



Schlussbericht

TARO-Thermische Arealvernetzung

Energetische Optimierung anhand von dynamischen Systemsimulationen





Datum: 12.9.2016

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Energie in Gebäuden
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

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

Autor/in:

Florian Ruesch, SPF, florian.ruesch@spf.ch
Matthias Rommel, SPF, matthias.rommel@spf.ch
Michel Haller, SPF, michel.haller@spf.ch

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

BFE-Programmleitung: Rolf Moser, moser@enerconom.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/500880-01

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

Die thermische Vernetzung von Arealen, in welchen sowohl Wohn- und Bürogebäude mit einem hohen Wärmebedarf als auch Industrie- und Dienstleistungsgebäude mit einem hohen Kältebedarf vorhanden sind, ermöglicht die Nutzung von Synergien und kann einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Eine Möglichkeit zur thermischen Vernetzung bieten sogenannte Niedertemperatur- oder "Anergienetze", bei denen grosse Erdsondenfelder als saisonale Speicher eingesetzt werden. In diesem Projekt wurden die Möglichkeiten zur Abbildung solcher Systeme in der Software Polysun untersucht und weiterentwickelt. Messdaten aus dem Betrieb von zwei realisierten Systemen werden als Beispiele gezeigt und zur Validierung der Simulationsmodelle verwendet. Beide Systeme liefern im Betrieb zuverlässig Wärme und Kälte bei gleichzeitig hohen Arbeitszahlen der Wärmepumpen, was in den Simulationen auch gut abgebildet werden konnte. Der dynamische Temperaturverlauf in den Erdsondenfeldern ist von zentraler Bedeutung. Zum einen bestimmt die tiefste Temperatur im Winter die Dimensionierung der Sondenfelder. Zum anderen steigt die Temperatur bei vollständig regenerierten Feldern im Sommer deutlich an. Dadurch werden die Potenziale für „free cooling“ und von Luft-Wärmetauschern zur Regeneration stark eingeschränkt. Andere Wärmequellen wie Sonnenkollektoren, PV-betriebene Luft-Wärmepumpen oder Abwärme aus Industrie- und Dienstleistungsgebäude eignen sich hingegen gut zur Regeneration der Erdsonden in „Anergienetzen“.

Résumé

L'interconnexion thermique des quartiers combinant les besoins en chaleur des bâtiments et les besoins en froid des secteurs industriels et tertiaires peuvent créer des synergies et contribuent ainsi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cette interconnexion peut être réalisée au moyen de réseaux de chaleur à basse température utilisant de vastes champs de sondes géothermiques pour le stockage intersaisonnier. Dans ce projet, les possibilités de simuler tels réseaux avec le logiciel Polysun sont analysées et améliorées. Comme exemple, deux systèmes réels sont considérés et les mesures des premières années de fonctionnement utilisées pour la validation expérimentales des modèles. Les deux systèmes ont délivré de la chaleur et du froid de manière fiable engendrant pour les pompes à chaleur de hauts COP, résultat qui a été également vérifié par simulation. La distribution dynamique des températures dans les grands champs de sondes géothermiques est d'une grande importance. La température minimale en hiver détermine le dimensionnement du champ de sondes géothermiques. Pour une régénération complète, des températures élevées doivent être fournis lors de l'été. Cela diminue le potentiel pour le «free cooling» ou pour la régénération basée sur des échangeurs de chaleur à air. D'autres sources comme les capteurs solaires thermiques, la combinaison de photovoltaïque et de pompes à chaleur air/eau ou de la chaleur résiduelle provenant du secteur industriel ou tertiaires sont de bonnes options pour la fourniture de chaleur dans les réseaux à basse température.

Summary

The thermal interconnection of districts with heat demand from buildings and cold demand from industry and the service sector can create synergies and contribute to the reduction of climate gas emissions. This connection can be realized by low temperature networks, using large borehole fields as seasonal storages. The possibilities to simulate such networks with the software Polysun was analysed and improved in this project. Two realized systems are used as example cases and measured data from the first years of operation is used for model validation. Both systems delivered heat and cold reliably, and led to high performance factors of the heat pumps, which was also shown by means of simulations. The dynamic temperature evolution in large borehole fields is of particular importance. The lowest temperature during winter determines the dimensioning of the borehole field. For a complete regeneration, elevated temperatures have to be supplied for recharging during summer. This decreases the potential for "free cooling" or for regeneration with air heat exchangers. Other sources such as solar thermal collectors, the combination of PV and air to water heat pumps or waste heat from industry or the service sector are good options for the supply of heat in low temperature networks.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé.....	3
Summary	3
Inhaltsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	6
Das Wichtigste in Kürze	7
1. Ausgangslage	12
2. Ziel der Arbeit.....	14
3. Vorgehen.....	15
3.1. Beispielanlagen.....	15
3.1.1. Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ).....	15
3.1.2. Firmengebäude von Reichle & De-Massari AG in Wetzikon	20
3.2. Modellerweiterungen.....	23
3.2.1. Abbildung der Hydraulik von Netzen	23
3.2.2. Pumpenmodell	23
3.2.3. Erdsondenfeld	26
3.2.4. Wärmesenke/Wärmequelle.....	27
3.2.5. Wärmepumpe.....	27
3.2.6. Erdverlegte Leitungen.....	27
3.2.7. Mehrere Gebäude	29
3.2.8. Einbindung von Seewasser	29
4. Resultate und Diskussion	31
4.1. Areal der Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ).....	31
4.1.1. Betriebsdaten	31
4.1.2. Simulation in Polysun.....	33
4.2. Dienstleistungsgebäude von Reichle & De-Massari.....	37
4.3. Validierung neuer Modelle	39
4.3.1. Komplexe Hydraulik	39
4.3.2. Pumpen.....	43
4.3.3. Erdsondenspeicher	45
4.3.4. Erdverlegte Leitungen.....	48
4.3.5. Wärmepumpe.....	50
4.4. Allgemeine Betrachtungen anhand des Beispielsystems.....	50
4.4.1. Auslegung Erdsondenspeicher	50
4.4.2. Einbindung von Abwärme	54



4.4.3.	Aussenluft	58
4.4.4.	Sonnenkollektoren	59
4.4.5.	PV & Aussenluftwärmepumpe	62
4.4.6.	Direkte Gebäudekühlung	64
4.4.7.	Seewasser	69
5.	Schlussfolgerung	73
5.1.	Beispielsysteme	73
5.2.	Programmerweiterungen	73
5.3.	Auslegungstemperaturen	74
5.4.	Wärmequellen	74
6.	Referenzen.....	76
7.	Anhang.....	79
7.1.	Details zu den Simulationen	79
7.2.	Erläuterungen zum Einsatz „virtueller Durchflusserzeuger“	83
7.3.	Berechnung der g-Funktion von Sondenfeldern	84
7.3.1.	Schichtdicken.....	87



Abkürzungsverzeichnis

WP	Wärmepumpe
COP	coefficient of performance
JAZ	Jahresarbeitszahl
TAZ	Tagesarbeitszahl
EWS	Erdwärmesonde
H	Höhe oder Länge der Sonde
B	Abstand zwischen Sonden
D	Dicke der Deckschicht über der Sonde
SSSA	Single Step Semi Analytical
FGZ	Familienheimgenossenschaft Zürich
R & M	Reichle & De-Massari AG
PV	Photovoltaik
MFH	Mehrfamilienhaus
FH	Friesenberghalde
ARA	Abwasserreinigungsanlage



Das Wichtigste in Kürze

Die Vernetzung von Arealen, in welchen Wohn und Bürogebäude mit einem hohen Wärmebedarf und Gebäude aus dem Industrie- und Dienstleistungssektor mit einem hohen Kältebedarf vorhanden sind, ermöglicht die Nutzung von Synergien und kann einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Energiewende und der Klimaziele leisten. Eine Möglichkeit zur thermischen Vernetzung bieten sogenannte Niedertemperatur- oder "Anergienetze", bei denen grosse Erdsondenfelder als saisonale Speicher eingesetzt werden. Diese werden von dezentralen Wärmepumpen über ein wasserführendes, erdverlegtes Netz als Wärmequelle und Wärmesenke genutzt und stellen somit über die Wärmepumpen Wärme und Kälte auf einem nutzbaren Temperaturniveau zur Verfügung.

In diesem Projekt wurden die Möglichkeiten zur Abbildung solcher Systeme in der Software Polysun untersucht und weiterentwickelt. Messdaten aus dem Betrieb von zwei realisierten Systemen werden als Beispiele gezeigt und zur Validierung der Simulationsmodelle verwendet. Das erste System ist das „Anergienetzes“ der Familienheim Genossenschaft Zürich (FGZ). In diesem wird nach der ersten Bauetappe bereits Abwärme aus einem Rechenzentrum in ein wassergeführtes „Anergienetz“ eingespeisen, in einem grossen Erdsondenfeld gespeichert und zur Beheizung von ca. 400 Wohneinheiten verwendet. Dieses Netz soll in den folgenden Jahren weiter ausgebaut werden. Das zweite System betrifft die Wärme- und Kälteversorgung eines Bürokomplexes der Reichle & De-Massari AG. In diesem werden Raumwärme und Warmwasser, aber auch Raum- und Prozesskälte durch Wärmepumpen und zwei Erdsondenfelder mit ausgeglichenen Jahresbilanz für 16'000 m² Nutzfläche zur Verfügung gestellt.

Sowohl für die erste Bauetappe des FGZ-Netzes als auch für die Wärme- und Kälteversorgung des Reichle & De-Massari Gebäudes konnten Messdaten des ersten Betriebsjahres ausgewertet werden. Für die eingesetzten Wärmepumpen wurde beim Reichle & De-Massari Gebäude eine Jahresarbeitszahl von 6.6, und bei der FGZ trotz hoher Vorlauftemperatur von 68 °C immer noch eine Jahresarbeitszahl von 4.0 erreicht. Wird der Hilfsenergieverbrauch auf Quell- und Nutzerseite mit einbezogen, so verringern sich die Arbeitszahlen auf 5.7, respektive 3.9.

Sowohl das „Anergienetz“ der FGZ als auch die Wärme- und Kälteversorgung des Reichle & De-Massari Gebäudes konnten in vereinfachter Form in der Software Polysun abgebildet und simuliert werden. Der Vergleich mit gemessenen Daten hat gezeigt, dass wichtige Systemparameter wie der Temperaturverlauf in den Erdsonden oder die Arbeitszahlen der Wärmepumpen realistisch wiedergegeben werden.

Grössere Netze, wie zum Beispiel das Netz der FGZ im Endausbau, lassen sich in Polysun auf Basis vereinfachter Lasten mit Hilfe der Wärmequelle/Wärmesenke abbilden. Dazu müssen externe „Lastfiles“ für Be- und Entzug von Wärme generiert werden. Die gegenseitige Beeinflussung von dezentralen, unabhängig voneinander geregelten, Pumpen kann die Simulationszeit stark verlängern. Bei sieben unabhängigen Stationen und zwei parallelen Erdsondenfeldern dauerte eine Jahressimulation ca. 2.5 min, bei 14 unabhängigen Stationen und drei parallelen Sondenfeldern bereits ca. 50 min. Eine detaillierte Abbildung aller Stationen mit Wärmepumpen, Speichern, Gebäuden usw. war nicht möglich. Daher wurden nur einzelne Stationen (z.B. die bereits betriebene Station Friesenberghalde) im Detail simuliert.

Modellerweiterungen

Verbesserungen, welche am Simulationskern vorgenommen wurden, ermöglichen die **Abbildung von komplexen Hydrauliken** mit in unterschiedlichen Richtungen durchflossenen Elementen. Mit Hilfe von „virtuellen Durchflusserzeugern“ kann das Problem unterdefinierter Systeme gelöst werden. Diese Neuerungen ermöglichen die Abbildung von Ringnetzen und Netzen mit mehreren parallelen passiv angeschlossenen Erdsondenfeldern.

Ein **verbessertes Pumpenmodell** erlaubt die genaue Berechnung des Hilfsenergieverbrauches von drehzahlgergerten Umwälzpumpen. Sowohl Simulationen als auch Messdaten haben gezeigt, dass bei entsprechender Dimensionierung der Leitungen trotz hoher Volumenströme nur sehr geringe Hilfsenergien für die Umwälzpumpen benötigt werden. Diese liegen in der Grössenordnung von 1 % der transportierten Energie. Der Vergleich mit Messwerten hat gezeigt, dass die Unsicherheiten hauptsächlich bei den Annahmen für Lasten oder hydraulische Widerstände liegen.

Das **Erdsondenmodell** musste zur Abbildung von grossen und mit engem Abstand gebohrten Erdsondenfeldern nicht angepasst werden. Diese Felder können über die Eingabe einer entsprechenden g-Funktion abgebildet werden. Es wurde eine neue semi-analytische Methode vorgeschlagen, mit welcher diese g-Funktion für grosse Sondenfelder in guter Präzision und mit geringem Rechenaufwand berechnet werden kann. Um die Simulation des Erdsondenfeldes zu prüfen, wurde die gemessenen Lasten eingelesen und der resultierende Temperaturverlauf der Simulation mit dem realen Temperaturverlauf verglichen. Dies wird in der folgenden Abbildung gezeigt.

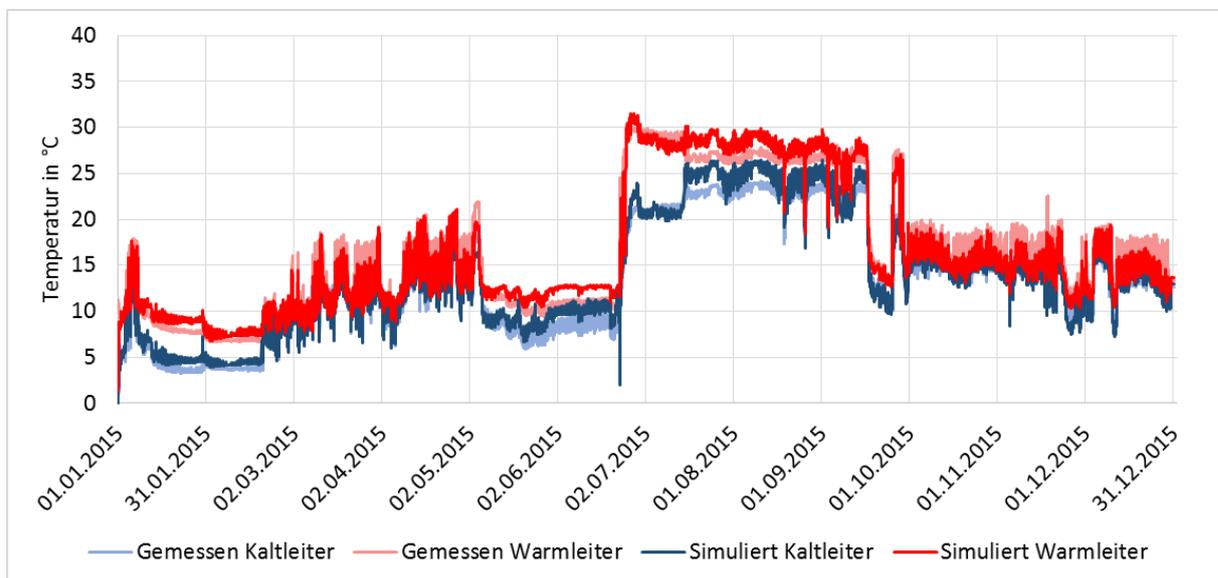


Abbildung 30 von Seite 44 Verlauf von gemessenen und anhand der eingespiessenen respektive entzogenen Leistung simulierten Temperaturen bei Erdspeicher Grünmatt der FGZ.

Des Weiteren wurden Modelle für die Wärmequelle/Wärmesenke, für modulierende Wärmepumpen und für erdverlegte Leitungen angepasst. Zusätzlich wurde die Möglichkeit geschaffen, mehrere unterschiedliche Gebäude in einem System einzusetzen.

Resultate

Die etablierten Auslegungstemperaturen von 4 °C im Kaltleiter und 8 °C im Warmleiter als minimaler Wert im Winter führen dazu, dass die Erdsondenspeicher bei monovalentem Betrieb sehr gross ausgelegt werden müssen. Zur Verbesserung der Kosteneffizienz wurden z.B. bei der FGZ bivalente Systeme mit fossiler Spitzenabdeckung eingesetzt. Ist mit einem Überschuss an Abwärme zu rechnen, wärmen sich die Erdsondenspeicher über die Jahre auf. Dadurch müssen die fossilen Spitzenabdeckungskessel weniger oft eingesetzt werden und die Arbeitszahlen der Wärmepumpen verbessern sich.

Durch das Herabsetzen der Auslegungstemperaturen auf 2/5 °C kann die spezifische Entzugsleistung erhöht werden und es könnten ähnlich viele Sonden gespart werden wie durch den Einsatz fossiler Spitzenabdeckungen von ca. 30%. Dabei stellt aber der Frostschutz der Wärmepumpen-Verdampfer bei mit Wasser betriebenen Netzen eine Herausforderung dar. Wie in der folgenden Abbildung anhand eines simulierten Beispielsystems dargestellt wird, kann die spezifische Nennentzugsleistung durch ein weiteres Absenken der Auslegungstemperaturen auf -3/0 °C deutlich erhöht werden. Die Sondenfeldgrösse könnte dadurch gegenüber einer monovalenten Auslegung etwa halbiert werden. Dabei müsste aber ähnlich wie bei herkömmlichen Erdwärmesonden ein Frostschutzmittel als Fluid eingesetzt werden um ein Gefrieren des Bodens zu verhindern.

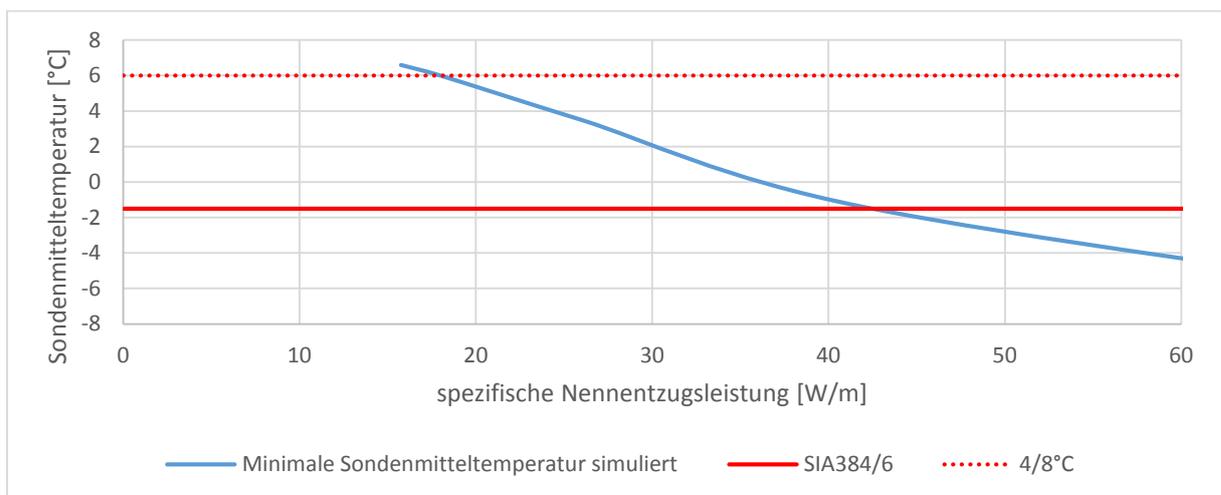


Abbildung 36 von Seite 50 Minimale Sondenmitteltemperatur bei unterschiedlicher spezifischer Nennentzugsleistung und ausgeglichener Jahresbilanz für ein simuliertes Beispielsystem.

Längere Sonden weisen wegen der Erderwärmung in tiefen Schichten eine höhere Durchschnittstemperatur auf. Diese führt bei wassergeführten Sonden zu einer substantiellen Verringerung der benötigten Sondenmeter, wenn tiefere Sonden gebohrt werden können.

Abwärme aus unterschiedlichen Quellen eignet sich sehr gut zur Regeneration von Erdsondenfeldern in „Anergienetzen“. Dabei sind das verfügbare Temperaturniveau, die Abwärmeleistung und die zeitliche Verfügbarkeit (Anzahl Vollaststunden) wichtige Parameter. Bei wassergeführten Netzen und entsprechend gross dimensionierten Erdsondenfeldern reichen bei ausreichender Verfügbarkeit bereits Temperaturen von 20-25°C zur vollständigen Regeneration.

Das verfügbare Temperaturniveau der **Aussenluft** reicht bei typischen Systemauslegungen nicht zur vollständigen Regeneration von Erdwärmesonden. Für unterschiedliche Auslegungen des Wärmetauschers und des Sondenfeldes lagen die simulierten Regenerationsraten unter 50%. Aussenluft kann auch zur Rückkühlung von Abwärme verwendet werden und somit direkt mit der Einspeisung in ein „Anergienetz“ konkurrieren. Wenn vorhandene Abwärme bei kalten



Aussentemperaturen an die Luft abgegeben und nicht ins Netz eingespeisen wird, kann dies eine vollständige Regeneration auch bei im Überschuss vorhandener Abwärme verhindern.

Auch **direkte Gebäudekühlung oder free cooling** führt meist nicht zu einer vollständigen Regeneration von Erdsondenspeichern. Bei Wohngebäuden am Standort Zürich liegt der durch free cooling erreichbare Regenerationsgrad meist unter 25%. Bei reiner Büronutzung mit sehr hohen internen Lasten kann eine vollständige Regeneration erreicht werden. Dies vor allem auch weil in diesen Gebäuden der Wärmebedarf deutlich geringer ist. Bei grossen Erdsondenfeldern muss eine Regeneration durch free cooling immer mit einer anderen Wärmequelle kombiniert werden, um eine Langzeitauskühlung zu vermeiden. Dadurch vermindert sich jedoch das Potenzial von free cooling weiter, weil das sommerliche Temperaturniveau in den Sonden steigt. Dies wird in der folgenden Abbildung anhand eines Beispiels mit Mischnutzung aus einem Wohn- und einem Bürogebäude mit hohen internen Lasten aufgezeigt. Ohne Abwärmeeinspeisung liegt dabei der Regenerationsanteil durch free cooling bei 50 %. Der Beitrag durch free cooling verringert sich aber auf ca. 20 %, wenn durch zusätzliche Abwärmeeinspeisung eine ausgeglichene Jahresbilanz erreicht werden soll (100 % Regeneration).

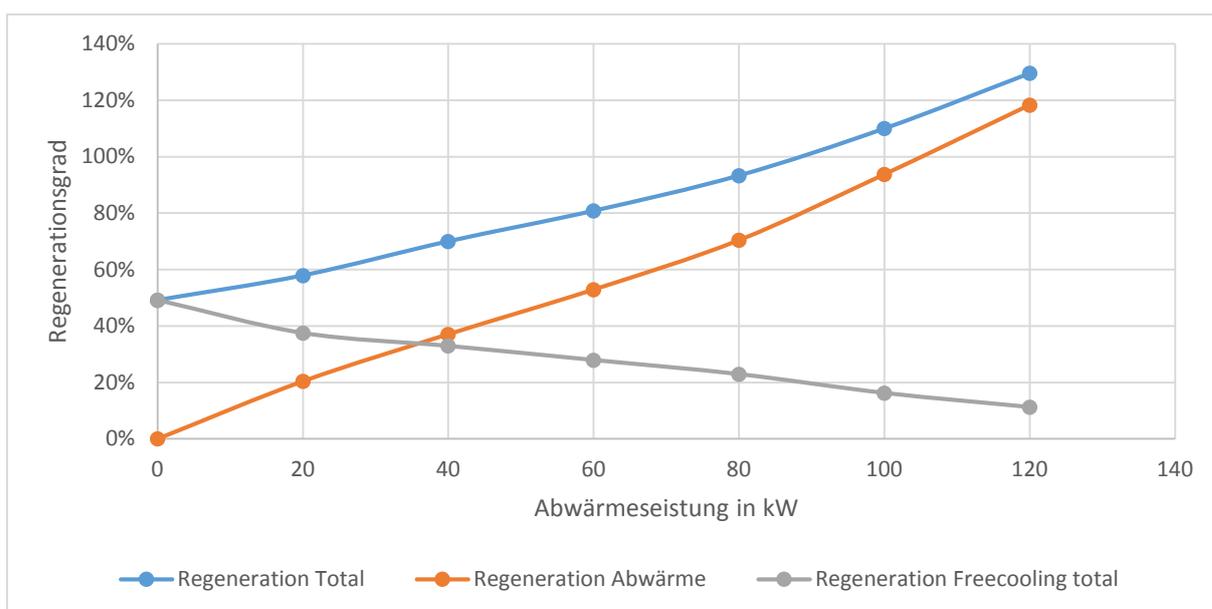


Abbildung 55 von Seite 69: Regenerationsgrad der Kombination von Bürogebäude, Wohngebäude und Sommerabwärme mit unterschiedlicher Leistung.

Sonnenkollektoren bieten die Möglichkeit auch in Arealen ohne verfügbare Abwärme eine ausgeglichene Jahresbilanz zu erreichen. Bei grosszügig - für Betrieb mit Wasser - ausgelegten Sondenfeldern kann eine vollständige Regeneration mit unterschiedlichen Kollektortechnologien (PVT-, unverglaste selektive oder nicht selektive Absorber, verglaste Kollektoren) erreicht werden. Dabei sind unterschiedliche spezifische solare Erträge von ca. 300 kWh/m² bis über 700 kWh/m² zu erwarten.

Die Kombination von Photovoltaikmodulen und einer Aussenluftwärmepumpe mit kleinem Temperaturhub kann ebenfalls zur vollständigen Regeneration von grossen Sondenfeldern eingesetzt werden. Dabei ist mit einem deutlich geringeren Flächenbedarf des Modulfeldes im Vergleich zu einem thermischen Kollektorfeld auszugehen. Eine Aussenluftwärmepumpe führt aber zu einem zusätzlichen Flächenbedarf und zu Zusatzkosten, welche im konkreten Fall mit einem thermischen Kollektorfeld verglichen werden müssen.



Seewasser kann in der Simulationsumgebung Polysun über die Komponente „Wärmequelle/Wärmesenke“ zur Simulation von Wärme- und Kälteversorgungssystemen eingebunden werden. Bei der Verwendung von Tiefenwasser aus Seen können Messdaten aus einem Jahr auch in Kombination mit standardisierten Wetterdaten oder Wetterdaten aus anderen Jahren verwendet werden. Bei der Verwendung von Oberflächenwasser oder Flusswasser muss die Korrelation der Temperatur mit dem Wetter jedoch berücksichtigt werden. Insbesondere das free cooling kann durch die Verwendung von Messdaten welche nicht mit den verwendeten Wetterdaten korrelieren überschätzt werden. Wenn keine kohärenten Wetter- und Temperaturdaten vorhanden sind, so besteht die Möglichkeit, die Korrelation der Oberflächentemperatur mit den Wetterdaten mit Hilfe eines Modells für ein grosses Schwimmbad deutlich zu verbessern.



1. Ausgangslage

Die ehrgeizigen Klimaziele des Bundes fordern eine langfristige Reduktion des Primärenergieverbrauchs auf einen Leistungsbedarf von 2000 Watt pro Person bei einem CO₂-Ausstoss von weniger als einer Tonne pro Person und Jahr. Bei der Umsetzung dieser Ziele spielt der Energieverbrauch des Gebäudeparks eine zentrale Rolle. Eine zusätzliche Herausforderung stellt auch der steigende Bedarf an Kälte zur Gebäudeklimatisierung oder zur Prozesskühlung dar. Die Vernetzung von Arealen kann einen wichtigen Beitrag zum Erreichen dieser Ziele leisten und wurde daher vom BFE zu einem Schwerpunkt im Forschungsprogramm Energie im Gebäude ernannt. Eine Möglichkeit zur thermischen Vernetzung bieten sogenannte Niedertemperatur- oder "Anergienetze", bei denen grosse Erdsondenfelder überschüssige Wärme aus den Sommermonaten für den Heizbedarf im Winter gespeichert wird. Diese Erdsondenfelder kühlen durch den Wärmeentzug im Winter aus und werden im Sommer zur Kühlung von Bürogebäuden oder anderen Anwendungen mit grossem Kältebedarf genutzt. Diese Doppelnutzung macht solche Netze sowohl energetisch als auch ökonomisch interessant. Die thermische Energie wird dabei auf tiefem Temperaturniveau in der Erde gespeichert und in wasserführenden, erdverlegten Leitungen - den sogenannten „Anergienetzen“- transportiert. Dezentrale Wärmepumpen können diese Netze als Quelle nutzen und somit direkt bei den Verbrauchern sehr effizient Wärme oder Kälte auf einem nutzbaren Temperaturniveau zur Verfügung stellen. Bei der Planung solcher Netze spielen vor allem energetische Gesichtspunkte eine wichtige Rolle, d.h. es muss sichergestellt werden, dass sowohl der Wärme- als auch der Kältebedarf für alle an das Netz angeschlossenen Gebäude und Verbraucher zur Verfügung gestellt werden kann. Der Bezug respektive die Einspeisung wird dabei von dezentralen Stationen übernommen, welche individuell gesteuert werden können. Aus diesem Grund ist das hydrodynamische Verhalten eines solchen Systems im Gegensatz zu Systemen mit zentraler Pumpeinrichtung nur sehr schwer vorhersehbar, insbesondere wenn im Verlauf der Lebensdauer eines Netzes neue Verbraucher oder Wärmelieferanten dazu kommen oder vom Netz getrennt werden. Das hydrodynamische Verhalten beeinflusst jedoch zum einen die Versorgungssicherheit und zum anderen auch den Energieverbrauch des gesamten Systems.

Einige dieser Netze wurden in der Schweiz in der näheren Vergangenheit realisiert oder befinden sich momentan im Bau. Bekannte Beispiele sind die ETH Höggerberg, das „Suerstoffi“ Areal in Rotkreuz oder die Familienheimgenossenschaft (FGZ) in Zürich. Ein Überblick über unterschiedliche realisierte Niedertemperaturnetze wird im Abschlussbericht zum Projekt „Thermische Vernetzung“-Konzeptvorschlag [1] gegeben. Dabei werden auch Netze mit gemeinsamer Grundwasser- oder Seewasserfassung oder Abwärmenutzung aus ARAs beschrieben, welche keine Speicherung beinhalten und daher keinen saisonalen Ausgleich des Wärme- und Kältebedarfs ermöglichen.

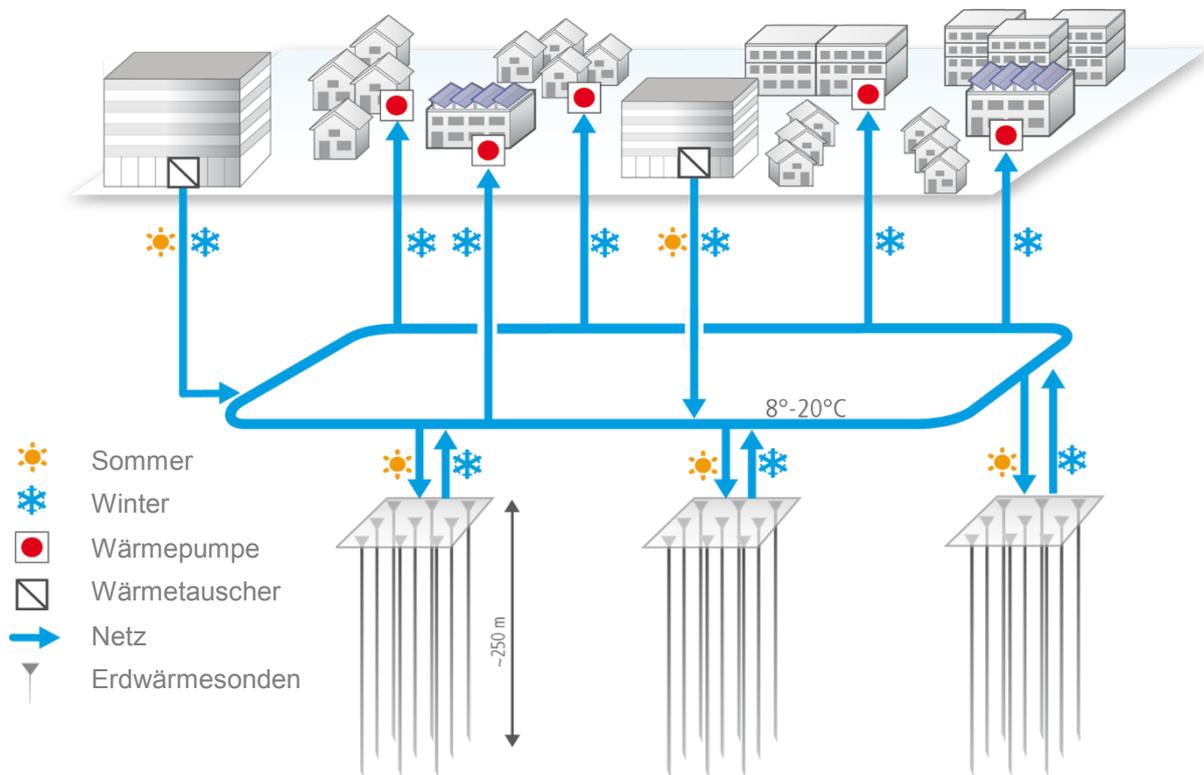


Abbildung 1: Prinzipschema eines „Anergienetzes“. Quelle Amstein + Walther.

In dem Projekt des hier vorliegenden Berichts wird hauptsächlich auf die Kombination mit Erdsondenfeldern eingegangen, wobei die Speicher und deren saisonale Bilanz eine zentrale Rolle spielen. Es gibt erst wenig Betriebserfahrung mit solchen Netzen und keine detaillierten Analysen des dynamischen Zusammenspiels unterschiedlicher Bezüger und Wärmelieferanten mit entsprechender Simulationssoftware. In vereinfachter Form wurden „Anergienetze“ bereits in TRNSYS [2] und IDA ICE [3] abgebildet. In diesem Projekt werden die Möglichkeiten zur Abbildung solcher Systeme in der Software Polysun [4] untersucht.



2. Ziel der Arbeit

Ziel dieses Projektes war es, ein genaues Verständnis des dynamischen Betriebs komplexer „Anergienetze“ zu erreichen. Damit sind Systeme zur Wärme und Kältebereitstellung gemeint, welche im Wesentlichen folgendermassen charakterisiert werden können:

- Kältebedarf im Sommer quasi im Gleichgewicht mit Wärmebedarf im Winter
- Wärmepumpen für die Wärme- und Kältebereitstellung
- Erdsondenfelder für den saisonalen Ausgleich

Die Komponenten der Systeme werden durch unisolierte, erdverlegte wasserführende Leitungen miteinander vernetzt mit dem Ziel die Abwärme (hauptsächlich vom Sommer) im Erdreich zu speichern und sie im Winter als Quelle für Wärmepumpen zu nutzen. Zum Erreichen dieses übergeordneten Zieles wurden folgende Etappenziele festgelegt:

- Analyse der bestehenden Möglichkeiten zur dynamischen Simulation von „Anergienetzen“ mit der Software Polysun anhand von realen Systemen.
- Erarbeitung von Modellen zur Verbesserung der dynamischen Simulation von „Anergienetzen“.
- Aufzeigen des Potenzials unterschiedlicher erneuerbarer Energien bei der Kombination mit „Anergienetzen“.

Die Möglichkeiten zur dynamischen Simulation von „Anergienetzen“ bietet sowohl Planern als auch Betreibern eine grössere Planungssicherheit. Zusätzlich wird die Möglichkeit geschaffen, den Einfluss von unterschiedlichen Massnahmen (Regelung, zusätzliche Energieerzeuger oder Verbraucher) über mehrere Jahre vorzuberechnen und im Modell zu optimieren.



3. Vorgehen

3.1. Beispielanlagen

Durch die Zusammenarbeit mit der Firma Amstein + Walthert AG standen Messdaten von zwei realen Anlagen zur Validierung von Simulationsresultaten zur Verfügung. Diese Messdaten wurden zur Validierung neuer oder angepasster Modelle verwendet. Die Systeme dienten aber auch als Beispiele um die Simulationsmöglichkeiten in Polysun aufzuzeigen. Diese beiden Anlagen werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.

3.1.1. Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ)

Die Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ) hat sich entschlossen, einen Grossteil ihres Wärmebedarfs über ein „Anergienetz“ zu decken. Vorgehensehen ist, dieses in mehreren Bauabschnitten bis zum Jahr 2030 auszubauen. Die FGZ will im Endausbau ca. 2'300 Wohneinheiten mit 5'700 Bewohnern versorgen, welche heute einen Wärmebedarf von 35'000 MWh/a aufweisen, der sich durch Sanierungsmassnahmen bis 2050 auf 15'000 MWh/a absenken soll. Diese Versorgung basiert auf einem wassergeführten Netz in Kombination mit dezentralen Wärmepumpen und gegebenenfalls fossilen Spitzen- und/oder Redundanzkesseln, welche wiederum ganze Gebäudekomplexe versorgen können. Die Wärmeenergie wird von mehreren Abwärmelieferanten (in erster Linie Rechenzentren der Swisscom und der Credit Suisse) hauptsächlich im Sommer zur Verfügung gestellt. Daher wurden mehrere grosse Erdsondenfelder als saisonale Speicher ausgelegt, wobei eines der Erdsondenfelder bereits 2014 in Betrieb genommen wurde und ein weiteres im 2016 folgt. Zur Verbindung von Speichern, Abwärmelieferanten und Bezüchern wurde ein Netz aus Wasser führenden Rohren (jeweils ein Kalt- und ein Warmleiter) installiert. Wärmebezüger beziehen dabei stets aus dem Warmleiter und speisen in den Kaltleiter zurück. Bei Wärmelieferanten respektive Kältebezüchern ist die Fliessrichtung umgekehrt. Weitere Details zu diesem Netzwerk werden z.B. in [5,6], [7] gegeben.



Abbildung 2: Gebiet der Familienheimgenossenschaft Zürich, welches bis 2030 mit einem „Anergienetz“ versorgt werden soll (rot: bereits realisiert). Die Abwärme stammt hauptsächlich aus zwei Rechenzentren. Quelle: Google Earth

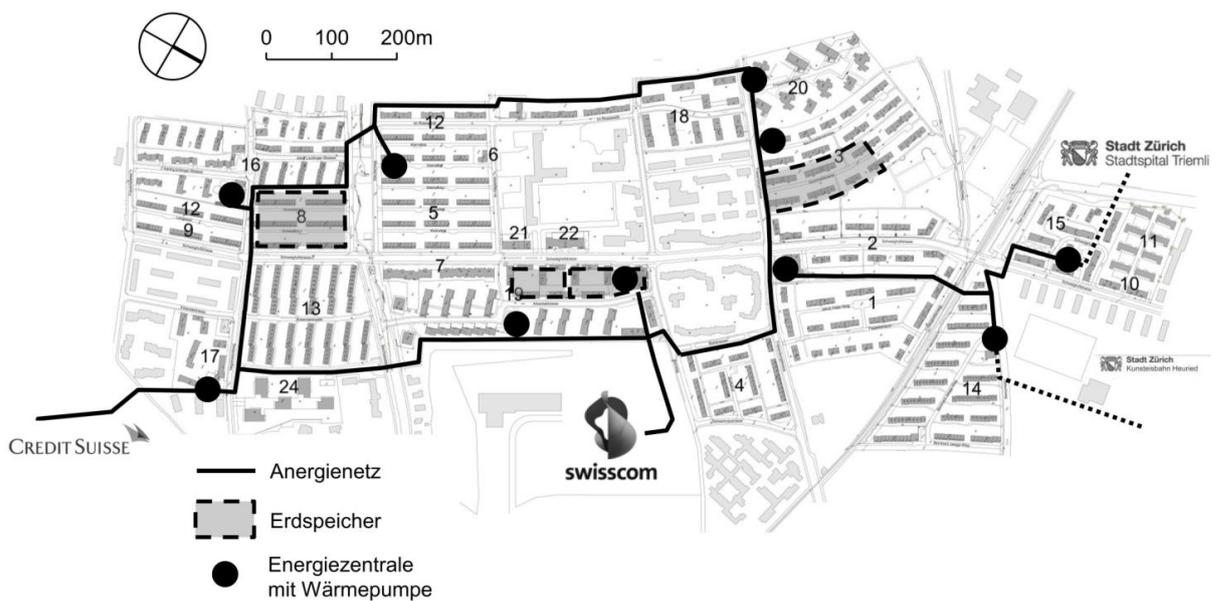


Abbildung 3: Geplanter Endausbau des Netzes mit Erdspeichern und Energiezentralen. Quelle: Amstein + Walther Zürich.



Im Herbst 2014 ging die erste Bauetappe des Netzes in Betrieb. Seit diesem Zeitpunkt wird das Netz vermessen und die Messwerte werden aufgezeichnet. Bereits in Betrieb genommen sind:

- Eine grosse Zentrale mit Wärmepumpe (2 MW), welche über 400 Wohnungen mit Warmwasser und Raumwärme versorgt.
- Ein grosser Erdsondenspeicher mit 153 Sonden a 250 m.
- Die Abwärmelieferung aus dem Rechenzentrum der Swisscom mit einer Leistung bis ca. 1.7 MW.

Während der zweiten Bauetappe werden ein weiterer Erdspeicher, vier neue Bezüger und ein Abwärmelieferant ans Netz angeschlossen. Diese sind momentan in Detailplanung oder befinden sich in der Umsetzung und werden 2017 in Betrieb genommen. Bis 2030 sind weitere neun Zentralen und ein weiterer Erdsondenspeicher vorgesehen.

Je nach Fragestellung wurden unterschiedliche Detaillierungsgrade für die Simulation des FGZ Netzwerkes in Polysun verwendet.

Um das ganze Netz abzubilden wurden die einzelnen Heizzentralen oder Abwärmelieferanten in vereinfachter Form als Wärmequelle/Wärmesenke eingebunden (Schema in Abbildung 5). Dazu wurden Lastfiles im .csv Format generiert und in Stunden-Zeitschritten eingelesen. Die Heizlasten wurden aufgrund von Planungs- oder Erfahrungswerten in Abhängigkeit der Aussentemperatur erstellt (Beispiel in Abbildung 4), wobei Leistungsspitzen oft von einem fossilen Spitzenkessel abgedeckt wurden. Dieser unterstützt die Wärmepumpe bei sehr niedrigen Temperaturen. Das ist der Grund, warum im Beispiel in Abbildung 4 die bezogene Leistung der Wärmepumpe unterhalb von ca. -3°C nicht weiter ansteigt. Bei der Modellierung der Lasten wird von modulierenden Wärmepumpen ausgegangen, welche Ihre Leistung an den Raumwärmebedarf anpassen. Bei grossen Wärmepumpen mit mehreren Kompressoren (z.B. sechs bei der installierten Wärmepumpe) kommt dies den realen Leistungsprofilen sehr nahe. Für das Warmwasser wurde eine konstante Last aus Planungs- oder Erfahrungswerten angenommen, welche über eine periodische Beladung des Speichers gedeckt wird. Die Beladungszeiten und Frequenzen dieser Warmwasserladungen hängen dabei von der Speichergrosse und der Leistung der Wärmepumpe ab. Um von den Lasten auf der Verbraucher- resp. Kondensatorseite auf die Verdampferleistung und damit auf die Entzugsleistungen aus dem Netz zu schliessen, wurde ein konstanter COP der Wärmepumpen angenommen (z.B. 4 für die Wärmeabgabe an eine Radiatorheizung, 3.5 für Warmwasserbereitung). Es wird angenommen, dass 11 Heizzentralen für die Gebäude der FGZ und die externen Nutzer mit einem Wärmebedarf von fast 40 GWh an das Netz angeschlossen werden. Deren Energieverbrauch wird sich aber aufgrund von Sanierungsmassnahmen gemäss Absenkungspfad bis 2050 deutlich verringern. Bei Stationen, deren Anschluss erst nach 2020 vorgesehen ist, bestehen noch grössere Unsicherheiten bezüglich Dimensionierung und Bedarfsprofile.

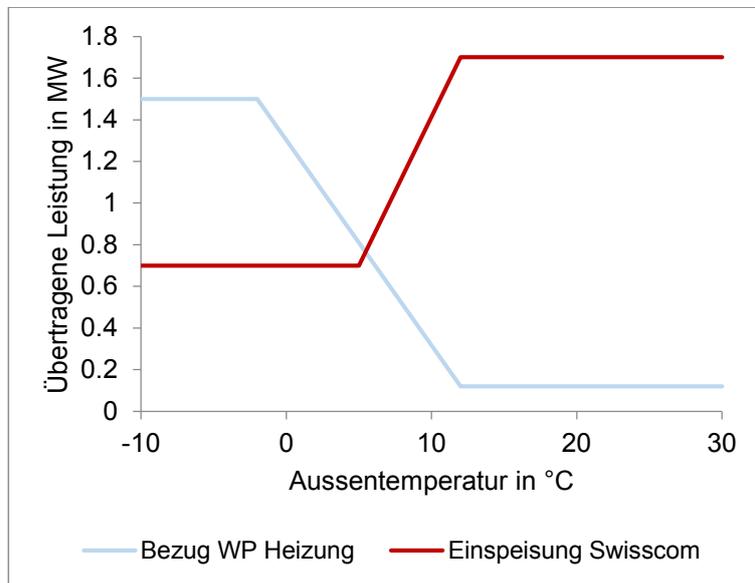


Abbildung 4: Vereinfachte Modellierung der Aussentemperatur-abhängigen Bezugs- resp. Entzugsleistung am Beispiel der bereits installierten Heizzentrale und der Abwärmeeinspeisung der Swisscom. Warmwasserladungen wurden taktend modelliert, in diesem Diagramm aber als Bandlast angegeben.

Dezentrale Pumpen mit einer Regelung auf eine Temperatordifferenz von 4 K wurden in der Simulation zur Erzeugung der Volumenströme im Netz eingesetzt. Somit wird der Volumenstrom an den Leistungsbedarf der jeweiligen Heizzentrale angepasst. Der hydraulische Durchgangswiderstand der Stationen (Wärmetauscher, Ventile, Messgeräte, Verrohrung) wurde zusammengefasst und ein entsprechender Widerstandsbeiwert für das Austrittsrohr gesetzt. Wenn möglich wurden bekannte hydraulische Widerstände aus der Planung eingesetzt. Wenn noch keine Werte vorlagen, wurde von einem Druckverlust von 0.65 bar bei Maximalvolumenstrom ausgegangen. Die Druckverluste im Netz und im Erdsondenfeld wurden durch den in der Software Polysun integrierten Algorithmus aufgrund der Verrohrungsgeometrie nach Recknagel und Sprenger [8] berechnet. Durch die Ringschliessung und durch den Einsatz mehrerer passiv durchströmter Erdsondenfelder mussten „virtuelle Durchflusserzeuger“ eingesetzt werden, damit das System simuliert werden kann. Deren Einsatz wird in Kapitel 3.2.1 genauer erläutert. Dieses vereinfachte Modell ermöglicht die ressourceneffiziente Simulation des Verhaltens der Erdsondenspeicher, Volumenströme und Drücke im Netz sowie des Energiebedarfs für Pumpen.

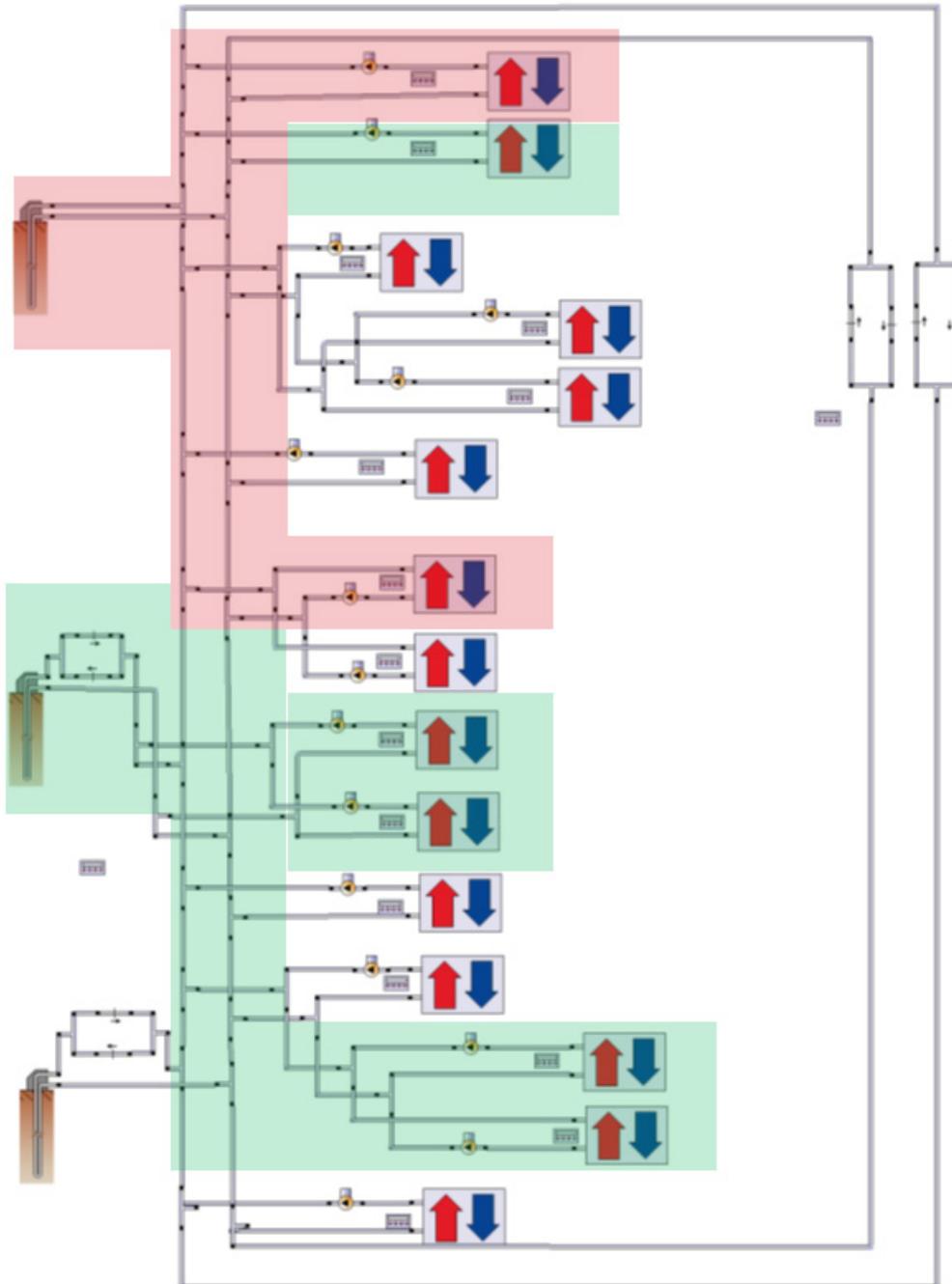


Abbildung 5: Anergienetz der FGZ, abgebildet in Polysun mittels „Wärmequelle/Senke“. Rot hinterlegte Elemente sind bereits in Betrieb genommen; grün hinterlegte Elemente befinden sich in der Detailplanung oder Umsetzung; die weiteren Elemente sind bis 2030 vorgesehen.

Soll das Verhalten einer Zentrale genauer untersucht, respektive. soll das Verhalten der Wärmepumpe analysiert werden, so kann die Wärmeerzeugung auch in einem grösseren Detaillierungsgrad abgebildet werden. In Abbildung 6 wird das Schema der bereits in Betrieb genommenen Komponenten des FGZ-Netzwerkes gezeigt, welche zum Vergleich mit Messdaten simuliert wurden. Das komplexe Verteil- und Versorgungssystem der Zentrale, welche mehrere Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser

versorgt, wurde dabei vereinfacht. Es wurde repräsentativ ein Gebäude mit bekanntem Raumwärmebedarf von 5.4 MWh (Modellierung des Gebäudes nach bekanntem Bedarf und „Gradstunden“) und einem Warmwasserbezug von 1.5 MWh eingebunden. Dabei handelt es sich um planerische Werte, welche für die Dimensionierung der Zentrale verwendet wurden. Heizwärmeverteilung, die Warmwasserbereitung und die Einbindung des Spitzenlastkessels wurden vereinfacht abgebildet, und die Wärmepumpe wurde aufgrund der Feld-Messwerte mit einer „performance map“ parametrisiert. Betriebspunkte ausserhalb der gemessenen Bedingungen wurden mit konstantem Gütegrad von 0.65 extrapoliert. Genauere Kennzahlen zu den einzelnen Komponenten werden im Anhang gegeben.

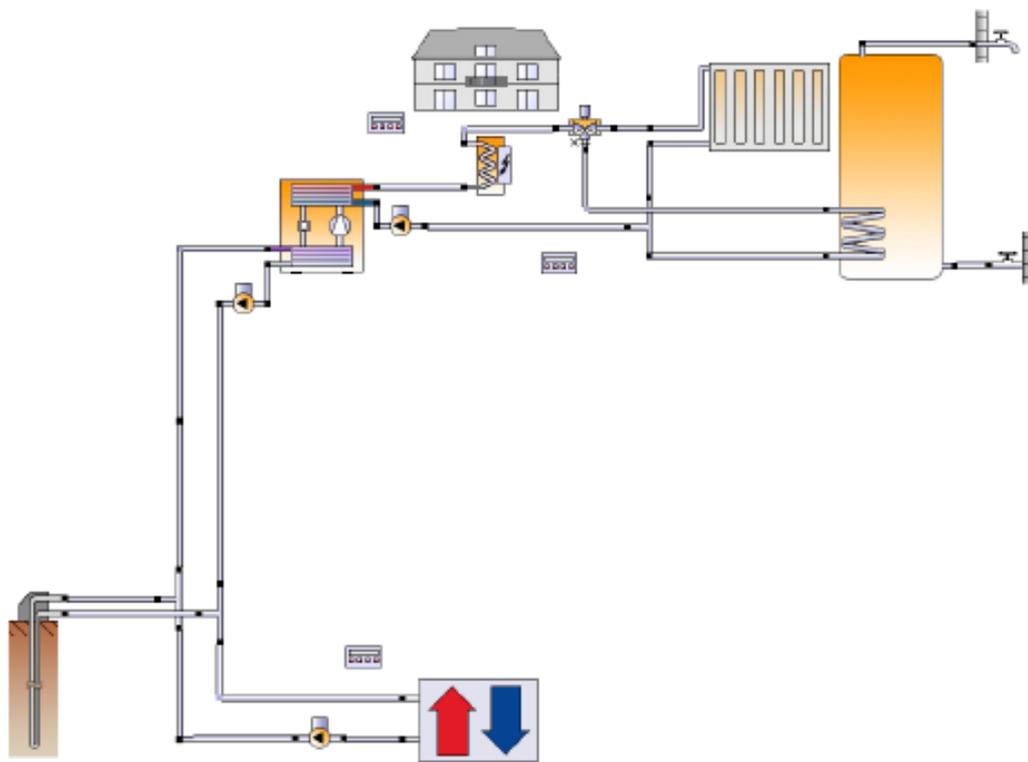


Abbildung 6: Die erste Bauetappe der FGZ, vereinfacht in Polysun dargestellt durch Erdsondenfeld, Wärmepumpe, Abwärmequelle und Gebäude .

3.1.2. Firmengebäude von Reichle & De-Massari AG in Wetzikon

Für den Neubau des Firmensitzes der Firma Reichle & De-Massari AG in Wetzikon wurde von der Firma Amstein+Walthert eine Wärme- und Kälteversorgung konzipiert, installiert und vermessen. Das Gebäude beinhaltet sowohl Produktion und Lager als auch Büroräumlichkeiten auf einer Bruttogesamtgeschossfläche von 16'000 m² und wurde im Minergie-Standard erbaut [9]. Für die Wärme- und Kälteversorgung wurde ein innovatives Konzept mit Abwärmenutzung und saisonaler Speicherung auf tiefem Temperaturniveau in zwei Erdsondenfeldern umgesetzt (Prinzipschema in Abbildung 7). Es wurde mit einem Wärmebedarf von 880 MWh/a und einem Kältebedarf von 550 MWh/a gerechnet. Beide Werte wurden in der Praxis unterschritten. Das Konzept beinhaltet:



Eine Wärmepumpe mit 620 kW Nennleistung (B0W35), welche sowohl Raumwärme als auch Warmwasser zur Verfügung stellt. Für die Warmwasserbereitstellung wurde eine direkt elektrische Zusatzleistung integriert.

Eine Kältemaschine mit 150 kW Nennleistung, welche ein Kältenetz mit Temperaturen von 10/15°C für Labore und Produktion speist.

Zwei wassergeführte Erdsondenfelder (33 Sonden a 150m und 28 Sonden a 250m). Das kürzere Sondenfeld wird zur direkten Gebäudekühlung (Freecooling) verwendet und daher absichtlich auf einem tieferen Temperaturniveau gehalten. Dieses Feld wird im Sommer und in der Übergangszeit von der Wärmepumpe genutzt und somit gekühlt. Das tiefere Feld wird durch die Kältemaschine regeneriert und kann daher höhere Temperaturen erreichen.

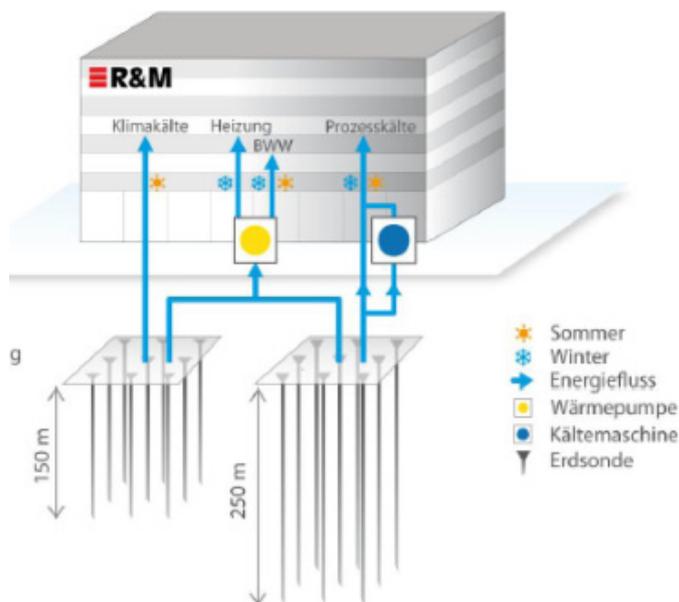


Abbildung 7 Prinzipschema (links) der Wärme- und Kälteversorgung des Reichle & De-Massari AG Gebäudes in Wetzikon (oben). Quelle: Amstein+Walthert

Dieses Gebäude wurde im Herbst 2010 eingeweiht, im darauffolgenden Jahr wurden Anpassungen im Betrieb vorgenommen und das Monitoring vervollständigt. Seit dem Jahr 2012 liegen vollständige Betriebsdaten vor.

Die Anlage versorgt ein einziges Gebäude und beinhaltet daher keine Vernetzung über längere Distanzen. Abbildung 8 zeigt das Simulationsschema dieser Anlage in Polysun, mit den folgenden Vereinfachungen:

- Anpassung Gebäude und Trinkwarmwasserbedarf an gemessene Energiebereitstellung der Wärmepumpe. Unterschiedliche Zonen im Gebäude können dabei nicht dargestellt werden.
- Zusammenfassung von Heizkörpern, Deckenpanelen und Luftheritzer zu einem Konvektorstrang, dessen Grösse so angepasst wurde, dass damit eine gewünschte Raumtemperatur von 22°C erreicht werden konnte (Nennleistung 600 kW).
- Anderer Aufbau der Hydraulik der Erdsondenumwälzung. Die reale Steuerung mit Dreiwegventilen und druckverlustgesteuerten Pumpen konnte in Polysun nicht implementiert werden.
- Die gemessene Last für „Prozesskälte“ wurde als .csv File über die „Wärmequelle/Wärmesenke“ eingebunden. Dazu wurde das angepasste Modell verwendet (siehe Abschnitt 3.2.4).



Genauere Kennzahlen der eingesetzten Komponenten werden im Anhang gegeben.

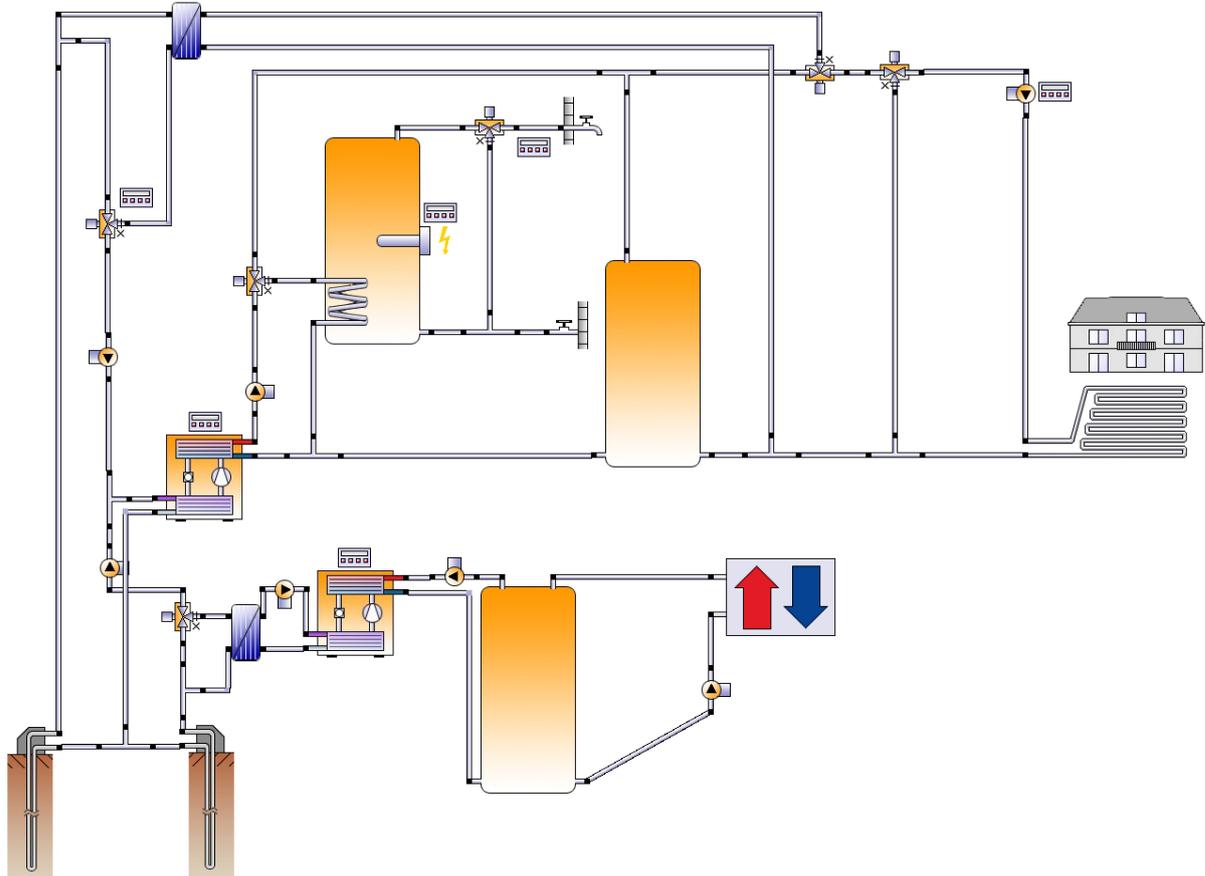


Abbildung 8 Wärme- und Kälteversorgungssystem des Reichle & De-Massari Gebäudes in Wetzikon.



3.2. Modellerweiterungen

Zur besseren Abbildung und Simulation von „Anergienetzen“ in der Software Polysun musste die Modellierung an einigen Stellen angepasst und erweitert werden. Diese Änderungen werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

3.2.1. Abbildung der Hydraulik von Netzen

Grundsätzlich lassen sich in der Software Polysun Rohrleitungssysteme frei definieren. Dabei sollte aber vermieden werden, dass Elemente von unterschiedlichen Pumpen in entgegengesetzter Richtung durchströmt werden (Polysun Benutzerdokumentation S.174 [9]), da sonst Rechenfehler auftreten können. Dies liegt daran, dass in Polysun für jede Pumpe, resp. für jeden Durchflusserzeuger, ein Fluid-Kreislauf oder Loop definiert wird, dessen Komponenten dann nacheinander gelöst resp. berechnet werden.

Bei „Anergienetzen“ liegen komplexere Hydrauliken mit einer Vielzahl von Pumpen und Fluid-Kreisläufen vor, welche zentrale Komponenten wie das Erdsondenfeld in unterschiedlichen Richtungen durchfliessen. Der Lösungsalgorithmus von Polysun musste entsprechend angepasst werden, so dass auch diese komplexen Hydrauliken simuliert werden können¹.

Ein komplexes hydraulisches System kann aber auch nach diesen Anpassungen nur erfolgreich simuliert werden, wenn in allen Abschnitten ein Volumenstrom durch eine Pumpe oder ein Dreiwegeventil vorgegeben ist. In Tieftemperaturnetzen ist dies nicht immer der Fall. Wenn beispielsweise mehrere Erdsondenfelder angeschlossen oder das Netz zu einem Ring geschlossen wird, führt dies zu einer Unterdefinierung des Systems in Polysun. Es ist dann nicht a priori vorgegeben, über welches Erdsondenfeld oder über welchen Abschnitt des Ringschlusses das Wasser fließt. Unter einem hydraulischen Gesichtspunkt entspricht dies zwei parallelen Abschnitten ohne aktive Durchflusserzeugung in einem System. In der Realität stellen sich in diesem Fall die Volumenströme so ein, dass in beiden Abschnitten derselbe Druckverlust resultiert. Im Solver von Polysun ist eine solche Aufteilung nach Druckverlusten nicht vorgesehen, und der Volumenstrom muss deshalb in jedem Abschnitt durch einen Durchflusserzeuger oder durch ein Dreiwegeventil vorgegeben werden.

Mit der Einführung von zusätzlichen „virtuellen Durchflusserzeugern“, welche aufgrund des Druckverlustes geregelt werden, kann dieses Problem umgangen werden. Als „virtueller Durchflusserzeuger“ wurde in Polysun eine Pumpe eingesetzt, welche einen unbegrenzten Volumenstrom erzeugen kann und dazu keine Energie benötigt. Eine genauere Erläuterung zum Einsatz „virtueller Durchflusserzeuger“ wird im Anhang 7.2 gegeben.

3.2.2. Pumpenmodell

In Polysun lassen sich Kennlinien für drei Pumpenstufen einlesen. Der Stromverbrauch lässt sich aber nur bei diesen (fix eingestellten) Pumpenstufen ermitteln und wird bei geregelten Pumpen somit überschätzt. Die Berechnung in Polysun entspricht einer Durchflusseinstellung mit Drosselventilen, wie sie bei herkömmlichen Solaranlagen üblich war. In den hier betrachteten Anlagen werden jedoch über Frequenzumformung regelbare Pumpen eingesetzt, wobei die Pumpenleistung an die herrschenden Druckverhältnisse und Entnahmelast angepasst werden. Durch die häufigen Teillastfälle (Modulation) und die gegenseitige Beeinflussung der Pumpen verhält sich ein Netz mit dezentralen Pumpen entsprechend dynamisch. Für eine verlässliche Abschätzung des Energieverbrauchs der

¹ Dies beinhaltet Massnahmen, welche direkt aus dem Solver/Rechenkern der Software abgeleitet werden, respektive auf diesen zugreifen, und aus Datenschutzgründen hier nicht im Detail erläutert werden können.



Umwälzpumpen ist daher die dynamische Berechnung der Pumpenarbeitspunkte (gegenseitige Abhängigkeit von Druckverlust, Volumenstrom und Modulation) von zentraler Bedeutung. Das bestehende Pumpenmodell von Polysun wurde erweitert, so dass der elektrische Energieverbrauch und die hydraulische Leistung kontinuierlich variiert werden können. Dazu wird zwischen drei Pumpenkennlinien als Stützpunkte für die Modulation interpoliert. In Abbildung 9 wird das Vorgehen der Interpolation am Beispiel eines Ausschnittes aus einer Pumpenkennlinie erläutert:

1. Für den eingestellten Volumenstrom von $40 \text{ m}^3/\text{h}$ werden die Förderhöhen und Leistungsaufnahmen für die drei eingegebenen Modulationsstufen berechnet.
2. Befindet sich der Druckverlust des Fluid-Kreislaufes (hier 1 bar, entsprechend 10 m Förderhöhe) innerhalb der Kennlinien, wird berechnet in welchem Verhältnis sich der Kreislauf Druckverlust zwischen den Förderhöhen der nahe gelegenen Modulationsstufen befindet.
3. Dieses Verhältnis wird anschliessen zur linearen Interpolation der Leistungsaufnahme verwendet.
4. Die obere Kennlinie beschränkt den maximal erreichbaren Volumenstrom.
5. Die untere Kennlinie stellt ein Minimum für die Leistungsaufnahme dar.

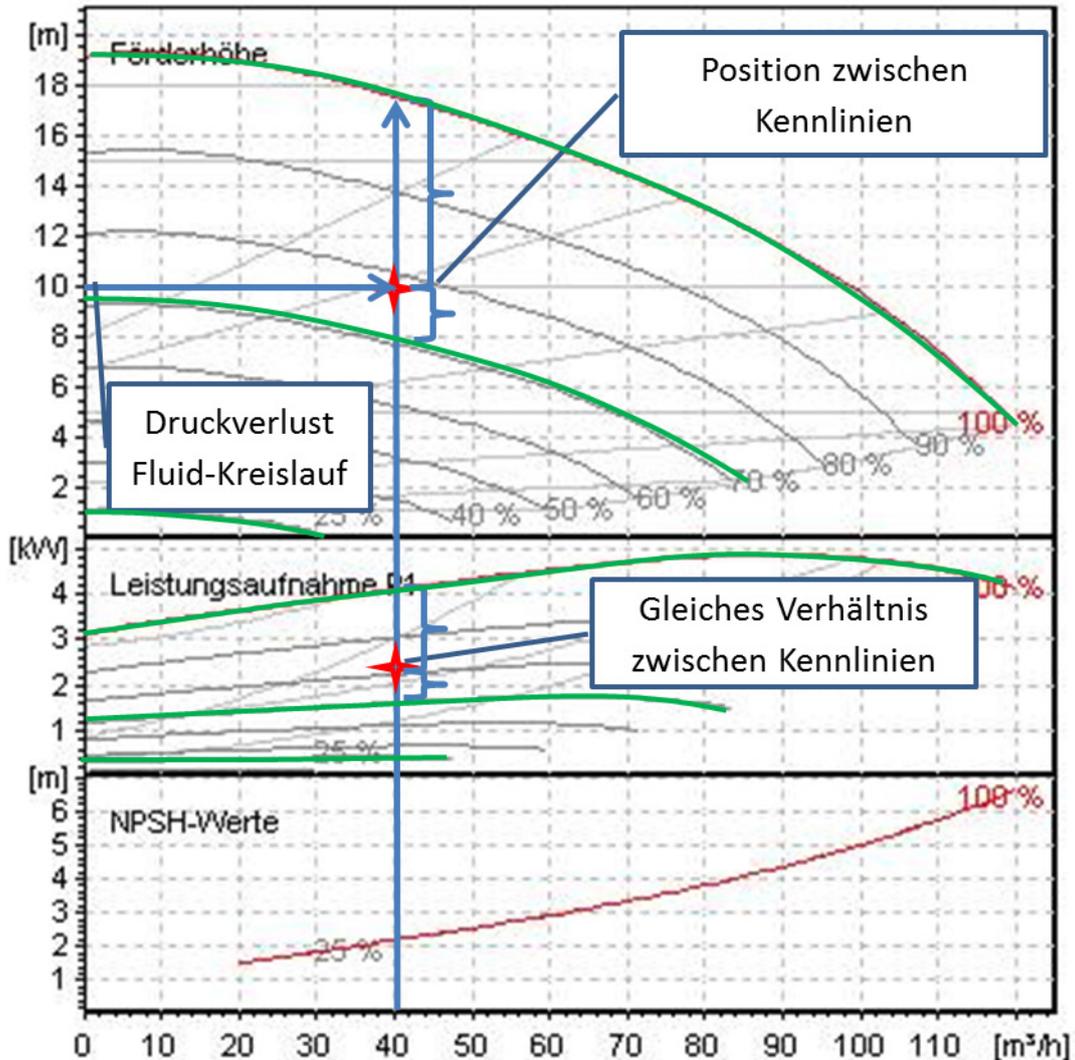


Abbildung 9: Erläuterung des Interpolationsverfahrens zur Bestimmung der Leistungsaufnahme von Pumpen anhand der Pumpe KSB ETN 065-50-160 [10].

Sowohl die elektrische Leistungsaufnahme als auch der maximal erreichbare Volumenstrom hängen dabei stark vom Druckverlust des Fluid-Kreislaufes ab. Dieser wird in Polysun nach Recknagel und Sprenger (Seite 257 ff. [8]) berechnet. Dabei werden sowohl die temperaturabhängige Dichte und Viskosität des Fluides, als auch die geometrischen Eigenschaften der fluidführenden Komponenten berücksichtigt. Da der Druckverlust erst nach dem Festlegen des Volumenstroms aller Fluid-Kreisläufe in einem System ausgerechnet werden kann, dieser aber wiederum einen Einfluss auf den Volumenstrom der Pumpe hat, können Konvergenzprobleme, respektive eine Zunahme der Iterationen eine Verlängerung der Simulationsdauer auslösen. Für die Anwender von Polysun ist jedoch eine kurze Simulationszeit, und deshalb eine möglichst rasche Konvergenz des numerischen Verfahrens, wichtig.

Zur Lösung dieses Problems wurde jeder geschlossene hydraulische Fluid-Kreislauf durch eine verallgemeinerte quadratische „Loopkennlinie“ für jede eingesetzte Pumpe abgebildet. Diese Loopkennlinie besteht aus der Summe der Beiträge aller durchflossenen Elemente eines Loops:



$$\begin{aligned}\Delta p_{Pumpe} &= a_{Pumpe} \dot{V}_{Pumpe}^2 + b_{Pumpe} \dot{V}_{Pumpe} + c_{Pumpe} \\ &= \sum_{Element} a_{Element} \dot{V}_{Pumpe}^2 + b_{Element} \dot{V}_{Pumpe} + c_{Element} \\ &= \sum_{Element} a_{Element} (\dot{V}_{Pumpe} + \dot{V}_{Rest})^2\end{aligned}\quad 1)$$

wobei $a_{Element}$ für jedes durchflossene Element aus einem Reibungswiderstand und/oder einem Einzelwiderstand berechnet wird [8]. Die Koeffizienten $b_{Element}$ und $c_{Element}$ sind zusätzlich abhängig vom Anteil des Volumenstroms (\dot{V}_{Rest}), der durch andere Pumpen im System verursacht wurde.

Parallele Abschnitte können in Polysun nur eingebunden werden, wenn die Verteilung des Volumenstroms auf die beiden Abschnitte mittels Dreiwegeventil vorgegeben ist. In diesem Falle wird für die Druckverlustberechnungen der grössere Druckverlust der beiden Abschnitte verwendet (unter der Annahme, dass die Differenz im anderen Abschnitt durch das Dreiwegeventil zusätzlich erzeugt wird). Die Loopkennlinie kann vom Pumpenmodell zur Berechnung des nächsten Zeitschritts verwendet werden. Liegt der von der Regelung vorgegebene Volumenstrom innerhalb des Kennlinienfeldes, so wird die entsprechende Modulationsstufe und Leistungsaufnahme berechnet. Fordert die Regelung zu hohe Volumenströme, wird die Pumpe auf maximaler Modulationsstufe betrieben und der Volumenstrom wird in Funktion des Druckverlusts beschränkt. Volumenströme unter dem Kennlinienfeld werden zugelassen, wobei die Leistungsaufnahme des Pumpenmotors auf der kleinsten Modulationsstufe verwendet wird. Somit kann zum einen der elektrische Energieverbrauch von modulierenden Pumpen berechnet werden. Zum andern wird der maximale Volumenstrom auch durch das Kennlinienfeld der Pumpe begrenzt, wodurch eine zu klein dimensionierte Pumpe einen deutlichen Einfluss auf die Simulation hat.

3.2.3. Erdsondenfeld

In der Software Polysun ist das Erdsondenmodell EWS [11] integriert. Der Sondennahbereich wird darin mit einem vereinfachten Kapazitäts-Widerstands-Modell berechnet. Dies wirkt sich hauptsächlich auf die kurz- und mittelfristige Reaktion der Sonde aus, welche für Einzelsonden und Sondenfelder sehr ähnlich ist. Die langfristige Auskühlung, welche von der Sondenfeldgrösse und Geometrie abhängt, wird mittels g-Funktion definiert. Dabei werden vordefinierte g-Funktionen verwendet, welche meist mit höher aufgelösten numerischen Modellen berechnet wurden. Dadurch ist die Wahl der Anordnung der Sonden im Feld auf eine beschränkte Anzahl vorberechneter Konfigurationen beschränkt. Die vorhandenen Sondenfelder sind meist mit einem relativ grossen Abstand zwischen den Sonden berechnet (typischerweise für ein Verhältnis von Länge H und Abstand B von $B/H= 0.1$). Für eng zusammenliegende Sonden, wie sie typischerweise für die saisonale Pufferung in „Anergienetzen“ gebohrt werden (B/H ca. 0.025), wird eine Extrapolation vorgenommen, welche mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist [12].

Ziel dieser Arbeit war es, eine Methode zu entwickeln, mit der g-Funktionen für frei wählbare Sondenfeldgeometrien berechnet und in Polysun integriert werden können. In den letzten Jahren wurden unterschiedliche Ansätze publiziert, g-Funktionen für frei wählbare Feldkonfigurationen analytisch zu berechnen. Die meisten nähern eine Erdsonde mit einer Linienquelle (line source) mit konstanter Entzugsleistung entlang der Sondenlänge an [13–15]. Diese Methoden weisen für Einzelsonden und kleinere Sondenfelder eine gute Übereinstimmung mit numerischen Modellen auf. Bei grossen Sondenfeldern erweist sich die Annahme einer konstanten Entzugsleistung als Fehlerquelle [16], da bei einer starken Auskühlung deutlich mehr Energie an den Sondenenden (hauptsächlich nahe der Erdoberfläche) entzogen wird. Die Annahme einer Temperatur- statt einer Leistungsquelle führt hier



zu realistischeren Resultaten. Eine semi-analytische Methode, welche auch bei grossen Sondenfeldern g-Funktionen mit guter Übereinstimmung mit den numerischen Modellen erzeugt, wurde in [17] publiziert (siehe auch Anhang 7.3). Diese Methode hat allerdings den Nachteil, dass sie auf eine numerische Laplace Transformation angewiesen ist. Dadurch wird die Implementation komplexer, es können nur äquidistante Stützstellen verwendet werden, und durch die Laplace Transformation und die Rücktransformation können je nach Wahl der Stützstellen Fehler entstehen. Dieses Modell wurde in diesem Projekt so erweitert, dass auf die Laplace Transformation verzichtet werden kann, ohne dass dabei das Resultat wesentlich verändert wird. Mit diesem einfacheren Semi-Analytical Single Step (SASS) Modell können g-Funktionen für grosse Erdsondenfelder einfacher und schneller berechnet und in die Software Polysun eingegeben werden. Die Formeln, sowie eine Erläuterung der Berechnungsmethode werden im Anhang 7.3 erläutert.

3.2.4. Wärmesenke/Wärmequelle

Die frei programmierbare Wärmequelle/Wärmesenke kann für die Abbildung von Abwärmelasten oder zur vereinfachten Darstellung von Wärmebezügern verwendet werden. Temperatur- und Lastprofile können aus einem Text-File eingelesen und weitergegeben werden. Diese Komponente wurde für Prozesswärmeanlagen mit konstanten Prozesstemperaturen konzipiert. Daher wurde sie als Wärmetauscher modelliert, bei dem aufgrund der vorgegebenen Ein- und Austrittstemperaturen und der Leistung ein virtueller Fluidstrom auf der Sekundärseite berechnet wird. Somit ändert sich jedoch die abgegebene Leistung mit der Eintrittstemperatur. Das Modell der Wärmesenke/Wärmequelle wurde so angepasst, dass die vorgegebene Leistung unabhängig von der Eintrittstemperatur weitergegeben wird. Zusätzlich kann für jede beliebige Simulationszeit eine maximale und eine minimale Austrittstemperatur vorgegeben werden.

3.2.5. Wärmepumpe

Zu Beginn des Projektes konnten Wasser/Wasser Wärmepumpen nur im on/off Modus und später als zweistufige Geräte modelliert werden. Dies führte zu einer Unterschätzung der Jahresarbeitszahl und machte eine realistische Darstellung in komplexen Netzen unmöglich. Innerhalb der Projektlaufzeit wurde das Wärmepumpenmodell erweitert, so dass die Abbildung von wechselnden Volumenströmen und die Leistungsmodulierung realistisch abgebildet werden kann [18]. Dies erfolgt über das Einlesen von „performance maps“ im .csv Format. Das Modell musste zudem angepasst werden, damit die „performance map“ auch für Wärmepumpen mit mehr als einem Megawatt thermischer Leistung eingelesen werden kann.

3.2.6. Erdverlegte Leitungen

Rohre werden in Polysun mit einem Fluid, dem Rohrmantelmaterial und einer Isolationsschicht modelliert. Verluste können gegenüber der Aussentemperatur sowie gegenüber beheizten und unbeheizten Räumen berechnet werden. In diesem Projekt wurde das Rohrleitungsmodell so ergänzt, dass zusätzlich „erdverlegt“ angewählt werden kann. Mit dieser Option kann die thermische Interaktion einer erdverlegten Rohrleitung mit dem umgebenden „gestörten Erdreich“ simuliert und die Verluste gegen eine angepasste „ungestörte Erdreichtemperatur“ abgebildet werden.

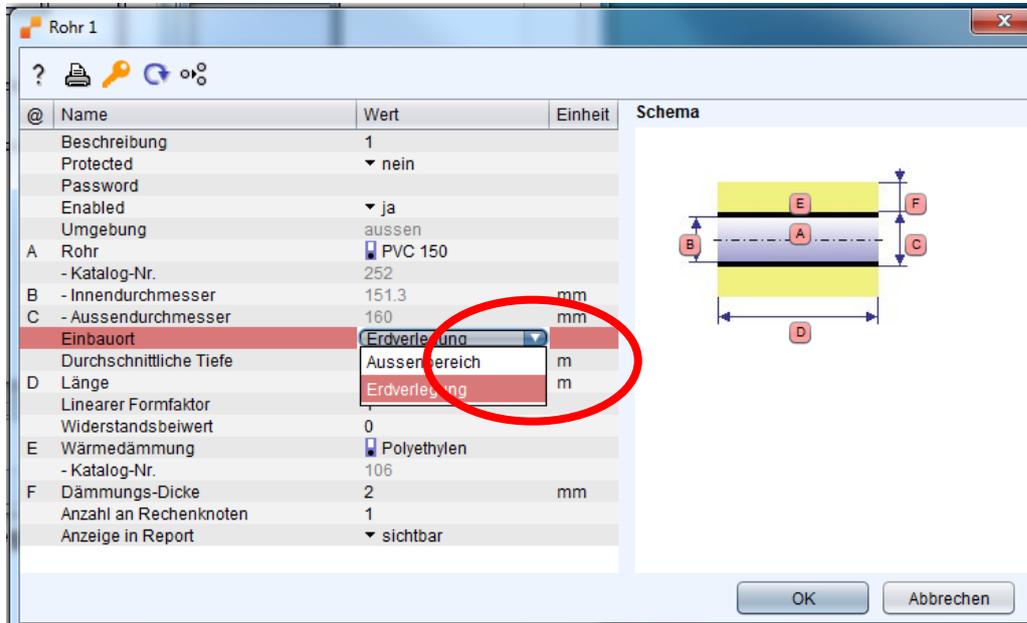


Abbildung 10: Auswahl des Einbauortes für aussen liegende Rohre im Komponentenfenster.

Die Modellierung des gestörten Erdreiches findet in Anlehnung an die Modellierung des Nahbereiches von Erdwärmesonden [11] statt. Das gestörte Erdreich wird aus konzentrisch um das Rohr liegenden Schichten oder Zylindern aufgebaut, welche jeweils einem Rechenknoten entsprechen (siehe Abbildung 11), der eine Kapazität besitzt und thermische Energie mit seinen Nachbarelementen über Wärmeleitung austauscht [19]. Eine Schicht, respektive ein Rechenknoten, steht jeweils mit der weiter innen und der weiter aussen liegenden Schicht in thermischem Kontakt. Die innerste Erdschicht steht mit der Rohrleitung oder deren Isolation und die äussere Schicht mit einer „ungestörten Erdreichtemperatur“ in Kontakt. Diese ungestörte Erdreichtemperatur ζ_{grd} wurde bereits für verschiedenen Komponenten, wie Schwimmbad oder Eisspeicher verwendet, und folgendermassen berechnet:

$$\zeta_{grd}(t, z) = \overline{\theta}_e - \Delta\theta_e \exp\left(-\frac{z}{\delta_{grd}}\right) \cos\left(2\pi \frac{(t - t_{shift}) - \frac{z}{\delta_{grd}}}{t_0}\right) + G_t z \quad 2)$$

Wobei θ_e die Umgebungstemperatur, z die Einbautiefe, t_{shift} die Zeitverschiebung des kältesten Tages gegenüber dem Jahresanfang und G_t der Temperaturgradient ist. Die Eindringtiefe δ_{grd} ist ein Mass dafür, wie tief die Erdschicht von der Oberflächentemperatur beeinflusst wird. Sie wird folgendermassen berechnet:

$$\delta_{grd} = \sqrt{\frac{t_0 \lambda_{grd}}{\pi \rho_{grd} c p_{grd}}} \quad 3)$$

wobei λ_{grd} , ρ_{grd} und $c p_{grd}$ die Leitfähigkeit, die Dichte und die Wärmekapazität des umgebenden Erdreiches bezeichnen. Die ungestörte Erdreichtemperatur wird in Abhängigkeit der Jahreszeit für die Tiefe der eingebauten Leitung berechnet, und es wird angenommen, dass das gesamte gestörte Erdreich von dieser Temperatur umgeben ist.

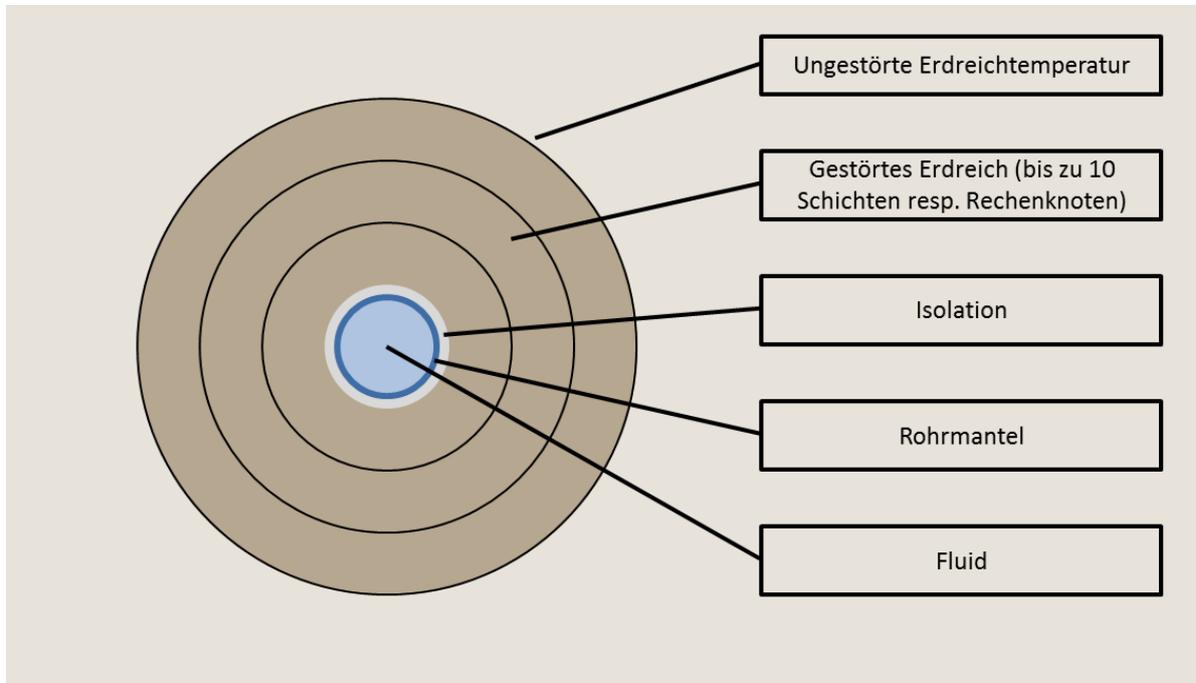


Abbildung 11: Aufbau des modellierten Rohres im Erdreich.

Die Anzahl der Rechenknoten für das gestörte Erdreich kann vom Benutzer im Komponentenfenster (siehe Abbildung 10) eingegeben werden. Das gestörte Erdreich (mit Eigenschaften wie Leitfähigkeit, Wärmekapazität und Dichte), sowie die Dicke des gestörten Erdreiches werden im Rohr-Katalog eingegeben.

3.2.7. Mehrere Gebäude

Während des Projektes wurde die Simulationssoftware Polysun so angepasst, dass mehrere unterschiedliche Gebäude in einem Simulationstemplate integriert werden können. Dabei kann ein Wärmeverteilsystem jeweils einem Gebäude zugeordnet werden, welches somit als Energieverbraucher, Abwärmequelle (bei free cooling) und als thermischer Speicher genutzt werden kann.

3.2.8. Einbindung von Seewasser

Anstatt mit grossen Erdsondenfeldern kann ein Tieftemperaturnetz zur Wärme- Kälteversorgung auch mit Seewasser betrieben werden. Im Gegensatz zu Erdsondenfeldern ist die Speicherkapazität eines Sees so gross, dass dessen Temperatur nicht merklich durch Wärmeentzug oder -einspeisung beeinflusst wird. Aus diesem Grund kann Seewasser als „Wärmequelle/Wärmesenke“ modelliert und gemessene Temperaturprofile von Seewasser für Simulationen in Polysun eingelesen werden. Dazu muss im hinterlegten Profil eine Leistung definiert werden, welche die Maximalleistung deutlich übertrifft (z.B. 10 MW). Die Komponente „Wärmequelle/Wärmesenke“ wurde zusätzlich ergänzt, so dass das Vorzeichen der Energieübertragung nicht von der Eingabe im Profil, sondern ausschliesslich von der simulierten Eintrittstemperatur im Vergleich zur Seewassertemperatur aus dem Profil abhängt. D.h., wenn die Eintrittstemperatur über der Seewassertemperatur liegt, wird Energie von Netz in den See



übertragen (Kühlungsfall), wenn die Netztemperatur unter der Seewassertemperatur liegt, wirkt der See als Wärmequelle.

Tiefenwasser weist meist nur kleine Temperaturschwankungen und nahezu identische Jahresverläufe auf. Daher kann ein gemessener Temperaturverlauf eines spezifischen Jahres in sehr guter Näherung auch für eine Simulation mit Wetterdaten eines anderen Jahres verwendet werden.

Anders ist es im Falle von Fluss- oder Oberflächenwasser, welches durch das Wettergeschehen (Lufttemperaturen und Sonneneinstrahlung) auch kurzfristig beeinflusst wird. Gemessene Jahresprofile unterscheiden sich daher stark und korrelieren nicht mit typischen Wetterdaten, wie sie in Polysun verwendet werden. Dies kann aber mit dem Einlesen von passenden Wetterdaten erreicht werden. Wenn keine Messdaten mit den passenden Wetterdaten vorhanden sind, kann als Näherung das Schwimmbadmodell der Software Polysun verwendet werden. Die Modellierung der Wassertemperatur berücksichtigt dabei die Einstrahlung, den Wärmeaustausch mit der Luft und dem umgebenden Erdreich, sowie den Frischwasserzufluss. Damit der Einfluss des Wärme- oder Kälteentzuges keinen merklichen Einfluss auf die Temperatur des Schwimmbades hat, muss dieses genügend gross definiert werden. Entsprechend mussten die bestehenden Begrenzungen für Länge, Breite und Tiefe in Polysun angehoben werden.

4. Resultate und Diskussion

4.1. Areal der Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ)

4.1.1. Betriebsdaten

Die gemessene Netzbilanz des in Abschnitt 3.1 beschriebenen „Anergienetzes“ der FGZ ist in Abbildung 12 dargestellt. Zusätzlich wird die kumulierte Energiebilanz des Erdsondenspeichers aufgezeigt. Durch die Inbetriebnahme fiel in den ersten Monaten die Abwärmeeinspeisung über zwei längere Zeitperioden aus. Dabei wurde der Bedarf der Wärmepumpe ausschliesslich aus dem Sondenfeld gedeckt. Dennoch wurde im Sommer eine mehr als vollständige Regeneration erreicht. Durch den milden Winter 2015/2016, und einer höheren Einspeiseleistung als erwartet, wurde auch im Winter eine fast ausgeglichene Bilanz erreicht. Am Ende der Heizsaison resultierte nur ein knapp negativer „Ladezustand“. Es steht somit langfristig mehr Abwärme zur Verfügung als mit den aktuell angeschlossenen Wärmebezügern verbraucht werden kann.

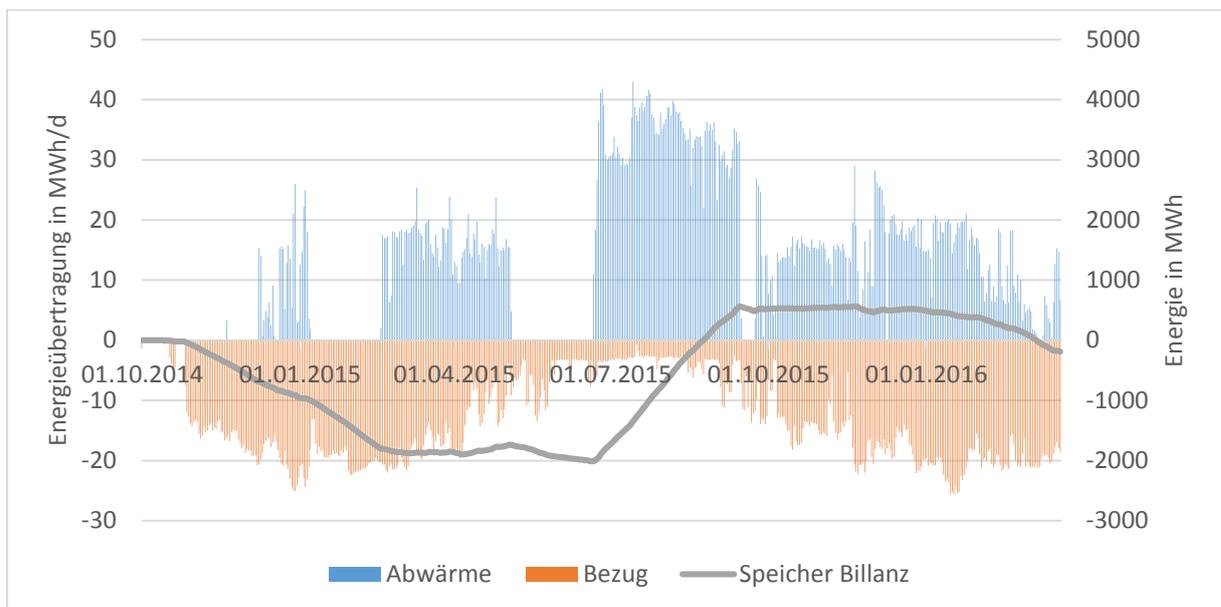


Abbildung 12: Netz- und Speicherbilanz des Anergienetzes FGZ von Oktober 2014 bis zum Ende der Heizsaison 2016.

In Abbildung 12 werden die daraus resultierenden Temperaturen im Netz (bei Abgang zum Erdsondenfeld) und die erreichten Arbeitszahlen (Tageswerte Wärmepumpen ohne Hilfsenergie) dargestellt. Da die Wärmepumpe ein sekundäres Netz mit einer konstanten Temperatur zur Warmwassererzeugung und Heizung speist, wird die Effizienz der Wärmepumpe fast ausschliesslich von der Netztemperatur beeinflusst. Im betrachteten Zeitraum wurden Tagesarbeitszahlen zwischen 3.6 und 4.8 erreicht. Über den gesamten betrachteten Zeitraum liegt die Arbeitszahl inkl. Hilfsenergie bei 4.0. Dabei wird ein konstant hoher Gütegrad (Verhältnis von realem COP zum theoretisch möglichen COP) von 0.65 erreicht.

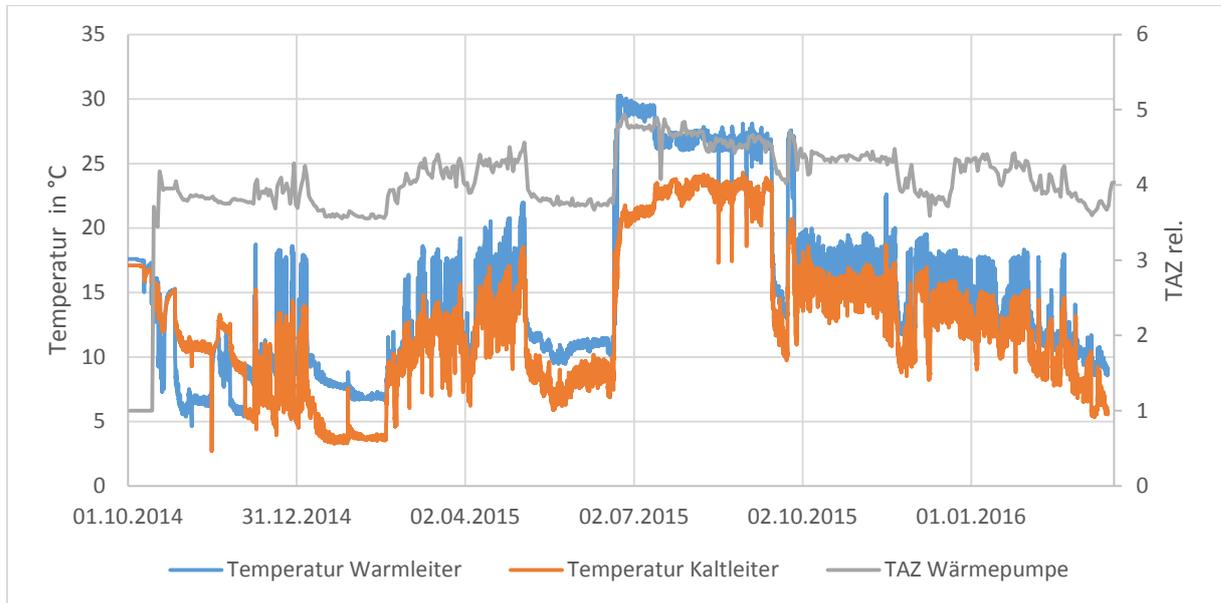


Abbildung 13: Temperaturen in Erdsondenspeicher und Arbeitszahl der Wärmepumpe in der Heizstation Friesenberghalde FH (Tageswerte).

In Abbildung 14 ist die elektrische Leistung der Umwälzpumpen in Abhängigkeit der übertragenen thermischen Bezugs- und Einspeiseleistungen dargestellt. Für den Betrieb der Wärmepumpe wurde die Umwälzpumpe auf eine konstante Temperaturdifferenz von 4 K geregelt. Daher zeigt sich eine typische starke Zunahme der Umwälzenergie mit steigendem Volumenstrom, wobei die Punkte vor allem bei der Abwärmeeinspeisung erheblich streuen. Grund dafür ist, dass diese teilweise mit einer wechselnden Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt betrieben wurde, um den Temperaturanforderungen des Kühlsystems gerecht zu werden. Somit kann beispielsweise mit einer höheren Temperaturdifferenz mehr Energie mit demselben Volumenstrom übertragen werden. Daher streuen diese Werte deutlich stärker.

In allen Betriebspunkten liegen die elektrischen Energiebezüge der Umwälzpumpen im Bereich von wenigen Prozent der transportierten thermischen Energie. Über das Jahr 2015 beträgt der elektrische Energieverbrauch der Pumpen nur 1.2 % resp. 1.1 % (für Bezug resp. Einspeisung) der transportierten Energiemengen. Eine genauere Analyse mit Vergleichen zur Simulation wird in Kapitel 4.3.2 bei der Validierung des Pumpenmodells gegeben.

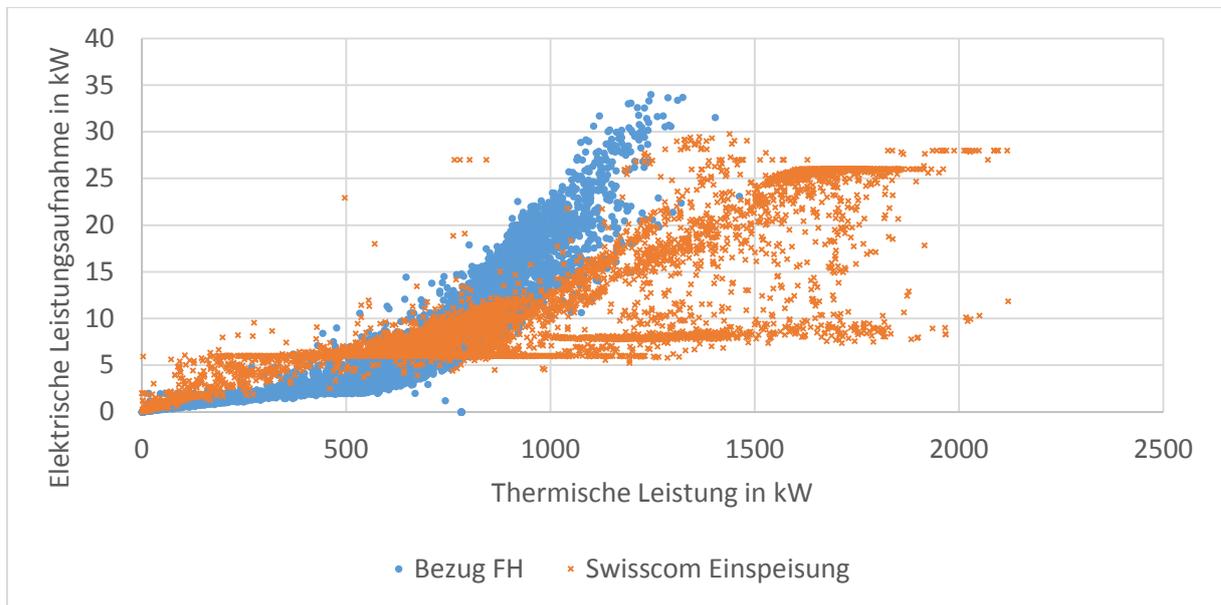


Abbildung 14: Elektrische Leistungsaufnahme der Umwälzpumpen in Funktion der übertragenen thermischen Leistung für die Bezügerstation Friesenberghalde FH und die Abwärmeeinspeisung (Stundenmittel des Jahres 2015).

4.1.2. Simulation in Polysun

Wie oben beschrieben, wurde das geplante Netz anhand von vereinfachten Lasten abgebildet. Die knapp 40 GWh Wärmebedarf führen durch die vereinfachte Modellierung zu ca. 29 GWh Entzug aus den Netz. Dies steht einer modellierten Abwärmelieferung von ca. 31 GWh gegenüber. Im Endausbau sind drei Erdspeicherspeicher vorgesehen (mit 153, 180 und 120 Sonden à 250 m). Obwohl diese Zahlen noch nicht definitiv sind, wurden sie als beste Schätzung für die Modellierung und Simulation des Endzustandes verwendet. Damit soll aufgezeigt werden, dass Netze bis zu dieser Grössenordnung simuliert werden können. Solche Simulationen beanspruchen eine Simulationszeit von ca. 50 Minuten wegen der vielen unabhängig geregelten Fluid-Kreisläufe

Ein wichtiges Augenmerk gilt dem Verhalten der Erdwärmespeicher. In Abbildung 15 werden die aus den vereinfachten Lasten resultierenden Ein- und Austrittstemperaturen der drei Speicher im zweiten Simulationsjahr dargestellt, wobei auf eine Initialisierung der Speicher verzichtet wurde. Die Temperaturen fallen bei allen drei Speichern sehr ähnlich aus. Es zeigt sich, dass die drei Speicher durch die Regelung auf eine konstante Temperaturdifferenz zwischen Warm- und Kaltleiter ähnlich belastet werden. Dies unter der Annahme, dass eine Aufteilung des Volumenstroms nach Anzahl Sonden stattfindet, was bei gleicher Sondenkonstruktion und deutlich höherem Druckverlust in den Sonden als im Netz auch realistisch ist. Die Temperaturen schwanken zwischen 4 °C im Winter und knapp 30 °C im Sommer. Beim Erreichen von 4 °C wurde die Entzugsleistung reduziert um ein Einfrieren des Verdampfers auszuschliessen. Unter den gemachten Annahmen fehlen ca. 7% der angenommenen Entzugsenergie. Da aber gemäss Absenkungspfad der Energieverbrauch des ganzen Areals durch Sanierungen und Ersatzneubauten deutlich verringert werden soll, wäre dies höchstens ein temporär auftretender Effekt. Da viele Stationen noch nicht geplant sind, basiert die Simulation des gesamten Netzes auf Schätzungen, welche sich im weiteren Verlauf der Planung noch ändern können. Auch über die verfügbare Abwärme bestehen noch Unsicherheiten. Durch die Erfahrungen und Erkenntnisse der weiteren Betriebsjahre kann die Planung der neuen Zentralen laufend angepasst werden.

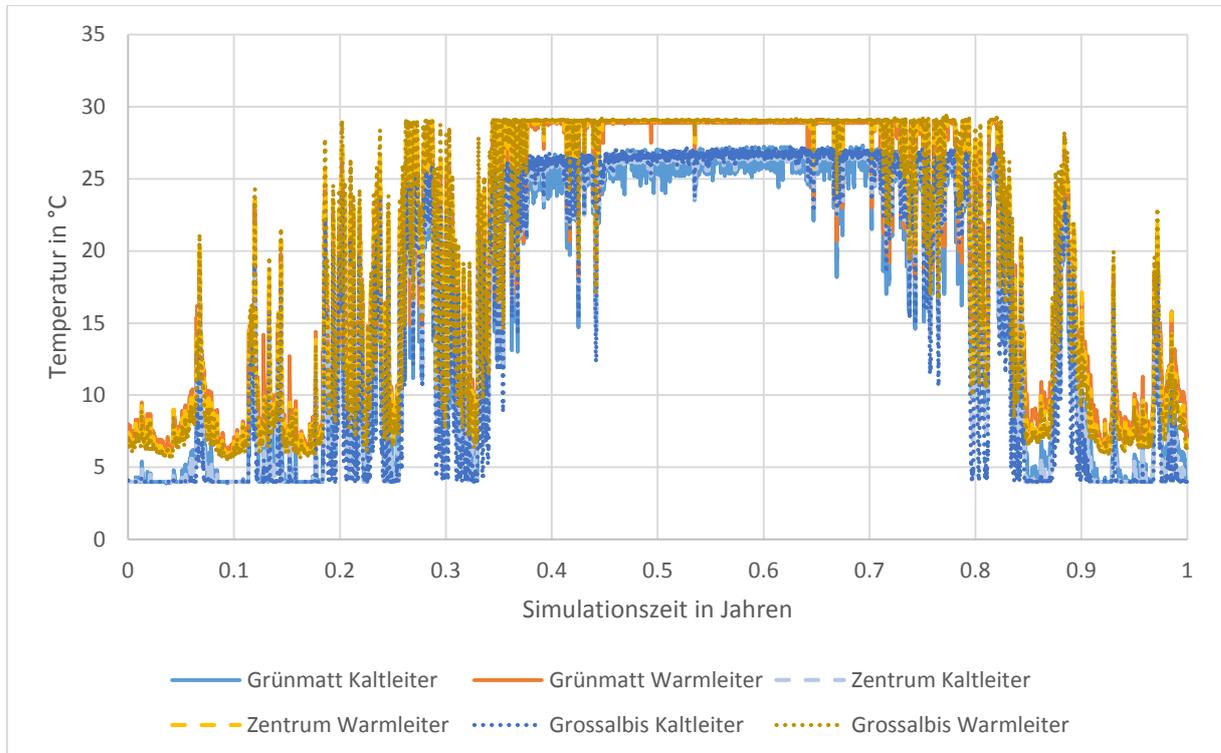


Abbildung 15: Temperaturverlauf der Warm- und Kaltleiter der drei Erdsondenspeicher im Endausbau.

Weil sowohl die Energiemengen und Leistungen als auch die Grösse der Erdsondenfelder für den Endausbau noch mit Unsicherheiten behaftet sind, werden hier weitere Simulationen mit den Elementen der zweiten Bauetappe durchgeführt, welche sich bereits im Bau oder in der Umsetzungsplanung befinden. Für diese Etappe sind die benötigten, respektive verfügbaren, Energiemengen genauer bekannt. Mit fünf Heizzentralen (Wärmebedarf 17 MWh/a, Entzug aus den Sonden ca. 12 MWh), zwei Abwärmelieferanten (Total ca. 21 MWh/a) und zwei Erdsondenspeicher dauert eine Simulation deutlich weniger lange (ca. 2.5 min). In Abbildung 16 werden die Temperaturen des ersten Erdspeichers (mit 153 Sonden) sowie dessen kumulierte Energiebilanz für fünf Betriebsjahre dargestellt. Wie oben bereits erwähnt, unterscheiden sich die Temperaturen in den Speichern nur wenig und es werden zur besseren Übersicht nur die Temperaturen eines der zwei Erdsondenspeicher gezeigt. Auch hier kann festgestellt werden, dass das untere Limit von 4 °C in den ersten Jahren erreicht wird. Die dadurch leicht reduzierte Leistung der Wärmepumpen muss durch zusätzliche fossile Wärmebereitstellung gedeckt werden. Durch den Überschuss an Abwärme steigt die Temperatur in den Erdsondenspeichern jedoch im Verlauf der Jahre an und nach vier Jahren wird die fossile Zusatzheizung nicht mehr benötigt. Auf Grund der Zunahme der Temperatur der Erdsondenspeicher über die Jahre können im Winter höhere Leistungen entzogen und höherer Arbeitszahlen der Wärmepumpen erreicht werden.

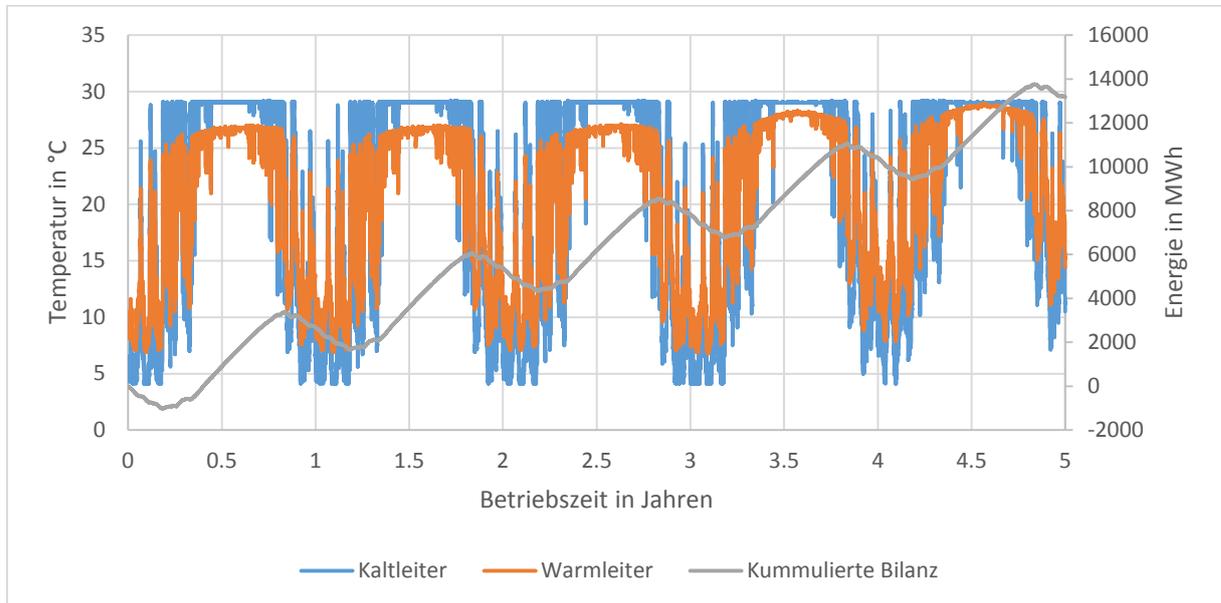


Abbildung 16: Voraussichtlicher Verlauf der Erdspeichertemperaturen und der kumulierten Energiebilanz nach dem zweiten Bauabschnitt.

In Abbildung 17 werden die simulierten Betriebspunkte der Pumpen der bereits in Betrieb genommenen Zentrale (Friesenbergalpe) und der Abwärmeeinspeisung (Swisscom) dargestellt. Diese wurden anhand der oben beschriebenen Vereinfachungen ermittelt. Dargestellt werden die Druckdifferenzen als Funktion des Volumenstroms. Dabei handelt es sich nicht um Anlagenkennlinien wie bei Anlagen mit zentralen Pumpen üblich, sondern um Punktwolken, welche durch die gegenseitige Beeinflussung der verschiedenen Pumpstationen streuen. Für den ersten Bauabschnitt (nur diese beiden Elemente werden mit einem Speicher betrieben) streuen die Werte wenig. Dies vor allem deshalb, weil beide Lasten in Abhängigkeit derselben Aussentemperatur modelliert wurden und somit stark korreliert sind. Bei der Einspeisepumpe der Swisscom ergeben sich zwei Betriebsmodi; ein Modus mit höherer Druckdifferenz bei alleinigem Betrieb der Pumpe und ein Modus mit tieferer Druckdifferenz bei parallelem Betrieb mit der Warmwasserladung der Zentrale Friesenberg. Letztere wird periodisch mit Vollast betrieben und entlastet dabei die Einspeisepumpe der Swisscom. Werden alle sieben Elemente der zweiten Bauetappe simuliert, so streuen die Werte wegen Überlagerungen der Pumpenbetriebe stärker. Die Druckverluste weisen nach Inbetriebnahme der zweiten Bauetappe eine ähnliche Größenordnung auf wie nach der ersten Bauetappe. Durch die zusätzlichen Zentralen wird zwar mehr Energie eingespeist und bezogen, diese verteilt sich aber auf zwei Erdsondenspeicher, womit die zu überwindende Druckdifferenz nur wenig steigt. Durch die Verteilung der Punkte ist zu sehen, dass Teillastfälle bei einem dynamischen Betrieb sehr häufig sind. Diese reduzieren den Verbrauch an elektrischer Hilfsenergie für die Pumpen. Es ist auch gut erkennbar, dass gerade bei kleinem Volumenstrom oft Situationen mit „negativer Druckdifferenz“ auftreten (siehe auch Kapitel 4.3.1). Diese Punkte müssen in der Praxis durch Regel- und Bypass-Ventile abgefangen werden. Eine Analyse des gemessenen und simulierten Energieverbrauchs der Umwälzpumpen wird bei der Validierung des Pumpenmodells in Kapitel 4.3.2 gegeben.

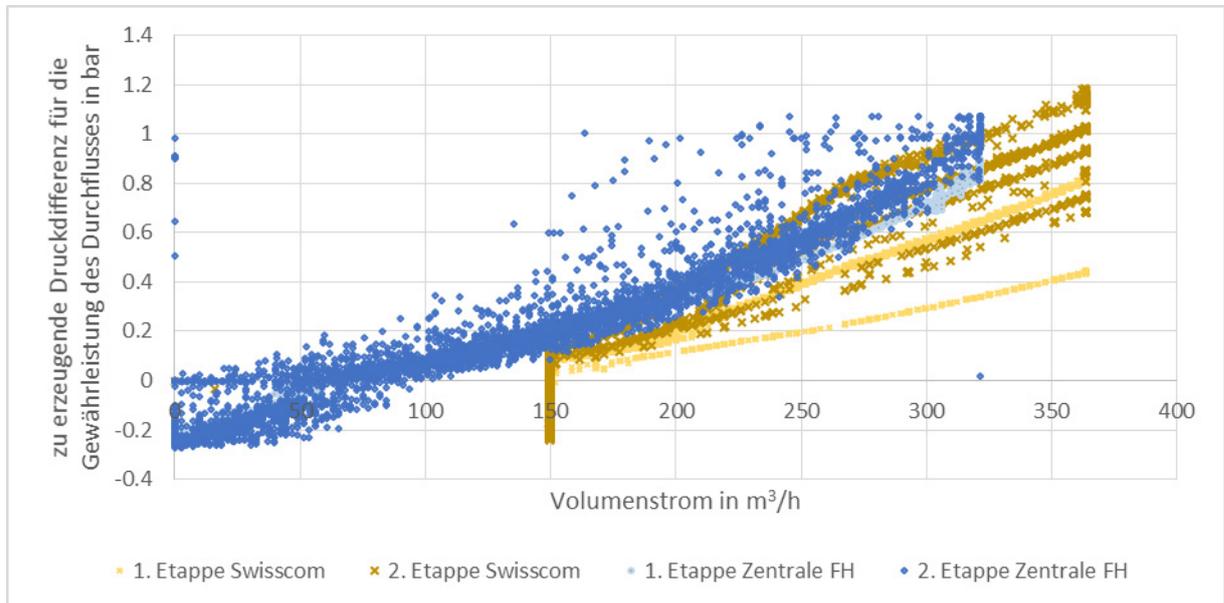


Abbildung 17: Betriebspunkte der bereits in Betrieb genommenen Zentralen nach Fertigstellung des ersten und zweiten Bauabschnitts des FGZ Netzes (vereinfachter Simulation, Auswertung in Stundenwerten).

Punktewolken, wie in Abbildung 17 dargestellt, können zur Auslegung von Pumpen und Ventilen in den Zentralen verwendet werden. Bei einem dynamischen Betrieb in ungerichteten Netzen mit dezentralen Pumpen ist nicht nur eine Auslegung auf den maximalen Betriebspunkt wichtig, auch die Teillastfälle und Werte mit „negativem Druckverlust“ müssen abgedeckt werden können.

Zusätzlich zu Aussagen über Hilfsenergie oder den Verlauf der Erdspeichertemperatur lassen sich mit einer erweiterten Abbildung auch Aussagen über die Funktionsweise der Wärmepumpe ableiten. Die Station Friesenbergthalde wurde mit Wärmepumpe und Gebäude abgebildet und simuliert. In Kombination mit der angenommenen vereinfachten Abwärmeeinspeisung der Swisscom resultiert dabei eine Jahresarbeitszahl von 4.3 ohne, respektive 4.2 mit Berücksichtigung des elektrischen Verbrauchs der Umwälzpumpe. Diese Werte liegen leicht über den für das Jahr 2015 gemessenen Werten von 4.0, respektive 3.9, welche im Gegensatz zur Simulation beeinflusst waren von einem Unterbruch der Abwärmeeinspeisung in der Einregulierungsphase und den daraus resultierenden tiefen Vorlauf- oder Warmleitertemperaturen. Wird statt der vereinfachten Modellierung der Abwärmeeinspeisung die gemessene Einspeiseleistung als Input für die Simulation verwendet, so verringert sich die simulierte JAZ auf 4.1, respektive 4.0, und liegt somit nur noch sehr wenig über den gemessenen Werten. Die fossile Spitzenabdeckung liefert bei dieser Simulation ca. 4 % der benötigten Wärmeenergie.

In Abbildung 18 wird der simulierte Verlauf der Tagesarbeitszahl (TAZ) und der Vorlauftemperatur für diese Simulation dargestellt. Zum Vergleich sind auch die gemessenen Kurven hinterlegt. Der Wärmebezug wurde allerdings aufgrund von simulierten Gebäude- und Warmwasserlasten generiert und liegt 16 % über dem gemessenen Bezug im Jahr 2015. Dennoch weisen sowohl die simulierten Temperaturen, als auch die simulierten TAZ der Wärmepumpe einen ähnlichen Verlauf wie die gemessenen Daten auf. Dies zeigt, dass die Vorlauftemperatur und somit auch die Effizienz der Wärmepumpe wesentlich durch die Einspeiseleistung bestimmt werden.

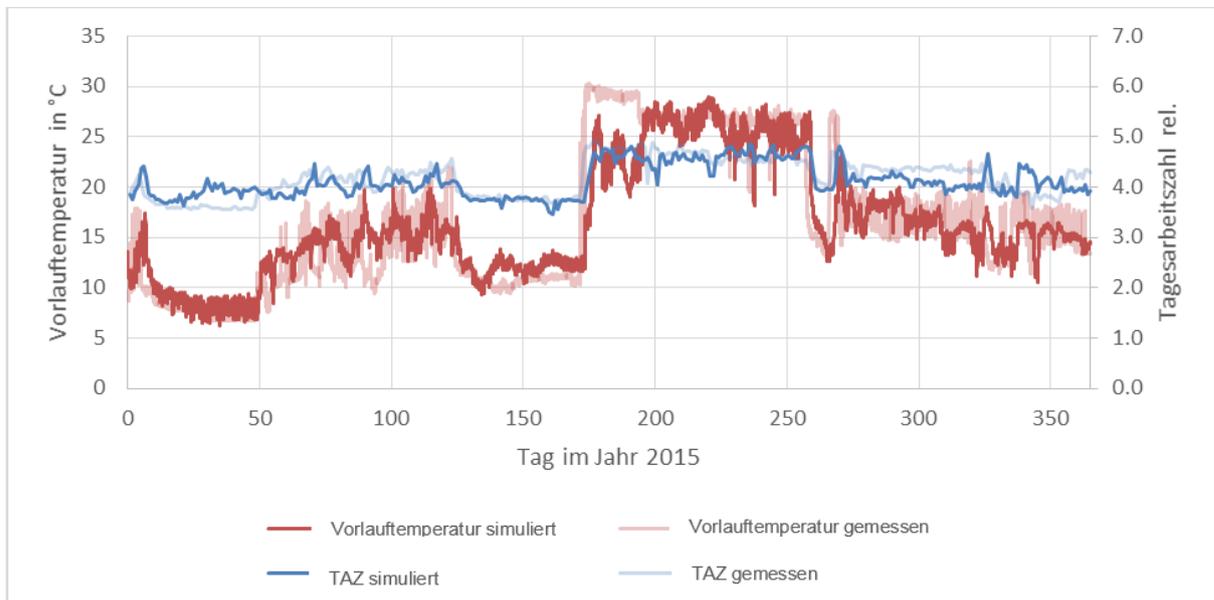


Abbildung 18: Simulierter und gemessener TAZ der bereits betriebenen Wärmepumpe der FGZ

Der wesentliche Unterschied zwischen der modellierten und der gemessenen Abwärmeeinspeisung liegt beim zweimaligen Unterbruch aufgrund der Abstimmung der Steuerung. Daher wird erwartet, dass die Abwärmeeinspeisung in den nächsten Jahren deutlich näher beim modellierten Profil liegt. Durch den Überschuss an Abwärme erwärmt sich der Speicher über die Jahre und es können später höhere Arbeitszahlen erreicht werden. Würde das Netz weiterhin nur mit den bereits vorhandenen Elementen betrieben, wäre nach fünf Betriebsjahren eine JAZ von 4.5 erreichbar. Durch die Erweiterungen der nächsten Bauetappe wird sich das Netz in den nächsten Jahren jedoch stark verändern. Dennoch ist auch nach der Inbetriebnahme aller Komponenten der zweiten Bauetappe weiterhin mit einem Abwärmeüberschuss (siehe auch Abbildung 17) und somit einer kontinuierlichen Verbesserung der JAZ zu rechnen.

Wie bereits oben beschrieben versorgt die Wärmepumpe Bestandsgebäude mit Radiatorheizung und einer hohen Vorlauftemperatur für Warmwasser und Raumwärme. Die durchschnittliche Vorlauftemperatur von 68 °C beschränkt dabei die Arbeitszahl der Wärmepumpe. Bei modernen oder sanierten Gebäuden ist für zukünftige Zentralen mit einer deutlich geringeren Vorlauftemperaturen der Heizwärmeverteilung zu rechnen. Um das Potenzial des „Anergienetzes“ in Kombination mit modernen Gebäuden aufzuzeigen, wurde dasselbe ein System mit einer Fussbodenheizung (35/25 °C) simuliert. Der Wärmebedarf des Gebäudes und die Wärmepumpe wurden dabei nicht verändert. Diese Simulationen (hier nicht dargestellt) zeigen, dass die tieferen Temperaturen einer Fussbodenheizung eine Verbesserung der JAZ auf 5.0 ermöglichen.

Die Kältemaschinen werden von der Firma Swisscom unabhängig vom Netzwerk betrieben und wurden deshalb vom Monitoring nicht erfasst. Aus diesem Grund liegen keine Daten oder Auswertungen der Kältemaschine vor und diese wurde deshalb auch nicht im Detail abgebildet, sondern als eine (ausenluftabhängige) Wärmequelle modelliert.

4.2. Dienstleistungsgebäude von Reichle & De-Massari

Für das Gebäude von Reichle & De-Massari wurden die Messdaten des Jahres 2012 ausgewertet und genauer betrachtet. Das Jahr wies einen mittleren Heizwärmebedarf auf und der Wärmeverbrauch von 516 MWh ab Wärmepumpe und 20 MWh direkt elektrisch für Warmwasser lag deutlich unter den



Planungswerten von insgesamt 880 MWh. Aber auch der Kältebedarf von 214 MWh der Kältemaschine und 181 MWh für Direktkühlung (oder free cooling) lagen deutlich unter dem prognostizierten Wert von 550 MWh. Die Erdsondenfelder sind daher verhältnismässig gross dimensioniert und es treten deshalb im Vergleich zum Erdsondenfeld der FGZ nur kleine Temperaturschwankungen auf (Abbildung 19).

Das Monitoring wurde so konzipiert, dass hauptsächlich das Leistungsverhalten der Wärmepumpen/Kältemaschinen und die Temperaturentwicklung der Erdsondenfelder überwacht werden können. Die Lasten die Raumheizung oder -kühlung und der Wärmebedarf für Warmwasser wurden nicht explizit vermessen. Als wichtigster Indikator für die Systemeffizienz kann aber die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe evaluiert werden. In Tabelle 1 wird die gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe und der Kältemaschine mit simulierten Jahresarbeitszahlen verglichen. Dabei wurde die Simulation einerseits mit taktender Wärmepumpe und andererseits mit dem neuen modulierenden Wärmepumpenmodell durchgeführt. Bei der Abbildung mit taktender Wärmepumpe wurde diese Vereinfachung des Modells als Hauptursache für die etwas schlechtere simulierte JAZ im Vergleich zur gemessenen vermutet [20]. Mit der Einführung des modulierenden Modells konnte dies bestätigt werden. Die simulierte JAZ liegt, simuliert mit modulierender Wärmepumpe, mit 6.7 sehr nahe bei der gemessenen JAZ von 6.6. Die Kältemaschine wurde weiterhin taktend simuliert, so dass der Unterschied bestehen blieb. Wird der Energieverbrauch der Umwälzpumpen (Hilfsenergie) mit berücksichtigt, bleibt der Unterschied zwischen Simulation und Messung in ähnlichem Masse bestehen.

Tabelle 1 Vergleich der Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe und Kältemaschine, mit und ohne Umwälzpumpe, gemessen und simuliert (Jahr 2012).

	Messung	Simulation On off WP	Simulation modulierende WP
JAZ Wärmepumpe (ohne Umwälzung)	6.6	6.2	6.7
JAZ Wärmepumpe (mit Umwälzung Erdsonden)	5.7	5.0	5.5
JAZ Kältemaschine (ohne Umwälzung)	5.0	4.4	-
JAZ Kältemaschine (mit Umwälzung Erdsonden)	4.5	3.8	-

Bei der Messung der thermischen Energiemengen muss zudem von einer beträchtlichen Unsicherheit ausgegangen werden. Die eingesetzten Wärmemengenzähler basieren auf einer Volumestrommessung (Messtoleranz: $\pm 5\%$) und der Messung der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf, deren Eingangswerte aber nicht als Rohdaten verfügbar sind. Die relative Messunsicherheit der aufgezeichneten Energiemengen hängt stark von der unbekanntem Temperaturdifferenz und der thermischen Anbindung der Fühler an das Fluid ab, und kann daher nicht genau quantifiziert werden.

Vergleicht man die simulierte Temperaturentwicklung der beiden Erdsondenfelder mit den Messdaten, so treten vor allem in den Übergangszeiten und im Sommer deutliche Unterschiede zutage (Abbildung 19). Die Regelung der Warmwasserladung und der Umschaltung zwischen Warm- und Kältefeld ist von den simulierten Temperaturen abhängig und somit quasi stochastisch. Auch werden im Sommer deutliche Temperaturanstiege durch free cooling im Kältefeld gemessen. In der Realität treten deutliche Spitzen auf, welche zu hohen Temperaturen führen. Die vereinfachte Einbindung über das Element „Bodenheizung“ führt zwar zu einem vergleichbaren Jahresentzug (215 MWh im Vergleich zu den gemessenen 181 MWh), welcher aber durch dessen Trägheit stärker über den Tag verteilt wird und somit zu geringeren Leistungsspitzen führt. In Abbildung 20 werden die Monatsmittelwerte (Mittelwert von Ein- und Austrittstemperatur gewichtet nach Entzugsleistung) miteinander verglichen. In den meisten Fällen weichen die Monatsmitteltemperaturen von Simulation und Messung um weniger als 1

K voneinander ab. Aus diesem Grund werden auch sehr ähnliche Arbeitszahlen der Wärmepumpe erreicht.

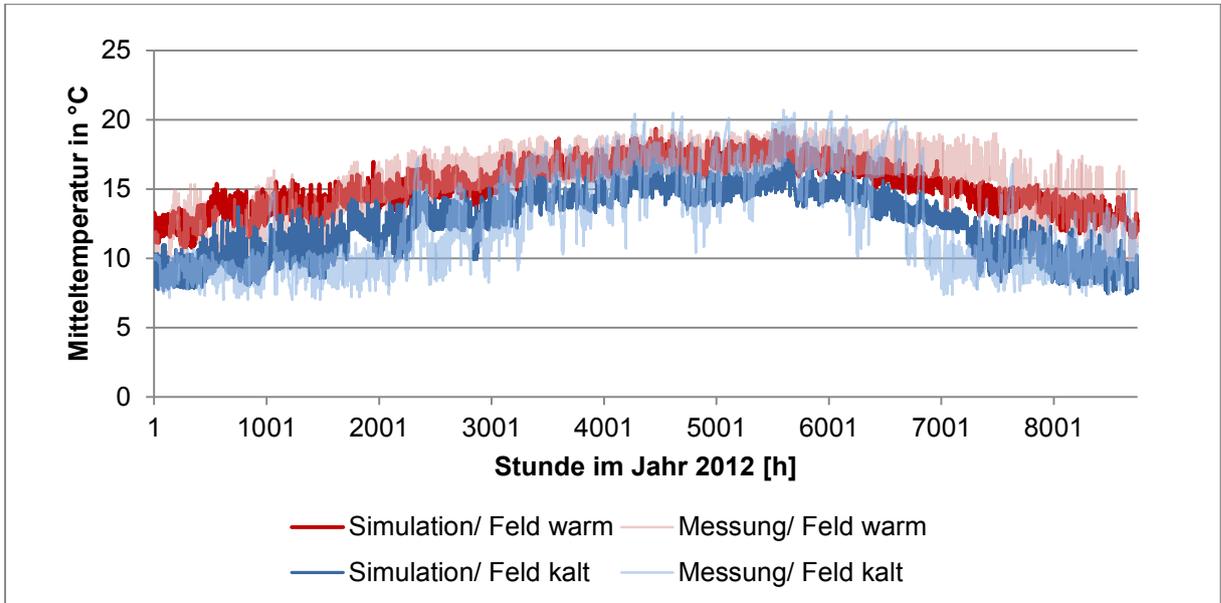


Abbildung 19: Vergleich von Simulation und Messung der Mitteltemperaturen in Warm- und Kaltfeld im Stundenmittel.

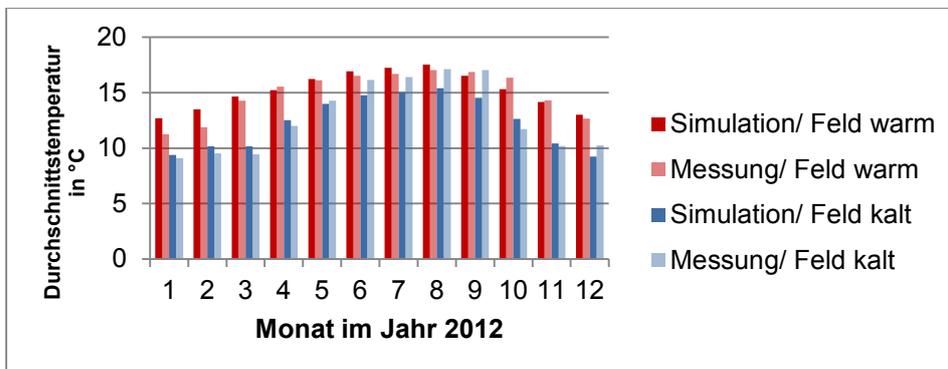


Abbildung 20: Vergleich der gemessenen und simulierten monatlichen Mitteltemperaturen der beiden Felder.

4.3. Validierung neuer Modelle

4.3.1. Komplexe Hydraulik

Damit komplexe Netze überhaupt simuliert werden können, musste, wie in 3.2.1 beschrieben, der Solver von Polysun angepasst werden. Neu können nun auch Hydrauliken abgebildet werden, bei denen Elemente von einer Vielzahl Pumpen in unterschiedlicher Richtung durchströmt werden. Ein Beispiel dazu wird in Kapitel 4.1 bei der Abbildung des FGZ-Netzes in Endausbau gegeben. Werden zentrale Elemente - wie beispielsweise ein Erdsondenspeicher - von mehreren Pumpen in unterschiedlicher

Richtung beaufschlagt, so beeinflussen sich diese Durchflusserzeuger gegenseitig. Wird ein Element von mehreren Pumpen in derselben Richtung beaufschlagt, so erhöhen sich Volumenstrom und Druckverlust entsprechend. Wenn also mehrere Zentralen aus einem Erdsondenfeld Energie beziehen, erzeugen sie gemeinsam einen höheren Volumenstrom und somit auch Druckverlust als eine Zentrale für sich alleine. Soll nun eine weitere Zentrale dazu geschaltet werden, muss deren Pumpe die bereits durch die anderen Pumpen erhöhte Druckdifferenz überwinden, um auch in ihrem Strang einen Durchfluss zu erzeugen. Wird das Erdsondenfeld aber in entgegengesetzter Richtung, also durch eine Einspeisung von Abwärme durchflossen, so kann es vorkommen, dass eine zusätzliche Bezügerpumpe von den Druckverhältnissen im System unterstützt wird und nur noch wenig zusätzlichen Druck erzeugen muss. Dabei kann es auch vorkommen, dass die zu überwindende Druckdifferenz für eine Pumpe negativ wird. In diesem Fall kann der gewünschte Volumenstrom bereits durch die Druckverhältnisse im Netz und ohne Einschalten der Pumpe erzeugt werden.

Diese Effekte sind in Abbildung 21 dargestellt, in welcher die zu überwindende Druckdifferenz einer Zentrale (Grünmatt) des „Anergienetzes“ der FGZ in Abhängigkeit des gewünschten Volumenstromes aufgeführt ist. Für unterschiedliche Betriebsbedingungen der anderen Zentralen entstehen somit unterschiedliche „Anlagenkennlinien“. In Abbildung 21 werden in Polysun erzeugte „Anlagenkennlinien“ mit statischen Berechnungen aus der Planung der Firma Amstein + Walthert AG verglichen und zeigen eine gute Übereinstimmung.

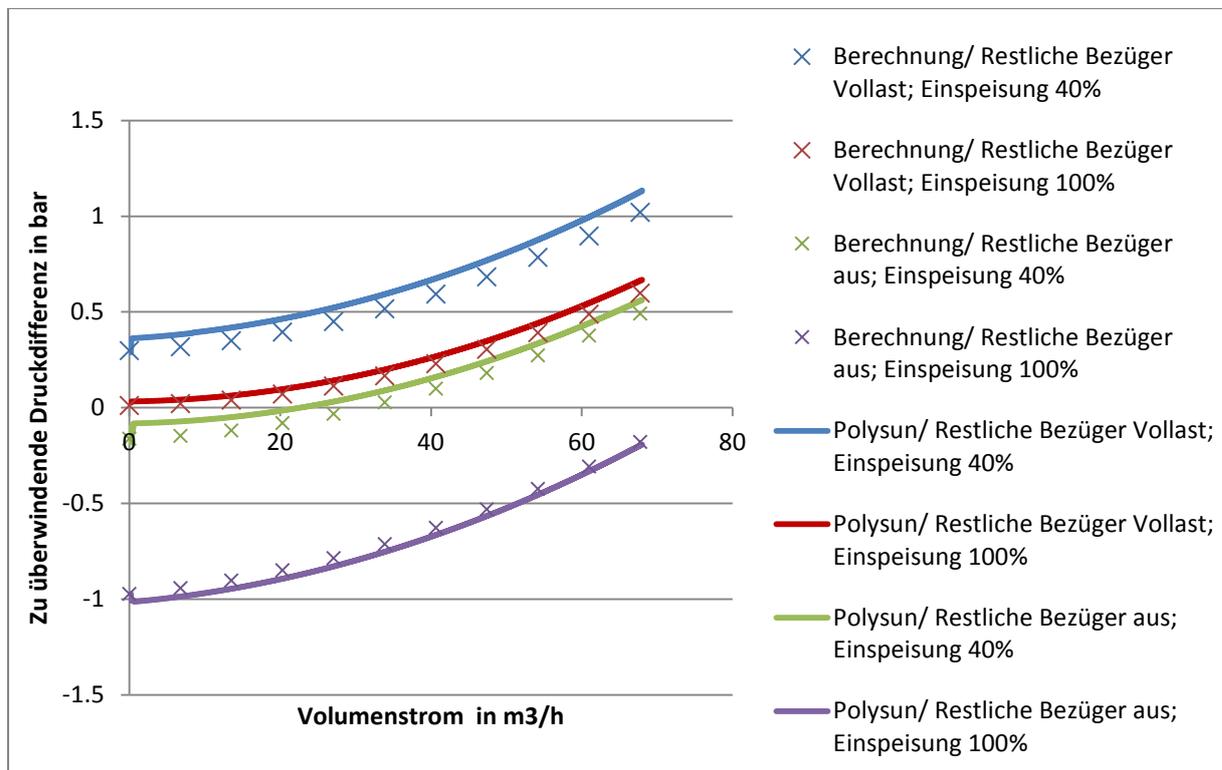


Abbildung 21: Kennlinien einer Zentrale (Grünmatt) bei unterschiedlicher statischer Last der anderen Zentralen.

Ein wichtiges Mittel zur Simulation komplexer Hydrauliken ist das Vermeiden von unterdefinierten Systemen anhand von „virtuellen Durchflusserzeugern“, welche so geregelt werden, dass sie keinen Druckverlust überwinden müssen. Anhand des in Abbildung 58 gezeigte einfachen Schemas mit zwei parallelen Abschnitten kann eine Plausibilisierung dieses Vorgehens durchgeführt werden. Dazu wurde der Volumenstrom der Pumpe kontinuierlich erhöht und sowohl der Volumenstrom als auch der Förderdruck der Pumpe und des „virtuellen Durchflusserzeugers“ für unterschiedliche Rohr-

Kombinationen dargestellt. In Abbildung 22 wurden in den parallelen Abschnitten 2 Zoll Stahlrohre à 20 m und in den anderen Abschnitten DN40 Rohre eingesetzt. Über den „virtuellen Durchflusserzeuger“ fließt bei einem Förderdruck von Null bar wie erwartet der halbe Volumenstrom der Pumpe. Dies entspricht einer gleichen Aufteilung auf beide parallelen Abschnitte. In Abbildung 23 wurde der Querschnitt des Rohrs im Abschnitt des „virtuellen Durchflusserzeugers“ auf 3 Zoll erhöht. Dadurch erhöht sich auch der Volumenstrom in diesem Abschnitt und der Förderdruck der Pumpe nimmt ab. Die Aufteilung im Verhältnis von ca. 1:2.5 entspricht dabei dem erwarteten Wert aus statischen Berechnungen [21]. Werden für die parallelen Rohrabschnitte sehr grosse Querschnitte mit wenig Druckverlust gewählt (Abbildung 24), so können bei der Aufteilung der Volumenströme und der Förderhöhen numerische Fehler auftreten. Diese liegen aber nur bei sehr kleinen Druckverlusten im Bereich von 10^{-4} bar.

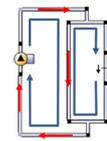
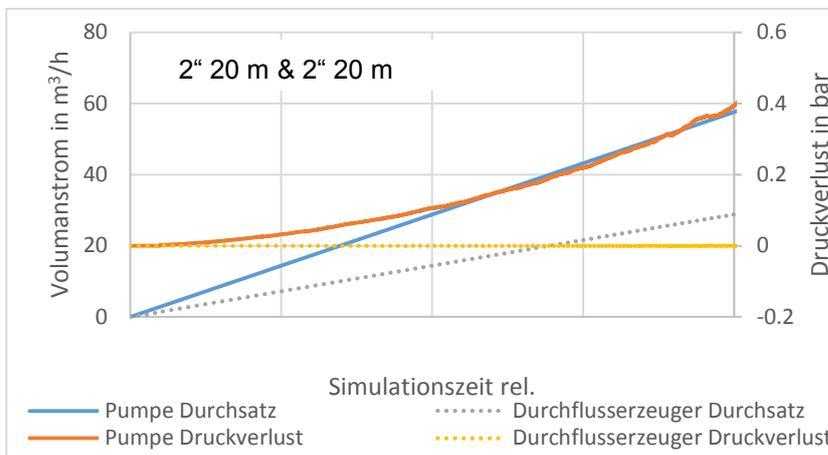


Abbildung 22: Volumenstrom und Förderdruck der Pumpe und „virtuellem Durchflusserzeuger“ bei zunehmender Pumpenleistung und gleichen Rohren in den parallelen Abschnitten.

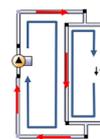
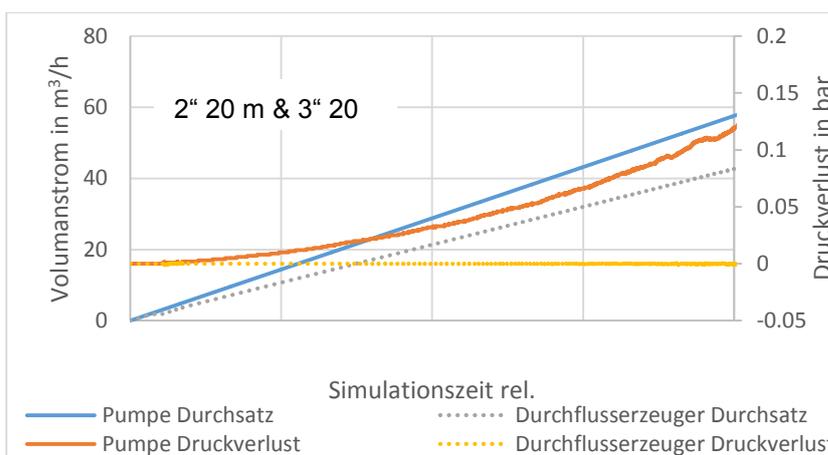


Abbildung 23: Volumenstrom und Förderdruck der Pumpe und „virtuellem Durchflusserzeuger“ bei zunehmender Pumpenleistung und unterschiedlichen Rohren in den parallelen Abschnitten.

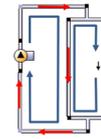
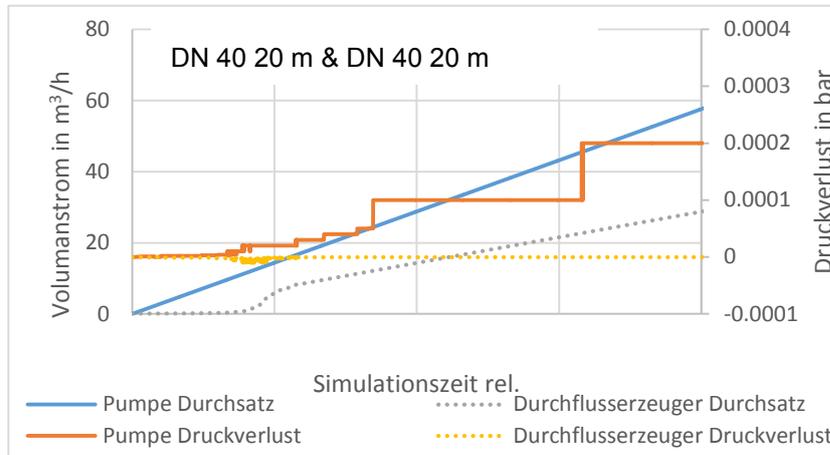


Abbildung 24: Volumenstrom und Förderdruck der Pumpe und „virtuellem Durchflusserzeuger“ bei zunehmender Pumpenleistung gleichen Rohren in den parallelen Abschnitten mit sehr wenig Druckverlust.

In den bis heute realisierten Ausbauphasen besitzt keines der bekannten Netze eine Ringstruktur wie sie in Abbildung 25 dargestellt ist. Es ist jedoch vorgesehen, die „Anergienetze“ der ETH (Hönggerberg) und der FGZ (Zürich) im Endausbau als Ringnetz zu betreiben. Auch dies führt zu einer Unterdefinierung des hydraulischen Systems in Polysun. Abbildung 25 zeigt das bestehende Modell des ersten Bauabschnittes der FGZ, erweitert zu einem geschlossenen Ring. Vier „virtuelle Durchflusserzeuger“ - zwei in jeweils entgegengesetzter Richtung sowohl im Vor- als auch im Rücklauf - werden zur Aufteilung des Volumenstroms um den Ring verwendet. Alle „virtuellen Durchflusserzeuger“ können mittels frei programmierbarer Steuerung so geregelt werden, dass sie keinen Druckverlust überwinden müssen. Um die Regelung der virtuellen Durchflusserzeuger bei einem Ringnetz zu prüfen, wurden die Rohrlängen so angepasst, dass für einen Einspeisepunkt und einen Bezugspunkt um beide Seiten des Ringnetzes derselbe Druckverlust resultiert. Das heisst, die Rohrleitungen direkt (in Uhrzeigersinn) zum Sondenfeld haben dieselbe Länge wie die Rohrleitungen über die „virtuellen Durchflusserzeuger“ im Gegenuhrzeigersinn zum Sondenfeld.

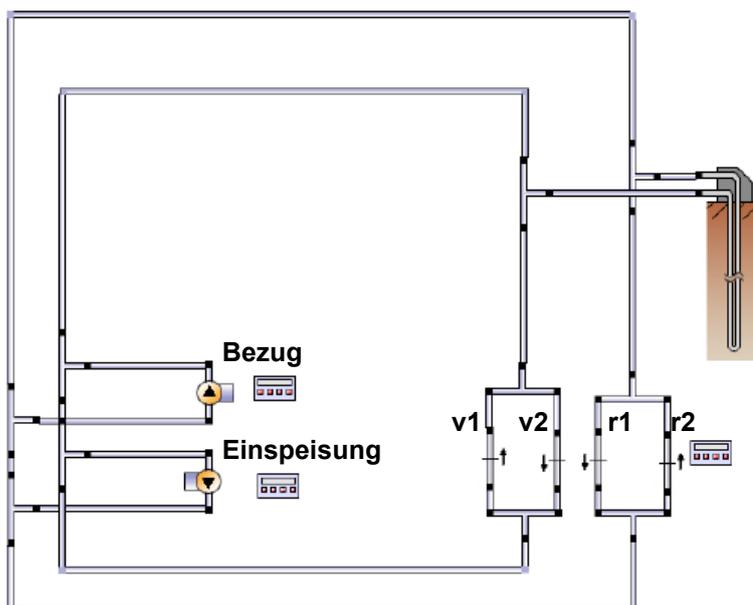


Abbildung 25: Ringnetz in Polysun mit Hilfe von virtuellen Durchflusserzeugern abgebildet. Diese werden so geregelt, dass über ihnen immer ein Druckverlust von Null entsteht. v1 und r1 sowie v2 und r2 werden jeweils mit demselben Volumenstrom angesteuert.

In Abbildung 26 werden Resultate eines Testlaufs dieser Steuerung der virtuellen Durchflusserzeuger dargestellt. Die Bezugspumpe wurde mit 50 m³/h betrieben und kontinuierlich heruntergefahren. In demselben Zeitraum wird die Einspeisepumpe - in entgegengesetzter Richtung - von 0 auf 50 m³/h hochgefahren. Am Anfang des Testlaufs erzeugt „v1“ einen Volumenstrom, welcher der Hälfte des gesamten Volumenstroms entspricht. In der Mitte der Prozedur erzeugen beide Stationen denselben Volumenstrom. Das Fluid zirkuliert entsprechend direkt zwischen den Stationen ohne über das Erdsondenfeld zu fließen. Daher erzeugen auch die virtuellen Durchflusserzeuger keinen Volumenstrom. Am Ende der Prozedur erzeugt nur noch die Einspeisung einen Volumenstrom von 50 m³/h, der wiederum von „v2“ zur Hälfte um das Ringnetz geleitet wird. Dies entspricht genau der erwarteten Aufteilung aufgrund des Druckverlustes. Einzig in der Mitte der Prozedur reagieren die „virtuellen Durchflusserzeuger“ etwas verspätet. Da die Druckverluste quadratisch zum Volumenstrom zunehmen, können bei kleinen Volumenströmen, welche sehr kleine Druckverluste erzeugen, Fehler auftreten. In diesem Regime lässt sich das Verhalten des Ringnetzes schwer vorausschätzen, da auch mit einer beträchtlichen Unsicherheit beim Erfassen der Widerstandsbeiwerte gerechnet werden muss. Die Kreislaufdruckverluste der „virtuellen Durchflusserzeuger“ werden auch in Abbildung 26 dargestellt. Diese bewegen sich, wie beabsichtigt, sehr nahe bei null. Durch das Fehlen von Beispielen aus der Praxis, in welchen Systeme als „Ringnetze“ betrieben werden, kann hier lediglich eine Plausibilisierung, nicht aber eine Validierung mit Messdaten, durchgeführt werden.

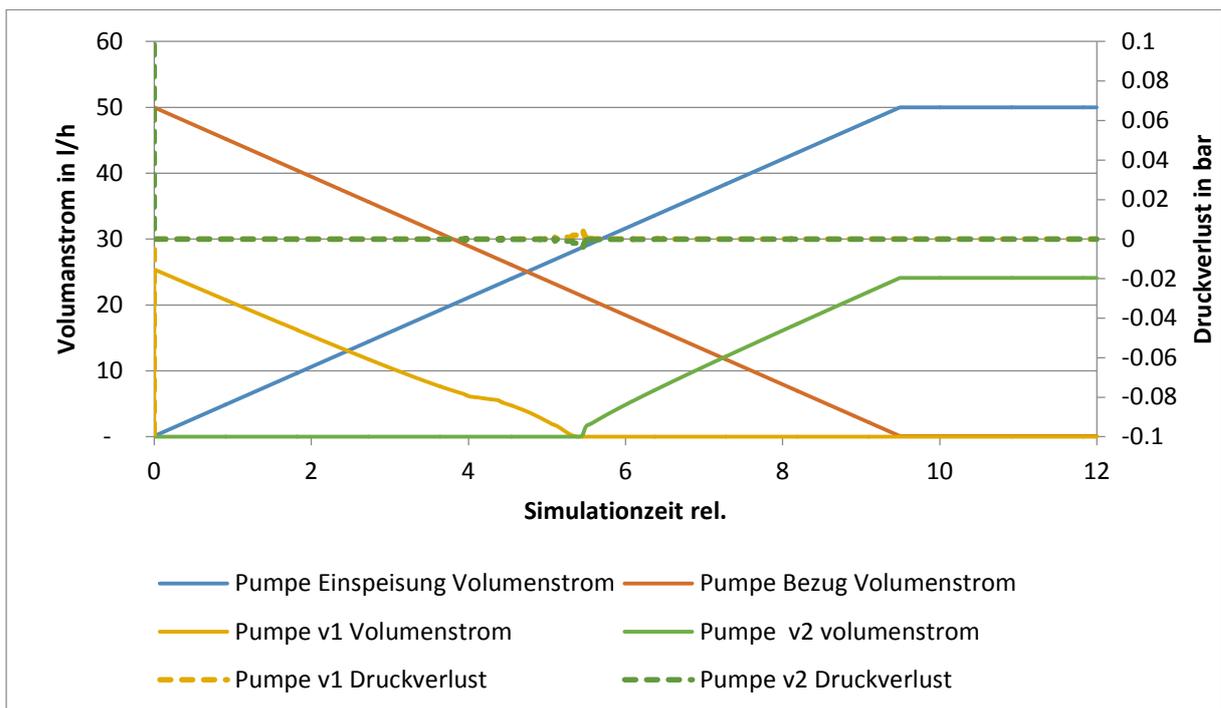


Abbildung 26: Testlauf für den Ringschluss mittels „virtuellen Durchflusserzeuger“.

4.3.2. Pumpen

In Abbildung 27 wird die Leistungsaufnahme einer modellierten Pumpe bei stetig zunehmendem Volumenstrom mit Herstellerdaten für einzelne Betriebspunkte verglichen. Die simulierte Pumpe wurde mit drei Pumpenkennlinien charakterisiert (100 %, 70 % und 30 %). Für unterschiedliche Rohrtypen, welche zu unterschiedliche Druckverhältnissen führen, konnte über einen grossen Bereich von Volumenströmen eine sehr gute Übereinstimmung erzielt werden.

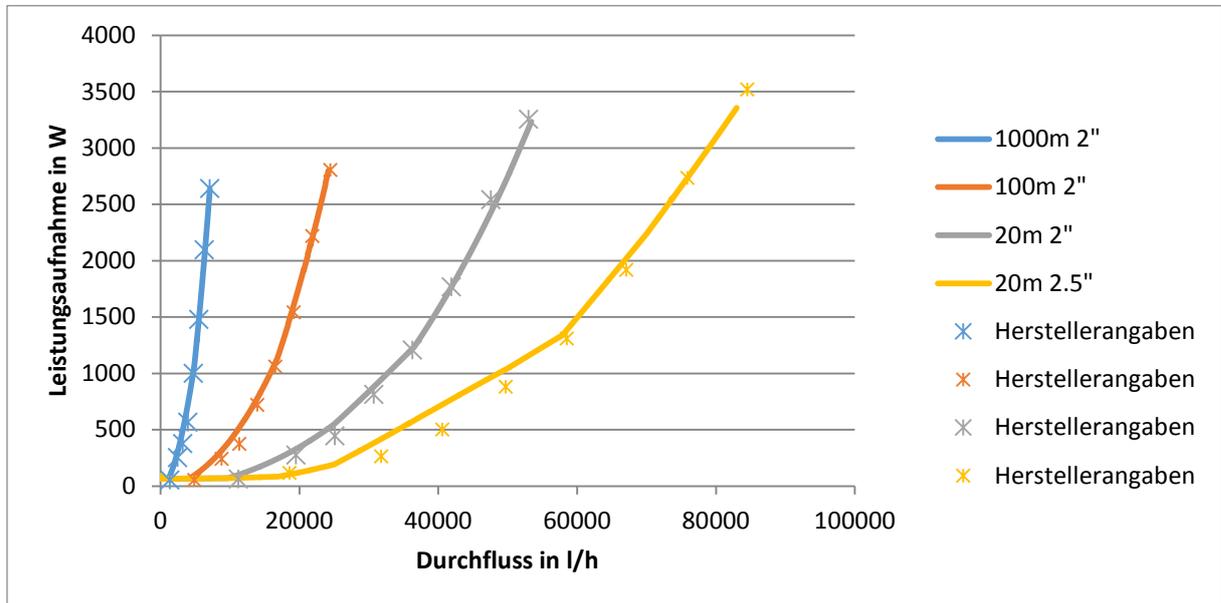


Abbildung 27: Die mit dem implementierten Modell in Polysun berechnete Leistungsaufnahme der Pumpe EMB-IP-E 80/1-14 des Herstellers EMB für unterschiedliche Leitungslängen.

Wie bereits erwähnt, ist bei „Anergienetzen“ der elektrische Energieverbrauch der Umwälzpumpen vom dynamischen Betrieb und der gegenseitigen Beeinflussung der Durchflusserzeuger abhängig. In Tabelle 2 wird der simulierte und der gemessene Hilfsenergieverbrauch für den bereits in Betrieb genommenen Bezüger und die Abwärmeeinspeisung des Netzes der FGZ verglichen. Aus der Simulation mit vereinfachter Last wird für den Endausbau des Netzes ein Energieverbrauch der Umwälzpumpen von lediglich 0.6 % respektive 0.7 % der übertragenen Wärmeenergie erwartet. Für die erste Bauetappe sind diese Werte sogar noch tiefer. Die im Jahr 2015 mit nur zwei Stationen in Betrieb gemessenen Werte waren jedoch mit 1.2 %, respektive 1.1 % der übertragenen Wärme deutlich höher. Dieser Unterschied kann zum Teil durch die unterschiedlichen Lasten und durch einen gemessenen Druckverlust beim Bezüger Friesenbergalpe erklärt werden, welcher höher war als bei der Planung veranschlagt. Nach Einlesen gemessener Lastgänge und nach Anpassung des Durchgangswiderstandes der Station Friesenbergalpe an den gemessenen Wert lag der simulierte Hilfsenergieverbrauch nur noch geringfügig unter den gemessenen Werten. In Abbildung 28 werden die simulierten und gemessenen elektrischen Leistungen der Bezügerpumpe für alle Stunden des Jahres 2015 direkt verglichen. Die starke Streuung kann mit kurzzeitigen Abweichungen von der vorgegebenen Temperaturdifferenz von 4 K erklärt werden, welche durch das Einlesen von Stundenwerten nicht genügend wiedergegeben werden kann. Bei der Abschätzung des Hilfsenergieverbrauches werden Abweichungen eher durch das Abschätzen der Lasten und der hydraulischen Widerstände verursacht als durch die Qualität der Modelle. Sowohl Simulationen als auch Messwerte zeigen, dass „Anergienetze“ mit einem geringen Hilfsenergieaufwand für die Umwälzung betrieben werden können. Daher ist eine noch präzisere Modellierung dieser Grösse nur von bedingter Relevanz.

Tabelle 2: Vergleich des gemessenen und simulierten Verbrauchs an Hilfsenergie der Zirkulationspumpen relativ zur übertragenen Energie.

	Bezüger	Abwärme
Simulation mit vereinfachter Last im Endausbau	0.7 %	0.6 %
Simulation mit vereinfachter Last, erste Bauetappe	0.6 %	0.5 %
Simulation mit gemessener Last	0.6%	0.9 %
Simulation mit angepasstem Druckverlust und gemessener Last	1.0 %	0.9 %
Messwerte	1.2 %	1.1 %

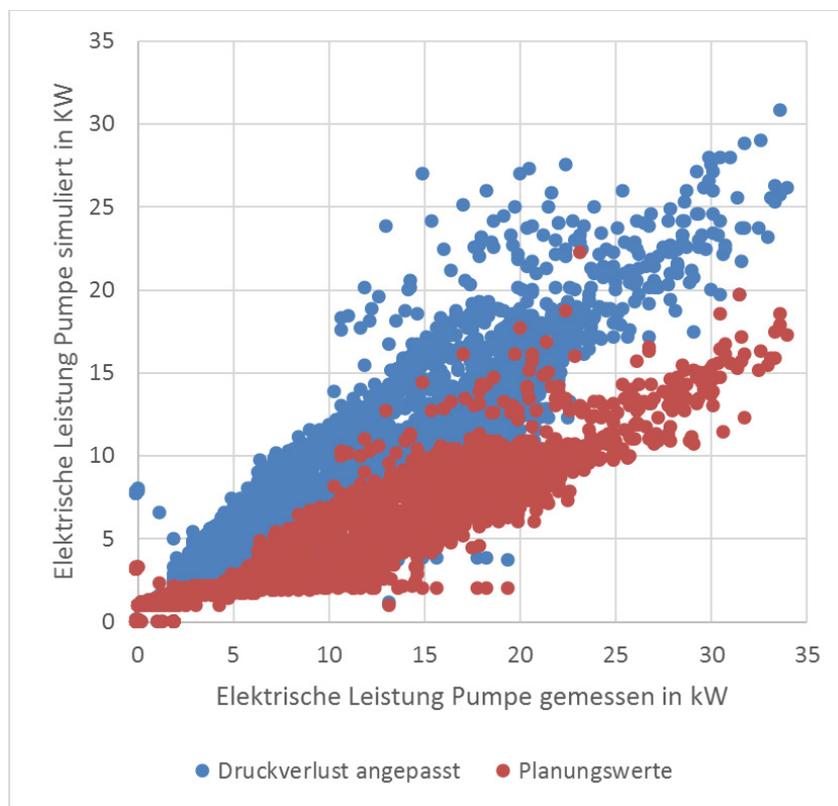


Abbildung 28: Vergleich der elektrischen Leistungsaufnahme der Bezügerpumpe (Friesenberghalde) mit geplantem und angepasstem Druckverlust.

4.3.3. Erdsondenspeicher

Zur Validierung des Langzeitverhaltens, respektive der g-Funktionen von Sondenfeldern, wären Messdaten von grossen Feldern mit unausgeglichener Bilanz über mehrere Jahre bis Jahrzehnte nötig. Aus Mangel an solchen Daten kann keine Validierung des Langzeitverhaltens mit Messdaten durchgeführt werden. Daher wird das neue Modell gegenüber etablierten analytischen und numerischen Modellen validiert. Das numerische Modell (TRNSBM) wird weithin als Standard akzeptiert [11], weist aber bei grossen Sondenfeldern sehr lange Rechenzeiten auf.

In Abbildung 29 und Abbildung 30 wird die vorgeschlagene SASS-Vereinfachung mit der vollständigen Methode nach Cimmino [17] für ein Sondenfeld von 4x6 Sonden verglichen (Deckschicht $D = 4 \text{ m}$, $=4\text{m}$, Sondenabstand $B = 5 \text{ m}$, Sondenlänge $H = 100 \text{ m}$, thermische Diffusivität $\alpha = 10 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$). Zusätzlich werden auch die Resultate nach Javed [15] (analytische Lösung) und simuliert mit TRNSBM



(numerisch) aufgezeigt. Beide Methoden werden zum einen mit der äquidistanten Schichtdickenverteilung² (nach Cimmino) und zum anderen mit einer besser geeigneten quadratischen Verteilung ausgeführt. Dabei zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung zwischen SASS-Vereinfachung und der Methode nach Cimmino. Die Unterschiede zwischen unterschiedlichen Schichtdicken-Verteilungen sind viel grösser als der Unterschied zwischen den Modellen.

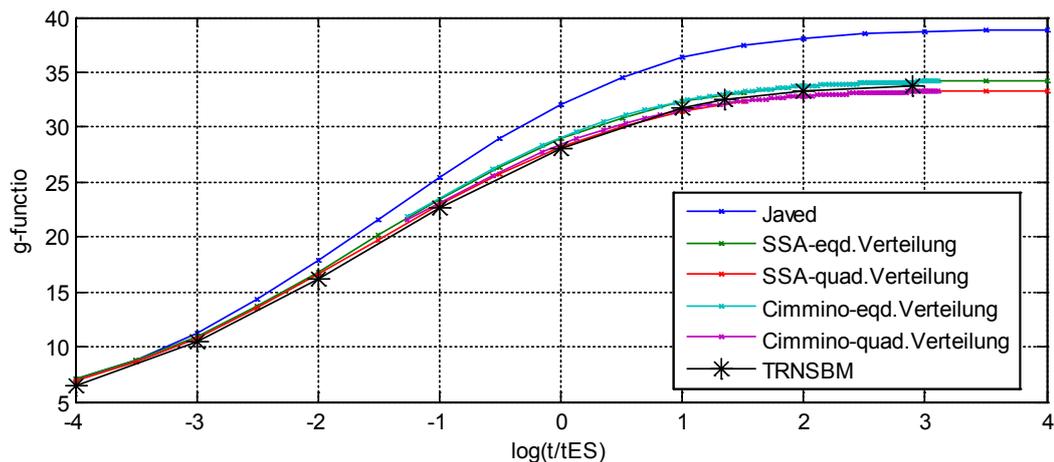


Abbildung 29: Vergleich der Analytischen Methode nach Javed, der vorgeschlagenen SASS-Vereinfachung der Methode nach Cimmino mit äquidistanter und mit quadratischer Verteilung (10 Schichten) und des TRNSBM. Sondenfeld: 4x6 Sonden ($D=4$ m, $B=5$ m, $H=100$ m, $\alpha=10e^{-6}$ m²/s).

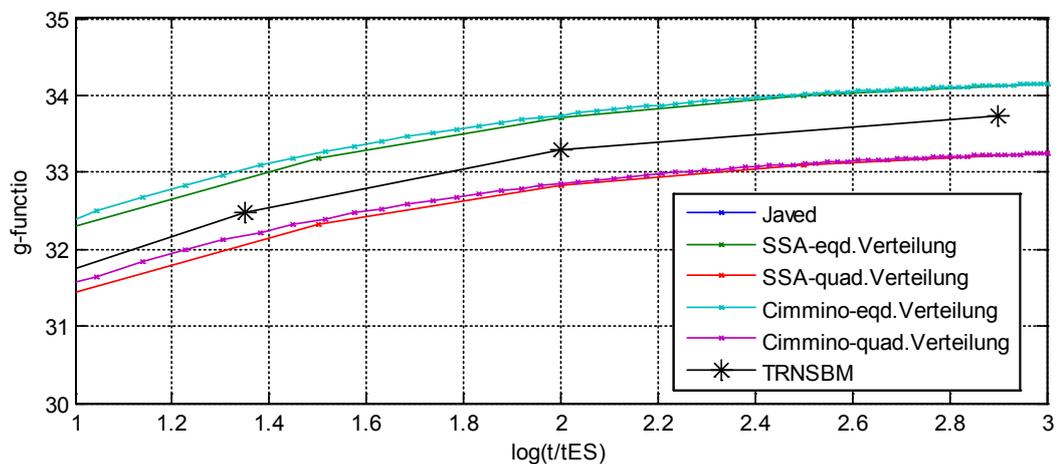


Abbildung 30: Zoom zu Abbildung 29.

Ein Vorteil der SASS-Vereinfachung ist, dass mit einfacher Trigonometrie (Anhang) auch geneigte Sonden berechnet werden können. In Abbildung 31 werden die g-Funktionen für ein Sondenfeld mit unterschiedlich geneigten Sonden dargestellt und mit Resultaten aus TRNSBM verglichen. Dabei handelt es sich um sechs im Kreis angeordnete Sonden, welche vom Zentrum weg nach aussen geneigt sind. Die Resultate stimmen sehr gut mit TRNSBM überein.

² die Schichtdickenverteilung wird im nächsten Abschnitt erläutert.

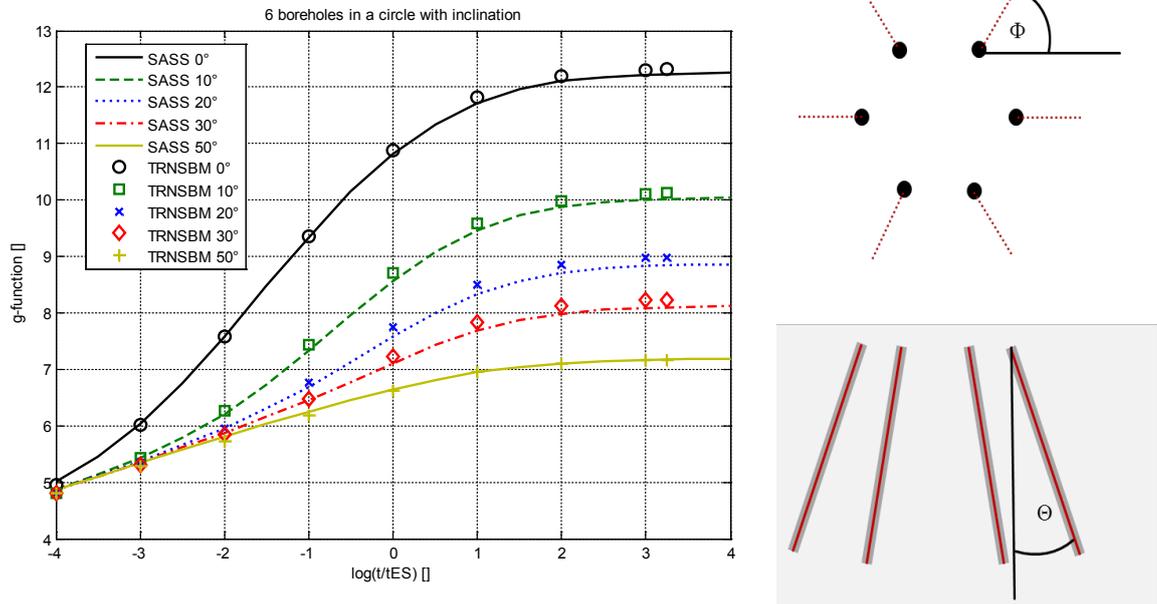


Abbildung 31: g-Funktionen eines 6 Sonden-Feldes (im Kreis angeordnet) mit in unterschiedlichen Winkeln nach aussen geneigten Bohrungen.

Für den Betrieb in „Anergienetzen“ ist auch das Kurzzeitverhalten von Erdsondenfeldern von zentraler Bedeutung. Daher wird das Erdsondenmodell hier mit Resultaten des ersten Betriebsjahres des Erdsondenfeldes der FGZ verglichen. Der reale Betrieb des Erdsondenspeichers weicht deutlich von den vereinfachten Vorhersagen ab. Aufgrund der Inbetriebnahme fiel die Abwärmeeinspeisung im Januar sowie im Juni während längerer Zeit aus. Die gemessenen und die aufgrund vereinfachter Lasten simulierten Temperaturen sind daher nicht direkt vergleichbar. Die wichtigen Temperaturlimiten (das Erreichen von 4 °C im Winter sowie von knapp 30 °C im Sommer) stimmen aber Grundsätzlich überein. Eine verlässliche Abschätzung dieser Temperaturen schon in der Planungsphase ist entscheidend für die Auslegung von Systemen. So schliessen z.B. die rasch auf ca. 30 °C ansteigenden Temperaturen eine direkte Raumkühlung (free cooling) weitgehend aus. Um die Abbildung des Erdsondenspeichers zu überprüfen, wurden die gemessenen Lasten an Stelle der vereinfachten Lasten eingelesen. Der Verlauf der Ein- und Austrittstemperaturen aus Messung und Simulation weisen danach eine sehr gute Übereinstimmung auf (Abbildung 32). Die nach Leistung gewichtete Abweichung zwischen Messung und Simulation beträgt 1.1 K. In Abbildung 33 werden die Stundenmittelwerte direkt einander gegenübergestellt, wobei die simulierten Temperaturen um die gemessenen streuen. Dabei kann kein eindeutiger Trend zur Über- oder Unterschätzung der Temperaturen festgestellt werden.

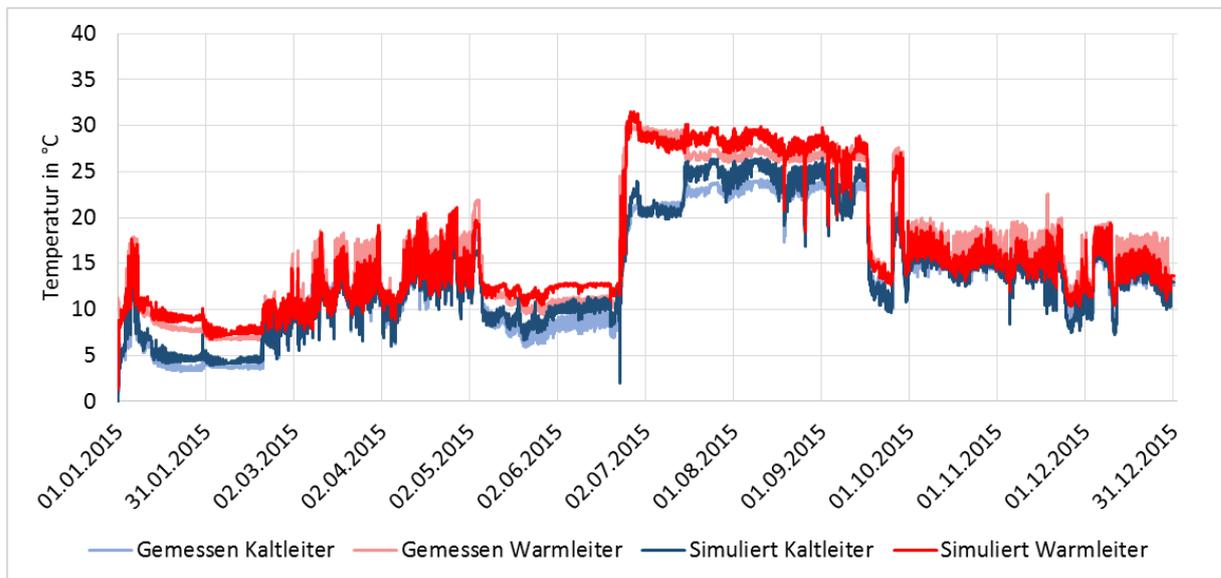


Abbildung 32: Verlauf von gemessenen und anhand der eingespeisten resp. entzogenen Leistung simulierten Temperaturen beim untersuchten Erdspeicher.

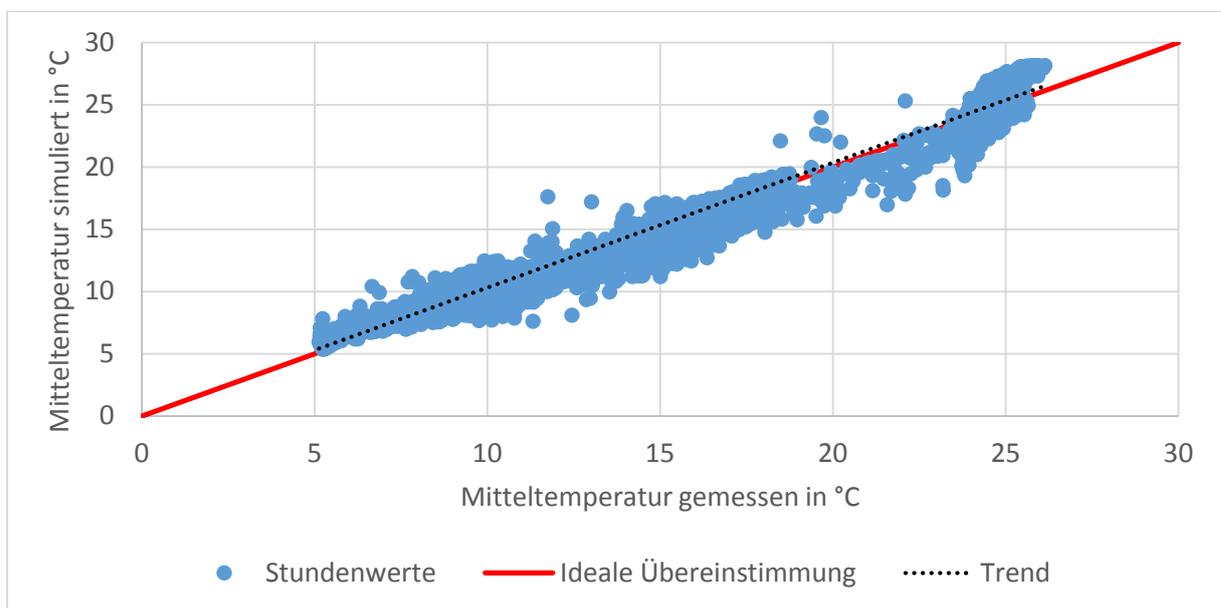


Abbildung 33: Vergleich von gemessenen und simulierten Temperaturen beim Erdspeicher bei gleicher Einspeise-, respektive Entzugsleistung.

4.3.4. Erdverlegte Leitungen

In Abbildung 34 wird der Temperaturverlauf in einem mit Wasser gefüllten DN40 Beispielrohr ohne Durchfluss für die drei Fälle „oberirdisch“, „1 m Tiefe“ und „2 m Tiefe“ gezeigt. Mit dem neuen Modell folgt die Temperatur der ungestörten Erdoberflächtemperatur in Einbautiefe. Kurzzeitige Variationen der Aussentemperatur haben dabei bei erdverlegten Leitungen keinen Einfluss. Wird das Rohr aber „oberirdisch“ mit Austausch zur Umgebungsluft modelliert, treten deutlich stärkere Variationen auf.

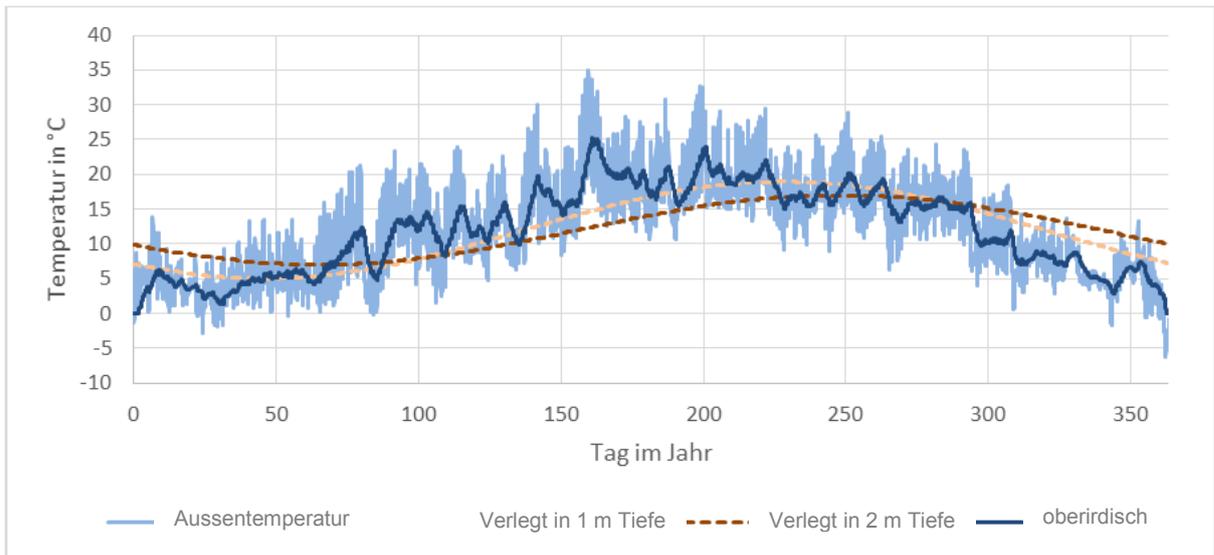


Abbildung 34: Temperaturen in einem DN 40 PE Rohr mit unterschiedlicher Umgebung im Vergleich zur Aussentemperatur.

Da die Temperaturen in den erdverlegten Rohren nahe bei den Erdreichtemperaturen liegen, sind die thermischen Verluste gegenüber dem Erdreich beschränkt. Bei einem 100 m langen Rohrabschnitt liegen die Verluste im Sommerbetrieb bei ca. 5 kW (also ca. 50 W/m), im Winter werden deutlich tiefere Verluste erwartet (siehe Abbildung 35). Dies sind lediglich 0.3 % der während dieser Zeit über das Netz fließenden Leistung. Da der Anteil der Verluste deutlich unter den Messunsicherheiten der Wärmemengenzähler liegt, kann das Modell nicht mit Messdaten validiert werden. Abbildung 35 zeigt einen Vergleich des neuen Modells für erdverlegte Leitungen in Polysun mit dem TRNSYS-Modell Type 952 [22]. Für die Simulation in TRNSYS wurden die Rohrtemperaturen anhand von Stundenmitteln aus den Betriebsdaten des FGZ „Anergienetzes“ 2015 in die Software TRNSYS übertragen, und es wurden in beiden Programmen dieselben Parameter für Rohr und Erdreich verwendet (siehe Anhang Tabelle 7). Durch den variablen Zeitschritt und die daraus resultierenden „Anfahreffekte“ in Polysun streuen die Daten etwas mehr als in TRNSYS. Ansonsten kann aber eine sehr gute Übereinstimmung der Modelle festgestellt werden.

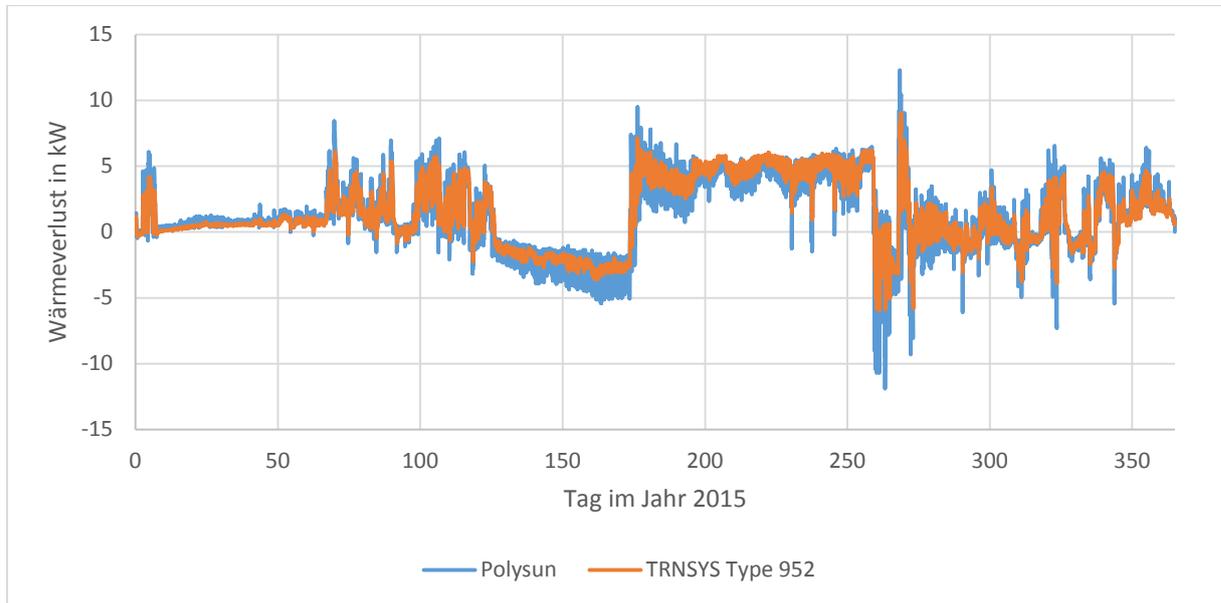


Abbildung 35: Simulierte Verluste eines 100 m langen Rohrabschnittes (PE DN 400) im FGZ „Anergienetz“ während des Betriebes im Jahr 2015, berechnet mit dem neuen Polysun Modell und mit TRNSYS Type 952.

4.3.5. Wärmepumpe

Das Modell für modulierende Wärmepumpen wurde in [18] geprüft und mit gemessenen Betriebsdaten einer Wärmepumpe evaluiert. Die erreichbaren Jahresarbeitszahlen wurden bereits in den Kapiteln zu den betrachteten Beispielsystemen mit Messdaten verglichen und zeigen eine gute Übereinstimmung. Daher wird hier auf eine weitere Analyse verzichtet.

4.4. Allgemeine Betrachtungen anhand des Beispielsystems

4.4.1. Auslegung Erdsondenspeicher

Das Erstellen von grossen Erdsondenspeichern ist aufwändig und kostenintensiv. Weil „Anergienetze“ üblicherweise mit Wasser betrieben werden, müssen die Temperaturen im Netz und in den Sonden ganzjährig deutlich über Null Grad sein um Frostschäden zu vermeiden. Die Verdampfer der Wärmepumpen sind dabei als kälteste Punkte am gefährdetsten. Etabliert hat sich eine Auslegungstemperatur von $>4\text{ °C}$ im Kaltleiter und eine Spreizung von 4 K (d.h. eine Warmleiteratemperatur von $>8\text{ °C}$). Dies entspricht einer mittleren Sondentemperatur von 6 °C , welche deutlich über der in der SIA 384/6 festgelegten Auslegungstemperatur von -1.5 °C für Sonden mit Frostschutz liegt.

In Abbildung 36 wird für die in Anhang (Tabelle 10) genannten Randbedingungen die minimale Sondenmitteltemperatur in Funktion der spezifischen Nenn-Entzugsleistung gegeben. Die von der SIA 384/6 spezifizierte Mindesttemperatur von -1.5 °C wird bei einer spezifischen Nennentzugsleistung von 43 W/m erreicht. Wie erwartet entspricht dies etwa der spezifischen Entzugsleistung einer Einzelsonde (45 W/m gemäss SIA 384/6). Für ein monovalentes System, bei dem der gesamte Leistungsbedarf durch Wärmepumpe und Erdsonden abgedeckt werden muss (z.B. Suurstoffi) und einer Auslegungstemperatur von $4/8\text{ °C}$, sinkt die spezifische Nennentzugsleistung stark auf nur 18 W/m , und es werden somit mehr als doppelt so viele Sonden benötigt.

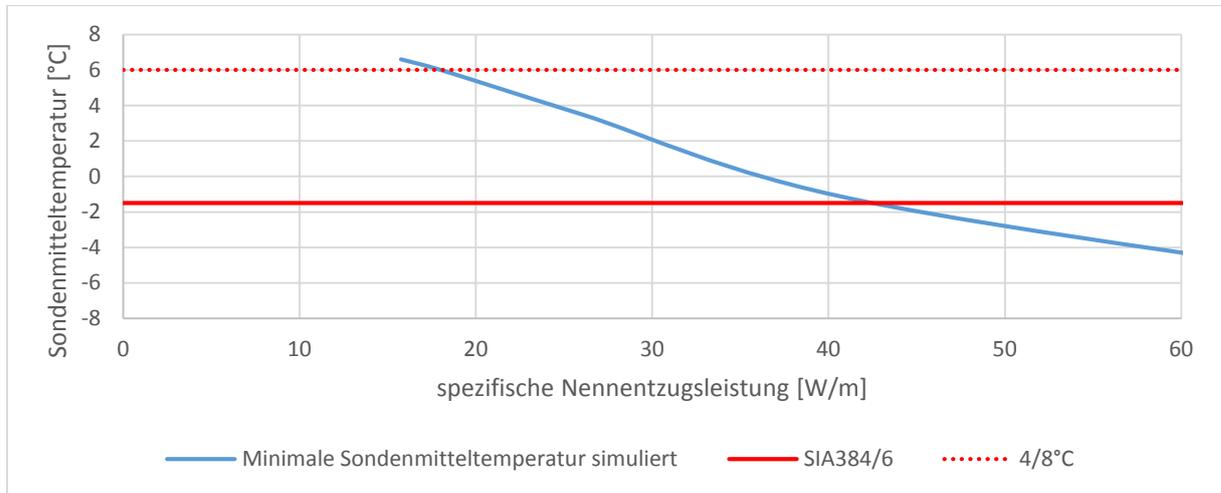


Abbildung 36: Minimale Sondenmitteltemperatur bei unterschiedlicher spezifischer Nennentzugsleistung und ausgeglichener Jahresbilanz.

Tabelle 3 werden drei konkrete mögliche Auslegungsbeispiele gegeben für das Beispielsystem mit einer Wärmepumpen-Nennleistung von 100 kW, ausgelegt als monovalentes System (Voldeckung durch WP).

- Auslegungstemperatur von 4/8 °C (Rücklauf/Vorlauf).
- Auslegungstemperatur von 2/5 °C (Rücklauf/Vorlauf) als Option.
- Auslegungstemperatur von -3/0 °C (Rücklauf/Vorlauf) gemäss SIA 364/6 zum Vergleich.

Durch die Reduzierung der Auslegungstemperatur auf 2/5°C könnte gegenüber einer Dimensionierung auf 4/8°C ca. ein Drittel der Sonden eingespart werden. Durch die Verminderung der Temperaturspreizung von vier auf drei Kelvin erhöht sich in der Simulation der Energiebedarf der Umwälzpumpe von 0.9 % auf 1.7 % der abgegebenen Nutzenergie. Dem könnte in der Praxis mit einer grösseren Dimensionierung von Leitungen und Armaturen entgegengewirkt werden. Ob ein sicherer Betrieb der Wärmepumpen ohne Frostgefahr auch mit diesen Temperaturen realisiert werden kann, wurde nicht näher untersucht. Durch die tiefere Auslegungs- und Betriebstemperatur der Erdwärmesonden sinkt auch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe deutlich.

Tabelle 3 zeigt diese Auswirkung auf die JAZ der Wärmepumpe und des Systems, bezogen auf die Nutzenergie (Wärmeverluste inklusive) und unter Berücksichtigung der benötigten Energie für die Umwälzpumpen der Erdwärmesonden.

Der Vergleich zu einer klassischen Auslegung für Sonden mit Frostschutz verdeutlicht den grossen Mehrbedarf an Erdwärmesonden. Grund dafür ist die Verkleinerung der nutzbaren Temperaturdifferenz zur mittleren ungestörten Erdoberflächtemperatur. Für die gemachten Annahmen liegt die Mitteltemperatur des Erdreiches bei ca. 13 °C. Bei einer Auslegung auf -3/0 °C (-1.5 °C Sonden-Mitteltemperatur) kann eine Temperaturdifferenz von 14.5 K ausgenützt werden. Bei einer Auslegung auf 4/8 °C verringert sich diese nutzbare Temperaturdifferenz um etwas mehr als die Hälfte auf lediglich 7 K. Durch die grössere Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf und weitere Kurzzeiteffekte werden im Beispiel in Tabelle 3 mehr als doppelt so viele Sonden benötigt.



Tabelle 3: Sondenauslegung für unterschiedliche Auslegungstemperaturen zur Volldeckung.

Auslegung		4/8°C	2/5°C	-3/0°C
Benötigte Sondenlänge	m	4400	3000	1800
Spez. Nennleistung Entzug	W/m	18	26	42
Spez. Entzugsenergie	kWh/m	40	58	114
JAZ WP		4.7	4.5	4.2
JAZ System*		4.5	4.3	4.0

Sondentiefe: 200m; Leitfähigkeit Erdreich 2 W/m; WP Leistung bei B0W35 100 kW; 100% regeneriert mit Sommerabwärme.

* Bezogen auf Nutzenergie; inkl. Netzumwälzung.

Mit bivalenten Systemen mit fossiler Spitzenabdeckung, wie sie beispielsweise bei der FGZ eingesetzt werden, können Sonden und somit Investitionskosten gespart werden. In Tabelle 4 werden die benötigten Sondenmeter für eine Spitzenabdeckung von 30 % und 50 % der Leistung für die Auslegungstemperaturen von 4/8 °C und 2/5 °C gegeben. Die konventionellen Spitzenabdeckungskessel werden dabei nur während der kältesten Zeit im Jahr zugeschaltet und brauchen deshalb nur wenig Energie. Für das gewählte Beispielsystem waren dies im Fall der 30 % Spitzendeckung (bezogen auf die Leistung) weniger als ein Prozent der Nutzenergie und im Falle der 50 % Spitzendeckung nur ca. 8 %. Diese Werte können aber für unterschiedliche Systeme und reale Wetterdaten von Jahr zu Jahr deutlich abweichen. Für die System-JAZ in Tabelle 4 wurde der Gasverbrauch der Spitzenkessel zum Stromverbrauch addiert, obwohl es sich um einen anderen Energieträger handelt. Die JAZ wird somit für grössere konventionelle Spitzendeckung schlechter. Erstaunlich ist die Verringerung der JAZ der Wärmepumpe (z.B. von 4.7 auf 4.3 bei einer Auslegung auf 4/8 °C). Dies liegt zum einen an der längeren Laufzeit der Wärmepumpe, wodurch eine Erwärmung der Sonde zwischen den Taktzeiten vermindert wird. Zum anderen ist die schlechtere Arbeitszahl auch durch die Verwendung eines Speichers als Heizungspuffer und als Bereitschaftsvolumen für die Warmwasserbereitung mit Frischwassermodul bedingt. Die kleiner dimensionierte Wärmepumpe wird dadurch öfter im Warmwassermodus betrieben, was sich negativ auf ihre Jahresarbeitszahl auswirkt. Hier wären wahrscheinlich Verbesserungen der hydraulischen Verschaltung möglich. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird bei einer Spitzendeckung von 50 % wieder besser, weil dabei ein beträchtlicher Teil der Warmwasserbereitstellung vom Spitzenkessel übernommen werden kann. Auch mit Spitzenabdeckung wäre ein grosses Potential für Kosteneinsparungen bei den Erdsondenfeldern vorhanden, wenn auf eine tiefere Auslegungstemperatur von 2/5 °C gewechselt werden könnte.



Tabelle 4: Sondenauslegung für unterschiedliche Spitzenabdeckungsgrade und Auslegungstemperaturen.

Spitzendeckung		30%	50%	30%	50%
Auslegung		4/8°C	4/8°C	2/5°C	2/5°C
Benötigte Sondenlänge	m	3600	3000	2600	2000
Spez. Entzugs-Nennleistung	W/m	15	18	21	27
Spez. Entzugsenergie	kWh/m	47	53	65	79
JAZ WP		4.3	4.4	4.3	4.4
JAZ System*		4.0	3.4	4.0	3.3

Sondentiefe: 200m; Leitfähigkeit Erdreich 2 W/m; WP Leistung bei B0W35 100 kW; 100% regeneriert mit Sommerabwärme.

*Bezogen auf Nutzenergie; inkl. Netzumwälzung; der Gasverbrauch der Spitzendeckung wurde ohne Korrekturfaktor zum Stromverbrauch der WP addiert.

Speziell bei wassergeführten Systemen ist die Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Erdreichtemperatur und Auslegungstemperatur nur sehr klein. Dadurch ist auch die Speicherkapazität des Erdreiches beschränkt. Durch die Zunahme der Temperatur in Abhängigkeit der Tiefe weisen tiefe Erdwärmesonden eine höhere Mitteltemperatur auf und die nutzbare Speicherkapazität wird erhöht. Tabelle 5 zeigt, dass mit einer Verlängerung der Sonden um 100 m unter den gewählten Randbedingungen jeweils ca. 20% an Sondenmetern eingespart werden können.

Tabelle 5: Einfluss der Sondentiefe auf die Sondenauslegung bei Spitzendeckung 30% und Auslegung 4/8 °C.

Sondentiefe		100 m	200 m	300 m
Benötigte Sondenlänge	m	4400	3600	2700
Spez. Nennleistung	W/m	12	15	20
Spez. Entzugsenergie	kWh/m	39	47	63
JAZ WP		4.2	4.3	4.3
JAZ System*		4.0	4.0	4.0

Temperaturgradient 0.3 K/m; Leitfähigkeit Erdreich 2 W/m; WP Leistung bei B0W35 100 kW; 100% regeneriert mit Sommerabwärme

* Bezogen auf Nutzenergie; inkl. Netzumwälzung; der Gasverbrauch der Spitzendeckung wurde ohne Korrekturfaktor zum Stromverbrauch der WP addiert.

Auch die Eigenschaften des Erdreiches, insbesondere dessen Wärmeleitfähigkeit, spielen bei der Auslegung der Erdwärmesonden eine Rolle. Tabelle 6 zeigt die Auswirkung der Wärmeleitfähigkeit auf die benötigten Sondenmeter, die daraus folgenden spezifischen Entzugsleistungen und die Entzugsenergie, sowie die dazugehörigen Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe, für ein System mit einer 30 % Spitzendeckung und einer Auslegung auf 4/8 °C. Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit von einem sehr kleinen Wert von 1.5 W/(m K) bis zu einer sehr hohen Leitfähigkeit von 3.0 W/(m K) reduziert sich die Anzahl der benötigten Sonden um ca. einen Drittel. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe wird durch die unterschiedliche Wärmeleitfähigkeit und der daraus folgenden unterschiedlichen Auslegung der Sonden nur sehr wenig beeinflusst.



Tabelle 6: Sondenauslegung für unterschiedliche Spitzenabdeckungsgrade bei Auslegungstemperatur 4/8 °C.

Leitfähigkeit		1.5 W/m/K	2.0 W/m/K	2.5 W/m/K	3.0 W/m/K
Benötigte Sondenlänge	m	4000	3600	3200	2800
Spez. Nennleistung	W/m	13	15	17	20
Spez. Entzugsenergie	kWh/m	42	47	53	61
JAZ WP		4.3	4.3	4.2	4.2
JAZ System*		4.0	4.0	3.9	3.9

Sondentiefe: 200m; Leitfähigkeit Erdreich 2 W/m; 30% konventionelle Spitzendeckung; Auslegung 4/8°C; 100% regeneriert mit Sommerabwärme

*Bezogen auf Nutzenergie; inkl. Netzumwälzung; der Gasverbrauch der Spitzendeckung wurde ohne Korrekturfaktor zum Stromverbrauch der WP addiert.

Die oben gezeigten Auslegungsbeispiele gelten für Systeme mit einer ausgeglichenen Jahresbilanz zwischen Be- und Entzug aus den Erdwärmesonden, d.h. für Systeme, bei denen keine Langzeiteffekte auftreten. Die Grösse und Anordnung eines Sondenfeldes beeinflusst fast ausschliesslich das Langzeitverhalten über mehrere Jahrzehnte. Das Verhalten im ersten Betriebsjahr wird dadurch hingegen nur sehr wenig beeinflusst, es sei denn, die Sondenabstände liegen deutlich unter 5 m. Aus diesem Grund sind die oben gezeigten Dimensionierungsbeispiele mit der genannten Einschränkung auf unterschiedliche System- und Sondenfeldgrössen skalierbar.

4.4.2. Einbindung von Abwärme

Ein grosses Potenzial der Arealvernetzung liegt in der Nutzung von Abwärme auf einem tiefen und daher nicht direkt nutzbaren Temperaturniveau. Die meisten bekannten „Anergienetze“ nutzen Abwärmequellen aus der anthropogenen Umgebung um eine ausgeglichene Jahresbilanz zu erzielen. Beispiele dafür sind Industrieabwärme in Naters, Datenzentren bei der FGZ Zürich und beim Richti Areal Wallisellen oder Abwärme aus der Erzeugung von Labor- und Klimakälte an der ETH Hönggerberg. In der Schweiz wurden einzig im „Suurstoffi“ Areal zusätzlich PVT Kollektoren installiert, um die Erdsondenfelder zu regenerieren. Als Abwärmelieferanten kommen unterschiedliche industrielle Prozesse, grosse Datenzentren, unterschiedliche Kühl- und Kälteanlagen, aber auch Kläranlagen in Frage. Jeder Prozess weist dabei eine spezifische Temperatur- und Leistungscharakteristik auf. Am wertvollsten sind Abwärmequellen, welche auch im Winter zur Verfügung stehen, direkt genutzt werden können, und somit keine saisonale Speicherung benötigen. Unidirektionale Netze zur Nutzung von ARA Abwärme wie sie beispielsweise in Uster oder beim Zürcher Klärwerk Werdhölzli schon länger bestehen, werden hier nicht näher betrachtet.

Oft steht Abwärme auch nur im Sommer zur Verfügung, da sie im Winter intern zu Heizzwecken genutzt wird oder durch Kühlprozesse entsteht, welche nur bei entsprechend hoher Aussenlufttemperatur anfallen. Entsprechend kann diese Abwärme nur durch saisonale Speicherung genutzt werden. Beim Einsatz von Erdsondenfeldern als saisonale Speicher sind sowohl die verfügbare Abwärmeleistung, die Dauer der Verfügbarkeit und das Temperaturniveau entscheidend. Um diesen Einfluss darzustellen, wurden Simulationen anhand des Beispielsystems und unterschiedlicher Verfügbarkeit von Sommerabwärme durchgeführt. Anhand der zwei in Abbildung 37 gezeigten Aussentemperaturabhängigkeiten wurden Lastprofile mit unterschiedlicher Nennleistung und unterschiedlichem Temperaturniveau generiert. Diese repräsentieren einerseits eine konstante Abwärmequelle mit interner Nutzung zu Heizzwecken und andererseits eine Abwärmequelle aus einer Kühlanwendung. Mit typischen Wetterdaten für Zürich führen diese beiden Abwärmequellen im ersten

Fall zu einer Verfügbarkeit von ca. 4300 Volllaststunden und im anderen Fall zu lediglich ca. 2350 Volllaststunden.

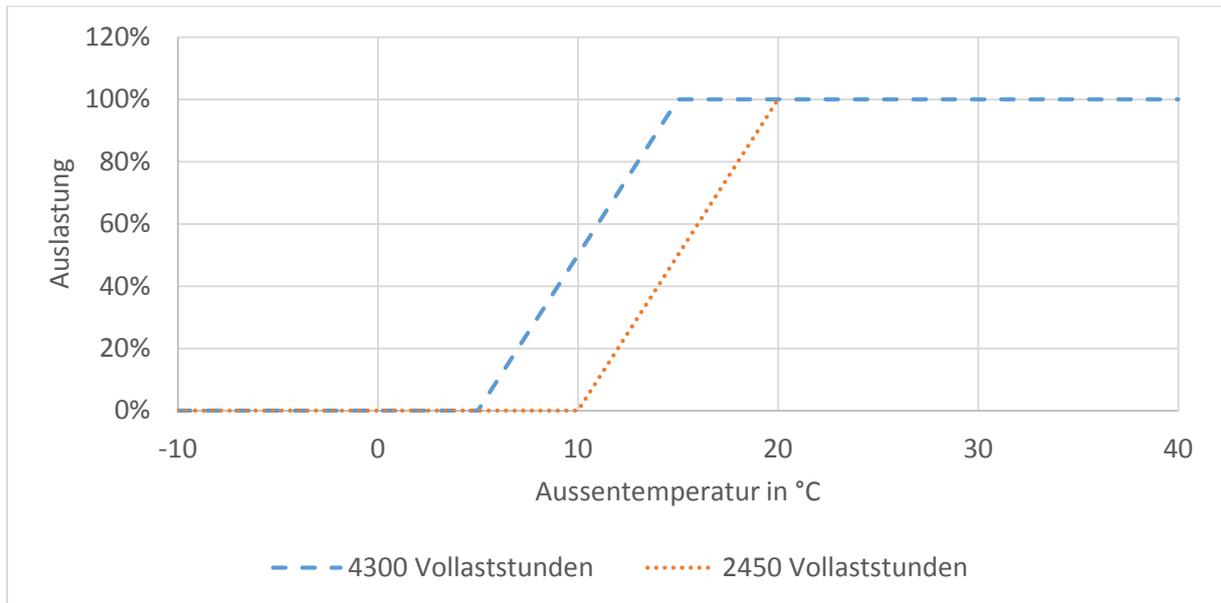


Abbildung 37: Aussentemperaturabhängigkeit der zwei gewählten Profile für Sommerabwärme. Mit typischen Wetterdaten für Zürich werden damit 4300 respektive 2450 Volllaststunden erreicht.

In Abbildung 38 und Abbildung 39 werden die erreichbaren Regenerationsgrade für verschiedene verfügbare Leistungen und Vorlauftemperaturen für beide Fälle dargestellt, für den Fall einer fossilen Spitzendeckung von 30% und einer Auslegung auf 4/8°C. Bei 4300 Volllaststunden kann eine vollständige Regeneration bereits mit 40 kW Abwärmeleistung erreicht werden (Abbildung 38). Durch die Spitzendeckung liegt die Betriebszeit der Wärmepumpe bei ca. 3250 Volllaststunden mit einer Nenn-Entzugsleistung von ca. 53 kW, was ziemlich genau der Wärmemenge der Regenerationsleistung von 40 kW bei einer Betriebszeit von 4300 Volllaststunden entspricht. Unter diesen Bedingungen reicht eine Vorlauftemperatur (Sondeneintritt) von 20°C für einen Regenerationsgrad von 94% und bei 25 °C wird eine vollständige Regeneration erreicht. Bei einer grösseren Entzugsleistung von 60kW reicht bereits eine verfügbare Vorlauftemperatur von ca. 18°C zur vollständigen Regeneration.

Wird eine Abwärmequelle über einen Wärmetauscher eingebunden, muss die Grädigkeit des Wärmetauschers berücksichtigt werden. Bei einer grosszügigen Sondenauslegung (die spezifische Entzugsleistung liegt nur bei 15 W/m) und einer hohen zeitlichen Verfügbarkeit der Abwärmequelle spielt somit das verfügbare Temperaturniveau eine untergeordnete Rolle. Bei einer kürzeren Verfügbarkeit (hier z.B. 2350 Volllaststunden) werden höhere Entzugsleistungen für eine vollständige Regeneration benötigt. Diese ist aber auch hier bereits bei verfügbaren Temperaturen unter 25°C möglich (Abbildung 39). Werden die Sondenfelder knapper ausgelegt, so spielt das verfügbare Temperaturniveau zunehmend eine limitierende Rolle. Dies wird in Abbildung 40 und Abbildung 41 für eine Sondenauslegung auf 2/5°C und -3/0°C dargestellt, wobei die spezifische Entzugsleistung der Sonden bei 20 W/m respektive 38 W/m liegt. Im letzteren Fall sind Vorlauftemperaturen von deutlich über 25°C nötig um eine vollständige Regeneration zu erreichen.

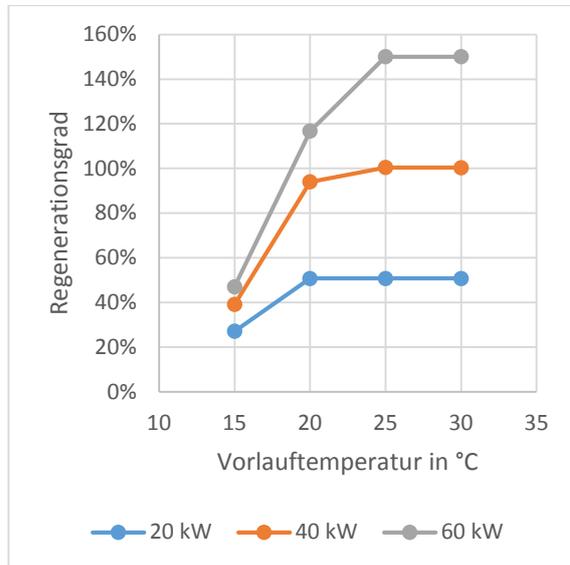


Abbildung 38: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der verfügbaren Vorlauftemperatur bei 4300 Volllaststunden.

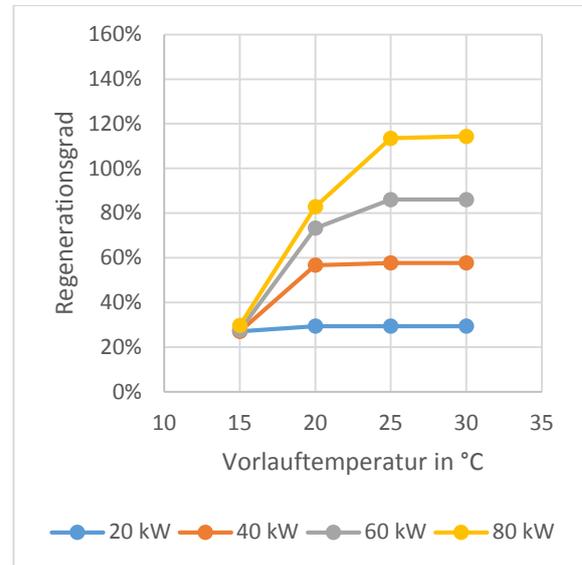


Abbildung 39: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der verfügbaren Vorlauftemperatur bei 2350 Volllaststunden.

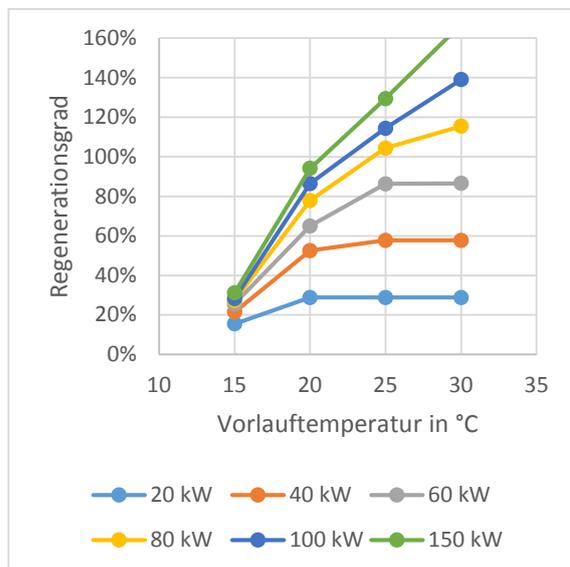


Abbildung 40: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der verfügbaren Vorlauftemperatur bei 2350 Volllaststunden und einer Sondenauslegung auf 2/5°C.

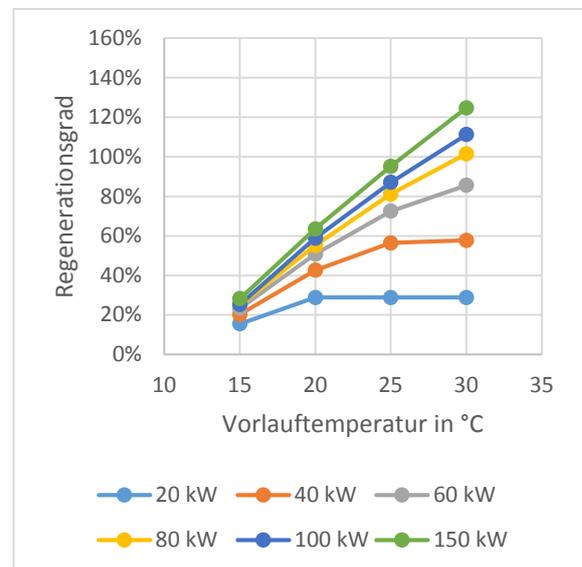


Abbildung 41: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der verfügbaren Vorlauftemperatur bei 2350 Volllaststunden und einer Sondenauslegung auf -3/0°C.

Die Abwärmeeinspeisung in ein „Anergienetz“ kann mit dem Wärmeabwurf über bereits vorhandenen oder als Redundanz installierten Luft-Wärmetauschern konkurrieren. Wenn die Netztemperatur über der Aussenluft liegt, werden je nach Regelstrategie des Abwärmelieferanten Luft-Wärmetauscher an Stelle des Netzes für den Wärmeabwurf eingesetzt. Um diese Konkurrenzsituation abzubilden, wurden Profile mit konstanter Leistung, aber mit einer verfügbaren Vorlauftemperatur entsprechend der Aussenlufttemperatur generiert. In Abbildung 42 werden die erreichbaren Regenerationsgrade für unterschiedliche Leistungen und unterschiedliche Sondenauslegungen dargestellt. Der erreichbare Regenerationsgrad liegt auch bei sehr grossen Abwärmeleistungen unter 100%. Ab einer Leistung von



ca. 60 kW wirkt die verfügbare Temperatur beschränkend und der Regenerationsgrad steigt nur noch in einem sehr geringen Masse an.

Erstaunlicherweise hat in diesem Falle die Sondenauslegung einen sehr kleinen Einfluss auf den erreichbaren Regenerationsgrad. Dies liegt an der Überlagerung von zwei unterschiedlichen Effekten. Kleiner dimensionierte Sondenfelder (hier 7 Sonden à 200 m bei einer Auslegung auf $-3/0^{\circ}\text{C}$) führen zu einer stärkeren Auskühlung im Heizbetrieb. Die Aussentemperatur wird dadurch häufiger unterschritten und die Regeneration kann länger betrieben werden. Bei sehr kleinen Abwärmeleistungen dominiert dieser Effekt. Das kleinste Sondenfeld weist dadurch den höchsten Regenerationsgrad auf. Auf der anderen Seite kann ein grösseres Sondenfeld bei gleicher Temperatur mehr Leistung aufnehmen. Bei grossen Leistungen dominiert dieser Effekt und das grösste Sondenfeld weist dann auch den grössten Regenerationsgrad auf. Im konkreten Fall kann die Abwärmeabgabe an ein Netz aus unterschiedlichen Gründen der Abwärmeabgabe an die Aussenluft vorgezogen werden (z.B. geringere Grädigkeit des Wärmetauschers, geringerer Stromverbrauch der Pumpen im Vergleich zu den Ventilatoren oder auch Vermeidung von Lärmentwicklung der Ausseneinheiten). Wird die Temperaturbegrenzung auf 2 K über der Aussenluft gesetzt, so kann bereits eine vollständige Regeneration erreicht werden.

Steht die Abwärmelieferung an ein Netz mit saisonalem Erdsondenspeicher in Konkurrenz zum Wärmeabwurf über Aussenluftwärmetauscher, so kann eine vollständige Regeneration problematisch werden und bereits kleine Änderungen in der Regelung können für das Erreichen einer ausgeglichenen Jahresbilanz des Sondenfeldes entscheidend sein. Natürlich haben auch weitere Parameter wie die Beschaffenheit des Erdreiches, die Tiefe der Sonden, aber auch die Auslegung und der Betrieb des Wärmebezügers, welche hier nicht betrachtet wurden, einen Einfluss auf diese Bilanz. Jeder konkrete Fall muss entsprechend genau analysiert werden.

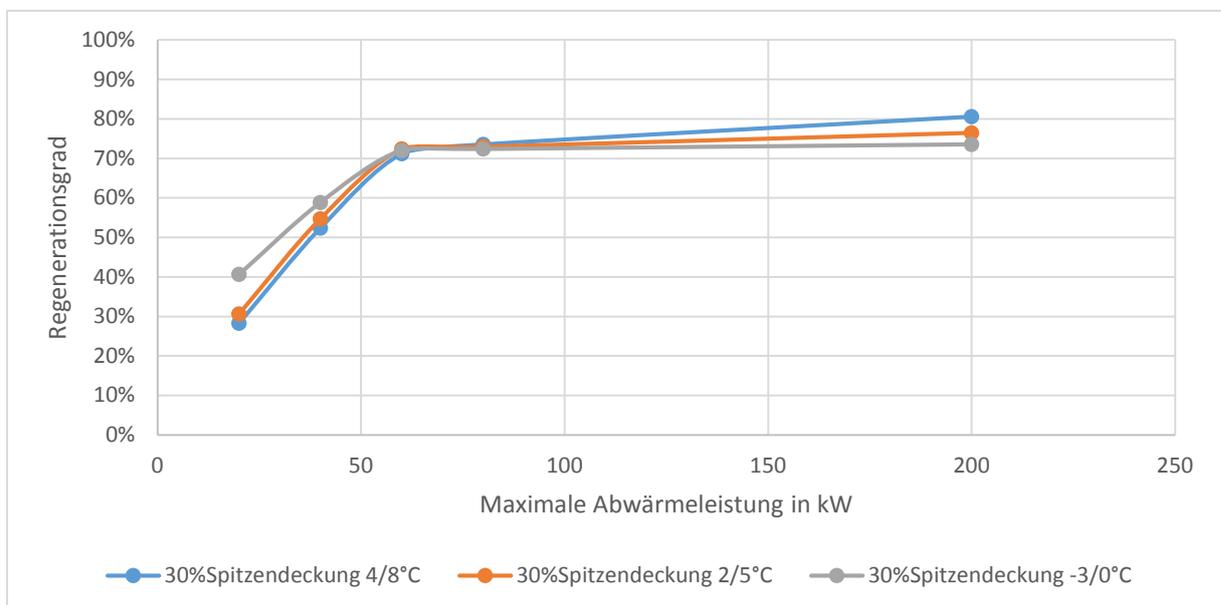


Abbildung 42: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der maximalen Abwärmeleistung bei einer Temperaturbeschränkung auf die Aussentemperatur. Simuliert wurde das Beispielsystem mit unterschiedlichen Auslegungen der Erdwärmesonden.

4.4.3. Aussenluft

Die Aussenlufttemperatur liegt in den Sommermonaten über der mittleren Erdoberflächtemperatur und kann daher auch direkt zur Regeneration verwendet werden. Die Resultate des vorherigen Kapitels deuten aber bereits darauf hin, dass das verfügbare Temperaturniveau dabei den möglichen Regenerationsgrad begrenzt. Dies wird in Abbildung 43 verdeutlicht, in der die erreichbaren Regenerationsgrade (im ersten Betriebsjahr) für unterschiedliche Auslegungen eines Luft-Wärmetauschers und unterschiedliche Sondenfeldgrössen dargestellt wird. Die Resultate wurden anhand des oben beschriebenen Beispielsystems und einem Luft-Wasser-Wärmetauscher mit 70 kW Nennleistung bei unterschiedlicher Grädigkeit des Wärmeübertragers generiert. In Abbildung 43 werden zusätzlich die Werte aus Abbildung 42 als theoretisch erreichbares oberes Limit bei einer Grädigkeit von 0 K dargestellt, was einem unendlich grossen Wärmetauscher entsprechen würde. Wie bei einer temperaturlimitierten Abwärmenutzung sind auch hier die Unterschiede zwischen unterschiedlichen Sondenfeldgrössen erstaunlich gering. Auch hier gleichen sich die längere Laufzeit von kleineren und somit stärker ausgekühlten Sondenfeldern und die grössere Leistungsaufnahmefähigkeit von grösseren Sondenfeldern weitgehend aus. Selbst bei einer sehr grosszügigen Auslegung auf einen Temperaturabfall von nur 2 K wird im ersten Simulationsjahr ein Regenerationsgrad unter 50 % erreicht, was bei grossen Sondenfeldern zu einer starken Langzeitauskühlung führen würde. Wegen der Frostgefahr ist eine Langzeitauskühlung bei mit Wasser betriebenen Sondenfeldern nicht zulässig oder müsste mit einer weiteren Vergrösserung (und Verteuerung) des Sondenfeldes kompensiert werden. Der gewählte Standort Zürich dürfte dabei für das ganze schweizerische Mittelland repräsentativ sein. Standorte mit deutlich veränderten Klimabedingungen können naturgemäss zu anderen Resultaten führen.

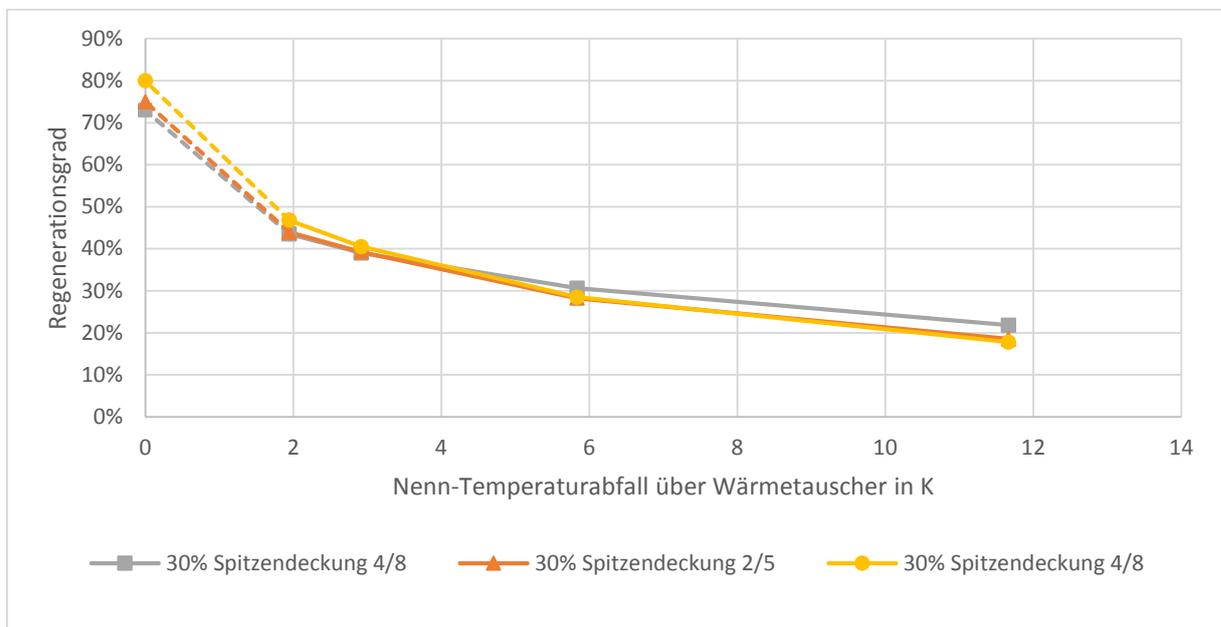


Abbildung 43: Erreichbarer Regenerationsgrad mit Luft-Wärmetauschern für unterschiedliche Grädigkeiten der Wärmetauscher und Auslegungen der Sondenfelder. Die Grenzwerte für einen Temperaturabfall von Null Kelvin wurden aus den Berechnungen zu temperaturbegrenzten Abwärmequellen (Abbildung 42) übernommen.

4.4.4. Sonnenkollektoren

Wenn keine externen Abwärmequellen im Areal vorhanden sind, bieten Sonnenkollektoren eine Möglichkeit Erdsondenfelder zu regenerieren, für eine ausgeglichene Jahresbilanz zu sorgen und somit einer Langzeitauskühlung vorzubeugen. Grundsätzlich können dazu unterschiedliche Kollektortechnologien wie abgedeckte, unabgedeckte oder PVT Kollektoren eingesetzt werden. Für die Minergie-P Siedlung „Oberfeld“ wurde ein Wärmeerzeugungskonzept mit Erdwärme-Wärmepumpen und einer PVT Anlagen realisiert [23]. Das Betriebsmonitoring hat gezeigt, dass das zentrale Erdsondenfeld vollständig mit der Wärme aus den PVT-Kollektoren regeneriert werden kann. Auch die Erdsondenspeicher des Anergienetzes „Suurstoffi“ in Rotkreuz werden hauptsächlich mit PVT Kollektoren regeneriert. In der Siedlung „la Cigale“ in Genf wird ein saisonaler Eisspeicher von unabgedeckten, selektiven Kollektoren beladen. In einer Studie zur dichten Erdwärmennutzung in der Stadt Zürich wurden unterschiedliche Kollektortypen zur Regeneration von Erdwärmesonden mit anderen Regenerationsmethoden wie Luft-Wärmetauschern oder der direkten Gebäudekühlung („free cooling“) verglichen [24]. Dabei konnte nur mit abgedeckten oder nicht abgedeckten selektiven Kollektoren eine vollständige Regeneration erreicht werden. Mit unabgedeckten, nicht selektiven und mit PVT Kollektoren reichte die verfügbare Dachfläche nicht für eine vollständige Regeneration. Da in dieser Studie nur ein Mehrfamilienhaus mit wenigen Sonden betrachtet wurde, konnten auch unvollständig regenerierte Systeme über 50 Jahre betrieben werden. Bei grossen Erdsondenfeldern, wie sie bei „Anergienetzen“ üblich sind, ist hingegen eine vollständige Regeneration nötig um einer Langzeitauskühlung vorzubeugen.

Das in Abschnitt 3.3 beschriebene Beispielsystem mit einer fossilen Spitzendeckung von 30 % und einer Auslegungstemperatur von 4/8 °C wurde mit Regeneration über verschiedene Arten von Solarkollektoren simuliert. Die verwendeten Wirkungsgradkennlinien dieser Kollektoren sind in Abbildung 44 abgebildet und werden als typisch für den jeweiligen Kollektortyp angesehen. Der Einfluss der Kollektorfeldgrösse auf den Regenerationsgrad ist in Abbildung 45 dargestellt. Die Simulation von Solarthermieanlagen ist eine Standardanwendung der Software Polysun. Daher konnten für diese Untersuchung Standardkomponenten verwendet werden.

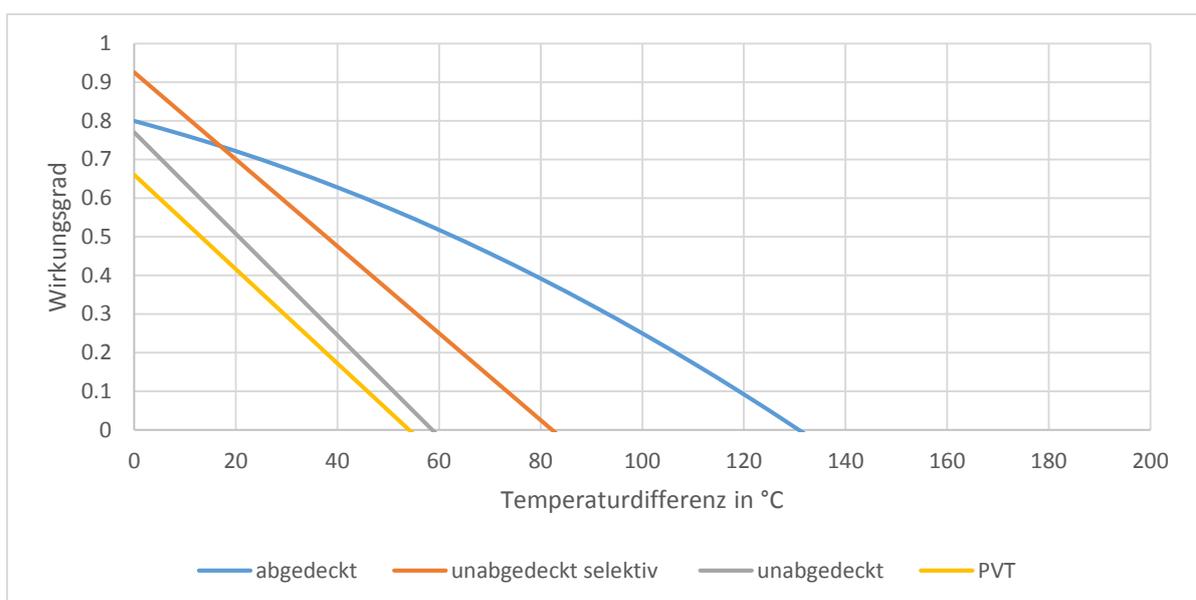


Abbildung 44: Wirkungsgradkennlinien der simulierten Kollektortypen bei 1000 W/m² Einstrahlung, turbulenten Strömungsbedingungen im Absorber und ohne Windeinfluss.

Bei dem verwendeten Standardsystem kann mit abgedeckten und mit unabgedeckten, selektiven Kollektoren eine vollständige Regeneration bereits mit etwas mehr als 200 m² Kollektorfläche erreicht werden. Auf Grund der tiefen Temperatur der Wärmesenke werden spezifische Kollektorerträge von etwas über 700 kWh/m² erreicht. Bei unabgedeckten, nicht selektiven Kollektoren („Schwimmbadabsorbern“) und bei PVT Kollektoren sind deutlich grössere Kollektorfelder von knapp 400 m² resp. 600 m² nötig um eine vollständige Regeneration zu erreichen. Die spezifischen Erträge fallen mit ca. 450 kWh/m² respektive etwas über 300 kWh/m² entsprechend geringer aus. Aus Abbildung 46 ist ersichtlich, dass selbst bei nicht selektiven unabgedeckten Absorbern oder PVT Kollektoren bereits Sondereintrittstemperaturen von über 30 °C erreicht werden können. Die dargestellten Regenerationsgrade von über 200 % mit abgedeckten und unabgedeckten, selektiven Kollektoren würden bei einer direkten Einbindung zu Eintrittstemperaturen von über 40°C führen. Die Bewilligungsfähigkeit für die Regeneration mit Temperaturen in diesem Bereich ist jedoch unklar, und es müssten speziell dafür geeignete Sondenrohre eingesetzt werden. Auch systemtechnische Möglichkeiten, wie der Einsatz eines Zwischenspeichers oder das Heruntermischen können hohe Sondereintrittstemperaturen vermeiden. Es gibt aber diverse Beispiele bei denen Erdwärmesonden in Kombination mit Sonnenkollektoren auf einem höheren, direkt nutzbaren Temperaturniveau eingesetzt werden [25] [26]. Diese werden in diesem Bericht jedoch nicht näher betrachtet.

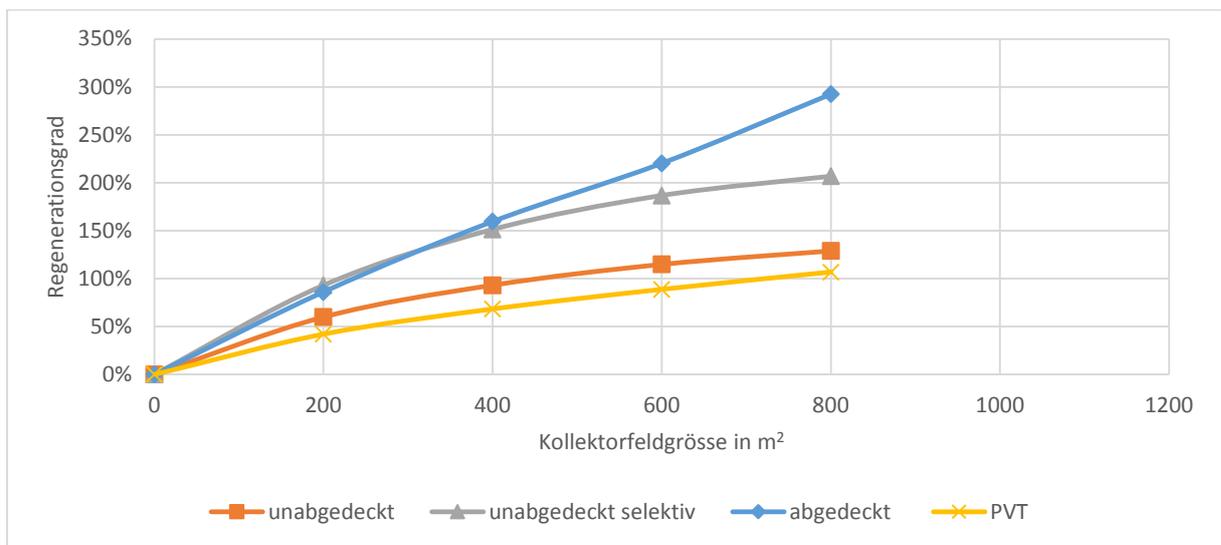


Abbildung 45: Regeneration von Erdsondenfeldern mit unterschiedlichen Kollektortechnologien. Als Basis diente ein System mit einer fossilen Spitzendeckung von 30% und einer Auslegungstemperatur von 4/8°C.

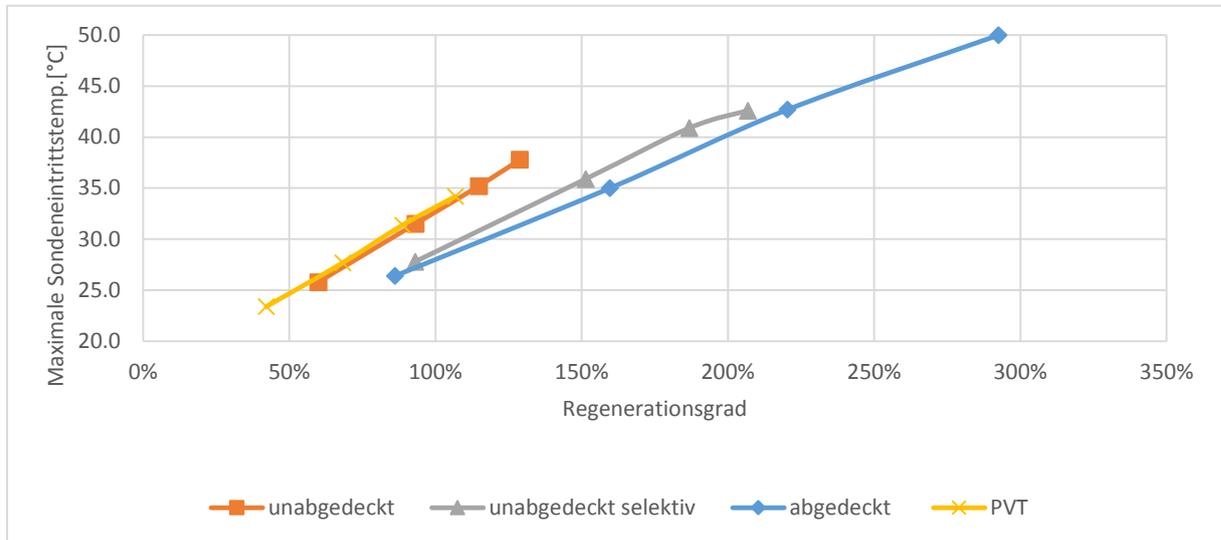


Abbildung 46: Maximale Eintrittstemperaturen von Erdsondenfeldern mit unterschiedlichen Kollektortechnologien und Kollektorfeldgrößen, analog zu Abbildung 45.

Der Ertrag von Sonnenkollektoren, im speziellen von unabgedeckten Kollektortechnologien, hängt stark von der Betriebstemperatur ab. Diese wird von vielen Parametern beeinflusst. Der Einfluss unterschiedlich dimensionierter Sondenfelder wird in Abbildung 47 für PVT Kollektoren aufgezeigt. Bei den betrachteten Betriebstemperaturen zeigen diese die deutlichste Temperaturabhängigkeit. Es wurden unterschiedliche Systemauslegungen untersucht, welche zu einem unterschiedlichen Bedarf an Sonden führen:

- 22 Sonden à 200m: Volldeckung, Auslegung auf 4/8°C
- 18 Sonden à 200m: 30%Spitzendeckung, Auslegung auf 4/8°C
- 13 Sonden à 200m: 30% Spitzendeckung, Auslegung auf 2/5°C
- 7 Sonden à 200m: 30% Spitzendeckung, Auslegung auf -3/0°C

Aus Abbildung 47 ist ersichtlich, dass bei einer Auslegung der Sonden auf den Betrieb mit Wasser eine vollständige Regeneration erreicht werden kann. Dazu sind für den Beispielfall 520 m² - 640m² Kollektorfläche erforderlich. Eine kleinere Sondenanzahl führt dabei zu höheren Kollektortemperaturen (siehe auch Abbildung 48) und somit zu geringeren spezifischen Kollektorerträgen. Diese liegen für das Beispielsystem bei den unterschiedlich dimensionierten Wassertemperaturen zwischen 270 kWh/m² und 340 kWh/m². Werden die Sonden auf tiefere Betriebstemperaturen ausgelegt, so resultieren weniger Sondenmeter, es werden jedoch für die Regeneration derselben mehr Kollektoren benötigt, da die Temperatur der Kollektoren auf Grund der begrenzten Wärmeabfuhrleistung des Sondenfeldes schneller ansteigt und somit der Wirkungsgrad geringer ausfällt. Bei einer Auslegung auf einen Betrieb mit Frostschutz (-3/0°C) wird das Erreichen einer vollständigen Regeneration problematisch, da die maximale Sondeneintrittstemperatur bereits bei tieferen Regenerationsgraden 40°C überschreitet (siehe Abbildung 48). Für die in diesem Bericht betrachteten Netze wird von einem Betrieb der Sonden mit Wasser und einer entsprechend grosszügigen Dimensionierung der Sondenfelder ausgegangen. In diesem Falle ist eine vollständige Regeneration mit allen Kollektortypen möglich.

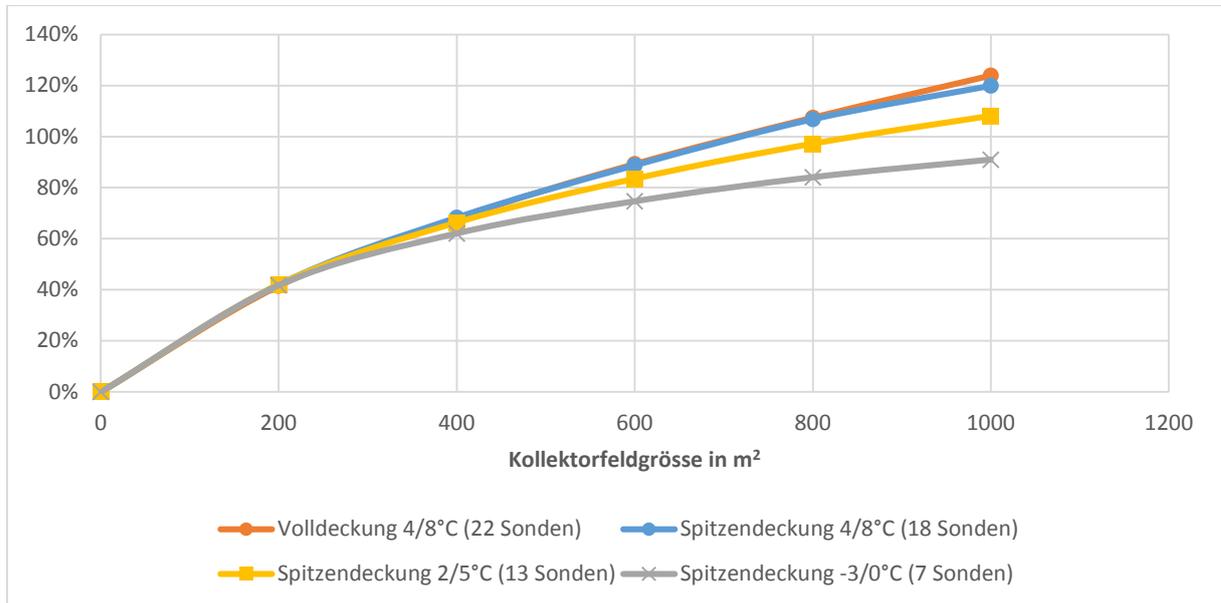


Abbildung 47: Einfluss der Kollektorfeldgröße von PVT-Kollektoren auf den Regenerationsgrad für unterschiedlich ausgelegte Systeme.

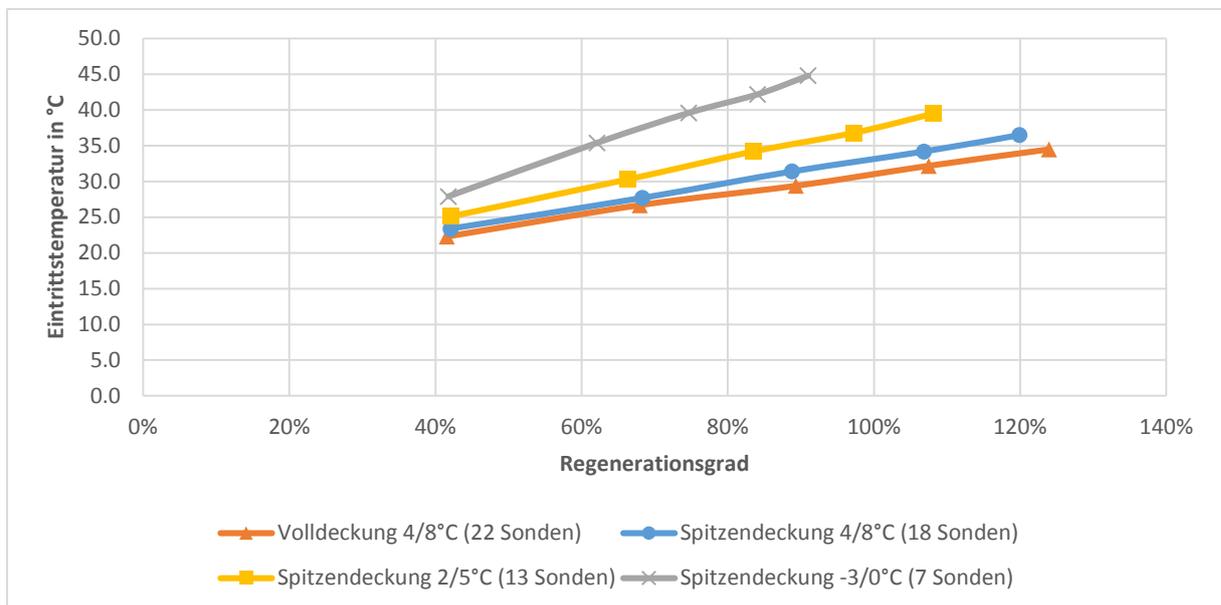


Abbildung 48: Einfluss der Kollektorfeldgröße von PVT-Kollektoren auf die maximale Sondereintrittstemperatur für unterschiedlich ausgelegte Systeme.

4.4.5. PV & Aussenluftwärmepumpe

In den vorherigen Kapiteln wurde gezeigt, dass das Temperaturniveau für eine direkte und vollständige Regeneration von Erdsondenfeldern nicht ausreicht, dies aber mit Sonnenkollektoren erreicht werden kann. Für das „Anergienetz“ in Saas Fee wurde eine solare Regeneration nicht mit thermischen Kollektoren, sondern mit einer durch Photovoltaik betriebenen Aussenluftwärmepumpe umgesetzt. Diese erhöht das Temperaturniveau der Aussenluft und ermöglicht somit eine vollständige



Regeneration. Für diese Anwendung würde ein Temperaturhub von wenigen Kelvin ausreichen. Herkömmliche Wärmepumpen sind nicht für solche Betriebspunkte optimiert. Daher wird der COP der Wärmepumpe vom minimal erreichbaren Temperaturhub dominiert. Für die in Saas Fee eingesetzte Regenerationswärmepumpe wird ein COP von >9 angegeben [27], telefonische Auskünfte der Firma CTAexklusiv wiesen auf einen problemlosen Betrieb bis zu einem COP von 7 hin.

Mit Hilfe der frei programmierbaren Steuerung von Polysun und einem Elektro-Durchlauferhitzer wurde eine Niederhub Wärmepumpe simuliert:

- Die Leistung des Elektro-Durchlauferhitzers wird durch die verfügbare AC Leistung der PV-Anlage und durch den erreichbaren COP bestimmt.
- Der erreichbare COP wurde anhand des Carnot Wirkungsgrades und eines angenommenen Gütegrades von 0.5 mit einer Beschränkung auf maximal 7 respektive 9 ermittelt. Durch die sehr geringen Temperaturhübe war in allen Betriebspunkten diese Beschränkung für den COP massgebend.
- Vier Leistungsstufen wurden angenommen. Der Betrieb erfolgte auf der Stufe, welche am nächsten bei der AC Leistung der PV Anlage lag. Die daraus folgende Differenz wurde vom Netz bezogen oder ins Netz eingespeist, wobei sich Bezug und Einspeisung bereits über einen Tag gerechnet weitgehend kompensieren. Weil die Wärmepumpe bei sehr kleinen Leistungen noch nicht einschaltet, entsteht jedoch in der Jahresbilanz ein Überschuss an eingespeister Energie in der Grössenordnung von 5%.

Unterschiedlich grosse PV-Anlagen wurden mit einer so emulierten „Regenerationswärmepumpe“ mit 1.3 kW Nennleistung pro Quadratmeter PV-Fläche kombiniert. Für die Simulation wurde ein PV Modul mit einer Leistung von 260 Wp verwendet (weitere Details im Anhang). Die daraus resultierenden Regenerationsgrade sind in Abbildung 49 dargestellt. Eine 100 prozentige Regeneration kann bereits mit deutlich geringerer Fläche als mit solarthermischen Kollektoren erreicht werden. Die maximalen Eintrittstemperaturen liegen deutlich unter 30°C (Abbildung 50).

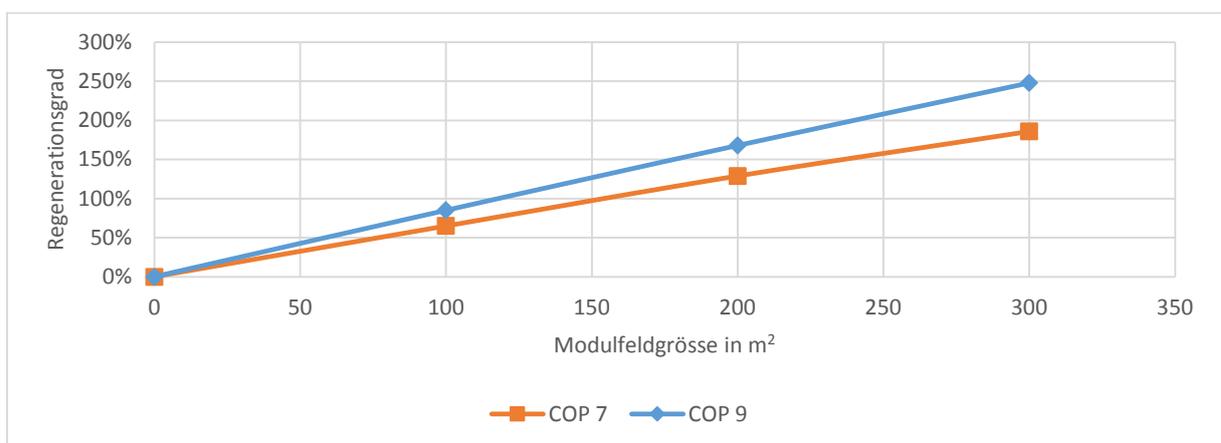


Abbildung 49: Regenerationsgrad in Abhängigkeit der verfügbaren PV Flächen gekoppelt mit einer Aussenluft – Regenerationswärmepumpe für das Beispielsystem (30% Spitzendeckung, Auslegung $4/8^{\circ}\text{C}$).

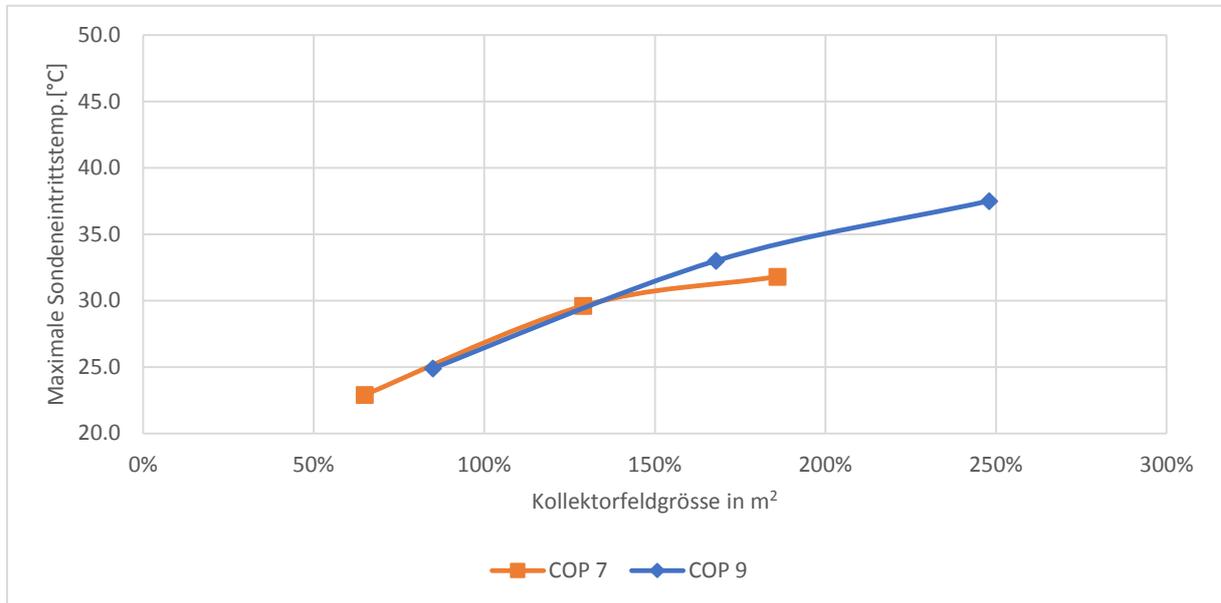


Abbildung 50: Maximale Sondeneintrittstemperatur in Abhängigkeit der verfügbaren PV Flächen gekoppelt mit einer Aussenluft-Regenerationswärmepumpe analog zu Abbildung 49.

4.4.6. Direkte Gebäudekühlung

Der Doppelnutzen von Tieftemperaturnetzen für die Wärmelieferung im Winter und für die Kühlung im Sommer ist einer der grossen Vorteile dieser Technologie. Die direkte Gebäudekühlung, oft auch „Gebäudeentwärmung“ oder „free cooling“ genannt, bezeichnet die Nutzung tiefer Netztemperaturen zur Kühlung ohne Kältemaschine. Das Netz wird dabei mit einem Wärmeübertrager in das Kühlsystem des Gebäudes oder direkt in die Heizungsverteilung eingebunden. Dazu muss die Netztemperatur allerdings unter der Auslegungstemperatur des Kühlsystems liegen. Da die Netztemperaturen in den Sommermonaten aber ein gewisses Temperaturniveau erreichen müssen, um eine vollständige Regeneration des saisonalen Erdsondenspeichers zu gewährleisten, ist die Kapazität für direkte Gebäudekühlung beschränkt. Dies hat sich z.B. bei der ersten Bauetappe des Suurstoffi Netzwerkes gezeigt [28], bei dem der geplante Eintrag aus direkter Gebäudekühlung deutlich unterschritten wurde. Andere Untersuchungen liefern Resultate, welche tendenziell in dieselbe Richtung weisen. So konnte zum Beispiel in einer Vergleichsstudie unterschiedlicher Regenerationsmethoden für Erdwärmesonden für die Stadt Zürich „free cooling“ lediglich einen Regenerationsgrad von ca. 20 % erreichen [24].

Anhand des Beispielsystems wurde der erreichbare Regenerationsgrad für unterschiedliche Gebäudetypen und Auslegungen der Erdwärmesonden simuliert. Die Grösse von unterschiedlichen Gebäudetypen wurde dazu so angepasst, dass derselbe Energieverbrauch wie beim oben beschriebenen Beispielsystem resultiert. Verwendet wurden dazu vordefinierte Gebäudestandards aus der Polysun Datenbank:

- **„MFH Neubau nach EnEV 2009“:** Nennheizenergieverbrauch: 150 kWh/m², Heizenergieverbrauch simuliert: 97 kWh/m², Warmwasserverbrauch: Radiatorheizung mit einer Vorlauftemperatur von 60°C.



- **„Mehrfamilienhaus Niedrigenergiehaus“:** Nennheizenergieverbrauch: 30 kWh/m², Heizenergieverbrauch simuliert: 64 kWh/m², Fussbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 35°C.
- **„Mehrfamilienhaus Passivhaus“:** Nennheizenergieverbrauch: 15 kWh/m², Heizenergieverbrauch simuliert: 33 kWh/m², Fussbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 30°C.

Diese Gebäudetypen wurden mit verschiedenen Sondenfeldgrössen simuliert:

- 22 Sonden à 200m: Volldeckung, Auslegung auf 4/8°C
- 18 Sonden à 200m: 30% Spitzendeckung, Auslegung auf 4/8°C
- 13 Sonden à 200m: 30% Spitzendeckung, Auslegung auf 2/5°C

wobei sich die Auslegung auf vollständig mit Sommerabwärme regenerierte Systeme bezieht, obwohl dies bei den simulierten Gebäuden nicht erreicht werden konnte. Wie in Abbildung 51 dargestellt wird, konnte mit direkter Gebäudeentwärmung lediglich zwischen 11% und 24% der entzogenen Energie regeneriert werden. Diese Regenerationsgrade beziehen sich auf das erste Simulationsjahr, ein Systembetrieb über 50 Jahre wäre wegen der starken Langzeitauskühlung von grossen Erdsondenfeldern bei unvollständiger Regeneration mit den simulierten Systemen nicht möglich. Die hier dargestellten Resultate beziehen sich also auf ein nicht über längere Zeit funktionsfähiges System, können aber zur Abschätzung der Grössenordnung eines möglichen Beitrages der Gebäudeentwärmung von Wohnbauten zur Sondenregeneration geben. Das „EnEV 2009“ Gebäude führt wegen der kleinen Aussen- und Fensterfläche, sowie der kleineren Übertragungsfläche der Radiatorheizung zu einem geringen Regenerationsgrad. Im Gegenzug weist das „Passivhaus“ wegen grösserer Fläche und der Niedertemperaturheizverteilung den grössten Regenerationsanteil auf. Zwischen unterschiedlichen Sondenfeldgrössen sind keine klaren Tendenzen auszumachen, weil sich unterschiedliche Effekte überlagern. So führen kürzere Sonden zu einer geringeren Übertragungsleistung im Kühlfall und somit zu einem geringeren Regenerationspotenzial. Im Gegenzug werden sie aber im Winter und durch die Warmwassererzeugung stärker ausgekühlt. Dadurch ist das Temperaturniveau speziell im Frühling und Frühsommer tiefer, was wiederum das Potenzial zur Sondenregeneration mittels Gebäudeentwärmung erhöht. Aus der Kombination dieser beiden Effekte kann für den betrachteten Bereich keine eindeutige Abhängigkeit zwischen Regenerationsgrad und Sondenanzahl ausgemacht werden.

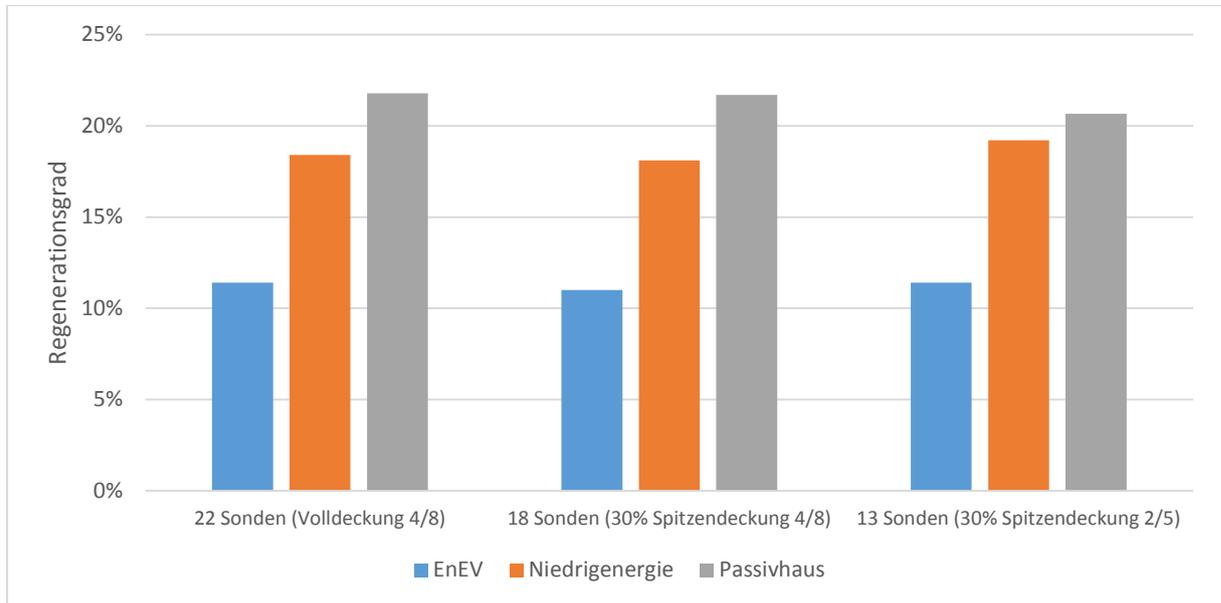


Abbildung 51: Sondenregenerationsgrade durch direkte Gebäudeentwärmung oder „free cooling“ für unterschiedliche Gebäudetypen und Auslegungen der Erdsonden.

Zum Vergleich wurde auch ein Bürogebäude („Büro Niedrigenergiegebäude“ aus der Polysun Datenbank) integriert, wobei die internen Lasten auf 5 W/m^2 angepasst wurden. Dies entspricht den Standardannahmen aus der SIA 2024 für Einzel- und Gruppenbüros. Die Gebäudegrösse wurde so angepasst, dass trotz internen Lasten und geringerem Warmwasserverbrauch dieselbe Entzugsenergie aus dem Sondenfeld resultierte. Bürogebäude unterscheiden sich auf Grund unterschiedlicher interner Lasten und solarer Gewinne beträchtlich im Kühlbedarf. Grosse interne Lasten können dazu führen, dass der Wärmebedarf durch ein Heizungssystem stark sinkt und gleichzeitig der Kühlbedarf steigt. Um dies zu veranschaulichen wurde die interne Last bis auf 20 W/m^2 erhöht. Abbildung 52 zeigt sowohl die aus den Sonden entzogene als auch die durch „free cooling“ regenerierte Energie für diesen Fall. Mit sehr hohen internen Lasten kann eine ausgeglichene Bilanz erreicht werden. Dies ist jedoch vor allem auch auf den verminderten Wärmebedarf zurück zu führen. Entsprechend könnten in diesem Fall auch die Wärmepumpe und das Sondenfeld kleiner ausgelegt werden.

Der Einfluss unterschiedlicher Parameter auf Sondenauslegung und Bilanz wurde in einer Studie von Pahud [29] genau untersucht und wird hier nicht weiter vertieft. In dieser Studie dominiert in den meisten Fällen der Wärmebedarf und es gibt nur wenige Fälle, bei denen zu mehr als 100 % regeneriert werden kann. Daraus lässt sich folgern, dass meist keine oder nur kleine „Überkapazitäten“ durch direkte Gebäudekühlung von Bürogebäuden existieren, welche bei einer Mischnutzung zur Kompensation des Bezugsüberschusses von Wohngebäuden verwendet werden könnte. So ergibt beispielsweise die Kombination des „Mehrfamilienhaus Niedrigenergiehaus“ mit dem „Büro Niedrigenergiehaus“ mit 20 W/m^2 internen Lasten einen Regenerationsgrad von lediglich 47%.

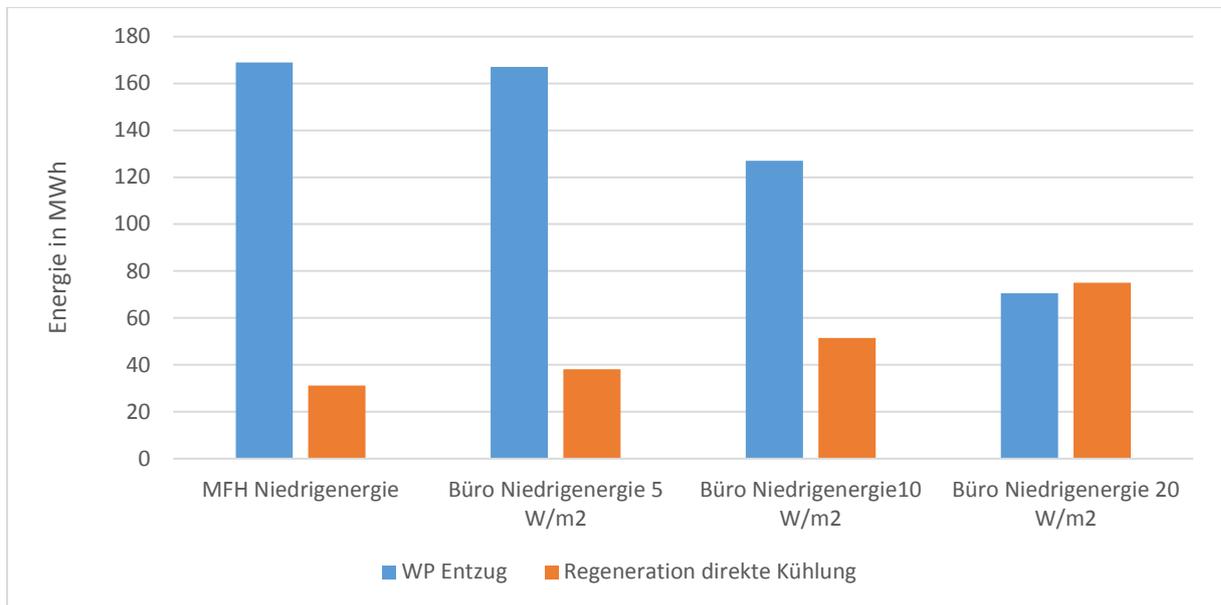


Abbildung 52: Entzug und Regeneration von Erdwärmesonden bei unterschiedlichen internen Lasten.

Die Resultate aus den Beispielrechnungen zeigen, dass die direkte Gebäudeentwärmung von Wohngebäuden nicht zur Regeneration von Erdwärmesonden ausreicht. Aus diesem Grund müssen grosse Erdsondenfelder zusätzlich mit einer anderen Wärmequelle regeneriert werden, um einer Langzeitauskühlung vorzubeugen. Durch diese andere Wärmequelle steigt jedoch während des Sommers das Temperaturniveau im Netz und in den Erdwärmesonden, und das Potenzial zur direkten Gebäudeentwärmung wird weiter verringert, wie in Abbildung 51 dargestellt. Beim Erreichen einer vollständigen Regeneration, welche für grosse Sondenfelder meist angestrebt wird, trägt die Gebäudeentwärmung lediglich 7% zur Regeneration der Erdwärmesonden bei. Auch bei der Regeneration mit Sommerabwärme sinkt das Potenzial für direkte Kühlung von Wohngebäuden stark (Abbildung 54).

Entsprechend ist die Kombination von „free cooling“ von Wohngebäuden mit anderen saisonalen Regenerationsquellen nicht sehr vorteilhaft. Vollständig während des Sommers regenerierte Erdwärmesonden erreichten typischerweise Temperaturen, welche sich nicht mehr für die direkte Kühlung eignen.

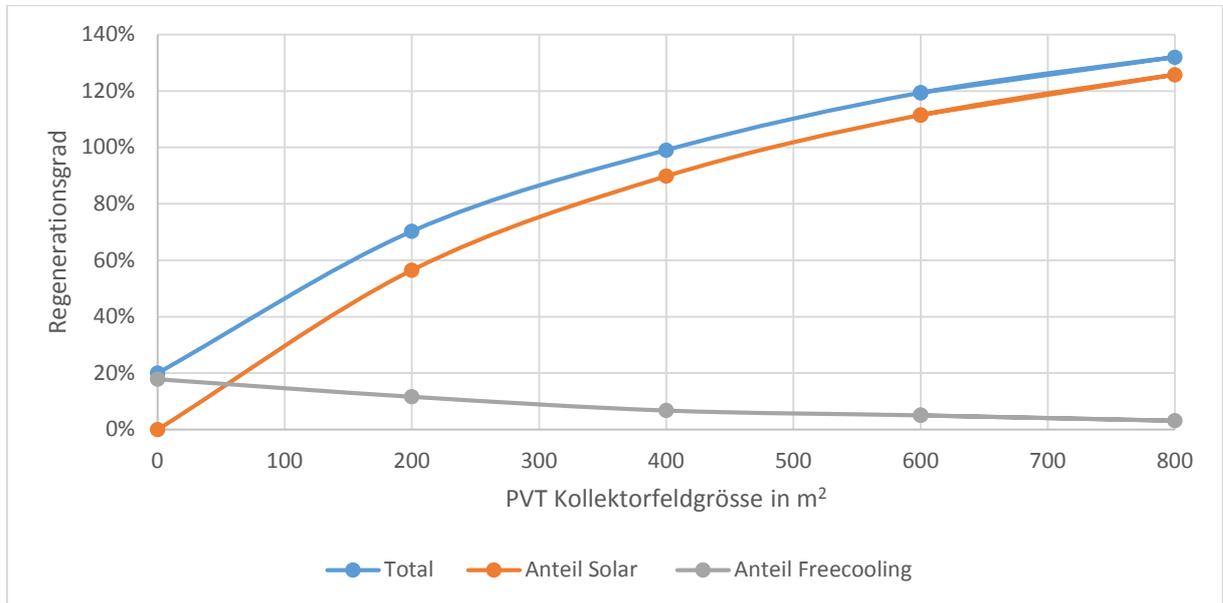


Abbildung 53: Regenerationsgrad des Beispielsystems (30% Spitzendeckung, Auslegung auf 4/8°C) mit direkter Gebäudeentwärmung und unterschiedlich grossen PVT Kollektorfeldern, im ersten Simulationsjahr.

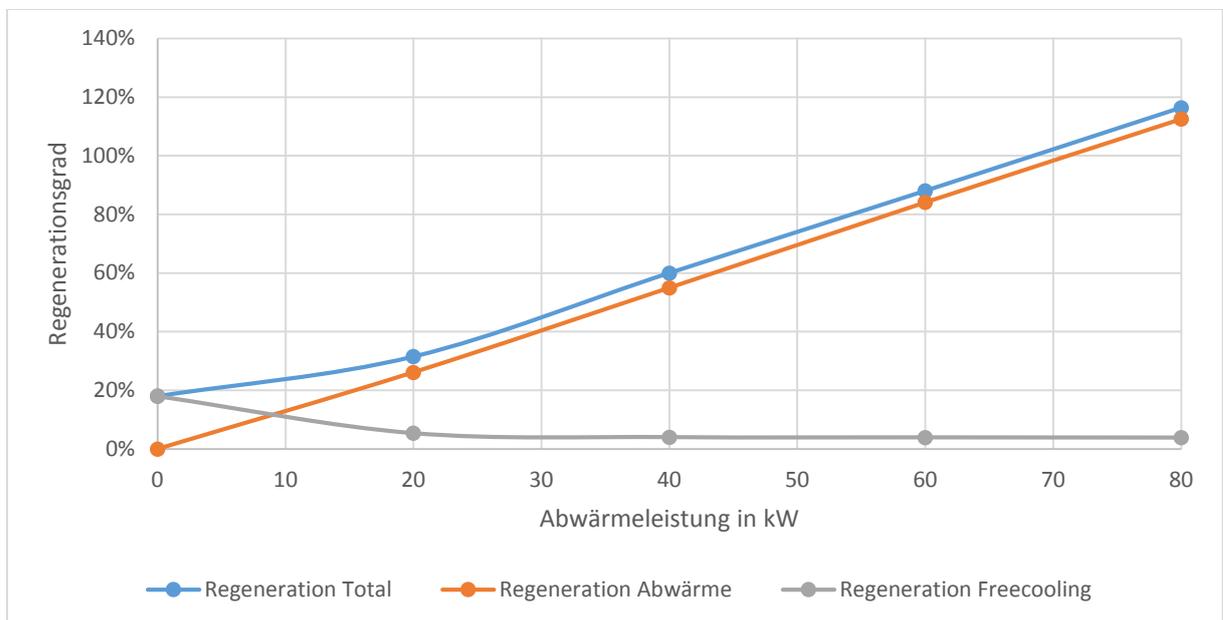


Abbildung 54: Regenerationsgrad des Beispielsystems (30 % Spitzendeckung, Auslegung auf 4/8 °C) mit direkter Gebäudeentwärmung und Sommerabwärme (2350 Volllaststunden), Vorlauf-Begrenzung auf 25 °C, mit unterschiedlicher Leistung.

Auch bei Bürogebäuden mit grossen internen Lasten ist dieser Effekt auszumachen. In Abbildung 55 wird eine Kombination des Standardsystems (Niedrigenergiegebäude mit 30 % Spitzendeckung) und dem oben beschriebenen Bürogebäude mit 20 W/m² internen Lasten untersucht. Dabei sind 25 Sonden à 200 m nötig, um Auslegungstemperaturen von 4/8 °C nicht zu unterschreiten. Werden diese beiden Gebäude gemeinsam über ein Erdsondenfeld verbunden, so kann durch „free cooling“ beider Gebäude ein Regenerationsgrad von nicht ganz 50 % erreicht werden. Um einen langjährigen Betrieb zu gewährleisten, braucht es also auch hier weitere Wärmequellen. Die Kombination mit Sommerabwärme

führt auch hier zu einer deutlichen Verminderung des Potenzials direkter Gebäudeentwärmung. Bei einer vollständigen Regeneration vermindert sich der Anteil des „free cooling“ auf lediglich 20 %.

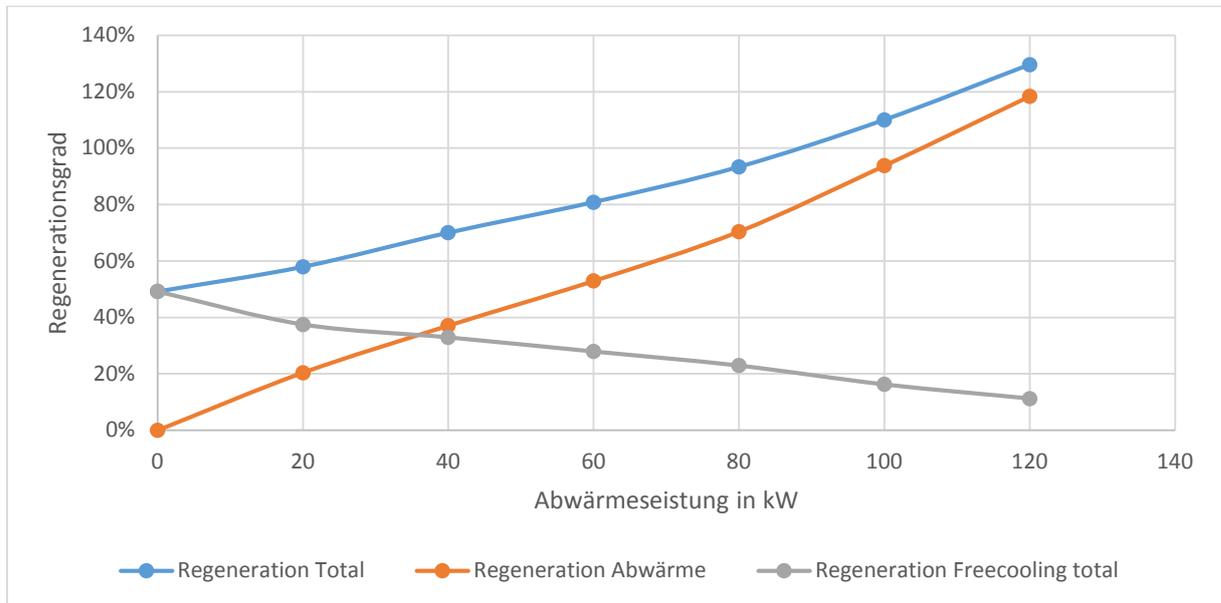


Abbildung 55: Regenerationsgrad der Kombination von Bürogebäude (20 W/m² interne Last), des Niedrigenergiegebäudes und Sommerabwärme (2350 Vollaststunden mit Temperaturbegrenzung auf 25 °C) mit unterschiedlicher Leistung.

4.4.7. Seewasser

In der Schweiz und im Ausland wurden schon mehrere Projekte realisiert, welche Seewasser als Wärme- und Kältequelle für ganze Areale nutzen. Schon in den Achtziger- und Neunzigerjahren wurde grosse Projekt in Toronto (Kanada) [30] und Stockholm (Schweden) [31] realisiert. In der Schweiz gibt es grössere Projekte wie den „Energiering Küssnacht“ [32] sowie die Wärme- und Kälteversorgung in Genf [33]. Auch im Zürcher Seebecken werden mehrere Seewasserfassungen zur Wärme- und Kälteversorgung betrieben [34]. Da die Wassertemperatur in tieferen Seeregionen nur geringfügig im Jahresverlauf schwankt, eignet sich Seewasser besonders für Anwendungen mit sommerlichem Kühlbedarf. So liegt die Höchsttemperatur im Zürichsee bereits in 15 m Tiefe bei lediglich 11-12 °C [35]. Dieses Temperaturniveau reicht bei einer entsprechenden Auslegung meist zum Betreiben von Direktkühlsystemen, was den Einsatz einer aktiven Kühlmaschine erübrigen kann. In Abbildung 56 ist der Temperaturverlauf im Zürichsee für drei unterschiedliche Tiefen für die Jahre 2012 bis 2014 dargestellt [35]. Die Abbildung zeigt, dass bei einer Tiefenfassung die Temperatur nur noch um einige Kelvin variiert und die Unterschiede zwischen den Jahren gering sind. Aus diesem Grund kann ein Temperaturprofil aus einem Jahr als sehr gute Annäherung für die folgenden Jahre verwendet werden.

Bei Oberflächenwasser, welches hier durch die Messstation der Limmat beim Kraftwerk Letten repräsentiert wird, schwankt die Temperatur im Jahresverlauf deutlich und unterscheidet sich auch relativ stark zwischen den Jahren. Das Wasser wärmt sich also in Schönwetterperioden auf und kühlt bei anhaltenden Schlechtwetterperioden auch deutlich ab. Dadurch ist in Schönwetterperioden mit viel Bedarf an Kühlung die Temperatur von Oberflächenwasser tendenziell erhöht. Soll dieser Effekt berücksichtigt werden, so müssen entweder die Wetterdaten entsprechend dem Temperaturprofil eingelesen werden, oder die Wassertemperatur muss entsprechend den Wetterdaten modelliert werden.

See- oder Flusswasser weist dabei nicht die Charakteristik eines Speichers aus, sondern kann als weitgehend unerschöpfliche Wärme- oder Kältequelle angesehen werden. Es muss daher im Gegensatz zu Erdwärmesonden nicht regeneriert werden.

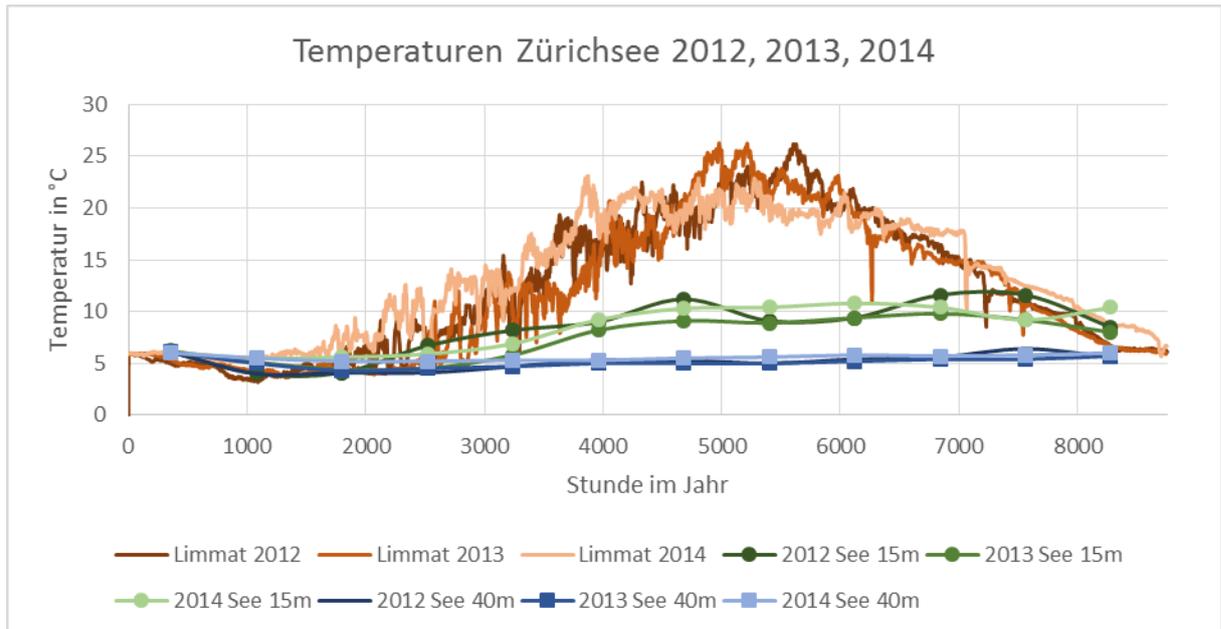


Abbildung 56: Verlauf der Temperaturen im Zürichsee auf zwei unterschiedlichen Tiefen sowie im Abfluss (Limmat) als Referenz für die Temperatur des Oberflächenwassers von 2012 - 2014.

Das Potenzial für free cooling mit Seewasser wurde in Polysun mit einem Niedrigenergiewohngebäude (siehe auch Kapitel 4.4.1) mit Bodenheizung und unterschiedlichen Profilen für die Seewassertemperatur berechnet. Abbildung 57 zeigt einen Vergleich der spezifischen übertragenen Energie für Gebäudekühlung bei der Verwendung von Wetterdaten aus dem Jahr 2014 [10] in Kombination mit Tiefenwasser (15 m, 2014), Oberflächenwasser aus demselben Jahr (Limmat, 2014) und Oberflächenwasser aus dem Vorjahr (Limmat, 2013). Wie aus der Abbildung ersichtlich ist, kann mit Tiefenwasser dem Gebäude ca. dreimal mehr Wärme entzogen werden als mit Oberflächenwasser. Werden für die Modellierung von Wetter und Oberflächenwasser Daten aus unterschiedlichen Jahren verwendet, so wird das free cooling-Potenzial von Oberflächenwasser deutlich überschätzt. Zu berücksichtigen ist, dass die absoluten Werte mit unterschiedlichen Gebäuden oder Kälteverteilssystemen stark abweichen können, und dass die Abbildung des Gebäudes in Polysun (Einknotenmodell) eine starke Vereinfachung darstellt.

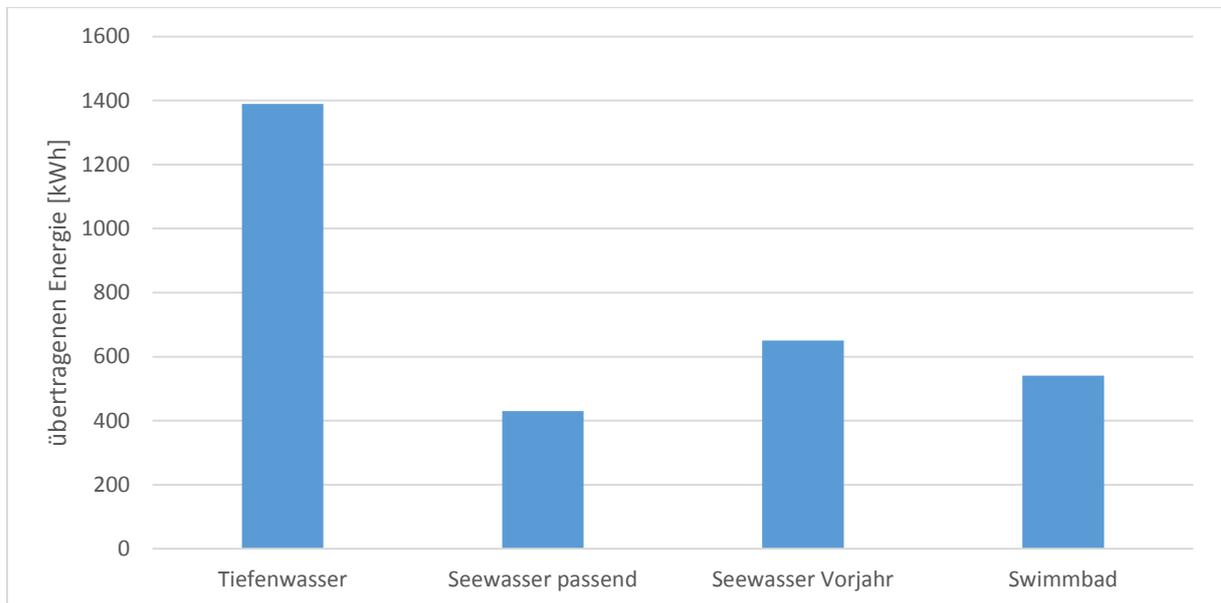


Abbildung 57: Potenzial von Seewasser für free cooling eines Wohngebäudes unter verschiedenen Annahmen für die Wassertemperatur; basierend auf Wetterdaten aus dem Jahr 2014.

Wenn keine Messdaten für Oberflächenwasser und Wetter zur Verfügung stehen, kann das Schwimmbadmodell von Polysun für die Berechnung der Temperatur des Oberflächenwassers verwendet werden. In Abbildung 58 wird die Oberflächentemperatur des Zürichsees von 2014, gemessen am Ausfluss der Limmat, verglichen mit der modellierten Temperatur eines Schwimmbades mit zwei und zehn Metern Tiefe dargestellt. Bei der Komponente „Schwimmbad“ handelt es sich um ein Einknotenmodell, welches nicht mit den komplexen Interaktionen in einem tiefen See mit Temperaturschichtung verglichen werden kann. In Abbildung 58 ist zu sehen, dass trotz der Verwendung von passenden Wetterdaten eine beträchtliche Abweichung zwischen modellierter und gemessener Temperatur besteht. Bei einer Tiefe von nur zwei Metern sind die Schwankungen durch Schön- und Schlechtwetterperioden sichtbar. Aufgrund der zu geringen Kapazität steigt die Temperatur aber im Frühling zu stark an und fällt im Herbst zu rasch wieder ab. Bei einer Schwimmbadtiefe von zehn Metern kann eine relativ gute Übereinstimmung der saisonalen Temperaturniveaus erreicht werden, die kurzzeitigen Schwankungen werden hingegen stark gedämpft. Auch wenn bei einer Modellierung mit einem zehn Meter tiefen Schwimmbad die kurzzeitigen Schwankungen unterschätzt werden, so ist die Übereinstimmung doch deutlich besser als bei der Verwendung von Messdaten, welche nicht zu den Wetterdaten passen (z.B. Vergleich von Messdaten aus 2013 und 2014). In Abbildung 58 wird gezeigt, dass mit der Modellierung als Schwimmbad das free cooling-Potenzial überschätzt wird, dies aber deutlich weniger als bei der Verwendung von Messdaten aus dem Vorjahr.

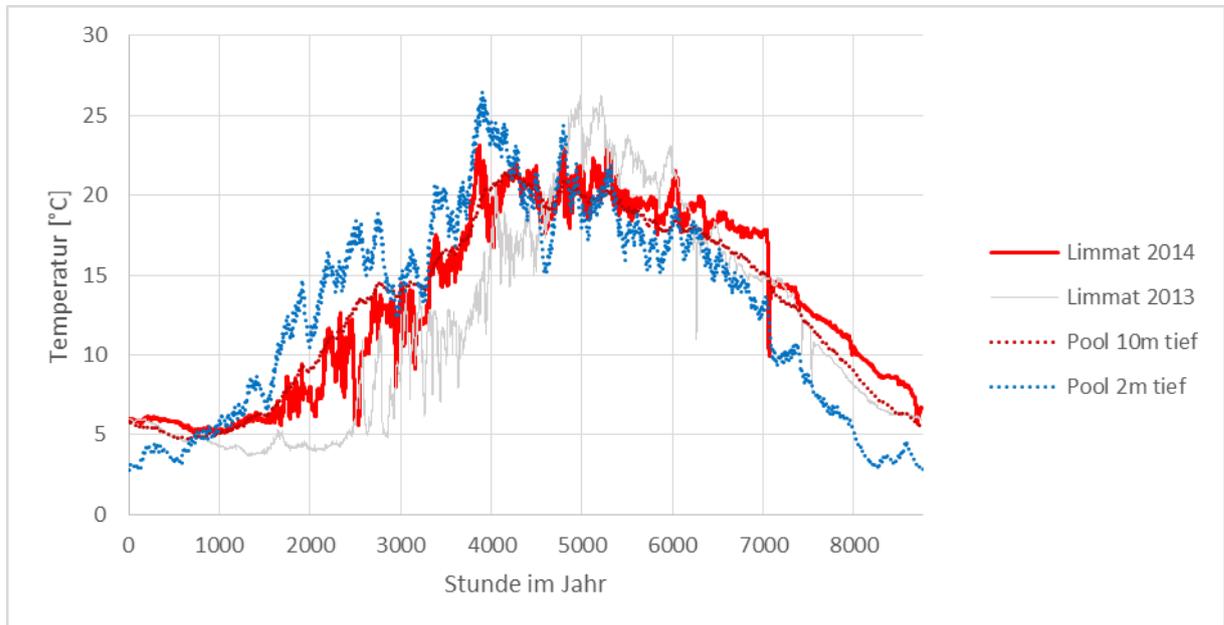


Abbildung 58: Temperatur der Limmat (Oberflächenwasser Zürichsee) aus dem Jahr 2014 verglichen mit der Temperatur aus dem Vorjahr und der Temperatur eines modellierten Schwimmbades mit 2 m und 10 m Tiefe.

Wird Seewasser als Quelle für eine Wärmepumpe verwendet, welche für Heizung und Warmwasser eingesetzt wird, so ist die Korrelation mit dem Wetter weit weniger entscheidend. Abbildung 59 zeigt die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe für dieselben Temperaturprofile wie oben. Dabei wurde der Volumenstrom auf eine Temperaturdifferenz von 3 K geregelt um trotz Wassertemperaturen von ca. 4 °C im Winter nicht unter den Gefrierpunkt zu fallen. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe ist weit weniger sensibel, und variiert (selbst bei der Verwendung von Tiefen- oder Oberflächenwasser) um weniger als 3%. Die saisonalen Unterschiede sind dabei deutlich. So liegt der COP bei der Warmwasserbereitung im Sommer mit Tiefenwasser etwa 10% unter demjenigen von Oberflächenwasser. Insgesamt liegen die Arbeitszahlen jedoch aufgrund der tieferen Temperaturen im Winter etwas unter den Arbeitszahlen mit Erdsonden (4.2-4.7, siehe Kapitel 4.4.1).

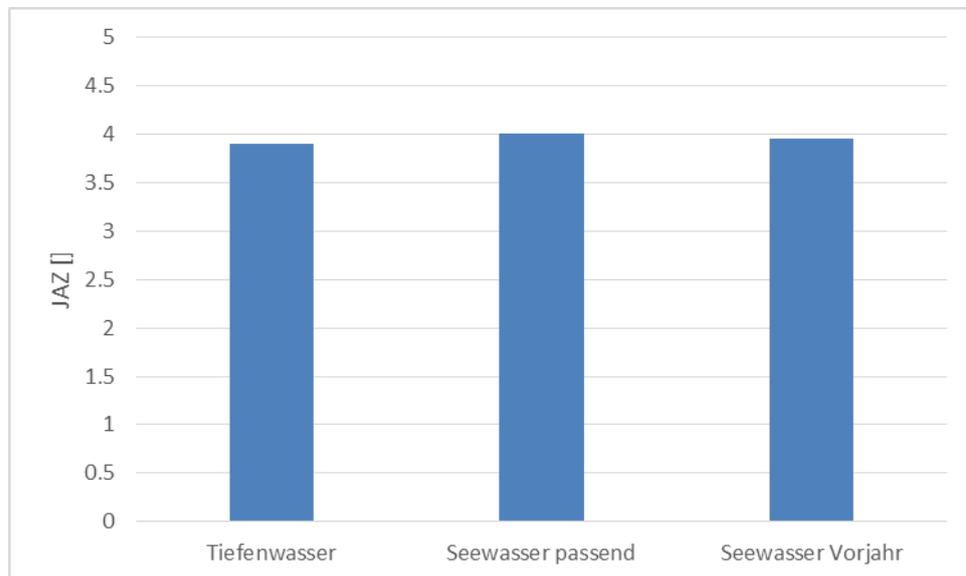


Abbildung 59:
Seewasser als Quelle
für eine
Wärmepumpe.

5. Schlussfolgerung

5.1. Beispielsysteme

Sowohl für die erste Bauetappe des FGZ-Netzes als auch die Wärme- und Kälteversorgung des Reichle & De-Massari Gebäudes konnten Messdaten des ersten Betriebsjahres ausgewertet werden. Für die eingesetzten Wärmepumpen wurde beim Reichle & De-Massari Gebäude eine Jahresarbeitszahl von 6.6, und bei der FGZ trotz hoher Vorlauftemperatur von 68°C immer noch 4.0 erreicht. Wird der Hilfsenergieverbrauch auf Quell- und Nutzerseite mit einbezogen, so verringern sich die Arbeitszahlen auf 5.7, respektive 3.9.

Sowohl das „Anergienetz“ der FGZ als auch die Wärme und Kälteversorgung des Reichle & De-Massari Gebäudes konnten in vereinfachter Form in der Software Polysun abgebildet und simuliert werden. Der Vergleich mit gemessenen Daten hat gezeigt, dass wichtige Systemparameter wie der Temperaturverlauf in den Erdsonden oder die Arbeitszahlen der Wärmepumpen realistisch abgebildet werden.

Ganze Netze, wie das Netz der FGZ im Endausbau, lassen sich in Polysun auf Basis vereinfachter Lasten mit Hilfe der Wärmequelle/Wärmesenke abbilden. Dazu müssen externe „Lastfiles“ für Be- und Entzug generiert werden. Die gegenseitige Beeinflussung von dezentralen, unabhängig voneinander geregelten, Pumpen kann die Simulationszeit stark verlängern. Bei sieben unabhängigen Stationen und zwei parallelen Erdsondenfeldern dauerte eine Jahressimulation ca. 2.5 Minuten, bei 14 unabhängigen Stationen und drei parallelen Sondenfeldern bereits ca. 50 Minuten. Eine detaillierte Abbildung aller Stationen mit Wärmepumpen, Speichern, Gebäuden usw. war nicht möglich. Daher wurden nur einzelne Stationen (z.B. die bereits betriebene Station Friesenbergalbe) im Detail simuliert.

5.2. Programmerweiterungen

Die im Projekt erarbeiteten Verbesserungen am Simulationskern ermöglichen jetzt die Abbildung von komplexen Hydrauliken mit Elementen, die in unterschiedlichen Richtungen durchflossen werden



können. Mit Hilfe von „virtuellen Durchflusserzeugern“ wurde das Problem unterdefinierter Systeme gelöst. Diese Neuerungen ermöglichen die Abbildung von Ringnetzen und Netzen mit mehreren parallel und passiv angeschlossenen Erdsondenfeldern.

Ein **verbessertes Pumpenmodell** erlaubt jetzt die genaue Berechnung des Hilfsenergieverbrauches von modulierenden Umwälzpumpen. Dieses Modell ist noch nicht in der Standardversion von Polysun verfügbar, weil es nicht mit dem Pumpenkatalog der herstellereigenen Produkte kompatibel ist. Sowohl Simulationen als auch Messdaten haben gezeigt, dass bei entsprechender Dimensionierung der Leitungen trotz hoher Volumenströme nur sehr geringe Hilfsenergien für die Umwälzpumpen anfallen. Der Vergleich mit Messwerten hat gezeigt, dass die Unsicherheiten dabei hauptsächlich bei den Annahmen für Lasten oder hydraulische Widerstände liegen. Eine weitere Verbesserung der Modellierung zur Abbildung von dynamischen Betriebsweisen wird daher für diese Anwendung als nicht prioritär erachtet.

Das **Erdsondenmodell** musste zur Abbildung von grossen und mit engem Abstand gebohrten Erdsondenfeldern nicht angepasst werden. Diese Felder können über die Eingabe einer entsprechenden g-Funktion abgebildet werden. Es wurde eine neue semi-analytische Methode entwickelt und zur Anwendung vorgeschlagen, mit welcher diese g-Funktion für grosse Sondenfelder in guter Präzision und mit geringem Rechenaufwand berechnet werden kann.

Des Weiteren wurden Modelle für die Wärmequelle/Wärmesenke, für modulierende Wärmepumpen und für **erdverlegte Leitungen** angepasst. Zusätzlich wurde auch die Möglichkeit geschaffen, **mehrere unterschiedliche Gebäude** in einem System einzusetzen.

5.3. Auslegungstemperaturen

Die etablierten Auslegungstemperaturen von 4 °C im Kaltleiter und 8 °C im Warmleiter führen dazu, dass die Erdsondenspeicher bei monovalentem Betrieb sehr gross ausgelegt werden müssen. Zur Verbesserung der Kosteneffizienz wurden z.B. bei der FGZ bivalente Systeme mit fossiler Spitzenabdeckung eingesetzt. Ist mit einem Überschuss an Abwärme zu rechnen, wärmen sich die Erdsondenspeicher mit den Jahren auf, und die Wärmepumpen erreichen bessere Arbeitszahlen. Durch das Herabsetzen der Auslegungstemperaturen auf 2/5 °C könnten ähnlich viele Sonden gespart werden, wie durch den Einsatz fossiler Spitzenabdeckungen von ca. 30%. Dabei stellt aber der Frostschutz der Wärmepumpen-Verdampfer eine Herausforderung dar. Längere Sonden weisen wegen der höheren Erdtemperaturen in tiefen Schichten eine höhere Durchschnittstemperatur auf. Diese führt bei wassergeführten Sonden zu einer substanziellen Verringerung der benötigten Sondenmeter. Mit dem Einsatz von Frostschutzmitteln für Erdwärmesonden auf Basis von Ethanol könnte der Betrieb von „Anergienetzen“ auf einem tieferen Temperaturniveau zu einer Alternative werden. Die möglichen Einsparungen an Erdwärmesonden müssten dabei für jeden spezifischen Fall den Mehrkosten des Frostschutzes und den Effizienzeinbussen gegenüber gestellt werden. Eine weitere Unsicherheit stellt dabei, speziell bei grossen Netzen, die Bewilligungspraxis dar.

5.4. Wärmequellen

Abwärme aus unterschiedlichen Quellen eignet sich sehr gut zur Regeneration von Erdsondenfeldern in „Anergienetzen“. Dabei sind das verfügbare Temperaturniveau, die Abwärmeleistung und die zeitliche Verfügbarkeit (Anzahl Volllaststunden) wichtige Parameter. Bei wassergeführten Netzen und entsprechend gross dimensionierten Erdsondenfeldern reichen bei ausreichender Verfügbarkeit bereits Temperaturen von 20-25°C zur vollständigen Regeneration.



Das verfügbare Temperaturniveau der **Aussenluft** reicht bei typischen Systemauslegungen nicht zur vollständigen Regeneration von Erdwärmesonden. Für unterschiedliche Auslegungen des Wärmetauschers und des Sondenfeldes lagen die simulierten Regenerationsraten unter 50%. Auch wenn die Einspeisung von Abwärme in ein „Anergienetz“ mit dem Wärmeabwurf über bereits vorhandene Aussenluftwärmetauscher kombiniert wird, kann nicht zuletzt auch auf Grund der dadurch erhöhten Temperaturen im Netz eine vollständige Regeneration über die zusätzlichen Luftwärmetauscher eventuell nicht erreicht werden.

Auch **direkte Gebäudekühlung oder free cooling** führt meist nicht zu einer vollständigen Regeneration von Erdsondenspeichern. Bei Wohngebäuden am Standort Zürich liegt der durch free cooling erreichbare Regenerationsgrad meist unter 25%. Bei reiner Büronutzung mit sehr hohen internen Lasten kann eine vollständige Regeneration erreicht werden, dies vor allem auch, weil in diesen Gebäuden der Wärmebedarf deutlich geringer als in Wohngebäuden ist. Bei grossen Erdsondenfeldern muss eine Regeneration durch free cooling also mit einer anderen Wärmequelle kombiniert werden, um eine Langzeitauskühlung zu vermeiden. Dadurch vermindert sich jedoch das Potenzial von free cooling weiter, weil das sommerliche Temperaturniveau in den Sonden steigt.

Sonnenkollektoren bieten die Möglichkeit, auch in Arealen ohne verfügbare Abwärme oder beträchtlichen Kältebedarf eine ausgeglichene Jahresbilanz zu erreichen. Bei grosszügig - für Betrieb mit Wasser - ausgelegten Sondenfeldern kann eine vollständige Regeneration mit unterschiedlichen Kollektortechnologien (PVT-, unverglaste selektive oder nicht selektive Kollektoren, verglaste Kollektoren) erreicht werden. Dabei sind unterschiedliche spezifische Erträge zu erwarten.

Die Kombination von Photovoltaikmodulen und einer Aussenluftwärmepumpe mit kleinem Temperaturhub kann ebenfalls zur vollständigen Regeneration von grossen Sondenfeldern eingesetzt werden. Dabei ist mit einem deutlich geringeren Flächenbedarf des Modulfeldes im Vergleich zu einem thermischen Kollektorfeld auszugehen. Eine Aussenluftwärmepumpe führt aber zu einem zusätzlichen Flächenbedarf und zu Zusatzkosten, welche im konkreten Fall mit einem thermischen Kollektorfeld verglichen werden müssen. Auch Geräuschemissionen und Ästhetik können in solchen Vergleichen eine Rolle spielen.

Seewasser kann in der Simulationsumgebung Polysun über die Komponente „Wärmequelle/Wärmesenke“ zur Simulation von Wärme- und Kälteversorgungssystemen eingebunden werden. Bei der Verwendung von Tiefenwasser aus Seen können Messdaten aus einem Jahr auch in Kombination mit standardisierten Wetterdaten oder Wetterdaten aus anderen Jahren verwendet werden. Bei der Verwendung von Oberflächenwasser oder Flusswasser muss die Korrelation der Temperatur mit dem Wetter jedoch berücksichtigt werden. Insbesondere das free cooling kann durch die Verwendung von Messdaten, welche nicht mit den verwendeten Wetterdaten korreliert sind, überschätzt werden. Es empfiehlt sich daher, sowohl Wassertemperatur als auch Wetterdaten für ein bestimmtes Jahr einzulesen. Wenn keine zusammenpassenden Wetter- und Temperaturdaten vorhanden sind, so besteht die Möglichkeit, die Korrelation zwischen der Oberflächenwassertemperatur und den Wetterdaten mit Hilfe eines (in Polysun vorhandenen) Modells für ein grosses Schwimmbad deutlich zu verbessern. In dieser Arbeit wurde eine direkte Einbindung von Seewasser ohne Systemtrennung/ Wärmetauscher simuliert. Praktische Probleme, wie sie durch die Verschmutzung des Seewassers und eines daraus folgenden „Fouling“ der Verdampfer auftreten können, sowie die Gefahr eines Einfrierens der Verdampfer, wurden nicht näher betrachtet.



6. Referenzen

- [1] Caratsch, M.-T., Hamgartner, D., Ködel, J., Sfeir, J. & Sulzer, M., 2015. *Projekt „Thermische Vernetzung“ Konzeptvorschlag*. Bundesamt für Energie. Bern. Verfügbar: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00505/index.html?lang=de&dossier_id=06074 [Accessed June 20, 2016].
- [2] Bestenlehner, D., Drück, H. & Stübler, A., 2014. *Energetisches Einsparpotential eines kalten Nahwärmenetzes zur Wärmeversorgung eines Stadtquartiers im Vergleich zu einem konventionellen Nahwärmenetz*. In: 24. OTTI-Symposium Thermische Solarenergie 2014, Bad Staffelstein, Deutschland.
- [3] Kraeuchi, P. & Kolb, J.W., 2012. *Simulation thermischer Arealvernetzungen mit IDA-ICE*. In: Bausim 2012, Berlin, Germany.
- [4] Velasolaris & SPF, *Polysun - Simulationstool für Energiesysteme mit Schwerpunkt auf Solarthermie*, www.polysun.ch. Available at: www.polysun.ch.
- [5] Omoregie, R., 2011. *Wärme aus der Kühlanlage*. Wohnen, 86(6).
- [6] Familienheimgenossenschaft Zürich, *Anergienetz FGZ*. Verfügbar: <http://www.fgz.ch/index.cfm?Nav=31&ID=151>.
- [7] Ruesch, F., Kolb, M., Gautschi, T. & Rommel, M., 2013. *Heat and cold supply for neighborhoods by means of seasonal borehole storage and low temperature energetic cross linking*. In: Proceedings of the International Conference on Clean Technology for Smart Cities and Buildings CISBAT, Lausanne, Switzerland.
- [8] Recknagel, H., Sprenger, E. & Schramke, E.-R., 2007. *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*, 73rd ed. Oldenbourg Industrieverlag, München.
- [9] Vela Solaris AG, 2014. *Polysun Benutzerdokumentation*.
- [10] MeteoSchiweiz, *IDAWEB*. Available at: <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do>.
- [11] Huber, A. & Pahud, D., 1999. *Erweiterung des Programms EWS für Erdwärmesondenfelder*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- [12] Huber, A., 2009. *Benutzerhandbuch zum Programm EWS Version 4.0 - Berechnung von Erdwärmesonden*. Huber Energietechnik AG, Zürich.
- [13] Zeng, H., Diao, N. & Fang, Z., 2003. *Heat transfer analysis of boreholes in vertical ground heat exchangers*. International Journal of Heat and Mass Transfer, 46(23), p.4467–4481.
- [14] Lamarche, L. & Beauchamp, B., 2007. *A new contribution to the finite line-source model for geothermal boreholes*. Energy and Buildings, 39(2), p.188–198.
- [15] Claesson, J. & Javed, S., 2011. *An Analytical Method to Calculate Borehole Fluid Temperatures for Time-scales from Minutes to Decades*. ASHRAE Transactions, 117(2), p.279–288.



- [16] Cimmino, M., Bernier, M. & Adams, F., 2013. *A contribution towards the determination of g-functions using the finite line source*. Applied Thermal Engineering, 51(1–2), p.401–412.
- [17] Cimmino, M. & Bernier, M., 2014. *A semi-analytical method to generate g-functions for geothermal bore fields*. International Journal of Heat and Mass Transfer, 70(0), p.641–650.
- [18] Witzig, A., Föllner, F., Haller, M. & Mojic, I., 2014. *Verbesserung der Simulation von leistungsgeregelten Wärmepumpen in Polysun Modelleerweiterung Volumenstrom sowie Teillast für Luft-Wasser, Wasser-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen*. Bundesamt für Energie Sektion erneuerbare Energien; Energie Schweiz, Bern.
- [19] Stefan Mathez, 2007. *Polysun 4: Simulation von Systemen mit komplexer Hydraulik*. In: Bad Staffelstein, Deutschland, 17.
- [20] Ruesch, F., Scherer, J., Gautschi, T. & Rommel, M., 2014. *Wärme- und Kälteversorgung mit Erdsondenfeldern – Vergleich von Messdaten und vereinfachter Abbildung in Polysun*. In: BRENET, Schweizerisches Status - Seminar «Energie - und Umweltforschung im Bauwesen», Zürich.
- [21] Software-Factory, *Druckverlust*. Verfügbar: <http://WWW.druckverlust.de>
- [22] Transsolar, *TESS Component Libraries - General Descriptions*. Available at: <http://www.transsolar.com>
- [23] 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.
- [24] Persdorf, P., Ruesch, F. & Haller, M.Y., 2015. *RegenOpt - Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen - Schlussbericht*. Im Auftrag der Fachstelle Energie- und Gebäudetechnik, Amt für Hochbauten, Zürich, Zürich.
- [25] 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*. 1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2012), 30(0), p.856–865.
- [26] Bauer, D., Marx, R., Nußbicker-Lux, J., Ochs, F., Heidemann, W. & Müller-Steinhagen, H., 2010. *German central solar heating plants with seasonal heat storage*. International Conference CISBAT 2007, 84(4), p.612–623.
- [27] Sulzer, M., 2015. *Solarenergie und Anergienetze - sinnvoll oder unsinnig? Grundlagen, Konzepte und Beispiele*. 13. Nationale Photovoltaiktagung, Basel
- [28] Vetterli, N. & Sulzer, M., 2015. *“Dynamic analysis of the low-temperature district network “Saurstoffi” 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.
- [29] Pahud, D., Belliardi, M. & Caputo, P., 2012. *Geocooling potential of borehole heat exchangers’ systems applied to low energy office buildings*. Renewable Energy, 45(0), p.197–204.



- [30] Boyce, F.M., Hamblin, P.F., Harvey, L.D.D., Schertzer, W.M. & McCrimmon, R.C., 1993. *Response of the Thermal Structure of Lake Ontario to Deep Cooling Water Withdrawals and to Global Warming.* Journal of Great Lakes Research, 19(3), p.603–616.
- [31] Anon, *Värtan Ropsten – The largest sea water heat pump facility worldwide, with 6 Unitop® 50FY and 180 MW total capacity.* Friotherm AG, Winterthur, Schweiz.
- [32] *Energiering Küssnacht.* Verfügbar: www.energie-ring-kuessnacht.ch.
- [33] SIG, *Wir heizen und kühlen mit Seewasser.* Verfügbar: <http://www.sig-ge.ch/de/uber-sig/energie/thermische-energie/kuhlen-mit-erneuerbarer-Energie>.
- [34] Hawkins, A., 2009. *Der See als grosser Energiespeicher.* HK-Gebäudetechnik, p.26–28.
- [35] Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Zürich, *Gewässerqualität Seen.* Verfügbar: http://www.awel.zh.ch/internet/audirektion/awel/de/wasser/messdaten/see_qualitaet.html.
- [36] Eskilson, P., 1987. *Thermal analysis of heat extraction boreholes.* PhD Thesis, Department of Mathematical Physics, University of Lund.



7. Anhang

7.1. Details zu den Simulationen

Tabelle 7 Details Simulation FGZ vereinfachte Modellierung

Erdwärmesonde (Doppel-U-Sonde)			
Aussendurchmesser Rohr	[mm]	40	
Innendurchmesser Rohr	[mm]	32.6	
Anzahl Erdwärmesonden	[-]	153/160/120	
EWS-Tiefe (Warm-/Kaltfeld)	[m]	250	
EWS-Abstand ca. (teilweise nach konkreten Anordnung)	[m]	6	
Wärmeleitfähigkeit der Hinterfüllung	[W/(mK)]	2.1	
Erdreich			
Dichte	[kg/m ³]	2500	
Spezifische Wärmekapazität	[J/(kgK)]	1000	
Wärmeleitfähigkeit	[W/(mK)]	2.4	
Ungestörte Oberflächentemperatur	[°C]	10.7	
Axialer Temperaturgradient	[K/m]	0.03	
Netzleitungen PE DN 40 oder 50			
Tiefe	[m]	1.5	
Spezifische Wärmekapazität	[J/KgK]	700	
Wärmeleitfähigkeit	[W/(mK)]	1.0	
Anzahl Rechenknoten	[]	5	
Gesamte dicke gestörtes Erdreich	[m]	0.5	
Pumpen KSB ETN 125-100-315 / KSB ETN 065-50-160 GG A			
Kennlinien nach Datenblatt. Bei Bedarf wurden Kennlinien von zwei parallelen Pumpen verwendet.			
Bezügerstationen	Energiebedarf	Leistung WP	Spitzendeckung
	MWh	kW	kW
1. Friesenberghalde in Betrieb	7000	2000	1000
2. zweite Etappe	700	380	0
3. bis 2030	5700	1700	800
4. bis 2030	-	-	-
5. bis 2030	4700	700	1400
6. zweite Etappe	2750	500	600
7. zweite Etappe	1400	0	550
8. bis 2030	5550	1000	2000
9. bis 2030	1500	0	600
10. zweite Etappe	2400	500	1000
11. bis 2030	5400	700	1300
Einspeisung		Leistung Winter	Leistung Sommer
		kW	kW
1. Swisscom in Betrieb		700	1700
2. zweite Etappe		200	2500
3. bis 2030		700	1700



Tabelle 8 Details Simulation FGZ Station Friesenbergthalde

Gebäude		
Jahres Heizenergiebedarf (Vorgabe)	[MWh]	5460
Radiator Vorlauftemperatur	[°C]	65
Warmwasser		
Verbrauch	[l/d]	65'000
Wärmebedarf simuliert	[MWh]	1320
Speichervolumen	[l]	20'000
Wärmetauscher	[m ²]	200

Tabelle 9 Details Simulation Reichle & De-Massari

Gebäude		
Bruttogeschossfläche	[m ²]	1500
Masse (LxBxH)	[m]	50x50x14.4
Soll-Raumtemperatur	[°C]	22
U-Wert	[W/(m ² K)]	0.35
Spezifischer Heizenergiebedarf simuliert	[kWh/m ²]	30.5
Jahres Heizenergiebedarf	[MWh]	457
Warmwasserbedarf		
Zapfmenge	[l/Tag]	500
Zapftemperatur	[°C]	50
Jahresbedarf ca.	[MWh]	10
Kältebedarf aus Messdaten		
Auslegungstemperaturen (Vor-/Rücklauf)	[°C]	16/10
Jahres Kältebedarf (gemessen)	[MWh]	208
Erdwärmesonde (Doppel-U-Sonde)		
Aussendurchmesser Rohr	[mm]	40
Innendurchmesser Rohr	[mm]	32.6
Anzahl Erdwärmesonden (Warm-/Kaltfeld)	[-]	31/28
EWS-Tiefe (Warm-/Kaltfeld)	[m]	250/150
EWS-Abstand	[m]	6
Wärmeleitfähigkeit der Hinterfüllung	[W/(mK)]	0.8
Erdreich		
Dichte	[kg/m ³]	2600
Spezifische Wärmekapazität	[J/(kgK)]	1400
Wärmeleitfähigkeit	[W/(mK)]	3.2
Ungestörte Oberflächentemperatur	[°C]	10.7
Axialer Temperaturgradient	[K/m]	0.03



Speicher Heizung		
Volumen (taktender/modulierender Betrieb)	[l]	5000/2000
U-Wert Wärmedämmung	[W/(mK)]	0.03
Dämmstärke	[mm]	120
Speicher Kälte		
Volumen (taktender/modulierender Betrieb)	[l]	5000/1000
U-Wert Wärmedämmung	[W/(mK)]	0.03
Dämmstärke	[mm]	120
Speicher Warmwasser		
Volumen	[l]	1500
U-Wert Wärmedämmung	[W/(mK)]	0.03
Dämmstärke	[mm]	120
Wärmepumpe		
Benutzerdefiniert nach Kenndaten der Firma CTA		
Wärme- und Kälteverteilung („Fussbodenheizung“)		
Nennleistung total	[kW]	600
Auslegungstemperaturen (Vor-/Rücklauf)	[°C]	35/25
Flächenheizungssexponent	[-]	1.1

Tabelle 10 Detailangaben zum Beispielsystem

Erdwärmesonde (Doppel-U-Sonde)		
Aussendurchmesser Rohr	[mm]	40
Innendurchmesser Rohr	[mm]	32.6
Anzahl Erdwärmesonden	[-]	angepasst
EWS-Tiefe	[m]	200
EWS-Abstand	[m]	6
Wärmeleitfähigkeit der Hinterfüllung	[W/(mK)]	2.1
Erdreich		
Dichte	[kg/m ³]	2550
Spezifische Wärmekapazität	[J/(kgK)]	825
Wärmeleitfähigkeit	[W/(mK)]	2.0
Ungestörte Oberflächentemperatur	[°C]	10.7
Axialer Temperaturgradient	[K/m]	0.03
Speicher		
Volumen	[l]	1500
U-Wert Wärmedämmung	[W/(mK)]	0.038
Dämmstärke	[mm]	80
Wärmepumpe		
CTA OH 100ed (monovent)		
Heizleistung B0/W35	[kW]	100
COP bei B0/W55	[-]	4.7
Stiebel Eltron WFP 66 (bivalent)		
COP bei B0/W55	[l/h]	69
	[-]	4.8
Spitzenkessel Gas Durchlauferhitzer (bivalent)		



Nennleistung	[kW]	30
Gebäude „Niedrigenergie“		
Nenn-Heizenergieverbrauch	[kWh/(m ² a)]	30
Heizenergieverbrauch simuliert	[kWh/(m ² a)]	64
U-Wert	[W/(K·m ²)]	0.35
Energiebezugsfläche	[m ²]	2600
Warmwasserverbrauch (60°C)	[l/d]	3030
Gebäude „Passivhaus“		
Nenn-Heizenergieverbrauch	[kWh/(m ² a)]	15
Heizenergieverbrauch simuliert	[kWh/(m ² a)]	33
U-Wert	[W/(K·m ²)]	0.13
Energiebezugsfläche	[m ²]	3600
Warmwasserverbrauch (60°C)	[l/d]	4200
Gebäude „EnEV 2009“		
Nenn-Heizenergieverbrauch	[kWh/(m ² a)]	150
Heizenergieverbrauch simuliert	[kWh/(m ² a)]	97
U-Wert	[W/(K·m ²)]	0.45
Energiebezugsfläche	[m ²]	2000
Warmwasserverbrauch (60°C)	[l/d]	2330
Gebäude „Bürogebäude Niedrigenergie“		
Heizenergieverbrauch simuliert	[kWh/(m ² a)]	49
U-Wert	[W/(K·m ²)]	0.45
Energiebezugsfläche	[m ²]	2000
Warmwasserverbrauch (60°C)	[l/d]	860

Tabelle 11 Detailangaben zu Wärmequellen

Sommerabwärme		
Nach Aussentemperatur siehe Abbildung 35 und unterschiedlichen Nennleistungen		
Sonnenskollektoren		
Wirkungsgradkennlinien nach Abbildung 42		
Wärmetauscher Nennleistung / Kollektorfläche	[W/K/m ²]	100
Ausrichtung	[]	Süd
Neigung	[°]	45
Luftwärmetauscher skaliert aufgrund folgender Basiseinheit		
Nenn-Leistung	[kW]	30
Nenn-Vor-/ Rücklauftemperatur Kühlwasser	[°C]	15/10
Nenn-Ein-/Austrittstemperatur Luft	[°C]	20/15
Nenn-Luftvolumenstrom	[l/s]	1800
Nenn-Volumenstrom Kühlwasser	[l/h]	43000
PV Modul		
Nennleistung	[Wp]	260
Temperaturkoeffizient	[%/K]	0.3
Fläche	[m ²]	1.66
Ausrichtung	[]	Süd

Neigung	[°]	30
Schwimmbad		
Abmessung	[m]	10000x10000x10
Absorptionsgrad	[%]	95
U-Wert der Wände	[W/(Km ²)]	0.001
Windanteil	[%]	50
Frischwasserzufuhr	[l/h]	0

7.2. Erläuterungen zum Einsatz „virtueller Durchflusserzeuger“

Das System links in Abbildung 58 entspricht einem unterdefinierten System, welches in Polysun nicht gelöst werden kann. Durch das Einführen eines „virtuellen Durchflusserzeugers“ in einem der parallelen Abschnitte können zwei definierte Fluid-Kreisläufe erzeugt werden (rechts in Abbildung 60). Für jeden Durchflusserzeuger (Pumpe und „virtueller Durchflusserzeuger“) wird in Polysun die zu überwindende Förderhöhe resp. der Druckverlust berechnet. Dabei werden die Druckverluste über den einzelnen Rohrabschnitten eines Fluid-Kreises addiert, sofern die Flussrichtung der Richtung des Fluid-Kreislaufes entspricht. Tritt in einem Element eine Flussrichtung entgegen der Richtung des Fluid-Kreislaufs auf, wird der entsprechende Druckverlust subtrahiert. Aus Sicht des „virtuellen Durchflusserzeugers“ wird daher der Druckverlust eines parallelen Abschnittes addiert und der Druckverlust des anderen parallelen Abschnittes subtrahiert (siehe Abbildung 60). Ein gleicher Druckverlust in den parallelen Abschnitten, wie er sich in der Realität einstellt, führt also für den „virtuellen Durchflusserzeugers“ zu einem Druckverlust resp. Förderdruck von Null. Der „virtuelle Durchflusserzeuger“ muss also so gesteuert werden, dass er keinen Förderdruck überwinden muss. Dies kann mit Hilfe der „frei programmierbaren Steuerung“ durchgeführt werden. Dadurch wird der reale Effekt einer passiven Aufteilung des Volumenstroms physikalisch korrekt simuliert.

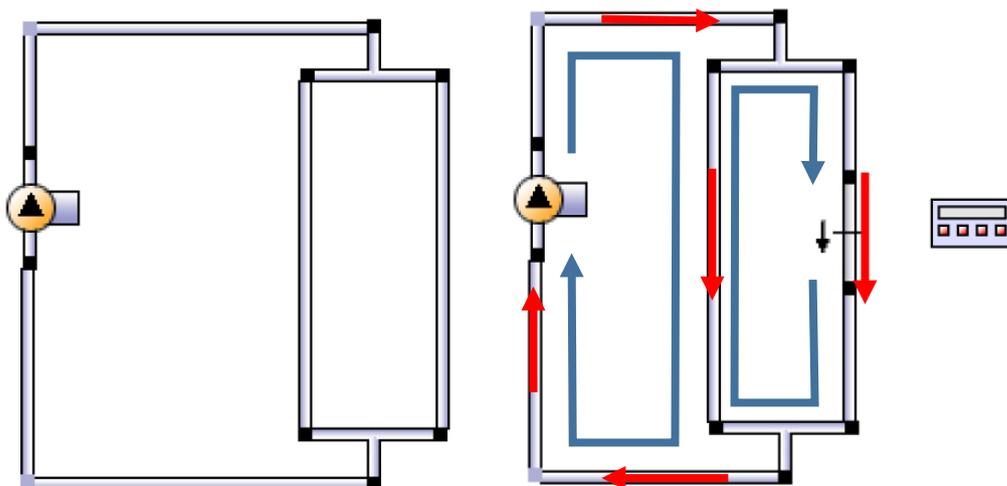


Abbildung 60: Unterdefiniertes hydraulisches System (links) und Ergänzung mit zwei „virtuellen Durchflusserzeugern“ (rechts), so dass eine Simulation trotzdem durchgeführt werden kann. Flussrichtung Fluid: rot; Fluid-Kreisläufe der Durchflusserzeuger: blau.

Bei der passiven Einbindung von mehreren Erdsondenfeldern kann die Regelung der „virtuellen Durchflusserzeugern“ vereinfacht werden. Wenn in den Sonden ein deutlich höherer Druckverlust als in den verbindenden Netzabschnitten erwartet wird, kann bei gleicher Bauform der Sonden von einer

proportionalen Aufteilung des Volumenstroms ausgegangen werden. Dabei verteilt sich der von den dezentralen Pumpen erzeugte Volumenstrom zwischen Warm- und Kaltleiter entsprechend der Sondenanzahl auf die Erdsondenspeicher. Diese proportionale Verteilung kann direkt über die „frei programmierbare Steuerung“ vorgegeben werden, was zu weniger Iterationen und kürzeren Simulationszeiten führt.

7.3. Berechnung der g-Funktion von Sondenfeldern

Nach Cimmino und Bernier [17] wird eine diskrete Anzahl (Erd-)Schichten (nl) eingeführt, welche alle Sonden in Sondenabschnitte unterteilen. Dadurch ergibt sich eine Anzahl Sondenabschnitte von $nbs = nb * nl$, wobei nb die Anzahl Sonden eines Feldes ist. Der Einfluss eines Sondenabschnittes (i_{source}) auf einen anderen Sondenabschnitt (i_{ref}) kann mittels analytischer Lösung berechnet und in einer Matrix ($gmatrix$) gespeichert werden (Skizze in Abbildung 61). Folgende Formel wurde von Eskilson [36] abgeleitet, wobei statt über die gesamte Erdsondenlänge nur über die Länge des Quell-Abschnittes (von $z_{up}(i_{source})$ bis $z_{low}(i_{source})$) integriert wird, und der Einfluss auf den Mittelpunkt der Referenzsonde z_{mittel} bezogen wird.

$$gmatrix(i_{source}, i_{ref}, t) = \int_{z_{up}(i_{source})}^{z_{low}(i_{source})} \left(\frac{erfc(r_o / \sqrt{4\alpha t})}{r_o} - \frac{erfc(r_m / \sqrt{4\alpha t})}{r_m} \right) ds \quad 4)$$

$$r_m = \sqrt{r^2 + (z_{mittel}(i_{ref}) + s)^2}; r_o = \sqrt{r^2 + (z_{mittel}(i_{ref}) - s)^2}$$

Dabei ist die Sonden-Abschnitts Nummer i eine Funktion der Sondennummer ib und die Schichtnummer il ist ($i = ib * (nb - 1) + il$). r ist der Abstand zwischen Quell und Referenzsonde respektive der Bohrlochradius r_b , wenn der Einfluss einer Sonde auf ihre eigene Temperatur berechnet wird ($i_{source} = i_{ref}$). Wegen der Unterteilung in Erdreich-Schichten kann der Mittelpunkt der Referenz Schicht gewählt werden und eine Integration entlang des Referenzsondenabschnittes (wie in [17] vorgeschlagen) ist nicht nötig. Diese Vereinfachung führt zu einer leicht kürzeren Rechenzeit und ermöglicht es durch einfache Trigonometrie auch geneigte Erdsonden zu berechnen (siehe unten). Für eine Referenzschicht sind die Werte der g -Matrix gleich, wenn der Abstand zwischen Referenz und Quellsonde gleich ist. Die rechenintensive numerische Integration muss also nur einmal für alle Quell/Referenzpaare ausgeführt werden, welche denselben Abstand voneinander haben. In regelmässigen Feldern kann dadurch viel Rechenzeit eingespart werden. So gibt es beispielsweise in einem regelmässigen 10x10 Sondenfeld 10'000 Quell/Referenz Paare aber nur 51 relative Abstände.

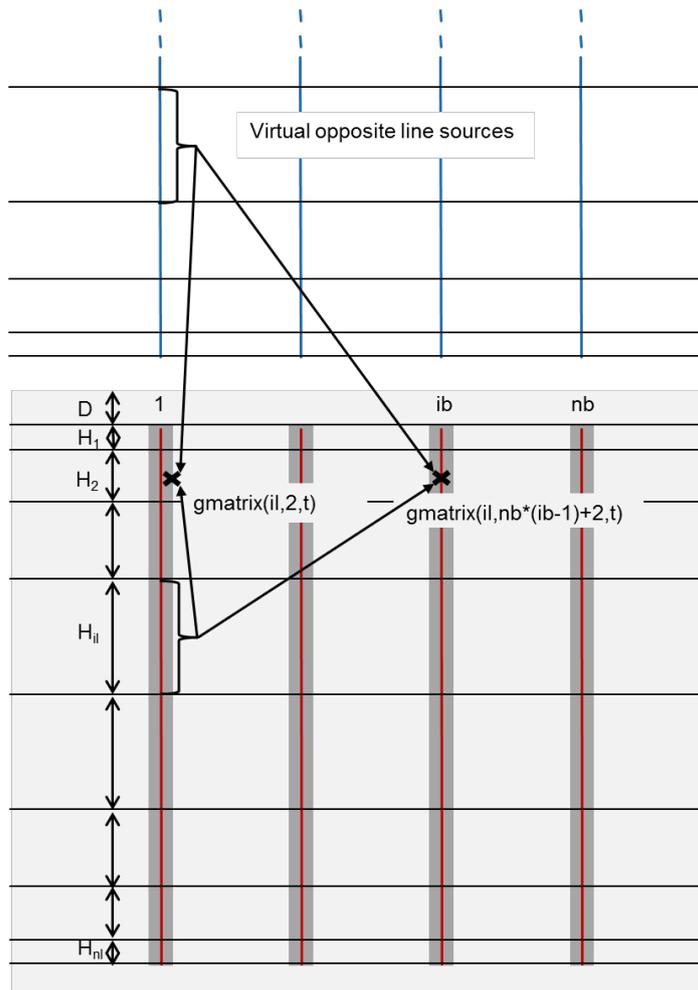


Abbildung 61: Unterteilung eines Sondenfeldes in Sondenabschnitte. Der Einfluss eines Abschnittes (im Beispiel No. II) auf einen anderen Abschnitt (im Beispiel No. 2 und No. $nl*(ib-1)+2$) wird in Form einer Abschnitt zu Abschnitt g-Funktion angegeben und in einer Matrix (gmatrix) gespeichert.

Die Temperatur bei einem bestimmten Erdsondenabschnitt (i_{ref}) ist durch die Summe aller Abschnitte als Quelle und aller Leistungssprünge multipliziert mit den relativen Entzugsleistungen gegeben:

$$T_0 - T_{b,iref}(t_k) = \frac{1}{2\pi k} \sum_{i_{source}=1}^{nbs} \sum_{t_p=0}^{t_k} gmatrix(i_{source}, i_{ref}, t_k - t_p) \cdot \dot{q}_{i_{source}}(t_p) \quad 5)$$

wobei die Leistungsverteilung (gegeben bei allen $\dot{q}_{i_{source}}(t_k)$) bestimmt werden muss. Eine Temperaturquelle kann eingeführt werden, indem alle Abschnittstemperaturen gleichgesetzt werden:

$$T_{b,iref}(t_k) = T_b(t_k) \quad 6)$$

wobei die Entzugsleistungen $\dot{q}_{i_{source}}(t_k)$ für alle Abschnitte unterschiedlich sein können. Die Summe aller Abschnitts-Entzugsleistungen soll aber einer Sprungfunktion mit der mittleren Entzugsleistung \dot{q} entsprechen.



$$\sum_{isource=1}^{nb \cdot nl} \dot{q}_{isource}(t_k) \cdot H_{ilay} = \begin{cases} nb \cdot H \cdot \tilde{q} & \text{for } t_k = 0 \\ 0 & \text{for } t_k \neq 0 \end{cases} \quad 7)$$

Die Gleichungen 5, 6 und 7 definieren ein Gleichungssystem mit $2 \cdot nbs \cdot nt + nt$ Gleichungen und $2 \cdot nbs \cdot nt + nt$ Variablen. Cimmino [16] gebraucht die Laplace Transformation, wodurch das Konvolutionsprodukt in Gleichung 6 zu einem simplen Produkt wird. Somit lässt sich im Frequenzraum für jeden der nk Schritte ein vollständiges lineares Gleichungssystem mit $nbs+1$ Variablen aufstellen, welches durch Standardverfahren gelöst werden kann. Der Temperaturverlauf kann danach durch die inverse Laplace Transformation wieder in den Zeit-Raum und die ursprünglichen Zeit-Stützstellen zurück transformiert werden. Wird nur eine Zeit Stützstelle betrachtet, reduziert sich das Problem auf ein vollständiges lineares Gleichungssystem, welches direkt und ohne Transformation in den Frequenz-Raum gelöst werden kann. Dieses Gleichungssystem kann in Matrix-Form folgendermassen dargestellt werden:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ H \cdot nb \cdot \tilde{q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} gamatrix(1,1,t) & gamatrix(1,2,t) & \dots & -1 \\ gamatrix(2,1,t) & gamatrix(2,2,t) & \dots & -1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ H_1 & H_2 & \dots & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{q}_{1source}(t) \\ \dot{q}_{2source}(t) \\ \dots \\ 2 \cdot \pi \cdot k \cdot (T_0 - T_b(t)) \end{pmatrix} \quad 8)$$

Wenn man die Entzugsleistung normalisiert ($\tilde{q} = 1$) und das Gleichungssystem löst, erhält man direkt die g-Funktion für die gewählte Zeit (t):

$$\tilde{g}_{is,lay}(t) = 2 \cdot \pi \cdot k \cdot (T_0 - T_b(t)) \quad 9)$$

Im Gegensatz zur Methode von Cimmino und Bernier wird dabei vernachlässigt, dass sich die Verteilung der Entzugsleistung entlang der Sonden bei einem Entzugssprung verändert. Es wird lediglich die Verteilung gesucht, welche nach der betrachteten Zeit zu derselben Temperatur in jedem Sondenabschnitt führt. Wie in diesem Bericht gezeigt wurde, hat diese Vereinfachung einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Qualität der g-Funktion.

Um geeignete Erdsonden zu berechnen, muss Gleichung (0.1) folgendermassen ersetzt werden:

$$gmatrix(i_{source}, i_{ref}, t) = \frac{1}{\cos(\Theta_{source})} \int_{zup(i_{source})}^{zlow(i_{source})} \left(\frac{erfc(r_o / \sqrt{4at})}{r_o} - \frac{erfc(r_m / \sqrt{4at})}{r_m} \right) ds$$

$$r_m = \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2 + (z_{middel}(i_{ref}) + s)^2}; r_o = \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2 + (z_{middel}(i_{ref}) - s)^2}$$

$$\Delta x = (x_{source} - x_{ref}) + \frac{s - D}{\cos(\Theta_{source})} \sin(\Theta_{source}) \cos(\Phi_{source}) - \frac{z_{middel} - D}{\cos(\Theta_{ref})} \sin(\Theta_{ref}) \cos(\Phi_{ref}) \quad 10)$$

$$\Delta y = (y_{source} - y_{ref}) + \frac{s - D}{\cos(\Theta_{source})} \sin(\Theta_{source}) \sin(\Phi_{source}) - \frac{z_{middel} - D}{\cos(\Theta_{ref})} \sin(\Theta_{ref}) \sin(\Phi_{ref})$$



Die Bezeichnungen der Winkel sind in Abbildung 34 beschrieben.

7.3.1. Schichtdicken

Die numerische Integration ist rechenintensiv und die Anzahl Ausführungen steigt mit der Anzahl Schichten im Quadrat. Aus diesem Grund ist eine tiefe Anzahl Schichten wünschenswert, um die Rechenzeit in Grenzen zu halten. Weil axiale Effekte hauptsächlich an den Sondenenden (an der Oberfläche und am Sondenende) auftreten, ist hauptsächlich an den Enden eine feine Schichtung wünschenswert. Schon Eskilson hat aus diesem Grund ein expandierendes Gitter für seine numerischen Simulationen verwendet. Dabei hat er die Schichtdicke von den Enden zum Zentrum hin um den Faktor $\sqrt{2}$ vergrößert. Diese Schichtdickenverteilung wird in Abbildung 60 mit der äquidistanten Verteilung von Cimmino und Bernier und weiteren Verteilungen aus Tabelle 12 verglichen.

Tabelle 12: Unterschiedliche Schichtdickenverteilungen angegeben als Verhältnis von zwei untereinander liegenden Schichten der oberen Sondenhälfte (H_1 ist die oberste Schicht). Die Verteilung wird in der Sondenmitte gespiegelt ($H_i = H_{NH-i+1}$) wobei NH die Anzahl Schichten angibt.

	quadratisch	linear	äquidistant	SBM Verteilung
$\frac{H_{i+1}}{H_i}$	$\frac{(i+1)^2}{i^2}$	$\frac{(i+1)}{i}$	1	$\sqrt{2}$

In Abbildung 62 wird die Konvergenz der unterschiedlichen Schichtdickenverteilungen nahe beim Gleichgewichtszustand ($\log(t/t_{ES})=3$) für ein 4x6 Erdsondenfeld ($D=4$ m, $H=100$ m, $\alpha=10e-6$ m²/s) dargestellt. Dabei wird der Wert der g-Funktion in Abhängigkeit der Anzahl Schichten dargestellt und mit dem Wert des TRNSYS SBM verglichen. Alle Verteilungen konvergieren gegen denselben Wert, der ca. 3% unter dem Wert des SBM Modells liegt. Weil das SBM nur 12 Schichten verwendet, sollte es nicht als absoluter Benchmark angesehen werden. Die quadratische Verteilung konvergiert deutlich besser als die von Cimmino und Bernier vorgeschlagene äquidistante Verteilung, und mit 10 Schichten kann eine Abweichung von nur 0.8 % gegenüber dem bereits stark konvergierten Wert mit 100 Schichten erreicht werden. Es zeigt sich auch, dass die sehr gute Übereinstimmung Cimmino und Bernier gegenüber dem SBM durch die Wahl von nur 10 Schichten erreicht wurde. Diese bedeutet aber eigentlich eine Ungenauigkeit von ca. 3 %. In derselben Grafik wird auch die Rechenzeit (CPU: 2.7 mHz) dargestellt. Ab einer Anzahl von ca. 10 Schichten steigt die Rechenzeit ca. quadratisch zur Anzahl Schichten (wie erwartet). Für weniger als 10 Schichten ist der Anstieg geringer. Auch aus diesem Grund wird eine Anzahl von 10-20 Schichten als guter Kompromiss zwischen angemessener Rechenzeit und Genauigkeit angesehen.

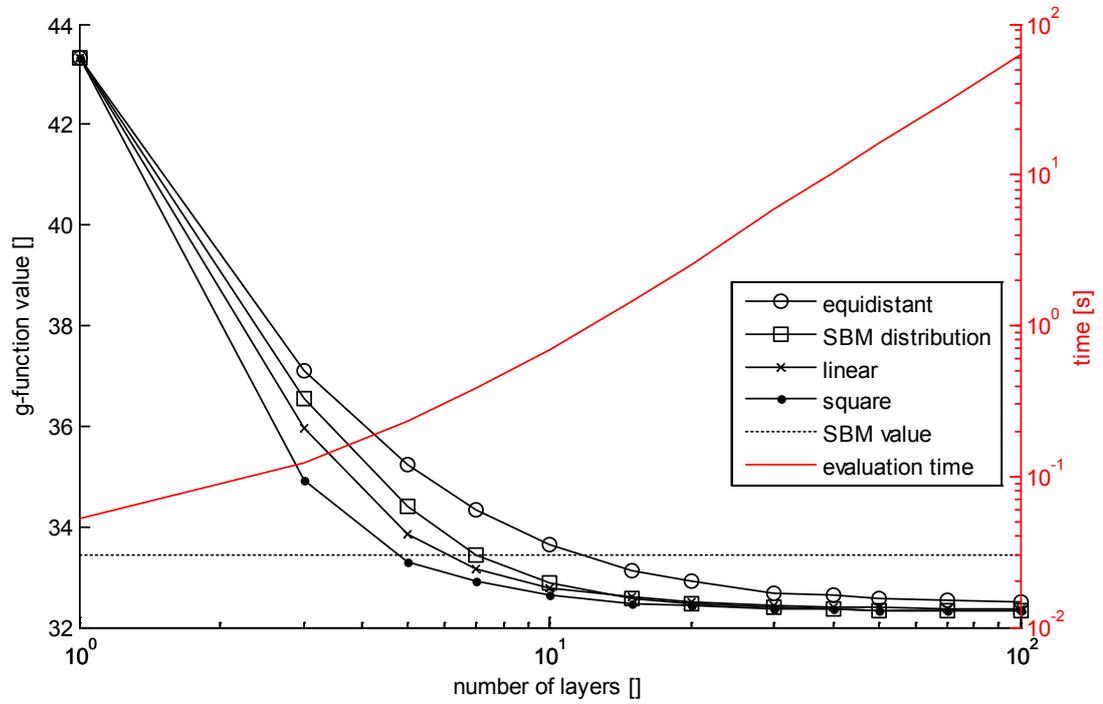


Abbildung 62: Konvergenz unterschiedlicher Schichtdickenverteilungen in Abhängigkeit der Anzahl Schichten. Dargestellt ist der g-Funktions-Wert für ein 4x6 Sondenfeld nahe bei Gleichgewichtszustand ($\log(t/t_{ES})=3$). Auf der zweiten Achse wird die benötigte Rechenzeit dargestellt.