

Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE 2)



Kofinanziert von der
Europäischen Union

Senatsverwaltung
für Umwelt, Mobilität,
Verbraucher- und Klimaschutz

BERLIN



Das Vorhaben

„Machbarkeitsstudie Nahwärmenetz Sprungschanzensiedlung“

- Förderkennzeichen 2416-B3-M -
- Projektlaufzeit: 11.2024 bis 10.2025 -

wird gefördert

im Berliner Programm
für Nachhaltige Entwicklung 2 (BENE 2)

aus Mitteln des Europäischen Fonds
für regionale Entwicklung und des Landes Berlin.

Bericht zu BENE II Förderschwerpunkt 3: Intelligente Energiesysteme, Netze und Speichersysteme

Endbericht zur Machbarkeitsstudie für effiziente Wärmenetze

Auftraggeber:

kliQ-Berlin eG
Wilskistraße 34
14169 Berlin

Erarbeitet von:

LB Energieplaner GmbH
Cotheniusstraße 2
10407 Berlin

Bearbeiter:

Ludwig Brandt

Fertigstellung

15.10.2025

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	5
Einleitung.....	6
IST-Analyse des Untersuchungsgebietes.....	7
Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme.....	9
Solarthermie.....	9
Flächen.....	9
Technologieauswahl: Solarabsorbermatten	10
Nutzungskonzept der Solarthermie	10
Tiefengeothermie.....	11
Potenzial des Lias	11
Einsatzmöglichkeiten.....	11
Herausforderungen und Chancen	11
Potenzial des Unteren Keuper (Schilfsandstein)	11
Einsatzmöglichkeiten.....	12
Herausforderungen und Vorteile.....	12
Fazit	12
Luft	13
Erdwärmekollektoren.....	13
Erdwärmesonden	14
Grundwasser	16
Seewasser.....	17
Flusswasser	17
Abwasser.....	17
Biomasse	18
SOLL-Analyse des Wärmenetzes.....	21
Wärmesenken/-kunden	21
Kaltes Nahwärmenetz und Wärmeerzeugung.....	21
Netzart und Funktion	23
Art der Rohrleitung.....	24
Rohrdimensionen.....	26
Vor- und Rücklauf temperaturverläufe.....	27
Druckverhältnisse	28
Volumenströme	30
Wärmepumpen.....	31
Solarthermieanlagen.....	34
Erdwärmesondenfeld.....	35

Vollständige Treibhausgasneutralität 2045	36
Primärenergieeinsparung	37
IST	37
SOLL	37
Einsparung	38
CO2 Einsparung	38
IST	38
SOLL	38
Einsparung	38
Kostenrahmen	39
Investitionskosten	39
Netz.....	39
Heizzentralen	39
Erdwärmesondenfeld.....	40
Solarthermie	40
Planung	40
Unvorhergesehene Kosten	41
Zusammenstellung.....	41
Betriebsbedingte Kosten	41
Verbrauchsbedingte Kosten	41
Gesamtkapitalverzinsung	42
Finanzierung	42
Risikoanalyse	42
Baukosten	42
Förderquote.....	43
Bauverzug	43
Pfad zur Treibhausgasneutralität.....	44
Quellenverzeichnis.....	46
Anhang	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage und Eingrenzung des geplanten Wärmenetzgebiets

Abbildung 2: Solarpotenziale auf Dachflächen

Abbildung 3: vereinfachtes Schema Kaltes Nahwärmenetz

Abbildung 4: PE100RC Rohrsystem

Abbildung 5: erwartete Fluidtemperaturen (Mittel aus Vor- und Rücklauftemperaturen) im kalten Netz über 25 Jahre)

Abbildung 6: nPro Abbildung zu den Außendurchmessern im kalten Nahwärmenetz

Abbildung 7: nPro Abbildung zum Druckverlust im kalten Nahwärmenetz

Abbildung 8: Übersicht Komponenten kaltes Nahwärmenetz

Abbildung 9: nPro Abbildung zu Volumenströmen im kalten Nahwärmenetz

Abbildung 10: Abbildung Qvantum QG Erdwärmepumpe

Abbildung 11: Heizungsschema Spitzenlastfall

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter IST-Analyse

Tabelle 2: Derzeitige Art der Wärmeversorgung

Tabelle 3: Wärmebedarf und Vorlauftemperaturen der jeweiligen Gebäudeklassen

Tabelle 4: Name Tabelle 4

Tabelle 5: Rohrdimensionen im kalten Nahwärmenetz inklusive der Hausanschlüsse

Tabelle 6: Berechnung Primärenergiefaktor SOLL

Tabelle 7: Berechnung CO₂-Emissionen SOLL

Tabelle 8: Name Tabelle 8

Tabelle 9: Investitionskosten Heizzentralen

Tabelle 10: Name Tabelle 10

Tabelle 11: Investitionskosten Solarthermie

Tabelle 12: Pfad zur Treibhausgasneutralität Übersicht

Einleitung

Die Firma kliQ-Berlin eG verfolgt das Ziel, das Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg mit erneuerbarer Wärme zu versorgen.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie untersucht ein Konzept für ein kaltes Wärmenetz im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg. Hierbei wird der Untergrund bis in 45m Tiefe als saisonaler Wärmespeicher genutzt, um die Gebäude mit erneuerbarer Wärme zu versorgen. Der Untergrund wird in jedem Sommer mit der über eine Solarthermieanlage geernteten Energie regeneriert. Die Energie wird über Erdwärmesonden entnommen und über Druckrohrleitungen zu den Gebäuden geleitet. In den Gebäuden sind dezentrale Wärmepumpen installiert, die die Umweltwärme des kalten Nahwärmenetzes in Nutzwärme für die Heizungsanlage umwandeln. Da der Wärmebedarf von Gebäuden bedeutend größer ist als deren Bedarf an elektrischer Energie, kommt der Energiewende im Wärmesektor eine große Bedeutung zu. Mit dem Aufbau von erneuerbaren und effizienten Wärmenetzen können fossile Brennstoffe und Heizungsanlagen substituiert und eine regionale, nachhaltige und sichere Wärmeversorgung geschaffen werden. Das Potenzial für eine spätere Verdichtung und Erweiterung des untersuchten Wärmenetzes ist durch die vorliegende städtische Bestandsbebauung groß. Mit der vorliegenden Machbarkeitsstudie soll somit ein Beitrag zur Umsetzung der Wärmewende im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg geleistet werden.

IST-Analyse des Untersuchungsgebietes

Das Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg liegt in Berlin Zehlendorf und hat ca. 150 Einwohner. Bei einer Größe von 0,02 km² ergibt sich eine Bevölkerungsdichte von rund 7500 Einwohnern pro Quadratkilometer.

Gegenstand der Untersuchung ist das in Abbildung 1 dargestellte gelb-orange umrandete Gebiet, welches den ersten Bauabschnitt im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg umfasst. Im Untersuchungsgebiet liegen 69 Gebäude gleicher Bauart. Davon sollen 40 Gebäude schnellstmöglich angeschlossen werden. Die überwiegende Nutzung findet durch Wohnen statt. Da der Bauherr als Wärmenetzbetreiber im Wettbewerb zu Substituten (Gasheizung, Luftwärmepumpe) steht, wird die Anschlussquote wahrscheinlich niemals 100% erreichen.



Abbildung 1: Lage und Eingrenzung des geplanten Wärmenetzgebiets

Das Betrachtungsgebiet wird durch die in Tabelle 1 dargestellten Parameter charakterisiert. Betrachtet werden die Art und Anzahl der zu versorgenden Gebäude sowie die Anzahl der Wohneinheiten. Da die Temperaturerhöhung in kalten Nahwärmenetzen über Wärmepumpen in den Gebäuden stattfindet, werden diese als Übergabestation betrachtet.

Tabelle 1: Parameter IST-Analyse

Art der Gebäude	Anzahl der Gebäude	Anzahl der Wohneinheiten
Reihenhaus	69	69
Summe	69	69

Die Gebäudestruktur in dem Betrachtungsgebiet besteht aus Reihenhäusern aus dem Jahr 1956. Bei Gebäuden dieser Altersklasse ist von einer Vorlauftemperatur von 60°C auszugehen. Für eine Analyse des Ist-Zustandes wurde auf die Verbrauchswerte der aktuellen Erdgasversorgung (Anhang 1: Verbrauchswerte Erdgas, Anhang 2: Berechnung Verbräuche) zurückgegriffen.

Tabelle 2: Derzeitige Art der Wärmeversorgung

Derzeitige Art der Wärmeversorgung	
Erdgas	100%

Der ermittelte Wärmebedarf, basierend auf den Auswertungen und Abschätzungen, wird in Tabelle 3 für die jeweiligen Baualtersklassen und Vorlauftemperaturen dargestellt.

Tabelle 3: Wärmebedarf und Vorlauftemperaturen der jeweiligen Gebäudeklassen

Art der Gebäude	Wärmebedarf in MWh	max. Vorlauftemperatur in °C
Reihenhaus	441	60
Summe	441	

Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme

In diesem Kapitel wird das Potenzial erneuerbarer Energie und Abwärmequellen in dem betrachteten Bereich identifiziert und beschrieben. Angesichts der vorhandenen Ressourcen und der Gebietsgröße bieten sich eine Vielzahl verschiedener Optionen an, auf die im Anschluss einzeln eingegangen werden soll.

Solarthermie

Flächen

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie für das Wärmenetz im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg wurden potenzielle Flächen für die Nutzung von Solarthermie identifiziert.

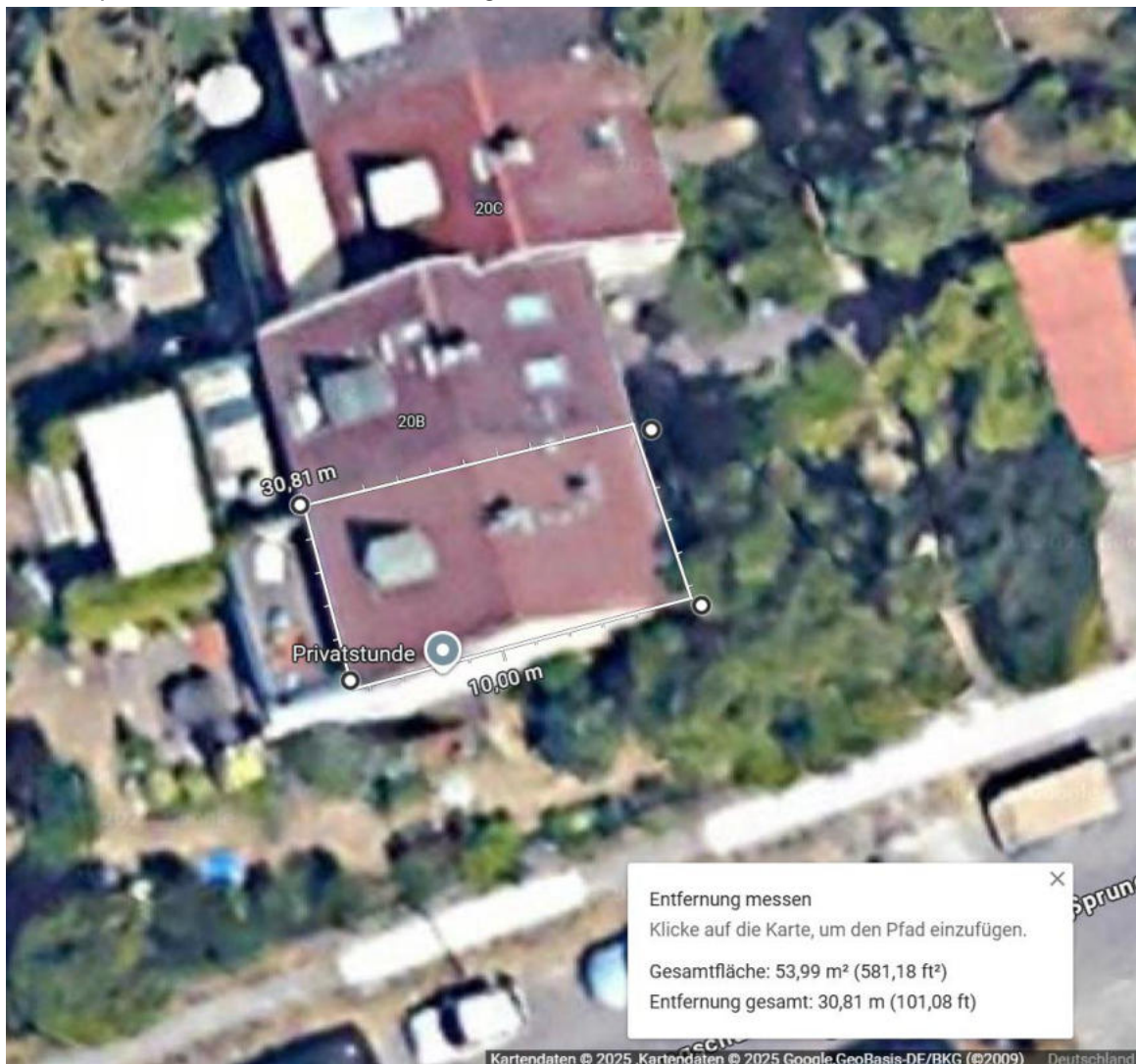


Abbildung 2: Solarpotenziale auf Dachflächen

Theoretisch stehen pro Reihenhaus ca 60 qm Dachfläche zur Verfügung. Nutzbar davon sind durch Dachfenster / Aufbauten / bestehende Photovoltaik / Abstände allerdings nur etwa 20%. So reduziert sich die zur Verfügung stehende Dachfläche weiter auf etwa 10 qm pro Reihenhaus und damit 400 qm in den angeschlossenen Gebäuden.

Durch die Speicherung überschüssiger Wärme in einem Erdwärmesondenfeld kann die Solarthermie besonders effizient betrieben werden, selbst in den Sommermonaten. Das Potenzial liegt hierbei bei 1.500 kWh pro Quadratmeter und Jahr und insgesamt 0,6 GWh pro Jahr.

Technologieauswahl: Solarabsorbermatten

Bei der Auswahl des geeigneten Solarthermie-Systems fiel die Entscheidung auf Solarabsorbermatten aus folgenden Gründen:

- **Kosteneffizienz:** Solarabsorbermatten sind deutlich günstiger in der Anschaffung und Installation als herkömmliche Flach- oder Röhrenkollektoren.

- **Hohe Effizienz bei der Regeneration:** Simulationen mit der Software nPro haben gezeigt, dass Solarabsorbermatten nicht nur kostengünstig, sondern auch die effizienteste Methode zur Regeneration des Erdwärmesondenfeldes sind. Sie liefern bis zu 50 % mehr Ertrag als andere Kollektortypen.

- **Zusätzliche Energieaufnahme:** Da sie nicht isoliert sind, können Solarabsorbermatten neben der Sonnenenergie auch Wärme aus der Umgebungsluft aufnehmen, was ihren Gesamtertrag erhöht.

Flach- und Röhrenkollektoren weisen zwar in den Übergangszeiten und im Winter einen leicht höheren Ertrag auf, erreichen aber insgesamt nur etwa zwei Drittel des Ertrags von Solarabsorbermatten.

Nutzungskonzept der Solarthermie

Die direkte Nutzung der Solarthermie zur Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung wurde untersucht (siehe Anhang 18: Schema Solareinbindung). Sie soll vor allem als Rücklaufanhebung der Wärmepumpe dienen und damit die Stromkosten reduzieren. Auch wenn keine Anforderung seitens der Wärmepumpe besteht, kann die Solaranlage das Sondenfeld über die dezentralen Pumpen befördert regenerieren.

Daher wird die Solarthermie vor allem zur Regeneration des Erdwärmesondenfeldes eingesetzt und indirekt für die Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung genutzt.

Tiefengeothermie

Die Analysen basieren auf den Anhängen 3 (Geotis), 4 (Potenzialstudie mitteltiefe Geothermie Berlin) und 5 (Roadmap Tiefe Geothermie Berlin).

Potenzial des Lias

Im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg befindet sich der Lias-Horizont in einer Tiefe von 250 bis 500 Metern unterhalb Normalnull (mNN). Bei dieser Tiefe wird eine Temperatur von 20 bis 30 °C erreicht, was auf den geothermischen Gradienten der Region zurückzuführen ist.

Der Lias zeichnet sich durch eine Mächtigkeit von 100 bis 250 Metern und eine moderate Porosität aus, die je nach Faziesbereich zwischen 16 und 31 % variiert. Die Permeabilität reicht von 120 bis 2.630 Millidarcy (mD), wobei die höchsten Werte in zentralen Rinnenstrukturen zu erwarten sind. Dies deutet auf ein gutes Potenzial für hydrothermale Anwendungen hin, insbesondere wenn geeignete Rinnenfazies vorliegen.

Einsatzmöglichkeiten

Die moderate Temperatur eignet sich ideal für den Einsatz in Wärmenetzen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen. Eine effiziente Nutzung wäre beispielsweise durch den Betrieb einer Wärmepumpe möglich, die die Temperatur auf das für das Wärmenetz erforderliche Niveau anhebt. Alternativ könnte die Wärme auch direkt zur Regeneration eines Erdwärmesondenfelds genutzt werden, wie es in der Konzeption des Quartiers geplant ist.

Herausforderungen und Chancen

- **Herausforderungen:** Die hydraulische Verbindung zwischen Förder- und Injektionsbohrungen ist aufgrund der variierenden Faziesverhältnisse potenziell eingeschränkt. Weitere geologische Untersuchungen sind erforderlich, um die Verfügbarkeit und Qualität des Aquifers sicherzustellen.
- **Chancen:** Die verhältnismäßig geringe Tiefe des Lias im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg reduziert die Bohrkosten im Vergleich zu tiefer liegenden Horizonten, was die Wirtschaftlichkeit steigert.

Insgesamt bietet der Lias im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg ein attraktives Potenzial für die mitteltiefe Geothermie, das bei entsprechender Auslegung des Systems einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen Wärmeversorgung leisten könnte.

Potenzial des Unteren Keuper (Schilfsandstein)

Der Untere Keuper, insbesondere die Schichten des Schilfsandsteins, befindet sich im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg in einer Tiefe von 750-800 Metern unterhalb Normalnull (mNN) und erreicht Temperaturen von etwa 40 °C. Diese Schicht stellt damit eine vielversprechende Quelle für die Wärmebereitstellung in mitteltiefen geothermischen Anwendungen dar.

Die Schichten des Unteren Keuper zeichnen sich durch eine Mächtigkeit von 15 bis 50 Metern aus, abhängig von der lokalen Fazies. Die Porosität variiert zwischen 20 und 35 % in den zentralen Rinnenfazies, während die Permeabilität Werte von 130 bis 1.300 Millidarcy (mD) erreichen kann. Die besten Eigenschaften sind in Rinnenstrukturen zu erwarten, wo gut sortierte Sandsteine mit hoher Durchlässigkeit vorliegen.

Einsatzmöglichkeiten

- Die Temperatur von 40 °C eignet sich hervorragend für den Betrieb einer Wärmepumpe, die die Wärme auf das für das Wärmenetz erforderliche Niveau anhebt.
- In Kombination mit einem Erdwärmesondenfeld könnte die Wärme auch zur Regeneration genutzt werden.
- Direktanwendungen mit geringem Temperaturniveau, wie die Vorwärmung von Brauchwasser oder die Unterstützung von Niedertemperatur-Heizkreisläufen, sind ebenfalls denkbar.

Herausforderungen und Vorteile

- **Herausforderungen:** Die vertikale und laterale Variabilität der Fazies im Schilfsandstein kann die Planung von Förder- und Injektionsbohrungen erschweren. Eine detaillierte geologische Erkundung ist unerlässlich, um Rinnenstrukturen und hydraulische Anbindungen sicher zu identifizieren.
- **Vorteile:** Die größere Tiefe und damit verbundene höhere Temperatur im Vergleich zum Lias machen den Unteren Keuper besonders geeignet für Anwendungen mit höherem Temperaturbedarf, wie die Integration in ein Hochtemperatur-Wärmenetz.

Der Untere Keuper bietet im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg ein robustes Potenzial, das mit gezielten Untersuchungen und einer präzisen Anlagenplanung genutzt werden kann, um eine effiziente und nachhaltige Wärmebereitstellung zu gewährleisten.

Fazit

Der Lias im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg bietet ein vielversprechendes geothermisches Potenzial durch seine ausgeprägte Mächtigkeit und die potenziell hohen Werte bei Permeabilität und Porosität. Die geschätzte Temperatur von 20 bis 25 °C ist allerdings vergleichsweise niedrig und stellt eine Herausforderung dar, insbesondere bei der Nutzung in einem kleineren Wärmenetz wie dem geplanten. Hinzu kommt die spezifische Herausforderung der Grundwasserchemie:

Das Grundwasser des Lias in Berlin weist durch den Salzwasseraufstieg im Norddeutschen Becken sehr hohe Salzkonzentrationen auf. Diese salinen Bedingungen erfordern den Einsatz spezieller und hochkorrosionsbeständiger Materialien, wie beispielsweise Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) für den Ausbau der Bohrlöcher. Dies erhöht die Investitionskosten erheblich. Zudem würde die aggressive Wasserchemie eine hochentwickelte Anlagentechnik voraussetzen, um Korrosion und Ablagerungen zu minimieren. Diese Faktoren machen die Nutzung des Lias in diesem Projekt wirtschaftlich unattraktiv.

Gründe für die Entscheidung gegen den Lias:

- Hohe Investitionskosten: Die Kosten für den Bohrlochausbau und die Anlagentechnik sind aufgrund der Wasserchemie und des Salzwassergehalts sehr hoch.
- Geringes Temperaturniveau: Die moderate Temperatur von 20 bis 25 °C erfordert den zusätzlichen Einsatz von Wärmepumpen, was den Systemaufwand weiter erhöht.
- Kleines Wärmenetz: Für das geplante, relativ kleine Wärmenetz stehen Aufwand und potenzieller Nutzen in keinem angemessenen Verhältnis.
- Alternativen: Oberflächennahe Erdwärmesonden, regeneriert durch Solarthermie, bieten eine kosteneffiziente und technisch einfacher umsetzbare Lösung.
- Zukünftige Überlegungen: Sollte das Wärmenetz in Zukunft deutlich erweitert werden, könnten Förder- und Schluckbrunnen im Lias wieder in Betracht gezogen werden. Dies wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn die Regeneration der oberflächennahen Erdwärmesonden durch Solarthermie an ihre Grenzen stößt. Die Nutzung des Lias könnte in diesem Szenario zur zusätzlichen Unterstützung des Wärmenetzes und zur Regeneration der Erdwärmesonden beitragen.

Die Entscheidung gegen den Lias für die aktuelle Netzplanung ist daher eine Abwägung aus Kosten, Risiko und technischem Aufwand, die in der aktuellen Projektgröße und Struktur keine ausreichende Rechtfertigung für diese Investition bieten.

Luft

Im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg steht die Umgebungsluft grundsätzlich ganzjährig als nahezu unerschöpfliche Wärmequelle zur Verfügung. Die Nutzung dieser Quelle ist attraktiv, da das Entziehen von Wärme aus der Luft keine Kosten verursacht, abgesehen vom Betrieb der benötigten Geräte. Allerdings stoßen wir bei der praktischen Umsetzung auf erhebliche Einschränkungen, hauptsächlich aufgrund des begrenzten Platzes für technische Anlagen. Dachflächen sind häufig wegen statischer Anforderungen ungeeignet, Gärten klein und bereits bebaut.

Ein weiteres Problem stellt die Geräuschemission dar. Die Geräuschentwicklung solcher Anlagen könnte in einem Wohngebiet zu Überschreitungen der zulässigen Lärmgrenzen führen und würde von Bewohnern und dem Bauherrn vermutlich als störend und unästhetisch empfunden werden.

Aus diesen Gründen haben wir entschieden, die Wärmequelle Luft nur indirekt über unsere Solarabsorber zu nutzen. Diese regenerieren insbesondere im Sommer und Frühling unser Erdwärmesondenfeld, indem sie Energie aus der Umgebungsluft aufnehmen. Die Solarabsorbermatten auf den Dächern tauschen dabei Wärme mit der Luft aus und führen diese dem System zu, ohne die genannten Nachteile einer direkten Luftnutzung zu verursachen.

Erdwärmekollektoren

Beim Thema Erdwärmekollektoren ist hervorzuheben, dass sie aufgrund ihrer großen Austauschflächen nach oben zur Luft und nach unten zum tieferen Untergrund weniger gut als

Energiespeicher fungieren. Thermisch betrachtet handelt es sich um eine große, flache Platte. Dies hat den positiven Effekt, dass sie bei ausreichender Dimensionierung auch im Winter eine sehr gute Wärmequelle darstellen. Allerdings ist die Fähigkeit zur Energiespeicherung eingeschränkt, was einen Nachteil darstellt. Grundsätzlich sind Erdwärmekollektoren auf mehreren Flächen des Areals genehmigungsfähig und technisch umsetzbar. Dazu zählen vor allem die Gärten. Jedoch zeigen einfache Berechnungen, dass die verfügbaren Flächen—bei einer Leistungsannahme von 25 Watt pro Quadratmeter und einer Fläche von etwa 800 Quadratmetern in den Gärten nur eine Umweltwärmequellenleistung für die Wärmepumpe von maximal 20 kW ermöglichen. Diese 25 Watt pro Quadratmeter gelten zudem für einen monovalenten Betrieb; bei Planung eines bivalenten oder monoenergetischen Systems reduziert sich die mögliche Leistung erheblich, da die Vollbenutzungsstunden deutlich höher sind und der Boden die Wärme nur einmal bereitstellen kann. Aus diesen Gründen halten wir das Potenzial von Erdwärmekollektoren für zu gering, um deren Einsatz in diesem Projekt sinnvoll zu machen.

Erdwärmesonden

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde frühzeitig erkannt, dass Erdwärmebohrungen am Standort eine vielversprechende Lösung darstellen. Daher wurde von Beginn an eine umfassende Erkundung mit Probebohrungen geplant. Im Untersuchungsgebiet werden zwei Probebohrungen abgeteuft und mittels Thermal Response Test vermessen. Die Ergebnisse und genauen Standorte sind in **Anhang 15** (TRT-Bericht), dem Bericht zum Geothermal Response Test, detailliert aufgeführt.

Auf Basis dieser Daten wird mit erheblichem Aufwand das Genehmigungsverfahren vorangetrieben. Um Erdwärmesonden in Deutschland betreiben zu können, ist immer eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich. Die Erlangung dieser Genehmigung für große Erdwärmesondenfelder ist insbesondere in Berlin eine komplexe Aufgabe. Deshalb treten wir frühzeitig mit der unteren Wasserbehörde in Kontakt und reichen einen Genehmigungsantrag ein, dem umfangreiche Untersuchungen und thermohydrodynamische Simulationen beiliegen werden.

Das Erdwärmesondenfeld wurde in unserer NPro-Simulation als saisonaler Speicher und im Wesentlichen als das Herzstück unserer Anlage dargestellt. Wir haben dabei auch die Druckverluste, die sich aus den Erdwärmesonden ergeben, in die Dimensionierung unseres kalten Nahwärmenetzes einbezogen.

Das Sondenfeld muss im Gegensatz zu vielen Privatanlagen regeneriert werden, da es deutlich größer ist und deshalb in der wasserrechtlichen Erlaubnis die Auflage festgelegt werden wird, dass die 3-Kelvin-Isotherme die Grundstücksgrenze nicht überschreitet. Das ist aufgrund der Grundwasserfließrichtung quer zum Sprungschancenweg nur möglich, wenn nicht über mehrere Jahre hinweg der Untergrund immer weiter abgekühlt wird.

Eine besondere Herausforderung stellte deshalb die Frage dar, wie wir das Erdwärmesondenfeld regenerieren können. Es standen im Wesentlichen zwei Optionen zur Verfügung: Erstens die Verwendung von Tischkühlern, die der Umgebungsluft Wärme entziehen, indem die kalte Soleflüssigkeit aus dem Erdwärmesondenfeld durch einen Wärmetauscher fließt, der von Umgebungsluft durchströmt wird. Zweitens die Nutzung von Solarabsorbermatten, für die wir uns

letztendlich entschieden haben. Zwei weitere Vorteile der Regeneration sind die durchschnittlich 5-10 Kelvin höheren Systemtemperaturen (was zu 10-30% geringeren Stromverbräuchen am Wärmepumpenverdichter führt) und die höhere Leistungsfähigkeit pro Erdwärmesonde. Dadurch können trotz großem Feld mit vergleichsweise wenigen Erdwärmesonden viele Häuser versorgt werden.

Die Entscheidung fiel zugunsten der Solarabsorbermatten aus, weil die Tischkühler nicht in der Lage waren, über einen ausreichend langen Zeitraum hohe Temperaturen bereitzustellen, um das Erdwärmesondenfeld effektiv aufzuheizen. Während die Regeneration auf das ursprüngliche Temperaturniveau mit Tischkühlern durchaus möglich war, konnte eine Übertemperatur im Feld aufgrund der begrenzten Temperaturen und der thermischen Trägheit der Erdwärmesonden nicht erreicht werden. Die Solarabsorbermatten hingegen erzeugen deutlich höhere Temperaturen, insbesondere in Spitzenzeiten. Diese hohen Temperaturen führen zu einer größeren Temperaturspreizung zwischen der Soleflüssigkeit und dem Untergrund, wodurch sehr hohe Energiemengen in kurzer Zeit in den Untergrund eingebracht werden können.

Zusammenfassend bieten Erdwärmesonden aus technischer Sicht mehrere Vorteile. Die Langlebigkeit des Systems ist besonders hervorzuheben, da die verwendeten PE-100RC-Leitungen aus Kunststoffrohren bestehen, die auch im Trinkwasser- und Abwasserleitungsbau eingesetzt werden. Diese Materialien sind chemisch äußerst robust und haben Lebensdauern von deutlich über 100 Jahren, was bedeutet, dass wir ein System für mehrere Generationen errichten.

Mit jeder Erdwärmesonde erschließen wir ein großes Volumen des Untergrunds. Die Sonden werden in einem Raster von ungefähr sechs Metern gebohrt, wodurch jede Sonde den Untergrund in einem Quadrat von sechs Metern Seitenlänge beeinflusst und um mehrere Kelvin erwärmt oder abkühlt. In unserem Fall entspricht dies pro Sonde etwa 3.600 Kubikmetern Erdreich. Um die Systemstabilität zu gewährleisten und die Biochemie des Grundwassers nicht zu beeinträchtigen, arbeiten wir mit Temperaturänderungen von maximal 3 bis 5 Kelvin und durchschnittlich 1,5 bis 2 Kelvin.

Der Standort in Berlin bietet besonders günstige geologische Bedingungen. Die quartären Böden sind nahezu ideal für Bohrungen und größtenteils mit langsam fließendem Grundwasser gefüllt. Dies führt zu extrem niedrigen Bohrkosten, hohen Wärmekapazitäten durch das eingelagerte Wasser und sehr guten Wärmeleitfähigkeiten. Das langsam fließende Grundwasser sorgt dafür, dass die im Sommer eingebrachte Wärme im Winter zu etwa 90 bis 95 Prozent noch verfügbar ist, wodurch das Erdwärmesondenfeld als effizienter saisonaler Wärmespeicher fungiert.

Ein weiterer Vorteil dieses Systems ist, dass es vollständig unterirdisch installiert wird und somit das Erscheinungsbild des Reihenhausensembles nicht beeinträchtigt. Sichtbar bleiben lediglich drei Schachtdeckel, die zu den Verteilerschächten führen und sich problemlos begrünen lassen. Mit der Planung von circa 51 Erdwärmesonden für das gesamte Areal erfüllen wir die Anforderungen, vermeiden Lärmemissionen und profitieren von vergleichsweise günstigen Erschließungskosten.

Grundwasser

Unterhalb des Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg gibt es bis zu einer Tiefe von 100m zwei Grundwasserleiter, die für eine direkte Nutzung mittels Wärmepumpen in Betracht gezogen werden könnten.

Der erste Grundwasserleiter ist der Süßwasser-Grundwasserleiter. Dieser Grundwasserleiter hat eine ausreichende Mächtigkeit und ist fast vollständig mit Wasser gefüllt. Zudem ist die Fließgeschwindigkeit relativ hoch, was eine saisonale Wärmespeicherung unwahrscheinlich macht. In Vorgesprächen mit der unteren Wasserbehörde wurde deutlich, dass die Fließrichtung in Richtung Grundwasserschutzgebiet einen Genehmigungsvorbehalt darstellt. Deshalb wurde das Thema direkte Grundwassernutzung nicht weiter verfolgt.

Unterhalb dieses Grundwasserleiters befindet sich ein Grundwasserstauer, gefolgt vom zweiten Grundwasserleiter, der je nach Standort ab etwa 80 Metern Tiefe beginnt. Dieser zweite Grundwasserleiter weist sehr gute hydraulische Leitfähigkeitswerte (Kf-Werte) auf, hat mit 90 Metern eine beachtliche Mächtigkeit und ist großräumig ausgedehnt. Diese Eigenschaften lassen vermuten, dass er ideal wäre, um Wasser als Energiequelle für unsere Wärmepumpen zu nutzen.

Allerdings steht im Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg das Wasser des zweiten Grundwasserleiters und der darunter liegenden Schichten vor dem Problem einer hohen Belastung mit Eisen, Mangan und Salzaufstiegsgefahr. Bei Kontakt mit Luft sowie bei Druck- und Temperaturveränderungen würden diese Stoffe ausfallen. Das ist kritisch, weil das geförderte Wasser nach der Nutzung wieder in den gleichen Grundwasserleiter zurückgeführt werden muss. Aufgrund des darüber liegenden Grundwasserstauers ist dies nur möglich, wenn man einen Schluckbrunnen in den gleichen Grundwasserleiter bohrt. Diese Schluckbrunnen sind jedoch sehr empfindlich gegenüber Ablagerungen von Eisen und Mangan. Sie müssten entweder sehr häufig neu gebohrt oder mit extrem großen Durchmessern abgeteuft werden, damit sich der Eisen- und Manganschlamm im Ringraum ablagern kann. Beide Optionen wären mit hohen Kosten verbunden.

Wir haben auch unkonventionelle Ansätze in Betracht gezogen. Das Gebiet nördlicher Sprungschanzenweg befindet sich am Rand der Bebauung von Berlin-Zehlendorf, angrenzend an einen Wald. Die Entwässerungslinie verläuft in Richtung dieses unbebauten Gebiets. Daher überlegten wir, ob das geförderte Wasser nicht wieder in den Grundwasserleiter zurückgeführt werden muss, sondern entweder direkt in einen Vorfluter eingeleitet oder im Grundwasserleiter, der nahe der Oberfläche liegt und nicht abgedeckt ist, verrieselt werden könnte. Dabei stießen wir jedoch auf die Herausforderung, dass dies in Berlin als Grundwasserentnahme gilt und somit entgeltspflichtig wäre. Die anfallenden Entgelte sind so hoch, dass sich die thermische Nutzung wirtschaftlich nicht mehr rechnet.

Zusammenfassend bedeutet dies: Wenn wir das Wasser in den gleichen Grundwasserleiter zurückführen, müssten wir entweder ständig neue Brunnen bohren oder einen sehr teuren Brunnen mit großem Durchmesser anlegen oder eine wartungsintensive und instabile Fermanox-Anlage installieren. Entscheiden wir uns dafür, das Wasser nicht in den gleichen Grundwasserleiter zurückzubringen, handelt es sich um eine Grundwasserentnahme, die kostenpflichtig ist und sich wirtschaftlich ebenfalls nicht lohnt. Unabhängig von der gewählten Methode können wir das

eigentlich sehr gute Grundwasserpotenzial an diesem Standort daher wahrscheinlich nicht kosteneffizient nutzen, solange sich die Gebührenordnung für die thermische Grundwassernutzung mittels Entnahme und Rückführung nicht ändert. Dass sich diese Gebührenordnung im Angesicht des Klimawandels und den daraus resultierenden Herausforderungen bezüglich Anpassung und Vermeidung noch einmal ändert, ist bei entsprechendem politischen Druck nicht ausgeschlossen.

Seewasser

Es gibt keinen nutzbaren See in der direkten Umgebung.

Flusswasser

Es gibt keinen nutzbaren Fluss in der direkten Umgebung.

Abwasser

Der folgende Abschnitt behandelt die energetische Nutzung von Regenwasser und Schmutzwasser. Im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg liegt eine getrennte Kanalisation vor, das heißt, es existieren separate Rohre für das Regenwasser und das Schmutzwasser. Es gibt verschiedene Methoden, um dem durch die Rohre fließenden Wasser oder Schmutzwasser Wärme zu entziehen, die sich im Wesentlichen in direkte und indirekte Nutzung unterscheiden.

Bei der **direkten Nutzung** wird ein Wärmetauscher direkt in das Kanalrohr eingebaut[3], meist aus Edelstahl oder anderen korrosionsbeständigen Materialien. Das Wasser oder Abwasser überströmt den Wärmetauscher und gibt dabei seine Energie ab.

Die **indirekte Nutzung** erfolgt ohne direkten Einbau in das Kanalrohr. Hier konkurrieren zwei Systeme miteinander:

1. **Doppelrohrsystem[4]:** In das bestehende Kanalrohr wird ein weiteres Rohr eingeschoben, oder das Kanalrohr wird durch ein größeres ersetzt. In dem dadurch entstehenden Zwischenraum fließt das Kühlwasser, das dem Kanalwasser indirekt über die Rohrwandung Wärme entzieht.
2. **Turnpipe-System:** Hierbei wird ein Kunststoffrohr, zum Beispiel von der Firma Frank[5], verwendet. Das Kanalrohr besteht aus Kunststoff und wird außen mit einem weiteren Kunststoffrohr in sehr engen Abständen umwickelt. Durch dieses außenliegende Rohr fließt die Kühlflüssigkeit, die dem Regen- oder Schmutzwasser indirekt über die Rohrwandung Wärme entzieht.

Diese Methoden ermöglichen es, Wärme aus dem Regen- oder Schmutzwasser zu gewinnen. Die Wahl des Systems hängt von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere vom Durchmesser der Kanalrohre und dem verfügbaren Potenzial.

Direkte Wärmetauscher werden in der Regel erst ab einem Kanaldurchmesser von etwa 500 Millimetern eingesetzt, wobei gängige Lösungen meist ab 1.000 Millimetern verfügbar sind. Solche großen Durchmesser sind weder im Regenwasser- noch im Schmutzwassernetz des gesamten Quartiers vorhanden.

Für kleinere Durchmesser unter 500 Millimetern kommen nahezu ausschließlich indirekte Systeme zum Einsatz. Dies würde bedeuten, dass die bestehenden Schmutzwasserleitungen während der Bauarbeiten überbrückt werden müssten, was mit erheblichem Aufwand verbunden ist. Nach der Installation der Turnpipes müssten die Leitungen wieder an das bestehende Netz angeschlossen werden, was durch die notwendigen Umleitungen einen großen Mehraufwand darstellt.

Eine nachträgliche Installation der Turnpipes wäre theoretisch möglich, indem das Abwasser- oder Regenwasserrohr freigelegt und engmaschig mit einem dünnwandigen Kunststoffrohr umwickelt wird, um den thermischen Widerstand gering zu halten. Aufgrund der geringen Durchmesser und Energiedichten ist dies jedoch für das vorliegende Projekt wahrscheinlich nicht praktikabel.

Hinsichtlich des Potenzials kommen Systeme zur Energiegewinnung aus Abwasser klassischerweise an großen Schmutz- oder Mischwassersammelleitungen zum Einsatz, da dort ganzjährig hohe Energiemengen zur Verfügung stehen und sie als alleinige Quelle für eine Wärmepumpe dienen können. In diesem System ist jedoch bereits ein Erdwärmesondenfeld vorhanden, sodass keine große zusätzliche Leistung benötigt wird und es akzeptabel ist, wenn die Leistung nur zeitweise zur Verfügung steht.

Die Installationskosten für solche Anlagen sind relativ hoch, und wenn nur geringe Energiemengen gewonnen werden können, ist dies im Vergleich zu anderen Möglichkeiten der Regeneration wahrscheinlich nicht wirtschaftlich. Im vorliegenden Quartier haben sowohl die Schmutzwasserleitungen mit einem maximalen Durchmesser von 200 Millimetern als auch die Regenwasserleitungen mit maximal 450 Millimetern Durchmesser (siehe Anhang 7: Kanalisation) nur eine begrenzte Kapazität, da sie sich fast ausschließlich auf den Sprungschancenweg beziehen und keine vorgelagerten Quartiere oder Stadtteile angeschlossen sind. Dadurch ist die insgesamt zur Verfügung stehende Energiemenge relativ begrenzt.

Aus diesen Gründen wird der Fokus zunächst auf andere Möglichkeiten der Energiegewinnung gelegt.

Biomasse

Wir haben uns intensiv mit dem Thema Biomasse, Umweltschutz und Nachhaltigkeit auseinandergesetzt. Der Anteil von Biomasse an Fernwärmenetzen mit mehr als 20 oder 50 Kilometern Länge ist von der Bundesregierung im Zielszenario für 2045 auf 15 beziehungsweise 25 Prozent begrenzt worden, abhängig von der Netzgröße. Der Grund dafür ist, dass Biomasse nur in begrenztem Umfang zur Verfügung steht. Es ist nicht möglich, an Orten, an denen derzeit kein Wald existiert, einfach neue Wälder zu pflanzen. In Deutschland sind nahezu alle Moore bereits trockengelegt, und es gibt keine unbebauten Flächen mehr, die für den Anbau von Biomasse genutzt

werden könnten. Das Angebot an Biomasse ist also begrenzt und wird aktuell bereits vollständig genutzt.

Wenn wir mehr Biomasse nutzen möchten, müsste diese aus bislang ungenutzten Kontexten stammen. Das würde bedeuten, dass in natürliche Lebensräume eingegriffen wird, die bisher vom Menschen unberührt geblieben sind, wie beispielsweise Urwälder oder Moore. Wo diese zusätzlichen Flächen liegen würden, hinge von marktwirtschaftlichen Faktoren ab. Fakt ist jedoch, dass ein höherer Verbrauch an Biomasse mehr genutzte Fläche erfordert. Selbst wenn für die Biomassennutzung in Berlin Holz aus Brandenburger Wäldern verwendet wird, stellt sich die Frage, wo die Bereiche, die bislang dieses Holz genutzt haben, künftig ihr Material beziehen werden. Es besteht die Gefahr, dass dann beispielsweise Wälder in Weißrussland oder Rumänien abgeholzt werden und die Karpaten dafür kahl geschlagen werden, um den Bedarf zu decken. Auch die Nutzung von Buschholz aus Uganda wurde in der Vergangenheit ernsthaft in Betracht gezogen.

Diese Verdrängungseffekte sind problematisch. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass jeder Baum, der gefällt wird, möglicherweise über Hunderte von Jahren gewachsen ist. Das beim Verbrennen freigesetzte CO₂ verbleibt dann für lange Zeit in der Atmosphäre, bis ein neuer Baum es wieder aufnehmen kann. Das bedeutet, dass das CO₂ für mehrere hundert Jahre wirksam bleibt, auch wenn es irgendwann wieder gebunden wird. Daher ist die Annahme, dass die Nutzung von Biomasse CO₂-neutral sei, irreführend, da dies nur über sehr lange Betrachtungszeiträume gilt.

Es wurden auch Ansätze diskutiert, auf landwirtschaftlichen Flächen rund um Berlin Kurzumtriebsplantagen mit Pappeln anzulegen. Doch auch diese Flächen werden bereits genutzt, beispielsweise für den Anbau von Mais, für Biogasanlagen oder für Getreide. Eine Umwidmung würde dazu führen, dass weniger Biogas produziert wird und möglicherweise mehr Erdgas verbrannt werden muss. Weniger Getreideanbau könnte zudem die Preise erhöhen und global zu mehr Hunger führen. Unabhängig davon, wie man es betrachtet, stehen uns die begrenzten Ressourcen der Erde nur einmal zur Verfügung. Eine verstärkte Nutzung von Flächen für die Biomasseverbrennung in der Heizungsversorgung würde unweigerlich negative Auswirkungen auf andere Bereiche haben, sei es die Natur oder die Nahrungsmittelproduktion.

Vor diesem Hintergrund haben wir uns entschieden, auf die Nutzung von Biomasse zu verzichten, ohne dies ausführlich ökonomisch begründen zu müssen. Selbst aus wirtschaftlicher Sicht wäre es schwierig, zusätzliche Flächen für den Biomasseanbau zu finden. Das Angebot ist sehr begrenzt, und wenn wir fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl aus dem Energiemix verdrängen wollen, wird die Nachfrage nach Biomasse stark ansteigen. Für viele Hochtemperaturprozesse, für die es kaum Alternativen zur Dekarbonisierung gibt—beispielsweise in der Dampferzeugung—wird Biomasse möglicherweise dringend benötigt, da die Elektrifizierung in diesen Bereichen schwierig ist.

Es ist wahrscheinlich, dass Biomasse in solchen Prozessen dringender gebraucht wird als für die Bereitstellung von Vorlauftemperaturen zwischen 35 und 65 Grad Celsius, wie sie für die Heizkörper im Gebiet nördlicher Sprungschancenweg benötigt werden. Da das Angebot nicht erweitert werden kann und die Nachfrage steigt, ist mit steigenden Preisen für Biomasse zu rechnen. Dies birgt ein erhebliches Risiko in Bezug auf die Brennstoffkosten.

Zusammenfassend sehen wir bei der Nutzung von Biomasse erhebliche Probleme in Bezug auf Nachhaltigkeit und Umweltauswirkungen. Diese Einschätzung wird auch vom Umweltbundesamt [1][2] geteilt. Zudem besteht ein großes Risiko hinsichtlich steigender Brennstoffkosten, da Biomasse in anderen Bereichen dringend benötigt wird und das Angebot nicht gesteigert werden kann. Aus diesen Gründen haben wir uns gegen die Nutzung von Biomasse im Rahmen unseres Projekts entschieden.

SOLL-Analyse des Wärmenetzes

In Bezug auf die ermittelten Wärmepotenziale wird in diesem Kapitel die Soll-Analyse für das erarbeitete Wärmenetzkonzept dargelegt. Dazu werden zunächst die Wärmeerzeugung durch die Erschließung der Wärmekunden, die MSR-Technik und die Genehmigungsfähigkeit des Konzeptes eingegangen. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Primärenergie- und CO₂-Einsparung.

Wärmesenken/-kunden

Das Erschließungsgebiet wurde bezüglich des Wärmebedarfs intensiv untersucht. Die Gasverbräuche wurden pauschal um 10% reduziert, um den tatsächlichen Heizwärmebedarf besser abzuschätzen. Siehe Anhang 2: Berechnung Verbräuche

Kaltes Nahwärmenetz und Wärmeerzeugung

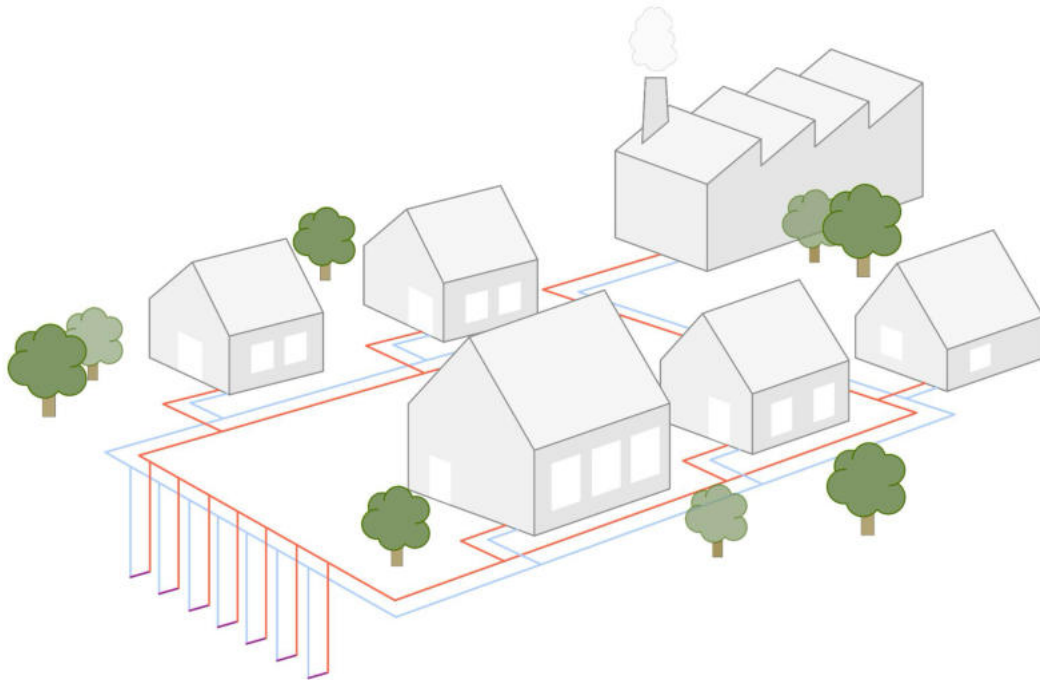


Abbildung 8: Übersicht Komponenten kaltes Nahwärmenetz

Der folgende Abschnitt behandelt das Wärmeversorgungskonzept, das wir für das Areal geplant haben. Den Ausgangspunkt der Wärmeversorgung bilden verteilte Solarthermieanlagen auf den Dächern. Diese Anlagen sammeln das ganze Jahr über, aber insbesondere im Sommer, die Energie der Sonne und der warmen Umgebungsluft ein. Diese Energie wird dann über ein sogenanntes kaltes Nahwärmenetz zu den Erdwärmesonden unterhalb des Gehwegs transportiert.

Die Energie wird dabei in den Untergrund eingebracht: Das heiße Wasser aus der Solarthermieanlage fließt durch die bis zu 45 Meter tief abgeteuften Erdwärmesonden und erwärmt

den Untergrund unter dem Erdwärmesondenfeld. Während des Durchlaufs kühlt sich das Wasser ab, kommt abgekühlt wieder nach oben und fließt zurück zur Solarthermieanlage, wo es erneut erwärmt wird. Dieser Zyklus wiederholt sich kontinuierlich, sodass der Untergrund im Sommer um mehrere Kelvin erwärmt wird.

Da dieser Untergrund bis in 45 Meter Tiefe auf einer sehr großen Fläche erwärmt wird, reicht die eingespeicherte Energie aus, um den gesamten Winter über die Gebäude mit Wärme zu versorgen. Wir können somit eine beträchtliche Energiemenge speichern.

Im Winter oder auch schon bei Bedarf im Sommer sind nicht nur die Solarthermieanlage, sondern auch alle Wärmepumpen an das Erdwärmesondenfeld angeschlossen. Im Heizfall entziehen die Wärmepumpen dem Erdwärmesondenfeld die gespeicherte Energie: Das Wasser strömt durch die Erdwärmesonden, heizt sich dabei auf, indem es die im Sommer eingespeicherte Wärme aufnimmt, fließt zur Wärmepumpe, wo es abgekühlt wird, und kehrt dann zur Erdwärmesonde zurück, um erneut Wärme aufzunehmen.

Die Wärmepumpen nutzen dieses Wasser-Glykol-Gemisch mit Temperaturen zwischen 0 und 25 Grad Celsius im Wärmepumpenkreislauf. Das Prinzip besteht darin, dass kaltes Wasser noch weiter abgekühlt wird, um auf der anderen Seite heißes Wasser noch weiter zu erhitzen. Konkret kühlen wir das Wasser-Glykol-Gemisch beispielsweise von 20 Grad auf 15 Grad ab und können auf der anderen Seite der Wärmepumpe mit Hilfe von Strom und einem verdichteten Kältemittel Wasser von etwa 55 Grad auf 60 Grad erhitzen. Dies geschieht sehr energieeffizient mit einer Arbeitszahl von ungefähr 3 bis 3,2 im beschriebenen Betriebspunkt.

Da die erforderlichen Vorlauftemperaturen im Bestand relativ hoch sind und Wärmepumpen, Erdwärmesonden sowie das Leitungsnetz kostspielig sind, haben wir uns entschlossen, die Wärmeerzeugung durch zusätzliche Power-to-Heat-Anlagen—also im Prinzip Elektroheizstäbe—zu ergänzen. Dies ermöglicht es uns, durch Vorlaufanhebung Vorlauftemperaturen von bis zu 67 Grad Celsius zu erreichen, was selbst an den kältesten Wintertagen für warme Innenräume in den Wohnräumen sorgt. Ein Elektroheizstab mit 6 kW Leistung kostet dabei nur einen Bruchteil dessen, was eine Wärmepumpe mit gleicher Leistung erfordert, und benötigt keine zusätzlichen Bohrungen oder größeren Leitungsquerschnitte. Daher haben wir uns für diese monoenergetische Variante entschieden.

Das Wärmekonzept sieht vor, dass dennoch etwa 97 % der Energie über das Jahr von den Wärmepumpen geliefert werden und nur 3 % durch die Elektroheizstäbe. Die dezentralen Heizzentralen—wir haben pro Gebäude eine Wärmepumpe und einen kleinen Elektroheizstab—sind selbstverständlich mit allen notwendigen Komponenten ausgestattet. Dazu gehören unter anderem Luftabscheider, Schlammabscheider, Hocheffizienzpumpen, hydraulische Weichen, Warmwasserbereitung und Heizkreisverteiler. Wir haben also die komplette Bandbreite der Heizungstechnik, die wir in unserem Konzept der Wärmeerzeugung vollständig installieren und betreiben wollen.

Netzart und Funktion

Der folgende Abschnitt behandelt die Netzart und Funktion des kalten Nahwärmenetzes. Das Netz kann als gerichtetes, vermaschbares, kaltes, passives Zwei-Leiter-Ringnetz beschrieben werden. Doch was bedeutet das im Einzelnen?

Grundsätzlich handelt es sich um ein Zwei-Leiter-Ringnetz, wobei im aktuellen Bauabschnitt noch kein vollständiger Ring besteht, sondern im Prinzip nur zwei Stränge mit einem klassischen Vor- und Rücklauf. Im Zentrum des Netzes steht das Erdwärmesondenfeld, in dem derzeit 51 Erdwärmesonden mit einer Tiefe von jeweils 45 Metern geplant sind.

Die Erdwärmesonden sind vergleichbar mit einem großen Heizkreisverteiler angebunden und hydraulisch abgeglichen. Das bedeutet, dass alle Erdwärmesonden im gesamten Feld, unabhängig davon, ob sie über das Areal verteilt oder zentral an einem Punkt liegen, den gleichen Volumenstrom aufweisen. Sie werden also gleichmäßig durchströmt und sind perfekt hydraulisch abgeglichen. Dies wird erreicht, indem die Hauptleitung als druckloser Verteilerbalken dimensioniert wird.

Unabhängig davon, wohin das Wasser gerade fließt und gepumpt wird, werden die Erdwärmesonden stets durchströmt. Im Netz befinden sich dezentrale Verbraucher und Einspeiser, die passiv angebunden sind. Es existiert keine zentrale Netzpumpe am Erdwärmesondenfeld, die den gesamten Kreislauf in Bewegung hält. Stattdessen verfügt jeder Verbraucher oder Einspeiser über eine eigene Pumpe. Dies hat den großen Vorteil, dass das Netz sehr einfach erweitert werden kann, indem zusätzliche passive Verbraucher hinzugefügt werden. Eine Anpassung oder Vergrößerung der zentralen Netzpumpe ist nicht erforderlich, da die neuen Verbraucher sich selbst aus dem Netz bedienen. Der maximale Volumenstrom steigt mit jeder hinzugefügten Pumpe automatisch an, da diese parallel zu den bestehenden Pumpen betrieben wird.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die gerichtete Strömung im Netz, die durch Rückschlagklappen sichergestellt wird, wie in Abbildung 3 dargestellt. Die gerichtete Strömung und die Rückschlagklappen sind entscheidend, um hydraulische Kurzschlüsse zu vermeiden. Ohne diese Maßnahmen könnte beispielsweise eine Wärmepumpe, deren Pumpe nicht in Betrieb ist, von einer anderen Wärmepumpe durchströmt werden. Dies würde dazu führen, dass die Sohleflüssigkeit nicht zwangsläufig durch das Erdwärmesondenfeld fließt, sondern möglicherweise durch eine andere Wärmepumpe. Die Rückschlagklappen verhindern dies, indem sie die Strömung in eine Richtung lenken und sicherstellen, dass das Erdwärmesondenfeld immer durchströmt wird.

Die geplante Erweiterung des Netzes zu einem vollständigen Ringnetz in den kommenden Bauabschnitten bietet zusätzliche Vorteile. Ähnlich wie bei Strom- und Telekommunikationsnetzen ermöglicht ein Ringnetz, dass bei Bauarbeiten oder Störungen an einer Stelle stets ein alternativer Weg für den Volumenstrom zur Verfügung steht. Wenn nicht gerade der Spitzenlastfall eintritt, kann der alternative Weg, obwohl er möglicherweise mit höheren Druckverlusten verbunden ist, einen reibungslosen Betrieb gewährleisten. Bei einer Beschädigung, beispielsweise durch Baggarbeiten, kann in einem Ringnetz immer ausgewichen werden, was in einem Strahlennetz, wie es der aktuelle erste Bauabschnitt darstellt, nicht möglich ist. Aus diesem Grund ist es perspektivisch das Ziel, das Netz zu einem vollständigen Ringnetz auszubauen.

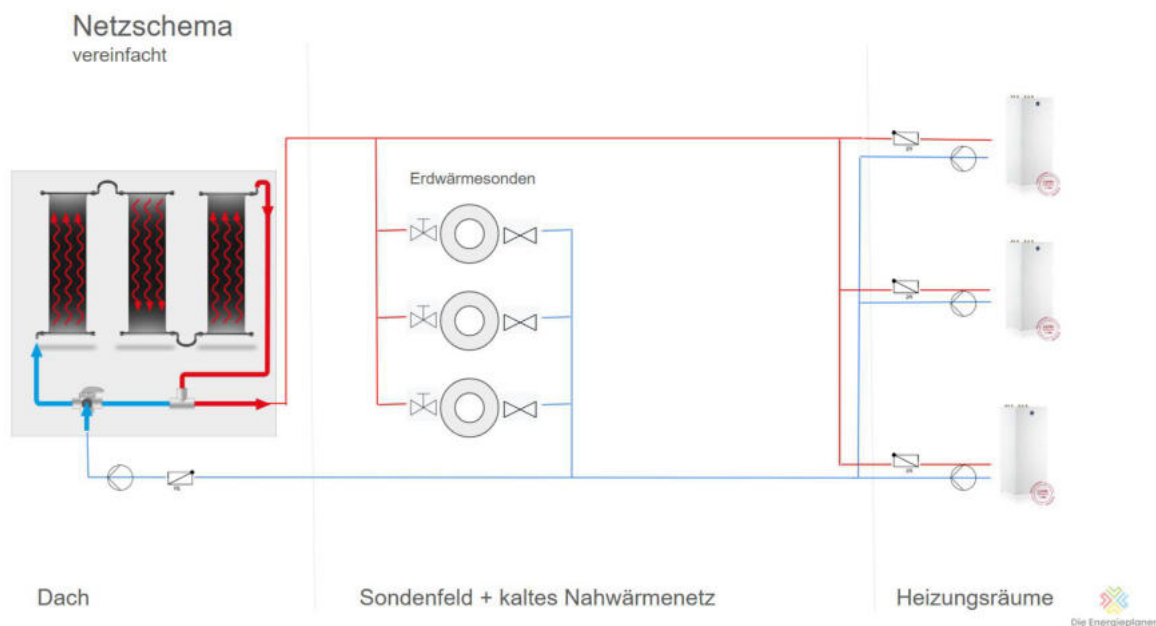


Abbildung 3: vereinfachtes Schema Kaltes Nahwärmenetz

Art der Rohrleitung

Der nächste Abschnitt beschäftigt sich mit der Art der Rohrleitungen im kalten Nahwärmenetz des Gebiet nördlicher Sprungschanzenwegs. Für das gesamte Netz und die Anbindung werden überwiegend Kunststoffrohre verwendet.

Die Erdwärmesonden und die Rohrleitungen des kalten Netzes bestehen aus PE100RC, einem Polyethylen-Material. Das "RC" steht für "Resistant to Crack" und weist auf die erhöhte Riss- und Schlitzbeständigkeit des Materials hin. Früher neigten PE-Werkstoffe dazu, Risse zu bilden und spröde zu werden. Durch moderne Herstellungsverfahren werden die Fasern heute vernetzt, was die Rohre deutlich widerstandsfähiger macht.

Besonders hervorzuheben ist, dass alle verbauten Kunststoffe, insbesondere die erdverlegten, eine technisch nicht begrenzte Lebensdauer aufweisen. Durch diese Kunststoffleitungen, vor allem die Erdwärmesonden und die PE100RC-Leitungen, die einen großen Teil des kalten Netzes ausmachen, fließt langsam ein Wasser-Glykol-Gemisch. Da es sich um ein geschlossenes System handelt, treten weder Korrosion noch Ablagerungen auf. Die Erfahrung zeigt, dass diese Systeme keiner Alterung unterliegen. Hersteller geben für die Materialien eine Beständigkeit von etwa 100 Jahren an. (Siehe Anhang 6: Zeitstandskurven PE)

Das bedeutet, dass der Kern der Anlage, also das kalte Netz mit dem Erdwärmesondenfeld, über Generationen hinweg nutzbar sein wird. Dies stellt einen besonders nachhaltigen Aspekt des Projekts dar und unterstreicht die sorgfältige Auswahl der Werkstoffe.

Des Weiteren kommen im Netz Polypropylen-Bauteile zum Einsatz. Armaturen, Verteilerschächte und Durchflussmengenregler sind häufig aus Polypropylen gefertigt. Im Unterschied zu PE100RC haben Polypropylen-Bauteile oft die Einschränkung, dass sie nicht so hohen Druckstufen standhalten. Es werden Druckstufen bis etwa 6 Bar erreicht, was jedoch unproblematisch ist, da das Solenetz oberflächennah mit einem Druck von maximal 1 bis 2 Bar betrieben wird.

Zusätzlich werden Solarabsorbermatten verbaut, die der Sonnenstrahlung und der Hitze des Sommers ausgesetzt sind und sich ebenfalls direkt im Netz befinden. Hier wird wahrscheinlich ein Polyethylen verwendet, jedoch nicht PE100RC, sondern PE-Xa. Dieser Werkstoff ist klassisch aus der Fußbodenheizung bekannt und zeichnet sich durch eine hohe Rissbeständigkeit und Beständigkeit gegenüber solarer Strahlung aus. Allerdings ist PE-Xa in der Verarbeitung etwas aufwendiger als PE100RC und auch in der Beschaffung teurer.

Die Anbindung im Heizungsraum zur Wärmepumpe wird voraussichtlich in Kupfer ausgeführt. Die Wärmetauscher der Wärmepumpe bestehen aus einer Legierung, die besonders korrosionsbeständig ist. Darüber hinaus werden Korrosionsschutzinhibitoren dem Wasser-Glykol-Gemisch zugesetzt, da vereinzelt auch Metallbauteile verwendet werden. Beispielsweise sind in den Volumenstromreglern vor den Erdwärmesonden die Federn, die den Gegendruck für den hydraulischen Abgleich einstellen, aus Metall gefertigt. Um Korrosion zu verhindern und die gleichmäßige Durchströmung aller Erdwärmesonden sicherzustellen, ist der Einsatz von Korrosionsschutzmitteln erforderlich.

Insgesamt wurde ein durchdachter Werkstoffmix gewählt, der sich gegenseitig chemisch nicht beeinträchtigt und jeweils für den spezifischen Anwendungszweck gut geeignet ist.



Abbildung 4: PE100RC Rohrsystem

Rohrdimensionen



Abbildung 6: nPro Abbildung zu den Außendurchmessern im kalten Nahwärmenetz

Der folgende Abschnitt behandelt die Rohrdimensionen im kalten Nahwärmenetz. Wie in Abbildung 6 deutlich zu erkennen ist, werden die größten Rohrleitungen benötigt, um die Erdwärmesonden über die Hauptleitung als druckverlustlosen Verteilerbalken hydraulisch abzugleichen.

Rohrleitungen mit einem Durchmesser größer als 90 mm werden als SDR-17-Rohre ausgeführt. Das bedeutet, dass das Verhältnis von Außendurchmesser zu Wandstärke 17 beträgt. Der Standardwerkstoff, aus dem beispielsweise die Erdwärmesonden bestehen, ist ein SDR-11-Werkstoff, also etwas dickwandiger.

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Verlegung von 160-mm-PE-Rohren keine nennenswerte Herausforderung darstellt. Es handelt sich um ein Standardmaterial, das als Stangenware verbaut und verschweißt wird und im Tief- und Rohrleitungsbau einen absolut üblichen Durchmesser darstellt.

Tabelle 5: Rohrdimensionen im kalten Nahwärmenetz inklusive der Hausanschlüsse

Nennweite	Trassenlänge
DN	m
160	284
75	335
40	106
Summe	725

Vor- und Rücklauf temperaturverläufe

Der folgende Abschnitt behandelt die Vor- und Rücklauf temperaturen im kalten Nahwärmenetz, wobei zwischen Grundlast- und Spitzenlast temperaturen unterschieden wird.

In Abbildung 5 ist die Grundlast temperatur im kalten Netz über einen Zeitraum von 25 Jahren dargestellt. Die temperaturen schwanken ungefähr zwischen 2 °C und 21 °C, was dem Mittelwert aus Vor- und Rücklauf temperatur entspricht. Bei einer Spreizung von beispielsweise 5 K sind die Vor- und Rücklauf temperaturen jeweils um 2,5 K nach oben bzw. unten versetzt. Das bedeutet, dass in der Grundlast eine minimale Vorlauf temperatur von etwa 0 °C und im Regenerationsfall eine maximale Vorlauf temperatur von etwa 22 °C erreicht wird.

Diese Temperaturbereiche sind optimal, um das Erdwärmesondenfeld so effizient wie möglich zu betreiben. Es müssen Temperaturbedingungen eingehalten werden, die garantieren, dass die Biochemie und die Reinigungsleistung des Grundwassers weiterhin funktionieren. Dafür ist ein Temperaturbereich zwischen 5 °C und 20 °C für die Bewirtschaftung des Grundwassers vorgegeben.

Trotz der großen Spreizung in den Fluidtemperaturen wird im Grundwasserkörper durch Erkenntnisse aus vergleichbaren Projekten selbst keine Beeinflussung größer als 2 K festgestellt. Dies liegt vor allem daran, dass das Sondenfeld über die Jahre nicht auskühlt, sondern jährlich mit frischer Wärme regeneriert wird. Eine Besonderheit des Standorts ist der sehr geringe Grundwasserfluss in den großen Porengrundwasserleitern. Die im Sommer eingespeicherte Wärme ist im Winter noch nicht abgeflossen und kann somit erneut genutzt werden, was zu einem nachhaltig und ausgeglichen funktionierenden System führt.

Zusätzlich ist die Resilienz des Systems hervorzuheben. Bei der Planung von Energiezentralen gibt es grundsätzlich zwei Fälle: den schlechtmütigen und den gutmütigen Fall. Im schlechtmütigen Fall führt eine Fehlplanung oder eine zu optimistische Abschätzung dazu, dass das System exponentiell schlechter wird und schließlich versagt. Beispielsweise kann eine zu gering eingeschätzte Heizlast dazu führen, dass die Gebäude nicht ausreichend beheizt werden können. Ein Unterschied von 1 K wird dabei kaum bemerkt, aber bei einer Abweichung von 3 K, also einer Raumtemperatur von nur noch 17 °C statt 20 °C, erfüllt das System die Grundbedürfnisse nicht mehr.

Im gutmütigen Fall hingegen kompensieren andere Anlagenteile die zu optimistische Planung einzelner Parameter. Im vorliegenden System übernehmen das Erdwärmesondenfeld und die Solarthermieanlage diese Funktion. Sollte das Erdwärmesondenfeld zu klein dimensioniert sein und die Soletemperaturen um durchschnittlich 2 K niedriger liegen, würde die Solarthermieanlage bei gleicher Fläche dennoch etwa 30 % mehr Energie pro Jahr erzeugen. Dies resultiert daraus, dass eine niedrigere Temperatur der durchströmenden Rohre zu einer größeren Temperaturdifferenz zur Umgebung führt und somit mehr Energie aufgenommen werden kann.

In einem kalten Nahwärmenetz existieren viele dieser selbstregulierenden Mechanismen, die zur Resilienz des Systems beitragen. Ein weiterer Aspekt ist, dass bei abnehmender Soletemperatur die Wärmepumpe anteilig mehr Strom verbraucht als Umweltenergie, was zu einer geringeren

Belastung der Erdwärmesonden führt. Zudem nimmt das im Erdboden verlegte Netz bei kälteren Temperaturen mehr Energie aus dem umgebenden Erdreich auf.

Diese Vielzahl an Stellschrauben ermöglicht es dem System, sich selbst zu regulieren und sich stets in Richtung der ungestörten Untergrundtemperatur zu bewegen. Für ein großes System mit vielen Unbekannten und Anlagenteilen ist dies ein entscheidendes Merkmal. Komplexe Systeme sind schwer zu planen, und würde sich das System bei Fehlfunktionen einzelner Komponenten exponentiell verschlechtern, müssten deutlich größere Sicherheitsfaktoren eingeplant werden. Daher ist die hohe Resilienz des vorliegenden Systems, das sich selbst stabilisiert und reguliert, von besonderer Bedeutung.

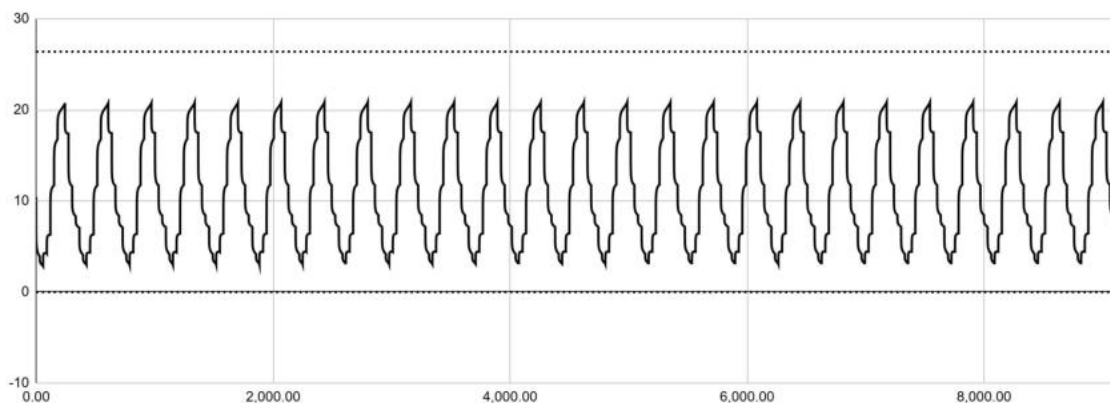


Abbildung 5: erwartete Fluidtemperaturen (Mittel aus Vor- und Rücklauftemperaturen) im kalten Netz über 25 Jahre

Druckverhältnisse

Der folgende Abschnitt behandelt die Druckverhältnisse im kalten Nahwärmenetz. Der Gesamtdruckverlust unterteilt sich in mehrere Bereiche:

- Erdwärmesonden
- Rohrleitungen zu den dezentralen Verbrauchern oder Einspeisern
- Dezentrale Anlagentechnik

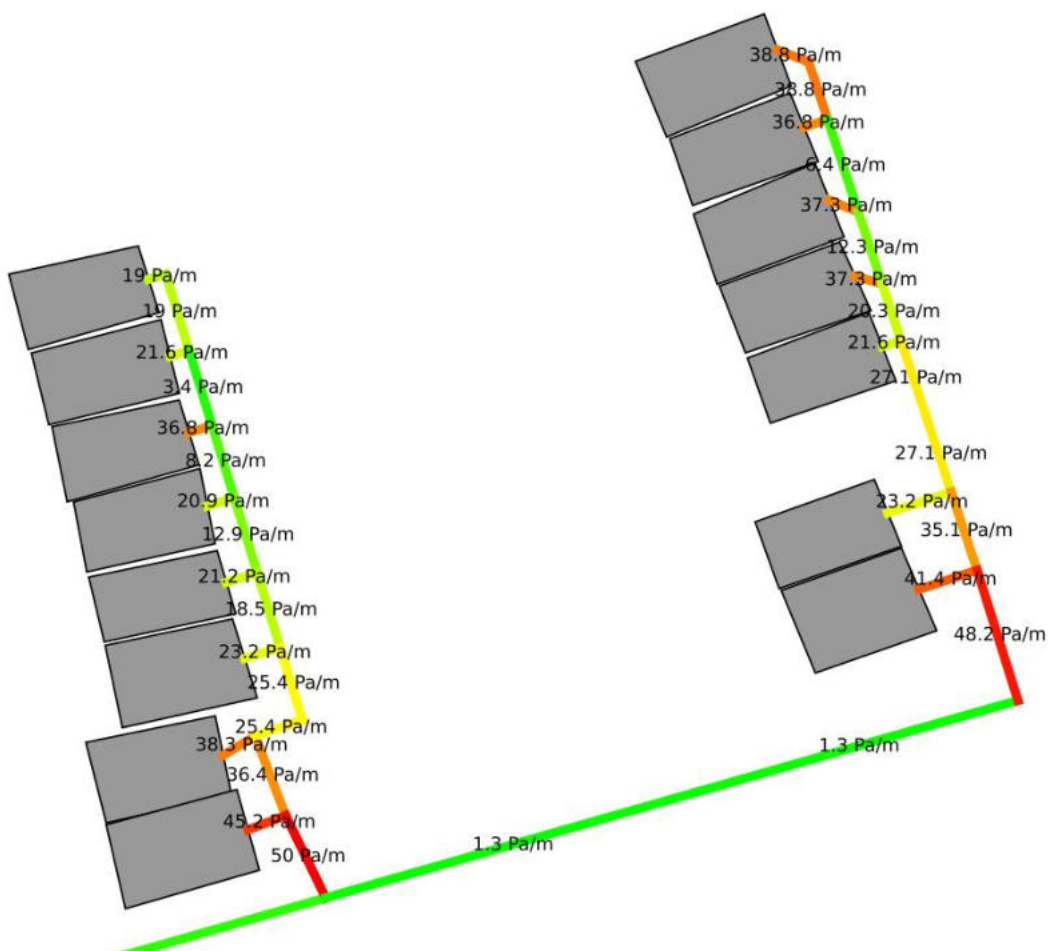
Insgesamt soll der Druckverlust außerhalb der Anlagentechnik, also in den Rohrleitungen und im Erdwärmesondenfeld, maximal 0,9 bar betragen. Darauf werden alle dezentralen Umwälzpumpen ausgelegt. Die Pumparbeit liegt demzufolge unter 1 % des gesamten Stromeinsatzes. Die Druckverluste pro Meter Leitungslänge sollen stets unter 100 Pascal pro Meter liegen.

Der Druckverlust im Erdwärmesondenfeld im Spitzenlastfall Heizung beträgt etwa 0,3 bar. In den Leitungen liegt der Druckverlust in diesem Fall bei ungefähr 0,2 bar. Dies bedeutet, dass der Spitzenlastfall Heizung nicht der auslegungsrelevante Fall ist, sondern vielmehr der Spitzenlastfall Regeneration. Während der Regeneration treten in den Solarthermieranlagen erhebliche thermische Leistungen auf, die mit möglichst geringer Pumparbeit in das Erdwärmesondenfeld eingebracht werden sollen.

Um dies zu erreichen, sind große Rohrleitungsdurchmesser in Richtung Erdwärmesondenfeld erforderlich. Der Sondendurchmesser selbst ist aufgrund der Bauart der Erdwärmesonden und der exponentiell steigenden Kosten mit steigendem Bohr- und Sondendurchmesser begrenzt.

In diesem Zusammenhang tritt der größte Druckverlust im Spitzenlastfall auf. Laut aktueller Auslegung liegt dieser Druckverlust bei unter 0,9 bar am Netzschlechtpunkt, welcher dem Einspeisepunkt der Reihenhäuser mit der besten Anschlussquote entspricht.

Das gesamte Druckniveau des Netzes soll zwischen 1 und 2 bar liegen. Ein Überdruck ist erforderlich, um Kavitationseffekte zu vermeiden und sicherzustellen, dass kleine Leckagen nicht sofort zu einem Zusammenbruch des Netzes führen. Gleichzeitig darf der Druck nicht zu hoch sein, da insbesondere die Armaturen aus Polypropylen nicht druckbeständig über 6 bar sind und die Wärmetauscher in den Wärmepumpen nur bis maximal 3 bis 4 bar belastet werden sollten. Daher wird der Betriebsdruck des Netzes nach Möglichkeit stets zwischen 1 und 2 bar gehalten, abhängig davon, an welcher Stelle im Netz—vor oder hinter den großen Pumpen—sich der jeweilige Abschnitt befindet.



Volumenströme

Der folgende Abschnitt behandelt die Volumenströme im kalten Nahwärmenetz, wie in Abbildung 9 dargestellt. Dabei sind insbesondere die maximalen Volumenströme von Bedeutung, die hauptsächlich von den Solarthermieanlagen stammen. Es besteht die Überlegung, die Spreizung an der Solarthermieanlage zu erhöhen, da dort noch deutliche Reserven vorhanden sind. Dies würde die Volumenströme reduzieren und möglicherweise eine Optimierung der Netzdurchmesser ermöglichen.

Allerdings sind dem aufgrund der Berechnung der Druckverluste Grenzen gesetzt, da diese vor allem von der durchströmten Fläche abhängen und der Radius quadratisch in die Flächenberechnung eingeht. Das bedeutet, wenn die Spreizung verdoppelt und damit der Volumenstrom halbiert wird, kann das Rohr nicht halb so groß sein, sondern nur um den Faktor 0,707 kleiner werden.

Bei den Wärmepumpen gibt es jedoch Einschränkungen bezüglich der Volumenströme, insbesondere hinsichtlich der Spreizung, da der Wärmetauscher nur eine bestimmte Spreizung verträgt. Die meisten Wärmepumpen schalten bei einer Spreizung von 10 Kelvin zwischen Vor- und Rücklauf auf der Soleseite ab. Empfohlen wird eine Spreizung von 3 Kelvin, üblich ist eine Spreizung von 5 Kelvin. Planerisch könnte auch noch eine Spreizung von 6 oder 7 Kelvin in Betracht gezogen werden, wenn dies nur im absoluten Spitzenlastfall auftritt. Aktuell wird mit der Standard-Spreizung von 5 Kelvin geplant.

In Abbildung 9 ist gut zu erkennen, wie sich die Volumenströme addieren. Überall dort, wo T-Stücke im Netz vorhanden sind und somit zwei Stränge wie Flüsse zusammenfließen, summieren sich die Volumenströme. Die Spreizung bei den Wärmepumpen sollte nicht beliebig erhöht, sondern so gering wie möglich gehalten werden, da dies den Gesamtstromverbrauch senkt. Der Stromverbrauch der Wärmepumpe hängt nicht von der mittleren Temperatur der Sole ab, sondern immer von der niedrigsten Temperatur, da diese die Verdampfungstemperatur im Kältemittelkreislauf bestimmt. Das bedeutet, je niedriger die Spreizung ist, desto weniger Strom benötigt die Wärmepumpe, desto höher ist die Jahresarbeitszahl und dementsprechend geringer sind der Stromverbrauch und die Betriebskosten.

Daher ist es nicht ratsam, die Spreizung an der Wärmepumpe auf das Maximum auszulegen, da dies zu einem ineffizienten System führen würde. Ziel des kalten Nahwärmenetzes ist es, den heißen Fernwärmenetzen und Gasheizungen ein möglichst effizientes System entgegenzusetzen, weshalb auf jede Stellschraube geachtet werden sollte—natürlich nur, soweit dies das Gesamtsystem nicht unbezahlbar macht. Mit einer Spreizung von 5 Kelvin sind die daraus resultierenden Rohrdurchmesser durchaus vertretbar.

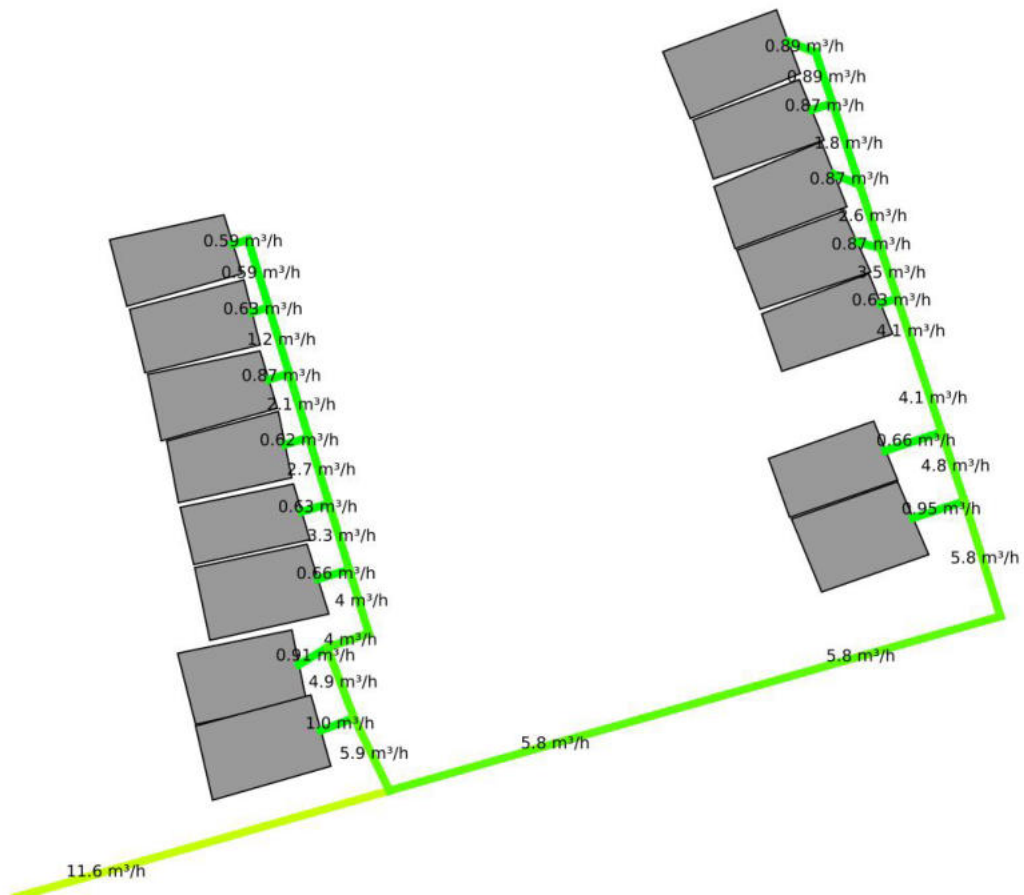


Abbildung 9: nPro Abbildung zu Volumenströmen im kalten Nahwärmenetz

Wärmepumpen



Abbildung 10: Abbildung Quantum QG Erdwärmepumpe

Der folgende Abschnitt behandelt die Wärmepumpen im geplanten kalten Nahwärmenetz. Wärmepumpen sind ein zentrales Element der Wärmewende und spielen in diesem System eine entscheidende Rolle. Die Temperaturen aus dem Erdwärmesondenfeld liegen trotz Regeneration zwischen 0 und 20 °C und sind damit für die direkte Beheizung der Gebäude zu gering. Um das

notwendige Temperaturniveau zu erreichen, wird die Wärmepumpe eingesetzt, die die Umweltenergie nutzt und das Heizungswasser auf die benötigte Temperatur anhebt.

Die Effizienz der Wärmepumpe ist hierbei von besonderer Bedeutung. In der Vorplanung wurde die Entscheidung getroffen, Wärmepumpen der QG-Reihe von Quantum zu betrachten. Diese verfügen über ein natürliches Kältemittel, hohe maximale Vorlauftemperaturen und können in einem sehr großen Modulationsbereich betrieben werden. Im Teillastbetrieb erzielen diese Wärmepumpen besonders hohe Effizienzwerte, da die Kompressoren nicht auf Volllast laufen, sondern im optimalen Wirkungsbereich arbeiten, was zu einem deutlich geringeren Stromverbrauch führt.

Ein weiterer Vorteil der hohen Modulationsfähigkeit besteht darin, dass keine Pufferspeicher benötigt werden, um die Taktung zu verhindern. Bei korrekt eingestellter Heizkurve nimmt die Wärmepumpe während der Heizsaison den Betrieb auf, sobald das Gebäude beginnt, auszukühlen, und arbeitet kontinuierlich, bis die gewünschte Raumtemperatur erreicht ist. Im Idealfall kann dies über mehrere Wochen oder sogar Monate erfolgen, ohne dass die Wärmepumpe taktet, sofern die Außentemperaturen nicht über einen bestimmten Schwellenwert, beispielsweise 15 °C, steigen.

In der Planung wurde zudem berücksichtigt, dass die Sole-Wasser-Wärmepumpen bewusst unterdimensioniert werden können, da zwischen einem Drittel und der Hälfte der Heizlast durch Elektro-Heizstäbe bereitgestellt wird. Dies trägt ebenfalls dazu bei, dass aufgrund des großen Modulationsbereichs und der monoenergetischen Betriebsweise keine Pufferspeicher erforderlich sind, um Taktungen zu vermeiden. Die Trägheit der Gebäude und die immense Speichermasse der Bausubstanz, kombiniert mit einer angemessenen Hysterese, verhindern eine übermäßige Taktung. Dies vereinfacht den Aufbau der Heizungstechnik erheblich und reduziert die Kosten durch eingesparte Komponenten.

Die Wärmepumpen arbeiten besonders effizient, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke—also zwischen Erdwärmesondenfeld und Gebäudeheizung—möglichst gering ist. Beispielsweise erfordert die Gebäudeheizung eine Vorlauftemperatur von 55 °C. Wenn das vom Sommer regenerierte Erdwärmesondenfeld eine Soletemperatur von 20 °C liefert, wird deutlich weniger Strom benötigt, als wenn am Ende des Winters die Soletemperatur nur noch 0 °C beträgt. In letzterem Fall kann der Strombedarf für die gleiche Wärmeenergie um bis zu 50 % höher sein. Mit zunehmender Temperaturspreizung sinkt nicht nur die Effizienz der Wärmepumpe, sondern auch ihre Leistung.

Zu Beginn des Winters, bei hohen Soletemperaturen, kann die Wärmepumpe den Großteil der erforderlichen Heizleistung problemlos bereitstellen. Beispielsweise kann sie bei hohen Soletemperaturen statt der nominalen 6 kW Leistung bis zu 10 kW erreichen. Dadurch ist weniger Unterstützung durch die Elektroheizstäbe notwendig. Am Ende des Winters, wenn die Soletemperatur auf 0 °C sinkt, erbringt die Wärmepumpe nur noch die nominale Leistung von etwa 6 kW, und die Elektroheizstäbe müssen bei sehr tiefen Außentemperaturen einspringen.

In der Regel treten die kältesten Tage jedoch nicht am Ende des Winters, sondern in der Mitte auf. Daher ist anzunehmen, dass die Elektroheizstäbe weniger häufig zum Einsatz kommen, als ursprünglich in den Vorplanungen prognostiziert wurde. Diese Ungenauigkeit ergibt sich daraus,

dass in der nPro-Simulation zwar die Effizienz bei verschiedenen Betriebspunkten berücksichtigt wurde, nicht jedoch die veränderliche Leistungsfähigkeit der Wärmepumpen.

Derzeit ist noch unklar, ob die Wärmepumpen auch dynamisch mit sogenannter Lastverschiebung betrieben werden können. Dies würde bedeuten, dass das Gebäude zu Zeiten aufgeheizt wird, in denen der Strom besonders günstig ist oder die Wärmepumpe mehr Leistung als erforderlich erbringt. Dadurch könnte in Zeiten, in denen es besonders kalt ist und die Heizstäbe einspringen müssten, auf die Nutzung der Elektroheizstäbe verzichtet werden. Dieses dynamische Verhalten könnte zudem genutzt werden, um die Wärmepumpen verstärkt dann laufen zu lassen, wenn beispielsweise durch starken Wind oder Sonnenschein viel erneuerbare Energie im Netz vorhanden ist und die Strompreise entsprechend niedrig sind.

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Machbarkeitsstudie sind diese Fragen noch nicht abschließend zu klären, da die Rahmenbedingungen für den Betrieb von Wärmepumpen mit Lastverschiebung im Bereich von Wärmepumpen noch nicht eindeutig definiert sind und es an entsprechenden Anbietern und Systemen mangelt. Daher wird davon ausgegangen, dass der erste Bauabschnitt ohne Dynamik und Lastverschiebung in Betrieb genommen wird und im Laufe der nächsten Jahre entsprechende Nachrüstungen erfolgen können.

Bei den Wärmepumpen der QG-Reihe ist zu beachten, dass die Ausgangstemperatur der Sole 40 °C nicht überschreiten sollte. Bei einer Spreizung von 5 K bedeutet dies, dass die Eingangstemperatur der Sole maximal 45 °C betragen darf. Um dies trotz der Solarthermieanlage, die ebenfalls in das System einspeist und Temperaturen von deutlich über 45 °C erreichen kann, sicherzustellen, wurde eine Beimischschaltung für die Solarthermie vorgesehen, die die Temperatur entsprechend absenkt. Dadurch wird verhindert, dass am Kompressor der Wärmepumpe eine unzulässige Drucksituation entsteht.

Die Wärmepumpen sollen witterungsgeführt betrieben werden. Das bedeutet, dass an Tagen mit höheren Außentemperaturen die Vorlauftemperatur und damit die Heizkörpertemperatur reduziert wird, während an kalten Tagen die Vorlauftemperatur entsprechend erhöht wird. Dies führt dazu, dass im Durchschnitt die Temperaturspreizung sinkt und somit der Strombedarf für den Kompressor im Kältemittelkreislauf reduziert wird.

Zur Veranschaulichung des wichtigsten Betriebspunktes—dem kältesten Tag des Jahres—wurde in Abbildung 11 ein Schema für den Spitzenlastfall erstellt. Es wird davon ausgegangen, dass an diesem speziellen Betriebspunkt etwa 50 % der benötigten Leistung durch die Wärmepumpe und 50 % durch Elektroheizstäbe bereitgestellt werden. Da die Wärmepumpe eine maximale Vorlauftemperatur von 75 °C erzeugen kann, lässt sich bei einer Spreizung von 10 K im Heizkreis eine maximale Vorlauftemperatur von 80 °C erreichen. Dies sollte auch im Altbau mehr als ausreichend sein, um die Räume angemessen zu erwärmen.

Heizungsschema

ohne Warmwasser
1 Heizkreis
max 80/70 °C

Spitzenlastfall:

~50% Wärmepumpe
~50% Elektrodurchlauferhitzer

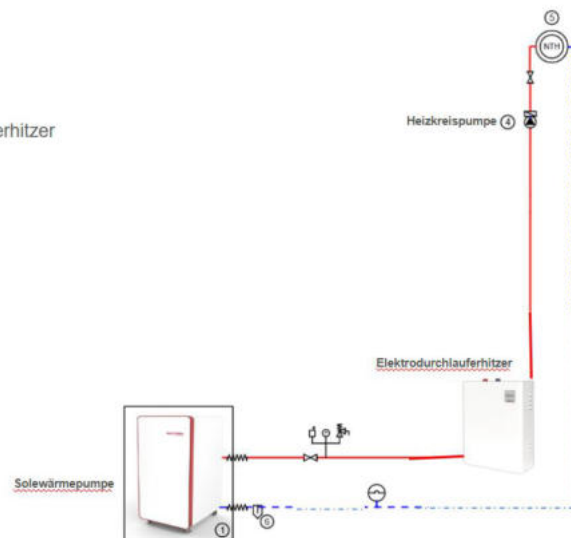


Abbildung 11: Heizungsschema Spitzenlastfall



Solarthermieanlagen

Der folgende Abschnitt behandelt die Solarthermieanlagen, die auf den Dächern der Häuser installiert werden sollen. Diese Anlagen müssen mehreren Anforderungen gerecht werden: Sie sollten möglichst leicht sein, rückbaubar sein, beschädigte Rohre sollten einfach auszutauschen sein, und sie sollten kostengünstig sein.

Um diesen Anforderungen zu entsprechen, wurde entschieden, die Anlagen individuell als Einzelstück zu planen. Der Entwurf sieht vor, dass eine große Anzahl identisch langer Rohre zwischen zwei großen Verteilerbalken im Tichelmann-System verlegt wird. Die Rohre sind dabei so lang wie das Dach, möglicherweise ein bis zwei Meter länger, um Oberlichter/Fenster zu umgehen, und werden dicht an dicht auf der Dachfläche angeordnet. Bei einer Rohrdimension von beispielsweise 20 mm und einer Dachbreite von 5 m würden etwa 250 parallele Rohre nebeneinander benötigt, wenn sie direkt aneinander liegen. Mit etwas Abstand zwischen den Rohren wären es zwischen 125 und 175 Rohre.

Das Verlegen von 125 bis 175 Rohren stellt kein großes Problem dar und nimmt auch nicht viel Zeit in Anspruch. Die Rohre sind relativ kostengünstig und langlebig. Die Komplexität liegt hauptsächlich darin, das System ordnungsgemäß zu spülen, es an das kalte Nahwärmenetz anzubinden und Übertemperaturen im Netz zu vermeiden.

Um Übertemperaturen zu verhindern, wird an der Solarthermieanlage eine Beimischschaltung installiert. Diese stellt sicher, dass nur bis zu etwa 45 °C heißes Wasser von der Solaranlage in Richtung Erdwärmesondenfeld fließt. Sollte die Wassertemperatur höher werden, reguliert das Mischventil die Beimischung von kälterem Wasser aus dem Erdwärmesondenfeld, sodass die

Gesamttemperatur, die zum Erdwärmesondenfeld gelangt, trotz höherer Temperaturen im Solarthermiekreislauf niedriger bleibt.

Es ist zudem wichtig, dass das Wasser in den Rohren nicht zu sieden beginnt. Dafür werden Druckabschaltungen vor dem Zugang zum Netz eingebaut, die sicherstellen, dass die Solarthermieanlage bei zu hohen Temperaturen abgeregelt wird und der Druck im System nicht übermäßig ansteigt. Dies verhindert, dass die Wärmepumpen aufgrund von Hochtemperaturstörungen abschalten oder im schlimmsten Fall die Soleflüssigkeit über die Sicherheitsgruppen aus dem System austritt.

Aus technischer Sicht ist ein solches Solarthermie-System relativ einfach aufgebaut. Es ist eine Pumpe erforderlich, die den Widerstand der Solarthermieanlage—der aufgrund der parallelen Verschaltung der Rohrleitungen sehr gering ist—sowie den Widerstand der Rohrleitungen im System und der Erdwärmesonden überwinden kann. Die Planung muss sicherstellen, dass der Volumenstrom ausreichend hoch ist und eine Methode gefunden wird, um zu verhindern, dass sich das Wasser im Kollektorfeld übermäßig aufheizt und zu sieden beginnt, was den Druck im System unzulässig erhöhen würde.

Erdwärmesondenfeld

Das Erdwärmesondenfeld dient als saisonaler Energiespeicher für das kalte Nahwärmenetz und wurde umfangreich berechnet. Die genaue Dimensionierung ist aus zwei Gründen von großer Bedeutung: Erstens muss das Erdwärmesondenfeld ausreichend groß sein, um sicherzustellen, dass die im Sommer eingespeicherte Energie ausreicht, um die Gebäude im Winter zu beheizen. Zweitens müssen die Temperaturgrenzen des Grundwassers eingehalten werden, um die Biochemie und die natürliche Reinigungsleistung aufrechtzuerhalten. Die untere Wasserbehörde in Berlin hat dabei festgelegt, dass das Grundwasser in einem Temperaturbereich von 5 bis 20 Grad Celsius bewirtschaftet werden muss, was in der Planung voraussichtlich problemlos eingehalten werden kann.

Die Dokumentation der thermohydrodynamischen Modellierung geht dann im Zuge der Ausführungsplanung detailliert auf die Auswirkungen des Grundwasserflusses in den vorhandenen Grundwasserleitern und auf die saisonale Speicherung ein. Ein wesentliches Risiko besteht darin, dass die im Sommer gespeicherte Energie im Winter bereits so weit abtransportiert wurde, dass sie nicht mehr genutzt werden kann. Mithilfe der Finite-Elemente-Simulation mit FEFLOW kann jedoch nachgewiesen werden, dass dies nicht der Fall ist und die geplante Regeneration effektiv funktioniert. Die in der FEFLOW-Simulation beobachteten Fluidtemperaturen bleiben im Regelfall deutlicher innerhalb der nach VDI 4640 zulässigen Grenzen als in der EED-Simulation. Dies liegt wahrscheinlich daran, dass die EED-Simulation den Grundwasserfluss nicht berücksichtigt, während das Finite-Elemente-Modell mit FEFLOW dies tut. Das langsam fließende Grundwasser wirkt ausgleichend auf extreme Temperaturspitzen, wodurch sich die Gesamttemperatur dem natürlichen Untergrundtemperaturniveau annähert.

Ein wichtiger Aspekt der Modellierung war sicherzustellen, dass die Temperaturveränderungen außerhalb der Grundstücksgrenzen nicht mehr als 3 Kelvin betragen. Dies wird jedoch

voraussichtlich unproblematisch, da der Untergrund jedes Jahr wieder regeneriert wird und es zu keiner langfristigen Aufheizung oder Abkühlung kommt. Tatsächlich betrug in einem ähnlichen Projekt die maximale Temperaturveränderung an den Grundstücksgrenzen 1,7 Kelvin, was deutlich unter dem zulässigen Wert von 3 Kelvin liegt.

Die Erdwärmesonden im ersten Bauabschnitt sollen bis zu einer Tiefe von 45 Metern gebohrt werden. Angesichts der aktuellen Diskussion in Berlin über die Aufhebung der pauschalen Tiefenbegrenzung könnte es in zukünftigen Bauabschnitten möglich sein, die Erdwärmesonden noch tiefer abzuteufen.

Vollständige Treibhausgasneutralität 2045

Zur Erreichung der vollständigen Treibhausgasneutralität fehlt insbesondere die Bereitstellung der Spitzenlast. Im gesamten Projektgebiet wird derzeit aus Kostengründen die Energieerzeugung auf zwei verschiedene Geräte aufgeteilt. Das erste Gerät ist die Sole-Wasser-Wärmepumpe, die 50 % der Heizlast abdeckt und damit 97% der Energie als Grundlastgerät zum Jahresverbrauch beiträgt. Angesichts der begrenzten Leitungsdurchmesser und der Größe des Erdwärmesondenfeldes erschien es jedoch nicht sinnvoll, die Leistung der Wärmepumpe zu verdoppeln. Stattdessen wurde entschieden, die restlichen 50 % der Heizlast über elektrische Heizstäbe bereitzustellen, da in den Gebäuden bereits leistungsstarke Stromanschlüsse vorhanden sind.

Allerdings ist zu beachten, dass an besonders kalten Tagen die Solarenergieerträge in jedem Fall eher gering sind und Windenergie nur volatil zur Verfügung steht. Dies hat den Fördermittelgeber veranlasst, festzulegen, dass Power-to-Heat-Anwendungen wie Elektrodurchlauferhitzer, Elektro-Kessel oder Heizstäbe nicht als regenerativ einzustufen sind, selbst wenn sie anteilig mit Ökostrom betrieben werden. Solche Anwendungen gelten somit nicht als Erfüllungsoption für das Szenario 2045. Dennoch sind bereits heute 97 % der Energie erneuerbar, wodurch die Herausforderung der Treibhausgasneutralität erst in 2045 besteht, wenn die restlichen 3 % ersetzt werden müssen.

Dafür gibt es aus unserer Sicht vier mögliche Optionen:

Neuer Brennstoff: Es könnte sich ein bisher unbekannter Brennstoff entwickeln, der insbesondere für die Spitzenlast eine kostengünstige Anlagentechnik bietet. Solche Lösungen wären eventuell in der Investition günstig, wenn auch im Brennstoffverbrauch teuer.

Grüner Wasserstoff: Sollte grüner Wasserstoff zu einer ernsthaften Option werden, könnten die Elektrodurchlauferhitzer in den 2040er-Jahren durch Wasserstoffkessel oder Wasserstoffthermen ersetzt werden. Dies wäre eine valide und nachhaltige Option.

Erweiterung der Wärmepumpen: Eine weitere Überlegung ist, die Wärmepumpen zu erweitern und das Netz nachträglich auszubauen. Mit zunehmender Betriebserfahrung im Netz könnten Sicherheitsreserven, die heute in die Planung einfließen, reduziert werden, wodurch zusätzliche Leistungen mit geringeren Investitionskosten bereitgestellt werden könnten.

Entwicklung des Strommixes: Es ist möglich, dass der Strommix im Jahr 2045 bereits so grün und nachhaltig ist, auch zu Spitzenlastzeiten, dass die heute eingeplanten Elektrodurchlauferhitzer eine effiziente und faire Option zur Deckung der Spitzenlast bleiben. Besonders die Weiterentwicklung von Batteriespeichern könnte dazu beitragen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Aktuell, im Jahr 2025, können wir jedoch nur mit den gegebenen Möglichkeiten arbeiten. Für die Spitzenlastabdeckung stehen daher drei Optionen zur Verfügung:

Erdgas: Es besteht das Risiko, dass Gasleitungsnetze, wie in Mannheim bereits für 2035 angekündigt, stillgelegt werden, was erhebliche Probleme bei der Abschreibung der Anlagen verursachen könnte.

Monovalente Planung der Wärmepumpen: Die monovalente Planung der Wärmepumpen würde zu einer deutlichen Erhöhung des Wärmepreises führen, wodurch das gesamte Projekt nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar wäre.

Elektroheizstäbe: Die aktuell geplante Lösung sieht den Einsatz von Elektroheizstäben vor, die in der Investition sehr kostengünstig sind, auch wenn sie im Betrieb teuer sind. Perspektivisch könnten sie dennoch die beste Option bleiben, insbesondere wenn der Strommix bis 2045 nachhaltig grün wird.

Primärenergieeinsparung

IST

Das Gebiet wird aktuell fast ausschließlich über Erdgas versorgt.

Primärenergiefaktor Erdgas: 1,1

SOLL

Primärenergiefaktor Geothermie: 0

Primärenergiefaktor Solar: 0

Primärenergiefaktor Strom: 1,8

Jahresarbeitszahl Gesamtsystem: 4,05 (Anhang 9: Ergebnisdatei nPro Simulation des Gesamtsystems)

Tabelle 6: Berechnung Primärenergiefaktor SOLL

Energieträger	Primärenergiefaktor	Anteil	Produkt
Strom	1,8	24,7%	0,44
Geothermie	0	75,3%	0
Solar (Regeneration)	0	100%	0
		Summe	0,44

Einsparung

Die Differenz beträgt $1,1 - 0,44 = 0,66$.

Das bedeutet für den Gesamtwärmebedarf von 441 MWh eine Primärenergieeinsparung von $0,66 * 441 \text{ MWh/a} = 291 \text{ MWh/a}$.

Zu kritisieren an dieser Methode ist, dass nicht der komplette Lebenszyklus der Energieträger inklusive der Anlagentechnik berücksichtigt wird.

CO2 Einsparung

IST

Das Gebiet wird aktuell fast ausschließlich über Erdgas versorgt. Es werden CO₂-Emissionen von 201 g CO_{2,e}/kWh angegeben.

SOLL

CO₂-Emissionen Geothermie: 0 g/kWh

CO₂-Emissionen Solar: 0 g/kWh

CO₂-Emissionen Strom: 380 g/kWh [6]

Jahresarbeitszahl Gesamtsystem: 4,05 (Anhang 9: Ergebnisdatei nPro Simulation des Gesamtsystems)

Tabelle 7: Berechnung CO₂-Emissionen SOLL

Energieträger	CO ₂ -Emissionen in g/kWh	Anteil	Produkt in g/kWh
Strom	380	24,7%	94
Geothermie	0	75,3%	0
Solar (Regeneration)	0	100%	0
		Summe	94

Einsparung

Die Differenz beträgt $201 - 94 = 107$.

Das bedeutet für den Gesamtwärmebedarf von 441 MWh eine Primärenergieeinsparung von $107 \text{ t/GWh} * 0,441 \text{ GWh/a} = 47,2 \text{ t/a}$

Wie bereits häufig kritisiert, werden nicht die Emissionen der Förderung und des Transports, sowie sämtliche graue Energie mit einbezogen. Besonders prekär ist die Situation, seitdem vornehmlich

aufwendig verflüssigtes Erdgas aus Fracking-Bohrungen in den USA durch deutsche Pipelines fließen soll.

Kostenrahmen

Inhalt des folgenden Kapitels ist die Betrachtung der Kostenstruktur des Projektes. Nach einer detaillierten Aufnahme der Investitionskosten soll auf Basis einer detaillierten Berechnung mittels IRR-Ansatz die Wirtschaftlichkeit untersucht werden. Darauf aufbauend wird ein Finanzierungsbedarf festgestellt und eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Investitionskosten

Zur Erarbeitung der Investitionskosten wird detailliert auf die einzelnen Technologien eingegangen und die Investitionskostenschätzung dann darauf aufbauend um Projektierungs- und Planungskosten erweitert. Abschließend wird ein Sicherheitsfaktor eingepreist, da die vorhergehenden Schätzungen dem Erwartungswert entsprechen und kein "worst-case"-Szenario darstellen.

Netz

Die Kosten wurden mit Hilfe eines Kostenvoranschlages geschätzt. (Anhang 9:Kostenvoranschlag Tief- und Rohrleitungsbau) Sie belaufen sich ohne Platzhalter für Unvorhergesehenes und Planung auf schätzungsweise 320.000 EUR.

Heizzentralen

In Tabelle 9 ist die Aufteilung der Kosten auf Komponenten und Arbeitsbereiche in den Heizzentralen aufgeschlüsselt. Da es sich um dezentrale Heizzentralen in den Gebäuden handelt, ist die Einbindung in die Gebäudetechnik (Strom, Heizungswasser) die größte Herausforderung. Außerdem hat es sich bewährt, in Bestandsgebäuden im Zuge einer Modernisierung der Erzeugungsanlage auch veraltete Komponenten in der Verteilungstechnik (z.B. Umwälzpumpen für die Heizkreise) auszutauschen.

In Summe sind Ausgaben von ca. 1.000.000 € in den 40 Heizzentralen eingeplant.

Tabelle 9: Investitionskosten Heizzentralen

Technologie	Stück	Fixanteil €/Stück	€
Sole-Wasser Wärmepumpe (Pumpe inkl. übergeordneter Regelung herstellerseitig)	40	10.000	400.000
Anschluss Sole (Bypass, Ausdehnungsgefäß, Sicherheitsgruppe, Pumpe)	40	2.000	80.000
Warmwasserbereitung (neuer emaillierter Trinkwarmwasserspeicher + Sicherheitstechnik)	40	2.000	80.000

Anschluss Heizung (Schlamm- und Luftabscheider, Verrohrung)	40	5.000	200.000
Anschluss Strom (Leitung ziehen, Unterverteiler einrichten)	40	2.000	80.000
Sicherheit zur Instandsetzung der gebäudeseitigen Anlage (Heizkreisverteiler, Pumpen, Heizungswasseraufbereitung, nur Bestand!)	40	2.000	80.000
Regelungstechnik	40	2.000	80.000

Erdwärmesondenfeld

In Anhang 10: Kostenvoranschlag Sondenfeld sind die Kosten für die Bauteile und Arbeitsschritte des Erdwärmesondenfeldes aufgeschlüsselt. Am Standort liegen durch die sehr einfache Geologie herausragende Bedingungen für die günstige Herstellung eines großen Erdwärmesondenfeldes vor.

In Summe sind Ausgaben von ca. 130.000 € für das Erdwärmesondenfeld eingeplant.

Solarthermie

In Tabelle 11 sind die Kosten für die Bauteile inkl. Installation der Solarthermieanlage aufgeschlüsselt. Am Standort liegen mäßige Bedingungen für die Installation von günstigen Solarabsorbermatten vor.

In Summe sind Ausgaben von ca. 135.000 € für die Solarthermieanlage eingeplant.

Tabelle 11: Investitionskosten Solarthermie

Bauteil	Anzahl	Preis	Summe
Matten in m ²	150	100	15.000
Sammler	20	3.000	60.000
Bypass (Rohr, Mischer, Regelung, Temperaturfühler)	10	3.000	30.000
Verrohrung zum Übergabepunkt	10	3.000	30.000

Planung

Für Planung in den Leistungsphasen 5-8 liegt ein Angebot vor. Anhang 13: Honorarangebot LP 5-8

Unvorhergesehene Kosten

Das Projekt hat einen Pilotcharakter. Das bedeutet auch, dass es Ausgaben geben kann, die bisher trotz guter Planung nicht abzusehen sind. Dafür werden als Sicherheitsfaktor auf die Baukosten weitere 10% aufgeschlagen.

Zusammenstellung

in TEUR:

320 Netz + 1.000 Heizzentralen + 130 Erdwärmesondenfeld + 135 Solarthermieanlage = ca 1.600

Planung: $1.600 * 10\% = 160$

Unvorhergesehene Kosten: $1.600 * 10\% = 160$

Gesamt: $1.600 + 160 + 160 = 1.920$

Demnach wird für das Projekt mit Investitionskosten in Höhe von circa 1,9 Mio EUR kalkuliert.

Betriebsbedingte Kosten

Betriebsbedingte Kosten fallen im Normalfall für die Bedienung der Heizzentralen (z.B. bei Holzhackschnitzelkesseln) oder für die Administration und Abrechnung an. Im vorliegenden Fall verursachen die Heizzentralen (Wärmepumpe + Durchlauferhitzer) nur geringe Kosten für Wartung und Notdienst. Außerdem müssen Monitoring und die Administration abgedeckt werden.

2k EUR/a Monitoring Erdwärmesondenfeld

8k EUR/a Buchhaltung und Abrechnung

5k EUR/a Wartung und Notdienst der Heizzentralen

Insgesamt wird mit Kosten von 15k EUR/a für betriebsbedingte Kosten kalkuliert.

Verbrauchsbedingte Kosten

Verbrauchsbedingte Kosten resultieren aus der Beschaffung von Betriebs- und Brennstoffen. Im vorliegenden Fall wird lediglich Strom verbraucht.

Der gesamte Strombedarf in Höhe von 107 MWh soll dynamisch zu reduzierten Netzentgelten (für erweiterte Steuerbarkeit eingekauft werden). Das ermöglicht einen Strompreis in Höhe von 20 ct/kWh netto. Das bedeutet, dass der Strom insgesamt ca. 21k EUR/a kostet.

Gesamtkapitalverzinsung

Die Gesamtkapitalverzinsung errechnet sich aus den diskontierten Gewinnen der Zukunft in Bezug auf die Investitionskosten. Um die Gesamtkapitalverzinsung detailliert zu berechnen wurde diese in Anhang 11: Berechnung Gesamtkapitalverzinsung ausgelagert.

Im Ergebnis beträgt die Gesamtkapitalverzinsung 6,4 %

Finanzierung

Die Finanzierung soll zum Teil mit Eigenmitteln und zum Teil über Anleihen erfolgen. Die im Anhang 12: Beispielanleihe Bürgerenergie dargestellten Zinssätze lassen vermuten, dass das Projekt mit einer Zinsbelastung von etwa 6% kalkuliert werden muss.

Risikoanalyse

Die Risikoanalyse konzentriert sich in erster Linie auf die finanziellen Rahmenbedingungen des Projekts, da keine technischen Risiken hinsichtlich der Machbarkeit oder der Genehmigungen absehbar sind. Das Projekt erfordert eine angemessene Rendite, um für Investoren attraktiv zu sein und eine erfolgreiche Umsetzung zu gewährleisten. Die zugrunde gelegte Rendite beträgt 6 % und stellt die Mindestanforderung dar. Zur Berechnung dieser Rendite wurden die zukünftigen, unregelmäßigen Cashflows des Projekts diskontiert. Risiken bezüglich der wasserrechtlichen Erlaubnis oder einer ablehnenden öffentlichen Meinung gegenüber der Technologie des kalten Nahwärmenetzes und der Erdwärmesondenbohrungen sind derzeit nicht erkennbar. Die Risikoanalyse fokussiert sich daher ausschließlich auf finanzielle Kennzahlen, insbesondere die Sicherstellung der angestrebten Rendite, welche maßgeblich für die Projektumsetzung ist.

Baukosten

Ein zentrales Szenario der Risikoanalyse betrifft die Erhöhung der Baukosten (Anhang 14: Sensitivitätsanalyse Baukostenerhöhung). Es wurde untersucht, bis zu welchem Punkt die Baukosten steigen könnten, ohne die Mindestanforderung einer Rendite von 6% zu gefährden. Die Analyse ergab, dass die Baukosten um bis zu 3,5 % höher sein könnten als ursprünglich geplant, bevor die Wirtschaftlichkeit des Projekts nicht mehr gegeben ist. Diese Analyse zeigt, dass das Projekt unter aktuellen Annahmen nur knapp wirtschaftlich ist.

Risiken bezüglich der Baukosten unterteilen sich aktuell in 2 Kategorien:

Wirtschaftlich

Preise für alle Bauleistungen unterliegen starken Schwankungen. Deshalb sind Risikopuffer einzuplanen. Besonders dramatisch ist dies bei Erdwärmesondenbohrungen. Lag der Preis pro Bohrmeter im Jahr 2023 noch bei rund 120 EUR, werden im Jahr 2025 Ausschreibungsergebnisse um die 40 EUR erzielt.

Technisch

Es gibt vereinzelt technische Risiken, die im Rahmen der Machbarkeitsstudie nicht aufgeklärt werden konnten. Ein Risiko betrifft die notwendige Grabenbreite. Hier ist im vorliegenden Projekt die notwendige Grabenbreite mit 0,16m deutlich geringer als die Grabenbreite laut Richtlinie mit 0,6m. Gerechnet wurde mit einer Grabenbreite von 0,2m. Das letzte Wort hat dabei das Tiefbauamt. Das Kostenrisiko liegt bei ca. 50.000-100.000 EUR, vor allem weil mit breiterem Graben so viel Aushub anfällt, dass dieser nicht mehr vor Ort gelagert werden kann.

Förderquote

Der folgende Abschnitt behandelt die Risikoanalyse anhand einer Sensitivitätsanalyse zum Thema Förderquote. Wie in Anhang 16: Sensitivitätsanalyse Förderquote beschrieben, wurde eine Auswertung durchgeführt, die berechnet, wie hoch die Förderquote mindestens sein muss, um die Mindestanforderung einer Rendite von 6 % zu erreichen. Das Ergebnis zeigt, dass eine Mindestförderquote von 38,2 % erforderlich ist.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass über die BEW-Förderung Modul 2 eine Förderquote von 40 % erzielt werden kann. Dies deutet darauf hin, dass die Planung in Bezug auf die Mindestförderquote ausreichend ist.

Allerdings ist festzuhalten, dass das Projekt ohne Förderung nicht ausreichend wirtschaftlich ist.

Bauverzug

Ein weiterer Abschnitt der Sensitivitätsanalyse untersucht die Auswirkungen von Bauverzögerungen auf die Rentabilität des Projekts. Die Analyse ergab, dass ein Bauverzug von einem Jahr—bei dem bereits Betriebskosten anfallen, jedoch die verbrauchsabhängigen Kosten und Entgelte noch nicht berücksichtigt werden—für den Investor unter Wahrung einer Rendite von 6 % nicht mehr akzeptabel wäre.

Das Risiko eines einjährigen Bauverzugs bei einem Projekt mit einer geplanten Bauzeit von einem Jahr wird als realistisch eingeschätzt. Gerade bei Arbeiten im öffentlichen Straßenland sind Verzögerungen durch intensive behördliche Abstimmungsprozesse zu erwarten.

Die Überlegungen wurden in Anhang 17: Sensitivitätsanalyse Bauverzug mit Zahlen unterlegt.

Pfad zur Treibhausgasneutralität

Der folgende Abschnitt behandelt den Pfad zur vollständigen Treibhausgasneutralität des geplanten Wärmenetzes. Bemerkenswert ist, dass das Netz gemäß den Anforderungen der Förderrichtlinie bereits nahezu treibhausgasneutral ist. Lediglich die Heizstäbe stellen derzeit eine nicht regenerative Form der Energieerzeugung dar und könnten bis zum Jahr 2045 durch beispielsweise wasserstoffbefeuerte Kesselanlagen ersetzt werden, die dann etwa 3 % der jährlichen Energie liefern würden.

Es ist jedoch möglich, dass bis dahin, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, andere Technologien zur Marktreife gelangen, die wasserstoffbefeuerte Kesselanlagen ersetzen. Alternativ könnte sich der Strommix so entwickeln, dass er gut speicherbar und vollständig regenerativ ist, sodass auch der Einsatz von Elektrodurchlauferhitzern als regenerative Erzeugung gilt. Zudem könnte sich die Gebäudestruktur so verbessern, dass die Heizlast deutlich reduziert wird und somit der Anteil der Elektrodurchlauferhitzer am Gesamtwärmebedarf kaum oder gar nicht mehr besteht.

Insgesamt bestehen mehrere Möglichkeiten, um bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Die sicherste Variante ist vermutlich der weitere Ausbau des bestehenden Wärmepumpenparks und das Reduzieren heutiger planerischer Sicherheitsreserven aufgrund von Betriebserfahrungen. Eine solche Erweiterung ist jedoch derzeit nicht geplant.

Tabelle 12: Pfad zur Treibhausgasneutralität Übersicht

	Jahr	2030	2035	2040	2045
Anteil erneuerbarer Energien ohne Biomasse	%	97%	97%	97%	100%
	GWh/a	0.42	0.42	0.42	0.44
Anteil Biomasse	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil Abwärme	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil wasserstoffbefeuerter KWK-Anlagen	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil wasserstoffbefeuerter Kesselanlagen	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil von Müllheiz- und –kraftwerken	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil gasbefeuerter KWK-Anlagen	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0
Anteil gas- und ölbefeuerter Kesselanlagen	%	0%	0%	0%	0%
	GWh/a	0	0	0	0

Anzahl Endkunden	#	40	40	40	40
Anzahl Gebäude	#	40	40	40	40
Anzahl Wohneinheiten	#	40	40	40	40
Trassenlänge (Netzgröße)	km	0.7	0.7	0.7	0.7
Gesamtwärmebedarf	GWh/a	0.44	0.44	0.44	0.44
Temperaturniveau	Vorlauf in °C	0 bis 25°C	0 bis 25°C	0 bis 25°C	0 bis 25°C
	Rücklauf in °C	-3 bis 28°C	-3 bis 28°C	-3 bis 28°C	-3 bis 28°C

Quellenverzeichnis

- [1] <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/heizen-bauen/pelletofen#hintergrund>
 - [2] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen/quellen-der-luftschadstoffe/holzheizungen-schlecht-fuer-gesundheit-klima>
 - [3] <https://energie.uhrig-group.com/freispiegelkanal-form-a/>
 - [4] https://www.initiative-co2.de/wp-content/uploads/2015/02/ICO2_Projektbericht_Energie-aus-Abwasser_Brune_2014.pdf
 - [5] https://www.frank-gmbh.de/de/produkte/abwasser-umwelt/pks_thermpipe.php
 - [6] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2023>
-

Anhang

1. Verbrauchswerte Erdgas
2. Berechnung Verbräuche
3. Geotis
4. Potenzialstudie mitteltiefe Geothermie Berlin
5. Roadmap Tiefe Geothermie Berlin
6. Zeitstandskurven PE
7. Kanalisation
8. Kostenvoranschlag Tief- und Rohrleitungsbau
9. Ergebnisdatei nPro Simulation des Gesamtsystems
10. Kostenvoranschlag Sondenfeld
11. Berechnung Gesamtkapitalverzinsung
12. Beispielanleihe Bürgerenergie
13. Honorarangebot LP 5-8
14. Sensitivitätsanalyse Baukostenerhöhung
15. TRT-Bericht
16. Sensitivitätsanalyse Förderquote
17. Sensitivitätsanalyse Bauverzug
18. Schema Solareinbindung