziellen Aufstellflächen vorgenommen. Bei den betrachteten Flächen handelt es sich um Grünland beziehungsweise Ackerflächen mit unterschiedlichen Fördervoraussetzungen. Die entsprechenden Flächendaten sind in Tabelle 25 aufgeführt.

Tabelle 25: Untersuchte Aufstellflächen einer potenziellen Photovoltaik-Anlage

Ort	Flächentyp	Größe der Fläche
Ankerweg/ Bruchhauser Straße (siehe Abbildung 38 (F1))	Grünfläche in 500 Meter Randstreifen Förderkulisse nach §37 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023	56.500 m ² „optisch nutzbar“ ca. 51.000 m ²
Bruchhauser Straße (siehe Abbildung 38 (F2))	Ackerfläche Förderkulisse für besondere Solaranlagen nach §37 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 (bei potenzieller Umsetzung als Agri-PV)	45.697 m ² „optisch nutzbar“ ca. 40.000 m ²

Zur Bestimmung des potenziellen Stromertrags werden für beide Standorte Jahressimulationen mit der PV-Planungssoftware PV*SOL auf Basis einer Modulbelegung für Freiflächenanlagen durchgeführt. Als Referenzmodultyp wird exemplarisch ein Si-Monokristallinmodul mit einer Modulleistung von 410 Watt des Herstellers LONGI Solar herangezogen (Typ: LR5-54HPH 410M).

Für die Fläche Ankerweg/Bruchhauser Straße (F1) ergibt sich aus der Flächenbelegung eine potenzielle Anlagengröße von etwa 3.800 kWp. Dies entspricht beim gewählten Referenzmodultyp einer Modulstückzahl von 9.268 Modulen, sowie einer resultierenden PV-Generatorfläche von ca. 18.100 m². Bei gewählter Modulneigung von 30° und südöstlich ausgerichteter Generatorfläche ergibt sich ein potenzieller Jahresertrag von rund 4,0 GWh.

Die Fläche Bruchhauser Straße (F2) weist hingegen eine etwas geringere Gesamtfläche auf, wodurch sich bei der Flächenbelegung entsprechend eine im Vergleich zu F1 reduzierte Anlagengröße mit einer Leistung von ca. 3.000 kWp ergibt, entsprechend 7.318 Modulen und einer Generatorfläche von 14.290 m². Bei gleicher Modulneigung wie an Standort F1 sowie südlicher Ausrichtung der Anlage ergibt sich für Standort F2 ein potenzieller Jahresertrag von etwa 3,2 GWh.

Zur Bestimmung der Gesamtkosten einer entsprechenden Freiflächenanlage werden spezifische Anlagenkosten in Höhe von 791,35 €/kWp angesetzt. Dies entspricht dem Mittelwert der in (Fraunhofer ISE, JUNI 2021) ermittelten oberen und unteren CAPEX-Grenzwerte für Freiflächenanlagen > 1 MWp ohne Mehrwertsteuer, inklusive einer Berücksichtigung der Mehrwertsteuer in Höhe von 19%. Werden zuzüglich jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, 2019) für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angesetzt, so ergeben sich die in Tabelle 26 aufgeführten Gesamtkostenabschätzungen für potenzielle Freiflächenanlagen an den betrachteten beiden Standorten.

Wird aufgrund der fallenden Tendenzen der Zuschlagswerte im Ausschreibungsverfahren der höchste bezuschlagte Gebotswert der zum aktuellen Zeitpunkt letzten Ausschreibungsrunde (März 2024) für solare Freiflächenanlagen in Höhe von 5,49 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2024) als Einspeisevergütung angesetzt, so ergeben sich auf Basis der jeweils ermittelten Ertrags- und Kostenabschätzungen die in Tabelle 26 aufgeführten Amortisationszeiten zur Deckung der über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren anfallenden Gesamtkosten.

Die Amortisationszeiten verkürzen sich drastisch, wenn der Strom zumindest teilweise z.B. zum direkten Antrieb einer Wärmepumpe genutzt werden kann, da der dadurch substituierte Strom deutlich teurer ist als die oben angesetzte Einspeisevergütung von 5,49 ct/kWh.

Tabelle 26: Analyseergebnisse potenzieller Photovoltaikanlagen an den betrachtenden Standorten

Parameter	-	Ankerweg/ Bruchhauser Straße (F1)	Bruchhauser Straße (F2)
Anlagenleistung	kWp	3.800	3000
Modulfläche	m ²	18.100	14.290
Stromertrag	MWh/a	4.010	3.200
Gesamtkosten	€	4.210.000	3.324.000
Amortisation	a	19,1	18,9

2.3.14 Ergebnis

In der folgenden Tabelle 27 sind die in der erweiterten Potenzialanalyse ermittelten Ergebnisse dargestellt. Weil die Außenluft-Wärmepumpe nicht durch die Verfügbarkeit der Wärmequelle beschränkt ist, ist diese in mehreren Leistungsklassen (5 MW Abstufungen) abgebildet. In den Anmerkungen ist jeweils vermerkt, unter welchen Randbedingungen die angegebenen Ergebnisse ermittelt wurden.

Tabelle 27 Ergebnisse der erweiterten Potenzialanalyse

Technologie	mögl. Leistung	mögl. Ertrag	JAZ	Kosten	Anmerkungen
	MW	GWh/a	-	Mio. €	
WP Wärmequelle oberflächen-nahe Geothermie	2,92	10,5	2,63	10,5	bei 708 Sonden à 100 m Tiefe auf ca. 127.000 m ² (Wiesen Friedhof, Bruchhauser Straße, Max-Planck-Straße“); mehr Sonden, andere Sondentiefe und andere Regenerationsenergien möglich
WP Wärmequelle Außenluft	20	79,5	3,2	14,3	beispielhafte Nennleistungen (auch größere möglich), Betrieb ohne Wärmeübertrager-Vereisung; Lüfterfläche ca. 90 m ² /MW genügend Platz auf identifizierten Freiflächen; besonders vorteilhaft: „Wiese Bruchhauser Straße“ wegen Nähe FHW + Stromversorgung
	15	73	3,22	10,7	
	10	60,5	3,25	7,2	
	5	36,6	3,3	4,1	
WP Wärmequelle Abwasser	2,32	18,3	2,8	5,1	Abwasser-Abkühlung nach Klärwerk Hochdahl um 6 K (Sommer) ... 5 K (Winter) → Einhaltung ökolog. Randbedingungen im Vorfluter Eselsbach (win/win-Situation) Rückhaltebecken: 500 m ³
WP Wärmequelle Rohwasser	1,45	13,4	2,26	1,6	Ganzjähriger Betrieb Rohwasser-Abkühlung um 7 K; an zentraler Wasseraufbereitung Gruitener Straße
WP Wärmequelle Flusswasser	1,1	9,52	2,41	3	Abkühlung eines kleinen Teilstroms der Düssel (100 m ³ /h) um 6 K (nur bei Flusstemperatur > 7°C)
Solarthermie	45 _{peak}	27,3	-	20	Wiese Friedhof (17.000 m ² Kollektorfläche, 1.400 m ³ Speicher) und Wiese Bruchhaus + Wiese Ankerweg/Bruchhaus (49.000 m ² / 6.700 m ³) (2 weitere Freiflächen vorhanden)
Tiefe Geothermie	16,46	104	3,9	36,6	2 Bohr-Doubletten mit je 8,23 MW und einer Bohrtiefe von 916 m bis 1388 m
Wasserstoff	Wird zur Erzeugung des restlichen Wärmebedarfs genutzt				
Photovoltaik	6,8	7,2	-	7,5	Werte für mögliche PV-Flächen auf den Flächen Ankerweg/ Bruchhauser Straße (F1) und Bruchhauser Straße (F2) (weiter Freiflächen vorhanden)
Windkraft	4,2	11,36	-	7,2	Werte für eine WKA, Investitionskosten ohne Betriebskosten
Biomasse	-	20,97	-	-	lt. BEW maximal zulässige 15%ige Deckung des Wärmebedarfs

Die folgende Abbildung 71 zeigt die Wärmegestehungspreise in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden für die o.g Technologien.

Zu erkennen ist, dass die Gestehungskosten der thermischen Nutzung von Wasserstoff aufgrund des hohen Energieträgerpreises (22 ct/kWh) am höchsten sind. Danach folgt eine Biomethan KWK-Anlage, die ebenfalls durch einen hohen Energieträgerpreis (11 ct/kWh) und (gemäß BEW) keine Förderfähigkeit hohe Wärmegestehungskosten aufweist. Die thermische Verwertung von Holzpellets als Biomasse weist je nach Vbh deutlich geringere Wärmegestehungskosten auf. Anschließend folgt eine Wärmepumpe mit oberflächennaher Geothermie als Wärmequelle und eine Wärmepumpe mit Flusswasser als Wärmequelle. Tiefengeothermie und eine Wärmepumpe mit Rohwasser als Wärmequelle liegen je nach Vbh mit den zweit geringsten Gestehungskosten nah übereinander. Die geringsten Wärmegestehungskosten weist eine Außenluft-Wärmepumpe auf. Bei einer Solarthermieanlage ist die Angabe von Vollbenutzungsstunden unüblich. Deshalb sind deren Gestehungskosten in der Abbildung als Textinformation eingefügt.

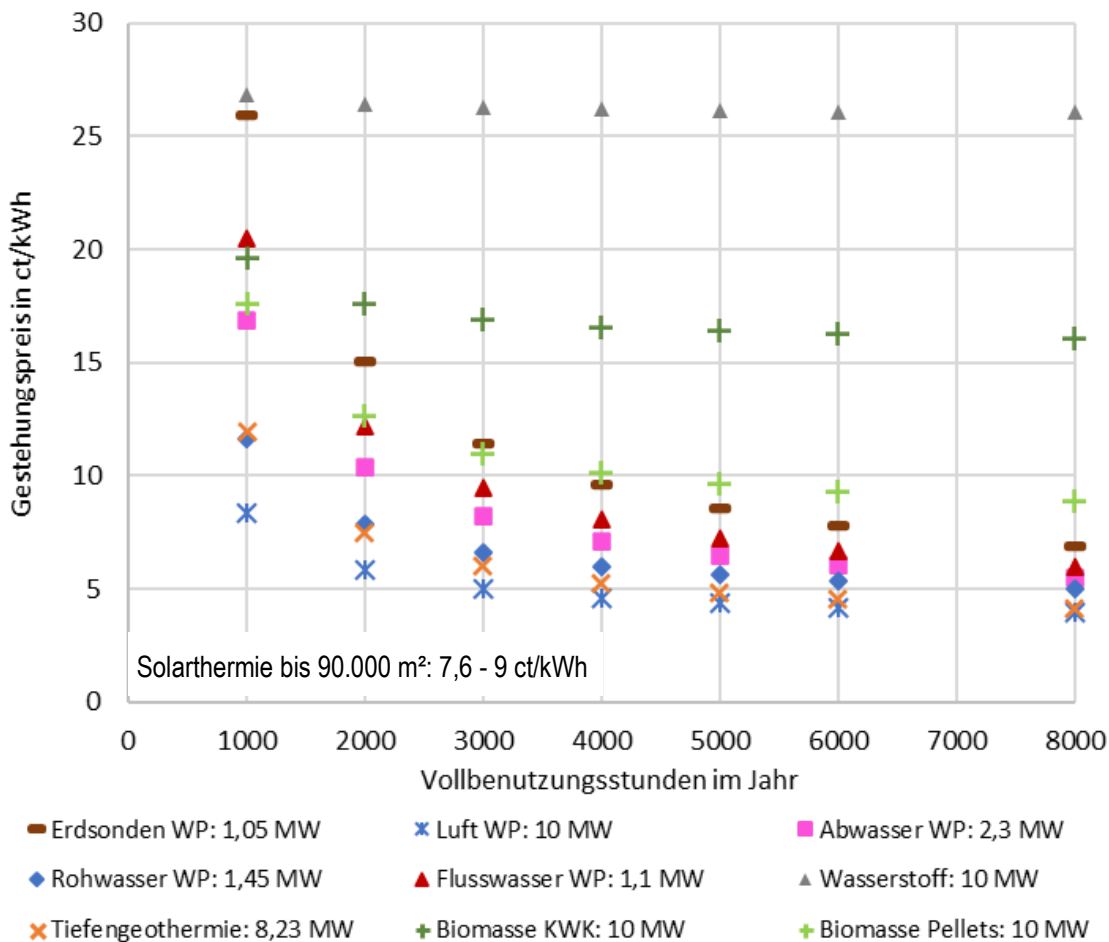


Abbildung 71 - Wärmegestehungskosten der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (mit Förderung)

3. Netzentwicklung

In diesem Kapitel werden für Erkrath-Hochdahl die prognostizierte Entwicklung des Wärmebedarfs im Fernwärmenetz gemeinsam mit den Erkenntnissen zum Wärmeerzeugungspotenzial einzelner Technologien betrachtet und daraus die zukünftige Struktur der Fernwärmeerzeugung auf der Zeitschiene entwickelt. Zudem wird auf netzseitige Verbesserungsmöglichkeiten eingegangen.

3.1 Bedarfsszenario, Nachverdichtung und Ausweitung des Netzes

Das Szenario für die zeitliche Entwicklung des Wärmebedarfs im Fernwärmenetz in Erkrath-Hochdahl, das ausführlich im ersten Teil des Berichtes analysiert wurde, ist in der Tabelle 28 für den Zeitraum des Transformationsprozesses und die geforderten Zeitschritte zusammengefasst. Die generelle Entwicklung prognostiziert eine Erhöhung des Wärmebedarfs bis zum Jahr 2045 durch Wärmenetzerweiterungen und Nachverdichtungen, die die Sanierung des Bestandsnetzes und der Bestandsgebäude in diesem Zeitraum letztlich überwiegen.

Die ins Netz einspeisenden Wärmeerzeuger müssen zudem die Wärmeverluste des Netzes decken, die in Erkrath-Hochdahl in 2045 in der Größenordnung von 10 % des Wärmebedarfs liegen (siehe Tabelle 28). Die in Summe resultierenden Wärmeerzeugungsbedarfe sind die Grundlage für die zeitliche Planung der zukünftigen Struktur der Wärmeerzeuger im nächsten Kapitel.

Tabelle 28: Zusammenfassung der Entwicklung des Wärmebedarfs und der zur Deckung der Netzverluste notwendigen Wärmeerzeugung für die geforderten Wegmarken

Jahr	Ist	2030	2035	2040	2045
Wärmebedarf, GWh/a	101,0	105,1	115,7	125,4	125,2
Wärmeerzeugungs-Bedarf inkl. Netzverluste, GWh/a	123,4	125,3	134,4	142,3	139,8

3.2 Wärmeerzeugung

Das Kapitel der Wärmeerzeugung und der darin entwickelten Wegmarken wird in zwei Unterkapitel geteilt. Der Grund für die Aufteilung und damit die Entwicklung von zwei Transformationspfaden ist die potenzielle Nutzung der Tiefengeothermie. Diese Art von Technologie kann ohne tiefgehende Untersuchungen nur theoretisch abgeschätzt werden und birgt ein gewisses Risiko in der möglichen Umsetzung. Daher wird zuerst ein Transformationspfad entwickelt, der diese Technologie berücksichtigt. Ein zweiter Transformationspfad verzichtet auf die Nutzung der Tiefengeothermie. In beiden Szenarien decken sich die Umsetzungsmaßnahmen der ersten beiden Wegmarken und erst in

den beiden letzten Wegmarken unterscheiden sich die Maßnahmen. Dadurch wird gewährleistet, dass die kurz- und mittelfristigen Maßnahmen nahtlos und unabhängig von den Untersuchungen zur Tiefengeothermie durchgeführt werden können.

In den Kapiteln 3.2.2 und 3.2.3 werden die Wärmeerzeugerstrukturen für die geforderten Wegmarken in einer Jahressimulation simuliert und genauer dargestellt. Dabei werden neben den neugebauten Anlagen auch die Bestandsanlagen mitbetrachtet. Abschließend fassen Tabelle 36 und Tabelle 39 alle Ergebnisse der beiden Szenarien zusammen. Die Simulation zur Deckung des Wärmebedarfs im Jahresverlauf erfolgt auf Basis eines 60-minütig aufgelösten Lastprofils des Fernwärmenetzes aus dem Jahr 2022, welches entsprechend dem Gesamtwärmebedarf im jeweiligen Betrachtungsjahr skaliert wird. Außerdem sind Wetterdaten aus dem Jahr 2022 zur Berechnung hinterlegt (DWD, 2023).

In jedem 60-minütigen Betrachtungsintervall speisen die Erzeuger entsprechend der untenstehenden Reihenfolge mit ihrer Nennleistung oder bei geringer Wärmelast mit entsprechender Teilleistung in das Fernwärmenetz ein. Neben der Einspeisereihenfolge wurden für die Wärmeerzeuger folgende Nebenbedingungen, die zum Betrieb erfüllt werden müssen, hinterlegt:

1. **Solarthermie:** Nutzt die „kostenlose“ Sonneneinstrahlung zur Wärmeerzeugung.
2. **Tiefe Geothermie:** Die Anlage ist als Grundlasttechnologie am wirtschaftlichsten und sollte daher auf möglichst viele Vollbenutzungsstunden kommen.
3. **WP-Abwasser:** Ganzjähriger Betrieb bei Quellentemperaturen von ca. 16°C möglich. Nebenbedingung: Die Außenlufttemperatur muss kühler als die Abwassertemperatur sein, ansonsten ist der Betrieb einer Außenluft-WP effizienter.
4. **WP-Fluss:** Ganzjähriger Betrieb bei Quellentemperaturen von 7 bis ca. 12°C möglich. Nebenbedingung: Die Außenlufttemperatur muss kühler als die Flusstemperatur sein, ansonsten ist der Betrieb einer Außenluft-WP effizienter.
5. **WP-Rohwasser:** Ganzjähriger Betrieb bei Quellentemperaturen von ca. 12°C möglich. Nebenbedingung: Die Außenlufttemperatur muss kühler als die Rohwassertemperatur sein, ansonsten ist der Betrieb der Außenluft-WP effizienter.
6. **WP-Erdsonden:** Ganzjähriger Betrieb bei Quellentemperaturen von etwa 3 bis 10 °C möglich. Nebenbedingung: Die Außenlufttemperatur muss < 10 °C sein. Das bewirkt zum einen eine Verschiebung des Betriebs in die Winter- und Übergangszeit und priorisiert den Betrieb der Außenluft-WP bei entsprechend hohen Temperaturen.
7. **WP-Außenluft:** Ganzjähriger Betrieb bei Quellentemperaturen entsprechend dem Außentemperaturverlauf möglich (Wetterdatensatz aus 2022). Während der Heizperiode wird die Wärmepumpe mit dem potenziell höchsten Quellentemperaturniveau betrieben.

Nebenbedingung: Die WP wird nur betrieben, wenn keine Vereisungsgefahr am Verdampfer besteht. Fällt die Außenlufttemperatur unter $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ und wird zusätzlich bei einer Abkühlung um 6 K der Taupunkt der Luft unterschritten, wird die WP nicht betrieben. In dem Fall würde potenziell Wasser auskondensieren und am Verdampfer gefrieren.

8. **Biomasse:** Soll im Endausbau nur zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz kommen, aufgrund fehlender lokaler Ressourcen sowie unsicherer zukünftiger Beschaffungssituation. Bis dahin zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien auch längere Laufzeiten möglich, jedoch gedeckelt auf 15% Wärmeerzeugungsanteil.

Nebenbedingung: Die Außenlufttemperatur muss $< 7\text{ }^{\circ}\text{C}$ sein. Das bewirkt eine Verschiebung des Betriebs in die Winter- und Übergangszeit.

Für die Wärmeerzeuger, die nicht kontinuierlich über das gesamte Jahr bei Nennleistung betrieben werden können, wurde eine maximal erzeugbare Heizenergiemenge hinterlegt (s. Abbildung 80 bis Abbildung 85). Für die Erdsonden-WP besteht z.B. eine Einschränkung aufgrund der Auskühlung des Erdreichs und für die Biomasse-Anlagen aufgrund des maximalen Deckungsanteils von 15 % des Gesamtenergiebedarfs des Fernwärmenetzes. Vor Inbetriebnahme aller neuen Wärmeerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien bis zum Zieljahr decken vorhandene, aber auch neu geplante, hauptsächlich fossil befeuerte Wärmeerzeuger (Gas-BHKW, Gas-Heizkessel, Power to Heat-Anlage) die verbleibende Restwärmelast ab.

3.2.1 Optimierung des Ziel-Erzeugerparks

Aus der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 2) geht hervor, dass in Erkrath-Hochdahl einige potenzielle erneuerbaren Wärmeerzeuger, teils in beliebig dimensionierbaren Leistungsgrößen für die Deckung des voraussichtlichen Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes im Zieljahr in Betracht kommen. Daraus ergeben sich eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten bezüglich der Auswahl der Wärmeerzeuger als auch deren Dimensionierung für den Ziel-Erzeugerpark.

Um den idealen Ziel-Erzeugerpark für das Fernwärmenetz Erkrath-Hochdahl zu ermitteln, werden daher mittels einer leistungsfähigen Kombination aus Methoden des Maschinellen Lernens und statistischen Methoden zur effizienten Nutzung von meta-heuristischen Optimierungsalgorithmen eine Vielzahl von Systemkonfigurationen systematisch anhand zweier ökonomischer Kriterien bewertet. Die erste Bewertungsgröße sind die Wärmegestehungskosten und die zweite die Unsicherheit der Wärmegestehungskosten aufgrund unsicherer Randbedingungen bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten. Ziel der ungewichteten multikriteriellen Optimierung ist die Ermittlung einer zweidimensionalen Pareto-Front, welche die Einzeloptima, aber auch die bestmöglichen Kompromisse aller möglichen Systemkonfigurationen in Bezug auf diese beiden Bewertungskriterien aufzeigt, sowohl bezüglich der Auswahl der Wärmeerzeuger als auch deren Dimensionierung.

Die Wärmegestehungskosten einer Systemkonfiguration stellen hierbei die Wärmegestehungskosten eines Ziel-Erzeugerparks zum Zeitpunkt 2045 dar und beinhalten, neben den in den vorherigen Kapiteln ermittelten Wärmegestehungskosten einzelner Wärmeerzeuger (mit Berücksichtigung der Förderung), ebenfalls Kosten für die, in Kapitel 1.2.1 beschriebenen Netzerweiterung und Nachverdichtung sowie Kosten für die, in Kapitel 3.3 beschriebenen Maßnahmen zur Temperaturabsenkung im Fernwärmenetz. Im Gegensatz zu den in den vorherigen Kapiteln ermittelten Wärmegestehungskosten, werden für die Berechnung der Wärmegestehungskosten eines Ziel-Erzeugerparks zum Zeitpunkt 2045 prognostizierte Energieträgerpreise angesetzt, in deren Werte Prognosen aus der Literatur und Einschätzungen der Stadtwerke Erkrath eingeflossen sind (siehe Nominalwerte in Tabelle 29).

Die Unsicherheit bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten ergibt sich insbesondere aus der Unsicherheit der angesetzten Zinsen und Energieträgerpreise. Zur Ermittlung bzw. Berechnung der Unsicherheit werden die in Tabelle 29 aufgeführten Grenzen für die Energieträgerpreise und den Zinssatz angesetzt. Die Unsicherheit definiert demnach die mögliche Abweichung zum Nominalwert.

Tabelle 29 Wirtschaftliche Randbedingungen zur Optimierung (auf Basis von Prognosen aus der Literatur und Einschätzungen der Stadtwerke Erkrath)

	untere Grenze	Nominalwert	obere Grenzen	
Zinsen	0	2,25	4,5	%
Biogaspreis	8	10	12	ct/kWh Brennwert
Stromkosten	13	20,5	28	ct/kWh
Stromkosten WP	13	20,5	28	ct/kWh
Wasserstoffpreis	15	20	25	ct/kWh

Je höher die Volatilität eines Energieträgerpreises oder des Zinssatzes ist, desto höher ist der Einfluss auf die Unsicherheit.

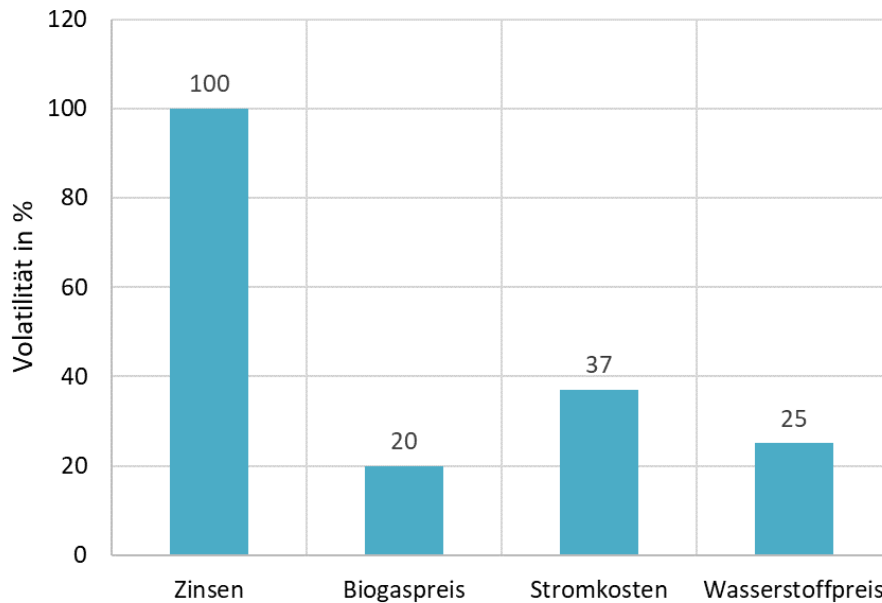


Abbildung 72 Volatilität der relevanten Energieträgerpreise und des Zinssatzes zur Betrachtung eines Ziel-Erzeugerparks

Der Zinssatz weist die höchste Volatilität auf, gefolgt vom Strompreis und dem Wasserstoffpreis. Der Biogaspreis weist die geringste Volatilität und somit den geringsten Einfluss auf die Unsicherheit auf.

Ergebnis der Optimierung

Im iterativen Optimierungsprozess werden die Ergebnisse von 100.000 Systemkonfigurationen analysiert. Das Optimierungsergebnis in Form der Pareto-Front wird in den nachfolgenden Diagrammen dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die Ergebnisse auf Abbildung 74 und Abbildung 75 aufgeteilt. Die Pareto-Front wird in den nachfolgenden Diagrammen in Rot dargestellt. Des Weiteren sind in den nachfolgenden Diagrammen die Nennleistungen der jeweiligen Wärmeerzeuger zum jeweils dazugehörigen Punkt auf der Pareto-Front aufgeführt.

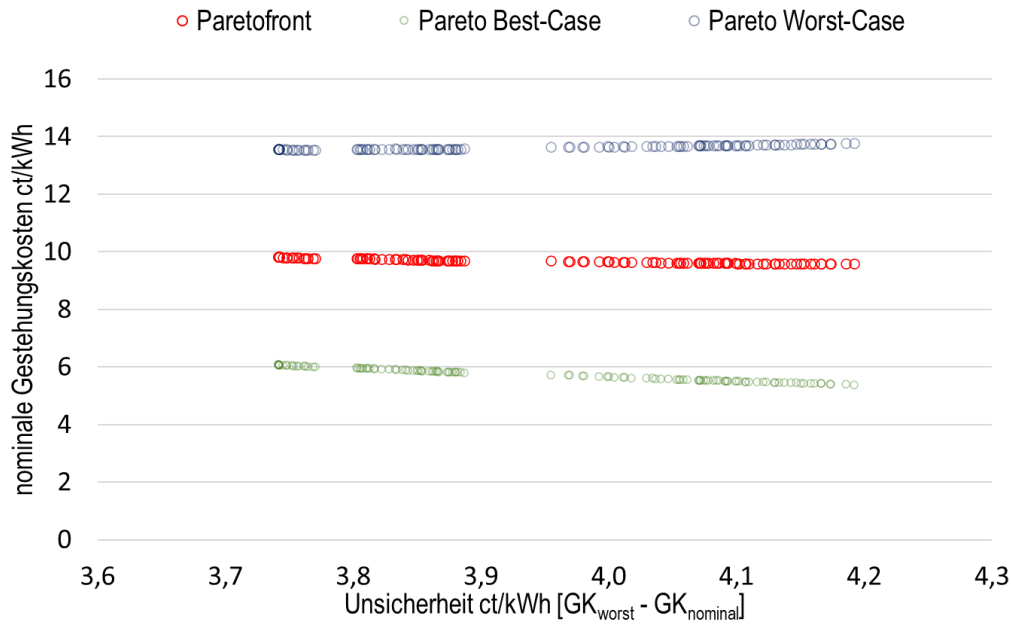


Abbildung 73 Pareto-Fronten-Diagramm - Wärmegestehungskosten über der Unsicherheit der Wärmegestehungskosten von Ziel-Erzeugerparks

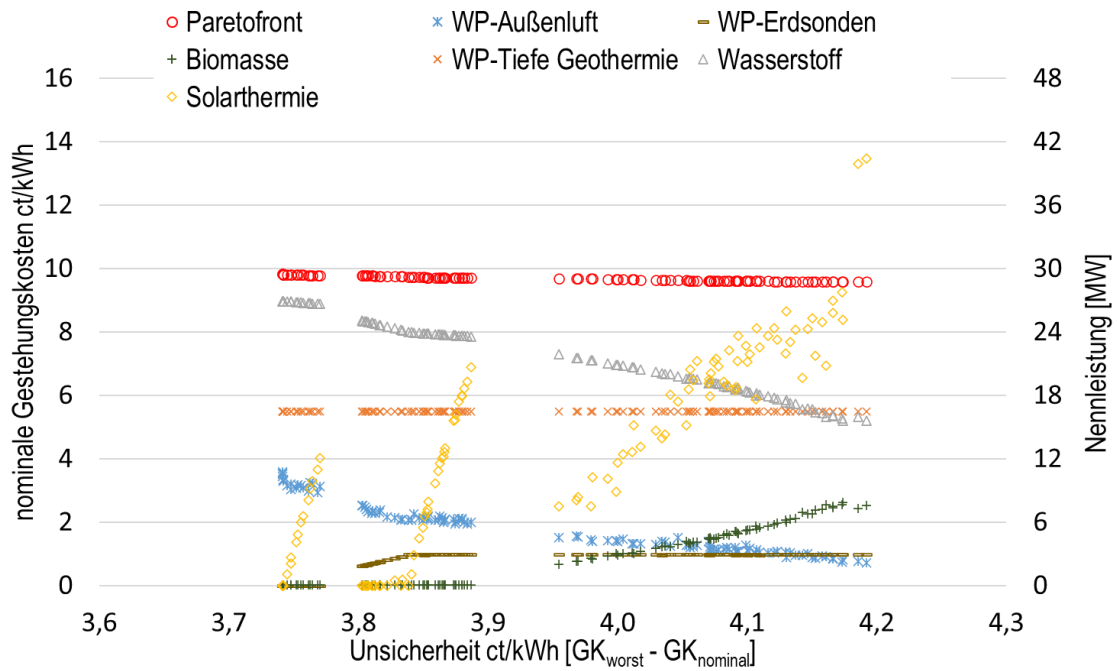


Abbildung 74 Pareto-Front-Diagramm - Wärmegestehungskosten über der Unsicherheit von Ziel-Erzeugerparks sowie Nennleistungen von pareto-optimierten Erzeugern zu zugehörigen Ziel-Erzeugerparks (Diagrammteil 1)

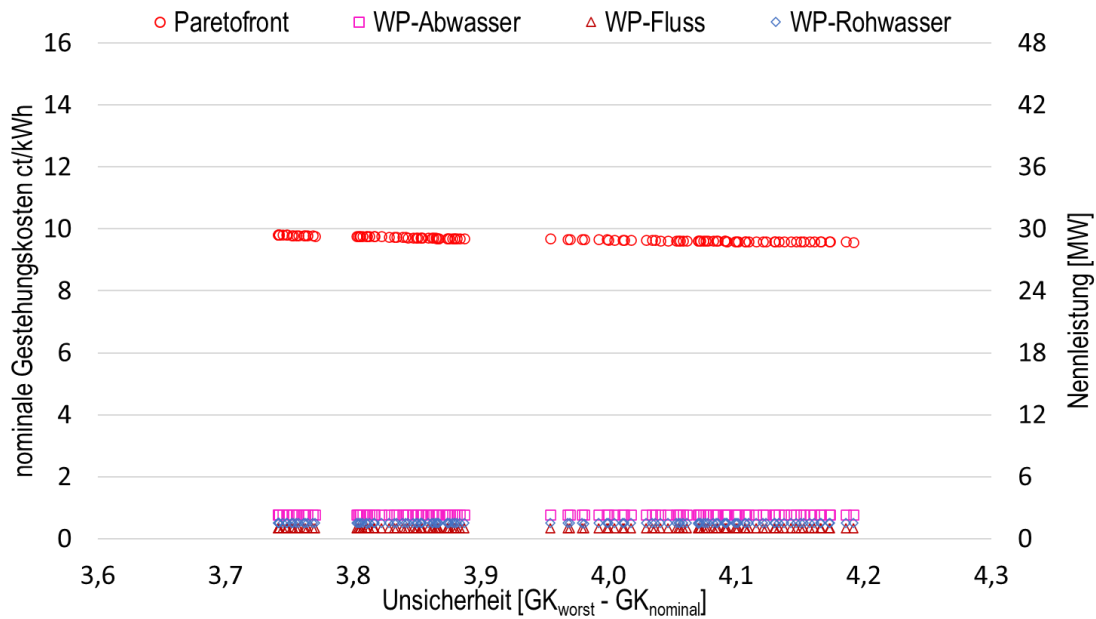


Abbildung 75 Pareto-Front-Diagramm - Wärmegestehungskosten über der Unsicherheit von Ziel-Erzeugerparks sowie Nennleistungen von pareto-optimierten Erzeugern zu zugehörigen Ziel-Erzeugerparks (Diagrammteil 2)

Zu erkennen ist, dass alle Systemkonfigurationen auf der Pareto-Front ähnliche Wärmegestehungskosten von ca. 9,6 ct/kWh bis ca. 9,8 ct/kWh ergeben. Auch die Unsicherheit ändert sich im Verlauf der Paretofront nur um rund 0,5 ct/kWh, von etwa 3,7 bis 4,2 ct/kWh. Im vorliegenden, eher unüblichen Falle besitzen also alle paretooptimalen Systemkonfigurationen etwa gleiche Kostenmerkmale. Bei der letztendlichen Auswahl der favorisierten Systemkonfiguration verlieren damit die beiden Kostenmerkmale ein Stück weit an Bedeutung und andere rücken stärker in den Vordergrund (siehe unten).

Da die Wärmepumpenanlagen mit den Wärmequellen Abwasser (magentafarbene Rechtecke), Fluss (braune Dreiecke) und Rohwasser (blaue Trapeze) bei jedem Punkt der Pareto-Front (bzw. des Ziel-Erzeugerparks) die maximal möglichen Nennleistungen aufweisen, sind diese Wärmeerzeuger in jedem Fall zu favorisieren (s. Übersicht der drei WP-Technologien in Abbildung 75). Die tiefe Geothermietechnologie (orange Kreuze) weist ebenfalls auf jedem Punkt der Pareto-Front die maximalmögliche Nennleistung auf.

Eine Systemkonfiguration mit steigendem Solarthermieanteil (gelbe Trapeze) weist neben leicht geringeren Wärmegestehungskosten eine höhere Unsicherheit auf. Dies liegt an den hohen Investitionskosten, die mit einer Solarthermieanlage einhergehen und an der hohen Volatilität des Zinssatzes.

Systemkonfigurationen mit steigendem Biomasseanteil (grüne Pluszeichen), in diesem Fall eine Biomethan-KWK Anlage, weisen ebenfalls leicht geringere Wärmegestehungskosten bei steigender Unsicherheit auf.

Mit sinkender Unsicherheit und leicht steigenden Wärmegestehungskosten entfällt zunächst der Biomasseanteil und anschließend die oberflächennahe Geothermie (olivene farbene Minuszeichen). Deren Deckungsanteile werden durch eine Erhöhung des Solarthermie-, Luft-Wärmepumpen- und Wasserstoff-Anteils (blau-graue Dreiecke) übernommen.

Allgemein sei angemerkt, dass nicht von der Höhe der installierten Leistung eines Wärmeerzeugers auf die von ihm im Jahresverlauf gelieferte Energiemenge geschlossen werden kann. Die Summe der Leistungen ist notwendig, um die auftretende Spitzenlast zu decken. Die im Jahresverlauf gelieferte Energiemenge ist das Produkt aus jeweiliger Leistung und (Voll)Benutzungsstunden des Wärmeerzeugers. Sie hängt also davon ab, wie häufig der Wärmeerzeuger in Betrieb ist (weil er Wärme vergleichsweise preiswert bereitstellen kann) oder gehen muss (um die Wärmelast zu decken). Die gelieferten Energiemengen im Mix der Wärmeerzeuger sind in den Kapiteln 3.2.2 und 3.2.3 dargestellt.

Abbildung 76 und Abbildung 77 stellen die Ergebnisse einer Pareto-Optimierung ohne Tiefe Geothermietechnologie dar.

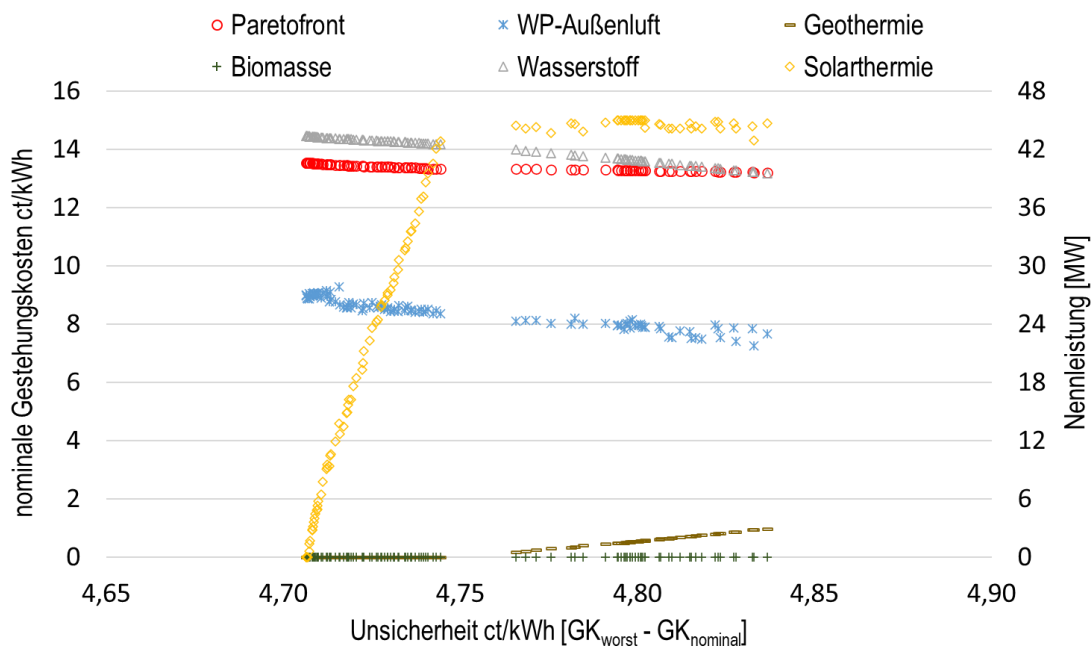


Abbildung 76 Pareto-Front-Diagramm ohne tiefe Geothermie - Wärmegestehungskosten über der Unsicherheit von Ziel-Erzeugerparcs sowie Nennleistungen von pareto-optimierten Erzeugern zu zugehörigen Ziel-Erzeugerparcs (Diagrammteil 1)

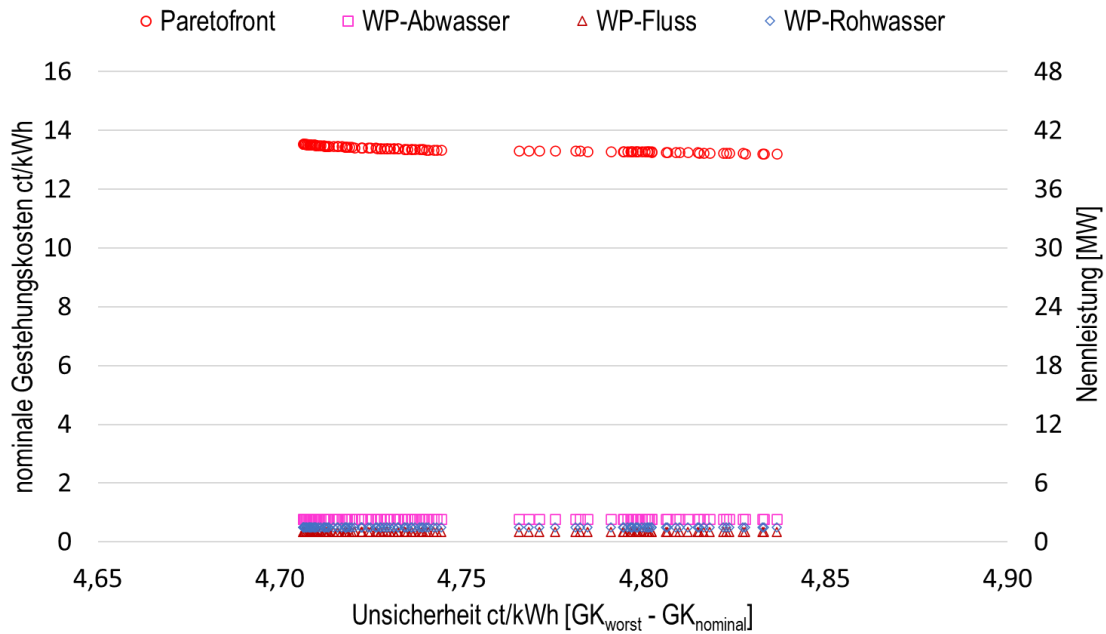


Abbildung 77 Pareto-Front-Diagramm ohne tiefe Geothermie - Wärmegestehungskosten über der Unsicherheit von Ziel-Erzeugerparke sowie Nennleistungen von pareto-optimierten Erzeugern zu zugehörigen Ziel-Erzeugerparke (Diagrammteil 2)

Da eine Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwasser, Fluss und Rohwasser auch ohne Berücksichtigung der tiefen Geothermie auf jedem Punkt der Pareto-Front deren maximal möglichen Nennleistungen aufweisen, sind die Wärmeerzeuger auch in diesem Szenario in jedem Fall zu favorisieren.

Die Wärmegestehungskosten eines Ziel-Erzeugerparke bewegen sich ohne tiefe Geothermie bei deutlich höheren Wärmegestehungskosten zwischen 13,2 ct/kWh und 13,5 ct/kWh als im Szenario mit tiefer Geothermie. Die Spanne der Unsicherheit ist mit 4,7 bis 4,85 ct/kWh ebenfalls wiederum sehr gering.

Zudem ist auffällig, dass der Biomasseanteil (= Biomethan-BHKW) auf jedem Punkt der Pareto-Front 0% beträgt und somit in diesem Szenario keine Rolle spielt. Hintergrund sind die im Vergleich zu anderen Wärmeerzeugungstechnologien hohen und gleichzeitig unsicheren Wärmegestehungskosten (keine BEW-Förderung, hohe Investitionskosten, hoher Biomethanpreis und große Unsicherheitsbandbreiten). Umgekehrt weist ein Wasserstoffkessel in allen Systemkonfigurationen der Pareto-Front deutlich höhere Nennleistungen auf als im Szenario mit tiefer Geothermie.

Sämtliche Systemkonfigurationen der Pareto-Front stellen einen möglichen Ziel-Erzeugerpark dar, der einen Kompromiss zwischen Wärmegestehungskosten und Unsicherheit abbildet. In Absprache mit den Stadtwerken Erkrath wird für das Szenario mit Berücksichtigung der tiefen Geothermie die folgende, in Abbildung 78 rot eingekastelte Systemkonfiguration als Ziel-Erzeugerpark festgelegt und im weiteren Verlauf näher untersucht. Für diese Systemkonfiguration spricht, dass die Solarthermieanlage in etwa die gleiche Größe aufweist, wie die im Rahmen der iKWK-Förderung ohnehin in Planung

befindliche Anlage und dass der Technologiemix und damit die Risikostreuung bzw. Handlungsbandbreite größtmöglich ist.

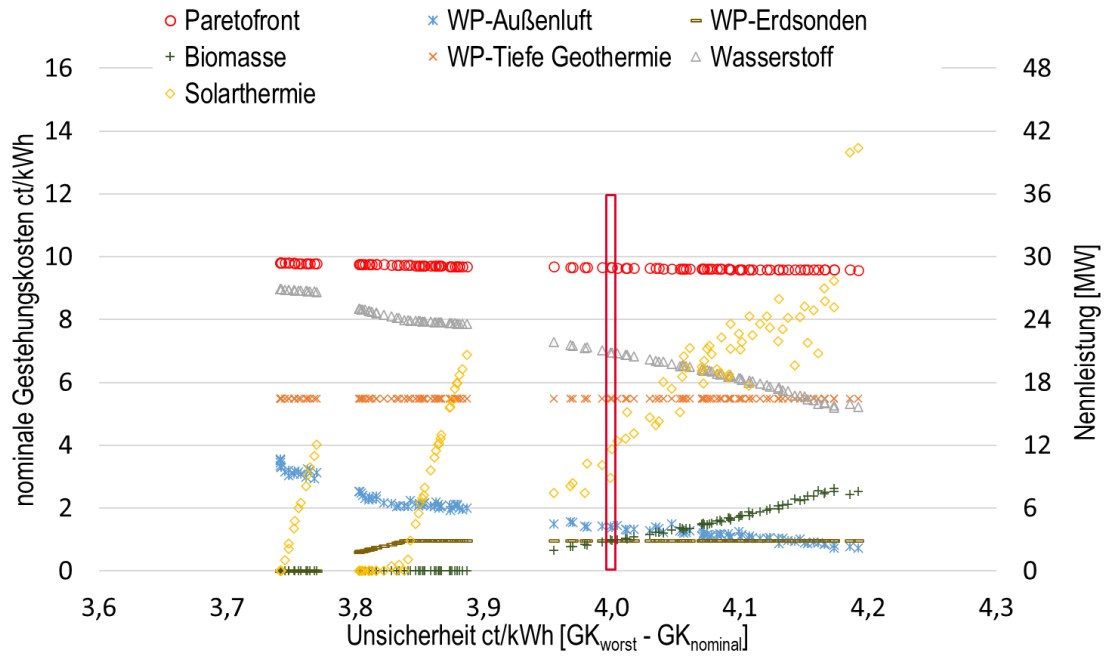


Abbildung 78 Festgelegte Systemkonfiguration auf der Pareto-Front für ein Ziel-Erzeugungspark der Stadtwerke Erkrath

Tabelle 30 Nennleistungen der Wärmeerzeuger des Ziel-Erzeugerparks der Stadtwerke Erkrath im Szenario mit tiefer Geothermie

Wärmeerzeuger	Nennleistung / Peak-Leistung in MW
WP-Tiefe Geothermie	16,46
Solarthermie	11,60
Wasserstoff	21
WP-Außenluft	4,5
Biomasse	3
WP-Oberflächennahe Geothermie	2,92
WP-Abwasser	2,32
WP-Rohwasser	1,45
WP-Fluss	1,1
Wärmegestehungskosten:	9,6
Unsicherheit:	4,0

Für einen Ziel-Erzeugerpark ohne Berücksichtigung von tiefer Geothermie wird in Absprache mit den Stadtwerken Erkrath die folgende in Abbildung 79 rot eingekastelte Systemkonfiguration festgelegt und im weiteren Verlauf näher untersucht. Hierfür sprechen die niedrigsten Wärmegestehungskosten und wiederum der größtmögliche Technologiemix (alle Technologien außer Biomasse).

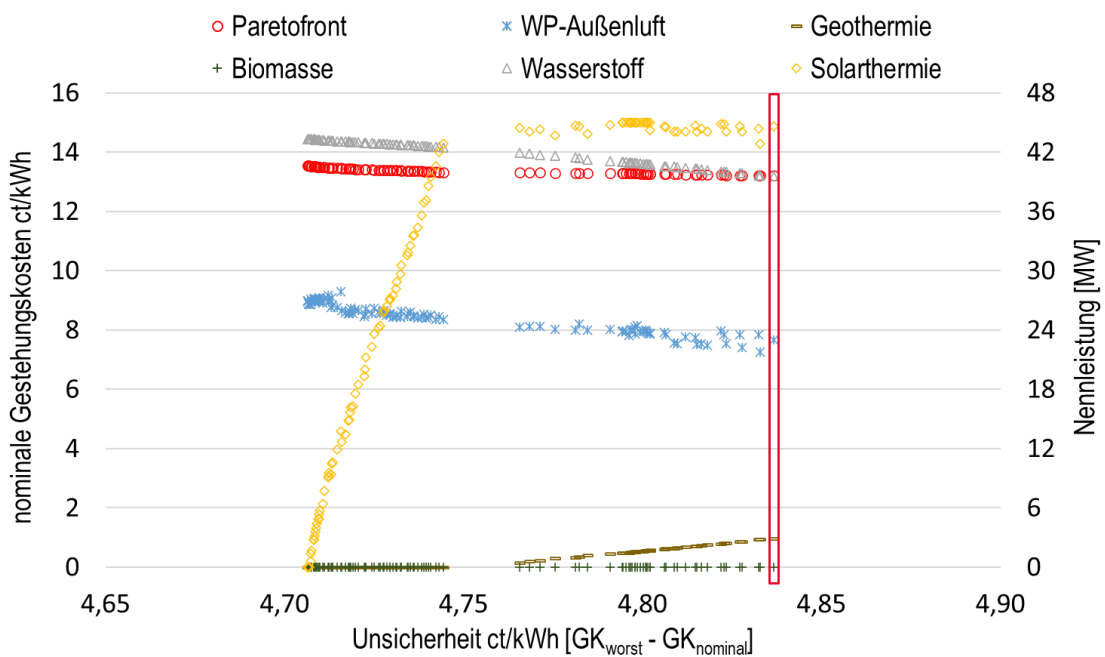


Abbildung 79 Festgelegte Systemkonfiguration auf der Pareto-Front für ein Ziel-Erzeugerpark der Stadtwerke Erkrath ohne tiefe Geothermie

Tabelle 31 Nennleistungen der Wärmeerzeuger des Ziel-Erzeugerpark der Stadtwerke Erkrath ohne tiefe Geothermie

Wärmeerzeuger	Nennleistung / Peak-Leistung in MW
Solarthermie	45
Wasserstoff	40
WP-Außenluft	23
WP-Oberflächennahe Geothermie	2,92
WP-Abwasser	2,32
WP-Rohwasser	1,45
WP-Fluss	1,1
WP-Tiefe Geothermie	0
Biomasse	0
Wärmegestehungskosten:	13,2
Unsicherheit:	4,83

3.2.2 Wegmarken Szenario Tiefe Geothermie

In diesem Kapitel wird zuerst der Transformationsplan mit Berücksichtigung von tiefer Geothermie vorgestellt.

3.2.2.1 Wegmarke 2030 – EE-Anteil > 30 %

Für das Jahr 2030 ist es besonders wichtig, dass der im WPG gesetzlich vorgegebene Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 30 % eingehalten wird, auch um den Anforderungen zum Anschluss weiterer potenzieller Kunden gerecht zu werden. In diesem Zeitraum werden zum Erreichen dieses Ziels drei neue Anlagen benötigt: eine Solarthermieanlage, eine Wärmepumpe mit Wärmequelle Außenluft und eine Wärmepumpe mit Rohwasser als Wärmequelle.

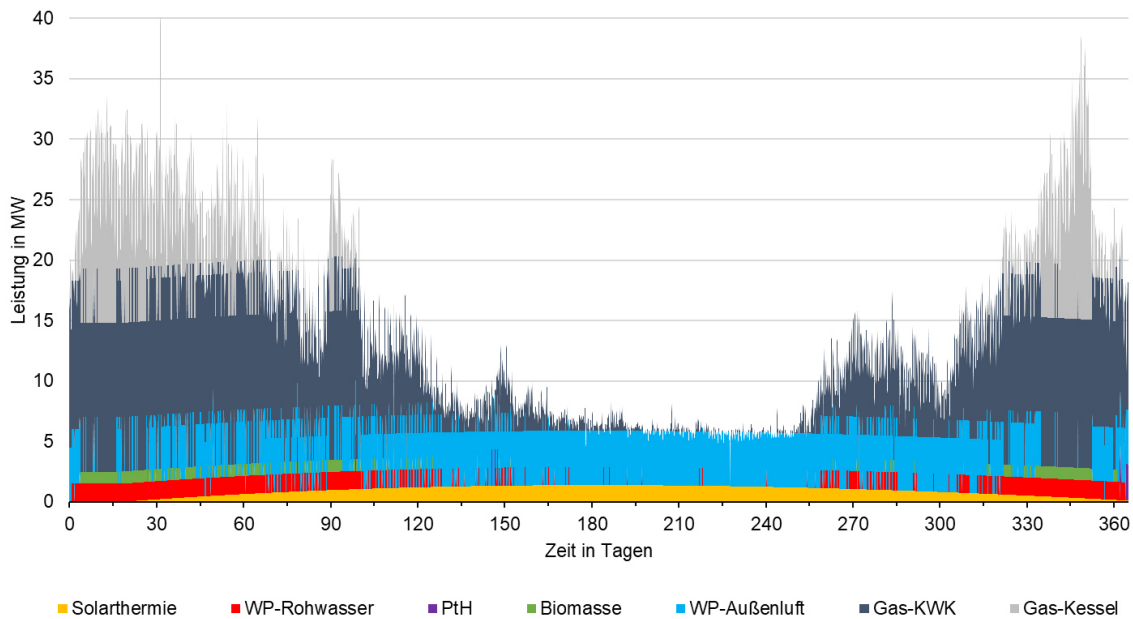
Bis zur ersten Wegmarke werden unabhängig davon die drei vorhandenen Erdgas-KWK-Anlagen ausgetauscht. Das Bio-BHKW bleibt bestehen. Die neuen BHKW's werden eine gesamte thermische Nennleistung von planmäßig ca. 10,2 MW aufweisen. Davon werden zwei KWK-Anlagen im Rahmen einer KWK-Förderung mit einer thermischen Nennleistung von jeweils 3,67 MW (und elektrischer Leistung von je 4,5 MW) und eine KWK-Anlage im Rahmen einer iKWK-Förderung mit einer thermischen Nennleistung von 2,86 MW (und elektrischer Leistung von 3,33 MW) errichtet. Eine Power to Heat-Anlage (Elektrodenkessel) sowie eine Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von ca. 17.000 m² sind ebenfalls Bestandteil der geplanten iKWK-Anlage. Der Elektrodenkessel wird voraussichtlich eine thermische Nennleistung 1 MW, 3 MW oder 5 MW aufweisen. In der weiteren Betrachtung wird von einer Nennleistung von 3 MW ausgegangen. Es ist

angedacht, den Elektrodenkessel zu betreiben, wenn der Strombörsenpreis einen niedrigen bis negativen Wert aufweist. Die Solarthermieanlage ist auf der Fläche „Wiese Friedhof“ vorgesehen und muss gemäß der IKWK-Förderung inkl. eines von den Stadtwerken Erkrath vorgegebenen Sicherheitsaufschlags von 10% mindestens eine Referenzwärmemenge von 5.082 MWh/a erzeugen. Die Referenzwärme entspricht 35 % einer, gemäß IKWK-Förderung, festgelegten jährlichen Referenz-Wärmeerzeugung des BHKW's und der Solarthermieanlage.

Ebenfalls vorgesehen ist eine Außenluftwärmepumpe mit einer Nennleistung von 4,5 MW. Mit einer Lüfterfläche von ca. 400 m² (vgl. Kapitel 2.1.4) kann die Wärmepumpe am Standort FHW errichtet werden und eine vorhandene Dachfläche als Aufstellort für die Lüfter nutzen. Alternativ eignet sich eine Freifläche in der Nähe des Primärnetzes mit ausreichend Abnahmepotential (z. B. Freifläche „Wiese Bruchhauser Straße“).

Die letzte geplante Erweiterung im Rahmen der ersten Wegmarke ist das Erschließen und die Inbetriebnahme der Rohwasserwärmepumpe mit einer thermischen Nennleistung von 1,5 MW am Hauptgebäude der Stadtwerke Erkrath.

Mit dieser Kombination von Wärmeerzeugern erhöht sich der EE-Anteil von derzeit 1,8 % auf einen prognostizierten EE-Anteil von 39,7 %. Die Nutzung aller Erzeuger, zeitlich aufgelöst und in Summe, zeigt Abbildung 80. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten EE-Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.



	Heizleistung MW	Max. Heizenergie GWh/a	Volllaststunden h/a	Gelieferte Heizenergie GWh/a	Deckung -
PtH	3	-	69	0,2	0%
<u>Solarthermie</u>	12 _{peak}	-	-	7,8	6%
<u>WP-Rohwasser</u>	1,5	13,4	4406	6,6	5%
<u>WP-Außenluft</u>	4,5	-	7328	33	26%
Biomasse	1,0	18,8	2255	2,3	2%
Gas-KWK	10,2	-	4847	49,4	39%
Gas-Kessel	77,7	-	333	25,9	21%
Gesamtwärmebedarf	125,3	GWh/a			
EE-Erzeugung	49,8	GWh/a			
Restwärmebedarf	75,5	GWh/a			
EE-Deckungsanteil	40	%			

Abbildung 80 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2030

Die Betriebszeiten der PtH-Anlage richten sich in dieser Betrachtung nach Daten aus dem Referenzjahr 2022 mit 69 Stunden, an denen ein negativer Strombörsenpreis vorlag. (Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber, 2024)

Die nachfolgende Tabelle 32 führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden. Die Tabellen werden wiederholt in den Wergmarken aufgeführt und an die sich ändernden Volllaststunden in der jeweiligen Wegmarke angepasst.

Tabelle 32 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2030

	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
Solarthermie	8.600.000 €	4,6 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	5,8 ct/kWh
WP-Außenluft	3.400.000 €	4,1 ct/kWh
Biomasse	Bestand	15,9 ct/kWh

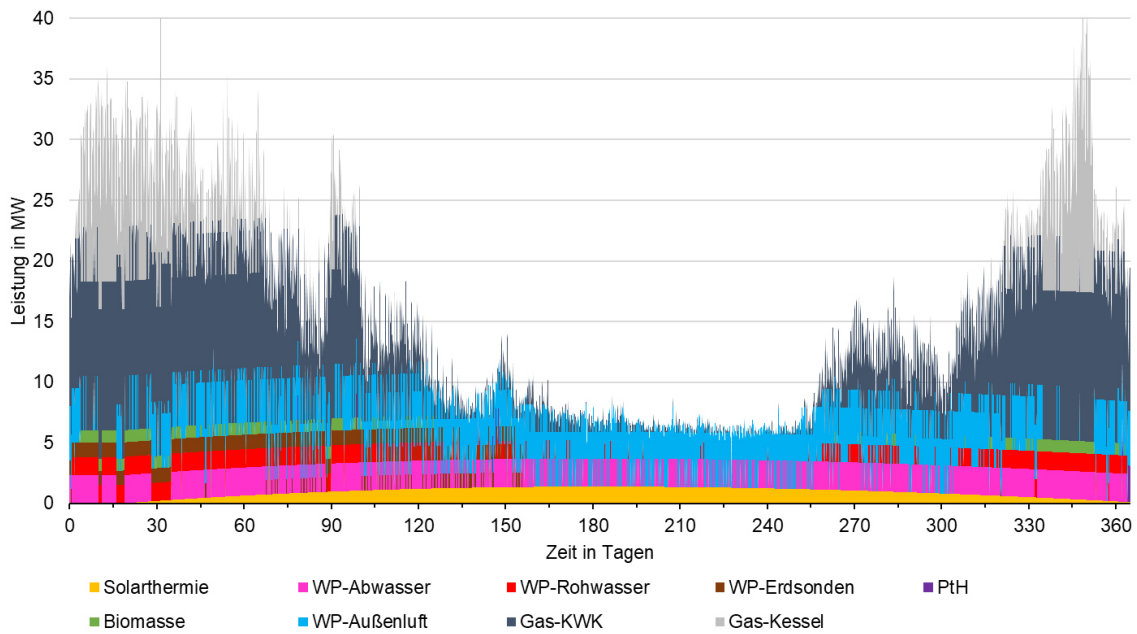
3.2.2.2 Wegmarke 2035

Die Wegmarke 2035 zeichnet sich durch zwei neue Wärmeerzeuger (Wärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen) aus.

Die erste neue Wärmepumpe in dieser Wegmarke nutzt als Wärmequelle ein Erdsondenfeld auf der Freifläche „Wiese Friedhof“ mit einer Konfiguration von 330 Sonden mit einer Tiefe von 100 m. Sie hat eine Leistung von 1,2 MW, läuft vor allem im Winter und liefert bei Vollbenutzungsstunden von 3.600 h/a eine jährliche Heizenergiemenge von 4,3 GWh/a. Das Erdsondenfeld teilt sich zum Teil die Fläche mit der bis Wegmarke 2030 installierten Solarthermieanlage. Evtl. anfallende Stagnationsenergie kann daher zur Regeneration des Erdsondenfeldes benutzt werden. Da zwischen den aufgeständerten Kollektorreihen der Solarthermie ein Abstand von 3 m realisiert werden soll, wird davon ausgegangen, dass die Bohrarbeiten für Erdsonden zwischen den Kollektoren durchgeführt werden können.

Die zweite neue Wärmepumpe nutzt als Wärmequelle das gereinigte Abwasser der Kläranlage Erkrath. Sie hat 2,32 MW Nennleistung und stellt bei 6580 Vollbenutzungsstunden eine Energiemenge von 15,3 GWh/a bereit. Der dazu nächste geeignete Einspeisepunkt befindet sich an der Netzstation Zentrum.

Mit dieser Kombination von Wärmeerzeugern beträgt der prognostizierte EE-Anteil 50 %, die Details dazu siehe Abbildung 81. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.



	Heizleistung MW	Max. Heizenergie GWh/a	Volllaststunden h/a	Gelieferte Heizenergie GWh/a	Deckung -
PtH	3	-	69	0,2	0%
Solarthermie	12 _{peak}	-	-	7,8	6%
WP-Rohwasser	1,5	13,4	4406	6,6	5%
WP-Außenluft	4,5	-	6859	30,9	23%
<u>WP-Abwasser</u>	2,3	18,3	6580	15,3	11%
<u>WP-Erdsonden</u>	1,2	4,3	3600	4,3	3%
Biomasse	1,0	20,2	2255	2,3	2%
Gas-KWK	10,2	-	4340	44,3	33%
Gas-Kessel	77,7	-	293	22,8	17%
Gesamtwärmebedarf	134,4	GWh/a			
EE-Erzeugung	67,2	GWh/a			
Restwärmebedarf	67,3	GWh/a			
EE-Deckungsanteil	50	%			

Abbildung 81 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2035

Die nachfolgende Tabelle 33 führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden.

Tabelle 33 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2035 (unterstrichen: neu oder ausgebaut)

	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
Solarthermie	8.600.000 €	4,6 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	5,8 ct/kWh
WP-Außenluft	3.400.000 €	4,2 ct/kWh
<u>WP-Abwasser</u>	2.500.000 €	5,8 ct/kWh
<u>WP-Erdsonden</u>	4.700.000 €	10,1 ct/kWh
Biomasse	Bestand	15,9 ct/kWh

3.2.2.3 Wegmarke 2040 - EE-Anteil > 80 %

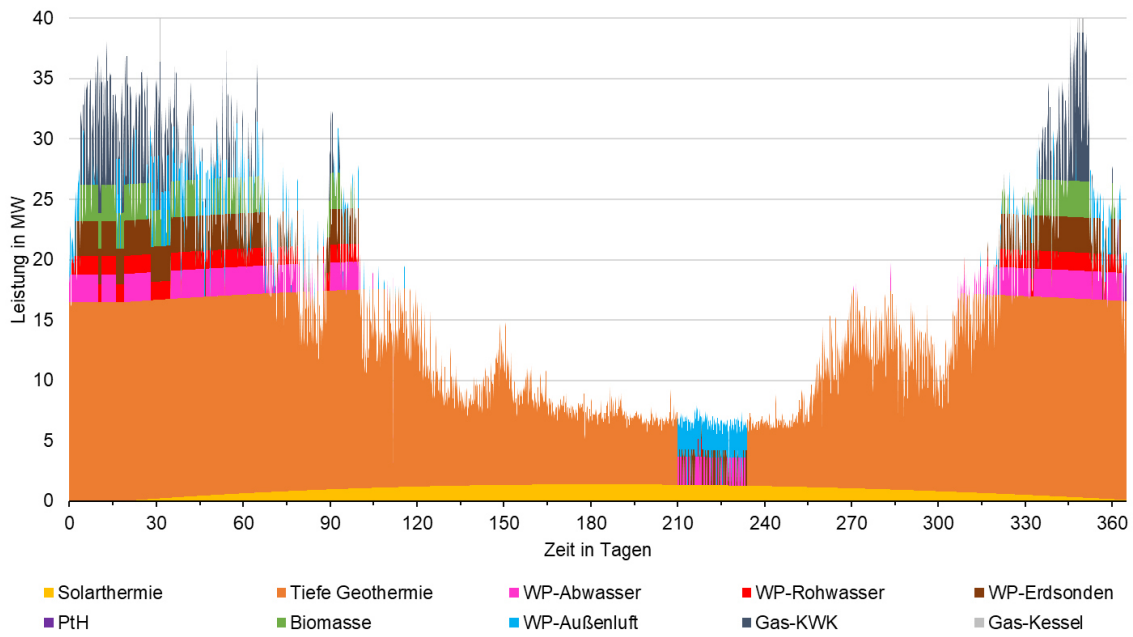
Für das Jahr 2040 ist es besonders wichtig, dass der im WPG gesetzlich vorgegebene Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 80 % eingehalten wird. In der Zeit von Wegmarke 2035 bis dahin werden zum Erreichen dieses Ziels eine neue Anlage installiert und zwei bereits vorhandene Anlagen ausgebaut.

Bis zum Jahr 2040 wird die bestehende Bio-KWK-Anlage mit einer Nennleistung von 1 MW außer Betrieb genommen. An dieser Stelle soll weiterhin Biomasse zum Einsatz kommen. Hierfür ist eine neue KWK-Anlage mit einer thermischen Nennleistung von 3 MW vorgesehen.

Daneben werden im Rahmen dieser Wegmarke auch die weiteren potenziellen Erdsondenfelder auf der Fläche „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Max-Planck-Straße“ erschlossen. Da die vom Primärnetz weiter entfernte Fläche „Wiese Max-Planck-Straße“ gegenüber vom Klärwerk liegt, bietet es sich an, die Heizwärme dieser Fläche über die gleiche Trasse in die Netzstation Zentrum einzuspeisen.

Zwei weitere neue Wärmepumpen mit tiefer Geothermie als Wärmequelle sollen bis zur Wegmarke erschlossen werden. Mit einer Nennleistung von insgesamt 16,46 MW steht die Quelle fast ganzjährig zur Verfügung und stellt bei 6077 Vollbenutzungsstunden eine Energiemenge von rund 100 GWh/a bereit. Die Tiefe Geothermie sorgt somit für eine starke Reduzierung der Vollbenutzungsstunden anderer Wärmeerzeuger, ohne dass diese überflüssig werden, da sie zur Spitzenlastdeckung und in Wartungs- und Instandhaltungszeiten der Tiefengeothermie-Anlage benötigt werden.

Die Anforderungen des WPG mit der Erreichung von 80 % EE-Anteil werden durch diese Erweiterung mit einem EE-Anteil von 95,4 % ebenfalls eingehalten, die Details dazu können Abbildung 82 entnommen werden. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten bzw. in ihrer Leistung erweiterten Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.



	Heizleistung MW	Max. Heizenergie GWh/a	Volllaststunden h/a	Gelieferte Heizenergie GWh/a	Deckung -
PtH	3	-	69	0,2	0%
Solarthermie	12 _{peak}	-	-	7,8	6%
WP-Rohwasser	1,5	13,4	2697	4	3%
WP-Außenluft	4,5	-	1018	4,6	3%
WP-Abwasser	2,3	18,3	3062	7,1	5%
<u>WP-Erdsonden</u>	2,9	10,5	2671	7,8	5%
<u>Biomasse</u>	3	21,4	1464	4,4	3%
<u>WP-Tiefe Geothermie</u>	16,5	-	6077	100	70%
Gas-KWK	10,2	-	605	6,2	4%
Gas-Kessel	77,7	-	3	0,3	0%
Gesamtwärmebedarf	142,3	GWh/a			
EE-Erzeugung	135,8	GWh/a			
Restwärmebedarf	6,5	GWh/a			
EE-Deckungsanteil	95	%			

Abbildung 82 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2040

Die nachfolgende Tabelle 34 führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden.

Tabelle 34 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2040 (unterstrichen: neu oder ausgebaut)

	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
Solarthermie	8.600.000 €	4,6 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	6,9 ct/kWh
WP-Außenluft	3.400.000 €	8,9 ct/kWh
WP-Abwasser	2.500.000 €	8,1 ct/kWh
<u>WP-Erdsonden</u>	10.500.000 €	11,5 ct/kWh
<u>Biomasse</u>	1.800.000 €	20,5 ct/kWh
<u>WP-Tiefe Geothermie</u>	22.800.000 €	4,2 ct/kWh

3.2.2.4 Wegmarke 2045 - 100 % EE-Anteil

Das Ziel für 2045 ist eine klimaneutrale Wärmeherzeugung für das Wärmenetz in Erkrath-Hochdahl. Dies wird zum einen durch das Erschließen des Flusses als Wärmequelle für eine Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 1,1 MW erreicht. Mit 1700 Vollbenutzungsstunden stellt diese eine Wärmemenge von 1,8 GWh/a zur Verfügung. Durch diese Maßnahme steigt der EE-Anteil bilanziell auf 96,5 % an.

Der übrige Restwärmebedarf von 3,5 % wird durch die Nutzung von Wasserstoff gedeckt. Dabei müssen entsprechende Wasserstoffkessel mit einer Nennleistung von 21 MW eingeplant werden (alternativ Wasserstoff-Ready KWK-Anlagen).

Die verbliebenen Kessel, d.h. die fossil betriebenen BHKW's und der Elektrodenkessel werden außer Betrieb genommen oder bleiben als Besicherungsanlagen bestehen. Je nach Entwicklung der Energiewirtschaft könnten Kessel und BHKW mit Wasserstoff oder synthetisierten Brennstoffen betrieben werden. Dabei ist zu beachten, dass die Lebensdauer der BHKW und des Elektrodenkessels von 15 Jahren nach VDI2067 überschritten wird. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.

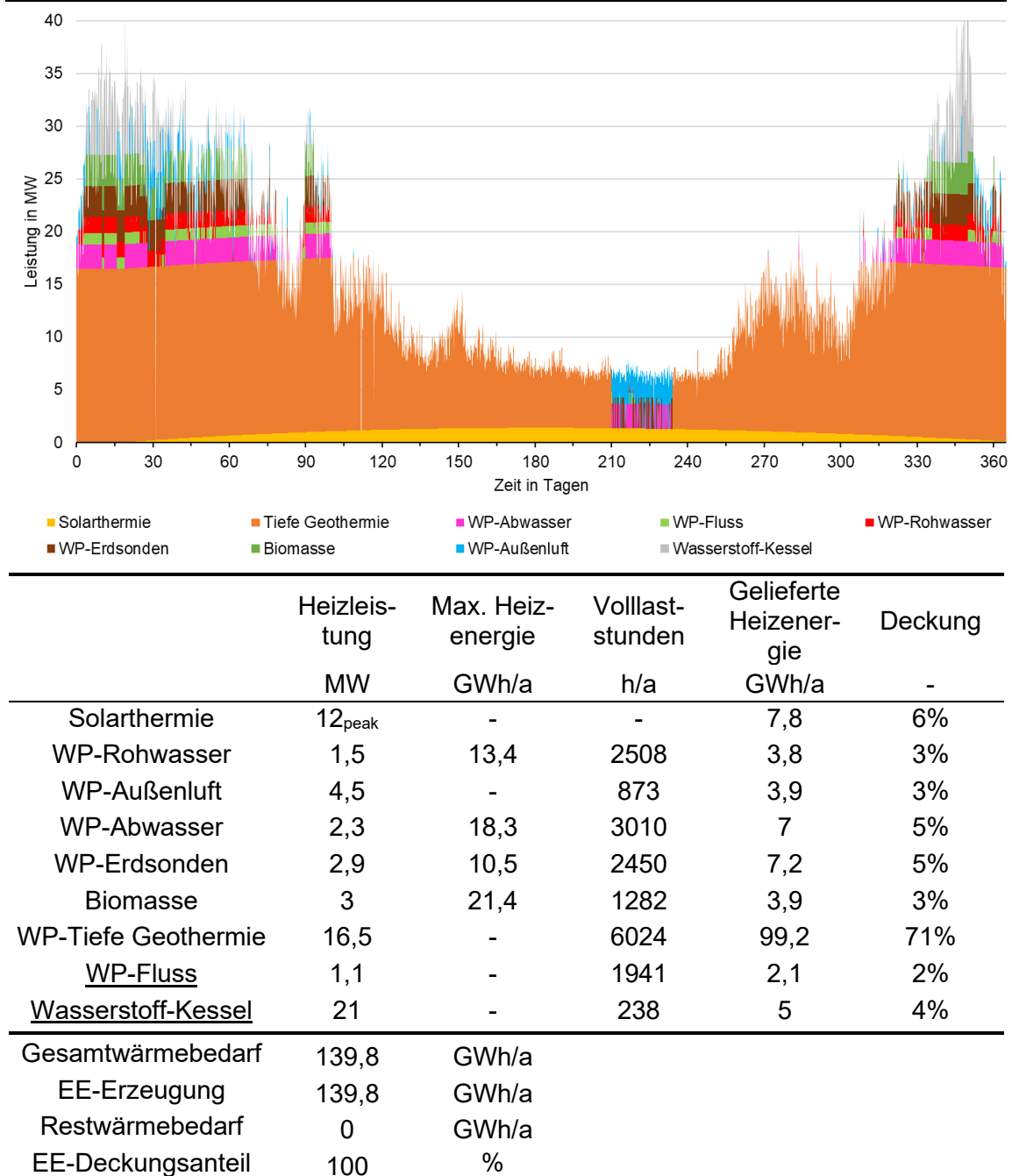


Abbildung 83 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2045

Für die Abdeckung der Spitzenlast kann zusätzlich ein Wärmespeicher herangezogen werden, um den Wasserstoffanteil zu reduzieren. Die in Kapitel 2.3.8 beschriebenen stillgelegten Öltanks könnten als Wärmespeicher fungieren und 76,3 MWh Speicherkapazität zur Verfügung stellen. Diese Speicherkapazität wäre, mit dem Erzeugerpark in Abbildung 83 und daraus resultierenden Spitzenlast in der Größenordnung von 5 MW, innerhalb von 15 Stunden aufgebraucht. Anschließend müssten geeignete Wärmeerzeuger, wie die Fluss-Wärmepumpe oder Biomasse-Anlage freie Kapazitäten aufweisen, um die Speicher wieder zu beladen.

Die nachfolgende Tabelle führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden.

Tabelle 35 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2045 (unterstrichen: neu oder ausgebaut)

	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
Solarthermie	8.600.000 €	4,6 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	7,1 ct/kWh
WP-Außenluft	3.400.000 €	9,8 ct/kWh
WP-Abwasser	2.500.000 €	8,2 ct/kWh
WP-Erdsonden	10.500.000 €	12,2 ct/kWh
Biomasse	1.800.000 €	21,1 ct/kWh
WP-Tiefe Geothermie	22.800.000 €	4,2 ct/kWh
<u>WP-Fluss</u>	2.300.000 €	10,7 ct/kWh
<u>Wasserstoff-Kessel</u>	1.000.000 €	28,7 ct/kWh

Die Tabelle 36 fasst die Wärmeerzeugungs-Portfolios zu den geforderten Wegmarken nochmal zusammen. Markierte Erzeuger stellen dabei die Erzeuger dar, die zu dieser Wegmarke neu hinzugekommen oder erweitert werden.

Tabelle 36 Darstellung des Wärmeerzeugungs-Portfolios zu den geforderten Wegmarken (mit Tiefer Geothermie)

	Ist-Zustand	1 Wegmarke (2030)	2 Wegmarke (2035)	3 Wegmarke (2040)	4 Wegmarke (2045)
Wärmeerzeugungsanlagen (thermische Leistung, eingespeiste Wärme, Vollbenutzungsstunden)	Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2679 h)	Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2.255 h)	Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2255 h)	PtH (3 MW, 0,2 GWh, 68 h)	Solarthermie (IKWK) (17.000 m², 7,8 GWh)
	KWK-FHW 2-4 (11,1 MW, 54,3 GWh, 4524 h)	<u>PtH</u> (3 MW, 0,2 GWh, 69 h)	<u>PtH</u> (3 MW, 0,2 GWh, 69 h)	Solarthermie (IKWK) (17.000 m², 7,8 GWh)	Rohwasser WP (1,5 MW, 3,8 GWh, 2508 h)
	Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 66,6 GWh, 714 h)	<u>Solarthermie (IKWK)</u> (17.000 m², 7,8 GWh)	<u>Solarthermie (IKWK)</u> (17.000 m², 7,8 GWh)	Rohwasser WP (1,5 MW, 4 GWh, 2697 h)	Luft WP (4,5 MW, 3,9 GWh, 873 h)
		<u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,6 GWh, 4406 h)	<u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,6 GWh, 4406 h)	Luft WP (4,5 MW, 4,6 GWh, 1.018 h)	Abwasser WP (Kläranlage) (2,3 MW, 7 GWh, 3010 h)
		<u>Luft WP</u> (4,5 MW, 33 GWh, 7.328 h)	<u>Luft WP</u> (4,5 MW, 30,9 GWh, 6859 h)	Abwasser WP (Kläranlage) (2,3 MW, 7,1 GWh, 3062 h)	Oberflächennahe Geothermie (2,9 MW, 7,2 GWh, 2450 h)
		<u>KWK-FHW</u> (10,2 MW, 49,4 GWh, 4847 h)	<u>Abwasser WP</u> (2,3 MW, 15,3 GWh, 6580 h)	<u>Oberflächennahe Geothermie</u> (2,9 MW, 7,8 GWh, 2671 h)	Tiefen Geothermie (16,5 MW, 99,2 GWh, 6024 h)
		Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 19,7 GWh, 333 h)	<u>Oberflächennahe Geothermie</u> (1,2 MW, 4,3 GWh, 3600 h)	<u>Tiefen Geothermie</u> (16,5 MW, 100 GWh, 6.077 h)	Biomasse (3 MW, 3,9 GWh, 1282 h)
		KWK-FHW (10,2 MW, 44,3 GWh, 4340 h)	<u>Biomasse</u> (3 MW, 4,4 GWh, 1.464 h)	<u>Fluss WP</u> (1,1 MW, 2,1 GWh, 1941 h)	
		Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 22,8 GWh, 293 h)	KWK-FHW (7,3 MW, 6,2 GWh, 605 h)	<u>Wasserstoff</u> (21 MW, 5 GWh, 238 h)	
			Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 0,3 GWh, 3 h)	Kessel-FHW 1-5 (77,7, 0 GWh, 0 h)	
Anteil klimaneutraler Wärme	2%	40%	50%	95%	100%
Anteil Biomasse	2%	2%	2%	3%	3%

3.2.3 Wegmarken Szenario Wärmepumpe ohne tiefe Geothermie

In diesem Unterkapitel wird der Transformationspfad ohne Nutzung von tiefer Geothermie und dafür mit der Außenluft-WP und Solarthermie als Schlüsseltechnologien, vorgestellt.

Die Wegmarken 2030 und 2035 unterscheiden sich hierbei nicht vom im vorherigen Kapitel beschriebenen Pfad mit Berücksichtigung von tiefer Geothermie. Daher wird der Pfad im Folgenden ab der Wegmarke 2040 dargestellt.

3.2.3.1 Wegmarke 2040- EE-Anteil > 80 %

Bis 2040 kommt eine weitere Solarthermieanlage auf den in Kapitel 2.3.7 beschriebenen Freiflächen „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Ankerweg/Bruchhauser Straße“ mit einer gesamten Kollektorfläche von 48.850 m² und einem Wärmespeicher von ca. 6.700 m³ hinzu. Zusammen mit der Solarthermieanlage auf der Fläche „Wiese Friedhof“ wird dadurch eine Wärmemenge von ca. 29,7 GWh/a bereitgestellt.

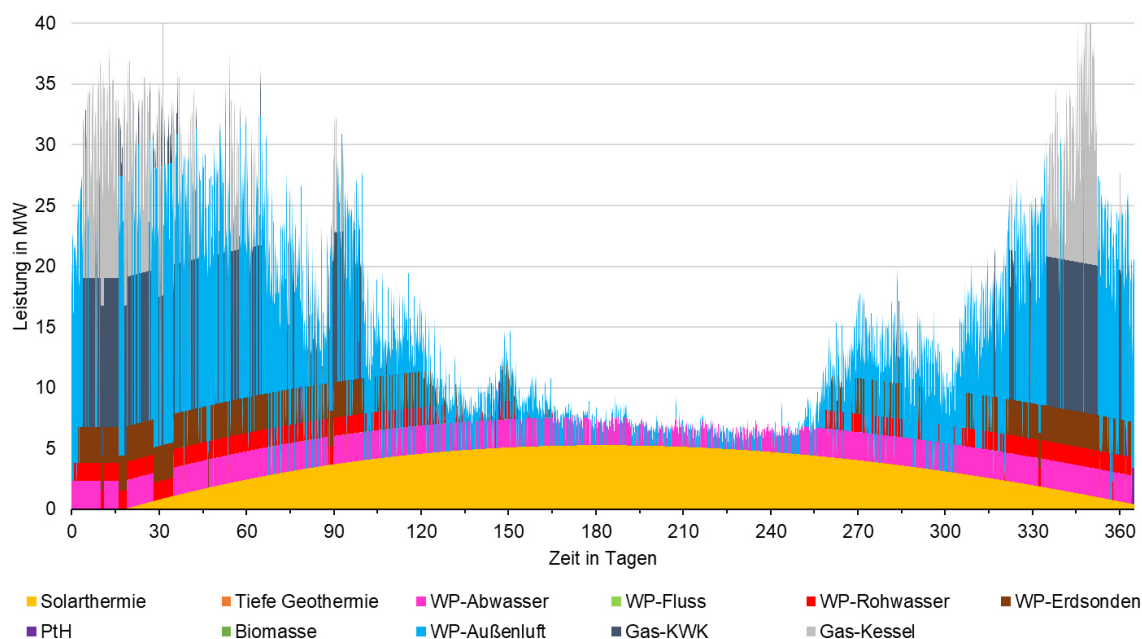
Neben der Erhöhung der Solarthermie-Kollektorfläche werden im Rahmen dieser Wegmarke auch die weiteren Erdsondenfelder auf der Fläche „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Max-Planck-Straße“ erschlossen. Die Wärme dieser beiden Felder könnte dezentral in das Sekundärnetz „Trills“ eingespeist werden und somit das Primärnetz entlasten (s. Kap. 3.3). Da die vom Primärnetz weiter entfernte Fläche „Wiese Max-Planck-Straße“ gegenüber vom Klärwerk liegt, bietet es sich auch an, die Heizwärme dieser Fläche über die gleiche Trasse in der Netzstation Zentrum einzuspeisen. Hier müsste aber zuvor geprüft werden, ob die o.g. Einspeiseleistung ins Sekundärnetz „Trills“ tatsächlich in der Höhe notwendig ist.

Des Weiteren werden weitere 18,5 MW thermische Leistung von Luft-Wärmepumpen hinzugefügt, sodass mehrere Außenluft-Wärmepumpen eine thermische Leistung von insgesamt 23 MW aufweisen und mit 2.266 Vollbenutzungsstunden eine Wärmemenge von 52,8 GWh/a ins FW-Netz einspeisen. Für Wärmepumpe und Lüfter dieser Leistungsklasse ist von einer Aufstellfläche für das Technikgebäude und Lüfterfeld von rund 1700 bis 3000 m² auszugehen, in Abhängigkeit davon, ob das Lüfterfeld auf das Gebäude installiert wird (ggf. Einhaltung von maximalen Gebäudehöhen notwendig und kompliziertere Aufstellung). Die am besten geeigneten Flächen für eine Luft-WP-Anlage sind die „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Ankerweg“, da sie nicht weit vom FHW entfernt sind und den geringsten finanziellen und technischen Aufwand für die stromseitige Anbindung benötigen (vgl. Kap. 2.1.4). Da in diesem Szenario die beiden genannten Flächen bereits für Solarthermieanlagen und die „Wiese Bruchhauser Straße“ zusätzlich für eine Erdsonden-WP-Anlage vorgesehen sind, könnte es auf diesen Flächen eine Flächenkonkurrenz geben, die es im Detail noch zu prüfen gilt. Da die gesamte Fläche beider Wiesen sich aber auf rund 102.200 m² beläuft und das Solarfeld davon rund 97.700 m², die Luft-WP inkl. Lüfterfeld rund 3000 m² und das Technikgebäude für die

Erdsonden-WP rund 150 m² einnimmt, ist davon auszugehen, dass der Platz für alle genannten Technologien auf diesen Flächen ausreicht.

Bis zum Jahr 2040 wird die bestehende Bio-KWK Anlage mit einer Nennleistung von 1 MW außer Betrieb genommen.

Mit diesen Erweiterungen werden die Anforderungen des WPG mit der Erreichung von 80 % EE-Anteil eingehalten, die Details dazu können Abbildung 84 entnommen werden. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten bzw. in ihrer Leistung erweiterten Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.



	Heizleistung MW	Max. Heizenergie GWh/a	Volllaststunden h/a	Gelieferte Heizenergie GWh/a	Deckung -
PtH	3	-	68	0,2	0%
<u>Solarthermie</u>	44 _{peak}	-	-	29,7	21%
WP-Rohwasser	1,5	13,4	4303	6,5	5%
<u>WP-Außenluft</u>	23	-	2266	52,1	37%
WP-Abwasser	2,3	18,3	6339	14,7	10%
<u>WP-Erdsonden</u>	2,9	10,5	3473	10,1	7%
Gas-KWK	10,2	-	1352	13,8	10%
Gas-Kessel	77,7	-	195	15,1	11%
Gesamtwärmebedarf	142,3	GWh/a			
EE-Erzeugung	113,2	GWh/a			
Restwärmebedarf	24,8	GWh/a			
EE-Deckungsanteil	80	%			

Abbildung 84 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2040 ohne tiefe Geothermie

Die nachfolgende Tabelle führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden

Tabelle 37 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2040 ohne tiefe Geothermie (unterstrichen: neu oder ausgebaut)

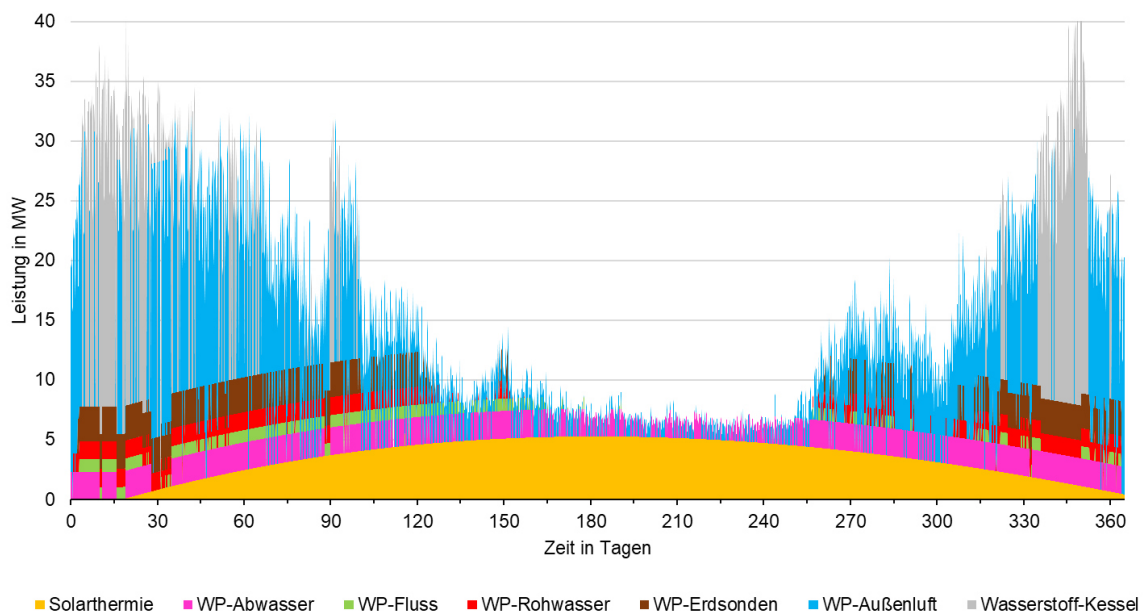
	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
<u>Solarthermie</u>	35.400.000 €	6,9 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	5,8 ct/kWh
<u>WP-Außenluft</u>	13.500.000 €	5,3 ct/kWh
WP-Abwasser	2.500.000 €	5,9 ct/kWh
<u>WP-Erdsonden</u>	10.500.000 €	9,8 ct/kWh

3.2.3.2 Wegmarke 2045, 100 % EE-Anteil

Zur Erreichung von 100 % EE-Anteil im Jahr 2045 wird im Rahmen dieser Wegmarke, analog zum Pfad mit tiefer Geothermie, der Fluss Düssel als Wärmequelle für eine Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 1,1 MW erschlossen. Mit 3.341 Vollbenutzungsstunden stellt diese eine Wärmemenge von 3,4 GWh zur Verfügung.

Der übrige Restwärmebedarf wird durch die Nutzung von Wasserstoff gedeckt. Dabei müssen entsprechende Wasserstoffkessel mit einer Nennleistung von 40 MW eingeplant werden (alternativ Wasserstoff-Ready KWK-Anlagen).

Die verbliebenen Kessel, d.h. die fossil betriebenen BHKW's und der Elektrodenkessel werden außer Betrieb genommen oder bleiben als Besicherungsanlagen bestehen. Je nach Entwicklung der Energiewirtschaft könnten Kessel und BHKW mit Wasserstoff oder synthetisierten Brennstoffen betrieben werden. Dabei ist zu beachten, dass die Lebensdauer der BHKW und des Elektrodenkessels von 15 Jahren (Lebensdauer des Elektrodenkessels angelehnt an „Elektronisch geregelten Durchlauferhitzer“, da nicht explizit genannt) nach VDI2067 überschritten wird. Die im Rahmen dieser Wegmarke neu installierten Erzeuger sind in der Tabelle unterstrichen.



	Heizleistung MW	Max. Heizenergie GWh/a	Volllaststunden h/a	Gelieferte Heizenergie GWh/a	Deckung -
Solarthermie	44 _{peak}	-	-	29,7	21%
WP-Rohwasser	1,5	13,4	4225	6,3	5%
WP-Außenluft	23	-	2109	48,5	35%
WP-Abwasser	2,3	18,3	6290	14,6	10%
WP-Erdsonden	2,9	10,5	3420	10	7%
<u>WP-Fluss</u>	1,1	-	3336	3,7	3%
<u>Wasserstoff-Kessel</u>	40	-	674	27	19%
Gesamtwärmebedarf	139,8	GWh/a			
EE-Erzeugung	139,8	GWh/a			
Restwärmebedarf	0	GWh/a			
EE-Deckungsanteil	100	%			

Abbildung 85 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2045 ohne tiefe Geothermie

Für die Abdeckung der Spitzenlast kann zusätzlich ein Wärmespeicher herangezogen werden, um den Wasserstoffanteil zu reduzieren. Die in Kapitel 2.3.8 beschriebenen stillgelegten Öltanks könnten als Wärmespeicher fungieren und 76,3 MWh Speicherkapazität zur Verfügung stellen. Diese Speicherkapazität wäre, mit dem Erzeugerpark in Abbildung 85 und daraus resultierenden Spitzenlasten in der Größenordnung von 20 MW innerhalb von 4 Stunden aufgebraucht. Anschließend müssten geeignete Wärmeerzeuger, wie die Fluss-Wärmepumpe oder eine Biomasse-Anlage freie Kapazitäten aufweisen, um die Speicher wieder zu beladen.

Die nachfolgende Tabelle führt die anteiligen Wärmegestehungskosten der in dieser Wegmarke eingesetzten erneuerbaren Technologien auf. Die Randbedingungen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit können Anhang D entnommen werden.

Tabelle 38 Anteilige Wärmegestehungskosten der berücksichtigten erneuerbaren Technologien der Wegmarke 2045 ohne tiefe Geothermie (unterstrichen: neu oder ausgebaut)

	Kalkulierte Investitionskosten (ohne Förderung)	Wärmegestehungskosten
Solarthermie	35.400.000 €	6,9 ct/kWh
WP-Rohwasser	1.600.000 €	5,9 ct/kWh
WP-Außenluft	13.500.000 €	5,4 ct/kWh
WP-Abwasser	2.500.000 €	5,9 ct/kWh
WP-Erdsonden	10.500.000 €	9,9 ct/kWh
<u>WP-Fluss</u>	2.300.000 €	7,8 ct/kWh
<u>Wasserstoff-Kessel</u>	2.000.000 €	26,8 ct/kWh

Da der Wasserstoffanteil in diesem Szenario einen relativ hohen Anteil von 19 % aufweist, könnte alternativ, entgegen dem Optimierungsergebnis aus Kapitel 3.2.1, Biomasse berücksichtigt werden, um ggf. zukünftige Versorgungsunsicherheiten von Wasserstoff zu reduzieren. Die Wärmegestehungskosten würden sich zwar durch diese Maßnahme um ca. 0,2 ct/kWh leicht erhöhen, jedoch würde der Wasserstoffanteil auf 10 % reduziert. Eine Biomasse-Anlage mit einer thermischen Nennleistung von 10 MW wäre geeignet, um den maximalen Biomasseanteil von 15 % einzuhalten (vgl. Abbildung 86).

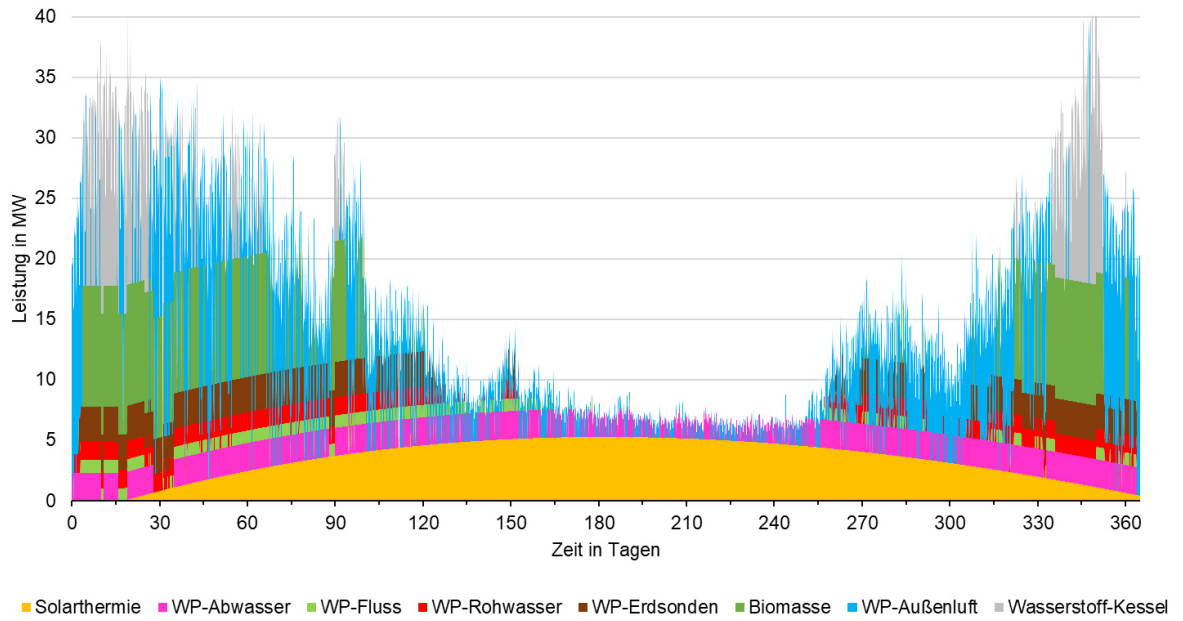


Abbildung 86 Szenario zu Wärmebedarf und Wärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2045 ohne tiefe Geothermie, aber mit Biomasse und weniger Wasserstoffnutzung als im oben vorgeschlagenen Szenario

Tabelle 39 Darstellung des Wärmeerzeugungs-Portfolios zu den geforderten Wegmarken (ohne Tiefe Geothermie)

	Ist-Zustand	1 Wegmarke (2030)	2 Wegmarke (2035)	3 Wegmarke (2040)	4 Wegmarke (2045)
Wärmeerzeugungsanlagen (thermische Leistung, eingespeiste Wärme, Vollbenutzungsstunden)	<p>Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2679 h)</p> <p>KWK-FHW 2-4 (11,1 MW, 54,3 GWh, 4524 h)</p> <p>Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 66,6 GWh, 714 h)</p>	<p>Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2.255 h)</p> <p><u>PtH</u> (3 MW, 0,2 GWh, 69 h)</p> <p><u>Solarthermie (IKWK)</u> (17.000 m², 7,8 GWh)</p> <p><u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,6 GWh, 4406 h)</p> <p><u>Luft WP</u> (4,5 MW, 33 GWh, 7.328 h)</p> <p><u>KWK-FHW</u> (10,2 MW, 49,4 GWh, 4847 h)</p> <p>Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 19,7 GWh, 333 h)</p>	<p>Bio-KWK-FHW (1 MW, 2,3 GWh, 2255 h)</p> <p><u>PtH</u> (3 MW, 0,2 GWh, 69 h)</p> <p><u>Solarthermie (IKWK)</u> (17.000 m², 7,8 GWh)</p> <p><u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,6 GWh, 4406 h)</p> <p><u>Luft WP</u> (4,5 MW, 30,9 GWh, 6859 h)</p> <p><u>Abwasser WP</u> (2,3 MW, 15,3 GWh, 6580 h)</p> <p><u>Oberflächennahe Geothermie</u> (1,2 MW, 4,3 GWh, 3600 h)</p> <p>KWK-FHW (10,2 MW, 44,3 GWh, 4340 h)</p> <p>Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 22,8 GWh, 293 h)</p>	<p><u>PtH</u> (3 MW, 0,2 GWh, 68 h)</p> <p><u>Solarthermie (inkl. iKWK)</u> (65.850 m², 29,7 GWh)</p> <p><u>Oberflächennahe Geothermie</u> (2,9 MW, 10,1 GWh, 3473 h)</p> <p><u>Luft WP</u> (23 MW, 52,1 GWh, 2266 h)</p> <p><u>Abwasser WP</u> (2,3 MW, 14,7 GWh, 6339 h)</p> <p><u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,5 GWh, 4303 h)</p> <p>KWK-FHW (10,2 MW, 13,8 GWh, 1352 h)</p> <p>Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 15,1 GWh, 195 h)</p>	<p>Solarthermie (inkl. iKWK) (65.850 m², 29,7 GWh)</p> <p>Oberflächennahe Geothermie (2,9 MW, 10 GWh, 3420 h)</p> <p><u>Luft WP</u> (23 MW, 48,5 GWh, 2109 h)</p> <p><u>Abwasser WP</u> (2,3 MW, 14,6 GWh, 6290 h)</p> <p><u>Rohwasser WP</u> (1,5 MW, 6,3 GWh, 4225 h)</p> <p><u>Fluss WP</u> (1,1 MW, 3,7 GWh, 3336 h)</p> <p><u>Wasserstoff</u> (40 MW, 27 GWh, 674 h)</p> <p>Kessel-FHW 1-5 (77,7 MW, 0 GWh, 0 h)</p>
Anteil klimaneutraler Wärme	2%	40%	50%	80%	100%
Anteil Biomasse	2%	2%	2%	0%	0%

3.3 Temperaturabsenkung

Netzkapazität und Absenkung der Netzvorlauftemperatur

Die primärseitige Soll-Vorlauftemperatur im Erkrather Fernwärmenetz variiert derzeit in Abhängigkeit der Außentemperatur zwischen ca. 115 °C im Sommer bei Außentemperaturen über 20 °C und 180 °C bei sehr niedrigen Außentemperaturen.

Diese hohen Temperaturen sind notwendig, um die erzeugte Wärme vom Fernheizwerk zu allen Netzstationen befördern zu können. Der Netzdurchfluss im Heizwerk ist durch die Wärmeerzeuger auf maximal 690 m³/h begrenzt. Um die Vorlauftemperaturen im Primärnetz nach dem anvisierten Ziel bis im Jahr 2045 auf 95°C abzusenken, reicht es daher nicht, die Durchflussmengen entsprechend zu steigern. Bei Absenkung auf 95°C wären Durchflussmengen von bis zu 1200 m³/h nötig, was die Erzeugungsanlagen und die Netzhydraulik aber nicht leisten können.

Wird die Vorlauftemperatur abgesenkt, ohne dass gleichzeitig die Rücklauftemperatur verringert wird, sinkt bei gleichbleibenden Volumenströmen die Netzkapazität stark ab, weshalb Maßnahmen zur Rücklauftemperaturabsenkung erforderlich sind. Mithilfe der Software Roka³ (Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH, 2024) wurde das Primärnetz und die Netzstationen abgebildet, um die dafür in Frage kommende Maßnahmen aus den Simulationen abzuleiten und zu bewerten.

Randbedingungen und Bezugspunkte der Untersuchungen mit Roka³

Als Grundlage für die Abbildung des Primärnetzes in Roka³ wurde aus den zur Verfügung gestellten Netzlastgangsdaten folgender realer Betriebspunkt mit hoher Last gewählt, zu dem alle zur Modellvalidierung relevanten Informationen am FHW, sowie an den Netzstationen verfügbar waren: 20.3.2021, 6 Uhr, mit Netzlast von 30,14 MW.

Zur Untersuchung des simulativ abgebildeten Primärnetzes auf mögliche Maßnahmen wird ein Lastfall mit 48 MW als Bezugspunkt definiert, der auch zukünftige unvorhergesehene Entwicklungen im Netz berücksichtigen soll. Dieser Lastfall wurde mit den Stadtwerken Erkrath abgestimmt und stellt eine theoretische Höchstlast dar, die auch einen Sicherheitsaufschlag enthält. Praktisch wird eine solche Last nicht bzw. nur sehr selten vorkommen.

Zur Umsetzung in der Simulation wurden ausgehend vom Betriebspunkt für die Validierung (30,14 MW) die Netzlasten der einzelnen Netzstationen hochskaliert, damit die resultierende Netzlast am FHW ca. 48 MW entspricht.

Für die Untersuchungen zu Szenarien in 2030 und 2045 wurden zusätzlich die einzelnen Netzstationslasten so gewichtet, dass sie der Lastverteilung mit den geplanten, neu zu erschließenden Gebieten entsprechen.

Für die weiteren Randbedingungen wurde mit den Stadtwerken Erkrath abgesprochen, dass der maximal am FHW erzeugte Differenzdruck 2 bar betragen soll. Für den Referenzzustand, in dem noch keine Maßnahmen berücksichtigt sind (Wärmelast: 48 MW,

Wärmelastverteilung: Ist-Zustand und im Zieljahr 2045) zeigen die Simulationsergebnisse jedoch, dass bestimmte Netzstationen eine negative Druckdifferenz aufweisen, wodurch diese Sekundärnetze nicht versorgt würden. Deshalb wurde hier der Differenzdruck am FHW auf 2,6 bar erhöht. Für die Szenarien, in denen Maßnahmen berücksichtigt werden, wird der Differenzdruck jedoch, sofern möglich, auf 2 bar abgesenkt.

Die maximale Vorlauftemperatur soll beim Referenzszenario bei 180°C liegen. Die Rücklauftemperaturen werden bei jeder Netzstation nach vorliegenden Daten der Stadtwerke Erkrath mit 66°C festgelegt. Dies führt zu einer Rücklauftemperatur von ca. 65°C am FHW. Die Außenlufttemperatur beträgt -8°C, die Temperatur in den Haubenkanälen wird mit 2°C angenommen, die Umgebungstemperatur für erdverlegte Leitungen mit 10°C.

Damit stellen sich in der Simulation für den Referenz-Zustand des Netzes ohne jegliche Maßnahmen die Werte aus Tabelle 40 ein. Die Reihenfolge der Netzstationen in den Ergebnistabellen ist dabei stets nach Druckdifferenz sortiert. Die drei Stationen mit der niedrigsten Druckdifferenz sind in den Tabellen standardmäßig orange markiert.

Tabelle 40 Simulationsergebnisse für den Referenzpunkt (Wärmelastverteilung: Ist-Zustand)

	MW	t/h	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	48,21	361,47	180,00	65,29	2,60
Althochdahl (HT)	4,52	36,00	179,91	66	2,60
Trills (HT)	1,29	10,89	173,45	66	2,06
West (HT)	3,71	29,65	179,54	66	2,03
Nordwest (HT)	0,37	2,98	178,95	66	1,78
Südwest (HT)	1,79	14,41	178,72	66	1,38
Ost (HT)	5,17	41,83	178,15	66	1,32
Zentrum (HT)	19,61	157,90	178,67	66	0,60
Stolls (HT)	1,45	11,90	176,64	66	0,56
Willbeck (HT)	6,78	55,91	176,02	66	0,09

Für Untersuchungen im Zieljahr 2045 verändert sich die Lastverteilung der Referenz dagegen wie in Tabelle 41 dargestellt. Der Schlichtpunkt liegt jetzt bei der Netzstation Trills (rot markiert), die bei sonst gleichen Randbedingungen nicht mehr versorgt werden kann. Dies liegt daran, dass hier zukünftig eine deutlich höhere Wärmelast anliegt, für die das Netz derzeit (noch) nicht ausgelegt ist.

Tabelle 41 Simulationsergebnisse für Referenzpunkt (Wärmelastverteilung: Zieljahr 2045)

	MW	t/h	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	48,16	361,07	180,00	65,29	2,60
Althochdahl (HT)	4,92	39,19	179,92	66	2,60
West (HT)	2,94	23,51	197,47	66	2,15
Nordwest (HT)	1,23	9,88	178,96	66	1,78
Ost (HT)	5,33	43,23	177,88	66	1,61
Südwest (HT)	1,48	11,94	178,47	66	1,61
Stolls (HT)	1,07	8,19	175,77	66	1,17
Zentrum (HT)	15,93	128,58	178,40	66	1,01
Willbeck (HT)	4,97	41,38	174,97	66	0,84
Trills (HT)	6,85	55,18	178,40	66	-0,25

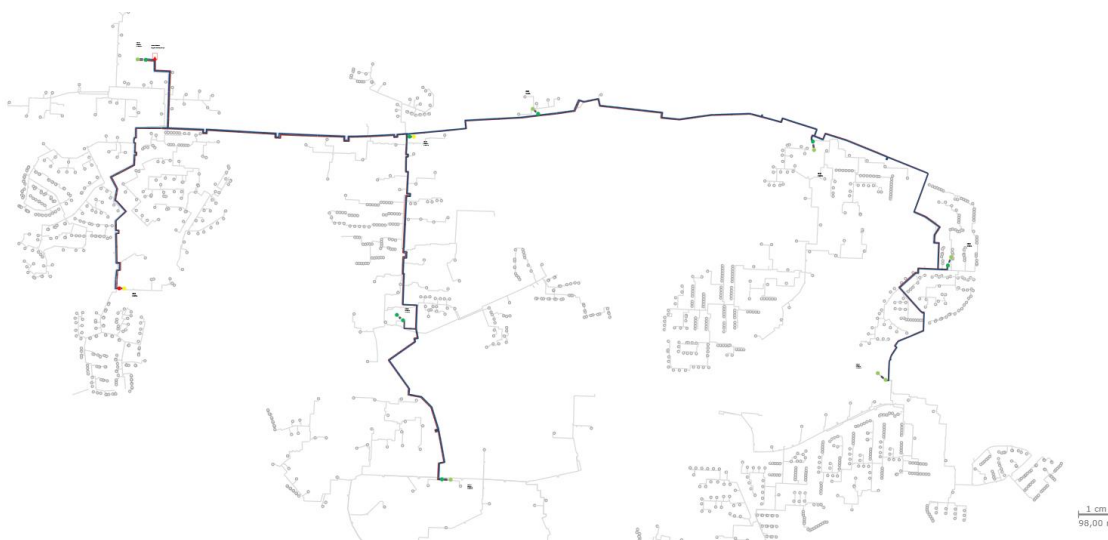


Abbildung 87 Primärnetz in Roka³ (Übersicht)

Maßnahme 1: Sanierung des Primärnetzes und Erhöhung der Rohrdurchmesser

Um die Vorlauftemperaturen auf 95°C absenken zu können, müssen die Rohrleitungsdurchmesser des Primärnetzes zumindest in Teilen entschieden erweitert werden. In einem ersten Schritt wurde untersucht, wie sich eine Sanierung der Rohrstrecke vom Punkt "P1" (roter Pfeil linke Seite, Abbildung 88) bis Netzstation Ost (roter Pfeil, rechte Seite, Abbildung 88) auf das Netz auswirkt. Diese Strecke entspricht ca. 880m, hierbei wurden Vor- und Rücklaufrohre auf DN400 erhöht. In dem Zuge wurde auch eine verbesserte Wärmedämmung der Rohre berücksichtigt.

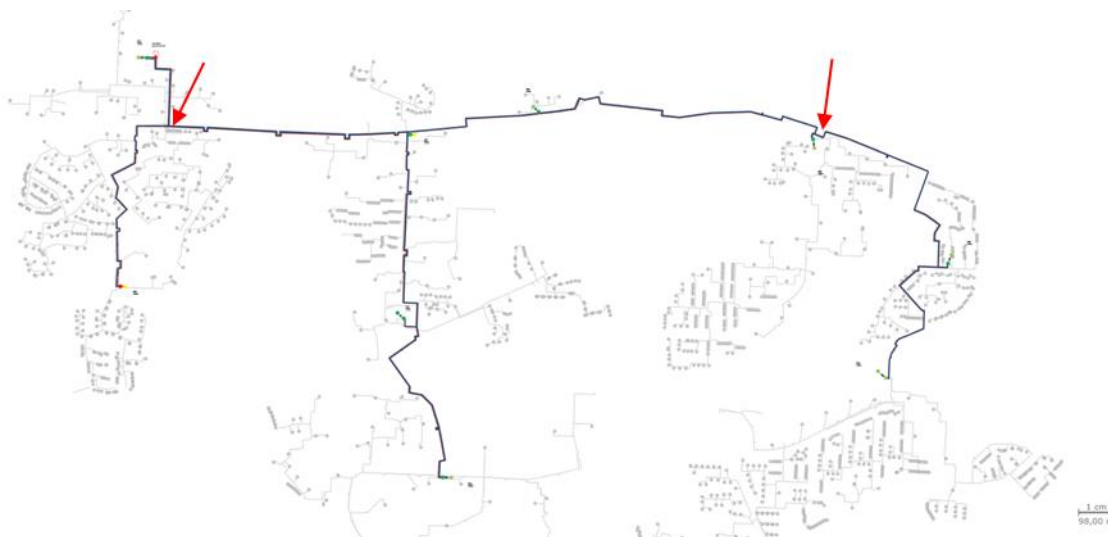


Abbildung 88 Primärnetz in Roka³ (Übersicht) - Sanierte Rohrstrecke zwischen Netzpunkt "P1" und Netzstation Ost

Die Ergebnisse für die Wärmelastverteilung des Ist-Zustands sind in Tabelle 42 zu sehen. Die Druckdifferenz am FHW konnte damit auf die gewünschten maximalen 2 bar abgesenkt werden. Zusätzlich konnte die Netzvorlauftemperatur um 10 K auf bis zu 170°C abgesenkt werden. Für weitere Temperaturabsenkungen wirken die Netzstationen Zentrum und Willbeck weiter begrenzend, da dort ansonsten negative Druckdifferenzen entstehen. In den nachfolgenden Simulationsergebnissen wird die Fließgeschwindigkeit in m/s mit in den Tabellen angegeben. Die Spalte „Nenndurchmesser“ bezeichnet den dazugehörigen Rohrdurchmesser am Messpunkt nahe der jeweiligen Netzstation im Simulationstool Roka³.

Tabelle 42 Simulationsergebnisse für Maßnahme 1 (Wärmelastverteilung: Ist-Zustand)

	MW	t/h	Nenndurchmesser	m/s	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	48,03	395,14	DN300	1,62	170,00	65,47	2,00
Althochdahl (HT)	4,52	39,46	DN300	0,16	169,93	66	2,00
Trills (HT)	1,29	11,90	DN100	0,41	164,34	66	1,45
West (HT)	3,71	32,46	DN150	0,50	169,71	66	1,62
Nordwest (HT)	0,37	3,25	DN32	0,93	169,31	66	1,60
Ost (HT)	5,17	45,61	DN200		168,84	66	1,56
Südwest (HT)	1,79	15,77	DN80	0,91	169,00	66	0,95
Stolls (HT)	1,45	12,96	DN150	0,20	167,52	66	0,68
Willbeck (HT)	6,78	60,92	DN150	0,94	166,98	66	0,17
Zentrum (HT)	19,61	172,80	DN200	1,58	168,96	66	0,10

Da diese Maßnahme allein nicht ausreichend ist, wurde in einem zweiten Schritt die komplette Sanierung des Primärnetzes untersucht.

Mit Blick auf die in den Netzstationen maximal installierten Wärmeübertragerleistungen (s. Tabelle 43) wurden mit der Software Roka³ entsprechend höhere Rohrdurchmesser der Zuleitungen zu den Netzstationen parametrisiert. Für die übertragbaren Leistungen

wurden dabei Werte aus dem Softwareprogramm „Rohrdim“ (wbs - WärmebedarfService, 2024) übernommen.

Tabelle 43 installierte Wärmeübertragerleistung der Netzstationen

Netzstation	Installierte Wärmetauscherleistung / MW
Althochdahl (HT)	16
West (HT)	13,4
Nordwest (HT)	1
Ost (HT)	17
Südwest (HT)	5
Stolls (HT)	7
Zentrum (HT)	14
Willbeck (HT)	17
Trills (HT)	3

Die Leitungsdurchmesser vom FHW bis zum Netzpunkt P1 und von dort bis zur Netzstation Stolls wurden durch Kunststoffmantelrohre (KMR) mit einem Nenndurchmesser von 400 mm ersetzt. Vom Punkt P1 bis Trills wurden die Rohrleitungen von DN150 auf DN200 erhöht. Um Zentrum und Südwest entsprechend versorgen zu können, wurde der Abzweig Millrath West bis Zentrum auf DN300 erhöht. Stolls bis Zentrum wurde ebenfalls auf DN300 erhöht.

Aus der Roka³-Simulation ergeben sich die in Tabelle 44 dargestellten Ergebnisse für die Wärmelastverteilung des Ist-Zustands. Die Vorlauftemperatur des FHW's konnte auf 130°C und der Differenzdruck auf 2 bar abgesenkt werden. Netzstation Zentrum ist Schlechtpunkt mit einem Differenzdruck von 0,32 bar.

Tabelle 44 Simulationsergebnisse der kompletten Netzsanierung (Wärmelastverteilung: Ist-Zustand)

	MW	t/h	Nenndurchmesser	m/s	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	47,68	638,44	DN300	2,52	130,00	65,77	2,00
Althochdahl (HT)	4,52	64,12	DN300	0,25	129,97	66	1,99
Trills (HT)	1,29	18,75	DN200	0,16	128,46	66	1,69
West (HT)	3,71	52,69	DN250	0,29	129,88	66	1,30
Nordwest (HT)	0,37	5,28	DN125	0,12	129,70	66	1,28
Ost (HT)	5,17	73,91	DN300	0,28	129,47	66	1,19
Stolls (HT)	1,45	20,88	DN200	0,18	129,06	66	1,14
Willbeck (HT)	6,78	97,85	DN300	0,37	128,86	66	1,02
Südwest (HT)	1,79	25,51	DN200	0,22	129,69	66	0,76
Zentrum (HT)	19,61	279,46	DN300	1,07	129,66	66	0,32

Um den Einfluss dieser Maßnahme auch auf die angenommene zukünftige Wärmelastverteilung zu untersuchen, wurde auch dieser Fall simuliert. Die Vorlauftemperatur wurde ebenfalls mit 130°C im Vorlauf des Primärnetzes festgelegt, um einen direkten

Vergleich zum vorherigen Szenario vornehmen zu können. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die zukünftige Wärmelastverteilung die Druckdifferenzen sich in den Schlechtpunkten, insbesondere bei der Netzstation Zentrum, leicht erhöhen und demnach verbessern (siehe Tabelle 45).

Tabelle 45 Simulationsergebnisse der kompletten Netzsanierung (Wärmelastverteilung: Zieljahr 2045)

	MW	t/h	Nenndurchmesser	m/s	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	47,71	638,86	DN300	2,52	130,00	65,77	2,00
Althochdahl (HT)	4,92	69,79	DN300	0,28	129,97	66	1,99
West (HT)	2,94	41,77	DN250	0,23	129,86	66	1,46
Nordwest (HT)	1,23	17,52	DN125	0,38	129,71	66	1,44
Ost (HT)	5,33	76,28	DN300	0,29	129,40	66	1,37
Stolls (HT)	1,07	15,47	DN200	0,13	128,83	66	1,33
Trills (HT)	6,85	97,59	DN200	3,22	129,69	66	1,28
Willbeck (HT)	4,97	72,07	DN300	0,28	128,57	66	1,23
Südwest (HT)	1,48	21,11	DN200	0,18	129,63	66	1,05
Zentrum (HT)	15,93	227,27	DN300	0,87	129,59	66	0,71

Durch die veränderte Lastverteilung könnte die Vorlauftemperatur sogar auf bis zu 120°C abgesenkt werden, jedoch mit einem resultierenden Durchfluss von 757 m³/h, wodurch der maximale Netzdurchfluss im Heizwerk von 690 m³/h für Übergangsvarianten bis zum Jahr 2045 überschritten würde, da die derzeitigen Erzeuger und Anlagen im FHW nicht auf höhere Durchflüsse ausgelegt sind.

Maßnahme 2: Einbau von Pumpstation(en) im Primärnetz und Entlastung des Primärnetzes durch dezentrale Erzeugereinspeisungen in den Sekundärnetzen

Da im Referenzfall die oben genannten Maßnahmen bzgl. Rohrleitungssanierungen alleine nicht ausreichen um die erforderlichen Vorlauftemperaturen von 95°C zu erreichen, sind weitere Maßnahmen notwendig. In Frage kommen dafür beispielweise Druckerhöhungsstationen, mit denen sich der erforderliche Differenzdruck an den kritischen Netzstationen aufrechterhalten lässt. Dazu müssen diese an hydraulisch geeigneten Stellen im Primärnetz platziert werden.

Die Standortfindung und die Dimensionierung von Druckerzeugungsstationen wurde mittels Roka³ untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Druckerzeugungsstationen zwar prinzipiell helfen den primärnetzseitigen Differenzdruck an den Netzstationen anzuheben, aber höhere Durchflussraten, resultierend aus der weiteren Absenkung der Netztemperaturen im Vorlauf, auch nicht verhindern können.

Um die Netzdurchflussrate zu begrenzen, müssen weitere Maßnahmen daher auch darauf abzielen, das Primärnetz an kritischen Stellen erzeugerseitig zu entlasten. Dies kann zum Beispiel durch Einspeisungen von dezentralen Erzeugern in den Sekundärnetzen an den jeweiligen Netzstationen geschehen und wird in der Darstellung der folgenden Übergangs- und Zielszenarien berücksichtigt.

Übergangslösung für die Wegmarke 2030:

Für die Rohrnetzsanierung mit entsprechender Lastverteilung im Jahr 2030 wird eine Übergangsvariante untersucht. Hierbei wird von einem sanierten Netzteil vom Punkt P1 bis zur Netzstation Ost aus KMR DN400 ausgegangen, die Rohrstrecke vom Punkt P1 bis zum FHW bleibt auf DN300. Die Netzlasten in Tabelle 46 sind so angepasst, dass sie die geplanten Erschließungen aus Kapitel 1.2.1 für 2030 berücksichtigen.

Die Netzvorlauftemperaturen müssen hier bereits wegen der neuen KMR-Rohrleitungen auf 125°C abgesenkt werden. Notwendig sind hier zwei Pumpstationen, eine direkt vor Stolls (1,5 bar) und eine direkt vor Millrath Südwest (1,6 bar), um die Druckverluste durch die höheren Netzdurchflüsse auszugleichen.

Tabelle 46 Simulationsergebnisse, Übergangsvariante 1

	MW	t/h	Nenndurchmesser	m/s	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheizwerk:	40,80	591,14	DN300	2,32	125,00	65,64	2,00
Althochdahl (HT)	3,51	54,02	DN300	0,21	124,96	66	1,99
Südwest (HT)	1,39	21,56	DN80	1,19	124,50	66	1,78
Trills (HT)	1,00	16,22	DN100	0,53	121,95	66	1,28
West (HT)	2,88	4,49	DN150	0,66	124,86	66	1,13
Nordwest (HT)	0,29	4,49	DN32	1,22	124,67	66	1,08
Ost (HT)	5,65	87,06	DN200	0,77	124,46	66	1,02
Stolls (HT)	1,13	17,76	DN150	0,26	123,75	66	1,01
Willbeck (HT)	5,26	83,06	DN150	1,23	123,46	66	0,29
Zentrum (HT)	16,89	261,94	DN200	2,29	124,50	66	0,26

In Tabelle 47 sind die Parameter der Druckerhöhungsanlagen zusammengefasst. Die eingetragenen Eingangsdrücke basieren auf den Absolutdrücken vom Referenzpunkt (am FHW). Diese können entsprechend der Netztemperaturen weiter abgesenkt werden

Tabelle 47 Parameter der Druckerhöhungsanlagen

Variante	Station	Ort	Eingangsdruck / bar	Druckerhöhung / bar	Durchfluss / t/h	T / °C
Zwischenlösung 2030, 40,8 MW Netzlast, T _{VL} =125°C, Rohrstrecke P1 bis Netzstation Ost saniert	1	vor Stolls	15,44	1,50	100,82	123,92
	2	vor Millrath Südwest	18,15	1,60	283,51	124,68

Zielvariante für 2045:

Für die Zielvariante im Jahr 2045 werden folgende Maßnahmen angenommen:

- Sanierung aller Rohrleitungen des Primärnetzes wie in Maßnahme 1 weiter oben aufgeführt
- Nutzung von 2 Druckerhöhungsanlagen
- Entlastung des Primärnetzes durch dezentrale Einspeisungen in folgenden Sekundärnetzen:
 - 2,32 MW Kläranlage speist in Netzstation Zentrum ein
 - 1,5 MW Rohwasser speist in Netzstation WP Millrath Ost ein
 - 1,2 MW oberflächennahe Geothermie speist in Netzstation Millrath Nord West ein
 - 1,7 MW oberflächennahe Geothermie speist in Netzstation Trills und ggf. in Zentrum ein (zum derzeitigen Stand wurde jedoch lediglich eine Einspeisung bei Trills simuliert).

Mit diesen Maßnahmen kann die Primärnetztemperatur auf 95°C im Vorlauf abgesenkt werden. Daher wurden auch die Vor- und Rücklaufdrücke im Primärnetz auf 8 und 6 bar abgesenkt. Eine Reduktion der Rücklauftemperatur wurde hier noch nicht berücksichtigt. In Tabelle 48 sind die Simulationsergebnisse dargestellt. Schlechtpunkte sind hier Trills, West und Nordwest mit 0,33 bar, 0,16 bar und 0,1 bar Druckdifferenz an den Netzstationen.

Tabelle 48 Simulationsergebnisse für die Zielvariante im Jahr 2045

	MW urspr.	MW neu mit Sekun- därnetz- einspei- sungen	t/h	Neandurch- messer	m/s	T VL / °C	T RL / °C	Pdiff / bar
Fernheiz- werk:	47,71	40,52	1196,56	DN400	2,82	95,00	65,88	2,00
Althochdahl (HT)	4,92	4,92	153,99	DN300	0,59	94,99	66	1,98
Südwest (HT)	1,48	1,48	46,53	DN200	0,38	94,87	66	1,19
Ost (HT)	5,33	3,83	120,80	DN300	0,45	94,77	66	0,90
Stolls (HT)	1,07	1,07	33,98	DN200	0,28	94,59	66	0,83
Willbeck (HT)	4,97	4,97	158,22	DN300	0,59	94,50	66	0,72
Zentrum (HT)	15,93	13,61	428,05	DN300	1,59	94,85	66	0,41
Trills (HT)	6,85	5,15	161,87	DN200	1,34	94,86	66	0,33
West (HT)	2,94	2,94	92,15	DN250	0,49	94,95	66	0,16
Nordwest (HT)	1,23	0,03	0,96	DN125	0,02	94,70	66	0,10

In Tabelle 49 sind die Parameter der Druckerhöhungsanlagen hierfür zusammengefasst.

Tabelle 49 Parameter der Druckerhöhungsanlagen

Druckerhöhungsstationen:						
Variante	Station	Ort	Ein-gangs-druck / bar	Druckerhöhung / bar	Durch-fluss / t/h	T / °C
Ziel 2045, 40,52 MW Netzlast, T _{VL} =95°C, Rohr-strecke komplett saniert	1	vor Millrath Ost	7,02	1	313	94,78
	2	vor Millrath Südwest	9,6	2	474,58	94,9

Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur

Die in den Simulationen angenommene Netzurücklauftemperatur beträgt am Fernheizwerk etwa 65 °C. Generell wäre eine Absenkung der Rücklauftemperatur an den Netzstationen von Vorteil, da hierdurch großes Potential bezüglich der Netzkapazität besteht.

Potenzielle Probleme diesbezüglich bestehen vor allem bei der technischen Umsetzung, da einige im Fernwärmenetz vorhandene Wärmeerzeuger (BHKWs) eine Rücklauftemperatur von ca. 65°C benötigen, um die gewünschten Temperaturhübe zu realisieren. Hier könnte aber mit einer Vorwärmung ein kühlerer Rücklauf wieder auf 65°C angehoben werden. Für das Zielszenario im Jahr 2045 ist davon auszugehen, dass sich der Erzeugerpark deutlich ändert und dadurch diese Beschränkung wegfällt.

Probleme können unter anderem auch in vertraglichen Bindungen in den Technischen Anschlussbedingungen für Wärme (TAB) und der Ausführung der Kundenanlagen (Speichersysteme für Trinkwarmwasser) und Hausstationen begründet sein.

Mögliche Maßnahmen:

- Änderung der TAB
- Analysen zur Reduzierung der Rücklauftemperatur bei Großkundenanlagen
- Anreize zum Ersatz von Trinkwarmwasser-Speichersystemen durch Durchlaufsysteme

4. Maßnahmen

In diesem Kapitel stehen die Ergebnisse des Transformationsplans in der zeitlichen Abfolge sowie die voraussichtlich nötigen Investitionskosten, die Wärmegestehungskosten und die Entwicklung der CO₂-Emissionen für die beiden aufgestellten Szenarien zur Wärmeerzeugung im Mittelpunkt. Bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten werden die im Anhang D aufgeführten wirtschaftlichen Randbedingungen angesetzt.

4.1 Wegmarken Szenario mit Tiefer Geothermie

Im zeitlich aufgelösten Ablaufplan in Tabelle 50 ist zu erkennen, wie über den gesamten Zeitraum des Transformationsplans die bestehenden Erzeugerstrukturen verändert werden. Neue kommen hinzu und der Bestand passt sich an. Der aktuell vorhandene Biomasse-Anteil über ein bestehendes Biomethan-BHKW (1,8 %) wird auf ein Niveau von bis zu 3 % mit einer neuen Biomasseanlage angehoben.

Beim zukünftigen Wärmeerzeugerportfolio sind klar die vier Maßnahmenpakete zu erkennen (Tabelle 50). Die beiden wichtigsten Maßnahmen des ersten Schrittes zur Erreichung des 30 % EE-Anteils im Jahr 2030 sind der Bau der Außenluft-Wärmepumpe und der Bau der Solaranlage im Rahmen einer iKWK-Förderung. Zur Solaranlage und dem BHKW sind dazu genauere Planungen bereits angestoßen. Das BHKW, der Elektrokessel sowie die Solaranlage sollen Mitte 2027 in Betrieb gehen. Zusätzlich wird direkt die Nutzung des Rohwassers aus den vorhandenen Rohwasserbrunnen über den Bau einer weiteren Wärmepumpe am Standort der Stadtwerke Erkrath nutzbar gemacht. Im ersten Zeitschritt sollen parallel einige Sanierungen (v.a. Sanierung des Primärnetzes und der meisten Netzstationen) und Neuerschließungen des Fernwärmenetzes stattfinden. Trotz der prognostizierten stetigen Gebäudesanierungsrate geht dies mit einem Anstieg der benötigten Wärmeleistung und Wärmemenge einher (siehe Abbildung 7).

Bevor bis 2035 die weiteren Umbaumaßnahmen durchgeführt werden, soll bis 2031 das Primärnetz inklusive Wärmeübertrager in den Netzstationen vollständig saniert bzw. ausgetauscht werden. In diesem Zuge muss die Vorlauftemperatur im Primärnetz bis 2031 in einem ersten Schritt auf max. 125 °C abgesenkt werden, um die neu eingesetzten Kunststoffmantelrohre nicht zu beschädigen. Ohne vollständige Netzsanierung wäre dies nicht möglich, da die Durchmesser der noch bestehenden (alten) Rohrabschnitte für den Transport der benötigten Wärmeleistung zu klein wären. Zudem müssen, wie in Kapitel 3.3 beschrieben, Druckerhöhungsstationen eingebunden werden, um die Wärmeversorgung sicher zu stellen.

Im nächsten Schritt wird das Erzeugerportfolio durch die Abwasser-Wärmepumpe, die an der Netzstation Zentrum einspeisen soll, und durch eine Wärmepumpe in Kombination mit einem Erdsondenfeld auf der Fläche „Wiese Friedhof“ erweitert. Dabei kann die Solarthermieanlage im Sommer eine Regeneration des Erdsondenfeldes ermöglichen. Mit dem Bau dieser Anlagen gehen auch weitere neue Gebietserschließungen im Netz

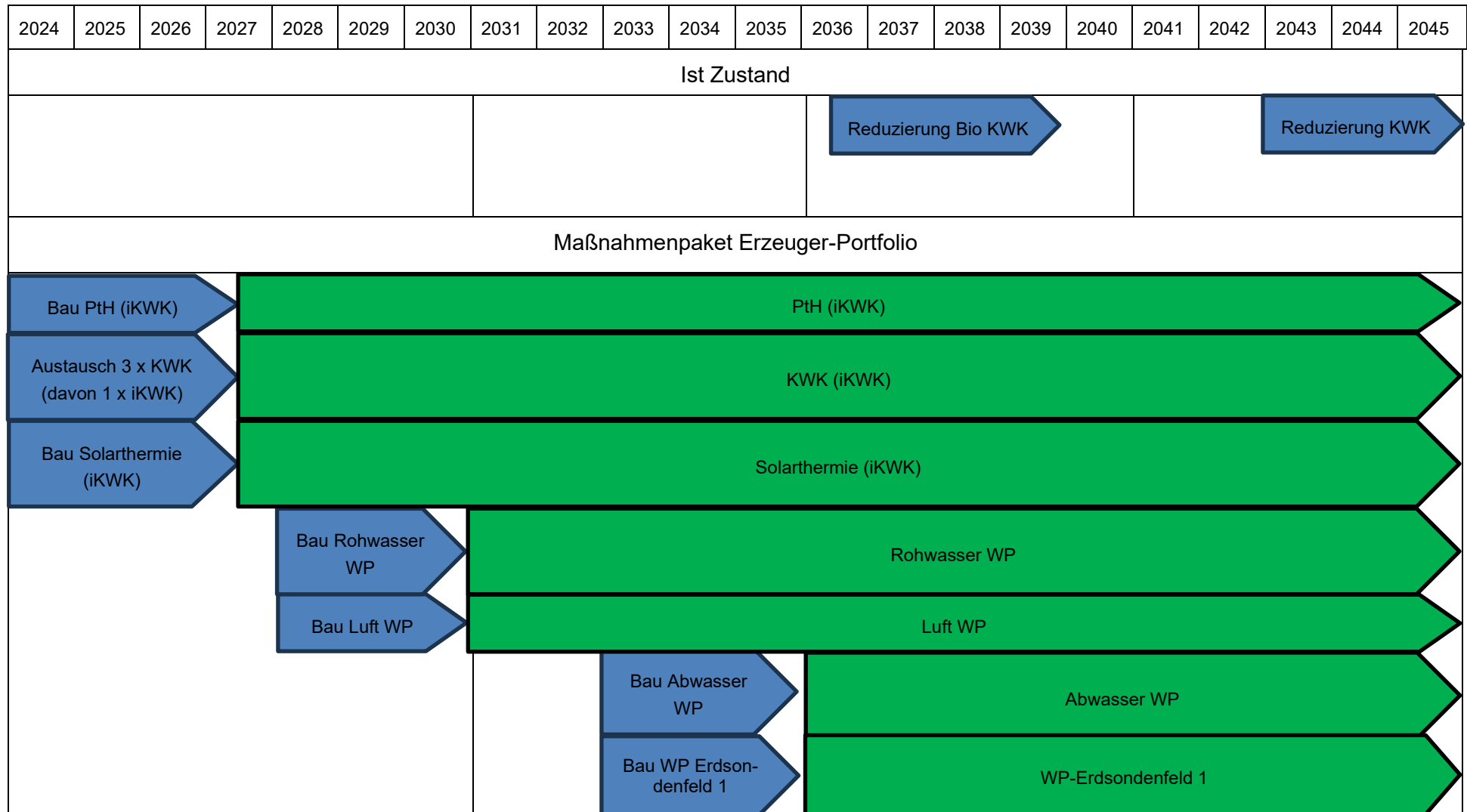
einher. Auch hier führen die zusätzlich angeschlossenen Lasten zur Erhöhung der in Summe benötigten Heizleistung.

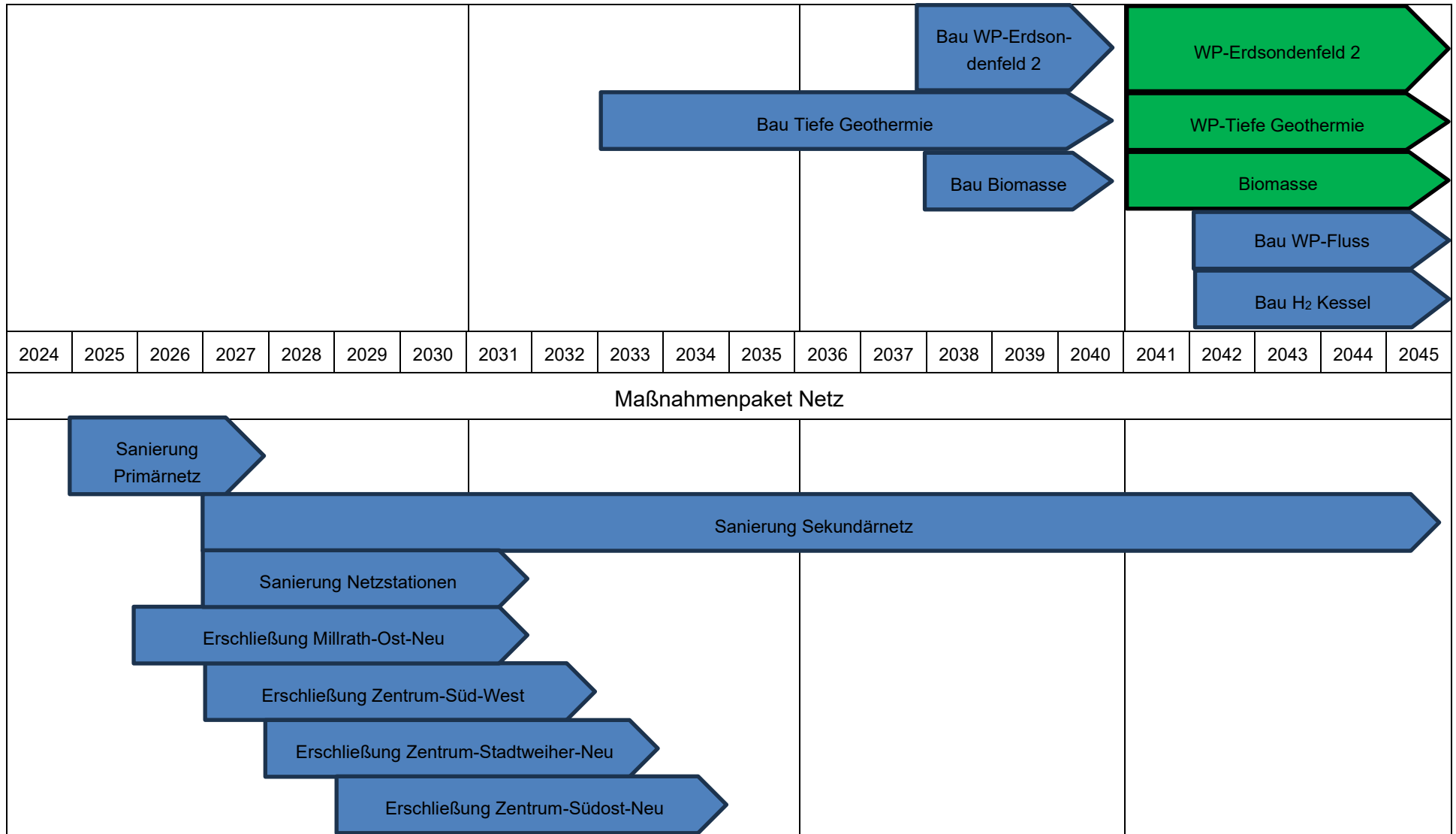
Bis zur nächsten Wegmarke im Jahr 2040 wird das Erzeugerportfolio durch zwei weitere Erdsondenfelder in Kombination mit Sole-Wasser-Wärmepumpen und durch eine neue Biomasseanlage ergänzt. Zudem kommt die maßgebliche Wärmequelle der Tiefen Geothermie in Kombination mit einer Wärmepumpe zum Einsatz. Mit deren Erzeugeranteilen wird das Ziel für 2040 mit 80 % EE-Anteil des WPG, trotz steigendem Wärmebedarf durch weitere Netzerschließungen, eingehalten.

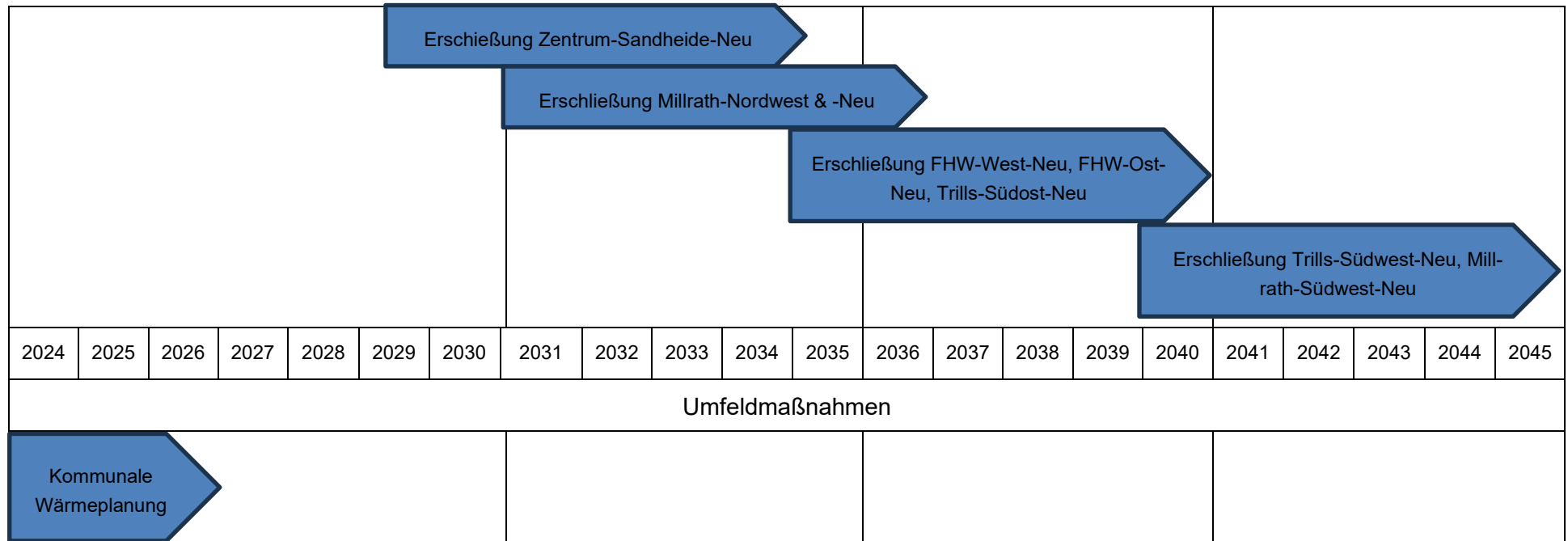
Im letzten Schritt mit dem Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des Netzes im Jahr 2045 wird der Fluss „Düssel“ als Wärmequelle für eine Wärmepumpe erschlossen. Einzelne Leistungsspitzen sind über die Nutzung von Wasserstoff abzudecken. Zur Notabsicherung bleiben auch ältere Kessel im Erzeugerpark erhalten.

Allgemein ist anzumerken, dass die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung, welche durch die Stadt Erkrath gerade angestoßen wird, durchaus noch maßgeblichen Einfluss auf die Wegmarken bis zum klimaneutralen Ziel 2045 haben können.

Tabelle 50 Zeitliche Abfolge der im Transformationsplan vorgesehenen Maßnahmen mit Tiefer Geothermie







Die nachfolgende Tabelle 51 zeigt zusammengefasst alle relevanten Wärmenetzdaten für den Ist-Zustand des Wärmenetzes in Erkrath sowie für die Prognose der Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045.

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten berücksichtigt die Förderung gemäß BEW. Hierzu zählen die Investitionsförderung für Wärmeerzeuger, Netzsanierung etc. sowie die Betriebskostenförderung für Solarthermie und Wärmepumpen. Des Weiteren wird bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten der gewährte Zuschlag der Bundesnetzagentur im Rahmen der iKWK-Förderung berücksichtigt. Gewährt wurde ein Zuschlag von 11,29 ct/kWh erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommenge. Der Zuschlag wird gemäß KWKAUSV §19, Abs. 2, Satz 2 für insgesamt 45.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Hierbei werden pro Jahr max. 3.500 Vbh gefördert. Da die Solarthermieanlage Teil der iKWK-Förderung ist und sie mindestens 35 % der gesamten Referenzwärme, die sich aus dem Anteil der Solarthermieanlage und der KWK-Anlage ergibt, erzeugen muss (siehe auch Kapitel 3.2.2 und 3.2.3), werden 35 % der Fördersumme rechnerisch auf die Solaranlage umgelegt. Die jährlichen Zuwendungsanteile werden anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der KWK-Anlage und Solarthermieanlage von 15 bzw. 20 Jahren umgelegt. In diesem Fall verringern sich die anteiligen Wärmegestehungskosten dieser Solarthermieanlage aus Kapitel 3.2.2 und 3.2.3 von 7,6 auf 4,6 ct/kWh. Zudem wird auch für die beiden neuen geplanten KWK-Anlagen der gewährte Zuschlag der Bundesnetzagentur im Rahmen der KWK-Förderung in Höhe von 6,14 ct/kWh erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommenge berücksichtigt. Der Zuschlag wird gemäß KWKAUSV §19, Abs. 2, Satz 2 für insgesamt 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Hierbei werden pro Jahr max. 3.500 Vbh gefördert. Die Zuwendung wird anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der KWK-Anlage von 15 Jahren umgelegt. Für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom wird zusätzlich für KWK-Anlagen ein Grunderlös aus Direktvermarktung von 3,88 ct/kWh berücksichtigt. (EEX Group, 2024)

Die Wärmegestehungskosten der Bestandsanlagen beziehen sich ausschließlich auf die Betriebskosten des derzeitigen Erzeugerparks, da die genauen Investitionskosten, die hierfür getätigt wurden, unbekannt sind. Die Netzmaßnahmen zur Sanierung und Erweiterung erfordern ebenfalls größere Investitionen. Hierbei werden unter anderem für neue Rohrleitungen im Primärnetz 2.800 €/m, und für neue Rohrleitungen der Netzerweiterungen durchschnittlich 1.345 €/m angesetzt (ISOPLUS Connecting District Energy GmbH, 2022). Die Preise beinhalten 1.000 €/m Tiefbaukosten (Stadtwerke Erkrath, 2024). Nähere Randbedingungen zur wirtschaftlichen Betrachtung können Anhang D entnommen werden.

Die Berechnung der Emissionen bzw. des Primärenergiefaktors erfolgte gemäß den Vorgaben mithilfe der Gewichtungsfaktoren gemäß dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 von 2021. Die Gewichtungsfaktoren (Tabelle 52) berücksichtigen **keine** zukünftigen Verbesserungen bis 2045, obwohl bis zum Jahre 2045 auf Bundesebene ein klimaneutraler Stromsektor angestrebt wird und daher im Zielkonzept 2045 für den Stromeinsatz hier

insbesondere in Wärmepumpen null Emissionen erwartet werden können. In der ökologischen Betrachtung wirken sich die aktuell hohen Gewichtungsfaktoren für den Stromeinsatz deshalb rein rechnerisch negativ aus.

Tabelle 51 Wärmenetzdaten als Ergebnis der Transformationsplanung im Szenario mit Tiefer Geothermie

Wärmenetzdaten	Einheit	Ist	2030	2035	2040	2045
Erzeugte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	123,4	125,3	134,4	142,3	139,8
Gelieferte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	101	105,1	115,7	125,4	125,2
Spez. Primärenergiefaktor gemäß AGFW FW 309 Teil 1		1,26	1	0,92	1,38	0,45
Spez. CO ₂ -Emissionen gemäß AGFW FW 309 Teil 6	g CO ₂ /kWh	299,9	253,2	241,2	361,2	140,5
Energieträgerverteilung gemäß AGFW FW 309 Teil 5	-	-	-	-	-	-
Abwärmeanteil	%	0	0	0	0	0
Biomasse-Anteil	%	2	2	2	3	3
EE-Anteil	%	2	40	50	95	100
Kumulierte Gesamt-Investitionskosten inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	45,6 / 69,8	70,8 / 111,7	102,2 / 162,9	110,7 / 176,3
Wärmegestehungskosten gesamt inkl. Förderung	€/MWh	79,8	60,3	69,9	97,7	113,5
Kumulierte Investitionskosten Erzeuger inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	18,0 / 23,7	23,9 / 33,5	42,8 / 64,0	45,3 / 67,3
Kumulierte Investitionskosten Netzmaßnahmen inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	27,6 / 46,1	46,9 / 78,2	59,4 / 98,9	65,4 / 109
Anteilige Wärmegestehungskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung	€/MWh	0	19,4	26,8	30,3	32,9
Endkundenpreis angegeben als Mischpreis	€/MWh	Wärmegestehungskosten Wärmeerzeuger & Netzmaßnahmen + Aufschlag Stadtwerke				

Tabelle 52 Verwendete Gewichtungsfaktoren gemäß AGFW FW 309 Teil 1

Energieträger		Gewichtungsfaktoren	
		Primärenergiefaktor [-]	CO ₂ -Äquivalent in g/kWh
Fossile Brennstoffe	Erdgas	1,1	240
Biogene Brennstoffe	Biogas	0,5	140
	Wasserstoff (BDEW Bundesverband der energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2022)	0,06	18
Umweltwärme	Erdwärme, Solarthermie, Umgebungswärme, Abwärme	0	0
Strom	Netzbezogen	1,8	560
	Verdrängungsstrommix für KWK	2,8	860

Des Weiteren muss betont werden, dass gemäß der aktuellen Stromgutschriftmethode der von einer KWK-Anlage ins Stromnetz eingespeiste Strom mit einem hohen Gewichtungsfaktor vergütet wird und sich daher positiv auf die Ökobilanz einer KWK-Anlage auswirkt. Zukünftig wird der Gewichtungsfaktor des Verdrängungsstrommixes einer KWK-Anlage voraussichtlich dem Wert des netzbezogenen Stroms entsprechen, also gegen null tendieren.

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Kostenartenanteile (Kapitalkosten für Netzausbau und Wärmeerzeuger, Wartungskosten und Energieträgerkosten) an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045. Zu Beginn überwiegen die Energieträgerkosten aufgrund der hohen fossilen Energieträgeranteile und mit zunehmenden Ausbaumaßnahmen erhöhen sich die entsprechenden Investitions- bzw. Kapitalkosten und reduzieren sich die Energieträgeranteile aufgrund der Erneuerbaren Energien und Effizienzmaßnahmen im Netz. Insgesamt steigen die Wärmegestehungskosten um ca. 2 ct/kWh an.

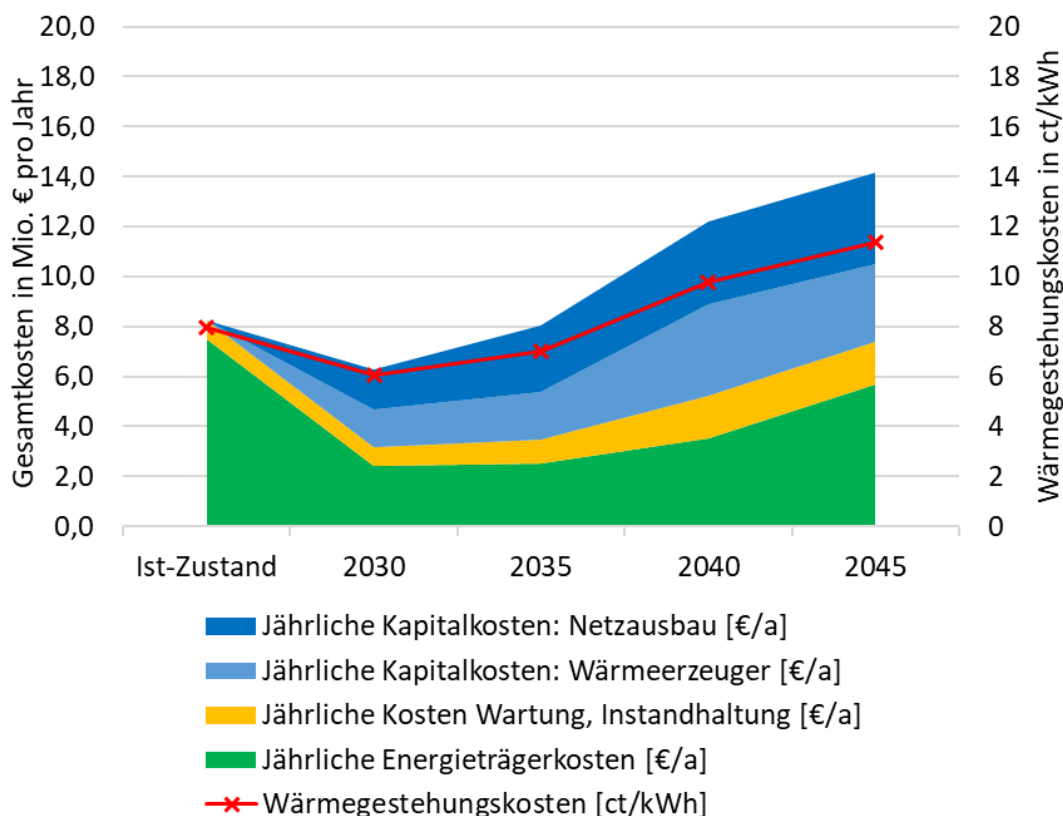


Abbildung 89 Kostenartenanteile an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045 im Szenario mit tiefer Geothermie

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Erzeugeranteile zur Wärmebedarfsdeckung an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045.

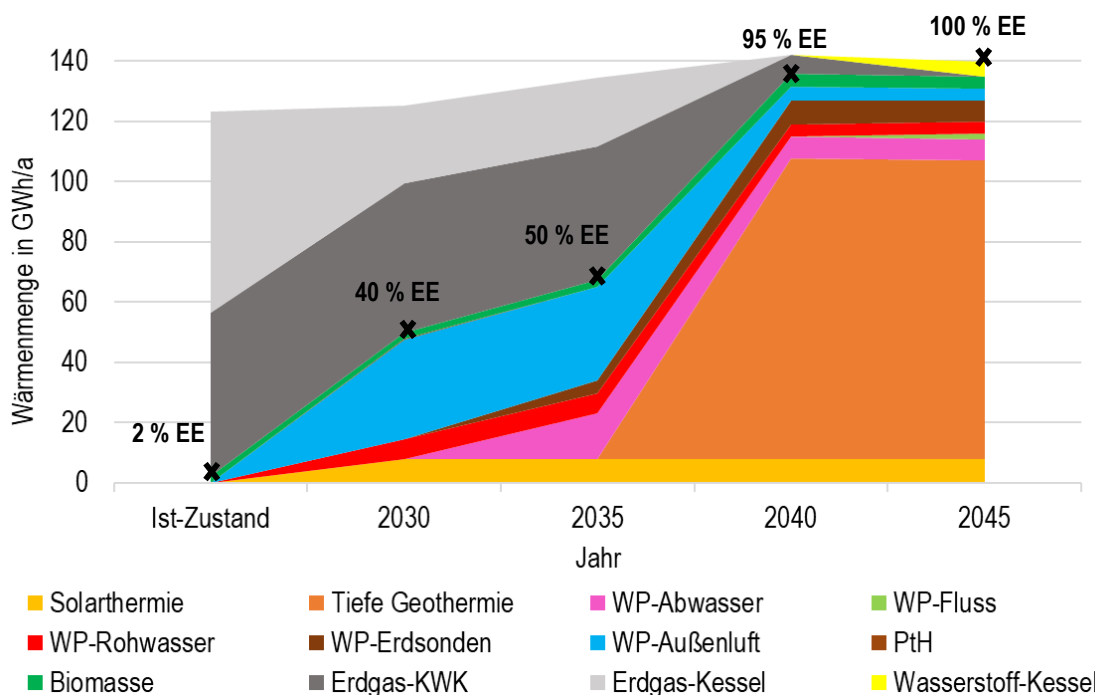


Abbildung 90 - Erzeugeranteile zur Wärmebedarfsdeckung an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045 (mit Tiefer Geothermie)

4.2 Wegmarken Szenario ohne Tiefe Geothermie

Im zeitlich aufgelösten Ablaufplan in Tabelle 53 ist zu erkennen, wie über den gesamten Zeitraum des Transformationsplans die bestehenden Erzeugerstrukturen verändert werden. Neue kommen hinzu und der Bestand passt sich an. Der aktuell vorhandene Biomasse-Anteil über ein bestehendes Biomethan-BHKW (1,8 %) wird durch andere erneuerbare Wärmeerzeuger gedeckt.

Beim zukünftigen Wärmeerzeugerportfolio sind klar die vier Maßnahmenpakete zu erkennen (Tabelle 51). Die beiden wichtigsten Maßnahmen des ersten Schrittes zur Erreichung des 30 % EE-Anteils im Jahr 2030 sind, analog zum Szenario mit Tiefer Geothermie, der Bau der Außenluft-Wärmepumpe und der Bau der Solaranlage im Rahmen der iKWK-Förderung. Zur Solaranlage und dem BHKW sind im Rahmen der iKWK-Förderung genauere Planungen bereits angestoßen. Das BHKW, der Elektrodenkessel sowie die Solaranlage sollen 2026 in Betrieb gehen. Zusätzlich wird direkt die Nutzung des Rohwassers aus den vorhandenen Rohwasserbrunnen über den Bau einer weiteren Wärmepumpe am Standort der Stadtwerke Erkrath nutzbar gemacht. Im ersten Zeitschritt sollen parallel einige Sanierungen (v.a. Sanierung des Primärnetzes und der meisten Netzstationen) und Neuerschließungen des Fernwärmenetzes stattfinden. Trotz der prognostizierten stetigen Gebäudesanierungsrate geht dies mit einem Anstieg der benötigten Wärmeleistung und Wärmemenge einher (siehe Abbildung 7).

Bevor bis 2035 die weiteren Umbaumaßnahmen durchgeführt werden, soll bis 2031 das Primärnetz inklusive Wärmeübertrager in den Netzstationen vollständig saniert bzw. ausgetauscht werden. In diesem Zuge muss die Vorlauftemperatur im Primärnetz bis 2031 in einem ersten Schritt auf max. 125 °C abgesenkt werden, um die neu eingesetzten Kunststoffmantelrohre nicht zu beschädigen. Ohne vollständige Netzsanierung wäre dies nicht möglich, da die Durchmesser der noch bestehenden (alten) Rohrabschnitte für den Transport der benötigten Wärmeleistung zu klein wären. Zudem müssen, wie in Kapitel 3.3 beschrieben, Druckerhöhungsstationen eingebunden werden, um die Wärmeversorgung sicher zu stellen.

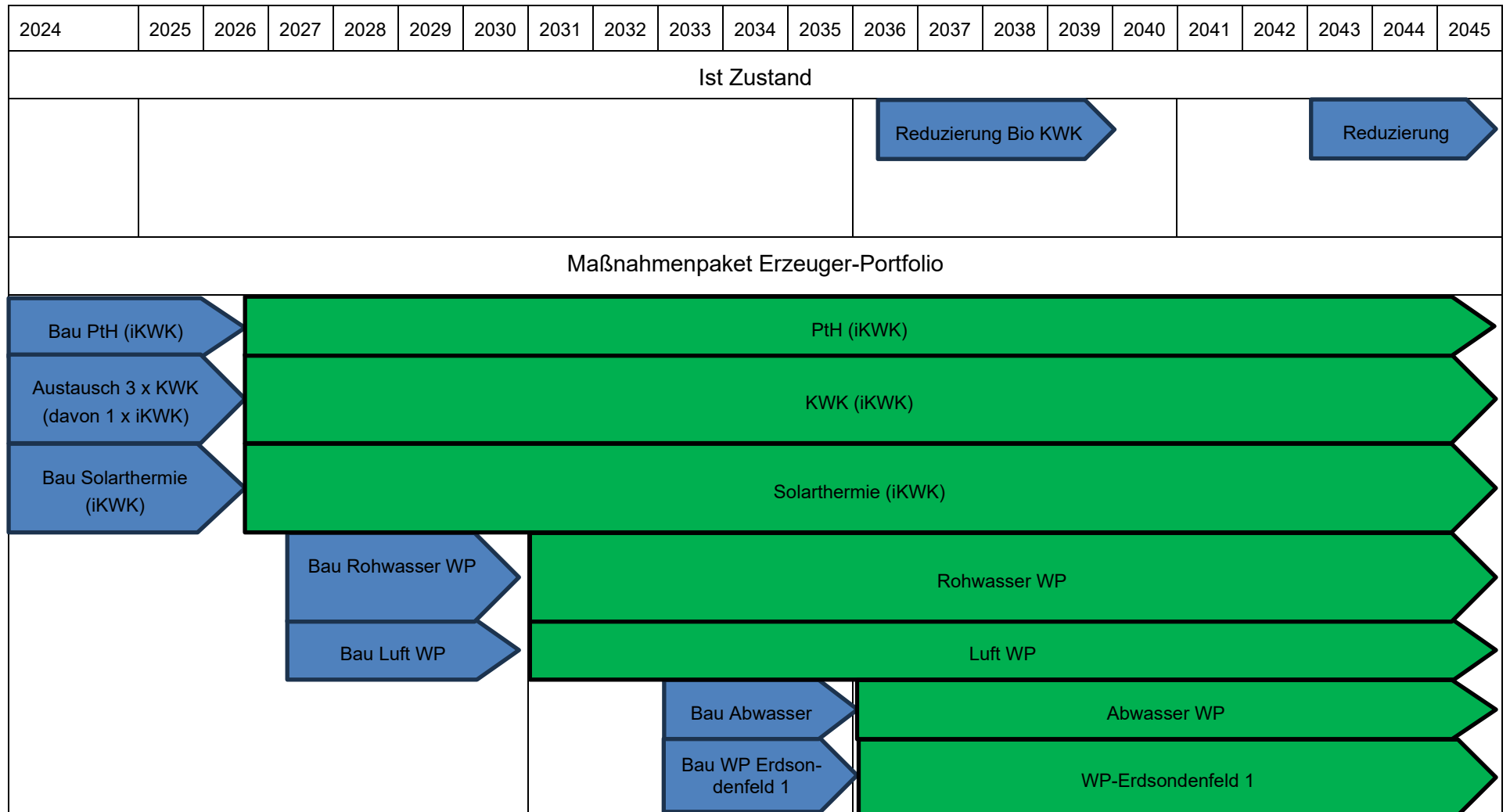
Im nächsten Schritt wird das Erzeugerportfolio durch die Abwasser-Wärmepumpe, die an der Netzstation Zentrum einspeisen soll, und durch eine Wärmepumpe in Kombination mit einem Erdsondenfeld auf der Fläche „Wiese Friedhof“ erweitert. Dabei kann die Solarthermieanlage im Sommer eine Regeneration des Erdsondenfeldes ermöglichen. Mit dem Bau dieser Anlagen gehen auch weitere neue Gebietserschließungen im Netz einher. Auch hier führen die zusätzlich angeschlossenen Lasten zur Erhöhung der in Summe benötigten Heizleistung.

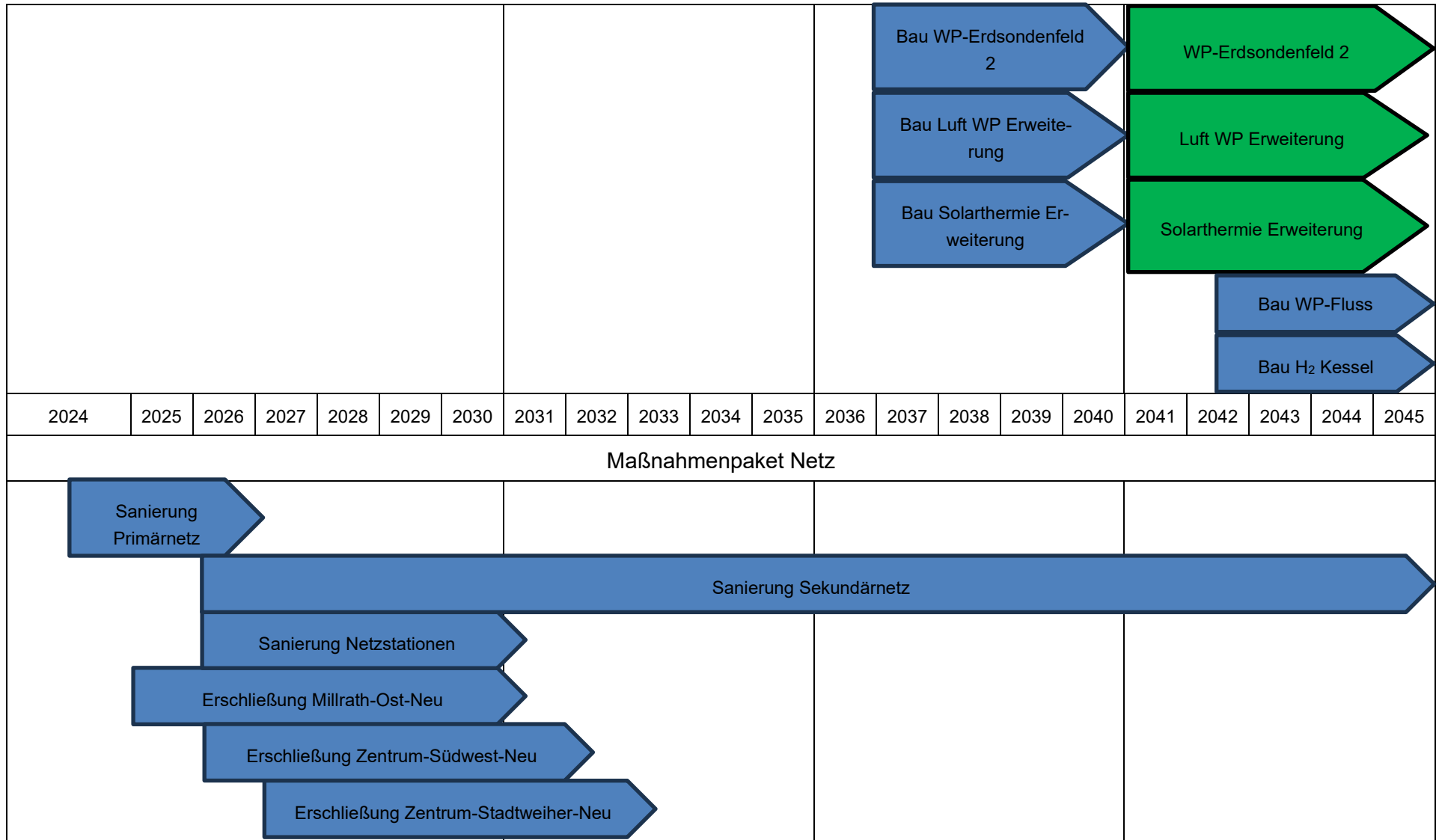
Bis zur nächsten Wegmarke im Jahr 2040 wird die Außenluft-Wärmepumpe auf 23 MW Leistung erhöht. Zudem wird der Deckungsanteil von Solarthermieanlagen durch Anlagen auf den Flächen „Wiese Bruchhauser Straße“ und „Wiese Ankerweg/Bruchhauser Straße“ vergrößert. Mit deren Erzeugeranteilen wird das Ziel für 2040 mit 80 % EE-Anteil des WPG, trotz steigendem Wärmebedarf durch weitere Erschließungen, eingehalten.

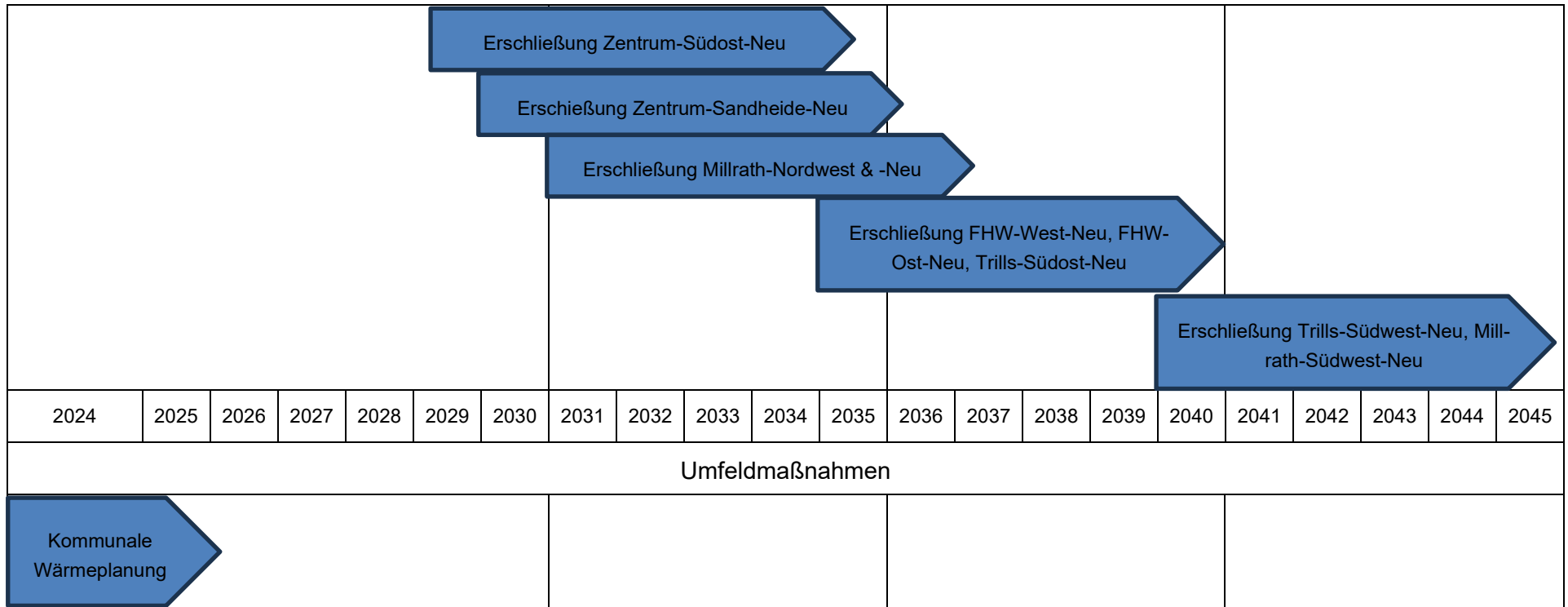
Im letzten Schritt mit dem Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des Netzes im Jahr 2045 wird der Fluss „Düssel“ als Wärmequelle für eine Wärmepumpe erschlossen. Einzelne Leistungsspitzen sind über die Nutzung von Wasserstoff abzudecken. Zur Notabsicherung bleiben auch ältere Kessel im Erzeugerpark erhalten.

Allgemein ist anzumerken, dass die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung, welche durch die Stadt Erkrath gerade angestoßen wird, durchaus noch maßgeblichen Einfluss auf die Wegmarken bis zum klimaneutralen Ziel 2045 haben können.

Tabelle 53 Zeitliche Abfolge der im Transformationsplan vorgesehenen Maßnahmen ohne Tiefe Geothermie







Die nachfolgende Tabelle 54 zeigt zusammengefasst alle relevanten Wärmenetzdaten für den Ist-Zustand des Wärmenetzes in Erkrath sowie für die Prognose der Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045.

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten berücksichtigt die Förderung gemäß BEW. Hierzu zählen die Investitionsförderung für Wärmeerzeuger, Netzsanierung etc. sowie die Betriebskostenförderung für Solarthermie und Wärmepumpen. Des Weiteren wird bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten der gewährte Zuschlag der Bundesnetzagentur im Rahmen der iKWK-Förderung berücksichtigt. Gewährt wurde ein Zuschlag von 11,29 ct/kWh erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommenge. Der Zuschlag wird gemäß KWKAUSV §19, Abs. 2, Satz 2 für insgesamt 45.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Hierbei werden pro Jahr max. 3.500 Vbh gefördert. Die jährlichen Zuwendungsanteile werden anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der KWK-Anlage und Solarthermieanlage von 15 bzw. 20 Jahren umgelegt. In diesem Fall verringern sich die anteiligen Wärmegestehungskosten dieser Solarthermieanlage aus Kapitel 3.2.2 und 3.2.3 von 7,6 auf 4,6 ct/kWh. Zudem wird auch für die beiden neuen geplanten KWK-Anlagen der gewährte Zuschlag der Bundesnetzagentur im Rahmen der KWK-Förderung in Höhe von 6,14 ct/kWh erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommenge berücksichtigt. Der Zuschlag wird gemäß KWKAUSV §19, Abs. 2, Satz 2 für insgesamt 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Hierbei werden pro Jahr max. 3.500 Vbh gefördert. Die Zuwendung wird anteilig auf die angesetzte Lebensdauer der KWK-Anlagen von 15 Jahren umgelegt. Für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom wird zusätzlich für KWK-Anlagen ein Grunderlös aus Direktvermarktung von 3,88 ct/kWh berücksichtigt (EEX Group, 2024).

Die Wärmegestehungskosten der Bestandsanlagen beziehen sich ausschließlich auf die Betriebskosten des derzeitigen Erzeugerparcs, da die genauen Investitionskosten, die hierfür getätigt wurden, unbekannt sind. Die Netzmaßnahmen zur Sanierung und Erweiterung erfordern ebenfalls größere Investitionen. Hierbei werden unter anderem für neue Rohrleitungen im Primärnetz 2.800 €/m, und für neue Rohrleitungen der Netzerweiterungen durchschnittlich 1.345 €/m angesetzt (ISOPLUS Connecting District Energy GmbH, 2022). Die Preise beinhalten 1.000 €/m Tiefbaukosten (Stadtwerke Erkrath, 2024). Nähere Randbedingungen zur wirtschaftlichen Betrachtung können Anhang D entnommen werden.

Die Berechnung der Emissionen bzw. des Primärenergiefaktors erfolgte gemäß den Vorgaben mithilfe der Gewichtungsfaktoren gemäß dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 von 2021. Die Gewichtungsfaktoren (s. Tabelle 55) berücksichtigen **keine** zukünftigen Verbesserungen bis 2045, obwohl bis zum Jahre 2045 auf Bundesebene ein klimaneutraler Stromsektor angestrebt wird und daher im Zielkonzept 2045 für den Stromeinsatz hier insbesondere für Wärmepumpen null Emissionen erwartet werden können. In der ökologischen Betrachtung wirken sich die aktuell hohen Gewichtungsfaktoren für den Stromeinsatz deshalb rein rechnerisch negativ aus.

Tabelle 54 Wärmenetzdaten als Ergebnis der Transformationsplanung im Szenario ohne Tiefe Geothermie

Wärmenetzdaten	Einheit	Ist	2030	2035	2040	2045
Erzeugte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	123,4	125,3	134,4	142,3	139,8
Gelieferte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	101	105,1	115,7	125,4	125,2
Spez. Primärenergiefaktor gemäß AGFW FW 309 Teil 1		1,26	1	0,92	0,68	0,44
Spez. CO ₂ -Emissionen gemäß AGFW FW 309 Teil 6	g CO ₂ /kWh	299,9	253,2	241,2	193,4	136,1
Energieträgerverteilung gemäß AGFW FW 309 Teil 5	-	-	-	-	-	-
Abwärmeanteil	%	0	0	0	0	0
Biomasse-Anteil	%	2	2	2	0	0
EE-Anteil	%	2%	40	50	80%	100%
Kumulierte Gesamt-Investitionskosten inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	45,6 / 69,8	70,8 / 111,7	108,2 / 174,0	115,8 / 186,5
Wärmegestehungskosten gesamt inkl. Förderung	€/MWh	79,8	60,3	69,9	76,3	153,6
Kumulierte Investitionskosten Erzeuger inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	18,0 / 23,7	23,9 / 33,5	48,4 / 75,1	50,4 / 77,5
Kumulierte Investitionskosten Netzmaßnahmen inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	27,6 / 46,1	46,9 / 78,2	59,4 / 98,9	65,4 / 109
Anteilige Wärmegestehungskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung	€/MWh	0	19,4	26,8	30,3	32,9
Endkundenpreis angegeben als Mischpreis	€/MWh	Wärmegestehungskosten Wärmeerzeuger & Netzmaßnahmen + Aufschlag Stadtwerke				

Tabelle 55 Verwendete Gewichtungsfaktoren gemäß AGFW FW 309 Teil 1

Energieträger		Gewichtungsfaktoren	
		Primärenergiefaktor [-]	CO ₂ -Äquivalent in g/kWh
Fossile Brennstoffe	Erdgas	1,1	240
Biogene Brennstoffe	Biogas	0,5	140
	Wasserstoff (BDEW Bundesverband der energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2022)	0,06	18
Umweltwärme	Erdwärme, Solarthermie, Umgebungswärme, Abwärme	0	0
Strom	Netzbezogen	1,8	560
	Verdrängungsstrommix für KWK	2,8	860

Des Weiteren muss betont werden, dass gemäß der aktuellen Stromgutschriftmethode der von einer KWK-Anlage ins Stromnetz eingespeiste Strom, mit einem hohen Gewichtungsfaktor vergütet wird und sich daher positiv auf die Ökobilanz einer KWK-Anlage auswirkt. Zukünftig wird der Gewichtungsfaktor des Verdrängungsstrommixes einer KWK-Anlage voraussichtlich dem Wert des netzbezogenen Stroms entsprechen, also gegen null tendieren.

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Kostenartenanteile (Kapitalkosten für Netzausbau und Wärmeerzeuger, Wartungskosten und Energieträgerkosten) an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045. Zu Beginn überwiegen die Energieträgerkosten aufgrund der hohen fossilen Energieträgeranteile und mit zunehmenden Ausbaumaßnahmen erhöhen sich die entsprechenden Investitions- bzw. Kapitalkosten und reduzieren sich die Energieträgeranteile aufgrund der Erneuerbaren Energien und Effizienzmaßnahmen im Netz. Im Zieljahr 2045 steigen jedoch die Energieträgerkosten wieder drastisch an aufgrund der relativ hohen Nutzung von Wasserstoff, der voraussichtlich relativ teuer sein wird. Insgesamt steigen die Wärmegestehungskosten um ca. 5,5 ct/kWh an.

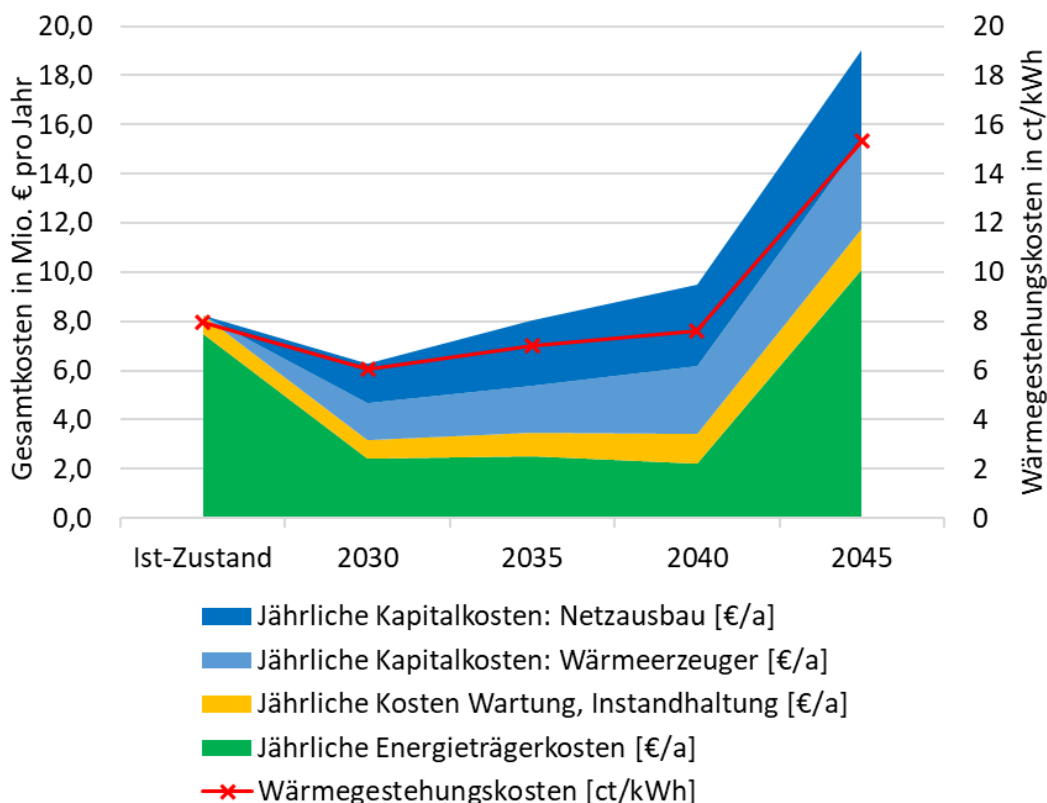


Abbildung 91 Kostenartenanteile an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045 im Szenario ohne tiefe Geothermie

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Erzeugeranteile zur Wärmebedarfsdeckung an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045.

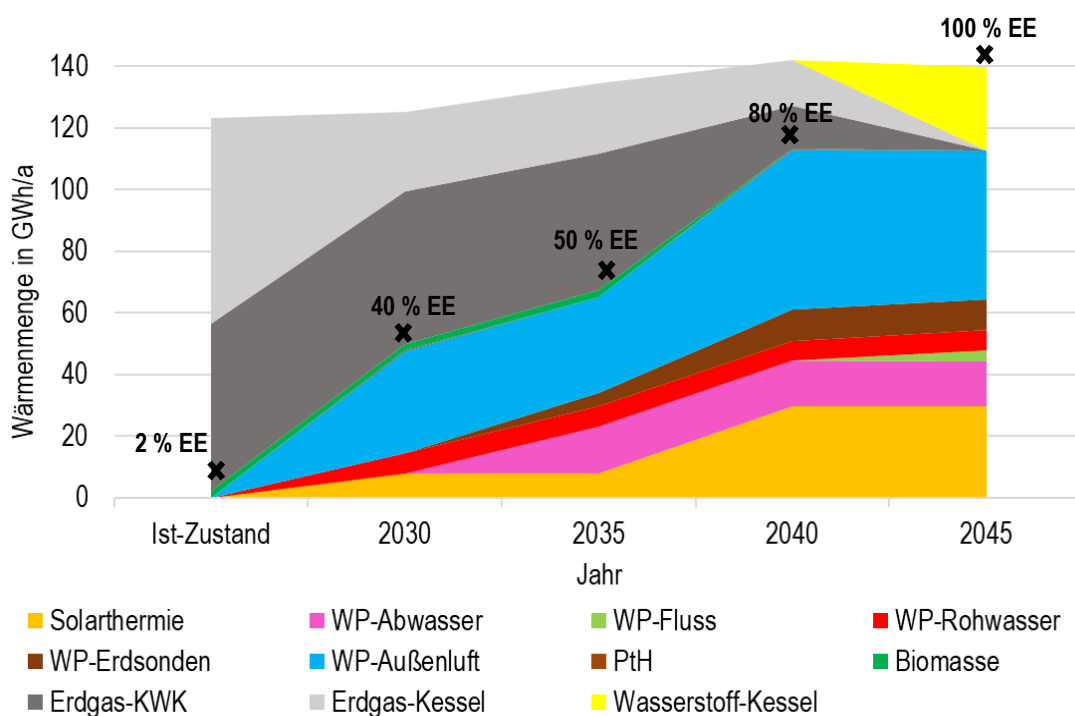


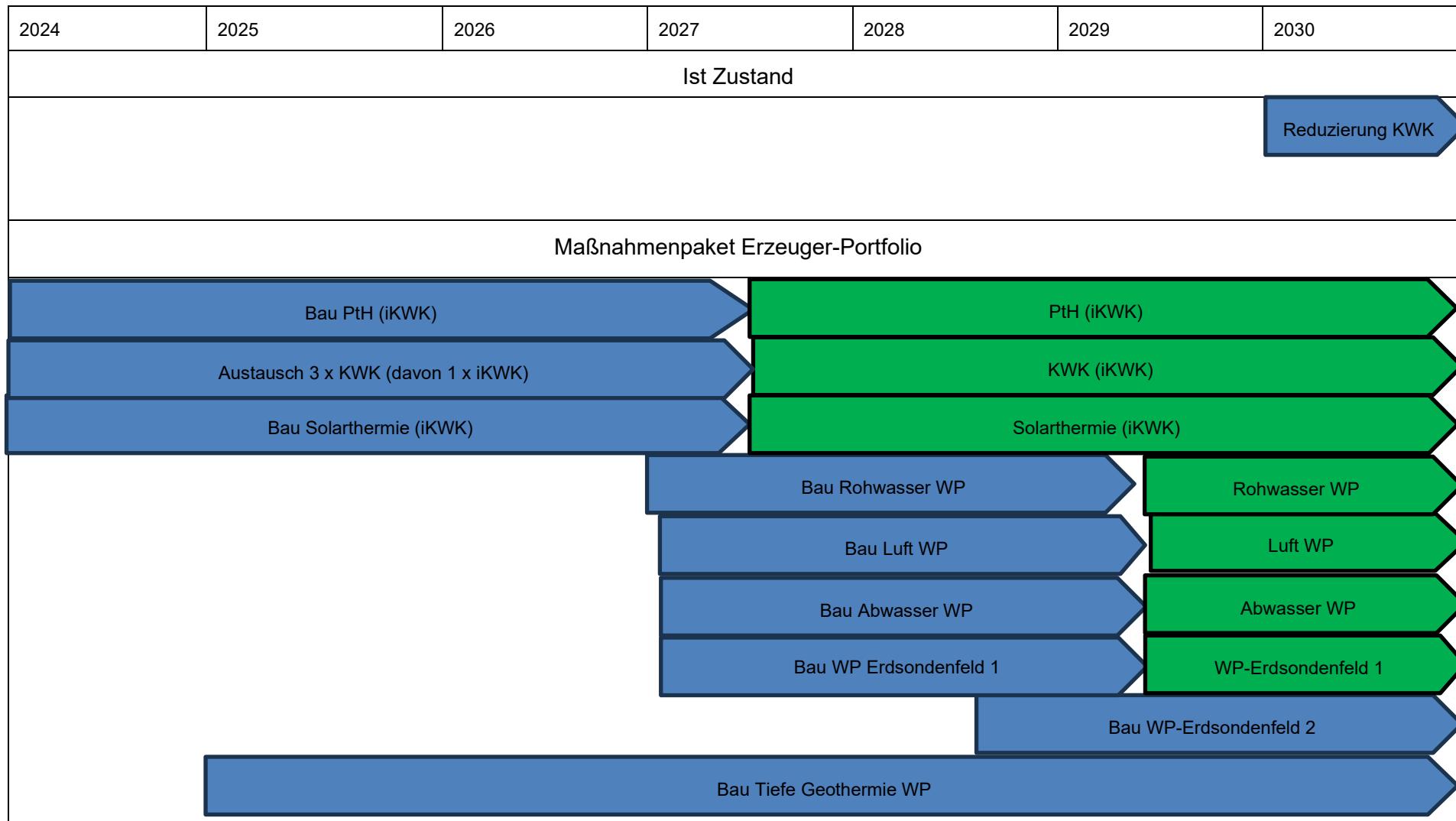
Abbildung 92 - Erzeugeranteile zur Wärmebedarfsdeckung an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2045 (ohne tiefe Geothermie)

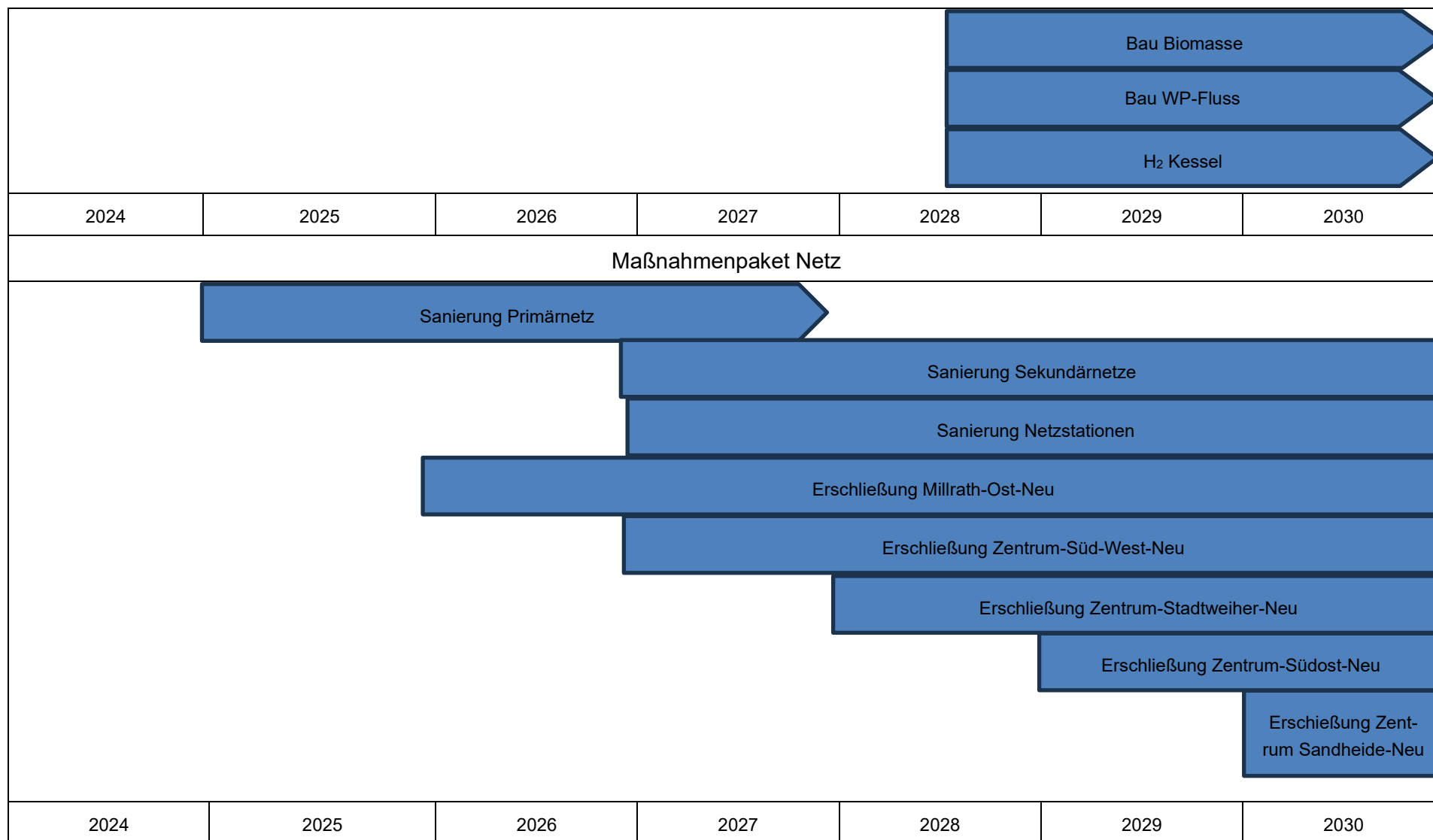
4.3 Szenario Klimaneutralität im Jahr 2030

Die Stadt Erkrath strebt gemäß politischem Beschluss bereits 2030 Klimaneutralität an. Dieses Ziel schließt die klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2030 ein. Um dies zu erreichen, ist es nötig, die in diesem Kapitel beschriebenen Maßnahmenpakete bezüglich neuem Erzeugerportfolio und vollständiger Sanierung der Sekundärnetze in einem deutlich kürzeren Zeitraum umzusetzen. Die angestrebten Maßnahmen bezüglich Neuer-schließungen des Netzes bis zum Jahr 2030 (und darüber hinaus) bleiben bestehen.

Tabelle 56 zeigt die zeitliche Abfolge zum Erreichen von 100 % EE-Anteil im Jahr 2030 im Szenario mit tiefer Geothermie.

Tabelle 56 Zeitliche Abfolge der im Transformationsplan vorgesehenen Maßnahmen mit Tiefer Geothermie und 100 % EE-Anteil 2030





Umfeldmaßnahmen

Kommunale Wärmeplanung

Die nachfolgende Tabelle 57 zeigt zusammengefasst alle relevanten Wärmenetzdaten für den Ist-Zustand des Wärmenetzes in Erkrath sowie für die Prognose bis zum Jahr 2030. Die Berechnung der wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien wurde, wie zuvor beschrieben, ermittelt.

Tabelle 57 Wärmenetzdaten als Ergebnis der Transformationsplanung im Szenario mit Tiefer Geothermie

Wärmenetzdaten	Einheit	Ist	2030
Erzeugte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	123,4	125,3
Gelieferte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	101	105,1
Spez. Primärenergiefaktor gemäß AGFW FW 309 Teil 1		1,27	0,5
Spez. CO ₂ -Emissionen gemäß AGFW FW 309 Teil 6	g CO ₂ / kWh	303	154,8
Energieträgerverteilung gemäß AGFW FW 309 Teil 5	-	-	-
Abwärmeanteil	%	0	0
Biomasse-Anteil	%	2	3
EE-Anteil	%	2%	100%
Kumulierte Gesamt-Investitionskosten inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	72,9 / 113,4
Wärmegestehungskosten gesamt inkl. Förderung	€/MWh	79,8	105,7
Kumulierte Investitionskosten Erzeuger inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	45,3 / 67,3
Kumulierte Investitionskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung / ohne Förderung	Mio.€	0	27,6 / 46,1
Anteilige Wärmegestehungskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung	€/MWh	0	19,4
Endkundenpreis angegeben als Mischpreis	€/MWh	Wärmegestehungskosten + Aufschlag Stadtwerke	

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Kostenartenanteile (Kapitalkosten für Netzausbau und Wärmeerzeuger, Wartungskosten und Energieträgerkosten) an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2030. Zu Beginn überwiegen die Energieträger-

kosten aufgrund der hohen fossilen Energieträgeranteile und mit zunehmenden Ausbaumaßnahmen erhöhen sich die entsprechenden Investitions- bzw. Kapitalkosten und reduzieren sich die Energieträgeranteile aufgrund der Erneuerbaren Energien und Effizienzmaßnahmen im Netz. Insgesamt steigen die Wärmegestehungskosten um ca. 2 ct/kWh an.

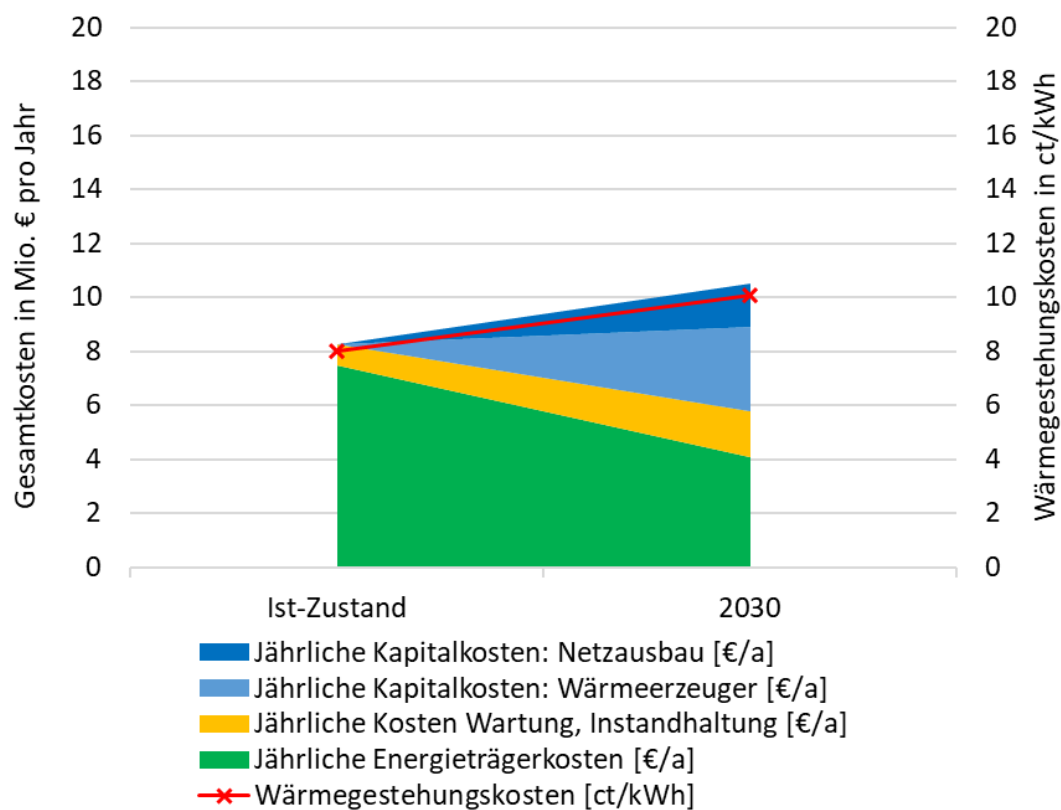


Abbildung 93 Kostenartenanteile an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2030 im Szenario mit tiefer Geothermie

Die folgende Abbildung zeigt einen Vergleich der im Zeitraum der einzelnen Wegmarken kumulierten Gesamt-Investitionskosten zwischen den Szenarien „Klimaneutralität in 2030“ (grau-orange gestapelter Balken) und „Klimaneutralität in 2045“ (grau-braun gestapelter Balken). Der Ablauf der Netzausbaumaßnahmen ist in beiden Szenarien gleich, lediglich die Zeitpunkte des Erzeugerausbau zum Erreichen des Zielparks weichen voneinander ab, was sich in den kumulierten Kosten in den einzelnen Wegmarken niederschlägt. Zum Erreichen der Klimaneutralität zum Jahr 2030 müssen anfänglich rund 22,3 Mio. € mehr ausgegeben werden also zum Erreichen der Klimaneutralität zum Jahr 2045. Bei letzterem Szenario verteilen sich die Gesamt-Investitionskosten auf einen längeren Zeitraum und sind in Summe gleich.

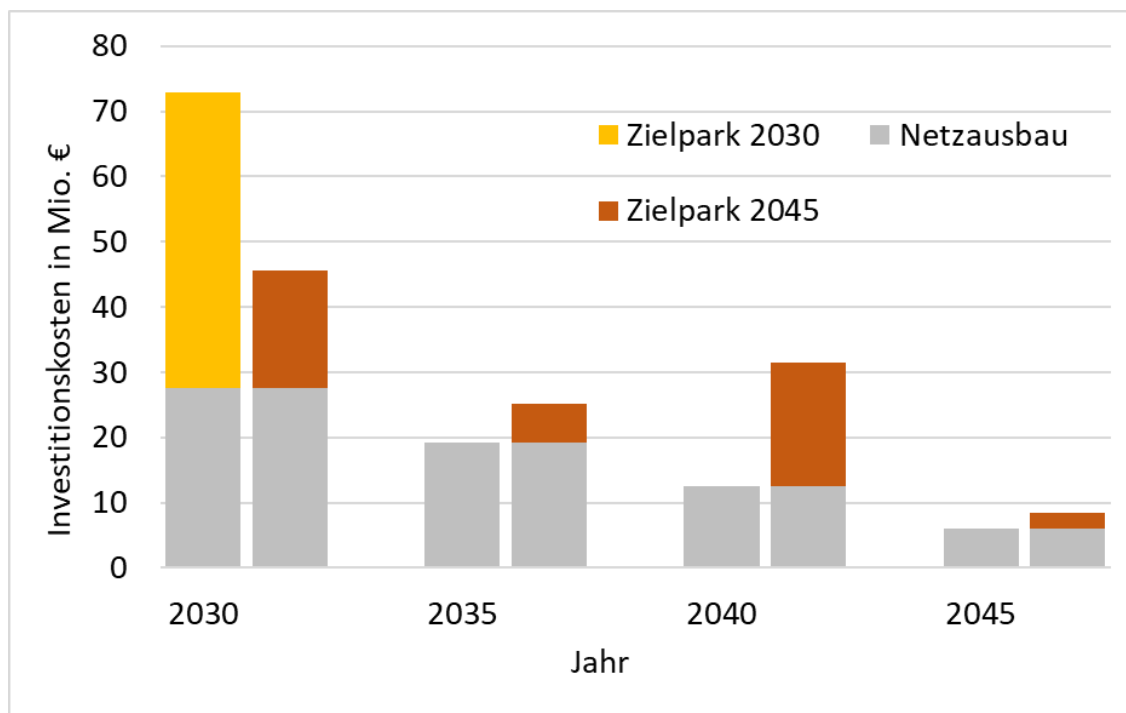
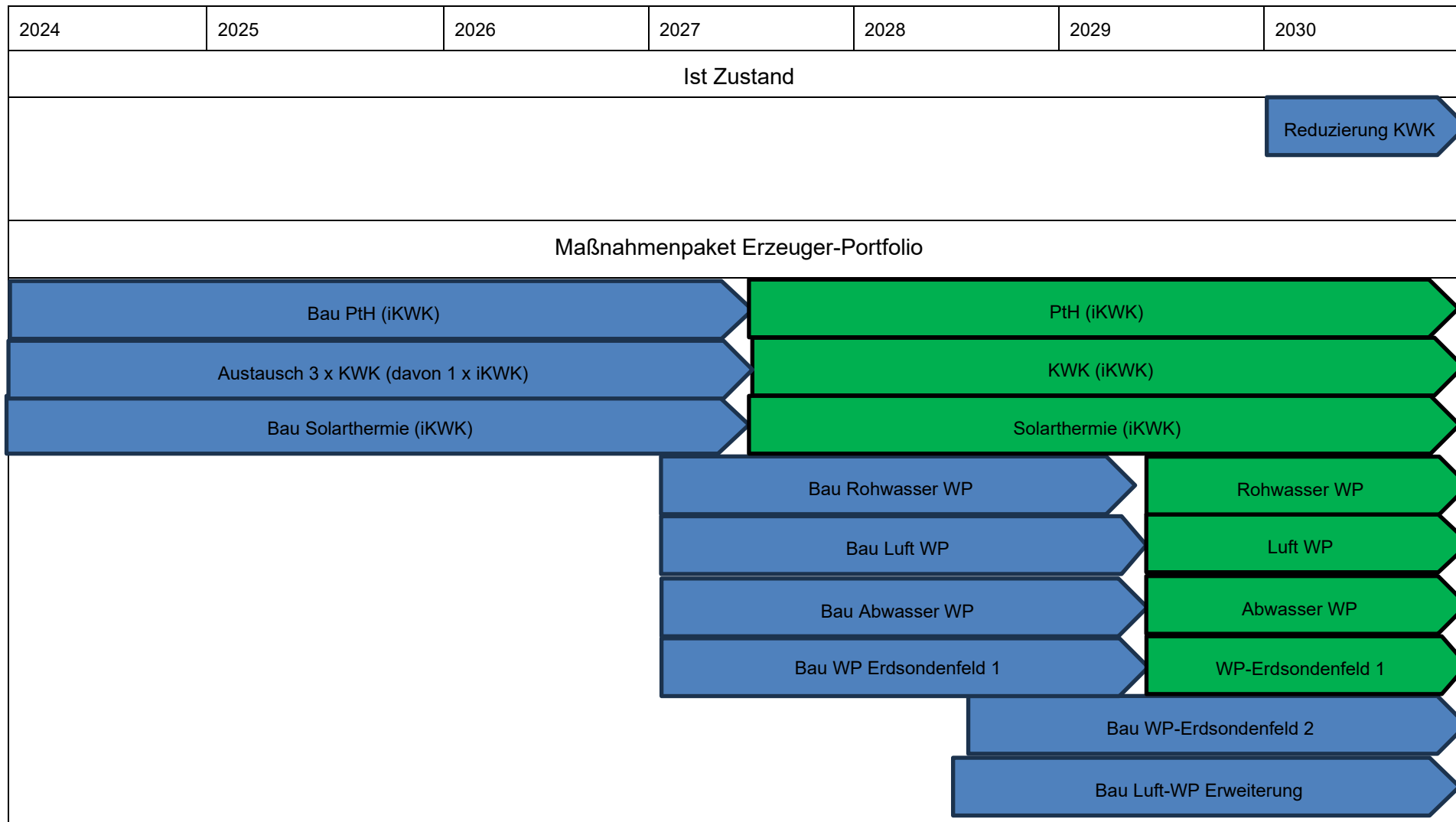
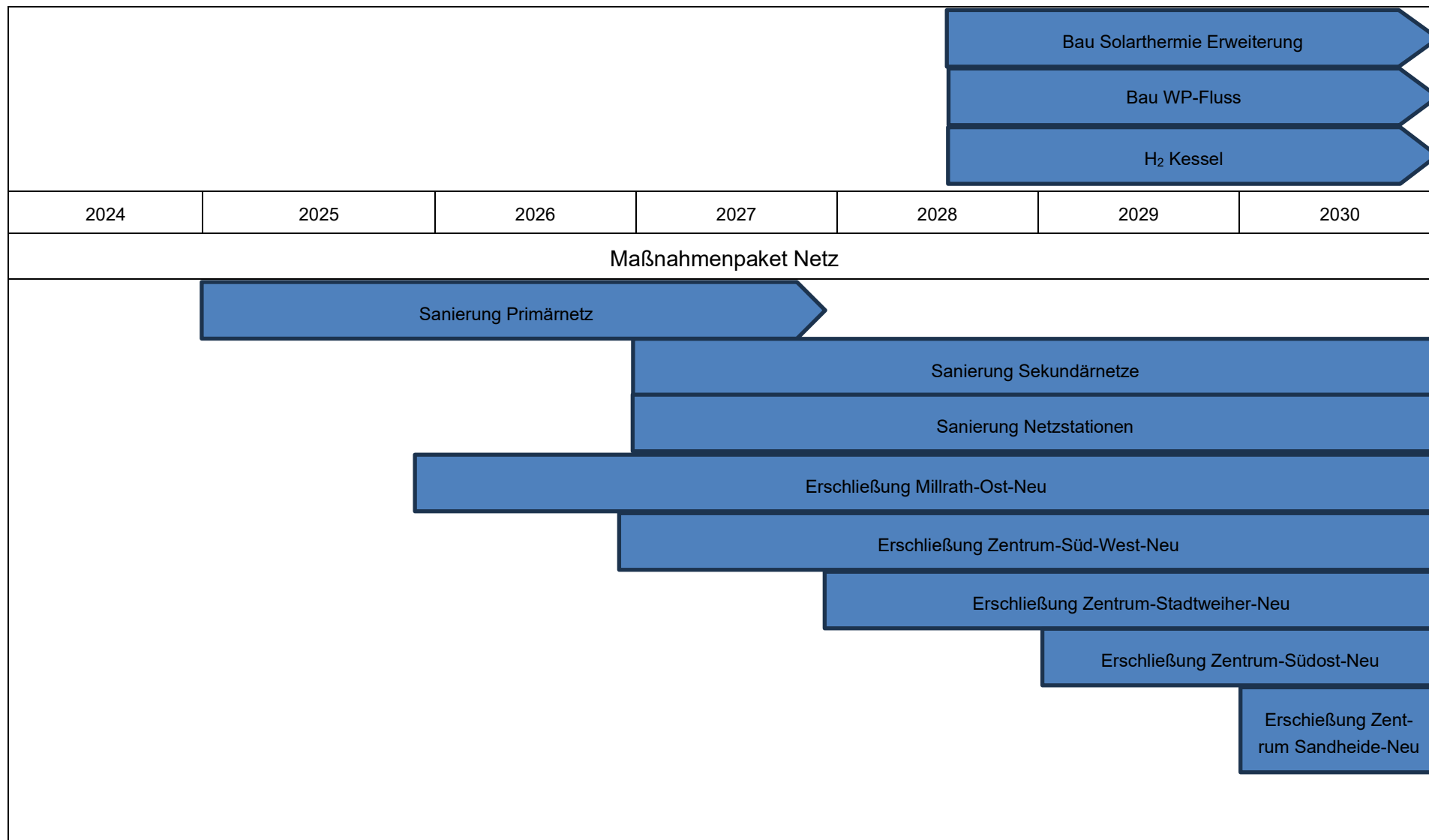


Abbildung 94 Kumulierte Investitionskosten im Zeitraum der einzelnen Wegmarken bei den Szenarien „Klimaneutralität in 2030“ (grau-orange gestapelter Balken) und „Klimaneutralität in 2045“ (grau-braun gestapelter Balken) im Szenario mit tiefer Geothermie

Die nachfolgende Tabelle 58 stellt die zeitliche Abfolge mit dem Szenario ohne tiefe Geothermie dar.

Tabelle 58 Zeitliche Abfolge der im Transformationsplan vorgesehenen Maßnahmen ohne Tiefe Geothermie und 100 % EE-Anteil 2030





2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Umfeldmaßnahmen						
<div style="background-color: #4F81BD; color: white; padding: 5px; display: inline-block;"> Kommunale Wärmeplanung </div>						

Die nachfolgende Tabelle 59 zeigt zusammengefasst alle relevanten Wärmenetzdaten für den Ist-Zustand des Wärmenetzes in Erkrath sowie für die Prognose bis zum Jahr 2030. Die Berechnung der wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien wurde, wie zuvor beschrieben, ermittelt.

Tabelle 59 Wärmenetzdaten als Ergebnis der Transformationsplanung im Szenario ohne tiefe Geothermie

Wärmenetzdaten	Einheit	Ist	2030
Erzeugte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	123,4	125,3
Gelieferte Wärmemenge pro Jahr	GWh/a	101	105,1
Spez. Primärenergiefaktor gemäß AGFW FW 309 Teil 1		1,27	0,46
Spez. CO ₂ -Emissionen gemäß AGFW FW 309 Teil 6	g CO ₂ / kWh	303	143,02
Energieträgerverteilung gemäß AGFW FW 309 Teil 5	-	-	-
Abwärmeanteil	%	0	0
Biomasse-Anteil	%	2	2
EE-Anteil	%	2%	100%
Kumulierte Gesamt-Investitionskosten inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	78,0 / 123,6
Wärmegestehungskosten gesamt inkl. Förderung	€/MWh	79,8	154,4
Kumulierte Investitionskosten Erzeuger inkl. / ohne Förderung	Mio. €	0	50,4 / 77,5
Kumulierte Investitionskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung / ohne Förderung	Mio. €	0	27,6 / 46,1
Anteilige Wärmegestehungskosten Netzmaßnahmen inkl. Förderung	€/MWh	0	1,94
Endkundenpreis angegeben als Mischpreis	€/MWh	Wärmegestehungskosten + Aufschlag Stadtwerke	

Folgende Abbildung verdeutlicht die jeweiligen Kostenartenanteile (Kapitalkosten für Netzausbau und Wärmeerzeuger, Wartungskosten und Energieträgerkosten) an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2030. Die Energieträgerkosten bleiben trotz des

Wechsels von relativ teuren fossilen Energieträgern zu Erneuerbaren Energien auf einem ähnlichen Niveau. Dies lässt sich auf die Nutzung von Wasserstoff zurückführen, der – wenn in 2030 überhaupt verfügbar - voraussichtlich relativ teuer sein wird. Mit zunehmenden Ausbaumaßnahmen erhöhen sich die entsprechenden Kapital- und Wartungskosten. Insgesamt steigen die Wärmegegestehungskosten um ca. 6,5 ct/kWh an.

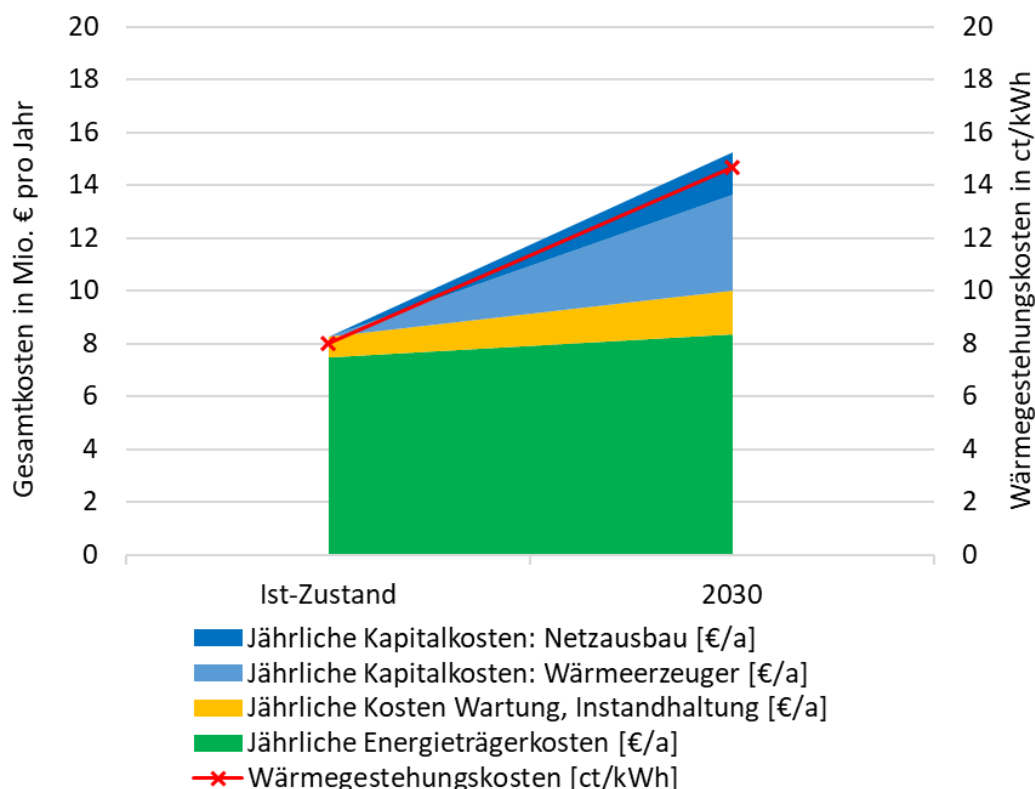


Abbildung 95 Kostenartenanteile an den einzelnen Wegmarken bis zum Zieljahr 2030 im Szenario ohne tiefe Geothermie

Die folgende Abbildung zeigt einen Vergleich der im Zeitraum der einzelnen Wegmarken kumulierten Gesamt-Investitionskosten bei den Szenarien „Klimaneutralität in 2030“ (grau-orange gestapelter Balken) und „Klimaneutralität in 2045“ (grau-braun gestapelter Balken). Der Ablauf der Netzausbaumaßnahmen ist in beiden Szenarien gleich, lediglich die Zeitpunkte des Erzeugerausbau zum Erreichen des Zielparks weichen voneinander ab, was sich in den kumulierten Kosten in den einzelnen Wegmarken niederschlägt. Zum Erreichen der Klimaneutralität zum Jahr 2030 müssen anfänglich rund 32,4 Mio. € mehr

ausgegeben werden also zum Erreichen der Klimaneutralität zum Jahr 2045. Bei letzterem Szenario verteilen sich die Gesamt-Investitionskosten auf einen längeren Zeitraum und sind in Summe gleich.

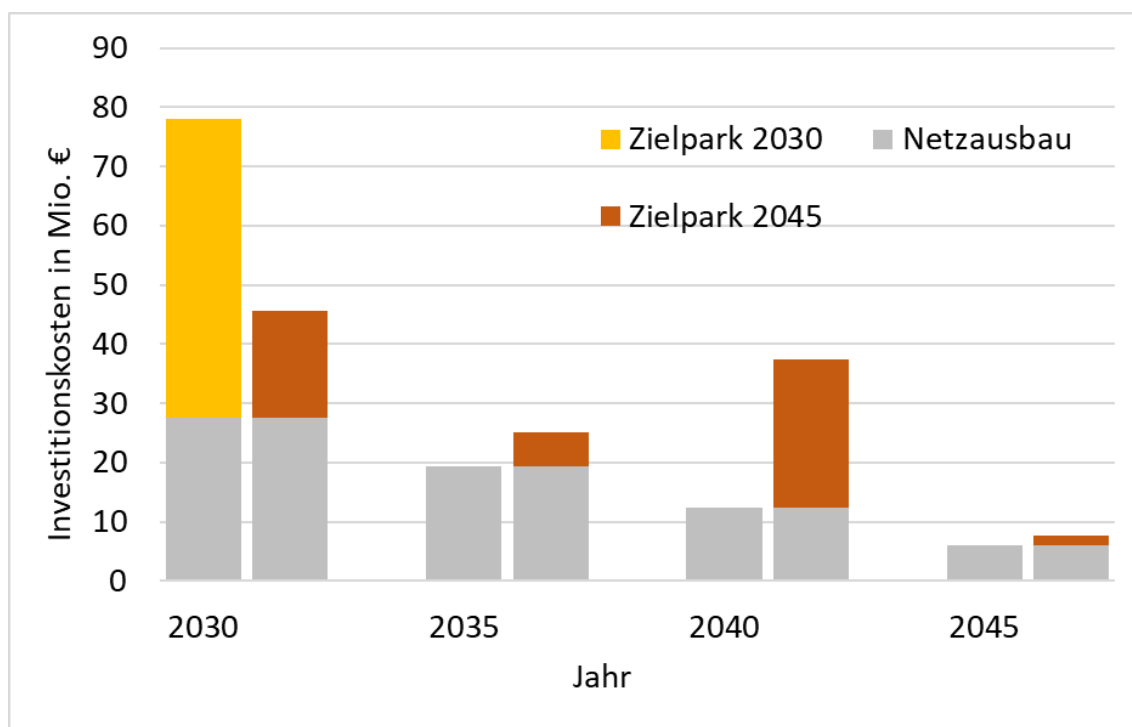


Abbildung 96 Kumulierte Investitionskosten im Zeitraum der einzelnen Wegmarken zwischen den Szenarien „Klimaneutralität in 2030“ (grau-orange gestapelter Balken) und „Klimaneutralität in 2045“ (grau-braun gestapelter Balken) im Szenario ohne tiefe Geothermie

5. Fazit

Der Transformationsplan fasst eine Vielzahl von Möglichkeiten der zukünftigen Netzsituation und Wärmeerzeugung zusammen. Durch die aktuell sehr dynamische Entwicklung im Bereich der Gesetzgebung sowie der Technologien zur Erzeugung von Wärme und die vorhandene Unsicherheit in Bezug auf die Nutzung Tiefer Geothermie sind in Kombination mit den beiden Zieljahren für die Dekarbonisierung 2030 und 2045 in der Entwicklung des Transformationsplans vier Pfade entstanden, die einzeln für sich eine optimierte Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes in Erkrath-Hochdahl erreichen.

6. Literaturverzeichnis

- Dein Holzpellet GmbH. (5. 5 2024). *deine-holzpellets.de*. Von <https://deine-holzpellets.de/die-anlieferung/> abgerufen
- AGFW. (2020). *Praxisleitfaden Großwärmepumpen*. Frankfurt am Main.
- AGFW. (2021). *Praxishilfe, Fernwärmeleitungsbau- Verlegesysteme und Kosten*.
- BDEW Bundesverband der energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2022). *Fakten und Argumente - Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren - Zusammenhänge von Primärenergie und Endenergie in*. Berlin.
- Bosch Homecomfort. (24. Juni 2024). Von <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/erdwaermepumpe-kosten/> abgerufen
- Bundesamt für Energie [Bern]. (2004). *Wärmenutzung aus Abwasser*. Schweiz .
- Bundesministerium der Justiz. (2016). *OGewV*. Deutschland.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2014). *Sanierungsbedarf im Gebäudebestand : ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude / Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Berlin: (BMWi).
- Bundesnetzagentur. (27. 12. 2022). *Bundesnetzagentur*. Von Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html abgerufen
- Bundesnetzagentur. (15. 02 2024). *www.bundesnetzagentur.de*. Von www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html abgerufen
- Bundesnetzagentur. (1. 05 2024). *www.bundesnetzagentur.de*. Von www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html abgerufen
- Bundesverband Geothermie. (13. 10. 2023). *Geothermie in Zahlen*. Von Tiefe Geothermie (Bohrtiefe > 400 m): <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html> abgerufen
- Bundesverband Geothermie. (2024). *German Geothermal Association (BVG)*. NRW.
- C.A.R.M.E.N e.V. (8. 2 2024). *www.carmen-ev.de*. Von www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/ abgerufen
- Danish Energy Agency. (2016). *Technology Data Catalogue for Electricity and district heating production - Updated February 2023*. Von <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> abgerufen

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA). (2021). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Deutschland: Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- Deutsche Windguard . (2023). *Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2023*. ZSW, Stiftung Umweltenergierecht, Bio Consult SH.
- DFS Deutsche Flugsicherung. (10. 02 2024). *www.dfs.de*. Von <https://www.dfs.de/homepage/de/umwelt/windenergie/> abgerufen
- DWD. (2020). *Klimastatusbericht Deutschland*. Offenbach am Main: Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes.
- DWD. (28. 10 2023). *Climate Data Center des Deutschen Wetterdienst*. Von https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/daily/ abgerufen
- DWD. (28. 03. 2024). *Climate Data Center des Deutschen Wetterdienst*. Von https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/daily/ abgerufen
- Ebert, A., & Häring, C. (2018). *Erläuterungen "Mustersubmission für die Installation einer Erdwärmesonde"*. EnergieSchweiz.
- EEX Group. (1. 02 2024). *www.eex-transparency.com*. Von www.eex-transparency.com/hydrogen/germany abgerufen
- EnArgus. (5. 11 2023). *www.enargus.de*. Von www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d9182-2/*/*Rauigkeitsl%c3%a4nge.html?op=Wiki.getwiki abgerufen
- ENERCON . (2020). *Technisches Datenblatt Betriebsmodus 01 s und leistungsreduzierte Betriebe ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2 / 4200 kW mit TES (Trailing Edge Serrations)*.
- Energieversorgung Oberhausen AG. (2024). Bereichsleiter Produktion. Essen.
- Fraunhofer IEE. (2018). *Windenergie Report Deutschland 2018*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Fraunhofer IEG, Gregor Bussmann. (2023). *Innovationsprojekt Wärmewende: Potenzialanalyse zur netzgebundenen geothermischen Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Erkrath GmbH*. Deutschland.
- Fraunhofer ISE. (JUNI 2021). *STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN*.
- Geologischer Dienst NRW. (11. 10. 2023). *Geothermie in NRW – Standortcheck*. Von <https://www.geothermie.nrw.de/> abgerufen
- Geologischer Dienst NRW. (1. 4 2024). *Geothermie in NRW – Standortcheck*. Von <https://www.geothermie.nrw.de/> abgerufen

- GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN . (2023). *Hydrological modeling and design optimization of BHE sites*. GÖTTINGEN : GEOSCIENCE CENTER GÖTTINGEN .
- Goebel, J. (2020). *Abwasser als Wärmequelle und Wärmesenke für gasbetriebene Wärmepumpen und Kältemaschinen*. Düsseldorf.
- Heid, A. (14. 07. 2023). *Heid-Immobilienbewertung*. Von Wertermittlung von Windkraftanlagen: <https://www.heid-immobilienbewertung.de/magazin/windkraftanlage-wertermittlung/#hauptinvestitionskosten> abgerufen
- Hellwig, D. M. (2003). *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. München: Technischen Universität München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- innogy SE. (kein Datum). *Teschnische Daten Heizzentrale*.
- ISOPLUS Connecting District Energy GmbH. (2022). *KOstenschätzung KMR - Fernwärme*.
- IUB Engineering AG. (2020). *Temperaturverlauf in Fließgewässern - Untersuchung und Visualisierung von Temperatureinflüssen*. IUB Engineering AG.
- KEA-BW. (09. 10. 2023). *Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung V1.1*. Von <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/technikkatalog> abgerufen
- Komoszynska, M., & Sørensen, P. (2022). *Technical Fact Sheets. IEA DHC Annex TS5 RES in DHC Report*.
- Kreis Mettmann. (2024). *geoportalme.kreis-mettmann.de*.
- LANUV. (20. 02 2024). *Energieatlas NRW*. Von Planungskarte Windenergie: <https://www.energieatlas.nrw.de> abgerufen
- Ministerium des Innern NRW. (2018). *Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass)*. Ministerium des Innern NRW.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. (2019). *Freiflächensolaranlagen*. Baden Württemberg.
- Minsterium für Klimaschutz, U. E. (15. 10 2023). *Badeseen Rheinland Pfalz*. Von <https://badeseen.rlp-umwelt.de/servlet/is/1440/> abgerufen
- Netztransparenz. (27. 10. 2023). *Marktwertübersicht*. Von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht> abgerufen
- Ochs, F. (2006). *Weiterentwicklung von Erdbecken- Wärmespeichertechnologien*. Freiburg: PTJ Statusseminar.

- On Rail GmbH. (5. 05 2024). *on-rail.com*. Von on-rail.com/gueterwagen/schuettgutwagen abgerufen
- Ostermeier, M. (06. 03. 2023). *Schallimmissionsprognose für eine Windenergieanlagen des Typs Enercon E-138 EP3 E3 mit 4260 kW Nennleistung mit TES (Trailing Edge Serrations) bei Strüth*. Von https://www.ansbach.de/media/custom/2595_5669_1.PDF?1683268954 abgerufen
- Solites. (2. 6 2024). *www.saisonalspeicher.de*. Von www.saisonalspeicher.de/wp-content/uploads/2021/10/Spezifische-Kosten-von-saisonalen-Waermespeichern.png abgerufen
- Stadtwerke Erkrath. (2024).
- Stadtwerke Lemgo. (2023). *Fernwärmenetze werden Grün - Praxisbeispiel Wärmetransformation durch Flusswasser und Klärwasser-Wärmepumpe*. Lemgo.
- Stadtwerke Erkrath, A. A. (1. 04 2024). Stromseitige Anbindung einer Großwärmepumpe.
- Statistische Ämter des Bundes und Länder. (2014). *Zensusdaten von 2011*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StGB NRW. (2023). *StGB NRW-Mitteilung 625/2023 vom 14.09.2023*. Städte- und Gemeindebund NRW.
- Titz, S. (15. 10 2023). *Welt der Physik*. Von <https://www.weltderphysik.de/gebiet/erde/atmosphaere/klimaforschung/eisalbedo/#:~:text=Die%20Albedo%20kann%20theoretisch%20einen,8%20%E2%80%93%20wesentlich%20mehr%20Sonnenlicht%20zur%C3%BCckwirft.> abgerufen
- Umweltministerium NRW. (05. 11 2023). *ELWAS-WEB*. Von <https://www.elwasweb.nrw.de/elwas-web/index.xhtml> abgerufen
- VDI. (2019). *VDI 4640-2: Thermische Nutzung des Untergrunds - Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen*. Berlin: Beuth.
- VDI 2067. (2012). *VDI-Richtlinie 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*. Verein Deutscher Ingenieure.
- VDI2067. (2012). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen / Grundlagen und Kostenberechnung*. Deutschland: Verein Deutscher Ingenieure.
- Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber. (15. 05 2024). www.transparency.entsoe.eu. Von www.transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show abgerufen
- Wärmekataster – LANUV, Energieatlas NRW . (3. 9 2023). *www.energieatlas.nrw.de*. Von www.energieatlas.nrw.de/site/planungskarte_waerme abgerufen

Zippenfenig, P. (27. 10. 2023). *Open-Meteo.com Weather API [Computer software]*.
Zenodo. Von <https://open-meteo.com/en/docs/historical-weather-api> abgerufen

Anhang (siehe angehängte pdf-Dateien):

- Anhang A - Trassenplan ohne Millrath-Ost
- Anhang A Zusatz - Trassenplan Millrath-Ost
- Anhang B - Rohrleitungen Netz
- Anhang C -Kundenanlagen SWE
- Anhang D - Wirtschaftliche Randbedingungen Erkrath-Hochdahl