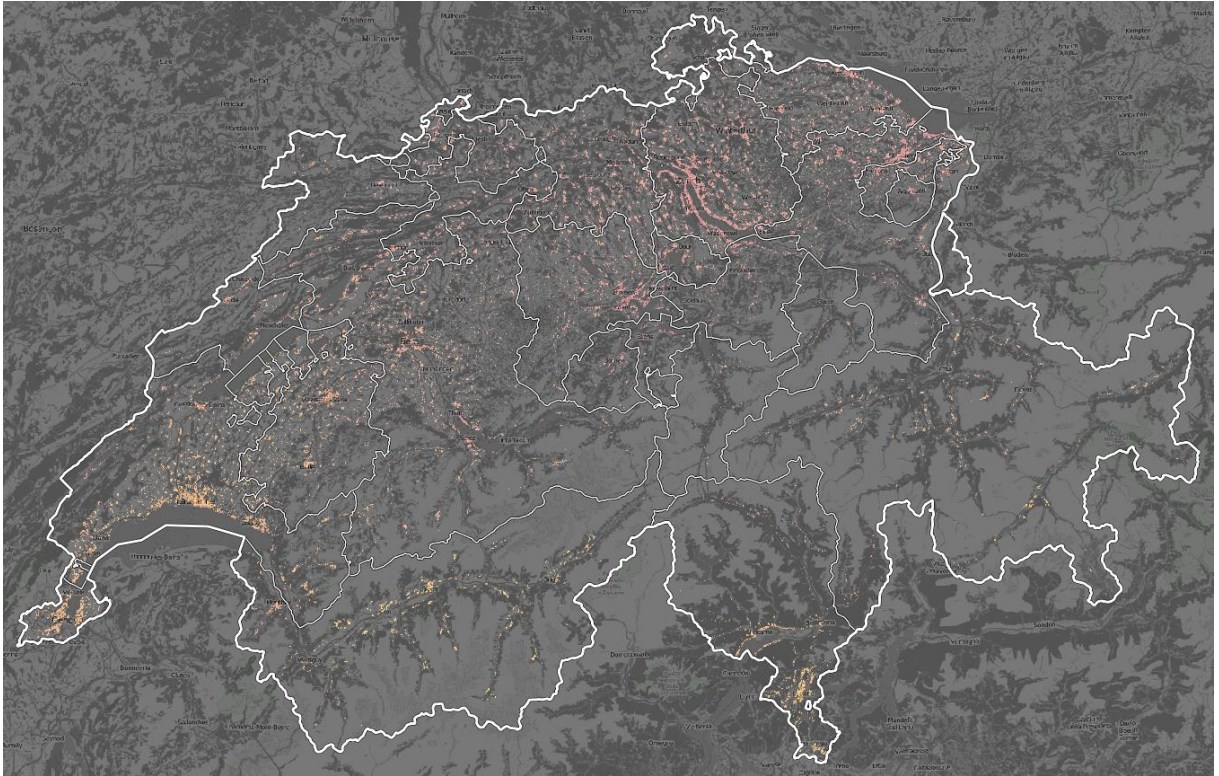




Schlussbericht 4. März 2018

Hotspot - Speicherung solarer Wärme im Untergrund auf direkt nutzbarem Temperaturniveau

Anforderungen und mögliche Schweizer Standorte



© HSR 2018



Datum: 4. März 2018

Ort: Rapperswil

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Solarwärme und Wärmespeicherung
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

SPF Institut für Solartechnik
Hochschule für Technik HSR
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autoren:

Florian Ruesch, florian.ruesch@spf.ch
Raphael Das Gupta, raphael.dasgupta@hsr.ch
Michel Haller, michel.haller@spf.ch

BFE-Bereichsleitung: Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Elimar Frank, elimar.frank@frank-energy.com

BFE-Vertragsnummer: SI/501571-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

In der Schweiz wird derzeit in vielen Anlagen bereits Solarwärme für die Regeneration von Erdsondenfeldern genutzt. Diese funktionieren somit als saisonale Speicher, welche nur indirekt, mittels Wärmepumpen auf einem niedrigen Temperaturniveau entladen werden können. Weltweit gibt es eine Hand voll Erdsonden-Systeme, welche auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau betrieben werden. So zum Beispiel der Erdsondenspeicher in Crailsheim (DE) mit einer solaren Deckung von 50%, oder die Drake Landing Solar Community (CA) mit einer solaren Deckung von über 90%. In diesem Bericht wird abgeklärt inwiefern solche Systeme auch in der Schweiz realisierbar sind.

Résumé

Plusieurs systèmes existes déjà qui utilise la chaleur solaire pour la régénération des champs géothermiques. Ceux-ci fonctionnent ainsi comme un stockage saisonnier à basse température, qui ne peut être déchargé qu'indirectement en utilisent des pompes à chaleur. Dans le monde entier, il existe une poignée de champs de sondes géothermiques fonctionnant à un niveau de température directement utilisable. Par exemple, l'accumulateur géothermique de Crailsheim (DE) avec une couverture solaire de 50%, ou la communauté solaire de Drake Landing (CA) avec une couverture solaire de plus de 90%. Ce rapport analyse dans quelle mesure des systèmes similaire sont réalisables en Suisse.

Summary

There are various systems in Switzerland that use solar heat for the regeneration of geothermal borehole fields. These borehole fields work as seasonal storages on low temperature levels, which can only be discharged indirectly with the help of heat pumps. Outside of Switzerland there are few systems working on higher temperature levels, such that heat from the borehole fields can be used directly. Examples are the seasonal ground energy store of Crailsheim (D) with a seasonal solar fraction of 50% or the Drake Landing Solar Community (CA) with a solar fraction of over 90%. In this report the feasibility of such systems for the conditions in Switzerland is analyzed.



Inhalt

Zusammenfassung	3
Résumé	3
Summary	3
1 Ziele und Vorgehen	5
1.1 Abgrenzung zu anderen Speichertechnologien	5
2 Methodik	8
2.1 Realisierte Anlagen	8
2.1.1 Groningen	8
2.1.2 Neckarsulm	9
2.1.3 Attenkirchen	10
2.1.4 Anneberg	11
2.1.5 Drake Landing Solar Community	11
2.1.6 Crailsheim	13
2.1.7 Braedstrup	14
2.2 Systemauslegung	15
2.3 Beladung des Speichers nach Inbetriebnahme	16
2.4 Speicherdesign	17
2.5 Kollektorfeld.....	19
2.6 Untergrund.....	21
2.6.1 Physikalische Eigenschaften des Untergrunds	21
2.6.2 Grundwasser	23
2.6.3 Austrocknungserscheinungen	24
2.7 Rechtliche/Regulatorische Rahmenbedingungen.....	24
3 Potenzialabschätzung	25
3.1 Geographische Analyse.....	25
3.1.1 Hydrogeologische Eignung	25
3.1.2 Solarstrahlung	29
3.1.3 Wärmebedarf	31
3.2 Überlagerung	32
3.3 Wirtschaftlichkeit.....	38
3.3.1 Kostenübertragung auf die Schweiz.....	39
4 Diskussion	41
4.1 Effizienz der Pilotprojekte.....	41
4.2 Vergleich mit Speicherung auf tiefem Temperaturniveau	43
4.3 Wirtschaftlichkeit.....	44
5 Zusammenfassung	45
6 Schlussfolgerung	46
7 Literatur	46
8 Anhang	50

1 Ziele und Vorgehen

Das Fehlen von wirtschaftlichen Möglichkeiten um die im Sommer fast unbegrenzt verfügbare Solarwärme saisonal zu speichern und im Winter zu nutzen, begrenzt die Anwendung von Solarwärme meist auf Systeme mit solaren Deckungsgraden von max. 30-50% des gesamten Wärmebedarfs von Gebäuden und Siedlungen. In der Schweiz wird derzeit in vielen Anlagen bereits Solarwärme genutzt für die Regeneration von Eisspeichern und von Erdsondenfeldern, und so saisonale Wärmespeicherung betrieben (zum Beispiel P+D Projekte Kindergarten Rapperswil-Jona [1], Reka-Feriendorf Blatten [2], Sotcha, Oberfeld [3], etc.). Diese Systeme benötigen immer eine Wärmepumpe für die Entladung dieser Speicher im Winter, was entsprechend mit Investitionskosten und elektrischen Energieaufwand für den Betrieb dieser Wärmepumpen verbunden ist. Zumeist werden für diese Systeme unabgedeckte Solarabsorber oder PVT-Kollektoren eingesetzt, weil niedrige Austrittstemperaturen in Verbindung mit den tieferen Kosten vorteilhaft sind. In diesem Projekt soll untersucht werden, inwiefern durch die Beladung von Erdsondenfeldern durch abgedeckte Kollektoren auf höhere Temperaturen auch eine direkte Nutzung der Wärme aus Erdsondenfeldern im Winter, und somit eine solare Deckung von nahezu 100% des Wärmebedarfs möglich ist.

Weltweit gibt es eine Hand voll Systeme, welche jeweils in Verbindung mit einem Nahwärmenetz nach diesem Prinzip arbeiten. So zum Beispiel der Erdsondenspeicher in Crailsheim (DE) mit einer solaren Deckung von 50%, oder die Drake Landing Solar Community (CA) mit einer solaren Deckung von über 90%. Um das Speichervolumen kompakt zu halten, wurden dabei Sonden mit einer Tiefe von ca. 50 m eingesetzt.

In diesem Projekt soll abgeklärt werden, inwiefern solche Systemkonzepte auch in der Schweiz realisierbar sind, und was für Voraussetzungen dafür gegeben sein müssen. Dabei werden sowohl hydrogeologische und rechtliche Voraussetzungen, als auch wirtschaftliche Rahmenbedingungen betrachtet.

1.1 Abgrenzung zu anderen Speichertechnologien

Erdsondenspeicher¹ sind eine Möglichkeit zur saisonalen Speicherung von thermischer Energie. Ein guter Überblick über die verfügbaren saisonalen Speichertechnologien für grössere Systeme bieten die Berichte zur saisonalen Speicherung aus dem IEA SHC Task 45 [4,5]. In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Speichertechnologien kurz zusammengefasst:

Wasserbehälter: Grosse, gut isolierte Wasserspeicher können zur saisonalen Speicherung von Wärme verwendet werden. Dabei sind unterschiedliche Ausführungen (erdvergraben oder freistehend, mit Beton- oder Metallhülle) möglich.

¹ auf Englisch abgekürzt BTES = borehole thermal energy storage.



Erdbeckenspeicher: Künstliche Erdbecken werden zum Teil isoliert und abgedichtet und mit einer isolierenden Abdeckung versehen. Diese Abdeckung wird vor allem in den neueren und grösseren Anlagen in Dänemark schwimmend realisiert. Es gibt aber auch Beispiele mit einer tragenden Dachkonstruktion. Eine bessere Tragfähigkeit des Speichers erreicht man, indem die Grube nicht nur mit Wasser, sondern mit wassergesättigtem Kies gefüllt wird. Dadurch wird zwar die volumetrische Speicherkapazität um den Faktor 1.3 - 2 vermindert, dafür kann jedoch der Platz über dem Speicher genutzt werden, weil die Konstruktion druckstabil ist.

Aquifer- oder Grundwasserspeicher: Grundwasserleiter können unter Umständen als thermische Speicher genutzt werden. Bedingung dazu sind eine hohe Wasserdurchlässigkeit, eine gute Dichtheit der begrenzenden Schichten und eine sehr geringe Fließgeschwindigkeit des Grundwassers. Zur Erschliessung werden zwei Schächte oder Bohrlöcher erstellt, welche als Brunnen bezeichnet werden. Im Sommer wird Grundwasser aus dem kalten Brunnen gepumpt, erwärmt und im warmen Brunnen wieder zurückgeführt. Im Winter wird in entgegengesetzter Richtung gepumpt und das erwärmte Grundwasser aus dem warmen Brunnen entnommen.

Ein entscheidendes Kriterium für den Vergleich von unterschiedlichen Speichertechnologien sind die spezifischen Kosten. Diese wurden von Mangold und Deschaintre [4] für einige Demonstrationsprojekte zusammengefasst (siehe Abbildung 1). Die tiefsten spezifischen Kosten weisen dabei Aquiferspeicher auf. Diese sind aber nur bei günstigen geologischen Konfigurationen realisierbar, wobei die Eignung der meisten Standorte im Voraus weitgehend unbekannt ist. Es sind daher meist aufwändige Abklärungen vor der Umsetzung nötig, welche mit hohen Vorinvestitionen verbunden sind. Auch mit Erdsondenspeichern sind tiefe Erstellungs- und Investitionskosten von 50 bis 100 Euro/m³ Wasseräquivalent möglich. Die Investitionskosten von Erdbeckenspeichern liegen bezüglich aktivierter Wärmekapazität leicht über den Kosten von Erdsondenspeichern. Bei den grossen dänischen Erdbeckenspeichern wurden jedoch sehr tiefe Investitionskosten erreicht (z.B. Marstal-2 in Abbildung 1). Mit Wasser gefüllte Erdbeckenspeicher haben den Vorteil, dass eine Temperaturschichtung erzielt werden kann und dass eine sehr grosse Entzugsleistung zur Verfügung steht. Bei Erdsondenspeichern wird die Beladungs- und Entzugsleistung durch die Anzahl der Sonden beschränkt. Beim Entzug entsteht ein sogenannter "Temperaturtrichter" in welchem sich das Erdreich im Sondennahbereich rascher und stärker abkühlt als zwischen den Sonden. Das sondennahe Erdreich wirkt dann als thermischer Widerstand zwischen dem Wärmeträgerfluid in der Sonde und den etwas entfernteren Erdschichten zwischen den Sonden. Eine Aktivierung dieser Zwischenbereiche erfordert daher grosse Temperaturunterschiede oder lange Betriebszeiten. Errechnete thermische Kapazitäten von unterschiedlichen Speichertechnologien sind daher nicht direkt vergleichbar.

Der Flächenbedarf von Erdbeckenspeichern könnte in der Schweiz an vielen Orten ein Problem sein. Gerade bei den in Dänemark erfolgreich realisierten Erdbeckenspeichern mit schwimmender Abdeckung kann der Platz nicht weiter

genutzt werden. Bei Aquifer- aber auch weitgehend bei Erdsondenspeichern - ist die Nutzung des Grundstückes wenig eingeschränkt. In den letzten Jahren wurden in der Schweiz einige Erdsondenfelder unter der Grundplatte von Gebäuden errichtet.

Interessant ist auch die geographische oder länderspezifische Häufung einzelner Technologien. So werden in Dänemark vermehrt Erdbeckenspeicher erstellt. In Holland oder auch im Pariser Becken gibt es eine Häufung von Aquiferspeichern. Dies hat sicherlich mit den geologischen Rahmenbedingungen, aber auch mit den Erfahrungen und dem vorhandenen Knowhow zu tun. Diesbezüglich kann in der Schweiz auf eine Vielzahl realisierter Erdsondenfelder zurückgegriffen werden. Wobei diese für tiefere Temperaturniveaus und deshalb ohne Isolation gegen oben realisiert wurden, was zu entsprechend tieferen Kosten führt.

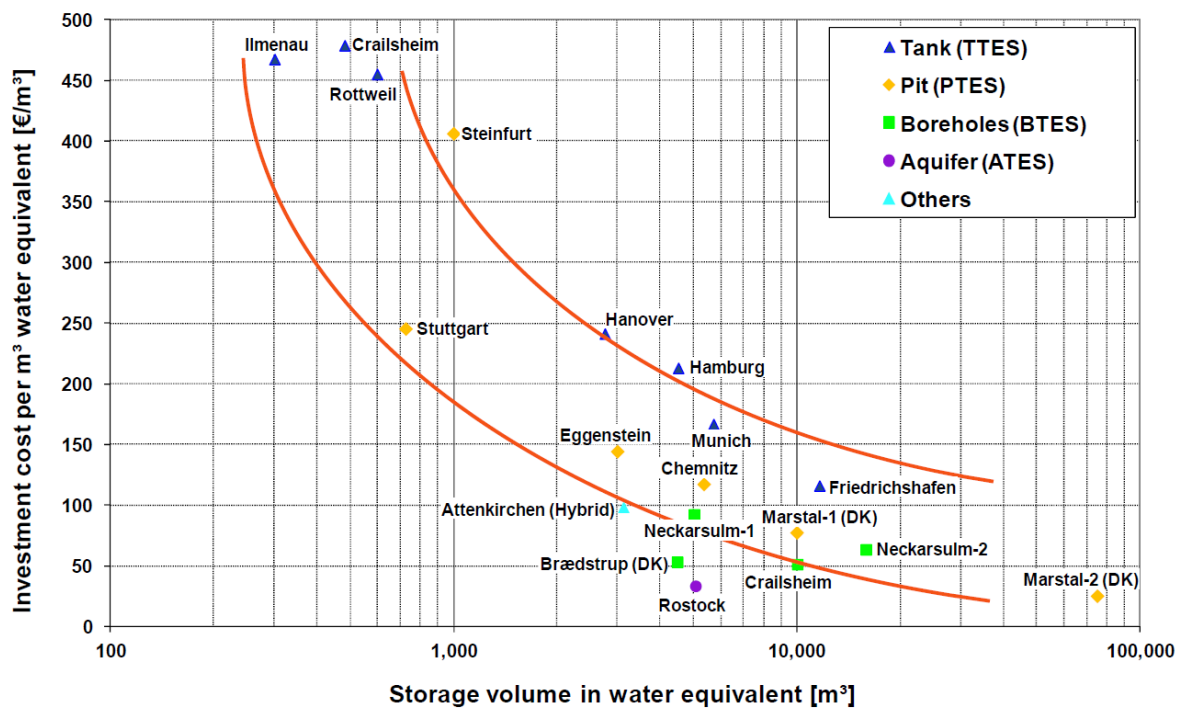


Abbildung 1: Spezifische Kosten von Demonstrationsobjekten in Abhängigkeit von Speichertechnologie und Speichergrosse. Quelle:[4].



2 Methodik

In den folgenden Abschnitten wird ein Überblick über bereits realisierte Projekte gegeben. Danach werden die Erfahrungen aus Design, Realisation und Betrieb zusammengefasst, die Rahmenbedingungen in der Schweiz diskutiert und geeignete Standorte ausgemacht.

2.1 Realisierte Anlagen

Einen sehr guten Überblick über frühe Erfahrungen mit saisonaler Speicherung von Solarwärme bietet die Wegleitung zur saisonalen Wärmespeicherung der SIA aus dem Jahr 1998 [6]. Auch in der Schweiz wurde bereits in den 80er Jahren ein grosser Erdsondenspeicher (258 Sonden mit 15 m Tiefe) in Verbindung mit einem grossem Solarkollektorfeld (950 m²) unter einem Industriegebäude in Meyrin realisiert [7]. Dieser wurde allerdings für den indirekten Betrieb mit einer Gaswärmepumpe und Temperaturen von 5 °C bis 35 °C konzipiert. In den folgenden Abschnitten werden einige internationale Beispiele zur Speicherung von Solarwärme in Erdsondenfeldern auf direkt nutzbarem Temperaturniveau genauer beschrieben.

2.1.1 Groningen

In den 80 Jahren des letzten Jahrhunderts wurde ein erstes grosses System mit grossem Kollektorfeld und zentralem saisonalem Erdwärmespeicher in Groningen (Holland) erstellt. Dabei wurden 96 Solarhäuser mit insgesamt 2400 m² Vakuumröhrenkollektoren unterstützt. Im Zentrum der Siedlung wurde ein Erdspeicher mit 360 Sonden mit einer Tiefe von 20 m erstellt. Die Sonden wurden mit einer speziellen Vorrichtung in die lockeren Schichten vibriert, und das Erdreich wurde gegen oben isoliert. Eine konzentrische Anordnung mit einer seriellen Verrohrung der einzelnen Sonden sollte eine thermische „Schichtung“ mit warmem Kern und kälterem Aussenbereich ermöglichen. Der Speicher wurde in wassergesättigtem Untergrund erstellt, wobei sowohl Sand, als auch Lehmschichten mit kleinem Wasserdiffusionskoeffizienten vorhanden waren. Es wurde angenommen, dass diese Lehmschichten die freie Konvektion des Grundwassers bremsen. Ein Grundwasserfluss war in dieser Region nicht messbar vorhanden. Der saisonale Speicher wurde mit einem 100 m³ Wasserspeicher für Leistungsspitzen ergänzt [8].



Abbildung 2: Übersichtszeichnung des Groningen Projekts von 1983. Quelle: Aart Snijders, IFTech.

Das System wurde errichtet und überwacht und hat grundsätzlich lange Zeit zuverlässig funktioniert. Der Beitrag des Langzeitspeichers war allerdings etwas geringer als erwartet. Zwei Effekte haben die Effizienz des saisonalen Speichers negativ beeinflusst:

- Freie Konvektion des Grundwassers. Durch die Sondenbohrungen wurde der konvektionsbremsende Effekt von vorhandenen Lehmschichten gestört.
- Mehr Kurzzeitspeicherung im Wasserspeicher und daher weniger Langzeit Speicherung im saisonalen Erdspeicher.

Nach fast dreissig Betriebsjahren wurde das Kollektorfeld ersetzt. Dabei wurden moderne Flachkollektoren an Stelle der ursprünglich eingesetzten Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt, so dass das System noch heute funktioniert.

2.1.2 Neckarsulm

In Neckarsulm-Amorbach wurde ab 1997 in drei Etappen ein solar unterstütztes Nahwärmenetz mit saisonalem Erdsondenspeicher erbaut. Dabei wurden insgesamt 5'500 m² Flachkollektoren installiert und 528 Sonden mit 30 m Tiefe gebohrt. Ein Grundwasserleiter hat in diesem Falle die mögliche Tiefe des Speichers beschränkt. Das Nahwärmenetz erreichte nach dem dritten Ausbau einen solaren Deckungsgrad von ca. 40 %, wobei auf lange Zeit ein Deckungsgrad von 50% angestrebt wurde [9]. Um die Nutzung des Speichers zu verbessern wurde das System im Jahr 2008 mit einer Wärmepumpe ergänzt. Damit konnte der Speicher auf tiefere Temperaturen entladen werden, und die Effizienz von Speicher und Solarkollektoren wurde erhöht [10]. Ein Vergleich der Primärenergie hat aber gezeigt, dass der Primärenergieverbrauch durch den Einsatz der



Wärmepumpe gestiegen ist, wenn mit dem deutschen Strom-Mix gerechnet wird [10].

2.1.3 Attenkirchen

In einem Neubaugebiet in Attenkirchen (D) wurde ab dem Jahr 2000 ein solar unterstütztes Nahwärmenetz mit saisonalem Speicher für 30 Neubauwohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern und eine Tennishalle errichtet. Dabei wurde ein spezieller Hybrid-Speicher (siehe Abbildung 3) erstellt. Dieser beinhaltet einen zentralen Wasserspeicher aus Beton, welcher hohe Leistungsspitzen aus dem Solarfeld aufnehmen kann. Er wurde weder isoliert noch gegen Wasserdiffusion ins Erdreich ausgekleidet. Dieser Speicher wurde im Zentrum eines Erdsondenfeldes platziert, welches thermische Verluste wieder aufnehmen und dem System zuführen kann. Über dem gesamten Speicher (Wasser und Erdsondenfeld) wurde eine isolierende Schicht verlegt, welche Verluste gegen oben verringert. Der zentrale Speicher beinhaltet 500 m³ Wasser und es wurden 90 Sonden mit einer Tiefe von 30 m gebohrt. Das Kollektorfeld hat eine Bruttofläche von 836 m² [11]. Mehrere Wärmepumpen wurden eingesetzt um die Temperatur aus unterschiedlichen Regionen des Speichers auf ein direkt nutzbares Temperaturniveau anzuheben. So können z.B. die bereits ausgekühlten Erdsonden im Winter noch als Quelle für eine Wärmepumpe dienen, welche den zentralen Wasserspeicher auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau hält.

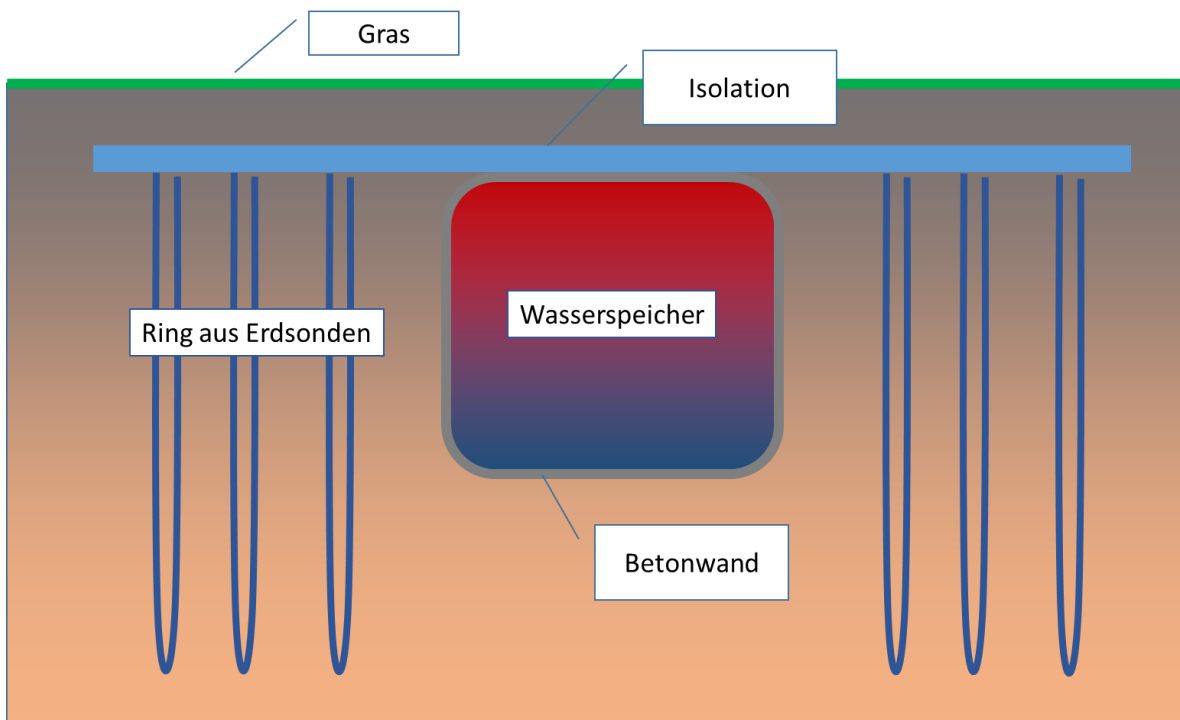


Abbildung 3: Aufbau des saisonalen Speichers in Attenkirchen, mit nicht wärmedämmtem Wasserspeicher mit Betonhülle und umgebenden Erdwärmesonden [11].

Es wurden weniger Wohneinheiten als geplant errichtet und es konnten Probleme mit der Regel- respektive Steuerungsstrategie festgestellt werden, welche zu einem erhöhten Elektrizitätsbedarf den Umwälzpumpen führten. Bei Systemen mit Wärmepumpen ist der Solare Deckungsgrad eine nur bedingt aussagekräftige

Grösse, weil nicht klar ist, wie zwischen Solarerträgen auf direkt nutzbaren Temperaturniveaus und Erträgen, welche nur durch die Temperaturerhöhung der Wärmepumpen genutzt werden können, unterschieden werden soll. Speziell bei diesem System wird dies durch die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Speicher erschwert. Weil dem System von aussen ausschliesslich elektrische Energie für den Betrieb der Wärmepumpe und der Solaranlage zugeführt wird, kann eine Jahresarbeitszahl analog zu reinen Wärmepumpensystemen angegeben werden. Ohne Einbezug der Pumpenergie erreicht das System, bezogen auf die an das Nahwärmenetz abgegebene Energie, eine Jahresarbeitszahl von 4.0 (Saison 2005/2006) [11].

2.1.4 Anneberg

Ein System mit 50 Wohneinheiten und 2400 m² Kollektorfläche wurde im Jahr 2002 in Anneberg (Schweden) realisiert. Der saisonale Erdsondenspeicher wurde dabei mit 100 Sonden, welche 65 m tief gebohrt wurden, etwas anders ausgelegt. Der Speicher wurde im Festgestein mit einer sehr hohen Leitfähigkeit (4.1 W/(mK)) realisiert. Es wurde eine rechteckige Form gewählt, und jeweils 2x5 Sonden seriell verrohrt, so dass auch hier eine Art Schichtung von zwei Seiten zur Mitte hin erzielt wurde. Das System wurde mit 13 dezentralen Stationen mit Einspeisepunkten für kleinere Kollektorfelder und jeweils einem Pufferspeicher errichtet. Aus jeder Station werden einige Wohneinheiten mit Wärme für die Raumheizung (Tieftemperaturverteilsystem mit 32°C Vorlauf) und das Warmwasser versorgt. Die Nachheizung erfolgt in jeder Wohneinheit sowohl für das Warmwasser als auch für die Raumheizung mit dezentralen Elektroerhitzern.

Ursprünglich wurde das System für einen solaren Deckungsgrad von 70% ausgelegt [12]. Eine neuere Datenanalyse hat einen deutlich niedrigeren solaren Deckungsanteil von ca. 40 % gezeigt [13]. Dies lag aber nicht an der Effizienz des saisonalen Speichers, sondern an einer Kombination anderer Effekte:

- Deutlich höher Wärmeverlust im Verteilnetz und den dezentralen Stationen.
- Geringerer Wirkungsgrad des Kollektorfeldes. Dies konnte damit erklärt werden, dass die Abdeckungsscheiben bei einigen Kollektoren gebrochen waren, jedoch nicht ersetzt wurden.
- Höherer Verbrauch durch gesteigerte Komfort Ansprüche der Nutzer. Für die ursprüngliche Auslegung wurde eine Raumtemperatur von 20°C angenommen, welche in vielen Fällen überschritten wurde.
- Ungewollte Zirkulation und somit Wärmeverluste während der Nacht über das Kollektorfeld.

2.1.5 Drake Landing Solar Community

Das in den letzten Jahren viel diskutierte Beispiel „Drake Landing Solar Community“ (DLSC) in Okotoks in der Nähe von Calgary (Alberta/Kanada) wurde im Jahr 2007 erstellt und in Betrieb genommen [14]. Es wurden 52 Häuser mit einem gemeinsamen Kollektorfeld sowie einem saisonalen Erdspeicher ausgestattet. Dieses wird zum Beheizen der Gebäude verwendet, welche über eine



Lufterhitzer/-Verteilung übertragen wird. Aus diesem Grund wird eine relativ hohe Vorlauftemperatur von 55 °C im Auslegefall benötigt. Jedes Gebäude besitzt eine dezentrale solare Warmwasserbereitstellung mit jeweils 4 m² zusätzlicher Kollektorfläche, welche nicht mit dem zentralen System verbunden ist.

Das zentrale System umfasst fast 2300 m² thermische Flachkollektoren, welche auf einem durchgehenden gemeinsamen Garagendach montiert wurden. Der saisonale Speicher umfasst 150 Sonden mit einer Tiefe von 35 m, welche konzentrisch angeordnet und seriell verrohrt wurden. Dieser wurde nach oben isoliert und gegen Regenwasser mit einer Folie abgedichtet. Das System wird von einer zentralen Energiestation gesteuert, welche einen Kurzzeitspeicher mit 240 m³ Wasserinhalt und einen Gasbrenner beinhaltet. Die Nachheizung erfolgt hier zentral.

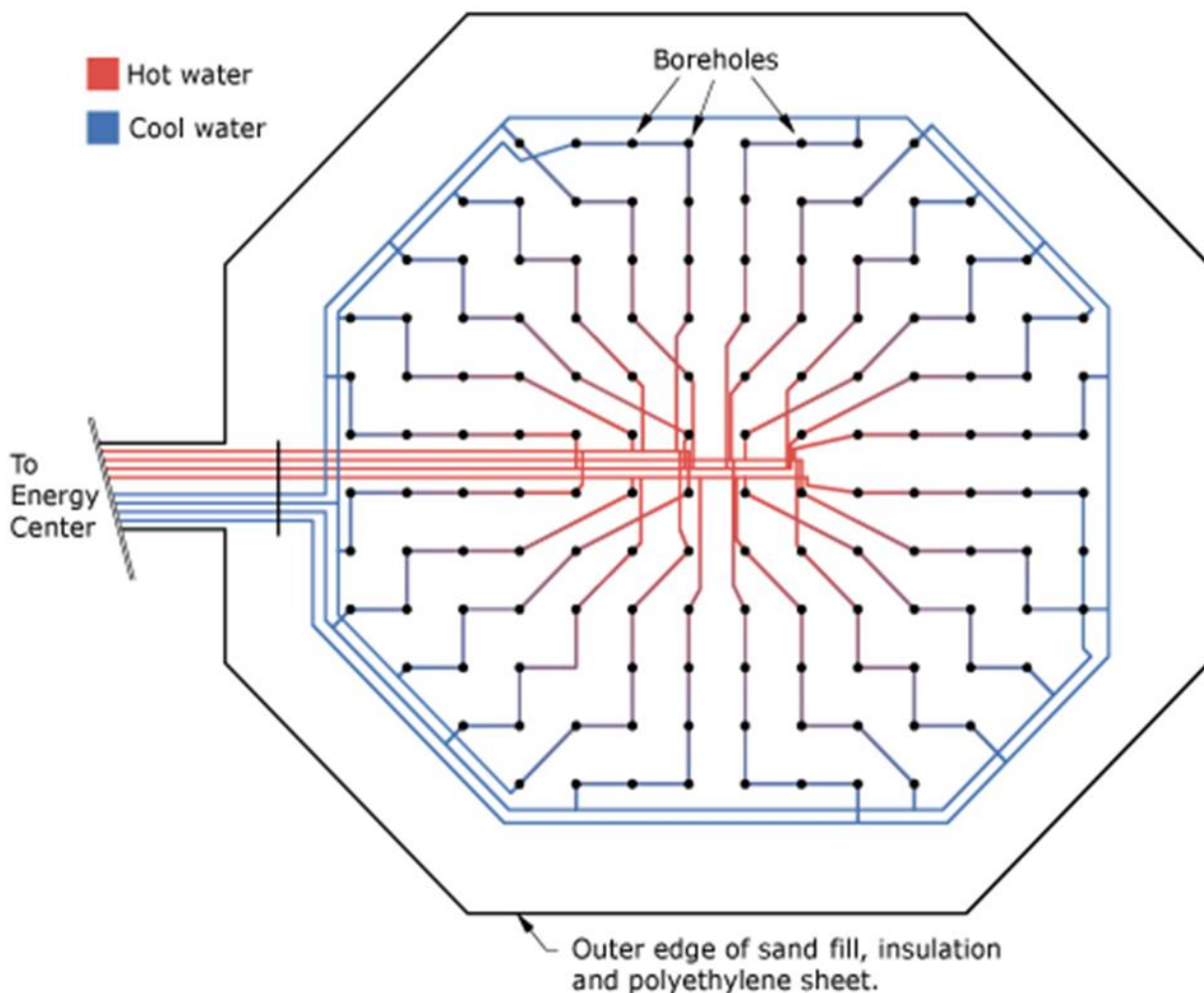


Abbildung 4: Verrohrung des Erdspeichers der Drake Landing Solar Community. Quelle: [14]

Das System wurde auf einen solaren Deckungsgrad von 90% nach fünf Betriebsjahren für die Raumwärme ausgelegt. Die Auslegungswerte wurden erreicht und im Jahr 2015 mit 100% solarer Deckung für Raumwärme sogar überschritten. Leider sind keine Daten zu den solaren Warmwassersystemen verfügbar, so dass keine Bilanz für Raumwärme und Warmwasser kombiniert gezeigt werden kann.

2.1.6 Crailsheim

In Crailsheim wurde in den Jahren 2003-2008 ein Fernwärmenetz mit einer grossen Solaranlage ausgestattet. Diese beinhaltet 7300 m² Flachkollektoren, mit Wasser gefüllte Pufferspeicher von insgesamt 590 m³ Inhalt und einen Erdsondenspeicher mit 80 Sonden a 55 m Tiefe [15]. Mit dieser Anlage wird ein solarer Deckungsgrad von ca. 50% erreicht. Die andere Hälfte der Energie wird aus dem städtischen Fernwärmenetz bezogen, welche von einem CHP Kraftwerk und Gasbrennern beheizt wird. Das solare Wärmenetz von Crailsheim wird mit hohen Vorlauftemperaturen bis 75 °C betrieben und stellt daher für die Wärmeverbraucher und die Wärmeverteilung keine speziellen Ansprüche. Somit ist das Netz mit anderen modernen Nah- und Fernwärmenetzen vergleichbar. Um die Rücklauftemperatur tief zu halten, und damit einen effizienten Betrieb des Solarsystems zu gewährleisten, wurde von den Stadtwerken ein beträchtlicher Aufwand mit einem Qualitätssicherungsprogramm eingeführt. Bedingt durch die hohen Vorlauftemperaturen wurde eine Hochtemperatur-Wärmepumpe installiert, welche den Erdsondenspeicher als Quelle nutzt, wenn die Temperatur für eine direkte Nutzung nicht mehr ausreicht (bei 15-45 °C). Die Kapazität des Erdsondenspeichers konnte durch das Ausnützen eines grossen Temperaturbereiches (15-80°C) erhöht werden. Allerdings wird diese höhere Ausnützung mit dem elektrischen Energieaufwand für den Betrieb der Wärmepumpe bezahlt.

Die 80 Sonden des Erdsondenspeichers wurden kreisförmig, mit einem Abstand von 3 m angelegt, wobei die Sonden in zwei Zonen unterteilt wurden [15]. Eine wärmere Kernzone und eine kältere Randzone. Die Verrohrung wurde so gestaltet, dass der Speicher mit wenig Verrohrungsaufwand mit weiteren 80 Sonden als zusätzliche Randzone um den bestehenden Speicher ergänzt werden kann. Der Entscheid zum Bau dieser Erweiterung wurde an die Betriebserfahrungen und an die Entwicklung des Wärmebedarfs in angrenzenden Neubaugebiet geknüpft. Im Gebiet des Crailsheimer Erdsondenspeichers befinden sich zwei Grundwasserschichten, auf den obersten 4 m und auf 60 m Tiefe. Um Wärmeverluste zu verhindern, wurden die obersten Meter der Sonden mit einer schlecht leitenden Hinterfüllung verpresst. Die Tiefe wurde so gewählt, dass der untere Grundwasserleiter nicht erreicht wurde. Der Erdsondenspeicher wurde somit also zwischen zwei Grundwasserleitern gebaut. Gegen oben wurde der Speicher mit Schaumglasschotter isoliert. Diese Isolation liegt jedoch oberhalb des Grundwasserleiters. Zum Einfluss des Oberflächenwassers auf die Verluste des Speichers konnten keine Publikationen gefunden werden.



Abbildung 5: Übersicht über das solare Fernwärmenetz Crailsheim. 1. Kollektorfelder auf Lärmschutzwall. 2. Zentrale. 3. Heisswasserspeicher 480 m³. 4. Solaranlagensteuerung und Solaranlage auf Dächern. 5. Pufferspeicher 100 m³. 6. Erdsondenspeicher. Quelle: Stadtwerke Crailsheim GmbH.

2.1.7 Braedstrup

In Braedstrup wurde nach dem Vorbild von Crailsheim ein Pilot-Erdsondenspeicher gebaut und in ein solares Fernwärmnetz integriert. Dieser umfasst 50 Sonden auf 50 m Tiefe [4]. Er wird mit 85 °C beladen und mit einer Wärmepumpe auf ein tiefes Temperaturniveau von 10°C entladen. Allerdings handelt es sich bei der Anlage in Braedstrup um ein grosses Fernwärmenetz mit geringem solarem Deckungsgrad. Durch den Bau des Erdsondenspeichers konnte die Kollektorfläche auf über 18'000 m² vergrössert und der solare Deckungsgrad von ca. 10 % auf ca. 20% erhöht werden [16]. Bei diesem Speicher konnten Muschelschalen als günstige Alternative zu Schaumglasschotter für die Oberflächenisolation eingesetzt und erfolgreich getestet werden [4].

2.2 Systemauslegung

Aufgrund der Angaben zu den Demonstrationsprojekten und aus Simulationsstudien wurden Systemkennzahlen ermittelt, welche dann analysiert und verglichen werden können (Tabelle 1). Die Anlage in Braedstrup ist nur auf einen sehr kleinen Deckungsgrad ausgelegt und daher nur schwer mit den anderen Projekten vergleichbar.

Alle bisher realisierten Projekte sind an ein Nah- oder Fernwärmenetz angeschlossen, welches hauptsächlich Wohneinheiten versorgt. In Anneberg geschieht die Verteilung auf dem Temperaturniveau des Speichers respektive der Solaranlage und eine weitere Erwärmung wird in mehreren dezentralen Stationen ausgeführt. In den anderen Projekten wird die zusätzliche Erwärmung zentral und von Gasbrennern oder Wärmepumpen ausgeführt. Generell sind sowohl die Auslegungskriterien, die geographischen Gegebenheiten und die Wärmeabnehmer unterschiedlich. Daher wurden auch die Systeme unterschiedlich geplant. Es ist deshalb schwierig generelle Empfehlungen zum Aufbau eines Systems zu machen. Dennoch gibt es einige Gemeinsamkeiten und Erfahrungen, wodurch generelle Empfehlungen zu Aufbau von Solarsystemen mit saisonaler Speicherung in Erdsondenfeldern abgeleitet werden können.

- Alle Systeme verfügen über wassergefüllte Kurzzeit-Pufferspeicher um Leistungsspitzen aus dem Solarfeld abzufangen. Diese wurden jedoch unterschiedlich gross dimensioniert oder unterschiedlich ausgeführt.
- Bei allen Wärmeverteilsystemen wurde auf eine tiefe Rücklauftemperatur geachtet. Dies mit unterschiedlichem Erfolg. Massnahmen zum Einhalten einer tieferen Rücklauftemperatur werden oft auch als weiterführende Massnahme nach Inbetriebnahme einer Anlage aufgeführt. Bei einigen Systemen wurden Vorlauftemperaturen über 70°C realisiert. Diese liegen in einem ähnlichen Bereich wie bei heutigen konventionellen Nah- und Fernwärmesystemen. Diese Temperaturen erreichten jedoch nur Systeme, welche im Winter mit einer Wärmepumpe entladen werden.
- Die Speicherwirkungsgrade der realisierten Systeme bewegen sich nach einigen Betriebsjahren meist etwas unterhalb von 50%. Der tiefste Wert von 36% wurde von der Drake Landing Solar Community ausgewiesen, wobei sich dieser auf das 5. Betriebsjahr mit speziell niedrigem Speicherwirkungsgrad bezieht. Ein höherer Speicherwirkungsgrad wurde bei den Speichern in Crailsheim und Attenkirchen angegeben, bei welchen aber mit einer Wärmepumpe auf ein Temperaturniveau deutlich unter der direkten Nutztemperatur entladen wird. Bei ausschliesslich direkter Nutzung und Speichern in der Grössenordnung von 5'000 bis 10'000 m Gesamtsondenlänge ist also bei Erdspeichern der realisierten Grössenordnung von einem Speicherwirkungsgrad unter 50 % auszugehen. Eine deutliche Vergrösserung des bewirtschafteten Volumens gegenüber den bereits realisierten Speichern könnte das Verhältnis von Speicherkapazität zu Oberfläche verbessern und somit die Verluste verringern. Von Sibbitt u.a. [17] wurden Simulationen für ein System analog zur Drake Landing Solar Community durchgeführt, welches aber etwa um den Faktor zwanzig vergrössert wurde. Dabei hat sich gezeigt, dass dadurch der Speichernutzungsgrad auf über 85% erhöht werden könnte (siehe



Abbildung 7 im Kapitel 2.5.1). Höhere Speicherwirkungsgrade können auch mit einer Entladung durch eine Wärmepumpe erreicht werden, was jedoch naturgemäss mit dem elektrischen Energieaufwand der Wärmepumpe bezahlt wird.

Tabelle 1: Kennzahlen von Demonstrationsprojekten und daraus abgeleiteten Simulationen.

Ref	Stadt	$\frac{A_{col}}{Q_{heat}}$	$\frac{L_{bore}}{A_{col}}$	Q_{heat}	H_o	$\frac{A_{col} H_o}{Q_{heat}}$	F_{sol}	η_{BTES}	T_{BTES}
		m ² /MWh	m/m ²	MWh	kWh/m ²				°C
Monitoring									
[14]	DLSC (CA)	3.3	2.2	703	1381	4.5	90%	36%	44-68
[13]	Anneberg (SE)	4.2	2.7	565	1070	4.5	40%	46%	27-42
[18]	Neckarsulm (DE)*	3.2	0.0	1700	1150	3.7	50%**	41%	-85
[11]	Attenkirchen (DE)	1.7	3.2	487	1170	2.0	74%***	82%	15-90
[19]	Crailsheim (DE)	1.8	0.6	4100	1130	2.0	50%**	70%	20-65
[20], [8]	Groningen (NL) ²	3.2	3.0	1162	1000	3.2	63%	23%****	-
Simulation									
[19]	DLSC (CA)	3.5	2.3	653	1381	4.8	89%	41%	-
[22]	Helsinki (FI)	3.5	2.2	655	935	3.3	70%	46%	-
[22]	Hohhot (CHN)	3.6	2.2	632	1590	5.8	95%	45%	-
[22]	Dublin (IRL)	3.8	2.2	608	1060	4.0	95%	30%	-
[22]	Oviedo (ES)	5.5	5.8	156	1350	7.5	100%	15%	-
[22]	Perpignan (FR)	4.9	8.8	117	1600	7.9	100%	10%	-
* Vor Einbindung der Wärmepumpe ** Designwerte nach Aufwärmphase, kein gemessener Wert *** Bezogen auf Elektrizität, also auch mit Beiträgen auf der Quellseite der Wärmepumpe **** Im zweiten Betriebsjahr									

A_{col} : Kollektorfeldgrösse (wenn differenzierte Angaben vorhanden, dann Bruttofläche)

Q_{heat} : Wärmebedarf

L_{bore} : Gesamtsondenlänge

H_o : Solare Einstrahlung in die Horizontale

F_{sol} : Solarer Deckungsgrad (Anteil des Bedarfes, der über das Solarsystem gedeckt werden kann. Netzverluste werden z.T. dem Bedarf angerechnet, Speicherverluste nicht.)

η_{BTES} : Speicherwirkungsgrad (bezogene Energie/ eingespiesene Energie)

T_{BTES} : Bereich der Speichertemperaturen

2.3 Beladung des Speichers nach Inbetriebnahme

Saisonale Erdsondenspeicher stehen in thermischem Kontakt mit dem umgebenden Erdreich, welches sich durch den Betrieb des Speichers langsam erwärmt. In den ersten Betriebsjahren geht mehr Energie an das noch relativ kalte Erdreich verloren. Mit zunehmender Temperatur des umgebenden Erdreiches nehmen die Verluste ab. Erdsondenspeicher müssen daher über mehrere Jahre

aufgeladen werden, bis die volle Funktionalität erreicht wird. Dies ist in Abbildung 6 anhand der gemessenen Speicherwirkungsgrade im Verlauf der ersten zehn Betriebsjahre für die Drake Landing Solar Community ersichtlich. In den ersten vier Jahren kann eine starke Erhöhung des Speicherwirkungsgrades beobachtet werden. Es dauert also ca. drei bis vier Jahre bis die volle Funktionalität eines solchen Systems erreicht ist. Danach ist der Einfluss des Wetters deutlich stärker aus der Effekt der Speicheraufladung. Der Einfluss des Wetters führt zu Schwankungen zwischen 32 % und 56 %. In warmen, sonnenreichen Jahren liegt der Speicherwirkungsgrad tiefer und es wird viel mehr eingespiessen als bezogen. Das Jahr 2015 mit dem tiefsten Speichernutzungsgrad war ebenfalls das wärmste und in der Folge wurde eine solare Deckung von 100 % erreicht. Der übermässige Wärmeeintrag kann nachfolgenden Jahren mit schlechterem Wetter zugutekommen. Bei grossen Erdsondenfeldern ist also nicht nur eine saisonale, sondern zu einem gewissen Teil auch eine Speicherung über mehrere Jahre mit unterschiedlichem Wetter möglich.

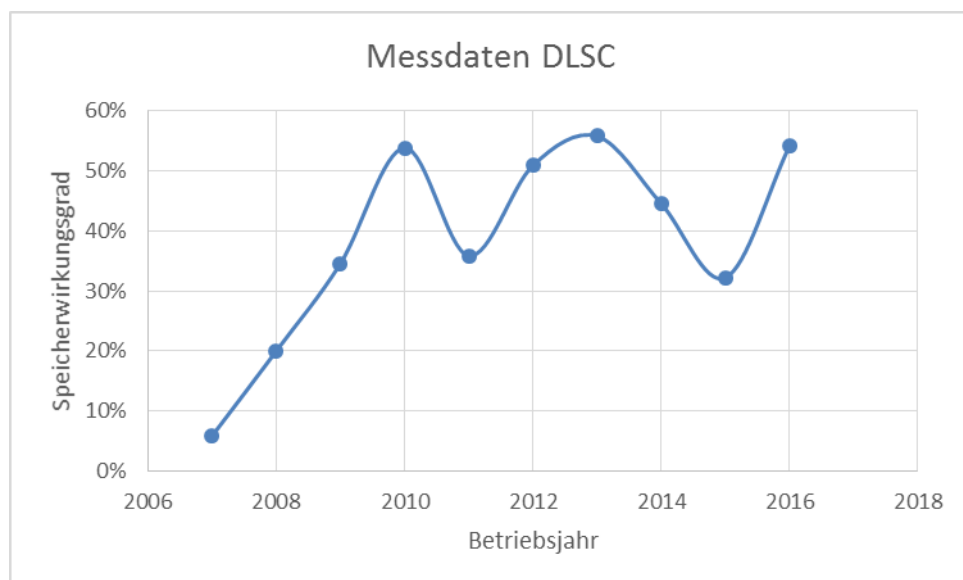


Abbildung 6: Gemessener Speicherwirkungsgrad der Drake Landing Solar Community in den ersten zehn Betriebsjahren. Grafik generiert mit Daten aus [23].

2.4 Speicherdesign

- Form:** Grundsätzlich ist für die Speicherung eine kompakte Form des Speichervolumens anzustreben um das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen und somit die Wärmeverluste gering zu halten. Aus diesem Grund wurden die Speicher bei den meisten Projekten in einer runden Form mit konzentrischen Zonen angelegt. Die Tiefen der Speicher sind hingegen unterschiedlich. Von Sibbitt u.a. [14] wurde das Verhältnis von Durchmesser (D) zur Tiefe oder Länge (L) der Sonden systematisch variiert um eine optimale Konfiguration zu finden. Dabei hat sich gezeigt, dass mit einem Verhältnis D/L von ca. 0.5-1.5 (bei sehr grossen Speichern sogar bis ca. 3.5) ähnlich hohe solare Deckungsgrade möglich sind. Diese Resultate sind in Kapitel 2.6.1 genauer erläutert. Daraus lässt sich folgern, dass die Form des Speichers bis zu einem gewissen Grad den lokalen Gegebenheiten



angepasst werden kann. So hat bei den meisten der oben beschriebenen Beispiele ein Grundwasserleiter die Speichertiefe limitiert.

- **Grösse:** Weil Erdsondenspeicher nur gegen oben gedämmt werden können, treten relevante Wärmeverluste gegen das umgebende Erdreich auf. Je grösser der Speicher, desto kleiner wird das Verhältnis von Oberfläche zu Speichervolumen, und desto besser wird der Speichernutzungsgrad. Daher machen bei hohen Temperaturen nur grosse Speicher Sinn, und entsprechend gross muss der daran angeschlossene Wärmebedarf sein. Der Speichernutzungsgrad ist zum einen von der Speichergrösse und zum anderen vom Temperaturniveau abhängig. Die Pilotprojekte haben gezeigt, dass bei einer direkten Nutzung (ca. 40-80 °C) und einer Gesamtsondenlänge von 5000-10'000 m Speichernutzungsgrade von ca. 50% möglich sind. Eine Vergrösserung um das Zwanzigfache würde den Speichernutzungsgrad je nach Untergrund auf 75-85 % erhöhen (siehe auch Kapitel 2.6.1). Der Einsatz einer Wärmepumpe zur tieferen Entladung des Speichers im Winter hat einen vergleichbaren Effekt auf den Speichernutzungsgrad. Damit wurden Speicherwirkungsgrade von 70-84 % erzielt.
- **Verrohrung:** Mit einem konzentrischen Aufbau des Speichers kann eine gewisse „Schichtung“ mit warmem Kern und weniger warmem Aussenbereich erzeugt werden. Dazu werden mehrere Sonden (in den vorgestellten Beispielen sind es 2-7) in Serie geschaltet, womit auch eine grössere Spreizung bei der Be- und Entladung herbeigeführt werden kann. Während des Baus stellen die herausragenden Enden der bereits gebohrten Sonden auf Grund der geringen Abstände eine Herausforderung dar. Es muss darauf geachtet werden, dass diese bei den Bohrarbeiten nicht geknickt und beschädigt werden.
- **Sondenabstand:** Ein Abstand von 3 m zwischen den Sonden hat sich etabliert. Grundsätzlich wäre ein noch engerer Abstand für Saisonspeicher wünschenswert [17]. Je enger der Abstand zwischen Sonden, desto grösser die Gefahr, bei der Bohrung eine schon fertig gestellt Sonde anzubohren und diese zu verletzen. Die oben erwähnten Beispiele von Hochtemperatur-Erdsondenspeichern weisen Tiefen bis ca. 50 m auf. Die relativ geringe Tiefe vermindert das Risiko einer Überschneidung der Bohrlöcher. Bei den Tieftemperaturspeichern in der Schweiz mit Tiefen von 200-300 m wurden aus diesem Grund grössere Abstände gewählt.
- **Sondenmaterial:** Standardsonden werden aus Polyethylen hergestellt, welches sich nicht für den Einsatz über 40 °C eignet. Es werden unterschiedliche Varianten von Polyethylen mit höherer Dichte und mit besserer Temperaturbeständigkeit (z.B. PE 100 HD) angeboten, welche Temperaturen bis 95°C ausgesetzt werden können. Dieses ist jedoch bei Experten wegen der beschränkten Langzeitdruckstabilität umstritten. Des Weiteren wird für Hochtemperaturanwendungen Sondenmaterial aus vernetztem PE (Xa, Xb, oder Xc) angeboten, welches eine bessere mechanische Stabilität und gleichzeitig eine hohe Temperaturbeständigkeit aufweist. Die meisten oben beschriebenen Anlagen wurden mit Rohren aus vernetztem Polyethylen realisiert [5]. Bei der ersten Anlage in Groningen und auch in Neckarsulm wurde jedoch auch Polybuten mit Erfolg eingesetzt

[8]. Nachteilig sind hier die etwas höheren Kosten. Bei der Verrohrung muss darauf geachtet werden, dass auch die Fittings und Sondenköpfe aus entsprechend temperaturstabilem Material besteht.

- **Hinterfüllung:** Über die verwendete Hinterfüllung wurde wenig publiziert, ausser dass Hinterfüllung mit erhöhter thermischer Leitfähigkeit verwendet werden soll [5]. In Crailsheim wurde auf den obersten Metern Hinterfüllung mit speziell tiefer Leitfähigkeit verwenden um den thermischen Austausch mit einer grundwasserführenden Schicht zu vermindern [15].
- **Isolation:** Es wurden bei den realisierten Projekten unterschiedliche Materialien zur Isolation des Speichers gegen oben eingesetzt. So wurde in den deutschen Speichern meist Schaumglasschotter verwendet [15], welcher geschüttet werden kann und sowohl sehr druckstabil als auch unempfindlich gegen Feuchte ist. In Okotoks (DLSC) wurde extrudiertes Polystyrol mit einer erhöhten Druckstabilität verwendet [17]. Der Platz über dem Speicher wurde hier aber lediglich begrünt und muss keiner erhöhten Belastung standhalten. Beim neusten Speicher in Dänemark wurden günstige Muschelschalen eingesetzt und erfolgreich getestet [5]. Der Aufbau wurde bei den verschiedenen Projekten unterschiedlich durchgeführt. So kann die Sondenverrohrung bei der Verwendung von Schaumglasschotter direkt in der Isolationsschicht geführt werden. In Okotoks wurde eine zusätzliche Sandschicht unter der Isolation erstellt, in der die Sondenverrohrung platziert wurde. Über der Isolation wurde in allen Fällen eine Dichtungsbahn (PE) verlegt um die Isolation vor Feuchte zu Schützen und den Kälteeintrag von versickerndem Regen-/Oberflächenwasser zu vermeiden. Meist wurden über dieser Dichtungsbahn noch weitere Schichten Sickermaterial und Geovlies aufgebaut, um einen Ablauf des Sickerwassers zu gewährleisten.
- **Bohrung:** Bei den bestehenden Projekten kamen unterschiedliche Bohrtechniken zu Einsatz. So wurden die lediglich 20 m langen Sonden in Groningen mit einer speziellen Vorrichtung in Schichten aus Sand und Lehm einvibriert. Ansonsten kamen je nach Gestein Kern- oder Hammerbohrungen zum Einsatz.

2.5 Kollektorfeld

Im Gegensatz zu Erdsondenspeichern für hohe Temperaturniveaus gibt es deutlich mehr Erfahrungen mit grossen Kollektorfeldern. Ein Überblick über grosse in Europa realisierte Anlagen bietet dabei eine Website³ welche aus drei Folgeprojekte der europäischen Forschungsförderung entstanden ist. Die meisten grossen Kollektorfelder wurden zur Unterstützung von Fernwärmenetzen mit meist kleinem Jahresdeckungsgrad gebaut. Die Kombination mit einem saisonalen Erdwärmespeicher unterscheidet sich in Fragen der Kollektorhydraulik oder bezüglich Sicherheitsmassnahmen nicht grundsätzlich von der Einspeisung in ein Fernwärmenetz.

³ www.solar-district-heating.eu



Aus dem IEA-SHC Task 45 (Large Scale Solar Heating and Cooling Systems) wurde ein Dokument zum Design und zur Dimensionierung von grossen Kollektorfeldern publiziert [24]. Darin werden unterschiedliche Kollektortechnologien, Kollektorverrohrungen und Sicherheitsaspekte detailliert erläutert. Aufgrund der unterschiedlichen Anlagen, Kollektortypen und Wärmeabnehmern gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Detaillösungen, welche nur schwer generalisiert werden können. Dennoch werden die wichtigsten Punkte hier zusammengefasst:

- **Kollektortechnologie:** In mehr als 90% der grossen Kollektorfelder werden Flachkollektoren eingesetzt. Dabei gibt es von einigen Herstellern Grosskollektoren, welche explizit für grosse Kollektorfelder entwickelt wurden. Diese minimieren den Installations- und Verrohrungsaufwand und damit sowohl Kosten als auch thermische Verluste der Verbindungsleitungen. Es gibt aber auch Beispiele mit Vakuumröhrenkollektoren und für speziell tiefe oder hohe Temperaturniveaus auch andere Kollektortechnologien. In der Kombination mit Erdspeichern auf direkt nutzbaren Temperaturniveaus werden Temperaturen zwischen ca. 40 °C und 80 °C angestrebt. Diese entsprechen dem Betriebsbereich von Flachkollektoren sehr gut.
- **Kollektorverrohrung:** In grossen Kollektorfeldern gibt es mehrere Hydraulikebenen. Dabei werden einige Kollektoren zu Strängen zusammengeschlossen, mehrere Stränge können wiederum zu Übergruppen zusammengefasst werden, welche wiederum zu einer ganzen Anlage zusammengeführt werden müssen. Auf allen Ebenen muss auf eine gleichmässige Durchströmung geachtet werden um eine hohe Effizienz zu gewährleisten, aber vor allem auch um heisse Teilabschnitte zu vermeiden, welche zu lokaler Verdampfung des Wärmeträgermediums und zu lokaler Stagnation führen können. Dies kann durch eine Verschaltung nach Tichelmann, durch ein genaues Anpassen der Rohrquerschnitte der Verbindungsleitungen auf Basis einer detaillierten Druckverlustrechnung oder durch Strangreguliertventile ausgeführt werden. Oft wird auch eine Kombination unterschiedlicher Massnahmen eingesetzt. Es gibt Kollektoren, welche für die serielle Verschaltung (wenig Druckverlust, meist Harvenabsorber) vorgesehen sind. Andere Kollektoren (mit höherem Druckverlust, zum Beispiel Mäander-Absorber) werden grundsätzlich parallel verschaltet.
- **Sicherheitsmassnahmen:** Grosse Anlagen werden oft so ausgelegt, dass im regulären Betrieb keine Stagnation auftreten sollte. Dennoch ist es wichtig, Massnahmen für den Störfall vorzusehen. Dies beinhaltet Ablass/Überdruckventile und Auffangbehälter für das Wärmeträgerfluid im Störfall. Wenn eine stetige Abnahme auch im regulären Betrieb nicht immer gewährleistet werden kann, werden meist Stagnationskühler eingesetzt, um ein häufiges Verdampfen und somit eine Entleerung der Anlage und entsprechende Temperaturbelastungen von Kollektoren und Wärmeträger zu vermeiden.

2.6 Untergrund

2.6.1 Physikalische Eigenschaften des Untergrunds

Es ist nicht klar, welche Boden- oder Gesteinseigenschaften sich am besten für saisonale Erdsondenspeicher auf hohem Temperaturniveau eignen. Zum einen führt eine schlechte Wärmeleitfähigkeit zu weniger Verlusten des Speichers. Zum anderen verschlechtert sie aber auch den Wärmeübergang vom Erdreich zu den Sonden und führt somit zu einer geringeren Be- und Entladungseffizienz. Dies haben Sibbitt u.a. anhand des Beispiels DLSC genauer untersucht, indem sie sowohl die Beschaffenheit des Erdreiches, als auch die Tiefe der Sonden variiert haben. Die Gesamtsondenlänge wurde dabei nicht verändert, so dass die Sondenlängen an die Sondenzahl angepasst werden musste. Es werden also wenige sehr lange Sonden mit vielen aber dafür kürzeren Sonden verglichen. Alle anderen Parameter (Pufferspeicher, Verbrauch und Kollektorfeld) wurden nicht verändert. Diese Simulationen wurden einerseits für das real installierte System und andererseits für ein ca. zwanzig Mal grösseres System durchgeführt, welches für 645 Häuser und 400 Wohnungen ausgelegt wurde und somit 22'000 m² Kollektorfläche, 1250 m³ Puffervolumen und 60'000 m totale Erdsondenlänge beinhaltet. Durch die grössere Dimensionierung konnte eine bessere Speichereffizienz und eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden[17]. Die gesamte Sondenlänge wurde für das „kleine“ und für das „grosse“ System jeweils gleich belassen, so dass bei tiefen Sonden weniger und bei einer geringen Tiefe mehr Sonden benötigt wurden. Die Resultate und Annahmen sind in Abbildung 7 und Tabelle 2 dargestellt. Aus den Simulationen von Sibbitt u.a. lassen sich einige interessante Aussagen ableiten:

- Unterschiedliche Erdreicheigenschaften führen zu ähnlichen erreichbaren solaren Nutzungsgraden bei gleicher Kollektorfläche (für die gewählten Konfigurationen um die 90% nach fünf Jahren). Einzig mit dem leichten, trockenen Erdreich werden beim sehr gossen System die 90% solarer Deckungsgrad klar nicht erreicht. Die Art des Erdreiches hat also in den meisten Fällen einen untergeordneten Einfluss auf den erreichbaren solaren Deckungsgrad.
- Anders sieht es bei der Speichereffizienz aus. Eine tiefe Leitfähigkeit des Untergrundes führt hier auch zu tiefen Verlusten und somit zu einer hohen Speichereffizienz. Eine tiefe Leitfähigkeit wirkt sich aber negativ auf die Wärmeübertragung vom Fluid auf das Erdreich aus. Um dies zu kompensieren, erhöhen sich während des Betriebes die Temperaturen im Kollektorkreis und den Kurzzeitspeichern, was zu geringeren Kollektorwirkungsgraden und zu erhöhten Verlusten des Kurzzeitspeichers führt. Das Gesamtsystem wird daher trotz geringerer Verluste des Erdspeichers nicht effizienter.
- Grosse Erdsondenspeicher weisen eine deutlich bessere Speichereffizienz auf. Dies kann durch das bessere Verhältnis von Oberfläche zu Volumen erklärt werden.



Tabelle 2: Eigenschaften der unterschiedlichen Untergründe, welche von Sibbitt u.a. analysiert wurden. Quelle [17]

Boden Typ	Dichte	Thermische Leitfähigkeit	Spezifische Wärmekapazität	Diffusivität
	kg/m ³	W/(m K)	J/(kg K)	m ² /d
Kompakter Fels	3200	3.5	840	0.11
Hohe Dichte, wassergesättigt	3200	2.4	840	0.08
Hohe Dichte, trocken	2000	0.9	840	0.04
Geringe Dichte, trocken	1500	0.3	840	0.02

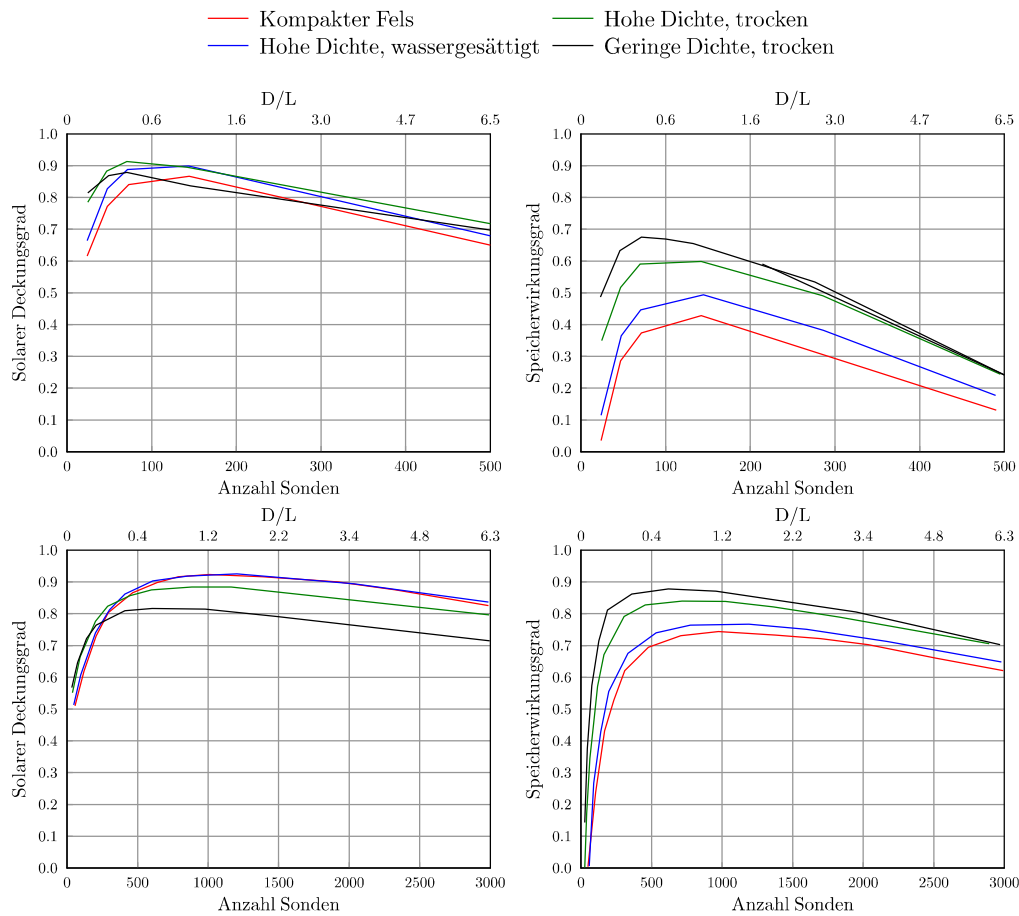


Abbildung 7: Einfluss der Geometrie des Erdspeichers und der Eigenschaften des Erdreiches auf Speichereffizienz und solaren Deckungsgrad bei gleicher Gesamtsondenlänge, gleichem Verbrauch und gleicher Kollektorfeldgrösse. Oben für die Drake Landing Solar Community, unten für ein ca. 20 mal grösseres System. Grafik erstellt mit Daten aus [17].

Die Unterschiede von wenigen Prozent solarer Deckungsgrad, welche auf unterschiedliche Eigenschaften des Erdreiches zurückzuführen sind, sind wohl für die Standortwahl nicht sehr entscheidend. Daher werden die möglichen Standorte durch die Beschaffenheit des Erdreiches nur wenig eingeschränkt. Das einzige eindeutige Kriterium ist der Ausschluss einer fließenden Grundwasserschicht.

2.6.2 Grundwasser

Es ist einfach nachvollziehbar, dass fließendes Grundwasser ungünstig für die Langzeitspeicherung von Wärme im Erdreich ist. Daher muss eine relevante Grundwasserströmung für saisonale Speicher ausgeschlossen werden [17]. Der saisonale Speicher von Crailsheim wurde zwischen einem Wasser führenden Oberflächen-Leiter und einem Aquifer in 60 m Tiefe gebaut. Um den Einfluss des tiefen Aquifers zu minimieren wurde nur bis zu einer Tiefe von 55 m gebohrt. Die oberen 5 m der Bohrung wurden in einem Querschnitt von 200 mm mit einer schlecht leitenden Hinterfüllung verpresst, so dass der thermische Austausch mit dem Grundwasserleiter minimiert werden konnte. Von Biermayr u.a. [25] wurde die Eignung zur saisonalen Speicherung in Abhängigkeit der Mächtigkeit (die Dicke einer horizontalen grundwasserführenden Schicht) eines Grundwasserkörpers und dessen Fließgeschwindigkeit publiziert (Abbildung 8). Dabei wurde eine „thermische Verschleppung“ von weniger als 20 m pro Jahr als Kriterium für die Eignung als saisonaler Speicher gewählt, eine genaue Definition der thermischen Verschleppung wurde jedoch nicht gegeben. Auch wenn dieses Kriterium keine Quantifizierung der zusätzlichen Verluste zulässt, so kann man dadurch dennoch die Größenordnung der zulässigen Grundwasserströme ableiten. Interessant ist die starke Abhängigkeit von der Mächtigkeit des Grundwasserleiters. So sind bei schmalen Grundwasserleitern unter 5 m Mächtigkeit Fließgeschwindigkeiten von über einem Meter pro Tag möglich, ohne dass eine starke thermische Verschleppung stattfindet.

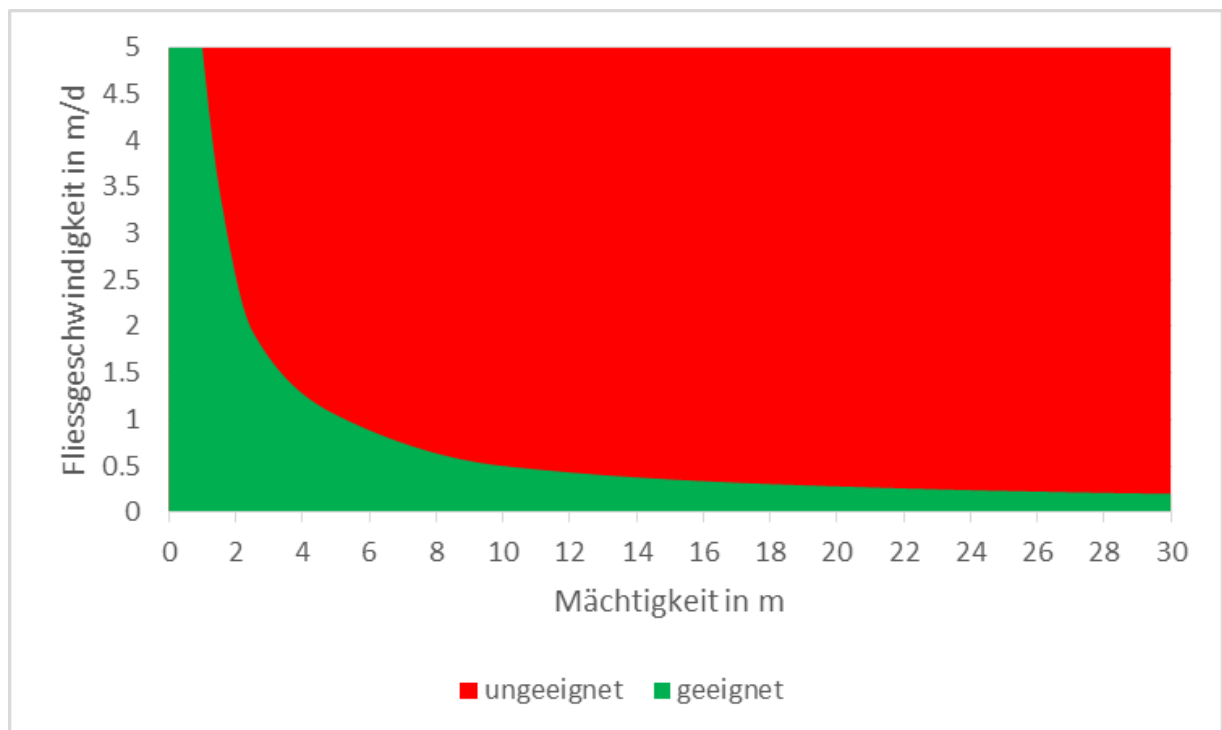


Abbildung 8: Zusammenhang zwischen der Mächtigkeit des Grundwasserkörpers und Fließgeschwindigkeit des Grundwassers, gekoppelt mit der Bedingung, dass die Verschleppung von eingespeicherter Wärme innerhalb eines Radius von 20 m von der vertikalen Sonde bleibt. Quelle [25].



Sowohl das Beispiel von Crailsheim als auch die Abschätzung von Biermayr zeigen auf, dass Grundwasser kein absolutes Ausschlusskriterium darstellt. Grundwasserleiter mit geringer Mächtigkeit und kleiner Fließgeschwindigkeit führen zu keiner starken Verschleppung von eingespeister Wärme. Mit schlecht leitender Hinterfüllung können Grundwasserführende Schichten gar bis zu einem gewissen Masse vom restlichen Speichervolumen isoliert werden. Dies bedingt aber einen beträchtlichen Aufwand und eine Reduktion der Speicherkapazität. Daher werden Orte mit ausgeprägten Grundwasserströmungen generell als weniger geeignet angesehen.

2.6.3 Austrocknungserscheinungen

Bei wasserungesättigten, porösen Schichten kann das lokale Aufheizen auf hohe Temperaturen zu Austrocknungserscheinungen führen. Wasser verdampft in warmen Bereichen im Speicherkern und nahe bei den Sonden und kondensiert in den kälteren umgebenden Schichten. Dadurch kann eine Saugspannung und somit ein Rücktransport in der flüssigen Phase stattfinden, welcher aber weniger effektiv als der Transport über die Gasphase ist [26]. Änderungen der physikalischen Eigenschaften des Erdreiches aufgrund von Austrocknungserscheinungen sind wenig relevant [26]. Es wird aber befürchtet, dass sich der thermische Kontaktwiderstand zur Sonde aufgrund von Austrocknung, Schrumpfung und Rissbildung erhöhen könnte. Ebert [26] verweist auf mehrere Studien, welche einen erheblichen Feuchtetransport nachweisen. Er führt auch eine Referenz auf, bei der Austrocknung eventuell zu Problemen geführt haben könnte. Dieser Verweis geht auf ein IEA-ECES Annex 8 Meeting im Jahr 1998 zurück und konnte nicht mehr nachgeprüft werden. In den neueren Berichten der IEA zum Thema Erdsondenspeicher werden Austrocknungserscheinungen nicht mehr erwähnt. Bei Speichervorhaben in ungesättigtem Untergrund sollten mögliche Austrocknungserscheinungen, insbesondere die volumetrisch/hygroskopischen Eigenschaften im Sondennahbereich und des Hinterfüllmaterials analysiert werden, um die bisher eher diffusen Befürchtungen diesbezüglich entweder mit fundierten Argumenten zu unterstützen oder zu relativieren.

2.7 Rechtliche/Regulatorische Rahmenbedingungen

Auf nationaler Ebene wird die Nutzung oberflächennaher Erdwärme durch die Gewässerschutzverordnung [27] geregelt. Dabei ist eine Bewilligung durch die kantonalen Gewässerschutzstellen vorgesehen. Aufgrund der Gewässerschutzverordnung hat das BAFU 2009 einen Leitfaden zur „Wärmenutzung von Boden und Untergrund“ [28] herausgegeben, mit dem Ziel, die Bewilligungspraxis in den einzelnen Kantonen und Gemeinden zu vereinheitlichen. Bei der Bewilligung von Erdwärmesonden spielen vor allem Gewässerschutzbestimmungen eine Rolle. So wird eine Einteilung des Kantonsgebietes in drei Kategorien vorgeschlagen, welche sich nach der Gefährdung von Grund- und Trinkwasservorkommen richten. Dies wurde auch von den meisten Kantonen umgesetzt und es werden Gebiete ausgewiesen, in denen:

1. Erdwärmesonden grundsätzlich zugelassen sind (Bewilligung mit Standardauflagen),
2. Erdwärmesonden mit spezifischen Auflagen zugelassen werden können, und
3. Erdwärmesonden nicht zugelassen sind.

Ein Überblick über die Bewilligungsverfahren in den einzelnen Kantonen wurde 2017 von EnergieSchweiz herausgegeben [29].

Grundsätzlich gelten diese Auflagen auch für Erdsondenspeicher, welche auf ein direkt nutzbares Temperaturniveau aufgeladen werden. Dennoch stellt die Speicherung von Wärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau kein Standardfall dar, und es ist damit zu rechnen, dass eine Bewilligung nicht nach dem Standardverfahren durchgeführt würde. Es sind momentan keine generellen Beschränkungen der Beladungstemperatur für Erdwärmesonden bekannt. Dennoch ist aber vor allem Anhang 2, Abschnitt 21,3 der Gewässerschutzverordnung [27] zu beachten: „Die Temperatur des Grundwassers darf durch Wärmeeintrag oder -entzug gegenüber dem natürlichen Zustand um höchstens 3 °C verändert werden; vorbehalten sind örtlich eng begrenzte Temperaturveränderungen.“

Gemäss telefonischer Auskunft wäre in den Kantonen Wallis und Graubünden eine Bewilligung an diesen Abschnitt der Gewässerschutzverordnung gebunden. Eine Bewilligung würde entsprechend nur erteilt, wenn aufgezeigt werden kann, dass an dem betreffenden Untergrund kein fliessendes Grundwasser anzutreffen ist. Grundsätzlich wäre dann aber gemäss telefonischer Auskunft in beiden Bergkantonen eine Bewilligung möglich.

Einen Überblick über die Situation in Österreich bietet der Bericht von Biermayr u.a. [25] Für Deutschland wird die Situation von Ebert u.a. [26] erläutert.

3 Potenzialabschätzung

3.1 Geographische Analyse

3.1.1 Hydrogeologische Eignung

Wie oben beschrieben, ist das Nichtvorhandensein von fliessendem Grundwasser ein sehr wichtiges Kriterium für die Eignung eines Standortes für ein System mit saisonalem Erdsondenspeicher, wenn dieser auf höhere Temperaturen aufgeladen werden soll. Dies sowohl aus technischer als auch aus regulatorischer Sicht. Da der Einfluss weiterer Parameter wie die Leitfähigkeit oder die thermische Kapazität des Erdreiches einen untergeordneten Einfluss auf den erreichbaren solaren Deckungsgrad und die dazu notwendigen Solaranlagen haben, wurden die hydrogeologischen Analysen auf das Vorhandensein von Grundwasser reduziert. Die Bewegung von Grundwasser kann sehr kleinräumig variieren und müsste für einen konkreten Standort in jedem Fall mittels geologischem Gutachten ermittelt werden. Es gibt aber mehrere Datenquelle, welche das Vorhandensein oder die Verfügbarkeit von Grundwasser aufführen. Bei der Aufnahme der Daten stand allerdings immer die Nutzbarkeit von Grundwasservorkommen im Vordergrund.



Von Swisstopo, resp. dem Bundesamt für Umwelt, wurde eine die ganze Schweiz umfassende Klassifizierung durchgeführt. Diese gibt laut telefonischer Auskunft einen guten Überblick über die vorhandenen Grundwasservorkommen und beinhaltet auch explizit Grundwasser an Hanglagen.

In einigen Kantonen werden ebenfalls Grundwasserkarten publiziert, welche den Fokus aber auf nutzbare Talgrundwasser legen oder sich gar auf diese konzentrieren. Ein Vergleich der nationalen Grundwasservorkommen von Swisstopo/BAFU mit den kantonalen Grundwasserdaten (GIS des Kantons Zürich) weist deutliche Unterschiede auf (siehe Abbildung 9). So werden im kantonalen GIS grössere Flächen ohne Grundwasservorkommen ausgewiesen (weisse Fläche). Laut telefonischer Auskunft des AWEL (Abteilung Gewässerschutz Sektion Grundwasser & Wasserversorgung) sind diese Gebiete tatsächlich ohne relevante Grundwasservorkommen und sind nicht etwa Gebiete ohne Informationen zu Grundwasser. Da eine Legende für diese Gebiete fehlt, bleibt ihre genaue Definition unklar. Unterschiede könnten auf verschiedene Definitionen in den verschiedenen Kartierungen zurückzuführen sein. In den Gebieten (Hügeln) nordwestlich des Zürichsees treten deutliche Differenzen zwischen den beiden Karten auf. In den kantonalen Karten sind in dieser Region auch in Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen zahlreiche Quellen und Grundwasserfassungen vermerkt. Laut telefonischer Auskunft des BAFU (Abteilung Hydrologie Sektion Hydrogeologie) wurde bei den nationalen Karten versucht, den Vorkommen in Hanglagen gerecht zu werden, auch wenn diese für eine Nutzung wenig interessant sind. Es ist nicht klar, inwiefern dies im Kanton Zürich unterschiedlich ausgeführt wurde. Ein Blick auf andere Kantone zeigt jedoch eine klare Fokussierung auf Talgrundwasser. So sind im Kanton Graubünden fast ausschliesslich die grossen Talgrundwasser von Rhein, In, Ticino und Landquart, sowie die Region Davos erfasst. Diese werden hingegen sehr genau charakterisiert.

Ein weiteres Kriterium für die Eignung eines Gebietes für die Speicherung von Wärme im Erdreich auf hohem Temperaturniveau ist die Zulässigkeit von Erdwärmesonden. Hier werden von den Kantonen unterschiedliche Karten publiziert. Im Kanton Zürich z.B. wird die Zulässigkeit anhand der Grundwasservorkommen in drei Kategorien eingeteilt, wobei die Gebiete analog zu den Grundwasserkarten ausgewiesen werden. Im Kanton Graubünden hingegen werden die Gebiete mit unterschiedlichen Kategorien zur Erdwärmennutzung viel grossflächiger angegeben als die Grundwasservorkommen. Auch hier sind die Vorgehensweisen der Kantone vermutlich nicht einheitlich. Es ist aber generell davon auszugehen, dass Erdwärmesonden in Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen grundsätzlich erlaubt sind. Ausnahmen können z.B. bei belasteten Standorten vorkommen.

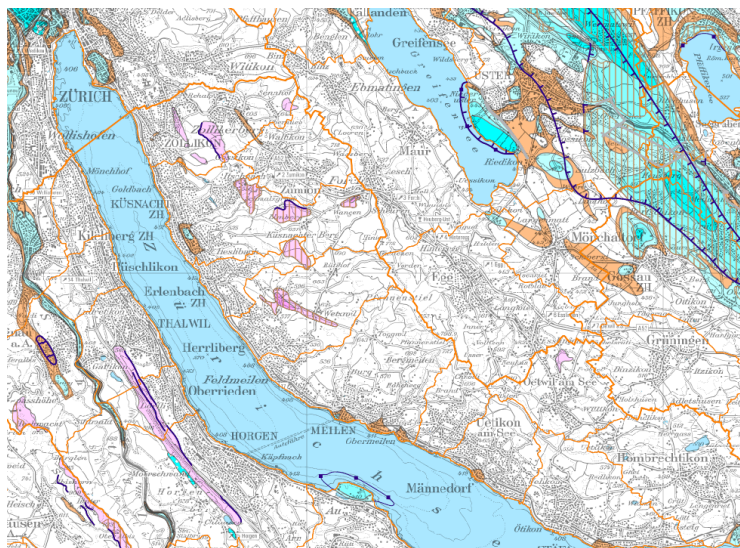
Für eine grobe Potenzialabschätzung, wie sie im Rahmen dieses Projektes durchgeführt werden kann, eignen sich also die nationalen Daten am besten, da sie:

1. Für die ganze Schweiz mit einheitlicher Klassifizierung und einheitlichem Ansatz verfügbar sind,
2. Hanglagen berücksichtigen und keinen Fokus auf nutzbare Talgrundwasser aufweisen
3. und keine unklassifizierten Gebiete aufweisen.



- Sehr ergiebige Grundwasservorkommen
- Ergiebige Grundwasservorkommen
- Wenig ergiebige Grundwasservorkommen
- Ohne relevante Grundwasservorkommen

Genauere Beschreibung in [30]



Schotter-Grundwasserleiter in Tälern

- Gebiet geringer Grundwassermächtigkeit (meist weniger als 2m) oder geringer Durchlässigkeit, Randgebiet mit unterirdischer Entwässerung zum Grundwassernutzungsgebiet
- Gebiet mittlerer Grundwassermächtigkeit (2 bis 10m)
- Grundwasser-Vorkommen vermutet
- Gebiet grosser Grundwassermächtigkeit (10 bis 20m)
- Gebiet sehr grosser Grundwassermächtigkeit (mehr als 20m)

Schotter-Grundwasserleiter über den Tälern

- Gebiet geringer Grundwassermächtigkeit (meist weniger als 2m) oder geringer Durchlässigkeit, Quellbildner an Talhängen oder auf Hochplateaux, Randgebiet mit unterirdischer Entwässerung zum Grundwassernutzungsgebiet
- Grundwasser-Vorkommen vermutet
- Gebiet mittlerer Grundwassermächtigkeit (2 bis 10m)
- Gebiet grosser Grundwassermächtigkeit (mehr als 10m)

Abbildung 9: Vergleich der a) nationalen „Grundwasservorkommen 500“, mit den b) Grundwasservorkommen nach kantonalem GIS in der Region Zürichsee. Quelle: GIS-ZH

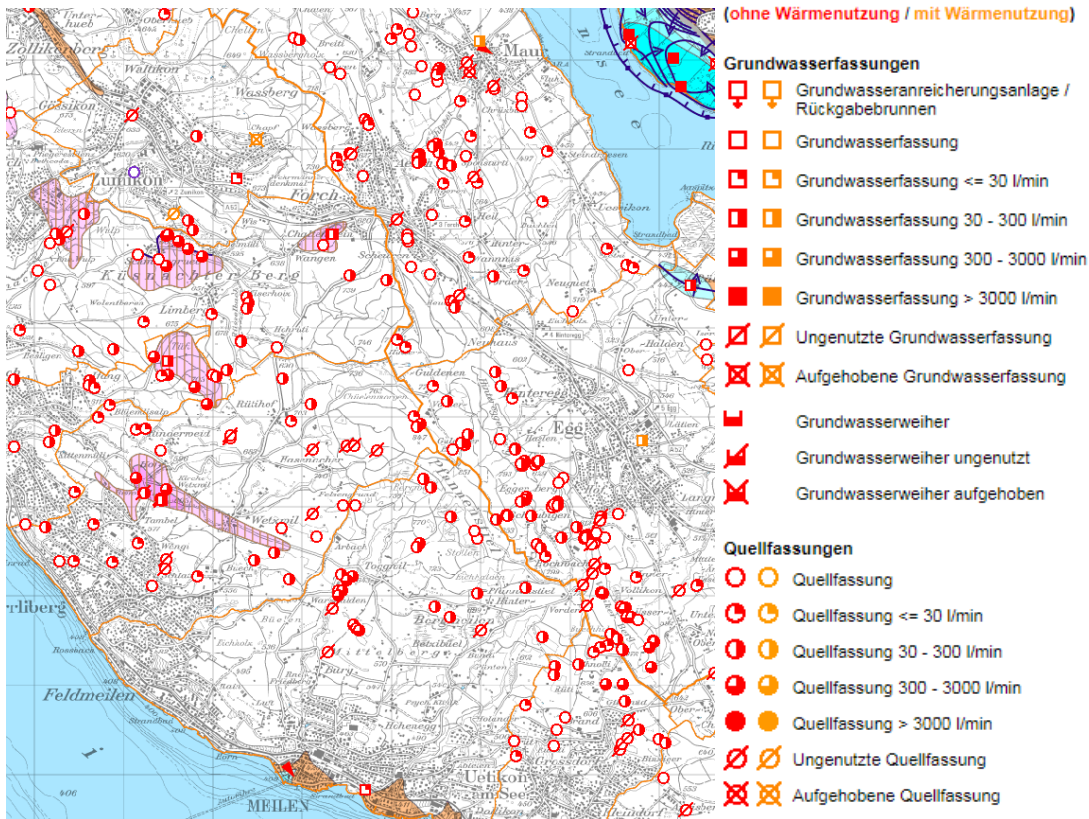


Abbildung 10: Grundwasservorkommen und Quellfassungen nordöstlich des Zürichsee. Quelle: GIS-ZH.

Als Grundsätzlich geeignet werden die Gebiete / Kategorien mit den geringsten Grundwasservorkommen angesehen. Diese werden folgendermassen definiert und im Folgenden als Gebiete **„ohne relevante Grundwasservorkommen“** bezeichnet:

- „Gebiete mit Festgesteinen ohne oder nur vereinzelt mit sehr kleinräumigen, kaum nutzbaren Felsgrundwasservorkommen. Vor allem in Mergel, Tonsteinen, Schiefer, Gneisen und gut verkitteten Sandsteinen. Wirken als Stauer mit Quellhorizonten an der Basis von Aquiferen. Nur vereinzelt durch Quellfassungen mit kleiner Schüttung erschliessbar.“
- „Gebiete mit Lockergesteinen ohne oder nur vereinzelt mit sehr kleinräumigen, kaum nutzbaren Grundwasservorkommen. Vor allem mit Tonen, Silten, Feinsanden und lehmigen Moränen. Wirken als Stauer mit Quellhorizonten an der Basis von Aquiferen. Nur vereinzelt mit Quellfassungen mit kleiner Schüttleistung erschliessbar.“

Aufgrund der Diskrepanzen mit kantonalen Daten werden die nächstfolgenden Kategorien ebenfalls betrachtet. Diese beinhalten Gebiete mit wenig ergiebigen Vorkommen, welche von den kantonalen Karten in gewissen Gebieten nicht als relevante Grundwasservorkommen erfasst werden. Diese werden folgendermassen definiert und in diesem Bericht als **„Gebiete mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen“** bezeichnet:

- „Gebiete mit wenig ergiebigen Felsgrundwasservorkommen. Erschliessung ausschliesslich durch Quellfassungen mit kleiner Schüttung

- Gebiete mit weniger ergiebigen Grundwasservorkommen in Moränen. Erschliessung ausschliesslich durch Quelfassungen mit kleiner, seltener mittlerer Schüttung.“

Gebiete mit wechselnd ergiebigen, ergiebigen oder sehr ergiebigen Grundwasservorkommen wurden als **potenziell weniger geeignet** klassifiziert. In diesen Gebieten ist die Wahrscheinlichkeit auf fliessendes Grundwasser zu stossen erhöht. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass eine Speicherung auf hohem Temperaturniveau möglich wäre. Dies umfasst im speziellen Grundwasserbecken im flachen Mittelland, welche über wenig Gefälle und somit nur sehr geringen Grundwasserfluss verfügen. In diesen Gebieten wäre eine Speicherung auf direkt nutzbarem Temperaturniveau grundsätzlich möglich. Weil aber in solchen Gebieten oft strengere Auflagen bezüglich der Zulässigkeit von Erdwärmesonden bestehen, wäre die Bewilligungsfähigkeit eines konkreten Projektes wahrscheinlich erschwert.

3.1.2 Solarstrahlung

Geographisch aufgelöste Strahlungsdaten werden von MeteoSchweiz generiert. Diese basieren auf satellitengestützten Messungen der Bewölkung und einer nachfolgenden Berechnung. Dabei werden sowohl die Absorption der Atmosphäre und die Verschattung durch den Horizont als auch die Reflexion der Atmosphäre und der unverbauten Umgebung berücksichtigt. Letztere hängt stark davon ab, ob eine stark reflektierende Schneedecke vorhanden ist, welche ebenfalls modelliert und berücksichtigt wurde. Globalstrahlungsdaten auf die horizontale Ebene sind im Raster von einem Kilometer in unterschiedlicher Auflösung erhältlich. Der Datensatz wird in [31] genauer beschrieben. Aus den monatlichen Strahlungssummen aus den Jahren 2003-2016 wurde sowohl ein Jahresmittelwert, als auch ein Mittelwert über das Winterhalbjahr (Oktober bis März) ermittelt. Eine hohe Einstrahlung während des Winters ist für solare Systeme mit hohem Deckungsgrad besonders vorteilhaft, weil ein Teil des im Winter anfallenden Bedarfs direkt gedeckt werden kann. Die direkte Nutzung ohne Langzeitspeicherung ist von Vorteil, weil damit einerseits weniger Langzeitspeichervolumen bereitgestellt werden muss, und andererseits sowohl die relativ hohen Wärmeverluste als auch Temperaturverluste des Speicherprozesses vermieden werden können. Bei der solaren Einstrahlung im Winterhalbjahr zeigen sich sehr deutliche Unterschiede zwischen Mittellandgebieten mit Tendenz zu Hochnebel und den meist alpinen Regionen mit viel Wintersonne.

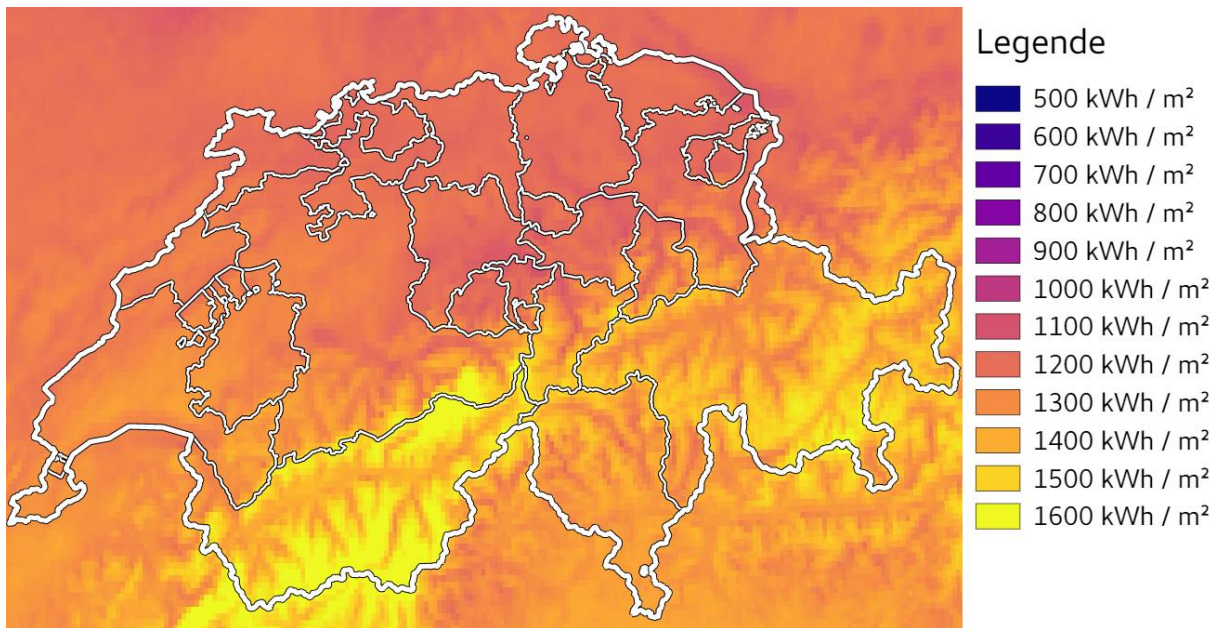


Abbildung 11: Verteilung der verfügbaren jährlichen Globalstrahlung in der Schweiz. Daten von MeteoSchweiz [31].

Aufgrund der hohen Solareinstrahlung werden alpine Standorte als besonders geeignet angesehen. Die höchsten Werte werden auf den Berggipfeln erreicht, wo keine Siedlungen vorhanden sind. In den folgenden Grafiken (Abbildung 12 und Abbildung 13) wurden die Klimadaten Aussentemperatur und Einstrahlung in die Kollektorebene für ausgewählte alpine Standorte und für den Standort Zürich mit den Standorten realisierten Anlagen verglichen. Diese wurden anhand typischer Wetterdaten aus der Software Polysun ermittelt [32]. Es zeigt sich, dass die Sonneneinstrahlung für Okotoks (Drake Landing) ausserordentlich hoch ist und selbst die sehr guten alpinen Standorte der Schweiz deutlich übertrifft. Standorte wie Scuol oder Zermatt weisen aber immer noch eine deutlich höhere Einstrahlung als Crailsheim oder Anneberg auf.

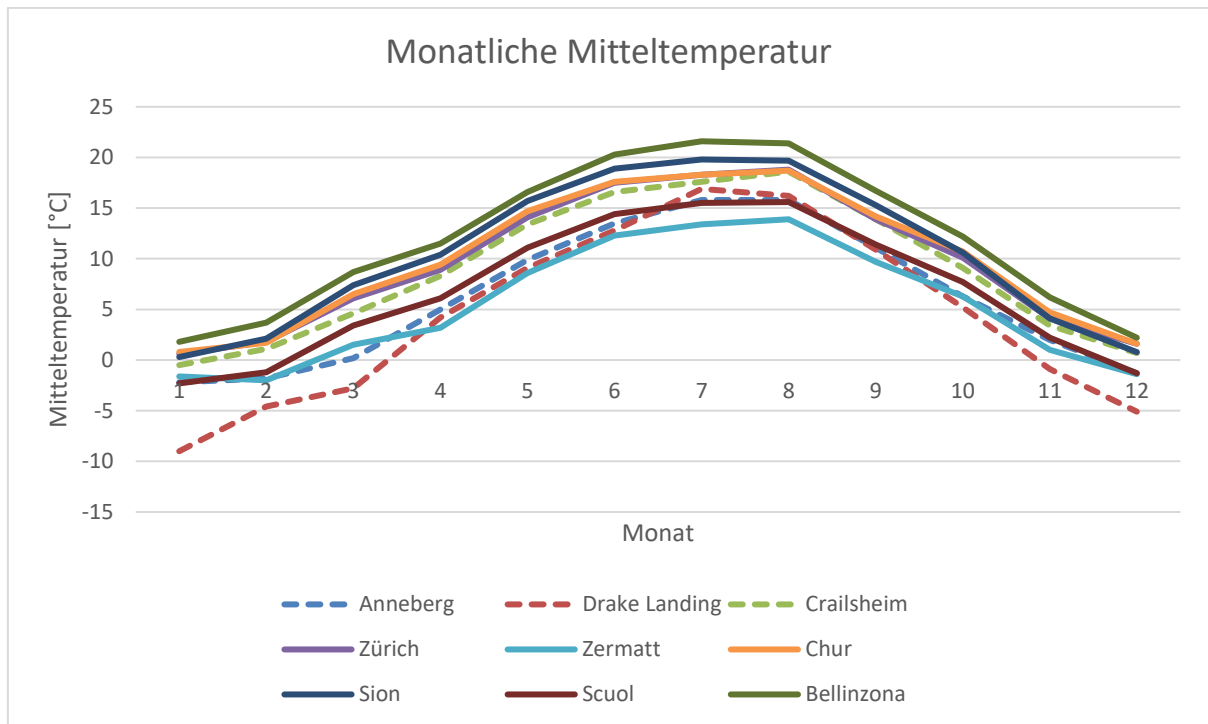


Abbildung 12: Vergleich der mittleren Aussentemperatur am Standort realisierter Projekte mit ausgewählten Standorten der Schweiz.

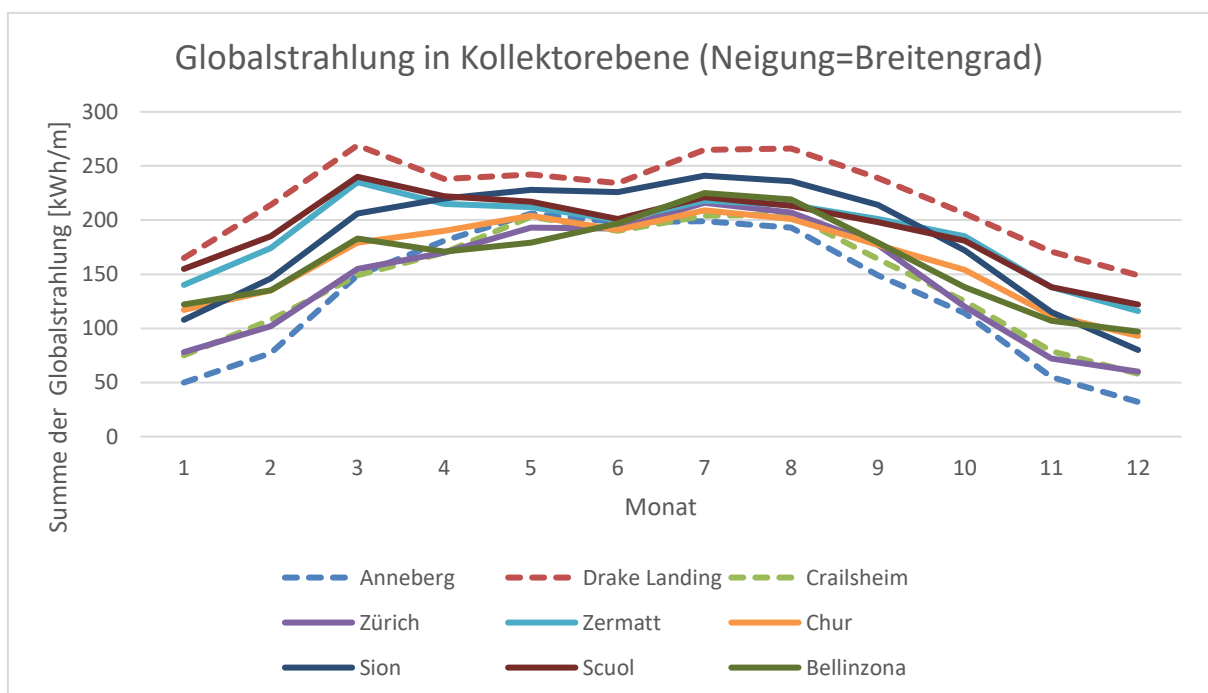


Abbildung 13: Jährliche Verteilung der Solarstrahlung auf eine geneigte Kollektorfläche (Südausrichtung, Neigung = Breitengrad) für unterschiedliche Standorte.

3.1.3 Wärmebedarf

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, macht die Speicherung von Wärme im Untergrund auf hohem Temperaturniveau nur Sinn, wenn ein entsprechend hoher Wärmebedarf vorhanden ist und grosse Speicher mit



geringem Verhältnis von Oberfläche zu Volumen realisiert werden können. Speziell in den alpinen Gebieten machen Siedlungen mit entsprechend hohem Wärmebedarf nur einen kleinen Anteil der Flächen aus. Vom Verband Fernwärme Schweiz wurden Verbrauchsdaten ermittelt, welche den Wärmebedarf pro Hektare für unterschiedliche Sektoren abschätzen und zusammenfassen. Diese sind im webGIS Tool [33] des VFS kartographiert. Daraus wurden die Wärmebedarfe der Sektoren Wohnen und Dienstleistung zusammengerechnet, der Bedarf an Prozesswärme wurde nicht integriert, weil dieser oft auf einem höheren Temperaturniveaus anfällt.

3.2 Überlagerung

In den folgenden beiden Abbildungen wird ein Überblick der verfügbaren Globalstrahlung für Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen (Abbildung 14) und zusätzlich für Gebiete mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen (Abbildung 15) gegeben. Grundsätzlich sind die Gebiete mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen deutlich grossräumiger als die Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen. Dies trifft speziell auch für alpine Gebiete mit hoher Einstrahlung zu.

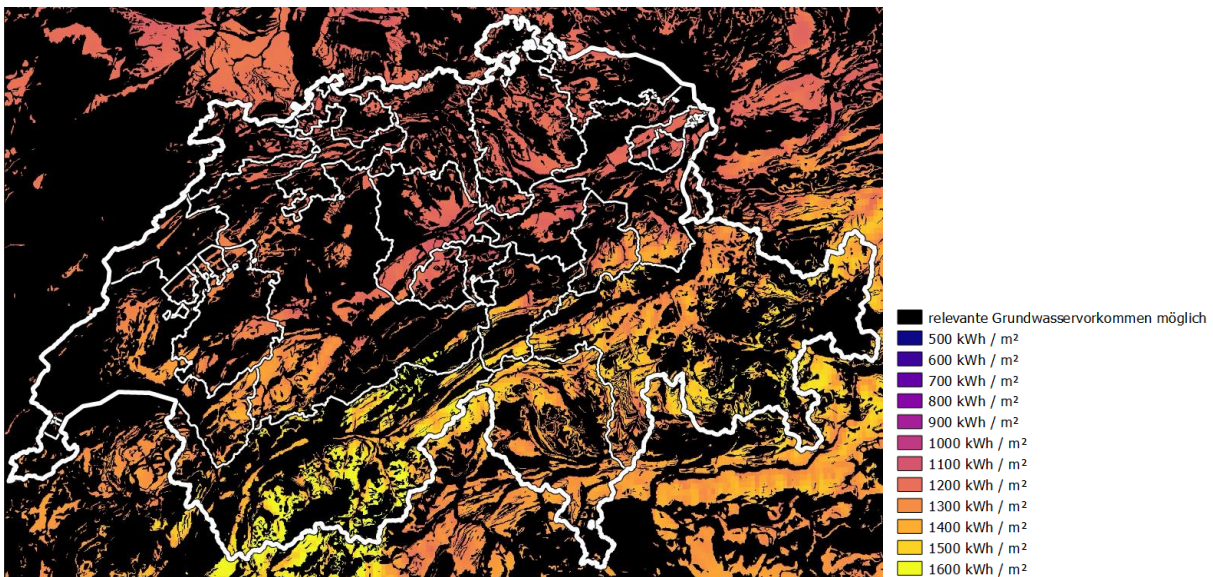


Abbildung 14: Globalstrahlung pro Jahr für Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen.

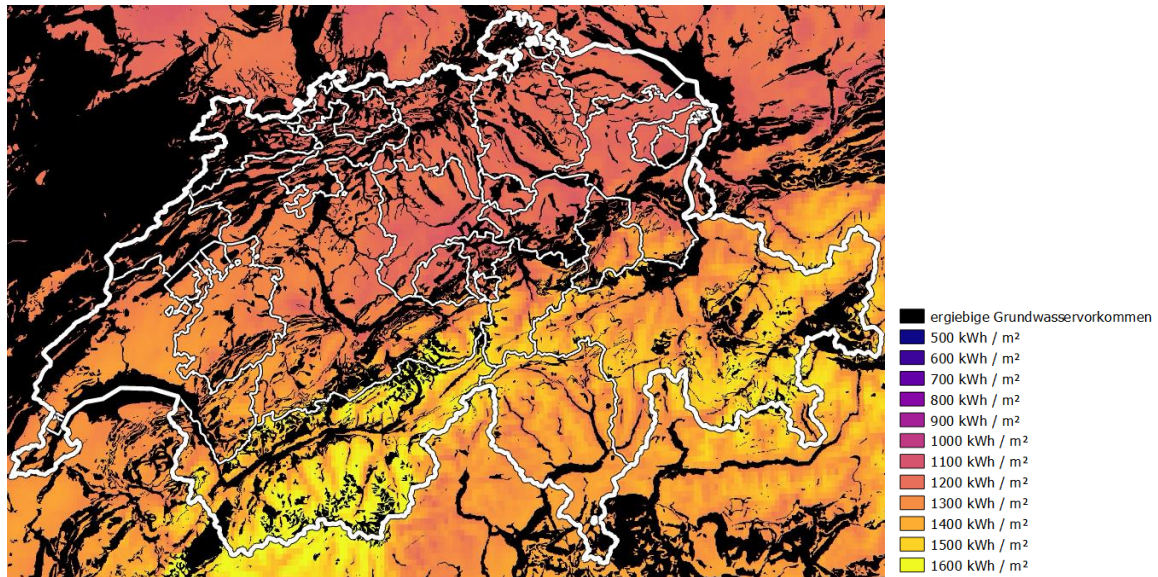


Abbildung 15: Globalstrahlung pro Jahr für Gebiete ohne oder mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen.

Wenn nur das Winterhalbjahr (Monate Oktober bis März) betrachtet wird, so zeigen sich die Unterschiede noch deutlicher als bei den Jahresmittelwerten. Die hochalpinen Regionen erreichen im Winter eine doppelt so hohe mittlere Einstrahlung wie die nebligen Standorte im Mittelland (siehe Abbildung 16 und Abbildung 17).

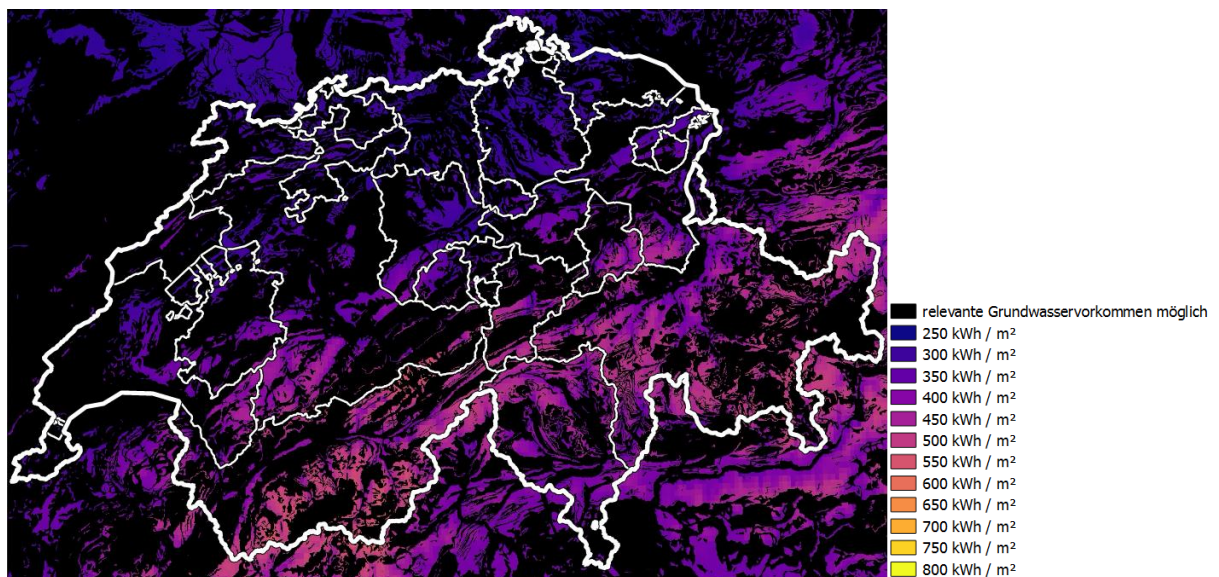


Abbildung 16: Solarstrahlung im Winterhalbjahr für Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen.

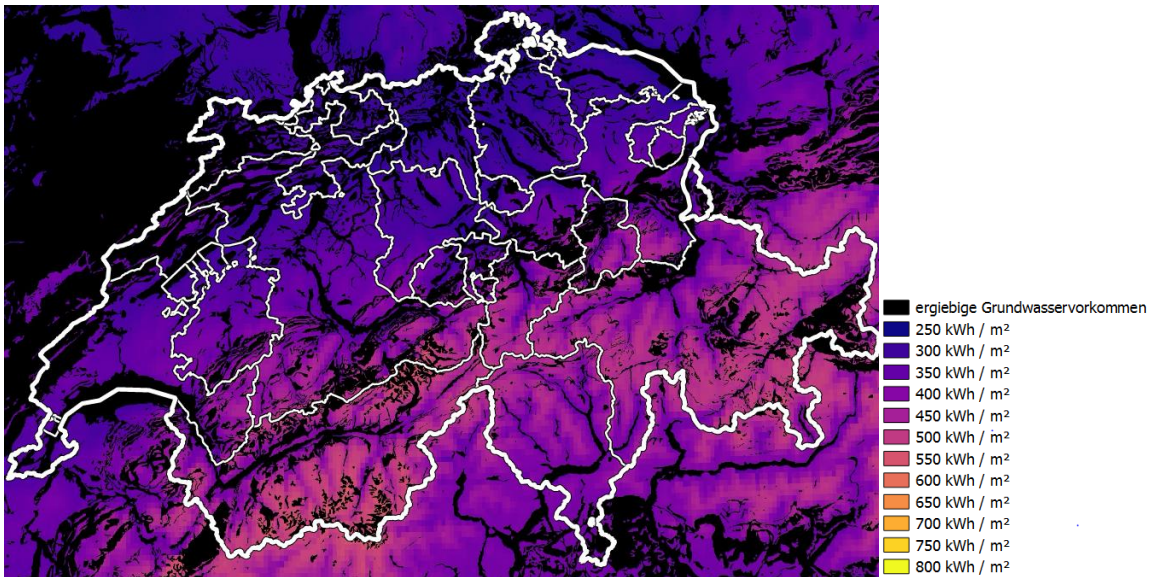


Abbildung 17: Solarstrahlung im Winterhalbjahr für Gebiete ohne oder mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen.

Eine genauere Betrachtung der Karten zeigt, dass bei einer Einschränkung auf Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen die meisten Talgebiete mit Siedlungsstrukturen bereits ausgeschlossen werden. Dennoch konnten in diesen Bereichen einige Gebiete als speziell geeignet identifiziert werden. In den folgenden Abbildungen werden einige Beispiele dazu gegeben. Zur besseren Orientierung werden dabei die obigen Karten mit einer Transparenz von 50% über eine Ortskarte von OpenStreetMap [34] gelegt. So gibt es z.B. am Südhang nordwestlich von Sion (Abbildung 18) oder um St. Moritz (Abbildung 19) Siedlungsgebiete mit hoher Globalstrahlung welche ohne relevante Grundwasservorkommen verzeichnet sind. Ebenfalls gut geeignet erscheinen auf Grund der verfügbaren Informationen aber auch Beispielsweise die Hanglagen von Locarno (Abbildung 20) und die höheren Lagen um Lausanne (Abbildung 21).

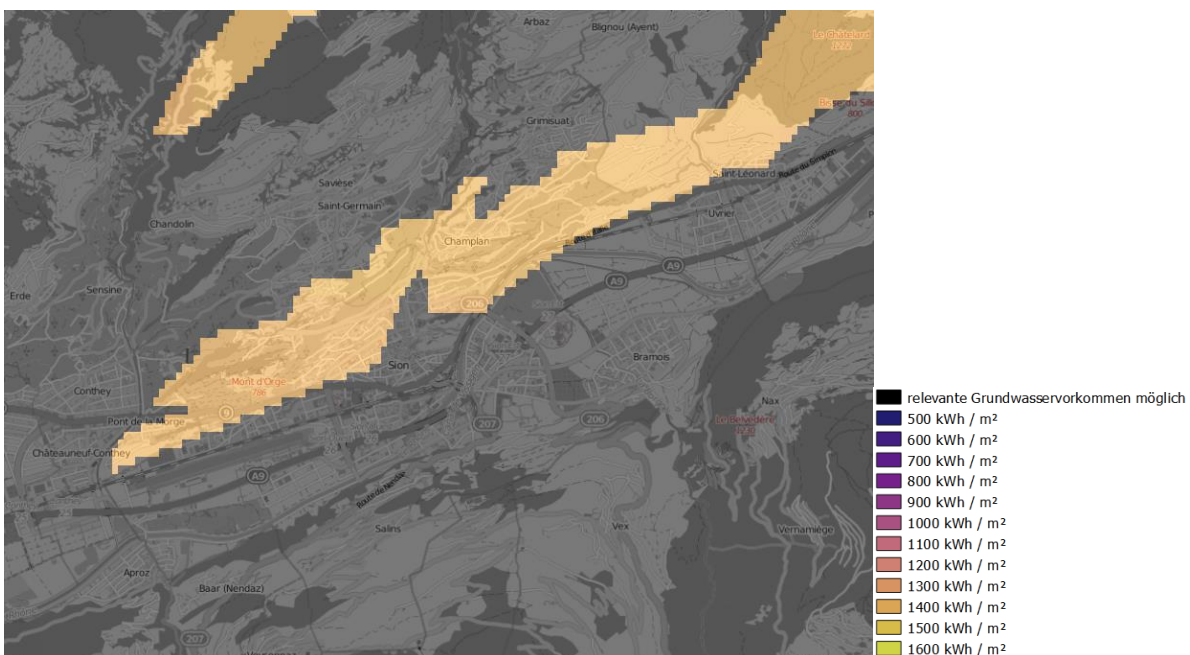


Abbildung 18: Jährliche Globalstrahlung in den Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen in der Region um Sion (VS).

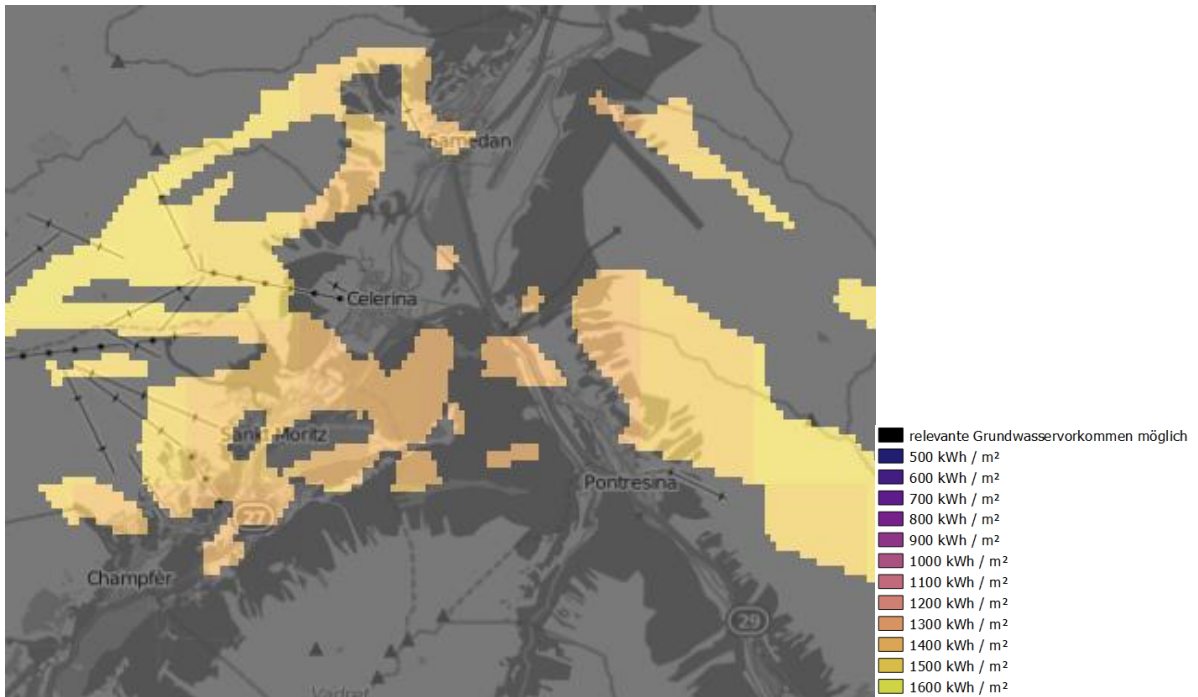


Abbildung 19: Jährliche Globalstrahlung in den Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen in der Region St. Moritz (GR).

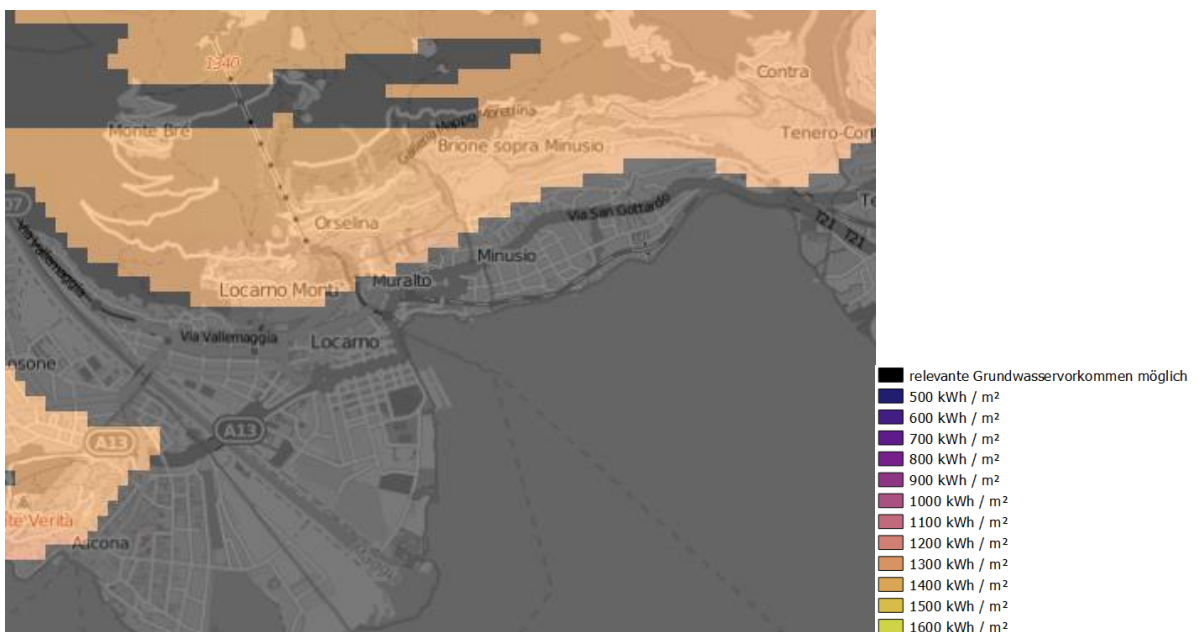


Abbildung 20: Jährliche Globalstrahlung in den Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen in der Region Locarno (TI).

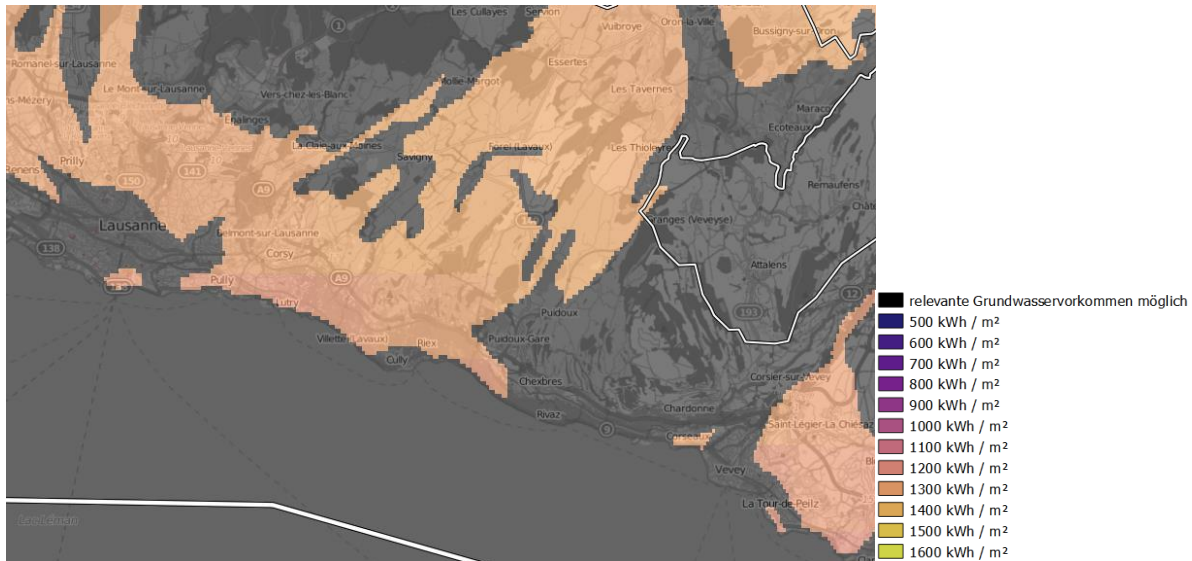


Abbildung 21: Jährliche Globalstrahlung in den Gebieten ohne relevante Grundwasservorkommen in der Region Lausanne (VD).

Werden zusätzlich die Daten des Wärmebedarfs verwendet, schränken sich die geeigneten Gebiete weiter stark ein. So werden bereits bei einer Einschränkung auf Gebieten mit einem Verbrauch von mehr als 50 MWh/(ha·a) und ohne relevante Grundwasservorkommen in Abbildung 22 nur noch relativ wenig Gebiete ausgewiesen. Aufgrund der tiefen Verbrauchsdichte werden vom Verband Fernwärme Schweiz Gebiete mit weniger als 300 MWh/(ha·a) als „schlechte Hektaren“ für Fernwärmeanwendungen bezeichnet [33]. Es ist daher anzunehmen, dass sich diese aufgrund der tiefen Dichten und folglich hohen relativen Verteilungskosten auch nicht für solare Fernwärme eignen. Wenn eine zusätzliche Einschränkung auf Hektaren mit mehr als 300 MW/(ha·a) eingeführt wird, werden noch weniger Gebiete als geeignet klassifiziert (siehe Abbildung 23). Gemeinden mit kleineren Siedlungen können auf dem Überblick über die ganze Schweiz nicht mehr ausgemacht werden. Vergrösserte Karten für ausgewählte Kantone sind im Anhang dargestellt. Bei höherer Auflösung können dennoch viele Siedlungen mit einigen geeigneten Hektaren ausgemacht werden. Bei einer noch höheren Anforderung an die Verbrauchsdichte, z.B. 1000 MW/(ha·a) wie in Abbildung 24 dargestellt, sind die geeigneten Gebiete bei einer Darstellung der gesamten Schweizerkarte fast nicht mehr sichtbar.

Die meisten weiter oben beschriebenen Pilotbeispiele wurden bei und für Neubausiedlungen erstellt. Die Einschränkung auf Gebiete mit bereits bestehendem Wärmebedarf führt daher eventuell zu einer zu starken Einschränkung. Dennoch zeigen die geeigneten Gebiete mit bereits bestehendem Wärmeverbrauch wo Siedlungsstrukturen mit günstigen Bedingungen bestehen. Dies kann als Orientierungshilfe dienen. Aus diesem Grund werden sich in vielen Fällen Gebiete am Rand dieser bereits bestehenden Wärmeabnahmegebiete am ehesten eignen.

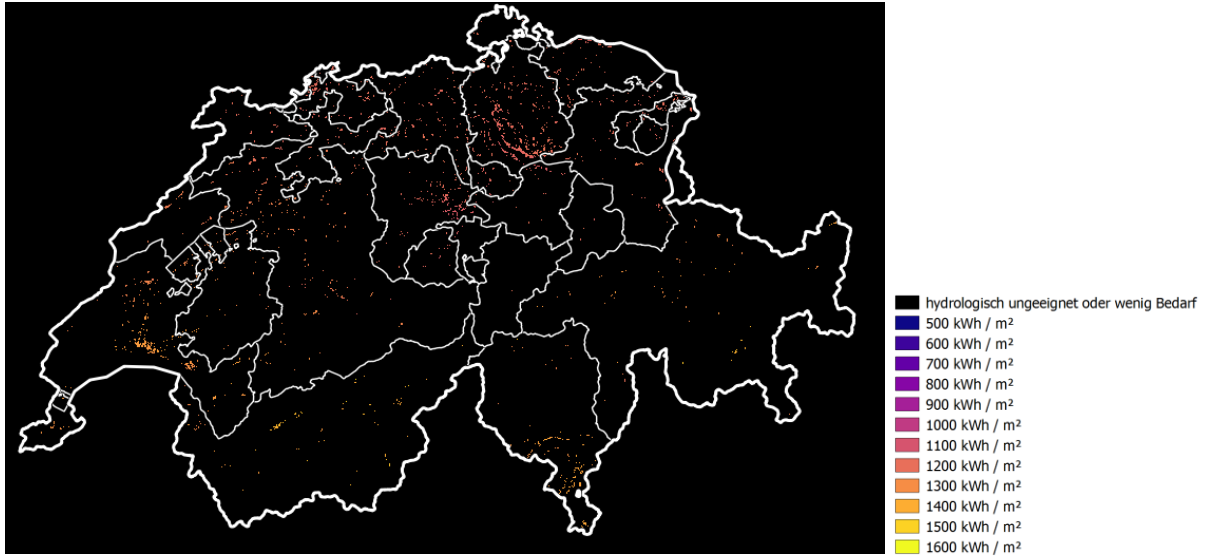


Abbildung 22: Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen mit einem Wärmebedarf von mehr als 50 MWh/(ha·a); Farben auf Grund der jährlichen Globalstrahlung.

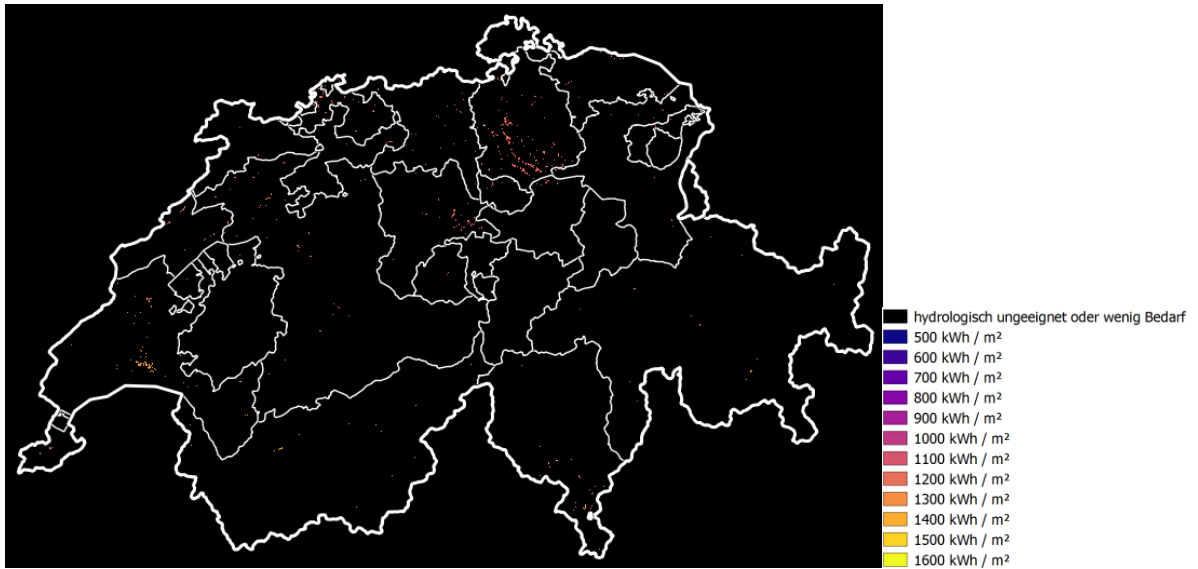


Abbildung 23: Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen und mit einem Verbrauch von mehr als 300 MWh/(ha·a); Farben auf Grund der jährlichen Globalstrahlung.



Abbildung 24: Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen und mit einem Verbrauch von mehr als 1000 MWh/(ha·a); Farben auf Grund der jährlichen Globalstrahlung.

3.3 Wirtschaftlichkeit

Ein sehr wichtiger Faktor für das wirtschaftliche Potenzial der Speicherung von Solarwärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau sind deren Kosten.

Es ist schwierig zu sagen, inwiefern Kosten ausländischer Projekte auf die Schweiz übertragen werden können. Eine einfache Umrechnung in Schweizer Franken ist nur schon deshalb schwierig, weil die Wechselkurse des Schweizer Franken in den letzten Jahren starken Fluktuationen unterworfen waren. Hinzu kommen die in der Regel deutlich höheren Lohnkosten und teilweise unterschiedliche Kosten für Material und Geräte.

Es gibt einige Publikationen, welche auf Investitionskosten oder Wärmegestehungskosten eingehen. So wurde beispielsweise in einer Publikation von Rad u.a. [18] die Kosten für das Drake Landing Solar Community Projekt publiziert. Diese wurden sehr grob zusammengefasst:

- Kollektorfeld: 497 \$/m²
- Erdsondenspeicher: 116 \$/m
- Energiezentrale inkl. Pufferspeicher und Zusatzbrenner: 600'000 \$

Somit wurden insgesamt 2.357 Millionen Dollar veranschlagt, was knapp 45'000 \$ pro Haus ergibt. Ausgeklammert sind bei diesen Kosten das Verteilnetz, die Wärmeübergabestationen und die Warmwassererzeugung.

Bei diesem System sind die Wärmegestehungskosten hauptsächlich von den Annahmen für die Investitionskosten, den Referenzzinssatz, die Amortisationszeiten und die Unterhaltskosten abhängig. Um eine Größenordnung für diese Zahlen zu erhalten, wurden die publizierten Kosten in das „Varianten Vergleichs Tool“ der Stadt Zürich [35] übertragen und dessen Standardeinstellungen übernommen. Somit ergibt sich ein Wärmegestehungspreis von 28 Cts/kWh (Ohne

Verteilung, Übergabestationen und Warmwasser). Den grössten Einfluss haben dabei die Investitionskosten, der angenommene Referenzzinssatz von 2.5 % und die Annahmen zu den Unterhaltskosten von durchschnittlich 1.1% der Investitionskosten (2.5% für die Solaranlage).

3.3.1 Kostenübertragung auf die Schweiz

Am Beispiel der DLSC wurde versucht die Kosten auf ein Bauvorhaben in der Schweiz zu übertragen. Dabei wurden Designvorgaben aus den Publikationen von Rad u.a. übernommen [21]. Diese Kosten können nur als grobe Orientierungshilfe dienen und können für spezifische Projekte deutlich unterschiedlich ausfallen.

Für grosse Kollektorfelder wurde in einer Machbarkeitsstudie für Fernwärmenetze im Kanton St. Gallen Investition und Gestehungskosten für einige konkrete Beispiele ausgerechnet [36]. Dazu wurden Offerten von verschiedenen Herstellern ausgewertet, wobei sich Investitionskosten noch ohne Abzug von Subventionen (Montage auf Dachfläche) von 470-2500 CHF/m² ergaben. Bei einer Freiflächenmontage könnten diese Kosten um ca. 30% reduziert werden. Unter der Annahme, dass günstige Grosskollektoren verwendet werden, kann mit ca. 500 CHF/m² gerechnet werden, wobei die Kosten bei günstiger Einbindung noch etwas tiefer und bei einer schwierigen Einbindungssituation auch deutlich höher liegen können. Die Subvention von thermischen Kollektoren wird kantonal geregelt und ist sehr unterschiedlich. Es gibt Kantone, welche Sonnenkollektoren gar nicht fördern (z.B. ZH oder AG). Von der Konferenz der kantonalen Energiefachstellen wurde 2015 ein harmonisiertes Fördermodell definiert, welches für Solarkollektoren folgenden Minimalansatz vorsieht [37]:

Förderbeitrag= 1200 CHF Grundbeitrag + 500 CHF/kW

Die konkreten Fördersätze können für alle geförderten Kollektoren online berechnet werden (www.kollektorliste.ch). Die Subventionen müssen beim Kanton beantragt werden und es gibt auch bei Kantonen welche sich generell nach dem HFM richten keinen Anspruch/Garantie auf eine Förderung. Insbesondere bei Kollektorfeldern von mehreren tausend Quadratmetern müssen entsprechende Vorabklärungen getroffen werden. Eine Förderung nach HFM (Minimalansatz) würde bei grossen Kollektorfeldern einen erheblichen Teil der Investitionen decken.

Die Kosten eines Erdsondenspeichers wurden auf Basis von Gesprächen mit div. Bauherren, Bohrunternehmern und Planern abgeschätzt. Ein Betrag von ca. 105 Fr/m scheint nach diesen Überlegungen realistisch. Für Sonden, Hinterfüllung und Verrohrung wurden knapp 70 Fr/m veranschlagt. Dazu kommen 17 Fr/m Mehrkosten für Sonden aus vernetztem Polyethylen (PEX) und temperaturbeständige Fittings und Verrohrung. Dieses Material wird auch in den Publikationen des IEA SHC empfohlen [17]. Für PE 100 HD würden diese Mehrkosten ca. halbiert. Für die Isolation wurde mit Mehrkosten von 20% gerechnet. Dies entspricht einer Schätzung für DLSC und stimmt überein mit Angaben von Crailsheim (18.6 % [38]). Für den Speicher in Crailsheim wurden die Investitionskosten für den Erdwärmespeicher und dessen Erschliessung (inkl. Isolation) von 135 EUR/m publiziert, was geringfügig über den hier verwendeten Kosten liegt. Mehrkosten von Crailsheim können mit den komplexeren



Bohrarbeiten (Abschottung der obersten Meter gegen den Grundwasserleiter) erklärt werden.

Die Kosten für Pufferspeicher und Energiezentrale sind nur schwer generalisierbar, da diese sehr unterschiedlich ausgelegt werden können. Da die abgeschätzten Kosten in Schweizer Franken, ähnlich wie die von Rad u.a. publizierten Kosten in Dollar ausgefallen sind, wurde auch hier der Betrag in Dollar übernommen (600'000 CHF). Eine genauere Abschätzung kann nicht vorgenommen werden, weil zu wenige Details zum Aufbau der Zentrale bekannt sind.

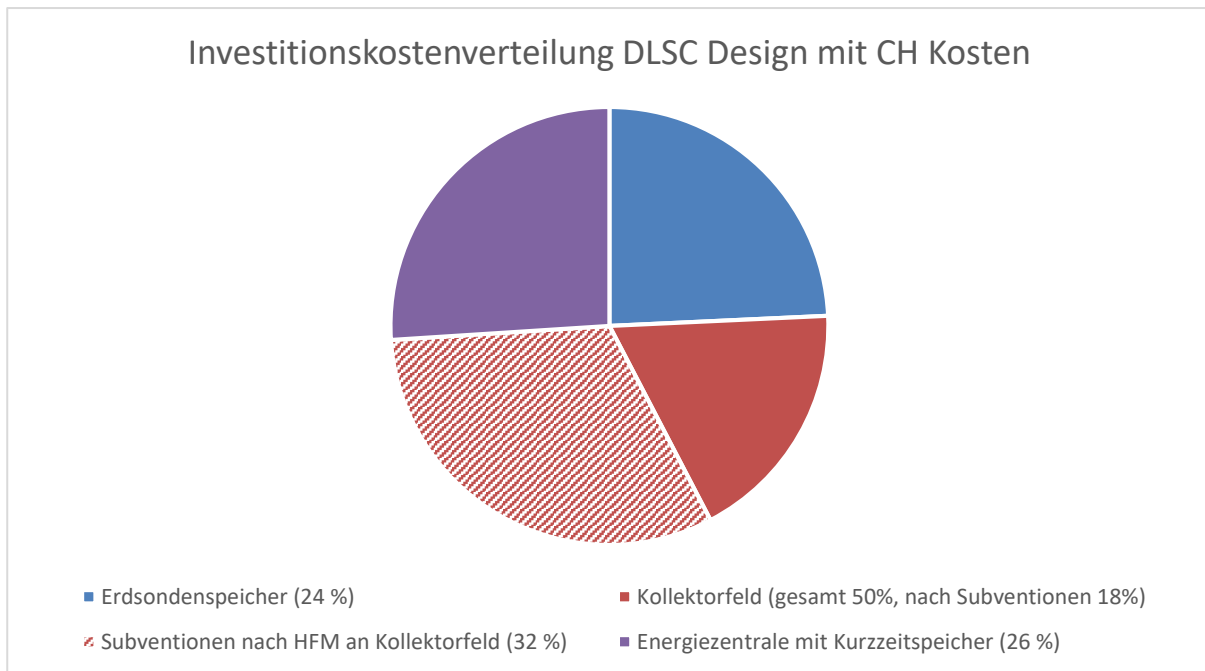


Abbildung 25: Aufteilung der Investitionskosten einer Anlage nach dem Design von DLSC übertragen auf die Schweiz. Mögliche Subventionen nach HFM sind schraffiert.

In Abbildung 25 werden die aus den oben aufgeführten Annahmen resultierenden Kosten anteilmässig aufgeteilt. Dabei werden Investitionskosten von 2.35 Mio. CHF oder ca. 43'500 CHF pro Haushalt abgeschätzt, welche sich durch eine Förderung nach HFM auf 1.58 Mio. CHF oder 29'750 CHF pro Haushalt verringern würden⁴.

Dies führt mit Standardannahmen für Planungs-, Zins- und Unterhaltskosten der Stadt Zürich [35] zu einem Wärmegestehungspreis von 0.28 CHF/kWh ohne Subventionen und 0.22 CHF/kWh mit Subventionen nach HFM. Diese Wärmegestehungskosten sind fast ausschliesslich Kapital und Unterhaltskosten und somit stark abhängig von der angenommenen Lebensdauer, vom verwendeten Referenzzinssatz und von den angenommenen Unterhaltskosten⁵. Beim derzeit sehr niedrigen Zinsniveau wäre ein Referenzzinssatz von 1 % (statt 2.5 %) durchaus vertretbar. Für Solaranlagen werden Unterhaltskosten von 2.5 % der Investitionskosten angenommen. Es ist anzunehmen, dass diese Zahl für kleine

⁴ Wärmeverteilung und Übergabestationen nicht eingerechnet.

⁵ Lebensdauer Speicher 50 a, Kollektoren 20 a; Referenzzinssatz 2.5 %; Unterhaltskosten Solaranlage 2.5 %, Kurzzeitspeicher 0.5 %.

Anlagen im Ein- und Mehrfamilienhausbereich gilt. Eine Annahme von lediglich 1.5 % scheint für eine sehr grosse Anlage eher angemessen. Eine Senkung dieser beiden Werte führt zu Gestehungskosten von 0.22 CHF/kWh ohne Subventionen und 0.18 CHF/kWh mit Subventionen nach dem HFM Minimalansatz. Der Wärmegestehungspreis ist also sowohl von den Unterhaltskosten und auch sehr stark von den Renditeerwartungen eines Investors abhängig.

4 Diskussion

Die unterschiedlichen Demonstrationsobjekte wurden zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit unterschiedlichen Zielen geplant und errichtet. Die Konzepte unterscheiden sich daher deutlich. Generell kann aber zwischen zwei Typen von Systemen unterschieden werden.

1. **Systeme mit Wärmepumpe:** Die deutschen Projekte wurden mit Wärmepumpe geplant oder mit einer Wärmepumpe ergänzt. Diese verwendet den Erdsondenspeicher als Quelle, wenn das Temperaturniveau nicht mehr für eine direkte Nutzung ausreicht. Damit kann die Speicherkapazität erhöht, und der thermische Verlust aufgrund der tieferen Temperaturen im Speicher verringert werden. Die Speichereffizienz liegt bei diesen Projekten bei 70-82%. Es wird aber im Winter elektrische Energie für den Betrieb der Wärmepumpe verwendet. Dabei können auch Verbraucher mit einem erhöhten Temperaturniveau wie Fernwärmenetze versorgt werden.
2. **Systeme ohne Wärmepumpe:** In Okotoks, Anneberg und Groningen wurden keine Wärmepumpen eingesetzt. Die gespeicherte Energie lässt sich nur bis zum Temperaturniveau der direkten Nutzung verwenden. Daher muss auf ein möglichst tiefes Temperaturniveau bei den Nutzern und im Verteilnetz geachtet werden. Die Speicherwirkungsgrade liegen bei diesen Projekten bei 36-46%.

4.1 Effizienz der Pilotprojekte

Viele der Systeme laufen seit vielen Jahren zuverlässig, es ist also davon auszugehen, dass das Konzept und die zur Verfügung stehenden Produkte grundsätzlich Marktreife erreicht haben. Die erreichten Resultate können aber durchaus kritisch betrachtet werden.

Die hohen solaren Deckungsgrad der Drake Landing Solar Community sind sicherlich ein grosser Erfolg, auch weil die Aussentemperaturen in dieser Region sehr tief sind. Sie beziehen sich aber lediglich auf die Bereitstellung von Raumwärme. Für die Warmwasserbereitstellung wurden keine Daten publiziert. Es ist lediglich bekannt, dass dazu jeweils ein zusätzliches System mit 4 m² Flachkollektoren pro Haus verwendet wurde. Mit der Trennung zwischen Raumwärme und Warmwasser wurde die Schwierigkeit der hohen Temperaturen für die Warmwasserbereitstellung umgangen. Aufgrund der hohen Solarstrahlung auch im Winter kann zwar generell von einer hohen Effizienz der



Warmwasserbereitstellung ausgegangen und somit mit einem hohen Gesamtdeckungsgrad (Raumwärme und Warmwasser) gerechnet werden. Um die publizierten Zahlen besser mit anderen Systemen vergleichen zu können, wurde die Effizienz einer solaren Erzeugung von Warmwasser mit einer Simulation in der Software Polysun abgeschätzt. Dazu wurde die Standard Vorlage 8a⁶ verwendet. Diese Anlage führt am Standort Okotoks zu einem Endenergieverbrauch von 1,7 MWh. Der totale solare Deckungsgrad (Heizung und Warmwasser) würde sich mit dem Einbezug von 52 Standard Warmwassersolaranlagen von den angestrebten 90% auf 82% verringern. Die hohen Vorlauftemperaturen für die Luftheizung hätten eine Warmwasserbereitstellung oder zumindest eine Vorwärmung mit hohem Deckungsgrad mit dem zentralen System weitgehend ermöglicht. Ob eine Systemtrennung im Sinne einer Gesamtbilanz hier die beste Möglichkeit war, bleibt offen. Mit 44 (+4 für Warmwasser) m² Sonnenkollektoren und 4.6 m³ zentralem Pufferspeicher pro Haus (ohne Erdsondenspeicher) wurden die Komponenten sehr grosszügig dimensioniert. Zum Vergleich: Die solaren Mehrfamilienhäuser der Firma Jenni benötigen zwar mit ca. 13.5 m³ mehr Puffervolumen pro Wohneinheit aber mit ca. 22 m² nur etwa halb so viele Sonnenkollektoren [39]. Hierbei sind jedoch unterschiedliche Randbedingungen zu beachten: das Jenni-System versorgt ca. 20% weniger Energiebezugsfläche pro Wohneinheit, und steht in einem deutlich milderen Klima mit deutlich weniger Solarstrahlung. Zudem steht bei diesem System der Wärmespeicher innerhalb der gedämmten Gebäudehülle, was den Vorteil hat, dass die Wärmeverluste auf Grund höherer Temperatur am Aufstellort geringer ausfallen und zudem während der Heizsaison dem Heizwärmebedarf zu Gute kommen. Nachteilig sind im Gegenzug das verminderte nutzbare Raumvolumen, respektive die höheren Kosten für den Aufstellungsort.

Das System in Anneberg erreichte einen solaren Deckungsgrad von 40%. Die restliche Energie wird direkt elektrisch bereitgestellt. Auf Grund der hohen Verluste im Netz und in den Teilstationen in Kombination mit der elektrischen Zusatzheizung ergibt sich eine System-Jahresarbeitszahl von ca. 1.7 oder weniger, welche im Vergleich zu heute in der Schweiz üblichen Wärmepumpensystemen eher enttäuschend ausfällt. Eine direkt elektrische Zusatzheizung für 60% des Gesamtaufwandes gilt in der Schweiz bereits seit längerer Zeit als nicht mehr zeitgemäss und kommt deshalb nicht in Frage.

Auch das System von Attenkirchen wird nur mit Solarenergie und elektrischer Energie für eine Wärmepumpe versorgt. Daher kann auch hier eine System Jahresarbeitszahl direkt mit der Arbeitszahl einer Wärmepumpenanlage verglichen werden. Die Jahresarbeitszahl von 4.0 ist dabei mit heutigen Erdsonden-Wärmepumpen vergleichbar, wobei beim System in Attenkirchen zusätzlich Netzverluste anfallen und Pumpenergie benötigt wird, welche in der Arbeitszahl von 4.0 noch nicht berücksichtigt wurde. Es ist nicht klar inwiefern die Systemeffizienz noch verbessert werden konnte.

Die beiden deutschen Systeme Neckarsulm und Crailsheim erreichen einen solaren Deckungsgrad von ca. 50% bei der Einspeisung in ein Wärmenetz. Dabei werden die restlichen 50% hauptsächlich mit fossilen Wärmeträgern gedeckt. Diese zwei Pilotprojekte zeigen auf, dass grosse Solarthermieanlagen in Kombination mit

⁶ Warmwasserbezug 200 l/d bei 50 °C (für vier Personen), 4 m² Flachkollektoren Standard „gut“, 300l Warmwasserspeicher und 5 kW Gas Zusatzbrenner.

Erdwärmespeichern einen beträchtlichen Teil der Wärmeproduktion von Fernwärmenetzen übernehmen können. Weil diese Systeme ein nahezu auf Nennlast ausgelegtes Zusatzheizsystem benötigen, ersetzen sie hauptsächlich den Brennstoff. Daher ist der Kostendruck höher als bei Systemen, welche eine Volldeckung erreichen können.

4.2 Vergleich mit Speicherung auf tiefem Temperaturniveau

In der Schweiz wurden mehrere Projekte mit grossen Erdsondenspeichern realisiert, welche auf einem tiefen Temperaturniveau betrieben und mit Wärmepumpen entladen werden. Diese werden meist mit PVT Kollektoren beladen oder anderweitig nach einer Unterkühlung in der Heizsaison im Sommer wieder regeneriert. Dabei wird die Solaranlage so ausgelegt, dass etwa gleich viel Energie in den Erdsondenspeicher eingespeist wird, wie die Wärmepumpe im Winter entzieht. Die Temperatur bleibt daher langfristig auf dem Niveau des unbelasteten Erdreiches und schwankt nur saisonal zwischen ca. 5 °C und 30 °C. Bekannte Beispiele sind das Suurstoffi Areal [40], das REKA Feriendorf Blatten [41] oder die Wohnsiedlung Oberfeld in Ostermundigen [3]. Diese Systeme brauchen auch im Sommer eine Wärmepumpe und somit elektrische Energie um Nutzwärme zu erzeugen. Diese elektrische Energie kann im Falle von PVT-Kollektoren teilweise von diesen erzeugt werden. In der Jahresbilanz kann dadurch deutlich mehr elektrische Energie erzeugt werden, als für den Betrieb der Wärmepumpe verbraucht wird. Eine Jahresbilanz geht jedoch von einer perfekten Speicherung im Stromnetz aus. Eine Produktion vorwiegend im Sommer und ein Verbrauch hauptsächlich im Winter belastet aber die Netzstruktur und ist vor allem bei einem starken zukünftigen Ausbau der Photovoltaik nicht beliebig erweiterbar. In Tabelle 3 werden Aspekte einer Speicherung auf direkt und indirekt nutzbarem Temperaturniveau zusammenzufassen.

Tabelle 3: Zusammenfassung von Unterschieden der Speicherung auf direkt und indirekt nutzbaren Temperaturniveaus.

	Direkt nutzbares Temperaturniveau	Direkt nutzbares Temperaturniveau mit WP Unterstützung	Indirekt nutzbares Temperaturniveau (WP)
Beispiele	DLSC, Anneberg	Crailsheim, Attenkirchen, Braedstrup	Suurstoffi, REKA Blatten, Ostermundigen
Kollektortechnik	Flachkollektoren	Flachkollektoren	unabgedeckte PVT Kollektoren oder Solarabsorber
Zusatzenergie	Gas, Elektrizität	Gas, Fernwärme, Elektrizität	Elektrizität
Speichereffizienz	35-50 %	50-84 %	~100 %
Verteilung	Tiefes Temperaturniveau ist wichtig.	Für Vorlauftemperaturen bis 75°C realisiert.	Kann auf kaltem Temperaturniveau erfolgen.
Raumwärme	Direkt (Wärmeübertrager)	Direkt (Wärmeübertrager)	Indirekt (Wärmepumpe)



Warmwasser	Bisher nur Vorwärmung oder nicht berücksichtigt.	Standardlösungen möglich (Wärmeübertrager).	Indirekt (Wärmepumpe)
Elektrizität	Bezug von Hilfsenergie. In Anneberg: Zusatzheizung durch elektrische Widerstandsheizung	Bezug von Hilfsenergie und Antrieb der WP	Bezug von Hilfsenergie und Antrieb der WP hauptsächlich im Winter. Produktion von PV-Überschüssen im Sommer.

Eine weitere interessante Möglichkeit stellt die Erwärmung des Speichers mittels PV-betriebener Luft-Wasser Wärmepumpe dar, wie dies in Saas Fee [41] umgesetzt wurde. Eine Simulationsstudie für Tieftemperaturnetze hat ergeben, dass der Flächenbedarf für die solare Erzeugung dabei deutlich geringer ist als bei solarthermischen Kollektoren [42]. Dies ist allerdings nicht auf eine Speicherung auf höherem Temperaturniveau übertragbar, da die Arbeitszahl einer Luft-Wasser Wärmepumpe bei höheren Temperaturen deutlich sinkt.

4.3 Wirtschaftlichkeit

Da es weltweit nur eine Hand voll Projekte mit Erdwärmespeichern für die saisonale Speicherung von Solarwärme auf direkt nutzbarem Temperaturniveau gibt, haben die umgesetzten Projekte noch einen ausgeprägten Pilotcharakter. Es ist daher anzunehmen, dass das Kostenpotential noch nicht ausgereizt ist. Für die deutschen Projekte wurden je nach Anlagenkonfiguration Wärmegestehungskosten zwischen 0.15 und 0.22 EUR/kWh [10] kommuniziert, wobei diese Systeme einen solaren Deckungsgrad von ca. 50% erreichen. Die in diesem Bericht ausführlicher beschriebene Kostenschätzung, welche das Design von DLSC mit einem Deckungsgrad von 90% auf die Schweiz überträgt, kommt auf 0.28 CHF/kWh ohne Subventionen und 0.22 CHF/kWh nach Abzug der Subventionen nach HFM. Diese Zahlen sind sehr stark von Annahmen wie Investitionskosten, Lebensdauer, Referenzzinssatz oder Unterhaltskosten abhängig und daher nur bedingt aussagekräftig. Pro Haushalt entspricht dies einer Investition von knapp CHF 30'000. (nach Abzug der Subventionen). Diese Kosten beziehen sich auf das Systemkonzept der Drake Landing Solar Community vor der Einspeisung ins Verteilnetz. Daher müssen die Kosten mit den Gestehungskosten von Nahwärme verglichen werden. Diese bewegen sich für eine ebenfalls erneuerbare Holzschnitzanlage mit vergleichbar Leistung bei etwa 0.10 – 0.12 CHF/kWh [43]. Die Ressource Holz steht jedoch nur begrenzt zur Verfügung, und die Produktion von zusätzlicher Biomasse benötigt ca. 100-mal mehr Fläche pro kWh Ertrag als die Produktion von Solarwärme.

Viele grosse Solaranlagen nach dem dänischen Beispiel haben gezeigt, dass mit Solarthermie tiefe Wärmegestehungspreise möglich sind. Eine Machbarkeitsstudie rechnet für den Kanton St. Gallen mit Wärmegestehungspreisen ab 0.06 CHF/kWh ohne Einrechnung von Subventionen. Dabei handelt es sich jedoch um Anlagen mit tiefem Deckungsgrad, welche keine zusätzlichen Speicher benötigen und auf ein zusätzliches Wärmeerzeugungssystem angewiesen sind. Die Wärmegestehungskosten dieser Anlagen können daher nicht mit Vollkosten, sondern lediglich mit den Brennstoffkosten verglichen werden. Der Übergang

zwischen einem System nach dänischem Vorbild und einem System mit sehr hohem Deckungsgrad wie in Okotoks ist fließend und es kann mit steigendem Deckungsgrad auch grundsätzlich mit steigenden Wärmegestehungskosten gerechnet werden.

Subventionen können einen wesentlichen Teil der Investitionskosten ausmachen. Diese sind kantonal sehr unterschiedlich und müssen für den Einzelfall abgeklärt werden. Im Kanton Graubünden gibt es eine Beschränkung auf maximal 50'000 CHF. Im Wallis oder Bern z.B. gibt es keine Beschränkung. Bei einer Anlage mit Pilotcharakter könnten weitere finanzielle Unterstützungen beantragt werden. Dabei kommt sicherlich das Pilot- und Demonstrationsprogramm des Bundes in Frage. Es gibt aber auch in vielen Kantonen Programme, welche innovative und energieeffiziente Projekte unterstützen.

5 Zusammenfassung

- Die Speicherung von Solarwärme auf direkt nutzbarem Temperaturniveau in Erdsondenspeichern wurde weltweit in einigen Pilotprojekten erfolgreich durchgeführt. Es bestehen Betriebserfahrungen von mehreren Jahrzehnten. Die Technologie hat also einen Stand erreicht, bei welchem technisch keine schwerwiegenden Probleme zu erwarten sind.
- Die Gebiete mit wenig ergiebigen Grundwasservorkommen sind sehr weitläufig. Generell scheint also eine Speicherung von Solarwärme auf hohem Temperaturniveau an vielen Orten in der Schweiz möglich. Gerade im Bereich grösserer Flusstäler wie im Rhein- oder Rhonetal sind jedoch auch einige dicht besiedelte Gebiete auf Grund der dort ausgeprägten Grundwasserströmungen praktisch ausgeschlossen.
- Aufgrund der hohen Solareinstrahlung scheinen alpine Südost- bis Südwesthänge am besten geeignet. Hier gibt es auch viele Lagen mit kaum ausgeprägtem Grundwasservorkommen. Da sich die meisten grösseren Siedlungen im alpinen Bereich jedoch entlang der Talsohlen erstrecken, sind die Standorte mit optimalen Bedingungen meist beschränkt auf die Siedlungsrandgebiete oder auf kleinere Siedlungen.
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen können ohne konkretes Projekt nur sehr grob durchgeführt werden. Es werden aber höhere Wärmegestehungskosten als mit herkömmlichen Technologien erwartet, wobei sicher noch Luft für Kostenoptimierungen im Vergleich zu bereits durchgeführten Pilotprojekten vorhanden ist.
- Subventionen nach HFM können die Wärmegestehungskosten stark beeinflussen. Für die Standortwahl ist dies fast noch entscheidender als die verfügbare Solarstrahlung, denn Subventionen nach HFM könnten bei Grossanlagen gegen zwei Drittel der Kosten des Kollektorfeldes decken.



6 Schlussfolgerung

Verschiedene Pilotprojekte haben gezeigt, dass die saisonale Speicherung von Solarwärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau technisch umsetzbar ist. Betriebserfahrungen aus mehreren Jahrzehnten zeigen, dass dazu ausgereifte und langlebige Produkte und Systemkonzepte zur Verfügung stehen. Für die Umsetzung ist es sowohl aus technischen als auch aus rechtlichen Gründen angezeigt, Standorte mit fließendem Grundwasser im Bereich der Bohrtiefe auszuschliessen. Die geologischen Verhältnisse, und somit auch die Grundwasservorkommen, sind in der Schweiz kleinräumig und variieren stark. Dennoch gibt es viele Gebiete, welche mit „keine relevanten Grundwasservorkommen“ kartiert sind und eine hohe Sonneneinstrahlung aufweisen. Dabei sind vor allem in den alpinen Regionen hohe Solarerträge möglich. Die Regionen mit „wenig ergiebigen Grundwasservorkommen“ nehmen gar einen Grossteil der Fläche der Schweiz ein. Es gibt also viele Regionen, in denen saisonale Erdsondenspeicher mit hohem Temperaturniveau potenziell gebaut werden könnten. Aufgrund der Kleinräumigkeit ist aber eine lokale geologische Analyse im Vorfeld unerlässlich. Diese wird in den meisten Kantonen auch die Voraussetzung für eine Bewilligung sein.

Die Wirtschaftlichkeit stellt wohl die grösste Schwierigkeit bei der Realisierung dar. Systeme mit einem sehr hohen Deckungsgrad nach dem Vorbild der Drake Landing Solar Community könnten mit Subventionen je nach Region zu Wärmegestehungskosten um die 0.20 CHF/kWh realisiert werden. Dabei sind die zusätzlichen Kosten für die Wärmeverteilung und Wärmeübergabe nicht eingerechnet. Diese Zusatzkosten könnten bei einem oder wenigen grösseren Verbrauchern geringer ausfallen als bei Einfamilienhaussiedlungen mit geringem Energieverbrauch. Der Energieverbrauch von ungefähr 700 MWh (wie in Okotoks) ist dabei für grössere Hotelblöcke, oder MFH-Überbauungen durchaus erreichbar. Der Platzbedarf für mehrere tausend Quadratmeter Sonnenkollektoren ist dabei erheblich und nicht überall ohne weiteres realisierbar. Ein deutlich grösseres System könnte zu besseren Speicherwirkungsgraden und somit zu einer kleineren Kollektorfläche pro Haushalt führen. Dadurch und natürlich auch durch Skalierungseffekte bei den Preisen würde sich die Wirtschaftlichkeit stark verbessern.

7 Literatur

- [1] Philippen, D., Carbonell, D., Haller, M., Frank, E. & Brunold, S., 2014. *Auslegung und Betrieb einer hocheffizienten Solarthermie-Wärmepumpen-Heizung mit Eisspeicher*. In: *24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie*, OTTI e.V., Regensburg, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany.
- [2] Sulzer, M. & Summermatter, S., 2016. *Solare Energieversorgung im alpinen Raum Reka-Feriendorf Blatten-Belalp*. Bundesamt für Energie BFE, Bern.

- [3] Baggenstos, A., 2016. *P&D Projekt Oberfeld - Monitoring einer PVT Grossanlage - Ergebnisse aus dem ersten Betriebsjahr 2015*. In: 26. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, OTTI e.V., Regensburg, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany.
- [4] Mangold, D. & Deschaintre, L., 2015. *Seasonal Borehole Thermal Energy Storages - State of the Art and nessesary further R&D*.
- [5] Mangold, D. & Deschaintre, L., 2015. *Seasonal Borehole Thermal Energy Storages - Guidelines for design & construction*.
- [6] Hadorn, J.-C., 1989. *Wegleitung zur saisonalen Wärmespeicherung*. Report D 028 d, SIA und Bundesamt für Energiewirtschaft, Zürich.
- [7] Guisan, O., Lachal, B., Matthey, B., Mermoud, A. & Pahud, D., 1989. *Stockage saisonnier de 20000m3 sous un immeuble industriel a Meyrin-Geneve*. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.
- [8] Wijsmann, A.J.T.W., 1988. *The seasonal heat store in Groningen*. In: Advances in Solar Energy Technology.
- [9] Nussbicker, J., Mangold, D., Heidemann, W. & Müller-Steinhagen, H., 2003. *SOLAR ASSISTED DISTRICT HEATING SYSTEM WITH DUCT HEAT STORE IN NECKARSULM-AMORBACH (GERMANY)*.
- [10] Marx, R., Bauer, D. & Drueck, H., 2014. *Energy Efficient Integration of Heat Pumps into Solar District Heating Systems with Seasonal Thermal Energy Storage*. Energy Procedia, 57(Supplement C), p.2706 – 2715.
- [11] Reuss, M., Beuth, W., Schnid, M. & Schöllkopf, W., *Solar district heating with seasonal storage in Attenkirchen*. In: 10th International Conference on Thermal Energy Storage, Stockton, USA.
- [12] Lundh, M. & Dalenbäck, J.-O., 2008. *Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation*. Renewable Energy, 33(4), p.703 – 711.
- [13] Heier, J., Bales, C., Sotnikov, A. & Ponomarova, G., 2011. *Evaluation of a high temperature solar thermal seasonal borehole storage*. 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011, SWC 2011, 6, p.4709–4718.
- [14] Sibbitt, B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. & Kokko, J., 2012. *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation*. Energy Procedia, 30(Supplement C), p.856 – 865.
- [15] Rieger, M., 2009. *Saisonaler ErdsondenWärmespeicher Crailsheim*. Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 9, p.24–32.
- [16] Reha, D., *BOREHOLE SEASONAL THERMAL ENERGY STORAGE BRAEDSTRUP, DENMARK*.
- [17] Sibbitt, B. & McClenahan, D., 2015. *Seasonal Borehole Thermal Energy Storages - Guidelines for design & construction*.
- [18] Schmidt, T., Mangold, D. & Müller-Steinhagen, H., 2004. *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy, 76(1), p.165–174.



- [19] Mangold, D., 2007. *Seasonal storage – a German success story*. *Sun and Wind Energy*, 1/2007, p.48 ff.
- [20] Wijsmann, A.J.T.W. & Havinga, J., 1987. *Monitoring results of the Groningen - CSHPSS*. In: *Advances in Solar Energy Technology*, Hamburg.
- [21] Rad, F.M., Fung, A.S. & Rosen, M.A., 2017. *An integrated model for designing a solar community heating system with borehole thermal storage*. *Energy for Sustainable Development*, 36(Supplement C), p.6 – 15.
- [22] Flynn, C. & Sirén, K., 2015. *Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage*. *Renewable Energy*, 81(Supplement C), p.377 – 388.
- [23] Snijders, A., McClenahan, D. & Wong, B., 2017. *>90% Solaranteil bei der Raumheizung - Erdspeicherung mit bis zu 80°C bei der Drake Landing Solar Community, Alberta, Canada*.
- [24] Knabel, M. & Fink, C., 2015. *Requirements & guidelines for collector loop installation*.
- [25] Biermayr, P., Götzl, G., Fuchsluger, M., Hoyer, S., Weilbold, J., Brüstle, A.K. & Strickler, G., 2013. *ERFOLGSFAKTOREN FÜR SOLARE MIKROWÄRMENETZE MIT SAISONALER GEOTHERMISCHER WÄRMESPEICHERUNG*. Wien.
- [26] Ebert, H.-P., Büttner, D., et al., 2000. *Optimierung von Erdwärmesonden*.
- [27] Der Schweizerische Bundesrat, 2017. *814.201 Gewässerschutzverordnung (GSchV)*. Available at: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19983281/index.html> [Accessed November 23, 2017].
- [28] Eugster, W., 2009. *Wärmenutzung aus Boden und Untergrund - Vollzugshilfe für Behörden und Fachleute im Bereich Erdwärmenutzung*.
- [29] energieschweiz, 2017. *Bewilligungsverfahren Erdwärmesonden in den Kantonen*.
- [30] Bundesamt für Landestopologie swisstopo, *Legende zur den Karten Grundwasser 500*. Available at: https://api3.geo.admin.ch/static/images/legends/ch.swisstopo.geologie-hydrogeologische_karte-grundwasservorkommen_de_big.pdf [Accessed November 23, 2017].
- [31] Anon, *Daily, monthly and yearly satellite-based global radiation*. Available at: http://www.meteoschweiz.admin.ch/content/dam/meteoswiss/de/service-und-publikationen/produkt/raeumliche-daten-globalstrahlung/doc/ProdDoc_MSG.SIS.pdf [Accessed November 23, 2017].
- [32] Vela Solaris AG, 2014. *Polysun Benutzerdokumentation*.
- [33] Gutzwiller, S. & Sres, A., 2011. *webGIS-Applikation „Fernwärme Schweiz“; Bedienungsanleitung*.
- [34] Anon, *OpenStreetMap*.
- [35] Amt für Hochbauten der Stadt Zürich, 2012. *Variantevergleich energiesysteme*.

- [36] Mojić, I., Ruesch, F. & Haller, M.Y., 2017. *Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im kanton St. Gallen*.
- [37] Siegrist, D. & Kessler, S., 2016. *Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015) - Schlussbericht*.
- [38] Mangold, D., Miedaner, O., Primoudi, E., Schmidt, T., Unterbergen Markus & Zeh, B., 2012. *Technisch-Wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung*. Available at: http://www.solites.de/download/literatur/Solites_Technisch-wirtschaftliche%20Analyse%20und%20Weiterentwicklung%20der%20solaren%20Langzeit-W%C3%A4rmespeicherung_Forschungsbericht_FKZ%200329607N_2012.pdf [Accessed December 20, 2017].
- [39] Anon, *Jenni Energietechnik AG* -. Available at: <http://www.jenni.ch/> [Accessed March 25, 2009].
- [40] VETTERLI, N. & SULZER, M., 2015. "Dynamic analysis of the low-temperature district network "Suurstoffi" through monitoring." In: *Proceedings of International Conference CISBAT 2015 "Future Buildings and Districts – Sustainability from Nano to Urban Scale"*, LESO-PB, EPFL, EPFL, Lausanne, 517–522.
- [41] Sulzer, M., 2015. *Solarenergie und Anergienetze - sinnvoll oder unsinnig? Grundlagen, Konzepte und Beispiele*.
- [42] Ruesch, F. & Haller, M., 2017. *Potential and limitations of using low-temperature district heating and cooling networks for direct cooling of buildings*. *Energy Procedia*, 122(Supplement C), p.1099 – 1104.
- [43] Pilloud, R. & Protais, R., *Holzenergie: Wärme mit Zukunft*. Available at: http://www.amstein-walthert.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/zB_Broschueren/zB_Nr31_A4_web.pdf [Accessed December 20, 2017].



8 Anhang

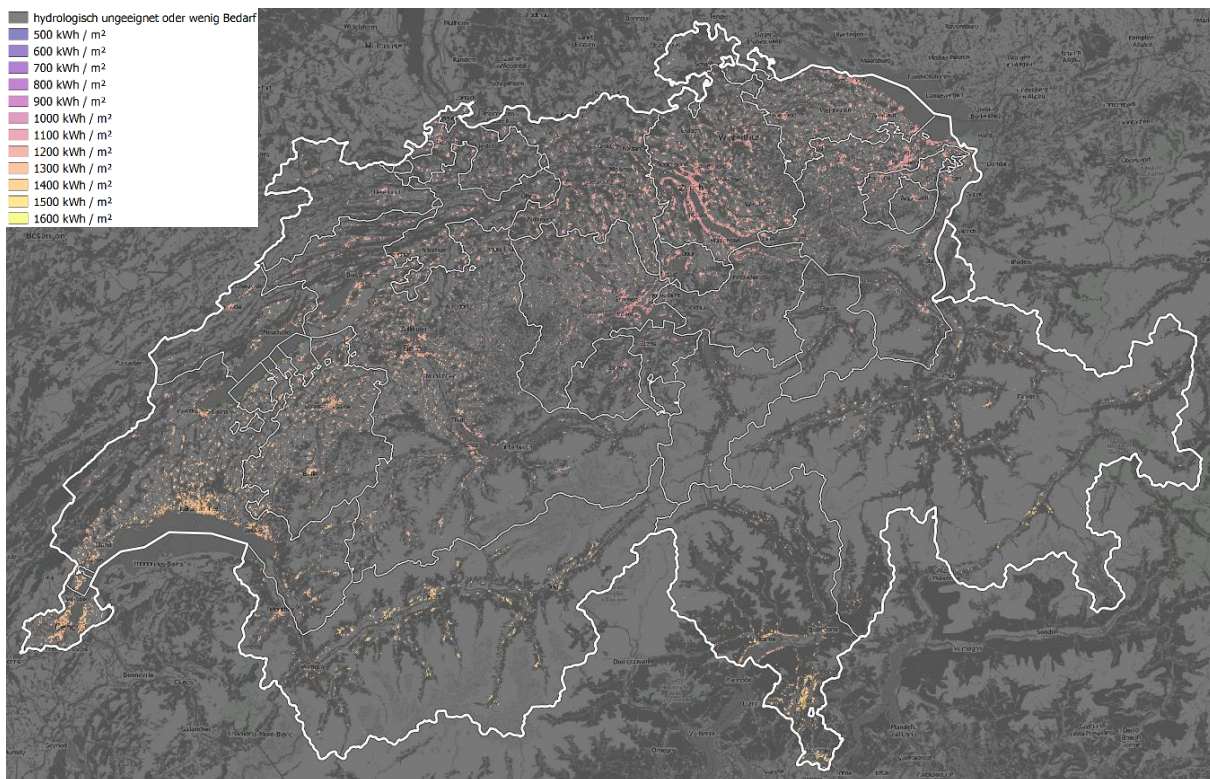
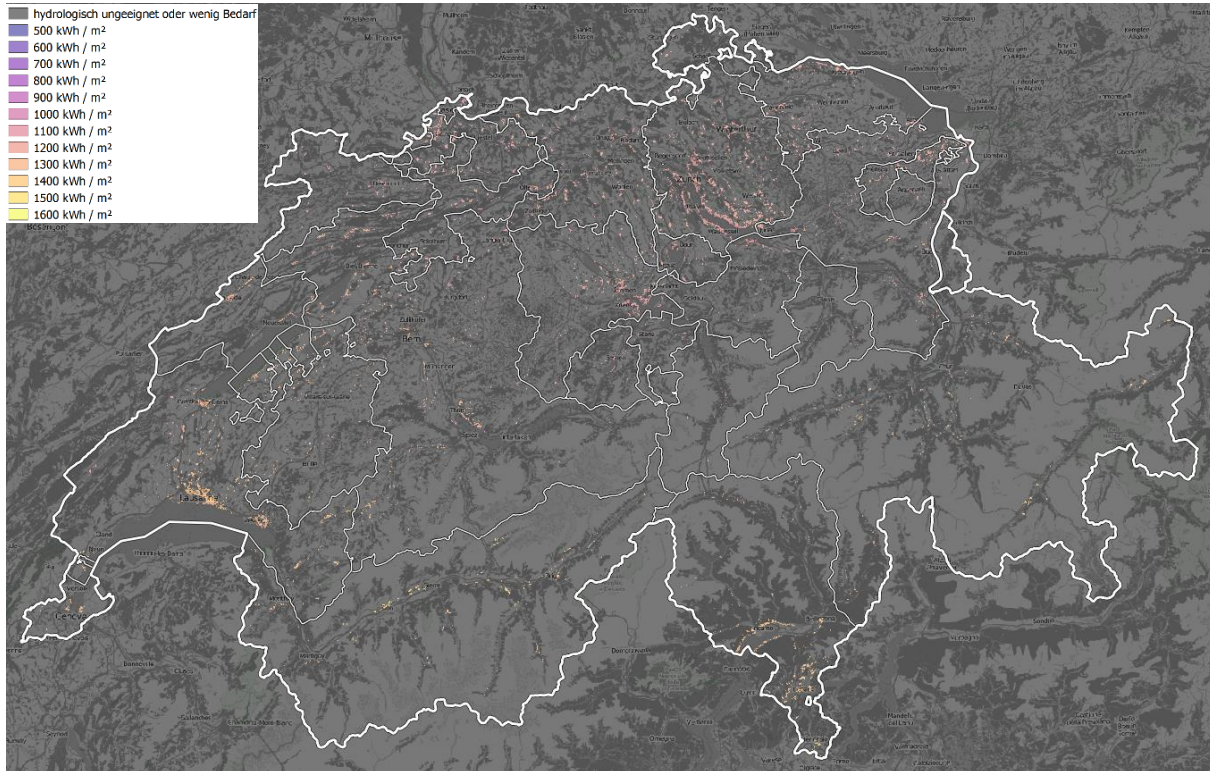


Abbildung 26: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 50 MW/(ha·a) ohne relevante Grundwasservorkommen (oben) und mit geringen Grundwasservorkommen (unten). Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.

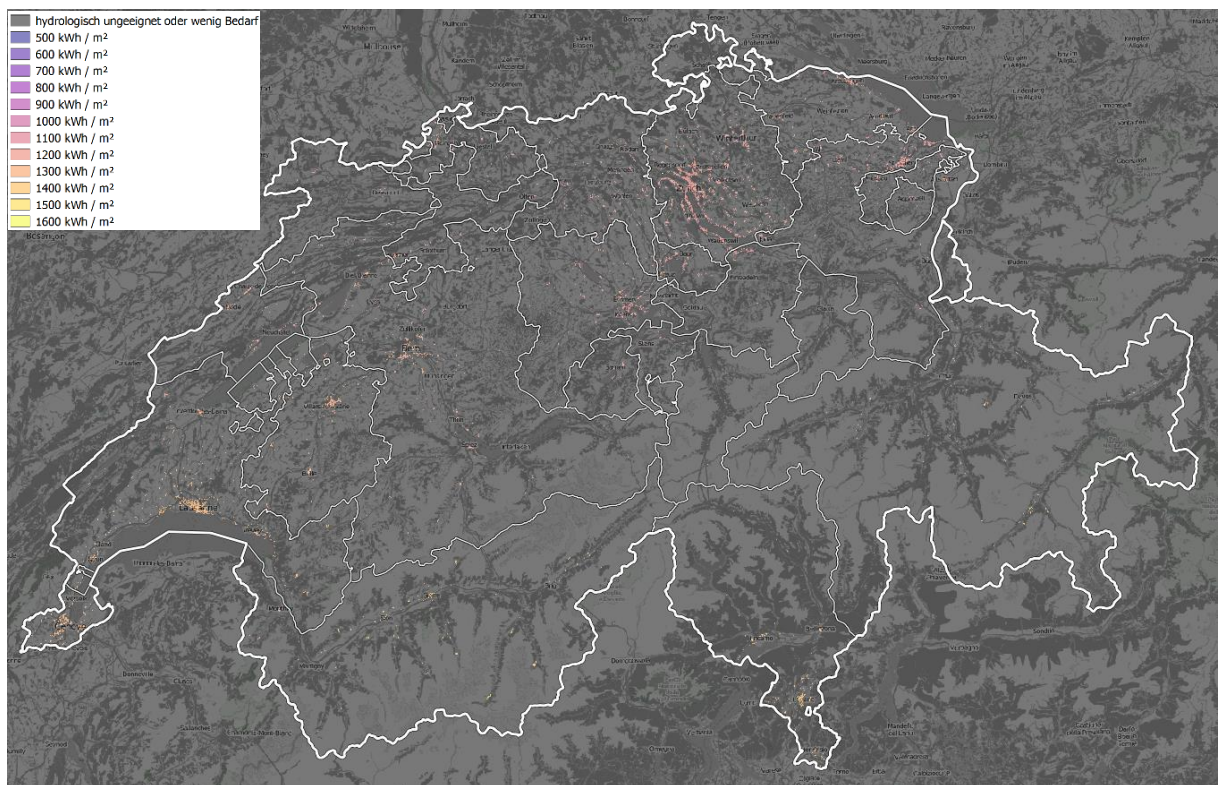
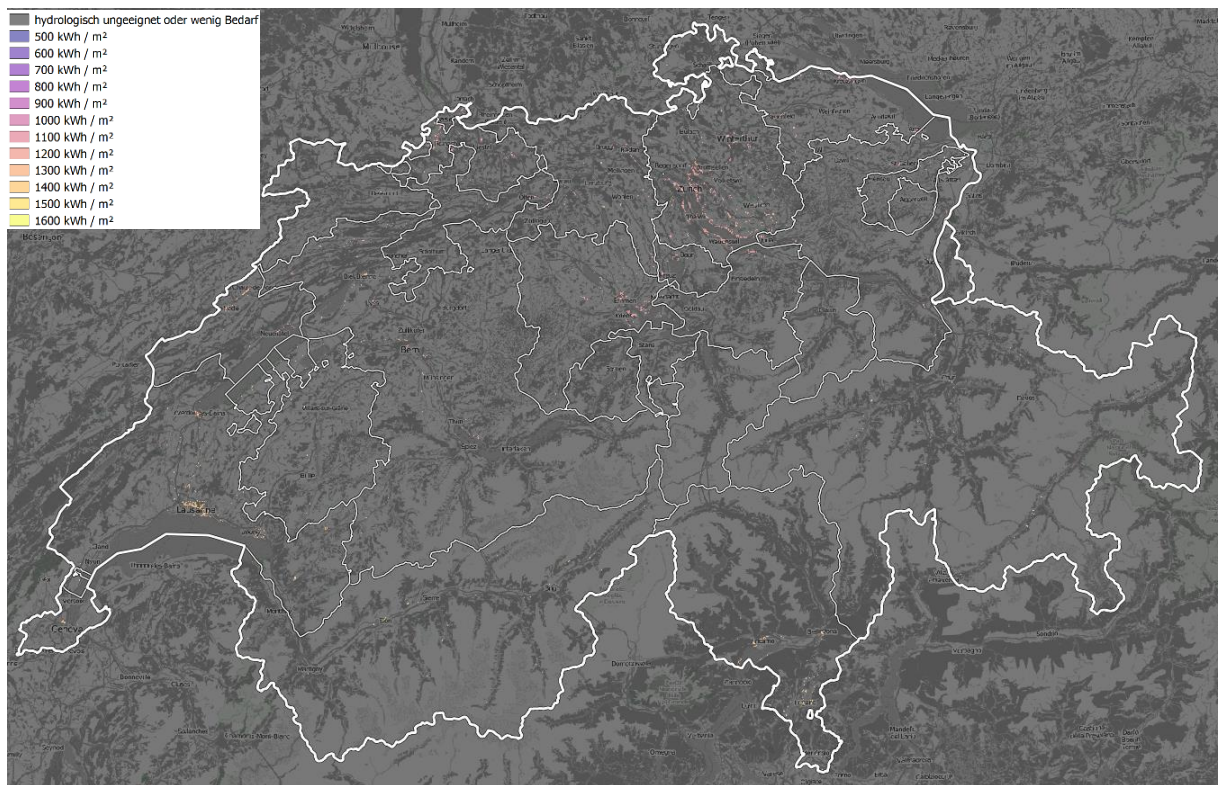


Abbildung 27: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) ohne relevante Grundwasservorkommen (oben) und mit geringen Grundwasservorkommen (unten). Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.

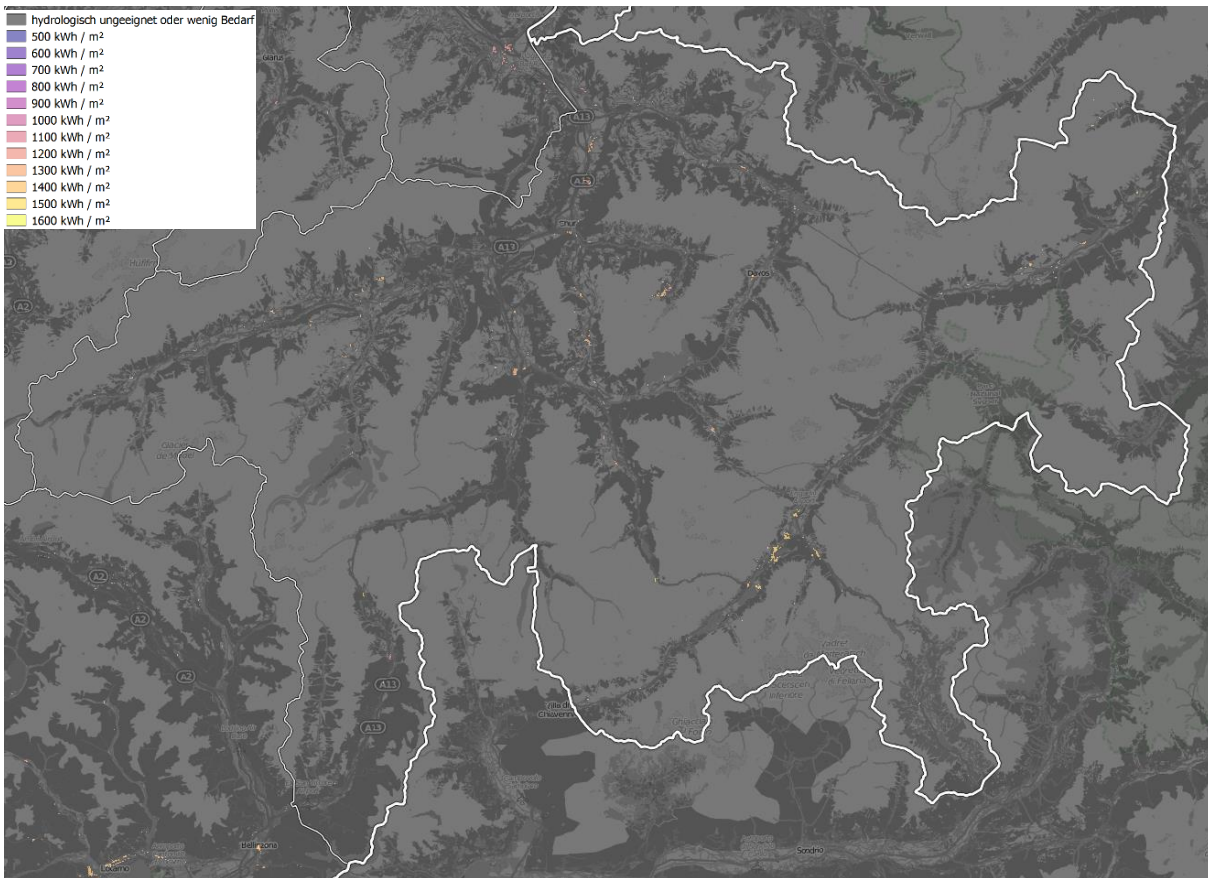


Abbildung 28: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) mit geringem Grundwasservorkommen für den Kanton Graubünden. Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.

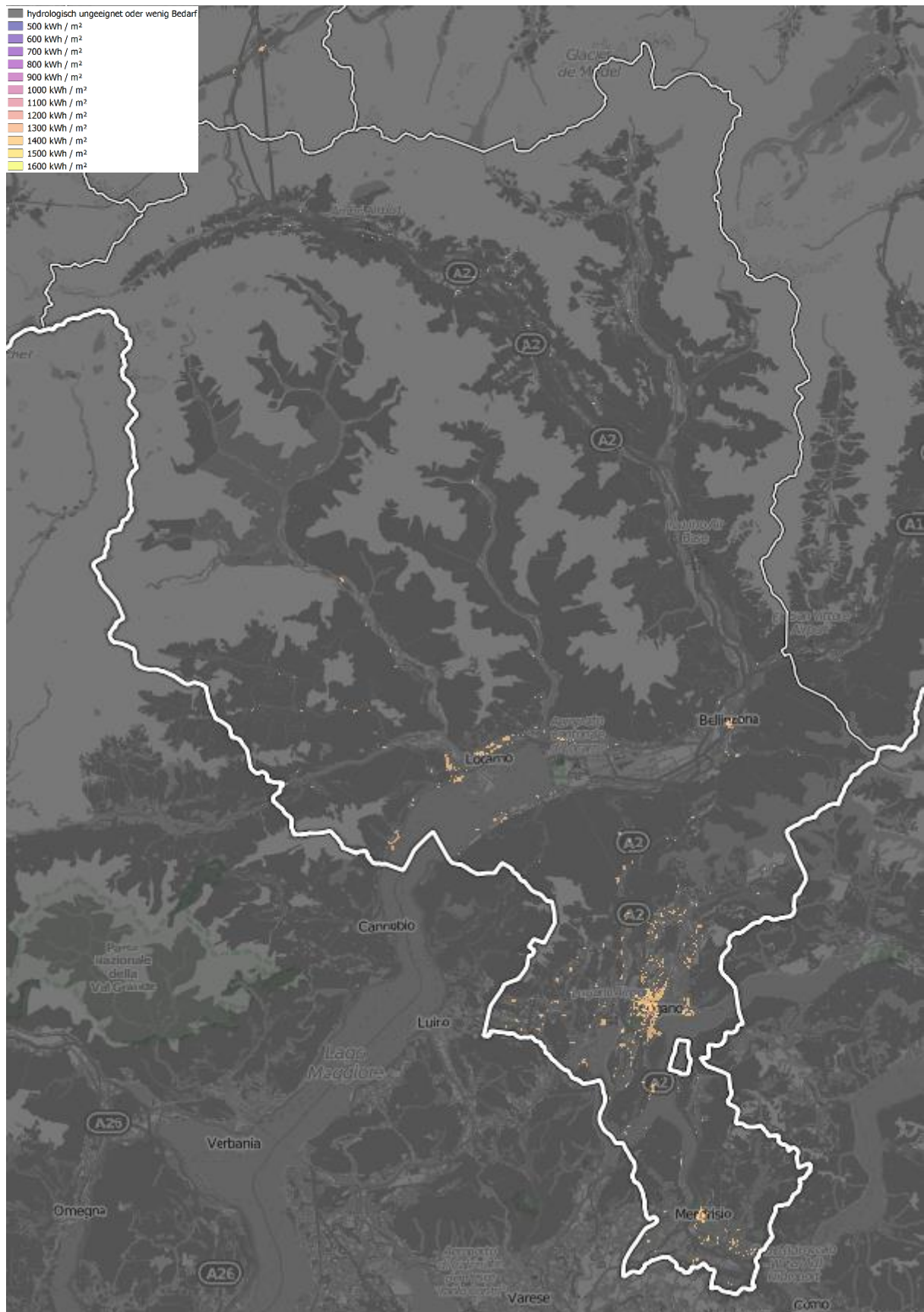


Abbildung 29: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) mit geringem Grundwasservorkommen für den Kanton Tessin. Die Farbgebung repräsentiert die gemittelte *jährliche* Globalstrahlung.

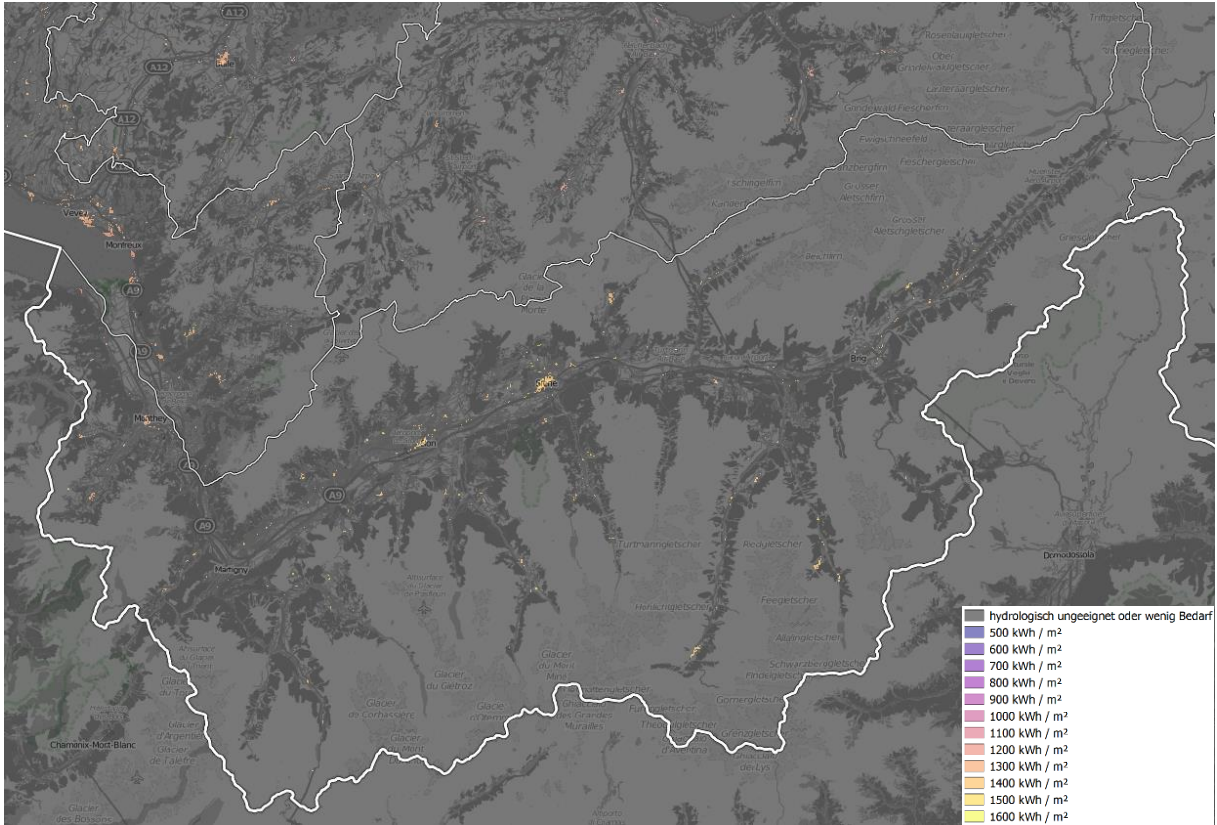


Abbildung 30: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) mit geringem Grundwasservorkommen für den Kanton Wallis. Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.

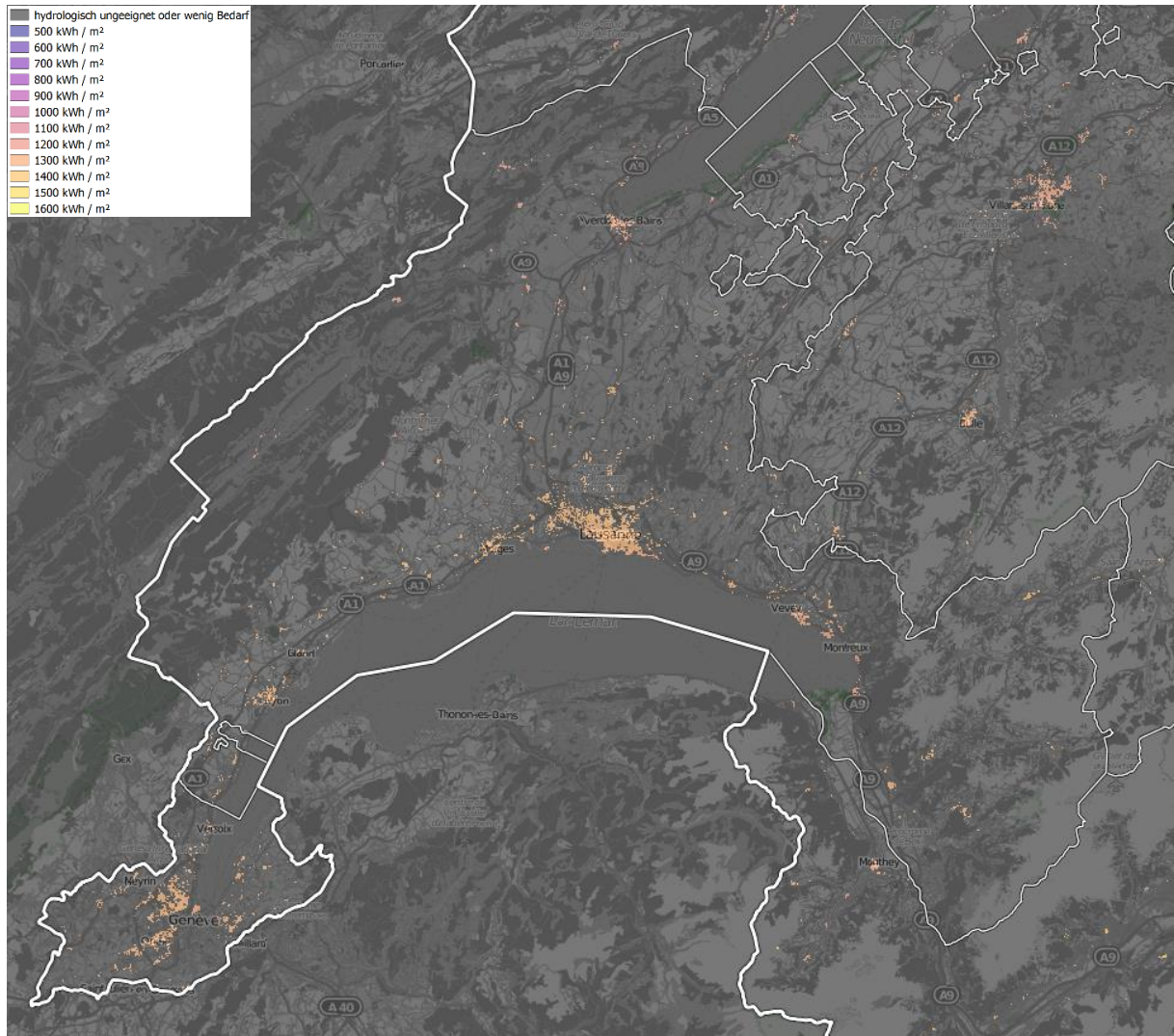


Abbildung 31: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) mit geringem Grundwasservorkommen für den Kanton Waadt. Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.

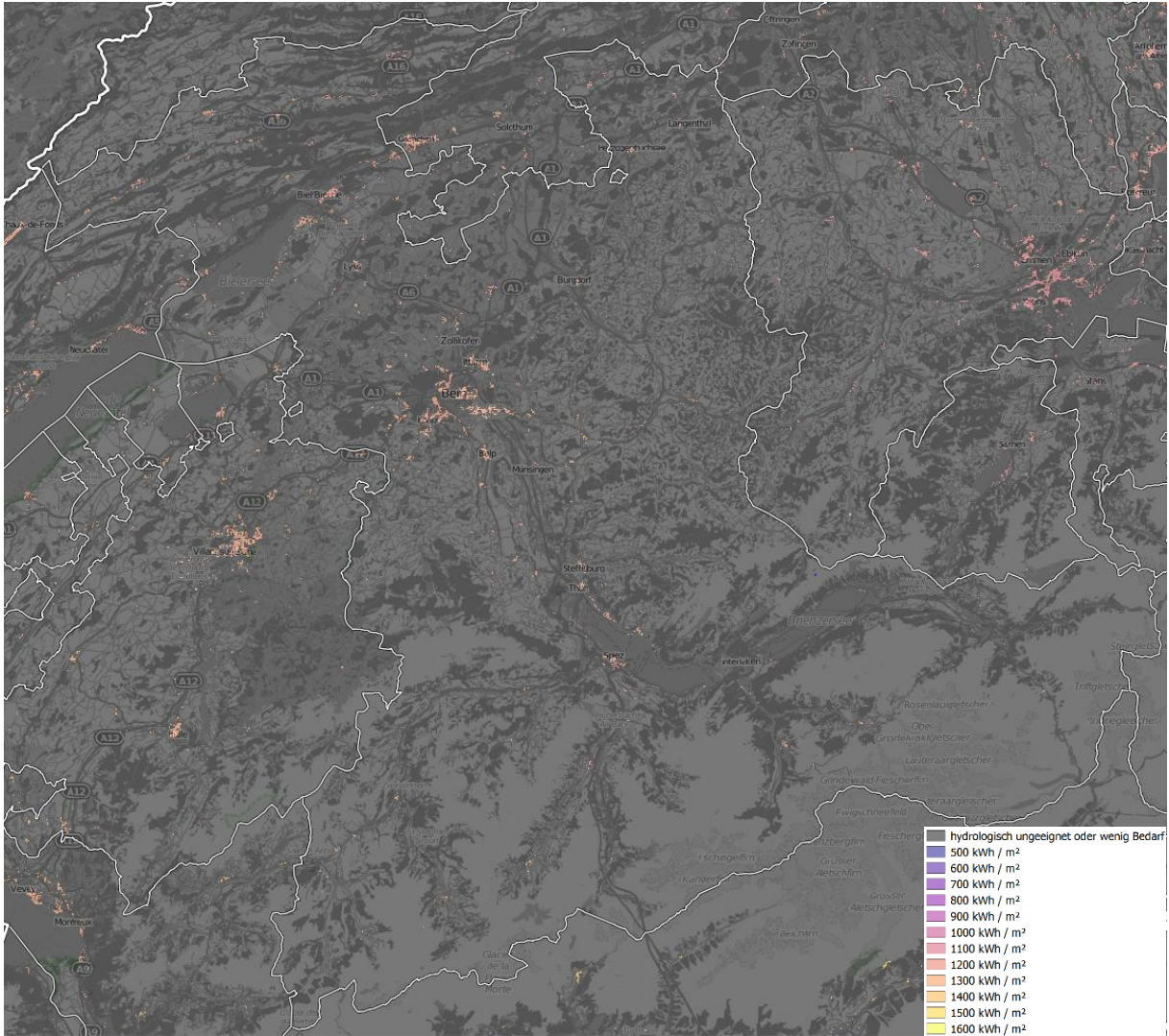


Abbildung 32: Gebiete mit einem Wärmebedarf über 300 MW/(ha·a) mit geringem Grundwasservorkommen für den Kanton Bern. Die Farbgebung repräsentiert die jährliche Globalstrahlung.