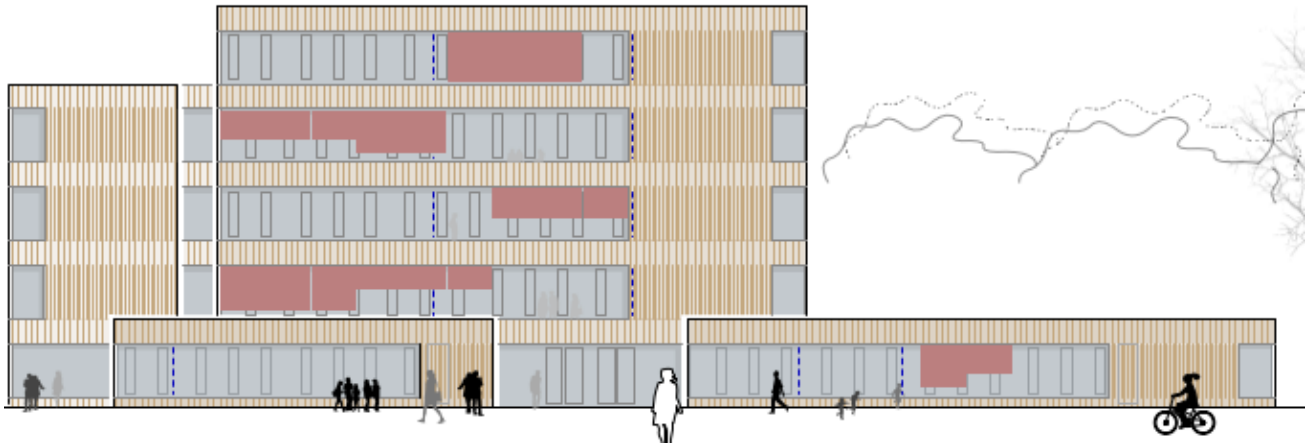


Machbarkeitsstudie für die regenerative Beheizung des BBZ Dormagen

Projekt: P23006T BBZ Dormagen

Planer: energiebüro vom Stein GmbH
Oskar-Jäger-Straße 137
50825 Köln

Datum: 03.05.2023

Inhalt

1 Beschreibung der Aufgabenstellung 3

2 Heizlastberechnung 4

2.1 Nach DIN 12831-2020 4

2.2 Simulationsverfahren 5

2.3 Randbedingungen und Ergebnis 6

2.4 Wärmeübergabe 7

3 Photovoltaik 9

3.1 Simulation Dach A und B 10

3.2 Simulation Dach C 12

3.3 Simulation Dach D 14

3.4 Empfehlung Photovoltaik 15

4 Machbarkeitsstudie Geothermie 16

4.1 Geologie/ Hydrogeologie/ Hydrologie 16

4.2 Vorprüfung der Genehmigungsfähigkeit 17

4.3 Prüfung von Projektrisiken 19

5 Vordimensionierung geothermische Anlagen 21

5.1 Machbarkeit Erdsonden 22

5.2 Variante 1: Erwärmesonden ohne Regeneration 23

5.3 Variante 2: Erdwärmesonden mit Regeneration 24

5.4 Machbarkeit geothermische Brunnenanlagen 25

5.5 Variante 3: geothermale Brunnenanlage 27

5.6 Fazit Vorauslegung geothermische Anlagen 29

5.7 Weiteres Vorgehen 29

6 Kosten 30

6.1 Investitionskosten 30

6.2 Betriebskosten 31

7 Fazit 32

1 Beschreibung der Aufgabenstellung

Die energiebüro vom Stein GmbH ist damit beauftragt, eine Machbarkeitsstudie für die regenerative Beheizung des BBZ Dormagen durchzuführen. Die Grundlage für die Studie bildet der Bericht des Architektenbüros v-architekten GmbH vom März 2020, in dem einige Sanierungsvorschläge erbracht wurden. Alle Berechnungen in dieser Machbarkeitsstudie beruhen auf der Annahme, dass die Sanierungsvorschläge umgesetzt sind.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird zunächst eine Heizlastberechnung durchgeführt. Mit den Ergebnissen wird zur Wärmeversorgung sowohl ein geschlossenes System einer Erdwärmesondenanlage als auch ein offenes System der direkten Grundwassernutzung über eine Brunnenanlage auf ihre Eignung untersucht. Es wird eine Vordimensionierung der Anlagensysteme unter Berücksichtigung der örtlichen Platzverhältnisse durchgeführt und eine Empfehlung ausgesprochen. Ergänzend wird das Potenzial einer Photovoltaikanlage zur unterstützenden Stromversorgung untersucht.

Das BBZ Dormagen besteht aus mehreren Gebäuden, dem Hauptgebäude, dem Pavillion, einer Sport- und einer Ringerhalle. Die Machbarkeitsstudie wird ausschließlich zum Hauptgebäude durchgeführt. Das Hauptgebäude besteht aus vier Gebäudeteilen mit ein, vier und fünf Geschossen, die in einander verschachtelt sind.

Die von der energiebüro vom Stein GmbH durchgeführte Machbarkeitsstudie umfasst folgende Punkte (Auszug aus dem Auftrag):

- Heizlastberechnung
  - nach DIN 12831
  - mit vereinfachtem Simulationsverfahren
- Photovoltaikanlage
  - Simulation einer PV-Anlage auf 800 m² Dachfläche
  - Wirtschaftlichkeitsprognose
  - Ertragsberechnung für die tiefergelegenen Dachteile
- Machbarkeitsstudie Geothermie
  - Vorprüfung der Genehmigungsfähigkeit
  - Klärung Geologie/ Hydrogeologie/ Hydrologie
  - Plausibilitätsprüfung von Daten
  - Voreinschätzung der hydrogeologischen Standortbedingungen
  - Abschätzung Projektrisikofaktoren
  - Ermittlung des weiteren Erkundungsbedarfes
  - Vordimensionierung der bevorzugten geothermischen Anlage

2 Heizlastberechnung

Die Heizlastberechnung dient der Ermittlung des Wärmebedarfs eines Gebäudes und damit als Grundlage für die Auslegung der mit der Gebäudebeheizung verbundenen Wärmeabgabe und Erzeugung. Ziel ist es dabei, die (Norm-)Innentemperatur unter den (Norm-)Außenbedingungen zu erreichen.

Die Heizlast kann entweder als Normheizlast nach DIN 12831 (stationäres Verfahren) oder genauer mittels Simulation bestimmt werden. Bei letztgenanntem Verfahren können solare Gewinne, Personen- und Geräteabwärme sowie Speichermassen berücksichtigt werden, weshalb das Ergebnis für gewöhnlich geringer als beim stationären Verfahren ausfällt.

Für das betrachtete Gebäude wurden beide Verfahren angewendet. Dadurch ist zum einem der Vergleich der Ergebnisse möglich; zum andren kann über die Simulation aber auch der konkrete Energiebedarf für das Gebäude ermittelt werden, welcher insbesondere mit Blick auf die geplante Geothermie-Nutzung nötig ist, um somit die den Einfluss auf die Hydrogeologie beurteilen zu können.

2.1 Nach DIN 12831-2020

Bei der Normheizlastberechnung nach DIN 12831 handelt es sich um ein Hüllflächenverfahren nach stationärer Betrachtung. Das heißt, dass die Randbedingungen zeitlich konstant sind und ein thermisch eingeschwungener Zustand der Bauteile des Gebäudes vorausgesetzt wird. Die Gebäudeheizlast setzt sich dabei aus der Summe der Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten zusammen. Die Transmissionsverluste ergeben sich dabei aus den Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) der einzelnen Bauteile (Wände, Fenster, Bodenplatte, Dach, etc.), den Innentemperaturen der einzelnen Räume und der Norm-Außentemperatur des zu betrachtenden Ortes sowie den Wärmebrückenzuschlägen. Für die Berechnung der einzelnen Raumheizlasten werden zudem auch die an einander angrenzenden Räume mit ihren jeweilig anzusetzenden Temperaturen berücksichtigt.

Die Lüftungswärmeverluste setzt sich aus Leckagen, Außenluftdurchlässen und den Mindestluftwechseln der einzelnen Räume bzw. Zonen zusammen. Für die Raumheizlasten sind zudem noch Verluste durch Zuluft oder Überströmung zu berücksichtigen.

2.1.1 Randbedingungen und Ergebnis

Da in der DIN 12831 nur Vorgaben für den Wohnungsbau gemacht werden, sind Nicht-Wohngebäude je nach Gebäude-/Nutzungsart individuell zu bemessen. Für die Heizlastberechnung wurden folgende Annahmen getroffen.

Tabelle 1: festgelegte Randbedingungen für Heizlastberechnung nach DIN 12831

Raumtyp	Raumtemperatur	Luftwechsel
Treppenhaus	18°C	-
Flure (Etagen)	20°C	-
Flure (Transfer)	18°C	0,5-fach
Pausenhalle	20°C	0,5-fach
WCs und Waschräume	20°C	5-fach
Lager und Abstellräume (EG-2. OG)	18°C	0,5-fach
Serverraum	18°C	2-fach
Büro	20°C	0,5-fach
Klassenräume	20°C	2-fach
Computerlabor	20°C	2-fach
Cafeteria	20°C	0,5-fach
Eingangshalle	18°C	18°C
Lager und Abstellräume (UG)	15°C	0,5-fach

Unter den obenstehenden Bedingungen ergibt sich nach DIN 12831-2020 für das betrachtete Gebäude eine Normheizlast von 190 kW. Diese setzen sich aus 87 kW Transmissions- und 103 kW Lüftungsverlusten zusammen. Dies ist insbesondere dadurch zu erklären, dass aufgrund der nicht vorhandenen Lüftungsanlage ein ausreichender Luftwechsel in den belegten Klassenräumen über Fensterlüftung gewährlistet werden muss.

Der größte Teil der Transmissionsverluste erfolgt über die Fensterflächen, welche auch einen großen Teil der Gebäudehülle ausmachen.

2.2 Simulationsverfahren

Im Gegensatz zur Heizlast nach DIN 12831 handelt es sich bei der Simulation um ein Verfahren, welches möglichst viele Einflüsse über den gesamten Zeitraum eines Jahres berücksichtigen soll. Es handelt sich dabei um eine dynamische Betrachtung. Bei der Simulation wird die stündliche Energiebilanz berechnet. Das bedeutet, dass das Ergebnis der vorherigen Stunde die Ausgangsbedingung für die darauffolgende Stunde darstellt. Durch diesen Ansatz können die Speichereffekte der einzelnen Bauteile berücksichtigt werden. Für

die Simulation wird in thermische Zonen unterschieden. Im vorliegenden Projekt setzen sich die Zonen aus den einzelnen Räumen zusammen. Hier werden die Wechselwirkungen mit den angrenzenden Zonen, dem Außenklima und Erdreich betrachtet. Für die Wechselwirkung mit den Außenbereichen werden stündliche Werte für Größen wie Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit, Wind und Solarstrahlung berücksichtigt. Für die Zonen selbst werden Nutzungsprofile angelegt, welche interne Wärmelasten aus Personen, Beleuchtung und Geräten beinhalten und mit entsprechenden Zeitprofilen hinterlegt sind. Dadurch können auch Nicht-Belegung von Räumen oder Wochenenden berücksichtigt werden.

Als Ergebnis liefert die Simulation nicht nur die Heizlast, sondern auch den Wärmebedarf als Lastprofil über das Jahr. Mit dem Lastprofil kann die Geothermieuntersuchung präziser durchgeführt werden, um somit die Auswirkungen auf das Erdreich zu untersuchen.

2.3 Randbedingungen und Ergebnis

Für die Simulation wurde die Nutzung von 5 Tagen die Woche (Montag bis Freitag) angenommen. Schulferien wurden in der vorliegenden Simulation nicht separat berücksichtigt. Die Nutzungsprofile wurden je nach Typ genauer spezifiziert. Nachfolgend findet sich eine grobe Umschreibung der Nutzung der relevantesten Raumtypen:

Tabelle 2: festgelegte Randbedingungen für Simulation

Raum	Nutzungs-zeit	Lüftung	Personen	Beleuch-tung	Geräte
Klassenraum	7- 15 Uhr	600 m³/h	24	500 Lux	Beamer, PC, Monitor
Lehrerzimmer	7- 15 Uhr	50 m³/h	2	500 Lux	PC, Monitor, diverse Klein-geräte (20 W)
Serverraum	0-24 Uhr	-	-	500 Lux	Servergräte (1500 W)
Labor	7- 15 Uhr	300 m³/h	120	500 Lux	Geräte (100 W)
Computer-labor	7- 15 Uhr	600 m³/h	24	500 Lux	12 PCs, 12 Monitore, Beamer
Pausenhalle	07-12 Uhr 12-13 Uhr 13-15 Uhr	200 m³/h 1.250 m³/h 200 m³/h	8 50 8	500 Lux	-
Cafeteria	07-12 Uhr 12-13 Uhr 13-15 Uhr	125 m³/h 375 m³/h 125 m³/h	5 15 5	500 Lux	Kühlschrank, Spülmaschine

Die angesetzten Raumtemperaturen entsprechen den Normtemperaturen der Heizlast in Tabelle 1, jedoch wurde in der Simulation eine Nachtabsenkung auf 16°C an den Wochenenden und von 17-6 Uhr unter der Woche berücksichtigt. Die Heizperiode wurde auf Oktober bis einschließlich April beschränkt.

Die maximal berechnete Heizlast wurde für den 09. Dezember berechnet. Diese liegt mit 139,53 unter der Normheizlast nach DIN 12831.

Für das Jahr ergibt sich folgender Energiebedarf:

Tabelle 3: Heizenergiemengenbedarf über das Jahr (ohne Trinkwasser)

Monat	Heizen Energie
Summe Januar	32.631,74 kWh
Summe Februar	27.811,97 kWh
Summe März	26.597,99 kWh
Summe April	19.759,44 kWh
Summe Mai 0	-
Summe Juni 0	-
Summe Juli 0	-
Summe August 0	-
Summe September 0	-
Summe Oktober	19.131,48 kWh
Summe November	26.968,50 kWh
Summe Dezember	32.013,91 kWh
Summe Jahr	**184.915,00 kWh**

2.4 Wärmeübergabe

Gegenwärtig erfolgt die Beheizung des Gebäudes über Heizkörper, welche aufgrund der niedrigen Brüstungshöhen auch nur geringe Bauhöhen aufweisen. Da es sich bei den Bestandsheizkörpern um Gliederheizkörper handelt, ist davon auszugehen, dass diese bisher mit hohen Vorlauftemperaturen gefahren wurden, um ausreichend Wärme an die zu beheizenden Räume abzugeben. Zwar können mit Wasser/Wasser-Wärmepumpen auch höhere Vorlauftemperaturen noch wirtschaftlich gefahren werden, jedoch geht dies auf Kosten der Effizienz der Wärmeerzeugung. Mit Sole/Wasser-Wärmepumpen sind diese hohen Temperaturen nur bedingt bis kaum wirtschaftlich möglich. Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen könnten sehr hohe Vorlauftemperaturen sogar von vornherein ausgeschlossen werden. Es empfiehlt sich daher beim Austausch der Heizkörper darauf zu achten, dass diese auch mit niedrigeren Vorlauftemperaturen genug Wärme an die zu beheizenden Räume abgeben können. Eine Möglichkeit bieten hier sogenannte Wärmepumpenheizkörper bzw. Gebläsekonvektoren. Die bereits angesprochenen niedrigen Brüstungshöhen stellen hierbei allerdings ein Problem dar, da die meisten Heizkörper dieser Art für gewöhnlich nicht in so kleinen Bauhöhen verfügbar sind. Eine Möglichkeit stellt beispielsweise die nachfolgende Baureihe PowerKon von Kampmann dar, welche es sowohl für die Wandmontage unter den Fenstern als auch als freistehende Variante gibt. Letzteres auch mit besagten Lüftern, welche beispielsweise für die Aufheizphase morgens sinnvoll sein könnten, wenn das Gebäude aus der Nachtabsenkung wieder aufgeheizt werden soll.

Abbildung 1: PowerKon+F

Abbildung 2: PowerKon+W

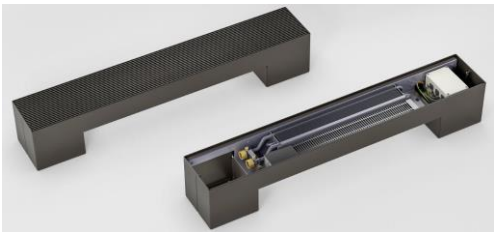


Abbildung 3: PowerKon nano

3 Photovoltaik

Für die Berechnung der Photovoltaikanlage werden die Dächer zur eindeutigen Zuordnung mit A-D benannt (vgl. Abbildung 4).

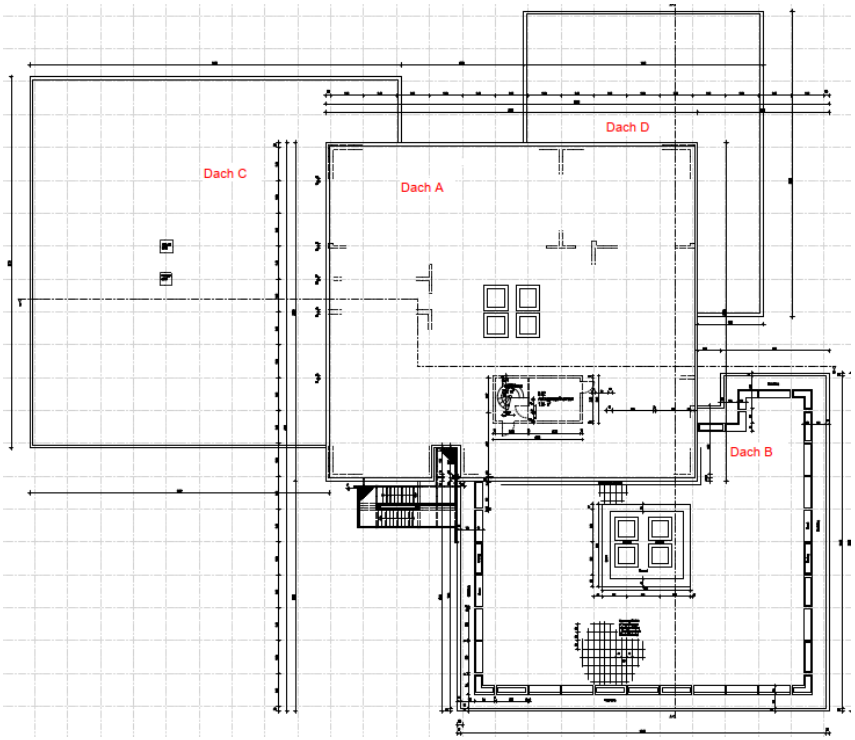


Abbildung 4: Benennung der Dächer für die PV-Simulation

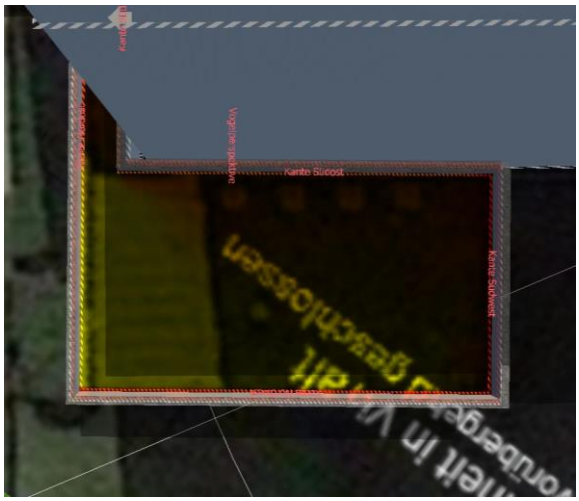
In der Machbarkeitsstudie des Architekturbüros v-architekt von 2020 werden die Dächer A und B als potenzielle Flächen für eine Photovoltaikanlage mit einer Größe von 800 m² ausgewiesen. Auf diesen Dächern befinden sich jeweils vier Oberlichter mittig auf der Dachfläche. Auf Dach A steht zwischen den Oberlichtern und der Süd-Ost-Kante der Aufzugsmaschinenraum mit Treppenhaus. Über Dach B ist von der Mitte bis zur Süd-West-Kante ein Lüftungsrohr geführt. Auf Dach C befinden sich zwei kleinere Oberlichter und diverse Entlüfter, Dach D ist unbebaut.

Die Schattensimulation in Abbildung 5 zeigt, dass Dach A und B sehr gut, Dach C mäßig und Dach D nicht für eine Photovoltaikanlage geeignet sind. Grün bedeutet, dass die Fläche keine bis wenige Prozent Verschattungszeit im Jahr aufweist, gelb bedeutet mittelviel Verschattung und Rot bedeutet Verschattungen über 50 %.

Dach A

Dach B

Dach C



Dach D

Abbildung 5: Verschattung der Dächer des Hauptgebäudes

3.1 Simulation Dach A und B

Die Dachfläche von Dach A liegt über dem fünften Stockwerk und wird durch keine nebenstehenden Gebäude oder Bäume verschattet. Die PV-Module können allein durch die Attika und die Dachaufbauten verschattet werden. Vor allem der Aufzugsmaschinenraum führt dazu, dass nicht die komplette Dachfläche genutzt werden kann. Die Dachfläche von Dach B liegt auf dem vierten Stockwerk und wird ebenfalls allein durch die Attika und die Dachaufbauten verschattet. Auf Dach B führt vor allem das Lüftungsrohr zu Verschattungen. In Abbildung 6 werden die Modulaufständerungen für die Dächer A und B dargestellt.

Abbildung 6: Modulaufständerung der PV-Module auf Dach A und B

Die Module haben in der Simulation einen Neigungswinkel von 30° und sind nach Süd-Osten ausgerichtet, siehe Abbildung 6. Eine Ost-West-Anlage ist im Fall des BBZ Dormagen nicht empfehlenswert, da diese nicht nach Osten und Westen, sondern nach Nord-Osten und Süd-Westen ausgerichtet wäre. Die nach Nord-Osten ausgerichtete Hälfte der Anlage würde nur wenig Ertrag bringen, die Investitionskosten jedoch um ungefähr die Hälfte steigern.

Auf Dach A befinden sich 121 Module und auf Dach B befinden sich 89 Module. Es wird als Referenz das Modul Meyer Burger White 400 W verwendet. Damit ergibt sich eine installierte Leistung von 84 kW_p, die pro Jahr ungefähr 78.500 kWh Strom erzeugen. In der Simulation werden spezifische Investitionskosten von 1.300 €/kW_p angesetzt, dies ergibt Investitionskosten von ca. 109.200 € für die gesamte PV-Anlage, inkl. Wechselrichter, Aufständerung usw.

Simulation 1: Stromverbrauch des BBZ Dormagen bleibt gleich, wie in den vergangenen Jahren

Das BBZ verbrauchte in den Jahren 2020 bis 2022 ungefähr 200.000 kWh Strom pro Jahr. Mit dem hinterlegten Verbrauchsprofil einer großen Schule ergibt die Simulation einen Eigenverbrauchsanteil von ca. 80 %. Über dreiviertel des produzierten Solarstroms wird also direkt im Gebäude verbraucht. Dies entspricht etwa

30 % des benötigten Stroms. Durch die Einsparungen beim Eigenverbrauch und die Einspeisevergütung, beläuft sich die Amortisation auf 8,8 Jahre. Es ist zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeitsanalyse durch die ständig wechselnden Regularien, Material- und Strompreise nur eine Annäherung ist.

Simulation 2: Stromverbrauch wird durch Einsatz einer Luft-Wärmepumpe erhöht

In Tabelle 3 wurde der Heizenergiebedarf auf ungefähr 185.000 kWh/Jahr berechnet. Als Referenz wird zunächst der Einsatz einer Luft-Wärmepumpe betrachtet. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Luftwärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2,5 läuft, erhöht sich der Stromverbrauch um 74.000 kWh/Jahr. Die Simulation ergibt, dass 84 % des produzierten PV-Stroms direkt im BBZ Dormagen verbraucht werden und dies 24 % des gesamten Strombedarfs deckt. Die Amortisationszeit der PV-Anlage (ohne Wärmepumpe) beläuft sich weiterhin auf 8,7 Jahre.

Simulation 3: Stromverbrauch wird durch Einsatz einer Sole-Wärmepumpe erhöht

Bei Einsatz von Erdwärmesonden oder Brunnensystemen wird eine Sole-Wärmepumpen genutzt. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese eine Jahresarbeitszahl von mindestens 4 erreichen wird. Um den Heizenergiebedarf zu decken, werden dementsprechend ungefähr 46.000 kWh Strom benötigt. Damit ergibt die Simulation, dass 84 % des produzierten PV-Stroms direkt im BBZ verbraucht werden und 27 % des gesamten Strombedarfs decken. Die Amortisationszeit der PV-Anlage (ohne Wärmepumpe) bleibt bei 8,7 Jahren.

Für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage macht es kaum einen Unterschied, ob eine Wärmepumpe eingesetzt wird, oder nicht, da das BBZ Dormagen schon einen so hohen Stromverbrauch hat. Der zusätzliche Stromverbrauch durch die Wärmepumpe fällt dadurch kaum ins Gewicht. Für die folgenden Simulationen wird nur der bisherige Verbrauch des BBZ Dormagen betrachtet, also 200.000 kWh pro Jahr.

3.2 Simulation Dach C

Die Dachfläche C liegt im ersten Stock, westlich des fünfstöckigen Hausteils A. Südlich des Daches befinden sich zusätzlich einige größere Bäume. Diese Umstände führen zu den hohen Verschattungswerten, die in Abbildung 6 schon gezeigt wurden. Eine mögliche Modulaufständerung ist in Abbildung 7 dargestellt. Die PV-Anlage hat mit 125 Modulen eine installierte Leistung von 50 kW_p und erzeugt 38.500 kWh Strom pro Jahr.

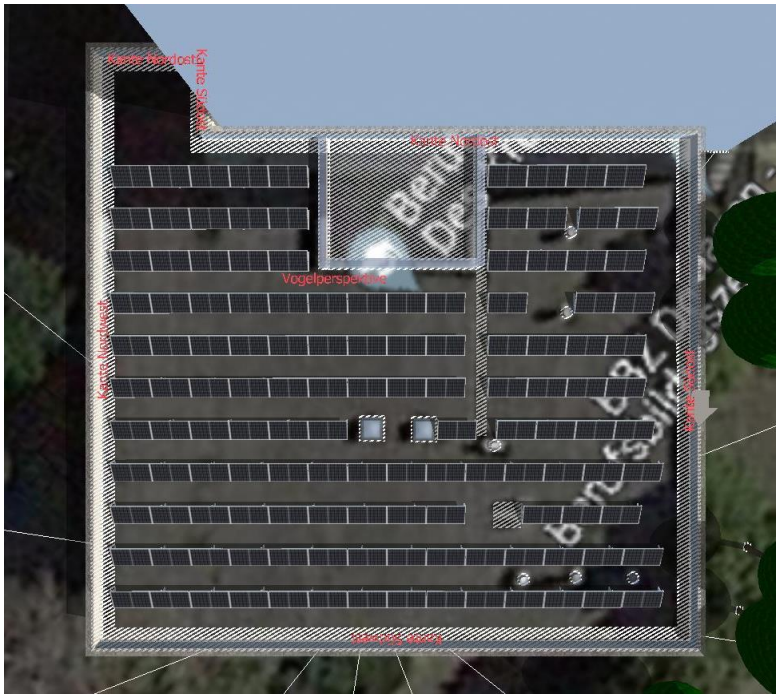


Abbildung 7: Modulaufständerung auf Dach C

Die Anlage auf Dach C hat einen spezifischen Jahresertrag von 770 kWh/kW$_p$, zum Vergleich liegt der Durchschnitt in Deutschland bei 1050 kWh/kW$_p$. Dach C könnte für eine Nutzung in Betracht gezogen werden, wenn Leistungsoptimierer eingesetzt werden, die die unregelmäßigen Verschattungsverhältnisse etwas kompensieren.

Simulation 4: Zusätzlich zu Simulation 1 wird Dach C komplett belegt

Würde die Auslegung auf Dach A und B um eine Auslegung auf Dach C ergänzt werden, würde dies die Investitionskosten um ca. 90.000 € erhöhen und die Amortisationszeit auf 9,4 Jahre verlängern. Der Anteil des Strombedarfs, der durch PV gedeckt wird, würde sich von 32 % auf 39 % erhöhen, während der Eigenverbrauchsanteil von 81 % auf 65 % sinkt. Der zusätzlich erzeugte Solarstrom durch eine Anlage auf Dach C würde also vor allem ins Netz eingespeist und nicht im BBZ verbraucht werden.

Simulation 5: Zusätzlich zu Simulation 1 wird Dach C teilweise belegt

Als Alternative wurde geprüft, nur den gering verschatteten Teil des Daches zu belegen (Belegung siehe Abbildung 8). Hier würden die Investitionskosten um ca. 25.000 €, gegenüber der Auslegung nur auf Dach A und B, steigen und die Amortisationszeit von 9 auf 7,3 Jahre verringert werden. Der Anteil des Strombedarfs, der durch PV gedeckt wird, beträgt 36 % und ungefähr dreiviertel (76 %) des Solarstroms kann direkt verbraucht werden.

Abbildung 8: Mögliche Belegung der wenig verschatteten Fläche auf Dach C

3.3 Simulation Dach D

Die Dachfläche D liegt ebenfalls im ersten Stock, nördlich des fünfstöckigen Hausteils A. Dies führt zu den hohen Verschattungswerten, die in Abbildung 9 inklusive einer möglichen Modulaufständerung dargestellt sind. Die PV-Anlage hat mit 40 Modulen eine installierte Leistung von 16 kW_p und erzeugt 7.800 kWh Strom pro Jahr.

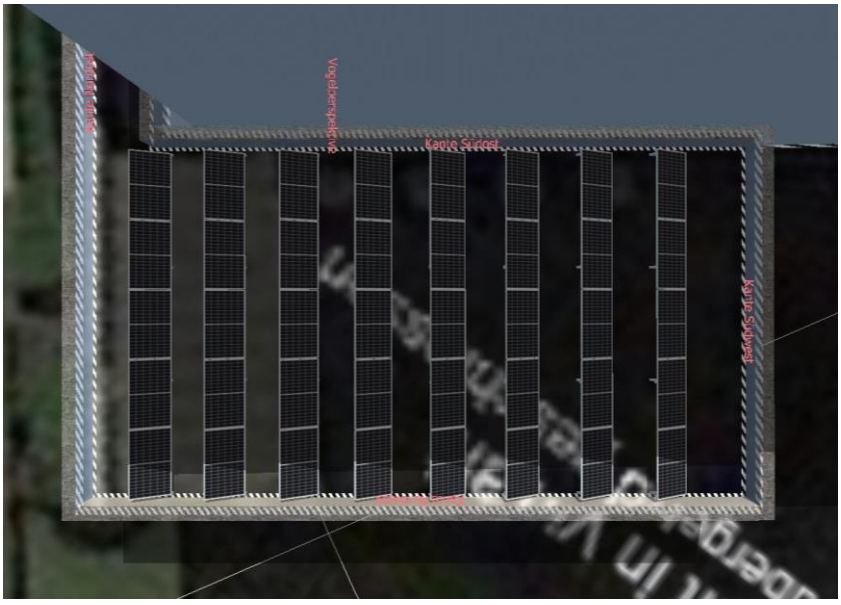


Abbildung 9: Modulaufständerung auf Dach D

Die Verschattungswerten von 30-70 %, zeigen an, dass das Dach für eine PV-Anlage ungeeignet wäre. Dies wird durch die Leistungsdaten bestätigt: der spezifische Jahresertrag liegt bei 489 kWh/kW_p, zum Vergleich liegt der Durchschnitt in Deutschland bei 1050 kWh/kW_p. Aufgrund des hohen Stromverbrauchs des BBZ

würde sich die Anlage zwar nach ungefähr 13 Jahren amortisieren, jedoch ist eine Installation einer PV-Anlage auf Dach D nicht zu empfehlen.

3.4 Empfehlung Photovoltaik

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die Installation einer Photovoltaikanlage auf den Dächern A und B wirtschaftlich und energetisch sinnvoll ist. Diese Dächer sind nur wenig verschattet und haben eine große Aufstellfläche von ungefähr 800 m² für die PV-Module. Wenn auf Dach B die Führung des Lüftungsrohrs verändert werden kann, sodass dieses nicht über das ganze Dach verläuft, so könnte dort eine weitere Reihe Module (5,6 kW_p) ergänzt werden. Das Dach D ist für eine PV-Anlage nicht geeignet. Auf Dach C kann eine (Teil-)Belegung in Betracht gezogen werden. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der drei Varianten, die für eine mögliche Umsetzung in Frage kommen. In Simulation 1 sind die Dächer A und B mit PV belegt, in Simulation 4 ist Dach C zusätzlich vollständig belegt, in Simulation 5 ist Dach C teilweise belegt. Die nicht aufgeführten Simulationen 2 und 3 unterscheiden sich in ihren Ergebnissen nicht wesentlich von der Simulation 1.

Tabelle 4: Vergleich der PV-Varianten

	Simulation 1 (Dach A & B)	Simulation 4 (Dach A, B & C)	Simulation 5 (Dach A, B & teilweise C)
Leistung	84 kW_p	136 kW_p	103 kW_p
spez. Jahresertrag	937 kWh/kW_p	896 kWh/kW_p	926 kWh/kW_p
Gedeckt durch PV	32 %	39 %	36 %
Eigenverbrauch	81 %	65 %	76 %
Investitionskosten	109.000 €	190.000 €	135.000 €
Amortisation	8,8 Jahre	9,4 Jahre	7,3 Jahre

In der Machbarkeitsstudie des Architekturbüros v-architekt von 2020 wird der mangelhafte Zustand der Dachhaut inkl. stehenden Wasserflächen angemerkt. Es wird empfohlen, das Dach vor der Installation der PV-Anlage zu sanieren, da die PV-Anlage eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren erreicht. Sollten in dieser Zeit Maßnahmen am Dach nötig werden, so müsste die PV-Anlage demontiert und anschließend wieder installiert werden.

4 Machbarkeitsstudie Geothermie

Die fachliche Ausarbeitung der geothermischen Machbarkeit wurde von der M&P Energy GmbH durchgeführt. Die folgenden Informationen sind dem Bericht der M&P Energy GmbH entnommen. Der originale Bericht ist als Anlage beigefügt.

4.1 Geologie/ Hydrogeologie/ Hydrologie

Das Untersuchungsgebiet, das Grundstück des BBZ Dormagen, befindet sich im Naturraum der Niederrheinischen Bucht. Der Untergrund von Dormagen besteht aus etwa 20 bis 30 m mächtigen Kies- und Sandschichten, die im Zuge der letzten Eiszeit vom Rhein abgelagert wurden. Zum Teil werden die Sedimente der ältesten Niederterrassen von jüngeren Hochflutlehmen des Rheins überdeckt. Die obersten 2 m bestehen aus abgelagerten Auenlehmen bzw. Hochflutlehmen des Rheins, welche zum Teil anthropogen aufgefüllt sind. Die Auenlehme werden von alten Niederterrassensedimenten des Rheins unterlagert, die aus überwiegend grobklastischen Kies- und Sandablagerungen mit einer Mächtigkeit von ca. 20 m bestehen. Darunter folgen 200 - 300 m mächtige Meeresablagerungen aus dem Tertiär, welche vorwiegend aus feinsandigen Sedimenten bestehen. Unterhalb dieser Lockergesteine befindet sich das Grundgebirge.

Das Untersuchungsgebiet befindet sich im hydrogeologischen Raum des Rheintals. Die eiszeitlichen Kies- und Sandablagerungen des unteren Pleistozäns bilden einen Poren-Grundwasserleiter mit guten bis sehr guten hydraulischen Durchlässigkeiten. Der untere Grundwasserleiter (U. GWL) der tertiären Feinsandschichten bildet einen Porengrundwasserleiter mit mäßigen bis geringen Durchlässigkeiten. Die Oberkante des oberen Grundwasserleiter (O. GWL) liegt zwischen 13 m und 14 m unter Geländeoberkannte (GOK). Der O. GWL ist ungespannt. Basierend auf der Grobkörnigkeit des O. GWL ist ein guter Durchlässigkeitsbeiwerte zwischen 10^{-2} bis 10^{-4} m/s zu erwarten. Ab ca. 32 m u. GOK beginnt der U. GWL. Eine Grundwasserleiter trennende Schicht ist laut Unterer Wasserbehörde nicht zu erwarten.

Der Grundwasserkörper steht im Projektgebiet bei einer Höhe zwischen 33 m und 34 m NHN an. Hieraus resultiert ein durchschnittlicher Grundwasserflurabstand von ca. 13 m bis 14 m. Die allgemeine Grundwasserfließrichtung verläuft, wie in Abbildung 10 zu sehen, von Süd- West nach Nord- Ost.

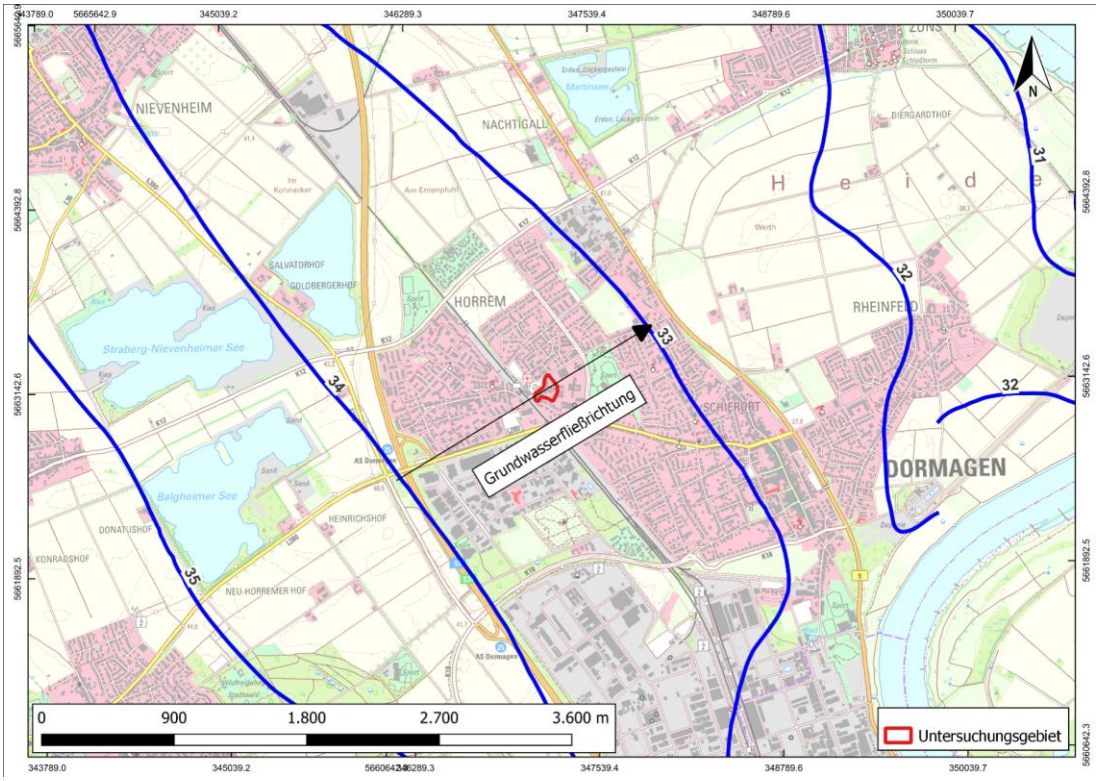


Abbildung 10: Grundwassergleichen für den Raum Dormagen (Erftverband – Stand 10/2021)

Gemäß des Geologischen Dienst Nordrhein-Westfalen werden folgende mittlere Wärmeleitfähigkeit für unterschiedliche Erdwärmesondenlängen für den Standort des BBZ- Dormagen prognostiziert:

Sondenlänge	Wärmeleitfähigkeit
40 m	2,3 W/(m K)
60 m	2,5 W/(m K)
80 m	2,6 W/(m K)
100 m	2,6 W/(m K)

Nach Einschätzung der prognostizierten Wärmeleitfähigkeit ist der Standort hinsichtlich der Wärmeleitfähigkeit bis in eine Tiefe von 100 m u. GOK als „Gut“ zu bewerten.

4.2 Vorprüfung der Genehmigungsfähigkeit

Gemäß Angaben der Unteren Wasserbehörde ist eine grundsätzliche Möglichkeit zum Ausbau einer geothermischen Anlage auf dem Grundstück der BBZ gegeben:

„Beim Ausbau einer Wasser- Wasser- Wärmepumpe ist folgendes zu beachten: Förderbrunnen und Schluckbrunnen sind in einem Abstand von min. 15 m (Anmerkung M&P: bezieht sich vmtl. auf EFH) zueinander zu installieren, wobei der Schluckbrunnen im Grundwasserabstrom positioniert wird. Für eine störungsfreie Funktion und Langlebigkeit der Anlage sollte das Grundwasser bestimmte Konzentrationen an Eisen und Mangan

nicht überschreiten. Hier wird empfohlen, sich mit dem Wärmepumpenhersteller abzustimmen und das Grundwasser zu analysieren.“

Bei Erdwärmesonden-Anlagen dürfen stockwerkstrennende Schichten nicht durchteuft werden. Bis zu einer Bohrtiefe von 100 m werden jedoch in diesem Gebiet keine trennenden Schichten erwartet.

Das Untersuchungsgebiet liegt außerhalb festgesetzter oder geplanter Trink- und Heilquellenschutzgebieten. Das nächste Trinkwasserschutzgebiet mit der Zone III B liegt ca. 500 m nord-östlich. Im Hinblick auf die Entfernung und der Grundwasserfließrichtung ist eine Beeinflussung einer geothermischen Anlage auf das o.g. Wasserschutzgebiet ausgeschlossen.

4.2.1 Antragstellung

Nach der Anzeige des Bauvorhabens prüft die Wasserbehörde, in diesem Falle das Amt für Umwelt- und Verbraucherschutz der Stadt Düsseldorf, ob das angezeigte Vorhaben zulässig und ob ggf. ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren erforderlich ist. Hierzu ist das Bauvorhaben ausführlich dazustellen und ein Antrag mit Vorlage der folgenden Unterlagen einzureichen:

- Übersichtslageplan im Maßstab 1:25.000
- Erläuterungsbericht
- Beschreibung der Anlage
- Technische Daten
- Darstellung des zu erwartenden Schichtenprofils und eine geologische Bewertung
- Beschreibung des Bohrverfahrens
- Bescheinigung W 120 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. oder vergleichbare Qualifikation des Bohrunternehmens
- Sicherheitsdatenblatt des Wärmeträgermediums
- Aussage zu Kenntnissen über Altlasten

Gemäß der VDI 4640 werden aufgrund des höheren Schadenspotenzials bei größeren Anlagen mit einer Heizleistung von mehr als 30 kW von der Genehmigungsbehörde zusätzliche Anforderungen an Planung, Bau und Betrieb solcher Anlagen gestellt. Diese umfassen:

- Herstellung einer Testsonde/Piloterdwärmesonde mit Durchführung eines Geothermal Response Test
- Auslegungsberechnung durch Fachplaner (Software EED, EWS, etc.)
- Thermohydrodynamische Simulation auf der Grundlage eines 3D-Modells (Software numerische Modelle z. B. FEFLOW, MODFLOW, etc.)
- Durchführung einer Anlagenüberwachung (Monitoring)

4.2.2 Wassergefährdende Stoffe

In Erdwärmeanlagen können wassergefährdende Stoffe in unterschiedlichem Umfang und mit unterschiedlicher Beschaffenheit eingesetzt werden. Im Bereich der gewerblichen Wirtschaft und im Bereich öffentlicher Einrichtungen gelten spezielle Vorschriften über den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (§ 62 Abs. 1 WHG), die in der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) konkretisiert werden. Unterirdische Anlagen, die der AwSV unterliegen, müssen grundsätzlich doppelwandig ausgeführt werden. Für die üblichen einwandigen Bauweisen von Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren sind daher besondere Tatbestände formuliert, unter denen eine Einwandigkeit zulässig ist (§ 35 Abs. 2 AwSV).

4.2.3 Bodenschutzrecht

Das Bodenschutzrecht ist von der Nutzung der Geothermie mit horizontalen und vertikalen Wärmetauschern im Erdreich betroffen. Die Anforderungen an den Bodenschutz ergeben sich in der Regel aus der Vorsorgepflicht (§ 7 BBodSchG). Der Schutz des Bodens ist vor allem bei baulichen Eingriffen in den Boden durch Baumaßnahmen zu beachten. Da die genannten Techniken in der Regel unterhalb der durchwurzelbaren Bodenschicht eingebracht werden, ist in der Regel nicht von dauerhaften Beeinträchtigungen des Bodenlebens und des Pflanzenwachstums auszugehen.

4.2.4 Bergrecht

Das Bergrecht enthält Regelungen über die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme. Im Bundesberggesetz (BBergG) ist geregelt, dass eine grundstücksbezogene Gewinnung von Erdwärme, z.B. für die Beheizung eines Gebäudes, nicht unter das BbergG fällt, wenn die Bohrung nicht tiefer als 100 m geht.

Werden mit Hilfe der gewonnenen Erdwärme Baulichkeiten auf anderen oder mehreren Grundstücken beheizt, ohne dass ein unmittelbarer räumlicher oder betrieblicher Zusammenhang besteht, so müssen die Vorgaben des BbergG beachtet werden. Dies umfasst unter anderem die Vorlage eines Hauptbetriebsplans (§§ 51 und 52 Abs.1 BBergG).

4.2.5 Standortauswahlgesetz

Gebiete, die als bestmöglich sicherer Standort für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen in Betracht kommen, müssen vor Veränderungen geschützt werden, die ihre Eignung als Endlagerstandort beeinträchtigen können (§ 21 Standortauswahlgesetz). Vorhaben mit einer Bohrtiefe von weniger als 100 m, müssen keiner Prüfung unterzogen werden, auch wenn sie in einem Gebiet für eine Endlagerung durchgeführt werden sollen.

4.3 Prüfung von Projektrisiken

4.3.1 Kampfmittel

Gemäß der Luftbildauswertung aus den Jahren 1939 – 1945 sind Teilflächen des Grundstückes potenziell Kampfmittelgefährdet, siehe Abbildung 11.

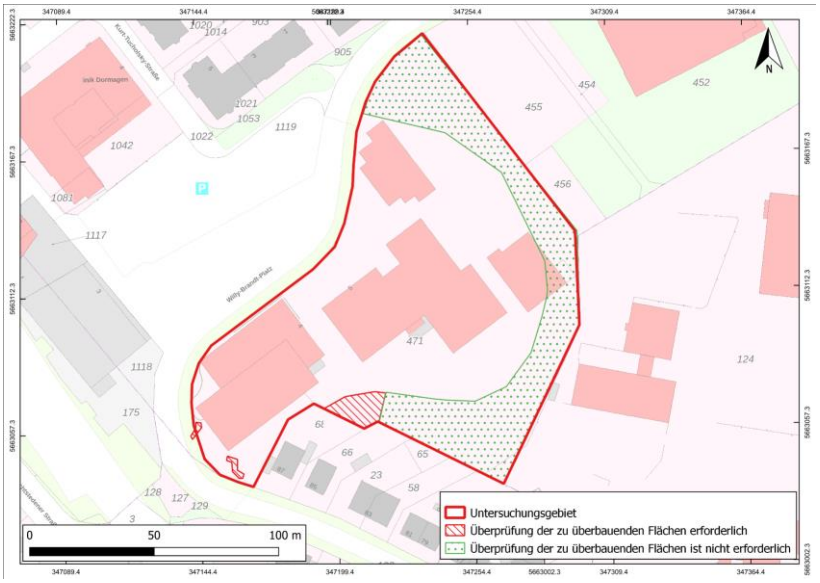


Abbildung 11: Auszug aus der Luftbildauswertung des Kampfmittelbeseitigungsdienstes der Bezirksregierung Düsseldorf

Sofern ein Eingriff auf diesen Flächen im Zuge des Ausbaus der Geothermieanlage durchgeführt werden, ist eine Überprüfung auf Kampfmittel von seitens des Kampfmittelbeseitigungsdienstes NRW empfohlen.

4.3.2 Erdbebenzone

Das Untersuchungsgebiet liegt innerhalb der Erdbebenzone 1 und der geologischen Untergrundklasse T. Ein Risiko aus der Einordnung in die o.g. Erdbebenzone und Untergrundklasse zum Ausbau einer geothermischen Anlage besteht jedoch nicht.

4.3.3 Altlasten

Gemäß der Unteren Bodenschutzbehörde des Rhein- Kreis Neuss ist für das Grundstück des BBZ Dormagen kein Eintrag im Kataster für Altablagerungen, Altstandorte, Altlasten oder schädliche Bodenveränderungen vorliegend. Gemäß der Unteren Wasserbehörde des Rhein- Kreis Neuss sind keine Grundwasserschäden an dem des Standort BBZ – Dormagen bekannt. Die Tatsache, dass über den Anfragebereich keine Erkenntnisse vorliegen, schließt jedoch nicht aus, dass Schadstoffbelastungen vorgefunden werden können.

4.3.4 Wasserrecht Dritter

Gemäß den Angaben des Dezernates 54 für Wasserschutz der Bezirksregierung Düsseldorf sind projektrelevante Einträge der Grundwassernutzung bekannt. Eine hydraulische und thermische Beeinflussung anderer Grundwassernutzenden Anlagen muss ausgeschlossen werden. Anlagen im An- und Abstrom der Grundwasserfließrichtung sind im Besonderen zu betrachten.

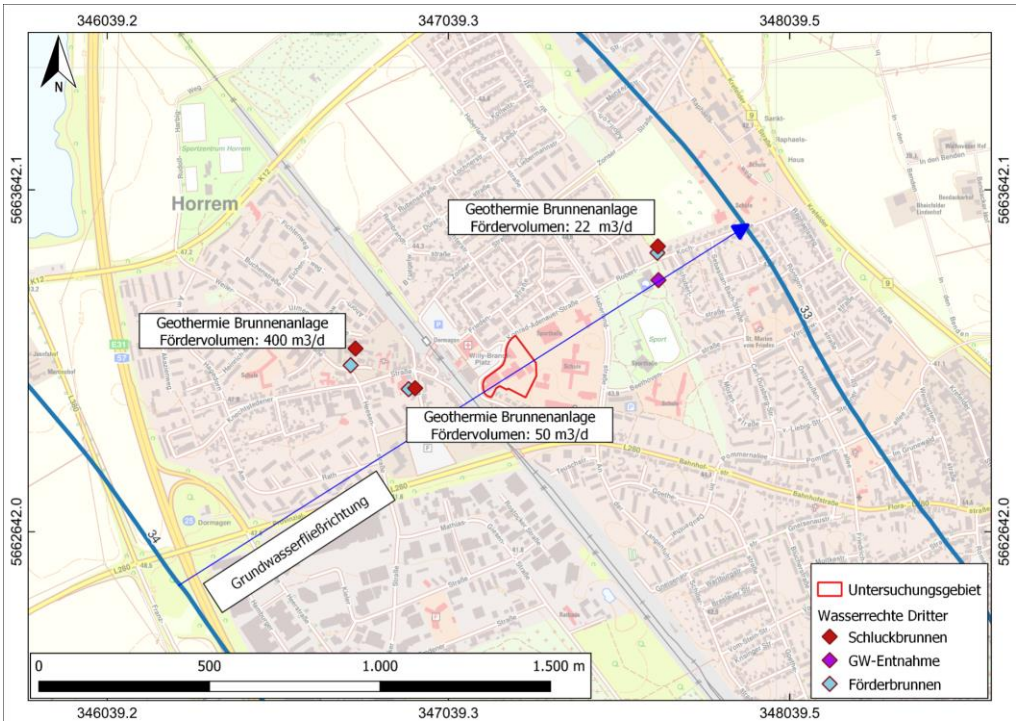


Abbildung 12: Wasserbucheinträge im Umkreis des Projektgebiets (Erftverband – Stand 10/2021)

Zwei Wasser-Wasser Wärmepumpenanalgen (WWA) sind im Anstrom des Plangebietes verzeichnet und im Rahmen der weiteren Betrachtung hinsichtlich ihres möglichen Einflusses auf die zu planende Anlage zu berücksichtigen:

- Entfernung: 200 m östlich mit einem Volumenstrom: 50 m3/d
- Entfernung: 400 m nord- östlich mit einem Volumenstrom: 400 m3/

Im Abstrom des Projektgebietes sind zwei GW-Entnahmestellen (GWE), sowie eine Wasser-Wasser-Wärmepumpenanalagen (WWA) bekannt. Ein Einfluss der eigenen Anlage auf die WWA muss ausgeschlossen werden.

- GWE - Entfernung: 450 m nord- östlich mit einem Volumenstrom: 15 m3/h
- WWA – Entfernung: 470 m nord- östlich mit einem Volumenstrom: 1 m3/h

5 Vordimensionierung geothermische Anlagen

Die Simulationen zur Vordimensionierung drei verschiedener geothermischer Anlagen wurde von der M&P Energy GmbH durchgeführt. Die Varianten 1 und 2, welche Erdsonden verwenden, sind mit der Software EED

durchgeführt. Die Variante 3, welche geothermische Brunnen verwendet, ist mit der Software FEFLOW berechnet. Die Ergebnisse sind in diesem Kapitel aufgeführt.

Grundlage für die Vordimensionierung sind die in Kapitel 2 Heizlastberechnung ermittelten Wärmebedarfswerte, sowie konservativ abgeschätzte freiverfügbare Daten und Daten aus der jeweiligen Software.

5.1 Machbarkeit Erdsonden

Entsprechend der VDI 4640, Blatt 2 sind Temperaturgrenzbereiche für das zurückkehrende Wärmeträgermedium in der Grund- und Spitzenlast gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur für einen technischen- und ökologischen Betrieb der/den Erdwärmesonde(n) zu beachten. Ein frostfreier Betrieb der Anlage ist hierbei im Besonderen zu beachten, da irreparable Schäden der Ringraumverfüllung den Betrieb der Sonden(n) nachteilig beeinflussen. Die Temperaturgrenzen für die Auslegung einer Erdwärmesondenanlage nach der VDI 4640 Blatt 2 sind:

± 11 K Temperaturveränderung gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur (Grundlast)
± 17 K Temperaturveränderung gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur (Spitzenlast)

Die geothermische Ergiebigkeit hängt bei der Nutzung von Erdwärmesonden von den hydrogeologischen Standortgegebenheiten ab. Der konvektive Wärmetransport begünstigt die Nachlieferung von Wärme, gleichwohl spielt der konduktive Wärmetransport über das anstehende Gestein und dessen Porenfüllung eine entscheidendere Rolle. Vereinfacht spielen folgende Untergrundparameter eine zentrale Rolle:

- Ungestörte Untergrundtemperatur (Ressource)
- Wärmeleitfähigkeit (Transport)
- Wärmekapazität (Speichervermögen)

In erster Näherung und mit einer Unschärfe behaftet wurden hierfür freiverfügbare Standortdaten recherchiert. Eine genaue Bestimmung kann somit nur durch einen Feldversuch in Form eines GRT (Geothermal Response Test) erfolgen. Aus dem GRT können die zentralen Parameter zur Auslegung einer Erdwärmesondenanlage ermittelt werden.

Der Standort ist gut geeignet für die Errichtung einer geothermischen Anlage zur Deckung des Wärmebedarfs des Hauptgebäudes des Berufsbildungszentrums in Dormagen.

Technische Bewertung
Die abgeschätzte durchschnittliche Wärmeleitfähigkeit bis in eine Tiefe von 2,6 W/(m*K) ermöglicht gute thermische Voraussetzungen für Erdwärmesonden. Auch eine maximale Bohrtiefe von 100 m ist nach ersten Einschätzungen als ausreichend zu bewerten.

Genehmigungsrechtliche Bewertung
Der Ausbau einer Erwärmesondenanlage mit 100 m Sondenlänge ist nach ersten behördlichen Rücksprachen als genehmigungsfähig einzuschätzen.

5.2 Variante 1: Erwärmesonden ohne Regeneration

Die Simulation wird über eine Spanne von 25 Jahre geführt und deckt 100 % des in Kapitel 2 Heizlastberechnung ermittelten Wärmebedarfs ab. Die Untergrundeigenschaften sind konservativ abgeschätzt auf Grundlage freiverfügbarer Daten und der EED-Datenbank der M&P Energy GmbH. Die Parameter sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Parameter der EED-Simulation der Variante 1

Untergrundeigenschaften		
Wärmeleitfähigkeit	2,4	W/(m K)
spez. Wärmekapazität (vol.)	2,5	MJ/(m³ K)
Mittlere Temperatur a.d. Erdoberfläche	10,3	°C
Geothermischer Wärmefluss	0,08	W/m²
Bohrungen und Erdwärmesonden		
Sondentyp	Doppel-U	
Sondenanzahl	2x 21	Typ (424)
Bohrtiefe	95	m
Bohrmeter	3990	m
Sondenabstand	10	m

In Variante 1 werden 42 Erdwärmesonden des Typs 424 mit einer Bohrtiefe von 95 m benötigt. Die Simulation betrachtet den Fall eines reinen Wärmeentzugs aus dem Erdreich, ohne dass Wärme zur Regeneration wieder zurückgeführt wird. Aus Platzgründen werden die 42 Sonden auf zwei Felder á 21 Sonden aufgeteilt. Die in der Simulation betrachtete Aufteilung ist in Abbildung 13 dargestellt.

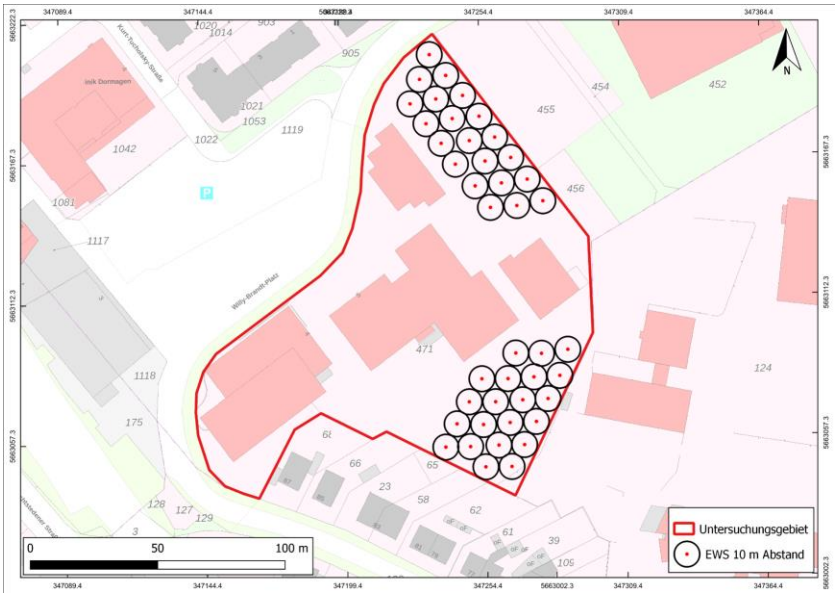


Abbildung 13: Mögliches Erdwärmesondenfeld Variante 1

In der Simulation ergibt sich, dass über die Laufzeit von 25 Jahren durch die Wärmeentnahme zur Deckung der Grundlast die Fluid-Mitteltemperatur im Erdreich von durchschnittlich 11 °C auf 5 °C abfällt. Würde das System über die 25 Jahre auf Spitzenlast gefahren, so würde die Temperatur auf 1,6 °C absinken.

Fazit Variante 1

In der Variante 1 werden die Grenztemperaturen in der Grund- und Spitzenlast über den Simulationszeitraum von 25 Jahren eingehalten. Das Grundstück bietet zudem ausreichend Platz, um die erforderliche Anzahl von Erdwärmesonden zu platzieren. Jedoch zeigen die Simulationen, dass die Fluidmitteltemperatur im Erdreich von durchschnittlich 11 °C auf 8 °C nach 10 Jahren und auf 5 °C nach 25 Jahren in der Grundlast deutlich abfällt und damit die Effizienz der Anlage deutlich reduziert.

5.3 Variante 2: Erdwärmesonden mit Regeneration

Die in Variante 2 eingestellten Parameter entsprechen größtenteils denen der Variante 1. Durch die aktive Regeneration des Erdreichs werden 28 Erdwärmesonden des Typs 333 mit einer Bohrtiefe von 95 m benötigt, sodass die gesamten Bohrmeter 2660 m betragen. Die Simulation betrachtet den Fall eines Wärmeentzugs aus dem Erdreich, inklusive dass sommerliche Wärme zur Regeneration wieder zurückgeführt wird. Die zurückgeführte Energie muss 80 % des winterlichen Entzugs entsprechen. Die in der Simulation betrachtete Aufteilung ist in Abbildung 14Abbildung 13 dargestellt.

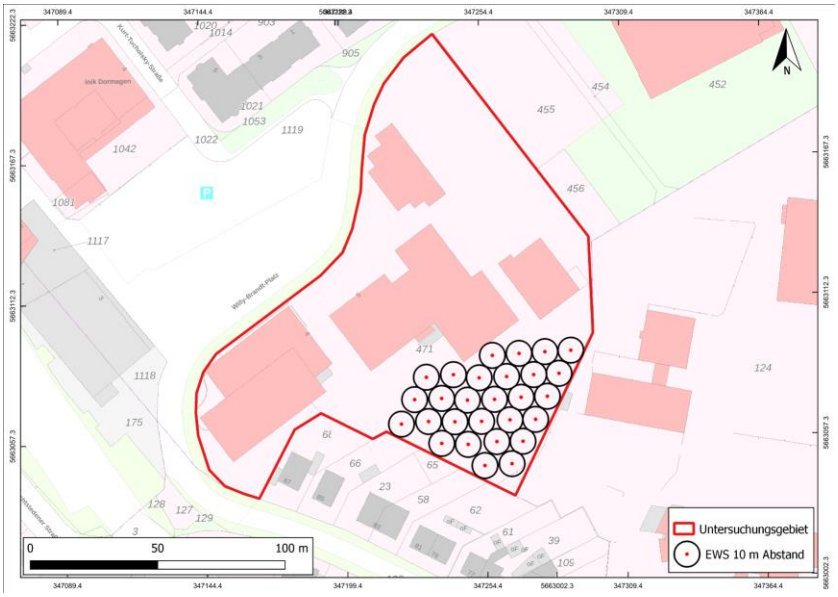


Abbildung 14: Mögliches Erdwärmesondenfeld Variante 2

Durch den sommerlichen Wärmeeintrag sinkt die Temperatur über die 25 Jahre Simulationslaufzeit kaum nennenswert ab.

Es ist zu beachten, dass diese Variante nur in Kombination mit Fußbodenheizung umsetzbar ist. Die dadurch mögliche passive Kühlung ohne Verdichtereinsatz ist jedoch wirtschaftlich und ökologisch von Vorteil und kann bei den Berechnungen zum sommerlichen Wärmeschutz positiv berücksichtigt werden.

Fazit Variante 2

In der Variante 2 wurde eine ausgeglichene Jahresbilanz zwischen Wärmeentzug und -eintrag angestrebt. Dazu wurde eine aktive Regeneration des Erdwärmesondenfeldes simuliert. Die Grenztemperaturen in der Grund- und Spitzenlast werden über den Simulationszeitraum von 25 Jahren eingehalten und eine kontinuierliche Auskühlung des Untergrundes wird unterbunden. Hierdurch kann die Anzahl der Erdwärmesonden drastisch reduziert werden.

5.4 Machbarkeit geothermische Brunnenanlagen

Das geothermische Leistungsvermögen des Aquifers wird im Wesentlichen durch zwei Faktoren gebildet. Zum einen erfolgt ein advektiver Wärmetransport mit der Grundwasserströmung zum anderen erfolgt dieser konduktiv über den Feststoffanteil. Je größer die advektive Wärmeströmung über den Grundwasserfluss ist, umso effektiver ist eine Grundwasserwärmepumpe zu realisieren. Liegen jedoch der Förder- und Versickerungsbrunnen zu nah beieinander, erfolgt ein sogenannter hydraulischer Kurzschluss, welcher einen thermischen Kurzschluss nach sich ziehen kann.

Unter einem hydraulischen Kurzschluss versteht man, wenn ein (Groß-)Teil des versickerten Wassers aus dem Einleitbrunnen wieder dem Förderbrunnen zuströmt. Ist dies der Fall kann das durch die Wärmepumpe

abgekühlte Wasser dem Förderbrunnen zuströmen und somit ein selbst rückkoppeln-der Prozess entstehen. In der Folge würde sich der Energiegehalt des Förderwassers kontinuierlich reduzieren.

Um den hydraulischen Kurzschluss zu verhindern, gilt es die Brunnen möglichst weit auseinander zu setzen und im Rahmen einer hydrothermischen Modellierung den Nachweis zu erbringen, dass es zu keinem thermischen Kurzschluss kommt.

Entsprechend dem natürlichen Temperaturschwankungsbereich des oberflächennahen Grundwassers kann bei Anlagen für die Wärme- und Kälteerzeugung eine maximal zulässige ganzjährige Amplitude von maximal 11° Kelvin im Kontaktgrundwasser toleriert werden. Entsprechend der VDI-Richtlinie 4640 Blatt 2 darf die jeweilige Temperaturerhöhung somit in offenen Systemen maximal +6° und die Temperaturabsenkung maximal - 6 °C betragen. Die Wärme- bzw. Kälteeinleitung sollte im Falle der Direkteinleitung (Messung an der Einleitungsstelle im Schluckbrunnen) nicht größer als 20°C und nicht kleiner als ca. 5°C sein.

Bei der Rückgabe des thermisch genutzten Grundwassers in den Grundwasserleiter entsteht eine Temperaturfahne in Grundwasserabstromrichtung. Temperaturfahnen können ein Konfliktpotenzial bergen, wenn sie über das Grundstück des Bauherrn hinaus reichen und sich über mehrere Grundstücke erstrecken. Bei zu starker Absenkung der Temperatur kann es bei einem Unterlieger, der auch eine Grundwasserwärmepumpenanlage betreibt, zur Leistungsminderung der Anlage kommen. Die Ausdehnung von Temperaturfeldern kann in Rahmen einer numerischen thermohydrodynamischen Simulation beschrieben werden. Dies berücksichtigt neben den hydraulischen Transportmechanismen (Konvektion, Dispersion) auch die Wärmeleitfähigkeit (Konduktion) und die Wärmespeicherung im Grundwasserleiter.

Technische Bewertung

Für die Betrachtung und Vordimensionierung zum Ausbau einer offenen Brunnenanlage sind die technischen Randbedingungen als gut einzuschätzen. Der obere Aquifer ist mit ca. 20 m ausreichend mächtig und weist mit einem kf-Wert zwischen 10-2 und 10-4 m/s gute bis sehr gute Durchlässigkeiten auf. Als Projektrisiko sind hier jedoch die an- und abströmigen geothermischen Brunnenanlagen zu benennen. Ein hydraulischer und/oder thermischer Kurzschluss ist zu vermeiden. Um eine mögliche gegenseitige hydraulische und/oder thermische Beeinflussung abzuschätzen, ist es notwendig, ein thermohydrodynamisches Modell zu erstellen.

Genehmigungsrechtliche Bewertung

Der Ausbau einer geothermischen Brunnenanlage ist nach ersten behördlichen Rücksprachen als genehmigungsfähig einzuschätzen. Als kritisch sind die Anlagen im An- und Abstrom des Projektgebietes zu betrachten.

Ausgehend von den technischen Voraussetzungen und den genehmigungslimitierenden Faktoren anderer in der Nähe befindlicher Anlagen wird ein vereinfachtes hydrodynamisches Modell zur Einschätzung der Machbarkeit einer geothermischen Brunnenanlage erstellt

5.5 Variante 3: geothermale Brunnenanlage

Für die Simulation der geothermischen Brunnenanlage wird einen Brunnendublette mit einem Brunnenabstand von 100 m an der Nord-Ost-Kante des Grundstücks platziert (siehe Abbildung 15). Die Brunnen haben eine Förderleistung von 600 m³/d und werden ausschließlich zum Heizen eingesetzt. Es wird keine Kühlung im Sommer und damit auch keine sommerliche Regeneration des Grundwassers betrieben. Die Angaben zur Förderleistung basieren auf konservativen Einschätzungen zur Abdeckung der Heizwärme-Spitzenlasten resultierend aus der Heizwärmebedarfsanalyse.

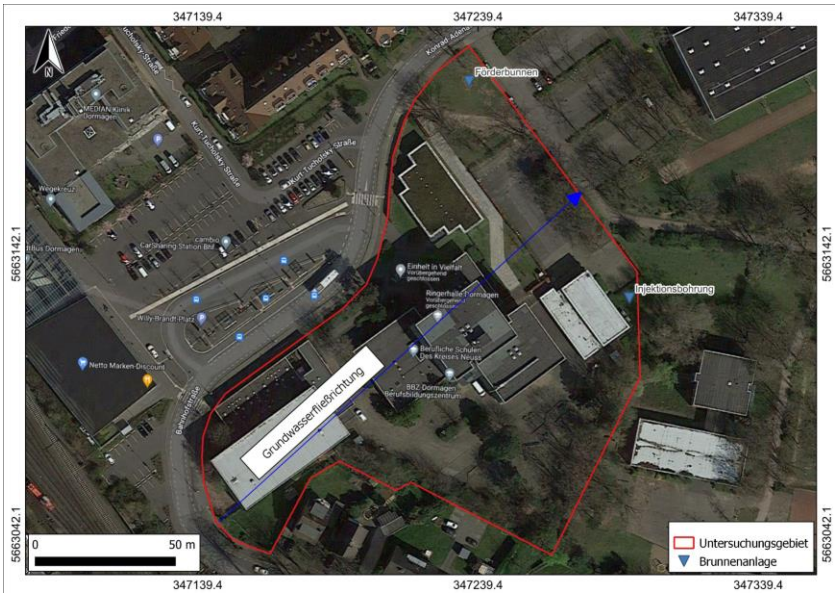


Abbildung 15: Mögliche Brunnenplatzierung für eine geothermische Brunnenanlage

Die Simulation wird ebenfalls über 25 Jahre geführt. Die ungestörte Temperatur im Grundwasser beträgt 11,5 °C. Das Wasser, das im Schluckbrunnen zurückgeführt wird, ist auf 7,4°C abgekühlt, wodurch die Temperatur am Förderbrunnen auf 11,3 °C absinkt. Die thermische Beeinflussungs des Förderbrunnens durch den Schluckbrunnen ist auch nach 25 Jahren Laufzeit gering. Die genehmigungsrechtlichen Temperaturgrenzen werden ebenfalls eingehalten.

Die Temperaturabsenkung des Schluckbrunnens breitet sich ellipsenförmig in Fließrichtung des Grundwassers aus und erreicht eine Reichweite von 500 m. Dadurch wird, wie in AbbX zu sehen, der Grundwasserentnahmebrunnen nord-östlich des BBZ Dormagen mit einer Temperaturabsenkung um 0,4 °C beeinflusst. Die ebenfalls im Abstrom liegende geothermische Brunnenanlage mit einem Fördervolumen von 22 m³/d kann einer möglichen Beeinflussung ausgesetzt sein.

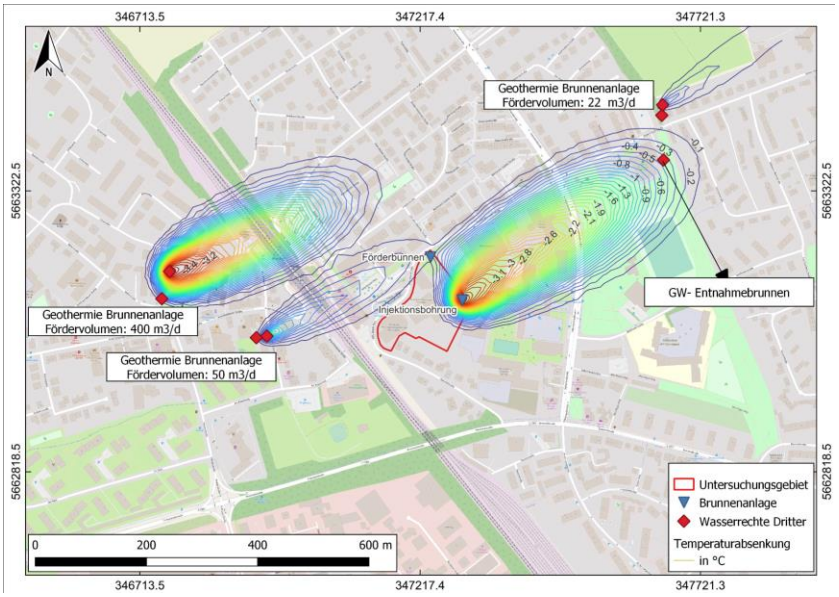


Abbildung 16: FEFLOW Modellanalyse – Temperaturabsenkungsausbreitung

Die im Anstrom liegende geothermische Brunnenanlage mit einem Fördervolumen von 400 ³/d wird voraussichtlich keinen Einfluss auf die geplante Anlage im BBZ Dormagen haben. Die geothermische Brunnenanlage mit 50 m³/d Fördervolumen, die süd-westlich in 290 m Entfernung im Anstrom positioniert ist, führt zu einer geringen Beeinflussung der eigenen Anlage. Die Temperatur wird dadurch um 0,1 °C abgekühlt.

Durch eine Verschiebung der Förder- und Schluckbrunnen an die süd-westliche Grundstücksgrenze könnte sowohl die Beeinflussung der abströmig liegenden Anlage, als auch die Beeinflussung der eigenen Anlage durch die anströmig liegenden Anlagen vermieden werden. Die möglichen neuen Verortungen sind in Abbildung 17 dargestellt.

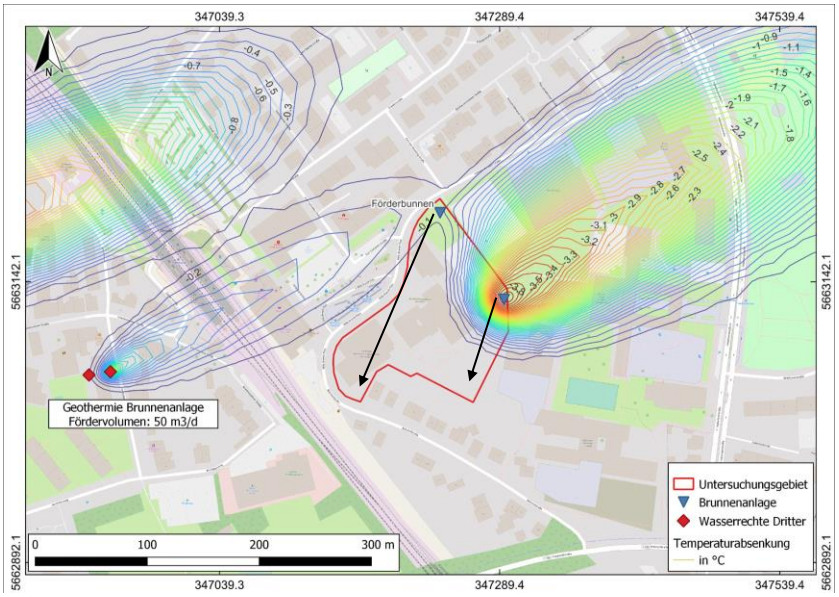


Abbildung 17: FEFLOW Modellanalyse - Verschiebung Förder- und Schluckbrunnen

5.6 Fazit Vorauslegung geothermische Anlagen

Der Standort BBZ- Dormagen bietet gute Eigenschaften zum Ausbau einer geothermischen Anlage zur Abdeckung des eigenen Wärmebedarfes. Beide Systeme, ob in geschlossener oder offener Bauweise, können hierbei nach ersten Einschätzungen freiverfügbarer Daten und nach behördlichen Abstimmungen installiert werden. Die Projektrisiken, die zu genehmigungsrechtlichen Einschränkungen führen können, sind als gering einzustufen. Das Grundstück bietet zusätzlich ausreichend Fläche, um auch größere Wärmemengen zu entziehen.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie für den Standort BBZ-Dormagen wurde festgestellt, dass sowohl die Erschließung des Erdwärmepotenzials über eine Erdwärmesondenanlage als auch eine Erdwärmebrunnenanlage zunächst gute Voraussetzungen bieten. Darauf aufbauend wurde eine Vordimensionierung der beiden Systeme durchgeführt, um zu prüfen, ob die zur Verfügung stehenden Flächen in Kombination mit dem erforderlichen Wärmebedarf am Standort für eine Realisierung geeignet sind. Es wurde festgestellt, dass sowohl eine Erdwärmesondenanlage als auch eine geothermische Brunnenanlage im Projektgebiet realisierbar sind.

Nach abschließenden Einschätzungen im Zuge dieser Machbarkeitsstudie ist dem Ausbau einer geothermischen Brunnenanlage an dem Standort der Vorzug zu geben. Die geologischen und hydrogeologischen Eigenschaften sind hierfür als sehr gut einzuschätzen. Im Vergleich zum Ausbau einer Erdwärmesondenanlage sind die Tiefbaumaßnahmen deutlich kleinräumiger, damit auch die Auswirkungen auf den laufenden Betrieb und die Außenanlagen. Zudem sind die Investitionskosten zum Ausbau einer geothermischen Brunnenanlage geringer, als bei EWS-Anlagen gleicher Größenordnung.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass nach vorläufiger Betrachtung auch höhere Produktionsraten machbar wären. Wir empfehlen, zu prüfen, ob weitere Gebäudeteile versorgt werden können. Insbesondere im Verbund als Schulzentrum sehen wir Ansatzpunkte, ein lokales Kaltes-Nahwärmesystem für die Versorgung des Schulkomplexes zu errichten.

5.7 Weiteres Vorgehen

Sollte die Entscheidung zugunsten einer geothermischen Brunnenanlage ausfallen, so werden im nächsten Schritt die Platzierungsmöglichkeiten der Brunnen abgestimmt. Für eine genaue Auslegung sollte eine Simulation mit instationärem Grundwassermodell durchgeführt werden, welches wechselnde Fließrichtungen im Grundwasser berücksichtigt.

Außerdem kann ein Versuchsbrunnen aufgestellt werden, mit dem der geologische Schichtenaufbau genau bestimmt werden kann. Des Weiteren können Grundwasserproben entnommen und analysiert und ein hydraulischer Pumpversuch durchgeführt werden. Dies begünstigt eine optimale Auslegung der tatsächlichen Förder- und Schluckbrunnen.

6 Kosten

6.1 Investitionskosten

Bei den untenstehenden Kosten handelt es sich um eine Kostenprognose, die Marktpreisentwicklung ist konservativ kalkuliert. Es handelt sich um eine Kostenschätzung auf Basis von Erfahrungswerten der energiebüro vom Stein GmbH und der M&P Energy GmbH. Die Ergebnisse der Investitionsschätzung der M&P Energy GmbH sind dem Bericht beigefügt.

Tabelle 6: Kosten Variante 1 oder 2 (42 Erdwärmesonden, je 95 m tief)

Sole/Wasser-Wärmepumpe	120.000 €
Voruntersuchung (Erkundungsbohrung, Auswertung)	25.000 €
Baustelleneinrichtung und Bauvorleistung	35.000 €
Bohrungen (Spülbohrverfahren)	180.000 €
Ausbau zur 32er Doppel-U EWS	140.000 €
Erdarbeiten/Leitungsverlegung	40.000 €
Sammler- und Verteilersystem (komplett)	100.000 €
Wärmeträger Ethylenglycol inkl. Befüllung	20.000 €
Druckproben, hydr. Abgleich, Inbetriebnahme	10.000 €
Summe	**670.000 €**

Tabelle 7: Kosten Variante 3 (2 Brunnen, je 25-30 m tief)

Wasser/Wasser-Wärmepumpe	135.000 €
Voruntersuchung (Erkundungsbohrung, Auswertung)	30.000 €
Herstellung Brunnenanlage, inkl. Pumpe und Leitungsanbindung bis zum Gebäude	400.000 €
Summe	**565.000 €**

Tabelle 8: Kosten für Luftwärmepumpe (nur Informativ)

Luft/Wasser-Wärmepumpe	195.000 €

Tabelle 9: weitere Anlagenkomponenten

PV-Anlage Dach A und B	109.000 €
PV-Anlage Teilbelegung Dach C	26.000 €
Heizungsanlagenteile für Heizzentrale	25.000 €
Niedertemperaturheizkörper	160.000 €
Summe	**320.000 €**

6.2 Betriebskosten

Für einen ersten Vergleich wird hier zunächst der Heizwärmeverbrauch mit 185.000 kWh/a (siehe Tabelle 3) herangezogen. Für den Vergleich wird Warmwasser erst einmal außeracht gelassen.

Tabelle 10: Annahmen für die Betriebskosten

JAZ* Wasser/Wasser-Wärmepumpe	4
JAZ* Sole/Wasserwärmepumpe	3,5
Netzbezogener Stromarbeitspreis	28 ct/kWh** (die konkreten Strompreise müssen vom jeweiligen Stromanbieter erfragt werden)
Durch PV gedeckter Stromanteil	Wird hier nicht berücksichtigt, da dieser primär den Allgemeinverbrauchern

*Jahresarbeitszahl

**Die Kosten der Energieversorger sind der Regel in Brutto ausgewiesen.

Tabelle 11: Geschätzte Betriebskosten Wasser/Wasser-Wärmepumpe

Gesamtstromverbrauch Warmwasserbereitung	46.250 kWh/a
Kosten durch Netzbezug	12.950 €/a
Wartungskosten	1.000 €/a
Wärmepumpe gesamt	**13.950 €/a**

Tabelle 12: Geschätzte Betriebskosten Sole/Wasser-Wärmepumpe

Gesamtstromverbrauch Warmwasserbereitung	52.857 kWh/a
Kosten durch Netzbezug	14.800 €/a
Wartungskosten	1.000 €/a
Wärmepumpe gesamt	**15.800 €/a**

Es wird in absehbarer Zukunft eine Änderung des Strommarktes geben. Bereits jetzt gibt es Wärmepumpentarife, wonach die Stromverbräuche der Wärmepumpen mit viel geringerem Strompreis abgerechnet werden. Gleichzeitig gibt es hier aber auch Stromunterbrechungen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Wärmepumpen nicht dauerhaft laufen müssen und die Stromversorger dies nutzen, um die Stromnetze im Gleichgewicht zu halten. In naher Zukunft wird sich der Strommarkt dahingehend verändern, dass die Strompreise ebenfalls abhängig von Stromangebot und -nachfrage geregelt werden könnten, was noch günstigere Strompreise ermöglichen würde. Für eine möglichst günstige Auslegung der Anlagen (sowohl für Wärmepumpentarife als auch die variablen Strompreise) ist eine entsprechende Anlagenplanung mit Speichermanagement nötig.

7 Fazit

Die Ergebnisse des Berichts zeigen, dass sowohl die Wärmeversorgung über das Erdsondenfeld als auch die Brunnenanlage am Standort möglich sind. Die Empfehlung geht hier deutlich zur Brunnenanlage. Hier sind nicht nur die Investitionskosten geringer, als bei der Erdsondenanlage, sondern auch die Betriebskosten. Dadurch fällt die Amortisationszeit der Brunnenanlage wesentlich kürzer aus, als für die Erdsondenanlage. Dadurch, dass mit der Wasser-Wasser-Wärmepumpe höhere Vorlauftemperaturen möglich sind, könnten zudem ggf. die Bestandsheizkörper beibehalten werden oder zumindest durch konventionelle Heizkörper getauscht werden. Ob für die Sole-Wasser-Wärmepumpe spezielle Niedertemperatur nötig werden, muss im Zuge einer Planung geprüft werden. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass nötige Tiefbauarbeiten in geringerem Ausmaß stattfinden und dadurch die Außenanlagen und somit der laufende Betrieb geringer beeinträchtigt werden.

Die Simulation der der einzelnen Belegung der Dachflächen mit Photovoltaik hat gezeigt, dass durch die geringe Verschattung auf den Dächern A und B eine PV-Anlage sowohl wirtschaftlich als auch energetisch sinnvoll ist. Auf dem Dach C sollte eine Teilbelegung in Betracht gezogen werden, da dies die Amortisationszeit noch einmal verkürzt. Von einer Vollbelegung des Daches C ist definitiv abzuraten.