



Schlussbericht vom November 2021

---

# SolTherm2050

Chancen durch Solarwärme und thermische Energiespeicher  
für das Energiesystem Schweiz 2050

---



Quelle: © Magali Girardin / SIG



Lucerne University of  
Applied Sciences and Arts

**HOCHSCHULE  
LUZERN**

**ETH zürich**  
**SCCER SoE**  
SWISS COMPETENCE CENTER for ENERGY RESEARCH  
SUPPLY of ELECTRICITY

 **OST**  
Ostschweizer  
Fachhochschule  
**SPF** INSTITUT FÜR  
SOLARTECHNIK

**EBP** 

**SWISSOLAR** 

**Datum:** 25.11.2021

**Ort:** Bern

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

Hochschule Luzern  
Institut für Maschinen- und  
Energietechnik  
Technikumstrasse 21  
6048 Horw

ETH Zürich  
SCCER Supply of Electricity  
Sonneggstr. 5, CH-8092 Zürich

OST – Ostschweizer  
Fachhochschule  
SPF Institut für Solartechnik  
Oberseestr. 10  
8640 Rapperswil

EBP  
Zollikerstrasse 65  
8702 Zollikon

Swissolar  
Schweizerischer Fachverband für  
Sonnenenergie  
Neugasse 6  
8005 Zürich

**Autor/in:**

Matthias Berger, Helene Sperle, Samuel Kummer / HSLU  
Andreas Häberle, Dani Carbonell Sanchez / OST  
Gianfranco Guidati, Adriana Marcucci / ETH Zürich  
Sabine Perch-Nielsen, Milena Krieger / EBP  
David Stickelberger, Nathalie Spiller / Swissolar

**BFE-Projektbegleitung:**

Andreas Eckmanns, [andreas.eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:andreas.eckmanns@bfe.admin.ch)  
Elimar Frank, [elimar.frank@frank-energy.com](mailto:elimar.frank@frank-energy.com)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501962-01

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



## Zusammenfassung

Das Projekt "Chancen durch Solarwärme und thermische Energiespeicher für das Energiesystem Schweiz 2050" beantwortet die Frage nach dem Potenzial von Solarwärme in Kombination mit thermischen Energiespeichern in der Schweiz, identifiziert die bestmöglichen Einsatzgebiete, bewertet die Chancen und Risiken und erarbeitet schliesslich eine Roadmap zur Förderung und zum Ausbauen dieser Technologien. Ziel ist dabei der grösstmögliche Beitrag zur Energiestrategie 2050, wobei gerade auf einen realistischen Implementationsprozess Wert gelegt wird.

In Work Package 2a wurden die wichtigsten Einsatzmöglichkeiten von Solarthermie und Energiespeichern und deren Bedeutung im Zeitverlauf bis 2050 bestimmt. Es wurden dabei 6 Systeme priorisiert. Anlagen zur Warmwasserbereitung sowie Kombi-Anlagen zur Heizungsunterstützung in Wohngebäuden dominieren heute den Markt, werden aber an Bedeutung verlieren. Zunehmend wichtiger werden solche Anlagen in Kombination mit einem Saisonspeicher, aber auch Anlagen zur Erzeugung industrieller Prozesswärme sowie längerfristig Anwendungen in Kombination mit Klimatisierung.

Mit dynamischen Systemsimulationen (TRNSYS) wurden verschiedene Systeme und Bedarfssituationen in der Schweiz untersucht. Erwartungsgemäss erreichten Warmwassersysteme mit bis zu 80% den höchsten solaren Deckungsgrad. Bei Kombisystemen, in denen Raumheizung enthalten ist, liegt der solare Anteil typischerweise im Bereich von 30-40 %. Bei den Investitionskosten zeigten die Simulationen eine grosse Bandbreite von rund 400 bis 4000 CHF/m<sup>2</sup>, je nach Grösse der Anlage. Über eine Laufzeit von 30 Jahren ergeben sich dabei die tiefsten Wärmegestehungskosten von 5 Rp./kWh bei Wärmeverbänden in städtischen Gebieten, die höchsten von ca. 30 Rp./kWh für Warmwasser in Einfamilienhäusern.

In Work Package 2b wurde die Solarthermie im Energiesystemmodell Swiss Energyscope abgebildet, mit dem Ziel, die Rolle der verschiedenen Systeme in der zukünftigen Energieversorgung ermitteln zu können. Die wichtigste Erkenntnis lautet: Solarthermie kommt immer dann zum Einsatz, wenn eine begrenzte Ressource eingespart werden kann, z.B. Gas, Holz oder die Anergie in Erdsondenfeldern. Die Solarthermie steht allerdings in Konkurrenz zu anderen Technologien und Ressourcen, wie Tiefengeothermie oder Wärmepumpen. Betrachtet man jedoch Netto-Null Szenarien, in denen die Solarthermie überhaupt nicht eingesetzt wird, zeigt sich, dass die Gesamtkosten des Energiesystems um mehrere 100 Millionen CHF pro Jahr steigen. Gemäss den Modellergebnissen kann die Solarthermie einen Beitrag von 5-10 TWh/a leisten, davon ca. 5 TWh/a in Ein- und Mehrfamilienhäusern für Warmwasser und Heizung.

Im Work Package 3 wurden die heutigen Hemmnisse für die verschiedenen Anwendungsformen untersucht. Vertieft untersucht wurden dabei die Systeme „Regeneration von Erdwärmesonden“ und „Solarwärme in Wärmeverbänden“ bezüglich rechtlich/regulatorischer, wirtschaftlich/gesellschaftlicher und technischer Hemmnisse. Nebst Literaturrecherchen wurden zu diesem Zweck Experteninterviews sowie Workshops im Rahmen der Fachkommission Solarwärme von Swissolar durchgeführt.

Gegenstand des Work Package 4 war eine SWOT-Analyse der verschiedenen Systeme, aufgeteilt auf die Anwendungsbereiche Wohnbauten, Quartier (Wärmeverbände) und Industrie. Bei den beiden letztgenannten, bisher in der Schweiz kaum anzutreffenden Anwendungen stehen tiefe Kosten und hohe Wirkungsgrade mangelndem Know-how und grossem Speicherbedarf gegenüber.

Aufgabe von Work Package 5 war die Erarbeitung von Massnahmen zum Abbau der Hemmnisse. Die Aufgaben der Branche liegen in der Standardisierung und Bewerbung von Kombi-Systemen (Solarwärme mit Holz oder Wärmepumpen), der Verankerung von Systemen zum Einsatz im Bereich Prozesswärme, in der Ausbildung von Fachkräften sowie im Bereich Digitalisierung. Im Bereich Forschung und Entwicklung müssen Solarwärme und Wärmespeicher differenzierter in den Energiesystemmodellen abgebildet werden. Generell müssen Wärmespeicher weiterentwickelt, Eisspeicher optimiert und Speichernutzungen für die Prozesswärme erforscht werden. Ebenso wird Forschungsbedarf bei der Erdsondenregeneration festgestellt, aber auch bei der Weiterentwicklung



von Kollektoren. Zudem braucht es Demonstrationsprojekte von grossen solarthermischen Anlagen für Wärmeverbände. Bei den politischen Rahmenbedingungen werden Vorgaben für die Regeneration von Erdsonden, eine Pflicht für erneuerbare Energieproduktion statt Stromerzeugung auf Neubauten, ein nationales Förderprogramm für grosse solarthermische Anlagen und eine nationale Nutzungsstrategie speicherbare Energien vorgeschlagen. Zudem soll der Bau von Solaranlagen ausserhalb der Bauzone in gewissen Fällen zugelassen werden.

## Résumé

Le projet « Opportunités grâce au stockage de la chaleur solaire et de l'énergie thermique pour le système énergétique Suisse 2050 » répond à la question du potentiel du chauffage solaire en combinaison avec le stockage d'énergie thermique en Suisse, identifie les meilleurs domaines d'application possibles, évalue les opportunités et les risques et élabore enfin une feuille de route pour le financement et le développement de ces technologies. L'objectif est de contribuer le plus possible à la stratégie énergétique 2050, en mettant l'accent sur un processus de mise en œuvre réaliste.

Dans le Work Package 2a, les utilisations les plus importantes possibles de l'énergie solaire thermique et des systèmes de stockage d'énergie et leur importance au cours du temps jusqu'en 2050 ont été déterminées. Six systèmes ont été priorisés. Les systèmes de préparation d'eau chaude ainsi que les systèmes combinés d'assistance au chauffage dans les bâtiments résidentiels dominant aujourd'hui le marché, mais perdront de leur importance. De tels systèmes deviennent de plus en plus importants en combinaison avec un système de stockage saisonnier, mais aussi des systèmes de génération de chaleur industrielle et des applications à long terme en combinaison avec la climatisation.

Avec des simulations de système dynamiques (TRNSYS), différents systèmes et situations de demande en Suisse ont été examinés. Comme prévu, les systèmes d'eau chaude ont atteint la couverture solaire la plus élevée avec jusqu'à 80 %. Dans les systèmes combinés qui contiennent le chauffage des locaux, la part solaire est généralement de l'ordre de 30 à 40 %. En termes de coûts d'investissement, les simulations ont montré une large fourchette de l'ordre de 400 à 4000 CHF/m<sup>2</sup>, selon la taille du système. Sur une période de 30 ans, cela se traduit par les coûts de production de chaleur les plus bas de 5 centimes / kWh pour les réseaux de chauffage en milieu urbain, les plus élevés d'environ 30 centimes / kWh pour l'eau chaude dans les maisons individuelles.

Dans le Work Package 2b, l'énergie solaire thermique a été cartographiée dans le modèle de système énergétique Swiss Energyscope, dans le but de pouvoir déterminer le rôle des différents systèmes dans l'approvisionnement énergétique futur. La découverte la plus importante est la suivante : L'énergie solaire thermique est toujours utilisée lorsqu'une ressource limitée peut être économisée, par exemple le gaz, le bois ou l'anergie dans les champs de sonde géothermique. Cependant, l'énergie solaire thermique est en concurrence avec d'autres technologies et ressources, comme la géothermie profonde ou les pompes à chaleur. Cependant, si l'on examine les scénarios net-zéro dans lesquels l'énergie solaire thermique n'est pas du tout utilisée, il devient évident que les coûts totaux du système énergétique augmentent de plusieurs 100 millions de CHF par an. Selon les résultats du modèle, l'énergie solaire thermique peut apporter une contribution de 5 à 10 TWh/a, dont environ 5 TWh/a dans les maisons individuelles et multifamiliales pour l'eau chaude et le chauffage.

Dans le Work Package 3, les obstacles actuels aux différentes formes d'application ont été examinés. Les systèmes « régénération des sondes géothermiques » et « chaleur solaire dans les réseaux de chaleur » ont été approfondis au regard des obstacles juridiques/réglementaires, économiques/sociaux et techniques. En plus de la recherche documentaire, des entretiens d'experts et des ateliers ont été réalisés dans le cadre de la commission chauffage solaire Swissolar.

Le sujet du Work Package 4 était une analyse SWOT des différents systèmes, répartis dans les domaines d'application des bâtiments résidentiels, des quartiers (réseaux thermiques) et de l'industrie. Dans le cas de ces deux dernières applications, jusqu'ici peu présentes en Suisse, les faibles coûts et les hauts niveaux d'efficacité sont compensés par un manque de savoir-faire et des besoins de stockage importants.



La tâche du Work Package 5 était de développer des mesures pour réduire les obstacles. Les tâches de l'industrie résident dans la standardisation et la promotion de systèmes combinés (chaleur solaire au bois ou pompes à chaleur), l'ancrage de systèmes à utiliser dans le domaine de la chaleur industrielle, dans la formation de spécialistes et dans le domaine de la numérisation. Dans le domaine de la recherche et du développement, la chaleur solaire et le stockage de chaleur doivent être cartographiés de manière plus différenciée dans les modèles de systèmes énergétiques. En général, les systèmes de stockage de chaleur doivent être développés davantage, les systèmes de stockage de glace doivent être optimisés et les utilisations de stockage pour la chaleur de procédé doivent être étudiées. Il existe également un besoin de recherche dans la régénération des sondes géothermiques, mais aussi dans le développement ultérieur des capteurs. En outre, il existe un besoin de projets de démonstration pour les grands systèmes solaires thermiques pour les réseaux de chauffage. En termes de cadre politique, un cahier des charges pour la régénération des sondes géothermiques, une obligation de production d'énergie renouvelable en lieu et place de la production d'électricité dans les nouveaux bâtiments, un programme national de financement des grands systèmes solaires thermiques et une stratégie nationale d'utilisation des énergies stockables sont proposés. De plus, la construction de systèmes solaires en dehors de la zone de construction devrait être autorisée dans certains cas.

## Summary

The project "Opportunities through solar heat and thermal energy storage for the Swiss energy system 2050" answers the question of the potential of solar heat in combination with thermal energy storage in Switzerland, identifies the best possible application areas, assesses the opportunities and risks and finally develops a roadmap for promotion and to expand these technologies. The goal is to make the greatest possible contribution to the Energy Strategy 2050, with a focus on a realistic implementation process.

In Work Package 2a, the most important possible uses of solar thermal energy and energy storage and their importance over the course of time up to 2050 were determined. Six systems were prioritized. Systems for hot water preparation as well as combined systems for heating support in residential buildings dominate the market today, but will lose their importance. Such systems are becoming increasingly important in combination with a seasonal storage system, but also systems for generating industrial process heat and long-term applications in combination with air conditioning.

With dynamic system simulations (TRNSYS) different systems and demand situations in Switzerland were examined. As expected, hot water systems achieved the highest solar coverage with up to 80%. In combination systems that contain space heating, the solar share is typically in the range of 30-40%. In terms of investment costs, the simulations showed a wide range of around 400 to 4000 CHF / m<sup>2</sup>, depending on the size of the system. Over a period of 30 years, this results in the lowest heat generation costs of 5 cents / kWh for heating networks in urban areas, the highest of approx. 30 cents / kWh for hot water in single-family houses.

In Work Package 2b, solar thermal energy was mapped in the Swiss Energyscope energy system model, with the aim of being able to determine the role of the various systems in the future energy supply. The most important finding is: Solar thermal energy is always used when a limited resource can be saved, e.g. gas, wood or the energy in geothermal probe fields. However, solar thermal energy competes with other technologies and resources, such as deep geothermal energy or heat pumps. However, if one looks at net-zero scenarios in which solar thermal energy is not used at all, it becomes apparent that the total costs of the energy system increase by several 100 million CHF per year. According to the model results, solar thermal energy can make a contribution of 5-10 TWh / a, of which approx. 5 TWh / a in single and multi-family houses for hot water and heating.

In Work Package 3, today's barriers to the various forms of application were examined. The systems "regeneration of geothermal probes" and "solar heat in heat networks" were examined in depth with



regard to legal / regulatory, economic / social and technical obstacles. In addition to literature research, expert interviews and workshops were carried out as part of the Swissolar solar heating commission.

The subject of Work Package 4 was a SWOT analysis of the various systems, divided into the areas of application of residential buildings, districts (thermal networks) and industry. In the case of the latter two applications, which have so far hardly been found in Switzerland, low costs and high levels of efficiency are offset by a lack of know-how and large storage requirements.

The task of Work Package 5 was to develop measures to reduce the obstacles. The tasks of the industry lie in the standardization and promotion of combination systems (solar heat with wood or heat pumps), the anchoring of systems for use in the area of process heat, in the training of specialists and in the area of digitization. In the area of research and development, solar heat and heat storage must be mapped more differently in the energy system models. In general, heat storage systems need to be further developed, ice storage systems must be optimized and storage uses for process heat need to be researched. There is also a need for research in the regeneration of geothermal probes, but also in the further development of collectors. In addition, there is a need for demonstration projects for large solar thermal systems for heat networks. Regarding the political framework, specifications for the regeneration of geothermal probes, an obligation for renewable energy production instead of electricity generation in new buildings, a national funding program for large solar thermal systems and a national strategy for the use of storable energies are proposed. In addition, the construction of solar systems outside the construction zone should be permitted in certain cases.

## Take-home messages

- Solarwärme ist Teil eines kostenoptimalen dekarbonisierten Energiesystems in der Schweiz. Sie kann 5-10 TWh/a für Wohnbauten, Wärmenetze und Industrieprozesse liefern. Ohne Solarwärme wären die jährlichen Systemkosten 200-400 Millionen CHF höher. Ihre Rolle liegt in der Reduktion der Nutzung von begrenzten erneuerbaren Ressourcen im Sommer, damit diese im Winter zur Verfügung stehen.
- Netto-Null-Szenarien ohne Solarthermie sind zwar denkbar, aber mit Risiken behaftet, insbesondere bezüglich Abhängigkeit von einem massiven Ausbau bei Photovoltaik und Wärmepumpen. Daher sollten wir jede verfügbare Energiequelle erschliessen und solare Wärme kann dabei ihren Beitrag liefern.
- Mit der aktuellen Zuwachsrate bräuchten wir 600 Jahre, um auf eine Solarwärme-Jahresproduktion von 10 TWh zu kommen. Es braucht deshalb eine deutliche Verbesserung der Marktsituation, um die Potenziale nutzbar machen zu können. Insbesondere gilt dies für Anwendungsfelder ausserhalb von Wohngebäuden.
- Bereits in der Transition zu Netto Null ist Solarwärme als bekannte und verfügbare Brückentechnologie geeignet, sofort fossile Brennstoffe einzusparen.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Take-home messages</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>9</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>10</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>12</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>13</b>
1.1 Ausgangslage und Hintergrund .....	13
1.2 Projektziele .....	13
<b>2 Vorgehen und Methode</b> .....	<b>14</b>
2.1 Organisation .....	14
2.2 Projektrahmen .....	16
<b>3 Ergebnisse und Diskussion: Fokus Energiezukunft 2050</b> .....	<b>21</b>
3.1 Aktivitäten in WP2a .....	21
3.1.1 Wetterdaten .....	21
3.1.2 Wärmebedarf .....	22
3.1.3 Dynamische Systemsimulation.....	23
3.2 Aktivitäten in WP2b .....	32
3.2.1 Einleitung .....	32
3.2.2 Abbildung der Solarthermie in Swiss Energyscope.....	32
3.2.3 Ergebnisse der Grundszenarien.....	34
3.2.4 Abhängigkeiten und Sensitivitäten .....	36
3.2.5 Gesamtkosten.....	40
3.2.6 Zusammenfassung .....	40
<b>4 Ergebnisse und Diskussion: Fokus Transformation</b> .....	<b>42</b>
4.1 Einleitung .....	42
4.2 Allgemeine Hemmnisse Solarwärme .....	42
4.2.1 Einleitung und Methode.....	42
4.2.2 Rechtliche und regulatorische Hemmnisse .....	44
4.2.3 Technische Hemmnisse .....	46
4.2.4 Wirtschaftliche Hemmnisse .....	47
4.2.5 Gesellschaftliche Hemmnisse .....	49
4.2.6 Zusammenfassung .....	49
4.3 Hemmnisse für Solarwärme in Wärmeverbunden.....	51
4.3.1 Einleitung .....	51



4.3.2	Methode .....	52
4.3.3	Hemmnisse für den Einsatz.....	53
4.3.4	Ansätze für das Überwinden der Hemmnisse .....	55
4.3.5	Rolle von Solarwärme in Wärmeverbunden.....	57
4.4	Hemmnisse für Solarwärme zur Regeneration des Erdreichs .....	58
4.4.1	Einleitung .....	58
4.4.2	Technische Optionen zur Regeneration.....	60
4.4.3	Übersicht Hemmnisse .....	67
4.4.4	Rechtliche und regulatorische Hemmnisse .....	68
4.4.5	Technische Hemmnisse .....	68
4.4.6	Wirtschaftliche Hemmnisse .....	70
4.4.7	Gesellschaftliche Hemmnisse .....	70
4.4.8	Zusammenfassung .....	71
<b>5</b>	<b>Ergebnisse und Diskussion: Evaluation der Lösungen .....</b>	<b>72</b>
5.1	Hintergrund der Vorgehensweise .....	72
5.2	Stärken-Schwächen Bewertung .....	73
5.3	Bewertung von Chancen und Risiken .....	75
5.4	SWOT-Analyse.....	76
5.4.1	Stärken heute .....	76
5.4.2	Schwächen heute .....	77
5.4.3	Chancen 2050 .....	78
5.4.4	Risiken 2050.....	80
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen und Fazit: Roadmap .....</b>	<b>81</b>
6.1	Branche .....	82
6.2	Forschung und Entwicklung .....	86
6.2.1	Forschung.....	86
6.2.2	Entwicklung.....	87
6.2.3	Demonstration .....	88
6.3	Politische Rahmenbedingungen.....	89
<b>7</b>	<b>Nationale und internationale Zusammenarbeit .....</b>	<b>92</b>
7.1	Begleitgruppe.....	92
7.2	Interviews mit nationalen und internationalen Akteuren.....	93
7.3	Workshops mit der Fachkommission Solarwärme Technik und Normen .....	93
7.4	Zusammenarbeit mit der Joint Activity Scenarios & Modelling (JASM) .....	94
<b>8</b>	<b>Publikationen .....</b>	<b>95</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>96</b>
<b>10</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>100</b>



## Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BPUK	Bau-, Planungs- und Umweltdirektoren-Konferenz
CAPEX	Capital expenditures
CCS	Carbon capture and storage
CHP	Combined heat and power
DRY	Design reference years
EFH	Einfamilienhaus
EnAW	Energie-Agentur der Wirtschaft
EnDK	Energiedirektorenkonferenz
FWS	Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz
IEA	International Energy Agency
JASM	Joint Activity Scenarios & Modelling
KliK	Stiftung Klimaschutz und CO <sub>2</sub> -Kompensation
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
LCOE	Levelized cost of energy
MFH	Mehrfamilienhaus
MuKE n	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
OPEX	Operational expenditures
PEIK	KMU-Plattform für Energieeffizienz (professionelle Energieberatung für Ihr KMU)
PV	Photovoltaischer Kollektor
PVT	Photovoltaisch-Thermischer Kollektor
RPG	Raumplanungsgesetz
SES	Swiss Energyscope
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
SWKI	Schweizerische Verein von Gebäudetechnik-Ingenieuren
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
TCO	Total cost of ownership
TES	Thermische Energiespeicher
TMY	Typical meteorological year
TRNSYS	Transient System Simulation Tool
TRL	Technology readiness level
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VMWG	Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen
WP	Work package



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur der Arbeitspakete (Work Packages, WPs).....	14
Abbildung 2: Wichtigste Entscheidungsfaktoren für Solarthermie (IEA 2018).....	17
Abbildung 3: Fahrplan Solarwärme - Strategie und Massnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030 (BSW Solar 2012) .....	19
Abbildung 4: Auswahl der wichtigsten Solarthermie-Systeme (Eigene Darstellung).....	20
Abbildung 5: Annahme für die wichtigsten Systeme im Zeitverlauf, wann welche Anwendungen relevant werden (Eigene Darstellung).....	20
Abbildung 6: Monatliche durchschnittliche Umgebungstemperatur der vier grössten Schweizer Städte .....	21
Abbildung 7: Monatliche globale horizontale Einstrahlung der vier grössten Schweizer Städte und des durchschnittlichen Jahres.....	21
Abbildung 8: Kumulierter stündlicher Wärmebedarf (Vollaststunden) über das Jahr .....	22
Abbildung 9 Spezifischer Wärmeertrag in Abhängigkeit der Kollektorfläche .....	24
Abbildung 10: Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit der Kollektorfläche.....	25
Abbildung 11: Solare Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche .....	26
Abbildung 12: Solare Investitionskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche .....	26
Abbildung 13: Monatlicher spezifischer Solarwärmeertrag.....	27
Abbildung 14: Kumulierte stündliche Solarwärme (Legende siehe vorherige Abbildung) .....	28
Abbildung 15: Spezifische kumulative Solarwärme (Legende siehe vorherige Abbildung).....	28
Abbildung 16: Spezifischer Energieertrag von Solar-Eis-Systemen und Erdreichregeneration mit PVT-Kollektoren.....	29
Abbildung 17: JAZ (links) für Solar-Eis-Systeme und Regenerationsfaktor (rechts) für die Erdreichregeneration mit PVT .....	30
Abbildung 18: Links: Wärmegestehungskosten für Solar-Eis- und PVT Erdreichregenerationssysteme. Rechts: Energiegestehungskosten des PVT Systems (Strom und Wärme).....	31
Abbildung 19: Kumulierte Solarwärme in Solar-Eis-Systemen und zur Erdreichregeneration .....	31
Abbildung 20: Ausgewählte Ergebnisse der Analyse mit Swiss Energyscope; die Farben stehen für die vier Grundszenarien, das CO <sub>2</sub> -Ziel verringert sich von links nach rechts, und die Monte Carlo Variation der unsicheren Variablen wird über Box-Plots dargestellt (Minimum, 25% Quartile, Median, 75% Quartile, Maximum) .....	34
Abbildung 21: Einsatz der Solarthermie für verschiedene Anwendungen für die vier Grundszenarien. ....	35
Abbildung 22: Installierte Kollektorfläche für ausgewählte Archetypen. ....	36
Abbildung 23: Variation der „Come together“ und „Imagine“ Szenarien; Einfluss der Verfügbarkeit der Geothermie auf die Verwendung der Solarthermie für Industriewärme.....	37
Abbildung 24: Variation des „Imagine“ Szenarios; Aufhebung sämtlicher Limits für Wärmepumpen in EFH/MFH.....	38
Abbildung 25: Variation des „Imagine“ Szenarios; keine Verfügbarkeit von Anergie in Erdsondenfeldern für EFH/MFH.....	39
Abbildung 26: Variation der „Imagine“ und „Come together“ Szenarien; Einfluss der Verfügbarkeit von Anergie aus Flüssen und Seen für Grosswärmepumpen in Wärmenetzen (Imagine ohne Anergie, Come together ohne Anergie). ....	40
Abbildung 27: Variation des „Come together“ Szenarios: Annahme, dass keine Solarthermie zur Verfügung steht. ....	41
Abbildung 28: Variation des „Imagine“ Szenarios; Annahme, dass keine Solarthermie zur Verfügung steht. ....	41



Abbildung 29: Verkaufte Quadratmeter Sonnenkollektoren (Swissolar, 2020b).....	42
Abbildung 30: Umfrage unter Eigentümern von Einfamilienhäusern zu Hemmnissen bei Solaranlagen (BFE, 2015) .....	43
Abbildung 31: Übersicht über Kostentreiber und Massnahmen zur Kostenreduktion entlang der Wertschöpfungskette (Philippin, 2020). .....	48
Abbildung 32: Vollkostenrechnung verschiedener Heizungstypen in einem Doppeleinfamilienhaus. Blau: Kapitalkosten, rot: Unterhaltskosten, dunkelblau: Grundkosten. (HSLU, 2020).....	48
Abbildung 33: Aufteilung der Leistung nach Energieträger der Wärmeverbunde, Stand 2020. Gesamtleistung 4.15 GW (Hangartner 2020).....	51
Abbildung 34: Wärmepotenziale von erneuerbaren Energiequellen (Eicher + Pauli, 2014).....	52
Abbildung 35: Analyse der minimalen Jahresmitteltemperaturen von 90 Erdsonden-Anlagen in Abhängigkeit des Sondenalters (Kriesi, 2018) .....	59
Abbildung 36: Wärmequellen für Erdsonden-Regeneration (Naef, 2016) .....	60
Abbildung 37: Kunststoff-Absorber (BaunetzWissen, 2020).....	61
Abbildung 38: Unverglaste selektive Flachkollektoren (Energie Solaire, 2020) .....	61
Abbildung 39: Bei der Renovation des Studentenheims Justinus-Haus in Zürich wurden 70.5 m <sup>2</sup> unverglaste Absorber auf dem Dach installiert, mit denen die 6 je 380 m langen Erdsonden regeneriert werden können. Bild © kämpfen zinke+partner .....	62
Abbildung 40: PVT Kollektoren (BaunetzWissen).....	63
Abbildung 41: Investitionskosten der Varianten der Wärmeversorgung eines Mehrfamilienhauses (Stadt Zürich, 2015).....	65
Abbildung 42: Wärmegestehungskosten der Varianten der Wärmeversorgung eines Mehrfamilienhauses .....	66



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Theoretisches Potenzial (BFE 2018a).....	17
Tabelle 2: Wichtigste Faktoren zur Ermittlung des realistisch umsetzbaren Potenzials (Eigene Darstellung) .....	18
Tabelle 3: Zusammenfassung der Standardsysteme.....	27
Tabelle 4: Archetypen für die Wärmeversorgung (WW und Raumwärme) von EFH/MFH und Wärmenetzen. ....	33
Tabelle 5: Archetypen für die Wärmeversorgung von Industrieprozessen. ....	33
Tabelle 6: Übersicht über mögliche Hemmnisse für Solarwärme-Anlagen.Legende: .....	43
Tabelle 7: Technische, wirtschaftliche, regulatorische und gesellschaftliche Hemmnisse für Solarwärme in Holzwärmeverbunden. Kursiv gedruckte Hemmnisse gelten nicht nur für die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden, sondern generell für Solarwärme. ....	53
Tabelle 8: In Interviews genannte Lösungsvorschläge, um die Hemmnisse zu überwinden. Kursiv gedruckte Hemmnisse gelten nicht nur für die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden, sondern generell für Solarwärme. ....	56
Tabelle 9: CAPEX und TCO von Solarwärme-Systemen mit Erdwärmepumpen anhand eines Referenz-Mehrfamilienhauses (Quelle: Hochschule Luzern 2020) .....	64
Tabelle 10: CAPEX und TCO der Kombination einer PV-Anlage mit hybriden Erdwärmepumpen anhand eines Referenz-Mehrfamilienhauses (Quelle: Hochschule Luzern 2020).....	64
Tabelle 11: Totale Investitionen und Wärmegestehungskosten (LCOE) von Regenerationsvariante «unverglast selektive Kollektoren mit kürzerer Sonde» gegenüber Option längere Sonde für Referenzgebäude der Stadt Zürich (Quelle: Hochschule Luzern 2020) .....	66
Tabelle 12: Übersicht möglicher Hemmnisse von Solarwärme für die Regeneration von Erdwärmesonden. Legende: grau: Elemente, die in den allgemeinen Hemmnissen bereits beschrieben werden; (-): Elemente, die als Hemmnis wirken; (0): Elemente, die gleichzeitig als Hemmnis und Anreiz wirken oder die neutral sind. ....	67
Tabelle 13: SWOT-Kriterien für Vergleichbarkeit .....	72
Tabelle 14: Übersicht der Stärken-Schwächen-Bewertung .....	73
Tabelle 15: Übersicht aller Massnahmen .....	82



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Solarthermische Energiegewinnung in Kombination mit thermischen Energiespeichern (TES) wird in der gegenwärtigen Diskussion um die Energiestrategie 2050 zu wenig berücksichtigt. Das Projekt wird herausarbeiten, ob und in welchem Masse das Zusammenspiel beider Technologien im zukünftigen Energiesystem einen Mehrwert bieten kann, und welche Hindernisse auf dem Weg dahin überwunden werden müssen. Im Ergebnis soll das Projekt die konkreten Einsatzmöglichkeiten von Solarwärme und TES mit grösstmöglich Potenzial aufzeigen und eine Abschätzung des gesamtheitlichen Beitrags zur Energiestrategie machen. Ausserdem werden Massnahmen, welche die Realisierung dieses Potenzials befördern, in einer Roadmap entwickelt.

## 1.2 Projektziele

Solarwärme und TES können nicht isoliert vom gesamten Energiesystem betrachtet werden, welches neben der Wärmebereitstellung auch die Sektoren Stromerzeugung und Mobilität umfasst. Neben dieser systemischen Betrachtungsweise muss jedoch auch die Perspektive des einzelnen Gebäudes, der Überbauung, des Stadtteils oder, für den Wärmebedarf der Industrie, der einzelne industrielle Prozess untersucht werden. Der Kern des vorgeschlagenen Projekts ist daher, die Rolle von Solarwärme und TES im Energiesystem 2050 aus unterschiedlichen Perspektiven zu betrachten, und diese Analyse mit einem Blick auf die Transformation, also die heutigen Hürden, Chancen und Massnahmen, zu ergänzen.



## 2 Vorgehen und Methode

### 2.1 Organisation

In einem ersten Schritt (WP1) wurden die wesentlichen technischen Anwendungen identifiziert, bei denen Solarwärme und TES als systemische Lösung einen Beitrag zur Energiestrategie 2050 in der Schweiz leisten können. Eine umfassende Liste wurde mit Unterstützung der Begleitgruppe auf eine Auswahl von möglichen 'game changer' reduziert und diente als Grundlage für die drei nachfolgenden, parallel stattfindenden Arbeitspakete.

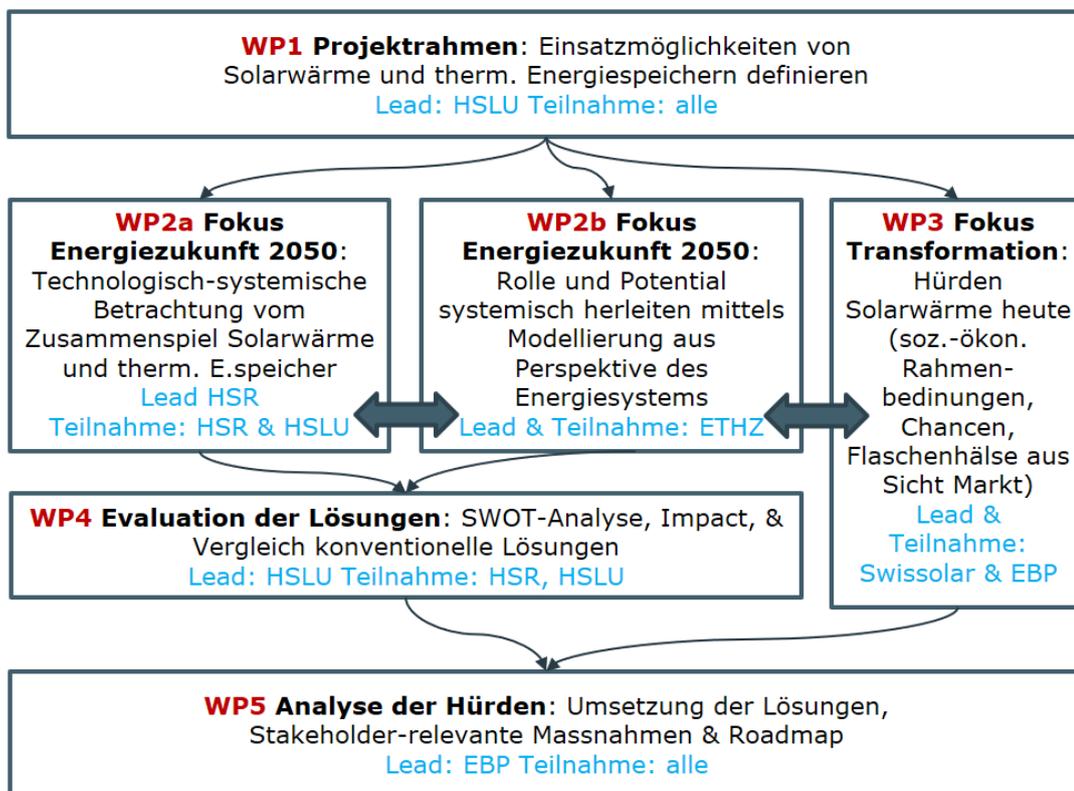


Abbildung 1: Struktur der Arbeitspakete (Work Packages, WPs)

Hauptsächlich wurde der Zeithorizont einer langfristigen Energiezukunft 2050+ eingenommen. Für diese Zielsetzung wurden die möglichen Rollen von Solarwärme und TES einerseits aus einer technischen Richtung (aus Sicht Gebäude oder Anlage, WP2a) und andererseits basierend auf einer Modellierung des gesamten Schweizer Energiesystems (WP2b) untersucht. Die Analyse beschränkte sich dabei auf die zuvor getroffene Auswahl an Anwendungen. Technologien wurden ab TRL 4 berücksichtigt, um auch den im Rahmen des SCCER-HaE Programms entwickelten Lösungen gerecht zu werden. Ein Hauptaugenmerk wurde aber auf TRL 8-9 gelegt, da hier Produkte auf dem Markt sind, die dennoch nicht die prognostizierte Verbreitung finden. Gerade deshalb wurde parallel dazu der Fokus auch auf die Transformation gelegt und ein Blick auf die heutigen Hürden, zu wenig genutzten Chancen, möglichen Massnahmen und technischen Flaschenhälsen aus Sicht des Marktes geworfen (WP3). Ein regelmässiger Austausch zwischen den gleichzeitig laufenden Arbeitspaketen sollte sicherstellen, dass ein inhaltlich und methodisch konsistentes Ergebnis erzielt wurde.

Eine wichtige Aufgabe, sowohl in WP2b als auch in WP3, war das Abschätzen von Potenzialen und Hürden zu den Systemlösungen aus WP2a. Während in WP2a typischerweise Energiegestehungs- und Lebenszykluskosten im Vordergrund stehen, und diese dann sowohl für den Ausgangszustand



(=2020), als auch für die nahe (=2035) und mittlere Zukunft (=2050) bestimmt wurden, wurden gerade Pfadabhängigkeit und Transformationsprozess als Input hierfür verwendet, quasi exogen als Parameter hinzugefügt. Verschiedene Systemlösungen wurden dann jeweils innerhalb der gleichen Anwendung und dann über alle Anwendungen hinweg um ein erweitertes Set an Kriterien verglichen (WP4), welches über den klassischen Kostenvergleich (e.g. Abdon et al. 2017) hinausgeht. Gerade hier wurden spannende Antworten auf die Frage erwartet, ob sich die aus der Perspektive Energiesystem-Modellierung gefundenen Einsatzgebiete auch mit den aus Sicht Gebäude bis Industrieprozess erarbeiteten Systemlösungen besetzen lassen.

Im letzten Schritt des Projektes (WP5) wurden die vorangehenden Ergebnisse in einer Synthese (Roadmap) zusammengeführt. Übergeordnete Schlussfolgerungen wurden gezogen und Massnahmen in Forschung, Politik und Markt definiert und mit der Begleitgruppe besprochen. Die Roadmap adressiert spezifische Stakeholder und liefert für Gemeinden, Kantone und Bund Details zu möglichen Fördermassnahmen und –instrumenten. Ferner werden für Firmen das Potenzial von Produkten und Märkten ausgeführt. Damit soll die Transformation eingeleitet werden, damit Solarwärme und TES ihren Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten können.

#### ***WP1: relevante Anwendungen definieren***

In einem ersten Schritt (WP1) wurden die wesentlichen technischen Anwendungen identifiziert, bei denen Solarwärme mit TES als systemische Lösung einen Beitrag zur Energiestrategie 2050 in der Schweiz leisten können. Eine breite Palette von Speichertechnologien für thermische Energie (sensible Wärme, latente Wärme, chemische Speicher) verbunden mit solarthermischer Wärmeerzeugung (Flachkollektoren mit und ohne Doppelverglasung, Röhrenkollektoren, PVT) kommen hier in Betracht. Dazu wurde als Startpunkt eine ausführliche Liste erstellt, welche dann in einem Workshop der teilnehmenden Partner zuerst ergänzt und angepasst wurde. Im selben Workshop wurde eine Auswahl der vielversprechendsten Technologien (mögliche 'game changer') getroffen, welche die Basis für die Analysen in den übrigen Arbeitspaketen bildete. Der Entwurf der Gesamtliste und der Auswahl wurde in der ersten Sitzung mit der Begleitgruppe diskutiert und beschlossen. Es war angedacht auch im späteren Verlauf des Projektes, sollte sich eine Änderung an der Liste ergeben, Lösungen zu streichen oder neue zu ergänzen.

#### ***WP2a: Technologieoptionen aus Perspektive Gebäude und Industrie***

Ausgehend von einer begrenzten Zahl von Archetypen (MFH, EFH, urban, ländlich, mit und ohne Anbindung an ein Wärmenetz sowie typische industrielle Prozesse) wurden technische Varianten entwickelt, wie eine Wärmeversorgung realisiert werden kann, die mit den Zielen der Energiestrategie 2050 und dem Abkommen von Paris im Einklang steht. Dabei kamen Tools wie Polysun und TRNSYS zum Einsatz, die einen hohen technischen Detaillierungsgrad aufweisen. Die Randbedingungen wurden dabei mit der „Perspektive Energiesystem“ abgeglichen. Das verhindert unrealistische Situationen, wenn z.B. ein Gebäude seinen Wärmebedarf über Biomasse deckt, die aber im Gesamtenergiesystem in Zukunft sinnvollerweise eher für industrielle Hochtemperaturprozesse in der industriellen Wärme oder für die Erzeugung von synthetischem Erdgas verwendet wird.

#### ***WP2b: Rollen und Potenzial aus der Perspektive Energiesystem***

Hier kamen Modelle zum Einsatz, die das Design und den Betrieb eines nationalen Energiesystems hinsichtlich der Kosten und Emissionen optimieren. Der technische Detaillierungsgrad ist dabei notwendigerweise deutlich geringer als in sektoralen Modellen, wie sie in WP2a verwendet wurden. Konkret wurde im vorliegenden Projekt der an der EPFL entwickelte Ansatz von Swiss EnergyScope (SES) verwendet, welches eine vereinfachte, aber vollständige Repräsentation des Energiesystems darstellt. Die technischen Varianten, die in WP2a herausgearbeitet wurden, wurden dabei vereinfacht in SES implementiert, vor allem hinsichtlich der Kosten und der Umwandlungseffizienzen. Durch die systemische Betrachtungsweise konnte analysiert werden, ob diese Varianten im Kontext des Gesamtsystems sinnvoll sind. Konsequenterweise wurde dabei ein stochastischer Monte-Carlo Ansatz verwendet, der keine Ja/Nein Antworten auf diese Frage liefert, sondern Wahrscheinlichkeiten und



ihre Abhängigkeit von anderen Faktoren, wie der Importabhängigkeit im Strombereich oder dem gewählten CO<sub>2</sub> Ziel.

### **WP3: Hürden, Chancen und Flaschenhalse aus Sicht Markt identifizieren**

WP2a und WP2b betrachten aus ihrer jeweiligen Perspektive das Energiesystem der Zukunft, ohne jedoch die Lücke auf dem Weg dorthin zu betrachten. Dieses Arbeitspaket widmete sich der Sicht der Transformation, also der Frage, welche wirtschaftlichen, politischen und psychologischen Hürden heute den vermehrten Einsatz behindern, welche Chancen mehr genutzt werden könnten und welches aus Sicht Markt die technischen Flaschenhalse sind. Der dabei zu wählende Fokus ergab sich aus WP1 und dem bestehenden Know-How zu den Hürden. Die Hürden für Solarwärme in der Fernwärme und Prozesswärme sind heute in etwa bekannt. Offene Fragen gibt es aus heutiger Sicht besonders bei der Frage, warum Solarwärme bei Mehrfamilienhäusern trotz lohnender Geschäftsmodelle nicht häufiger eingesetzt werden. Für WP 3 wurden vorhandene Marktstudien aus der Schweiz und aus Nachbarländern (v.a. DE und AT) analysiert. In Interviews wurden Branchenvertreter wie Installateure und Hersteller und bei Bedarf zusätzlich Vertreter der Nachfrage dazu befragt.

### **WP4: Synthese und Evaluation der Lösungen**

Alle Erkenntnisse aus WP2a, WP2b und WP3 wurden zusammengefasst, um auf einer soliden technischen Grundlage die Frage zu beantworten, unter welchen Bedingungen Solarthermie und Wärmespeicherung einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Schweizer CO<sub>2</sub>-Minderungsziele leisten kann. Die systemische Perspektive stellt dabei sicher, dass eine solche Aussage technologieneutral erfolgt, dass also betrachtet wird, ob womöglich Power-to-Gas oder der Ausbau der Speicherseen in den Alpen, abhängig von den zu erwartenden Kosten der verschiedenen Technologien, einen wichtigen Beitrag leisten und die Solarwärmelösungen konkurrenzieren. Die zusammengefassten Erkenntnisse wurden in der zweiten Sitzung mit der Begleitgruppe präsentiert und diskutiert.

### **WP5: Schlussfolgerungen ziehen und Massnahmen ableiten**

Der letzte Schritt im Projekt (WP5) sollte den Anstoss zur Einleitung des Transformationsprozesses geben. Aus der Analyse der Technologien und Hürden wurden übergeordnete Schlussfolgerungen gezogen und Massnahmen in Forschung, Politik und Markt erarbeitet, um Hürden zu reduzieren, die vorhandenen Chancen zu nutzen und den Weg zu ebnen, dass Solarwärme und Wärmespeicher ihre Rolle zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten können. Die Roadmap und Massnahmen wurden in der dritten Sitzung mit der Begleitgruppe besprochen, ergänzt und angepasst.

Meilenstein MS1: Allgemein akzeptierte Auswahlliste an Anwendungen, wo Solarwärme und TES einen Durchbruch erzielen könnten.

Meilenstein MS2: Ein Level von Vergleichbarkeit und Konvergenz zwischen den Verschiedenen Ansätzen in WP2a und WP2b erreicht, welches den Start der Evaluation in WP4 ermöglicht.

Meilenstein MS3: Evaluation und SWOT-Analyse der Lösungen zu den Anwendungen abgeschlossen.

Meilenstein MS4: Roadmap und Massnahmen zur Transformation/ Implementation finalisiert.

## 2.2 Projektrahmen

### **Ermittlung des theoretischen Potentials**

Das theoretische Potenzial ist gleich dem Energieverbrauch nach den Zahlen des Bundesamtes für Energie (Tabelle 1). Die Wohnbauten wurden dabei anteilmässig unterteilt in EFH und MFH. Für den Warmwasserbedarf wurde der Anteil der Bewohner, für die Raumwärme der Anteil der Fläche berücksichtigt<sup>1</sup>. Das theoretische Potenzial für die Gruppe Quartier wurde offengelassen. Für die

<sup>1</sup> [https://www.atlas.bfs.admin.ch/maps/13/de/14709\\_12801\\_175\\_169/23344.html](https://www.atlas.bfs.admin.ch/maps/13/de/14709_12801_175_169/23344.html)



Handels- und Gewerbegebäude wurden die Zahlen direkt von den Dienstleistungen übernommen. Die Berechnung des theoretischen Prozesswärmebedarfs ist deutlich schwieriger, da hier die Temperaturniveaus berücksichtigt werden müssen. Die am besten geeigneten Prozesse zur Integration von Solarthermie haben einen Temperaturbereich unter 100°C

Tabelle 1: Theoretisches Potenzial (BFE 2018a)

	Warmwasser	Raumwärme	Prozesswärme	Kühlung
Wohnbauten	32.1 PJ	158.9 PJ	-	4.6 PJ <sup>1</sup>
EFH	8.7 PJ	41.3 PJ	-	1.2 PJ
MFH	23.4 PJ	117.6 PJ	-	3.4 PJ
Handel & Gewerbe	13.7 PJ	80.3 PJ	-	16.2 PJ <sup>1</sup>
Industrie			23 PJ <sup>2</sup>	unbekannt
<b>TOTAL</b>	<b>45.8 PJ</b>	<b>239.2 PJ</b>	<b>23 PJ</b>	<b>unbekannt</b>

<sup>1</sup> Beinhaltet Verbrauch für Klima und Lüftung

<sup>2</sup> Nur geeignete Prozesse unter 100°C

### Ermittlung des nutzbaren Potentials

Zur Berechnung des effektiv nutzbaren Potentials muss das begrenzte Vorhandensein geeigneter (Dach-) Flächen für die Solarthermie berücksichtigt werden. Das theoretische Potenzial reduziert sich somit um Flächen mit ungeeigneter Ausrichtung, Verschattung, bereits anderweitig belegte Flächen sowie Schutzobjekte<sup>2</sup>. Zum anderen sind aber auch die vorhandenen Speichermöglichkeiten beziehungsweise damit einhergehend ein eingeschränkter solarer Deckungsgrad einzubeziehen.

### Ermittlung des realistisch umsetzbaren Potentials

Bei der Ermittlung des realistisch umsetzbaren Potentials spielen diverse Faktoren eine Rolle. Am wichtigsten sind sicherlich wirtschaftliche Aspekte wie im Ergebnis des IEA Task 54 zu sehen ist (Abbildung 2).

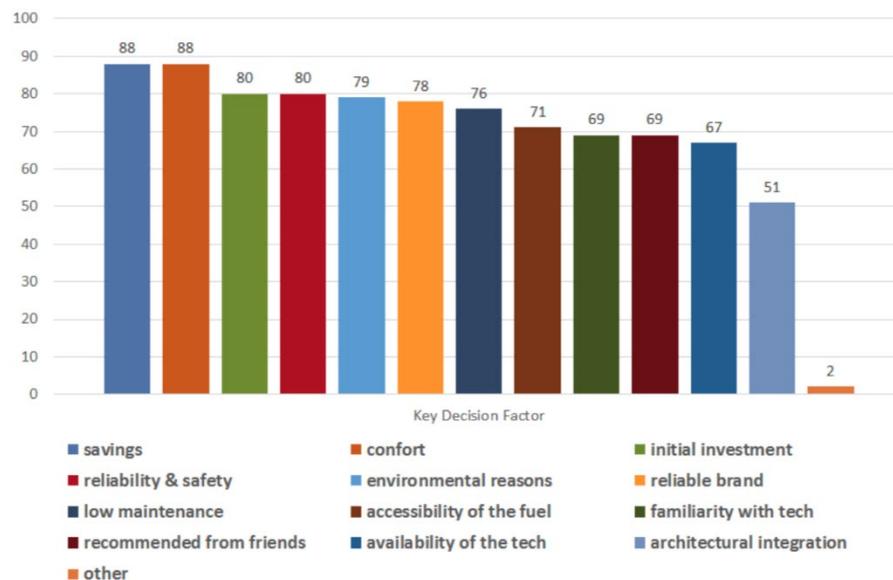


Abbildung 2: Wichtigste Entscheidungsfaktoren für Solarthermie (IEA 2018)

<sup>2</sup> Siehe hierzu BFE Studie <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/redirect/sol.html>



Jedoch sind auch unzählige andere Faktoren massgebend wie z.B. der zeitliche Bedarf der Wärme (volatil/konstant, saisonal/ ganzjährig z.B. Warmwasserbedarf versus Raumwärmebedarf) die Entwicklung der Rohstoff- und Komponentenpreise, der Förderbeiträge, der Zinssätze, und die Effizienzsteigerung ab. Daneben haben Eigentumsverhältnisse (Vermieter-Mieter-Dilemma), der Gebäudebestand (Typ und Alter der aktuellen Wärmeerzeugung), die Modernisierungsrate, die Konkurrenz der Photovoltaik und anderer Heizsysteme, politische Massnahmen, die gewünschte Amortisationszeit und die Kompatibilität mit dem bestehenden System einen gewissen Einfluss (Tabelle 2).

Tabelle 2: Wichtigste Faktoren zur Ermittlung des realistisch umsetzbaren Potenzials (Eigene Darstellung)

<b>Wirtschaftlich- keit</b>	Wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Systemen
	Renovations-/Erneuerungsrate bzw. Neubau
	Entwicklung der Komponentenpreise (Kollektor und Speicher)
	Entwicklung der Brennstoffpreise (unter Berücksichtigung CO <sub>2</sub> Abgabe)
	Investor-Nutzer-Dilemma (Eigentumsverhältnisse) / Zugang zu Stakeholder
<b>Sonstige</b>	Kurzfristiges zeitliches Bedarfsverhalten (konstant vs. volatil)
	Langfristiges zeitliches Bedarfsverhalten (saisonal vs. ganzjährig)
	Technische Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Systemen
	Renovations-/Erneuerungsrate bzw. Neubau
	Politische und regulatorische Rahmenbedingungen
	Entwicklung des Wärmebedarfs (Klimaerwärmung)
	Wertewandel (Umweltbewusstsein) oder Image

Nebst den grossen Potenzialen beim Warmwasser und der Raumwärme finden sich unter Einschränkung der vorher genannten Faktoren hauptsächlich in der Lebensmittelindustrie mit Schwerpunkt Milch- und Fleischverarbeitung und Brauereien, sowie der Chemie / Pharmabranche und der Papierindustrie interessante Prozesse. In Zukunft wird zudem der erhöhte Kühlbedarf bei Gebäuden zu einem wachsenden Potenzial für Solar Cooling führen.

Bei allen Bereichen ist generell in Hinblick auf Wirtschaftlichkeitsbedarf und Aufwand zur Marktbearbeitung zu differenzieren. Solarthermie für industrielle Prozesse ist momentan noch weniger wirtschaftlich als im Neubau und es bedarf dementsprechend aufwändigerer Massnahmen und mehr Zeit zur Marktdurchdringung, in Abbildung 3 beispielhaft für Deutschland gezeigt. Mangels Subventionen ist man heute nicht wesentlich weitergekommen.

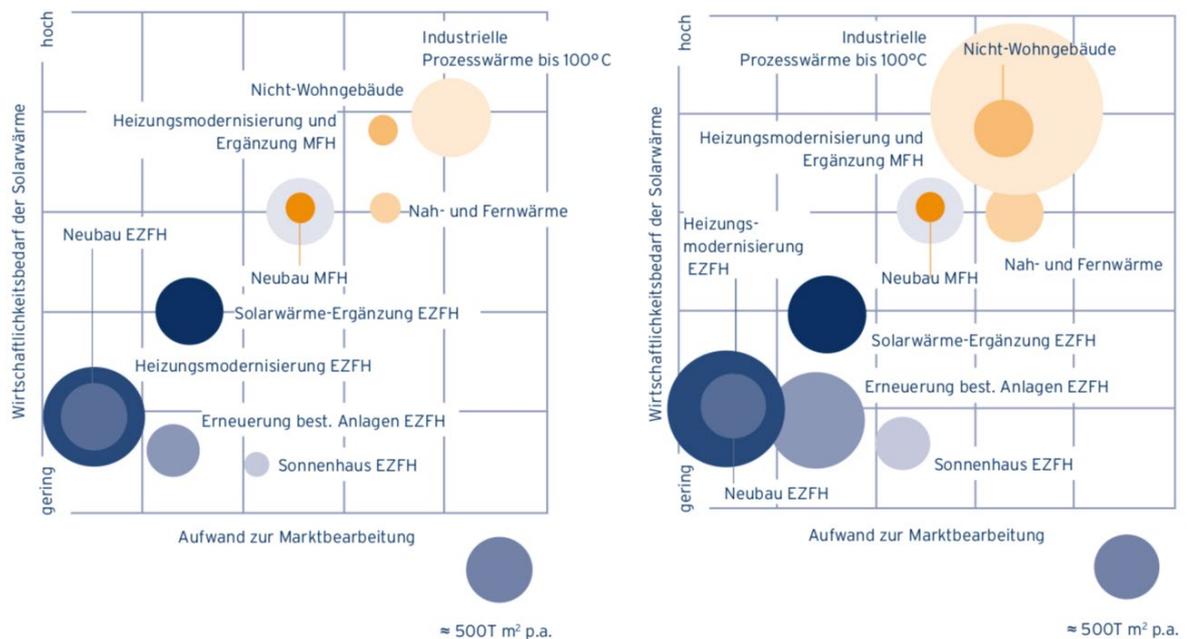


Abbildung 3: Fahrplan Solarwärme - Strategie und Massnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2020 (links) bzw. 2030 (rechts), im angenommenen Szenario für forcierte Expansion (BSW Solar 2012)

### **Auswahl der wichtigsten Einsatzmöglichkeiten von Solarthermie und Energiespeicher**

Basierend auf der Abschätzung des derzeitigen Potenzials von Solarthermie und der Berücksichtigung des Reifegrades in den jeweiligen Bereichen sowie den sozio-ökonomischen Faktoren und klimatischen Entwicklungen haben sich ausgehend von einer umfangreichen Übersicht möglicher Solarthermie-Anwendungen, 16 Systeme für die detaillierte Betrachtung in WP2a herauskristallisiert. Diese wurden für die Systembetrachtung in WP2a zunächst priorisiert (Abbildung 4).

Ausgehend vom Wärmebedarf und der aktuellen Marktentwicklung der Solarthermie in den einzelnen Bereichen, variiert die Bedeutung von Solarthermie-Systemen im Zeitverlauf (Abbildung 5). Systeme mit Klimatisierung werden beispielsweise für Ein- und Mehrfamilienhäuser voraussichtlich erst nach 2040 relevant. Die Auswahl der Systeme und deren Bedeutung im Zeitverlauf wurde im Dialog mit der Begleitgruppe evaluiert, um schliesslich die Perspektive der Stakeholder einfließen zu lassen.



System	Art von Bedarf	Art von Speicher	Art von Gebäude	Priorität (1-3)
	Warmwasser	Tages Speicher	EFH	1
	Warmwasser	Tages Speicher	MFH	1
	Warmwasser + Raumwärme	Wochen Speicher	EFH	1
	Warmwasser + Raumwärme	Wochen Speicher	MFH	1
	Warmwasser + Raumwärme	Wochen Speicher	Quartier	1
	Prozesswärme	Tages Speicher	Industrie	2
	Warmwasser + Raumwärme	Saisonal Speicher	EFH	1
	Warmwasser + Raumwärme	Saisonal Speicher	MFH	1
	Warmwasser + Raumwärme	Saisonal Speicher	Quartier	1
	Warmwasser + Raumwärme	Saisonal Speicher	Handel & Gewerbe	1
	Kühlung	Tages Speicher	Handel & Gewerbe	3
	Warmwasser + Raumwärme + Kühlung	Saisonal Speicher	EFH	3
	Warmwasser + Raumwärme + Kühlung	Saisonal Speicher	MFH	3
	Warmwasser + Raumwärme + Kühlung	Saisonal Speicher	Quartier	3
	Warmwasser + Raumwärme + Kühlung	Saisonal Speicher	Handel & Gewerbe	3
	Prozesswärme	Saisonal Speicher	Industrie	2

Abbildung 4: Auswahl der wichtigsten Solarthermie-Systeme (Eigene Darstellung)

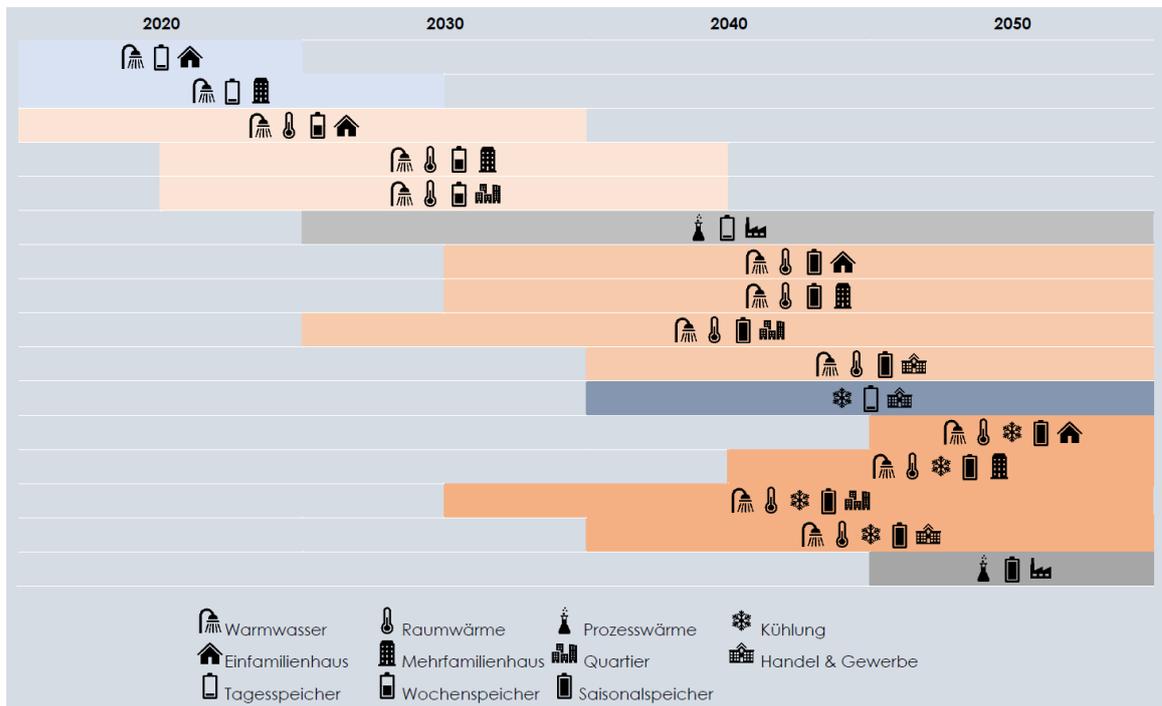


Abbildung 5: Annahme für die wichtigsten Systeme im Zeitverlauf, wann welche Anwendungen relevant werden (Eigene Darstellung)



## 3 Ergebnisse und Diskussion: Fokus Energiezukunft 2050

### 3.1 Aktivitäten in WP2a

In Arbeitspaket 2a wurden Systemsimulationen in TRNSYS für typische solarthermische Systeme durchgeführt. Die erste Aufgabe bestand darin, die Randbedingungen für diese Simulationen zu definieren, d.h. eine einzige Wetterdatendatei zu erstellen, die typisches Schweizer Wetter repräsentiert, und typische Wärmebedarfe zu definieren, die Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Wärmebedarfe von Fernwärmenetzen mit gemischten Wohn- und gewerblichen Verbrauchern darstellen. Der industrielle Wärmebedarf wurde schliesslich aufgrund der Schwierigkeit, typische Wärmebedarfsprofile zu definieren, im Rahmen von WP2a nicht gesondert analysiert.

#### 3.1.1 Wetterdaten

Um für die Simulationen eine repräsentative Wetterdatei für die gesamte Schweiz zu haben, wurde ein typisches meteorologisches Jahr (TMY) auf der Basis der vier grössten Schweizer Städte erstellt. Als Grundlage für die Bearbeitung wurden die Design Reference Years (DRY) der SIA verwendet (SIA Merkblatt 2028). Diese DRY enthalten 12 typische Monate von Messdaten für 41 repräsentative Schweizer Standorte. Von diesen 41 Orten wurden die vier bevölkerungsreichsten (Basel, Genf, Bern und Zürich) ausgewählt, um das Durchschnittsjahr zu bilden. Aus diesen vier Standorten (mit jeweils 12 typischen Monaten) wurden 12 Monate auf der Grundlage der globalen horizontalen Einstrahlung (gewichtet mit 50%), der Temperatur (gewichtet mit 20%), der Taupunkttemperatur (gewichtet mit 20%) und der Windgeschwindigkeit (gewichtet mit 10%) ausgewählt. Das Auswahlverfahren basiert auf der Sandia-Methode (SANDIA 2008) und funktioniert im Prinzip so, dass diejenigen Monate ausgewählt werden, in denen die Durchschnittswerte eines bestimmten Ortes dem Durchschnitt aller Orte (unter Berücksichtigung der Gewichtungsfaktoren) am nächsten liegen. Die Umsetzung dieser Methode wurde von der Australian National Science Research Agency (CSIRO 2017) übernommen. Die sich daraus ergebende durchschnittliche monatliche Umgebungstemperatur ( $T_{Amb}$ ) ist in Abbildung 6 und die globale horizontale Einstrahlung ( $I_{G,H}$ ) ist in Abbildung 7 zu sehen.

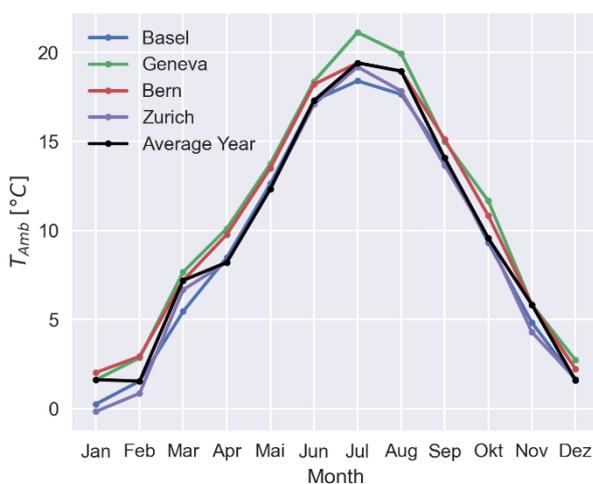


Abbildung 6: Monatliche durchschnittliche Umgebungstemperatur der vier grössten Schweizer Städte und des durchschnittlichen Jahres.

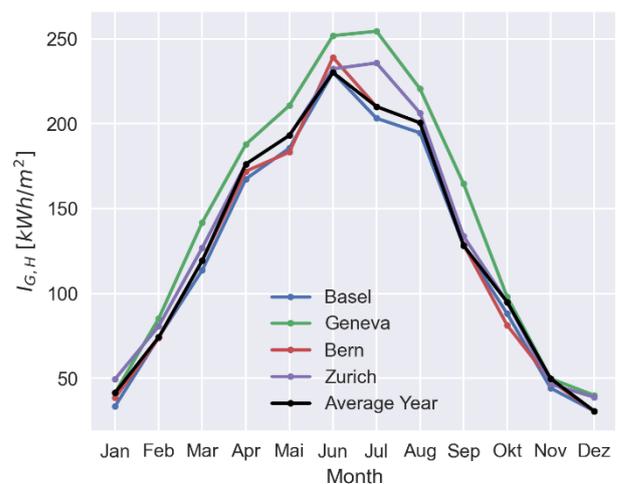


Abbildung 7: Monatliche globale horizontale Einstrahlung der vier grössten Schweizer Städte und des durchschnittlichen Jahres.



### 3.1.2 Wärmebedarf

Es werden sowohl Einfamilienhäuser (EFH) als auch Mehrfamilienhäuser (MFH) betrachtet und für jede dieser Raumheizungsanforderungen werden ein "neues" und ein "altes" Gebäude definiert.

EFH45 und EFH100 bezeichnen ein "neues" und ein "altes" EFH. Die IEA SHC Task 44 wurde als Quelle sowohl für den Raumheizungs- als auch für den Brauchwarmwasser-Bedarf für EFH verwendet. Wenn der Wärmebedarf dieser beiden Gebäudetypen mit dem durchschnittlichen Schweizer Klima simuliert wird, beträgt der Bedarf 66 kWh/m<sup>2</sup>a bzw. 141 kWh/m<sup>2</sup>a.

MFH30 und MFH90 bezeichnen ein "neues" und ein "altes" MFH, wobei 30 und 90 den spezifischen Wärmebedarf in kWh pro m<sup>2</sup> beheizter Fläche und Jahr in der typischen Referenzstadt Zürich darstellen. Wenn das Gebäude in den für die Schweiz entwickelten Wetterdaten verwendet wird, beträgt der Wärmebedarf 27 kWh/m<sup>2</sup>a bzw. 82 kWh/m<sup>2</sup>a. Der Warmwasserbedarf ist für MFH30 und MFH90 identisch.

Der Fernwärmebedarf (Netz) wird für Vorlauf- und Rücklauf-temperatur 80/50 °C sowie für 60/30 °C betrachtet. Im 80/50-Fall wird ein Anteil von 10 % als Warmwasserbedarf definiert, während im 60/30-Fall ein grösserer Anteil von 30 % zur Deckung des Warmwasserbedarfs angenommen wird. Für den Warmwasseranteil wurde ein Tagesprofil aus der VDI 6002 verwendet. Der Raumheizungs-Anteil wurde aus einer linearen Abhängigkeit mit der Aussentemperatur generiert. Weitere Details zur Generierung des Bedarfsprofils finden sich in der Studie des SPF zur Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen (Wärmenetze SG 2017).

In Abbildung 8 werden alle Wärmebedarfsprofile anhand des Verhältnisses zwischen dem kumulierten stündlichen Bedarf und der Maximalleistung dargestellt. Diese stündliche Kumulation ergibt am Ende die Volllaststunden pro Jahr, d.h. wie viele Stunden Volllast benötigt werden, um den gesamten Wärmebedarf zu decken. Man erkennt den stetigen Anstieg der reinen Brauchwarmwasserprofile sowie das Sommerplateau der Raumheizungsprofile. Die beiden Fernwärmeprofile schliesslich decken sowohl Raumheizungsbedarf als auch Warmwasserbedarf und zeigen deshalb über den Sommer einen Anstieg analog zum Brauchwarmwasserbedarfsprofil.

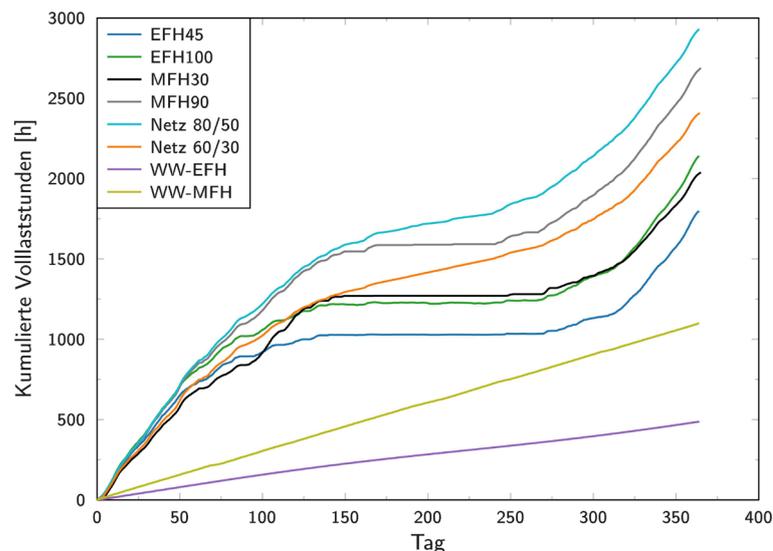


Abbildung 8: Kumulierter stündlicher Wärmebedarf (Volllaststunden) über das Jahr



### 3.1.3 Dynamische Systemsimulation

Es wurden verschiedene Systemkonfigurationen mit unterschiedlichen Wärmeanforderungen simuliert. Die Ergebnisse aller Simulationen sind in Anhang A zusammengefasst und dienen als Input zur Modellierung in Swiss Energyscope in WP2b. Ausgewählte Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt, wobei wir zunächst Standard-Systeme betrachten, die in Europa gut etabliert sind und danach neuere Systeme, die in der Schweiz zunehmend auf Interesse stossen.

Bei den betrachteten Standard-Systemen handelt es sich um reine Warmwassersysteme (WW) sowohl für EFH als auch für MFH, um Kombisysteme, die für EFH oder MFH sowohl Warmwasser also auch Heizwärme bereitstellen, sowie um Fernwärmanlagen. Alle Situationen, in denen Raumwärmebedarf besteht, wurden mit entsprechenden Lastprofilen simuliert. Prozesswärme wurde in diesem Abschnitt nicht gesondert berücksichtigt, da es kein einheitliches Lastprofil für industrielle Prozesswärme gibt und das verfügbare Modell von Swiss Energyscope für den Zweck des Projekts als gut geeignet erachtet wurde.

Die hydraulischen Schemata für alle betrachteten Systeme sind im Anhang zu finden. Das hydraulische Schema der beiden Systeme für reine Warmwasserbereitung, WW-EFH und WW-MFH, ist in Abbildung 1 bzw. Abbildung 3 im Anhang dargestellt. Der Unterschied zwischen den beiden Systemen besteht in der Berücksichtigung der Rezirkulation für das WW, die für MFH obligatorisch ist. Das hydraulische Schema der kombinierten Warmwasserbereitung und Raumheizung WW-Heiz für EFH ist in Abbildung 5 des Anhangs zu sehen. Es ist zu beachten, dass dieses Schema einen einzigen Kombispeicher berücksichtigt. Die Ergebnisse in den folgenden Abschnitten werden anhand der beiden Wärmebedarfe SFH45 und SFH100 dargestellt. Das entsprechende System für MFH findet sich in Abbildung 8 des Anhangs. Der Hauptunterschied zum EFH-Fall besteht darin, dass im MFH zwei unabhängige Speicher sowie die Rezirkulation des Warmwasserkreislaufs berücksichtigt werden.

Das letzte betrachtete Standardsystem ist die solare Fernwärme mit saisonalem Speicher. Die Systemkonfiguration ist in Abbildung 11 des Anhangs dargestellt. Obwohl es in der Schweiz kein einziges solarthermisches Fernwärmesystem mit saisonalem Speicher gibt, ist diese Technologie in Ländern wie Dänemark oder Deutschland verfügbar und etabliert, weshalb sie in die Gruppe der Standardsysteme aufgenommen wurde. Von allen solarthermischen Fernwärmesystemen war das mit saisonaler Speicherung dasjenige, für das im Jahr 2050 ein grösserer Beitrag erwartet wurde. Es wird allerdings auch erwartet, dass eher kleine solarthermische Fernwärmesysteme, die nur wenige Prozent (z.B. 5 %) des jährlichen Bedarfs decken, in den kommenden Jahren aufgrund des hohen Wirkungsgrads und der dadurch erzielbaren niedrigen solaren Wärmegeheimungskosten, zunehmen werden. Grund für die hohen spezifischen Erträge dieser Anlagen ist, dass die Dimensionierung auf die Deckung des Wärmebedarfs im Sommer zielt, ohne dass es zu Stagnation kommt, so dass der gesamte Solarertrag ohne Einschränkung genutzt werden kann.

Neben diesen Standardsystemen wurden zwei eher neuartige Systeme analysiert: zum einen das Solar-Eis-System und zum anderen die Regeneration von Erdsonden mit hybriden thermisch-photovoltaischen (PVT) Kollektoren. Das hydraulische Schema des Solar-Eis- und des Erdsondenregenerationssystems ist in Abbildung 14 bzw. Abbildung 17 des Anhangs dargestellt. Diese beiden Systeme werden in dem Abschnitt über neuartige Systeme behandelt.



## Jahresergebnisse

Die Simulationsergebnisse werden in Abhängigkeit von der Kollektorfläche, normiert mit dem jährlichen Wärmebedarf in MWh dargestellt. Diese Normierung der Kollektorfläche wird verwendet, um alle Simulationen miteinander vergleichen zu können, auch wenn sie einen grossen Bereich von 4 m<sup>2</sup> bis 15'000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche umfassen. Typischerweise haben realisierte Anlagen eine Grösse von etwa 1 m<sup>2</sup>/MWh bis 2 m<sup>2</sup>/MWh.

Abbildung 9 zeigt den jährlichen spezifischen Kollektorsertrag in Abhängigkeit von der normierten Kollektorfläche. Es wird deutlich, dass die spezifische Wärmeabgabe pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche umso geringer ist, je grösser die Kollektorfläche ist. Man kann sich leicht vorstellen, dass ein System mit einer sehr kleinen Kollektorfläche im Verhältnis zum Wärmebedarf häufiger in Betrieb ist. Auf der anderen Seite wird ein sehr grosses System den Speicher schnell aufladen und muss abgeschaltet werden, bis der Speicher durch den Bedarf entladen ist. So kann man sich auch leicht vorstellen, dass diese Kurven von der Speichergrösse abhängen.

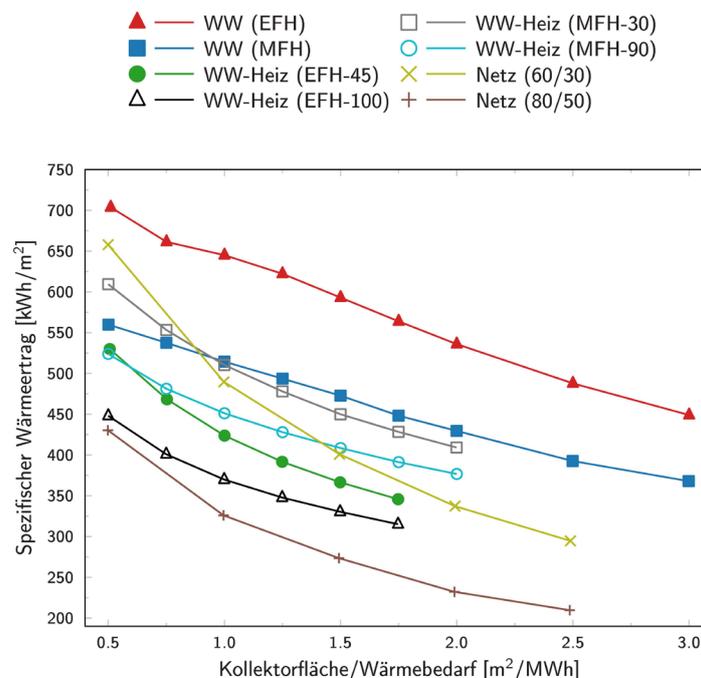


Abbildung 9 Spezifischer Wärmeertrag in Abhängigkeit der Kollektorfläche

Grundsätzlich wurde für die Speichergrösse im EFH und MFH ein Wert von 75 l pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche verwendet. Im Wärmenetz wird aufgrund des saisonalen Bedarfs ein deutlich grösserer Wert von 1'000 l pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche verwendet.

Abbildung 10 zeigt den jährlichen Solaranteil an der Deckung des Wärmebedarfs in Abhängigkeit der normierten Kollektorfläche. Es wird deutlich, dass für grosse Solaranteile die Kurven nicht linear sind. Bei einem linearen Modell, wie es in Swiss Energyscope (WP2b) verwendet wird, muss dies beachtet werden. Der solare Anteil kann für die Auswahl typischer Systeme verwendet werden. Zum Beispiel ist es für Warmwasseranwendungen sehr üblich, eine Kollektorfläche zu verwenden, die 60% des Warmwasserbedarfs abdeckt. Bei Kombisystemen, in denen Raumheizung enthalten ist, liegt der solare Anteil typischerweise im Bereich von 30-40 %.

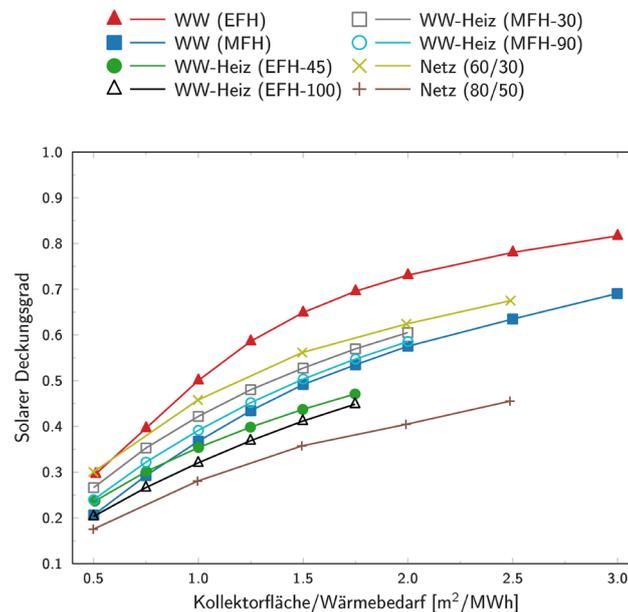


Abbildung 10: Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit der Kollektorfläche

Abbildung 11 zeigt die solaren Wärmegestehungskosten für alle Systeme. Um mit anderen Technologien vergleichbar zu sein, wurden die Kosten mit und ohne Berücksichtigung der Speicherkosten dargestellt (beim Wärmenetz nur inklusive des Speichers). Bei der Berechnung von Wärmegestehungskosten sind wichtige Randbedingungen der angenommene Zinssatz (hier 1%) und die Lebensdauer bzw. Abschreibungszeit für die Investition, die hier mit 30a angenommen wurde.

Es ist zu erkennen, dass unter diesen Randbedingungen die Gestehungskosten für Solarwärme eine grosse Bandbreite haben. In Wärmenetzen werden Wärmegestehungskosten von unter 5 Rp/kWh erreicht. Solarsysteme, die Teile des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs von MFH abdecken, liegen mit solaren Wärmekosten im Bereich von 10 Rp/kWh. Für die reine Brauchwarmwasserbereitung im MFH, entstehen Kosten von knapp 15 Rp/kWh. Es ist zu beachten, dass dieses System viel zusätzliche Wärme bereitstellen muss, um die Zirkulationsverluste zu decken, aber es hat auch oft einen kalten Teil im unteren Teil des Warmwasserspeichers aufgrund häufigerer Entladung im Vergleich zum EFH-Fall. Das nächstteurere System ist das Kombisystem für das EFH, bei dem sich Kosten im Bereich von 20 Rp/kWh finden. Die höchsten Solarkosten entstehen schliesslich für die reine Warmwasserbereitung im Einfamilienhaus, wo bei typischer Dimensionierung etwa 30 Rp/kWh Wärmegestehungskosten anfallen. Der Hauptgrund dafür ist die nur sehr kleine Kollektorfläche, die benötigt wird, um bereits eine angemessene Deckung des Warmwasserbedarfs zu erreichen, und die dennoch hohen Arbeitskosten für die Installation dieses Systems.

Abbildung 12 zeigt die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der normierten Kollektorfläche. Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten umso geringer sind, je grösser die absolute Fläche ist. Für kleine Systeme wie z.B. zur Warmwasserbereitung für Einfamilienhäuser liegen die Installationskosten im Bereich von 4'000 CHF/m². Bei etwas grösseren Systemen, z. B. für Raumheizung und Brauchwassererwärmung in EFH, liegen die Kosten im Bereich von 2'000 CHF/m². Bei mittleren Systemen für MFH sowohl für reine Warmwasserbereitung als auch für Kombisysteme sinken die spezifischen Installationskosten auf etwa 1'000 CHF/m². Für grosse Systeme wie Fernwärmeverbände reduzieren sich die Installationskosten auf ca. 400 CHF/m².

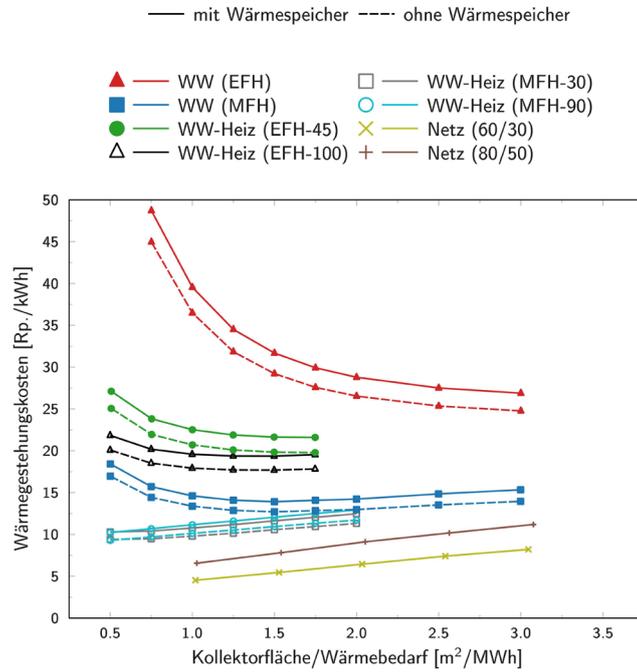


Abbildung 11: Solare Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche

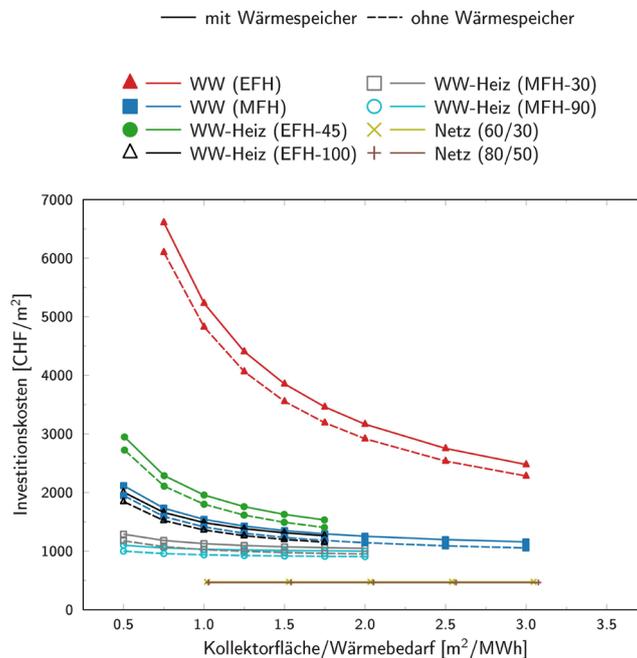


Abbildung 12: Solare Investitionskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche

### Ausgewählte Systeme und Monatsergebnisse

Aus den oben dargestellten Systemdimensionierungen wurden typische Anlagendimensionierungen ausgewählt, die dann für die nachfolgende Analyse in Swiss Energyscope verwendet wurden. Eine Übersicht über die gewählten Systeme ist in Tabelle 3 dargestellt. Es wurden Kollektorflächen



gewählt, wie sie aus Erfahrung typisch sind. Sie liefern einen solaren Deckungsgrad von etwa 60 % für Warmwasseranwendungen und etwa 30-40 % für Kombisysteme. Für Fernwärmeverbände mit einem saisonalen Speicher wurden typische Grössen von Kollektorfläche und Speichervolumen von 1'500 m<sup>2</sup>/MWh und 1,0 m<sup>3</sup> pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche gewählt. Alle spezifischen Kollektorflächen liegen damit im Bereich von 1 m<sup>2</sup>/MWh bis 2 m<sup>2</sup>/MWh.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Standardsysteme.

System	Kollektorfläche		Spez. Speicher- volumen	Solarer Deckungsgrad
	m <sup>2</sup> /MWh	m <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>	-
Warmwasser (EFH)	1.5	3	0.075	0.65
Warmwasser (MFH)	1.5	26	0.075	0.49
Warmwasser und Raumheizung (EFH 45)	1.0	10	0.075	0.35
Warmwasser und Raumheizung (EFH 100)	1.0	19	0.075	0.32
Warmwasser und Raumheizung (MFH 30)	1.0	61	0.075	0.42
Warmwasser und Raumheizung (MFH 90)	1.0	149	0.075	0.39
Fernwärmeverbund (Netz 60/30)	1.5	15'000	1.0	0.54
Fernwärmeverbund (Netz 80/50)	1.5	15'000	1.0	0.35

Der monatliche spezifische Solarertrag ist in Abbildung 13 dargestellt. Das typische erwartete Profil, das im Sommer höheren Solarertrag zeigt, trifft nur für Warmwasseranwendungen zu, da das Warmwasserbedarfsprofil über das Jahr hinweg ziemlich konstant ist. Somit führt die höhere Sonneneinstrahlung im Sommer zu einem höheren spezifischen Wärmeertrag. Dies gilt jedoch nicht für die meisten anderen Fälle, in denen wir im Herbst und Frühjahr höhere Erträge sehen, wenn die Einstrahlung noch gut ist und gleichzeitig Heizbedarf vorhanden ist.

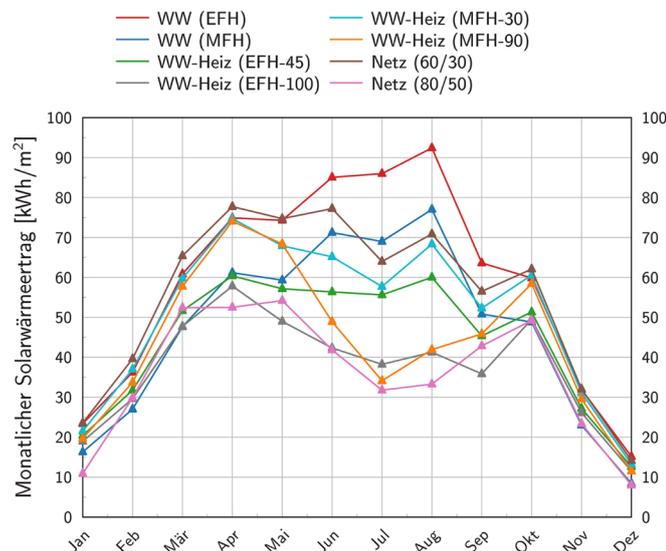


Abbildung 13: Monatlicher spezifischer Solarwärmeertrag

Abbildung 14 zeigt die kumulierten Volllaststunden, das ist stündliche Solarwärme geteilt durch eine nominale Leistung, die wir als konstant zu 700 W/m<sup>2</sup> gesetzt haben, um einen einfachen Vergleich zu ermöglichen. Der letzte y-Wert dieses Diagramms zeigt die Volllast-Äquivalentstunden, d.h. wie viele Stunden das System bei Nennleistung arbeiten müsste, um die gleiche Energiemenge zu liefern. Die Volllaststunden geben eine Vorstellung davon, wie stark die solarthermischen Systeme voneinander abweichen. Die Anlage im Fernwärmeverbund, der mit 80/50 °C betrieben wird, käme nur auf 600



Stunden bei Nennleistung, während ein Warmwassersystem für EFH etwa 1'000 Stunden bei Nennleistung laufen würde.

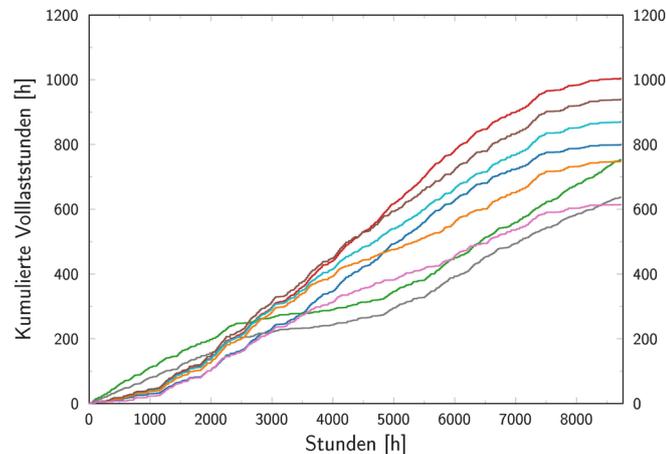


Abbildung 14: Kumulierte stündliche Solarwärme (Legende siehe vorherige Abbildung)

Abbildung 15 zeigt kumulativ die spezifische Solarwärme in Abhängigkeit von der Austrittstemperatur des Kollektors. Der y-Endwert dieses Diagramms ist damit der jeweils gesamte jährliche Wärmeertrag eines Systems. Man erkennt die prinzipielle Tendenz, je weiter die Summenprofile nach links verschoben sind, desto höher ist die gelieferte Wärme aufgrund der längeren Betriebszeit und höheren Effizienz. Man erkennt auch den Unterschied zwischen der Warmwasserbereitung im EFH und im MFH. Das Wärmesummenprofil ist im MFH-Fall zu höheren Temperaturen verschoben, was den Wirkungsgrad und die Betriebsstunden reduziert. Das Gleiche gilt für den Vergleich der Fernwärme-Systeme, wo das Profil im 80/50-Fall im Vergleich zum 60/30-Fall zu höheren Temperaturen verschoben ist.

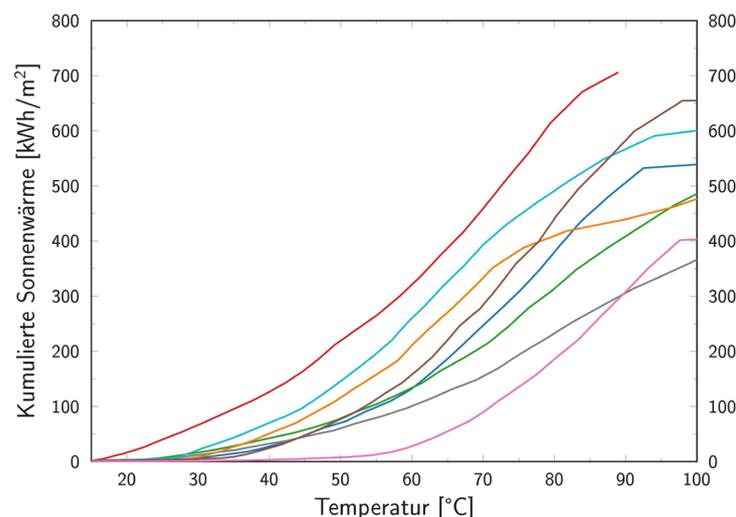


Abbildung 15: Spezifische kumulative Solarwärme (Legende siehe vorherige Abbildung)

### **Solar-Eis-Systeme und solare Erdreich-Regeneration**

Solar-Eis-Anlagen sind eine Alternative zu Luft- und zu Sole-Wärmepumpensystemen und haben das Potenzial, im Hinblick auf den Stromverbrauch effizienter zu sein. Im Gegensatz zu Erdwärmesystemen benötigen Solar-Eis-Anlagen keinen Platz für Bohrungen um das oder unter dem Gebäude.



Solar-Eis-Anlagen sind im Gegensatz zu Luft- und Erdwärmesystemen nicht von Lärm- oder Grundwasserschutzbestimmungen betroffen. Diese Argumente sind ausschlaggebend für die zunehmende Verbreitung dieser Systeme in der Schweiz, obwohl die Installationskosten im Vergleich zu Luft- und Erdwärmepumpensystemen noch höher sind. Im Vergleich zu Erdwärmesystemen bieten Solar-Eis-Anlagen eine Lösung mit ähnlicher oder höherer energetischer Effizienz, ohne dass eine Regenerierung erforderlich ist. Man kann sich ein Solar-Eis-System als vollständig regeneriertes Erdwärmepumpensystem vorstellen, bei dem die Erdsonden durch Solarkollektoren und einen Eisspeicher ersetzt sind. Eine detaillierte Studie über Solar-Eis-Systeme für Mehrfamilienhäuser, die auch das Kühlpotenzial berücksichtigt, findet sich im Abschlussbericht des vom BFE finanzierten Projekts BIG-ICE, das vom SPF durchgeführt wurde (Carbonell 2021).

Die Notwendigkeit zur Regenerierung des Erdreichs wird u.a. in Abschnitt 4.4 diskutiert. Solarwärme ist hierfür eine attraktive Lösung, die gleichzeitig eine Vorwärmung für Warmwasseranwendungen ermöglichen kann. Für die zur Regeneration des Erdreichs benötigten Temperaturen ist es nicht notwendig, abgedeckte Kollektoren zu verwenden. Es gibt daher zwei attraktive Technologien, die hierfür eingesetzt werden: zum einen unverglaste Solarabsorber und zum anderen (unabgedeckte) PVT-Kollektoren.

Das hydraulische Schema für das Solar-Eis-System ist in Abbildung 14 und das für die Erdreichregeneration in Abbildung 17 des Anhangs dargestellt. Der sich ergebende jährliche solare Energieertrag ist in der nachstehenden Abbildung für die Solar-Eis- und Erdreichregeneration dargestellt. Für den Fall von PVT-Kollektoren werden zwei Werte angegeben: einer, der nur den thermischen Teil berücksichtigt (durchgezogene Linien), und einer, der auch den elektrischen Teil einschliesst (gestrichelte Linien). Im Allgemeinen haben Solar-Eis-Anlagen einen höheren solarthermischen Ertrag, aber wenn die Photovoltaik mitberücksichtigt wird, liefert die PVT insgesamt mehr Energie pro  $m^2$  Fläche. Solar-Eis-Anlagen werden hier mit unabgedeckten selektiven Kollektoren berechnet, obwohl aufgrund der in Zukunft zu erwartenden Dachkonkurrenz zwischen Solarthermie und PV auch PVT eine sehr attraktive Lösung für Solar-Eis-Anlagen ist. Die solarthermischen Erträge für den Fall der PVT-Erdreichregeneration liegen im Bereich von  $350 \text{ kWh/m}^2$  bis  $500 \text{ kWh/m}^2$  für Kollektorflächen von  $0,5 \text{ m}^2/\text{MWh}$  bis  $3 \text{ m}^2/\text{MWh}$ . Wenn man den elektrischen Teil hinzurechnet,

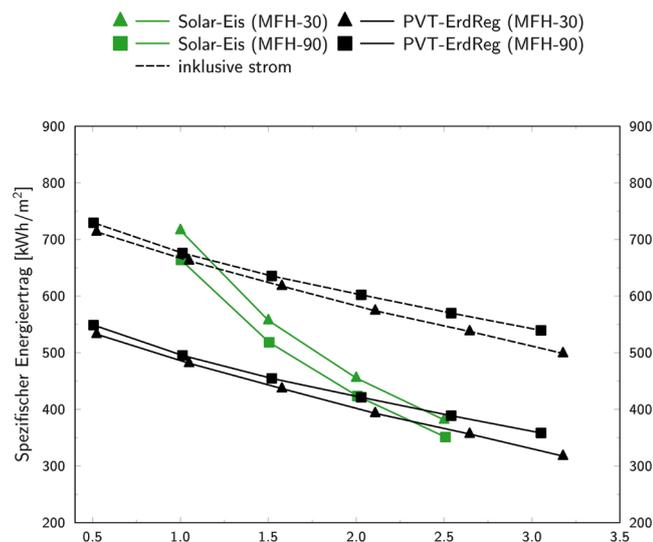


Abbildung 16: Spezifischer Energieertrag von Solar-Eis-Systemen und Erdreichregeneration mit PVT-Kollektoren

erweitert sich der Bereich auf  $550 \text{ kWh/m}^2$  bis  $700 \text{ kWh/m}^2$ . Im Durchschnitt liegt die Stromerzeugung im Bereich von 30 % der von den PVT-Modulen erzeugten Gesamtenergie.



Bei Solar-Eis-Systemen und bei der Erdreichregeneration liegt der solarthermische Ertrag zwischen 350 kWh/m<sup>2</sup> und 750 kWh/m<sup>2</sup>. Der spezifische Ertrag hängt dabei beim Solar-Eis-System deutlich stärker von der Grösse des Kollektorfelds ab als bei der Erdreichregeneration.

Um die für jedes System erforderliche Kollektorfläche zu bestimmen, werden verschiedene Indikatoren verwendet. Für die Solar-Eis-Anlage wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) gemäss Gleichung 2 des Anhangs verwendet. Ein typischer Zielwert für Solar-Eis-Systeme ist JAZ = 4. Für die Erdwärmeerzeugung wird der Regenerationsfaktor verwendet, der definiert ist als die über ein Jahr von den Solarkollektoren an das Erdreich abgegebene Wärme geteilt durch die von den Erdwärmetauschern entnommene Wärme. Eine vollständige Regeneration wird erreicht, wenn der Regenerationsfaktor gleich 1 ist.

Die in Abbildung 17 dargestellte JAZ liegt zwischen 2,5 und 4,7 für Kollektorflächen im Bereich von 1 m<sup>2</sup>/MWh bis 2,5 m<sup>2</sup>/MWh und einem Eisspeicher von 0,4 m<sup>3</sup>/MWh, wobei letzteres das Gesamtvolumen des Speichers darstellt. Der maximal zulässige Eisanteil wurde auf 0.8 festgelegt. Für den Fall mit einer Kollektorfläche von 2 m<sup>2</sup>/MWh liegt die JAZ bei 4 und der spezifische Solarertrag im Bereich von 460 kWh/m<sup>2</sup>.

Der Regenerationsfaktor ist in der rechten Grafik der Abbildung 17 dargestellt und liegt zwischen 0.2 und 1.2 für Kollektorflächen im Bereich von 0.5 m<sup>2</sup>/MWh bis 3 m<sup>2</sup>/MWh. Eine vollständige Regeneration von 1 wird bei einer Kollektorfläche von etwa 3 m<sup>2</sup>/MWh und 2 m<sup>2</sup>/MWh für MFH30 bzw. MFH90 erreicht. Für den Fall der vollständigen Regeneration liegen die solaren Wärmeerträge im Bereich von 330 kWh/m<sup>2</sup> und 450 kWh/m<sup>2</sup> für MFH30 bzw. MFH90. Bezieht man auch den elektrischen Input mit ein, steigen die solaren Gewinne auf 500 kWh/m<sup>2</sup> und 640 kWh/m<sup>2</sup> für MFH30 und MFH90 für den Fall der vollständigen Regeneration.

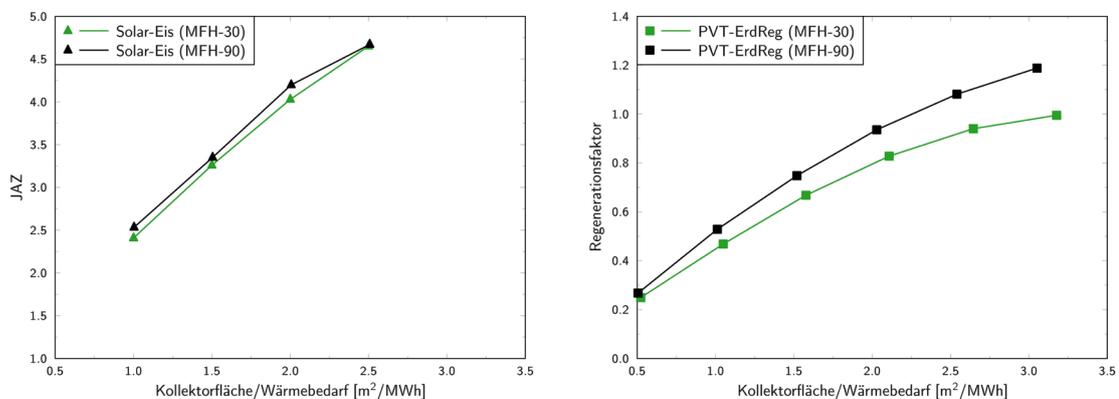


Abbildung 17: JAZ (links) für Solar-Eis-Systeme und Regenerationsfaktor (rechts) für die Erdreichregeneration mit PVT

Die Wärmegestehungskosten von Solar-Eis- und PVT-Erdreichregenerationssystemen sind in der linken Grafik von Abbildung 18 dargestellt. Beide Systeme nutzen thermische Kollektoren und einen Langzeit Wärmespeicher, d.h. einen Eisspeicher im Falle von Solar-Eis und einen Erdreichspeicher im Falle der PVT-Erdreichregeneration. Die Wärmekosten von Solar-Eis-Systemen mit 2 m<sup>2</sup>/MWh, die eine JAZ von 4 erreichen, betragen etwa 13-14 Rp./kWh inklusive dem Eisspeicher. Der Fall der vollständigen Regeneration wird mit 3 m<sup>2</sup>/MWh für MFH-30 und 2,25 m<sup>2</sup>/MWh für MFH-90 erreicht. Bei dieser Auslegung ergeben sich Wärmekosten von 23 Rp./kWh für die MFH-30 und 19 Rp./kWh für die MFH-90. Die Kosten einschliesslich des Erdspeichers liegen zwischen 6 Rp./kWh und 10 Rp./kWh höher als beim Solar-Eis-System. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass PVT-Kollektoren teurer sind als die in Solar-Eis-Systemen verwendeten ungedeckten Absorber und dass sie zusätzlich Strom liefern. In Abschnitt 1.4.3 des Anhangs sind Kosten für PVT-Kollektoren mit einem Unsicherheitsbereich zwischen 1'000 CHF/m<sup>2</sup> und 1'500 CHF/m<sup>2</sup> angegeben, während die Kosten für



die nicht abgedeckten Kollektoren mit 860 CHF/m<sup>2</sup> angesetzt werden. Die Energiegestehungskosten mit PVT, die auch den Stromanteil enthalten, sind rechts in Abbildung 18 dargestellt. Sie sind dann deutlich niedriger, bei etwa 8 bis 9 Rp./kWh, was das System attraktiver macht. Bei der Berechnung der Kosten wurde jedoch optimistisch davon ausgegangen, dass der gesamte Strom im System genutzt werden kann (100% Eigenverbrauch).

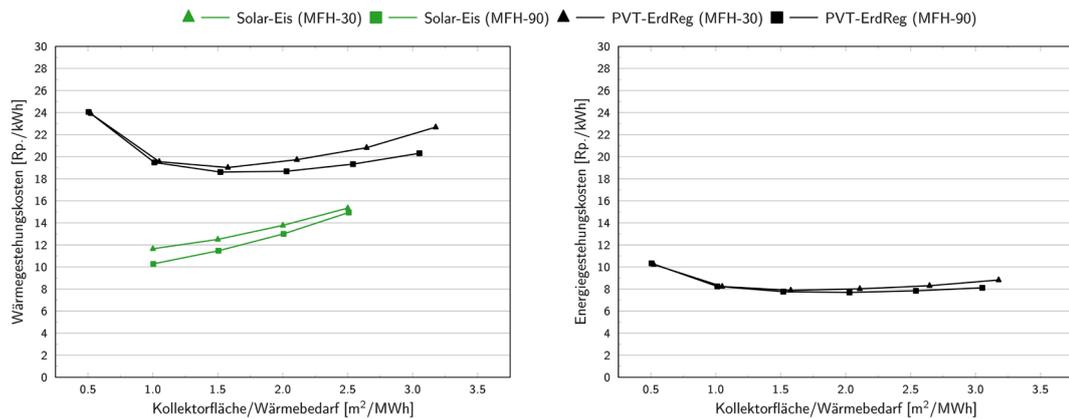


Abbildung 18: Links: Wärmegestehungskosten für Solar-Eis- und PVT Erdreichregenerationssysteme. Rechts: Energiegestehungskosten des PVT Systems (Strom und Wärme)

In Abbildung 19 ist die kumuliert gelieferte Energie in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt. Mit diesem Diagramm lässt sich erklären, warum solarthermische Kollektoren in Solar-Eis-Anlagen einen hohen Wirkungsgrad haben. Etwa 13 % der Energie wird unter 0 °C geliefert, wo die Solarkollektoren ihre Wärme direkt an den Verdampfer der Wärmepumpe liefern. Etwa 25 % der Energie wird zwischen 0 °C und 10 °C direkt an den Eisspeicher geliefert. Das heisst, dass die solarthermischen Kollektoren in Solar-Eis-Systemen 38 % der Energie unter 10 °C liefern und dadurch in einem Bereich in dem ihre Effizienz besonders hoch ist. Auch bei der Regeneration des Erdreichs arbeiten die thermischen Kollektoren bei relativ niedrigen Temperaturen und damit mit hohem Wirkungsgrad. Im Vergleich zum Eisspeicher ist das Erdreich bei vergleichsweise konstanter Temperatur, der Grossteil der Energie wird also in einem engen Temperaturbereich geliefert.

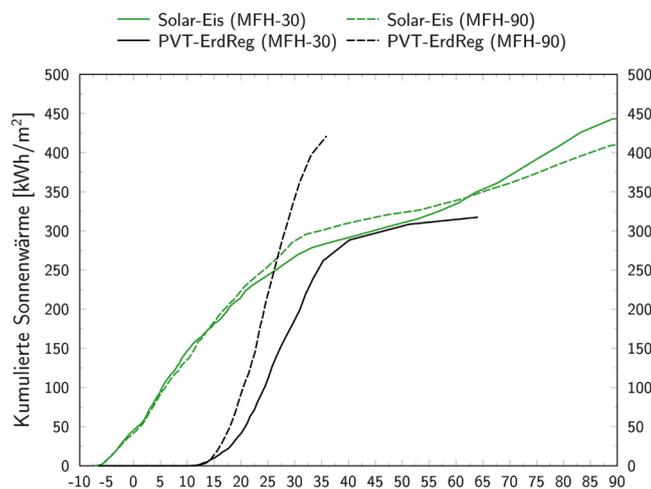


Abbildung 19: Kumulierte Solarwärme in Solar-Eis-Systemen und zur Erdreichregeneration



## 3.2 Aktivitäten in WP2b

### 3.2.1 Einleitung

Swiss Energyscope (SES) ist ein Energiesystemmodell, dessen ursprüngliche Version an der EPFL entwickelt wurde. Seit 2017 wird das Modell an der ETH weiterentwickelt und kommt innerhalb von SolTherm2050 zum Einsatz. SES optimiert gleichzeitig das Design und den Betrieb eines Energiesystems hinsichtlich der Gesamtkosten, also der Summe aus annualisierten Investitionskosten und Betriebskosten (z.B. Brennstoffe). Der Betrieb betrachtet ein Jahr mit üblicherweise 24 typischen Tagen bei einer stündlichen Auflösung. SES berücksichtigt das gesamte Energiesystem, also Strom, Wärme und Mobilität.

Die Arbeit in SolTherm2050 ist eng mit der Joint Activity Scenarios & Modelling (JASM, [www.sccer-jasm.ch](http://www.sccer-jasm.ch)) verknüpft. Im JASM Projekt arbeiteten eine Reihe von Modellierungsteams aus den SCCER zusammen, um Netto-Null-Szenarien für die Schweiz 2050 zu entwickeln. Das Projekt wurde Ende 2020 abgeschlossen, die komplette Dokumentation ist auf [www.sccer-jasm.ch](http://www.sccer-jasm.ch) erhältlich.

Der Vorteil dieser Verknüpfung ist folgender:

- Alle Randbedingungen, hinsichtlich Bevölkerungswachstum, Klima, Energieverbrauch, Technologiekosten, usw. konnten komplett übernommen werden. Dies wäre in einem begrenzten Projekt wie SolTherm nicht möglich gewesen.
- Die Wechselwirkung der Solarthermie mit anderen Technologien, die nicht Gegenstand von SolTherm waren, konnte direkt betrachtet werden, so z.B. im Falle der Tiefengeothermie und der Wärmepumpen.
- Durch Einbettung in JASM – inklusive der Berichterstattung gegenüber BFE und anderen interessierten Parteien – kann das Thema Solarthermie breiter gestreut werden.

Eine Beschreibung des SES-Modells und der vollständigen JASM-Ergebnisse findet sich bei Marcucci et al. (2021) bzw. Guidati et al. (2021).

### 3.2.2 Abbildung der Solarthermie in Swiss Energyscope

Der Wärmeverbrauch für Warmwasser und Raumwärme wird mithilfe von je sechs Archetypen für Ein- / Mehrfamilienhäuser (DEC) und Wärmenetze (DHN) beschrieben. Tabelle 2 zeigt die Verfügbarkeit bestimmter Technologien für die 12 Archetypen. DEC1 beschreibt dabei eine Wärmepumpe mit Erdsondenfeld. Hier kann die Solarthermie zur Regeneration des Erdsondenfelds eingesetzt werden. Da eine solche Regeneration nicht explizit in WP2a modelliert wurde, wurde vereinfacht angenommen, dass die technischen Charakteristika (Kosten, Zeitreihen der Solarerzeugung) die Gleichen sind wie bei einem kombinierten Warmwasser-/Heizungssystem. Weiter ist DEC2 eine Luft-Wasser Wärmepumpe, DEC3 ein Solar-Eis System mit einem Eisspeicher und einer Wärmepumpe. Die Archetypen DEC4 bis DEC6 verwenden Gas, Heizöl und Holz.

Bei den Wärmenetzen beschreibt DHN1 den klassischen Fall einer KVA, DHN3 eine Holzheizzentrale und DHN5 eine Grosswärmepumpe, die Wärme aus einem See oder Fluss zieht. DHN6 ist der Fall eine tiefen Geothermie Anlage, die Wärme direkt auf Nutzniveau liefert. In jedem Fall wird die Solarthermie als Option angeboten, ob und in welchem Masse sie eingesetzt wird, entscheidet der zugrundeliegende Optimierer.

Der Wärmeverbrauch für industrielle Prozesse (inklusive der CO<sub>2</sub> Abscheidung) wird über insgesamt 10 Archetypen abgebildet, Tabelle 4 zeigt wieder die Zuordnung bestimmter Technologien. Drei der Archetypen decken dabei den Niedertemperaturbereich (MTH, < 150 °C) ab, drei weitere die hohen Temperaturen (HTH, > 150 °C). Weiter werden die CO<sub>2</sub> Abscheideprozess an verschiedenen Anlagentypen betrachtet (Zementwerke, KVA, GTCC), hier fällt ebenfalls ein Wärmebedarf < 150 °C an. Solarthermie wird allen Niedertemperatur-Archetypen als Option angeboten.



Die detaillierten Systemsimulationen in WP2a betrachteten konkrete Fälle für die optimale Einbindung der Solarthermie in Ein-/Mehrfamilienhäuser und Wärmenetze. Diese wurden für die Verwendung in SES weiter abstrahiert. So ist zum Beispiel der Output einer Solaranlage in einer Systemsimulation mit TRNSYS das Ergebnis einer optimierten Betriebsweise, inklusive einer möglichen Abregelung und der Bewirtschaftung eines Wärmespeichers. Da in SES sowohl die Grösse einer Solaranlage als auch die eines Wärmespeichers vom Optimierer frei gewählt werden kann, wurde von WP2a ein idealisiertes stündliches Erzeugungsprofil übernommen, dass sich im Falle einer sehr kleinen Kollektorfläche ergeben würde, bei der keine Abregelung nötig ist. Weiterhin wurden von WP2a die Kostenannahmen für Solaranlagen und Speicher übernommen, und die stündlichen Wärmeverbrauchsprofile für Warmwasser und Raumwärme. Industrieprozesse wurden in WP2a nicht betrachtet. Für SES wurden dabei die gleichen idealisierten Erzeugungsprofile und die Kosten für grosse Solaranlagen übernommen. Verbrauchsprofile wurden vom JASM Projekt übernommen.

Tabelle 4: Archetypen für die Wärmeversorgung (WW und Raumwärme) von EFH/MFH und Wärmenetzen.

Archetype	DHN1	DHN2	DHN3	DHN4	DHN5	DHN6	DEC1	DEC2	DEC3	DEC4	DEC5	DEC6
Wood CHP plant	x											
Waste CHP plant	x											
CH4 boiler	x									x		
H2 boiler	x											
LFO boiler	x										x	
CH4/H2 CHP plant		x										
Wood boiler			x									x
Biogas motor				x								
Water heat pump					x				x			
Air heat pump								x				
Ground heat pump							x					
Electric heater					x		x	x	x			
Geothermal						x						
Solar thermal	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Daily storage							x	x	x	x	x	x
Seasonal storage	x	x	x	x	x	x	x		x			

Tabelle 5: Archetypen für die Wärmeversorgung von Industrieprozessen.

Archetype	Medium temperature			High temperature			CO <sub>2</sub> separation			
	MTH1	MTH2	MTH3	HTH1	HTH2	HTH3 (Cement)	GTCC	KVA	Cement	Gasi/Ref
Gas/liquid boiler				x						
Solid fuel boiler					x	x				
Gas/liquid CHP	x						x			x
Solid fuel CHP		x						x		
Geothermal			x					x	x	x
Solar thermal	x	x	x					x	x	x
Electric heater	x	x	x	x						
Heat storage	x	x	x	x			x	x	x	x



### 3.2.3 Ergebnisse der Grundszenarien

Ein wichtiger Aspekt der Analyse mit SES war die Betrachtung der Unsicherheiten, einerseits derjenigen, die nicht beeinflusst werden können (Bevölkerungswachstum, Klimaveränderung, Technologiekosten, usw.), andererseits derjenigen, die wir beeinflussen können, wie z.B. die Integration mit Europa hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Speicherung und die Einstellung zu neuen Technologien innerhalb der Schweiz. Aus den letzten beiden Dimensionen wurde eine 2 x 2 Matrix von Szenariovarianten gebildet. Die anderen Unsicherheiten wurden über eine Monte Carlo Variation abgedeckt. Schliesslich wurde das Modell verwendet, um verschiedene CO<sub>2</sub>-Ziele anzufahren, von +20 Mt/a bis hinunter zum niedrigsten Wert, der erreicht werden kann. Da wir in SES nur den Energiesektor (inklusive der Zementemissionen) betrachten, müssen die Emissionen tatsächlich auf ca. -4 bis -8 Mt/a abgesenkt werden, um insgesamt Netto-null zu erreichen.

Market integration	Technology development	
	Conservative	Progressive
No CO <sub>2</sub> storage	Yesterday	Revolution
With CO <sub>2</sub> storage	Come together	Imagine

Abbildung 20 zeigt typische Ergebnisse dieser Analyse, konkret die Gesamtstromerzeugung, die Menge an gespeichertem CO<sub>2</sub>, die Gesamtsystemkosten und die marginalen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Wesentliche Erkenntnisse sind, dass das Netto-Null Ziel (markiert durch den grauen Bereich) nur mit CO<sub>2</sub>-Speicherung erreicht werden kann. Ausserdem wird die Stromerzeugung deutlich steigen, vor allem wegen der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität.

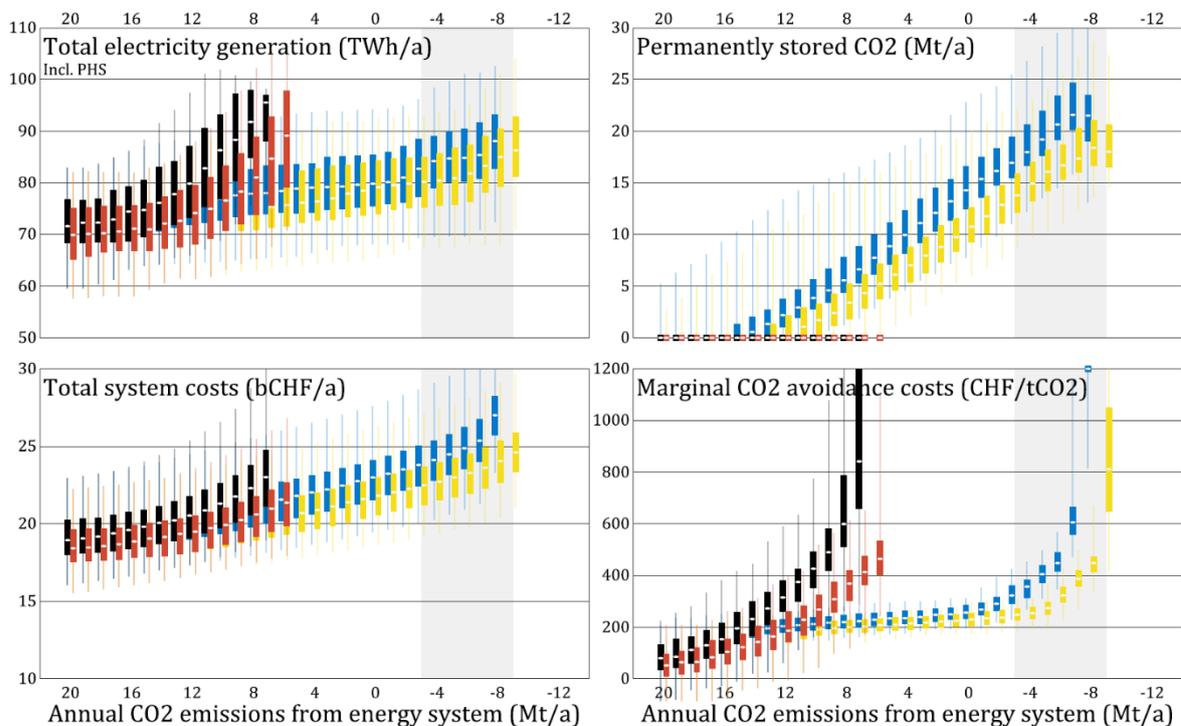


Abbildung 20: Ausgewählte Ergebnisse der Analyse mit Swiss Energyscope; die Farben stehen für die vier Grundszenarien, das CO<sub>2</sub>-Ziel verringert sich von links nach rechts, und die Monte Carlo Variation der unsicheren Variablen wird über Box-Plots dargestellt (Minimum, 25% Quartile, Median, 75% Quartile, Maximum)



Abbildung 21 zeigt die resultierenden Wärmemengen aus Solarthermie für verschiedene Anwendungen und die vier Grundszenarien. Ca. 5 TWh/a werden in Ein- und Mehrfamilienhäusern für Warmwasser und Raumwärme eingesetzt. Dies erfolgt immer in Kombination mit einer weiteren Wärmequelle, z.B. einer Holzheizung, einer fossilen Gasheizung, oder eine Erdsondenwärmepumpe. Im letzten Fall wird auch Solarwärme zur Regeneration eingesetzt. Solarthermie wird nie mit Luft-Wasser-Wärmepumpen kombiniert. Der Grund ist, dass in den anderen Fällen immer ein begrenztes Gut zum Einsatz kommt, das durch Solarthermie gespart werden kann (Biomasse, Gas, Erdwärme). Dahingegen ist der Strom, welcher für eine Luft-Wärmepumpe im Sommer – wenn die Solarthermie ihren Beitrag leistet – benötigt wird, im Überfluss vorhanden.

In Wärmenetzen kommt Solarthermie in den Grundszenarien kaum zum Einsatz. Wie im nachfolgenden Abschnitt 3.2.4 näher betrachtet, hängt dies allerdings stark von den Annahmen zu alternativen Wärmequellen ab. Bei Industrieprozessen findet sich die Solarthermie nur für die Technologie-konservativen Szenarien, in denen vor allem die Geothermie nicht verfügbar ist (siehe nächster Abschnitt). Zusammenfassend kann man sagen, dass die Solarthermie im Bereich der negativen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die für Netto-Null nötig sind, einen Beitrag zwischen 5 und 10 TWh/a leistet.

Interessant ist ein Vergleich der installierten Kapazität mit den Ergebnissen aus TRNSYS Simulationen in WP2a. Abbildung 22 zeigt die Kenngrösse Kollektorfläche über Wärmebedarf (m<sup>2</sup>/MWh) für EFH/MFH im Falle von Öl/Gasheizungen, Holzheizungen und Solar-Eis-Systemen, dazu der Fall der industriellen Wärme von CHP (combined heat and power, dt. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) Anlagen.

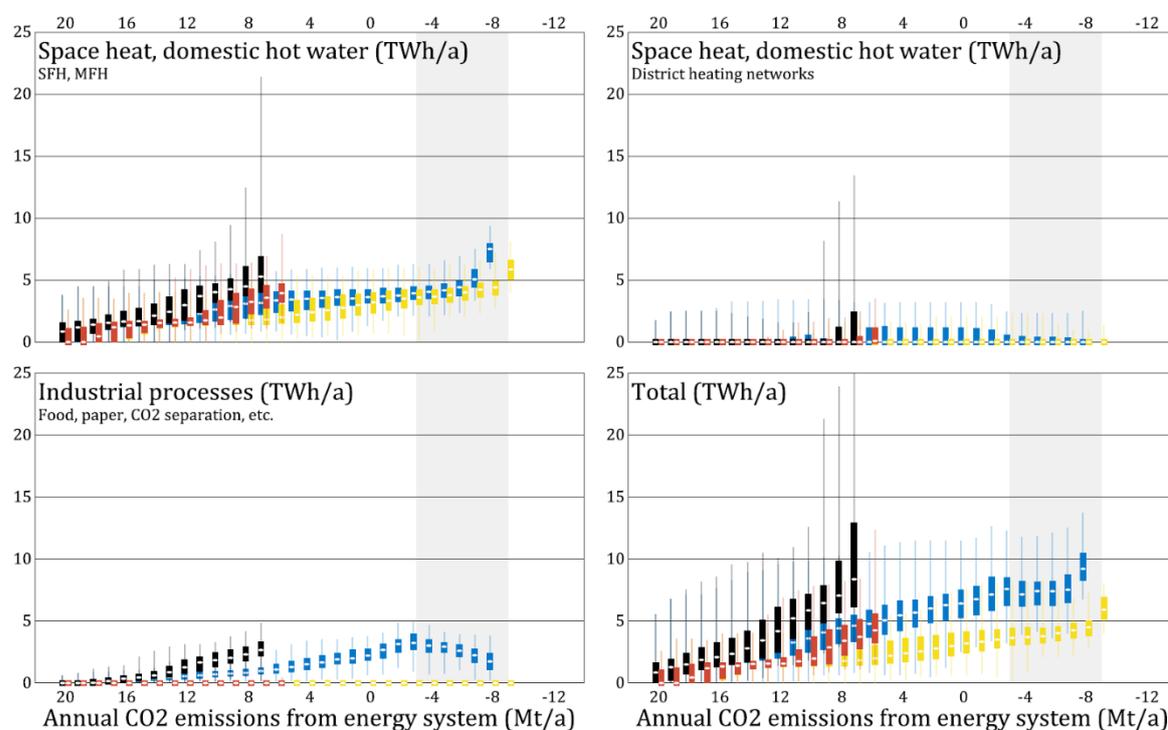


Abbildung 21: Einsatz der Solarthermie für verschiedene Anwendungen für die vier Grundszenarien.

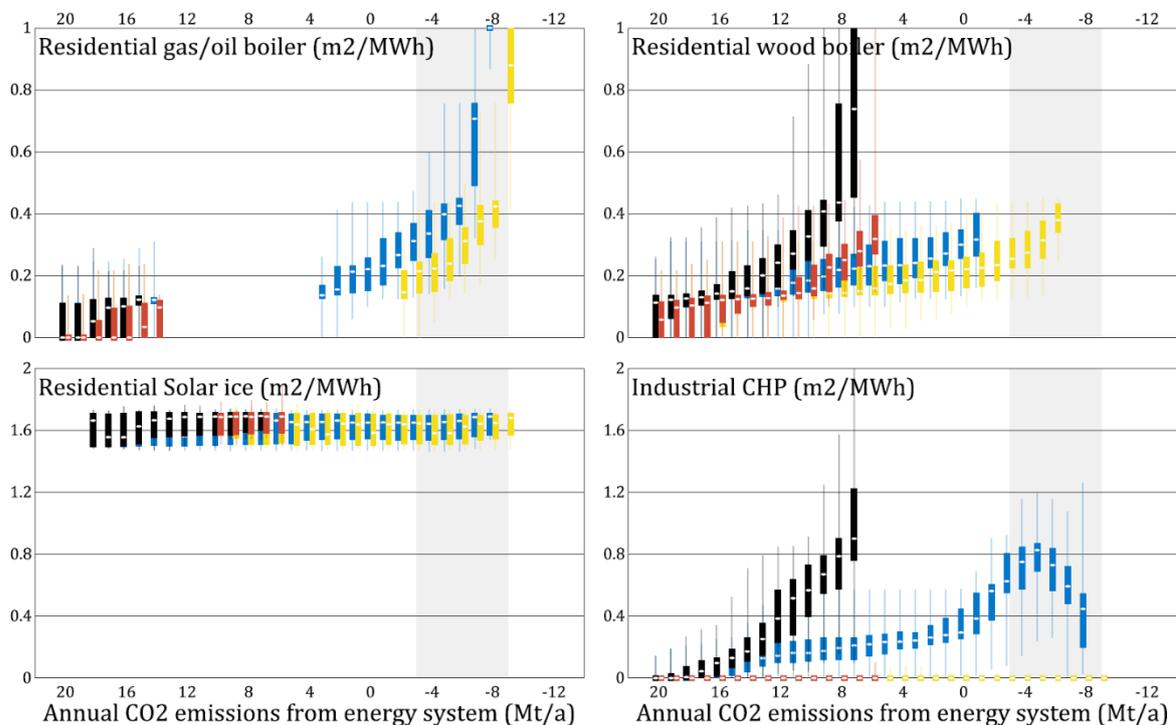


Abbildung 22: Installierte Kollektorfläche für ausgewählte Archetypen.

Tendenziell ist die installierte Kollektorfläche mit 0.2-0.4 m<sup>2</sup>/MWh im niedrigen Bereich, die Optimierung zielt also auf eine moderate Einsparung von primärem Brennstoff bei möglichst geringer Abregelung der solaren Erzeugung, die bei einer grösseren installierten Fläche unvermeidbar wäre. Bei Solar-Eis Systemen ist sie deutlich höher im Bereich, der auch bei TRNSYS gewählt wird. Dies ist nicht überraschend, da in diesem Fall die Solarthermie die einzige primäre Energiequelle darstellt. Im Fall der industriellen Wärme ist die installierte Fläche ebenfalls höher als in EFH/MFH, da der über das Jahr gleichmässiger Wärmebedarf günstiger für die Solarthermie ist.

Insgesamt ergibt sich ein uneinheitliches Bild für die Nutzung der Solarthermie in einem Netto-Null Szenario. Daher werden im nächsten Abschnitt eine Reihe von Abhängigkeiten und Sensitivitäten näher betrachtet.

### 3.2.4 Abhängigkeiten und Sensitivitäten

#### **Geothermie**

Am auffälligsten in Abbildung 21 ist der Unterschied zwischen den Technologie-konservativen und progressiven Szenariovarianten im Bereich der industriellen Wärme. Der massgebende Unterschied ist dabei die Verfügbarkeit von Wärme aus Tiefengeothermie. Wir nehmen an, dass bis 2050 10 TWh/a erschlossen werden können. Sind diese verfügbar (im Szenario „Revolution“ und „Imagine“), verdrängt sie die Solarthermie.

Um dies zu testen wurden zwei weitere Varianten untersucht, „Imagine“ ohne Geothermie und „Come together“ mit Geothermie. Wie Abbildung 23 zeigt, ist im Bereich der Industriewärme tatsächlich die Geothermie der entscheidende Unterschied: „Imagine“ ohne Geothermie verhält sich wie „Come together“, „Come together“ mit Geothermie wie „Imagine“.

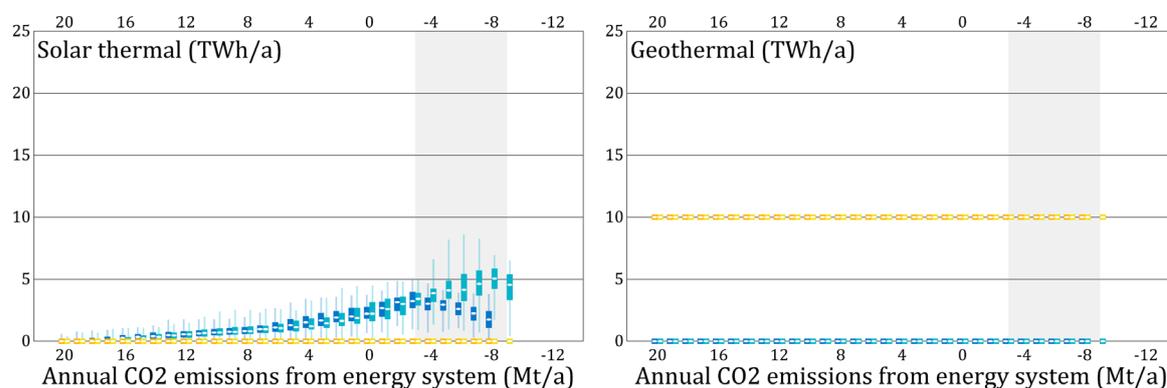


Abbildung 23: Variation der „Come together“ und „Imagine“ Szenarien; Einfluss der Verfügbarkeit der Geothermie auf die Verwendung der Solarthermie für Industriewärme.

Geothermie und Solarthermie unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht: Geothermie ist grundlastfähig und hat einen geringen Platzbedarf, allerdings ist ihre Erschliessung mit Risiken verbunden, vor allem hinsichtlich der Fündigkeit erschliessbarer Reservoire und der möglichen induzierten Seismizität. Dazu regeneriert sich ein geothermisches Reservoir nicht allein aus dem geothermischen Fluss aus dem Erdinneren, es kann sich also innerhalb weniger Jahrzehnte erschöpfen. Die Solarthermie hingegen leidet unter den üblichen Nachteilen jeder solaren Technologie, sie ist nicht in der Nacht und nur wenig im Winter verfügbar, benötigt daher Wärmespeicher, und hat einen hohen Platzbedarf. Demgegenüber steht der Vorteil, dass sie eine verfügbare Technologie ist, die heute schon eingesetzt werden kann. In Wirklichkeit werden Solar- und Geothermie je nach Standort koexistieren oder sich sogar ergänzen, indem Solarthermie eingesetzt wird, um ein geothermisches Reservoir im Sommer zu regenerieren.

#### Wärmepumpen in EFH/MFH

Bei der Definition der Szenarien für SES wurde angenommen, dass Wärmepumpen nicht den kompletten Bedarf bei Ein- und Mehrfamilienhäusern decken können. Einer der Gründe kann die mangelnde technische Voraussetzung sein, z.B. eine schlechte Isolation, keine Unterbodenheizung, etc. Dabei wurde die Grenze bei 70% gesetzt. Ausserdem wurde angenommen, dass innerhalb der Wärmepumpen nur 50% von Luft-Wasser-Wärmepumpen geliefert werden kann. Gründe hierfür sind z.B. Lärmemissionen. Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse für ausgewählte Kennzahlen, wenn diese Beschränkungen komplett aufgegeben werden. In diesem Fall übernimmt die Luft-Wasser-Wärmepumpe – trotz ihrer geringeren Effizienz – einen Grossteil der Wärmeversorgung, und die Solarthermie verschwindet vollständig aus dem Erzeugungsmix. Eine weitere Einflussgrösse ist die Verfügbarkeit von freier Anergie für Erdsondenfelder. Wir nehmen hier an, dass 5 TWh/a zur Verfügung stehen, alles darüber hinaus muss erst durch aktive Regeneration zur Verfügung gestellt werden. Das Ergebnis zeigt Abbildung 25. Wenn keine freie Anergie zur Verfügung steht, nimmt vor allem der Anteil von Solar-Eis Systemen stark zu. Regeneration findet in diesem Szenario nicht statt, Grund dafür sind die angenommenen Kosten von Solar-Eis Systemen, die hier einen Vorteil bieten. Tatsächlich wird sich solare Regeneration von Erdsondenfeldern aber für existierende Anlagen anbieten, dies wird in SES aber nicht betrachtet.

#### Wärmepumpen in Wärmenetzen

Ein zunächst überraschendes Ergebnis ist der verschwindend geringe Anteil der Solarthermie in Wärmenetzen. Da die Anlagen deutlich grösser sind, sind auch die angenommenen Kosten tiefer als bei EFH/MFH. Der Grund für diesen scheinbaren Widerspruch ist die Verfügbarkeit alternativer Technologien. Hier wurde angenommen, dass Wärmenetze einerseits aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) bedient werden, andererseits durch Grosswärmepumpen, die Wärme aus Flüssen und Seen ziehen. Für letztere wurde eine Obergrenze von 10 TWh/a angenommen.

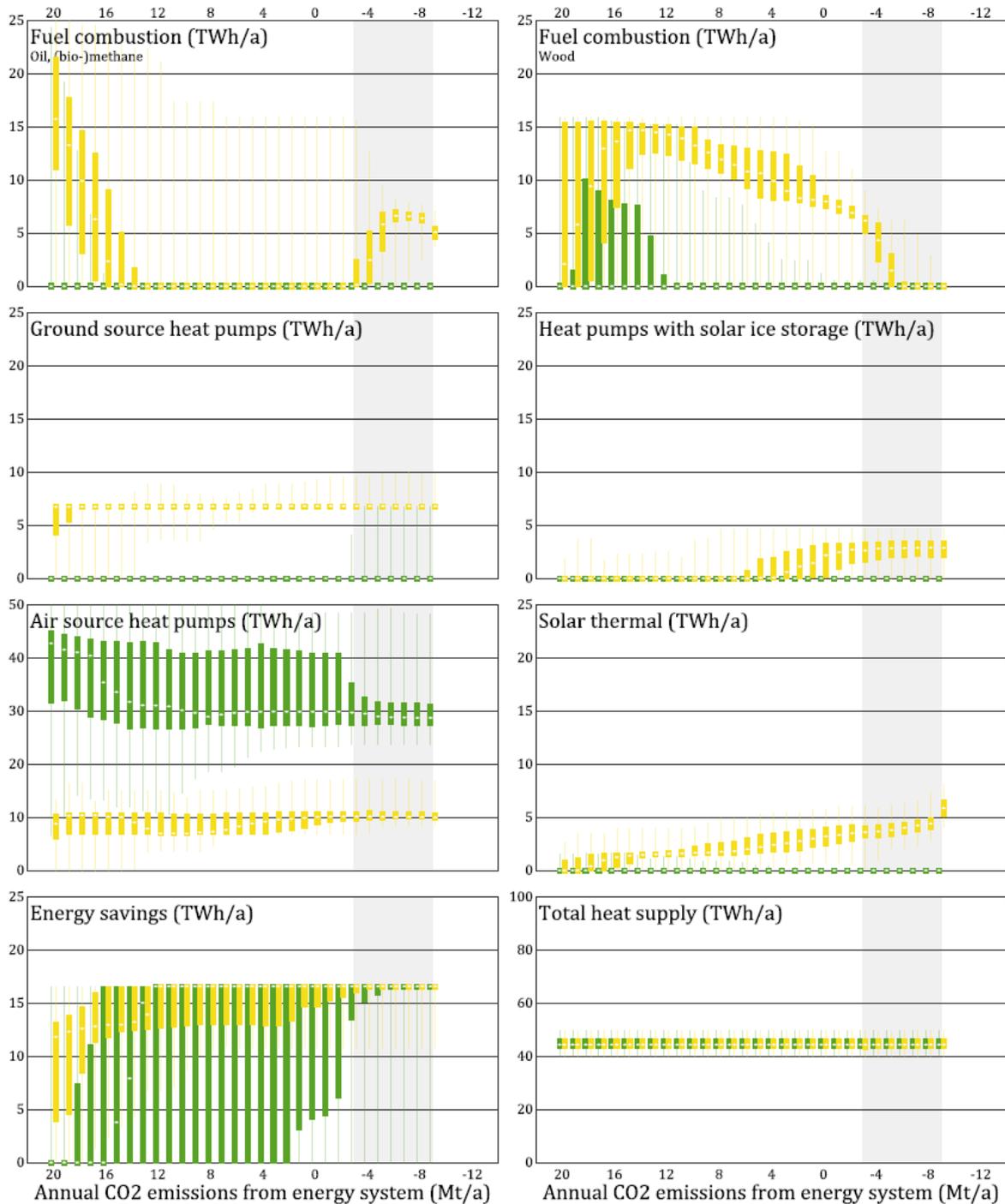


Abbildung 24: Variation des "Imagine" Szenarios; Aufhebung sämtlicher Limits für Wärmepumpen in EFH/MFH.

Nun zeigt sich, dass diese beiden Technologien ausreichend sind, um den Bedarf von Wärmenetzen zu decken, die Solarthermie ist also nicht nötig. Nimmt man an, dass keine Energie aus Flüssen und Seen verfügbar ist, steigt der Anteil der Solarthermie für Wärmenetze dagegen markant an (siehe Abbildung 26).

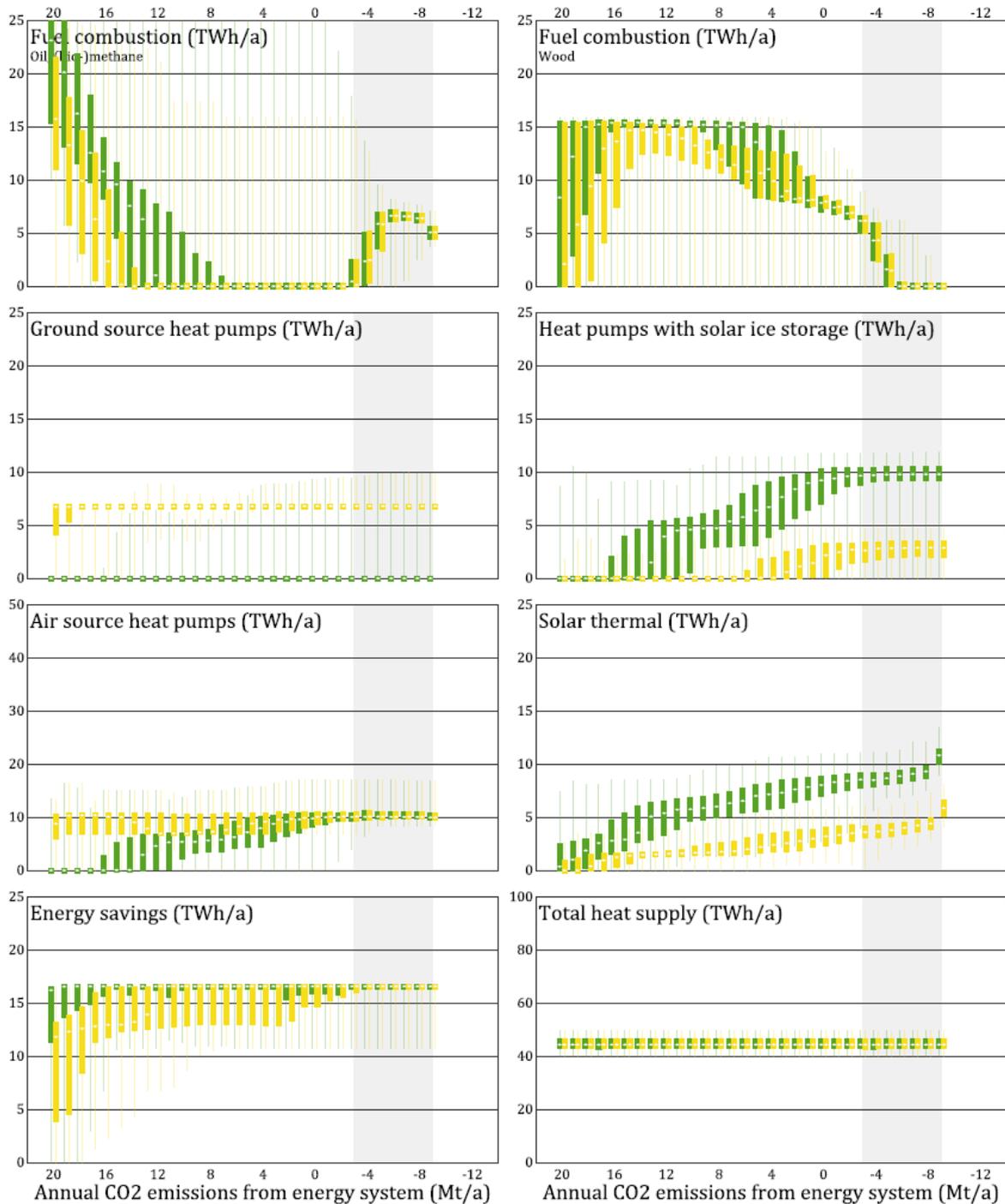


Abbildung 25: Variation des "Imagine" Szenarios; keine Verfügbarkeit von Anergie in Erdsondenfeldern für EFH/MFH.

Abhängigkeiten und Sensitivitäten können einfach im Modell studiert werden, indem man Annahmen verändert. In Wirklichkeit stellt sich nicht die Frage, ob Wärmepumpen 100% der Wärme liefern können, oder ob die Anergie in Erdsondenfeldern und Flüssen & Seen entweder verfügbar oder überhaupt nicht verfügbar ist. Die hier vorgestellten Erkenntnisse zeigen nur die Zusammenhänge. Ob in einem konkreten Fall vor Ort die Solarthermie zum Zuge kommt, hängt davon ab, welche Alternativen zur Verfügung stehen.

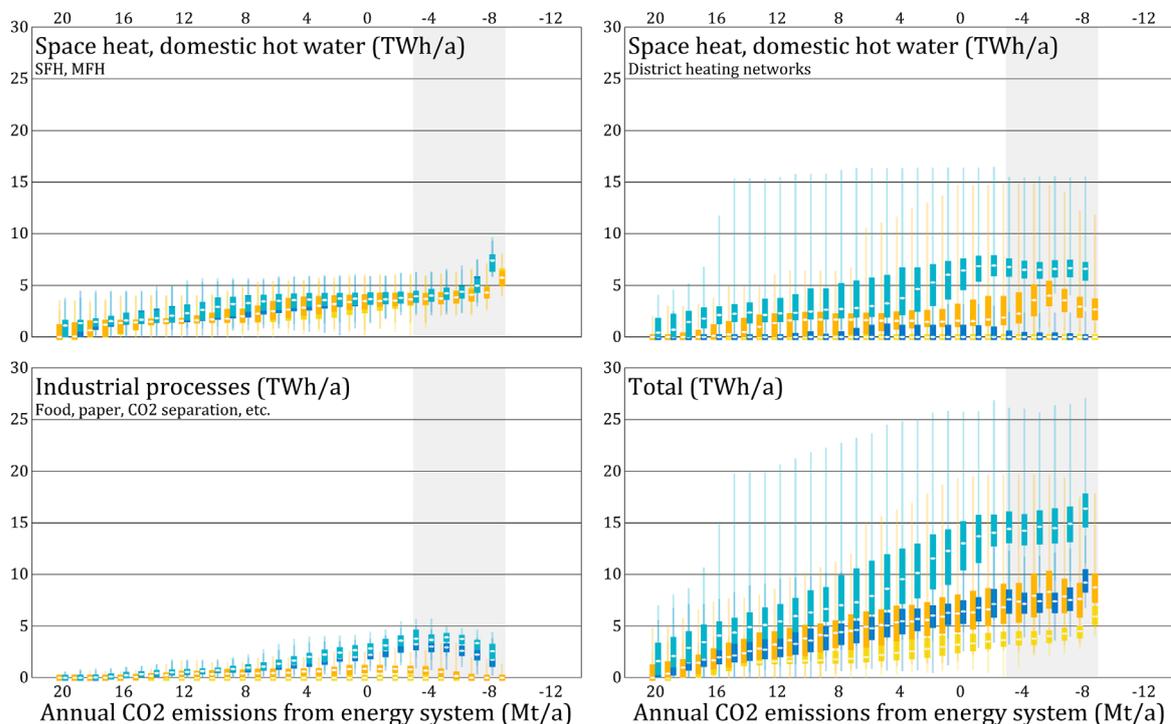


Abbildung 26: Variation der "Imagine" und "Come together" Szenarien; Einfluss der Verfügbarkeit von Anergie aus Flüssen und Seen für Grosswärmepumpen in Wärmenetzen (Imagine ohne Anergie, Come together ohne Anergie).

### 3.2.5 Gesamtkosten

Die bisher vorgestellte Analyse zeigt, dass die Solarthermie einen Platz in einem zukünftigen Netto-Null Szenario hat, und welche Abhängigkeiten mit anderen Technologien existieren. Abschliessend soll noch betrachtet werden, welche Veränderungen sich ergäben, wenn die Solarthermie überhaupt nicht verfügbar wäre. Das Ergebnis zeigt Abbildung 27 und Abbildung 28 für die gleichen Kennzahlen, die auch schon in Abbildung 20 betrachtet wurden. Man kann sehen, dass die nicht-Verfügbarkeit der Solarthermie im Zielbereich der negativen Emissionen in jedem Fall eine leichte Erhöhung des Strombedarfs, der zu speichernden CO<sub>2</sub>-Menge und der totalen und marginalen Kosten zur Folge hat.

### 3.2.6 Zusammenfassung

Die Szenario-Analyse mit Swiss Energyscope kann hinsichtlich der Solarthermie wie folgt zusammengefasst werden. Solarthermie kommt immer dann zum Einsatz, wenn eine begrenzte Ressource eingespart werden kann, z.B. Gas, Holz oder die Anergie in Erdsondenfeldern. Die installierte Kapazität ist eher gering im Bereich von 0.2 bis 0.4 Quadratmeter Kollektorfläche pro MWh Wärmebedarf für EFH/MFH und etwas höher für industrielle Prozesse, die eine bessere Auslastung über das Jahr ermöglichen. Die Solarthermie steht in Konkurrenz zu anderen Technologien und Ressourcen. Sie kommt bei industrieller Wärme nicht zum Einsatz, wenn die Tiefengeothermie verfügbar ist. Gleiches gilt für EFH/MFH, wenn man annimmt, dass die komplette Wärme von Wärmepumpen geliefert werden kann. Solarthermie kommt auch nicht in Wärmenetzen zum Zuge, wenn ausreichende Wärmequellen (Flüsse und Seen) für Grosswärmepumpen zur Verfügung stehen. Diese Abhängigkeiten können in einem Modell einfach betrachtet werden, sie erlauben jedoch keine absoluten und abschliessenden Aussagen über die Erfolgsaussichten der Solarthermie. Diese müssen im konkreten Fall vor Ort betrachtet werden. Betrachtet man Netto-Null Szenarien, in denen die Solarthermie überhaupt nicht eingesetzt wird, zeigt sich, dass in diesem Fall die Gesamtkosten des Energiesystems in der Grössenordnung mehrerer 100 Millionen CHF pro Jahr steigen.

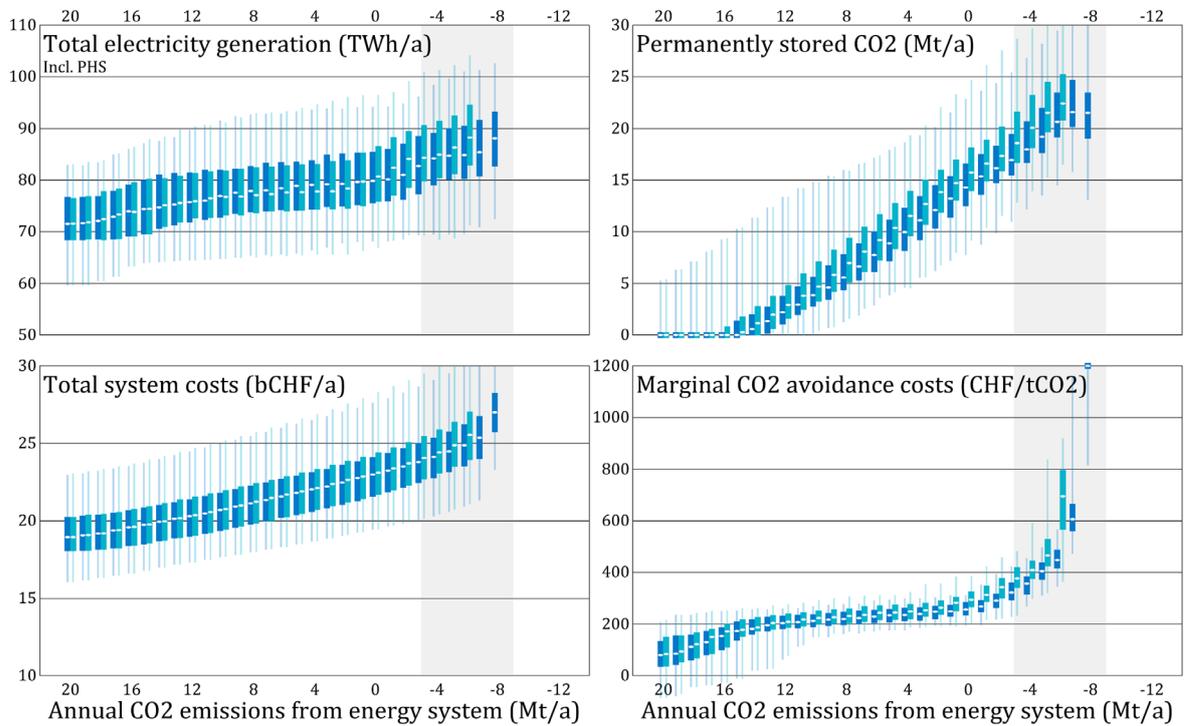


Abbildung 27: Variation des "Come together" Szenarios: Annahme, dass keine Solarthermie zur Verfügung steht.

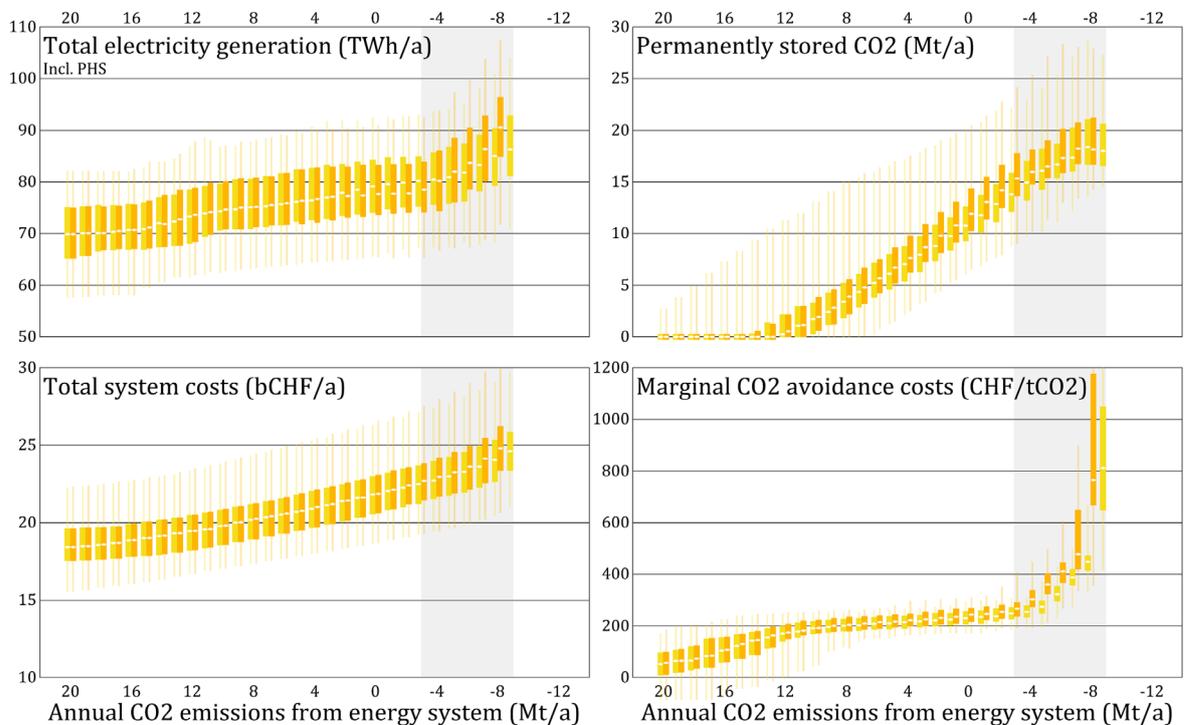


Abbildung 28: Variation des "Imagine" Szenarios; Annahme, dass keine Solarthermie zur Verfügung steht.

Solarthermie ist keine essenzielle Technologie, ohne die das Netto-Null Ziel nicht erreicht werden kann. Essenzielle Technologien in diesem Sinne sind die CO<sub>2</sub> Abscheidung und Speicherung oder auch die solare Photovoltaik. Solarthermie kann jedoch einen positiven Beitrag leisten.



## 4 Ergebnisse und Diskussion: Fokus Transformation

### 4.1 Einleitung

Solarwärme und Wärmespeicherung werden im heutigen Energiesystem wenig eingesetzt. 2019 wurde weniger als 1% des Schweizer Wärmebedarfs durch Solarwärme produziert (Swissolar, 2020). Die Verkäufe von Sonnenkollektoren sind bis 2009 stark gestiegen, danach aber stagniert und seit 2012 stark gesunken (siehe Abbildung 29). Damit ist das vorhandene Potenzial für Solarwärme zum jetzigen Zeitpunkt nicht annähernd genutzt, denn die Solarwärme könnte rund 20% der Wärmenachfrage decken (BFE, 2013; Gutschner und Nowak, 2012, TEP, 2020). Dies zeigt, dass es für die Nutzung von Solarwärme als Wärmequelle Hemmnisse gibt, die eine stärkere Verbreitung verhindern.

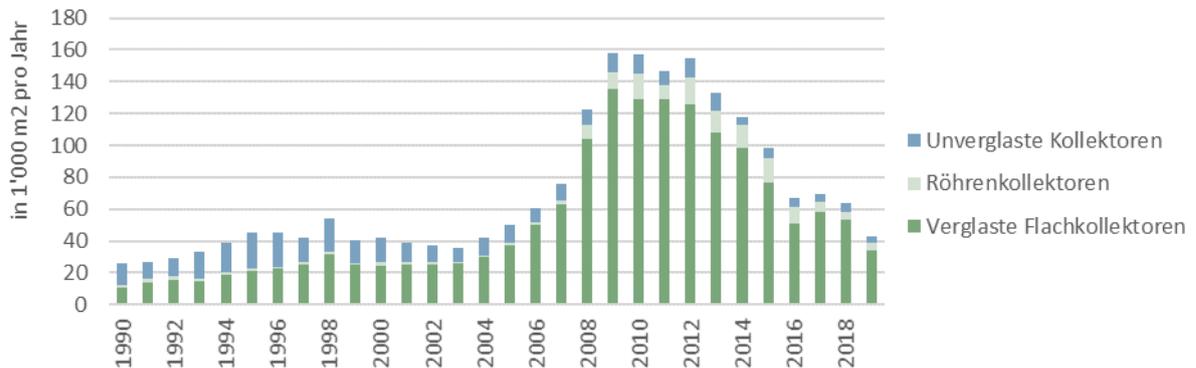


Abbildung 29: Verkaufte Quadratmeter Sonnenkollektoren (Swissolar, 2020b)

Das Ziel der folgenden drei Kapitel ist, die Hemmnisse für eine vermehrte Verbreitung der Solarwärme zu beleuchten. Zuerst wird in Kapitel 4.2 eine allgemeine Übersicht über vorhandene Hemmnisse gegeben, danach werden zwei Anwendungsgebiete der Solarwärme vertieft betrachtet. Als erste Vertiefung wurden die Hemmnisse für Solarwärme in Wärmeverbunden gewählt. Insbesondere Holzwärmeverbunde lassen sich sehr gut mit Solarwärme kombinieren, in der Schweiz wird diese Möglichkeit heute jedoch erst vereinzelt genutzt (BFE, 2017a, Hangartner, 2020). Kapitel 4.3 führt Gründe für die fehlende Umsetzung dieser Technologieanwendung auf und vergleicht diese mit erfolgreich umgesetzten Projekten im Ausland. Die zweite Vertiefung betrachtet die Hemmnisse für Solarwärme zur Regeneration von Erdsonden. Mit verbreiteter Nutzung von Erdwärmesonden steigt das Risiko der Unterkühlung, dem mit Regeneration entgegengewirkt werden kann. Die Regeneration mit Solarwärme ist eine mögliche Option und deren Anwendung und die möglichen Hemmnisse werden in Kapitel 4.4 näher betrachtet.

### 4.2 Allgemeine Hemmnisse Solarwärme

#### 4.2.1 Einleitung und Methode

Die Literatur zeigt, dass eine breite Palette an Hemmnissen der Nutzung von Solarwärme-Anlagen im Weg stehen können. Eine Umfrage des Bundesamtes für Energie (BFE, 2015) bei Eigentümern von Einfamilienhäusern im März 2015 zu Solarenergie zeigte beispielsweise, dass von sieben vorgegebenen Faktoren die Investitionskosten als häufigstes Hemmnis genannt wurde. Andere



Gründe wie der falsche Zeitpunkt, die fehlende Eignung des Gebäudes oder die fehlende Ausgereiftheit der Technologie wurden jedoch auch als Hemmnisse genannt (siehe Abbildung 30).

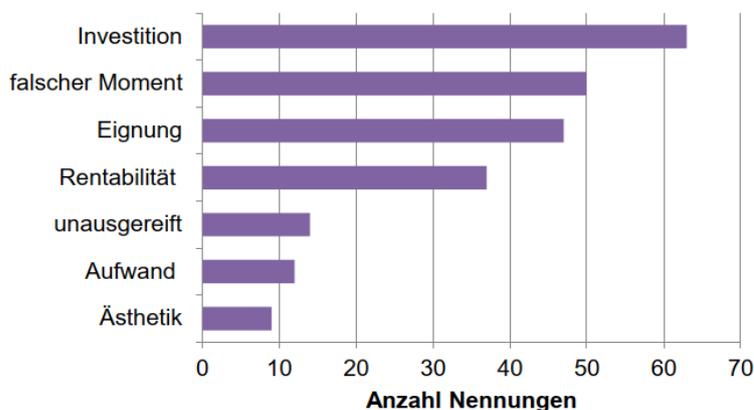


Abbildung 30: Umfrage unter Eigentümern von Einfamilienhäusern zu Hemmnissen bei Solaranlagen (BFE, 2015)

Die möglichen Hemmnisse für die Nutzung von Solarwärme wurden mithilfe einer Literaturrecherche zusammengetragen und durch Fachkenntnisse und Erfahrungen der beteiligten Projektpartner (EBP, HSLU und Swissolar) ergänzt. Zudem wurden die Teilnehmenden in der ersten Sitzung mit der Begleitgruppe des Projektes (21. Januar 2020) zu ihrem Eindruck bezüglich vorhandener Hemmnisse für die Solarwärme befragt.

Die so gesammelten Hemmnisse wurden in vier Kategorien unterteilt: rechtliche, technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Hemmnisse. Um den Praxisbezug zu gewährleisten und weiteres Fachwissen abzuholen, wurde die Liste der möglichen Hemmnisse in einem Workshop mit der gemeinsamen Kommission Solarwärme Technik von Swissolar, suissetec und Gebäude Klima Schweiz (10. Juni 2020) diskutiert und verfeinert, sind letztendlich aber subjektive Expertenmeinung.

Tabelle 6 zeigt eine Übersicht der möglichen Hemmnisse, die in den folgenden Abschnitten genauer erläutert werden. Nicht alle aufgeführten Elemente wirken tatsächlich als Hemmnis. Bei einigen Elementen haben die Literaturrecherche und die Befragung in der Kommissionssitzung ergeben, dass sie die Solarwärme weder positiv noch negativ beeinflussen oder sogar einen positiven Einfluss haben und somit als Anreize dienen.

Tabelle 6: Übersicht über mögliche Hemmnisse für Solarwärme-Anlagen. Legende:

(-): Elemente, die als Hemmnis wirken

(+): Elemente, die als Anreiz wirken;

(0): Elemente, die gleichzeitig als Hemmnis und Anreiz wirken oder die neutral sind.

Aspekte	Mögliche Elemente	Aspekte	Mögliche Elemente
rechtlich und regulatorisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Energierecht (+)</li> <li>— CO<sub>2</sub>-Gesetz (0)</li> <li>— Raumplanungsgesetz (-)</li> <li>— Steuergesetzgebung (+)</li> <li>— Mietrecht (0)</li> </ul>	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Hohe Kosten (-)</li> <li>— Mangel an Fachkräften (-)</li> </ul>
technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Komplexität der Technologie (-)</li> <li>— Grosser Platzbedarf für Speicherung (-)</li> <li>— Unpassendes Produktionsprofil (-)</li> <li>— Zusatztechnologie (-)</li> <li>— Technisches Image von Solaranlagen (0)</li> </ul>	gesellschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Fehlende Akzeptanz in Politik und Gesellschaft (0)</li> <li>— Investitionskosten als Basis für Kaufentscheide (-)</li> </ul>



## 4.2.2 Rechtliche und regulatorische Hemmnisse

### **Energierecht**

Gemäss Bundesverfassung sind vor allem die Kantone für Massnahmen, die den Verbrauch von Energie in Gebäuden betreffen, zuständig (Art. 89 Abs. 4 BV). Daher sind für die Solarwärme die kantonalen Energiegesetze relevanter als das nationale Energiegesetz. Die kantonalen Vorschriften sind aufgrund der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (sogenannte MuKE) in vielen Kantonen einigermaßen harmonisiert. Die Vorschriften für den Einsatz erneuerbarer Energie bei Neubauten setzen einen Anreiz auch für die Solarwärme (Art. 1.20 bis 1.22 im Modul D gemäss MuKE 2009, Art. 1.23 bis 1.25 im Modul D gemäss MuKE 2014). Die neu geplante Vorschrift für einen Anteil erneuerbarer Energie beim Ersatz fossiler Heizungen (neues Modul F der MuKE 2014) setzt im Markt einen starken Anreiz für die erneuerbaren Energien. Die ersten Erfahrungen mit der Vorschrift im Kanton Luzern zeigen jedoch, dass viele Eigentümer andere Lösungen wählen (vor allem Wärmepumpen) und vorhandene Fördergelder für die Solarwärme nicht ausgeschöpft werden.

Die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien erfolgt in den Kantonen nach einheitlichen Grundprinzipien mit Investitionsbeiträgen. Als Basis dient hier das harmonisierte Fördermodell der Kantone (BFE und EnFK, 2016). Mit Ausnahme der Kantone Zürich, Aargau und Zug gibt es in allen Kantonen eine Förderung der Solarwärme gemäss HFM 2015 (Swissolar, 2020a). Der Anteil der Förderung an den Investitionskosten liegt meist in vergleichbarer Höhe mit der Einmalvergütung für die Photovoltaik (Bericht des Bundesrates, 2015). Damit besteht ein wichtiger Anreiz für den Einsatz der Solarwärme.

Im Detail unterscheiden sich die Vorschriften und die Höhe und Bedingungen der Förderung in den Kantonen (Minder, 2016). Die Unterschiede führen zu Zusatzaufwänden für die Planer und Installateure, die in mehreren Kantonen arbeiten und sind somit ein Hemmnis. Dieser Umstand ist allerdings auch bei anderen Technologien zu beobachten (Minder, 2016).

Das Energierecht stellt grösstenteils kein Hemmnis für die Solarwärme dar, sondern setzt über die kantonalen Vorschriften und Förderung von erneuerbaren Energien wichtige Anreize für den Einsatz von Solarwärme-Anlagen.

### **CO<sub>2</sub>-Gesetz**

Das aktuelle CO<sub>2</sub>-Gesetz enthält indirekte Anreize für die Solarwärme wie beispielsweise eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe. Diese erhöht die Kosten von fossilen Energieträgern und damit den Wert einer Einsparung mittels Solarwärme. Es bestehen heute keine relevanten Hemmnisse beim CO<sub>2</sub>-Gesetz.

In der vom Stimmvolk abgelehnten Totalrevision waren neu ab 2023 schweizweit maximale CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Gebäude vorgesehen, welche im Rhythmus von fünf Jahren gesenkt werden sollen. Diese hätte einen sehr starken Anreiz für erneuerbare Energien dargestellt. Der Anreiz explizit für die Solarwärme ist in den ersten Jahren am höchsten, da Heizungen mit fossilen Energieträgern die Grenzwerte mit dem Einsatz von Solarwärme einhalten können. Bei strengeren Werten besteht dann jedoch stärkerer Anreiz auf Systeme umzustellen, welche den gesamten Wärmebedarf erneuerbar decken können.

### **Raumplanungsgesetz**

Mit der Revision des Raumplanungsgesetz zu Beginn des Jahres 2014 brauchen Solaranlagen ausserhalb geschützter Bereiche auf *Dächern* in Bau- und Landwirtschaftszonen grundsätzlich keine Baubewilligung mehr, es reicht ein vereinfachtes Meldeverfahren. Ausserdem gehen die Interessen an der Nutzung von Solarenergie gegenüber ästhetischen Anliegen vor (RPG Art. 18a). Damit wurden bestehende Hemmnisse wie Verbote und aufwändige Verfahren reduziert.

Es bestehen jedoch immer noch Hemmnisse, so ist es beispielsweise kaum möglich landwirtschaftliche Flächen für *freistehende* Solarwärme-Anlagen zu nutzen, ohne dass diese umgezont werden müssen (Jäger, 2021). Ein Bau von Freiflächenanlagen auf Bauland ist sehr teuer



und kommt somit meist nicht in Frage. Besonders für die Anwendung von Solarwärme bei Fernwärmenetzen und für Prozesswärmeanwendungen spielt das eine grosse Rolle, da grosse Solarthermie-Flächen benötigt werden. Aufgeständerte Anlagen auf Flachdächern sind zudem in den meisten Kantonen weiterhin bewilligungspflichtig, ebenso Anlagen an Fassaden.

### ***Steuergesetzgebung***

Über die Steuergesetzgebung werden heute Anreize für energetische Massnahmen gesetzt, sowohl bei der Bundessteuer als auch bei den direkten Steuern der Kantone und Gemeinden (Bundesgesetz über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden, SR 642.14 Art. 9). So können energetische Massnahmen wie Solarwärme-Anlagen zu 100 Prozent vom Einkommen abgezogen werden, seit 2020 sogar über 2 Jahre nach der Investition. Eine Ausnahme bildet dabei der Kanton Luzern, wo ein solcher Abzug bei den Kantonssteuern nicht möglich ist. Damit stellt die Steuergesetzgebung kein Hemmnis für die Solarwärme dar, sondern einen Anreiz.

### ***Mietrecht***

Im Mietverhältnis besteht das sogenannte Mieter-Vermieter-Dilemma. Die Investitionen für die Solarwärme trägt der Vermieter, von der Kostenreduktion durch die tieferen Brennstoffkosten profitieren jedoch die Mieter. Das Mietrecht sieht jedoch als Anreiz für erneuerbare Energien vor, dass Investitionen des Vermieters in erneuerbare Energien nicht als werterhaltend, sondern als wertvermehrend geltend und damit auf den Mieter überwälzt werden können (Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen, VMWG, SR 221.213.11). Damit wurde in diesem Bereich ein wichtiges Hemmnis beseitigt. Seitens Vermieter besteht dadurch nun zwar kein Hemmnis mehr, es besteht jedoch auch kein direkter Anreiz, den Aufwand für die Planung und Installation auf sich zu nehmen. Wenn die Solaranlage hingegen Teil einer Gesamtanierung ist, so gilt die allgemeine Regelung, wonach nur 50-70 % der Investitionen als wertvermehrend auf die Mieter überwälzt werden können (Art. 14 Abs. 1 VMWG).

### ***Weitere Hemmnisse***

Von Branchenkennern wird der zunehmende administrative Aufwand für Förderung und Bewilligung von Solaranlagen genannt, welcher als abschreckend gewertet wird (Workshop Kommissionssitzung Swissolar, 10. Juni 2020).

Ein weiteres Hemmnis können die Reglemente von Energieversorgungsunternehmen sein. Als Betreiber von Wärmenetzen möchten sie den Wärmeabsatz maximieren. Dies kann dazu führen, dass die Installation von Solarwärme bei einer angeschlossenen Liegenschaft nicht gerne gesehen wird und lokale Förderbeiträge verwehrt werden.



#### 4.2.3 Technische Hemmnisse

##### **Komplexität der Technologie**

Nach der Jahrtausendwende wurde im Markt anekdotisch von Anlagen berichtet, die aufgrund von mangelhafter Installation sehr schlecht oder gar nicht liefen. Da die produzierte Wärme oft unbekannt ist, weil Anlagen in der Regel nicht mit einem Zähler ausgerüstet sind, wurde eine grosse Dunkelziffer von schlecht installierten Anlagen befürchtet. Aus diesem Grund wurden im Auftrag des Bundesamtes für Energie im Jahr 2016 insgesamt 1'151 Solarwärme-Anlagen überprüft. Die Überprüfung vor Ort ergab, dass nur ein sehr kleiner Anteil von 1% der Anlagen nicht funktionstüchtig war (BFE, 2016). Bei 28% der Anlagen wurde Handlungsbedarf nachgewiesen und bei weiteren 47% Verbesserungspotenzial aufgezeigt. Oft hängt dies mit Anforderungen an die Isolation, die Hydraulik und mit der Komplexität der Steuerung zusammen. Die genannten Mängel sind in der Branche bereits bekannt. Die Studie zeigte zusammenfassend, dass zwar kaum Anlagen gar nicht laufen, aber doch Handlungsbedarf und viel Verbesserungspotenzial besteht.

Nicht nur die Steuerung des Systems, sondern auch dessen Integration in bereits bestehende Heizungssysteme ist schwierig. Zusätzlich können Überhitzungsprobleme entstehen, beispielsweise aufgrund von überdimensionierten Anlagen. Insgesamt braucht es für die Installation von Solarwärme Berufskennnisse in vier verschiedenen Bereichen (Sanitär- und Heizungsinstallateur, Dachdecker und Spengler). Insbesondere auch im Vergleich zu Photovoltaik ist Solarwärme in der Regel deutlich komplexer. Mit der Einführung der Validierten Leistungsgarantie (VLG, Voraussetzung für kantonale Förderbeiträge) wurde ein wichtiger Schritt zur korrekten Dimensionierung von Anlagen und damit zur Vermeidung von Fehlfunktionen unternommen.

##### **Grosser Platzbedarf für Speicherung**

Die Grösse von Solarwärme-Anlagen richtet sich nach dem Wärmebedarf. Während bei der Photovoltaik als Konkurrentin für Dachflächen überschüssige Energie über Netzeinspeisung einfach abgeführt werden kann, kann die Überproduktion der Wärme nur genutzt werden, wenn auch ausreichend Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Für eine langfristige Speicherung (über Wochen, oder gar Monate) fehlt gerade bei bestehenden Bauten oftmals der nötige Platz. Bisher nutzen erst wenige Wärmenetze Solarwärme zur Wärmebereitstellung, aber auch da stellt sich die Frage nach dem Platz für Speicherung. Besonders wenn der sommerliche Wärmeüberschuss im Winter genutzt werden soll, ist ein grosser saisonaler Speicher nötig. Anlagen wie in Dänemark mit grossen Erdbeckenspeichern (pit thermal energy storage – PTES) sind in der Schweiz aufgrund der hohen Bodenpreise kaum denkbar. Aus diesen Gründen wird in kleinere Anlagen zur Warmwasserproduktion und nicht in heizungsunterstützende Anlagen investiert und die Entwicklung eines Massenmarkts wie bei der Photovoltaik wird erschwert (Bericht des Bundesrates, 2015).

##### **Unpassendes Produktionsprofil**

Auf Grund von saisonalen Schwankungen in der Sonneneinstrahlung ist im Sommer die solare Produktion hoch und passt nicht zum Heizwärmebedarf, der vor allem im Winter hoch ist. Je nach Dimensionierung der Anlage führt dies zu einer starken Überproduktion im Sommer oder einer starken Unterdeckung im Winter. Oftmals werden daher bei Wohnbauten Solarwärme-Anlagen gebaut, die für den übers ganze Jahr konstanten Brauchwarmwasserbedarf oder zur Vorwärmung von Brauchwarmwasser und Heizungsbedarf ausgelegt sind.

##### **Zusatztechnologie**

Monovalente solare Heizsysteme, die ohne zusätzliche Heizsysteme auskommen, sind zwar technisch möglich, benötigen jedoch grosse Dachflächen und vor allem sehr viel Platz zur Speicherung. Dies verursacht im Vergleich zu anderen monovalenten Heizsystemen hohe Kosten. Zudem ist diese Lösung bei bestehenden Gebäuden aus Platzgründen oft nur sehr schwer zu realisieren (Bericht des Bundesrates, 2015). Solarwärme-Anlagen werden also in der Regel mit anderen Heizsystemen in sogenannten bivalenten Systemen kombiniert und fungieren somit nicht als alleinige Heizlösung, sondern als Zusatztechnologie (Bericht des Bundesrates, 2015). Eine Kombination mit anderen



Heizsystemen erhöht jedoch die Komplexität und auch die Kosten des Gesamtsystems (Swissolar, 2013).

Bei Neubauten sind Wärmepumpen heute das am häufigsten installierte Heizsystem. Wärmepumpen laufen besonders effizient bei kleinen Temperaturdifferenzen. In der warmen Jahreszeit, wenn der Heizbedarf am geringsten ist, liefern die thermischen Solaranlagen am meisten Energie. Also genau dann, wenn auch die Wärmepumpe am effizientesten läuft. Eine Kombination ist daher schwierig (Swissolar 2013, Bericht des Bundesrates, 2015). Mögliche sinnvolle Anwendungen sind daher die sommerliche Regeneration von Erdsonden bei Sole-Wasser Wärmepumpen mit Solarthermie, oder auch die direkte Nutzung der Solarwärme als Quelle für die Wärmepumpe (Naef, 2016, BFE, 2018).

### ***Technisches Image von Solaranlagen***

Bei einer Umfrage wurden Gebäudeeigentümer dazu befragt, welche Faktoren sie an der Installation einer Solarwärme- und Photovoltaikanlage hindern (BFE, 2015). Die Umfrage ergab, dass nur sehr wenige Hauseigentümer die Technik als unausgereift wahrnehmen und vielmehr wirtschaftliche Überlegungen beim Kaufentscheid von Bedeutung sind. So ist das Image der Technik seitens Gebäudeeigentümer nicht als Hemmnis zu betrachten. Dies steht allerdings im Widerspruch zur Wahrnehmung der technischen Komplexität seitens Installateure (vgl. Tabelle 6).

Die Gestaltungsmöglichkeiten aus architektonischer Sicht sind bei Photovoltaik grösser als bei Solarwärme-Anlagen, was sich auch in der Akzeptanz niederschlägt. Die Möglichkeiten der farblichen und baulichen Integration von Photovoltaik-Anlagen haben sich in den letzten zehn Jahren massiv weiterentwickelt (Wittkopf, 2018); derartige Möglichkeiten sind bei Solarwärme-Anlagen beschränkt. Aber auch bei thermischen Kollektoren kann mit getönten Gläsern gearbeitet werden (Pestalozzi, 2017).

## 4.2.4 Wirtschaftliche Hemmnisse

### ***Hohe Kosten***

Die Wärmegestehungskosten für Solarwärme-Systeme sind hoch, entlang der Wertschöpfungskette tragen verschiedene Faktoren zu diesen hohen Kosten bei (Philippin, 2020). So sind beispielsweise die Aufwände für Planung und Beratung hoch, Solaranlagen werden nur in kleiner Stückzahl von verschiedenen Herstellern produziert und eine zentralisierte Produktion ist aufgrund des aufwendigen Transports schwierig, es fehlen Handwerker für die Dachmontage und Bauteile sind aufgrund fehlender Standardisierung oft nicht kompatibel. Zudem sind die Wartungsintervalle kurz. Die Abbildung 31 gibt eine Übersicht über Kostentreiber und mögliche Massnahmen zur Reduktion der Kosten (Philippin, 2020).

Bei einer Umfrage wurden Gebäudeeigentümer dazu befragt, welche Faktoren sie an der Installation einer Solarwärme- und Photovoltaikanlage hindern (BFE, 2015). An erster Stelle wurden wirtschaftliche Faktoren (Investition und Rentabilität) genannt, wobei die tatsächlichen Kosten einer Solarwärme-Anlage sogar noch unterschätzt wurden. Fast drei Viertel der Befragten schätzten sie als günstiger ein als sie tatsächlich ist.

Die Investitionskosten sind ein wichtiges Kriterium bei der Wahl eines Heizsystems. In bestehenden Bauten in der Schweiz dominieren heute Heizungen mit fossilen Energieträgern. Der Ersatz dieser Heizungsanlagen mit der gleichen Technologie ist in der Investition sehr kostengünstig. Die zusätzliche Installation von Solarwärme führt zu höheren Investitionskosten. Die Einsparung von Brennstoff reicht oftmals nicht aus, um die Kombination wirtschaftlich zu machen (HSLU, 2020).



Abbildung 31: Übersicht über Kostentreiber und Massnahmen zur Kostenreduktion entlang der Wertschöpfungskette (Philippen, 2020).

Die Vollkostenrechnung in Abbildung 32 wurde für ein Doppel Einfamilienhaus mit einer Energiebezugsfläche von 300 m<sup>2</sup> und einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh gerechnet und beinhaltet keine Fördergelder. Es zeigt sich, dass die Gasheizung mit Solarwärme-Anlage teurer ist als eine Gasheizung ohne Solarwärme-Anlage oder eine Pellet- oder Ölheizung. Würden Fördergelder mitberücksichtigt, sinken die Vollkosten für die Option mit Solarwärme-Anlage. Es muss jedoch beachtet werden, dass auch andere Typen erneuerbarer Heizungen gefördert werden.

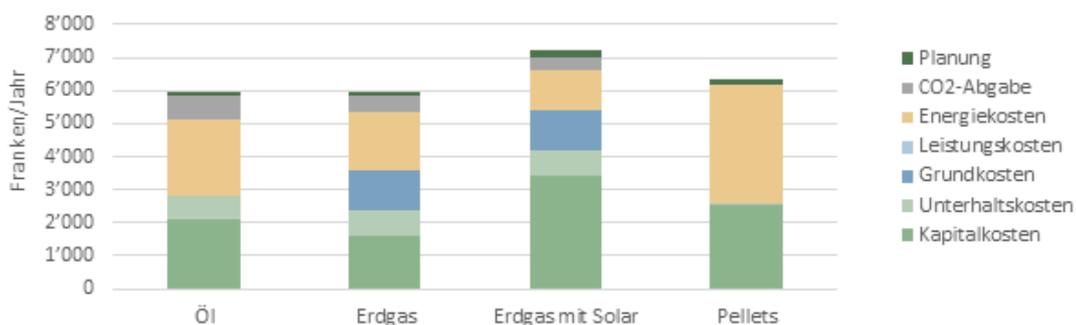


Abbildung 32: Vollkostenrechnung verschiedener Heizungstypen in einem Doppel Einfamilienhaus. Blau: Kapitalkosten, rot: Unterhaltskosten, dunkelblau: Grundkosten. (HSLU, 2020)

Zudem besteht für Solarwärme eine Investitionskonkurrenz mit Photovoltaik. In der Regel fällt die Entscheidung auf nur eine der beiden Technologien und Photovoltaik ist hier gemäss Aussagen von Experten meist kompetitiver (Workshop Fachkommission Solarthermie der Verbände suissetec, Gebäude Klima Schweiz und Swissolar, 10. Juni 2020). Die spezifischen Kosten je Kilowatt installierter thermischer Leistung sind in den letzten 15 Jahren kaum mehr gesunken, während gleichzeitig die analogen Kosten für Photovoltaik um rund 75 % reduziert wurden (Drück, 2014).



### ***Mangel an Fachkräften***

Installateure von Solarwärme-Anlagen sind meist Sanitär- oder Heizungstechniker, die als Ergänzung auch Solaranlagen anbieten (Bericht des Bundesrates 2015). Eine Spezialisierung wie sie in der Photovoltaikbranche in den letzten Jahren eingetreten ist, gibt es nicht. Es fehlt zudem an Fachkräften mit dem nötigen Wissen und ausreichend Erfahrungen bei den möglichen Anbietern (Swissolar, 2013, Philippen, 2020, Friedrich, 2019). Dabei ist die Installation von Solarwärme-Anlagen im Vergleich zu anderen Wärmesystemen besonders anspruchsvoll und benötigt gut ausgebildete Fachkräfte (Swissolar, 2013). Insgesamt braucht es Berufskennntnisse in vier verschiedenen Bereichen (Sanitär- und Heizungsinstallateur, Dachdecker und Spengler). Eine Weiterbildung und der Eintritt in den Solarwärmemarkt ist somit mit hohen Initialaufwänden verbunden (Swissolar, 2013). Es gibt zudem zahlreiche Gelegenheitsinstallateure, die nur passiv auf Kundenanfragen reagieren und jedes Jahr nur eine geringe Anzahl an Anlagen installieren (Swissolar, 2013). Ein Lerneffekt und damit verbundene Kostenreduktionen werden dadurch erschwert. Die fehlende Erfahrung führt zu einem höheren Risiko für Anbieter und damit sinkt die Bereitschaft, solche Anlagen aktiv zu vermarkten und verkaufen (Swissolar, 2013, Philippen, 2020).

#### 4.2.5 Gesellschaftliche Hemmnisse

### ***Fehlende Akzeptanz in Politik und Gesellschaft***

Bei einer Umfrage des Bundesamts für Energie wurden Gebäudeeigentümer dazu befragt, welche Faktoren sie an der Installation einer Solarwärme- und Photovoltaikanlage hindern. Ästhetik wurde dabei nur sehr selten als Grund genannt (BFE, 2015). Bei Architekten hingegen werden ästhetische Gründe als Hemmnis für die Solarenergie angegeben (EnergieSchweiz, 2016). Eine oft genannte Kritik von Seiten der Architekten ist, dass sich Solaranlagen kaum architektonisch in Entwürfen integrieren lassen, auch wenn hier allmählich ein Umdenken zu erkennen ist.

Einem Grossteil der Bevölkerung ist die Energieproblematik bewusst. Bei der Energiewende wird zurzeit jedoch medial und politisch oft nur auf den Stromsektor fokussiert. Dabei wird kaum wahrgenommen, dass ein grosser Teil unseres Energieverbrauchs auf die Versorgung von Wärme zurückzuführen ist (Swissolar, 2013; BFE, 2015).

Weitere Hemmnisse für Einsparungen von Privatpersonen im Energiebereich hängen mit der Abstraktheit und der fehlenden Transparenz zusammen (VSE/AES, 2018). Ähnlich wie beim Strom ist auch Wärme «unsichtbar» (keine Farbe, Volumen und Gewicht) und steht scheinbar immer zur Verfügung. Dadurch ist der Anreiz für Einsparungen in diesem Bereich geringer.

### ***Investitionskosten als Basis für Kaufentscheide***

Eigentümer tendieren dazu, kurzfristige Ausgaben sehr viel höher zu gewichten als Kapitalflüsse, die in ferner Zukunft liegen. Somit werden Solarwärme-Anlagen mit hohen Investitionskosten gegenüber konventionellen Heizsystemen benachteiligt, auch wenn sie über die Lebensdauer zu Einsparungen führen würden. Ähnliche Effekte können bei effizienteren Haushaltgeräten beobachtet werden. Sie weisen zwar über den gesamten Lebenszyklus die tieferen Kosten aus, werden aber teilweise von Konsumenten trotzdem wegen höheren Anschaffungskosten übergangen. Man spricht in der wissenschaftlichen Literatur von beschränkt rationalen Konsumenten.

#### 4.2.6 Zusammenfassung

Die Literaturrecherche hat eine grosse Sammlung an Hemmnissen, aber auch Anreizen für den Ausbau der Solarwärme ergeben. In einem Workshop der Fachkommission Solarwärme Technik von Swissolar/suissetec/GebäudeKlima Schweiz (10. Juni 2020) wurden die Teilnehmenden befragt, welche der genannten Hemmnisse sie als besonders wichtig einschätzen. Die Investitionskonkurrenz durch andere Technologien, insbesondere durch Photovoltaik, wurde dabei als das grösste Hemmnis betrachtet. Wird eine Investition getätigt, so fällt die Wahl entweder auf Solarwärme oder Photovoltaik, selten werden beide Technologien gleichzeitig installiert. Im direkten Vergleich hat Photovoltaik in verschiedenen Bereichen Vorteile. So kann die sommerliche Überproduktion bei Photovoltaik ans



Netz abgegeben werden, die Wärme aus der Solarwärme muss jedoch in lokalen Speichern gespeichert werden und benötigt daher zusätzlichen Platz. Die Installation und Steuerung von Solarwärme ist zudem viel komplexer als Photovoltaik und bietet weniger Möglichkeiten, was ästhetische Ausgestaltung angeht. Insgesamt scheint der Solarwärme im Vergleich mit Photovoltaik die Attraktivität zu fehlen. Weitere wichtige Faktoren sind einerseits der Charakter von Solarwärme als Zusatztechnologie, denn die Solarwärme kann in den wenigsten Fällen als alleinige Wärmequelle dienen. Andererseits die fehlende Akzeptanz in Politik und Gesellschaft. Als am wenigsten wichtige Hemmnisse gingen aus der Befragung der grosse Platzbedarf für die Speicherung und die hohen Kosten hervor.

Die Literaturrecherche hat nicht nur eine Liste von Hemmnissen ergeben, sondern auch gezeigt, dass heute bereits diverse Anreize für die Nutzung von Solarwärme bestehen. So setzt das Energierecht mit den kantonalen Vorschriften und der Förderung erneuerbarer Energien wichtige Anreize für den Einsatz von Solarwärme-Anlagen. Auch die Steuergesetzgebung setzt einen positiven Anreiz. Energetische Massnahmen können sowohl bei den Bundessteuern, sowie bei den direkten Steuern der Kantone und Gemeinden zu 100% vom Einkommen abgezogen werden.



## 4.3 Hemmnisse für Solarwärme in Wärmeverbunden

### 4.3.1 Einleitung

Die energie- und klimapolitischen Ziele der Schweiz erfordern auch bei der Wärmeerzeugung einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien. Einzelheizungen mit erneuerbaren Energien benötigen jedoch mehr Platz als eine Gasheizung. Gerade in dicht bebauten Raum mit hoher Verbrauchsdichte ist dies nur schwer realisierbar. Wärmeverteilnetze dienen hier als effizientere und wirtschaftlichere Alternative (Eicher+Pauli, 2014). Auch können Wärmeverbunde einzelne Wärmequellen, wie zum Beispiel die Abwärme von KVA, überhaupt erst nutzbar machen. In der Schweiz werden heute nur ca. 8% des gesamten Wärmebedarfs von Haushalten über Wärmenetze gedeckt, dies entspricht einem Energieverbrauch von rund 8 TWh pro Jahr (Verband Fernwärme Schweiz, 2019). Die wichtigsten Energieträger sind KVA-Abwärme und Holz (VFS, 2018, Hangartner, 2020).

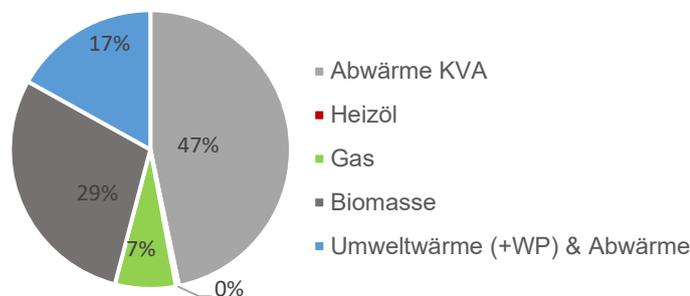


Abbildung 33: Aufteilung der Leistung nach Energieträger der Wärmeverbunde, Stand 2020. Gesamtleistung 4.15 GW (Hangartner 2020)

Den Vorteilen von Wärmeverbunden stehen jedoch auch Hemmnisse gegenüber. Die hohe Komplexität, der langfristige Investitionshorizont, hohe Investitionskosten und auch die steigende Energieeffizienz der Gebäude erschweren generell eine Verbreitung von thermischen Netzen (EnergieSchweiz, 2018a). Zudem steht ein Wärmeverbund in Konkurrenz mit Einzelheizungen. Gerade für Heizungsinstallateure ist der Anschluss an ein Wärmenetz komplizierter und kommerziell unattraktiver als die Installation einer Einzelheizung (EnergieSchweiz, 2018a). Zudem hat ein einzelner Hausbesitzer, der gerade seine Heizung ersetzt hat, einen geringen Anreiz für die Anbindung an ein Wärmenetz. Es erfordert deshalb eine kommunal oder regional organisierte Energieplanung (EnergieSchweiz, 2018a), oder Überbrückungsfinanzierungen für jene, die demnächst an die Fernwärme angeschlossen werden.

Eine Analyse von Eicher + Pauli im Jahr 2014 ergab ein schweizer Potenzial für Nah- und Fernwärmegebiete von 17 TWh pro Jahr; der Verband Fernwärme Schweiz strebt langfristig an, mit Fernwärme einen Anteil von 30 bis 50% des Schweizer Wärmebedarfs zu decken (Verband Fernwärme Schweiz, 2019). Abbildung 34 zeigt die Potenziale verschiedener Wärmequellen für die Nutzung in Wärmeverbunden in der Schweiz.

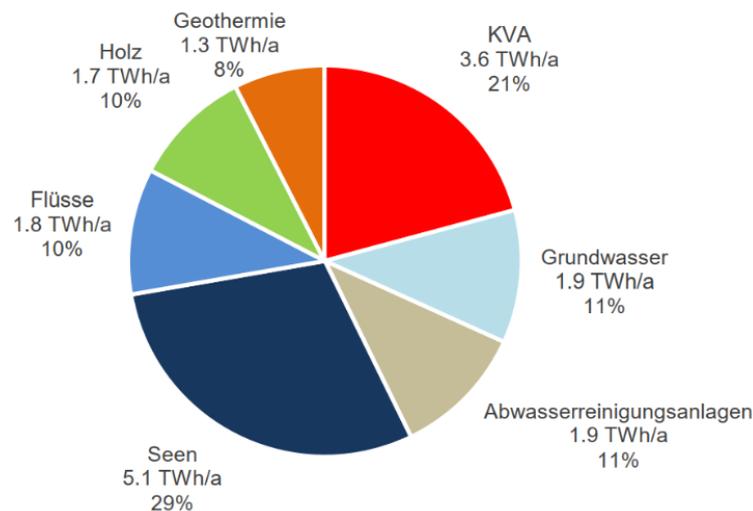


Abbildung 34: Wärmepotenziale von erneuerbaren Energiequellen (Eicher + Pauli, 2014)

Solarwärme bietet sich als ergänzender Energieträger in bestehenden Wärmeverbunden an. In den Nachbarländern Deutschland und Österreich gibt es bereits Beispiele von Solarwärme-Anlagen, die einen ökonomischen Betrieb gewährleisten und solare Fernwärme zu einer bewährten Technologie machen (Willige, 2018). Eine im Auftrag des Kantons St. Gallen durchgeführte Studie zeigt auf, dass Solarwärme auch in der Schweiz wirtschaftlich einsetzbar ist (BFE, 2017a). Bis heute gibt es jedoch erst rund 15 Beispiele von Einsatz von Solarwärme-Anlagen in mehrheitlich kleinen Wärmeverbunden (Hangartner, 2020).

Dieses Kapitel soll daher mögliche Hemmnisse für diese Technologieanwendung zusammentragen. Die Analyse wird dabei auf Holzwärmeverbunde begrenzt, da sich diese sehr gut mit Solarwärme kombinieren lassen (BFE, 2017a). Diese decken gemäss Abbildung 33 etwa 29% der installierten Leistung ab; ebenfalls von Interesse sind die heute mit Erdgas oder Heizöl betriebenen Netze (7% der Leistung). Von den total 1036 bestehenden Netzen werden 632 mit Holzschnitzeln betrieben, weitere 54 mit Pellets, Stückholz oder Biogas. 87 werden mit Erdgas oder Heizöl betrieben (Hangartner, 2020).

Während Solarwärme-Anlagen in Holzwärmeverbunden idealerweise den Wärmebedarf im Sommer allein decken können, wird die Wärme während des Rests des Jahres aus Holz und Solarwärme produziert. Dadurch wird die Nutzung der speicherbaren Ressource Holz reduziert. Zudem muss dadurch die Holzheizung im Sommer nicht im Teillastbetrieb gefahren werden und muss seltener an- und abgeschaltet werden, was deren Lebensdauer verlängert (BFE, 2017a). Das Potenzial für Holzwärmeverbunde in der Schweiz wird auf jährlich 1.7 TWh geschätzt und könnte 2050 also 10% des Wärmebedarfs in Wärmeverbunden decken (Eicher + Pauli, 2014).

Der Einsatz in Wärmeverbunden mit Wärmepumpen wird als systemisch weniger sinnvoll betrachtet, weil damit vor allem der Stromverbrauch im Sommer reduziert werden kann. Im Sommer wird bereits heute ein grosser Anteil erneuerbarer Strom eingesetzt (Wasserkraft und Photovoltaik). Die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden mit Wärmepumpen wird daher hier nicht näher beleuchtet.

#### 4.3.2 Methode

Für die Schweiz gibt es heute kaum Literatur zum Einsatz von Solarwärme in Wärmeverbunden und es gibt wenige Beispiele von umgesetzten Solarwärme-Anlagen in Wärmeverbunden (Hangartner, 2020). Daher wurden Akteure der Branche befragt, um Wissen zum heutigen Stand von Solarwärme spezifisch in Holzwärmeverbunden und den Hemmnissen für den Einsatz von Solarwärme zu



generieren. Um möglichst viele verschiedene Perspektiven zu berücksichtigen, wurden dabei Akteure aus den folgenden Bereichen befragt: Planer und Betreiber von Wärmeverbunden (12), ein Fachamt (1), Verbände (2) und Akteure aus dem Betrieb und der Forschung im Ausland (3). Die Befragung erfolgte durch leitfadengestützte Telefoninterviews und, wo nicht anders möglich, durch eine schriftliche Rückmeldung auf den Fragebogen.

Ziel der Interviews war es die Hemmnisse zu identifizieren, die aus Sicht von Akteuren in der Branche den Einsatz von Solarwärme in Wärmeverbunden verhindern. Es wurden dabei Fragen gestellt zu bisherigen Erfahrungen mit Solarwärme in Holzwärmeverbunden, Hemmnissen und Möglichkeiten zur Überwindung von Hemmnissen. Im Ausland ist bereits eine deutlich grössere Umsetzung von Solarwärme in Wärmeverbunden zu beobachten. Daher war das Ziel aus den Interviews mit Vertretern aus Deutschland und Österreich zusätzliche Erkenntnisse zu gewinnen und einen Einblick zu erhalten, worin die grössten Unterschiede zur Schweiz liegen.

Die in den Befragungen genannten Hemmnisse wurden in rechtliche und regulatorische, technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Hemmnisse unterteilt. Zusätzlich wurde festgehalten, wie oft die Hemmnisse genannt wurden. Dasselbe Vorgehen wurde für die Ansätze zur Überwindung der Hemmnisse gewählt.

#### 4.3.3 Hemmnisse für den Einsatz

Knapp die Hälfte der befragten Planer und Betreiber von Wärmeverbunden in der Schweiz gab an, den Einsatz von Solarwärme in Wärmeverbunden zumindest einmal geprüft zu haben. Tatsächlich eingesetzt wurde die Solarwärme aber kaum. Gründe dafür waren in diesen konkreten Fällen ein unpassendes Temperaturniveau, fehlende Flächen, Bevorzugung von Photovoltaik, hohe Preise und vorhandene Potenziale von anderen Energiequellen.

Welche Faktoren generell als Hemmnisse wahrgenommen werden, ist in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Hemmnisse unterteilen sich in die vier Kategorien technische, wirtschaftliche, regulatorische und gesellschaftliche Hemmnisse.

Tabelle 7: Technische, wirtschaftliche, regulatorische und gesellschaftliche Hemmnisse für Solarwärme in Holzwärmeverbunden. Kursiv gedruckte Hemmnisse gelten nicht nur für die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden, sondern generell für Solarwärme.

Aspekt	Hemmnis	Beschreibung/Bemerkung	Häufigkeit Nennung
<b>Rechtliche und regulatorische Hemmnisse</b>	Raumplanungsgesetz	Der Bau von Freiflächenanlagen ist in der Schweiz nur in Bauzonen erlaubt, Flächen innerhalb des Baulands sind zu teuer für die Nutzung für Solarwärme-Anlagen	Vereinzelt
	Fehlende Anschlusspflicht	Für den strategischen Ausbau des Wärmenetz wäre eine Anschlusspflicht nötig	Vereinzelt
<b>Technische Hemmnisse</b>	Fehlende Verfügbarkeit geeigneter Dachflächen	Geeignete Dachflächen fehlen	Sehr häufig
	<i>Konkurrenz Photovoltaik</i>	<i>Photovoltaik ist in den meisten Fällen die attraktivere Alternative zur Nutzung der begrenzten Dachfläche.</i>	<i>Sehr häufig</i>
	<i>Komplexe Technologie</i>	<i>Komplexität des Systems nimmt mit zunehmender Anzahl Technologien zu, Systemintegration ist schwierig</i>	<i>Sehr häufig</i>
	<i>Fehlendes Knowhow</i>	<i>Fehlendes Knowhow von Seiten der Installateure</i>	<i>Häufig</i>
	Genügend andere Energiequellen vorhanden	Es ist lokal noch genügend Wärmepotenzial von anderen Quellen vorhanden (bspw. KVA, Altholz)	Häufig



	Schwierige Abdeckung von Teil- und Spitzenlast	Bei bestehenden Wärmeverbunden ist es oft nicht möglich, die gesamte Wärme im Sommer mit Solarwärme zu produzieren. Solarwärme kann also dazu führen, dass die Holzheizungen vermehrt ineffizient in Teillast genutzt werden müssen.  Gas und Öl eignen sich sehr gut für die Abdeckung von Teillast- sowie Spitzenlast und werden somit bevorzugt, Solarwärme kann im Winter nur bedingt zur Abdeckung von Spitzenlast genutzt werden	Vereinzelt
<b>Wirtschaftliche Hemmnisse</b>	Hohe Kosten	Die Preise für Solarwärme-Anlagen sind in den letzten Jahren kaum gesunken und in Zukunft sind auch keine Preissenkungen absehbar. Solarwärme-Anlagen sind oft nur mit Fördergeldern konkurrenzfähig.  Die Kosten von Holzheizungen sind durch die tiefen Kosten von Holz und Altholz tiefer.  Zusätzlich zur bereits teuren Anlage eines Wärmeverbundes muss eine weitere Investition in Solaranlage getätigt werden.	Sehr häufig
	Fehlende Förderung	Förderung für Grossanlagen nicht ausreichend und zu wenig bekannt	vereinzelt
<b>Gesellschaftliche Hemmnisse</b>	Gesellschaftliches Image	Solarwärme wird nicht als zukunftsfähige Technologie wahrgenommen. Es fehlt an Wissen über die Vorteile und an Leuchtturmprojekten	vereinzelt

Zusätzlich zu den in der Tabelle 7 genannten Hemmnissen wurden vereinzelt weitere, allgemeine Hemmnisse für die Solarwärme genannt. So sind auch in Wärmeverbunden die eingeschränkten optischen Gestaltungsmöglichkeiten von Solaranlagen, der Platzbedarf für die Wärmespeicherung, das unpassende Produktionsprofil sowie die zusätzlichen Investitionen ein Thema.

Die in den Interviews am meisten genannten Hemmnisse waren die fehlende Verfügbarkeit von Dachflächen, die Konkurrenz um geeignete Dachflächen mit Photovoltaik sowie die Komplexität der Technologie und deren Integration in den Wärmeverbund. Diese Hemmnisse wurden auch im Rahmen eines Workshops zu allgemeinen Hemmnissen mit der Fachkommission Solarwärme Technik als wichtige Hemmnisse eingestuft (siehe Kapitel 4.2). Diese Hemmnisse sind also nicht spezifisch für die Anwendung von Solarwärme-Anlagen in Wärmeverbunden, sondern gelten für alle Anwendungstypen der Solarwärme. Die allgemeinen Hemmnisse wurden bereits in Kapitel 4.2.6 behandelt und werden daher hier nicht weiter vertieft.

Zusätzlich zu diesen allgemeineren Hemmnissen wurden jedoch auch fünf Typen von Hemmnissen genannt, welche spezifisch für Wärmeverbunden relevant sind:

**Raumplanungsgesetz:** In der Machbarkeitsstudie solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St. Gallen wird die Nutzung von Freiflächenanlagen als Chance erwähnt (BFE, 2017). Die Kosten für Montage und Unterkonstruktion von Solarwärme-Anlagen auf Freiflächen sind um bis zu 40% günstiger als bei Aufdachanlagen (BFE, 2017). Zurzeit dürfen Freiflächenanlagen aber nur auf Bauland gebaut werden, die Kosten sind somit viel zu hoch. Der Bau von Anlagen ist somit zurzeit auf Dachflächen beschränkt. Die fehlende Verfügbarkeit geeigneter Dachflächen ist jedoch eines der meistgenannten Hemmnisse.

**Fehlende Anschlusspflicht:** Ohne Anschlusspflicht werden Aufbau oder Ausbau eines Wärmenetzes und eine abgesicherte Planung von Investitionen erschwert. Die fehlende Anschlusspflicht ist ein Hemmnis, das bei verschiedenen Typen von Wärmeverbunden wirksam werden kann. Nicht alle Experten bewerten Anschlusspflichten als geeignetes Instrument, da es je nach Ausgestaltung auch dazu führt, dass kleine unrentable Gebäude angeschlossen werden müssen.



**Fehlende Verfügbarkeit geeigneter Dachflächen:** Die fehlende Verfügbarkeit geeigneter grosser Dachflächen für eine Grossanlage wurde sehr häufig genannt. Die Konkurrenz mit Photovoltaik verringert die Anzahl geeigneter Dachflächen zusätzlich.

**Schwierige Abdeckung von Teil- und Spitzenlast:** Verschiedene Interview-Partner nannten die Nutzung von Solarwärme zur Deckung des Wärmebedarfs im Sommer als Chance für Holzwärmeverbunde. Wenn der Wärmebedarf im Sommer vollständig durch Solarwärme abgedeckt werden kann, können beispielsweise Unterhaltsarbeiten vorgenommen werden. Auch gibt es Heizkessel, die immer eine Minimalproduktion von 30% erreichen müssen, was im Sommer zu Überproduktion führen kann. Dieses Problem könnte durch den Einsatz von Solarwärme gelöst werden. Wenn die Solarwärme jedoch nicht den ganzen Wärmebedarf im Sommer abdecken kann, hat der Einsatz von Solarwärme-Anlagen den gegenteiligen Effekt und führt zu schlechter Auslastung der Holzheizkessel. Zudem ist die Solarwärme weniger geeignet die Spitzenlast im Winter zu decken als beispielsweise ein Gas- oder Ölkessel.

**Hohe Kosten:** Solarwärme-Anlagen führen zu einer zusätzlichen Investition in bereits sehr teuren Wärmeverbunden. Gleichzeitig ist die verwendete Ressource Holz heute noch ausreichend vorhanden und günstig. In den Interviews waren die hohen Kosten eines der meistgenannten Hemmnisse. Die Machbarkeitsstudie des Instituts für Solartechnik SPF im Jahr 2017 kam zum Schluss, dass solare Gestehtungspreis für Wärmeverbunden mit Förderung zwischen 6.2 und 15.8 Rp/kWh liegen (BFE, 2017). Weil Solaranlagen nur eine Teildeckung des Bedarfs im Sommer ermöglichen, werden solare Gestehtungskosten meist nur mit Brennstoffkosten und nicht mit Vollkosten anderer Energieträger verglichen. In den meisten Fällen liegen solare Gestehtungspreise über den aktuellen Brennstoffkosten für Holzschnitzel.

Die Befragung eines österreichischen Akteurs hat gezeigt, dass es bezüglich Kosten einen starken Unterschied gibt zur Situation für Solarwärme in der Schweiz. Der Grund für die höhere Verbreitung ausserhalb der Schweiz könnte also auch mit daran liegen. Zudem ist der Bau von Solaranlagen auf Freiflächen im Gegensatz zum Ausland in der Schweiz nur sehr schwer möglich.

**Gesellschaftliches Image:** Gemäss Aussagen in den Interviews wird die Solarwärme nicht als zukunftsfähige Technologie wahrgenommen. Spezifisch im Bereich der Wärmeverbunde fehlt es an Leuchtturmprojekten, die einen erfolgreichen Einsatz von Solarwärme in Wärmeverbunden aufzeigen. Bis heute gibt es in der Schweiz nur wenige Wärmeverbunde, bei denen Solarwärme zum Einsatz kommt (Hangartner, 2020).

**Hemmnisse im Ausland:** Beispiele aus Schweden, Dänemark, Deutschland und Österreich zeigen, dass sich die Solarwärme grundsätzlich auch für den Einsatz in grossen Fernwärmenetzen eignet und dort wirtschaftlich interessant ist. Bis 2016 wurden europaweit rund 120 Grossanlagen an Wärmeverbunde angeschlossen (BFE, 2017). Die Befragung von Akteuren in Deutschland und Österreich ergab, dass Solarwärme durch die Nutzung von Flächen ohne Nutzungskonkurrenz (z.B. Autobahnböschung, Deponie etc.) für die Fernwärme attraktiv sein kann. Dennoch erweist sich die Suche nach geeigneten Flächen als langwierig und viele Stakeholder mussten einbezogen werden. Wichtig ist es daher, frühzeitig alle Akteure einzubinden (Gemeinden, Vereine, Nachbarschaft etc.). Da bei den Beispielen in Deutschland und Österreich keine Dachflächen genutzt wurden, ist die Konkurrenz zur Photovoltaik ein weniger prominentes Thema.

#### 4.3.4 Ansätze für das Überwinden der Hemmnisse

Die Interviewpartner wurden auch nach möglichen Ansätzen zur Überwindung der genannten Hemmnisse befragt. Die Befragten gaben an, wie verschiedene Akteursgruppen dazu beitragen könnten, die Hemmnisse zu überwinden. Tabelle 8 gibt eine Übersicht über die Lösungsvorschläge, sortiert nach dem zuständigen Akteur: Produkthersteller, Bauherren, Planer, Betreiber und zu den politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen.



Tabelle 8: In Interviews genannte Lösungsvorschläge, um die Hemmnisse zu überwinden. Kursiv gedruckte Hemmnisse gelten nicht nur für die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden, sondern generell für Solarwärme.

Betreffender Akteur	Ansätze für das Überwinden der Hemmnisse	Häufigkeit Nennung
<b>Produktehersteller</b>	Akzeptanz und Bekanntheit erhöhen, Wissen zu Einsatzmöglichkeiten verbreiten (bspw. durch Leuchtturmprojekte)	häufig
	<i>Preise senken</i>	vereinzelt
	<i>Entwicklung breiterer Vielfalt an Solarwärme-Panels (vgl. Photovoltaik)</i>	vereinzelt
	<i>Vorgefertigte Standardprodukte anbieten</i>	vereinzelt
<b>Bauherren</b>	<i>Förderung von Know-how bei Installateuren</i>	vereinzelt
<b>Planer</b>	Sensibilisierung für Möglichkeiten der Solarwärme in Wärmeverbunden und Einbindung Speicher (Sensibilisierung z.B. in ERFA SVGW Fachgruppe)	vereinzelt
	Zusammenarbeit der Spezialisten für Holzwärmeverbunde und Solarwärme	vereinzelt
<b>Betreiber</b>	Evaluation geeigneter Standorte/Dachflächen	vereinzelt
<b>Politische und regulatorische Rahmenbedingungen</b>	<i>Verbot oder Verteuerung fossiler Wärmeträger</i>	häufig
	Nutzung von Freiflächenanlagen ausserhalb von Bauzonen zulassen	vereinzelt
	Förderung für Grossanlagen verbessern und bekannt machen	vereinzelt
	<i>Pflicht zur Nutzung geeigneter Dachflächen</i>	vereinzelt

Wie das Verbot respektive die Verteuerung fossiler Energieträger wurden verschiedene Lösungsansätze zur Überwindung der Hemmnisse genannt, welche nicht nur spezifisch für Solarwärme in Wärmeverbunden gelten. Viele davon betreffen die Solarwärme allgemein. Diese werden hier nicht genauer betrachtet. Die beiden meistgenannten Lösungsvorschläge zur Überwindung der Hemmnisse für die Solarwärme in Wärmeverbunden waren die Erhöhung der Bekanntheit der Technologieanwendung, sowie ein Verbot oder eine Verteuerung von fossilen Energieträgern.

Es wurden die folgenden Lösungsansätze genannt, welche spezifisch für Solarwärme in Wärmeverbunden gelten:

**Akzeptanz und Bekanntheit erhöhen:** Mit Leuchtturmprojekten könnte das gesellschaftliche Image verbessert werden und die Bekanntheit und das Wissen über diese in der Schweiz bisher wenig genutzte Anwendungsmöglichkeit verbreitet werden. In die gleiche Kategorie gehört die Sensibilisierung für das Thema der Solarwärme in Wärmeverbunden beispielsweise in Fachgruppen.

**Zusammenarbeit der Spezialisten der Holzwärmeverbunde und Solarwärme:** Mehrfach wurde die hohe Komplexität von Wärmeverbunden mit Solarwärme erwähnt. Als Lösungsvorschlag dafür wurde die Zusammenarbeit von Spezialisten aus beiden Fachgebieten erwähnt.

**Evaluation geeigneter Standorte:** Die Suche nach geeigneten Flächen für grossen Solarwärme-Anlagen scheint schwierig zu sein, wie die Interviews gezeigt haben. Die Evaluation geeigneter Standorte wird daher als geeignete Lösungsstrategie angesehen.

**Anpassung des Raumplanungsgesetzes:** Wenn Freiflächenanlagen umsetzbar wären, würde sich die Suche nach geeigneten Flächen für Solarwärme-Anlagen vereinfachen. Daher wird die Anpassung des Raumplanungsgesetzes als Lösungsansatz für die Überwindung dieses Hemmnisses genannt.



**Förderung verbessern:** Die hohen Kosten waren eines der meistgenannten Hemmnisse. Mit einer Verbesserung der Förderung oder einer vermehrten Sensibilisierung über bestehende Fördermöglichkeiten sollen die Kosten für den Betreiber reduziert werden.

Von Akteuren in Deutschland und Österreich wurden zusätzlich die folgenden Lösungsansätze genannt:

**Absenkung der Vorlauftemperatur:** Viele Fernwärmenetze wurden für hohe Vorlauftemperaturen (> 100 °C) gebaut, da sie oft durch Verbrennungsprozesse mit thermischer Energie gespeist wurden. Seit einigen Jahren sinkt aufgrund von Gebäudesanierungen der Wärmebedarf, zudem werden neue erneuerbare Wärmequellen wie Umweltwärme erschlossen. Diese Temperaturabsenkung von Fernwärmenetzen kann als Chance für Solarthermie genutzt werden. Dazu muss die Solarthermie in die Planung der Vorlauftemperaturabsenkung mit berücksichtigt werden.

**Dimensionierung zur Deckung des Sommerbedarfs:** Bei der Kombination mit Holz als Energieträger sollte die Solarthermie-Anlage so dimensioniert werden, dass der gesamte Sommerbedarf gedeckt werden kann. So können alle Vorteile genutzt werden.

**Nutzung ökologischer Argumente:** Als Argument zur Nutzung von Freiflächen kann angebracht werden, dass die Biodiversität in Kollektorfelder grösser ist als auf landwirtschaftlichen Nutzflächen.

**Frühzeitige Planung und Stakeholder-Einbezug:** Der Aufbau eines Wärmenetzes mit Solarwärme wird als komplex und langwierig beschrieben. Insbesondere der frühzeitige Einbezug von Stakeholdern wird als wichtig erachtet, vor allem durch die Nähe der Anlage mit dem urbanen Raum. Eine frühzeitige Planung ist auch deshalb wichtig, dass geeignete Freiflächen gesichert werden können, denn eine Dachflächenanlage kommt ab einer gewissen Anlagengrösse nicht mehr in Frage. Auch bezüglich der bevorstehenden Erneuerung vieler bestehender holzbetriebener Wärmeverbunde ist eine frühzeitige Planung wichtig: Dies bietet die Gelegenheit zum wirtschaftlich interessanten Einbau von Solarwärme.

#### 4.3.5 Rolle von Solarwärme in Wärmeverbunden

Im Kapitel 4.3 wurden mögliche Hemmnisse der Solarwärme-Nutzung in Wärmeverbunden betrachtet. Der Fokus lag dabei auf Holzwärmeverbunden, da sich diese sehr gut mit Solarwärme kombinieren lassen (BFE, 2017a). Im Sommer können die Solarwärme-Anlagen idealerweise den gesamten Wärmebedarf decken, während des restlichen Jahres wird die Wärme aus Holz und Solarwärme produziert. Durch den Einsatz von Solarwärme wird die Nutzung der speicherbaren Ressource Holz reduziert. Zudem muss die Holzheizung durch den Einsatz von Solarwärme im Sommer im Idealfall nicht im Teillastbetrieb gefahren und seltener an- und abgeschaltet werden, was deren Lebensdauer verlängert (BFE, 2017a).

Interviews mit diversen Experten aus der Branche haben aufgezeigt, welche Hemmnisse es für den Einsatz von Solarwärme in Holzwärmeverbunden gibt und welche Massnahmen ergriffen werden können. Die am meisten genannten Hemmnisse waren die fehlenden geeigneten Dachflächen, die Konkurrenz mit Photovoltaik, die hohe Komplexität der Technologie und die hohen Kosten. Die Konkurrenz mit der Photovoltaik stand dabei oft auch in Zusammenhang mit der begrenzten Anzahl geeigneter Dachflächen für die grossflächige Produktion von Solarwärme und Photovoltaik. Die Komplexität der Technologie wurde zwar in Zusammenhang mit Wärmeverbunden genannt, dieses Hemmnis besteht jedoch bei jeder Anwendung von Solarwärme (aber auch bei der Photovoltaik) und ist somit nicht nur spezifisch in Wärmeverbunden relevant. Auch hohe Kosten sind in verschiedenen Anwendungen der Solarwärme ein Hemmnis. Konkret bei Holzwärmeverbunden sind die Investitionskosten oft sehr hoch, der Energieträger jedoch eher günstig. Somit besteht heute kein Anreiz, zusätzliche Investitionen zu tätigen, um Holz einzusparen. Dies könnte sich jedoch ändern, wenn die Ressource Holz knapper wird. Dies ist allerdings zurzeit nicht absehbar, denn das WSL-Forschungsprogramm «Wald und Klimawandel» geht davon aus, dass den Waldbeständen der Schweiz drastische Änderungen bevorstehen, was mit einer verstärkten Nutzung verbunden sein wird.



Um aufzuzeigen, wie diese Hemmnisse überwunden werden können, wurden die Interview-Partner zu möglichen Massnahmen befragt. Zwei Aspekte wurden dabei am meisten genannt: eine Verteuerung oder ein Verbot von fossilen Energieträgern und die Verbreitung von Wissen zu Einsatzmöglichkeiten von Solarwärme in Wärmeverbunden. Die erste genannte Massnahme ist nicht spezifisch eine Massnahme zur Förderung von Solarwärme in Holzwärmeverbunden, sondern sie führt zu einer grösseren Verbreitung aller Typen erneuerbarer Heizungssysteme. Die Verbreitung von Wissen zu den Einsatzmöglichkeiten wurde als besonders wichtig erachtet, weil es in der Schweiz erst wenige Beispiele von Wärmeverbunden gibt, die Solarwärme als zusätzliche Wärmequelle nutzen und das Verständnis zu den Möglichkeiten noch nicht genug verbreitet ist.

## 4.4 Hemmnisse für Solarwärme zur Regeneration des Erdreichs

### 4.4.1 Einleitung

Die Nutzung von Erdwärme wird in der Schweiz immer beliebter (Von Burg, 2014). Von den verschiedenen Arten der oberflächennahen Erdwärmegewinnung (< 400 m Tiefe) wie Erdwärmekollektoren, Energiepfählen oder Grundwasser-Brunnen haben sich vor allem Erdsonden durchgesetzt. Diese haben gegenüber Luft-Wasser-Wärmepumpen den Vorteil, dass sie aufgrund der konstanten Quelltemperatur bessere Jahresarbeitszahlen erreichen und somit weniger Strom für die Lieferung der gleichen Energiemenge benötigen. Zudem können Erdwärmesonden zur Kühlung im Sommer eingesetzt werden.

Mit dem starken Zuwachs der Erdsonden in der Schweiz entstehen jedoch auch Probleme der Übernutzung: Sind die Sonden zu eng aneinander gebohrt, entziehen sie sich gegenseitig Wärme. Die Erdsonden kühlen über die Zeit aus. Insbesondere in dicht besiedelten Gebieten ist dies bereits heute ein Diskussionsthema (Von Burg, 2014). In mehreren Studien zur Untersuchung der Langzeitverhalten von Erdsonden zeichnet sich bereits bei einigen Erdsonden eine Unterkühlung ab (Kriesi, 2018, Hubbuch, 2014). Abbildung 35 zeigt eine Analyse von 90 zufällig ausgewählten Erdsonden in mehreren Deutschschweizer Kantonen, bei der 30% der Erdsonden bereits nach 10 bis 20 Jahren kurz vor der Unterkühlung stehen. Von Unterkühlung ist die Rede, wenn die Wärmeträgerflüssigkeit der Sonden beim Austritt über einen Zeitraum von 50 Jahren unter eine mittlere Temperatur von  $-1,5^{\circ}\text{C}$  sinkt (SIA 385/6). Ab diesem Wert ist auch Regeneration nötig. Gründe für die Unterkühlung liegen in zu kurz geplanten Sonden, einem zu niedrig kalkulierten Energiebedarf und vor allem in der Beeinflussung durch nahliegende Sonden (Kriesi, 2018). 50% der Anlagen verhalten sich wie erwartet («normale Sonde»), das bedeutet sie kühlen in einem Mass ab, dass sie mit grosser Wahrscheinlichkeit 50 Jahre Nutzungsdauer erreichen werden. Ein Teil dieser Anlagen wird jedoch langfristig nach dem Ablauf der Nutzungsdauer auch auskühlen.



### Minimale Jahresmitteltemperatur, °C

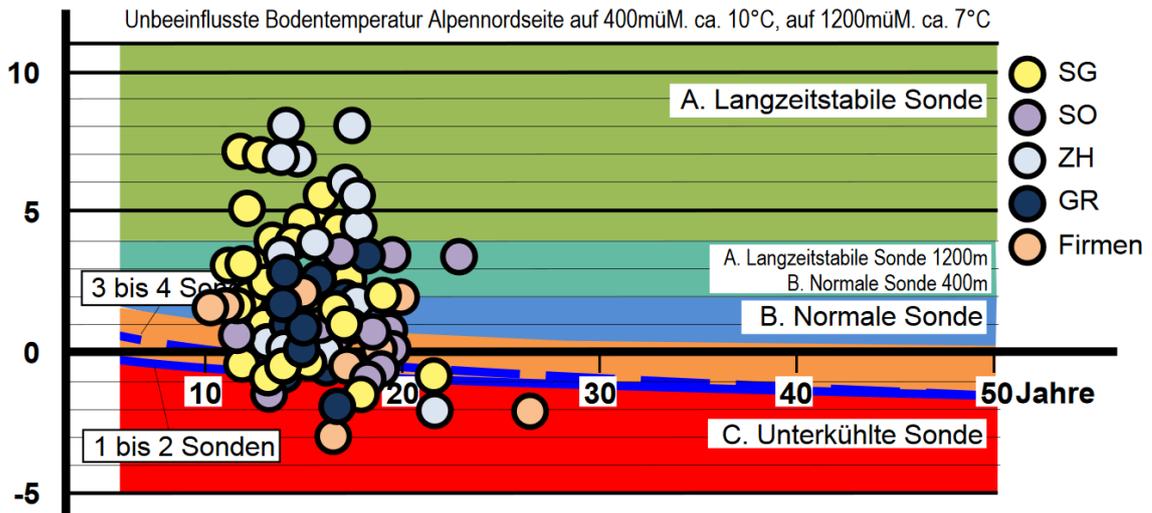


Abbildung 35: Analyse der minimalen Jahresmitteltemperaturen von 90 Erdsonden-Anlagen in Abhängigkeit des Sondenalters (Kriesi, 2018)

Um eine langfristige Unterkühlung zu vermeiden stehen verschiedene Optionen zur Verfügung: ein grösserer Abstand zwischen den Sonden, eine insgesamt grössere Sondenlänge, die Reduktion des Wärmebedarfs oder die Regeneration. Je nach individueller Ausgangslage eines Gebäudes eignet sich die eine oder andere Option eher. Ein grösserer Abstand zwischen den Sonden ist nicht überall möglich und auch die Länge einer Bohrung ist nicht immer beliebig wählbar: In einigen Bauzonen ist es nicht möglich, tiefer als 100 Meter zu bohren (energie-experten, 2020). Wie die Analysen der Stadt Zürich gezeigt haben, ist in dicht gebauten Gebieten eine Regeneration aufgrund des begrenzten Platzbedarfs und der zulässigen Bohrtiefe häufig unumgänglich (Stadt Zürich, 2015).

So tritt immer mehr das Thema Regeneration in den Vordergrund, also das aktive Zuführen von Wärme in den Untergrund. Mit ausreichender Regeneration wird das Absinken der Temperatur im Erdreich langfristig verhindert und das Erdreich kann als saisonaler Wärmespeicher genutzt werden. Die Regeneration kann über verschiedene Technologien erfolgen, wie beispielsweise Geo-Cooling, Luft-Wärme-Tauscher, Abwärme oder eben auch Solarwärme (siehe Abbildung 36).

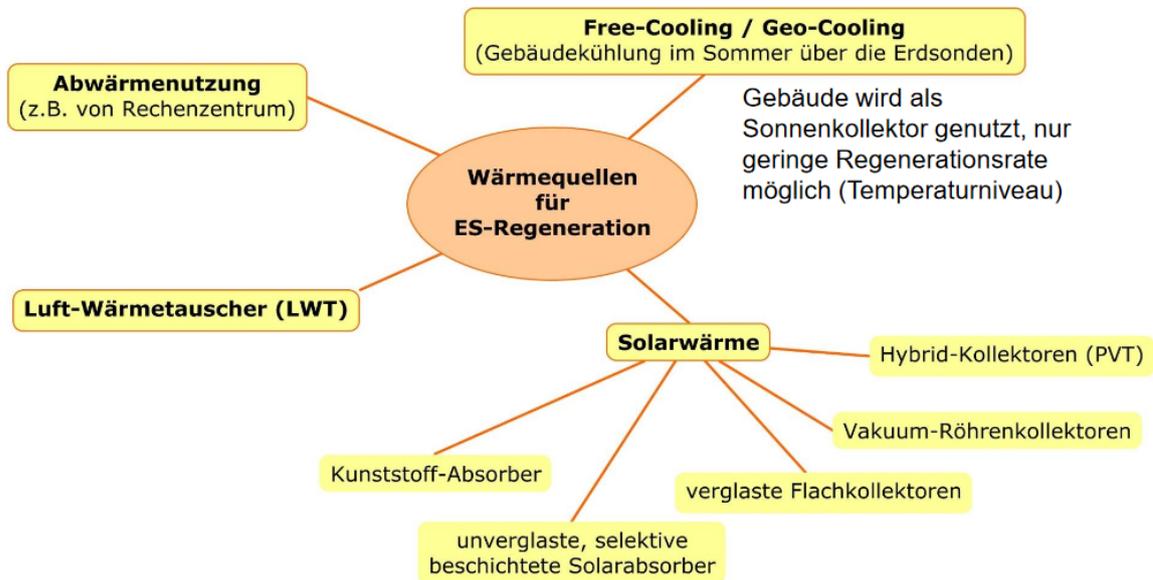


Abbildung 36: Wärmequellen für Erdsonden-Regeneration (Naef, 2016)

In einer kürzlichen Studie wurde das Potenzial der Regeneration abgeschätzt (TEP, 2020). Das jährliche Potenzial der bodennahen Erdwärme ohne Regeneration in der Schweiz wurde auf 6 TWh geschätzt. Dazu wurde angenommen, dass eine Wärmeentzugsdichte von 3 kWh/m<sup>2</sup> nachhaltig nutzbar ist. Dies führte bei der Modellierung insbesondere in dicht besiedelten Gebieten zu bedeutenden Einschränkungen beim Einsatz von Erdwärme. Daher wurde zusätzlich modelliert, um wieviel das Potenzial der Erdwärme durch Regeneration erhöht werden kann. Das Resultat liegt je nach Szenario bei 24 bis 29 TWh zusätzlichem Potenzial. Als Wärmequellen wurden vor allem die Solarwärme, Luft-Wärmetauscher und Geo-Cooling in Betracht gezogen. Das spezifische Potenzial von Geo-Cooling wurde jedoch auf maximal 4.5 TWh geschätzt, aufgrund des beschränkten Kältebedarfs der Gebäude im Sommer. Die Autoren der Studie haben für Swissolar zusammengefasst, wie sie das Einsatzpotenzial von Solarwärme sehen. Sie sehen den Einsatz a) in der direkten Nutzung für Warmwasser und Heizungsunterstützung (8 TWh), b) in der Regeneration von Erdsonden (Bedarf von über 20 TWh) und c) allenfalls in der Unterstützung von Holzwärmeverbunden im Sommer.

Über den heutigen Einsatz von Regeneration bestehen keine kantonalen oder nationalen Statistiken.

Die Methoden für dieses Kapitel umfassen eine Literaturanalyse, die Befragung von Fachpersonen aus den Bereichen Solarwärme, Geothermie und Wärmepumpen, sowie die Besprechung der Resultate im Rahmen eines Workshops der Fachkommission Solarwärme Technik von Swissolar/suissetec/GebäudeKlima Schweiz am 17. November 2020.

#### 4.4.2 Technische Optionen zur Regeneration

Wie in der Einleitung beschrieben, gibt es verschiedene technische Optionen zur Regeneration. Die Optionen werden in diesem Kapitel beschrieben.

##### **Solarwärme generell**

Solarwärme kann auf zwei Ebenen mithelfen, die Sonden kürzer zu dimensionieren resp. eine Unterkühlung des Erdreichs zu vermeiden. Die Bereitstellung von Solarwärme kann zum einen in den Sommermonaten den Wärmebezug aus dem Boden reduzieren und zum anderen die Erdsonden regenerieren. Beide Mechanismen führen dazu, dass die Wärmepumpe weniger Strom verbraucht.



### **Solarwärme: Kunststoff-Absorber und unverglaste Kollektoren als Wärmequelle**

Für die Regeneration von Erdsonden sind preiswerte Kunststoff-Absorber und unverglaste Kollektoren (siehe Abbildung 37 und Abbildung 38) ideal geeignet. Diese Absorber und Kollektoren erzeugen Temperaturen, die in ungedämmten Sonden nicht zu übermässigen Verlusten führen (Haller, 2019). Dies ist von Bedeutung, da das üblicherweise eingesetzte Material der Erdsondenrohre nicht komplett hitzebeständig ist und bei Temperaturen über 50°C beschädigt werden kann. Herkömmliche Kunststoff-Absorber mit einer einfachen Schwarzlack-Beschichtung erreichen je nach Sonneneinstrahlung Temperaturen von 15° bis 30°C. Das Fluid in den Kollektoren kann direkt zur Regeneration der Erdsonden genutzt werden, oder es kann als Wärmequelle für die Wärmepumpe zur Erzeugung von Brauchwarmwasser fungieren (ZHAW, 2020).

Eine Alternative zu Kunststoff-Absorbern bieten unverglaste Kollektoren mit selektiver Beschichtung. Diese Kollektoren erreichen eine etwas höhere Temperatur und reduzieren somit im Sommer den Strombedarf der Wärmepumpe deutlich. Das Fluid kann dabei an bestimmten Tagen direkt zum Brauchwarmwassertank fließen und zusätzlich über ein Mischventil/Wärmetauscher die überflüssige Wärme an die Sonden abgeben. Selbst im Stillstand überschreitet die Temperatur von unverglasten Kollektoren nie 100°C. Es entstehen somit keine Überhitzungsprobleme (Energie Solaire, 2020). Bereits umgesetzte Regeneration-Erdsondenprojekte mit unverglasten Solarkollektoren wie in der Gemeinde Mettmenstetten zeigen, dass beachtliche Jahresarbeitszahlen von 6.2 möglich sind (Naef, 2016).



Abbildung 37: Kunststoff-Absorber (BaunetzWissen, 2020)



Abbildung 38: Unverglaste selektive Flachkollektoren (Energie Solaire, 2020)

Die Kosten für einfache Solarabsorber liegen bei ca. 25 bis 100 Franken pro Quadratmeter. Unverglaste Flachkollektoren sind bereits ab 150 Franken pro Quadratmeter zu bekommen (BaunetzWissen, 2020). Das macht sie preislich sehr attraktiv, jedoch ist der Flächenbedarf höher als bei verglasten Kollektoren. Die Auswahl an auf dem Markt verfügbaren Kunststoffabsorbern und unverglasten Kollektoren ist gross. Es gibt unterschiedliche Formen und Variationen u.a. mit selektiver Beschichtung wie beispielsweise die Kollektoren von EnergieSolaire (Abbildung 39). Anstatt aus Mäanderrohren bestehen die Kollektoren aus einer gepressten Kissenstruktur, die eine gleichmässige Durchströmung der Absorberfläche ermöglicht. Durch die spezielle Beschichtung mit Schwarzchrom werden die Wärmeverluste an die Umgebung deutlich reduziert.

Mittlerweile gibt es bei Solarkollektoren bereits einige dachintegrierte Lösungen, wie sie bei Photovoltaik-Modulen seit längerem umgesetzt werden. Die Integration in Dächer macht Kollektoren architektonisch ansprechender, führt allerdings zu einer Erhöhung der Investitionskosten (Hoval, 2020).



Abbildung 39: Bei der Renovation des Studentenheims Justinus-Haus in Zürich wurden 70.5 m<sup>2</sup> unverglaste Absorber auf dem Dach installiert, mit denen die 6 je 380 m langen Erdsonden regeneriert werden können. Bild © kämpfen zinke+partner

### **Solarwärme: Verglaste Kollektoren**

Verglaste Kollektoren können auch für die Regeneration von Erdsonden eingesetzt werden. Allerdings erzeugen diese Kollektoren höhere Temperaturen als unverglaste Kollektoren oder Kunststoff-Absorber. Vor allem kurzzeitig, beim Umschalten von Brauchwassererzeugung auf Regeneration entstehen hohe Temperaturen, die das Material beeinträchtigen können. Eine Installation eines Solarspeichers ist eine Möglichkeit, um die Erdsonden vor den zu hohen Temperaturen zu schützen. Der Solarspeicher speichert die Solarwärme und gibt diese dosiert – mit einem für die Sonden verträglichen Temperaturniveau – an die Erdsonden ab (Kriesi, 2020). Des Weiteren ermöglicht ein solcher Speicher eine konstante Wärmeabgabe an die Sonde über 24 Stunden hinweg. Um den Energieeintrag der Sonne optimal nutzen zu können, sollen verglaste Kollektoren prioritär für die Warmwasserbereitstellung und die Heizungsunterstützung verwendet werden. Die erzeugten Temperaturen liegen zwischen 30° und 60°C und sind somit für diese Aufgaben sehr gut geeignet. Zusätzlich erzeugen verglaste Kollektoren – im Gegensatz zu unverglasten – genügend hohe Temperaturen um das erwärmte Wasser in den Sommermonaten direkt und ohne Verwendung einer Wärmepumpe zu nutzen. Die so erreichte Stromeinsparung ist allerdings gegenüber unverglasten Kollektoren gering. Aufgrund des für die Warmwasseraufbereitung und für die Heizungsunterstützung geeigneten Temperaturniveaus gehören verglaste Kollektoren zu den am häufigsten installierten Kollektoren (Swissolar, 2020b).

### **Geo-Cooling**

Mit dem sogenannten Geo-Cooling oder Free-Cooling wird in den Sommermonaten Wärme über den Fussboden dem Gebäude entzogen und den Erdsonden zugeführt. Der Kreislauf wird somit umgekehrt, um die Räume leicht abzukühlen und gleichzeitig die Erdsonden zu regenerieren. Dabei läuft anstatt der Wärmepumpe lediglich eine Umwälzpumpe. Die hydraulischen und steuerungstechnischen Anpassungen sind hierzu geringfügig und dementsprechend günstig umzusetzen.

Das Verfahren des Geo-Coolings erhöht den Raumkomfort und stellt im Sommer zu sehr tiefen Preisen eine gewisse Kühlung zur Verfügung. Je nach Energieeffizienz und Nutzung des Gebäudes reicht die vorhandene Wärme aus den Gebäuden zur vollständigen Regeneration aber nicht aus



(Kriesi, 2018). Klassische Fälle sind ältere unsanierte Wohnbauten, in denen der Wärmebedarf klar höher ist als der Kühlbedarf. Klassische Beispiele, in denen Geo-Cooling für die Regeneration ausreicht, sind neue oder energetisch sanierte Bürogebäude mit geringerem Wärmebedarf und höherem Kühlbedarf. Mit Hinblick auf die Klimaerwärmung, könnte der über Geo-Cooling regenerierte Anteil an Erdsonden langfristig steigen. Schweizweite Modellierungen schätzen das Potenzial von Geo-Cooling zur Regeneration der Erdwärme aufgrund des beschränkten Kältebedarfs der Gebäude auf rund 4.5 TWh. Luft-Wärmetauscher und Solarwärme können zusätzlich über 20 TWh pro Jahr beitragen (TEP, 2020).

In Gebäuden mit wenig Kühlbedarf könnte Geo-Cooling mit Solarwärme theoretisch kombiniert werden. Der Nachteil der kombinierten Nutzung besteht darin, dass in den Monaten mit dem höchsten Kühlbedarf am meisten solare Wärme anfällt. Somit besteht eine «Doppelbelastung» der Erdsonden (Widmer, 2018).

### **PVT**

Photovoltaisch-Thermische-Kollektoren (PVT) sind kombinierte Systeme aus einem Photovoltaik-Modul mit Deckschicht und einem darunterliegenden Solarwärme-Kollektor (Abbildung 40). Sie produzieren gleichzeitig Strom und Wärme.



Abbildung 40: PVT Kollektoren (BaunetzWissen)

PVT-Kollektoren wurden speziell als Quelle für Erdwärmepumpen konzipiert. Einerseits lässt sich der damit erzeugte Strom direkt für den Betrieb der Wärmepumpe nutzen, andererseits ist die produzierte Solarwärme auf moderatem Temperaturniveau und kann somit die Erdsonden direkt regenerieren. Durch den Abtransport der Wärme wird eine Überhitzung der Photovoltaik-Zellen vermieden und eine effiziente Stromerzeugung gewährleistet. Die vorwiegend auf dem Markt verfügbaren unabgedeckten PVT-Kollektoren (unabgedeckt bedeutet, dass es keine zusätzliche Glasabdeckung mit einer Luftschicht zwischen Glasabdeckung und Photovoltaik-Modul gibt) werden bei Arbeitstemperaturen unter 40°C betrieben. Das Angebot an PVT-Kollektoren ist im Vergleich zu herkömmlichen Solarkollektoren noch deutlich geringer.

Die Vorteile von PVT-Kollektoren liegen in einem höheren Flächenertrag und in gleichen bzw. geringeren Kosten gegenüber Systemen mit getrennter Photovoltaik und Solarwärme. Weiterhin ermöglichen PVT-Kollektoren ein einheitliches Erscheinungsbild (DGS, 2019). Ein prominentes Beispiel für den Einsatz von PVT-Kollektoren und Erdsonden ist das Suurstoffi-Areal in Rotkreuz (Suurstoffi, 2020). In der Praxis tauchen beim Einsatz von PVT-Kollektoren allerdings auch noch Probleme auf. Zum Beispiel mindert ein schlechter Wärmeübergang vom Photovoltaik-Modul zum



thermischen Kollektor die Effizienz der ganzen Anlage. Geringe Produktionsmengen von PVT-Kollektoren erschweren eine sinkende Preisentwicklung und führen so zu hohen Investitionskosten. In einigen Fallbeispielen konnten zudem keine Mehrerträge gegenüber getrennten Systemen festgestellt werden, da die Temperaturen der Photovoltaik-Zellen in den PVT-Kollektoren für einen effizienten Betrieb zu hoch waren.

### **Wärmepumpen mit Luft-Wärmetauscher**

Mittlerweile gibt es Wärmepumpen, die sowohl eine Erdwärmesonde als auch die Aussenluft als Wärmequelle nutzen können. Diese Funktionalität wird vorwiegend bei grösseren Wärmepumpen mit Leistungen von über 20 kW angeboten (vgl. GlenDimplex). Je nachdem ob im Erdreich oder im Aussenbereich die höhere Temperatur vorliegt, kann das Gerät als Sole/Wasser oder als Luft/Wasser-Wärmepumpe arbeiten und somit stets in einem effizienten Modus arbeiten (energie-experten, 2020). Diese sogenannte hybride Wärmepumpe saugt die Luft über einen Luft-Wärmetauscher an, überträgt die thermische Energie warmer Luftmassen auf den Wärmepumpenprozess und hebt diese auf das gewünschte Temperaturniveau an. So kann in den Sommermonaten mit geringen Strombedarf zusätzliche Wärme der Aussenluft an die Erdsonden abgegeben werden (Energie-Lexikon, 2020).

Studien, welche die Wirtschaftlichkeit von hybriden Wärmepumpen mit Photovoltaik-Kopplung untersuchen, gibt es bisher nicht. In einer kürzlich durchgeführten Analyse der Hochschule Luzern zur Wirtschaftlichkeit in Mehrfamilienhäusern wurden jeweils Solarwärme-Systeme mit Erdwärmepumpen (Tabelle 9) und Photovoltaik-Systemen in Kombination mit hybriden Erdwärmepumpen (Tabelle 10) verglichen (Hochschule Luzern 2020). Darin enthalten sind sowohl komplette Investitions- und Installationskosten (CAPEX) sowie sämtliche laufende Kosten und Wiederbeschaffungskosten über einen Zeitraum von 50 Jahren, die als Total Cost of Ownership (TCO) zusammengefasst sind. Dabei wird deutlich, dass die Anlagen mit Photovoltaik-Modulen ab einer gewissen Fläche geringere Kosten sowohl bei der Beschaffung als auch während der gesamten Lebensdauer aufweisen. Die Analyse basiert auf der Annahme von konstanten durchschnittlichen Strompreisen und Einspeisetarifen über die nächsten 50 Jahre.

Tabelle 9: CAPEX und TCO von Solarwärme-Systemen mit Erdwärmepumpen anhand eines Referenz-Mehrfamilienhauses (Quelle: Hochschule Luzern 2020)

System	ST-Modul	Borehole length [m]	SCR [%]	CAPEX [CHF]	TCO [CHF]
ST_Borehole	1	900	24.43	CHF 181'719.57	CHF 801'948.59
	5	900	60.47	CHF 227'108.28	CHF 909'744.72
	10	900	72.56	CHF 284'731.17	CHF 1'047'294.01
	20	900	78.42	CHF 377'400.30	CHF 1'264'928.09
	30	900	80.75	CHF 460'699.29	CHF 1'464'227.59

Tabelle 10: CAPEX und TCO der Kombination einer PV-Anlage mit hybriden Erdwärmepumpen anhand eines Referenz-Mehrfamilienhauses (Quelle: Hochschule Luzern 2020)

System	PV-Modul	Borehole length [m]	Self-sufficiency [%]	Own-consumption ratio [%]	CAPEX [CHF]	TCO [CHF]
PV_Borehole	50	900	18	85	CHF 205'538.64	CHF 1'126'986.47
	100	900	27	65	CHF 225'720.42	CHF 1'081'589.27
	150	900	36	59	CHF 242'530.42	CHF 1'044'945.66
	200	900	43	56	CHF 258'140.42	CHF 1'021'935.47
	250	900	48	52	CHF 273'150.42	CHF 1'000'527.21

Eine Erdwärmepumpen-Kopplung mit Photovoltaik-Modulen wäre flexibler einsetzbar und unter heutigen Rahmenbedingungen tendenziell kosteneffizienter. Diese Kosteneffizienz ist jedoch stark abhängig von der Entwicklung der Strompreise und Einspeisevergütung. Desweiteren gibt es bisher noch wenige hybride Erdwärmepumpen auf dem Markt.



### Übersicht Kosten

Die Stadt Zürich hat im Jahr 2015 verschiedene Regenerationsvarianten für ein Mehrfamilienhaus mit 12 Wohnungen und einer Gesamtwohnfläche von 1'200 Quadratmetern verglichen. Der angenommene jährliche Heizwärmebedarf lag bei 60 kWh/m<sup>2</sup>. Der jährliche Warmwasserbedarf inklusive Zirkulationsverluste betrug 3'400 kWh pro Wohneinheit. Der Betrieb der Wärmeversorgung wurde über 50 Betriebsjahre simuliert. Als Basisvariante wurde angenommen, dass das Mehrfamilienhaus keine Nachbarn hat und keine Regeneration der Erdsonde nötig ist. Dieser Variante wurden diverse Regenerationsvarianten gegenübergestellt, die nötig würden, wenn auch die Nachbarn die Wärme des Erdbodens dicht und stark nutzen. Als Regenerationsvarianten wurde ein Luft-Wärme-Tauscher von 60 kW, verschiedene Solarwärme-Kollektoren (immer 60 Quadratmeter), Geo-Cooling oder als Alternative eine Verlängerung der Sonde betrachtet. All diese Varianten führen dazu, dass die Wärmepumpe 50 Jahre lang betrieben werden kann.

Die Berechnung der Investitionskosten zeigte, dass die Berücksichtigung der Erdwärmenutzung durch die Nachbarn zu jährlichen Mehrkosten von 2'200 bis 4'500 Fr. führte, also eine Kostensteigerung von rund 10 bis 20% bedeutet. Die berechneten Investitionskosten lagen beim Luft-Wärme-Tauscher und unverglasten Kollektoren am tiefsten. Am teuersten war das Geo-Cooling und die Verlängerung der Sonde (siehe Abbildung 41). Bei den Wärmegestehungskosten lagen alle Varianten recht nahe beieinander. Im Detail schnitten der Luft-Wärme-Tauscher und unverglaste Kollektoren am besten ab, die längere Sonde und verglaste Kollektoren am schlechtesten (siehe Abbildung 42). Die Autoren bewerteten die Verlängerung der Sonde nicht nur als besonders teure, sondern auch als wenig nachhaltige Variante, da sie nach 60 Betriebsjahren die tiefste Temperatur aufwies.

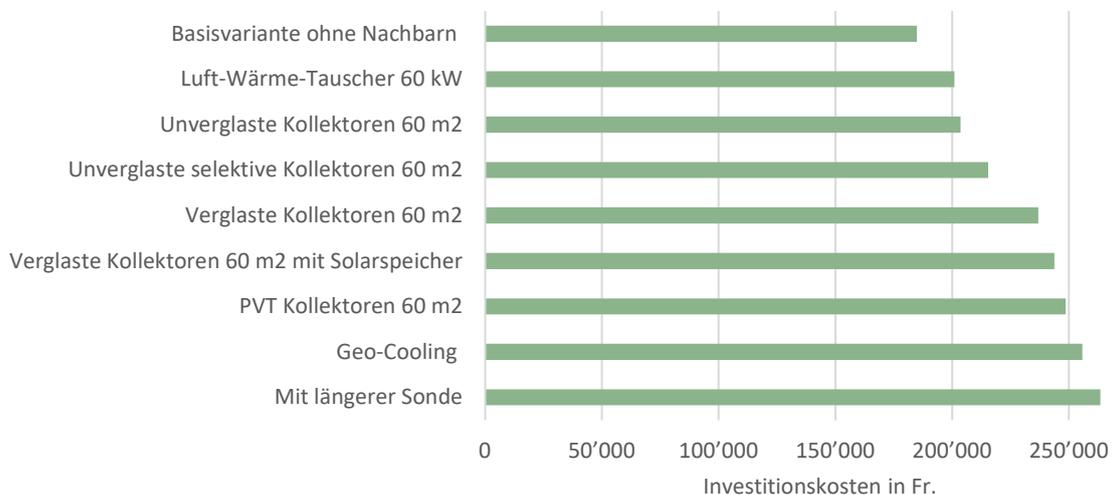


Abbildung 41: Investitionskosten der Varianten der Wärmeversorgung eines Mehrfamilienhauses (Stadt Zürich, 2015)

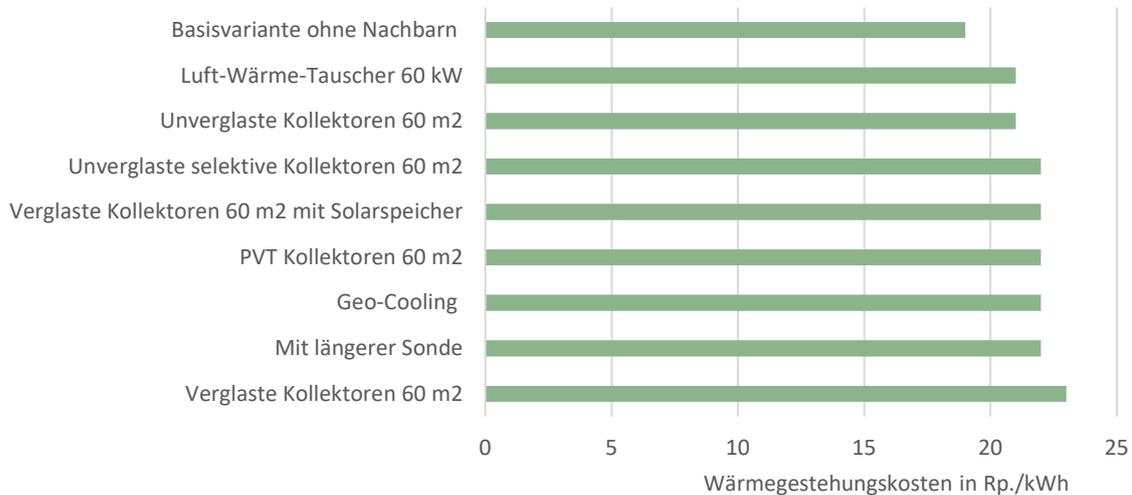


Abbildung 42: Wärmegestehungskosten der Varianten der Wärmeversorgung eines Mehrfamilienhauses

Im Rahmen des Work Package 2a dieses Projektes wurde für denselben Referenzfall die Kosten<sup>3</sup> für die Regeneration mit «unverglasten selektiven Kollektoren» und mit «längeren Sonden» simuliert und verglichen. Anders als in der Züricher Studie unterscheiden sich in dieser Simulation die Investitionsbeträge für beide Varianten nur unwesentlich (Tabelle 11). Die Wärmegestehungskosten lagen bei 16 Rp./kWh für die Kollektoren gegenüber 15 Rp./kWh für die längeren Sonden (Strompreis 23 Rp./kWh, ohne Annahme einer Teuerung), damit also relevant tiefer als in der Züricher Studie.

Tabelle 11: Totale Investitionen und Wärmegestehungskosten (LCOE) von Regenerationsvariante «unverglast selektive Kollektoren mit kürzerer Sonde» gegenüber Option längere Sonde für Referenzgebäude der Stadt Zürich (Quelle: Hochschule Luzern 2020)

	Total Investitionen	LCOE (Rp./kWh)
Unverglaste selektive Kollektoren 60 m <sup>2</sup> , 1080 m	230'000	16
Längere Erdsonden, 2115 m	232'000	15

In einem Workshop mit den Mitgliedern der Fachkommission Solarwärme Technik von Swissolar/suissetec/GebäudeKlima Schweiz (17. November 2020) ergab sich das Bild, dass Geo-Cooling in der Investition und im Betrieb zu den günstigsten Varianten gehört.

Insgesamt hängt die Entscheidung im Einzelfall von der individuellen Ausgangslage vor Ort ab, also zum Beispiel von den geologischen Verhältnissen, den Platzverhältnissen, der Eignung der Dachflächen, der Lärmempfindlichkeit, etc.

Die diversen Diskrepanzen in den Studien, Modellierungen und Aussagen der Experten (z.B. Kosten und Eignung von Geocooling und längeren Sonden gegenüber anderen Varianten) konnte nicht auf den Grund gegangen werden und sollte ein Fokus weiterer Forschung sein.

### **Ausblick künftige Technologien**

Besteht in einem Gebäude wenig Wärmebedarf und ein relevanter Kühlbedarf ist Geo-Cooling eine geeignete Lösung für die Erdsonden-Regeneration. Die Kostenfolgen werden von verschiedenen Studien unterschiedlich bewertet. Von den Solarwärmetechnologien stellen derzeit unverglaste selektive Flachkollektoren die kostengünstigste und effizienteste Lösung dar. In Hinblick auf

<sup>3</sup> Hierfür wurden Daten aus einer Vielzahl von aktuellen Offerten (2019-2020) herangezogen



technologische Verbesserungen wird momentan noch an den selektiven Absorber-Beschichtungen intensiv geforscht, um weitere Verbesserungen zu erzielen. Jedoch werden hier nicht mehr allzu grosse Technologiesprünge erwartet.

Neben unverglasten Flachkollektoren könnten sich auch PVT Kollektoren für die Erdsonden-Regeneration langfristig durchsetzen. Allerdings bedarf es noch Forschungs- und Entwicklungsarbeit um die gegenwärtigen Probleme wie Überhitzung und Wärmetransport zwischen Photovoltaik-Zellen und Solarkollektoren zu beheben.

Die Regeneration mit Photovoltaik und hybriden Wärmepumpen zeigt ebenfalls grosse Potenziale auf, die es noch weiter zu untersuchen gilt. Vor allem sind Wärmepumpen-Hersteller gefragt, dieses Potenzial zu erkennen und dementsprechend ihr Produktportfolio daraufhin zu erweitern.

Ein wichtiges Thema bei allen Quellen der Regeneration ist die Weiterentwicklung von Regelstrategien. Was in der Theorie funktioniert, kann in der Praxis zu Problemen führen. Hier gilt es geeignete Regelungen bedarfsgerecht zu konzipieren und Erkenntnisse aus Bestands- und Pilotanlagen in der Planung zu berücksichtigen.

#### 4.4.3 Übersicht Hemmnisse

Es gibt kaum Fachliteratur zu den Hemmnissen zum Einsatz von Solarwärme in der Regeneration. Um dennoch Hemmnisse zu identifizieren, wurden neun Fachpersonen aus Forschung, Planungsbüros und Fachvereinen dazu in einem Telefoninterview befragt. Alle Befragten beschäftigen sich beruflich mit Geothermie, Solarwärme, Wärmepumpen oder einer Kombination davon. Analog zu Kapitel 2 wurden die Hemmnisse in die Bereiche «rechtlich und regulatorisch», «technisch», «wirtschaftlich» und «gesellschaftlich» eingeteilt. Tabelle 12 gibt eine Übersicht von möglichen Hemmnissen einer Verbreitung solarer Regeneration. Nicht alle aufgeführten Elemente wirken tatsächlich als Hemmnis. Bei einigen Elementen haben die Recherchen und Befragungen ergeben, dass sie auf den Einsatz von Solarwärme in der Regeneration positive als auch negative Wirkungen haben.

Tabelle 12: Übersicht möglicher Hemmnisse von Solarwärme für die Regeneration von Erdwärmesonden. Legende: grau: Elemente, die in den allgemeinen Hemmnissen bereits beschrieben werden; (-): Elemente, die als Hemmnis wirken; (0): Elemente, die gleichzeitig als Hemmnis und Anreiz wirken oder die neutral sind.

Aspekte	Mögliche Elemente	Aspekte	Mögliche Elemente
rechtlich und regulatorisch	— Energierecht und CO <sub>2</sub> -Gesetz (0) — Unklare Vorgaben (0) — Raumplanungsgesetz — Steuergesetzgebung — Mietrecht	wirtschaftlich	— <b>Kosten (-)</b> — <b>Fachwissen (-)</b>
technisch	— <b>Hohe Temperaturen der Solarwärme (-)</b> — <b>Tiefe Wärmeaufnahme-fähigkeit des Erdreichs (-)</b> — <b>Tiefer Wirkungsgrad (-)</b> — <b>Komplexität der Technologie (-)</b> — <b>Kleine Produktpalette (-)</b> — <b>Erschwerung der Kühlung (-)</b> — <b>Flächenkonkurrenz (-)</b>	gesellschaftlich	— Fehlende Akzeptanz in Politik und Gesellschaft — Investitionskosten als Basis für Kaufentscheide — <b>Unsicherheit zum Thema Regeneration (-)</b> — <b>(Ungerechte) Verteilung des Nutzens (-)</b>

Einige Hemmnisse gelten für die Solarwärme allgemein und beziehen sich nicht spezifisch auf die Regeneration von Erdwärmesonden. Diese sind in Tabelle 12 grau geschrieben. Um eine gute Übersicht über die Hemmnisse zu gewährleisten, werden diese allgemeinen Hürden der Solarwärme



hier ebenfalls erwähnt. Die Beschreibungen dieser allgemeinen Hürden werden hier nicht wiederholt, sondern können im Kapitel 4.2 nachgelesen werden.

#### 4.4.4 Rechtliche und regulatorische Hemmnisse

##### ***Energierrecht und CO<sub>2</sub>-Gesetz***

Diese beiden Hemmnisse werden bereits bei den allgemeinen Hemmnissen der Solarwärme in Kapitel 4.2.2 beschrieben. Spezifisch für das Thema Erdsonden und die Regeneration lässt sich ergänzen, dass die kantonalen Vorschriften und das CO<sub>2</sub>-Gesetz durch den Anreiz für erneuerbare Energien oder die Belastung von fossilen Energien auch einen Anreiz für Erdsonden darstellen. Auch die kantonale Förderung umfasst nicht nur die Solarwärme, sondern auch Erdsonden. So gesehen sind die beiden Aspekte kein Hemmnis, sondern ein Anreiz.

Als Hemmnis für den stärkeren Einsatz von Regeneration wird gesehen, dass die Anreize noch nicht ausreichen, um einen starken Ausbau der Erdwärmesonden zu erwirken. Würde der Einsatz erneuerbaren zur Pflicht, würden sehr viel mehr Sonden gebohrt und damit der Bedarf generell nach Regeneration steigen.

##### ***Unklare Vorgaben***

Die aktuell gültige SIA-Norm für Erdsonden SIA 384/6 gibt bezüglich Regeneration erst wenig Hilfestellung. Generell soll die Sondenlänge so ausgelegt werden, dass die Wärmeträgermitteltemperatur nach 50 Jahren Lebensdauer nicht tiefer liegt als -1.5°C. Bei einer örtlichen Häufung soll die gegenseitige Beeinflussung eingerechnet werden oder durch eine «saisonale Nachladung» eliminiert werden. Aus bohrtechnischen Gründen soll bei vertikalen Bohrungen ein minimaler Abstand von 5 Metern zwischen den Sonden eingehalten werden. Bei Projekten mit einer ausgeglichenen Sommer-Winter-Bilanz sollen kleine Abstände über 5 Meter gewählt werden, bei Anlagen, die vorwiegend nur zum Heizen oder Kühlen verwendet werden, ist der Sondenabstand zu maximieren. Im Anhang der Norm wird der notwendige Längenzuschlag für den einfachen Fall bis und mit vier Sonden aufgezeigt. Wie die gegenseitige Beeinflussung von Sonden in komplexeren Situationen eingerechnet werden kann und soll, ist sehr komplex und wird nicht erläutert. Da das Thema Regeneration einen immer wichtigeren Stellenwert einnimmt, wird die Norm daher aktuell überarbeitet mit einem besonderen Schwerpunkt auf die Auslegung zur Regeneration (Bionda, 2020). Eine neue Bestimmung, die den exakten Energiebezug pro Bodenfläche definiert, soll die Unklarheit, ob überhaupt regeneriert werden muss, vermindern. Zudem haben diverse Kantone in ihren Baugesetzen Mindestabstände zu benachbarten Grundstücken definiert, oft um die drei Meter (BFE, 2017b).

#### 4.4.5 Technische Hemmnisse

##### ***Hohe Temperaturen der Solarwärme***

Die in der Schweiz am weitesten verbreiteten Solarkollektoren (verglaste Kollektoren) liefern Wasser mit hohen Temperaturen. Diese können je nach Material der Sonde das Material beschädigen und den Wärmetransfer beeinträchtigen. Es gibt Erdsonden, die auf einen Betrieb mit hohen Temperaturen ausgelegt sind. Die Materialkosten dieser Sonden sind aber höher als diejenigen der üblichen Niedrigtemperatur-Sonden. Die befragten Fachpersonen waren sich einig, dass unverglaste Kollektoren und PVT-Kollektoren Temperaturen liefern, die für das Material der Erdsonden unproblematisch sind.

##### ***Tiefe Wärmeaufnahmefähigkeit des Erdreiches***

Die physikalischen Eigenschaften des Erdreiches bestimmen dessen Wärmeaufnahmefähigkeit. Je nach Eigenschaften der Bodenschicht kann der Wärmetransfer von Erdsonde zu Erdreich unterschiedlich ausfallen. In Abwesenheit von Wasser geschieht die Wärmeübertragung durch Wärmeleitung. Dieser Transport ist relativ träge und limitiert dementsprechend das Wärmeaufnahmeleistung des Erdreiches. Mit hohen Temperaturen können höhere Aufnahmeleistungen



erreichen werden. Alternativen sind auch Technologien, die auf andere Speichermedien setzen (Eisspeicher, Geospeicher), die einen effizienteren Wärmetransport ermöglichen.

### ***Tiefer Wirkungsgrad der Regeneration***

Viele Fachpersonen weisen auf einen niedrigen «Wirkungsgrad» der solaren Regeneration verglichen mit alternativen Technologien hin, ohne diesen im Detail zu definieren. Sie verweisen dabei vor allem auf die Wärmeverluste des Transfers ins Wärmesystem sowie die Wärmeleitfähigkeit der Erdsonden und des Erdreichs. Hier ist zu beachten, dass die Verluste im Erdreich stark davon abhängen, wie dicht die Erdwärme genutzt wird (sehr hohe Verluste bei Einzelsonde, geringe Verluste bei sehr grossem Sondenfeld). Die direkte Nutzung der Solarwärme für Brauchwarmwasser würde eine Erdsonde durch die tiefere Entzugsleistung durch die Wärmepumpe auch entlasten. Sie wird daher im Vergleich als effizienter eingeschätzt. Es ist nicht bekannt, ob die beiden Optionen (direkte Nutzung vs. Regeneration) in der Literatur bereits miteinander verglichen wurden.

### ***Komplexität der Technologie***

Wie bereits in Kapitel 4.2.3 erwähnt, ist die Solarwärme bereits für sich eine komplexe Technologie. Nicht nur die Steuerung, sondern auch die Integration in ein bestehendes Heizungssystem ist anspruchsvoll. Mit der zusätzlichen Kopplung der Solarwärme an die Erdwärmesonden wird der Komplexitätsgrad weiter erhöht. Planer müssen die Verwendung solarer Regeneration berücksichtigen, neue Leitungen, welche einen Wärmetransfer von Solarkollektor zur Erdwärmesonde gewährleisten, müssen verlegt und diverse Systemkomponenten müssen aufeinander abgestimmt werden. Mit dieser steigenden Komplexität steigt sowohl der Planungsaufwand, und somit die Kosten des Projekts, sowie die Fehleranfälligkeit des Gesamtsystems.

### ***Kleine Produktpalette***

Zurzeit sind wenige aufeinander abgestimmte Produkte im Markt erhältlich. Im Allgemeinen können die verschiedenen Systemkomponenten von Hersteller zu Hersteller variieren und sind deshalb nicht immer miteinander einsetzbar. Die Planung eines Gesamtsystems mit aufeinander abgestimmten Produkten wird durch diesen Umstand erschwert. Zusätzlich herrscht Mangel an einer dokumentierten Vorgehensweise, die den Einstieg von unerfahrenen Planern erleichtern könnte. Diese Planer müssen selbstständig ihre jeweiligen Erfahrungen sammeln. Für ein Projekt bedeutet das einen Mehraufwand und ein erhöhtes Fehlerrisiko. Der Mangel an Information über optimal abgestimmte Produktpaletten könnte vor allem Neueinsteiger dazu bewegen Regeneration mit Solarwärme nicht in ihr Angebotssortiment aufzunehmen. Schliesslich sind unverglaste Kollektoren mit tiefem Temperaturniveau für die Regeneration am ehesten geeignet. Am stärksten verbreitet mit der breitesten Produktpalette sind jedoch heute in der Schweiz verglaste Kollektoren für die direkte Erwärmung von Brauchwarmwasser.

### ***Erschwerung der Kühlung***

Die Möglichkeit, das Gebäude im Sommer zu kühlen, ist ein wichtiges Argument für die Wahl Erdsonden-Wärmepumpen-Geo-Cooling. Je nach Ausgangslage des Gebäudes genügt die zurückgeführte Wärme nicht für eine vollständige Regeneration. So würde die Option bestehen, zusätzlich mit Solarwärme zu regenerieren. Da sich sowohl die Hauptnachfrage nach Kühlung wie auch die maximale Regenerationsleistung von Solaranlagen im Sommer ereignen, werden die Erdwärmesonden in dieser Zeit doppelt beansprucht. Aus Sicht Kühlung ist in dieser Zeit eine möglichst geringe Temperatur der Erdwärme erwünscht. Im Gegensatz dazu, transferiert aber die Solarwärme genau zu diesen Zeiten am meisten Wärme ins Erdreich und erhöht somit dessen Temperatur. Damit erschwert die solare Regeneration das Geo-Cooling. Befragte Experten waren sich nicht einig, wie relevant dieser Effekt ist und inwieweit dies wirklich ein Problem darstellt.

Ist die Temperatur des Erdreichs zu hoch, muss mit der Wärmepumpe aktiv gekühlt werden. Die Temperatur des Kühlmediums wird somit auf ein höheres Niveau gehoben und kann somit Wärme ans Erdreich abgeben. Aktive Kühlung ermöglicht auch die Kombination mit solarer Regeneration. In dichtbesiedelten Gebieten, in welchen eine Nachfrage nach Kühlung aber auch nach Regeneration



besteht, ist die aktive Kühlung durch eine Wärmepumpe meistens die einzige Möglichkeit Kühlung mit Erdwärmesonden und deren Regeneration zu vereinen.

### **Flächenkonkurrenz**

Zur Regeneration mit Solarwärme sind typischerweise Dachflächen für die Kollektoren nötig. Hier besteht eine Konkurrenz zu anderen Dachnutzungen wie Terrassen und Photovoltaik.

#### 4.4.6 Wirtschaftliche Hemmnisse

### **Kosten**

Viele Eigentümer orientieren sich stärker an den kurzfristigen Investitionskosten als an den durchschnittlichen Wärmegestehungskosten des Systems. Dadurch sind bereits Wärmepumpen mit Erdwärmesonden benachteiligt, weil sie im Bau deutlich teurer sind als fossile Systeme oder Luft-Wasser-Wärmepumpen und der Vorteil der tieferen Stromkosten erst langfristig erfolgt. Muss zusätzlich zur bereits teuren Erdsonde auch noch Solarwärme installiert werden, erhöht dies die Investitionskosten nochmals stark. Hier stellt sich dann insgesamt die Frage der Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage verglichen mit alternativen Technologien. Zum Beispiel würden einige der befragten Fachpersonen eine tiefere Bohrung für die Verlegung der Erdwärmesonden kostengünstiger einschätzen als den Bau einer Solarwärmanlage, da bei Bohrungen die Fixkosten den grössten Teil der Kosten ausmachen. Die in der Einleitung dargestellte Analyse der Stadt Zürich (Stadt Zürich, 2015) zeigt hingegen ein anderes Bild und weist längere Sonden als sehr teure Variante aus.

Im Betrieb bedarf es für eine effiziente Anlage einer Messung und Überwachung, die bei fossilen Heizungen so nicht nötig war. Im Gegensatz entfällt auch ein Teil des Unterhaltsaufwands (Kaminfeger, allenfalls Ölbestellung).

### **Fachwissen**

Wie bereits bei den allgemeinen Hemmnissen in Kapitel 4.2.4 dargelegt, besteht bereits bei der Solarwärme ein Mangel an Fachkräften mit dem nötigen Wissen, um die komplexen Anlagen zu installieren. Die Kombination mit einer ebenfalls anspruchsvollen Erdwärmennutzung erschwert das Problem zusätzlich. Das Thema Regeneration ist ein verhältnismässig neues Thema. Bereits die Frage, ob eine Regeneration nötig ist oder nicht, ist nicht so einfach zu beantworten. Die Beschaffenheit und das Verhalten des Wärmestroms im Erdreich kann nicht genau quantifiziert werden. Einflüsse von Niederschlag und Grundwasser machen eine exakte Berechnung der benötigten Regenerationswärme unmöglich. Dieser Umstand erschwert die Planung der benötigten regenerativen Wärme. Die Entwicklung des Wissens widerspiegelt sich auch in der Entwicklung der Normen (siehe Hemmnis zu den unklaren Vorgaben). Es gibt daher aktuell nur wenige Planer, die über das notwendige Fachwissen und einen reichen Erfahrungsschatz verfügen. Dies kann dazu führen, dass nicht regeneriert wird oder die Anlage weniger effizient läuft als möglich wäre. So können beispielsweise unnötige Sicherheitsvorkehrungen, wie die Verwendung von Sicherheitssystemen oder Kühlern, um zu hohen Temperaturen entgegenzuwirken, den Wirkungsgrad einer Anlage vermindern.

#### 4.4.7 Gesellschaftliche Hemmnisse

### **Unsicherheit zum Thema Regeneration**

Eng gekoppelt an das Hemmnis des Fachwissens ist das Hemmnis, dass generell bezüglich Regeneration gesellschaftlich Unsicherheit besteht. Es besteht in Fachkreisen kein konsolidierter Mindestkonsens zur Regeneration. Wenn die Fachleute sich «nicht einmal» einig sind, ob es in einem konkreten Fall überhaupt Regeneration braucht oder nicht, dann entsteht bei den EigentümerInnen eine übergeordnete Unsicherheit zum Thema Regeneration. Dies führt zu einer generellen Zurückhaltung beim Einsatz der Regeneration und damit einhergehend mit dem Einsatz von Solarwärme zur Regeneration.



### ***(Ungerechte) Verteilung des Nutzens***

Die Regeneration einer Erdwärmesonde wirkt sich im Fall von nah aneinandergrenzenden Grundstücken auch auf die Wärme im benachbarten Grundstück aus. Besitzer der benachbarten Sonden erfahren somit die positiven Nebeneffekte dieser Regeneration, ohne sich an den Kosten zu beteiligen. So profitieren klassischerweise diejenigen, die zuerst Sonden gebohrt haben. Dies kann als ungerecht wahrgenommen werden und auch ein Hemmnis darstellen. Umgekehrt riskieren diejenigen, die zuerst und daher ohne die Kenntnis möglicher anderer Sonden, dass die nachher gebohrten Sonden die bestehenden Sonden zusätzlich auskühlen. Die neuen Sonden können den Effekt der alten Sonden einkalkulieren, regenerieren oder länger auslegen und damit einen langfristigen Betrieb selbst sicherstellen.

#### 4.4.8 Zusammenfassung

Die Befragung der Fachpersonen hat diverse Hemmnisse für den Einsatz von Solarwärme für die Regeneration ergeben. In einem Workshop der Fachkommission Solarwärme Technik von Swissolar/suissetec/GebäudeKlima Schweiz (17. November 2020) wurden die Teilnehmenden befragt, welche der genannten Hemmnisse sie als besonders wichtig einschätzen. Die Energie- und Klimapolitik, die gesellschaftliche Unsicherheit sowie die hohen Kosten wurden als wichtigste Hemmnisse betrachtet. Als wenig wichtiges Hemmnis wurden die hohen Temperaturen betrachtet, weil sich dies durch die Wahl der passenden Kollektoren leicht lösen lässt. Auch als wenig wichtig wurde die potenziell ungerechte Verteilung des Nutzens betrachtet. Dies ist heute fast kein Thema. Zwei der Hemmnisse wurden kontrovers diskutiert. So beurteilten einige Experten die Komplexität des Systems als besonders wichtig, andere als unwichtig. Die Diskussion ergab, dass das System von allen als komplex beurteilt wird, einige Experten dies als wichtiges Hemmnis sehen und andere davon ausgehen, dass sich dies mit guten Fachpersonen lösen lässt. Auch die Kombination der Solarwärme-Regeneration mit Kühlung wurde in seiner Bedeutung sehr unterschiedlich beurteilt. Es bestand Uneinigkeit darüber, wie sehr Solarwärme die Kühlung überhaupt erschwert und wie stark die Konkurrenz zwischen den beiden Optionen ist.



## 5 Ergebnisse und Diskussion: Evaluation der Lösungen

### 5.1 Hintergrund der Vorgehensweise

Mit den vorangegangenen Ergebnissen aus WP2a, WP2b und WP3 können die in WP1 identifizierten solarthermischen Systeme ganzheitlich bewertet und in einen Gesamtkontext gebracht werden. Dies wurde mithilfe der SWOT-Methodik durchgeführt. Mit der SWOT-Analyse (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) werden die verschiedenen solarthermischen Systeme sowohl untereinander als auch mit konventionellen Lösungen wie z.B. Photovoltaik in Kombination mit Wärmepumpen verglichen. Dazu gehört sowohl die Definition der Analyse-Kriterien, die Auswahl der Benchmark-Technologien als auch die Ableitung von Massnahmen für Politik, Forschung und Markt. Die SWOT-Analyse bietet eine Grundlage für die Ableitung von Strategien für den Einsatz von solarthermischen Systemen bis über den Zeithorizont 2050 hinaus. Zeigen bestimmte Systeme kritische Schwächen auf und treffen dabei auf wahrscheinliche Risiken, bedarf es einen inkrementellen Kurswechsel bzw. im schlimmsten Fall können sich diese Systeme langfristig nicht am Markt durchsetzen. Umso wichtiger ist es sich auf die vielversprechendsten solarthermischen Lösungen zu fokussieren.

Um solarthermische Systeme möglichst neutral zu bewerten, wurden sowohl in WP2b als auch in WP4 konventionelle Benchmark-Technologien wie Wärmepumpen, Gaskessel, Heizwerke als Vergleichsbasis herangezogen. Dadurch soll die Frage beantwortet werden, ob solarthermische Systeme konkurrenzfähig sind. Im energyscope wurden bereits erste Daten wie Wirkungsgrade und Kosten der solarthermischen Systeme implementiert und in Relation zu konventionellen Lösungen und Technologien mit geringerer marktreife wie Wasserstoff und Tiefengeothermie gesetzt. Von den vier Szenarien zeigt sich lediglich in den Szenarien Imagine und Come-Together ein wesentlicher solarthermischer Beitrag zur Erreichung einer negativen gesamtschweizerischen CO<sub>2</sub> Bilanz. In den beiden Zukunfts-Szenarien sind solarthermische Systeme jedoch im Wesentlichen nur in Kombination mit saisonalen thermischen Speichern in Wärmenetzen konkurrenzfähig. Ergänzt man die Szenarien mit Tiefengeothermie wird der Anteil an solarthermischen Beitrag allerdings verschwindend gering. Dasselbe passiert, wenn die Anzahl der installierten Wärmepumpen nicht limitiert wird. Es wird deutlich, dass das Potenzial der Solarthermie stark vom ausgewählten Szenario abhängt. An dieser Stelle muss jedoch erwähnt werden, dass die Kostenentwicklung und die tatsächliche Potenzialausschöpfung insbesondere der weniger ausgereiften Technologien wie Tiefengeothermie mit enormer Unsicherheit verbunden sind.

Innerhalb der SWOT-Analyse wurden technische und wirtschaftlichen Kriterien aus WP2 aufgegriffen und um ein weiteres Set an Kriterien ergänzt, um solarthermische Systemlösungen ganzheitlich zu bewerten. Eine Auswahl an SWOT-Kriterien in die Kategorien technisch, wirtschaftlich und marktbezogen, gesellschaftlich, regulatorisch und politisch ist in Tabelle 13 ersichtlich. Zur Einschätzung der Kriterien haben wir auch die Ergebnisse aus WP3 mit den heutigen Hürden und Chancen herangezogen, die im nächsten Kapitel erläutern werden.

Tabelle 13: SWOT-Kriterien für Vergleichbarkeit

Technische Kriterien	Wirtschaftliche und marktbezogene Kriterien
System Performance Factor	Lebenszykluskosten, CAPEX, OPEX, Einspeisetarife
Solarer Deckungsgrad	Kostenpotenziale
Temperaturniveaus, Produktionsprofile, Wärmebedarfsprofile	Entwicklung Brennstoff- und Komponentenpreise
Verluste und Speicherdichte	Skaleneffekte und Skalierbarkeit
Technische Komplexität und Reifegrad	Verbreitung von Fachwissen
Zuverlässigkeit im Betrieb	Erwartung an Wertsteigerung und Rendite
Ressourcenverfügbarkeit, Umsetzbarkeit	



Integrierbarkeit in bestehende Systeme

Benutzerfreundlichkeit

CO<sub>2</sub> Bilanz

**Gesellschaftliche Kriterien**

Umweltbewusstsein

Architektonische Ästhetik

Lebensdauer

Bekanntheitsgrad

Generelle Akzeptanz und Wissen

Entscheidungsstrukturen

Platzbedarf

**Regulatorische und politische Kriterien**

Energiegesetz

Mietrecht

CO<sub>2</sub> Gesetz

Raumplanungsgesetz

Subventionen

## 5.2 Stärken-Schwächen Bewertung

In einer ersten Iteration wurden zunächst allgemeingültige «globale» Aussagen zu solarthermischen Systemen getroffen. In einem zweiten Schritt wurden die in WP2a analysierten Systeme herangezogen, um applikationsspezifische Aussagen zu treffen. Jede Applikationsebene (EFH, MFH, Areale, Industrie) hat charakteristische Anforderungen, auf die gezielt eingegangen werden muss da es sonst zu Fehleinschätzungen kommt und entsprechende Massnahmen ohne Wirkung bleiben.

Ausgehend von der heutigen Perspektive, ist eine umfangreiche Stärken-Schwächen-Bewertung solarthermischer Systeme entstanden. Diese sind auf die wesentlichen Punkte in Tabelle 14 zusammengefasst. Als globale Stärken solarthermischer Systeme sind v.a. der geringe Wartungsaufwand sowie die Möglichkeit der «soften» Sanierung zu nennen. Letzteres bezieht sich auf die MuKen-Verordnung. Dadurch werden in den nächsten Jahren Immobilienbesitzer vermehrt dazu aufgefordert in Gebäudesanierungen zu investieren. Mit solarthermischen Systemen können die Forderungen einfach umgesetzt werden, selbst wenn diese nur zur Warmwasserunterstützung fungiert. Gegenüber einer kompletten Heizungserneuerung oder Sanierung der Gebäudehülle stellen solarthermische Systeme eine kostengünstige Option dar.

Tabelle 14: Übersicht der Stärken-Schwächen-Bewertung

	Stengths today	Weaknesses today
<b>Global</b>	<p>CO<sub>2</sub> freier Betrieb</p> <p>"Softe Sanierung" für kl. Geldbeutel möglich</p> <p>Wartungsarm</p>	<p>2 Heizsysteme nötig = hoher Invest (trotz Förderung)</p> <p>Fachwissen zu Möglichkeiten, Auslegung und Installation nicht weit verbreitet</p> <p>Asymetrisches Verhalten von Bedarf u. Erzeugung beim Heizen in Winter</p>
<b>EFH</b>	<p>Bei Sanierung: direkte Senkung der Heizkosten</p> <p>Reine ST-Versorgung im Sommer mit wenig Fläche möglich</p> <p>Erhöhung Autarkie und Einsatz für Umwelt</p>	<p>Platzbedarf für Speicher bei hohem solaren Deckungsgrad (DHW+SH)</p> <p>Integrierbarkeit in bestehendes Heizsystem kann schwierig sein</p>



<b>MFH</b>	Wertsteigerung der Immobilie	Überhitzungsprobleme bei falscher Dimensionierung (nicht bei allen Anlagensystemen)
	Reine ST-Versorgung im Sommer mit wenig Fläche möglich	Generell mangelndes Monitoring lässt Fehler spät erkennen
	Einsatz für die Umwelt	Nutzung von Überschusswärme durch Nachbargebäude meist nicht möglich
	(Bessere Kosteneffizienz als bei ST EFH)	
<b>District</b>	Wertsteigerung der Immobilie	Mangelnde Fachkompetenz kann zu erheblichen Problemen in Betrieb führen (Folgekosten)
	Imageverbesserung	Integration in Wärmenetz stark abhängig von Temperaturniveau weiterer Quellen
	(Bessere Kosteneffizienz als bei ST EFH)	Platzbedarf für Langzeitspeicher evtl. kritisch
		Amortisationszeiten > 5 Jahre sind unattraktiv
<b>Industry</b>	Imageverbesserung	Effizienter und wirtschaftl. Einsatz von ST nur bis 130° - 150° C
	Hohe Effizienz bei Prozesswärme mit höheren Temperaturen als für WP machbar	Industriedächer oftmals nicht für zusätzliche Lasten ausgelegt
		Technische Einbindung kann sehr komplex sein und planungsaufwendig

Solarthermische Systeme lassen sich jedoch in der Regel nur in Kombination mit einem anderen Heizsystem realisieren, worin die grösste Schwäche besteht. Soll eine solarthermische Heizungsunterstützung erfolgen, resultiert daraus ein wesentlich höherer Investitionsaufwand. Daran ändern auch die in den meisten Kantonen verfügbare Förderung nur wenig<sup>4</sup>. Solche Systeme erfordern auch ein gewisses thermodynamisches Fachwissen zur Auslegung und Installation was als weitere wichtige Schwäche gewertet werden muss. Gegenüber einer Wärmepumpen-Installation ist die solare Heizungsunterstützung deutlich komplexer in der Auslegung. Eine vom BFE in Auftrag gegebene Studie zur Performance-Bewertung von bestehenden solarthermischen Anlagen hat gezeigt, dass nahezu ein Drittel der Anlagen optimierungsbedürftig sind, was sich auch mit den Erfahrungen von Experten deckt (siehe WP3). Eine mögliche naheliegende Verbesserungs-Strategie liegt in einem Ausbau entsprechender Schulungen für Fachpersonen seitens der Hersteller.

Im EFH Bereich erweisen sich solarthermische Heisswasseranlagen nach wie vor am attraktivsten, da die Investitionskosten mit < 10'000 CHF gering sind und dadurch bei den Eigentümern das Bewusstsein entsteht einen positiven Beitrag für die Umwelt zu leisten und sie dadurch ein Stück autarker werden. Demgegenüber erscheint eine heizungsunterstützende Solaranlage mit durchschnittlichen Investitionen von über 22'000 CHF (12m<sup>2</sup> Flachkollektoren und 1200 l Wassertank) als relativ teuer. Im Vergleich dazu ist eine komplette Wärmepumpenanlage die 100% der Heizenergie deckt, bereits für knapp 30'000 CHF erhältlich.

Bei Mehrfamilienhäusern zeigen solarthermische Systeme auch zur Heizungsunterstützung eine bessere Kosteneffizienz als bei Einfamilienhäusern (siehe WP2). Investitionen in solarthermische Anlagen bei MFHs werden nicht nur rein aus der Notwendigkeit zu Renovation getätigt. Wichtige Motivationsgründe sind auch die Wertsteigerung der Immobilie und der Beitrag für die Umwelt, welcher bei kleineren Liegenschaften verstärkt verbreitet ist. Als kritischer Punkt ist neben der

<sup>4</sup> Beispiel: Eine Schlüsselfertige Solaranlage mit Pelletheizung für EFH60 Gebäudestandard mit einem solaren Deckungsgrad von ca. 40% kostet ca. 55'000 CHF. Davon lassen sich ca. 3'600 CHF Förderung in Kanton Luzern abziehen (Schweizer Durchschnitt der Solarthermie-Förderung).



Komplexität sicherlich das in vielen MFH Gebäuden nicht vorhandene Monitoring zu nennen. Kommt es zu technischen Problemen, werden diese erst spät erkannt und können erhebliche Folgekosten verursachen. Solarthermische Lösungen sollten daher stets überwacht werden, wie es bereits heute bei Photovoltaikanlagen der Fall ist.

Solarthermische Anlagen in Wärmenetzen von Arealen können in der Schweiz deutlich wirtschaftlicher betrieben werden als bei Ein- und Mehrfamilienhäusern (BFE, 2017a). Wie im Kapitel WP3 beschrieben, bietet sich Solarthermie insbesondere in Kombination mit Holzwärmeverbänden an (siehe Kapitel zu WP3). Derzeit liegen die Investitionskosten aber häufig unter den Erwartungen von Wärmenetzbetreibern. Dieses Problem wird verstärkt durch den relativen Überhang an günstiger Abwärme von Kehrlichtverbrennungsanlagen und den gegenwärtig tiefen Holzpreisen die eine Einsparung von Holz im Sommer durch Solarwärme weniger attraktiv machen. Oft fehlt auch das entsprechende Knowhow für die Realisierung da die Komplexität und Integration bei Grossanlagen steigt. Auch der Platzbedarf an Speicher kann ein Problem darstellen. Hier gilt es demnach geeignete Konzepte zu finden wie beispielsweise den Bau von Speicher in ungenutzten Kellerräumen «GEAS» (Hochschule Luzern, 2020) oder unterirdische Speicher wie von «etank» (etank, 2020).

Ein relativ neues Feld das sich für solarthermische Anlagen ergibt, liegt in der Regeneration von Erdsonden. Einige dicht besiedelte Ballungsgebiete oder Areale mit Erdsonden erfordern zunehmend eine Regeneration entweder durch Free-Cooling, Luftwärmetauschern oder solarthermischen Anlagen, um eine Abkühlung des Erdreichs entgegenzuwirken. Solare Regeneration Letztere weist bereits konkurrenzfähige Gestehungskosten auf (siehe WP3).

Im industriellen Bereich die Beurteilung des Einsatzes solarthermischer Systeme nach wie vor schwierig. Generell sind die Rahmenbedingung für solarthermische Systeme momentan eher ungünstig, da in den meisten Industriebranchen Amortisationszeiten von über 5 Jahre als unattraktiv gelten und ein effizienter und wirtschaftlicher Einsatz von Solaranlagen nur bis ca. 130°-150° C möglich ist. Die Privatwirtschaft setzt stärker auf Photovoltaikanlagen als flexible und sicher rentable Option.

### 5.3 Bewertung von Chancen und Risiken

In den bisher erfolgten Untersuchungen konnten vor allem Stärken und Schwächen solarthermischer Systeme genauer analysiert werden. Es gilt nun die langfristigen Chancen und Risiken zu spezifizieren und zu bewerten. Einige Chancen und Risiken mit hoher Wahrscheinlichkeit lassen sich aus heutiger Perspektive bereits abschätzen. Beispielsweise stellt die Nachfrage nach Erdsonden-Regeneration und der prognostizierte Zubau von Wärmenetzen mit 17 TWh pro Jahr eine enorme Chance für solarthermische Systeme dar (Verband Fernwärme Schweiz, 2019). Auf den Weg dahin, gilt es mögliche Hemmnisse wie das Verbot von günstigeren Freiflächenanlagen ausserhalb von Bauzonen oder das fehlende Knowhow seitens Planer und Installateure mit gezielten Strategien zu überwinden. Langfristig muss zudem besser abgeschätzt werden inwieweit sich die Verfügbarkeit und Preisentwicklung anderer Energiequellen entwickelt. Auch die MuKen Verordnung bietet mittelfristig eine Chance. Sollte es seitens der Gesetzgebung zu einem Auslaufen fossiler Heizungsträger beziehungsweise deren Verbot kommen, würde dies den Zubau von solarthermischen Systemen im EFH und MFH Bereich langfristig stagnieren lassen. Für einzelstehende Niedrigenergiehäuser stellen Wärmepumpen mit PV Kopplung eine flexiblere und kostengünstigere Option dar. Dies zeigt die Schwierigkeit der Chancen-Risiken Bewertung. Da der Fokus im Projekt jedoch auf den Zeithorizont 2050+ liegt, sollten Chancen und Risiken vor allem auf einen langfristigen Zeithorizont fokussieren. Dieser resultiert aus den unterschiedlichen Szenarien von WP2b. Erst wenn die finalen Ergebnisse aus den Szenarien feststehen und damit die unterschiedlichen Potenziale der Technologien, können daraus mögliche Transformationspfade für solarthermische Systeme genauer spezifiziert werden.



## 5.4 SWOT-Analyse

Abschliessend wurden aus den Arbeitspaketen WP2a, WP2b und WP3 Erkenntnisse zusammengeführt und Sinne einer SWOT-Analyse ausgewertet. Strength (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Risiken) wurden dazu in die heutige Perspektive sowie den heutigen Stand der Technik für die Stärken und Schwächen sowie die Vision für das Jahr 2050 bezüglich der Chancen und Risiken unterteilt.

### 5.4.1 Stärken heute

#### **Einfamilienhaus (EFH)**

Für die Anwendung im Bereich als Warmwasser handelt es sich bei der Solarthermie um eine gut etablierte Technologie, welche mit einem hohen Wirkungsgrad und spezifischer Ertrag (650-700 kWh/m<sup>2</sup>) im Vergleich zu Photovoltaik besticht. Der Einsatz spart direkt Brennstoff / CO<sub>2</sub> → entspricht MuKE n auch mit Gaskessel (Brückentechnologie) → in Kombination mit Holz / Pellet ermöglicht eine CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmeversorgung, die das Potenzial von Biomasse erweitert.

Als Einsatz für Raumheizung gilt grundsätzlich das Gleiche wie für Warmwasser, allerdings ergibt sich ein geringerer Gesamtwirkungsgrad (450-550 kWh/m<sup>2</sup>) aufgrund von allfälliger Überproduktion im Sommer. Der Einsatz als direkte Wärmequelle für eine Wärmepumpe ist eine attraktive Alternative zum Luft-/Bodenwärmetauschern. Meistens (= Stand der Technik) ist dies nur mit einer Kombination mit einem Eisspeicher möglich, einem sogenannten Solar-Eis-System. Als Solarfeld erreicht es bis zu 650 kWh/m<sup>2</sup>. Der Sommerbetrieb einer Solarthermieanlage vermeidet den Teillastbetrieb eines herkömmlichen Kessels.

#### **Mehrfamilienhaus (MFH)**

Wie auch beim EFH handelt es sich bei der Solarthermie in der Anwendung für Warmwasser um eine gut etablierte Technologie. Auch ergibt sich wieder ein hoher Wirkungsgrad (500-600 kWh/m<sup>2</sup> einschliesslich Umwälzung bei hohen Temperaturen). Wieder spart der Einsatz direkt Brennstoff / CO<sub>2</sub> → entspricht MuKE n auch bei Gaskesseln (Brückentechnologie) → in Kombination mit Holz / Pellet ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmeversorgung, die das Potenzial von Biomasse erweitert. Erreicht werden wettbewerbsfähige Kosten unter 20 Rp./kWh. Allfällige Rezirkulationsverluste bei hohen Temperaturen können mit gutem Wirkungsgrad abgedeckt werden

Die Anwendung als Raumheizung ergibt gilt wieder das Gleiche für Warmwasser, wobei ein ähnlicher Gesamtwirkungsgrad erreicht wird (500-600 kWh/m<sup>2</sup>). Trotz der Überproduktion (= Unternutzung) im Sommer kompensieren die Frühjahrs- und Herbstanforderungen bei niedrigeren Temperaturen (=Zusatznutzung) sowie der höhere Einsatz der Investitionskosten (Skalierung als grösseres System). Die Kosten sind in diesem Fall niedriger als die von Warmwasser, in der Grössenordnung von 12 Rp./kWh aufgrund der höheren Ausnützung im Verhältnis zu den gestiegenen Investitionskosten.

Die direkte Wärmequelle für Wärmepumpen ist eine attraktive Alternative zum Luft-/Bodenwärmetauscher. Meistens ist dies nur mit einer Kombination mit einem Eisspeicher möglich, einem sogenannten Solar-Eis-System. Das Solarfeld liegt bei ca. 500 kWh/m<sup>2</sup> und die Kosten für Solarwärme liegen im Bereich von 13 Rp./kWh (mit Eisspeicher). Die Gesamtsystemkosten einschliesslich Wärmepumpe und Eisspeicher liegen im Bereich von 17 Rp./kWh (JAZ = 4), abhängig von vielen Faktoren wie Wärmebedarf und Bestrahlungsprofil für ein Klima wie in Bern. Der Sommerbetrieb einer Solarthermieanlage vermeidet den Teillastbetrieb eines herkömmlichen Kessels.

#### **Quartier**

Zentralisierte Systeme, die im freien Raum installiert sind, weisen sehr niedrige spezifische Wärmekosten auf. Grosse saisonale Speicher können im Sommer mit kostengünstiger Wärme aufgeladen werden (Modell Dänemark: Isolierte Speicherbecken). Hohe Solaranteile von 60-80% und niedrige Gesamtwärmekosten unter 5 Rp./kWh können erreicht werden (Kosten ohne die Berücksichtigung von Speicher, welche in diesem Fall allerdings hinzugefügt werden müssten).



Abhängig von der Temperatur des Wärmenetzes kann der Solarwirkungsgrad recht hoch sein. Ein Netz mit 60°C/30°C Vorlauf / Rücklauf erreicht bei 60% solarem Anteil rund 400 kWh/m<sup>2</sup>.

Statt einer grossen Anlage können Kollektoren auch verteilt auf Dächern installiert und über ein Wärmenetz angeschlossen werden. Grosse Systeme haben zudem Vorteile für die Gebäudeintegration, um komplette Dächer abdecken (Vergleiche Überbauung «La Cigale», Genf).

In Kombination mit Biomassekesseln kann eine 100%-ige erneuerbare Wärmeversorgung realisiert und ein Teillast-Stop-and-Go-Betrieb des Kessels im Sommer vermieden werden. Grundsätzlich ergibt sich wieder ein direkte Brennstoffeinsparung in fossil befeuerten Fernwärmenetzen.

### **Industrie**

Grosse zentralisierte Solarthermiesysteme können als Kraftstoffsparer mit niedrigen spezifischen Heizkosten installiert werden. Die Systemintegration kann sehr einfach sein (z. B. Dampfzufuhr in ein bestehendes Dampfnetz (Konzentrationsysteme) oder Vorheizen des Kesselspeisewassers). Einige Branchen haben auch im Sommer einen hohen Wärmebedarf, der dann durch Solartechnologien besser gedeckt werden kann (im Vergleich zu Heizwärme im Wohnsektor).

Solarthermieanlagen hat im Vergleich zu Wärmepumpen einen hohen Wirkungsgrad für Hochtemperaturlift (bis zu 120°C-150°C für nicht konzentrierende Systeme und 250°C für konzentrierende Systeme). Die Kosten könnten 5 Rp./kWh erreichen (ohne Speicher) und bieten stabile Wärmekosten über die gesamte Lebensdauer, was für eine Amortisation und Planung wichtig ist.

### **Anwendungsübergreifend**

Solarthermie bietet direkte Kraftstoffeinsparungen bei Hybridheizungssystemen. Sie ist eine alternative Wärmequelle für Wärmepumpen ohne Lärm und Probleme beim Bohren usw.; sie ist eine etablierte Technologie mit hohem Erfahrungswert. In Kombination mit fossil befeuerten Kesseln ist Solarthermie eine Brückentechnologie in Richtung Netto-Null. Solarthermie hat Synergien mit Biomasse (Holz und Pellets) oder in Kombination mit Photovoltaik-betriebenen Wärmepumpen (parallel oder in Reihe) für CO<sub>2</sub>-freie Systeme. Für Einsatztemperaturen bis 120°C-150°C ermöglicht Solarthermie einen hohen Wirkungsgrad. In grossen Systemen (MFH, Quartier, Industrie) erreicht Solarthermie geringe spezifische Heizkosten.

#### 5.4.2 Schwächen heute

### **Einfamilienhaus (EFH)**

Solarthermische Systeme benötigen meistens eine zusätzliche Heizung, ausser das System wurde auf vollständige Autarkie ausgelegt.

Die öffentliche Meinung sieht Solarthermie in der Schweiz als nicht zukunftsfähig an und gegenüber der Photovoltaik den Markt als tot. Im Vergleich, die Beurteilung der Lage in Deutschland und Österreich zeigt ein anderes Bild.

Für die Bereitstellung von Warmwasser ist Solarthermie eher teuer, aufgrund der hohen Installationskosten für eine kleine Anlage. Die Wärmekosten liegen bei ca. 30-37 Cent./kWh für Brauchwarmwasser. Für die Anwendung der Solarthermie als Raumheizung wird eine Anlage ebenfalls eher teuer, bedingt durch die Überproduktion im Sommer und relativ kleine Anlage (hohe spezifische Installationskosten). Es ergeben sich Heizkosten mit ca. 20-25 Rp./kWh. Ein hoher Solaranteil macht ein grosses Speichervolumen notwendig. Die Grenzkosten steigen dabei an.

Das Know-how verschwindet zusehens bei Installateuren bedingt durch die geringe Zahl an neu installierten Anlagen, insbesondere im Vergleich zu PV-Anlagen.

### **Mehrfamilienhaus (MFH)**

Solarthermische Systeme benötigen fast immer eine zusätzliche Heizung. Typische ausgelegte Systeme decken 20-40% des gesamten Wärmebedarfs.



Wie auch beim Einfamilienhaus besteht das Problem im Falle der Raumwärme der Überproduktion im Sommer. Ebenfalls führt ein hoher Solaranteil zu grossen benötigten Speichervolumen. Teilweise ist die Kostenverteilung zwischen Mietern schwierig.

### **Quartier**

Freiflächenanlagen (Solarthermische Felder) haben in der Schweiz regulatorische Nachteile (im Vergleich z.B. zu Dänemark und anderen Ländern). Als grossflächige Dachinstallationen, wenn die Fläche quasi doppelt genutzt werden kann, sind sie wiederum viel teurer als eine reine Freiflächenanlagen.

Ein hoher Solaranteil erfordert saisonale (grosse) Speicher in der Grössenordnung von 1,5 bis 2 m<sup>3</sup> pro installierte m<sup>2</sup> Kollektorfläche mit hohem Platzbedarf. Dies führt zu einem Speicherbedarf von ca. 3 bis 4 m<sup>3</sup> pro erzeugte MWh.

### **Industrie**

Solarthermische Anlagen stellen eine hohe Investitionen für die Industrie in einem Bereich dar, der nicht zum ihrem Kerngeschäft gehört.

Typischerweise haben Solarthermiesysteme für industrielle Prozesse eine erwartete Lebensdauer von 25 Jahren und eine Amortisationszeit, die für industrielle Investoren nicht attraktiv ist.

Es gibt kaum Erfahrungen, da es weltweit weniger als 1'000 installierten Anlagen gibt. Im Vergleich zu Brauchwarmwasser und Heizwärme sind diese auch sehr verschiedenartig (Bandbreite der installierten Leistung und Energie, sowie im Temperaturbereich).

Wenn Energiedienstleistungsunternehmen eine grosse solarthermische Anlage betreiben, dann haben sie Probleme Risiken zu decken, falls ihre Kunden den eigenen Wärmebedarf reduzieren (z. B. weil sie ihr Geschäft aufgeben), oder weil es schwierig (kostspielig) ist, das Kollektorfeld zu einem anderen Kunden oder Standort zu wechseln.

Falls eine (Hochtemperatur-)Wärmequelle verfügbar ist, sind Wärmepumpen die bessere Option.

### **Anwendungsübergreifend**

Kleine Solarthermiesysteme sind relativ teuer.

Solarthermie ist immer eine Hybridlösung, die eine gründliche Systemintegration erfordert (und damit jeweils auch den Aufwand im Ingenieurbüro). Der Platzbedarf für grosse Solarthermieanlagen (Anwendung eher Quartier, Industrie) ist oft schwer zu erfüllen (Freiraum, grosse Dächer).

## 5.4.3 Chancen 2050

### **Einfamilienhaus (EFH)/ Mehrfamilienhaus (MFH)**

Die Szenarioanalyse (Entstammt dem WP2b) unterscheidet nicht zwischen EFH und MFH, daher werden in der Bewertung von Chancen (und anschliessend von Risiken) für 2050 keine separaten Aussagen formuliert.

Die Möglichkeiten zur Versorgung von EFH und MFH mit Raumwärme und Warmwasser in einem Netto-Null-Szenario beschränken sich grundsätzlich auf Wärmepumpen (Luft-, Boden-, Solar-Eisquelle), Holz, Gas und Solarthermie. In Ermangelung eines detaillierten Gebäudebestandsmodells gehen wir für alle Arten von Wärmepumpen von einem maximalen Anteil von 70% (Wärmepumpen) aus, der Rest der EFH/MFH muss durch eine feuerungsbasierte Technologie abgedeckt werden. Beim Anteil der Wärmepumpen gehen wir davon aus, dass aufgrund von Aspekten wie Lärmemissionen und geringem Wirkungsgrad in tiefen Winterzeiten höchstens 50% von Luftwärmepumpen abgedeckt werden können.

Das Energyscope Modell bietet Solarthermie für alle oben genannten Möglichkeiten der Raumwärme- und Warmwasserbereitung (wir trennen die beiden Wärmebedarfe im Modell nicht). Unsere Szenarien zeigen, dass Solarthermie in Verbindung mit Holz- und Gaskesseln und in geringerem Umfang mit



Erdwärmepumpen und Solar-Eisanlagen verwendet wird. Die Werte liegen mit 0,3-0,5 m<sup>2</sup> pro MWh vom Gesamtwärmebedarf recht niedrig, so dass Solarthermie immer eine Ergänzung ist, die verwendet wird, um eine ansonsten begrenzte Ressource zu schonen. Bei Holz besteht eine Konkurrenz zu anderen Nutzungen (Vergasung, Industriewärme), bei Gas besteht eine Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, bei Erdwärmepumpen gehen wir von maximal 5 TWh/a Anergie im Erdreich aus, die ohne Regeneration extrahiert werden können. Wenn wir davon ausgehen, dass langfristig alle Bohrlochfelder regeneriert werden müssen, das heisst wir die Bodenenergie auf 0 TWh/a setzen, werden zwei zusätzliche solarthermische Optionen genutzt, nämlich die Regeneration von Bohrlochfeldern und Solar-Eisanlagen. Solarthermie ist allerdings nicht die einzige Regenerationsoption für Erdwärmepumpen.

### **Quartier**

Unsere Szenarien zeigen, dass der Anteil der Wärmelieferung über Fernwärmenetze bis auf die als Grenze festgelegten 30% deutlich ansteigt. In einer Netto-Null-Emissions-Welt ist die Primärenergiequelle wahrscheinlich nicht-fossil, das heisst Abfall, Biomasse, Geothermie, Solarthermie oder Umgebungswärme (Flüsse, Seen, Kläranlage usw.), mit einer Wärmepumpe gewonnen. Das Energyscope Modell kann Solarthermie mit allen oben genannten Optionen kombinieren.

Die in WP2b analysierten Szenarien zeigen:

- Abfälle werden zwar maximal verbraucht (gekoppelt mit CO<sub>2</sub> Speicherung, «Carbon Capture and Storage» CCS), sind jedoch nicht überall verfügbar.
- Biomasse ist eine begrenzte Ressource. Aus Grünabfällen und Gülle wird Biomethan hergestellt, das Potenzial ist jedoch auf ca. 2 TWh/a limitiert. Holz wird überwiegend zur Erzeugung von Wasserstoff und negativen Emissionen durch Holzvergasung bzw. in den angenommenen 30% der EFH/MFH verwendet, die nicht für Wärmepumpen geeignet sind (analog zur 70% Begrenzung).
- Tiefengeothermie zur direkten Wärmenutzung wird für Fernwärme genutzt, hängt jedoch von der richtigen Geologie ab, birgt hohe Investitionsrisiken und befindet sich noch auf einem niedrigen Technologiestand. Somit ist sie nicht überall verfügbar und noch nicht etabliert.
- Niedertemperatur Wärmequellen in Verbindung mit einer zentralen oder mehreren dezentralen Wärmepumpen wird in den Szenarien verwendet, die Nutzung hängt jedoch von der räumlichen Nähe zur Quelle ab.

Immer wenn tiefe Geothermie für den direkten Gebrauch oder minderwertige Wärme ausreichend verfügbar ist, benachteiligen die Szenarien die Solarthermie aufgrund eines höheren Preises. Der Unterschied beträgt jedoch nur 5% der Mehrkosten eines Netto-Null-Szenarios im Vergleich zu einem Basisszenario ohne CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel. Eine wirklich lokale Bewertung, welche im Projekt SolTherm2050 nicht durchgeführt wurde, wird Bereiche identifizieren, in denen diese Optionen nicht verfügbar sind. Solarthermie kann diese Lücken schliessen, wenn sie mit einem saisonalen thermischen Energiespeicher kombiniert wird, entweder alleinstehend oder in Kombination mit einer der oben genannten Optionen. Im letzteren Fall wird eine speicherbare Ressource (Biomasse und in geringerem Umfang Abfall) für die Winterzeit eingespart oder die Lebensdauer eines geothermischen Speichers durch Regeneration im Sommer verlängert.

### **Industrie**

Die Bereitstellung industrieller Prozesswärme wird durch die Aufteilung in einen mittleren und einen hohen Temperaturbereich modelliert. Es wird davon ausgegangen, dass in der Schweiz 1/3 im mittleren Bereich liegt. Zur Deckung der Nachfrage stehen KWK-Anlagen auf Basis von Gas oder Wasserstoff, KWK-Anlagen auf Basis fester Brennstoffe (Abfälle, Holz, Klärschlamm) und Geothermie zur Verfügung. Wir betrachten auch den Sonderfall des thermischen Energiebedarfs der CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf Zement- und Müllverbrennungsanlagen. Das Modell bietet Solarthermie, die mit allen



oben genannten Optionen kombiniert werden kann. Die installierte Solarleistung liegt im Allgemeinen höher als bei EFH/MFH im Bereich von 0,4 bis 0,8 m<sup>2</sup> pro MWh Bedarf. Dies ist nicht verwunderlich, da der Prozesswärmebedarf im Gegensatz zum Raumwärmebedarf das ganze Jahr über konstant ist. Solarthermie wird meist mit Gas- oder Wasserstoff-KWK-Anlagen kombiniert. Die Logik ist dieselbe wie in den anderen Fällen: Solar wird verwendet, um eine begrenzte Ressource zu sparen.

#### **Anwendungsübergreifend**

Generell zeigen unsere Szenarien, dass durch die Verfügbarkeit von Solarthermie für EFH/MFH, Quartiere und Industrie die jährlichen Gesamtkosten für das Energiesystem um ca. 200-400 Mio. CHF sinken. Dies liegt in der Grössenordnung von 3-5% der zusätzlichen Kosten eines Netto-Null-Szenarios im Vergleich zu einer Basislinie ohne CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel. Solarthermie ist immer eine Zusatztechnologie, die hilft, eine sonst begrenzte Ressource zu schonen.

#### 5.4.4 Risiken 2050

##### **Einfamilienhaus (EFH)/ Mehrfamilienhaus (MFH)**

Solarthermie dient als Ergänzung zu Systemen, die eine ansonsten begrenzte Ressource (Holz, Gas, Erdwärme) verbrauchen. Wir gingen davon aus, dass solche Systeme benötigt werden, da wir davon ausgegangen sind, dass nur 70% der gesamten Wärme von Wärmepumpen geliefert werden können und dass innerhalb dieses Anteils nur 50% von Luftwärmepumpen stammen können. Wenn wir allerdings diese Einschränkungen beseitigen, schaltet das Modell auf 100% Wärmepumpen um und Solarthermie wird nicht mehr verwendet. Wir glauben jedoch, dass ein Szenario mit 100% Luftwärmepumpen aus vielen Gründen wie Lärm, Ästhetik, geringer Wintereffizienz und sozialen Barrieren nicht wahrscheinlich ist.

##### **Quartier**

Die Risiken spiegeln die Chancen wider: Solarthermie wird wahrscheinlich keine Rolle spielen, wenn andere Ressourcen wie Biomasse oder minderwertige Wärme ausreichend zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird die Verfügbarkeit von Tiefengeothermie, wenn sie in Zukunft entwickelt wird, die solarthermischen Möglichkeiten verringern. Auch Platz ist eine begrenzte Ressource.

##### **Industrie**

Es besteht eine klare Konkurrenz zwischen Tiefengeothermie zur direkten Nutzung und Solarthermie. Wann immer Tiefengeothermie verfügbar ist, verschwindet die Solarthermie. Die Verfügbarkeit von Tiefengeothermie reduziert die jährlichen Gesamtsystemkosten um 400-600 Mio. CHF, 5-7% der zusätzlichen Kosten eines Netto-Null-Szenarios im Vergleich zu einer Basislinie ohne CO<sub>2</sub>. Die tiefe Geothermie ist jedoch eine Technologie, die noch nicht entwickelt ist und die möglicherweise noch nicht einmal zur Reife der Solarthermie gelangen wird.

#### **Anwendungsübergreifend**

Solarthermie steht in Konkurrenz zu anderen Energieträgern/Technologien, hauptsächlich Wärmepumpen, Tiefengeothermie zur direkten Nutzung und minderwertigen Wärmequellen wie Seen oder Flüssen. In unseren Szenarien wird der solarthermische Beitrag durch die Verfügbarkeit der anderen Quellen zu geringeren Kosten reduziert. Diese Differenz beträgt jedoch im Allgemeinen weniger als 10% der Prämie, die bei einem Netto-Null-Szenario im Vergleich zu einem Basisszenario ohne CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel gezahlt wird. Eine konkrete Entscheidung pro/kontra Solarthermie muss auf der Grundlage einer Einzelfallabwägung erfolgen, die die örtliche Verfügbarkeit der vorgenannten Optionen berücksichtigt. Ein einfaches Modell wie Energyscope wird diese Feinheiten niemals berücksichtigen können.



## 6 Schlussfolgerungen und Fazit: Roadmap

Die Auswertungen in den WP2a und WP2b ergaben, dass die Solarwärme im zukünftigen Energiesystem verschiedene Rollen einnehmen kann. Konkret sind aus den Modellierungen die folgenden technologischen Handlungsfelder hervorgegangen:

- Solarwärme zur direkten Nutzung für Warmwasser oder Raumwärme: Die Solarwärme kann dazu dienen, speicherbare erneuerbare Ressourcen wie Holz oder Biogas einzusparen, sodass diese für den Winter verfügbar sind. Dies ist insbesondere über die Sommermonate relevant, wenn neben der Solarwärmeanlage für Brauchwarmwasser keine weitere Heizlösung mehr nötig ist. Aktuell und in der Übergangszeit bis zur kompletten Dekarbonisierung hat die Solarwärme auch die Funktion, den Verbrauch fossiler Energieträger durch eine Ergänzung mit einer Solaranlage zu reduzieren.
- Regeneration: Bei grossen Erdsondenfeldern kann die Solarwärme zur Regeneration des Erdreichs eingesetzt werden. Insbesondere bei der Nutzung von PVT-Anlagen kann so die überschüssige Wärme saisonal gespeichert und sinnvoll genutzt werden.
- Prozesswärme: Bei Nutzttemperaturen unter 100°C kann die Solarwärme in einem bivalenten Heizsystem eingesetzt werden. Zudem kann Solarwärme zur Vorwärmung bei höherem Temperaturbedarf eingesetzt werden.
- Fernwärme: Solarwärme kann unterstützend in Wärmeverbunden eingesetzt werden. Besonders geeignet ist die Kombination in Holz-Wärmeverbunden, um den Verbrauch begrenzter erneuerbarer Ressourcen im Sommer zu senken. Über die Sommermonate kann der Energiebedarf potenziell sogar allein mit der Solarwärmeanlage gedeckt werden und die Holzheizung muss nicht ineffizient in Teillast betrieben werden.
- Eisspeicher: Solarwärme oder PVT ist eine geeignete Wärmequelle für Wärmepumpen, die mit Eisspeichern kombiniert werden. Eisspeicher-Wärmepumpen sind in Gebieten sinnvoll, in denen aufgrund der lokalen Gegebenheiten keine Erdsonden-Wärmepumpen realisiert werden können.

Damit die Solarwärme in den aufgezeigten Handlungsfeldern zum Einsatz kommen und so ihren Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten kann, müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden (Hemmnisse siehe WP3). Dafür werden in den folgenden Kapiteln in Form einer Roadmap mögliche Massnahmen in den Bereichen Forschung und Entwicklung, Branche und politische Rahmenbedingungen aufgezeigt. Für jede identifizierte Massnahme werden die betroffenen Akteure sowie die für die Massnahme relevanten Handlungsfelder aufgezeigt (siehe Tabelle 15).

Im ersten Teil werden Massnahmen der Branche aufgeführt, die durch Verbände, Heiztechnikanbieter, Installateure und Planer umgesetzt werden können und die dazu dienen sollen, die Anwendungsfelder der Solarwärme bei den Spezialisten wie auch bei den Endkunden bekannter zu machen und Vorteile der Technologie aufzuzeigen.

Im Bereich Forschung und Entwicklung werden Massnahmen aufgezeigt, bei denen die technologischen Anwendungen von Solarwärme weiterentwickelt werden und so effizienter und günstiger genutzt, sowie in neuen Anwendungsgebieten eingesetzt werden können.

Im Abschnitt Politische Rahmenbedingungen werden Massnahmen aufgezeigt, die Bund und Kantone umsetzen können. Es handelt sich dabei um finanzielle Anreize, Vorschriften, Strategien sowie Kommunikation.



Tabelle 15: Übersicht aller Massnahmen

<b>Bereich</b>	<b>Massnahmen</b>
<b>Branche</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Kombisysteme Solarwärme und Wärmepumpen stärker bewerben</li><li>Kombisysteme von Solarwärme mit Holz oder Biogas stärker standardisieren und bewerben</li><li>Systeme zur Nutzung von Solarwärme in der Prozesswärme in der Branche verankern und stärker bewerben</li><li>Systeme zur Nutzung von Solarwärme in Wärmeverbunden in der Branche verankern und stärker bewerben</li><li>Fachkräfte ausbilden</li><li>Solarwärmeanwendungen auf die Digitalisierung vorbereiten</li></ul>
<b>Forschung und Entwicklung</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Solarwärme und Wärmespeicher in Energiesystemmodellen differenzierter abbilden</li><li>Bedarf für die Regeneration von Erdsonden stärker erforschen</li><li>PVT-Module technisch weiterentwickeln</li><li>Kollektoren optimieren</li><li>Wärmespeicher weiterentwickeln</li><li>Eisspeicher optimieren</li><li>Systemlösungen für die Prozesswärme entwickeln</li><li>Speichernutzung in Wärmenetzen erforschen</li><li>Grossanlage für Wärmeverbunde demonstrieren</li></ul>
<b>Politische Rahmenbedingungen</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Starke übergeordnete Instrumente für erneuerbare Energien einführen</li><li>Pflicht für erneuerbare Stromproduktion auf Neubauten offener gestalten</li><li>Vorgaben zum Umgang mit der Regeneration erarbeiten</li><li>Sonnenenergie ausserhalb von Bauzonen erlauben</li><li>Nationale Nutzungsstrategie speicherbare Energien erarbeiten</li><li>Nationales Förderprogramm «grosse solarthermische Anlagen» einführen</li><li>Holz und Solarwärme gezielt kombiniert fördern</li></ul>

## 6.1 Branche

Wie die Analyse in WP3 gezeigt hat, gibt es verschiedene Hemmnisse in der Branche, die eine verbreitete Nutzung von Solarwärme erschweren. Dies sind die hohen Investitionskosten, die als Basis für Kaufentscheidungen dienen, ein Mangel an Fachkräften und das fehlende Know-how bei Installateuren, die Komplexität der Technologie sowie Unsicherheit beim Thema Regeneration. Die folgenden Massnahmen zielen darauf ab, die bestehenden Hemmnisse zu reduzieren.

<b>Stossrichtung</b>	<b>Kombisysteme Solarwärme und Wärmepumpen stärker bewerben</b>
Beschreibung	Heute ist die Komplexität von Heizungssystemen mit mehreren Energieträgern ein Hindernis zur stärkeren Verbreitung der Solarwärme. Durch Aus- und Weiterbildungen oder Tagungen soll bei Installateuren und



---

Planern von Solarwärmeanlagen und Wärmepumpen das Bewusstsein für Lösungen mit Solarwärme sowie mit Eisspeichern gestärkt werden. Einerseits können an solchen Anlässen Best Practice-Beispiele vorgestellt werden, andererseits können Produktinformationen der Heiztechnikanbieter sinnvoll aufbereitet und verbreitet werden. Zudem sollen Installateure und Planer über die Erkenntnisse zur Regeneration von Erdwärmesonden und Eisspeichern, über verfügbare Planungs- und Simulationswerkzeuge (z.B. online-Planungsplattform GEOWATTCORE) sowie die Nutzung von unverglasten Solaranlagen als Wärmequelle für Wärmepumpen informiert werden. Neben Tagungen und Weiterbildungen können für die Information von Installateuren und Planern auch andere Kanäle wie Fachzeitschriften und Newsletter genutzt werden. Zudem sollen Installateuren und Planern spezialisierte Ansprechpersonen bei den Heiztechnik Anbietern zur Verfügung stehen.

Installateure sollen bei Endkunden proaktiv auf Kombisysteme aufmerksam machen, sowie über die Problematik der Regeneration und entsprechende Lösungen informieren. Beim Vergleich von Heizungsvarianten sollen durch den Planer oder Installateur zudem standardmässig die Lebenszykluskosten aufgezeigt werden.

---

Akteure	Organisation von Tagungen, Aus- und Weiterbildungen sowie Informationsmaterial: Swissolar, EnergieSchweiz, Heiztechnikanbieter (Buderus, Viessmann, Vaillant, Stiebel Eltron), Solarwärme/Wärmepumpenanbieter (Soltop, Energie Solaire) Information der Endkunden durch Installateure und Planer
---------	---

---

Anwendungen	EFH/MFH, Regeneration von Erdwärmesonden, Eisspeicher
-------------	---

---

**Stossrichtung Kombisysteme von Solarwärme mit Holz oder Biogas stärker standardisieren und bewerben**

---

Beschreibung	Standardprodukte, die schnell und einfach im Bereich EFH/MFH installiert werden können, könnten vor allem bei Altbauten, bei denen der Einsatz einer Wärmepumpe schwierig ist, eine gute Lösung sein. Diese Standardprodukte sollen an Tagungen, Aus- und Weiterbildungsveranstaltungen und Publikumsmessen als erneuerbare Lösungen für schlecht dämmbare Gebäude (z.B. Kernzone etc.) beworben werden.
--------------	--

---

Akteure	Organisationen Tagungen, Aus- und Weiterbildungen sowie Informationsmaterial: EnergieSchweiz Information der Endkunden durch Heiztechnikanbieter, Installateure und Planer
---------	---

---

Anwendungen	EFH/MFH
-------------	---------

---

**Stossrichtung Systeme zur Nutzung von Solarwärme in der Prozesswärme in der Branche verankern und stärker bewerben**

---

Beschreibung	Durch Aus- und Weiterbildungen oder Tagungen soll bei Installateuren und Planern von Solarwärmeanlagen und Prozesswärmeanlagen das Know-how für Lösungen mit Solarwärme gestärkt werden. Einerseits können an solchen Anlässen Best Practice Beispiele vorgestellt werden, andererseits
--------------	---



---

können Produktinformationen der Heiztechnikanbieter sinnvoll aufbereitet und verbreitet werden. Neben Tagungen und Weiterbildungen können für die Information von Installateuren und Planern auch andere Kanäle wie Fachzeitschriften und Newsletter genutzt werden. Zudem sollen Installateuren und Planern spezialisierte Ansprechpersonen bei den Heiztechnik Anbietern zur Verfügung stehen. Die Bekanntmachung von Pilotanlagen und Best Practice-Beispielen mit entsprechenden Kennwerten kann Vertrauen in die Nutzung von Solarwärme in der Prozesswärme schaffen.

Installateure und Planer sollen Endkunden proaktiv auch über Heizungslösungen mit Solarwärme informieren und Lebenszykluskosten verschiedener Heizsysteme aufzeigen.

Heiztechnikanbieter sollen neue Finanzierungsmodelle suchen, bei der ein Contractor die Energieanlage plant, finanziert, innerhalb eines vertraglich fixierten Zeitraumes betreibt und sich um die Instandhaltung kümmert. Zu diesem Zweck können Kooperationen mit Investmentgesellschaften eingegangen werden. Zur Vernetzung von Investmentgesellschaften und Heiztechnik Anbietern sollen Tagungen mit Repräsentanten beider Branchen stattfinden.

Die Durchführung solcher Massnahmen in der Industrie ist meist Bestandteil einer Zielvereinbarung im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Gesetzes. Deshalb sind insbesondere auch die dafür zuständigen Berater der Agenturen EnAW und ACT sowie PEIK bezüglich dieser Anwendungen zu schulen. Dies ist möglich, wenn durch Solarthermie im Rahmen einer Zielvereinbarung CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden.

---

Akteure	Organisation Tagungen und Weiterbildungen: Swissolar, Heiztechnikanbieter, Investmentgesellschaften, EnAW, ACT, PEIK. Anlagenhersteller Prozesswärme, Hersteller Sonnenkollektoren, spezialisierte HLK- und Verfahrenstechnik-Planer, industrielle Anlagenbauer. Information der Endkunden durch Installateure und Planer
Anwendungen	Prozesswärme

---

---

### **Stossrichtung Systeme zur Nutzung von Solarwärme in Wärmeverbunden in der Branche verankern und stärker bewerben**

---

Beschreibung	Durch Tagungen sollen Betreiber von Wärmeverbunden, Gemeindeverantwortliche, Energieversorger und Anlagenplaner über die Möglichkeiten zum Einsatz von Solarwärme und Einbindung von Speichern in Wärmeverbunden informiert werden. Insbesondere soll auch über bestehende Fördergefässe für die Nutzung von Solarwärme in Wärmeverbunden, sowie die Wichtigkeit brennbare Ressourcen im Sommer zu schonen, informiert werden. Daneben können die Bereitstellung von Informationen zu Best-Practice-Beispielen sowie Leuchtturmprojekte das Vertrauen in die Technologie verbessern. Neben Tagungen können auch andere Kanäle wie Fachzeitschriften, Websites und Newsletter zur Information der betroffenen Akteure genutzt werden. Zudem sollen spezialisierte Ansprechpersonen bei den Heiztechnik Anbietern für Fragen zur konkreten Umsetzung von Solarwärmeprojekten zur Verfügung stehen.
--------------	--

---



---

	Im Fokus stehen für die Nutzung von Solarwärme neu geplante Wärmeverbunde sowie solche, die bisher mit fossilen Energien betrieben wurden und umgerüstet werden müssen. Eine andere Anwendung besteht beim Ersatz der fossilen Spitzenlastkessel für den Sommerbedarf.
Akteure	Durchführung von Tagungen und Information: ERFA SVGW Fachgruppe, Anlagenhersteller Wärmeverbunde, Hersteller Sonnenkollektoren, Swissolar, EnergieSchweiz, Holzenergie Schweiz, Verband Fernwärme Schweiz VFS Betreiber von Wärmeverbunden: Energieversorger, Gemeindeverantwortliche
Anwendungen	Wärmeverbunde

---

---

**Stossrichtung Fachkräfte ausbilden**

---

Beschreibung	Der Mangel an qualifizierten Fachkräften erschwert die Erschliessung neuer Marktsegmente für die Solarthermie. In den Bereichen Prozesswärme und Wärmeverbunde gilt dies insbesondere für die Fachplaner. Die bereits laufenden Bestrebungen im Bildungsbereich zur Gewinnung zusätzlicher Fachkräfte (Bildungsoffensive EnergieSchweiz) sollen ergänzt werden mit einer gezielten Weiterbildung für Planer und Anlagenbauer.
Akteure	Die Planer (SWKI), suissetec, Swissolar, FWS, ETHs und Fachhochschulen (z.B. HSLU), EnergieSchweiz (Bildungsoffensive), Fernwärmeverband Schweiz, Swissmem, Swiss Engineering, Solarteure
Anwendungen	Prozesswärme, Wärmeverbunde, Eisspeicher

---

---

**Stossrichtung Solarwärmeanwendungen auf die Digitalisierung vorbereiten**

---

Beschreibung	Die Digitalisierung in der Baubranche schreitet voran, dies gilt auch für die Solarthermie. Für die Integration in BIM-Modellen ist die Bereitstellung der digitalen Modelle der Solarthermie-Anlagen durch die Hersteller in den entsprechenden Datenmodellen (z.B. IFC) notwendig. Damit dies reibungslos klappt müssen sich Planer und Hersteller auf dem Gebiet weiterbilden.  Im Betrieb werden Solarthermie-Anlagen immer häufiger Teil des Energie- und technischen Betriebsmanagements. Dazu braucht es digitale Schnittstellen, die eine Übertragung der Betriebsparameter (z.B. aktuelle Kollektortemperatur, Speichertemperatur, Fehlermeldungen und Alarmierungen etc.) in die übergeordneten Systeme erlauben. Offene Schnittstellen sollen durch die Branchenakteure (Hersteller, Planer, Verbände) auch in Kooperation mit internationalen Akteuren (z.B. Normungsgremien) entwickelt werden.
Akteure	Alle Akteure der Branche
Anwendungen	Relevant für alle Anwendungsfelder

---



## 6.2 Forschung und Entwicklung

Heute bestehen noch zahlreiche Hemmnisse für eine weiter verbreitete Nutzung von Solarwärme. Einige davon sind darauf zurückzuführen, dass die Technologie noch nicht in allen Anwendungen weit genug entwickelt ist. In einigen Anwendungsbereichen gibt es erst sehr wenige umgesetzte Beispiele und es fehlt an erfolgreichen Vorzeigeprojekten (Pilotanlagen und Demonstration). Solarwärme ist heute immer noch teuer, eine Weiterentwicklung der Technologie könnte Abhilfe schaffen. Es ist dabei zu unterscheiden zwischen Forschungsthemen von übergeordnetem Interesse und Entwicklungsthemen, die massgeblich durch die Industrie gestützt sein sollten.

### 6.2.1 Forschung

<b>Massnahme</b>	<b>Solarwärme und Wärmespeicher in Energiesystemmodellen differenzierter abbilden</b>
Beschreibung	Nur wenige Energiesystem-Simulationsmodelle der Schweiz bilden sowohl Wärme als auch Strom ab. Für eine Modellierung der Vernetzung aller Energiesektoren ist es notwendig Solarthermie und Wärmespeicher in die Modellierung des Gesamtenergiesystems zu integrieren. Nur so kann z.B. die Entlastung der Stromnetze durch Wärmespeicher oder die Vergrösserung der Reichweite von Biomasse durch Solarthermie quantifiziert werden. Insbesondere sollten damit auch schweizweit Entwicklungspfade über die nächsten Jahrzehnte modelliert werden, damit volkswirtschaftlich optimale Pfade zur CO <sub>2</sub> freien Energieversorgung und allenfalls sinnvolle Brückentechnologien identifiziert werden. Thermische Speicherschichtung kann von Gesamtenergiesystemmodellen bisher nicht akkurat abgebildet werden und soll daher weiterentwickelt werden.
Akteure	Forschungsinstitute, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Relevant für alle Anwendungsfelder

<b>Massnahme</b>	<b>Bedarf für die Regeneration von Erdsonden stärker erforschen</b>
Beschreibung	Es bestehen unterschiedliche Studien zum Bedarf der Regeneration von Erdsondenfeldern, unter Berücksichtigung einer stärkeren Nutzung des Erdreichs in der Zukunft, aber auch des fortschreitenden Klimawandels. Reicht künftig die Sommerwärme der Gebäude für die Regeneration, Free Cooling genannt? Auch in Wohnbauten? Oder braucht es zusätzliche Wärme, die im Erdreich vom Sommer in den Winter gespeichert werden kann? Ist Free Cooling in Kombination mit Regeneration der Erdsonden durch Solarwärme sinnvoll? Welche weiteren Möglichkeiten zur Regeneration von Erdsonden (z.B. durch Umweltwärme, Abwärme oder überschüssigen PV-Strom) bestehen und wie schneiden diese im Vergleich ab? Hier bedarf es mehr Forschung, um die bestehenden widersprüchlichen Aussagen aufzulösen und geeignete Standardlösungen zu entwickeln.
Akteure	Forschungsinstitute, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Erdsondenregeneration durch Solarwärme



## 6.2.2 Entwicklung

<b>Massnahme</b>	<b>PVT-Module technisch weiterentwickeln</b>
Beschreibung	<p>Die verfügbaren Dachflächen der Schweiz reichen prinzipiell aus, um den für die Energiestrategie 2050 notwendigen Ausbau von Photovoltaik und Solarwärme zu realisieren. Dennoch wird es zu einer Flächenkonkurrenz auf Dächern kommen, die sich durch die kombinierte Nutzung der Fläche zur Wärme- und Stromgewinnung mit PVT-Modulen reduziert.</p> <p>PVT-Module haben noch technischen Entwicklungsbedarf, um die in sie gesetzten Erwartungen erfüllen zu können: thermischer Wirkungsgrad bei Temperaturen <math>&gt;50^{\circ}\text{C}</math>, Stillstandsicherheit, Systemintegration, Langlebigkeit, Integration in die Gebäudehülle, Formgebung, Farbgebung, ...</p>
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	PVT
<b>Massnahme</b>	<b>Kollektoren optimieren</b>
Beschreibung	<p>Entwicklungspotenzial und -bedarf besteht in der verbesserten Integration in die Gebäudehülle durch Form- und Farbgebung, die Fassadenintegration z.B. in vorgefertigten Fassadenelementen, sowie der Kostensenkung für grossflächige Anlagen und der Temperaturbegrenzung im Stillstand.</p>
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Relevant für alle Anwendungsfelder
<b>Massnahme</b>	<b>Wärmespeicher weiterentwickeln</b>
Beschreibung	<p>Wärmespeicher sind eine Schlüsselkomponente der Sektorkopplung. Sie haben z.B. auch wesentlichen Einfluss auf den Nutzungsgrad von Wärmepumpen.</p> <p>Bei sensiblen Wärmespeichern besteht Entwicklungsbedarf zur Verbesserung des Schichtungsverhaltens. Für grosse Speicher sind Lösungen zur Reduktion des Platzbedarfs und zur Kostensenkung gesucht. Phasenwechsel- und thermochemische Speicherkonzepte können einen Beitrag leisten auch in Kombination mit sensiblen Speichern. Insbesondere für Temperaturen <math>&gt;100^{\circ}\text{C}</math> z.B. in industriellen Prozesswärmeanwendungen gibt es noch wenige zuverlässige und kosteneffiziente Wärmespeicher.</p> <p>Jahressimulationsmodelle für Wärmespeicher müssen gezielt weiterentwickelt werden um auch das thermische Schichtungsverhalten akkurat abzubilden, da dies einen grossen Einfluss auf die Effizienz des Gesamtsystems hat.</p>
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Relevant für alle Anwendungsfelder



---

<b>Massnahme</b>	<b>Eisspeicher optimieren</b>
Beschreibung	Eisspeicher sind neben Luftwärmetauschern und Erdsonden eine dritte technische Option als Wärmequelle für Wärmepumpen. Es gibt noch technisches Kostensenkungspotenzial in der Komponente Eisspeicher (Bauform, Bauvolumen, Wärmetauscher) sowie bei der optimalen Integration in ein Wärmeversorgungssystem.
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Eisspeicher

---

---

<b>Massnahme</b>	<b>Systemlösungen für die Prozesswärme entwickeln</b>
Beschreibung	Industrielle Prozesswärme verbraucht in der Schweiz vergleichbar viel Endenergie wie der gesamte Stromsektor. Solarthermie kann hiervon einen kleinen, aber nicht unbedeutenden Anteil decken und damit den Verbrauch von anderen (teureren) CO <sub>2</sub> -freien Energieträgern reduzieren. Entwicklungsbedarf besteht für kostengünstige Systemlösungen, die ein optimales Zusammenspiel verschiedener Wärmeerzeuger und -speicher erlauben und eine CO <sub>2</sub> -freie Wärmeversorgung der Industrie mit hoher Versorgungssicherheit und zu bezahlbaren Kosten erlauben. Langfristig sollte auch der Wärmeverbrauch bei der CO <sub>2</sub> -Abscheidung (CCS) mitberücksichtigt werden.
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Prozesswärme

---

---

<b>Massnahme</b>	<b>Speichernutzung in Wärmenetzen erforschen</b>
Beschreibung	Wärmenetze erlauben eine effiziente Vernetzung von Wärmeverbrauchern sowie die Nutzung von Abwärmepotenzialen. Die Integration von entsprechend grossen Wärmespeichern erweitert dabei die Möglichkeiten zur Kompensation von zeitlichen Verschiebungen zwischen Wärmequelle und -senke. Welche Speicher sind die richtigen? Wie gross müssen sie sein? Sind mehrere dezentrale Speicher besser oder ein grosser? Sollte die Solarwärme auf Nutztemperaturniveau arbeiten oder die Rücklauftemperatur des Netzes anheben? Wie kann die Planung grosser Speichervolumen unter Berücksichtigung örtlicher Gegebenheiten frühzeitig in die Raumplanung / Energierichtplanung integriert werden?
Akteure	Unternehmen, Forschungsinstitute, Innosuisse, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Wärmeverbunde

---

### 6.2.3 Demonstration

---

<b>Massnahme</b>	<b>Grossanlage für Wärmeverbunde demonstrieren</b>
Beschreibung	In Dänemark, Deutschland und Österreich sind grosse Solarfelder in Wärmeverbunden mit grossen Wärmespeichern, kombiniert mit Holzheizung oder Wärmepumpen auf dem Vormarsch. In der Schweiz

---



---

	scheitern diese Konzepte bisher noch aus verschiedenen Gründen (z.B. Raumplanungsverordnung, sehr günstige Holzpreise). Erfolgreiche Pilotanlagen können dazu beitragen Widerstände abzubauen. In der Schweiz bestehen dabei möglicherweise besondere Fragestellungen beispielsweise aufgrund der grösseren Flächenknappheit. Der Einbezug von grossen Dachflächen könnte ein Teil der Lösung sein und die Option von Freilandanlagen sollte im Hinblick auf deren Machbarkeit und Akzeptanz überprüft werden. Auch bezüglich Geschäftsmodellen sind innovative Ansätze zu prüfen, wie etwa die dezentrale Wärmebereitstellung durch «Prosumenten» im Rahmen eines Verbunds.
Akteure	Betreiber Wärmeverbund, Forschungspartner, Umsetzungspartner, Bundesamt für Energie
Anwendungen	Wärmeverbunde

---

### 6.3 Politische Rahmenbedingungen

Die Analyse der Hemmnisse hat gezeigt, dass auch bei den politischen Rahmenbedingungen Hemmnisse für eine stärkere Verbreitung der Solarwärme bestehen. Für die Anwendung von Solarwärme in Wärmeverbunden gibt es mehrere Hemmnisse. So ist eine Förderung für Grossanlagen kantonal unterschiedlich geregelt oder fehlt gänzlich. Für die Regeneration von Erdwärmesonden gibt es keine einheitlichen Vorgaben. Generell bestehen mit den MuKE 2014 für Solarwärme nachteilige Vorgaben aufgrund der geforderten Eigenstromproduktion, welche in der Regel über Photovoltaik geleistet wird und somit Dachflächen beansprucht. Die folgenden Massnahmen haben zum Ziel, bestehende Hemmnisse in den politischen Rahmenbedingungen abzubauen und die gesetzlichen und strategischen politischen Rahmenbedingungen dahingehend anzupassen, dass die Verbreitung der Solarwärme verstärkt wird.

---

<b>Massnahme</b>	<b>Starke übergeordnete Instrumente für erneuerbare Energien einführen</b>
Beschreibung	Die Modellierung des Energiesystems zeigt, dass starke Instrumente benötigt werden, um eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen. Diese Instrumente können Preissignale wie eine hohe CO <sub>2</sub> -Abgabe sein. Modellierungen im Rahmen des Projekts haben gezeigt, dass diese Abgabe in der Grössenordnung von 200-400 Fr. pro Tonne sein muss. Die Instrumente können aber auch Vorschriften sein, wie beispielsweise eine Pflicht für erneuerbare Energieträger oder CO <sub>2</sub> -Grenzwerte für Gebäude. Unter diesen Bedingungen ist auch die Solarthermie ein Teil des kostenoptimalen Technologiemix - zusammen mit anderen Elementen wie der Elektrifizierung der Wärme über Wärmepumpen und die Elektrifizierung des Verkehrs.
Akteure	Bund und Kantone (Regierungen und Parlamente)
Anwendungen	Für alle Anwendungsfelder relevant

---

<b>Massnahme</b>	<b>Pflicht für erneuerbare Stromproduktion auf Neubauten offener gestalten</b>
Beschreibung	In den aktuellen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2014) wird bei Neubauten gefordert, dass ein Teil der benötigten Elektrizität durch Eigenstromerzeugung gedeckt wird (Art. 1.26). Die Wahl der Technologie zur Stromerzeugung ist freigestellt, in der Regel werden

---



---

	dafür jedoch Photovoltaik-Anlagen eingesetzt. Dächer werden also zwingend für die Photovoltaik-Produktion genutzt, Solarwärme als Alternative ist nicht möglich. Die Pflicht zur Eigenstromproduktion soll offener gestaltet werden und stattdessen eine Wärmeproduktion erlauben.
Akteure	EnDK, Kantone (Regierungen und Parlamente)
Anwendungen	EFH, MFH

---

---

**Massnahme    Vorgaben zum Umgang mit der Regeneration erarbeiten**

---

Beschreibung	Heute bestehen kaum Vorgaben zur Regeneration, erst in wenigen Kantonen ist im Baugesetz ein Mindestabstand zu benachbarten Grundstücken definiert. Mit der immer stärkeren Verbreitung von Erdwärmesonden wird die Frage der Regeneration jedoch zunehmend relevant. Die Haltung vieler Akteure, dass sich dies von selbst regeln wird, gilt nur dort, wo die Nutzung der Erdwärme die Verfügbarkeit auf den benachbarten Parzellen nicht beeinflusst. Die Kantone sollen daher gemeinsam Grundlagen erarbeiten, die aufzeigen, welche Vor- und Nachteile verschiedene mögliche Regelungen zur Regeneration aufweisen. Basierend auf den Auswertungen sollen Empfehlungen für die Kantone abgegeben werden, sodass eine möglichst harmonisierte Umsetzung von Vorgaben zur Regeneration, allenfalls ergänzt mit Fördermassnahmen, erfolgen kann. Diese Massnahme betrifft die Solarwärme nicht direkt, sondern indirekt über den Bedarf nach Regeneration.
Akteure	EnDK, BPUK, SIA
Anwendungen	Regeneration von Erdwärmesonden

---

---

**Massnahme    Sonnenenergie ausserhalb von Bauzonen erlauben**

---

Beschreibung	Heute ist es nicht erlaubt, freistehende Solarwärme-Anlagen ausserhalb von Bauzonen zu bauen, ohne dass diese umgezont werden. Der Bau von Freiflächenanlagen auf Bauland ist jedoch finanziell nicht attraktiv. Grosse Anlagen wären oftmals die Voraussetzung um einen Wärmeverbund ausreichend mit Solarwärme zu versorgen. Mit einer Anpassung der Raumplanungsgesetzes (RPG) des Bundes kann der Bau grosser Anlagen auf Flächen ohne Nutzungskonkurrenz ermöglicht werden. Eine landwirtschaftliche Nutzung (z.B. als Weidefläche) ist dabei weiterhin möglich.
Akteure	Bund
Anwendungen	Wärmeverbunde, Prozesswärme

---

---

**Massnahme    Nationale Nutzungsstrategie speicherbare Energien erarbeiten**

---

Beschreibung	In einem dekarbonisierten Energiesystem werden speicherbare Ressourcen wie beispielsweise Holz oder Biogas für die Energieproduktion im Winter benötigt. Wo möglich sollen daher diese speicherbaren Energieträger im Sommer eingespart werden. Heutige Heizungssysteme sind jedoch noch nicht auf eine solche Nutzung ausgelegt. Eine nationale Strategie soll aufzeigen, wie diese speicherbaren Energieressourcen
--------------	--

---



---

	sinnvoll genutzt und wie sie im Sommer durch andere erneuerbare Energiequellen ersetzt werden können. Insbesondere soll dabei ein Augenmerk auf die Einsparung von Holz in den Sommermonaten gelegt werden.
Akteure	Bund (Bundesamt für Energie, Bundesamt für Umwelt), Holzenergie Schweiz, VSG
Anwendungen	Wärmeverbunde, EFH, MFH

---

---

<b>Massnahme</b>	<b>Nationales Förderprogramm «grosse solarthermische Anlagen» einführen</b>
------------------	---

---

Beschreibung	Während der Einsatz von erneuerbaren Energien für die Raumwärme und das Warmwasser in der Schweiz direkt gefördert werden, ist dies im Bereich Prozesswärme nicht der Fall. Dies liegt unter anderem daran, dass vor allem die Kantone erneuerbare Wärmeproduktion fördern, diese aber nur im Bereich Gebäude dazu die verfassungsrechtliche Kompetenz haben. Wärmenetzprojekte werden zwar durch die meisten Kantone gefördert. Der Einsatz der Solarwärme zur Einsparung von Holz oder die Umstellung von fossilen Brennstoffen werden aber gemäss harmonisiertem Fördermodell der Kantone nicht standardmässig gefördert. Es soll daher ein nationales Förderprogramm für grosse solarthermische Anlagen aufgebaut werden. Dafür sind hohe Fördersätze für Machbarkeitsstudien sowie die Umsetzung nötig. Sie ermöglichen den Aufbau von heute meist noch fehlendem Know-how und Fachkräften in diesem Bereich. Sobald übergeordnete Massnahmen (z.B. CO <sub>2</sub> -Preis oder Vorschriften) stark genug greifen, kann ein solches Programm wieder zurückgefahren werden.
Akteure	Bund
Anwendungen	Wärmeverbunde, Prozesswärme

---

---

<b>Massnahme</b>	<b>Holz und Solarwärme gezielt kombiniert fördern</b>
------------------	---

---

Beschreibung	Heute werden Holzheizungen über die Kantone (harmonisiertes Fördermodell) und über ein Programm von Energiezukunft Schweiz über die Mittel der CO <sub>2</sub> -Kompensation (Stiftung KliK) gefördert. Die Modellierung des Energiesystems zeigt, dass die Solarwärme langfristig dort zu einer Kostensenkung der Dekarbonisierung führt, wo sie speicherbare Ressourcen wie Holz ersetzen kann. Daher sollen die bestehenden Förderungen der Holznutzung stärker darauf ausgerichtet werden, bereits heute Holzheizungen mit Solarwärme zu kombinieren.
Akteure	EnDK, Kantone, Energie Zukunft Schweiz, KliK
Anwendungen	EFH, MFH, Gesamtenergiesystemmodelle

---



## 7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

### 7.1 Begleitgruppe

Die Hauptaufgabe der Begleitgruppe des Forschungsprojekts SolTherm2050 war die Praxisrelevanz sicherzustellen. Es wurden im Verlauf des Forschungsprojekts zwei Workshops durchgeführt.

Der erste Workshop wurde am 28.01.2020 in Bern durchgeführt. Die Projektgruppe hat als erstes SolTherm2050 vorgestellt, anschliessend wurden die übergeordneten Anliegen der Anwesenden abgeholt. Es folgte die Vorstellung durch Ulrich Reiter von TEP der Studie «Erneuerbare- und CO<sub>2</sub>-freie Wärmeversorgung Schweiz» im Auftrag der Wärmeinitiative Schweiz, TEP (2020). Als nächstes wurden die technischen Anwendungsfälle diskutiert und schliesslich wurde das Arbeitspaket 3 Hürden im Markt besprochen.

An diesem Workshop haben neben dem Projektteam teilgenommen:

- Stefan Brändle, Amstein + Walthert
- Jochen Ganz, Geschäftsleiter Soltop
- Andreas Haller, Leiter Innovation und Technik Solarsysteme, Ernst Schweizer AG
- Josef Jenni, Geschäftsleiter Jenni Energietechnik AG
- Xavier Jobard, Projekt SolarCAD II, Lesbat HEIG-VD
- Ulrich Reiter, TEP, Studie "Erneuerbare- und CO<sub>2</sub>-freie Wärmeversorgung Schweiz" für Wärmeinitiative Schweiz
- Wolfgang Thiele, Geschäftsführer EnergieSolaire SA

Die Resultate des Workshops sind in die Arbeitspakete WP2, WP3 und WP4 eingeflossen.

Beim zweiten Workshop am 25.05.2021 der Begleitgruppe wurden die vorgeschlagenen Massnahmen in den Bereichen Forschung und Entwicklung, politische Rahmenbedingungen und Branchen in einem Online-Meeting diskutiert. Die vorgeschlagenen Anwendungsfälle für Solarthermie und Massnahmen bewegen sich teilweise weg von der klassischen Solarthermie-Anwendung "Brauchwarmwasser für Ein-/Mehrfamilienhaus". Daher wurde die Zusammensetzung der Begleitgruppe angepasst:

- Ueli Frei, Soltop
- Eugen Koller, Gunep
- Thomas Mégel, Geowatt
- Stefan Brändle, Amstein + Walthert
- Jürgen Good, Verenum, Vertreter QM Holz
- Heinrich Kriesi, Meier Tobler
- Katharina Link, Geothermie Schweiz
- Wolfgang Thiele, Geschäftsführer EnergieSolaire SA
- Olivier Brenner, Vertreter der interkantonalen Energiedirektorenkonferenz (EndK)
- Andreas Haller, Leiter Innovation und Technik Solarsysteme, Ernst Schweizer AG
- Almut Kirchner, Energieperspektiven 2050+, Prognos
- Josef Jenni, Geschäftsleiter Jenni Energietechnik AG
- Martin Jutzeler, Systemoptimierung ewb



Nach einer kurzen Übersicht durch die Projektgruppe wurden die Massnahmen in Breakout-Sessions diskutiert. In drei Gruppen wurden die Massnahmen in den Bereichen Forschung und Entwicklung, politische Rahmenbedingungen und Branchen diskutiert und bewertet.

Die Ergebnisse sind in das Arbeitspaket WP5 Roadmap (siehe Kapitel 6) eingeflossen.

## 7.2 Interviews mit nationalen und internationalen Akteuren

Für das WP3 mit Fokus auf die Transformation wurden mit verschiedenen Marktakteuren (Betreibern und Planern von Fernwärmenetzen, Verbänden und Behördenvertretern) im Inland und im deutschsprachigen Ausland Interviews geführt. Der Fokus wurde dabei auf Hürden für die Solarthermie in der Anwendung Fernwärmenetz gelegt. Konkret wurde nach Hemmnissen im technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Bereich gefragt und wie diese Hemmnisse überwunden werden könnten. Die Interviewpartner aus dem deutschsprachigen Ausland wurden zusätzlich danach befragt, ob dieselben Hemmnisse wie in der Schweiz auftraten und wie diese überwunden wurden.

Aus der Schweiz wurden folgende Akteure befragt:

- Verbände (Holzenergie Schweiz, Verband Fernwärme Schweiz),
- Betreiber von Fernwärmenetzen (IWB, ewb, SIG, ADEV, a-energie, WWZ, EZL, Holzfernwärme Sarnen, ewl, Energie 360°, Stadtwerke St.Gallen)
- Planungsbüros (Amstein + Walthert, anex, NRG A AG)
- Städte (Stadt Luzern)

Aus dem deutschsprachigen Ausland wurden Interviews geführt mit:

- Stadtwerke Ludwigsburg, Ludwigsburg, Deutschland
- SOLID Solar Energy Systems, Graz, Österreich
- Arbeitsgemeinschaft erneuerbare Energien AEE, Gleisdorf, Österreich
- Fernwärme Wien, Österreich
- Austrian Institute of Technology AIT Österreich, Wien, Österreich

Für das WP5 (siehe Kapitel 6) und als Vorbereitung des Schlussworkshops mit der Begleitgruppe wurden Gespräche mit einigen Firmen aus der Solarthermiebranche geführt, so konnten auch Inputs aus der Westschweiz eingeholt werden:

- TVP Solar SA
- Ygnis AG
- Ernst Schweizer AG
- EnergieSolaire SA
- Jenni Energietechnik

## 7.3 Workshops mit der Fachkommission Solarwärme Technik und Normen

Bei der Ermittlung der Hürden, Chancen und Hemmnisse (WP3) wurde hoher Wert auf die praktischen Erfahrungen der Branchenakteure gelegt. Zu diesem Zweck wurde die Fachkommission Solarwärme Technik und Normen (SWTN) in die Arbeiten einbezogen. Diese Kommission wird gemeinsam von Swissolar, suissetec (Schweizerisch-Liechtensteinischer Gebäudetechnikverband) und GebäudeKlima Schweiz betrieben und umfasst 15 Personen aus den Bereichen Herstellung, Forschung, Planung und Installation von solarthermischen Anlagen.



Anlässlich der online durchgeführten Kommissionssitzung vom 10.6.2020 wurde ein Workshop zur Identifikation der Hemmnisse für solarthermische Anlagen durchgeführt. Es wurde eine Liste von vermuteten Hemmnissen rechtlicher, technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Art vorgelegt. Diese wurden durch die Workshop-Teilnehmer bewertet und ergänzt.

An der Sitzung anwesend waren:

- Dr. Andreas Bohren, SPF, HSR Hochschule für Technik Rapperswil
- Urs Lippuner, Alco Haustechnik AG
- Marco Bänninger, Bänninger AG
- David Ehret, Dialogo AG
- Heinrich Kriesi, Meier Tobler AG
- Stephan A. Mathez, Solar Campus GmbH
- Jürg Marti, Marti Energietechnik
- Josef Jenni, Jenni Energietechnik AG
- Urs Hanselmann, Gebäudehülle Schweiz

Ein weiterer Workshop befasste sich im Rahmen der Kommissionssitzung vom 17.11.2020 mit Hemmnissen zur Regeneration von Erdsonden mittels Solarthermie. Zudem wurde den Teilnehmern ein Zwischenbericht zum Stand der Arbeiten vorgelegt.

- Dr. Andreas Bohren, SPF, OST Ostschweizer Fachhochschule
- Björn Zित्रa, Hoval AG
- Bernd Schaible, Ernst Schweizer AG
- Urs Lippuner, Alco Haustechnik AG
- Pascal Cretton, Sebasol
- Simon Ackermann, Ackermann AG
- Walter Tschanz, Viessmann Schweiz AG
- David Ehret, Dialogo AG
- Heinrich Kriesi, Meier Tobler AG
- Stephan. A. Mathez, Solar Campus GmbH
- Jürg Marti, Marti Energietechnik
- Urs Hanselmann, Gebäudehülle Schweiz

Auch anlässlich der sonstigen Sitzungen der Fachkommission SWTN wurde über den Stand der Arbeiten am Projekt berichtet und Rückmeldungen eingeholt.

## 7.4 Zusammenarbeit mit der Joint Activity Scenarios & Modelling (JASM)

Wie in Kapitel 3 erwähnt, wurde die Szenarioanalyse mit dem Swiss Energyscope Modell in enger Abstimmung mit dem JASM Projekt durchgeführt. Dadurch profitierte das Soltherm Projekt direkt von den Erkenntnissen, die in den acht SCCER gewonnen wurden.



## 8 Publikationen

Guidati, G., A. Marcucci and D. Giardini (2021). Probabilistic Assessment of the Swiss Energy Strategy - Scenario Analysis with the SES-ETH Model. JASM final report. [https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM\\_results\\_ses\\_eth.pdf](https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM_results_ses_eth.pdf)

Marcucci, A., G. Guidati and D. Giardini (2021). Documentation of the Swiss Energy Scope - ETH model. JASM final report. [https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM\\_SES\\_ETH\\_documentation.pdf](https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM_SES_ETH_documentation.pdf)

Schroeteler, B., H. Sperle, T. Felder, M. Meier, M. Berger und J. Worlitschek, „Techno-ökonomische Bewertung von saisonalen Wärmespeichern – ein simulationsbasierter Ansatz“, 16th Symposium Energie-innovation, Graz, Austria, 12-14 February 2020.

Sperle, H., S. Kummer, M. Berger und J. Worlitschek, „Potenzial und Chancen durch Solarthermie – Fallbeispiel Schweiz“, 16th Symposium Energieinnovation, Graz, Austria, 12-14 February 2020.



## 9 Literaturverzeichnis

- BaunetzWissen (2020). [baunetzwissen.de](http://baunetzwissen.de) (Zugriff: 17.04.2020).
- Bericht des Bundesrates (2015). «Solarwärme und Photovoltaik – ein Technologienvergleich». Bern: Bundesrat.
- BFE (2013). «Energieperspektiven 2050. Zusammenfassung». Bern: BFE.
- BFE (2015). «Preise von Solaranlagen». Bern: BFE.
- BFE (2017a). «Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St. Gallen». Bern: BFE.
- BFE (2017b). «Bewilligungsverfahren Erdwärmesonden in den Kantonen». Bern: BFE.
- BFE (2018a). «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken». Bern: BFE
- BFE (2018b). «News aus der Wärmepumpen-Forschung - Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern und im städtischen Umfeld - Konzepte und Erkenntnisse aus der Praxis». [https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2019/01/181609\\_BfB\\_Broschuere.pdf](https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2019/01/181609_BfB_Broschuere.pdf) (Zugriff: 9.10.2020). Bern: BFE.
- BFE, EnFK (Konferenz Kantonale Energiefachstellen) (2016). «Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015)». Bern: BFE.
- Bionda (2020). «Revision der SIA 384/6». Email, [davide.bionda@hslu.ch](mailto:davide.bionda@hslu.ch), 07.05.2020
- BSW Solar (2012). «Fahrplan Solarwärme - Strategie und Massnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030». Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- Carbonell et al. (2021). «Big-Ice - Assessment of solar ice systems for multi-family buildings». Institut für Solartechnik SPF for Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Research Programme Solar Heat and Heat Storage, CH-3003 Bern, 2021.
- Corradini (2015). «Solarwärme im Gebäudebestand: Notwendiger Schlüssel zur Energiewende!». München: FFE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft).
- CSIRO 2017. «aremi-tmy - A tool to work out Typical Meteorological Year (TMY) from ground weather station observations and satellite solar irradiance data.» 2017. <https://github.com/NICTA/aremi-tmy> (accessed Nov. 04, 2019)
- Drück (2014). «Mehr Wettbewerb für die Solarthermie – Europäische Perspektive». [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Tagungen/SW-Tagung\\_2014/2.4\\_Harald\\_drueck\\_SW\\_Tagung\\_2014.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/SW-Tagung_2014/2.4_Harald_drueck_SW_Tagung_2014.pdf) (Zugriff: 9.11.2020). Stuttgart: Universität Stuttgart.
- Eicher + Pauli (2014). «Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie, Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz». Niederrohrdorf: Fernwärme.
- Eicher + Pauli (2019). «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2018». Bern: BFE.
- Energie-experten (2020). «Bemessung und Bohrung einer Erdwärmesonde». <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/erdwaerme/erdwaermebohrung/erdwaermesonde> (Zugriff: 05.11.2020).



- Energie-experten (2020). «Hybrid Wärmepumpe: Übersicht über Kombinationen und Produkte». <https://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/betrieb/hybrid.html> (Zugriff: 18.08.2020).
- Energie-Lexikon (2020). «RP-Energie-Lexikon». <https://www.energie-lexikon.info/hybridwaermepumpe.html> (Zugriff: 18.08.2020).
- EnergieSchweiz (2016a). «Architekten und Energie»
- EnergieSchweiz (2016b). «Kontrollen von solarthermischen Anlagen - Schlussbericht»
- EnergieSchweiz (2018a). «Marketing für thermische Netze, Erfolgsfaktoren und Tipps»
- EnergieSchweiz (2018b). «Programm Thermische Netze, Arbeitspaket Einsatz von thermischen (saisonalen) Speichern in thermischen Netzen»
- EnergieSchweiz (2020). «Was ist Geothermie». <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/geothermie> (Zugriff: 17.04.2020).
- Energie Solaire (2020). «Erdsonden: Regeneration und Saisonspeicherung». [https://www.energie-solaire.com/jt\\_files/jt\\_files\\_filename\\_0615\\_267852998.pdf](https://www.energie-solaire.com/jt_files/jt_files_filename_0615_267852998.pdf) (Zugriff: 17.04.2020).
- etank (2020). <http://www.etank.de/> (Zugriff: 15.12.2020).
- Friedrich, Stuess (2019). «Social issues of novel renewable energy heating/cooling systems».
- Geothermie Schweiz (2018). «Leitfaden Erdwärmesonden (EWS)». [https://geothermie-schweiz.ch/wp\\_live/wp-content/uploads/2018/05/Leitfaden\\_EWS\\_final\\_de.pdf](https://geothermie-schweiz.ch/wp_live/wp-content/uploads/2018/05/Leitfaden_EWS_final_de.pdf) (Zugriff: 05.11.2020).
- Gillingham, Palmer (2014). «Bridging the Energy Efficiency Gap: Policy Insights from Economic Theory and Empirical Evidence, Review of Environmental Economics and Policy». volume 8, issue 1, 2014, pp. 18–38.
- GlenDimplex (2020). «Grosse Leistung. Grosse Wirkung.» <https://glendimplex.de/dimplex/com-waermepumpen> (Zugriff: 18.08.2020).
- Guillaume, Bunea et al., «Solar Heat in Industrial Processes in Switzerland – Theoretical Potential and Promising Sectors». <http://proceedings.ises.org/paper/eurosun2018/eurosun2018-0110-Guillaume.pdf>. International Solar Energy Society.
- Gutschner, Nowak (2012). «Potenzialabschätzung zum solarthermischen Beitrag zur Wärmeversorgung im schweizerischen Wohngebäudepark». [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Swissolar/Unsere\\_Dossiers/Solarthermisches\\_PotenzialSchweizerWohngebaeudepark\\_20120116\\_BFE.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Swissolar/Unsere_Dossiers/Solarthermisches_PotenzialSchweizerWohngebaeudepark_20120116_BFE.pdf). Bern: BFE.
- Haller et al. (2019). «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick». Bern: Forum Energiespeicher Schweiz.
- Hangartner (2020). Angaben aus der Liste «Thermische Netze». Institut für Gebäudetechnik und Energie IGE, HSLU, Power-Point-Präsentation vom 22.10.2020.
- Hochschule Luzern 2020, Institut für Maschinen- und Energietechnik IME, CC Thermische Energiespeicher, Helene Sperle, [helene.sperle@hslu.ch](mailto:helene.sperle@hslu.ch).
- Hoval (2020). «Technologisch überlegene Raumklima-Lösungen. [https://www.hoval.ch/de\\_CH/](https://www.hoval.ch/de_CH/) (Zugriff: 16.04.2020).



- HSLU (2020). «Heizkostenvergleichsrechner». <https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/forschung/kompetenzzentren/zip/software-tools/ige-formular-heizkostenre/>.
- Hubbuch et al. (2014). «Optimierung von Erdwärmesonden – Effizienzsteigerungen für kleinere Anlagen». [http://www.hetag.ch/download/Optimierung\\_EWS.pdf](http://www.hetag.ch/download/Optimierung_EWS.pdf) (Zugriff: 18.04.2020). Bern: BFE.
- IEA (2018). «End-Users Decision Making Factors for H&C Systems». IEA Solar Heating & Cooling Programme, Task 54.
- IEA SHC Task 44. [http://task44.iea-shc.org/data/sites/1/publications/T44A38\\_Rep\\_C1\\_B\\_ReferenceBuildingDescription\\_Final\\_Revised\\_130906.pdf](http://task44.iea-shc.org/data/sites/1/publications/T44A38_Rep_C1_B_ReferenceBuildingDescription_Final_Revised_130906.pdf)
- Jäger (2021). «Photovoltaik auf Bauten in der Landwirtschaftszone». Zürich: DIKE Verlag AG.
- Kemmler, Spillmann, Koziel (2018). «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken». Bern: BFE.
- Kriesi (2018). «Regeneration für den beachtlichen Anteil unterkühlter Erdwärmesonden». [https://www.hk-gebaeudetechnik.ch/fileadmin/hk-gebaeudetechnik.ch/documents/PDF/Dossiers/Waermepumpen/14\\_HK-Gebaeudetechnik\\_5-18\\_EWS\\_S32-35\\_EWS-Regeneration\\_Ruedi\\_Kriesi\\_v99\\_high.pdf](https://www.hk-gebaeudetechnik.ch/fileadmin/hk-gebaeudetechnik.ch/documents/PDF/Dossiers/Waermepumpen/14_HK-Gebaeudetechnik_5-18_EWS_S32-35_EWS-Regeneration_Ruedi_Kriesi_v99_high.pdf) (Zugriff: 17.04.2020).
- Kriesi (2020). «Erdwärmesonden: Entlastung oder Regeneration?». [2020\\_05\\_MB\\_Regeneration\\_Erdwaermesonden\\_DE\\_Web.pdf \(suissetec.ch\)](https://www.suissetec.ch/2020_05_MB_Regeneration_Erdwaermesonden_DE_Web.pdf) (Zugriff: 23.11.2020). Zürich: Suissetec.
- Manuel Pestalozzi (2017). «Total solarer Ansatz». [https://www.energie-cluster.ch/admin/data/files/peg\\_document/file/158/stettbachstr.pdf?lm=1496925873](https://www.energie-cluster.ch/admin/data/files/peg_document/file/158/stettbachstr.pdf?lm=1496925873) (Zugriff: 9.11.2020). Zürich: Bau-Auslese Manuel Pestalozzi.
- Minder, Hefti, Ettl, Weisskopf (2016). «Eisspeicher-Wärmepumpen-Anlagen mit Sonnenkollektoren. Wirtschaftlichkeit, Umweltbelastung und Marktpositionierung». Bern: EnergieSchweiz.
- Naef (2016). «Messresultate Erdsondenregeneration Mettmenstetten». [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Tagungen/SW-Tagung\\_2016/3.1\\_Referat\\_Rene\\_Naef\\_RegenerationSonden\\_24Nov2016\\_B.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/SW-Tagung_2016/3.1_Referat_Rene_Naef_RegenerationSonden_24Nov2016_B.pdf) (Zugriff: 17.04.2020).
- Nunez-Jimenez (2019). «Cheap solar alone would not prevent a renewable energy gap». <https://blogs.ethz.ch/energy/cheap-solar/> (Zugriff: 12.03.2020).
- Philippen et al. (2020). «ReSoTech2 – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze». Bern: BFE.
- SANDIA 2008. S. Wilcox and W. Marion, "Users Manual for TMY3 Data Sets," *Tech. Rep.*, 2008, doi: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>.
- SIA Merkblatt 2028. Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik. Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2010
- Stadt Zürich (2015). «RegenOpt – Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische-Analysen». <https://www.stadt-zuerich.ch/hbd/de/index/hochbau/bauen-fuer-2000-watt/grundlagen-studienergebnisse/archiv-studien/2015/2015-05-egt-regen-opt.html> (Zugriff: 30.10.2020).



- Suurstoffi (2020). «Suurstoffi Risch Rotkreuz». <https://www.suurstoffi.ch/startseite> (Zugriff: 18.08.2020).
- Swissolar (2013). «Masterplan Solarwärme Schweiz 2035».
- Swissolar (2020a). «Förderung gemäss HFM 2015 Solarwärme (Stand Januar 2020)».
- Swissolar (2020b). Markterhebungen Sonnenenergie von Swissolar, Auszug der Datenbank durch Herrn Hostettler im März 2020.
- Swissolar (2020). «Über Solarenergie». <https://www.swissolar.ch/ueber-solarenergie/solarwaerme/technik/> (Zugriff: 16.04.2020).
- Swissolar (2020). «Markterhebung Sonnenenergie 2019 - Teilstatistik der schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien».
- TEP (2020). «Erneuerbare- und CO<sub>2</sub>-freie Wärmeversorgung Schweiz - Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen».
- VFS (Verband Fernwärme Schweiz) (2019). «Jahresbericht 2018».
- Von Burg (2014). «Erdsonden kannibalisieren sich gegenseitig». <https://www.srf.ch/news/schweiz/erdsonden-kannibalisieren-sich-gegenseitig> (Zugriff: 19.08.2020).
- VSE/AES (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) (2018). «Energiesparen durch Verhaltensänderung»
- Wärmenetze SG 2017.  
[https://www.spf.ch/fileadmin/user\\_upload/spf/Research/Projekte/SWSG\\_170920\\_Machbarkeit\\_solarunterstuetzter\\_Waermenetze\\_Schlussbericht\\_Final\\_revised.pdf](https://www.spf.ch/fileadmin/user_upload/spf/Research/Projekte/SWSG_170920_Machbarkeit_solarunterstuetzter_Waermenetze_Schlussbericht_Final_revised.pdf)
- Widmer (2018). «Free Cooling & Solare Regeneration im Edsondenfeld – Ein Widerspruch?». [http://www.energiekonzepte.ch/wp-content/uploads/2018/02/33\\_180202\\_2sol-fachartikel\\_free\\_cooling\\_Widmer\\_Markus.pdf](http://www.energiekonzepte.ch/wp-content/uploads/2018/02/33_180202_2sol-fachartikel_free_cooling_Widmer_Markus.pdf) (Zugriff: 18.08.2020). Zürich: 2Sol.
- Willige (2018). «Nahwärmenetze mit Solarwärmeanlagen». Bern: Forum Fernwärme VFS - Zukunft der Fernwärme/Fernkälte.
- Wittkopf (2018). «Neues Farbenspiel – Espazium». <https://www.espazium.ch/de/aktuelles/neues-farbenspiel>.
- ZHAW (2020). «Optimierung von Erdwärmesonden». <http://erdsondenoptimierung.ch/custom/erdsondenoptimierung.ch/handbuch.php?zielgruppe=270064> (Zugriff: 17.04.2020).



## 10 Anhang

Annex A:

TRNSYS simulation results (Daniel Carbonell, Jeremias Schmidli and Andreas Häberle / OST)

---

# SolTherm2050

## TRNSYS simulation results

---

**Daniel Carbonell, Jeremias Schmidli and Andreas Häberle**

[SPF Institute for Solar Technology.](#)

[Eastern Switzerland University of Applied Sciences \(OST\)](#)

2021/06/25

---

## Contents

<b>1</b>	<b>Key performance indicator</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>System 2 : Solar DHW for SFH</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>System3 : Solar DHW for MFH</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>System4 : Combi-Solar for SFH</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>System5 : Combi-Solar MFH</b>	<b>10</b>
<b>6</b>	<b>System6 : Solar-Ice for MFH</b>	<b>12</b>
<b>7</b>	<b>System7 : Solar district heating with a seasonal storage (60/30)</b>	<b>14</b>
<b>8</b>	<b>System8 : ground regeneration with PVT</b>	<b>16</b>
<b>9</b>	<b>Cost data</b>	<b>17</b>
9.1	Solar thermal collectors . . . . .	17
9.2	Storage tanks . . . . .	17

## List of Acronyms

<b>Q<sub>solar</sub></b>	specific yearly solar yield in kWh/m <sup>2</sup>
<b>A<sub>col</sub></b>	absorber area of a thermal collector in m <sup>2</sup>
<b>Q<sub>D</sub></b>	total heating demand in MWh
<b>Q<sub>col</sub></b>	solar yield in kWh
<b>Q<sub>aux</sub></b>	auxiliary heat in kWh
<b>E<sub>non,ren</sub></b>	non-renewable energy
<b>KPI</b>	key performance indicator
<b>DHW</b>	Domestic Hot Water
<b>SH</b>	Space heating
<b>MFH</b>	Multi Family Home
<b>SFH</b>	Single Family Home
<b>MFH</b>	Multy Family Home

## 1. Key performance indicator

The first key performance indicator (KPI) is the specific yearly solar yield  $Q_{solar}$ , which is calculated as the energy provided by the collector field  $Q_{col}$  divided by the absorber area. The specific heat is presented in kWh/m<sup>2</sup>. Notice that this is energy delivered on the collector and we need to add all losses before it gets used on the demand side.

Another KPI used is the solar fraction which is calculated as:

$$f_{solar} = 1 - \frac{Q_{aux}}{Q_D} \quad (1)$$

where  $Q_{aux}$  is the yearly heat provided by the auxiliary heater and  $Q_D$  is the yearly total (DHW+SH) heat demand in kWh.

As an alternative the solar fraction can be calculated using

$$f_{solar} = \frac{Q_{solar}}{Q_{aux} + Q_{col}} \quad (2)$$

The difference between Eq. 1 and Eq. 2 is that the first definition include the losses of the system.

When the auxiliary heater uses also renewable energy, a total renewable share can be calculated:

$$R_{share} = 1 - \frac{E_{non-ren}}{Q_D} \quad (3)$$

where  $E_{non,ren}$  is the non-renewable energy use. For example, in a heat pump the non-renewable energy will be the electricity used by the compressor if we don't use PV and we assume the electricity mix used is produced with non-renewable sources.

Cost are calculated using the Annuity factor. When nothing is specified an interest rate of 1 % has been assumed.

## 2. System 2 : Solar DHW for SFH

The second system analyzed is a solar thermal system to supply domestic hot water DHW for single family houses SFH. A hydraulic scheme of the simulated case is presented in Fig. 1.

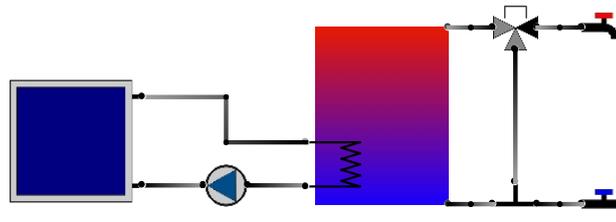


Figure 1: Hydraulic scheme of system 2 for SFH used for TRNSYS simulations.

Results are shown in Fig. 2. The specific yearly solar yield in kWh/m<sup>2</sup> ( $Q_{solar}$ ) is shown in Fig. 2(a) as a function of the ratio between the absorber area of a thermal collector in m<sup>2</sup> ( $A_{col}$ ) and the total heating demand in MWh ( $Q_D$ ).

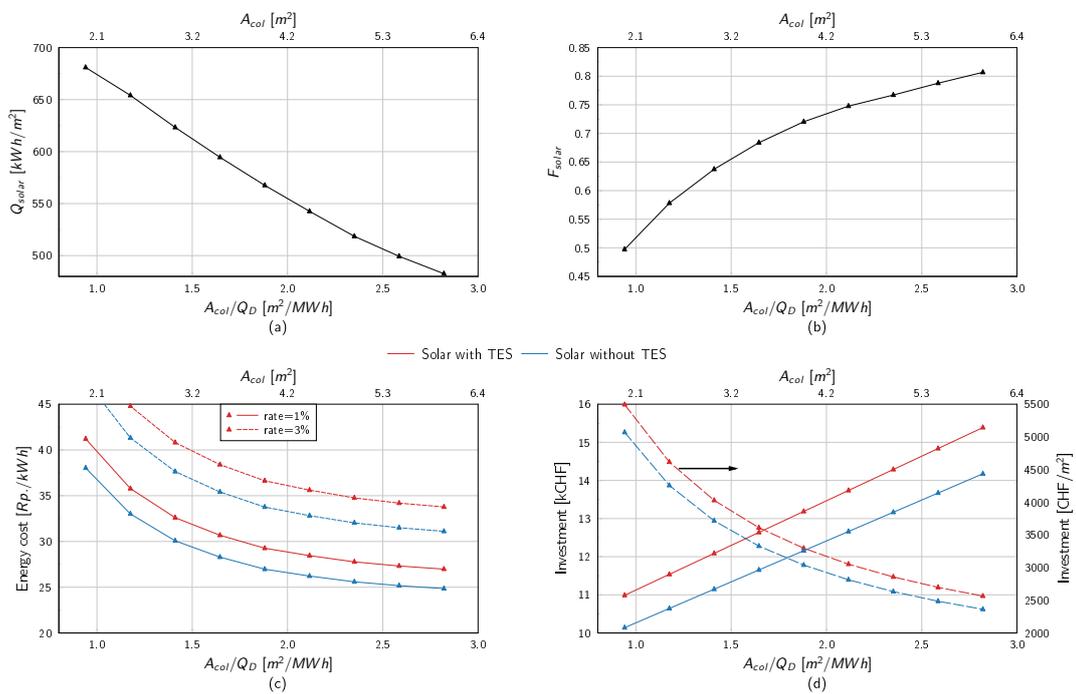


Figure 2: System2 : DHW (SFH). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

The absolute collector area is shown on the upper x-axis ranging from 2.1 m<sup>2</sup> to 6.4 m<sup>2</sup>. The  $Q_{\text{solar}}$  decrease from 680 m<sup>2</sup> to 480 m<sup>2</sup> when the  $A_{\text{col}}/Q_{\text{D}}$  increases from 1 m<sup>2</sup>/MWh to 2.8 m<sup>2</sup>/MWh. This tendency is very typical for solar thermal collectors, the higher the area the higher the possibility to not use the full potential due to storage size and losses limits. The solar share, presented in Fig. 2(b), ranges from 0.5 to 0.8. A typical solar share for DHW application is around 60 %.

The solar heat cost of the solar thermal system is presented in Fig. 2(c). The solid red and blue solid lines shows the cost of the solar heat provided with and without the storage cost respectively. Despite the fact that solar thermal are very efficient on these conditions, the small absolute size of the system makes the system expensive due to the fix cost considered. A typical system with a solar fraction of 60 % has a solar heat cost of around of 31 Rp./kWh, which is more that twice compared to the same system applied to multi-family buildings as shown in the next section 3. The dashed lines on Fig. 2(c) represent the cost at an interest rate of 3 %. The increase of the interest rate from 1 % to 3 % increases the heat cost by around 6 Rp./kWh to 7 Rp./kWh.

The investment cost of the solar field has been presented in Fig. 2(d). Solid lines represent the total investment cost of the solar system with (red) and without (blue) considering the storage. The specific investment cost per installed collector area are presented as dashed lines. A typical system with a solar fraction of 60 % has an investment cost of around 4000 CHF/m<sup>2</sup>.

### 3. System3 : Solar DHW for MFH

The third system analyzed is a solar thermal system to supply domestic hot water DHW for multi family houses MFH. A hydraulic scheme of the simulated case is presented in Fig. 3. The main difference between the SFH case is that a recirculation DHW loop has been added, which is mandatory. The heat losses on the circulation loop amount to 25 % of the total DHW demand of 17.3 MWh.

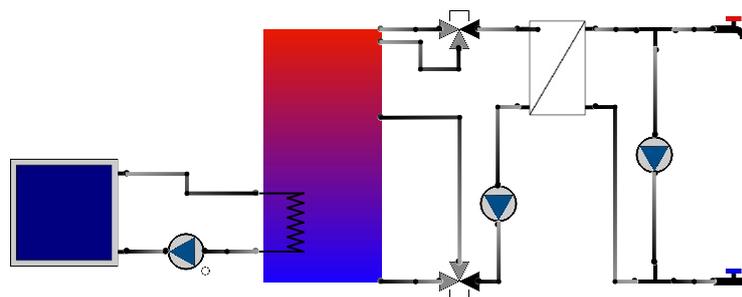


Figure 3: Hydraulic scheme of system 3 for MFH used for TRNSYS simulations.

Results are shown in Fig. 4. The  $Q_{\text{solar}}$  is shown in Fig. 4(a) as a function of the ratio between

the  $A_{col}$  and the  $Q_D$ .

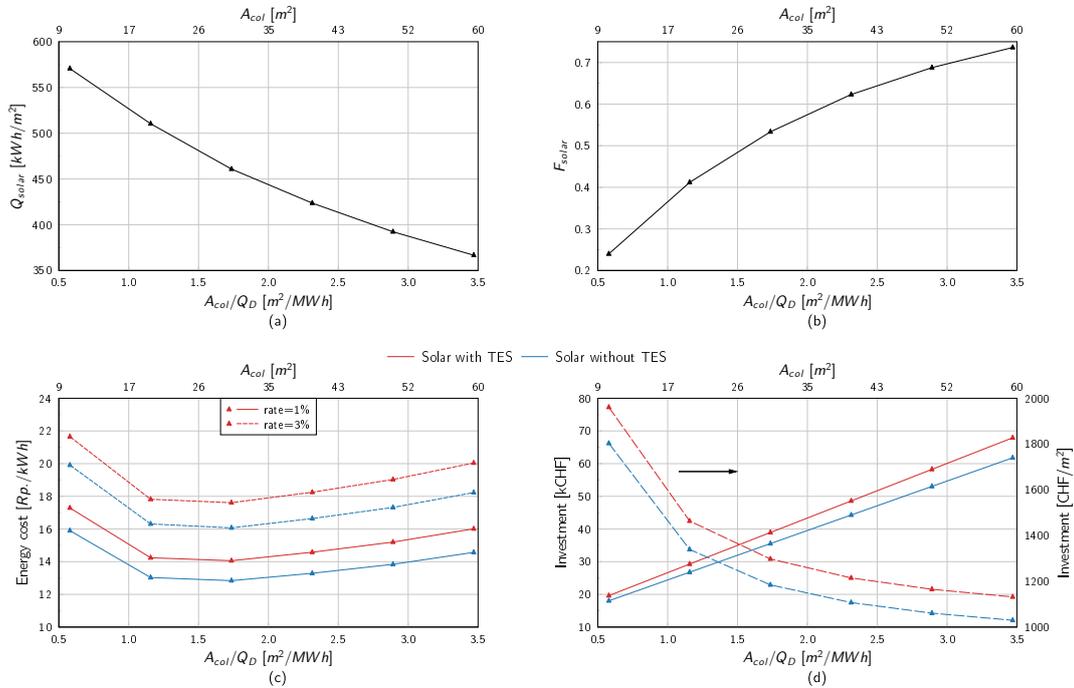


Figure 4: System3 : DHW (MFH). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

The absolute collector area is shown on the upper x-axis ranging from 9 m<sup>2</sup> to 60 m<sup>2</sup>. The  $Q_{solar}$  decrease from 570 m<sup>2</sup> to 360 m<sup>2</sup> when the  $A_{col}/Q_D$  increases from 0.5 m<sup>2</sup>/MWh to 3.5 m<sup>2</sup>/MWh. The solar share, presented in Fig. 4(b), ranges from 0.25 to 0.74. A typical solar share for DHW application is around 40 % to 60 %.

The solar heat costs are presented in Fig. 4(c). The solid red and blue solid lines shows the cost of the solar heat provided with and without the storage cost respectively. A minimum on the solar heat cost without storage of 12.9 Rp./kWh is achieved around 1.7 m<sup>2</sup>/MWh, that is around 30 m<sup>2</sup>. The dashed lines represent the solar heat cost with an interest rate of 3 %. The increase of the interest rate from 1 % to 3 % increases the heat cost by 3 Rp./kWh to 4 Rp./kWh.

The investment cost of the solar field has been presented in Fig. 4(d). Solid lines represent the total investment cost of the solar system with (red) and without (blue) considering the storage. The specific investment cost per installed collector area are presented as dashed lines. A system using 30 m<sup>2</sup> shown a specific cost of 1180 CHF/m<sup>2</sup>.

## 4. System4 : Combi-Solar for SFH

The fourth system analyzed is a combi system to supply space heating SH and DHW for single family houses SFH. The SFH-45 building is used, which means is a building with a relatively good standard of insulation with a specific demand of 45 kWh/m<sup>2</sup> per heated surface area in a reference climate of Strasbourg. In the synthetic climate of Switzerland the yearly demand equals to 7.9 MWh, which corresponds to 65 kWh/m<sup>2</sup>. The system uses an air source heat pump as an auxiliary source. However, this makes no significant difference for the performance of the thermal system. A hydraulic scheme of the simulated case is presented in Fig. 5. The collector is used to heat up the coldest part of the storage while the heat pump has two separate charging modes, one for DHW on the upper part and the other for SH on the lower part of the storage.

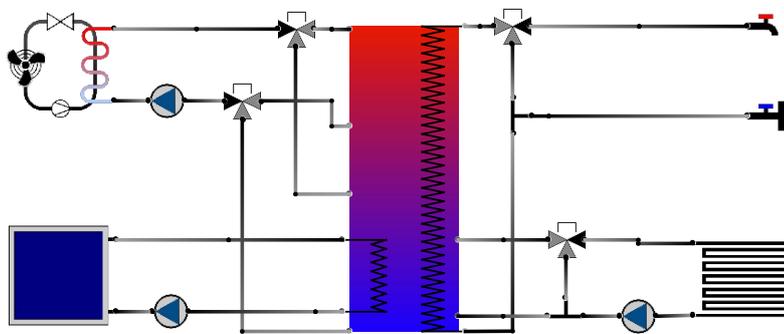


Figure 5: Hydraulic scheme of system 4 for SFH used for TRNSYS simulations.

The solar heat costs are presented in Fig. 6(c). The solid red and blue solid lines show the cost of the solar heat provided without the storage cost and the cost of the complete system respectively. A typical system would cover around 30% of the total demand with a solar heat cost of 22 Rp./kWh. The solar heat cost stabilizes around 20 Rp./kWh in the range of 1.2 m<sup>2</sup>/MWh, i.e. around 13 m<sup>2</sup>. In this range, a cost of 1700 CHF/m<sup>2</sup> is achieved. The increase of the interest rate from 1% to 3% increases the solar heat cost by 6 Rp./kWh to 7 Rp./kWh.

The same system has been analyzed for the SFH-100, a poor insulated building with a specific demand of 100 kWh/m<sup>2</sup> per heated surface area in a reference climate of Strasbourg. In the synthetic climate of Switzerland the yearly demand equals to 7.9 MWh, which corresponds to 65 kWh/m<sup>2</sup>. In this case the solar heat cost decreases respect to the SFH-45 building from 22 Rp./kWh to 18 Rp./kWh for a system with a solar fraction of around 30%.

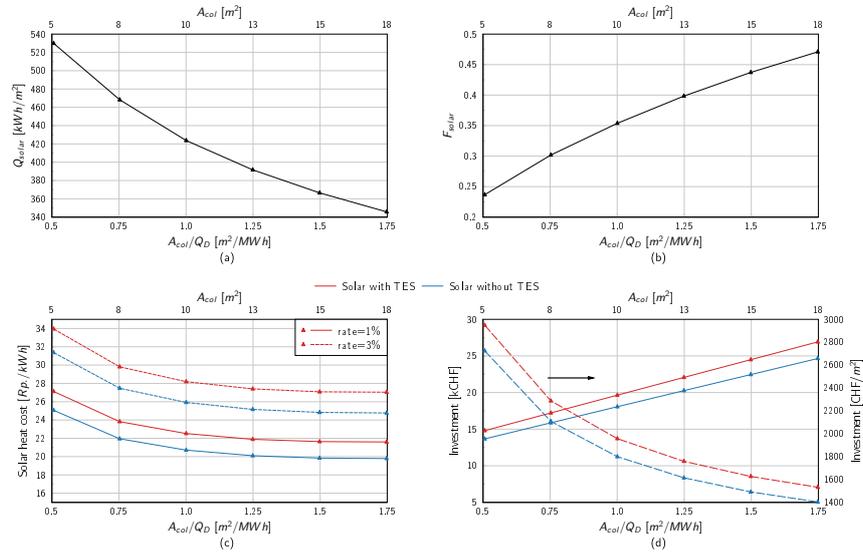


Figure 6: System4 : Combi-solar (SFH45). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

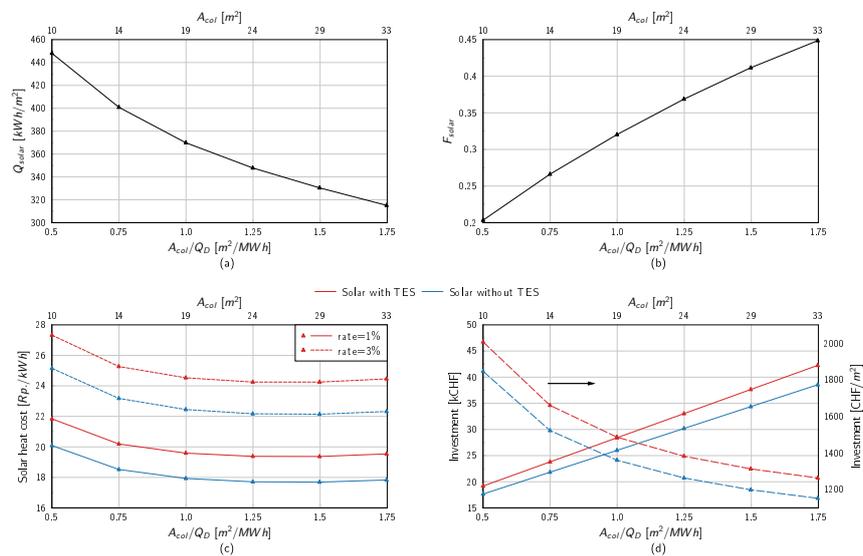


Figure 7: System4 : Combi-solar (SFH100). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

## 5. System5 : Combi-Solar MFH

The fifth system analyzed is a combi system to supply SH and DHW for multi family homes MFH. The MFH-30 building is used, which means is a building with a relatively good standard of insulation with a specific demand of 30 kWh/m<sup>2</sup> per heated surface area in a reference climate of Zurich. In the synthetic climate of Switzerland the yearly demand equals to 44 MWh, which corresponds to 37 kWh/m<sup>2</sup>. The system uses an air source heat pump as a auxiliary source. However, this makes no significant difference for the performance the thermal system. A hydraulic scheme of the simulated case is presented in Fig. 8. As a different of the system for SFH two separate storages for DHW and SH are considered. Moreover, the DHW loop considers recirculation. The collector is used to heat up the coldest part of both storage while the heat pump has two separate charging modes, one for DHW on the upper part and the other for SH.

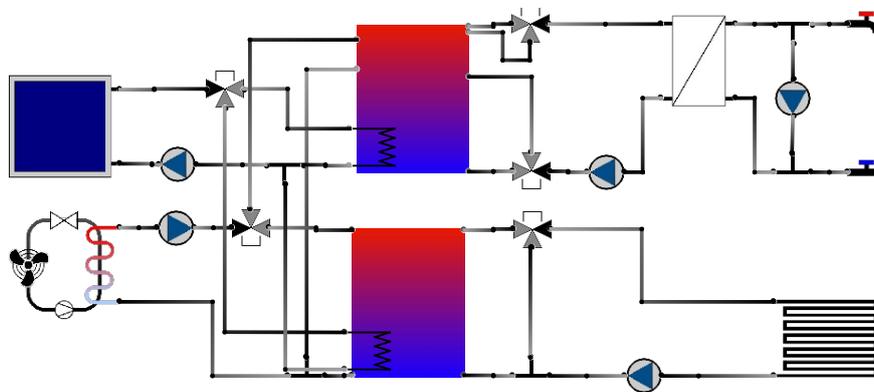


Figure 8: Hydraulic scheme of system 5 for MFH used for TRNSYS simulations.

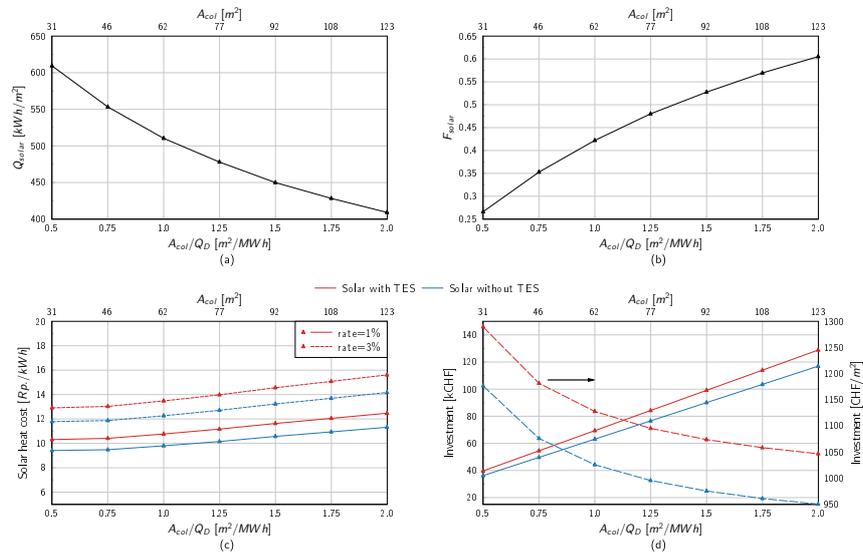


Figure 9: System5 : Combi-solar (MFH30). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

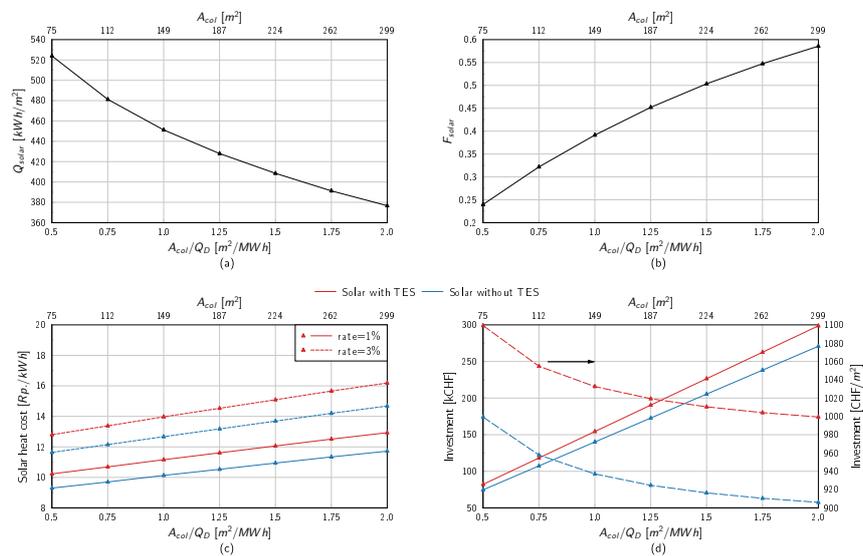


Figure 10: System5 : Combi-solar (MFH90). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

## 6. System6 : Solar-Ice for MFH

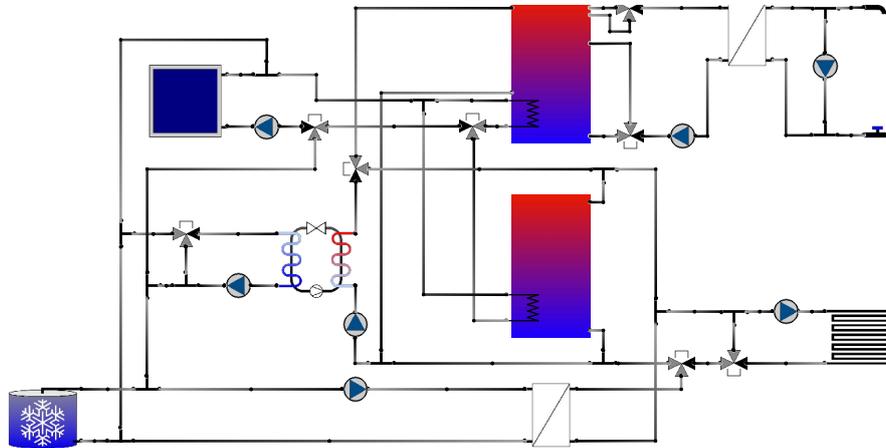


Figure 11: Hydraulic scheme of system 6 used for TRNSYS simulations.

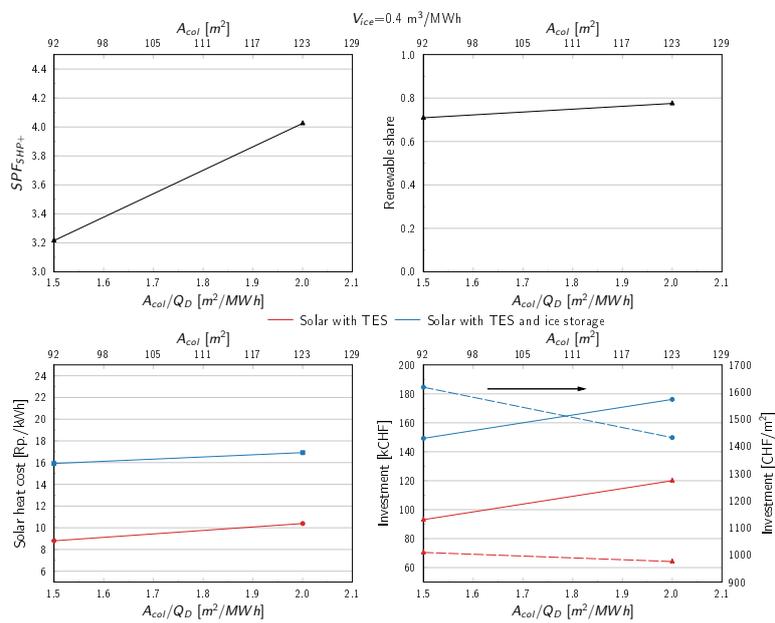


Figure 12: System6 : Solar-ice (MFH30). System Performance factor, renewable share, heat cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

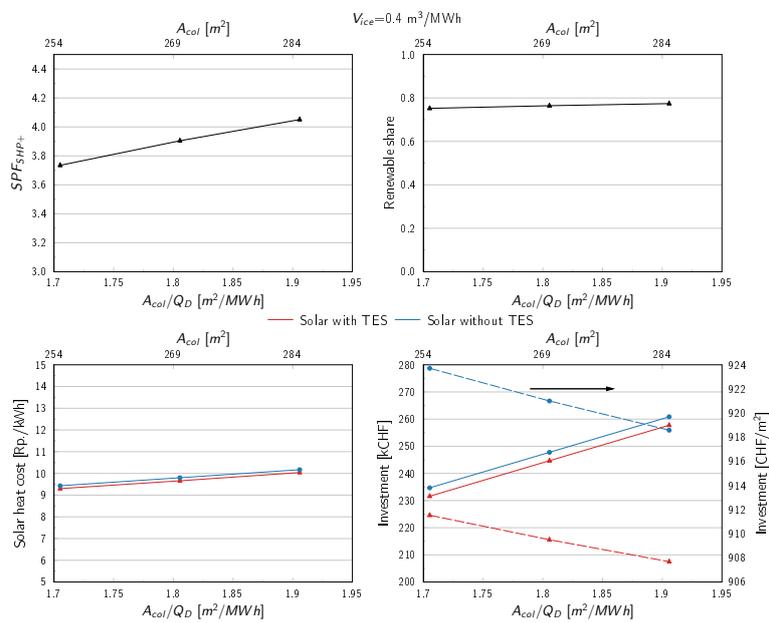


Figure 13: System6 : Solar-ice (MFH90). System Performance factor, renewable share, heat cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

## 7. System7 : Solar district heating with a seasonal storage (60/30)

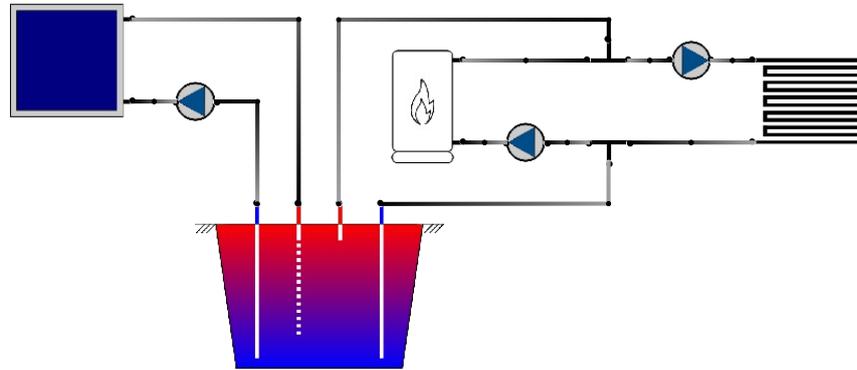


Figure 14: Hydraulic scheme of system 7 used for TRNSYS simulations.

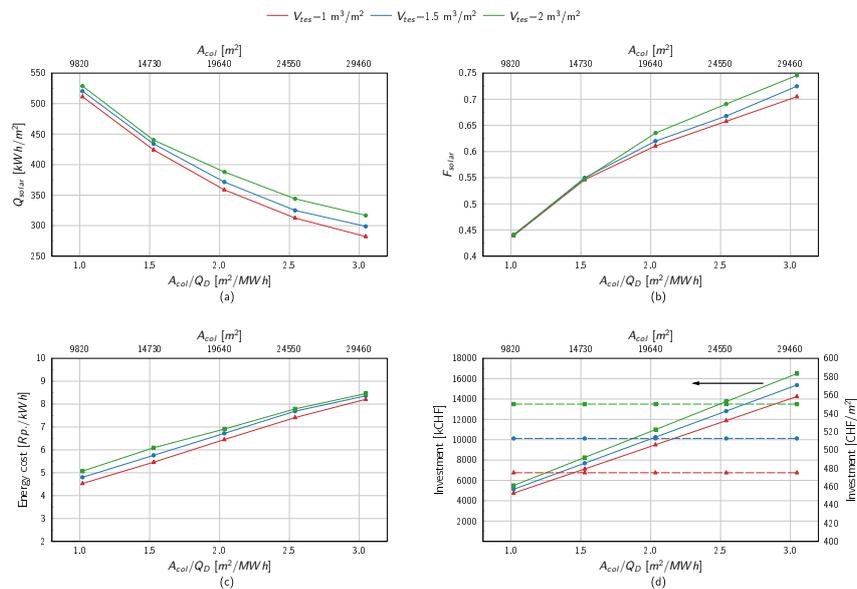


Figure 15: System17 : SDH-seasonal (60/30). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

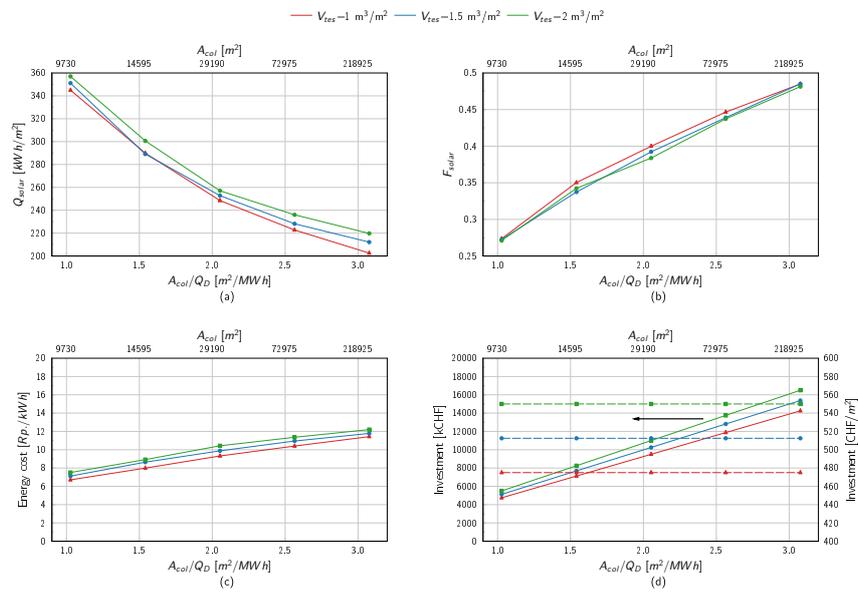


Figure 16: System17 : SDH-seasonal (80/50). Solar gains, solar fraction, energy cost and total investment as a function of the collector absorber area over the total heat demand in MWh.

## 8. System8 : ground regeneration with PVT

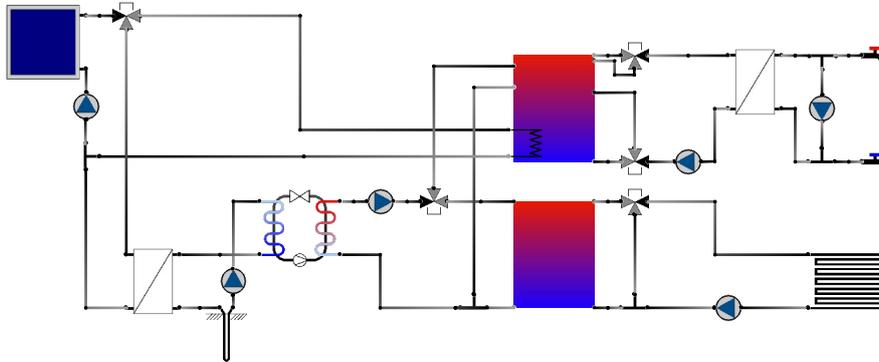


Figure 17: Hydraulic scheme of system 8 used for TRNSYS simulations.

## 9. Cost data

### 9.1. Solar thermal collectors

The cost of solar thermal collectors are split into two regions depending on the collector area. The first one is used for small systems with an collector absorber area below 7 m<sup>2</sup>.

$$\begin{aligned} \text{Cost for installed collectors (CH)} &= 8121 + 1009 \cdot \text{CHF}/\text{m}^2 & (4) \\ &= 8121 + 1441 \cdot \text{CHF}/\text{kW}_p \end{aligned}$$

where m<sup>2</sup> is the collector absorber area and kW<sub>p</sub> is the peak power at nominal conditions <sup>1</sup>. On average, within this range, the cost can be expressed as 3062 CHF/m<sup>2</sup> or 4375 CHF/kW<sub>p</sub>. For absorber area within the range 7 m<sup>2</sup> to 150 m<sup>2</sup> the following cost is used:

$$\begin{aligned} \text{Cost for installed collectors (CH)} &= 9282 + 875 \cdot \text{CHF}/\text{m}^2 & (5) \\ &= 9282 + 1249 \cdot \text{CHF}/\text{kW}_p \end{aligned}$$

On average, within this range, the cost can be expressed as 1092 CHF/m<sup>2</sup> or 1560 CHF/kW<sub>p</sub>.

### 9.2. Storage tanks

For the costs for the storage tanks prices from the following tanks are used for getting the range of costs for Switzerland:

- Meier Tobler SFW1, simple coil (stainless steel)
- Meier Tobler SFW2, double coil (stainless steel)
- CTA AG CHBI (stainless steel)
- Hoval Combival (stainless steel)
- Hoval (steel)
- CTA AG CHHS (steel)

For the cost calculations we have only considered steel storage due to the significant lower price compared to stainless steel. The costs for a steel storage tank ranges from 800 CHF and 1800 CHF for capacities between 2000l and 1000l The cost of the steel thermal energy storages (TES) in Switzerland as a function of the volume in liter and the validity range in parenthesis are:

$$\text{Cost TES (steel)} = 666 \text{ CHF} + 1.213 \text{ CHF}/\text{l} \text{ (200l to 2000l)} \quad (6)$$

<sup>1</sup>conversion factor used is 0.7 kW<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>