

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN“
Aggregierte Ergebnisse 2010-2021**

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Lorenz Leppin
Manuel Baumgartner
Waldemar Wagner
Roland Kerschenbauer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Thomas Natiesta

Austrian Institute of Technology (AIT)

Harald Dehner

**FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH
Forschungsgruppe ASiC**

Gleisdorf, im Juli 2024



Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Leopold-Ungar-Platz 2/ Stiege 1/4. OG/Top 142
1190 Wien

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

Programmabwicklung:

Kommunkredit 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



FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH Forschungsgruppe ASiC

Ringstraße 43a, A-4600 Wels
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 elf zwischen 2010 und 2021 ausgeschriebenen Förderprogramme wurden insgesamt 416 Beratungsgespräche mit kumulierten 516.406 m² Solarkollektorfläche durchgeführt.

Von den insgesamt 416 Projekten mit einer kumulierten Solarkollektorfläche von 516.406 m² wurden 114 Projekte für die einjährige Monitoringphase ausgewählt, wobei diese zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bei 97 Projekten bereits abgeschlossen 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 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 97 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 350 kWh/m²_{Apertur} (Projekte mit eher höheren solaren Deckungsgraden) und 487 kWh/m²_{Apertur} (Projekte mit eher tiefem Arbeitstemperaturniveau wie z.B. Kombinationen mit Wärmepumpen, Einbindungen in konsequente Niedertemperatursysteme oder Luftkollektorsysteme). Im Durchschnitt aller 97 Projekte liegt der spezifische Ertrag bei 393 kWh/m²_{Apertur}, was grundsätzlich ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die berechneten solaren Deckungsgrade zeigen mit Werten zwischen 100% (Solare Trocknung) 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 97 Projekten rund 33%.

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 über 100% bzw. Überschreitungen von bis zu 70%), die in relevanter Größe bei rund 50% der Anlagen festgestellt werden konnten. Dieser Aspekt weist auf vorhandenes Verbesserungspotenzial in Bezug auf die 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 246 mehr oder weniger schwerwiegende Optimierungsmöglichkeiten detektiert und an die Förderwerber (Eigentümer, Anlagenbetreiber, Investor, etc.) kommuniziert. Diese Optimierungsvorschläge betrafen nicht annähernd nur das Solarsystem (insgesamt 92), sondern in 154 Fällen Abschnitte des gesamten Wärmeversorgungssystems. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderungswerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 246 detektierten Optimierungsmöglichkeiten zumindest 94 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 vier wesentlichen Highlights zählen hierzu nachfolgende Entwicklungen:

- Die Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie gewinnt immer mehr an Bedeutung. Die wissenschaftliche Begleitung wurde bereits bei 31 Projekten dieser Kategorie abgeschlossen, 3 Projekte befinden sich im Monitoringjahr und weitere 6 Projekte befinden sich noch in der Umsetzung. Bei den 31 Projekten mit abgeschlossener wissenschaftlicher Begleitung können 23 Projekte der Kategorie „Komplexe Konzepte“ (Kombinationen aus seriellen, parallelen und/oder regenerativen Anwendungen) und 8 Projekte der Kategorie „Parallele Konzepte“ (Solarthermie und Wärmepumpe liefern parallel und ohne Kopplung Wärme an den Verbraucher) zugeordnet werden. Ergebnisse daraus zeigen, dass die Wärmepumpentechnologie grundsätzlich gut zur Kombination mit Solarthermie geeignet ist, um Raumwärme auf Niedertemperaturniveau und Wärme zur Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellen bzw. Wärmepumpenquellen zu regenerieren. Die dabei erzielten Ergebnisse (spezifische Solarerträge, SPF, umweltrelevante Emissionsvermeidung) sind vielversprechend.
- Der seit 2017 stetige Zuwachs an solaren Trocknungsanlagen mit Hilfe von Luftkollektoren wurde auch im Förderprogramm 2021 fortgesetzt. Längst geht es nicht mehr nur die Trocknung von Hackschnitzeln. Zusehends werden auch Scheitholz und Erntegut wie Getreide, Heu und Kräuter in derartigen Anlagen veredelt. Hierfür kommen unterschiedliche Trocknungsroste wie horizontale Schlitzroste oder Schrägroste zum Einsatz, welche teilweise in mehreren Trocknungsboxen kombiniert oder kaskadiert werden. Insbesondere in der Ernteguttrocknung sind über einen längeren Zeitraum stabile Bedingungen der Trocknungsluft notwendig, welche mit Hilfe von großen Steinspeichern erreicht werden.
- Im Förderprogramm 2020 wurden erstmals Machbarkeitsstudien für Solaranlagen größer als 5.000 m² Kollektorfläche in Form von Direktbeauftragungen ausgeschrieben. In den Ausschreibungen 2020 und 2021 wurden 33 Studien mit einer gesamten Kollektorfläche von 1.043.335 m² und einer Gesamtauftragssumme von 2.067.081 € beauftragt. Neben der grundsätzlichen Machbarkeit der angedachten solaren Großanlage ist es erklärtes Ziel der Ausschreibung, dass mit Abschluss der Studie ausreichend Daten, Unterlagen und Informationen für eine Einreichung im Investitionsförderprogramm verfügbar sind.
- Im Zuge eines Forschungsprojekts von AEE INTEC wurde SunPeek, eine Open Source Software für Performance-Monitoring und Garantieverfahren von solarthermischen Großanlagen entwickelt, welche in der Entwicklungsphase mit Daten aus der

Begleitforschung validiert wurde. Aufgrund der einfachen Nutzung der Software mit nur sehr wenigen Eingabeparametern bei einem schnellen, einfach verständlichen grafischen Ergebnis ist angedacht, SunPeek zukünftig in die Analysen im Zuge des Begleitmonitorings einzubinden.

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. Unter Berücksichtigung der Indexanpassungen über die Jahre ist eine Reduktion der Systempreise feststellbar.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist nach wie vor 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 97 einschlägige Veröffentlichungen (Konferenzen, Fachveranstaltungen und Publikationen) durch das Projektteam demonstrieren. Darüber hinaus sind im Zuge der Projektbearbeitung bisher 16 akademische Arbeiten (Masterarbeiten), betreut durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung, verfasst worden.

Inhalt

1	EINLEITUNG	7
2	ÜBERBLICK ÜBER DIE BERATENEN PROJEKTE MIT SOLARTHERMISCHER GROßANLAGE.....	8
3	ÜBERBLICK ZUR WISSENSCHAFTLICHEN BEGLEITUNG UND ERSTE ERGEBNISSE AUF EBENE DER EINREICHKATEGORIEN	11
3.1	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen	12
3.2	Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben	16
3.3	Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden	19
3.4	Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf	23
3.5	Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen	25
3.6	Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“)	27
4	KENNZAHLEN IM ANLAGENVERGLEICH	31
4.1	Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten	32
4.2	Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten	33
4.3	Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten	35
5	AUSGEWÄHLTE STATISTISCHE DARSTELLUNGEN	37
5.1	Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen	37
5.2	Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen	38
5.3	Betriebsarten der Solarsysteme	39
5.4	Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises	40
5.5	Bandbreite des spezifischen Speichervolumens	42
6	DETEKTIERTES OPTIMIERUNGSPOTENTIAL	45
7	INNOVATIONEN UND HIGHLIGHTS	48
7.1	Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen	48
7.2	Trocknungsanlagen bei landwirtschaftlichen Betrieben mit Luftkollektor-Anlagen	55
7.3	Machbarkeitsstudien für solare Großanlagen > 5.000 m ²	57
7.4	SunPeek - Open Source Software für solarthermische Großanlagen ..	58
8	SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN EINZELNER PROJEKTE	60
9	LITERATURVERZEICHNIS.....	63

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 dreizehn erfolgreichen Ausschreibungen Förderzusagen an knapp 380 Projekten 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 2021 wurden so 416 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 zehn 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 zehn Jahresberichten (Fink et al., 2015, Fink et al., 2016, Fink et al., 2019a, Fink et al., 2019b, Fink et al., 2022a, Fink et al., 2023a, Fink et al., 2023b, Fink et al., 2024a, Fink et al., 2024b, Fink et al., 2022b) 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 einjährigem 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 2021 insgesamt 416 Beratungsgespräche zu einzigartigen Solarprojekten mit insgesamt 516.406 m² Kollektorfläche durchgeführt. Eingereicht wurden die Solarprojekte mit gewerblicher Nutzung in den sechs nachfolgend dargestellten Einreichkategorien. Zu erwähnen bleibt, dass Kategorie 4 „Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf“ ab 2016 nicht mehr ausgeschrieben wurde. Im Jahr 2018 wurde die neue Kategorie 4 „Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe“ eingeführt. Kategorie 5 „Neue Technologien und innovative Ansätze“ wurde 2013 erstmals ausgeschrieben. 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“). Eine weitere Besonderheit an der Kategorie 5 ist, dass die untere Grenze (für Kategorie 1 bis 4 gilt eine minimale Bruttokollektorfläche von 100 m²) auf 50 m² und die obere Grenze (für Kategorie 1 bis 4 gilt eine maximale Bruttokollektorfläche von 2.000 m²) auf 500 m² reduziert wurde. Um auch Solaranlagen größer 2.000 m² Bruttokollektorfläche durch die Förderung einen Marktimpuls zu geben, wurde erstmals in der Förderausschreibung 2016 die obere Grenze auf 10.000 m² erweitert. Die fünf Einreichkategorien sind nachfolgend im Überblick dargestellt:

- 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 (bis 2015)
- 4) Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe (ab 2018)
- 5) Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“, ab 2013)

Im Programmjahr 2020 wurde die Förderung von Machbarkeitsstudien für solare Großprojekte mit zumindest 5.000 m² Bruttokollektorfläche ins Leben gerufen.

Abbildung 1 zeigt hierzu die Verteilung der Projekte nach der eingereichten Bruttokollektorfläche als auch nach den sechs Anwendungskategorien (farbige Kennzeichnung). Die größte Anzahl an Beratungsgesprächen entfiel mit 134 auf die Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“, gefolgt von 129 Projekten in der Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben“. Im Themenschwerpunkt „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“ wurden 60 und in der Kategorie „Solarunterstützte Klimatisierung“ 24 Beratungsgespräche durchgeführt. In dem 2013 neu im Förderprogramm aufgenommenen Themenbereich „Neue Technologien und innovative Ansätze“ erfolgten 36 Beratungsgespräche und in der seit 2018 vorhandenen Kategorie „Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe“ erfolgten 33 Beratungsgespräche. Die größte Anlage in den Beratungen hat 330.000 m² und konnte in Abbildung 1 nicht vollständig dargestellt werden.

Abbildung 2 zeigt die Verteilung der Projekte nach der Bruttokollektorfläche sowie nach den unterschiedlichen Einreichjahren (farbige Kennzeichnung). Deutlich erkennbar ist, dass in den Einreichjahren von 2013 an vermehrt große Anlagen beraten wurden, was einen Trend hin zu größeren Anlagen ableiten lässt. Im Jahr 2016 wurden aufgrund der auf 10.000 m² Bruttokollektorfläche angehobenen Förderobergrenze ein Projekt mit 5.000 m²

und ein Projekt mit 7.020 m² eingereicht. Im Jahr 2018 wurden insgesamt 5 größere Anlagen eingereicht (3 Anlagen mit mehr als 1.000 m², 2 Anlagen größer 2.000 m²). Neben der neuen Förderkategorie für Anlagen größer 5.000 m² wurden ab dem Jahr 2020 auch Machbarkeitsstudien gefördert. Der Abschluss derselben machte sich ab dem Förderprogramm 2021 eindeutig in den Einreichungen bzw. den zugehörigen Kollektorflächen bemerkbar.

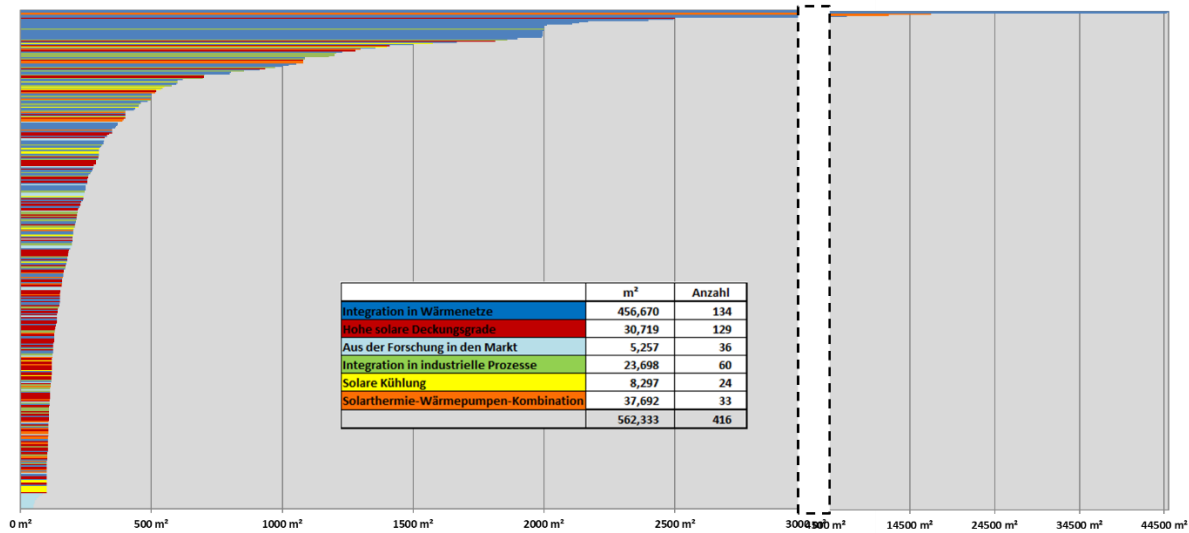


Abbildung 1: Darstellung der 416 beratenen Solarprojekte (ohne Doppelnennung) nach Größe der Bruttokollektorfläche und der Anwendungszuordnung (2010 bis 2021 - farbige Kennzeichnung entsprechend Anwendungskategorie).

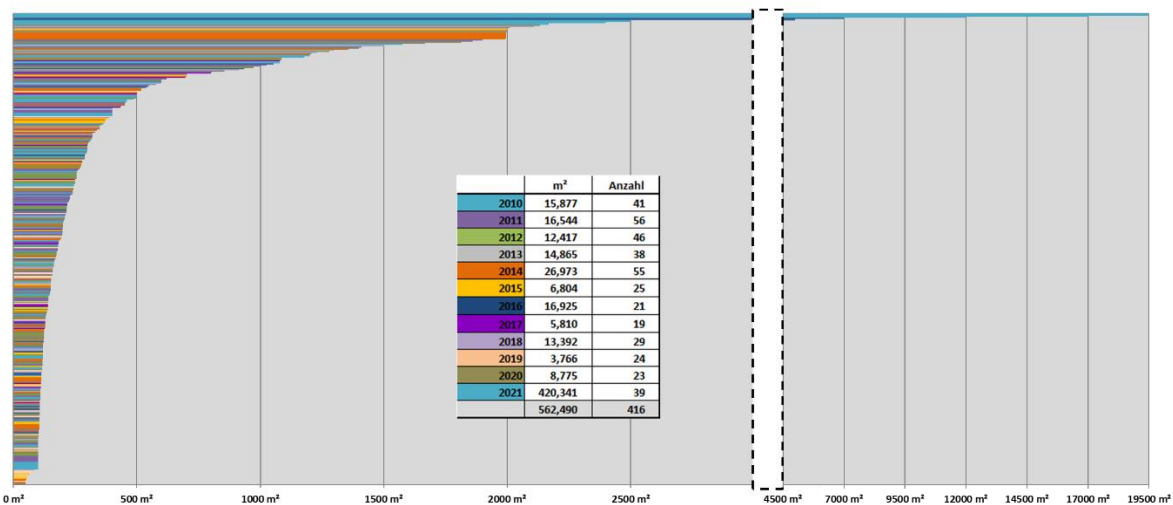


Abbildung 2: Darstellung der 416 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und nach Einreichungsjahr (2010 bis 2021 - farbige Kennzeichnung entsprechend dem Förderjahr).

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 3 macht deutlich, dass rund 83 % der beratenen Anlagen Bruttokollektorflächen weniger als 500 m² aufweisen. Insgesamt sind von den 416 beratenen Solarprojekten 180 zwischen 50 und 150 m² Bruttokollektorfläche groß. Bei 119 Projekten wurden Kollektorflächen zwischen 151 und 300 m² und bei 45 Projekten Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m² beraten. Bei weiteren 24 Projekten sind die Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m² groß und bei 33 Projekten zwischen 1.001 m² und 2.000 m². Fünfzehn Projekte weisen Bruttokollektorflächen über 2.001 m² auf.

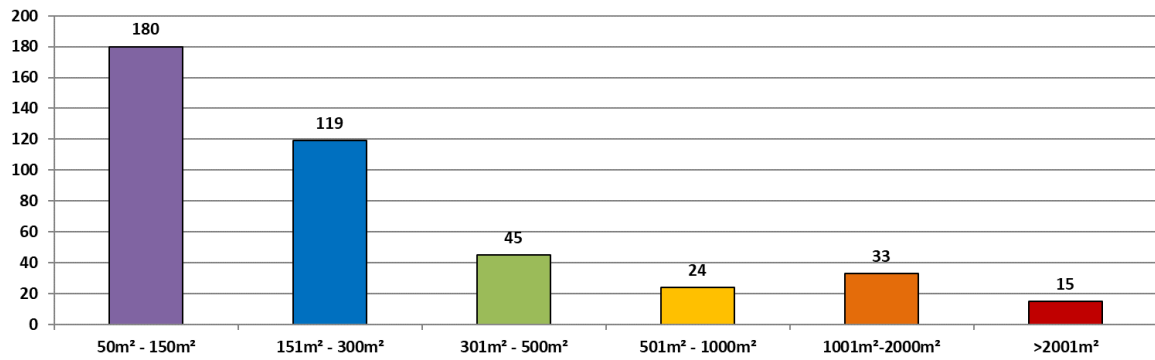


Abbildung 3: Kategorisierung der 416 beratenen Solarprojekte (ohne Doppelnennung) nach der Bruttokollektorfläche aus Einreichungsjahren 2010 bis 2021.

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

Aus der Zahl der Projekteinreichungen je Jahr wurden bzw. 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 erstellten und laufend verbesserten Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2021) entnommen werden.

Von den insgesamt 416 beratenen Projekten kamen schlussendlich 114 umgesetzte Projekte in die wissenschaftliche Programmbegleitung. Eine Darstellung dieser Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Einreichkategorie (farbige Kennzeichnung) erfolgt in Abbildung 4. Insgesamt entfielen 34 Projekte auf die Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“, gefolgt von 28 Projekten in der Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“. Aus dem Themenbereich „Neue Technologien und innovative Ansätze“ verblieben 19, aus der Kategorie „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“ 16, aus der 2018 eingeführten Kategorie „Solarthermie und Wärmepumpen Kombination“ 10 und aus dem Themenschwerpunkt „Solare Klimatisierung“ 5 Projekte in der wissenschaftlichen Programmbegleitung. Im Jahr 2021 wurde die Kategorie „Solare Großanlagen ab 5.000m²“ eingeführt. Auf diese Kategorie entfielen zwei Anlagen, die gemeinsam in etwa die Hälfte der gesamten begleitbeforschten Kollektorfläche in Anspruch nimmt.

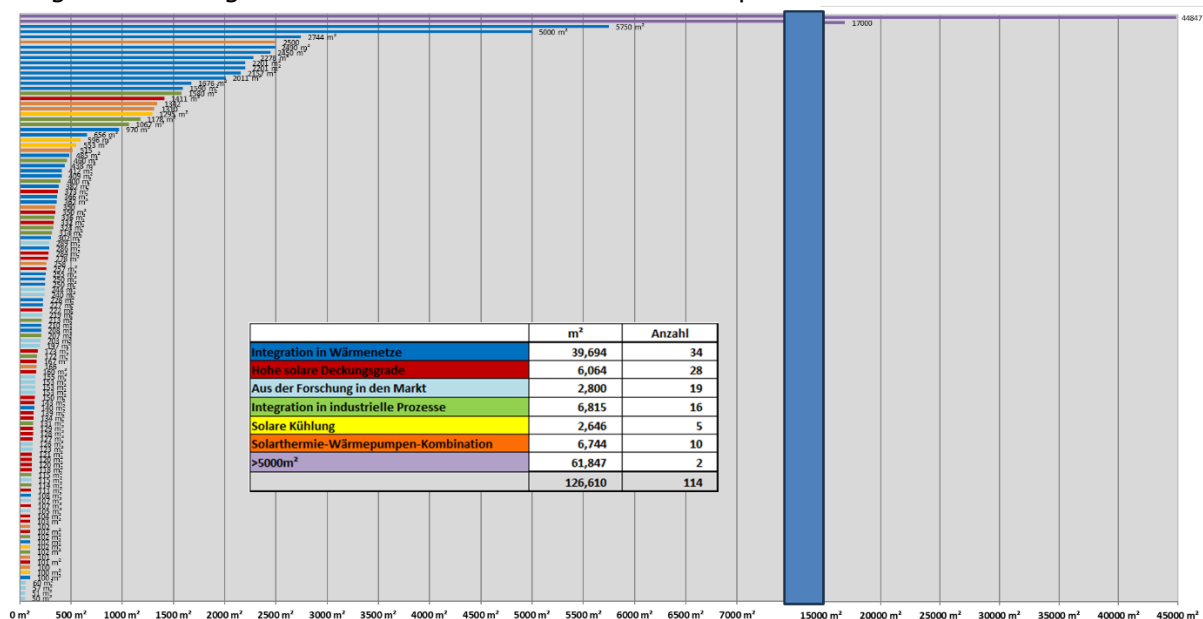


Abbildung 4: Darstellung der 114 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 5 zeigt, dass von den insgesamt 114 begleiteten Projekten 70 zwischen 50 und 300 m² Bruttokollektorfläche groß sind. 17 Projekte weisen Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m², 5 Projekte Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m² sowie weitere 9 Projekte Kollektorflächen zwischen 1.001 und 2.000 m² auf. Bei 13 Anlagen sind die Kollektorflächen größer als 2.000 m².

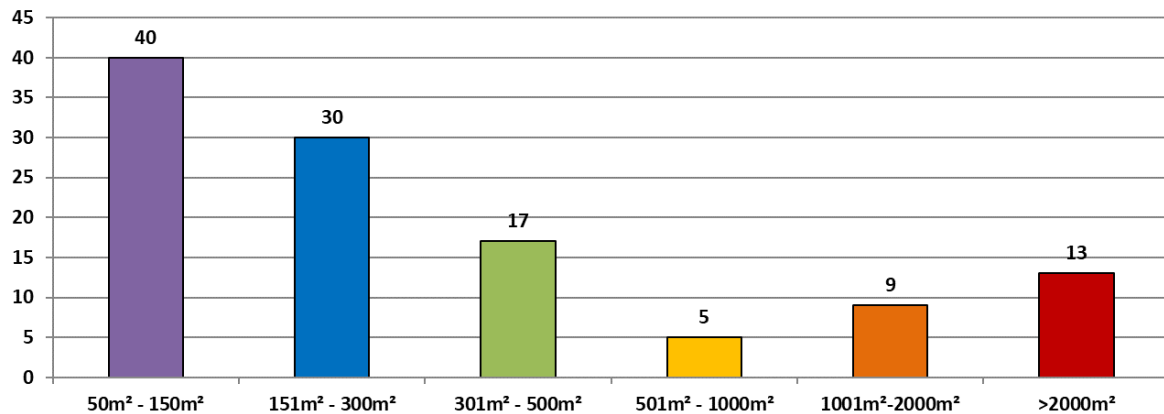


Abbildung 5: Größenkategorisierung der 114 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte

Obwohl bereits durch die Programmdefinition definierte 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 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen

In diesem Themenbereich wurden 34 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bei 33 Projekten abgeschlossen wurde. Ein Projekt befindet sich noch in der Monitoringphase. 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 6, reduziert.

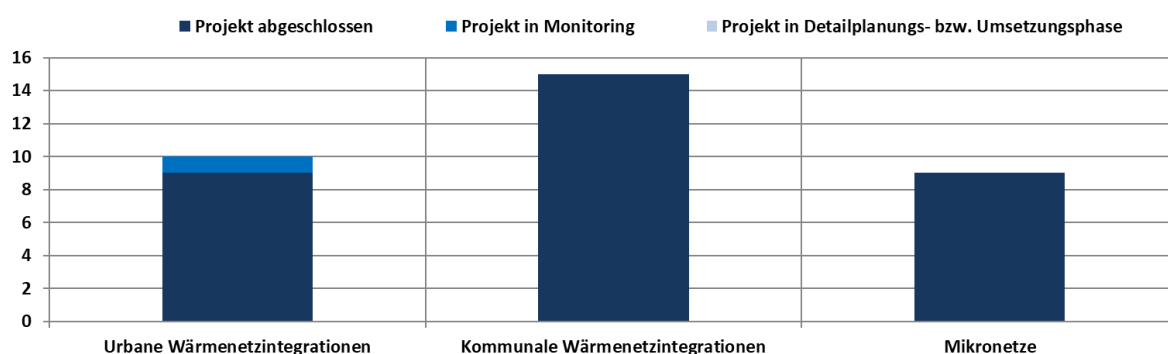


Abbildung 6: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen"

Für 30 der 35 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase waren für eine kombinierte Darstellung des spezifischen Solarertrags und der Netztemperaturen entsprechende Messdaten vorhanden. Bei zwei Projekten konnten die Netztemperaturen seitens der wissenschaftlichen Begleitung nicht erfasst werden, da sie außerhalb der Messsystemgrenzen lagen. Abbildung 7 zeigt für die Anlagen mit verfügbaren Netztemperatursensoren für Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes als Jahresdurchschnittswert in Relation mit dem spezifischen, gemessenen Solarertrag sortiert

nach Sub-Kategorien. Die tiefsten mittleren Netzurücklauftemperaturen betragen 27 °C und stammen aus dem Niedertemperaturnetz „Waldmühle Rodaun“ und die höchsten stammen mit 86 °C aus dem Projekt „Ökoenergiepark Bergheim“. Bei der Sub-Kategorie „Mikronetze“ gibt es eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Systemkonzepte, wodurch hier kaum eine Vergleichbarkeit der Systeme gegeben ist. Trotzdem lässt sich ein gewisser Zusammenhang zwischen mittleren Netztemperaturen und Solarerträgen erkennen: höhere Netztemperaturen reduzieren den Solarertrag. Deutlicher ist dieser Zusammenhang in der Sub-Kategorie „Kommunale Netzintegrationen“ sowie in der Sub-Kategorie „Urbane Netzintegrationen“ erkennbar, wobei natürlich auch andere anlagenspezifische Aspekte erheblichen Einfluss haben (z.B. die Höhe des solaren Deckungsgrades, Kollektortyp, Speichergröße, Anlagenhydraulik und Regelung, ggf. Wärmepumpenkopplungen, etc.).

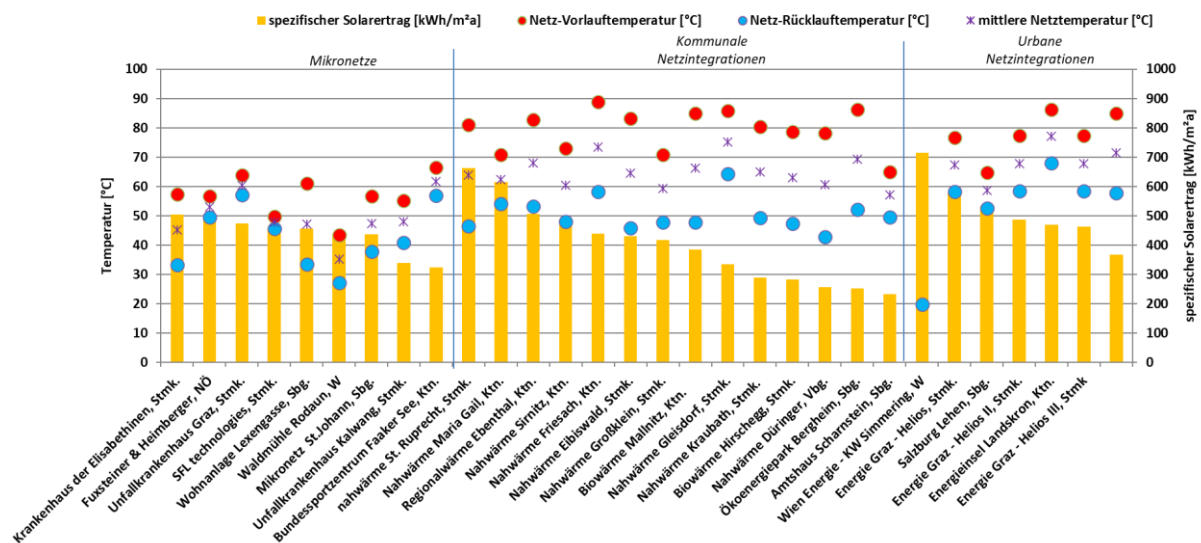


Abbildung 7: Durchschnittliche Vorlauf- und Rücklauftemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag verfügbar für 30 Projekten der Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“ mit abgeschlossener Monitoringperiode

3.1.1 Urbane Wärmenetzintegration

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Solaranlagen, die im städtischen Umfeld in Fernwärmenetze einspeisen. Es handelt sich dabei um solare Einspeisungen ins Fernwärmenetz mit und ohne Zwischenspeicherung der Solarwärme (beides sowohl in Primär- oder Sekundärnetzen). 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 konnte für acht Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen werden (Salzburg Lehen, Fernheizwerk II und III Graz, Energieinsel Landskron, Energie Graz Helios I+II+III, NW Mürzzuschlag und Wien Energie KW Simmering). Eine städtische Netzintegration befindet sich noch in der Monitoringphase (siehe Abbildung 6). Allein in dieser Subkategorie sind große systemtechnische als auch dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „Energie Graz – Helios I, II und III“. Hier wurden auf eine aufgelassene Mülldeponie 6.559 m² Kollektorfläche Hochtemperaturkollektoren errichtet. Der 2.500 m³ große, drucklose Fernwärmespeicher, der von der Solaranlage, einem Deponiegas-BHKW (120 kWel, 170 kWth) und einem „Power-to-Heat“-Heizstab (90 kW) mit Wärme versorgt wird, ist als Wochenspeicher konzipiert und gewährleistet so eine optimale Betriebsführung der

Wärmeerzeugungsanlagen. Darüber hinaus ermöglicht er die Entkopplung von Energieerzeugung und -nachfrage, aber auch das Abfedern von kurzfristigen Leistungsspitzen und erhöht damit die Versorgungssicherheit im Grazer Fernwärmenetz. Im Spitzenlastbetrieb kann der Speicher Wärmeleistungen bis zu 10 MW bereitstellen, während im Regelbetrieb ca. 3,5 MW erreicht werden. Die Netztemperaturen im Grazer Fernwärmenetz liegen im Sommer bei 75°C/60°C und im Winter bei 120°C/50°C. Trotz dieser relativ hohen Netztemperaturen erreichte die Anlage durch gezielte Volumenstromregelung im solaren Primär- und Sekundärkreis einen vergleichsweise hohen spezifischen Solarertrag von 577 kWh/m²_{Apertur} im Feld Helios I, 487 kWh/m²_{Apertur} im Feld Helios II bzw 463 kWh/m²_{Apertur} im Feld Helios III.

Ein anderes Konzept verfolgt das Projekt „Kraftwerk Simmering“ im 11. Wiener Gemeindebezirk. Auf einem 68 m hohen Kesselhausgebäude, welches die Fernwärmeerzeugungsblöcke Simmering 1 und Simmering 2 sowie diverse Nebenanlagen für die Kraftwerksblöcke beherbergt, wurde eine 656 m² große Solaranlage errichtet. Ebenfalls im Gebäude befindet sich eine Nachspeisestation, welche die im Fernwärmeprimärnetz auftretenden Wasserverluste permanent mit aufbereitetem Netzwasser (Deionat) nachspeist. Die Solaranlage wird ausschließlich für die Vorwärmung des Nachspeisewassers genutzt. Dieses hat eine Temperatur von rund 20 °C, die Rücklauftemperatur des Primärnetzes liegt ganzjährig bei rund 65 °C. Aufgrund der optimalen Betriebsbedingungen für die Solaranlage konnte mit einem gemessenen spezifischen Solarertrag von 714 kWh/m²_{Apertur} ein exzellentes Ergebnis erreicht werden.

3.1.2 Kommunale Wärmenetzintegration

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Solareinspeisungen in Nahwärmenetze ländlicher Gemeinden und Kleinstädte. Aufgrund der großen Anzahl österreichischer Nahwärmenetze, zumeist überwiegend beheizt 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 wurden 15 kommunale Wärmenetzintegrationen untersucht, wobei bei allen die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde (siehe Abbildung 6). 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 (Biowärme Mallnitz) war es auch erklärtes Ziel, in Kombination mit einer Biomasse-KWK Anlage nahezu 100% der Sommerlast abzudecken. Insgesamt konnte im Messjahr durch das BHKW und die Solarthermieanlage über 90% des Sommerbedarfs abgedeckt werden, wobei der Beitrag aus den 438 m² Bruttokollektorfläche (385 kWh/m²_{Apertur}) rund 5% am Sommerdeckungsanteil ausmachte. Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der 15 Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase liegen zwischen 2% (Biowärme Mallnitz) und 13,7% (Nahwärme Friesach). Die Deckungsgrade im Zeitraum Juni bis September liegen zwischen 5 (Biowärme Mallnitz) und 100% (Nahwärme St. Ruprecht). Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 233 kWh/m²_{Apertur} bis 663 kWh/m²_{Apertur} (siehe unten). 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.

65/49 °C), wobei es auch Verteilnetze gibt, die auf einem sehr hohen Temperaturniveau (z.B. 86/68°C) betrieben werden.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Nahwärme Maria Gail in Abbildung 8(b) dargestellt. Eine Solaranlage mit insgesamt 277 m² Bruttokollektorfläche versorgt dabei ein kommunales Wärmenetz mit einer Gesamtwärmeabnahme von 1,1 GWh/a. Die Solaranlage übernimmt rund 11% des jährlichen Wärmebedarfs und harmoniert dabei mit 2 Biomassekesseln (300 und 350 kW) und einem Ölkessel (420 kW). Das durchschnittliche Netztemperaturniveau lag bei 71/54°C. Die serielle Verschaltung von Kollektoren mit einfacher und doppelter Verglasung bildete die Basis für einen gemessenen spezifischen Jahresertrag von 614 kWh/m²_{Apertur}.

Gemeinsam haben diese kommunalen Wärmenetzintegrationen, dass sie üblicherweise Kollektorflächen zwischen 100 und 500 m² aufweisen, immer über einen Pufferspeicher verfügen und sehr ähnliche, teilweise bereits standardisierte Anlagenschemata aufweisen. Ausnahmen hinsichtlich Kollektorflächen stellen die Anlagen NW Eibiswald mit 2.450 m², NW Friesach mit 5.750 m² und NW St. Ruprecht mit 1.590 m² dar.

Beim Projekt Nahwärme Großklein (485 m² Bruttokollektorfläche) als auch beim Projekt Nahwärme Scharnstein (228 m² Bruttokollektorfläche) konnten dezentrale, solare Netzeinspeisungen umgesetzt werden.

3.1.3 Mikronetze

Wärmeverteilnetze werden Mikronetze genannt, wenn zumindest zwei räumlich 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 wurden 9 solarunterstützte Mikronetze untersucht und die Monitoringperiode ist für alle bereits beendet (siehe Abbildung 6). Bei den Projekten handelt es sich bei drei um solarthermische Integrationen in Wärmeversorgungsanlagen von Krankenhäusern, bei einer Anlage um die Einbindung in die Wärmeversorgung eines Tourismusbetriebes (Bundessportzentrum Faak), in 4 Fällen werden Wohnhausanlagen unterschiedlicher Größe (3 bis 19 Gebäude) versorgt und eine Anlage stellt einen Industriebetrieb dar (SFL technologies). Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der Projekte liegen zwischen 4% und 49%. Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 324 kWh/m²_{Apertur} bis 504 kWh/m²_{Apertur}.

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 57/33°C im einjährigen Messzeitraum beigetragen haben. Der gemessene spezifische Jahressolarertrag lag bei 504 kWh/m²_{Apertur}.

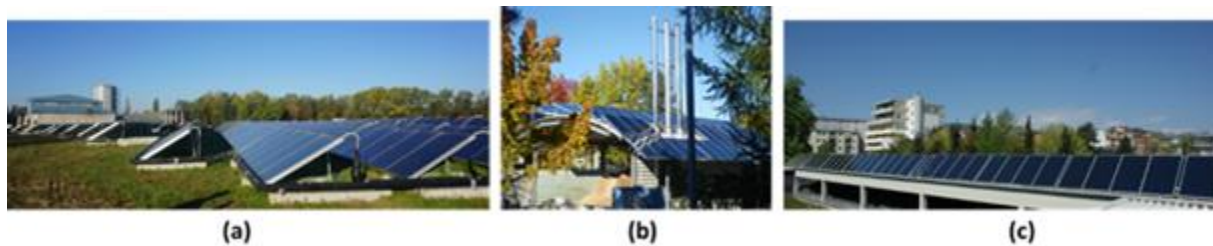


Abbildung 8: (a) Energie Graz Helios (2.000 m², 2.500 m³ druckloser Wasserspeicher, Einspeisung in Grazer Fernwärmenetz, SE: 577 kWh/m²a). (b) Nahwärme Maria Gail, (227m², 19 m³ Wasserspeicher, SD: 11%, SE: 614 kWh/m²a). (c) Krankenhaus der Elisabethinen, Graz (362 m², 20m³ Wasserspeicher SD: 49%, SE: 504 kWh/m²a); Bildquellen: AEE INTEC (a und c), NAH-WÄRME Maria Gail (b)

Die Kollektorflächen der wissenschaftlich begleiteten Projekte in der Sub-Kategorie Mikronetze liegen zwischen 100 und 1676 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.

3.2 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben

In diesem Themenbereich wurden 18 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei 15 Projekten abgeschlossen wurde. Neun Projekte befinden sich in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase, eines in der Monitoringphase. In diesem Themengebiet ist eine Kategorisierung schwer möglich, da die Betriebe und ihre Prozesse sehr unterschiedlich sind. Die 15 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase behandeln beispielsweise Solarwärmeintegrationen aus den Bereichen Metalloberflächenbehandlung, Fleischverarbeitung, Tierfutterherstellung sowie Holz Trocknung. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden diese auf zwei grundsätzliche Subkategorien aufgeteilt. 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.

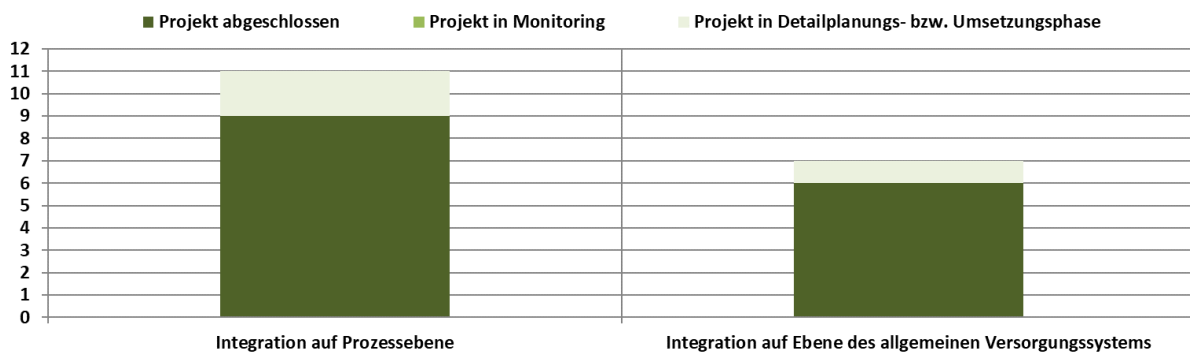


Abbildung 9: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Integration in industrielle Prozesse" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.2.1 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 sechs 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). Die bisherigen Arbeiten machten auch deutlich, dass in dieser Subkategorie große systemtechnische und dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich sind, weshalb eine Vergleichbarkeit der Projekte generell schwierig ist. In Abbildung 10 sind hierzu die spezifischen Solarerträge, die solaren Deckungsgrade und die Versorgungstemperaturen dargestellt. Betreffend die Versorgungstemperaturen kann gesagt werden, dass alle Projekte entweder zwei allgemeine Versorgungskreisläufe auf unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgen (Beschlägefabrik Julius Blum; Weizer Schafbauern) oder zusätzlich zum allgemeinen Versorgungskreislauf direkt einen Prozess auf einem tieferen Temperaturniveau bedienen (Holztrocknung Reich: Hackgutrocknung; Fleischwaren Berger: Warmwasser für Reinigung; Flughafen Innsbruck: Warmwasserbereitung für Restaurant; AVL: Einspeisung ins betriebliche Wärmenetz für Prozesswärme). Es ist ein deutlicher Zusammenhang zwischen spezifischem Solarertrag und Versorgungstemperaturniveau erkennbar.

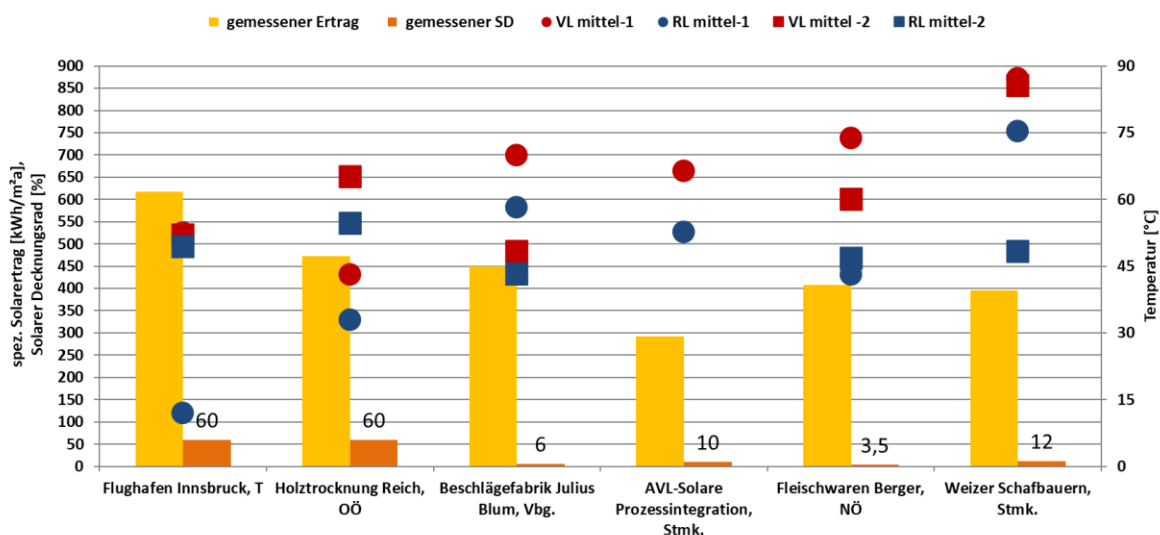


Abbildung 10: Durchschnittliche Versorgungsnetztemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von 6 Projekten der Kategorie „Solare Prozesswärme – Integration auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung des Produktionsbetriebs“

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „Weizer Schafbauern“ in Abbildung 12 (a) dargestellt. Die Solaranlage mit insgesamt 114 m² Bruttokollektorfläche speist dabei in einen 10 m³ großen Pufferspeicher, welcher Verbraucher auf drei verschiedenen Temperaturniveaus versorgt: 75/55°C (Raumheizung und andere Verbraucher), 98/56°C (Produktion) sowie 80/45°C (Warmwasserbereitung). Die Solarenergie wird hier in den zentralen Pufferspeicher eingeschichtet. Der spezifische

Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei $396 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}}$ bei einem solaren Deckungsgrad von 12%.

3.2.2 Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses

Vom Team der Begleitforschung werden 11 Projekte mit Solarwärmeeinspeisung auf der Ebene von spezifischen Prozessen (Tierfutterpelletierung, Trocknung in landwirtschaftlichen Bereichen) untersucht, wobei bei neun Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Zwei weitere Projekte sind noch in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase (siehe Abbildung 9). In diese Subkategorie fallen Anlagen mit deutlichen systemtechnischen Unterschieden. Daher ist auch hier eine Vergleichbarkeit der Projekte generell schwierig. In Abbildung 11 sind hierzu die spezifischen Solarerträge, die solaren Deckungsgrade und die Versorgungstemperaturen der sechs Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Bei den Anlagen Hackguttrocknung Mader, Regionalenergie Natters, Wührer Holz Trocknung, Steinwendner GmbH, Dachs handelt es sich um Anlagen mit Luftkollektoren. Die solar erwärmte Luft wird direkt für die Trocknung von Hackschnitzeln eingesetzt. Die Prozesstemperaturen liegen hier bei max. 39 °C . Es wurden keine Rücklauftemperaturen angegeben, da es sich um offene Systeme handelt. Die Anlagen „Hackguttrocknung Mader“, „Regionalenergie Natters“ und „Steinwendner“ verfügen über keine Nachheizung, daher liegt der solare Deckungsgrad bei 100 %. Die Anlage Schickmaier versorgt zwar u.a. auch einen Trocknungsprozess, dieser wird jedoch von klassischen Flachkollektoren und einen Luft-Wasser-Wärmetauscher versorgt.

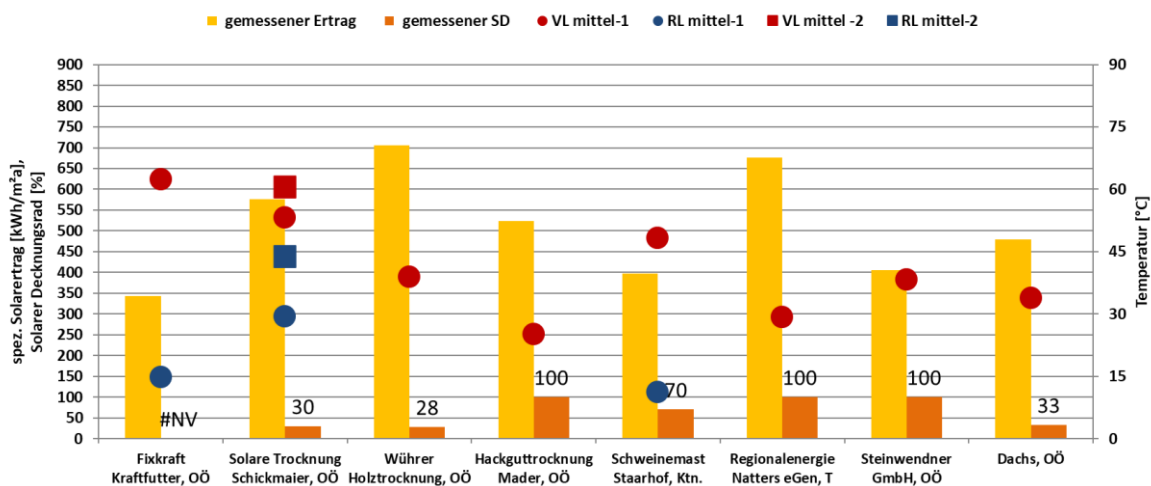


Abbildung 11: Durchschnittliche Versorgungsnetztemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von 8 Projekten der Kategorie „Solare Prozesswärme – Integration auf Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses“

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „Regionalenergie Natters“ in Abbildung 12 (b) dargestellt. Die Solaranlage mit insgesamt 219 m^2 Bruttokollektorfläche ist vollständig in das Dach der Trocknungshalle integriert. Es handelt sich hierbei um Solar-Luftkollektoren, die direkt die Trocknungsluft erwärmen. Es gibt keine Nachheizung vor Ort wodurch der solare Deckungsgrad bei 100% liegt. Der spezifische Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei $727 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}}$.



Abbildung 12: (a) Weizer Schafbauern, Stmk. (114 m², 10 m³ Wasserspeicher, SD: 12%, SE: 396 kWh/m²a). (b) Regionalenergie Natters, T. (219 m², SD: 100%, SE: 727 kWh/m²a); Bildquellen: AEE INTEC

3.3 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden

Von den 37 in der wissenschaftlichen Begleitung befindlichen Projekte aus der Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ wurde bei allen Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen. Die einzelnen Projekte sind hinsichtlich der zugrundeliegenden System- und Speichertechnik als auch hinsichtlich der angestrebten solaren Deckungsgrade sehr unterschiedlich. Wie in Abbildung 13 dargestellt, können diese grundsätzlich in 3 Sub-Kategorien unterschieden werden.

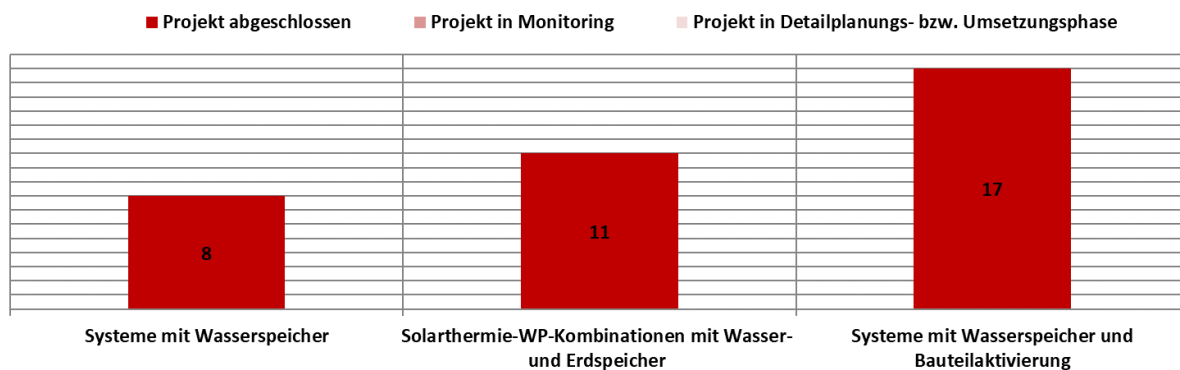


Abbildung 13: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden"

Wie oben bereits erwähnt, kann ein zentraler Unterschied dieser drei Sub-Kategorien in der Art des Energiespeichers als auch in der Art der Dimensionierung desselben gesehen werden. Abbildung 14 zeigt hier beispielsweise das durchschnittliche spezifische Speichervolumen für die jeweilige Sub-Kategorie. Hier sind sowohl die bei jeder Anlage installierten spezifischen Wasserspeichervolumen (in l/m²Bruttokollektorfläche) als auch die auf „warmes“ Wasseräquivalent umgerechneten Speicherkapazitäten der Bauteilaktivierung dargestellt. Hierzu wurden aus den konkreten Projekten der beiden Kategorien „Bauteilaktivierung“ und „Erdspeicher“ näherungsweise jeweils eine durchschnittliche Speicherkapazität berechnet und unter Berücksichtigung einer üblichen Temperaturdifferenz bei Wasserspeichern (30°C auf 95°C) das „warme“ Wasseräquivalent bestimmt. Somit können näherungsweise unterschiedliche Speichermaterialien unmittelbar in ihrer Kapazität miteinander verglichen werden.

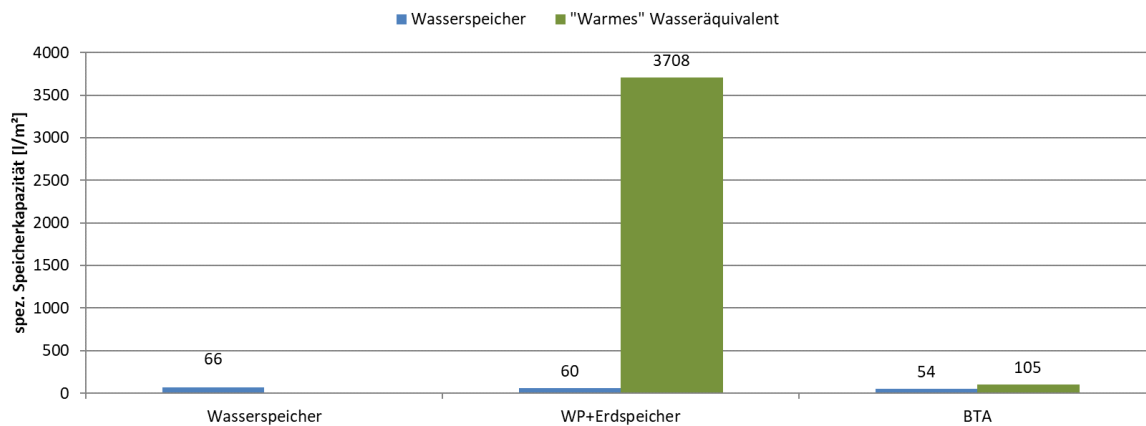


Abbildung 14: Durchschnittliche spezifische Speichervolumina für die unterschiedlichen Speicheransätze in den drei Sub-Kategorien (verfügbare Daten für 8 Projekte mit alleinigem Wasserspeicher, 12 Projekte mit zusätzlichem Erdspeicher und 17 Projekte mit zusätzlicher Bauteilaktivierung).

Diesen Ergebnissen nach ist die Dimensionierung der Wasserspeicher in allen drei Sub-Kategorien mit spezifischen Speichervolumen zwischen 54 und $66 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ sehr ähnlich. Die durchschnittliche spezifische Speicherkapazität durch die Betonkernaktivierung liegt auf Basis Wasseräquivalent bei $105 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ und bedeutet gemeinsam mit dem Wasserspeichervolumen $159 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ nutzbares Speichervolumen für die Solarthermieanlage. Die durchschnittliche spezifische Speicherkapazität durch die Erdspeicher liegt auf Basis Wasseräquivalent bei $3.708 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. Hierzu muss gesagt werden, dass die Dimensionierung des Erdspeichers einem saisonalen Ansatz unterliegt und als zentraler Dimensionierungsindikator die Funktion als alleinige Wärmequelle einer Wärmepumpe zugrunde liegt. Deshalb ist ein direkter Vergleich der spezifischen Erdspeichergrößen mit den beiden anderen Sub-Kategorien trotz Umrechnung auf Wasseräquivalent nicht unmittelbar möglich.

3.3.1 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%.

Es wurde für alle 8 Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (siehe Abbildung 13). Die messtechnisch bestimmten solaren Deckungsgrade liegen bei den sieben Projekten zwischen 11 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 Sternhotel Wolfurt, ein Hotel mit 71 Zimmer in Vorarlberg, mit 167 m^2 Bruttokollektorfläche und 5 m^3 Wasserspeicher in Abbildung 15 (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 mit durchschnittlich $66 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ eher geringe spezifische Speichervolumen. Daraus resultieren eher

längere Stagnationszeiten in den Sommermonaten. Die Bandbreite reicht hier von 38 bis $105 \text{ l/m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$.

3.3.2 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 elf Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Eine weitere Anlage befindet sich aktuell in der Detailplanungsphase (siehe Abbildung 13). Die messtechnisch bestimmten solaren Jahresdeckungsgrade liegen bei den elf abgeschlossenen Projekten zwischen 6 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 elf Projekte zwischen 14 und 65%. 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 2,19 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 Konzepte mit getrennten Erdspeicherabschnitten umgesetzt. Grundsätzlich zeigen sich die Systemkonzepte in dieser Sub-Kategorie als eher komplex und erfordern entsprechende Einstellungs- und Anpassungsarbeiten durch Experten in den ersten Betriebsmonaten.

Die Aufbauten der Erdspeicher sind durchwegs unterschiedlich. Von Speichermaterialkombinationen aus Beton und Erdreich über Kombinationen aus Sand und Erdreich bis hin zu reinen Erdreichspeichern reicht hier die Bandbreite. Verschieden ist auch der Ansatz der thermischen Aktivierung, die ein- oder mehrlagig sowohl in Beton, Sand als auch in Erdreich umgesetzt wurde. Überwiegend wurden die umgesetzten Erdspeicher gedämmt und zwar zum Gebäude hin (gesamte Grundfläche des Gebäudes) als auch auf den vertikalen Stirnseiten des Erdspeichers. Bei im freien Gelände verlegten Erdspeichern empfiehlt es sich ebenso Dämmmaßnahmen vorzunehmen. Minima und Maxima der erreichten Erdspeichertemperaturen reichen im August von 10 bis 46°C (über alle Anlagen mit verfügbaren Erdspeichertemperaturen durchschnittlich 26°C) und im Jänner von -1 bis 19°C (über alle Anlagen mit verfügbaren Erdspeichertemperaturen durchschnittlich 9°C).

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Trotec Büro- und Fertigungsareal (Lasertechniken zum Gravieren, Schneiden und Markieren) in Marchtrenk, Oberösterreich, mit 160 m^2 Bruttokollektorfläche, 3 m^3 Wasserspeicher und 2.700 m^2 Erdspeicher (unter dem Gebäude) in Abbildung 15 (b) dargestellt. Der spezifische Jahresertrag des Solarsystems betrug im Messjahr $695 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertura}}$, wobei mit $628 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertura}}$ ein überwiegender Anteil in den Erdspeicher zur indirekten Nutzung (Quellseite der Wärmepumpe) eingebracht wurde. Der direkte solare Jahresdeckungsgrad (Teil der Solarenergie, der unmittelbar zur Abdeckung des Wärmeverbrauchs und nicht zur Anhebung der Quelltemperatur der Wärmepumpe verwendet wurde) liegt bei 6,3%. Der

indirekte solare Jahresdeckungsgrad (Teil der Solarenergie, der zur Anhebung der Quelltemperatur der Wärmepumpe verwendet wurde) liegt bei 41%. Wie unschwer zu erkennen ist, wurde in diesem Projekt aus verschiedenen Gründen die Bedienung der Quellseite der Wärmepumpe mit der Solaranlage forciert. Dies bringt zwar sehr hohe spezifische Solarerträge durch die vergleichsweise geringen Temperaturniveaus zur Beladung des Erdspeichers, bedingt aber nur geringe unmittelbare Substitution von Betriebszeiten der Wärmepumpe. Die gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe beträgt 4,4. Dieses Beispiel zeigt deutlich die Komplexität der Problemstellung der Optimierung der Betriebsmodi (direkte vs. indirekte Nutzung des Solarthermieertrags) und ist damit typisch für diese Sub-Kategorie.

3.3.3 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 Konzeptansätze bei spezifischen Solarerträgen zwischen 228 und 426 kWh/m²_{Apertur} grundsätzlich problemlos erreicht.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „SST Holding GmbH“ in Nenzing, Vorarlberg, ein neu errichtetes Betriebsgebäude mit Büro- und Produktionsräumlichkeiten in Abbildung 15 (c) dargestellt. 276 m² Bruttokollektorfläche in Verbindung mit einem 5 m³ Wasserspeicher und 300 m³ Bauteilaktivierung der Fundamentplatte ermöglichten im Jahr der wissenschaftlichen Begleitung einen solaren Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von beachtlichen 85%. Trotz der bewussten Auslegung des Solarsystems auf einen hohen solaren Deckungsgrad und des in diesem Projekt sehr geringen Warmwasserbedarfs liegt der spezifische Solarertrag bei 426 kWh/m²_{Apertur}. Der Erdkoffer unter der Bodenplatte ist bis in 4 Meter Tiefe seitlich mit XPS gedämmt und wird gezielt mit Hilfe der thermischen Aktivierung der Bodenplatte erwärmt. Auf diese Weise kann Wärme bis in die Übergangszeit hinein verschoben werden.

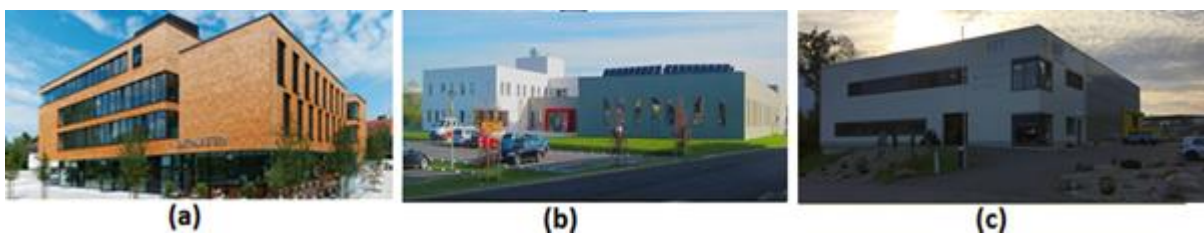


Abbildung 15: (a) Sternenhôtel Wolfurt, Vbg. (167m², 5m³ Wasser; SD: 15%, SE: 356 kWh/m²a). (b) Trotec Büro- und Fertigungsareal, OÖ (160m², 3m³ Wasser; 2.700m² Erdspeicher, SD: 6,3% (ohne indirekte Solarerträge in den Erdspeicher), SE: 695 kWh/m²a). (c) SST Holding GmbH, Vbg. (276m², 5m³ Wasser; 300m³ Bodenplatte, SD: 85%, SE: 426kWh/m²a); Bildquellen: AIT (a und b), AEE INTEC (c)

Aufgrund der Zielsetzung hohe solare Jahresdeckungsgrade zu erreichen, werden die Kollektorflächen in dieser Sub-Kategorie auf den Raumheizungsbedarf ausgelegt, was, sofern keine Wärmeauskopplung andere Anwendungen (Prozesswärme, Nachbargebäude, thermische Kältemaschine, etc.) erfolgt, Stagnationszeiten im Sommer und eher geringere spezifische Solarerträge mit sich bringt. Werden die Bauteilmassen (Fundamentplatte, Decken, etc.) konsequent aktiviert, kann von einer Wärmespeicherung über maximal ein

bis zwei Wochen ausgegangen werden. Voraussetzung für die Funktion des Betriebs ist, dass Schwankungen in der Raumtemperatur von wenigen Kelvin seitens des Betreibers zugelassen werden. Die Vorteile dieses Konzepts werden verstärkt, wenn der aktivierte Bauteil gleichzeitig auch das Wärmeabgabesystem darstellt. Das heißt, 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.

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

Bisher verblieben in diesem generell nicht so stark nachgefragten Themenbereich vier Projekte in der wissenschaftlichen Begleitung, wobei diese bereits bei allen 5 Projekten abgeschlossen wurde. 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 16). Die Art und Weise der Wärmeeinspeisung für Raumheizung und Warmwasserbereitung wird dabei nicht unterschieden.

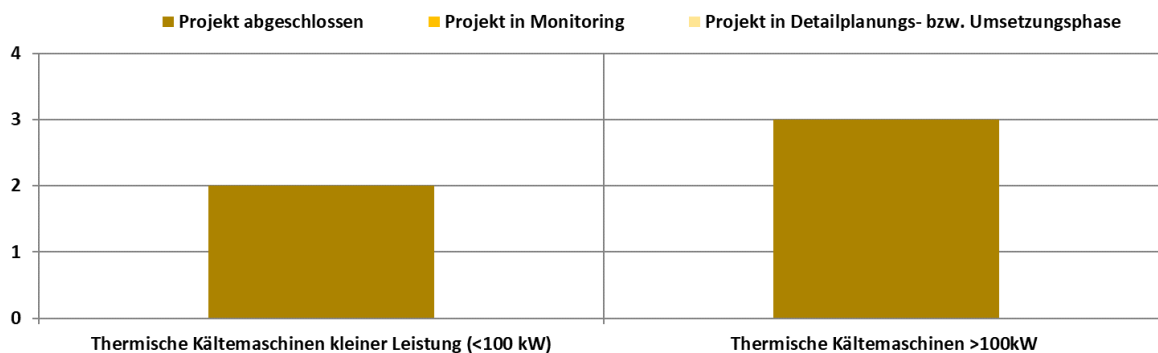


Abbildung 16: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solares Kühlen" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.4.1 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen über 100 kW

Die wissenschaftliche Begleitung wurde in dieser Sub-Kategorie für alle Projekte (Pumpenfabrik Kral, AVL II+III) abgeschlossen (Abbildung 16). In allen 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 thermische und elektrische Jahresarbeitszahl der Kältemaschine.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „AVL II+III“ dargestellt (siehe Abbildung 17(a)). Eine Bruttokollektorfläche von insgesamt 1.879 m² doppelt abgedeckten Flachkollektoren wurde auf den Dächern des Betriebsstandorts in

Graz montiert. Diese speisen in einen 70 m³ großen Pufferspeicher und versorgen von dort entweder die 650 kW große Absorptionskältemaschine oder das allgemeine Firmenwärmenetz. Die thermische Kältemaschine bildet in dieser Anlage gemeinsam mit bestehenden 3 MW großen Kompressionskältemaschine ein hybrides Kälteversorgungskonzept. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtkältebedarf liegt bei beachtlichen 6%, in den Sommermonaten lag der solare Deckungsgrad bei über 10% des Gesamtkältebedarfs. Der spezifische Solarertrag lag bei 321 kWh/m²_{AperturA} für AVL II und bei 395 kWh/m²_{AperturA} für AVL III. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein SPF_{thermisch} von 0,75 erreicht. Insgesamt zeigte die Anlage ein sehr zufriedenstellendes Betriebsverhalten.

3.4.2 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. 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 vergleichsweise 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 17(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_{AperturA}. 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.



Abbildung 17: (a) AVL, Stmk. (1.879 m², 70m³, SD_{kälte}: 6%, SE: 321 bzw. 395 kWh/m²a; SPF_{th.}: 0,75). (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 Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen

Diese Kategorie wurde im Programmjahr 2018 neu eingeführt, da sich in den Jahren davor die Systemkombination von Solarthermie und Wärmepumpen verstärkt eingereicht wurde. Voraussetzung für eine Einreichung in dieser Kategorie ist ein direkter Zusammenhang zwischen der thermischen Solaranlage und der Wärmepumpe. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung entschied man sich, eine Subkategorisierung nach Wärmepumpenquelle vorzunehmen (vgl. Abbildung 18). Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit und thematischen Zuordnung sind in Abbildung 18 auch Anlagen vertreten, welche ursprünglich im Themenfeld „Neue Technologien und innovative Ansätze“ eingereicht wurden (vgl. Kapitel 3.6).

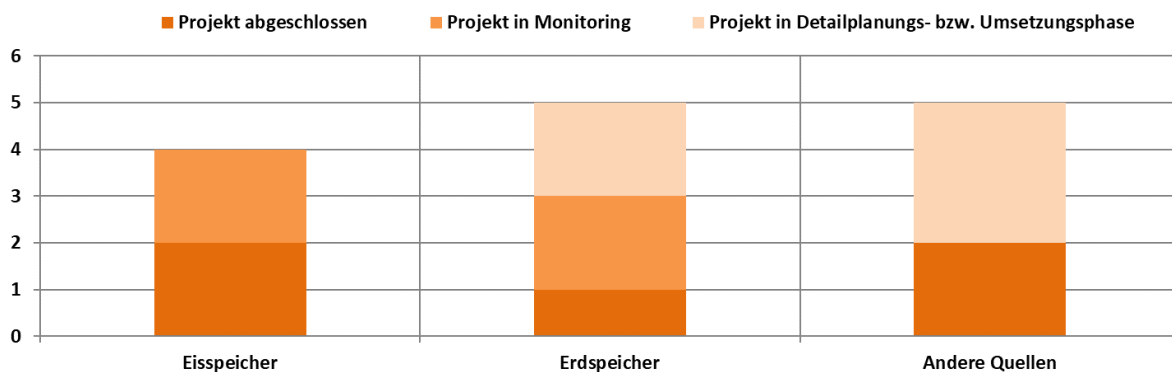


Abbildung 18: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.5.1 Eisspeicher

Für 2 Anlagen konnte die wissenschaftliche Begleitforschung (Audio Tuning Vertriebs GmbH und Logistikzentrum IKEA) bereits abgeschlossen werden, die Anlagen Wiegert Fresh Convenience GmbH und Anton Paar GmbH befinden sich in der Monitoringperiode. Die Anlagen haben Eisspeichervolumina zwischen 500 und 1468 m³ und Kollektorflächen zwischen 290 und 1340 m². Die Anlagen verfügen über ein grundsätzlich standardisiertes Systemkonzept, welches eine gleichzeitige Wärme- und Kälteversorgung von Objekten ermöglicht. Für alle Anlagen ist dies essentiell, da am Standort ganzjährig gekühlte Gebäudebereiche vorhanden sind.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt Logistikzentrum IKEA dargestellt (Abbildung 19). Eine Bruttokollektorfläche von 1.340 m² wurde am Bestandsdach in Form von Absorbermatten-Bündel (vgl. Abbildung 23) montiert. Diese

dienen als Quelle für Sole-Wasser-Wärmepumpen, für die Regeneration des Eisspeichers sowie als Rückkühler bei aktiver Kühlung durch die Wärmepumpen. Der gemessene spezifische Solarertrag liegt bei $320 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}}$, wobei diese Energie 70% des quellseitigen Bedarfs der Wärmepumpen decken konnte. Die restlichen 30% kamen aus dem Eisspeicher. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der Wärmepumpen wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein $\text{SPF}_{\text{elektrisch}}$ von ca. 3,6 mit dem Eisspeicher als Quelle bzw. ca. 4 mit der Solaranlage als Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpen erreicht. Das System wird zusätzlich um eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe ergänzt, welche einen Brunnen als Quelle nutzt. Diese erreichte einen $\text{SPF}_{\text{elektrisch}}$ von ca. 4,3.



Abbildung 19: Links: Ansicht des IKEA Logistikzentrums im 21. Wiener Gemeindebezirk. Im hinteren Dachbereich sind die Absorbermatten, davor eine PV-Anlage mit 1MWp. Rechts: Eindrücke aus der Errichtungsphase des Eisspeichers. Bildquellen: IKEA

3.5.2 Erdspeicher

Die Systemarchitektur dieser Anlagen deckt sich grundsätzlich mit jenen in Kapitel 3.3.2. Dies ist der historischen Entwicklung innerhalb des Förderprogramms geschuldet. Neu an vier der sechs Anlagen ist, dass als Kollektortechnologie PVT- bzw. Hybridkollektoren eingesetzt werden (vgl. Kapitel 3.6.2). Auffallend ist die im Vergleich zu der versorgten Brutto-Grundfläche des Gebäudes sehr geringe Kollektorfläche bei PVT-Systemen. Für eine dieser Anlagen war zum Zeitpunkt der Berichtserstellung die Monitoringperiode bereits beendet, zwei Projekte befanden sich in der Monitoringperiode und zwei weitere waren noch in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase.

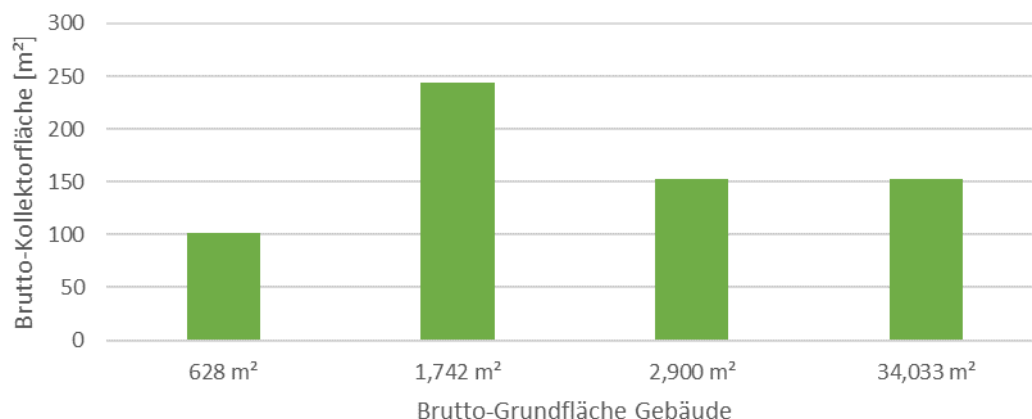


Abbildung 20: Vergleich der installierten Brutto-Kollektorfläche Hybridkollektoren mit der Brutto-Grundfläche des versorgten Gebäudes

3.5.3 Andere Quellen

In diese Sub-Kategorie fallen aktuell fünf Anlagen. Bei der einen Anlage handelt es sich um das Fußballzentrum Tivoli in Innsbruck, welche die Aufenthaltsräume und Garderoben der Sportanlage mit Wärme versorgt und den beträchtlichen Warmwasserbedarf für die Duschen nach Trainings bzw. Spielen zur Verfügung stellen muss. Dies wird mit einer Kombination von zwei Wärmepumpen und der Solaranlage erreicht. Die Solaranlage beliefert sowohl den Niedertemperaturpuffer als auch den Hochtemperaturpuffer. Aus dem Niedertemperaturpuffer werden einerseits die Heizkreise versorgt, andererseits dient er auch als Quelle für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe, welche den Hochtemperaturpuffer nachheizt. Bei nicht ausreichend vorhandener Solarenergie wird der Niedertemperaturpuffer mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe erwärmt. Für dieses System wurde die Monitoringperiode bereits abgeschlossen. Leider kam es im Betrachtungszeitraum zu einem vollständigen Ausfall der Solaranlage in den einstrahlungsreichen Monaten aufgrund eines fehlerhaften Ventils, das lange nicht entdeckt werden konnte. Dadurch musste die Luft-Wasser-Wärmepumpe für die Quellregeneration der Wasser-Wasser-Wärmepumpe weit über das geplante Maß hinaus arbeiten.



Abbildung 21: Spielfeld mit neu errichteter Tribüne im Hintergrund, am Dach die Solaranlage. Im Hintergrund das Tivoli Stadion (Quelle: AEE INTEC)

Die Anlage BG Graspöckner nutzt ein Erdsondenfeld als Quelle, welches mit solarem Überschuss im Sommer regeneriert wird. Bei der Anlage Garten der Generationen werden als Wärmepumpenquelle Tiefensonden mit einem Anergienetz kombiniert und das Sanierungsprojekt Konwitschka hat Quelle ebenfalls Tiefensonden – allerdings ohne Anergienetz – geplant. Die Anlage Sportarena Wien hat einerseits ein Sondenfeld als Quelle und andererseits eine PVT-Anlage.

3.6 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 elften Programmjahres entfielen 19 der 114 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte auf diesen Themenbereich.

Wie zu erwarten war, sind die Einreichungen in diesem Themengebiet sehr unterschiedlich und reichen von einigen Projekten zur solarthermischen Bauteilaktivierung über Luftkollektoranwendungen, einen gebäudeintegrierten, ungedeckten Solarmetallabsorber bis hin zu Projekten mit ungedeckten Absorbermatten in Verbindung mit Eisspeichern sowie PVT-Kollektoren. Eine thematisch klare Zuordnung und Kategorisierung sind aus diesem Grund schwierig. Für die weitere Bearbeitung wurden drei übergeordnete Kategorien („Solare Bauteilaktivierung“, „Alternative Kollektortechnologien“ und „Spezifische Anwendungen“) definiert, wobei acht Projekte auf die „Solare Bauteilaktivierung“, 10 Projekte auf „Alternative Kollektortechnologien“ und ein Projekt auf „Spezifische Anwendungen“ entfallen (Abbildung 22).

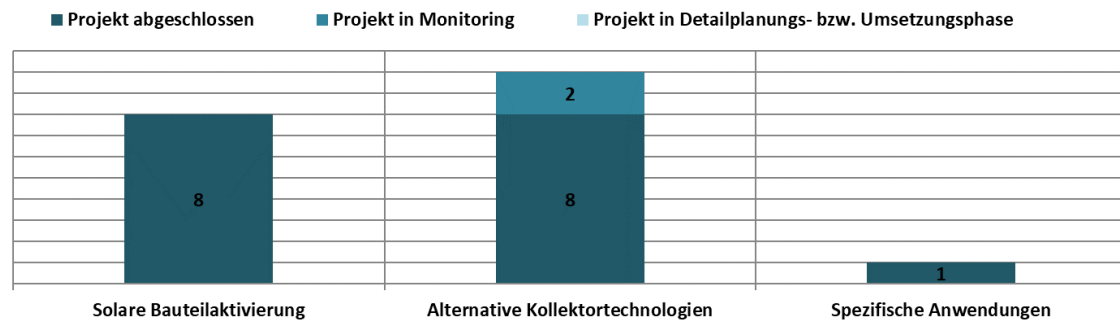


Abbildung 22: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.6.1 Solare Bauteilaktivierung

Inzwischen ist Bauteilaktivierung als Speichertechnologie am Markt angekommen. Dies ist auch daran erkennbar, dass im Programmjahr 2016 das letzte Mal Anlagen mit Bauteilaktivierung im Themenfeld „Neue Technologien und innovative Ansätze“ eingereicht wurden. In den darauffolgenden Jahren wurden Systeme mit Bauteilaktivierung entweder im Themenfeld „Hohe solare Deckung“ oder „Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen“ eingereicht und gefördert.

Für alle 8 Projekte dieser Sub-Kategorie wurde die Monitoringperiode bereits beendet. Thematisch passen alle Projekte perfekt in die Kategorie „Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden“, sodass die übergeordneten Ergebnisse dort dargestellt wurden (vgl. Kapitel 3.3.3).

3.6.2 Alternative Kollektortechnologien

Auf diese Sub-Kategorie entfielen bisher 14 Projekte mit sehr unterschiedlichen Kollektortechnologien. Von ungedeckten Metallabsorbern über Absorbermatten bis hin zu abgedeckten Luftkollektoren sowie PVT-Kollektoren reicht aktuell die Technologiebandbreite. Nachfolgend werden die Projekte hinsichtlich der sehr vielfältigen Anwendungskonzepte und Anlageneckdaten kurz vorgestellt. Zwei dieser Projekte befinden sich in der Monitoringperiode und für 11 Projekte konnte die Monitoringperiode bereits abgeschlossen werden.

Absorbermatten

Im Programmjahr 2016 wurde erstmals ein Projekt mit Eisspeicher eingereicht und in den darauffolgenden Jahren kamen weitere Anlagen dazu. Das Systemkonzept ist in allen Fällen ähnlich: Der Eisspeicher dient als zentrale, verlässliche Energiequelle für eine oder mehrere

Wärmepumpen bzw. als Senke für freie Kühlung und aktive Kühlung. Als Kollektortechnologie werden Absorbermatten-Bündel (Abbildung 23) eingesetzt, die gleichzeitig als Luft-Wärmetauscher genutzt werden können. Die solare Energie wird entweder als direkte Quelle für die Wärmepumpe oder für die Regeneration des Eisspeichers genutzt. In den Sommermonaten wird die Solaranlage primär als Rückkühler verwendet, da durch freie und aktive Kühlung der Eisspeicher bereits ausreichend regeneriert werden kann. Thematisch werden derartige Systeme in der Kategorie „Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen“ betrachtet (Kapitel 3.5.1).



Abbildung 23: Absorbermatten-Bündel (Quelle: Ökoplan Energiedienstleistungen GmbH)

Luftkollektoren

Nach der ersten Luftkollektoranlage im Programmjahr 2013, nahm diese Kollektortechnologie ab dem Programmjahr 2016 deutlich an Fahrt auf. Die Anlagen weisen Kollektorflächen zwischen 110 und 1178 m² auf und wurden zunächst primär für die Trocknung von Biomasse (meist Hackgut) eingesetzt. Im Programmjahr 2019 wurden erstmals Anlagen für die Trocknung auch anderer landwirtschaftlicher Güter wie Heu (lose und Ballen), Getreide, Leguminosen, Kräuter, etc. zusätzlich zur Trocknung von Biomasse eingereicht.

Thematisch werden diese Anlagen in der Kategorie „Solare Prozesswärme – Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses“ in Kapitel 3.2.2 behandelt.

PVT-Kollektoren

Ab dem Programmjahr 2019 erlebten die PVT-Kollektoren einen neuen Aufschwung, nachdem im Programmjahr 2013 die erste solare Großanlage, damals in Kombination mit klassischen Flachkollektoren, eingereicht und wissenschaftlich begleitet wurde. Diese strom- und wärmeerzeugenden Hybridkollektoren ersetzen nun zunehmend klassische Flachkollektoren in Systemen mit Wärmepumpen-Erdspeicher-Kombinationen. Das im Vergleich zu klassischen Kollektortechnologien geringere Temperaturniveau passt perfekt zur Regeneration des Erdspeichers und der erzeugte Strom kann direkt für den Betrieb des Energieerzeugungssystems genutzt werden. Bei einer Anlage werden Hybridkollektoren mit Hochleistungs-Flachkollektoren in Serie geschaltet, sodass flächeneffizient Strom- und Wärmeerzeugung und Energie auf höherem Temperaturniveau für die Versorgung eines Hotelbetriebs (Küche, Raumwärme, Wellnessbereich) möglich wird. Bei diesem Projekt und zwei weiteren ist die Monitoringphase abgeschlossen, 2 Projekte befinden sich in der Monitoringperiode und zwei in der Umsetzungsphase.

Thematisch werden alle Anlagen mit Wärmepumpen in der entsprechenden Kategorie (Kapitel 3.5) behandelt. Das System mit der Kaskadierung von Hybrid- und Hochleistungsflachkollektoren verbleibt in Kapitel 3.6. Hier kann als Ergebnis festgehalten werden, dass im Zuge des Anlagenbetriebs eine andere Regelungsstrategie im Vergleich zu Planungsphase umgesetzt wurde. Die Kaskadierung der beiden Kollektortechnologien wurde praktisch nie verwendet. Stattdessen wurden die PVT-Kollektoren zur Beheizung des Pools und die Flachkollektoren für die Warmwasserbereitung des Hotelbetriebs eingesetzt.

3.6.3 Spezifische Anwendungen

In dieser Sub-Kategorie wurde bisher ein Projekt, und zwar das Vorhaben „Ökofaktur Christandl“ in der Steiermark, behandelt. Konkret wurde bei diesem Projekt eine 50 m² große Solaranlage (2-fach abgedeckter Kollektor) in den Herstellungsprozess von landwirtschaftlichen Produkten eingebunden. Die Anlage versorgt zwei Fruchtkocher, einen Gebläsekonvektor für Trocknung, eine aktivierte Bodenplatte für Raumwärme und ein Frischwassermodul. In der Monitoringperiode konnten 99,8% solare Deckung bei einem spezifischen Solarertrag von 447 kWh/m²_{Apertur} erreicht werden. Der als Nachheizung vorgesehene elektrische Heizstab (12 kW) war de facto nie in Betrieb.

4 Kennzahlen im Anlagenvergleich

Von den insgesamt in den Programmjahren 2010 bis 2021 im Begleitforschungsprogramm verbliebenen 114 Projekten konnte zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bei insgesamt 97 Anlagen die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen werden. Eine Übersicht der Projekte mit abgeschlossener Begleitforschung nach Größe der Bruttokollektorfläche und Anwendungsbereich ist in Abbildung 24 dargestellt. Für den aggregierten Bericht wurden einige Anlagen aus dem Themenfeld „Neue Technologien und innovative Ansätze“ in die thematisch passenden Anwendungsbereiche verschoben (vgl. Kapitel 3.6). Aus diesem Grund werden beispielsweise 3 Anlagen mit Kollektorflächen unter 100 m² in der Anwendungskategorie „Hohe solare Deckungsgrade“ gelistet. Zusätzlich zum Anlagennamen ist das Jahr der Fördereinreichung angegeben.

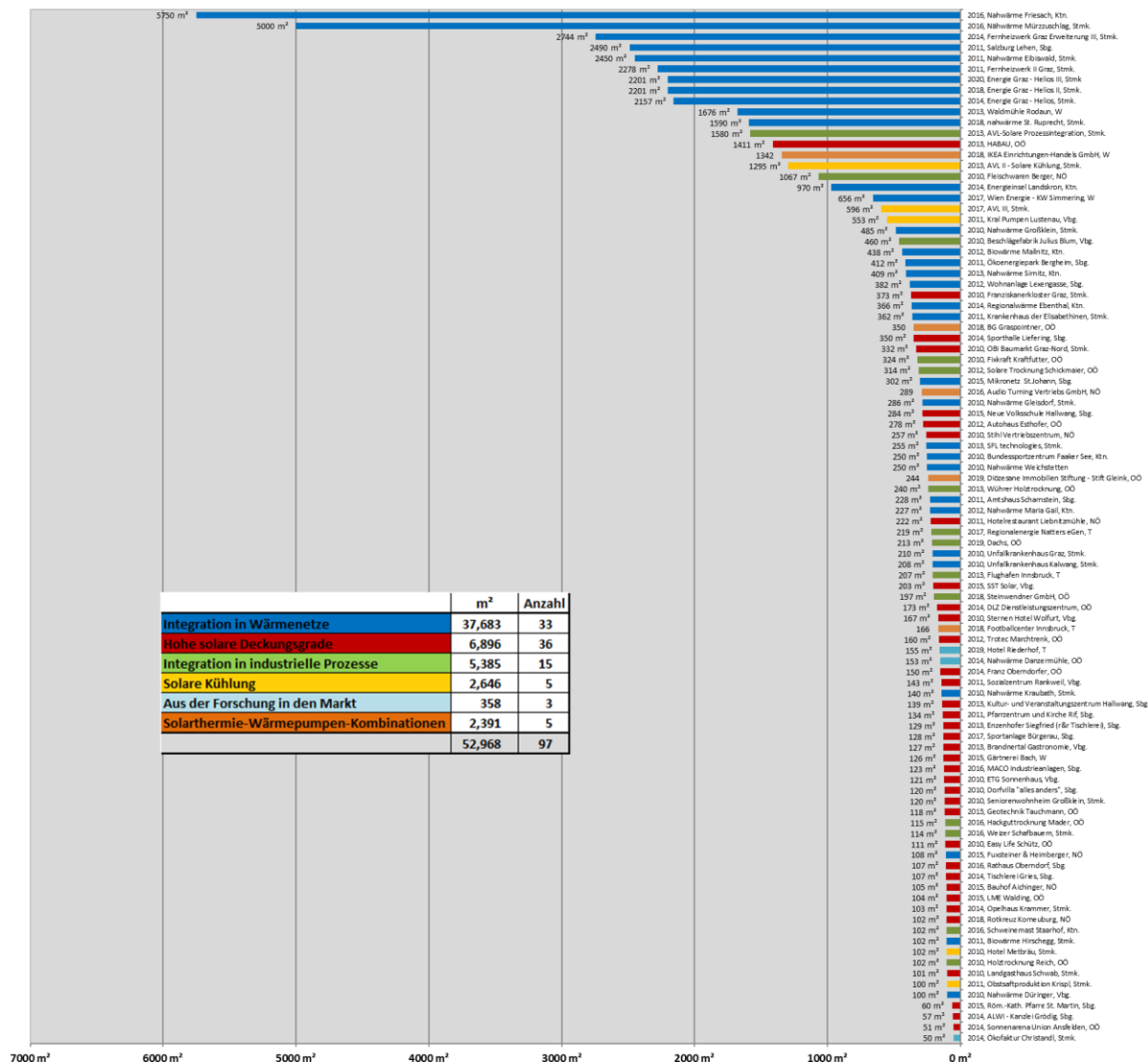


Abbildung 24: Darstellung der 97 Projekte aus dem Begleitforschungsprogramm mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach Größe der Bruttokollektorfläche und Anwendungsbereich (farbige Kennzeichnung).

In den nachfolgenden Abbildungen werden die zwei wichtigen Kennzahlen für solarthermische Anlagen „Spezifischer Solarertrag“ und „Solarer Deckungsgrad“ in Überblicksgrafiken für die 97 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 25) 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 laufend verbesserten Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2021). 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 97 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 25 wurden nun die im Rahmen der einjährigen Monitoringphase gemessenen Wärmeverbräuche für 82 Anlagen mit den Verbrauchswerten aus der Prognose in der Planungsphase (Einreichunterlagen zum Erhalt der Förderung) verglichen. Nicht bei allen Anlagen war es systembedingt möglich einen Verbrauch zu messen. Aufgrund der großen Bandbreite der Verbräuche wurde eine logarithmische Darstellung gewählt. Deutlich wird, dass erhebliche Abweichungen auftraten. Bei 11 Projekten kam es zu einem Mehrverbrauch zwischen 20 und 50%, bei 12 Projekten lag der Mehrverbrauch über 50% gegenüber der Prognose. Bei einem dieser Projekte überstieg der reale Wärmeverbrauch die Prognose sogar um den Faktor 10, was in diesem Fall auf die Versorgung von nicht erwarteten Wärmekunden zurückzuführen ist.

Wie Abbildung 25 zu entnehmen ist, wurde in vielen Fällen auch ein geringerer Verbrauch als prognostiziert gemessen: bei 24 Projekten wurde ein Minderverbrauch zwischen 20 und 50% festgestellt, bei weiteren 10 Projekten lag der tatsächliche Verbrauch sogar unter der Hälfte gegenüber der Prognose. 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.

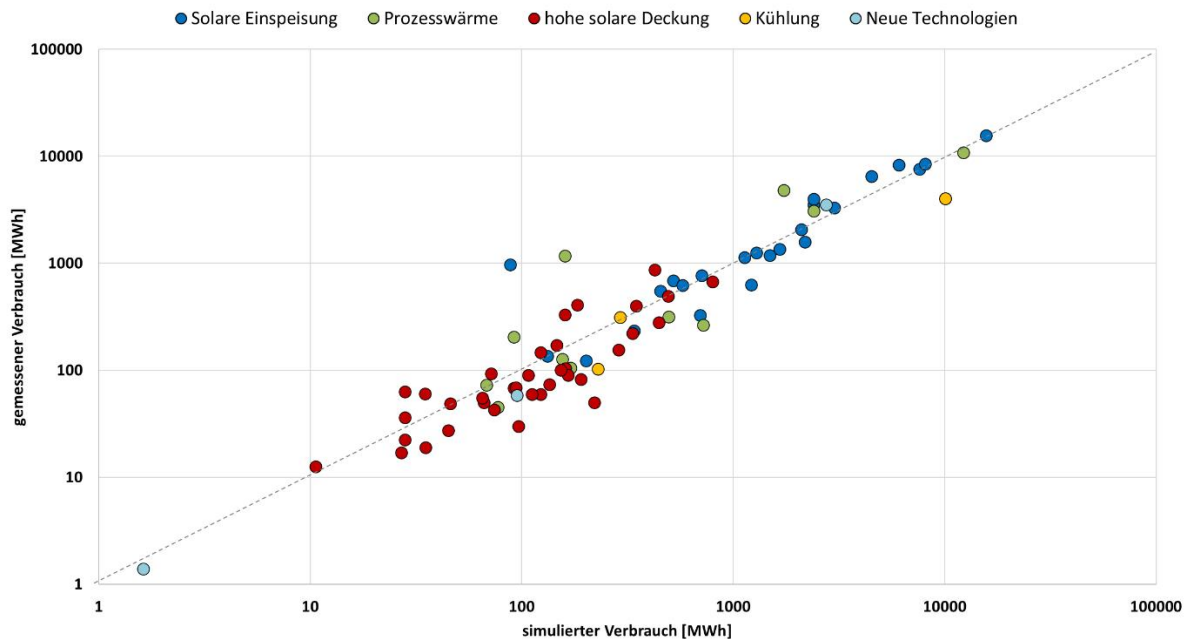


Abbildung 25: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (für 82 Projekte verfügbar) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen aus der Fördereinreichung für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.

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 97 Anlagen mit abgeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 26 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. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind Unterschiede in der Einstrahlungsleistung zwischen Messjahr und den in der Ertragsprognose zugrundeliegenden Klimadaten.

Bei 50 Projekten konnte der prognostizierte spezifische Ertrag erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei 11 Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 10%), bei 36 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 97 Anlagen liegt der spezifische Ertrag bei $393 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}\bar{a}}$, was ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die höchsten durchschnittlichen Erträge nach Themenbereichen (farblich kodierte, horizontale Linien) liegen zwischen $460 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}\bar{a}}$ (Themengebiet „Integration in industrielle Prozesse“) und $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}\bar{a}}$ im Themengebiet „Hohe solare Deckungsgrade“. Der durchschnittliche Ertrag für das Themengebiet „Neue Technologien“ liegt zwar mit $332 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}\bar{a}}$ noch darunter, doch sind hier nur drei Anlagen vorhanden. Zusätzlich ist aufgrund der großen System- und Anwendungsunterschiede eine Mittelwertbildung der Messergebnisse nicht wirklich belastbar. Aufgrund der verwendeten Kollektortechnik, der erreichten solaren Jahresdeckungsgrade und anderer projektspezifischer Rahmenbedingungen sind die Unterschiede zwischen den Anwendungskategorien größtenteils erklärbar. Zu berücksichtigen bleibt, dass zahlreiche Optimierungsmaßnahmen (siehe Kapitel 6) innerhalb der einjährigen Monitoringphase getätigt wurden und somit im Messjahr noch nicht zur Gänze Berücksichtigung fanden.

Der höchste spezifische Ertrag wurde mit $715 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}\bar{a}}$ im Projekt „Regionalenergie Natters“ von einer Luftkollektoranlage, deren Solarertrag direkt – ohne Nutzung einer Speichertechnologie – für die Trocknung von Hackschnitzel verwendet wurde.

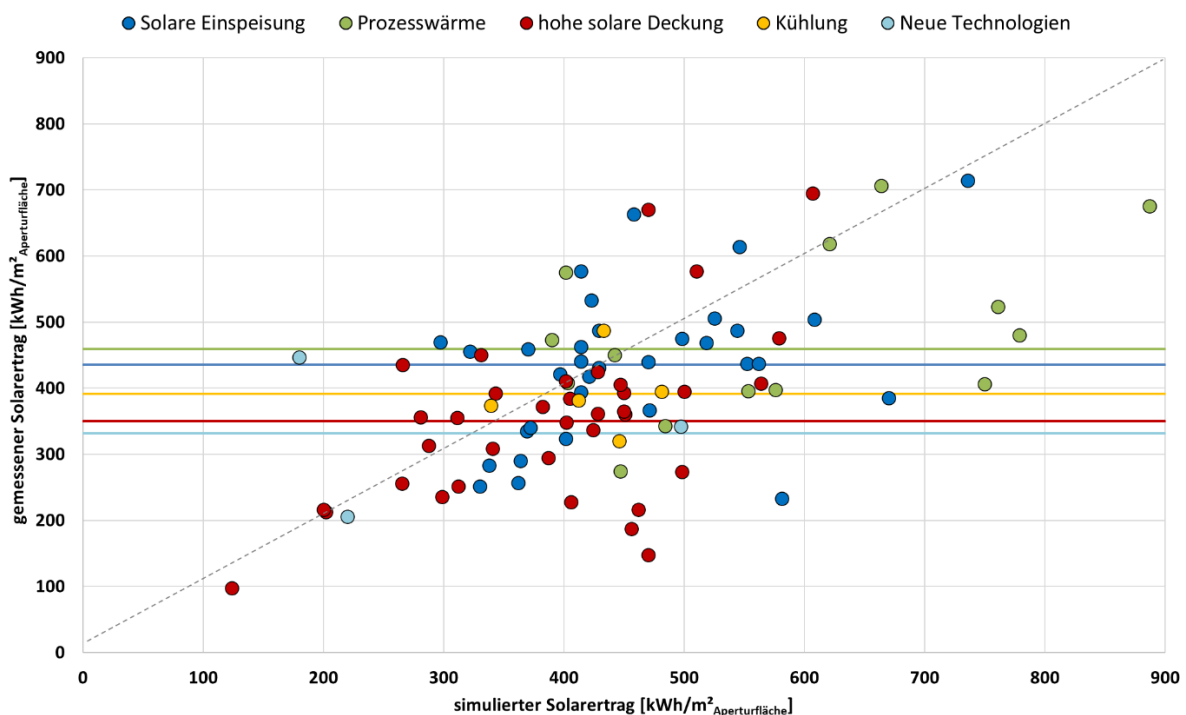


Abbildung 26: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 97 Projekte verfügbar).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in Bezug auf die gemessenen spezifischen Solarerträge die Anlagen überwiegend eine gute Funktionalität aufweisen. Andererseits besteht bei einzelnen Anlagen aber auch noch Verbesserungspotenzial.

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 Wärme-Inputs bzw. Wärme-Outputs 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. Bei Wärmeversorgungssystemen mit Kopplungen zwischen Solarthermieranlagen und Wärmepumpen wurde im dargestellten solaren Deckungsgrad nur jener Energieanteil berücksichtigt, der direkt (von Verbrauchern) genutzt wird. Indirekte solare Inputs auf der Verdampferseite der Wärmepumpe wurden in der gegenständlichen Darstellung nicht berücksichtigt. Insbesondere Eisspeichersysteme nutzen den solaren Ertrag ausschließlich auf der Quellseite der Wärmepumpe, wodurch für diese Systeme nach obiger Definition kein solarer Deckungsgrad gemessen werden kann.

Die in Abbildung 27 dargestellten solaren Deckungsgrade für 82 Anlagen zeigen eine enorme Bandbreite (Messwerte als auch Prognosewerte), die basierend auf Messwerten zwischen 100% („Baumarkt Aichinger“, „Hackgutttrocknung Mader“, „Regionalenergie Natters“, „Trocknungsanlage Reifeltshammer“) und 1,5% („Biowärme Mallnitz“) 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“ meist die Winterlast. Derartig unterschiedliche Dimensionierungsansätze heruntergebrochen auf den Jahresdeckungsgrad ergeben dann die vorhin genannte große Bandbreite.

Bei 60 Projekten konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei 15 Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 15%), bei 8 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 82 Projekte konnte ein durchschnittlicher solarer Deckungsgrad von 33% erreicht werden.

Die Anlagen zeigen grundsätzlich eine gute Funktionalität, die doch deutlichen Unterschiede zwischen Prognose und Messung des solaren Deckungsgrades bei 8 Projekten (ca. 10% der Anlagen) weisen aber auch auf gewisses Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.

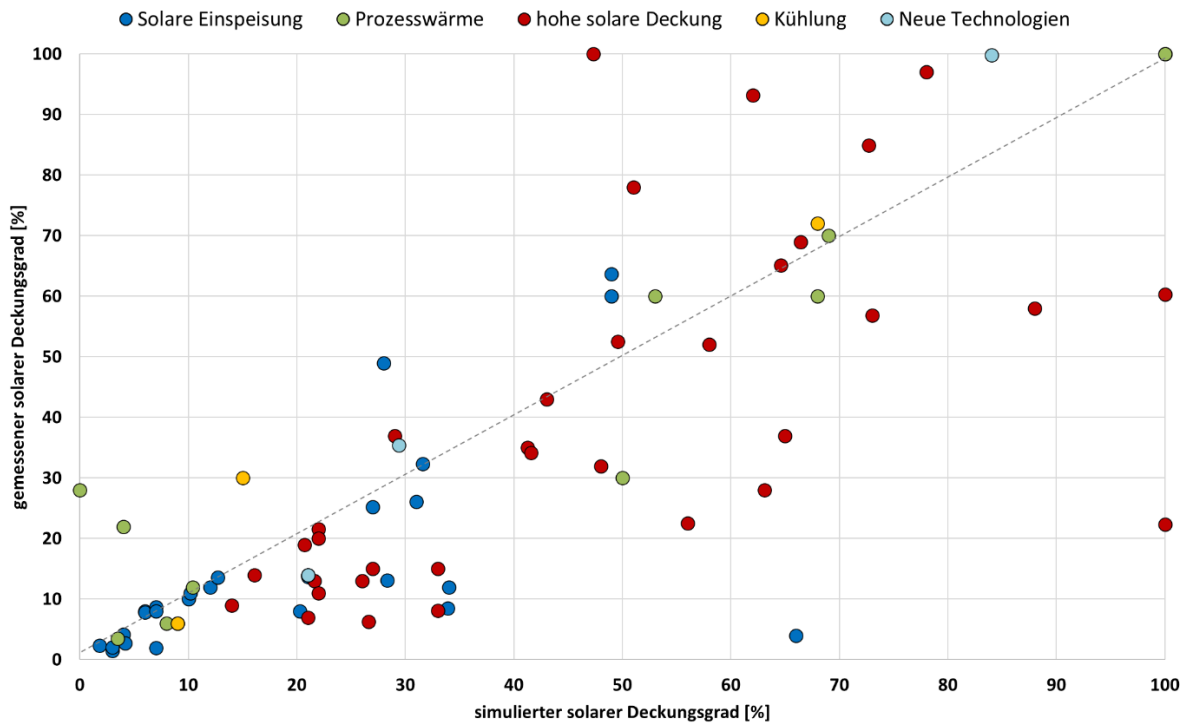


Abbildung 27: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade mit den prognostizierten Deckungsgraden für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 82 Projekte verfügbar).

5 Ausgewählte statistische Darstellungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden spezifische Auswertungen für die 97 Anlagen mit bereits abgeschlossener 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 97 Projekten mit abgeschlossener wissenschaftlicher Begleitung kamen in den Programmjahren 2010 bis 2021 sechs grundsätzlich unterschiedliche Kollektortypen zum Einsatz. Wie in Abbildung 28 dargestellt, wurden dabei Standard-Flachkollektoren 68 mal (in allen fünf Themengebieten), 2-fach abgedeckte Flachkollektoren 28 mal (in den 4 Themengebieten „Prozessintegration“, „Integration in Wärmenetze“, „Neue Technologien“ sowie „Solare Klimatisierung“), Vakuumröhrenkollektoren fünfmal (zweimal im Themengebiet „Prozessintegration“ und jeweils einmal in „Integration in Wärmenetze“, „Solare Klimatisierung“ sowie „Hohe solare Deckungsgrade“), Hybrid- oder PVT-Kollektoren dreimal (im Themengebiet „Neue Technologien und innovative Ansätze“), Luftkollektoren 6 mal (Wührer Holz Trocknung, Regionalenergie Natters, Holz Trocknung Mader, Steinwendner, Reifeltshammer, Dachs) sowie in 3 Fällen ein unabgedeckter Kollektor (Nahwärme Danzermühle sowie 2 Eisspeicher-Systeme) 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 113 verwendeten Kollektortypen bei lediglich 97 Anlagen.

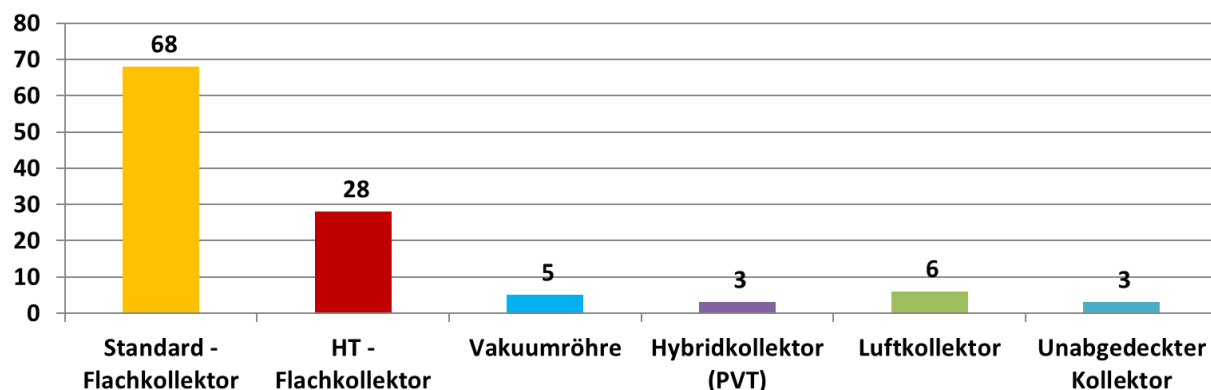


Abbildung 28: Darstellung der eingesetzten sechs Kollektortypen in den 97 Anlagen mit bisher abgeschlossener einjähriger Monitoringphase. Da in einzelnen Anlagen mehrere Kollektortypen umgesetzt wurden, konnten insgesamt 113 Kollektortypen registriert werden.

Die Bandbreite der Kollektorleistungsfähigkeit ist in Abbildung 29 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 Hybridkollektoren - braun, unabgedeckte Kollektoren - schwarz). 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. Ein unabgedeckter Kollektor wurde in Verbindung mit einem Nahwärmenetz eingesetzt. Über die Bandbreite aller 92 Anlagen

kann gesagt werden, dass die Auswahl der Kollektoren für die untersuchten Anlagen im Großen und Ganzen als sinnvoll zu beurteilen ist und keine signifikanten Fehlentscheidungen getroffen wurden.

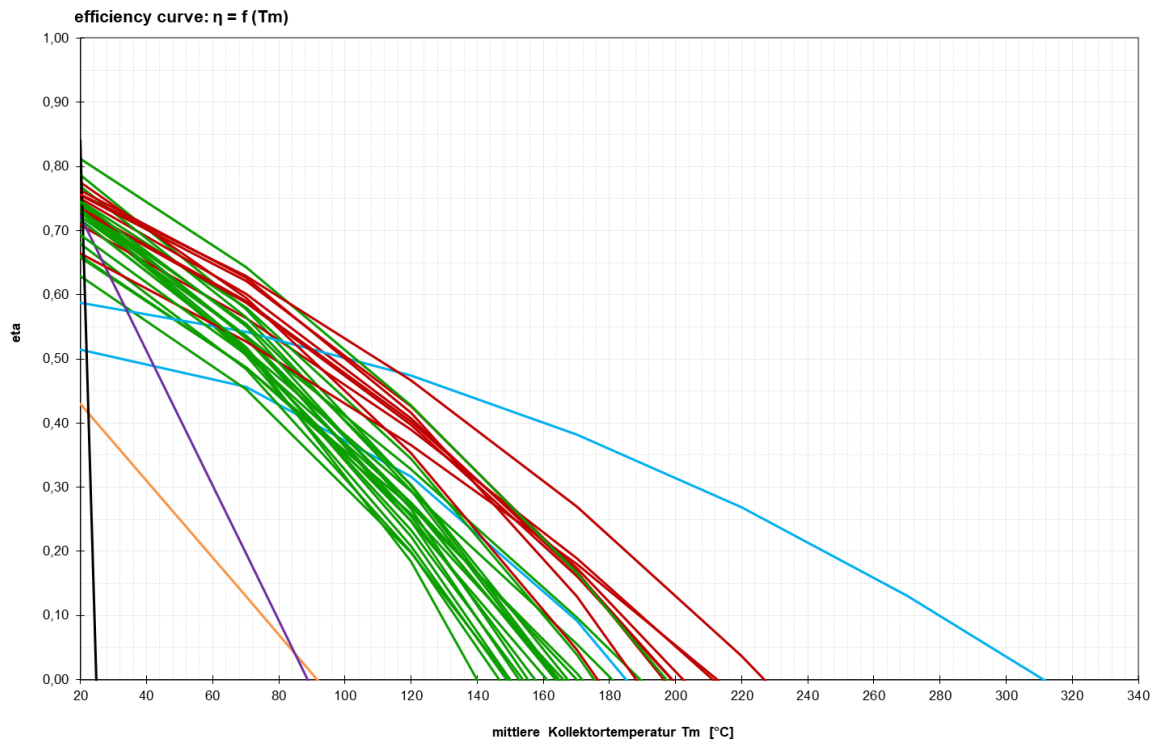


Abbildung 29: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der in den 97 Anlagen zum Einsatz kommenden Kollektoren (Flachkollektoren – grün; 2-fach abgedeckte Flachkollektoren – rot; Vakuumröhrenkollektor – blau; Hybridkollektor – orange; Luftkollektor violett, unabgedeckte Kollektoren – schwarz). Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m^2 ; Umgebungstemperatur: 20°C ; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche)

5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen

In Abbildung 30 sind die durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen für Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 90 Projekte verfügbar) über dem spezifischen Jahressolarertrag dargestellt.

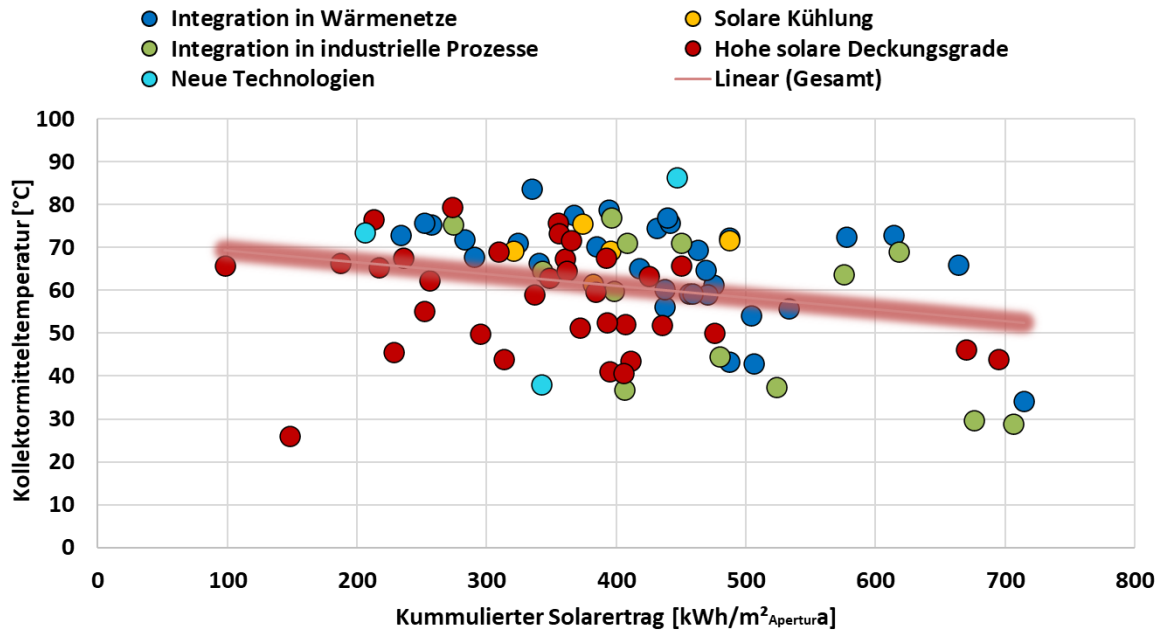


Abbildung 30: Darstellung des mittleren Kollektortemperaturniveaus der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 90 Projekte) über dem gemessenen spezifischen Jahressolarertrag. Die farbige Zuordnung erfolgt nach Themengebiete, die rote Linie entspricht einer Trendlinie.

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 25 und 86°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 Nutzttemperatur in der jeweiligen Anwendung liegen. Obwohl im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zahlreiche Optimierungsmaßnahmen in Richtung Senkung des Temperaturniveaus getätigt wurden, zeigen diese Ergebnisse durchaus Verbesserungspotenzial.

5.3 Betriebsarten der Solarsysteme

Die Betriebsart von Solarsystemen wird durch den spezifischen Volumenstrom (Liter/Stunde und $\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$) oder dem spezifischen Massenstrom (kg/Stunde und $\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$) 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 $\text{kg/m}^2\text{h}$, bei „High Flow“ Systemen zwischen 20 und 70 $\text{kg/m}^2\text{h}$ und bei „Matched Flow“ Systemen (flexible Anpassung des Massenstroms) zwischen 5 und 70 $\text{kg/m}^2\text{h}$. 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 31 zeigt hierzu die Bandbreite der durchschnittlichen spezifischen Massenströme zu Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 89 Projekte verfügbar).

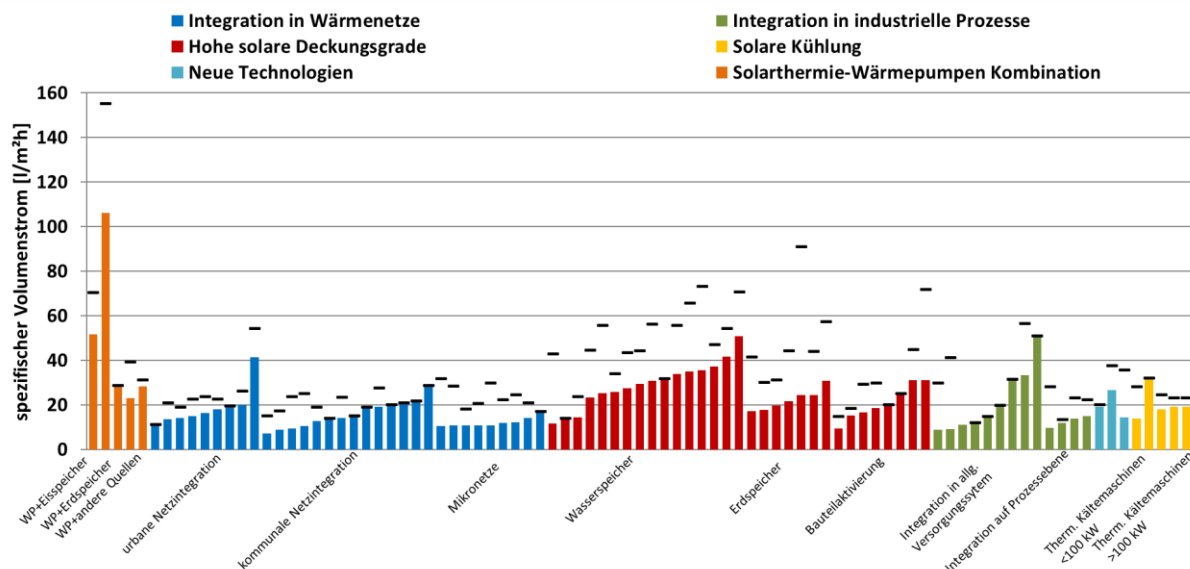


Abbildung 31: Darstellung der durchschnittlichen spezifischen Massenströme der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 89 Projekte) sowie den in jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstrom (schwarze Marker). Die Balkenfarbe repräsentiert das Themengebiet der Anwendung.

Die Durchschnittsbildung der über ein Jahr aufgetretenen Massenströme ergab in den Messanlagen einen Bereich von 20 kg/m²h bis 40 kg/m²h (siehe Abbildung 32), was eindeutig zeigt, dass auch in der Praxis solarthermische Großanlagen mit konsequenter „High Flow“ Betriebsweise nicht mehr umgesetzt werden.

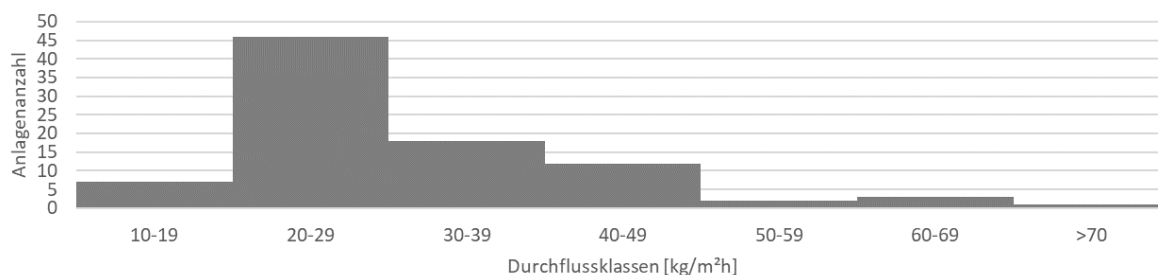


Abbildung 32: Häufigkeitsverteilung unterschiedlicher Durchflussklassen der Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase (verfügbar für 89 Projekte)

Eine eindeutige Tendenz der Massenstromfestlegung nach Anwendungsart (Themengebiete) kann 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 Nutzttemperatur abgestimmt, bildet diese Betriebsweise eine robuste und energetisch effiziente Regelstrategie. In Zeiten mit geringer Einstrahlung kann das Erreichen der gewünschten Nutzttemperatur 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 Nutzttemperatur auch in Folge von Einstrahlungsschwankungen konstant erreicht werden. Diese Art der Regelung findet häufig bei Anwendungen Verwendung, wo die Erreichung von Nutzttemperatur 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 Nutzttemperatur 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 33 ist die Verteilung der eingesetzten Regelstrategien in den Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Es zeigte sich, dass bei 29 Anlagen die Pumpen in beiden Kreisläufen mit fixer Drehzahl betrieben wurden. Bei 79 Projekten wurde eine Drehzahlregelung beider Solarpumpen umgesetzt. Es wurden keine Anlagen mit Primärkreisdrehzahlregelung und fixem Sekundärkreismassenstrom bzw. Sekundärkreisdrehzahlregelung und fixem Primärkreismassenstrom umgesetzt. Die Anlagenzahl liegt mit 125 über den 97 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase, da einige Projekte aus mehreren voneinander unabhängigen Solaranlagen bestehen.

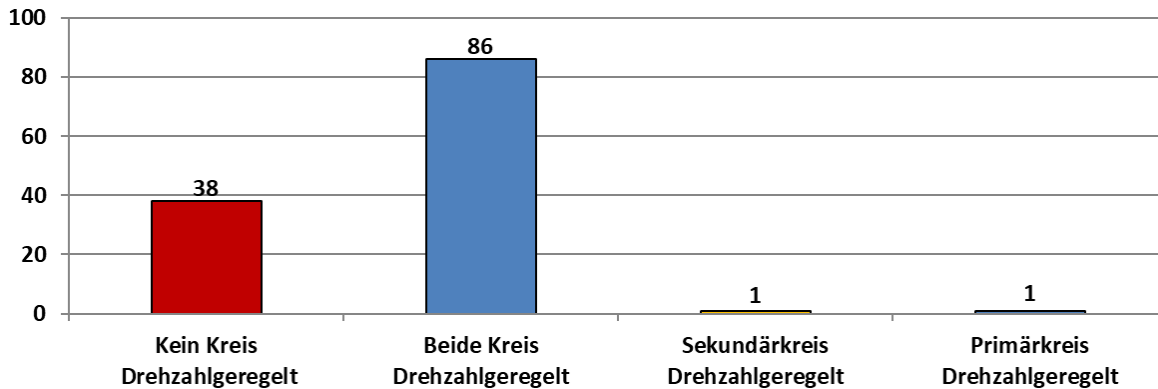


Abbildung 33: Kategorisierung der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach angewandeter Regelungsstrategie in den beiden Solarkreisläufen (verfügbar für 125 Anlagen, da pro Projekt in einigen Fällen mehrere Solaranlagen umgesetzt wurden)

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 zum Zeitpunkt der Berichtserstellung 97 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase waren Wasserspeicher als Speichermedium für die Solarenergie praktisch gesetzt. Nur bei den folgenden neun Projekten wurden systembedingt keine Wasserspeicher installiert:

- „Fernheizwerk II Graz“ und „Fernheizwerk III Graz“ als Direkteinspeisung ins Fernwärmenetz
- „Kraftwerk Simmering“ als Vorwärmung von aufbereitetem Nachspeisewasser
- Den Holz Trocknungsanlagen „Wührer“, „Mader“ und „Steinwendner“ – jeweils mit Steinspeicher – sowie „Regionalenergie Natters“, „Reifeltshammer“ und „Dachs“.

Bei 12 Projekten kommen zusätzlich Erdspeicher (größtenteils angeordnet unter dem Gebäude), die solarthermisch regeneriert als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen dienen, zum Einsatz. In 17 Projekten wurden zusätzlich zu Wasserspeichern noch massive Bauteile (Fundamentplatten, Decken, Speicherwände) als Wärmespeicher für Solarwärme genutzt und ermöglichten so hohe solare Deckungsgrade (Bandbreite von 50% bis nahezu 100%). Bei zwei weiteren Projekten waren Eisspeicher die zentrale Speichertechnologie.

Eine Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina ($\text{Liter}/\text{m}^2 \text{Bruttokollektorfläche}$) bei den Projekten in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche ist in Abbildung 34 dargestellt. Die farbige Unterscheidung erfolgte im Diagramm nach Anwendung (Themengebiet).

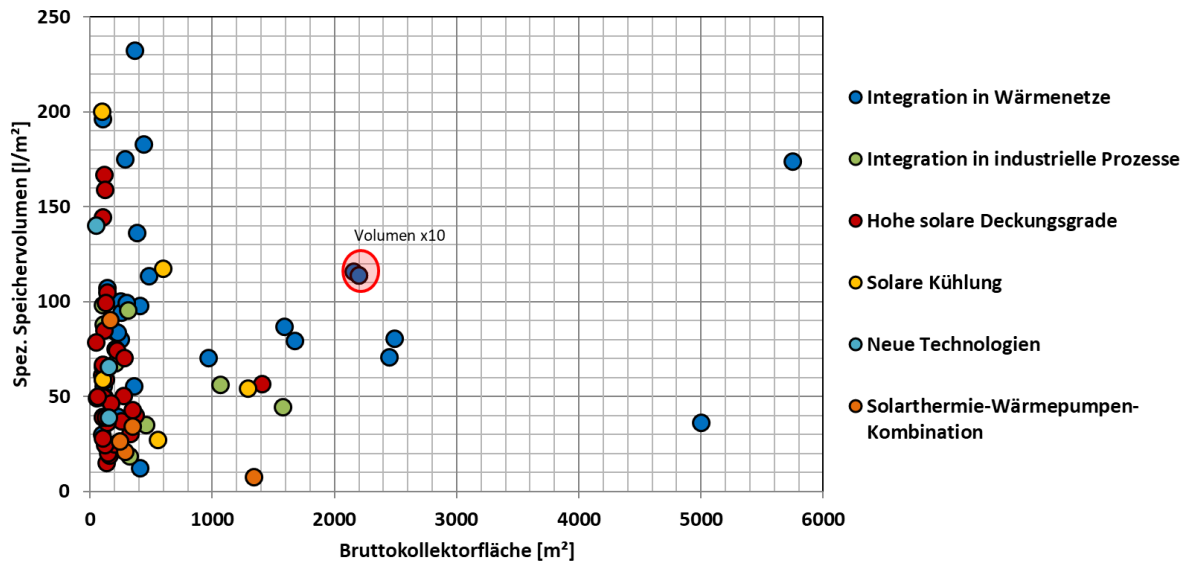


Abbildung 34: Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina (Liter/m²Bruttokollektorfläche) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase und vorhandenem Wasserspeicher (verfügbar für 88 Anlagen) in Abhängigkeit der installierten Bruttokollektorfläche. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.

Die Bandbreite der spezifischen Wasserspeichervolumina liegt zwischen 20 und 230 l/m²Bruttokollektorfläche, wobei der Großteil der Projekte Werte zwischen 30 und 110 l/m²Bruttokollektorfläche aufweist. Die Anlagen „Energie Graz – Helios I, II und III“ verfügen (gemeinsam) über einen sehr großen Pufferspeicher von 2.500 m³, der, um die Darstellung übersichtlich zu halten, durch 10 dividiert (rote Markierung in der Grafik) wurde und 2x vorkommt (Werte Helios II und III praktisch deckungsgleich). Aufgrund der sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze konnte kein Zusammenhang zwischen Anlagengröße (Bruttokollektorfläche) und spezifischem Speichervolumen festgestellt werden. Die eingesetzten Wasserspeicher entfallen aber alle auf die Kategorie Kurzzeitspeicher.

Abbildung 35 zeigt die spezifischen Wasserspeichervolumina erweitert um die Projekte mit Bauteilspeicher (thermisch aktivierte Bauteile), Erdspeicher (in Verbindung mit Wärmepumpen) und Steinspeicher (Luftkollektoranlagen). Hierzu wurden aus den konkreten Projekten der Kategorien „Bauteilaktivierung“, „Erdspeicher“ und „Steinspeicher“ näherungsweise jeweils eine durchschnittliche Speicherkapazität berechnet und unter Berücksichtigung einer üblichen Temperaturdifferenz bei Wasserspeichern (30°C auf 95°C) das „warme“ Wasseräquivalent bestimmt. Somit können näherungsweise unterschiedliche Speichermaterialien unmittelbar in ihrer Kapazität miteinander verglichen werden.

Das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen beträgt für die 59 Projekte mit ausschließlich Wasserspeicher rund 83 l/m²Bruttokollektorfläche. Für die 18 Bauteilspeicher ergibt die Berechnung des Wasseräquivalents rund 103 l/m²Bruttokollektorfläche, für die 11 Erdspeicher rund 4.561 l/m²Bruttokollektorfläche und für die 3 Steinspeicher 43.224 l/m²Bruttokollektorfläche. Hierzu muss gesagt werden, dass die Dimensionierung des Erdspeichers einem saisonalen Ansatz unterliegt und als zentraler Dimensionierungsindikator die Funktion als alleinige Wärmequelle einer Wärmepumpe zugrunde liegt. Deshalb ist ein direkter Vergleich der spezifischen Erdspeichergößen mit den beiden anderen Sub-Kategorien trotz Umrechnung auf Wasseräquivalent nicht unmittelbar möglich.

Interessant ist, dass bei Projekten mit Bauteilspeichern das zusätzlich umgesetzte spezifische Wasserspeichervolumen mit 52 l/m²Bruttokollektorfläche deutlich geringer ist als die spezifischen Wasserspeichervolumen bei ausschließlicher Verwendung von

Wasserspeichern. Daraus kann ein bewusster Dimensionierungsansatz geschlossen werden. Ähnlich verhält sich der Dimensionierungsansatz des Wasserspeichers bei den zehn Projekten, die auch Erdspeicher nutzen, denn das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen beträgt rund $60 \text{ l} / \text{m}^2_{\text{Bruttokollektorfläche}}$.

Als neue Kategorie wurde die äquivalenten, spezifischen Wasserspeichervolumina für Steinspeicher eingeführt (violett). Diese liegen noch höher als die Erdspeicher. Der Grund hierfür ist nicht in der saisonalen Wärmespeicherung, sondern in den gänzlichen anderen Betriebsbedingungen mit dem Wärmeträger Luft zu suchen.

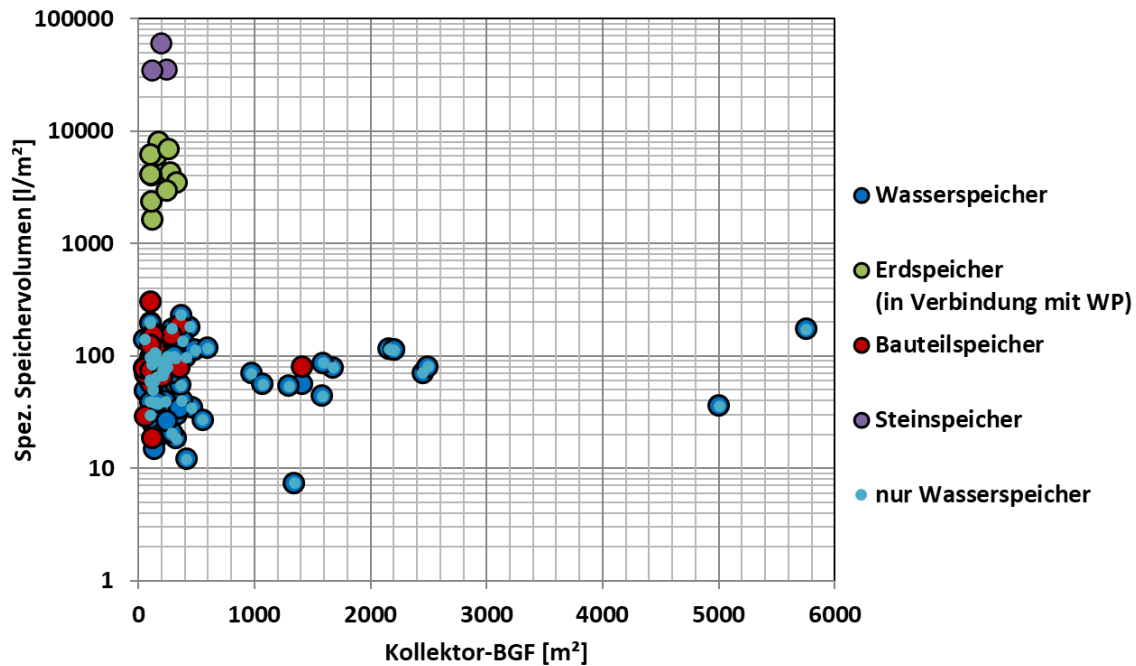


Abbildung 35: Darstellung der spezifischen Wärmespeichervolumen für Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase für Wasserspeicher, Bauteilspeicher, Erdspeicher und Steinspeicher auf Basis eines Wasseräquivalents („warm“) (verfügbar für 97 Anlagen).

6 Detektiertes Optimierungspotential

Wie bereits in Kapitel 4 ausführlich behandelt, zeigen die 97 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 246 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 Heizungs-rücklauftemperaturen, 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 36 zeigt die 246 detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher, Verbraucherkreis und Sonstige) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.).

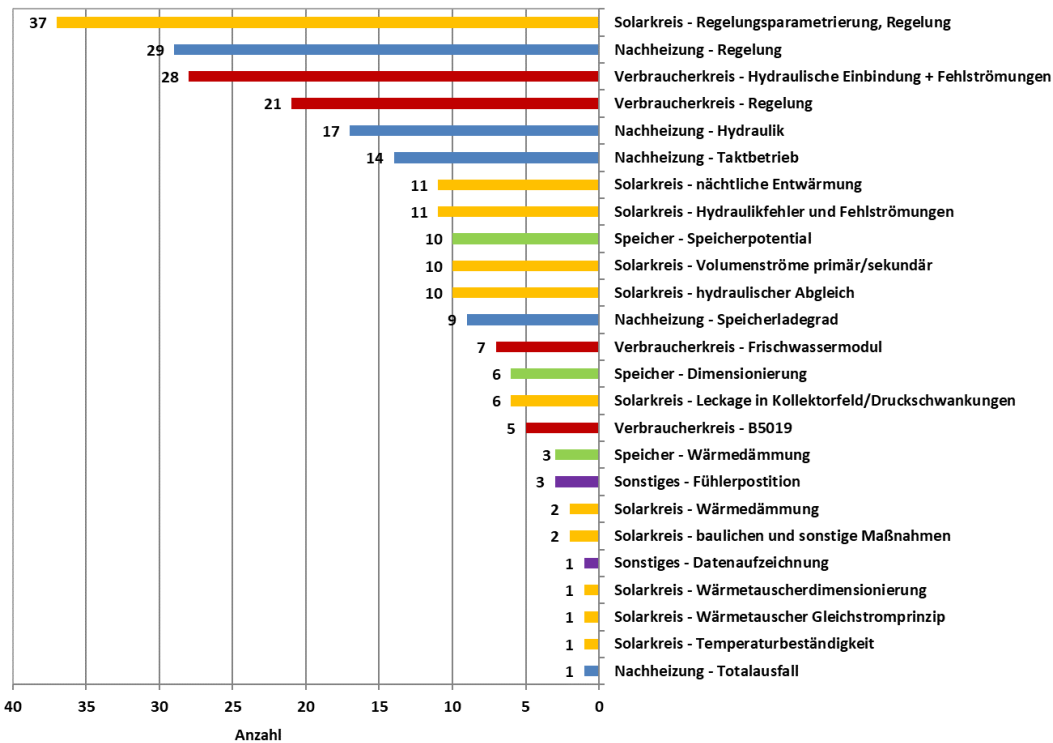


Abbildung 36: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektierten 246 Optimierungsvorschläge. Kategorisierung nach Systemabschnitt (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung, Sonstige) und Gegenstand der Optimierung.

Schlussendlich entfielen 92 detektierte Optimierungsmöglichkeiten auf den Solarkreis und 154 auf das restliche Wärmeversorgungssystem. Am meisten Defizite, nämlich 37 und 29, wurden im Solarkreis (Kategorie „Regelungsparametrierung, Regelung“) und im Verbraucherkreis (Kategorie „Nachheizung - Regelung“) detektiert.

Abbildung 37 zeigt die detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten seit dem Förderjahr 2014 zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher, Verbraucherkreis und Sonstige) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.). Die Optimierungsmöglichkeiten von den Förderjahren 2010 bis 2013 sind in hellen Farben bzw. Zahlen weiterhin dargestellt. Die Grafik zeigt, dass einige Defizitkategorien seltener aufgetreten sind bzw. in den vergangenen Jahren erfolgreich ausgemerzt werden konnten. Andererseits gibt es insbesondere im Bereich der Regelung der Nachheizung immer noch Schwierigkeiten. Darauf sollten Anlagenbauer in der Inbetriebnahmephase verstärkt achten.



Abbildung 37: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektierten neuen Optimierungsvorschläge seit dem Förderjahr 2014. Kategorisierung nach Systemabschnitt (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung, Sonstige) und Gegenstand der Optimierung.

Einzelne Optimierungsmaßnahmen konnten in Folge der detaillierten Analyse der Messdaten durchgeführt werden. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderwerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 246 detektierten Optimierungsmöglichkeiten zumindest 94 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

Von den insgesamt 416 beratenen Projekten kamen schlussendlich 114 umgesetzte Projekte in die wissenschaftliche Programmbegleitung und bei 97 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, Innovationen und Auswertungen aus dieser großen Menge an Erkenntnissen bzw. Messdaten anzuführen und zu erläutern. Diese Ausführungen erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit.

7.1 Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen

Im Rahmen des Förderprogramms konnte ein deutlicher Trend zu Anlagen mit einer Solarthermie/Wärmepumpen-Kombination festgestellt werden. Die vielfältigen Kombinationsmöglichkeiten der beiden Technologien wurden im IEA SHC Task 44¹ untersucht und in die Hauptkategorien „parallele“, „serielle“, „regenerative“ und „komplexe Konzepte“ unterteilt. Beim parallelen Konzept liefern die Solaranlage und die Wärmepumpe getrennt voneinander, Energie in einen gemeinsamen Speicher. Beim seriellen Konzept liefern die Solarkollektoren Wärme an den Verdampfer der Wärmepumpe. Die Kollektoren können auch hier die Rolle eines Umgebungsluftwärmetauschers übernehmen (unabgedeckte oder hybride Kollektoren). Im regenerativen Konzept liefern die Solarkollektoren im Sommer Wärme an einen Erdwärmetauscher und regenerieren somit das Erdreich. Zwischen der solarthermischen Regeneration in der einstrahlungsreichen Jahreszeit und der Nutzung der Wärme in der kalten Jahreszeit vergehen Wochen bis Monate, daher wird der Erdwärmetauscher meist Erdspeicher oder Saisonspeicher genannt. Komplexe Konzepte sind eine Kombination der seriellen, parallelen und/oder regenerativen Konzepte.

Die im gegenständlichen Förderprogramm begleiteten Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen (zum Zeitpunkt der Berichtserstellung 40 Anlagen) können den Kategorien „Komplexes Konzept“ (32 Anlagen) und „Paralleles Konzept“ (8 Anlagen) zugeordnet werden. Ausreichend Messdaten zur Auswertung in diesem Bericht sind von 31 Anlagen vorhanden (als Projekte mit „abgeschlossener Monitoringphase“ bezeichnet; siehe dunkelblaue Balken in Abbildung 38). Von diesen Anlagen sind 23 Anlagen der Kategorie „Komplexes Konzept“ und acht Anlagen der Kategorie „Paralleles Konzept“ zuzuordnen. Zur Unterteilung dieser Anlagen unter Berücksichtigung der Funktionsweise wird folgende Unterkategorisierung vorgenommen:

Komplexes Konzept (23 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase):

- Anlagen mit Saisonspeicher (16 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
 - Erdspeicher unter dem Gebäude (11 Projekte)
 - Tiefensonden (4 Projekte)
 - Eisspeicher (2 Projekte)
- Anlagen ohne Saisonspeicher (6 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
 - Wasserpufferspeicher als Wärmequelle

¹ Paula, Michael. 2014. "IEA Solares Heizen und Kühlen Task44: Solar und Wärmepumpensysteme."

Paralleles Konzept (8 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase):

- Anlagen mit Sole-Wärmepumpe als Nachheizsystem (5 Projekte)
- Anlagen mit Luft-Wärmepumpe als Nachheizsystem (2 Projekte)
- Anlage mit Wasser-Wärmepumpe als Nachheizsystem (1 Projekt)

Bei 7 der 11 abgeschlossenen Anlagen mit Erdspeicher dient das Wärmepumpensystem auch zur Raumkühlung und der Erdspeicher wird teilweise mit der abgeführten Raumwärme regeneriert. Die folgenden Auswertungen konzentrieren sich jedoch auf den Heizbetrieb.

Abbildung 38 zeigt die Anzahl der abgeschlossenen und der in Umsetzung bzw. im Monitoring befindlichen Anlagen jeder Kategorie. Außerdem sind die Mittelwerte des durchschnittlichen direkten und indirekten spezifischen Solarertrags sowie der Arbeitszahl (SPF, engl. Seasonal Performance Factor) der jeweiligen Anlagenkategorie angegeben. Die Kategorie „Anlagen mit Saisonalspeicher“ umfasst Anlagen, in denen Wärmepumpensysteme mit Flächenkollektoren, Tiefensonden oder Eisspeichern ausgestattet sind und solare Wärme in den Saisonalspeicher eingebracht wird, den das Wärmepumpensystem als Quelle nutzt. In der Kategorie „Anlagen ohne Saisonalspeicher“ sind einerseits Anlagen zusammengefasst, die keine solare Wärme als Quelle für die Wärmepumpe nutzen, und andererseits Wärmepumpen, die solare Wärme als Quelle nutzen und ohne saisonale Speicherung netzgekoppelt arbeiten. In der Kategorie „Anlagen mit Sole-, Wasser- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem“ wurde die Begleitforschung bei 7 Anlagen abgeschlossen.

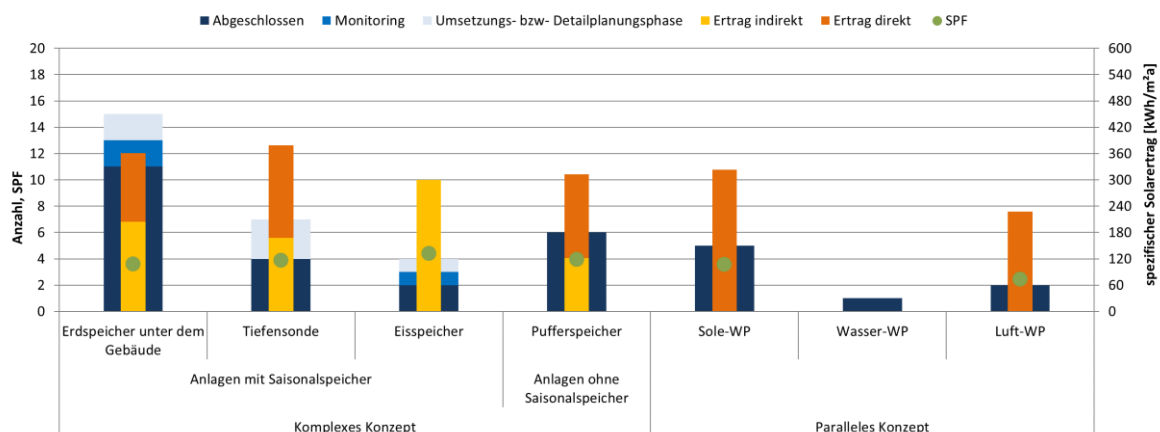


Abbildung 38: Anzahl der Anlagen je Kategorie, Status Quo in der wissenschaftlichen Begleitung sowie durchschnittliche Messergebnisse (Spezifischer Solarertrag, SPF)

Die nachfolgenden Darstellungen und Auswertungen betreffen nur Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase.

Der durchschnittliche spezifische Solarertrag wird „direkter“ und „indirekter“ Nutzung zugeordnet. Der direkt genutzte Teil wurde direkt den Verbrauchern (Raumheizung, Warmwasserbereitung) oder einem Kurzzeitspeicher zugeführt. Der indirekt genutzte Teil diente der Wärmepumpe als Quelle oder wurde dem Saisonalspeicher zugeführt. Der SPF ist die Kurzform von „Seasonal Performance Factor“, er ist das Verhältnis von der von der Wärmepumpe abgegebenen Nutzwärme zum elektrischen Energiebedarf der Wärmepumpe. Der SPF wird in der Regel herangezogen, um die Effizienz der Wärmepumpe zu bewerten. Zusatzaggregate wie Umwälzpumpen konnten bisher nicht berücksichtigt werden, da eine explizite Vermessung im Monitoringstandard der Förderaktion nicht vorgesehen ist.

Die betreffenden Anlagenkategorien („mit Saisonalspeicher“, „ohne Saisonalspeicher“ und „Paralleles Konzept“) wurden einer spezifischen Analyse unterzogen und die Ergebnisse in Abbildung 39 bis Abbildung 41 dargestellt. Die Grafiken zeigen jeweils Parameter der Solaranlage (spezifische Solarerträge, Kollektormitteltemperaturen) je Betriebszustand und den SPF als Parameter für die Wärmepumpe.

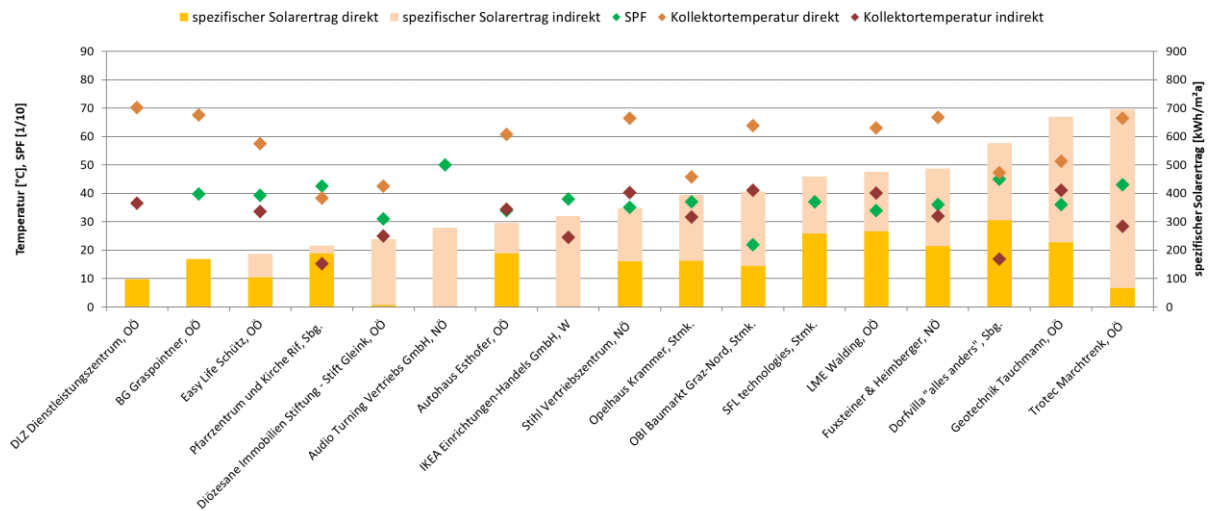


Abbildung 39: Parameter der Anlagen in der Kategorie „Anlagen mit Saisonalspeicher“

Anhand der spezifischen Erträge kann man erkennen, welcher Anteil des Solarertrags direkt und welcher Anteil indirekt genutzt wurde. Der direkte Anteil des Solarertrages wird jeweils auf höherer Betriebstemperatur der Anlage generiert, wobei die Kollektormitteltemperatur für diese Bewertung herangezogen wurde. Für die Anlage „DLZ-Dienstleistungszentrum, OÖ“ konnten der indirekte Anteil und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe nicht bestimmt werden. Die durchschnittliche Kollektormitteltemperatur ist bei indirekter Nutzung bei den meisten Anlagen um mehr als 25 K geringer, wodurch die Effizienz und damit der Solarertrag der Solaranlage steigen. Das tiefe Temperaturniveau dieser Energie muss jedoch mit der Wärmepumpe unter Aufwand von elektrischer Energie wieder angehoben werden. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Nutzerseite der Wärmepumpe ist, umso größer ist die Stromaufnahme und umso kleiner ist der SPF. Die Optimierung des Gesamtsystems hinsichtlich verschiedener, teils diametraler Kriterien wie Stromkostenminimierung, oder Maximierung der CO₂- bzw. Primärenergieeinsparung ist entsprechend komplex.

Bei den Anlagen „Audio Tuning Vertriebs GmbH“ und „IKEA Einrichtungs-Handels GmbH“ handelt es sich um Eisspeichersysteme, die den solaren Ertrag systembedingt ausschließlich indirekt nutzen.

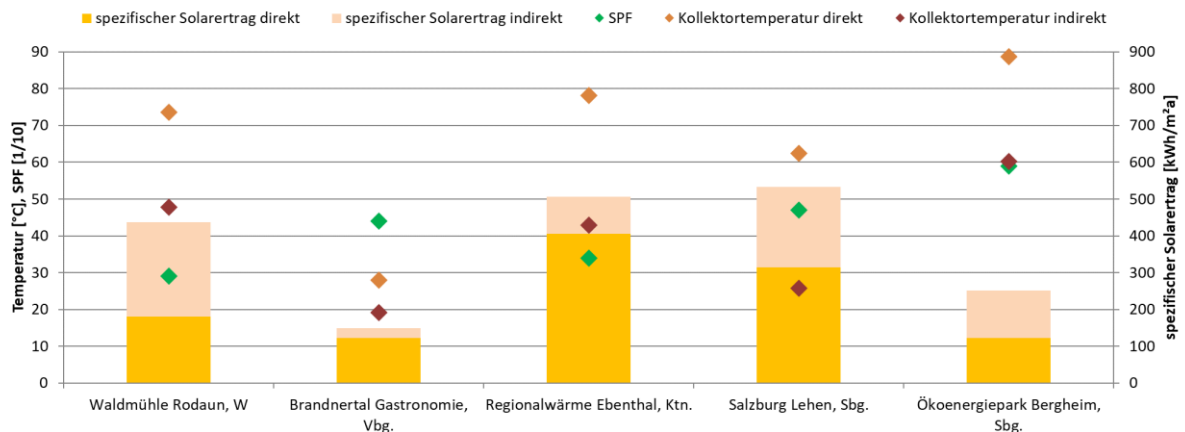


Abbildung 40: Parameter der Anlagen der Kategorie „Anlagen ohne Saisonalspeicher“

Die spezifischen Erträge und die Kollektormitteltemperaturen sind innerhalb der jeweiligen Kategorien sehr unterschiedlich. Die Ursachen hierfür sind sehr individuell (Bruttokollektorfläche der Solaranlage, Kollektorneigung, Verschaltung der Kollektoren, Betriebsweise der Solaranlage, Speichergröße, Nutzenergiebedarf, Temperaturniveau der Verbraucher, etc.) und lassen keine eindeutigen und allgemeinen Rückschlüsse zu.

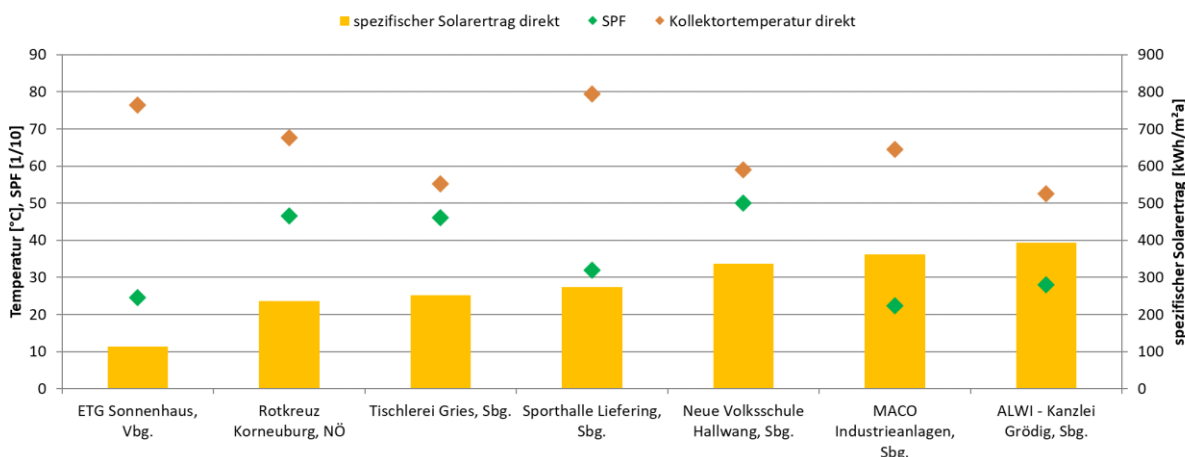


Abbildung 41: Parameter der Anlagen in der Kategorie „Anlagen mit Sole- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem“

Die Betriebsergebnisse der Wärmepumpen sind durchwegs zufriedenstellend, wenngleich bei einigen wenigen Anlagen der SPF der Wärmepumpe niedrig ist. Bei einigen Anlagen sind sehr zufriedenstellende SPF-Werte zu verzeichnen, was für den wirtschaftlichen Betrieb der Wärmepumpe spricht. Von Vorteil für einen wirtschaftlichen Betrieb der Wärmepumpe ist unter anderem ein kontinuierlicher Betrieb. Als Bewertung der Betriebsweise wird in Tabelle 1 für den jeweiligen Zeitraum der Betriebsdatenanalyse der Begleitforschung die Laufzeit der Wärmepumpe pro Jahr, eine mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr, eine mittlere Laufzeit je Aktivierung im Monat mit längster Laufzeit und die Anzahl der Aktivierungen pro Jahr gegenübergestellt. Die mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr liegt im Bereich von 9 Minuten bis knapp 10 Stunden, im Falle von Regionalwärme Ebenthal sogar bei 66 Stunden. Eine Betriebsweise mit sehr kurzen Laufzeiten hat in der Regel einen negativen Einfluss auf die Effizienz der Wärmepumpe, da es nach dem Einschalten des Verdichters im besten Fall nur einige Minuten braucht, bis der Kreisprozess einen quasistationären Betriebszustand erreicht.

Abbildung 42 bis Abbildung 44 zeigen für die oben eingeführten Kategorien (mit bzw. ohne Saisonspeicher und Wärmepumpe als Nachheizung), dass es je nach Nutzung und Anteil der Energiemenge, die von der Solarthermie/Wärmepumpen-Kombination bereitgestellt wird zu großen Unterschieden bei den Laufzeiten der Wärmepumpe kommt. Positiv hervorzuheben ist die Anlage „Regionalwärme Ebenthal“, welche eine außerordentlich hohe mittlere Laufzeit aufweist. Der Hauptgrund hierfür ist, dass die Wärmepumpe das Potential der zweiten Rauchgaskondensationsstufe steigern soll und die erzeugte Wärme in eine praktisch unendliche große Senke (Netz-Rücklauf) einspeisen kann. Mittlere Laufzeiten unter 30 Minuten sind bedenklich, jedoch aufgrund der variierenden Energieverbräuche nicht vollständig zu vermeiden. Nebst umgesetzten Verbesserungen während der Periode der Betriebsdatenanalyse durch die Begleitforschung traten bei manchen Anlagen auch Planungsfehler auf (bspw. Speicherdimensionierung), die nach der Errichtung nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand korrigiert werden hätten können. In einigen Fällen ist die Leistung der Wärmepumpe im Vergleich zur Speichergröße zu hoch. Dadurch ist der Speicher schnell beladen und die Wärmepumpe schaltet nach kurzer Laufzeit ab.

Tabelle 1: Laufzeitanalyse und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe

		Laufzeit Wärmepumpe pro Jahr [h]	Mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr [min]	Mittlere Laufzeit je Aktivierung im Monat mit längster Laufzeit [min]	Anzahl der Aktivierungen pro Jahr
Anlagen mit Saisonspeicher	OBI Baumarkt Graz-Nord, Stmk.	309	17	20	1347
	Pfarrzentrum und Kirche Rif, Sbg.	1068	23	33	2717
	Audio Tuning Vertriebs GmbH, NÖ	1965	29	400	3271
	IKEA Einrichtungen-Handels GmbH, W	1988	29	400	3324
	Fuxsteiner & Heimberger, NÖ	1081	34	318	1755
	Stihl Vertriebszentrum, NÖ	790	42	61	1080
	Trotec Marchtrenk, OÖ	1110	44	70	1533
	LME Walding, OÖ	909	46	178	1297
	Easy Life Schütz, OÖ	2799	90	64	1870
	Diözesane Immobilien Stiftung - Stift Gleink, OÖ	2746	110	181	2171
	DLZ Dienstleistungszentrum, OÖ	2066	119	574	1168
	Geotechnik Tauchmann, OÖ	2436	123	446	1349
	Dorfvilla "alles anders", Sbg.	1893	177	203	650
	BG Graspointner, OÖ	4396	241	623	3544
	Autohaus Esthofer, OÖ	3022	251	708	2112
SFL technologies, Stmk.	3880	304	696	1081	
Opelhaus Krammer, Stmk.	4772	557	589	1081	
Anlagen ohne Saisonspeicher	Brandnertal Gastronomie, Vbg.	569	9	9	3577
	Footballcenter Innsbruck, T	1596	34	400	2374
	Waldmühle Rodaun, W	7109	100	690	5396
	Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.	3066	113	372	1603
	Salzburg Lehen, Sbg.	3739	569	781	395
	Regionalwärme Ebenthal, Ktn.	7922	3987	2417	311
Wärmepumpe als Nachheizsystem	Rotkreuz Korneuburg, NÖ	2451	10	18	12677
	MACO Industrieanlagen, Sbg.	1194	59	324	1105
	Sporthalle Lieferung, Sbg.	1757	82	455	1485
	ALWI - Kanzlei Grödig, Sbg.	3669	118	671	3732
	Neue Volksschule Hallwang, Sbg.	1454	129	570	817
	ETG Sonnenhaus, Vbg.	163	192	180	46
	Tischlerei Gries, Sbg.	474	203	348	212

Die Auslegung der Wärmepumpe bezieht sich in der Regel auf den an diesem Ort kältesten Tag im Jahr, an dem der Wärmebedarf der Verbraucher am größten ist. Zur Bewertung wurde der Monat mit der längsten Laufzeit der Wärmepumpe herangezogen und für diesen Monat die mittlere Laufzeit je Aktivierung berechnet und gegenübergestellt. Die mittlere Laufzeit in dieser Periode ist in der Regel länger, als auf das ganze Jahr betrachtet. Ist dieser Wert gering (die Grenze kann hier näherungsweise bei 45 bis 75 Minuten gelegt

werden), wäre vermutlich eine Wärmepumpe mit geringerer Heizleistung zur Deckung des Wärmebedarfs ausreichend.

Da in dieser Periode in den letzten Jahren immer seltener die zur Auslegung herangezogene tiefste Temperatur auftritt, arbeitet die Wärmepumpe immer seltener im Auslegungspunkt und die mittlere Laufzeit sinkt. Ein größerer und damit teurerer Pufferspeicher kann zu Einsparung elektrischer Energie führen.

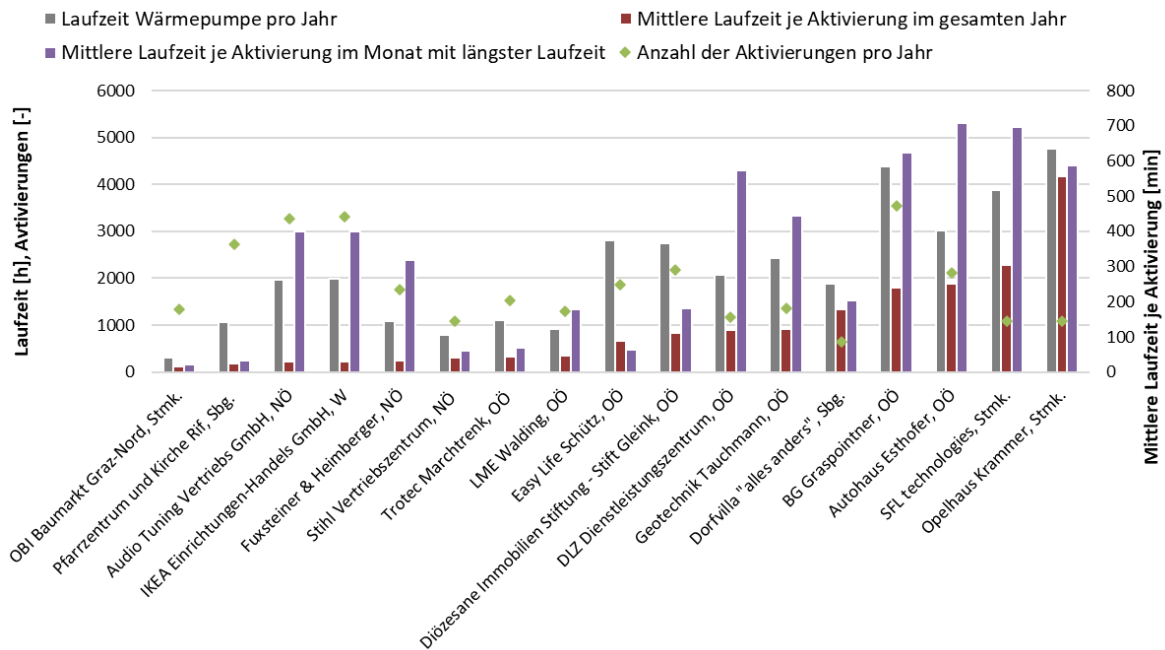


Abbildung 42: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen mit Saisonspeicher

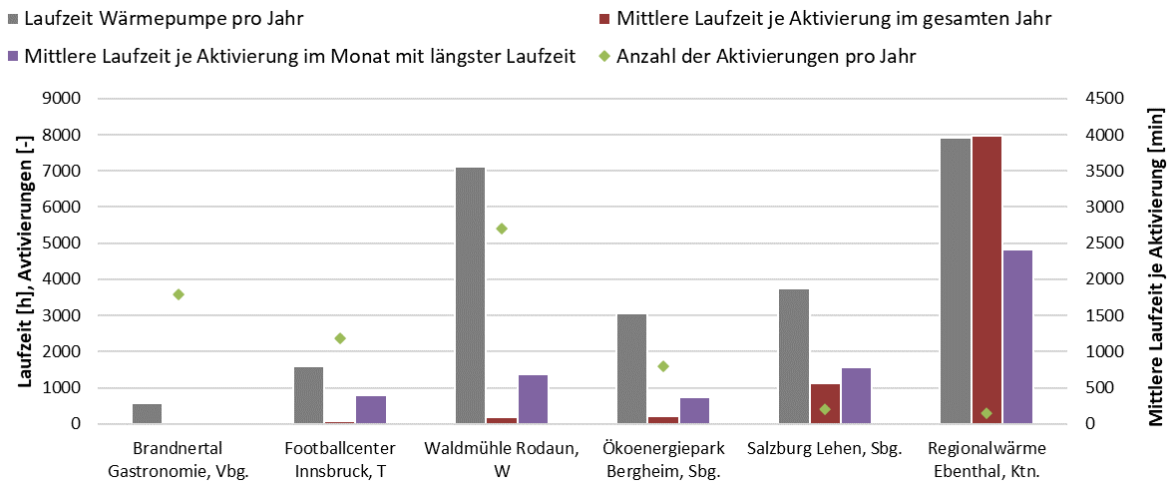


Abbildung 43: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen ohne Saisonspeicher

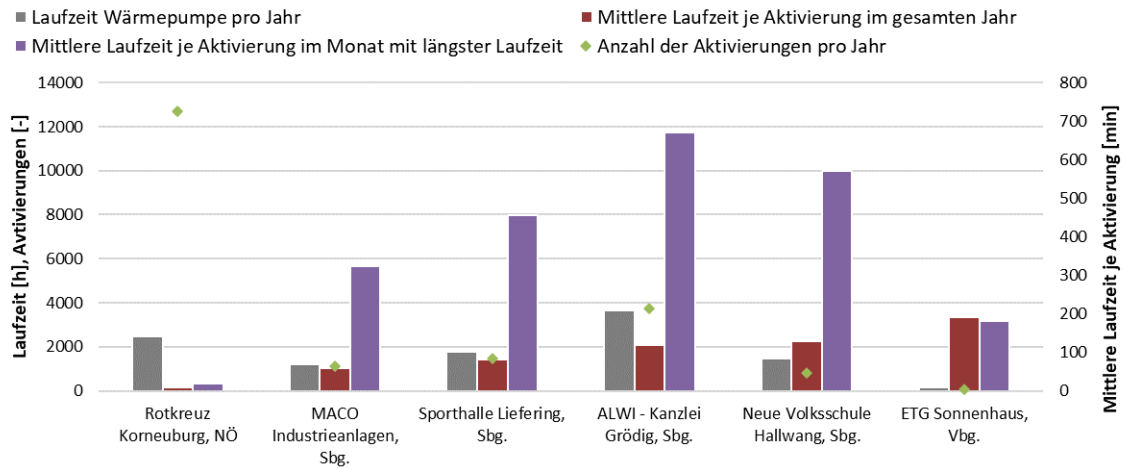


Abbildung 44: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen mit Sole- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem

Zusammenfassung

Die Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie spielt im Programm „Solare Großanlagen“ eine zunehmend größere Rolle. Es wurden bereits 30 Anlagen realisiert, für drei hat die Monitoringphase begonnen und weitere 6 befinden sich in Umsetzung. Die Wärmepumpe ist grundsätzlich gut zur Kombination mit Solarthermie geeignet, um Niedertemperaturwärme und Wärme zur Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellen. Die Wärmepumpe fungiert dabei sehr flexibel und übernimmt (teilweise mithilfe des Einsatzes eines Saisonspeichers) die Wärmebereitstellung in Zeiten, in denen die Solaranlage keine Wärme liefern kann. Neben der klassischen Anwendung zur Warmwasserbereitung und Raumheizung finden sich drei Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen, welche in Anlagen zur netzgebundenen Wärmeversorgung eingebunden sind. Die dabei erzielten Ergebnisse (spezifische Solarerträge, SPF, umweltrelevante Emissionsvermeidung) sind vielversprechend, der Trend zu solchen Anlagen wird wahrscheinlich weiter steigen.

Die Komplexität der Anlagen ist jedoch hoch und oftmals individuell an die Nutzung angepasst, was den Aufwand an Planung und Umsetzung erhöht und das Risiko von Planungsfehlern steigert. Einige Anlagenbauer konnten durch die Unterstützung der Begleitforschung ihren Erfahrungsschatz ausbauen, die Anlagenperformance verbessern und in weiterer Folge die Anlagen quasi duplizieren. Andere Anlagenbauer stehen in dieser Entwicklung erst am Anfang und verbessern ihren Anlagenerrichtungsprozess sukzessive. Der Prozess, beginnend bei der Planung bis zur Abnahme, ist durchwegs komplex und von vielerlei Einflussfaktoren abhängig. Das nötige Know-how zur erfolgreichen Anlagenumsetzung ist noch nicht mit Standards (Normen bzw. Richtlinien) geregelt und beinhaltet ein nicht zu vernachlässigendes Risiko für den Anlagenbauer, da er in der Regel für die zuverlässige Funktion der Anlage haftet. Bei manchen der realisierten Anlagen dürfte bei der Auslegung und der Auswahl der Wärmepumpe sehr auf Sicherheit gesetzt und die Wärmepumpe allzu leistungsstark ausgewählt worden sein. Bei manchen Anlagen wurde ein ungünstiges Speichervolumen gewählt. Beide Ursachen führen dazu, dass die Wärmepumpe häufig aktiviert wird und nur kurze Laufzeiten hat. Eine zu kurze Laufzeit verringert die Effizienz und erhöht damit die Stromaufnahme der Wärmepumpe. Häufiges Einschalten erhöht zudem die Abnutzung des Verdichters, da bewegliche Teile aneinander reiben, bis der Schmierfilm wieder aufgebaut ist. Eine weniger leistungsstarke Wärmepumpe oder ein größeres Speichervolumen bewirken in der Regel längere Laufzeiten und weniger häufige Aktivierungen. Andererseits muss der Anlagenbauer sicherstellen, dass ausreichend Wärme auch in wetterbedingt ungünstigen Zeiträumen (ohne Solarerträge) zur Verfügung steht, was die Auswahl einer zu leistungsstarken Wärmepumpe nachvollziehbar macht.

7.2 Trocknungsanlagen bei landwirtschaftlichen Betrieben mit Luftkollektor-Anlagen

Betrachtet man den landwirtschaftlichen Sektor, so finden sich eine Reihe von Trocknungsanwendungen für Erntegut (Getreide, Heu, Kräuter, etc.) und Biomasse (Hackschnitzel, Scheitholz, etc.) und, aufgrund der langen Lagerzeiten der Produkte, auch bereits vorhandene Lagerhallen mit meist freien Dachflächen. In den letzten Jahren ist ein deutlicher Aufschwung von solaren Lufttrocknungsanlagen im Förderprogramm festzustellen. Seit 2013 wurden 32 Anlagen eingereicht, wobei die Anzahl jährlich zunahm (Abbildung 45).

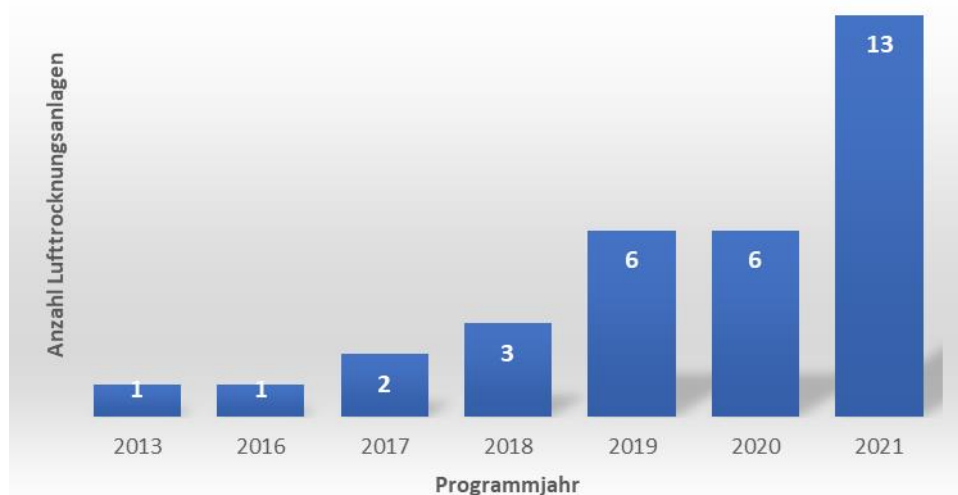


Abbildung 45: Jährliche Einreichung von solaren Trocknungsanlagen

Die Kollektorflächen der eingereichten Anlagen liegen zwischen 110 und 1178 m² (Abbildung 46, orange). Die Anlage Wührer wurde ursprünglich 2013 mit 243 m² errichtet und 2017 um weitere 294 m² erweitert.

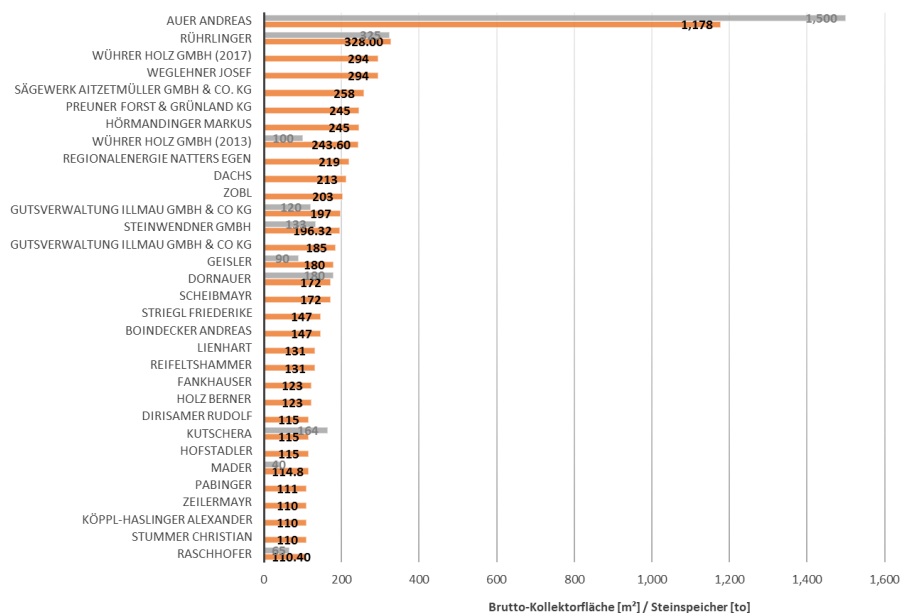


Abbildung 46: Kollektorfläche der eingereichten solaren Trocknungsanlagen (orange) sowie Größe der Steinspeicher in Tonnen (falls vorhanden, grau)

In allen eingereichten Anlagen kommt der Solar Keymark zertifizierte Luftkollektor CCS+ der Firma CONA zum Einsatz. Die rund 2 m² großen Kollektoren werden üblicherweise direkt ins Dach integriert (Abbildung 47 links) oder ersetzen die Dachhaut vollständig (Abbildung 47 rechts).

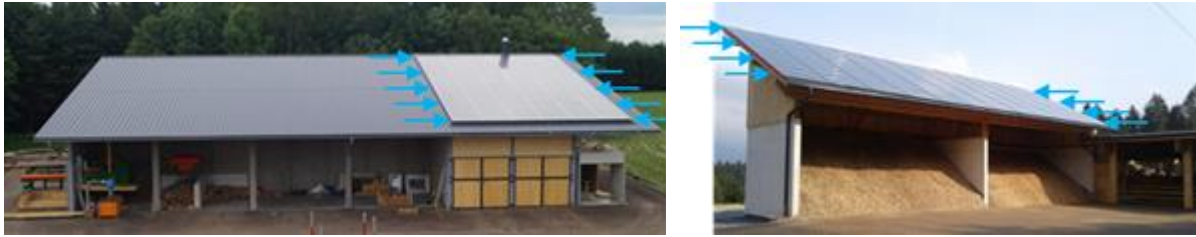


Abbildung 47: Dachintegration der Luftkollektoranlagen (Bildquellen: Bauherren)

Die Ansaugöffnungen befinden sich über die gesamte Länge der Außenränder der Kollektorfläche (blaue Pfeile). Die warme Luft wird in der Mitte der Kollektorfläche in einem Luftschaft zusammengeführt und von dort in die Mischkammer oder – falls vorhanden – in einen Steinspeicher geleitet.

Die verbauten Steinspeicher sind alle quaderförmig, aber die Abmessungen sind durchaus unterschiedlich. Im Gegensatz zu Wasserspeichern ist eine gute Temperaturschichtung nicht notwendig. Daher können die Speicher auch als liegende Quader ausgeführt werden. Gemeinsam haben die Steinspeicher, dass sie von oben nach unten beladen und von unten nach oben entladen werden.

Teilweise wird die bei Beladung austretende Luft zumindest teilweise in die Mischkammer eingebracht und so auch die Restwärme im Trocknungsprozess verwendet.

In der Mischkammer wird durch Beimischung von Frischluft die Trocknungsluft entsprechend den notwendigen Trocknungsbedingungen des unterschiedlichen Trocknungsguts konditioniert. Konstruktiv sind Mischkammern einfach große Räume bzw. Kammern. Die Bandbreite der Ansaugöffnungen für Frischluft reicht von kleinen Öffnungen mit Unterdruckklappe bis hin zu vollständigen Türöffnungen (Abbildung 48). In der Mischkammer kann auch eine Nachheizung über einen Luft-Wasser-Wärmetauscher eingebunden werden.



Abbildung 48: Mischkammern und Ansaugöffnungen (Bildquellen: AEE INTEC)

In den bisher eingereichten Anlagen kamen mehrheitlich horizontale Schlitzroste zum Einsatz, welche mit schwerem Gerät (Traktor, Schaufellader, etc.) für das Einbringen des Trocknungsgut befahren werden können. In einigen Fällen werden für Hackguttrocknung

auch Schrägroste eingesetzt. Auf den horizontalen Schlitzrosten wird das Trocknungsgut entweder lose aufgebracht (Hackgut, Heu, etc.) oder als Bündel hingestellt (z.B. Heuballen). Für die Trocknung von Heu-Rundballen wird der Rost mit einer Plane abgedeckt. Die Plane hat runde Öffnungen, deren Durchmesser etwas kleiner als jener der Rundballen ist. Damit wird die Trocknungsluft gezielt durch die Rundballen geleitet und gleichzeitig die Plane am Boden fixiert. Holzscheite oder leichtes Schüttgut wie Kräuter werden aufgrund der besseren Handhabbarkeit in Boxen getrocknet. Viele Anlagen haben mehrere Trocknungsräume, welche gleichzeitig, nacheinander oder kaskadiert betrieben werden können. Insbesondere die umkehrbare, kaskadierte Verschaltung von Trocknungsboxen ermöglicht einen sehr effizienten Befüllbetrieb: Die Abluft aus der einen Trocknungsbox wird für die Vortrocknung von frischem Trocknungsgut in der anderen Trocknungsbox verwendet. Die beiden Trocknungsboxen können alternierend für Vor- und Endtrocknung genutzt werden (Anlage Steinwendner).

Messergebnisse

Für jene Anlagen mit angeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 49 die aggregierten Ergebnisse dargestellt. Die Anlagen zeigen durchwegs sehr hohe spezifische Solarerträge zwischen 166 und 727 kWh/m²a. Einige Anlagen waren in den Monaten November bis inkl. Februar vollständig außer Betrieb (zu geringe Einstrahlung oder kein Trocknungsgut vorhanden). Für die jüngeren Anlagen in der Begleitforschung wurde anhand der Messdaten auch das aus dem Trocknungsgut ausgetriebene Wasser (in Tonnen) bestimmt. Der Wert lag bei zu 100 Tonnen innerhalb der Monitoringperiode.

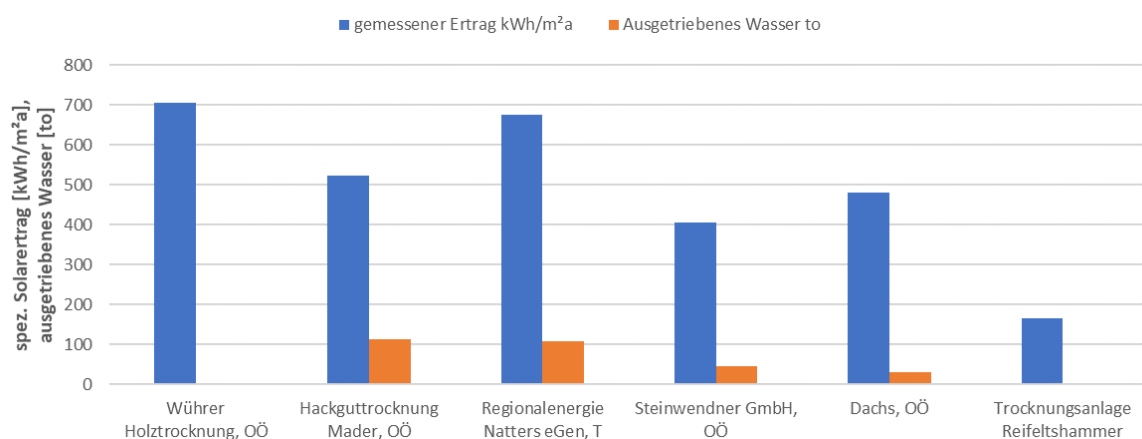


Abbildung 49: Messergebnisse von solaren Trocknungsanlagen mit Luftkollektoren: spezifischer Ertrag (blau), ausgetriebenes Wasser (orange)

7.3 Machbarkeitsstudien für solare Großanlagen > 5.000 m²

Im Förderjahr 2020 wurde erstmals das Instrument „Machbarkeitsstudien für solare Großanlagen über 5.000 m²“ eingeführt. Diese Direktbeauftragungen ermöglichen die Durchführung fundierter Machbarkeitsstudien, um insbesondere im Nah- und Fernwärmebereich sowie bei der Umstellung von industriellen Betrieben auf eine erneuerbare Energieversorgung gute Entscheidungsgrundlagen für die Anlagenbetreiber bzw. Unternehmen zu generieren. Ziel dieses Förderinstrument ist es, dass mit Abschluss der Studie ausreichend Informationen und Daten vorliegen, sodass eine Einreichung bei der Investitionsförderung möglich ist.

In den Ausschreibungsjahren 2020 und 2021 des Instruments wurden 33 Studien mit einer Gesamtkollektorfläche von 1.043.335 m² Brutto-Kollektorfläche und einem Gesamtauftragsvolumen von 2.067.081 € vergeben (Abbildung 50).

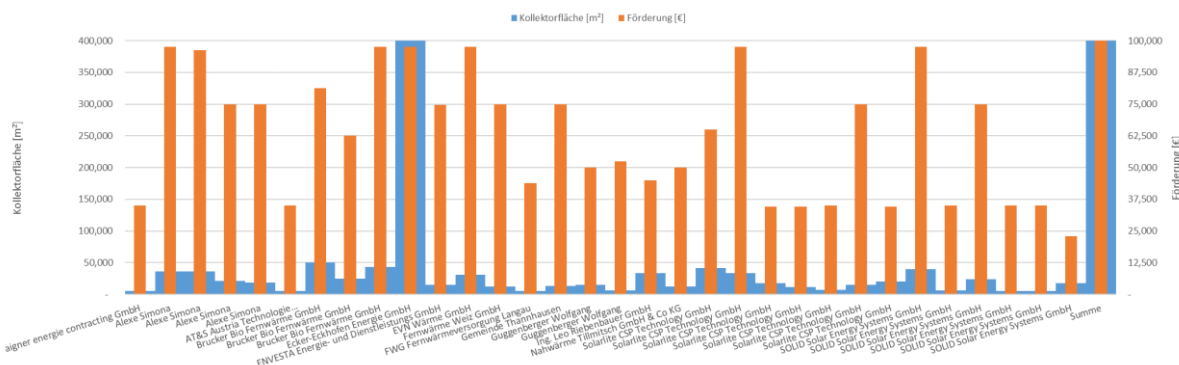


Abbildung 50: Fördersumme und geplante Kollektorfläche bei den Förderprogrammen 2020 und 2021 eingereichten Machbarkeitsstudien sortiert nach Antragssteller

Grundsätzlich sind drei Förderkategorien in Abhängigkeit der geplanten Kollektorfläche möglich. In jeder Kategorie wird hinsichtlich maximal möglichen Honorars zwischen Anlagen mit Kurzzeitwärmespeicher und Langzeitwärmespeicher unterschieden (Tabelle 2).

Tabelle 2: Honorar in Abhängigkeit der Anlagengröße und Wärmespeicherkategorie (Quelle: Förderleitfaden 2020 des Klima- und Energiefonds)

Anlagengröße	Honorare in Verbindung mit Kurzzeitwärmespeicherung	Honorare in Verbindung mit Langzeitwärmespeicherung
Anlagen größer 5.000 und kleiner oder gleich 10.000 m ²	€ 35.000,-	€ 52.500,-
Anlagen größer 10.000 und kleiner oder gleich 30.000 m ²	€ 50.000,-	€ 75.000,-
Anlagen größer 30.000 m ²	€ 65.000,-	€ 97.500,-

Entsprechend Abbildung 50 wurden 8 Studien in der ersten, 14 Studien in der zweiten Hauptkategorie und 11 Studien in der dritten Hauptkategorie vergeben. Für jede Studie ist ein publizierbarer Endbericht zu verfassen, welcher auf der Website des Förderprogramms² zum Download bereitgestellt wird. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung waren 16 Berichte verfügbar.

7.4 SunPeek - Open Source Software für solarthermische Großanlagen

SunPeek ist eine Open Source Software für Performance-Monitoring und Garantieverfahren von solarthermischen Großanlagen. Sie enthält die erste Open Source Implementierung des Verfahrens zur Leistungsüberprüfung nach ISO 24194:2022 (Thermal Power Check). SunPeek implementiert zudem ein innovatives In situ Testverfahren zur Ertragsprüfung mittels einer Simulation des Soll-Ertrags (Dynamic Collector Array Test). Diese Verfahren erlauben ein detailliertes, digitales Condition Monitoring von Kollektorfeldern im Realbetrieb, welche unabhängig von den jeweiligen Betriebsbedingungen (Regelung, Wetter, Systemrandbedingungen) eine Einschätzung des aktuellen Anlagenzustandes erlaubt. Die Basis von SunPeek wurde im Forschungsprojekt HarvestIT, welches von AEE INTEC durchgeführt wurde, (<https://www.collector-array-test.org>) entwickelt und mit Daten aus der Begleitforschung getestet und validiert. Als Open Source Software ist

² <https://solare-grossanlagen.at/machbarkeitsstudien/>

SunPeek auch kommerziell nutzbar und soll als Branchenlösung breit eingesetzt und weiterentwickelt werden.

SunPeek ist auf die typischen Anlagendesigns und Messausstattungen von solarthermischen Großanlagen anwendbar und greift nicht in die Anlagenregelung ein. Die Einschätzung des aktuellen Anlagenzustandes bildet die Basis zur Beurteilung der Kollektoreffizienz und zur Überprüfung von Herstellergarantien bei der Inbetriebnahme. Als langfristiges Monitoringtool über die Betriebsdauer der Anlage (20 Jahre und mehr) bietet SunPeek Anlagenbetreibern ein kostengünstiges, automatisiertes Monitoring und Decision Support für Wartungsarbeiten.

Abbildung 51 zeigt die grafischen Berechnungsergebnisse der Software für 3 unterschiedliche Kollektorfelder derselben Anlage im gleichen Betrachtungszeitraum. Ausrichtung und Neigung der 3 Kollektorfelder ist ident, jedoch ist liegt der Grafik ganz links ein anderer Kollektor zugrunde als den beiden Grafiken in der Mitte und ganz rechts. Es ist klar erkennbar, dass das Ergebnis ganz links nicht ganz so zufriedenstellend ist, wie die Ergebnisse der anderen beiden Kollektorfelder. Diese Analyse wurde erst deutlich nach der Monitoringperiode durchgeführt, daher kann hier keine Erklärung für diese Abweichung gegeben werden. Aufgrund der einfachen Nutzung der Software mit nur sehr wenigen Eingabeparametern ist angedacht, SunPeek zukünftig in die Analysen im Zuge des Begleitmonitorings einzubinden.

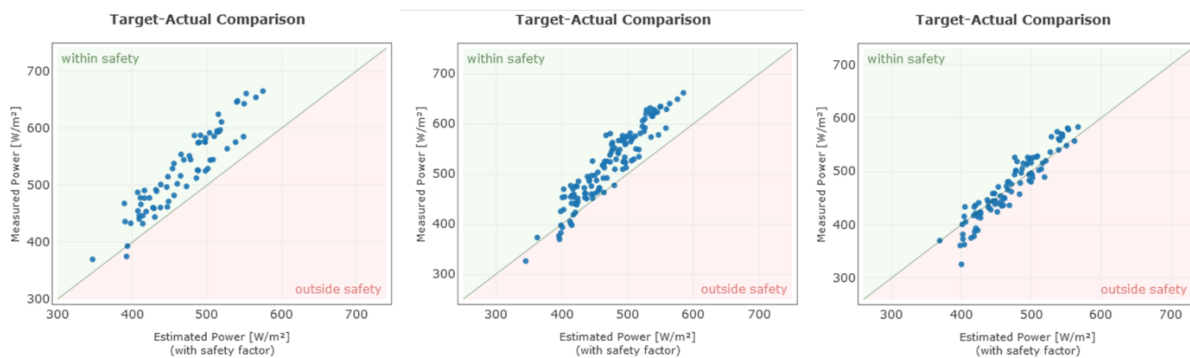


Abbildung 51: Grafisches Berechnungsergebnis der Software für 3 Kollektorfelder derselben Anlage im gleichen Betrachtungszeitraum

8 Spezifische Investitionskosten einzelner Projekte

Neben technischen Fakten sind auch wirtschaftliche Fakten entscheidend für die Umsetzung von solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen. 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 (anteilmäßig) 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 76 Projekte) sind in Abbildung 52 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 280 €/m² und 2.100 €/m². Der Großteil der Systemkosten (44 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).

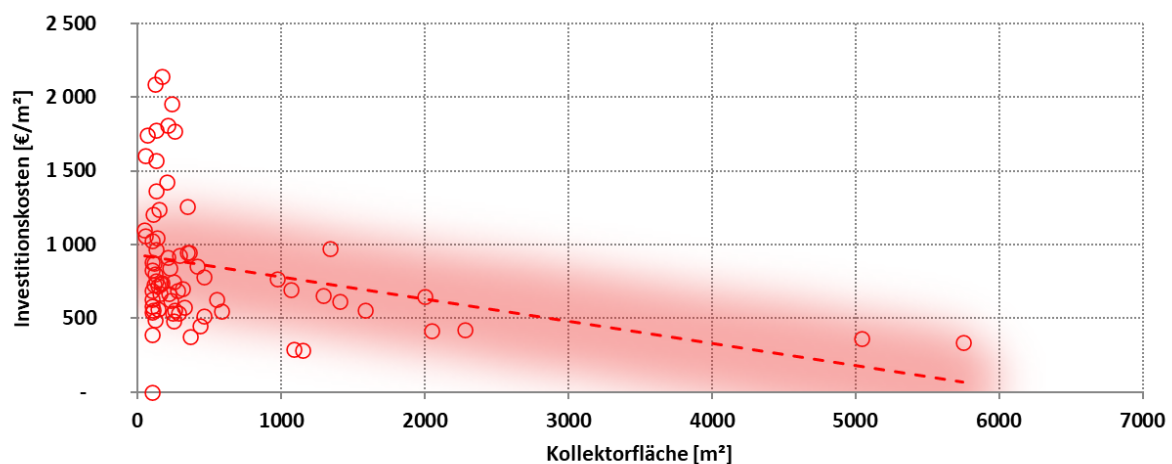


Abbildung 52: Spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (76 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.

Seit dem Einführungsjahr 2010 des Förderprogramms fanden teilweise beträchtliche Indexveränderungen statt, welche in Tabelle 1 aufgelistet sind.

Tabelle 3: jährliche Indexveränderung mit Basisjahr 2011 basierend auf Verbraucherpreisindex 2010³

2011	0%
2012	2.80%
2013	5.50%
2014	7.20%
2015	8.00%
2016	9.40%
2017	11.60%

³ Quelle: <https://www.statistik.at/Indexrechner/#/>

2018	13.60%
2019	15.60%
2020	17.90%
2021	19.00%
2022	24.90%
2023	38.90%
2024	45.30%

Unter Berücksichtigung dieser Werte wurde eine Indexbereinigung der Preise bezüglich des Einreichungsjahr der einzelnen Anlagen durchgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 53 dargestellt.

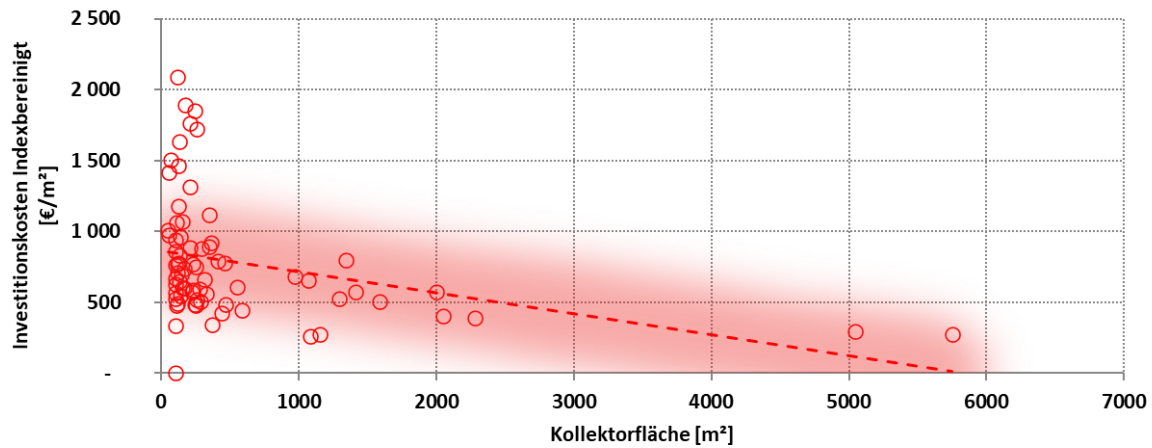


Abbildung 53: Indexbereinigte spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (76 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.

Als weitere Analyse wurden Kategorien hinsichtlich Kollektorfläche eingeführt und jährlichen Mittelwerte in jenen Kategorien im Verlauf des Förderprogramms von 2010 bis 2021 in Abbildung 54 dargestellt. Insbesondere bei den kleineren Anlagen bis 250 m² (violett) Brutto-Kollektorfläche sind starke Preisschwankungen feststellbar. Dies ist wesentlich von der Anzahl der eingereichten Projekte mit Erd- und/oder Eisspeicher abhängig, deren Kosten einen starken Einfluss auf den spezifischen Quadratmeterpreis haben. Ähnliches, jedoch deutlich reduziert gilt auch für die Kategorie „>500 m²“ (blau). Bei Anlagen größer 500 m² (rot und grün) 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 deutliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

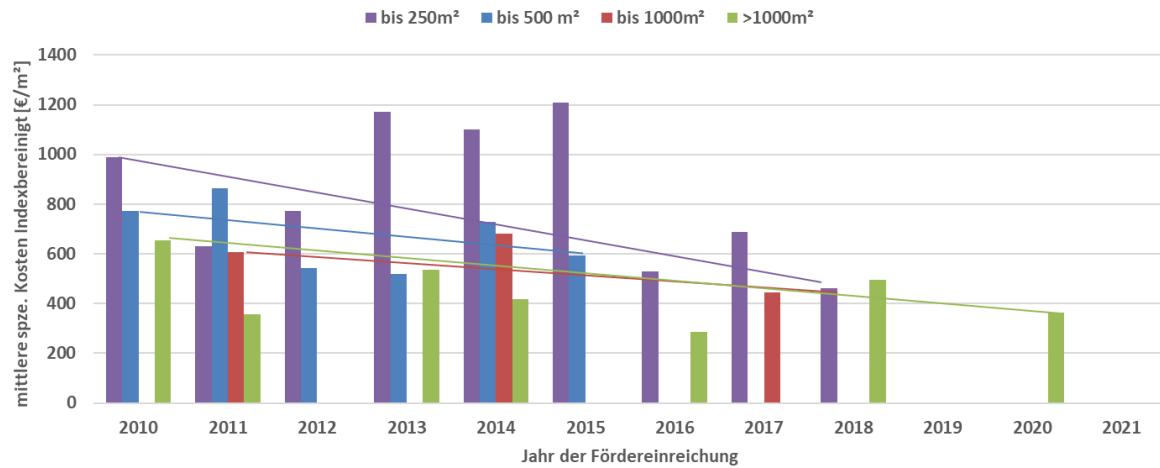


Abbildung 54: Indexbereinigte mittlere spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (76 verfügbare Datensätze) von 2010 bis 2021; Die Linien stellen die linearer Trendkurven je Kategorie dar.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand bleibt nach wie vor 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 Überlegungen zielführend, 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., 2021:

Christian Fink, Waldemar Wagner: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2021

Fink et al., 2015:

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., 2016:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., 2019a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Walter Becke, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2019b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Veronika Hierzer, Waldemar Wagner, Reinhard Pertschy, Bernd Windholz, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2022a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Veronika Hierzer, Marnoch Hamilton-Jones, Walter Becke, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

Fink et al., 2023a:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Michael Reisenbichler, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2023

Fink et al., 2023b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Jakob Binder, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt

„Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2023

Fink et al., 2024a:

Christian Fink, Walter Becke, Peter Gruber, Roland Kerschenbauer: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2024

Fink et al., 2024b:

Christian Fink, Walter Becke, Lorenz Leppin, Peter Gruber, Roland Kerschenbauer: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2024

Fink et al., 2022b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Lorenz Leppin, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2019“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022