**Aggregierte Ergebnisse zum Projekt**

# WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „SOLARTHERMIE – SOLARE GROßANLAGEN“ 2010-2014


**Autoren**

Christian Fink, Projektleitung
Samuel Knabl
Waldemar Wagner
Roman Stelzer

**AEE – Institut für Nachhaltige Technologien**

Bernd Windholz
Petra Schöfmann
Michael Hartl

**Austrian Institute of Technology (AIT)**



**Gleisdorf, im Oktober 2015**

## Auftraggeber

**Klima- und Energiefonds**
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien

**Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“.**

## Programmabwicklung:

**Kommunalkredit Public Consulting**
Türkenstraße 9
1092 Wien

## Auftragnehmer und Projektleitung:

**AEE - Institut für Nachhaltige Technologien**
A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19
Tel.: +43-3112 5886 –14
Fax: +43-3112 5886 –18
E-Mail: c.fink@aee.at
www.aee-intec.at

## Projektpartner:

**Austrian Institute of Technology (AIT)**
A-1220 Wien, Donau-City-Straße 1
www.ait.ac.at

**Austria Solar Innovation Center (ASiC)**
A-4600 Wels, Roseggerstraße 12
www.asic.at

# Kurzfassung

Parallel zum seit 2010 zum ersten Mal vom Klima- und Energiefonds aufgelegten Förderprogramm zu solarthermischen Großanlagen wurde auch das Instrument einer wissenschaftlichen Begleitung definiert und die Durchführung an ein Konsortium unter Leitung von AEE INTEC vergeben. Zentrale Aufgaben dieses Instruments sind einerseits die Durchführung von verpflichtenden Beratungsgesprächen mit den Förderwerbern und andererseits eine messdatenunterstützte Analyse während dem ersten Betriebsjahr (einjähriges Monitoring).

Innerhalb der fünf zwischen 2010 und 2014 ausgeschriebenen Förderprogramme wurden insgesamt 236 Beratungsgespräche mit kumulierten 86.676 m² Solarkollektorfläche durchgeführt. Von den fünf möglichen thematischen Bereichen (1. „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, 2. „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“, 3. „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben“, 4. „Solarunterstützte Klimatisierung“ sowie 5. „Neue Technologien und innovative Ansätze“) wurden die Themengebiete 2 (87 Beratungsgespräche) und 3 (88 Beratungsgespräche) dabei am häufigsten beraten.

Von den insgesamt 236 Projekten wurden 71 Projekte für die einjährige Monitoringphase ausgewählt, wobei diese zum Zeitpunkt der Berichtslegung bei 29 Projekten bereits abgeschlossen und bei 8 weiteren Projekten gestartet wurde. Im Fokus steht dabei nicht die alleinige Betrachtung des Solarsystems, sondern viel mehr die Analyse der Einbindung in und die Interaktion mit einem gesamten Wärmeversorgungssystem (andere Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, Abwärmequellen, Verbraucherstrukturen, Verteilnetze, Wärmespeicher, Regelung, etc.). Dementsprechend wurde in Anlehnung an die fünf Themengebiete ein weitgehend standardisiertes Monitoringkonzept entwickelt und für jedes der über ein Messjahr zu begleitenden Projekte umgesetzt. Die Analyse und Beurteilung der gesamten Wärmeversorgungssysteme erfolgte anhand von Energiebilanzen, Temperaturprofilen sowie dem Einsatz von Kennzahlen und Benchmarks.

Die 29 solarunterstützten Wärmeversorgungssysteme mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase zeigten im Betrachtungszeitraum eine hohe Funktionalität. Das bedeutet, dass die Anlagen zuverlässig und stabil auf vertretbarem Ertragsniveau arbeiten. In Abhängigkeit von Dimensionierung, Anwendungstemperaturniveau, verwendeter Technologie sowie der projektspezifischen Funktionalität liegt die Bandbreite der spezifischen Jahressolarerträge bei 200 kWh/m²$_{Apertur}$a (Projekte mit eher höheren solaren Deckungsgraden) und 500 kWh/m²$_{Apertur}$a (Projekte mit eher tiefem Arbeitstemperaturniveau wie z.B. Kombinationen mit Wärmepumpen oder Einbindungen in konsequente Niedertemperatursysteme). Im Durchschnitt aller 29 Projekte liegt der spezifische Ertrag bei 377 kWh/m²$_{Apertur}$a, was grundsätzlich ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die berechneten solaren Deckungsgrade zeigen mit Werten zwischen 97% (Raumheizung und Warmwasserbereitung für ein Unternehmensgebäude“) und 2% (Einspeisung in ein kommunales Wärmenetz) eine enorme Bandbreite. Daraus können die sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze in den verschiedenen Themengebieten sowie auch in den einzelnen Projekten abgeleitet werden. Die durchschnittliche solare Deckung des Gesamtwärmebedarfs betrug bei den 29 Projekten rund 20%.

Auch der Vergleich zwischen gemessenem und prognostiziertem Ertrag brachte überwiegend gute Übereinstimmung. Auffallend waren hierbei jedoch erhebliche Abweichungen zwischen prognostizierten und gemessenen Wärmeverbräuchen (Unterschreitungen von bis zu 80 % bzw. Überschreitungen von bis zu 100%), die bei rund

30% der Anlagen festgestellt werden konnten. Dieser Aspekt weist auf vorhandenes Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.

In den ersten drei Monaten der einjährigen Monitoringphase erfolgte für jedes Projekt eine detaillierte Analyse des Betriebsverhaltens basierend auf den Messergebnissen. Obwohl die Funktionalität der Anlagen als durchaus zufriedenstellend eingestuft werden konnte, zeigte sich in dieser Phase deutlich, dass viele Anlagen noch Potenzial besitzen, ein höheres Ertragsniveau zu erreichen. Im Zuge der einjährigen Monitoringphase wurden 115 mehr oder weniger schwerwiegende Optimierungsmöglichkeiten detektiert und an die Förderwerber (Eigentümer, Anlagenbetreiber, Investor, etc.) kommuniziert. Diese Optimierungsvorschläge betrafen nicht annähernd nur das Solarsystem (insgesamt 48), sondern in 67 Fällen Abschnitte des gesamten Wärmeversorgungssystems. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderungswerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 115 detektieren Optimierungsmöglichkeiten zumindest 55 mit messtechnischem Nachweis auch definitiv innerhalb der einjährigen Monitoringphase umzusetzen und eine Steigerung der Effizienz und Funktionalität des gesamten Wärmeversorgungssystems nachhaltig zu erwirken. Gleichzeitig konnte im Zuge der Optimierungsarbeiten an die beteiligten Akteure der Branche Wissen transferiert und Bewusstsein für die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung von Wärmeversorgungssystemen geschaffen werden.

Im Zuge der vielfältigen Aktivitäten der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms konnten eine Vielzahl von Erkenntnissen generiert und die Umsetzung zahlreicher Innovationen begleitet werden. Zu den drei wesentlichen Highlights zählen hierzu die Entwicklungen der Branche im Bereich von Mitteltemperaturkollektoren (aktuell werden bereits fünf 2-fach abgedeckte Flachkollektoren am Markt angeboten), Systemkombinationen bestehend aus Solarthermieanlagen und Wärmepumpen (fünf unterschiedliche Konfigurationen - vom Parallelbetrieb bis hin zu komplexen integrierten Schaltungen) und der aktiven solarthermischen Nutzung von Gebäudemassen als Wärmespeicher und Wärmeabgabesystem (Kostenreduktion durch multifunktionale Bauteilnutzung bei gleichzeitiger Erreichung hoher solarer Deckungsgrade).

Der Großteil der dokumentierten spezifischen Systemkosten liegt zwischen 500 €/m² und 1.000 €/m². Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m²). Bei Anlagen größer 500 m² ist ein gewisser Skaleneffekt erkennbar, sprich umso größer die Anlagen umso geringer die spezifischen Systempreise. Im Vergleich mit Systempreisen aus dänischen Großsolaranlagen (durchwegs um € 200,- bis € 250 je m² Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m² Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist aktuell essentiell wichtig um konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten zu erzielen. Zukünftige Überlegungen in der Ausgestaltung des Fördermodells sollten aber auch berücksichtigen, wie Anreize zur nachhaltigen Reduktion der Systemkosten bzw. der Wärmegestehungskosten gegeben werden können.

Die Erkenntnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms erfreuen sich nationalen und internationalen Interesses, was 25 einschlägige Veröffentlichungen durch das Projektteam demonstrieren.

# Inhalt


1 EINLEITUNG ..... 6

2 ÜBERBLICK ÜBER DIE BERATENEN PROJEKTE MIT SOLARTHERMISCHER GROßANLAGE ..... 7

3 ÜBERBLICK ZUR WISSENSCHAFTLICHEN BEGLEITUNG UND ERSTE ERGEBNISSE AUF EBENE DER EINREICHKATEGORIEN ..... 9

3.1 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden ..... 10

3.2 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen ..... 13

3.3 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben ..... 16

3.4 Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf ..... 18

3.5 Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“) ..... 20

4 KENNZAHLEN IM ANLAGENVERGLEICH ..... 22

4.1 Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten ..... 23

4.2 Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten ..... 24

4.3 Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten ..... 25

5 AUSGEWÄHLTE STATISTISCHE DARSTELLUNGEN ..... 27

5.1 Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen ..... 27

5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen ..... 28

5.3 Betriebsarten der Solarsysteme ..... 29

5.4 Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises ..... 30

5.5 Bandbreite des spezifischen Speichervolumens ..... 31

6 DETEKTIERTES OPTIMIERUNGSPOTENTIAL ..... 33

7 INNOVATIONEN UND HIGHLIGHTS ..... 36

8 SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN EINZELNER PROJEKTE ..... 44

9 LITERATURVERZEICHNIS ..... 45

# 1 Einleitung

Der Klima- und Energiefonds definierte im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen. Seit 2010 wurden in Rahmen von insgesamt fünf erfolgreichen Ausschreibungen Förderzusagen an über 200 Projekte vergeben. Als zentrale begleitende Instrumente für das Förderprogramm wurden seitens des Klima- und Energiefonds ein verpflichtendes Beratungsgespräch für die Förderwerber vor Fördereinreichung sowie eine wissenschaftliche Begleitung (Monitoring) ausgewählter Projekte über ein Betriebsjahr definiert. Die Umsetzung beider Instrumente wurde an ein Konsortium unter der Leitung von AEE INTEC vergeben.

Im Zuge des verpflichtenden Beratungsgesprächs ist es die Aufgabe des Projektteams kompetente Ansprechstelle für programmspezifische und technische Anfragen (Systemintegration, Dimensionierung, Hydraulik, Messkonzept, etc.) zu sein. Zwischen 2010 und 2014 wurden so 236 themenspezifische Beratungsgespräche durchgeführt.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung erfahren spezifische, von einer Fachjury ausgewählte Projekte eine messdatenunterstützte Analyse während dem ersten Betriebsjahr (einjähriges Monitoring). Im Fokus steht dabei nicht die alleinige Betrachtung des Solarsystems, sondern viel mehr die Einbindung in und Interaktion mit einem gesamten Wärmeversorgungssystem (andere Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, Abwärmequellen, Verbraucherstrukturen, Verteilnetze, Wärmespeicher, Regelung, etc.). Dadurch kann sichergestellt werden, dass neue Ansätze und Konzepte auch entsprechend eingeschätzt und beurteilt werden können, was einerseits einen unmittelbaren Transfer in Richtung Akteure und Solarthermiebranche und andererseits auch wichtige Informationen für die Ausgestaltung von österreichischen Förderprogrammen (z.B. das gegenständliche Investitionsförderprogramm) und Forschungsschwerpunkten ermöglicht. Gleichzeitig gibt die externe messtechnische Begleitung Investoren und Anlagenbetreibern Sicherheit, da die Analyse der Funktionalität und die Detektion von ggf. Optimierungspotenzialen einen weiteren zentralen Arbeitsschwerpunkt bildet.

Der folgende Bericht fasst die aggregierten Erkenntnisse aus fünf Jahren Beratungsaktivitäten und messtechnischer Begleitung ausgewählter Anlagen zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ zusammen. Damit steht in Ergänzung zu den sehr stark die Einzelanlagen fokussierenden und unmittelbar mit den jährlich ausgeschriebenen Förderprogrammen in Zusammenhang stehenden fünf Jahresberichten (Fink et al., 2015a bis Fink et al., 2015e) auch ein übergeordneter Ergebnisbericht zur Verfügung. Die zentralen Inhalte bilden hierzu:

- Statistische Auswertung der beratenen Projekte
- Kategorisierung der Projekte aus der wissenschaftlichen Begleitung
- Trends und Entwicklungen in den Kategorien
- Ergebnisse zu Projekten mit bereits abgeschlossenem einjährigen Monitoring (Messergebnisse, statistische Auswertungen, kategorisierte Optimierungspotenziale)
- Interpretation von neuen Ansätzen und Konzepten
- Analyse der Investitionskosten
- Zusammenfassung der bisher erzielten Ergebnisse

# 2 Überblick über die beratenen Projekte mit solarthermischer Großanlage

Vom Projektteam wurden in den Einreichungsjahren 2010 bis 2014 insgesamt 236 Beratungsgespräche zu Solarprojekten mit insgesamt 86.676 m² Kollektorfläche durchgeführt. Eingereicht wurden die Solarprojekte mit gewerblicher Nutzung in den fünf nachfolgenden Einreichkategorien. Zu erwähnen bleibt, dass Kategorie 5 „Neue Technologien und innovative Ansätze“ 2013 erstmals ausgeschrieben wurde. Die Idee dahinter ist, dass auch sehr spezifische Entwicklungen und Innovationen, die nicht unmittelbar einer der obigen Kategorien zugeordnet werden können bzw. noch nicht voll am Markt etabliert sind, trotzdem eine Einreichmöglichkeit erhalten (nach dem Motto „aus der Forschung in den Markt“):

1) Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
2) Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
3) Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
4) Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf
5) Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“)

Abbildung 1(a) zeigt hierzu die Verteilung der Projekte nach der eingereichten Bruttokollektorfläche als auch nach den fünf Anwendungskategorien (farbige Kennzeichnung). Die größte Anzahl an Beratungsgesprächen entfiel mit 88 auf die Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben“, gefolgt von 87 Projekten in der Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“. Im Themenschwerpunkt „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“ wurden 29 und in der Kategorie „Solarunterstützte Klimatisierung“ 24 Beratungsgespräche durchgeführt. In dem 2013 neu im Förderprogramm aufgenommenen Themenbereich „Neue Technologien und innovative Ansätze“ erfolgten 8 Beratungsgespräche.

Abbildung 1(b) zeigt die Verteilung der Projekte nach der Bruttokollektorfläche sowie nach den unterschiedlichen Einreichjahren (farbige Kennzeichnung). Deutlich erkennbar ist, dass in den letzten Einreichjahren 2013 und 2014 vermehrt große Anlagen beraten wurden. Ein Trend hin zu größeren Anlagen kann dementsprechend abgeleitet werden.

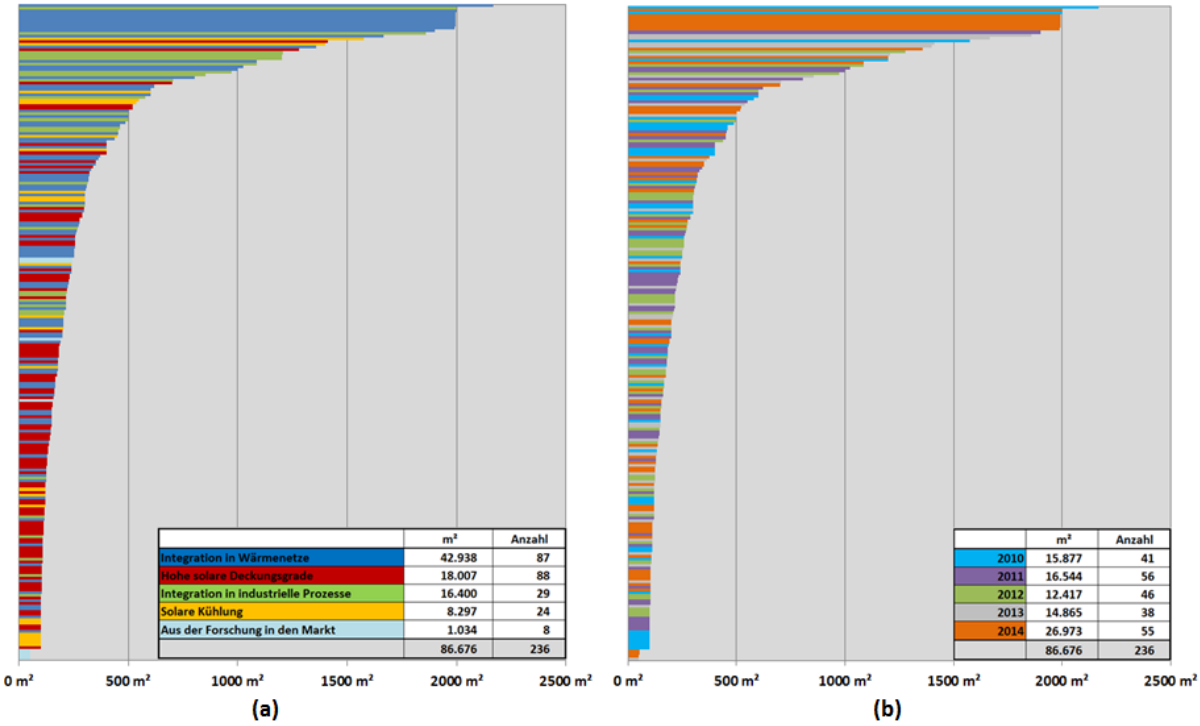



*Abbildung 1: Darstellung der 236 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und der Anwendungszuordnung (farbige Kennzeichnung) in (a) bzw. nach Einreichungsjahr (2010 bis 2014- farbige Kennzeichnung) in (b).*

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 5 macht deutlich, dass rund 80 % der beratenen Anlagen Bruttokollektorflächen kleiner als 500 m² aufweisen. Insgesamt sind von den 236 beratenen Solarprojekten 91 zwischen 50 und 150 m² Bruttokollektorfläche groß. Bei 77 Projekten wurden Kollektorflächen zwischen 151 und 300 m² und bei 29 Projekten Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m² beraten. Bei weiteren 16 Projekten sind die Kollektorflächen zwischen 501 und 999 m² groß und bei 23 größer als 1.000 m².

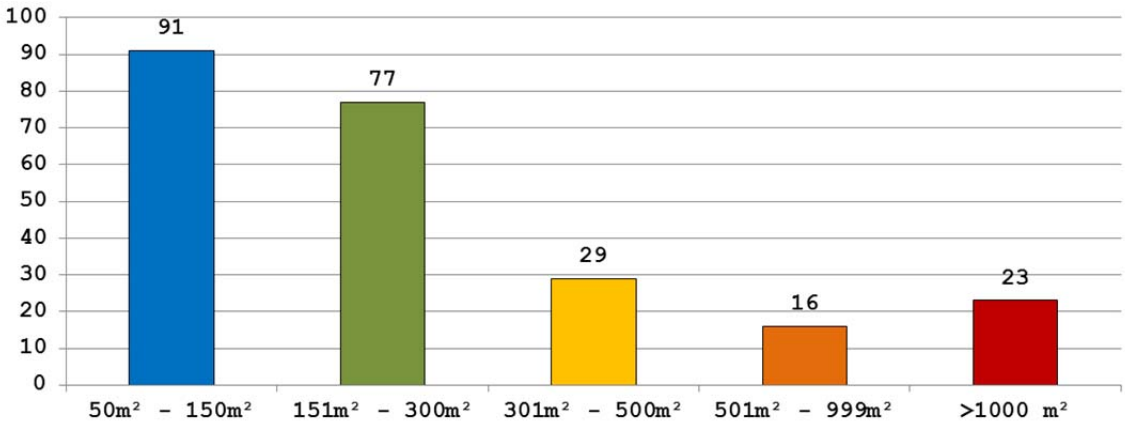
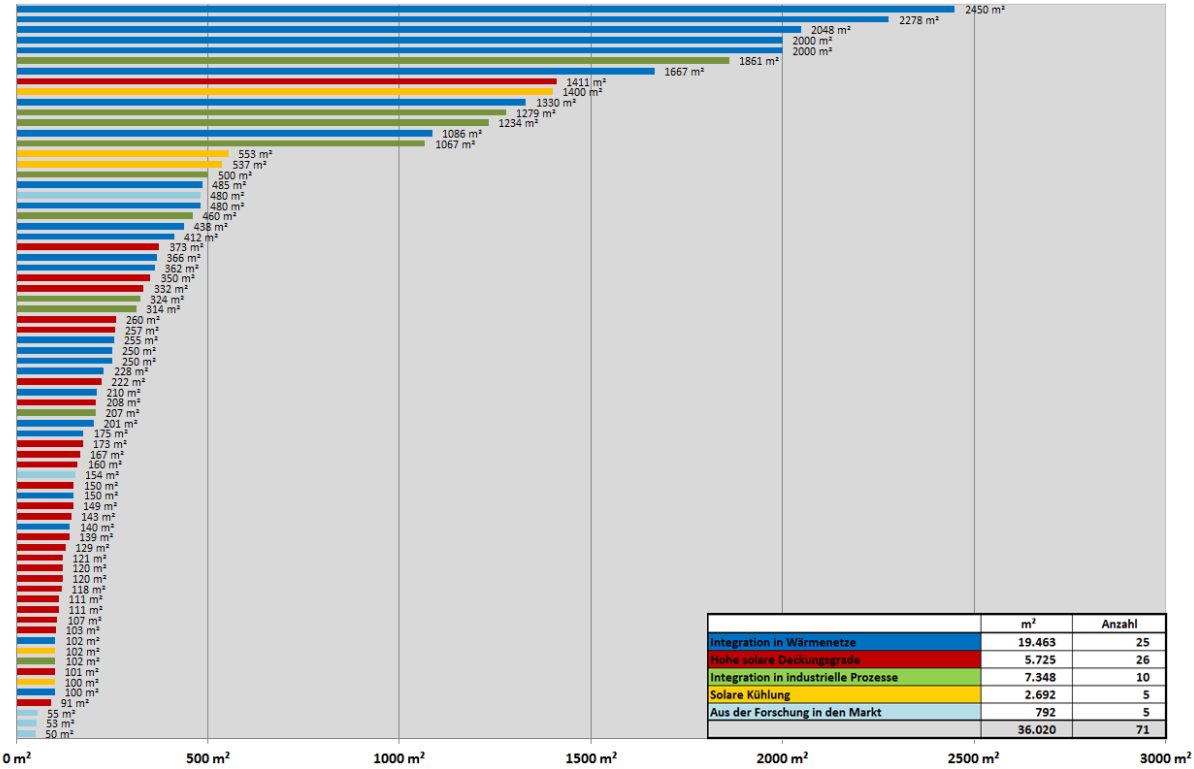



*Abbildung 2: Kategorisierung der 236 beratenen Solarprojekte nach der Bruttokollektorfläche aus Einreichungsjahren 2010 bis 2014.*

# 3 Überblick zur wissenschaftlichen Begleitung und erste Ergebnisse auf Ebene der Einreichkategorien

Aus der Zahl der Projekteinreichungen werden von einer internationalen Jury spezifische Projekte (hoher Innovationsgrad, hohes Potenzial hinsichtlich Übertragbarkeit) für eine einjährige wissenschaftliche Begleitung ausgewählt. Diese erfolgt messdatengestützt über sämtliche Abschnitte des Wärmeversorgungssystems und nicht nur isoliert für das Solarsystem. Die verpflichtende messtechnische Ausstattung zu den jeweiligen Einreichkategorien kann dem eigens erstellen Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2010) entnommen werden.

Von den insgesamt 236 beratenen Projekten wurden schlussendlich 71 Projekte für die wissenschaftliche Programmbegleitung ausgewählt. Eine Darstellung dieser 71 Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung) ist in Abbildung 3 erkennbar. Insgesamt entfielen 26 Projekte auf die Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“, gefolgt von 25 Projekten in der Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“. Aus dem Themenbereich „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“ wurden 10 und aus der Kategorie „Solare Klimatisierung“ als auch aus der Kategorie „Neue Technologien und innovative Ansätze“ wurden jeweils 5 Projekte für die wissenschaftliche Programmbegleitung ausgewählt.




| | m² | Anzahl |
|---|---|---|
| Integration in Wärmenetze | 19.463 | 25 |
| Hohe solare Deckungsgrade | 5.725 | 26 |
| Integration in industrielle Prozesse | 7.348 | 10 |
| Solare Kühlung | 2.692 | 5 |
| Aus der Forschung in den Markt | 792 | 5 |
| | 36.020 | 71 |

*Abbildung 3: Darstellung der 71 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).*

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 4 zeigt, dass von den insgesamt 71 begleiteten Projekten 25 zwischen 50 und 300 m² Bruttokollektorfläche groß sind. 16 Projekte weisen Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m² auf und 2 Projekte Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m². Bei weiteren 14 Projekten sind die Kollektorflächen größer als 1.000 m².

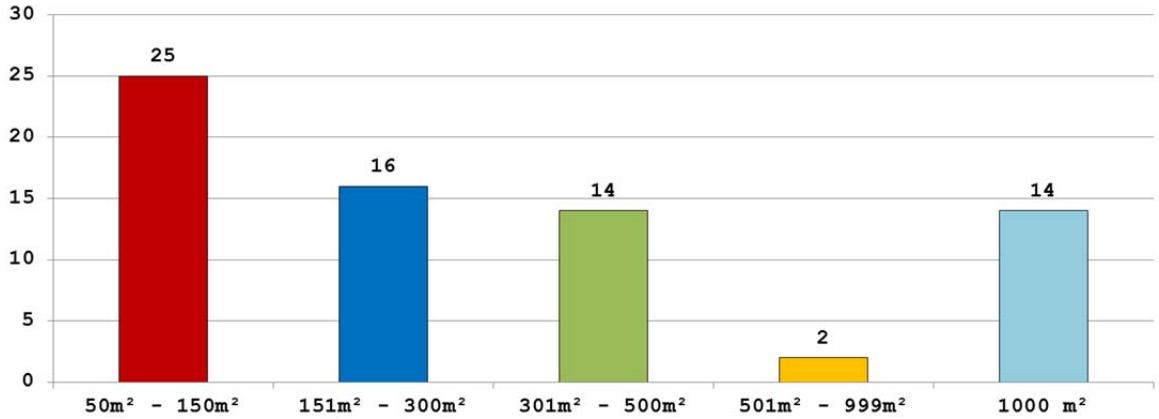



*Abbildung 4: Größenkategorisierung der 71 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte*

Obwohl bereits durch die Programmdefinition fünf Themengebiete vorliegen, entschied das Team der wissenschaftlichen Begleitung zur besseren Unterscheidung eine weitere Kategorisierung in den jeweiligen Themengebieten vorzunehmen. Die Kriterien bildeten dabei ähnliche Systemcharakteristika (z.B. Anwendung und Wärmeverbraucher, Systemhydraulik, Systemdimensionierung, Speichertechnologie, Höhe des solaren Deckungsgrades, etc.). Basierend auf dieser gewählten Kategorisierung wurden die Projekte aus der wissenschaftlichen Begleitung zugeordnet und in weiterer Folge anhand von Ergebnissen aus abgeschlossenen einjährigen Monitoringzeiträumen erste Überblicksergebnisse und Trends dargestellt.

## 3.1 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden

Von den 26 in der wissenschaftlichen Begleitung befindlichen Projekte aus der Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ wurde bei 12 Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen, bei 14 Projekten hat das Monitoring bereits begonnen oder zumindest wurde die Umsetzungsphase gestartet. Die einzelnen Projekte sind hinsichtlich der zugrundeliegenden System- und Speichertechnik als auch hinsichtlich der angestrebten solaren Deckungsgrade sehr unterschiedlich. Wie in Abbildung 5 dargestellt, können diese grundsätzlich in 3 Sub-Kategorien unterschieden werden.

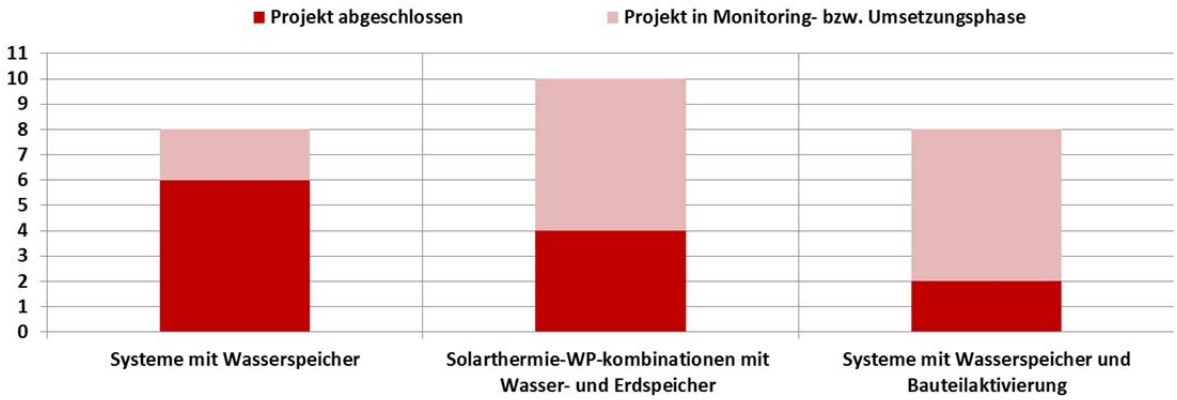



*Abbildung 5: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich " Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden"*

### 3.1.1 Systeme mit Wasserspeicher

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die überwiegend eine solare Warmwasserbereitung in gewerblichen Anwendungen bedienen und zusätzlich auch noch die Raumheizung unterstützen. Die geplanten bzw. definitiv erzielten solaren Jahresdeckungsgrade für Warmwasser und Raumheizung orientieren sich systembedingt eher an den in der Ausschreibung geforderten 20%.

Bisher wurde für sechs Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Zwei weitere befinden sich aktuell in der Monitoring- bzw. Umsetzungsphase (siehe Abbildung 5). Die messtechnisch bestimmten solaren Deckungsgrade liegen bei den sechs Projekten zwischen 4 und 37%. Ursachen für die Unterschreitung des geforderten solaren Jahresdeckungsgrades von 20% liegen insbesondere in der Unterschätzung des tatsächlichen Wärmebedarfs als auch in zu optimistischen Einschätzungen des Solarertrags begründet. Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Sternenhotel Wolfurt, ein Hotel mit 71 Zimmer in Vorarlberg, mit 167m² Bruttokollektorfläche und 5m³ Wasserspeicher in Abbildung 6 (a) dargestellt. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt bei 15% und unterschreitet den für die Kategorie geforderten Wert von 20% aufgrund eines doppelt so hohen gemessenen jährlichen Wärmebedarfs im Vergleich zur Prognose in der Planungsphase.
Grundsätzlich besitzen die Anlagen in dieser Sub-Kategorie große spezifische Kollektorflächen (m²/m³ Speichervolumen) und weisen deshalb eher längere Stagnationszeiten in den Sommermonaten auf.

### 3.1.2 Systeme mit Solarthermie- und Wärmepumpenkombinationen mit (kleinem) Wasserspeicher und Erdspeicher mit sommerlicher Regeneration

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Projekte, die eher einen geringen Warmwasserbedarf aufweisen, sprich Solarsysteme mit Fokus auf die direkte Abdeckung als auch die indirekte Abdeckung von Raumheizungsanteilen, wobei unter indirekter Abdeckung die sommerliche Regeneration von Erdspeichern als Wärmequelle für Wärmepumpen oder die unmittelbare solare Einspeisung in den Verdampferkreis von Wärmepumpen zu verstehen ist.

Bisher wurde für vier Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Sechs weitere befinden sich aktuell in der Monitoring- bzw. Umsetzungsphase (siehe Abbildung 5). Die messtechnisch bestimmten solaren Jahresdeckungsgrade liegen bei den vier abgeschlossenen Projekten zwischen 7 und 37%. Wobei zu erwähnen ist, dass für die Berechnung des solaren Deckungsgrades nur direkt nutzbare Erträge für Warmwasser und Raumheizung herangezogen wurden. Solarerträge auf die Quellenseite der Wärmepumpe oder Erträge zur Regeneration des Erdreichs wurden nicht berücksichtigt. Werden in der Energiebilanz die gesamten Solarerträge berücksichtigt, läge der solare Jahresdeckungsgrad der vier Projekte zwischen 55 und 57%. Beide Betrachtungen entsprechen definitiv nicht der Realität, die Bestimmung eines exakten solaren Deckungsgrades ist in dieser Sub-Kategorie aber alleine mit den vorliegenden Messdaten nicht möglich. Die gemessenen Jahresarbeitszahlen der eingesetzten Wärmepumpen (alleinige Wärmequelle Erdspeicher) liegen zwischen 3,5 und 4,5. Werden die zu versorgenden Gebäude auch mit derselben Wärmepumpe gekühlt und der Erdspeicher dient als Wärmesenke, wirken Solarerträge in den Erdspeicher in diesen Zeiten kontraproduktiv. Um diese Situation zu verbessern, wurden teilweise bereits Konzepte mit getrennten Erdspeicherabschnitten umgesetzt, der Beginn der Monitoringphase steht in diesen Projekten aber noch bevor.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Stihl Motorsägen Vertriebsareal in Vösendorf, Niederösterreich, mit 257 m² Bruttokollektorfläche, 8m³

Wasserspeicher und 5000 m² Erdspeicher (unter dem Gebäude) in Abbildung 6 (b) dargestellt. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt bei 13%, ohne Berücksichtigung der indirekten Solarerträge (Solarerträge in den Verdampferkreis der Wärmepumpe sowie die Erträge in den Erdspeicher). Die gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe beträgt 3,6.

Grundsätzlich zeigen sich die Systemkonzepte in dieser Sub-Kategorie als eher komplex und erfordern entsprechende Einstellungs- und Anpassungsarbeiten durch Experten in den ersten Betriebsmonaten. Wenn der Erdspeicher entsprechend dimensioniert ist und keine Konkurrenzsituation hinsichtlich Wärmesenke mit ggf. möglichem Kühlbetrieb besteht, erlaubt dieser Anlagentyp hohe spezifische Erträge (bis 577 kWh/m²Apertur-fläche und Jahr wurden gemessen).

### 3.1.3 Systeme mit (kleinem) Wasserspeicher und Bauteilaktivierung (solare Deckungsgrade bis zu knapp 100%)

Die aktive thermische Nutzung von quasi sowieso verfügbaren Gebäudemassen als Wärmespeicher und daraus resultierend die Erreichung geringerer Kosten wird von Konzepten in dieser Sub-Kategorie verfolgt. Dabei werden ausschließlich neu errichtete Gebäude versorgt, die neben dem Raumheizungsbedarf auch kleinere oder größere Warmwasserverbräuche insgesamt zu großen Teilen (in der Regel >50%) mit der Sonne abdecken. Der in dieser Kategorie geforderte solare Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von 20% wird mit derartigen Konzeptansätzen grundsätzlich problemlos erreicht.

Bisher wurde für zwei Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Sechs weitere befinden sich aktuell in der Monitoring- bzw. Umsetzungsphase (siehe Abbildung 5). Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „ETG Sonnenhaus“ in Rankweil, Vorarlberg, ein neu errichtetes Betriebsgebäude mit Büro-, Ausstellungs-, Lager-, und Hallenräumlichkeiten in Abbildung 6 (c) dargestellt. 121 m² Bruttokollektorfläche in Verbindung mit einem 8 m³ Wasserspeicher und einer Bauteilaktivierung der Fundamentplatte ermöglichten im Jahr der wissenschaftlichen Begleitung einen solaren Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von beachtlichen 97%. Aufgrund der bewussten Auslegung des Solarsystems auf einen hohen solaren Deckungsgrad und des in diesem Projekt sehr geringen Warmwasserbedarfs liegt der spezifische Solarertrag bei 213 kWh/m²$_{\text{Apertur}}$a.

(a) (b) (c)

*Abbildung 6: (a) Sternenhotel Wolfurt, Vbg.(167m², 5m³ Wasser; SD: 15%, SE: 356 kWh/m²a). (b) Stihl Motorsägen Vertriebsareal, NÖ (257m², 8m³ Wasser; 5000m² Erdspeicher, SD: 13% (ohne Erdspeicher), SE: 348 kWh/m²a). (c) ETG Sonnenhaus, Vbg. (121m², 8m³ Wasser; Bodenplatte, SD: 97%, SE: 213kWh/m²a); alle Bildquellen: AIT*

Aufgrund der Zielsetzung hohe solare Jahresdeckungsgrade zu erreichen, werden die Kollektorflächen in dieser Sub-Kategorie auf den Raumheizungsbedarf ausgelegt, was, sofern keine Wärmeauskopplung an Nachbargebäude erfolgt, Stagnationszeiten im Sommer und eher geringere spezifische Solarerträge mit sich bringt. Werden die

Bauteilmassen (Fundamentplatte, Decken, etc.) konsequent aktiviert, kann von einem Wärmespeicher über mehrere Wochen ausgegangen werden. Die Vorteile dieses Konzepts werden verstärkt, wenn der aktivierte Bauteil gleichzeitig auch das Wärmeabgabesystem darstellt, sprich auf Radiatoren oder weitere Fußbodenheizungen kann überwiegend verzichtet werden. Damit eine hohe thermische Behaglichkeit im Gebäude erreicht werden kann, muss die Aktivierungstemperatur des Bauteils limitiert werden. Je nach Gebäudenutzung liegen die begrenzenden Temperaturdifferenzen zur Raumtemperatur zwischen 5 und max. 10 K. Die Systemkonzepte in dieser Sub-Kategorie können grundsätzlich sehr einfach und wenig komplex gehalten werden.

## 3.2 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen

In diesem Themenbereich wurden 25 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei 11 Projekten abgeschlossen wurde. Bei 4 weiteren Projekten hat das Monitoring bzw. die Umsetzungsphase schon begonnen, 10 Projekte befinden sich noch in der Planungsphase. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden diese auf drei grundsätzliche Subkategorien, dargestellt in Abbildung 7, reduziert.

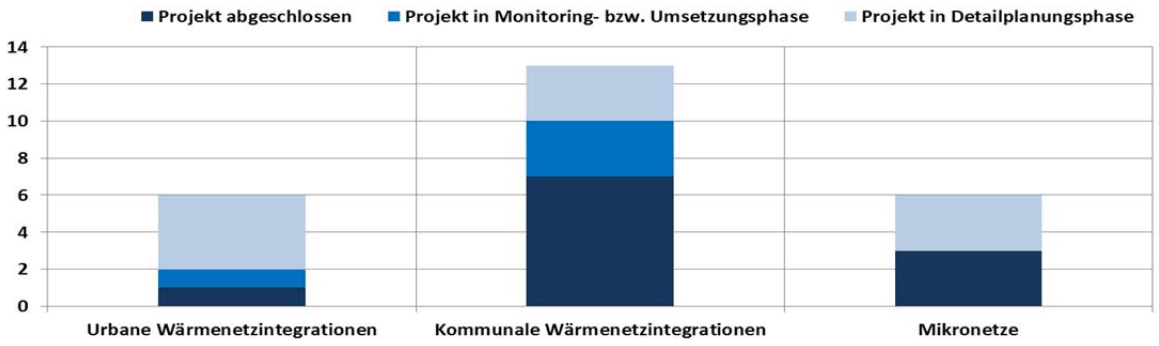



*Abbildung 7: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen"*

### 3.2.1 Urbane Wärmenetzintegration

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die im städtischen Umfeld in Fernwärmenetze einspeisen, wobei es sich dabei um solare Einspeisungen ins Fernwärmenetz ohne Zwischenspeicherung der Solarwärme als auch um Einspeisung mit Zwischenspeicherung (beides sowohl in Primär- oder Sekundärnetzen) handeln kann. Auch Solare Einspeisungen in kleinere dezentrale städtische Netze ohne unmittelbare Einspeisung in das klassische Fernwärmenetz wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung dieser Kategorie zugeordnet.

Bisher wurde für ein Projekt die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (Salzburg Lehen). Mit dem Projekt „Teilanlage Fernheizwerk Graz“ befindet sich ein weiteres Projekt in der Monitoringphase und vier städtische Netzintegrationen befinden sich noch in Planung (siehe Abbildung 7). Alleine in dieser Subkategorie sind große systemtechnische als dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich. Aktuell haben noch zu wenige Anlagen die Monitoringphase durchlaufen, um über Vergleichsmöglichkeiten zu verfügen. Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „Salzburg Lehen“, ein neu errichteter Stadtteil in Salzburg mit Einspeisung von Solarwärme (2.048 m² Bruttofläche) in einen 200 m³ Wärmespeicher (ausgelegt als Wochenspeicher) und in weiterer Folge in ein eigens errichtetes Niedertemperaturnetz, in

Abbildung 8 (a) dargestellt. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt bei 25% für Warmwasser und Raumheizung. Speziell ist bei diesem Projekt auch eine speichergekoppelte Wärmepumpe, die Solarerträge geringer Temperatur als Wärmequelle nutzt und somit erheblich Anteil an dem vergleichsweise hohen spezifischen Solarertrag von 533 kWh/m²$_{Apertur}$a hat. Gleichzeitig vergrößert das erzielte tiefe Temperaturniveau im unteren Teil des Pufferspeichers das nutzbare Speichervolumen. Die Jahresarbeitszahl der speichergekoppelten Wärmepumpe betrug im Betrachtungszeitraum 4,6. Die Betriebserfahrungen mit der Anlage sind positiv, das Konzept hat sich bewährt.

Im Vergleich dazu ist das Konzept des aktuell die Montoringphase durchlaufenden Projektes „Teilanlage Fernheizwerk Graz“ gänzlich unterschiedlich, da es sich hierbei um eine Teilanlage (2.278 m² von 7.278 m² Bruttokollektorfläche) mit einer direkten Netzeinspeisung (Rücklaufanhebung) ins Grazer Fernwärmenetz handelt. Eine Gemeinsamkeit für Anwendungen in dieser Sub-Kategorie sind eher größere Kollektorflächen.

### 3.2.2 Kommunale Wärmenetzintegration

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Solareinspeisungen in Nahwärmenetze ländlicher Gemeinden und Kleinstädte. Aufgrund der großen Anzahl österreichischer Nahwärmenetze, zumeist überwiegend befeuert mit Biomasse, besitzt dieses Anwendungssegment ein großes Umsetzungspotenzial. Häufig werden die Kollektoren zentral auf dem Dach des Heizhauses bzw. des Lagerraumes montiert und die Wärme in Pufferspeicher, die auch von den Biomassekesseln genutzt werden, zwischengespeichert. Vereinzelt finden aber auch dezentrale Einspeisungen an anderer Stelle im Wärmenetz Anwendung.

Vom Team der Begleitforschung werden 13 kommunale Wärmenetzintegrationen untersucht, wobei bei sieben die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Jeweils drei Projekte befinden sich aktuell in der Monitoring-/Umsetzungsphase bzw. in der Detailplanungsphase (siehe Abbildung 7). Die Hauptmotivation für die Errichtung einer thermischen Solaranlage liegt hauptsächlich in der Optimierung des Sommerbetriebs und im effizienten Umgang mit der Ressource Biomasse begründet. So gilt es einerseits große Biomassekessel mit schlechter Teillastregelbarkeit im Sommer nicht zu betreiben sowie andererseits fossile Schwachlastkessel (oder auch Spitzenlastkessel) solarthermisch zu substituieren. Bei einer Anlage war es auch erklärtes Ziel, in Kombination mit einer Biomasse-KWK Anlage nahezu 100% der Sommerlast abzudecken (Projekt ist noch in der Monitoringphase). Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der sieben Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase liegen zwischen 2% und 12%. Die Deckungsgrade im Zeitraum Juni bis September liegen zwischen 28 und 91%. Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 257 kWh/m²$_{Apertur}$a bis 431 kWh/m²$_{Apertur}$a. Als ein zentraler Einflussfaktor in Bezug auf hohe spezifische Erträge erwies sich das Temperaturniveau des Wärmeverteilnetzes. Gute Beispiele zeigen hier bereits günstige Temperaturniveaus (z.B. 65/48 °C), wobei es auch Verteilnetze gibt, die auf einem sehr hohen Temperaturniveau (z.B. 85/65°C) betrieben werden.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Nahwärme Großklein in Abbildung 8(b) dargestellt. Eine Solaranlage mit insgesamt 485 m² Bruttokollektorfläche versorgt dabei ein kommunales Wärmenetz mit einer Gesamtwärmeabnahme von 2,1 GWh/a. Die Solaranlage übernimmt knapp 8% des jährlichen Wärmebedarfs und harmoniert dabei mit einem 600 kW Biomassekessel und 2 Ölkesseln (2x200 kW). Bei diesem Projekt ist es auch gelungen, zwei dezentrale Kollektorflächen zu installieren (50

und 85 m²), die beide primär ein Ärztezentrum versorgen und Überschüsse in das Nahwärmenetz einspeisen. Das durchschnittliche Netztemperaturniveau lag dabei bei 65/48°C, was die Basis für einen gemessenen spezifischen Jahresertrag von 418 kWh/m²$_{Apertur}$a der Flachkollektoranlage bildete.

Gemeinsam haben diese kommunalen Wärmenetzintegrationen, dass sie üblicherweise Kollektorflächen zwischen 100 und 500 m² aufweisen (mit der Ausnahme der Nahwärme Eibiswald, die 2.450 m² Bruttokollektorfläche installierte), immer über einen Pufferspeicher verfügen und sehr ähnliche, teilweise bereits standardisierte Anlagenschemata aufweisen.

### 3.2.3 Mikronetze

Wärmeverteilnetze werden Mikronetze genannt, wenn zumindest zwei voneinander getrennte Gebäude über diese versorgt werden. Häufig finden Mikronetze Verwendung in kleinen Siedlungen, Tourismus- und Gewerbebetrieben aber auch in öffentlichen Gebäuden wie Krankenhäusern und Gemeindezentren. Vom Team der Begleitforschung werden 6 solarunterstützte Mikronetze untersucht, wobei bei dreien die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Jeweils drei Projekte befinden sich aktuell in der Detailplanungsphase (siehe Abbildung 7). Bei den drei Projekten mit bereits abgeschlossener Monitoringphase handelt es sich bei zwei um solarthermische Integrationen in Wärmeversorgungsanlagen von Krankenhäusern, bei der dritten Anlage um die Einbindung in die Wärmeversorgung eines Tourismusbetriebes. Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der 3 Projekte liegen zwischen 8% und 49%. Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 324 kWh/m²$_{Apertur}$a bis 504 kWh/m²$_{Apertur}$a.

Als beispielhaftes Projekt in dieser Sub-Kategorie wird die Anlage am Krankenhaus der Elisabethinen in Graz dargestellt (siehe Abbildung 8, (c)). Die Solaranlage mit einer Fläche von 362 m² Bruttokollektorfläche unterstützt die Wärmeversorgung eines neu errichteten Bettentraktes als auch die Warmwasserversorgung des gesamten Krankenhausareals. Dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll die Leistungsfähigkeit solarthermischer Systeme unter guten Auslegungs- und Betriebsbedingungen. Niedertemperaturwärmeabgabesysteme, die sogar im Sommer angefordert werden, sorgen für sehr günstige Temperaturniveaus, die erheblich zu den durchschnittlichen Netztemperaturen von 60/30°C im einjährigen Messzeitraum beigetragen haben. Der gemessene spezifische Jahressolarertrag lag bei 504 kWh/m² $_{Apertur}$a.

(a) (b) (c)

*Abbildung 8: (a) Salzburg Lehen (2.048 m², Einspeisung in ein Niedertemperaturnetz, SD: 25%, SE: 533 kWh/m²a). (b) Nahwärme Großklein, Stmk. (485m², 55m³ Wasserspeicher SD: 8%, SE: 418 kWh/m²a). (c) Krankenhaus der Elisabethinen, Graz (362 m², 20m³ Wasserspeicher SD: 49%, SE: 504 kWh/m²a); alle Bildquellen: AEE INTEC*

Die Kollektorflächen der wissenschaftlich begleiteten Projekte in der Sub-Kategorie Mikronetze liegen bisher zwischen 100 und 400 m² Kollektorfläche. Das Temperaturniveau der Verbraucherkreisläufe (Art des Abgabesystems, Dimensionierung, hydraulische Einregulierung) zeigt sich auch in dieser Kategorie als eine hoch sensitive Einflussgröße hinsichtlich Solarertrag und Wärmeverluste. Auffallend ist, dass die Komplexität der Wärmeversorgungssysteme relativ hoch ist (Portfolio an Wärmequellen, eigene Versorgung für einzelne Verbraucher, Abwärmepotenziale, etc.) und bisher keine Konzept-Standardisierung erkannt werden konnte.

## 3.3 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben

In diesem Themenbereich wurden zehn Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei vier Projekten abgeschlossen wurde. Bei einem weiteren Projekt hat das Monitoring bzw. die Umsetzungsphase schon begonnen, fünf Projekte befinden sich noch in der Planungsphase. In diesem Themengebiet ist eine Kategorisierung schwer möglich, da die Betriebe und ihre Prozesse sehr unterschiedlich sind. Die vier Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase behandeln beispielsweise Solarwärmeintegrationen aus den Bereichen Metalloberflächenbehandlung, Fleischverarbeitung, Tierfutterherstellung sowie Holztrocknung. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurde versucht, diese auf zwei grundsätzliche Subkategorien aufzuteilen. Wie in Abbildung 9 dargestellt, wird nach dem Integrationspunkt der Solarwärme, sprich auf Ebene der allgemeinen Wärmeerzeugung oder auf Ebene des jeweiligen Prozesses, unterschieden. Bei Anlagen, die beide Einspeiseebenen bedienen, erfolgt die Zuteilung in die Kategorien entsprechend des größeren gelieferten Energieinputs.

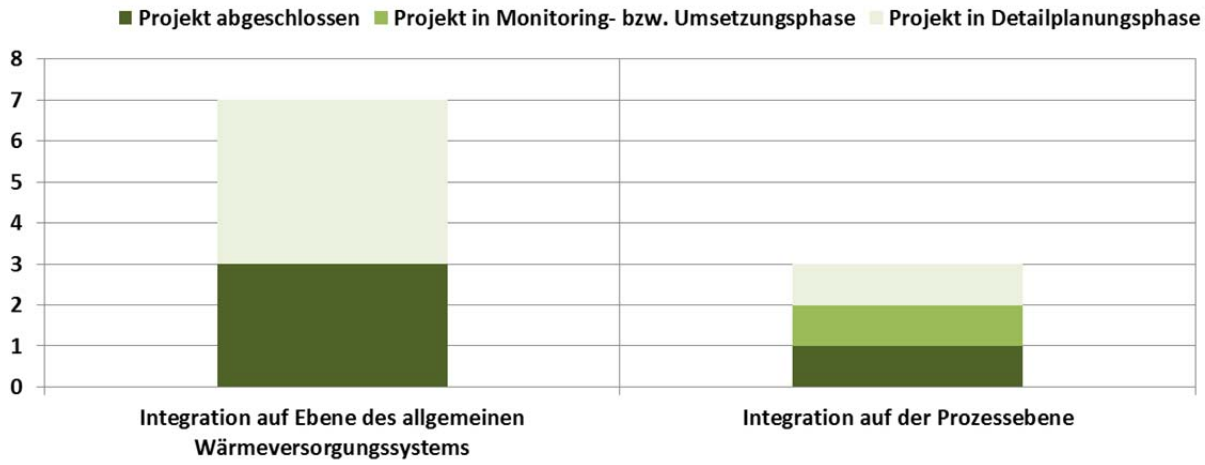



*Abbildung 9: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Integration in industrielle Prozesse" in Unterkategorien und nach Projektstatus.*

### 3.3.1 Integration auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung des Produktionsbetriebs

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung und somit auf dem höchsten im Betrieb benötigten Temperaturniveau einspeisen. Ein Absenken der definitiv bei den Verbrauchern benötigten Temperaturen erfolgt erst in einer späteren Phase im Versorgungskonzept. Dies kann somit sowohl Einspeisungen in Heißwassernetze als auch in Dampfnetze bedeuten. Verbraucher sind

dabei die einzelnen Prozesse sowie die Raumheizungskreisläufe der Betriebsgebäude und die Warmwasserversorgung. Zumeist werden die Solarsysteme in diesen Anlagen in Kombination mit einem zentralen Wärmespeicher betrieben. Häufig gilt es auch entsprechende Abwärmen (Rauchgas, Druckluftkompressoren, Kältemaschinen, etc.) in das Gesamtversorgungskonzept zu integrieren.

Bisher wurde für drei Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Zwei Projekte speisen dabei in einen Heißwasserkreislauf und eines in ein Dampfheizungsnetz (Vorwärmung des Kesselspeisewassers). Wie Abbildung 9 zu entnehmen ist, befinden sich vier Projekte dieser Sub-Kategorie noch in der Detailplanungsphase. Die bisherigen Arbeiten machten auch deutlich, dass in dieser Subkategorie große systemtechnische als dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich sind, weshalb eine Vergleichbarkeit der Projekte generell schwierig ist.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „Beschlägefabrik Blum“ dargestellt (siehe Abbildung 10(a)). Eine Bruttokollektorfläche von 460 m² wurde am Bestandsdach in Form von Vakuumröhrenkollektoren montiert. Mittels Wärmeträger Wasser (kein Glykol, aber spezielle Frostschutzschaltung) werden 2x8 m³ Pufferspeichervolumen erwärmt, aus welchem die Verbraucher (zwei Reinigungsbecken, die einer Pulverbeschichtungsanlage für Metallbeschläge vorgeschalten sind; der Raumheizung als auch der Warmwasserbereitung) versorgt werden. Das erforderliche Temperaturniveau beträgt dabei für den Hochtemperaturverteiler 80°C (Reinigungsbecken) und für den Niedertemperaturverteiler 60°C (Raumheizung und Warmwasserbereitung). Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt bei 6%, der spezifische Solarertrag bei 442 kWh/m²$_{\text{Apertur}}$a.

### 3.3.2 Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses

Vom Team der Begleitforschung werden 3 Projekte mit Solarwärmeeinspeisung auf der Ebene von spezifischen Prozessen (Tierfutterpelletierung, Trocknung in landwirtschaftlichen Bereichen) untersucht, wobei bei einem die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Jeweils ein weiteres Projekt befindet sich aktuell in der Monitoring-/Umsetzungsphase bzw. in der Detailplanungsphase (siehe Abbildung 9).

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Fixkraft Kraftfutter in Abbildung 10 (b) dargestellt. Eine freiflächenmontierte Solaranlage mit insgesamt 324 m² Bruttokollektorfläche speist dabei in einen 6 m³ großen Pufferspeicher, der bereits speziell aufbereitetes Prozessmedium beinhaltet. Aus diesem erfolgt die Versorgung der Dampfgenerierung, da für den Prozess der Pelletierung von Tierfutter Dampf benötigt wird. Die Solaranlage wird hier zur Vorwärmung des Prozessmediums (ein Großteil des Mediums/Kesselspeisewasser bleibt im Produkt und muss kontinuierlich nachgespeist werden) verwendet. Zentral wichtig war bei diesem Projekt, dass auch Abwärme (Rauchgas und Brüdendampf) im Gesamtsystem effizient genutzt wird. Der spezifische Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei 343 kWh/m²$_{\text{Apertur}}$a. Der solare Deckungsgrad konnte aus konzeptspezifischen Gründen nicht bestimmt werden.

*Abbildung 10: (a) Beschlägefabrik Blum, Vlbg.(460m², 16 m³ Wasserspeicher, SD: 6%, SE: 442 kWh/m²a). (b)* Fixkraft Kraftfutter, OÖ (324 m², 6m³ Wasserspeicher, SE: 343 kWh/m²a); Bildquellen: Ritter XL Solar (Blum), AEE INTEC (Fixkraft)

## 3.4 Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf

Bisher wurden in diesem generell nicht so stark nachgefragten Themenbereich fünf Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei drei Projekten abgeschlossen wurde. Zwei weitere Projekte befinden sich aktuell in der Detailplanungsphase. Auch in diesem Themengebiet ist aufgrund der geringen Projektanzahl und der großen Anwendungsbandbreite eine Kategorisierung schwer möglich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung entschied man sich, eine Subkategorisierung nach der Spitzenleistung der thermischen Kältemaschinen vorzunehmen. Konkret werden Projekte mit Kälteversorgungsleistungen unter bzw. über 100 kW unterschieden (siehe Abbildung 11). Die Art und Weise der Wärmeeinspeisung für Raumheizung und Warmwasserbereitung wird dabei nicht unterschieden.

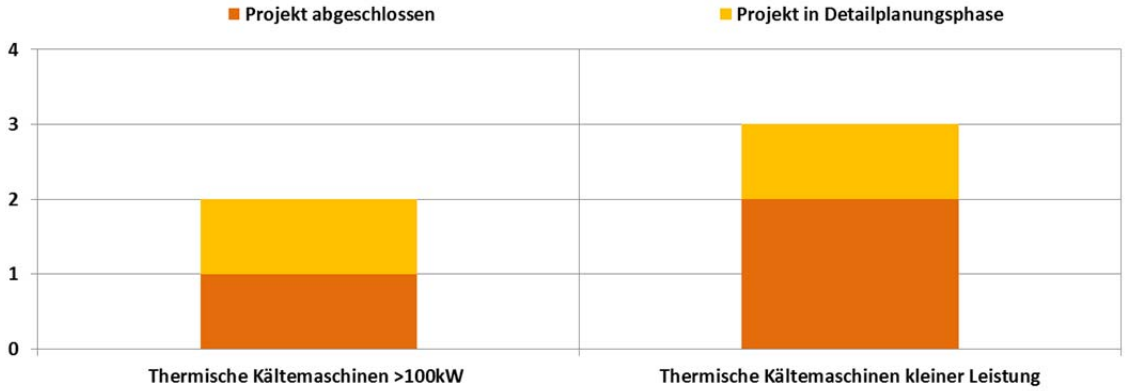



*Abbildung 11: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solares Kühlen" in Unterkategorien und nach Projektstatus.*

### 3.4.1 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen unter 100 kW

Bisher wurde für zwei Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (Hotel Metbräu bzw. Fruchtsaftproduktion Krispel). Beide Projekte setzen hier zweifachabgedeckte Flachkollektoren zum thermischen Antrieb einer Absorptionskältemaschine <20 kW ein. Im Hotel Metbräu werden Zimmer und allgemeine Räumlichkeiten gekühlt, in der Fruchtsaftproduktion Krispel wird der frische Saft bzw. werden diverse Kühlräume konditioniert. In beiden Fällen wird die Solarwärme außerhalb der Zeiten mit Kühlbedarf für die Warmwasserbereitung, die Raumheizung als auch im

Falle der Fruchtsaftproduktion Krispel für einzelne Prozesse (Pasteurisierung und Flaschenwaschmaschine) genutzt. Wie Abbildung 11 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekt dieser Sub-Kategorie noch in der Detailplanungsphase. Die bisherigen Erkenntnisse machten deutlich, dass es für Anlagen in dieser Subkategorie „kleine Kälteleistungen“ einerseits aufgrund der technischen Rahmenbedingungen (komplexe Anlagen, zeitlich kurze Bedarfsfenster für Kälte, entsprechend hohe Versorgungstemperaturen, in Bezug auf die produzierte kWh Kälte ein vergleichsweiser hoher Bedarf an elektrischer Energie, etc.) und andererseits aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (vergleichsweise hohe Investitionskosten sowie Betriebskosten) eher ein geringes Anwendungspotenzial gibt.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „Fruchtsaftproduktion Krispel“ dargestellt (siehe Abbildung 12(b)). Eine Bruttokollektorfläche von 100 m² wurde am Bestandsdach in Form von aufgeständerten, 2-fach abgedeckten Flachkollektoren montiert. Diese speisen in einen 20 m³ großen Pufferspeicher und versorgen von dort entweder die 19 kW große Absorptionskältemaschine, einzelne Prozesse der Fruchtsaftherstellung sowie die Raumheizung und die Warmwasserbereitung des Betriebs. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt bei 30%, der spezifische Solarertrag bei 374 kWh/m²$_{Apertur}$a. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein $SPF_{elektrisch}$ von 3,5 sowie ein $SPF_{thermisch}$ von 0,4 erreicht. Beide Zahlen weisen dabei entsprechendes Verbesserungspotenzial auf, welches aber unter den vorherrschenden Betriebsbedingungen und verwendeten Komponenten bzw. Konfigurationen praktisch nicht erschlossen werden kann.

### 3.4.2 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen über 100 kW

Die wissenschaftliche Begleitung wurde in dieser Sub-Kategorie bisher für ein Projekt (Pumpenfabrik Kral) abgeschlossen. Wie Abbildung 11 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekt aktuell in der Detailplanungsphase (Motorenprüfstände bei AVL). In beiden Fällen wird die Solarwärme außerhalb der Zeiten mit Kühlbedarf für die Warmwasserbereitung und die Raumheizung als auch für einzelne Prozesse genutzt. Im Vergleich zur Sub-Kategorie mit thermischen Kältemaschinen kleiner 100 kW sind in der gegenständlichen Kategorie die Zeiträume mit Kältebedarf wesentlich länger und die Systemkonfigurationen ermöglichen deutlich höhere Systemeffizienzen in Bezug auf thermischer und elektrischer Jahresarbeitszahl der Kältemaschine.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „Pumpenfabrik Kral“ dargestellt (siehe Abbildung 12(a)). Eine Bruttokollektorfläche von 553 m² wurde am neu errichteten Betriebsgebäude in Form von direktdurchströmten Vakuumröhrenkollektoren (Wärmeträger reines Wasser in Verbindung mit einer speziellen Frostschutzschaltung) montiert. Diese speisen in einen 15 m³ großen Pufferspeicher und versorgen von dort entweder die 150 kW große Absorptionskältemaschine oder die Raumheizung sowie die Warmwasserbereitung des neu errichteten Betriebsareals. Entstehen am Neubauareal Überschüsse, können diese in das Bestandsgebäude übertragen werden. Die thermische Kältemaschine bildet in dieser Anlage gemeinsam mit einer 150 kW großen Kompressionskältemaschine und einer 115 kW großen reversiblen Wärmepumpe ein hybrides Kälteversorgungskonzept mit gemeinsamer Rückkühlanlage. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt für das Neubauareal bei beachtlichen 72%, der spezifische Solarertrag bei 487 kWh/m²$_{Apertur}$a. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein

$SPF_{elektrisch}$ von 4,5 sowie ein $SPF_{thermisch}$ von 0,6 erreicht. Insgesamt zeigte die Anlage ein sehr zufriedenstellendes Betriebsverhalten.

*Abbildung 12: (a) Pumpenfabrik Kral, Vbg. (553 m², 15m³, SD: 72%, SE: 487 kWh/m²a $SPF_{el.}$: 4,5; $SPF_{th.}$: 0,6). (b) Obstsaftproduktion Krispel (100 m², 20m³ Wasserspeicher, SD: 30%, SE: 374 kWh/m²a $SPF_{el.}$: 3,5; $SPF_{th.}$: 0,4); alle Bildquellen: AEE INTEC*

## 3.5 Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“)

Im vierten Programmjahr (2013) entschied sich der Klima- und Energiefonds ein fünftes Themengebiet zu definieren. Die maßgebliche Überlegung dabei war, mit einem etwas angepassten Förderangebot (Mindestgröße 50 m², reduzierte technische Vorgaben im Vergleich zu den anderen 4 Themengebieten, kein Kostendeckel, etc.) rasch neue Erkenntnisse aus Forschungsprojekten in Richtung Anwendung zu transferieren. Eine Vorgabe ist, dass alle in dieser Kategorie genehmigten Projekte automatisch in die Begleitforschung aufgenommen werden.
Mit Ende des fünften Programmjahres entfielen fünf Projekte auf diesen Themenbereich und somit auf die wissenschaftliche Begleitung. Davon nutzen die nachfolgenden drei Anlagen gezielt eine solare Bauteilaktivierung:

- Das Projekt „Albi-Kanzlei Grödig, Sbg.“ unterliegt einer kombinierten Nutzung als Bürobau mit Wohnmöglichkeit für Geschäftspartner bzw. Mitarbeiter auf rund 600m² Bruttogeschoßfläche. 55 m² Bruttokollektorfläche unterstützen in Verbindung mit 90 m³ aktiviertem Volumen in Fundamentplatte und Decken die Wärmeversorgung.
- Im Projekt „Sportvereinsgebäude Ansfelden, OÖ.“ wird die Wärmeversorgung des Vereinshauses mit einer Bruttogeschoßfläche von 450 m² (inkl. Mannschaftskabinen) über eine 51 m² große Kollektorfläche in Verbindung mit 90 m³ aktiviertem Bauteilvolumen (Fundamentplatte und Decken) unterstützt.
- Das Projekt „Marmelade- und Säftefaktur Kristandl, Feldbach, Stmk“ basiert auf einer 57m² großen Bruttokollektorfläche (2-fach abgedeckt) zur Beheizung (teilweise über eine indirekte Aktivierung der Fundamentplatte) und Prozesswärmeversorgung.

Im Projekt Nr. 4 („Danzermühle Pettenbach, OÖ“) speisen 154 m² Bruttokollektorfläche eines gebäudeintegrierten und unabgedeckten Solarabsorbersbsorbers in ein Niedertemperaturnetz zur Versorgung einer Mustersiedlung mit 20 baulich teilweise voneinander getrennten Wohneinheiten und Betrieben. Projekt Nr.5 („Holztrocknung Wührer, Kirchheim, OÖ“) zielt auf die Trocknung von Biomasse in Verbindung mit 480 m² Luftkollektoren und Steinspeicher ab.

Eine Kategorisierung dieser fünf Projekte ist grundsätzlich schwierig und orientiert sich aus heutiger Sicht an den Anwendungsfällen der eingereichten Projekte (siehe hierzu Abbildung 13).

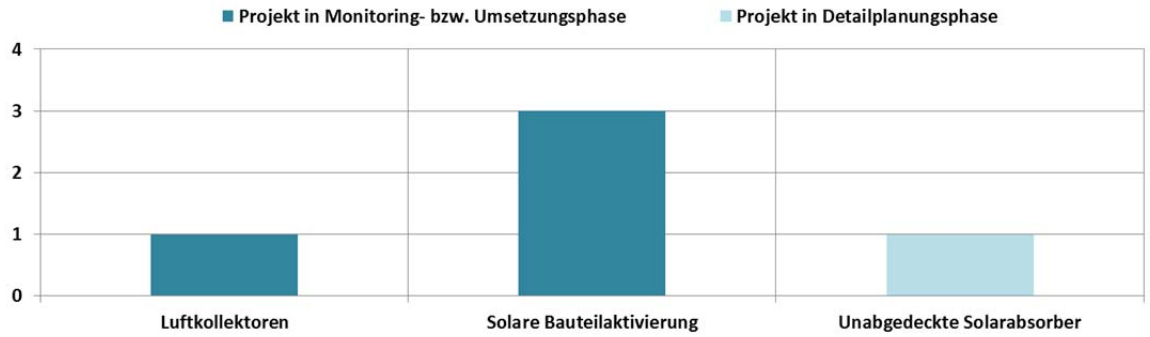



*Abbildung 13: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" in Unterkategorien und nach Projektstatus.*

Beispielhaft für diese Einreichkategorie wird nachfolgend das Projekt „Holztrocknung Wührer“ detaillierter vorgestellt (siehe Abbildung 14). Bei dieser Anlage handelt es sich um eine 480 m² große Kollektoranlage (240 m² davon durch das Programm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013“ gefördert) in Verbindung mit einem 85 Tonnen großen Steinspeicher zur Erwärmung von Trocknungsluft für Biomasse (Hackgut), Getreide und Heu bzw. Stroh. Die Trocknung der verschiedenen Produkte erfolgt sowohl auf Schräg- und Flachrosten als auch mit einem speziellen Luftverteiler für Stroh/Heu. Durch den Einsatz des Steinspeichers kann einerseits Solarertrag gespeichert werden, wenn die Trocknungsanlage kurzzeitig außer Betrieb ist (beispielsweise bei Austausch des Trocknungsguts oder wenn das Produkt gewendet wird) und andererseits kann der Trocknungsprozess erheblich verlängert werden (bei diesem Projekt bis in die frühen Nachtstunden).

*Abbildung 14: Wührer Holztrocknung, OÖ, mit 480m² Luftkollektor und 85 Tonnen Steinspeicher (Bildquelle: AIT)*

# 4 Kennzahlen im Anlagenvergleich

Von den insgesamt in den ersten fünf Programmjahren (2010 bis 2014) für das Begleitforschungsprogramm ausgewählten 71 Projekten konnte zum Zeitpunkt der Berichtslegung bei insgesamt 37 Anlagen die einjährige Begleitforschungsphase gestartet bzw. bereits bei 29 Anlagen die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen werden. Eine Übersicht der Projekte mit gestarteter bzw. abgeschlossener Begleitforschung nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich ist in Abbildung 15 dargestellt. Als volle Balken sind dabei die Projekte mit bereits abgeschlossenem einjährigen Monitoring dargestellt und mit schraffiertem Balken sind die Projekte mit gestartetem, aber noch nicht abgeschlossener Monitoringphase gekennzeichnet.

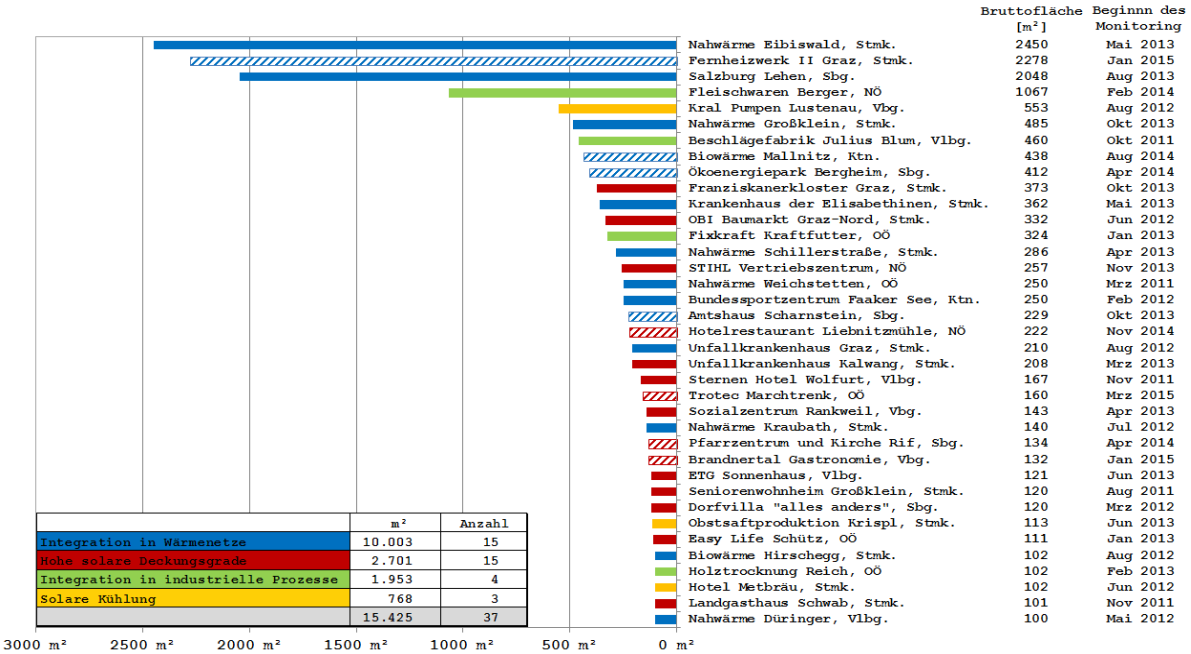



*Abbildung 15: Darstellung der 37 Projekte aus dem Begleitforschungsprogramm mit gestarteter (schraffierte Balken) bzw. bereits abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (ausgefüllte Balken) nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).*

In den nachfolgenden Abbildungen werden die zwei wichtigen Kennzahlen für solarthermische Anlagen „Spezifischer Solarertrag“ und „Solarer Deckungsgrad“ in Überblicksgrafiken für die 29 Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Da für beide Kennzahlen der jeweilige Wärmebedarf in der betrachteten Periode eine sehr sensitive Einflussgröße darstellt, wird im Vorfeld zu den beiden Kennzahlendarstellungen (in Abbildung 16) die Abweichung des gemessenen Wärmeverbrauchs in Prozent des Wärmeverbrauchs aus der Einreichphase (Prognose) für jede Anlage dargestellt.

Die messtechnische Ausstattung erfolgt nach einem klar definierten Messkonzept für jedes Themengebiet, zusammengefasst in einem Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2010). Grundsätzlich orientiert sich der Monitoringansatz an einer Input-Output Analyse, sprich einer Energiebilanz über den Wärmespeicher. Insbesondere bei sehr komplexen Anlagen und Anlagen zur thermischen Kühlung wird aus Kostengründen (der Förderwerber finanziert die Messtechnik selbst) nur eine Inputanalyse durchgeführt. Dieser Umstand führt dazu, dass in den nachfolgenden Grafiken nicht immer Daten zu allen 29 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase verfügbar sind.

## 4.1 Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Die fundierte Bestimmung des Wärmeverbrauchs ist die Basis für die Dimensionierung eines jeden solarthermischen Systems bzw. in weiterer Folge entscheidend für die Prognose des Solarertrags (in kWh/Monat, in kWh/a oder spezifisch in kWh/m²a, etc.) und des solaren Anteils am gesamten Wärmebedarf (solarer Deckungsgrad übers Jahr, solarer Deckungsgrad in den Sommermonaten, solarer Deckungsgrad pro Monat, etc.). Ist der Wärmeverbrauch in der Realität geringer als in der Planungsphase prognostiziert, sinkt der Solarertrag (ungünstigere Kollektorwirkungsgrade in Folge höherer Temperaturniveaus, mehr Stagnationszeiten, etc.) und steigt der solare Deckungsgrad. Bei höherem Wärmeverbrauch als prognostiziert verhalten sich Solarertrag und solarer Deckungsgrad genau umgekehrt. Die Bedeutung einer sorgfältigen Verbrauchsermittlung steigt, wenn man berücksichtigt, dass bei Großanlagen häufig Ertragsgarantien abgegeben werden bzw. Solarwärme nach gelieferter Energiemenge (z.B. MWh) verkauft wird.

In Abbildung 16 wurden nun die im Rahmen der einjährigen Monitoringphase gemessenen Wärmeverbräuche mit den Verbrauchswerten aus der Prognose in der Planungsphase (Einreichunterlagen zum Erhalt der Förderung) verglichen. Dargestellt ist für 27 Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase die Abweichung zwischen Prognose und Messung in Prozent (Mehrverbrauch wird mit positivem und Minderverbrauch mit negativem Vorzeichen dargestellt). Deutlich wird, dass erhebliche Abweichungen auftraten. Bei 15 Projekten liegen die Abweichungen über 20%, bei neun Projekten sogar über 50%. Zu erwähnen bleibt, dass klimabedingte Mehr- oder Minderverbräuche zwischen Messung und Prognose nicht berücksichtigt wurden. Mehr oder weniger große Unterschiede zwischen Prognose und Messung in Bezug auf den spezifischen Solarertrag und auf den solaren Deckungsgrad sind aber definitiv gegeben.

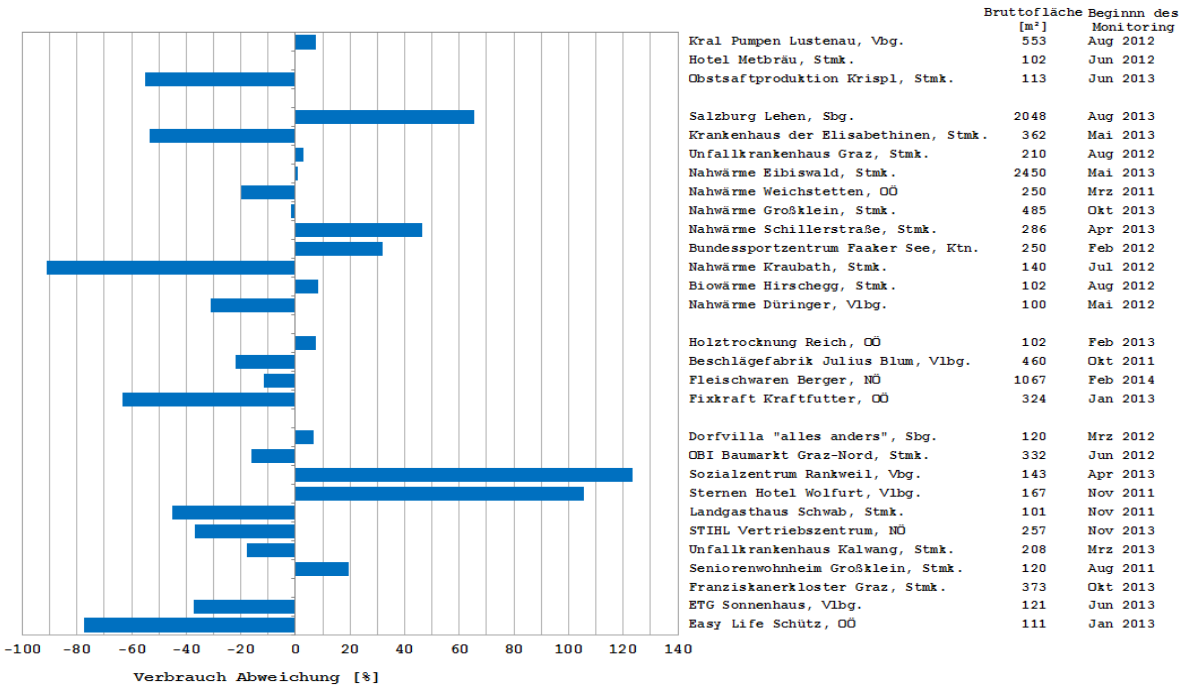



*Abbildung 16: Abweichung der gemessenen Wärmeverbräuche (für 27 Projekte verfügbar) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen aus der Fördereinreichung in Prozent für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase.*

Die möglichen Ursachen für die Verbrauchsabweichungen sind vielfältig. Neben möglichen klimatischen Unterschieden zwischen Messung und Prognose reicht die

Bandbreite hier von falschen Basisdaten und Informationen über unsachgemäße Berechnung, schlichte Fehleinschätzungen, fehlende Messdaten, Verbraucherentwicklung in mehreren zeitlichen Phasen, unvorhersehbare Abweichungen durch Änderungen im Projekt bis hin zu höheren Komfortansprüchen in der Realität bzw. höherem Wärmebedarf durch Austrocknung ggf. vorhandener Baufeuchte.

Auch wenn die Abweichungen für einzelne Anlagen erklärbar sind, zeigen die Ergebnisse aber deutlich, dass die Bestimmung des Wärmebedarfs in der Praxis nicht immer mit einer Sorgfalt durchgeführt wird, die erforderlich wäre. Hier besteht definitiv Verbesserungspotenzial.

Das Wissen über die Abweichungen des Wärmebedarfs muss für die weiterführende Betrachtung und Interpretation der Kennzahlen „Solarertrag“ und „solarer Deckungsgrad“ berücksichtigt werden. Zu beachten ist zudem, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich der Kennzahlen der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen neben dem Verbrauch die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, Einstrahlungsverhältnisse, etc.) genauso berücksichtigt werden.

## 4.2 Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Die Jahressolarerträge für die 29 Anlagen mit abgeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 17 bezogen auf die Kollektorfläche (konkret die Aperturfläche) dargestellt. Der sogenannte spezifische Solarertrag stellt dabei für Solarthermieanlagen ein wichtiges Benchmark dar. So gibt er einerseits Aufschluss über die Funktionalität des Solarsystems sowie bildet er andererseits auch die Basis für Ertragsgarantien. Die gemessenen solaren Erträge werden in der Abbildung durch die Länge der gelben Balken dargestellt und können somit in einen direkten Vergleich zu den Prognosewerten (schwarze Marker) gebracht werden. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind Unterschiede in der Einstrahlungsleistung zwischen Messjahr und dem in der Ertragsprognose zugrundeliegenden Klimadaten.

Bei 15 Projekten konnte der prognostizierte spezifische Ertrag erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei sechs Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 10%), bei acht weiteren Projekten traten größere Abweichungen auf. Die möglichen Ursachen für die Abweichungen können sehr vielfältig sein, sprich von Unterschieden im Wärmeverbrauch, der Einstrahlungsleistung und dem Temperaturniveau über geänderte Betriebsstrategien bis hin zu Problemen in der Anlagenfunktionalität reichen.

Im Durchschnitt aller 29 Anlagen liegt der spezifische Ertrag bei 377 $kWh/m^2_{Apertur}a$ (braun strichlierte Linie), was grundsätzlich ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt.Die höchsten durchschnittlichen Erträge nach Themenbereichen (blau strichlierte Linien) liegen zwischen 419 $kWh/m^2_{Apertur}a$ (Themengebiet „Integration in industrielle Prozesse“) und 340 $kWh/m^2_{Apertur}a$ im Themengebiet „Hohe solare Deckungsgrade“. Aufgrund der verwendeten Kollektortechnik, der erreichten solaren Jahresdeckungsgrade und anderer projektspezifischer Rahmenbedingungen sind diese Unterschiede aber größtenteils erklärbar.
Zu berücksichtigen bleibt, dass zahlreiche Optimierungsmaßnahmen innerhalb der einjährigen Monitoringphase getätigt wurden und somit im Messjahr noch nicht zur Gänze Berücksichtigung fanden.

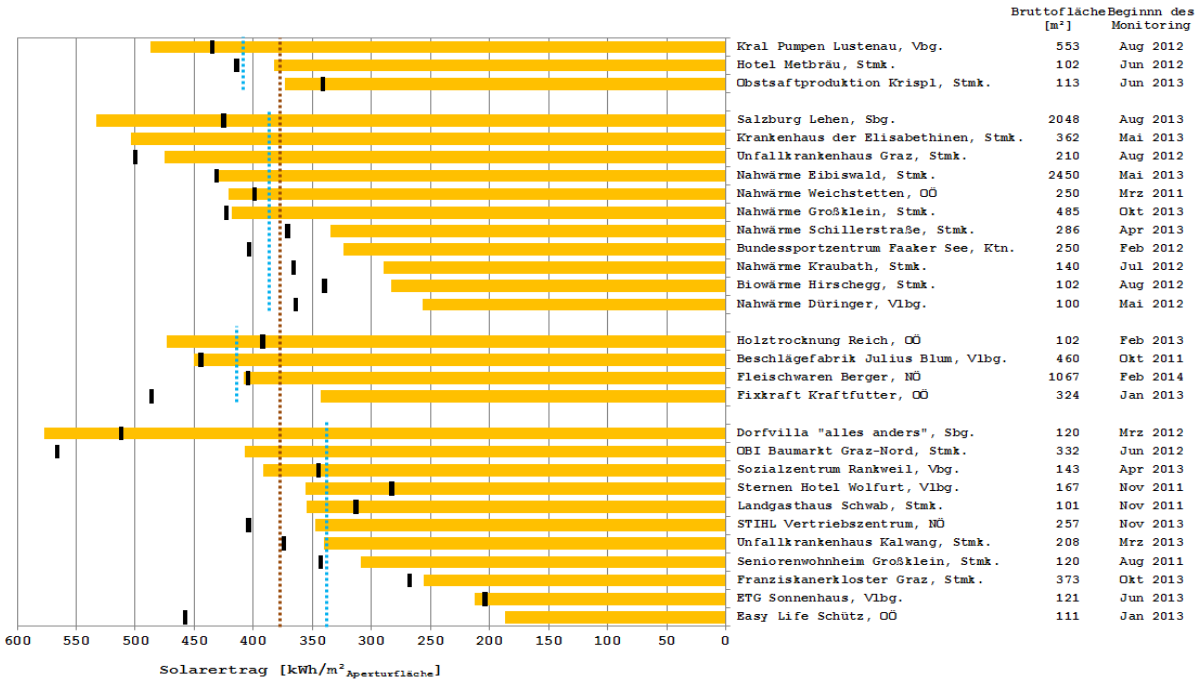



*Abbildung 17: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase.*

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in Bezug auf die gemessenen spezifischen Solarerträge die Anlagen überwiegend eine gute Funktionalität aufweisen, wobei auch noch bei einigen Anlagen Verbesserungspotenzial bestünde.

## 4.3 Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Der solare Deckungsgrad beschreibt grundsätzlich den solaren Anteil am gesamten Wärmebedarf. Für die Bestimmung des solaren Deckungsgrades existieren generell unterschiedliche Ansätze. Im Rahmen des gegenständlichen Projektes gelangt die nachfolgende mathematische Definition zur Anwendung:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv\,We} + Q_{Solar}}$$ *Gleichung 1*

$Q_{Solar}$ jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

$Q_{konv\,We}$ jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger (nach Möglichkeit)

Für alle Projekte, bei denen aus Komplexitäts- und Kostengründen eine Messung aller Wärmein- bzw. Wärmeoutputs nicht möglich war, wird im Rahmen der Begleitforschung messtechnisch keine vollständige Energiebilanz bestimmt, weshalb auch kein solarer Deckungsgrad über das Gesamtsystem nach obiger Definition ermittelt werden kann. Aus diesem Grund wird in Abbildung 18 in zwei Projekten („Hotel Metbräu“ und „Fixkraft Kraftfutter“) kein solarer Deckungsgrad angeführt. Bei Wärmeversorgungssystemen mit Kopplungen zwischen Solarthermieanlagen und Wärmepumpen wurde im dargestellten

solaren Deckungsgrad nur jener Energieanteil berücksichtigt, der direkt genutzt wird. Indirekte solare Inputs auf der Verdampferseite der Wärmepumpe wurden in der gegenständlichen Darstellung nicht berücksichtigt.

Die in Abbildung 18 dargestellten solaren Deckungsgrade für 27 Anlagen zeigen eine enorme Bandbreite (Messwerte als auch Prognosewerte), die basierend auf Messwerten zwischen 97% im Projekt „ETG Sonnenhaus“ und 2% im Projekt „Nahwärme Schillerstraße“ beträgt. Daraus werden die sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze in den verschiedenen Themengebieten deutlich. Liegt im Themengebiet „Integration in Wärmenetze“ sehr häufig die Sommerlast im Fokus der Dimensionierung, ist es im Themengebiet „Hohe solare Deckungsgrade“ häufig die Winterlast. Derartig unterschiedliche Dimensionierungsansätze heruntergebrochen auf den Jahresdeckungsgrad ergeben dann die vorhin genannte große Bandbreite.

Bei 14 Projekten konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei vier Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 15%), bei neun Projekten traten größere Abweichungen auf. Die möglichen Ursachen für die Abweichungen liegen in Unterschieden im Wärmeverbrauch und dem Solarertrag sowie der tatsächlichen Wärmeverlustsituation begründet. Über die dargestellten 27 Projekte konnte ein durchschnittlicher solarer Deckungsgrad von 20,2% erreicht werden.

Die Anlagen zeigen grundsätzlich eine gute Funktionalität, die doch deutlichen Unterschiede zwischen Prognose und Messung des solaren Deckungsgrades bei acht Projekten (ca. 30% der Anlagen) weisen aber auch auf deutliches Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.

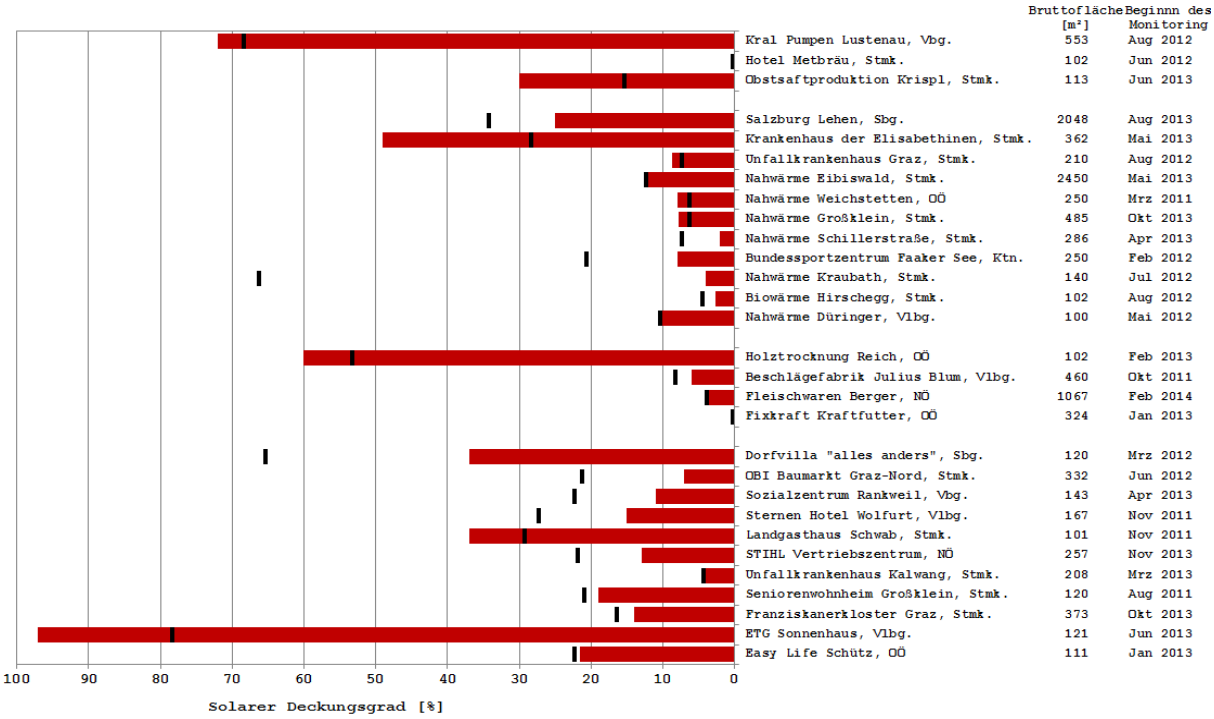



*Abbildung 18: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten Deckungsgraden (schwarze Striche) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 27 Projekte verfügbar).*

# 5 Ausgewählte statistische Darstellungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden spezifische Auswertungen für die 29 Anlagen mit bereits abgeschlossener sowie die 8 Anlagen mit gestarteter einjähriger Monitoringphase vorgestellt. Je nach Verfügbarkeit und Relevanz kann es zu Variationen in der Datenbasis (Anlagenzahlen) kommen.

## 5.1 Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen

Bei den 37 Projekten mit gestarteter wissenschaftlicher Begleitung kamen in den Programmjahren 2010 bis 2014 vier grundsätzlich unterschiedliche Kollektortypen zum Einsatz. Wie in Abbildung 19 dargestellt, wurden dabei Standard-Flachkollektoren 31 mal (in allen fünf Themengebieten), 2-fach abgedeckte Flachkollektoren 8 mal (in den drei Themengebieten „Prozessintegration“, „Integration in Wärmenetze“ sowie „Solare Klimatisierung“) Vakuumröhrenkollektoren 3 mal (jeweils einmal im Themengebiet „Prozessintegration“, „Integration in Wärmenetze“ sowie „Solare Klimatisierung“) sowie Hybrid- oder PVT-Kollektoren 1 mal (im Themengebiet „Neue Technologien und innovative Ansätze“) verwendet. Bei einigen Anlagen wurden mehrere unterschiedliche Kollektortypen verbaut (z.B. im „Fernheizwerk Graz II“, wo sechs verschiedene Kollektoren und davon fünf verschiedene 2-fach abgedeckte Kollektoren zum Einsatz kommen). Dieser Umstand erklärt die 43 verwendeten Kollektoren bei lediglich 37 Anlagen.

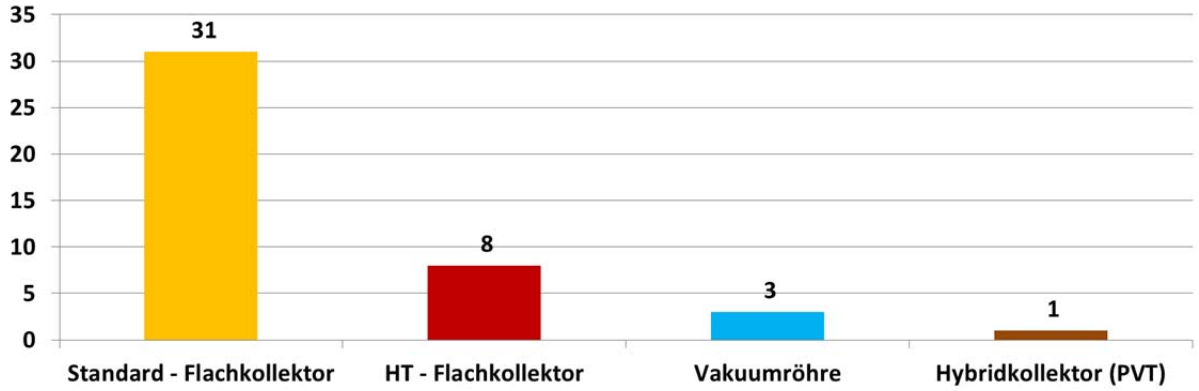



*Abbildung 19: Darstellung der eingesetzten vier Kollektortypen in den 37 Anlagen mit bisher gestarteter einjähriger Monitoringphase. Da in einzelnen Anlagen mehrere Kollektortypen umgesetzt wurden, konnten insgesamt 43 Kollektoren registriert werden.*

Die Bandbreite der Kollektorleistungsfähigkeit ist in Abbildung 20 anhand der Wirkungsgradkennlinien dargestellt. Die verschiedenen Kollektortypen sind in der Abbildung farblich unterschiedlich dargestellt (Standard-Flachkollektoren - grün, 2-fach abgedeckte Flachkollektoren – rot, Vakuumröhrenkollektoren – blau sowie Hybrid-kollektoren - braun). Die Darstellung verdeutlicht die Unterschiede der theoretisch möglichen Wirkungsgrade zwischen den einzelnen Kollektorbauarten, als auch Unterschiede innerhalb eines Kollektortyps. Standard-Flachkollektoren kommen sowohl für niedrige und mittlere Arbeitstemperaturen zum Einsatz. Zweifach abgedeckte Flachkollektoren und Vakuumröhren werden in den untersuchten Anlagen sinnvollerweise eher für höhere Betriebstemperaturen eingesetzt. Ein Hybridkollektor (PVT) zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung wurde in einer Anwendung mit tieferen Betriebstemperaturen (als Wärmequelle für eine Wärmepumpe als auch als Warmwasservorwärmstufe) verwendet. Über die Bandbreite aller 37 Anlagen kann gesagt werden, dass die Auswahl der Kollektoren für die untersuchten Anlagen im Großen und Ganzen als sinnvoll beurteilt werden kann und keine signifikanten Fehlentscheidungen getroffen wurden.

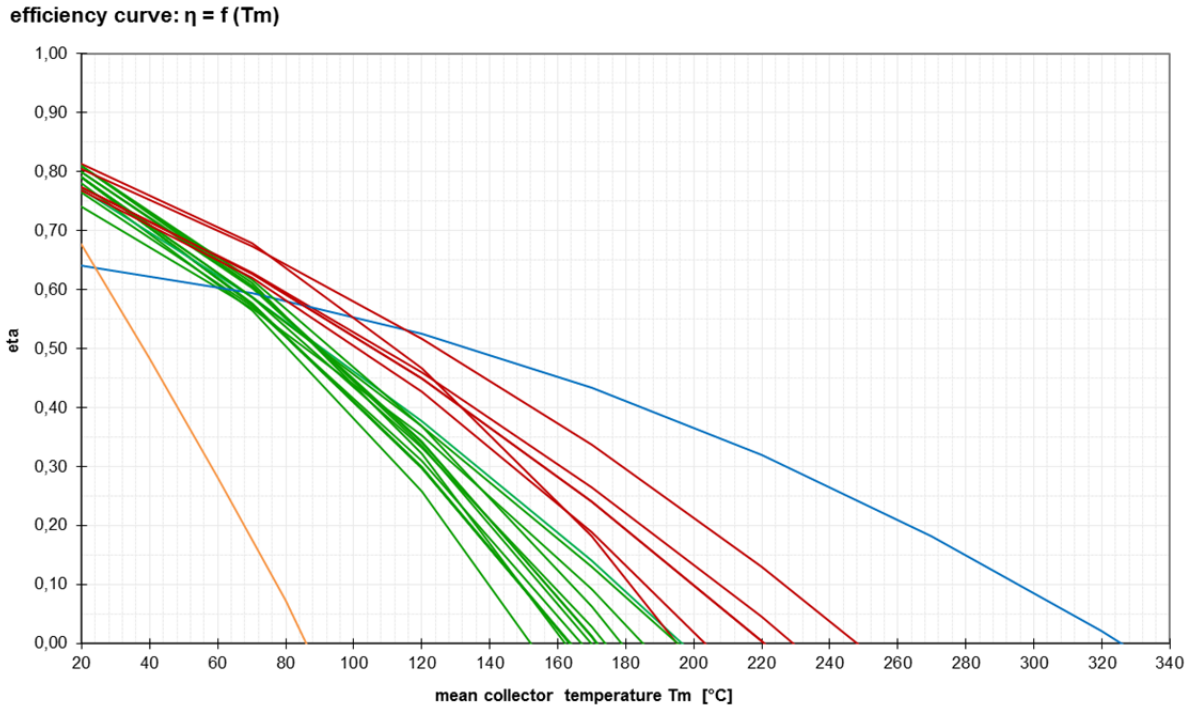



*Abbildung 20: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der in den 37 Anlagen zum Einsatz kommenden Kollektoren (Flachkollektoren - grün, 2-fach abgedeckte Flachkollektoren – rot, Vakuumröhrenkollektor – blau, Hybridkollektor - braun). Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m²; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche)*

## 5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen

In Abbildung 21 sind die durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen für Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 25 Projekte verfügbar) über dem spezifischen Jahressolarertrag dargestellt.

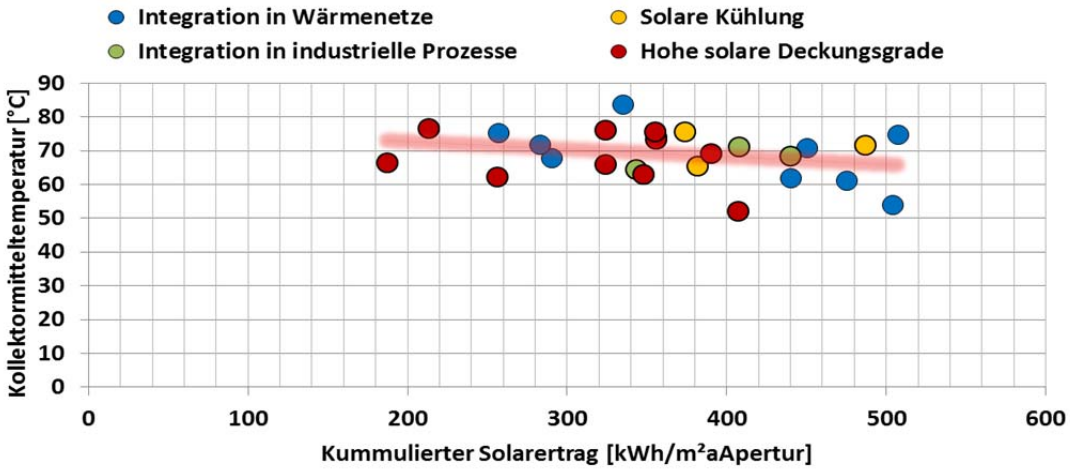



*Abbildung 21: Darstellung des mittleren Kollektortemperaturniveaus der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 25 Projekte) über dem gemessenen spezifischen Jahressolarertrag. Die farbige Zuordnung erfolgt nach Themengebiet, die rote Linie entspricht einer Trendlinie.*

In die Berechnung der durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen sind nur Messwerte bei stationärem Betriebszustand eingegangen, sprich Stillstands- und Stagnationszeiten sowie Ein- und Ausschaltvorgänge wurden nicht berücksichtigt.

Deutlich wird, dass die durchschnittlichen Kollektortemperaturen über ein Betriebsjahr zwischen 50 und 80°C liegen. Die Trendlinie zeigt einen gewissen Zusammenhang zwischen Temperaturniveau und dem spezifischen Jahressolarertrag, sprich umso niedriger das Temperaturniveau umso höher der Solarertrag, der aber keineswegs eindeutig ist. Verantwortlich dafür ist die Bandbreite an unterschiedlichen Kollektorprodukten, die hier ausgleichend wirkt. Festzustellen bleibt aber trotzdem, dass die durchschnittlichen Betriebstemperaturen teilweise deutlich über der schlussendlichen Nutztemperatur in der jeweiligen Anwendung liegen. Obwohl im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zahlreiche Optimierungsmaßnahmen in Richtung Senkung des Temperaturniveaus getätigt wurden, zeigen diese Ergebnisse nach wie vor Verbesserungspotenzial.

## 5.3 Betriebsarten der Solarsysteme

Die Betriebsart von Solarsystemen wird durch den spezifischen Volumenstrom (Liter/Stunde und $m^2_{Kollektorfläche}$) oder dem spezifischen Massenstrom (kg/Stunde und $m^2_{Kollektorfläche}$) beschrieben. Je nach Höhe desselben können grundsätzlich drei Betriebsarten (High Flow, Low Flow und Matched Flow) unterschieden werden. Bei „Low Flow“ Systemen liegt der Massenstrombereich in der Theorie zwischen 5 und 20 kg/m²h, bei „High Flow“ Systemen zwischen 20 und 70 kg/m²h und bei „Matched Flow“ Systemen (flexible Anpassung des Massenstroms) zwischen 5 und 70 kg/m²h. In der Vergangenheit haben sich im Bereich von solarthermischen Großanlagen aus Kostengründen (Kostenfaktor Verrohrung) „Low Flow“ Systeme bzw. „Matched Flow“ Systeme im Massenstrombereich von „Low Flow“ Systemen durchgesetzt.

Abbildung 22 zeigt hierzu die Bandbreite der durchschnittlichen spezifischen Massenströme zu Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 24 Projekte verfügbar). Die Durchschnittsbildung der über ein Jahr aufgetretenen Massenströme ergab in den Messanlagen einen Bereich von 10 kg/m²h bis 25 kg/m²h, was eindeutig zeigt, dass auch in der Praxis solarthermische Großanlagen mit konsequenter „High Flow“ Betriebsweise nicht mehr umgesetzt werden.

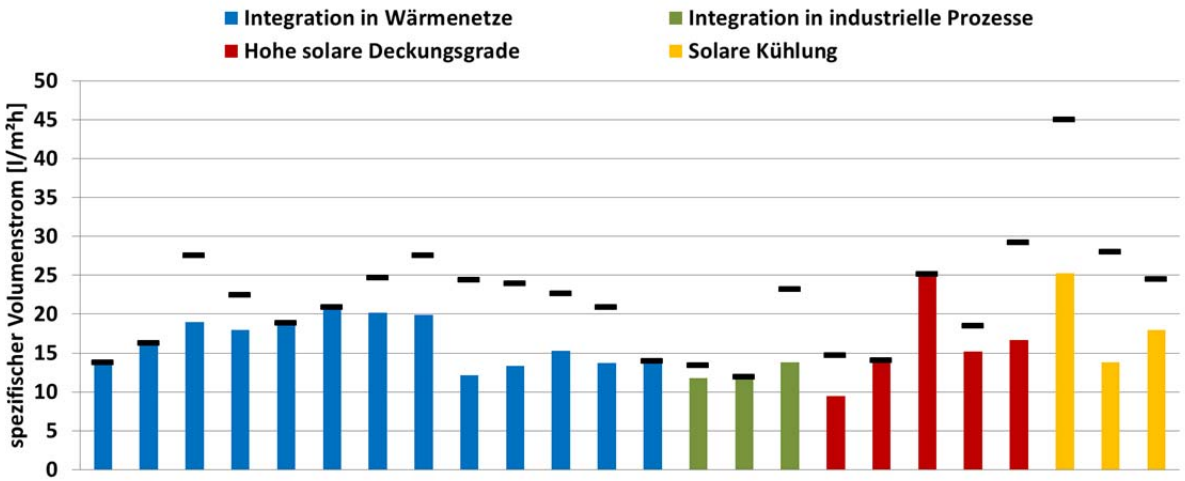



*Abbildung 22: Darstellung der durchschnittlichen spezifischen Massenströme der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 24 Projekte) sowie den in jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstrom (schwarze Marker). Die Balkenfarbe repräsentiert das Themengebiet der Anwendung.*

Eine Tendenz der Massenstromfestlegung nach Anwendungsart (Themengebiete) konnte nicht festgestellt werden. Die Auswertung des im Messjahr bei jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstroms (schwarze Marker) ist einerseits Indikator für die umgesetzte Regelung („Matched Flow“ oder starr) und andererseits Indikator für die

maximal möglichen Massenströme in den Anlagen. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine Vielzahl der Anlagen, trotz durchschnittlicher Betriebsweisen im „Low Flow“ Bereich, mit den eingebauten Komponenten (Rohrnetz, Pumpe) aber auch deutlich höhere spezifische Massenströme (im Bereich zwischen 20 und 30 kg/m²h) zu leisten im Stande wären. Diese scheinbar vorhandenen „Reserven“ könnten als Indikator für weiteres Potenzial zur Senkung der Herstellkosten gesehen werden.

## 5.4 Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises

Ein Aspekt im Hinblick auf die Optimierung des Temperaturniveaus im Kollektor ist die Regelung des Solarkreises. Je nach gewählter Hydraulik kann dieser aus einem Kreis (Systeme mit innenliegendem Wärmetauscher, Systeme mit Wasser als Wärmeträger, etc.) oder aus zwei Kreisläufen (ein externer Wärmetauscher trennt den frostgeschützten Kreislauf vom Wasserkreislauf) bestehen. In solarthermischen Großanlagen dominieren aktuell die Systeme mit zwei Solarkreisläufen, sprich einem Primärkreislauf und einem Sekundärkreislauf. Sowohl Ein- und Ausschaltvorgänge als auch die Höhe des Massenstroms können in diesen beiden Kreisläufen unterschiedlich sein. Die Umsetzung einer diesbezüglichen Regelstrategie kann schlussendlich zentrale Auswirkungen auf einerseits das Temperaturniveau im Kollektor als auch andererseits auf die Leistungsfähigkeit des externen Wärmetauschers haben. Grundsätzlich können hierzu vier unterschiedliche Regelstrategien zum Einsatz kommen.

Variante 1 repräsentiert den Betrieb beider Kreisläufe mit nahezu konstantem Massenstrom und fixer Pumpendrehzahl. Sind die beiden Massenströme aufeinander (hydraulisch eingeregelt) und auf die erforderliche Nutztemperatur abgestimmt, bildet diese Betriebsweise eine robuste und energetisch effiziente Regelstrategie. In Zeiten mit geringer Einstrahlung kann das Erreichen der gewünschten Nutztemperatur nicht gewährleistet werden, sprich die Anlage übernimmt – soweit möglich - die Vorwärmung. Variante 2 repräsentiert ein „Matched Flow“ System mit angepassten Massenströmen (Drehzahlregelung) in beiden Kreisläufen. Wird die Regelung konsequent umgesetzt, kann durch Veränderung der Massenströme die gewünschte Nutztemperatur auch in Folge von Einstrahlungsschwankungen konstant erreicht werden. Diese Art der Regelung findet häufig bei Anwendungen Verwendung, wo die Erreichung von Nutztemperatur in jedem Kollektordurchlauf ein wichtiges Kriterium darstellt (z.B. bei Netzeinspeisung ohne Speichermöglichkeit). Obwohl das Prinzip der Drehzahlregelung im Anlagenbau als Stand der Technik angesehen werden sollte, kommt es aufgrund der Dynamik häufig zu fehlerhaften Umsetzungen der Drehzahlregelungen. Ist dies der Fall, können mögliche Vorteile schnell zu Nachteilen (ungünstige Betriebstemperaturen für den Kollektor, ungünstige Betriebsbedingungen für den Wärmetauscher, etc.) werden. Variante 3 steht für eine alleinige Drehzahlregelung des Sekundärkreises und dem Betrieb des Primärkreises mit starrer Drehzahl. Diese Regelstrategie findet dort Verwendung, wo möglichst in einem Kollektordurchlauf bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen Nutztemperatur erzielt werden soll (wie Variante 2). Die Drehzahlregelung ist in dieser Variante wesentlich einfacher umzusetzen (nur ein Kreislauf und dadurch weniger Dynamik) als in Variante 2. Ein möglicher Temperaturanstieg im Primärkreislauf und daraus resultierend höhere Kollektormitteltemperaturen würden sich genauso nachteilig auswirken wie Leistungseinbußen am externen Wärmetauscher. Variante 4 repräsentiert mit der Drehzahlregelung des Primärkreises und der starren Betriebsweise des Sekundärkreises eine rein theoretisch mögliche Regelungsstrategie ohne Relevanz für die Praxis.

In Abbildung 23 ist die Verteilung der eingesetzten Regelstrategien in den Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Es zeigte sich, dass bei 16

Anlagen die Pumpen in beiden Kreisläufen mit fixer Drehzahl betrieben wurden. Bei 15 Projekten wurde eine Drehzahlregelung beider Solarpumpen umgesetzt. Bei zwei Projekten wurde eine Regelungsstrategie mit sekundärkreisgeregeltem Massenstrom und fixem primärseitigen Massenstrom installiert. Erwartungsgemäß wurden keine Anlagen mit Primärkreisdrehzahlregelung und fixem Sekundärkreismassenstrom umgesetzt. Die Anlagenzahl liegt mit 33 über den 29 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase, da einige Projekte aus mehreren voneinander unabhängigen Solaranlagen bestehen.

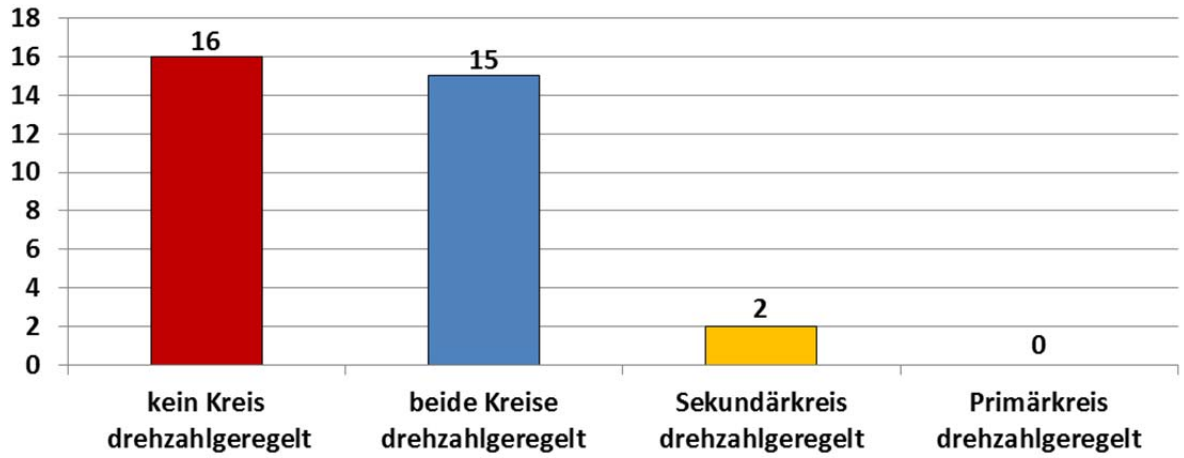



*Abbildung 23: Kategorisierung der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach angewendeter Regelungsstrategie in den beiden Solarkreisläufen (verfügbar für 33 Anlagen, da pro Projekt in einigen Fällen mehrere Solaranlagen umgesetzt wurden)*

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im Zuge der einjährigen Monitoringphase zahlreiche Optimierungsvorschläge in Bezug auf die Regelungsstrategie der Solarkreisläufe detektiert und an die Förderwerber kommuniziert wurden. Überwiegend entfielen die Optimierungsvorschläge auf Variante 2 mit der Drehzahlregelung in beiden Solarkreisläufen. Hier gilt es zukünftig seitens der Akteure noch mehr Augenmerk auf die Planung und Ausführung der Regelstrategie zu legen, da in diesem Punkt definitiv ein erhebliches Fehlerpotenzial liegt.

## 5.5 Bandbreite des spezifischen Speichervolumens

Bei den 29 Projekten mit angeschlossener einjähriger Monitoringphase waren Wasserspeicher als Speichermedium für die Solarenergie gesetzt. Bei vier Projekten kommen zusätzlich Erdspeicher (größtenteils angeordnet unter dem Gebäude), die solarthermisch regeneriert als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen dienen, zum Einsatz. In zwei Projekten wurden zusätzlich zu Wasserspeichern noch massive Bauteile (Fundamentplatten) als Wärmespeicher für Solarwärme genutzt und ermöglichten so hohe solare Deckungsgrade (72% und 97%). Aufgrund der bisher geringen Anzahl an untersuchten Projekten und der zusätzlich noch sehr unterschiedlichen Konzeptansätzen wird auf eine Auswertung von Erdspeichervolumina und Bauteilmassen verzichtet. Details hierzu können dem jeweiligen Anlagenbericht entnommen werden.

Eine Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina (Liter/$m^2_{Bruttokollektorfläche}$) bei den Projekten in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche ist in Abbildung 24 dargestellt. Die farbige Unterscheidung erfolgte im Diagramm nach Anwendung (Themengebiet). Die vier Projekte, die in Ergänzung zum berücksichtigten Wasserspeichervolumen noch Erdreich als Speichermedium nutzen, erhielten in dieser Darstellung eine eigene farbige

Kennzeichnung. Berücksichtigt wurde in der Darstellung aber nur das Wasserspeicher-volumen.

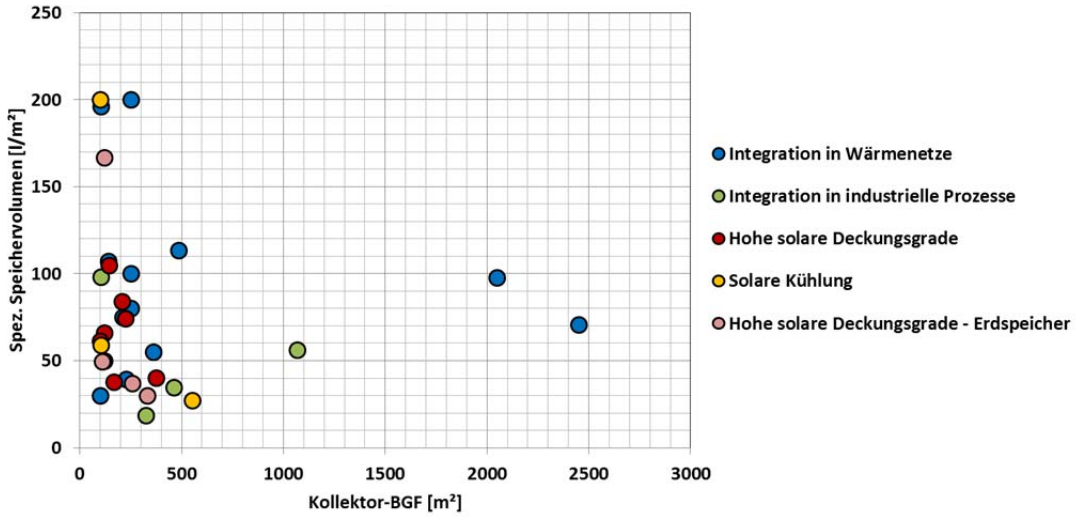



*Abbildung 24: Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 29 Anlagen) in Abhängigkeit der installierten Bruttokollektorfläche. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.*

Die Bandbreite der spezifischen Wasserspeichervolumina liegt zwischen 25 und 200 l/m², wobei der Großteil der Projekte Werte zwischen 25 und 100 l/m² aufweist. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Anwendungen konnte kein Zusammenhang zwischen Anlagengröße (Bruttokollektorfläche) und spezifischem Speichervolumen festgestellt werden. Die eingesetzten Wasserspeicher entfallen aber alle auf die Kategorie Kurzzeitspeicher.

# 6 Detektiertes Optimierungspotential

Wie bereits in Kapitel 4 ausführlich behandelt, zeigen die 29 Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase eine hohe Funktionalität. Das bedeutet, dass die Anlagen zuverlässig und stabil auf vertretbarem Ertragsniveau arbeiten. Dennoch zeigte sich deutlich, dass viele Anlagen noch Potenzial besitzen, ein höheres Ertragsniveau zu erreichen. Im Zuge der einjährigen Monitoringphase wurden 115 Optimierungsmöglichkeiten detektiert und an die Förderwerber (Eigentümer, Anlagenbetreiber, Investor, etc.) kommuniziert. Diese Optimierungsvorschläge betrafen nicht annähernd nur das Solarsystem, sondern Abschnitte des gesamten Wärmeversorgungssystems. Entscheidend ist dabei, dass aufgrund der vorhandenen Mängel in anderen Systemabschnitten in jedem Fall die Effizienz des gesamten Wärmeversorgungssystems reduziert wird, in vielen Fällen aber auch nachteilige Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des Solarsystems gegeben sind.

Beispielsweise führt ein nicht einreguliertes Wärmeabgabesystem zu höheren Heizungsrücklauftemperaturen, was gleichzeitig auch höhere Rücklauftemperaturen zum Kollektor und somit geringere Kollektorwirkungsgrade bedeutet. Als ein weiteres Beispiel können Pufferspeicher genannt werden, die ohne ersichtliche Notwendigkeit vom konventionellen, gut regelbaren Wärmeerzeuger dauerhaft auf Temperatur gehalten werden. Neben erhöhten Wärmespeicherverlusten reichen die Auswirkungen der beladenen Speicher von einer signifikanten Erhöhung der Betriebstemperaturen des Solarkreises über die Reduktion des nutzbaren Speichervolumens für die Solaranlage bis hin zur kompletten Blockade des Speichers für die Solaranlage (Stagnation). Hierzu könnten an dieser Stelle noch eine Vielzahl von nachteiligen Effekten für die Solaranlage aus anderen Systemabschnitten genannt werden, wichtig ist aber, dass das Bewusstsein für diese Zusammenhänge bei den Akteuren vorhanden ist und in den Phasen der Planung-, Umsetzung- und Betriebsführung entsprechend berücksichtigt werden.

Abbildung 25 zeigt die 115 detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher und Verbraucherkreis) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.).

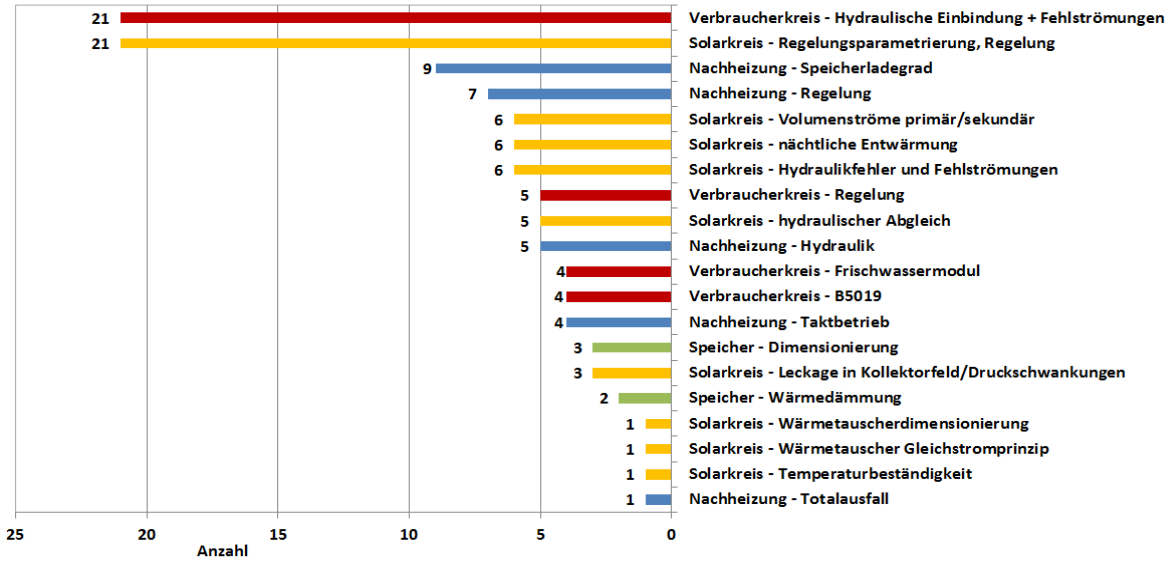
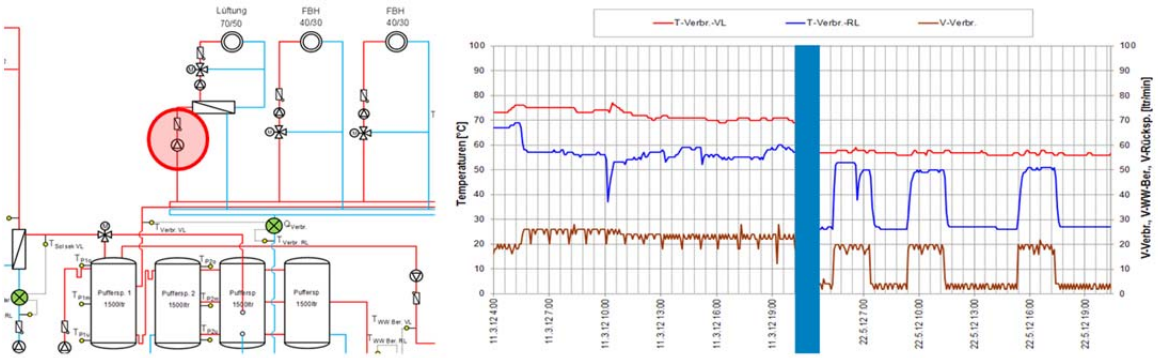



*Abbildung 25: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektieren Optimierungspotential. Kategorisierung nach Komponenten (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung) und Art der Optimierung.*

Schlussendlich entfielen 48 detektierte Optimierungsmöglichkeiten auf den Solarkreis und 67 auf das restliche Wärmeversorgungssystem. Am meisten Defizite, nämlich jeweils 21, wurden im Verbraucherkreis (Kategorie „Hydraulische Einbindung und Fehlströmungen“) und im Solarkreis (Kategorie „Regelungsparametrierung, Regelung“) detektiert. Repräsentativ für diese zwei Systemabschnitte/Kategorien wird nachfolgend jeweils ein konkretes Beispiel für einen Anlagenmangel aufgezeigt und die Behebung desselben dargestellt.

**Beispiel 1: Systemabschnitt „Verbraucherkreis“ (Kategorie Hydraulische Einbindung und Fehlströmungen)**

Im Zuge der Anlagendetailanalyse in den ersten drei Monaten der wissenschaftlichen Begleitung konnten im solarunterstützten Wärmeversorgungssystem eines Pensionistenwohnheims vergleichsweise hohe Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeabgabesystem festgestellt werden. Als Ursache dafür zeigte sich eine am Hauptverteiler montierte Pumpe, die über einen externen Wärmetauscher einen Lüftungskreislauf versorgt und unabhängig vom Betrieb des Lüftungskreislaufes dauerhaft in Betrieb gehalten wurde. Da die Lüftungsanlage nur zu den Küchenbetriebszeiten eingeschaltet wird, erfolgte in den Zeiten ohne Lüftungsbetrieb eine unmittelbare Rückführung des heißen Vorlaufmediums in den Rücklaufverteiler und damit verbunden zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur aus dem Wärmeabgabesystem auf knapp 60°C. Die Konsequenzen daraus waren erhöhte Speichertemperaturen und in Folge dessen höhere Speicherverluste sowie höhere Kollektorrücklauftemperaturen in Verbindung mit geringeren Kollektorwirkungsgraden. In Abbildung 26(a) ist der betreffende Ausschnitt des Hydraulikkonzepts inkl. der betreffenden (rot markierten) Pumpe dargestellt. Die Auswirkungen auf die Temperaturen des gesamten Rücklaufverteilers werden in Abbildung 26(b, links vom blauen Balken) gezeigt. Nach der in Kooperation mit dem Anlagenbetreiber getätigten Anlagenoptimierung (die Pumpe im Lüftungskreislauf geht nur in Betrieb, wenn auch die Lüftungsanlage läuft), kann die Rücklauftemperatur in Zeiten ohne Lüftungsbetrieb auf das Niveau des Fußbodenheizungsrücklaufs (ca. 28°C) abgesenkt und somit eine zentrale Verbesserung erreicht werden (siehe hierzu Abbildung 26(b), rechts vom blauen Balken).




(a) (b)

*Abbildung 26: (a) Ausschnitt aus dem Hydraulikschema mit rot gekennzeichneter, in Dauerbetrieb befindlicher Pumpe; (b) Vergleichende Darstellung der Temperatur- und Volumenstromverläufe im Kreislauf des Wärmeabgabesystems vor der Optimierung (links vom blauen Balken) und nach der Optimierung (rechts vom blauen Balken).*

**Beispiel 2: Systemabschnitt „Solarkreis“ (Kategorie Regelungsparametrierung, Regelung)**

Im Zuge der Anlagendetailanalyse in den ersten drei Monaten der wissenschaftlichen Begleitung konnten im solarunterstützten Wärmeversorgungssystem eines Tourismusbetriebes auffällige Temperaturschwanken im Solarprimär- als auch im Solarsekundär-

kreislauf festgestellt werden. Als Ursache dafür zeigte sich eine mangelhaft umgesetzte Drehzahlregelung der Solarprimärkreis- als auch der Solarsekundärkreispumpe. Dies führte zu erhöhten Betriebstemperaturen im Kollektor und somit unmittelbar zu geringeren Kollektorwirkungsgraden. In Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber und dessen verantwortlichem Partner für die Umsetzung der Anlagenregelung erfolgte die Umsetzung einer gänzlich neuen Drehzahlregelungsstrategie. Der Unterschied zwischen vor und nach der Tätigung der Optimierungsmaßnahme kann in Abbildung 27 anhand des Verlaufs der Primärkreis- und Sekundärkreistemperaturen deutlich erkannt werden. Kann in der linken Abbildung (am 22. Februar 2012) ein starkes Schwingen in den Temperaturen des Solarprimär- und Sekundärkreises erkannt werden, so zeigt die Abbildung rechts (15.03. 2012) einen abgestimmten und stabilen Verlauf der Temperaturen in den beiden Solarkreisläufen.

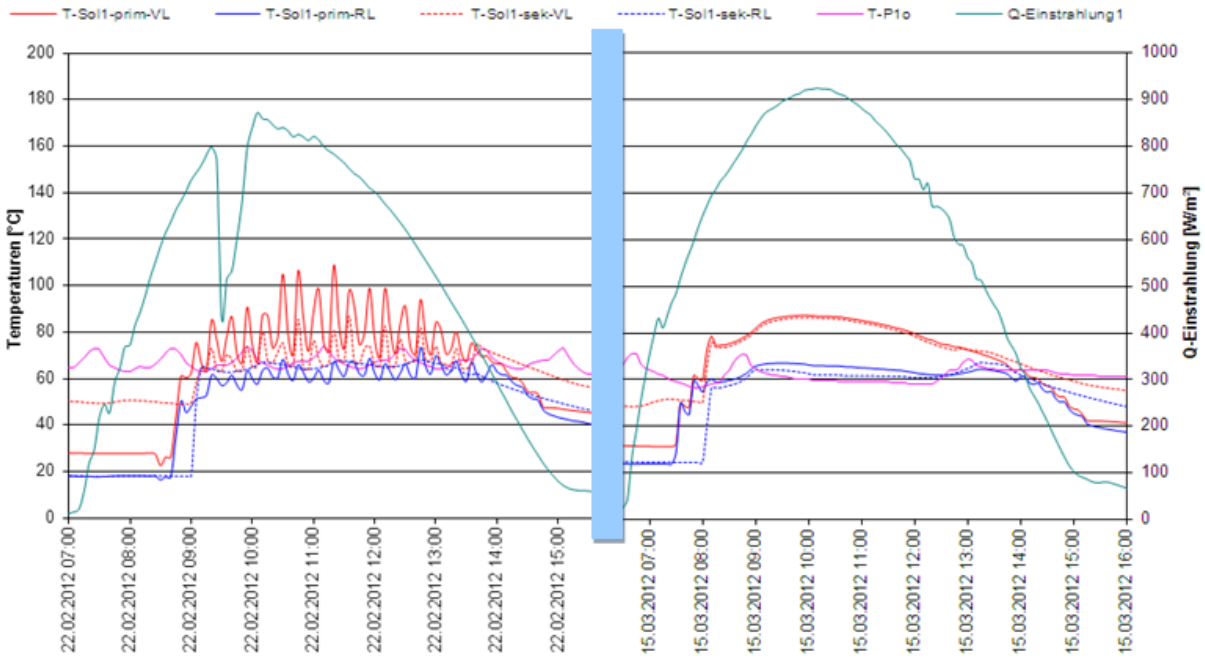



*Abbildung 27: Vergleich des Temperaturverlaufs im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlauf der Globalstrahlung und der Pufferspeichertemperatur vor der Optimierung der Regelung (links, 22.02.2012) und nach der Optimierung der Regelung (rechts, 15.03.2012). Durch die Optimierung konnten die Temperaturschwankungen beseitigt werden.*

An diesen beiden ausgewählten Beispielen getätigter Anlagenverbesserungen wird deutlich, wie schnell und effektiv einzelne Optimierungsmaßnahmen in Folge der detaillierten Analyse von Messdaten durchgeführt werden können. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderungswerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 115 detektieren Optimierungsmöglichkeiten zumindest 55 mit messtechnischem Nachweis auch definitiv innerhalb der einjährigen Monitoringphase umzusetzen und eine Steigerung der Effizienz und Funktionalität des gesamten Wärmeversorgungssystems nachhaltig zu erwirken. Gleichzeitig konnte im Zuge der Optimierungsarbeiten an die beteiligten Akteure der Branche Wissen transferiert und Bewusstsein für die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung von Wärmeversorgungssystemen geschaffen werden.

# 7 Innovationen und Highlights

In den vergangenen fünf Jahren (2010 bis 2014) wurden durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung 236 Wärmeversorgungssysteme mit großen Solarsystemen beraten, in 37 Projekten wurde die einjährige Monitoringphase gestartet und in 29 Projekten konnte die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen werden. Im Zuge dieser Aktivitäten und einer Vielzahl von Expertengesprächen konnten zahlreiche Erkenntnisse generiert und wieder an die Akteure der Branche kommuniziert werden. Nachfolgend wird der Versuch gestartet, die wesentlichen Highlights und Innovationen aus dieser großen Menge an Erkenntnissen anzuführen und zu erläutern. Diese Ausführungen erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit.

**2-fach abgedeckte Flachkollektoren für Anwendungen im Bereich zwischen 80 und 120°C**

Innerhalb der ersten beiden Jahre des Förderprogramms konnte im Zuge der wissenschaftlichen Begleitforschung ein verstärkter Bedarf an sogenannten Mitteltemperaturkollektoren, speziell für den Temperaturbereich 80 bis 120°C, festgestellt werden. Mit hoher Wahrscheinlichkeit hat diese gesteigerte Nachfrage ihre Ursache in dem speziell auf Großanlagen im gewerblichen Bereich ausgerichteten Förderprogramm des Klima- und Energiefonds. Insbesondere im Segment der 2-fach abgedeckten Flachkollektoren erfolgten in den letzten Jahren erhebliche Neuentwicklungen. Waren ursprünglich nur zwei Produkte am Markt, werden aktuell 5 konkurrenzfähige Produkte (drei davon aus Österreich) angeboten. Ein besonderes Highlight ist dabei die Vermessung dieser fünf aktuell am Markt angebotenen 2-fach abgedeckten Kollektoren in einer 2.400 m² großen Anlage in Graz und aktuell laufender einjähriger Monitoringphase.

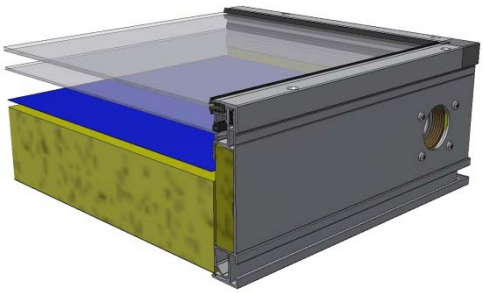


*Abbildung 28: Entwicklungsschub an 2-fach abgedeckten Kollektoren in den letzten Jahren (Quelle: GREENoneTEC)*

*Abbildung 29: Im Zuge einer solaren Integration ins Grazer Fernwärmenetz werden in einer Anlage mit 2.400m² Bruttokollektorfläche fünf 2-fach abgedeckte Flachkollektoren in parallelen Strängen messtechnisch untersucht (Quelle: AEE INTEC)*

**Nahwärme Eibiswald - Erweiterung einer 1.250 m² großen Kollektorfläche aus dem Jahr 1997 mit 1.200m² Kollektorfläche im Jahr 2012**

Seit 1994 betreibt die Nahwärme Eibiswald ein Biomasse-Heizwerk zur Wärmeversorgung verschiedener Gebäude in Eibiswald. Zur Optimierung des Sommerbetriebes wurde 1997 eine Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rund 1.250 m² und ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 105 m³ in Betrieb genommen. Die Solaranlage wurde damals auf eine 90% solare Deckung des Netzes in den Monaten Juli und August ausgelegt. Inzwischen ist aufgrund von erfolgreichen Neukundenakquisen der Sommerbedarf des Netzes (und auch der Winterbedarf) stark angestiegen. Dementsprechend ist der Solaranteil bei gleichbleibendem Solarenergieertrag in den Sommermonaten gesunken.

Vor diesem Hintergrund wurde von der Nahwärmegesellschaft aufgrund der durchwegs positiven Erfahrungen mit der Erstanlage eine Vergrößerung der solaren Erzeugungskapazität beschlossen. Die Kollektorfläche der neu errichteten Anlage beträgt 1.200 m² (55% herkömmliche 1-fach abgedeckte Flachkollektoren sowie 45% 2-fach abgedeckte Flachkollektoren). Wie in Abbildung 30 (rechts) ersichtlich, wurden die Kollektoren auf dem Dach des neu errichteten Hackgutlagerraums installiert.

*Abbildung 30: Ansicht der beiden Kollektorfelder als Panoramafoto (links: 1.250 m² Altbestand; rechts: 1.200 m² Neubau) der Anlage "Nahwärme Eibiswald", Bildquelle: AEE INTEC*

Die spezifischen Ertragsprognosen im Zuge der Fördereinreichung lauteten seitens der Nahwärme Eibiswald für die 15 Jahre alte Anlage 402 kWh/m²$_{Apertur}$a und für die neu errichtete Anlage 450 kWh/m²$_{Apertur}$a (siehe Abbildung 31). Am Ende der einjährigen Monitoringphase hatte die Altanlage einen spezifischen Ertrag von 356 kWh/m²$_{Apertur}$a erzielt, was trotz Unterschreitung der Betreiberprognose einen sehr zufriedenstellenden Wert für einen herkömmlichen Flachkollektor mit Baujahr 1997 bedeutet. Die Neuanlage erzielte einen Ertrag von 507 kWh/m²$_{Apertur}$a. Die Ertragsunterschiede zwischen den beiden Kollektorfeldern liegen einerseits in der Umsetzung von Flachkollektoren der neuesten Generation bzw. einem Flächenanteil von 45% 2-fach abgedeckten Flachkollektoren sowie andererseits in der Alterung des 15 Jahre alten Flachkollektors begründet. Wobei zu erwähnen ist, dass beide Kollektorfelder ausgezeichnete Ergebnisse liefern.

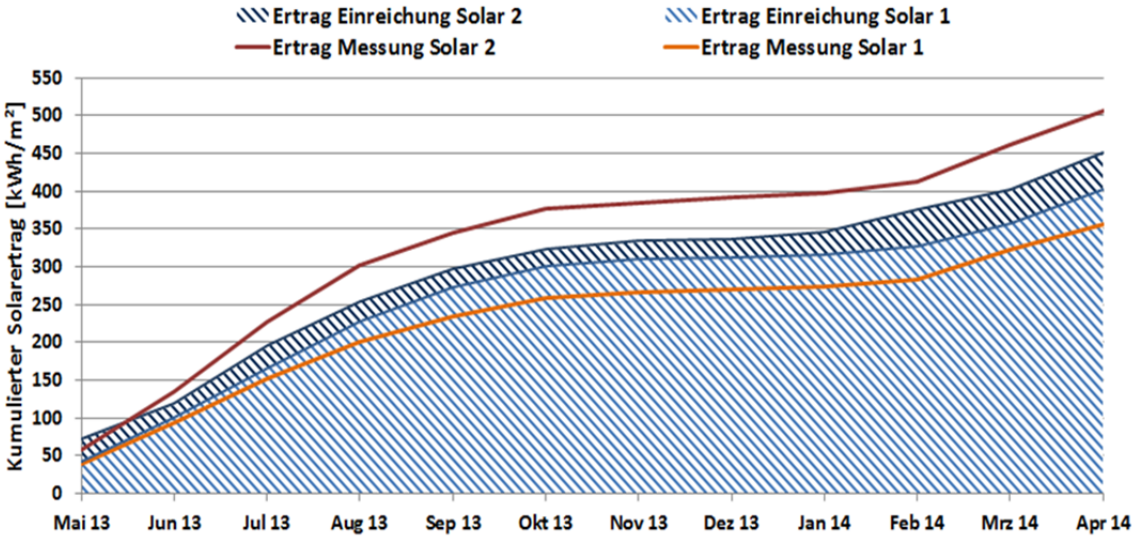



*Abbildung 31: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge getrennt nach Kollektorfeld (Feld 1: Bestand, Feld 2: Neuerrichtung) der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)*

## Kombinierte Verschaltungen bestehend aus 1-fach abgedeckten und 2-fach abgedeckten Flachkollektoren (kaskadische Verschaltung)

Anhand der von der Nahwärme Eibiswald errichteten Neuanlage im Umfang von 1.200m² Kollektorfläche wurde erstmals in Österreich eine Kombination von 1-fach und 2-fach abgedeckten Kollektoren messtechnisch untersucht. Bei dieser Anlage wurden sowohl einzelne Teilfelder zur Gänze mit 1-fach bzw. 2-fach abgedeckten Flachkollektoren installiert als auch kaskadische Verschaltungen (der erste Teil eines seriellen Strangs mit 1-fach abgedeckten und der zweite Teil mit 2-fach abgedeckten) umgesetzt (siehe Abbildung 32) und mit entsprechender Messtechnik (Wärmemengenzähler) ausgestattet.

Über ein Messjahr zeigte die kaskadische Schaltung mit 43,9 MWh die besten Ergebnisse. Interessant ist, dass unter den Betriebsbedingungen der Anlage Eibiswald der einfach abgedeckte Strang mit 42,7 MWh geringfügig bessere Ergebnisse erzielte als der zur Gänze 2-fach abgedeckte Strang. Zu erwähnen bleibt, dass die Interpretation derartiger Messergebnisse hinsichtlich der Genauigkeit der Messgeräte grenzwertig ist. Die Ergebnisse auf Monatsbasis können Abbildung 33 entnommen werden.

Als Ergebnis relevant ist aber, dass die kaskadische Nutzung unterschiedlicher Kollektortypen bei bestimmten Anwendungsgebieten (Temperaturniveaus) aus Gründen der Ertragsoptimierung und der Kostensenkung eine interessante Option darstellt.

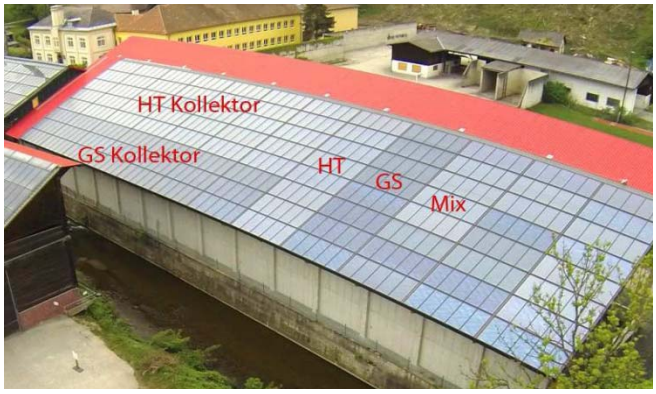
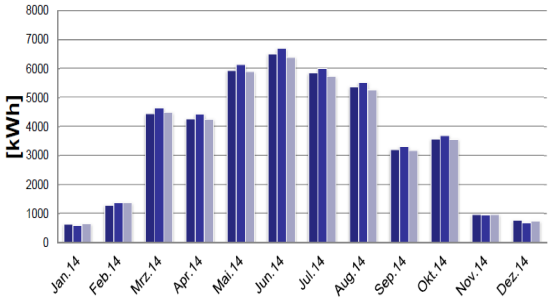



*Abbildung 32: Hydraulische Kombination der 1- und 2-fach abgedeckten Flachkollektoren. HT Kollektor steht dabei für einen 2-fach abgedeckten und GS Kollektor für einen 1-fach abgedeckten Flachkollektor (Quelle: Nahwärme Eibiswald)*




| | Jan.14 | Feb.14 | Mrz.14 | Apr.14 | Mai.14 | Jun.14 | Jul.14 | Aug.14 | Sep.14 | Okt.14 | Nov.14 | Dez.14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Solar GS | 633 | 1292 | 4437 | 4253 | 5918 | 6497 | 5835 | 5358 | 3203 | 3566 | 970 | 770 |
| Solar MX | 592 | 1378 | 4643 | 4427 | 6129 | 6678 | 5992 | 5511 | 3316 | 3678 | 948 | 679 |
| Solar HT | 639 | 1369 | 4481 | 4250 | 5873 | 6382 | 5721 | 5260 | 3171 | 3556 | 966 | 747 |

*Abbildung 33: Darstellung der monatlichen Solarerträge der reinen 1-fach abgedeckten Kollektoren (GS), der reinen 2-fach abgedeckten Kollektoren (HT) und der kombinierten Verschaltung (Mix); (Quelle: Nahwärme Eibiswald)*

## Neue Verankerungsmethoden mit Potenzial zur Kostensenkung bei Freiflächen-montagen

Die statische Verankerung von Freiflächenmontagen erfolgte in der Vergangenheit ausschließlich mit Beschwerung durch Betonballast. Im Projekt „Fleischwaren Berger (1.067 m², 2-fach abgedeckter Kollektor; wissenschaftliche Begleitung endete im Jänner 2015) kam erstmals in Österreich ein Montagesystem basierend auf Stahlankern zum Einsatz. Spezielle, in das Erdreich gebohrte Stahlanker sorgten dabei für den Entfall von Betonballast und für eine einfache Nivellierung der Unterkonstruktion (siehe Abbildung 34, linke und rechte Darstellung). Die Methode der Stahlanker reduziert einerseits die Kosten im Vergleich zum Betonballast und erhöht andererseits auch die Sicherheit bei

gesteigerten Windlasten. Die fertig montierte Kollektorfläche ist in Abbildung 35 dargestellt.

Eine Weiterentwicklung stellen spezielle Rammprofile aus Stahl dar, die noch einfacher montiert werden können und gleichzeitig auch kostengünstiger sind als das System Stahlanker. Erstmals in Österreich umgesetzt wurden die Rammprofile im Projekt der solaren Integration ins Grazer Fernwärmenetz (2.400 m² freiflächenmontiert; aktuell läuft zu diesem Projekt die einjährige Monitoringphase). Eine Detailaufnahme zu den fertig montierten Kollektorreihen kann Abbildung 36 entnommen werden.

*Abbildung 34: Montage der Stahlanker für die Aufnahme der Kollektoren am Betriebsareal (linke Abbildung, Bildquelle: ÖKOTECH) sowie beispielhafte Abbildung eines für die Montage des Kollektorfeldes verwendeten Stahlankers (rechte Darstellung, Bildquelle: terrafix)*

*Abbildung 35: Ansicht der bodenmontierten 1.067 m² großen Kollektorfläche (Bildquelle S.O.L.I.D.)*

*Abbildung 36: Detailansicht zu den im Projekt Fernwärmeeinspeisung Graz (2.400 m²) zum Einsatz gekommenen Rammprofil (Bildquelle AEE INTEC)*

## Einsatz von Luftkollektoren und Hybridkollektoren (PVT)

Aufgrund von Themengebiet 5 (Neue Technologien und innovative Ansätze) ist es für Anlagenbetreiber oder Investoren möglich, auch Förderungen für Kollektorprodukte zu generieren, die aktuell noch weiter von einer breiten Markteinführung entfernt sind. Konkret wurden im Projekt „Holztrocknung Wührer“ 480 m² Luftkollektor in Verbindung mit 85 t Steinspeicher zur Trocknung von fester Biomasse (Hackgut, Getreide, Heu, Stroh etc.) eingesetzt, die einjährige Monitoringphase wurde bereits gestartet. Im Projekt „Brandnertal Gastronomie“ sind 91 m² Hybridkollektoren (liefern Strom und Wärme; durch die „Kühlung der PV-Paneele können höhere Zellwirkungsgrade erreicht werden und gleichzeitig fällt nutzbare Wärme auf tieferem Temperaturniveau an; prädestiniert für die Kopplung mit Wärmepumpen) und 36 m² Flachkollektoren installiert, die einjährige Monitoringphase wurde ebenso bereits gestartet. Für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Technologie bzw. der Generierung von Erfahrungswerten sind

derartige Pilotumsetzungen von entscheidender Bedeutung. Zusätzlich unterstützt die messtechnische Begleitung derartiger Projekte die österreichischen Unternehmen (in beiden Projekten lieferten österreichische Unternehmen die zentralen Komponenten zur Energieumwandlung) in der weiteren Technologieentwicklung. Aus diesem Grund besitzen die Projekte „Holztrocknung Wührer“ und das Projekt „Brandnertal Gastronomie“ hohe Relevanz und können durchaus als Highlights bezeichnet werden.

*Abbildung 37: Darstellung einzelner Hybridkollektorfelder der Anlage Brandnertal Gastronomie, Vorarlberg. Insgesamt sind 91 m² Hybridkollektoren (PVT) und 36 m² Flachkollektor installiert. (Bildquelle: Fröod)*

*Abbildung 38: Ansicht der Anlage Wührer Holztrocknung, OÖ, mit 480m² Luftkollektor und 85 Tonnen Steinspeicher (Bildquelle: AIT)*

## Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen

Im Rahmen des Förderprogramms konnte ein Trend in Richtung Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen festgestellt werden. Dabei ist die Art der Kombinationsmöglichkeiten vielfältig:

- Reiner Parallelbetrieb zwischen Solarthermie- und Wärmepumpensystem
- Parallelbetrieb als auch Einbindung der Solarwärme auf der Verdampferseite der Wärmepumpe möglich. Als Solarkollektoren kommen hierzu unterschiedliche Produkte zum Einsatz wie z.B. herkömmliche Flachkollektoren, unabgedeckte Kollektoren und Hybridkollektoren.
- Wie vorhin, nur mit Regeneration eines Erdspeichers
- Speichergekoppelte Wärmepumpe (Verdampfer als auch Kondensator befinden sich im Wärmespeicher)

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung haben bereits einzelne Projekte die einjährige Monitoringphase durchlaufen. Beispielhaft für diese Projekte werden nachfolgend zwei konkrete Anlagen kurz vorgestellt.

Im Projekt Salzburg-Lehen wird ein neu errichtetes Stadtquartier über ein Wärmenetz basierend auf Niedertemperatur versorgt. 2.048 m² Bruttokollektorfläche und ein 200 m³ fassender Wärmespeicher bilden hier ebenso einen zentralen Bestandteil der Wärmeversorgung (siehe Abbildung 39) wie eine speichergekoppelte Wärmepumpe mit 160 kW (siehe Abbildung 40). Die hydraulische Einbindung der Wärmepumpe erfolgte ausschließlich in den Speicher, sprich der untere Speicherbereich bildet den Verdampfer und der obere Bereich den Kondensator. Diese Schaltung ermöglicht eine Auskühlung des unteren Speicherbereichs auf Temperaturen um bis zu 10°C, was im Vergleich zu den Rücklauftemperaturen aus dem Niedertemperaturnetz um 25 bis 30°C niedrigere Temperaturen bedeutet. Daraus resultiert ein günstigeres Temperaturniveau für den Betrieb des Solarsystems und eine signifikante Erhöhung der Speicherdichte. Die

Monitoringergebnisse zu diesem Projekt waren durchwegs positiv, sprich spezifische Solarerträge um 534 kWh/m²$_{Apertur}$a, über 4.000 Betriebsstunden der Wärmepumpe mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 4,6. Als zentraler Aspekt hat sich herausgestellt, dass eine Direktversorgung der Verbraucher durch die Solaranlage bei gegebenen Einstrahlungsbedingungen aus primärenergetischen Gründen zielführend ist. Eine grundsätzliche primärenergetische Betrachtung der Wärmepumpeneinbindung zeigte unter Berücksichtigung der regionalen Primärenergiefaktoren Vorteile im Vergleich zu einer konventionellen Fernwärmeversorgung. Weitere Details zur Anlage können dem detaillierten Anlagenbericht entnommen werden.

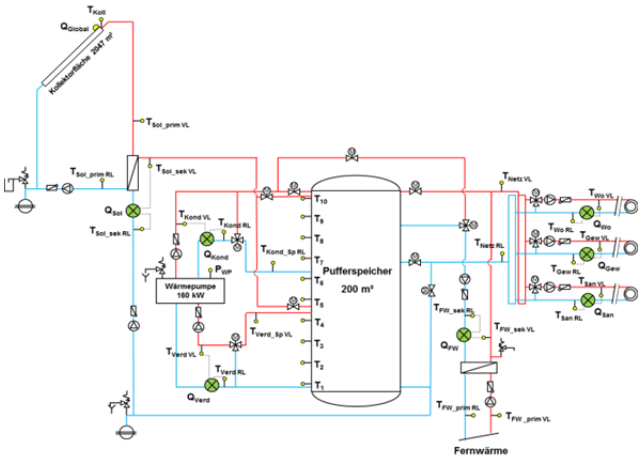



*Abbildung 39: Hydraulikkonzept zum Projekt „Salzburg-Lehen“*

*Abbildung 40: Ansicht der 160 kW Kompressionswärmepumpe (Bildquelle: AEE INTEC)*

Im Projekt Vertriebszentrum Stihl handelt es sich um ein neu errichtetes Vertriebsgebäude, das mittels einer Kombination aus Solarthermie und Wärmepumpe mit Wärme versorgt wird. Das umgesetzte Konzept wurde vom Unternehmen BES (Building Energy Solutions) speziell für die Versorgung von Dienstleistungsgebäuden (Heiz- und Kühlbedarf sowie eher geringer Warmwasserbedarf) entwickelt und in ähnlicher Form auch in anderen Projekten des gegenständlichen Förderprogramms (teilweise auch wissenschaftlich begleitet) angewandt. Im Fokus steht dabei eine vorgefertigte Hydraulik- und Regelungszentrale, die das grundsätzlich komplexe Anlagenkonzept managt (Hydraulikkonzept in Abbildung 41). Basis des Konzepts ist die Versorgung des Gebäudes alleine mit Solarthermie und Wärmepumpe in Verbindung mit einem speziellen Erdspeicher unter dem Gebäude (Abbildung 42). Darüber hinaus werden keine weiteren Niedertemperaturquellen benötigt. Die aus Flachkollektoren bestehende Solaranlage kann Wärme jetzt direkt an das System (WW-Bereitung, Raumheizung), in einen Hochtemperaturwasserspeicher (WW-Bereitung), in einen Niedertemperatur-wasserspeicher (Raumheizung) sowie die Regeneration des unter dem Gebäude befindlichen Erdspeichers betreiben.

Das einjährige Anlagenmonitoring zeigte ein durchschnittliches Betriebsverhalten (spezifischer Solarertrag von 348kWh/m²$_{Apertur}$a sowie einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 3,6), machte aber auch Optimierungspotenziale sichtbar, wie beispielsweise die Problemstellung einer sommerlichen solaren Regeneration des Erdreichs bei gleichzeitigem Kühlbetrieb (Nutzung des Erdspeichers als Wärmesenke). Die Erkenntnisse aus den Messungen und Diskussionen mit Mitarbeitern des Unternehmens BES führten nicht nur bei der Anlage Vertriebszentrum Stihl zu diversen Optimierungen sondern trugen zur kontinuierlichen Weiterentwicklung des Gesamtsystems bei, das von BES über Heizungsbauer vertrieben wird. Weitere Details zur Anlage können dem detaillierten Anlagenbericht entnommen werden.

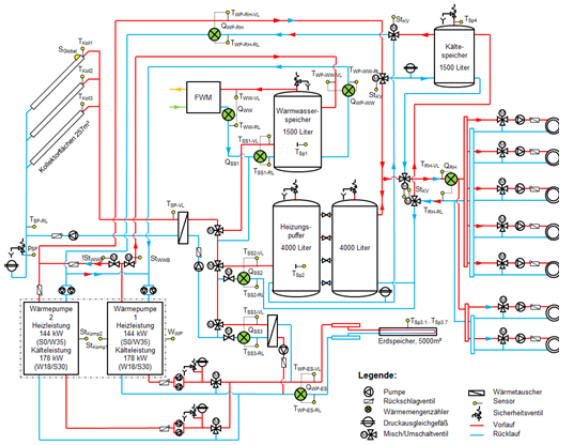



*Abbildung 41: Hydraulikkonzept zum Projekt „Stihl Vertriebszentrum“*

*Abbildung 42: Ansicht des Rohrregisters vor Hinterfüllung des Erdspeichers unter dem Gebäude (Bildquelle: AIT)*

## Solare Bauteilaktivierung – Multifunktionale Nutzung von Gebäudebauteilen

Das Förderprogramm auf der einen Seite und ausgezeichnete Ergebnisse aus ersten Pilotanlagen auf der anderen Seite verstärkten die Nachfrage nach Projekten mit solarer Bauteilaktivierung. Das Konzept zielt dabei auf die aktive thermische Nutzung von quasi sowieso verfügbaren Gebäudemassen als Wärmespeicher bzw. Wärmeabgabesystem und daraus resultierend die Erreichung geringerer Kosten. Bisher wurde in zwei Projekten mit thermisch aktivierten Fundamentplatten die einjährige Monitoringphase mit beachtlichen Ergebnissen (solare Deckungsgrade von 72% bzw. 97%) abgeschlossen. Bei einem weiteren Projekt, dem Projekt HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH“ (1.411 m² Bruttokollektorfläche, 2.560 m³ Bauteilaktivierung und solarer Deckungsgradprognose für die Versorgung einer rund 7.300 m² großen Produktionshalle mit 73%) hat das Monitoring begonnen. Einige weitere spannende Projekte befinden sich aktuell in der Umsetzungsphase und werden in der nachfolgenden Monitoringphase wichtige Erkenntnisse liefern.

*Abbildung 43: Ansicht des Projekts „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH“ mit 1.411 m² Bruttokollektorfläche (Bildquelle: www.kuster.co.at)*

*Abbildung 44: Beispielhafte Darstellung zur Herstellung eines thermisch aktivierbaren Bauteils (Bildquelle: salzburg.com)*

**Solarkreisläufe mit Wasser als Wärmeträgermedium**

Im Rahmen der einjährigen Monitoringphase der Projekte „Beschlägefabrik Blum“ und „Pumpenfabrik Kral“ konnten wichtige Erkenntnisse in Bezug auf eine systemtechnische Vereinfachung im Solarkreis gewonnen werden. Konkret wurde in diesen Projekten das von einem Solaranbieter speziell entwickeltes Konzept „Aqua System“ umgesetzt. Dieses Konzept beruht auf der Verwendung eines sehr hochwertigen Sonnenkollektors (in diesem Fall ein sehr hochwertiger Röhrenkollektor) und die Nutzung von Wasser (ohne Glykolanteil) als Wärmeträger. Die Vermeidung von Frostschäden in den Wintermonaten wird durch dosierten Wärmeinput aus dem Pufferspeicher realisiert. Aufgrund der sehr geringen Wärmeverluste des Röhrenkollektors kann der Energiebedarf dafür in Grenzen gehalten werden. Die Messergebnisse zu den beiden Projekten zeigten, dass der Wärmebedarf für die Frostschutzschaltung rund 4% des Bruttosolarertrags ausmacht, was unter Berücksichtigung des Wegfalls eines hydraulischen Kreislaufes und der wärmetechnischen Vorteile von Wasser als durchaus vielversprechend erachtet werden kann. Voraussetzung für die zufriedenstellende Funktion ist jedoch ein hocheffizienter Kollektor, ein entsprechendes Temperaturerfassungs- und Regelungssystem sowie die Sicherstellung der Stromversorgung.

**Solarsysteme als integraler Bestandteil multivalenter Wärmeversorgungs-systeme**

In Zuge der Durchführung der Einreichberatung zu 236 solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen sowie der umfangreichen Arbeiten betreffend die einjährigen Monitoringphasen (für 29 Projekte abgeschlossen, für weitere acht Projekte gestartet) wurde deutlich, dass Solarthermieanlagen, sofern nicht Hauptheizungssystem, integraler Bestandteil von multivalenten Wärmeversorgungssystemen sind. Ob in Kombination mit Wärmepumpensystemen, Sommerbetrieb in Wärmenetzen, netzgekoppelte Wärmeversorgung für den urbanen Bereich, als Ergänzung zu KWK-Anlagen und Vorwärmstufen auf Basis von Abwärme, als gebäudeintegriertes Element, als Antrieb für thermische Kühlmaschinen oder als Element von autarken Wärmeversorgungslösungen, solarthermische Anlagen übernehmen wichtige Beiträge im aktuellen und im zukünftigen Energiesystem. Das Monitoring und die damit verbundene Auseinandersetzung mit derartigen multivalenten Energieversorgungsanlagen liefern dabei die Basis für die Entwicklung des künftigen Energiesystems mit grundsätzlich hoher Energieeffizienz und hohen Anteilen erneuerbarer Energieträger.

# 8 Spezifische Investitionskosten einzelner Projekte

Neben technischen Fakten sind auch wirtschaftliche Fakten entscheidend für die Umsetzung von solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen. Auf Basis einer von der wissenschaftlichen Programmbegleitung bei den Förderwerbern durchgeführten Erhebung, konnten teilweise die Investitionskosten der für die einjährige Monitoringphase ausgewählten Projekte bestimmt werden. Die Investitionskosten setzen sich dabei zusammen aus den Kosten für das Kollektorfeld, die Verrohrung, den Energiespeicher, Regelungstechnik (anteilsmäßig) sowie die Kosten für Installation und Inbetriebnahme. Bei Projekten mit Erdspeicher bzw. Bauteilaktivierung war es teilweise nur bedingt möglich, Kostenangaben für diese Elemente zu erhalten bzw. diese zu verifizieren.

Die so generierten Investitionskosten (verfügbar für 20 Projekte) sind in Abbildung 45 in spezifischer Form über der Bruttokollektorfläche aufgetragen. Wie deutlich zu erkennen ist, weisen die typischen Systemkosten eine hohe Bandbreite auf und liegen im Bereich zwischen 300 €/m² und 2.100 €/m². Der Großteil der Systemkosten (15 Anlagen) liegt zwischen 500 €/m² und 1.000 €/m². Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m²). Die Ursachen dafür liegen einerseits in der aktuell noch geringen Standardisierung der Systemlösungen (eine Vielzahl unterschiedlicher, mehr oder weniger komplexer Systemkonzepte) sowie andererseits in der geringen Spezialisierung der Akteure (Anlagen zwischen 100 und 300 m² werden häufig noch vom klassischen Installateur verkauft und montiert). Bei Anlagen größer 500 m² ist ein gewisser Skaleneffekt erkennbar, sprich umso größer die Anlagen umso geringer die spezifischen Systempreise. Im Vergleich mit Systempreisen aus dänischen Großsolaranlagen (durchwegs um € 200,- bis € 250 je m² Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m² Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

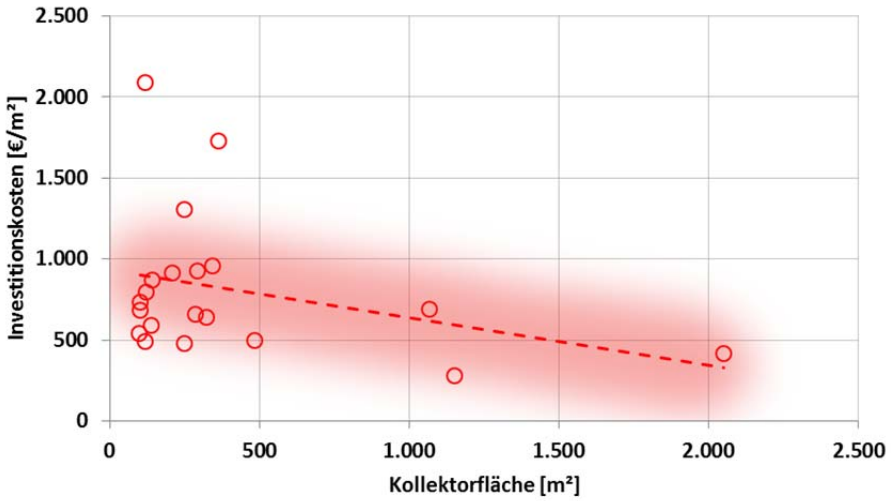



*Abbildung 45: Spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (20 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.*

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist aktuell essentiell wichtig um konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten zu erzielen. Aktuell erfolgt die Förderung über Prozentanteile der Investitionskosten, was eine vergleichsweise einfache Administration der Förderung ermöglicht, aber nicht unmittelbar zur Kostenreduktion motiviert. Zukünftig wären aber Überlegungen notwendig, wie auch das Fördermodell hier belohnend für besonders kosteneffiziente Anlagen hoher Qualität wirken könnte. So könnten wichtige Beiträge zur konsequenten Reduktion der Systemkosten nachhaltig geleistet werden.

# 9 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:
Christian Fink, Waldemar Wagner,: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2015a:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2015b:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 4. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2015c:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2015d:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2015e:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015