
„Weiterentwicklung innovativer Prozesswärme-Kollektoren mit erstmaliger Anwendung an einer Pilot-Anlage im industriellen Maßstab“

Kurzbezeichnung „Sol Styro“

Abschlussbericht

Ein Projekt gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU)

Förderkennzeichen: 32455

Antragsteller und Durchführung:

SOLVIS GmbH
Grottrian-Steinweg-Straße 12, 38112 Braunschweig

Projektleitung:

Helmut Jäger

Projektpartner:

KLUTH Dachbaustoffe GmbH, Barsinghausen
Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH (ISFH), Emmerthal

Projektlaufzeit

07.12.2014 – 07.06.2019

Autoren

Elisabeth Schneider, Federico Giovannetti (ISFH)
Anja Aschenbrenner, Helmut Jäger (Fa. SOLVIS)
Franz Köllmann (Fa. KLUTH Dachbaustoffe GmbH)

Dezember 2019

Antragsteller

Solvis GmbH

Ansprechpartner: Helmut Jäger

Grottrian-Steinweg-Straße 12

38112 Braunschweig

Tel.: 0531 289040

www.solvis.de



Projektpartner

Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)

Abteilung Solare Systeme

Ansprechpartner: Dr- Ing. Federico Giovannetti
Elisabeth Schneider

Am Ohrberg 1

31860 Emmerthal

Tel. 05151 999-100

www.isfh.de



Kluth Dachbaustoffe GmbH

Ansprechpartner: Franz Köllmann

Reihekamp 17

30890 Barsinghausen

Tel.: 05105 7705-0

www.kluthdach.de



Teklenburg Proconsult & Engineering

Ansprechpartner: Theodor Teklenburg

Bahnhofstraße 44

87748 Fellheim

Tel.: 08335 98744-20

<http://www.teklenburg.eu>



Mitwirkende Industriepartner

Kömmerling Chemische Fabrik GmbH

Ansprechpartner: Dr. Christian Scherer

Zweibrücker Straße 200

66954 Pirmasens

Tel.: 6331 56 2000

www.koe-chemie.de



Danksagung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse des von der Deutsche Bundestiftung Umwelt (DBU) geförderten Forschungsvorhabens „Sol-Styro“. Die Autoren bedanken sich beim Fördermittelgeber für die Unterstützung vor allem bei Herrn Dr. Roland Digel für die sehr konstruktive Betreuung und bei allen Partnern für die gute Zusammenarbeit. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Az **32455/01**Referat **24/0**Fördersumme **302.022 €**

Antragstitel **Weiterentwicklung innovativer Prozesswärme-Kollektoren mit erstmaliger Anwendung an einer Pilot-Anlage im industriellen Maßstab (Kurzbezeichnung: Sol-Styro)**

Stichworte Erneuerbare Energien, Solarthermie

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
54 Monate	07.12.2014	07.06.2019	

Zwischenberichte

Bewilligungsempfänger	Solvis GmbH & Co. KG	Tel	0531 28904 0
	Grotrian-Steinweg-Strasse 12	Fax	0531 28904100
	38112 Braunschweig	Projektleitung	Helmut Jäger
		Bearbeiter	Anja Aschenbrenner

Kooperationspartner ISFH GmbH, Am Ohrberg 1, 31860 Emmerthal
Kluth Dachbaustoffe GmbH, Reiekkamp 17, 30890 Barsinghausen

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Das Vorhaben hat sich zum Ziel gesetzt, eine Demonstrations-Anlage mit neuartigen hocheffizienten Flachkollektoren zur Unterstützung der Herstellung von expandierbarem Polystyrol-Hartschaum (EPS) zu realisieren und zu bewerten. Inhaltlich lag der Fokus auf den folgenden Schwerpunkten:

- Entwicklung eines großformatigen Prozesswärmekollektors. Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit eines schon erfolgreich getesteten hocheffizienten Flachkollektors mit spektral selektiver, doppelt verglaster Abdeckung, wurden das Format erweitert (von 2 bis auf 8 m²) und konstruktive Anpassungen (dünne Gläser, nicht gefüllter und nicht butylversiegelter Scheibenzwischenraum) untersucht.
 - Analyse der Prozesse bei der EPS-Fertigung. Um eine effiziente Integration der Solaranlage zu erzielen, wurde eine umfassende Analyse der laufenden Prozesse bei der

EPS-Fertigung der Firma Kluth durch Erfassung der zeitaufgelösten Wärmeversorgung und -verteilung durchgeführt.

- Auslegung einer effizienten Systemintegration. Basierend auf den erhobenen Daten wurden mit Hilfe von Simulationsstudien (TRNSYS) Lösungen erarbeitet, die eine energetisch und wirtschaftlich optimierte Integration der Solaranlage ermöglichen. Berücksichtigt wurden dabei mögliche Prozessanpassungen, geeignete Integrationsstellen, Speicherlösungen und Betriebsmodalitäten.
- Langzeit-Monitoring und Optimierung. Ursprünglich geplant waren im Projekt die Umsetzung der vorgeschlagenen Prozessanpassungen, die Installation der solarthermischen Anlage und die Implementierung von zusätzlichen Effizienzmaßnahmen sowie die Durchführung eines einjährigen Monitoring-Programms sowohl für die Solaranlage als auch für die EPS-Fertigung. Basierend auf der wirtschaftlichen Bewertung hat sich die Fa. Kluth gegen die geplanten Maßnahmen entschieden, die somit nicht umgesetzt wurden.

Im Rahmen der mit der DBU vereinbarten Projektverlängerung wurde eine alternative und entsprechend den definierten Anforderungen (Temperaturbereich und Größe) geeignete Pilotanlage gesucht, um die geplanten Feldtests an den neu entwickelten Kollektoren durchzuführen. Da kein passendes Projekt identifiziert werden konnte, wurde das Vorhaben abgebrochen.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Die Durchführung des Projektes war ursprünglich nach den folgenden inhaltlichen Arbeitspaketen aufgeteilt:

Prozessanalyse und Konzepterstellung: Detaillierte messtechnische Erfassung und Analyse der aktuellen Wärmeflüsse in der Fertigungsanlage der Fa. Kluth. Erstellung von passenden Konzepten für eine optimale Integration der Solaranlage (Integrationsebene, Betriebsmodalitäten, Speicherlösungen, zeitliche Anpassung der Produktion, Möglichkeiten zur Abwärmenutzung).

Auslegung Solarkollektor: Entwicklung großformatiger Kollektoren bis zu 8 m² mit Solarabsorbern aus Aluminium (sowohl Blech als auch Rohrregister). Bewertung des thermomechanischen Verhaltens des Absorbers und der Doppelverglasung bei Stagnationstemperaturen bis zu 265 °C und der zusätzlichen konstruktiven Maßnahmen zur Unterdrückung der temperaturbedingten Verformung durch Indoor- und Outdoor-Tests. Untersuchung zur Gebrauchstauglichkeit an nicht gasgefüllten und nicht abgedichteten Verglasungen durch langzeitige Outdoor-Exposition.

Auslegung Solaranlage: Durchführung von detaillierten Simulationen mit TRNSYS (Erstellung Decks zur Abbildung der Solaranlage und der EPS-Fertigung). Untersucht wurden dabei: Integrationsstellen, Prozessanpassungen, Speicherlösungen, Betriebsmodalitäten und Regelungsstrategien. Hydraulische Auslegung des Kollektorfelds zur Minimierung der Stagnationsproblematik.

Prozessanpassung: Umsetzung der erforderlichen Anpassungen in der EPS-Fertigungsanlage. Dazu zählen: Modifikationen des aktuellen Wärmeverteilungssystems (insbesondere an den Stationen: Speisewasser-Vorerwärmung, Lufterwärmung zur EPS-Trocknung, Siloheizung), der Betriebsmodalitäten und -zeiten. Zusätzliche Berücksichtigung von konventionellen Maßnahmen, die die energetische Effizienz der Fertigung aber auch den solaren Deckungsanteil erhöhen können.

Anlageninstallation: Installation, Anschluss und Inbetriebnahme der Solaranlage (Kollektorfeld, Rohrleitungssystem, Speicher, etc.), Installation und Inbetriebnahme der Messtechnik für das Monitoring-Programm (Sensoren zur Erfassung von Temperatur und Volumenstrom, meteorologische Station - Einstrahlung, Außenlufttemperatur, Windgeschwindigkeit-, mit integrierter Funktions- und Ertragskontrolle).

Langzeit-Monitoring: Überwachung der Integrationsmaßnahme über eine Laufzeit von mindestens einem Jahr durch die umfassend installierte Messtechnik. Untersuchung zur Leistung (Kollektor- und Systemerträge) und zum Verhalten von Kollektorfeld und Solarkreis in Betrieb und Stagnation (Temperaturen und Durchströmung, Speicherzustand). Kontrolle der Effizienz und der Qualität der Produktion bei der EPS-Fertigung unter den neuen Bedingungen.

Energetische/wirtschaftliche Bewertung: Evaluation der erzielten Systemerträge und der entsprechenden Energieeinsparungen bei der EPS-Fertigung. Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Maßnahme.

Technische Bewertung: Untersuchung zur Gebrauchstauglichkeit von ausgewählten Kollektoren nach 12 Monaten Betrieb. Wiederholte Leistungsmessung der Kollektoren, Tests an einzelnen Komponenten (Isolierglasbeständigkeit der Verglasungseinheit und Langzeit-Verhalten der Dichtstoffe).

Optimierung: Umsetzung von erforderlichen Maßnahmen nach 6 und 12 Monaten Betrieb und Monitoring der Installation zur Optimierung der Integration. Dabei Berücksichtigung vor allem von Speicherlösungen, Regelungsstrategien, Betriebsmodalitäten der Fertigungsanlage und weitere Prozessanpassungen.

Die Bearbeitung der Arbeitspakete „Prozessanalyse und Konzepterstellung“, „Auslegung Kollektor“ und „Auslegung Solaranlage“ wurde vollständig und erfolgreich abgeschlossen. Aufgrund des frühzeitigen Projektabbruches wurden dagegen die weiteren Arbeitspakete nicht oder nur teilweise bearbeitet. Die energetische und wirtschaftliche Bewertung der geplanten Maßnahmen erfolgte somit ausschließlich auf Basis von Simulationsergebnissen.

Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse lassen sich mit Bezug auf die im Projekt definierten Schwerpunkte wie folgt zusammenfassen:

- Kollektorentwicklung. Durch konstruktive Anpassungen des Produktes Fera wurden Prototypen in zwei Formaten (Bruttofläche: 2.8 m² und 8.4 m²) sowie mit zwei verschiedenen spektral selektiven, doppelt verglasten Abdeckungen (mit Argon gefüllt und durchlüftet) von der Fa. Solvis entwickelt und gefertigt. Der Einsatz von 2mm dünnen Gläsern als Innenscheibe der Verglasung wurde dabei erfolgreich getestet. Die Verwendung von Rohrleitung aus Aluminium war dagegen aufgrund von Schwierigkeiten beim Schweißen nicht möglich. Die Prototypen wurden am ISFH ausführlich auf Leistung und Gebrauchstauglichkeit untersucht. Die ermittelten Konversionsfaktoren ($\eta_0 = 0.74 - 0.76$) liegen um 3-4 % Punkte unter den Erwartungen, die Verlustkoeffizienten sind dagegen vergleichbar mit oder sogar besser als die Ergebnisse aus vorherigen Entwicklungsvorhaben ($a_{60} = 2.78 - 2.90 \text{ W/m}^2\text{K}$). Die Abweichungen lassen sich vermutlich auf eine dicker aufgetragene Low-e Schicht (niedrigere solare Transmission, niedrigere Emissivität) der selektiven Gläser sowie auf die tatsächlichen Transmissionswerte der verwendeten AR-Beschichtungen zurückführen. Zwischen der gasdichten bzw. mit Argon gefüllten und der durchlüfteten Abdeckung wurde kein signifikanter Unterschied im Verlustkoeffizient festgestellt. Ursachen dafür konnten im Rahmen des Projektes nicht identifiziert werden. Basierend auf den ermittelten Kennwerten erzielt der neue Kollektor 26% (80°C) und 54% (100°C) höhere Erträge als der marktverfügbare Fera-Kollektor der Fa. Solvis (Bruttowärmeerträge, Referenzstandort: Würzburg). Im Vergleich zu einem Fera-Kollektor mit zwei AR-Scheiben ist aber der neue Kollektor erst ab ca. 100°C leistungsfähiger. Die aktuellen Kosten für die Fertigung der selektiven Scheibe liegen ca. 10 € (ohne AR in Position 4) und 18 € (mit AR in Position 4) höher als die von einer AR-Scheibe. Die Gebrauchstauglichkeit der Kollektoren (thermische und thermomechanische Belastbarkeit bei hohen Temperaturen) wurde erfolgreich getestet. Noch nicht gelöst bleibt nur die Regendichtigkeit der durchlüfteten Kollektorkonfiguration.

- Prozessanalyse bei der EPS-Fertigung. Als Ergebnis der messtechnischen Analyse wurden drei prinzipiell geeignete Stellen für die Integration solarthermisch erzeugter Wärme identifiziert: Die Vorerwärmung des Speisewassers vor Eintritt in den Dampfkessel, der für die gesamte Prozesswärmeversorgung zuständig ist; die Zwischentrocknung des EPS über den entsprechenden Wärmespeicher (Prozesstemperatur ca. 60°C); die Fließbett-Vortrocknung des EPS (Prozesstemperatur ca. 45°C), wobei hier die Installation eines zusätzlichen Wärmetauschers erforderlich wäre. Mit der Ausnahme der Abwärme (Kühlwasser) aus der Vakuumpumpe der EPS-Blockformfertigung (Prozesstemperatur ca. 50°C), wurde die Einbindung in den Produktionsprozess aller untersuchten Abwärmequellen als energetisch nicht relevant eingestuft. Zudem wurden kleine Maßnahmen zur Effizienzsteigerung empfohlen (Positionierung der Speicheranschlüsse, Rohrdämmung, automatisierte Regelung für die Pumpe, etc.).
- Simulationsergebnisse. Im Rahmen der umfangreichen Simulationsstudie mit TRNSYS wurden basierend auf den erhobenen Daten aus der EPS-Fertigung sowie den gemessenen Kollektorkennwerten verschiedene Konzepte für die solare Unterstützung der als geeignet identifizierten Prozesse durchgeführt. Untersucht wurden dabei Speicher- und Kollektorfeldgröße sowie unterschiedliche Betriebsstrategien. Je nach gewählter Systemkonfiguration werden Energieeinsparungen bis zu 15% ermittelt (245 MWh/a mit 600 m² Kollektorfeld und 10 m³ Speicher, bei einem Gesamtenergiebedarf von 1.6 GWh/a), was 53 t CO₂/a entspricht. Die neuen spektral selektiven Kollektoren (durchlüftete Verglasung) erzielen solare Erträge im System die 10% höher als die vom marktverfügbaren einfach verglasten Fera der Fa. Solvis und 3% niedriger als die Erträge eines doppelt verglasten Fera-Kollektors mit 2 AR-Scheiben liegen. Die Mehrerträge von selektiven Kollektoren mit durchlüfteter und mit Argon-gefüllter Abdeckung mit den erwarteten Kennwerten betragen jeweils 4% und 6.5%. Die geringen Unterschiede zwischen den Kollektorkonfigurationen lassen sich auf die erforderlichen Betriebstemperaturen für die Unterstützung der relevanten Prozesse zurückführen.
- Wirtschaftliche Bewertung: Die wirtschaftliche Bewertung erfolgte auf Basis der simulierten Systemerträge und einem konkreten Kostenangebot der Fa. Solvis für die Installation einer Solaranlage mit 263 m² hocheffizienten Flachkollektoren (Aperturfläche) auf dem Dach der Fa. Kluth (545 €/m² inklusiv Speicher und Montage). Die Berechnung wurde in Anlehnung an die VDI 2067 und VDI 6025 durchgeführt. Für übliche Randbedingungen ergeben sich solare Wärmegegestehungskosten von 0.06 €/kWh gegenüber einem Gaspreis von 0.042 €/kWh. Mit Berücksichtigung der aktuellen BAFA-Förderung liegt die Amortisationszeit über 15 Jahren. Amortisationszeiten unter 5 Jahren, die oft als Obergrenze für Investitionen im Industriebereich angegeben werden, könnten bei der betrachteten Installation nur mit spezifischen Investitionskosten unter ca. 150 €/m² erreicht werden. Unabhängig von der Effizienz der spezifischen Maßnahme bestätigen diese Ergebnisse die Notwendigkeit alternativer Geschäftsmodelle für eine erfolgreiche Marktdurchdringung der Niedertemperatur-Solarthermie im Industriebereich.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Projektergebnisse wurden durch Veröffentlichungen und Fachvorträge im Rahmen nationaler (Symposium Thermische Solarenergie 2015, Energietage Nds 2015, FVEE-Jahrestagung 2015) und internationaler (ISES Conference EuroSun 2016, IEA SHC TASK 49 „Solar Heat Integration in Industrial Processes“) Tagungen und Workshops präsentiert.

Fazit

Im Projekt wurde die geplante Entwicklung großformatiger Kollektoren mit doppelt verglasten, spektral selektiven Abdeckungen von der Fa. Solvis erfolgreich umgesetzt, wobei die gemessene Leistungsfähigkeit unter den Erwartungen liegt. Die Kollektoren erzielen Erträge, die deutlich höher als die von marktverfügbaren Produkten der Fa. Solvis sind, zeigen aber gegenüber doppelt verglasten aufbaugleichen Kollektoren mit AR Scheiben keine Vorteile bei Temperaturen unter 100 °C. Noch entscheidender für den Markt ist die erforderliche Kostenreduktion der Verglasung, die nur in Verbindung mit einer stärkeren Nachfrage der low-e Scheibe und mit einer Optimierung der Logistik (aktuell werden low-e Beschichtung und AR-Beschichtung von zwei verschiedenen Firmen appliziert) erfolgen kann. Die Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der zusätzlichen Kosten die gasdichte Variante nur unter der Bedingung eine realistische Option ist, dass die Verglasung beim Kollektorhersteller gefertigt wird.

Die messtechnische Analyse der EPS-Fertigung der Fa. Kluth hat vielversprechende Stellen/Prozesse mit Temperaturen zwischen 40° und 70° C identifiziert, die für die Integration solarthermisch erzeugter Wärme prinzipiell geeignet wären. Mit simulierten solaren Erträgen von ca. 400 kWh/m²a und geschätzten spezifischen Anlagenkosten von 545 €/m² werden aber solare Wärmegestehungskosten (0.06 ct/kWh) und entsprechende Amortisationszeiten (> 15 a) erzielt, die deutlich höher sind, als von der Industrie aktuell akzeptiert werden wird. Noch zu erwähnen ist der geringe Ertragsunterschied im System der verschiedenen Kollektorkonfigurationen, sodass die Mehrkosten für effizientere Lösungen eine wichtigere Rolle spielen. Allgemein bestätigen die Projektergebnisse zum einen das Potential der solarthermischen Prozesswärme-Unterstützung. Problematisch bleiben jedoch die Kosten und die Frage nach geeigneten Geschäftsmodellen für eine erfolgreiche Verbreitung solarthermischer Prozesswärme am Markt.

Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 •

<http://www.dbu.de>

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur.....	11
Zusammenfassung.....	13
1. Einleitung.....	16
1.1. Motivation und Projektziele.....	16
1.2. Stand der Technik zum Projektbeginn.....	18
1.2.1. Solarthermische Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung.....	18
1.2.2. Solarthermische Kollektoren zur Prozesswärmeerzeugung.....	19
2. Projektmanagement.....	21
2.1. Zeitplan.....	21
2.2. Bearbeitung der Arbeitspakete.....	22
3. Prozessanalyse und Konzepterstellung (AP 2).....	25
4. Auslegung Solarkollektor (AP 3).....	29
4.1. Kollektorentwicklung und –fertigung.....	29
4.2. Bewertung der thermischen Leistungsfähigkeit.....	32
4.2.1. Zweiseiber-Prototypen.....	32
4.2.2. Sechsscheiber-Prototypen.....	35
4.3. Bewertung der Gebrauchstauglichkeit.....	37
4.3.1. Voruntersuchungen bei SOLVIS.....	37
4.3.2. Untersuchungen am ISFH.....	39
5. Auslegung Solaranlage (AP 4).....	43
5.1. Modellierung der Produktionsanlage.....	43
5.2. Simulationsergebnisse.....	44
5.2.1. Varianten im aktuellen Anlagenbetrieb.....	45
5.2.2. Varianten mit Integration solar erzeugter Prozesswärme.....	49
5.2.3. Varianten mit Integration von Vakuumpumpen-Wärmerückgewinnung.....	59
5.2.4. Zusammenfassende Bewertung der Simulationsergebnisse.....	62
6. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	66
6.1. Projektierung der Prozesswärmeanlage.....	66
6.2. Bewertung von Beispielvarianten.....	67
6.2.1. Randbedingungen.....	67
6.2.2. Berechnung der Wärmegestehungskosten.....	69
6.2.3. Berechnung der Amortisationszeit.....	70
6.2.4. Zusammenfassung.....	72
7. Quellenverzeichnis.....	73

8.	Anhang	75
8.1.	Verwendete Messtechnik	75
8.2.	Beschreibung der einzelnen Modellkomponenten	75
8.3.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	82
8.3.1.	Annahmen	82
8.3.2.	Annuitätenrechnung nach VDI 2067	85

Nomenklatur

Lateinische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
A	Fläche	m ²
A	Annuitätsfaktor	-
a ₁	spezifischer Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² K)
a ₂	temperaturabhängiger spezifischer Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² K ²)
a ₆₀	Wärmeverlustkoeffizient bei Temperaturdifferenz von 60 K	W/(m ² K)
A _A	Aperturfläche	m ²
A _G	Bruttofläche	m ²
B	Barwertfaktor	-
b ₀	IAM Faktor	-
d	Dicke	mm
h	Relative Anschlusshöhe	-
q	Zinsfaktor	-
\dot{Q}	Wärmestrom	W
r _E	Energiepreisänderungsfaktor	-
r _p	Preisänderungsfaktor	-
T _{Abs}	Absorbertemperatur	K
T _{Fl}	Fluidtemperatur	K
T _U	Umgebungstemperatur	K
V	Volumen	m ³
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /h

Griechische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
α	solare Absorption	-
β	Kollektorneigung gegen die Horizontale	°

ε	Emissionsgrad	-
η	Wirkungsgrad	-
η_0	Konversionsfaktor	-
ρ	solare Reflexion	-
τ	solare Transmission	-
λ	Wärmeleitfähigkeit	W/mK

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AR	Antireflex
BF-WRG	Wärmerückgewinnung aus der Blockform
BS 1	Betriebsstrategie 1 für die Dampfnachheizung der Silotrocknung: kontinuierliches Nachheizen (8112 h/a) des Silotrocknungsvorlaufs auf die Zieltemperatur
BS 2	Betriebsstrategie 2 für die Dampfnachheizung der Silotrocknung: Nachheizen nur zu Produktionszeiten (1016 h/a) auf Zieltemperatur
CPC	Compound parabolic concentrator
EPS	Expandiertes Polystyrol
FK	Flachkollektor
HFK	Hocheffizienter Flachkollektor
ITO	Indiumzinnoxid
TPS	Thermoplastic spacer
VP-WRG	Wärmerückgewinnung aus den Vakuumpumpen
VRK	Vakuumröhrenkollektor

Zusammenfassung

Das von der DBU geförderte Forschungsvorhaben „Sol-Styro“ hat sich zum Ziel gesetzt, eine Demonstrationsanlage mit neuartigen hocheffizienten Flachkollektoren zur solaren Unterstützung der Herstellung von expandierbarem Polystyrol-Hartschaum zu realisieren, messtechnisch zu überwachen und abschließend zu bewerten. Inhaltlich waren folgende Schwerpunkte im Projekt zu bearbeiten:

- Weiterentwicklung eines hocheffizienten Flachkollektors mit spektral selektiver, doppelt verglaster Abdeckung für den Einsatz bei Temperaturen über 70°C (Formaterweiterung, konstruktive Anpassungen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit);
- Analyse der Prozesse bei der EPS-Fertigung der Fa. Kluth durch detaillierte Erfassung der zeitaufgelösten Wärmeversorgung und –verteilung;
- Erarbeitung eines Konzeptes zur effizienten Systemintegration der Solaranlage, basierend auf den erhobenen Daten und mit Hilfe von Simulationsstudien (TRNSYS);
- Systemintegration und einjähriges Langzeit-Monitoring der Installation (Solaranlage und EPS-Fertigung), Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen und ganzheitliche Evaluierung.

Die Bearbeitung wurde von kritischen Ereignissen im Projektverlauf (Insolvenz und Neugründung sowohl der Fa. KLUTH als auch des Antragstellers SOLVIS) maßgeblich beeinflusst. Diese haben zur signifikanten Verzögerung im Zeitplan geführt und das Erreichen der Ziele beeinträchtigt.

Großformatige Prototypen mit unterschiedlichen Formaten (2.8 m² und 8.4 m² Bruttofläche) und Abdeckungen (mit Argon gefüllt sowie durchlüftet), die auf dem vorhandenen Produkt Fera der Fa. SOLVIS basieren, wurden von SOLVIS konzipiert und erfolgreich hergestellt. Die Kollektoren wurden am ISFH ausführlich untersucht. Im Rahmen der Leistungsfähigkeitstests wurden allgemein Wirkungsgrade gemessen, die signifikant unter den Erfahrungswerten liegen ($\eta_{0,AA} = 0.74$ bis 0.76). Die Abweichungen sind zum Teil auf die tatsächliche in den Prototypen realisierte Dicke der aktiven Schicht (ITO), die für die spektrale Selektivität bzw. für die niedrige Emissivität zuständig ist, sowie auf die optischen Eigenschaften der verwendeten Antireflex-Beschichtungen zurückzuführen. Die negative Auswirkung auf den Konversionsfaktor (optische Verluste) konnte von der positiven Auswirkung auf den Verlustkoeffizienten (bessere Wärmedämmung) nicht kompensiert werden; im Ergebnis resultierten niedrigere Kollektorerträge im relevanten Temperaturbereich als erwartet. Die Variante mit durchlüfteter Doppelverglasung wurde als Alternative zur ursprünglichen Konfiguration untersucht, mit dem Ziel, die Mehrkosten der Verglasungsfertigung (15 bis 20 €/m²) zu vermeiden. Zwischen den zwei Konfigurationen „Argon“ und „durchlüftet“ wurde kein signifikanter Unterschied im Verlustkoeffizient festgestellt. Die Ursachen dafür konnten im Rahmen des Projektes nicht eindeutig identifiziert werden. Basierend auf den ermittelten Kennwerten erzielt der neue Kollektor 26% (80°C) bis 54% (100°C) höhere Erträge als der marktverfügbare, einfach verglaste Fera-Kollektor der Fa. Solvis (bzgl. Bruttowärmeerträge, Referenzstandort: Würzburg). Im Vergleich zu dem Prototyp mit zwei Anti-Reflex (AR)-Scheiben ist aber der neue Kollektor erst ab ca. 100°C leistungsfähiger. Die aktuellen Kosten für die Fertigung der selektiven Scheibe liegen dagegen ca. 10 € (ohne AR in Position 4) und 18 € (mit AR in Position 4) höher als die von einer einzelnen AR-Scheibe. Die Gebrauchstauglichkeit der Kollektoren (thermische und thermomechanische Beständigkeit bei hohen Temperaturen) wurde erfolgreich getestet. Offen bleibt die Regendichtigkeit bei der Variante mit durchlüfteter Verglasung. Die Ergebnisse der Kollektorentwicklung bestätigen, dass das verfolgte Konzept

eine energetisch vielversprechende Alternative für den anvisierten Anwendungstemperaturbereich ist, aber eine stabile Beschichtungsproduktion, die reproduzierbare Kennwerte gewährleistet erfordert. Zudem sind niedrige Kosten sowohl für die beschichtete Scheibe als auch für die Verglasungsfertigung notwendig, um das Produkt am Markt zu platzieren, insbesondere in solchen Anwendungsbereichen, wo große Kollektorfelder installiert werden (solar unterstützte Prozesswärmeerzeugung oder Wärmenetze). Die Fertigungskosten der Glasscheiben selbst lassen sich durch verbesserte Nachfrage reduzieren, möglicherweise auch in angrenzenden Anwendungsbereichen, wie z.B. im Architekturbereich. Hingegen ist davon auszugehen, dass sich die Kosten für die Verglasungsfertigung nur reduzieren lassen, wenn diese Teil-Fertigung durch den Kollektorhersteller übernommen wird.

Die verfahrenstechnischen Prozesse der EPS-Produktion bei der Firma KLUTH wurden detailliert analysiert. Als Ergebnis der messtechnischen Analyse wurden drei prinzipiell geeignete Stellen für die Integration solarthermisch erzeugter Wärme in den Fertigungsprozess identifiziert: (1) die Vorerwärmung des Speisewassers vor Eintritt in den Dampfkessel, der für die gesamte Prozesswärmeversorgung zuständig ist, (2) die Zwischentrocknung des EPS über den entsprechenden Wärmespeicher (Prozesstemperatur ca. 60°C) und (3) die Fließbett-Vortrocknung des EPS (Prozesstemperatur ca. 45°C). Mit der Ausnahme der Abwärme (Kühlwasser) aus der Vakuumpumpe der EPS-Blockformfertigung (Prozesstemperatur ca. 50°C), wurde die Einbindung in den Produktionsprozess aller drei untersuchten Abwärmequellen als energetisch nicht relevant eingestuft.

Im Rahmen einer Simulationsstudie mittels TRNSYS wurden basierend auf den erhobenen Daten aus der EPS-Fertigung verschiedene Konzepte für die solare Unterstützung der als geeignet identifizierten Prozesse durchgeführt. Untersucht wurden dabei Speicher- und Kollektorfeldgröße sowie unterschiedliche Betriebsstrategien. Je nach gewählter Systemkonfiguration konnten Energieeinsparungen bis zu 15% ermittelt werden (245 MWh/a mit 600 m² Kollektorfeld und 10 m³ Speicher, bei einem Gesamtenergiebedarf von 1.6 GWh/a). Die neuen spektral selektiven Kollektoren (Variante mit durchlüfteter Verglasung) erzielen solare Erträge im System die 10% höher als die vom marktverfügbaren Fera der Fa. Solvis, dabei aber nur 3% niedriger als die eines doppelt verglasten Fera-Prototypes mit 2 AR-Scheiben liegen. Die Mehrerträge von selektiven Kollektoren mit durchlüfteter und mit Argon-gefüllter Abdeckung mit den erwarteten Kennwerten betragen jeweils 4% und 6.5%. Diese sehr geringen Unterschiede lassen sich auf die Temperaturniveaus der untersuchten Anwendungen zurückführen. Somit rücken die Mehrkosten für die leistungsfähigeren Kollektoren in den Vordergrund.

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgte schließlich auf Basis der simulierten Systemerträge und einem konkreten Kostenangebot der Fa. Solvis für die Installation einer Solaranlage mit 263 m² hocheffizienten Flachkollektoren (Aperturfläche) auf dem Dach der Fa. Kluth (545 €/m² inklusiv Speicher und Montage). Die wurde in Anlehnung an die VDI 2067 und VDI 6025 durchgeführt. Unter üblichen Randbedingungen ergeben sich solare Wärmegestehungskosten von 0.06 €/kWh gegenüber einem Gaspreis von 0.042 €/kWh. Selbst bei Berücksichtigung der geltenden BAFA-Förderung liegt die Amortisationszeit damit über 15 Jahren. Amortisationszeiten unter 5 Jahren, wie in der Industriebranche erwünscht, könnten bei der betrachteten Installation nur mit spezifischen Investitionskosten unter ca. 150 €/m² erreicht werden. Unabhängig von Effizienz und Kosten der spezifischen Maßnahme bestätigen diese Ergebnisse die Notwendigkeit alternativer Geschäftsmodelle und günstigerer Rahmenbedingungen für emissionsarme/freie Technologien insgesamt für eine erfolgreiche Marktdurchdringung der Niedertemperatur-Solarthermie im Industriebereich.

Die Ergebnisse der energetischen und wirtschaftlichen Bewertung sind in guter Übereinstimmung mit den im Projektantrag formulierten Zielen, konnten aber die neue Geschäftsführung der Fa. Kluth nicht überzeugen: Sowohl die ursprünglich geplante Installation als auch eine kleinere Installation (ca. 50 m²) zur Prüfung und Demonstration des Konzeptes wurden nach langem Diskussionsprozess am Ende abgelehnt. Zu dem geplanten Praxistest der solarthermischen Prozesswärmeunterstützung ist es bei Fa. Kluth daher nicht gekommen.

1. Einleitung

1.1. Motivation und Projektziele

Die Nutzung der Solarenergie für die Bereitstellung von Prozesswärme ist ein relativ neues und viel versprechendes Gebiet, das zu einer signifikanten Einsparung von immer teurer werdenden fossilen Brennstoffen und zu einer entsprechenden Umweltentlastung beitragen kann. Industrielle Anwendungen sind in Deutschland für ca. 20% des gesamten Endenergieverbrauchs in Form von Wärme verantwortlich. Da die Effizienz von solarthermischen Anlagen mit steigenden Betriebstemperaturen aufgrund der höheren Wärmeverluste sinkt, sind für die Integration Prozesse, die bei niedrigen Temperaturen laufen, am besten geeignet. Im relevanten Bereich unter 150°C wird ein Anteil von ca. 27 % am industriellen Wärmebedarf geschätzt [LAU11].

Vorteilhaft gegenüber der traditionellen Solarenergienutzung für Raumheizung oder Trinkwarmwassererwärmung im Wohnbereich ist in den industriellen Anwendungen die unterschiedliche Art der Wärmeabnahme, die nicht hauptsächlich im sonnenarmen Winter sondern nahezu konstant über das ganze Jahr in den meisten Fällen erfolgt. Damit können deutlich höhere Jahreserträge erzielt werden ohne dass aufwendige Speichertechnologien eingesetzt werden müssen. Deutlich größere Kollektorfelder sollen außerdem dazu führen, niedrigere spezifische Kosten zu erzielen und die Wirtschaftlichkeit der Solaranlage zu verbessern.

Neben günstigen Voraussetzungen sind aber auch wesentliche Hemmnisse zu erwähnen, die die Erschließung des vorhandenen Potentials bisher sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern verhindert haben:

Industrielle Prozesse sind äußerst komplex und sehr unterschiedlich: Der hohe Planungsaufwand für die Integration von Solaranlagen überfordert Betriebe und Planungsbüros, standardisierte und einfach zu kommunizierende Lösungen lassen sich im besten Fall nur branchenweit erarbeiten

Auch bei passenden Prozessen kann die Integration von Solaranlagen aus verschiedenen Gründen (z.B. statische Belastbarkeit der Dächer von Industriehallen, zu aufwendiger Anschluss der Anlage an das bestehende Wärmeversorgungsnetz) in einigen Fällen nicht umgesetzt werden

Die wirtschaftlichen Erwartungen der Industriebetriebe sind deutlich höher als im Wohnungsbereich. Hier sind Amortisationszeiten von maximal fünf Jahren die Regel, unabhängig von der Lebensdauer der betrachteten Investition. Niedrige Preise für die eingesetzten fossilen Energieträger erschweren die wirtschaftliche Bewertung von Solaranlagen weiter.

Um die genannten Hemmnisse zu überwinden sind F&E-Arbeiten und eine intensive Kooperation von Wissenschaft und Industrie erforderlich. Folgende Aufgaben werden als prioritär identifiziert:

Identifikation von für die Integration von thermischen Solaranlagen geeignete Betrieben und Sektoren durch genaue Prozessanalysen, bei welchen repräsentative Temperaturniveaus, Leistungen und Energiebedarfsprofile erhoben werden.

Erarbeitung und Erprobung von effizienten Systemlösungen, die als Branchenkonzepte auf weitere Anlagen übertragbar sind, um den bisher sehr hohen Planungsaufwand zu reduzieren.

Senkung der Anlagenkosten durch vereinfachte und standardisierte Systemlösungen und den Einsatz von günstigeren Komponenten, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern und die Attraktivität für die Industrie zu erhöhen.

Die Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen kann optimal dazu dienen, diese Erkenntnisse zu liefern und innerhalb der jeweiligen Branchen zu multiplizieren.

Auf Basis der kurz dargestellten Ausgangssituation hat sich das Projekt „Sol Styro“ zum Ziel gesetzt, die solare Bereitstellung von Prozesswärme für die Unterstützung der Fertigung von expandiertem Polystyrol-Hartschaum mit neuartigen hocheffizienten Flachkollektoren zu erproben.

Die neuen Kollektoren wurden im Rahmen eines abgeschlossenen Forschungsprojekts entwickelt und auf Leistung sowie Gebrauchstauglichkeit erfolgreich geprüft (Foeste et al., 2013). Die Innovation und Eigenartigkeit der Kollektoren besteht darin, dass die übliche Glasabdeckung mit einer spektral selektiven und gasgefüllten Doppelverglasung ersetzt wird und dass dadurch die Wärmeverluste deutlich reduziert werden können. Im Vergleich zu marktüblichen Produkten lassen sich die Vorteile wie folgt zusammenfassen:

- Gegenüber leistungsstarken selektiven Flachkollektoren können signifikant höhere jährliche Erträge bei höheren Temperaturen erreicht werden. Auf Basis von gemessenen Kennwerten ist beispielsweise bei einer über das Jahr konstant angenommen mittleren Fluidtemperatur von 80°C eine Verbesserung um ca. 40% zu erwarten (sogenannte Bruttowärmeerträge);
- Gegenüber Vakuumflachkollektoren sind insbesondere die Vorteile des Flachaufbaus in Bezug auf die Gebrauchstauglichkeit (Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit) zu betonen;
- Basierend auf Simulationsstudien und geschätzten Kosten sind Anwendungstemperaturen zwischen 70 und 110 °C als optimal identifiziert worden.

Nachteilig bei den neuen Kollektoren und noch optimierungsfähig ist die Wirtschaftlichkeit (die Mehrkosten für die Herstellung im Vergleich zu Standard-Flachkollektoren betragen ca. 50%) sowie das hohe Gewicht. Diese Aspekte wurden im Projekt thematisiert. Noch nicht untersucht und damit offen war zudem das Verhalten der neuen Kollektoren im Feld, in Bezug sowohl auf Leistung (Erträge im System) als auch Gebrauchstauglichkeit (Stagnationsproblematik).

Die Herstellung von EPS bietet sich andererseits sehr gut als Prozess für die Integration von solarthermischen Anlagen und insbesondere der hier zu untersuchenden hocheffizienten Flachkollektoren:

- Für die verschiedenen erforderlichen Fertigungsprozesse (Vorschäumung, Herstellung der Blöcke, Silierung und Lagerung) wird Wärme bei einer Temperatur zwischen 40 und 110 °C benötigt;
- Die jährliche Produktion erfolgt nach einem charakteristischen zeitlichen Verlauf, wobei die Intensität in den sonnenreichen Monaten (parallel mit der Intensität der Aktivitäten von Baustellen) höher ist. Dadurch entsteht ein vorteilhaftes Verhältnis zwischen Wärmebedarf und Solarangebot;
- EPS wird im Wesentlichen betriebsunabhängig mit ähnlichen Verfahren (durch die Verwendung vom Sattedampf als Wärmeträger) und bei ähnlichen Temperaturen hergestellt. Durch den Modellcharakter des Vorhabens lassen sich die Ergebnisse aus der Pilotanlage der Fa. Kluth auf weitere Betriebe übertragen.

Geplant waren im Projekt die Entwicklung von großformatigen Kollektoren basierend auf dem Aufbau der getesteten Prototypen, eine ausführliche Analyse der laufenden Prozesse, die Installation einer Solaranlage mit ca. 400 m² Kollektorfeld und ein intensives Monitoring-Programm. Auf Basis von ersten Schätzungen wurde ein solarer Deckungsanteil von bis zu 10% zu erreichen.

Sowohl die solare Wärmeerzeugung für die Unterstützung von EPS-Fertigung als auch der Einsatz der selektiven doppelt verglasten Flachkollektoren für Prozesswärmeanwendungen waren zu Projektbeginn noch nicht untersucht worden. Ziele des Projektes waren somit zu einem die Überprüfung der Eignung der EPS-Fertigung für die Integration von solarthermischen Anlagen, und das nicht nur für die spezifische Anlage sondern für die gesamte Branche. Zum anderen die technische und wirtschaftliche Bewertung der Kollektoren.

1.2. Stand der Technik zum Projektbeginn

1.2.1. Solarthermische Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung

Die Solarthermie hat erst in den letzten 15 Jahren begonnen, sich intensiv mit der Frage der Prozesswärmeerzeugung zu befassen. Den ersten Schritt in diese Richtung stellen Studien zur Ermittlung des vorhandenen Potentials dar. Mit unterschiedlichen Ansätzen wurden Daten über Wärmebedarf, Prozesstemperaturen aber auch verfügbare Flächen erhoben. Unter der Annahme von definierten solaren Deckungsanteilen, Systemkosten und öffentlicher Förderung wurde nicht nur das theoretische, sondern auch das technische und wirtschaftliche Potential eingeschätzt. Als zweiter Schritt wurden Branchen und allgemeine industrielle Prozesse identifiziert, die für die Nutzung von solarer Wärme am besten geeignet sind. Für Deutschland wurde die erste Studie im Rahmen des europäischen Projektes „Procesol II“ durchgeführt, mit Fokus auf der Papier-, Lebensmittel- und Textilindustrie [AID02]. Eine umfangreichere Untersuchung wurde von der Universität Kassel im Projekt „So-Pren“ abgeschlossen (BMU, Laufzeit 06.2008 – 04.2012). Als viel versprechend wurden hier folgende Wirtschaftszweige berücksichtigt: Ernährung, Textil, Holz, Chemie, Gummi- und Kunststoffwaren, Metallerzeugnisse, Kraftwagen und Kraftwagenteile. Das entsprechende technisch-wirtschaftliche Potential unter 250°C (inklusive Raumheizung) wurde um ca. 3% geschätzt. Ähnliche Potentiale wurden auch in weiteren europäischen Ländern ermittelt [VAN08].

Basierend auf den Ergebnissen dieser Potentialstudien sind im letzten Schritt Pilotprojekte in den identifizierten Bereichen initiiert worden. Ziel dabei ist nicht nur die Praxisuntersuchung und die Demonstration des Potentials, sondern vor allem die Erstellung von Branchenkonzepten, die durch Planungshilfen und -leitfäden die Errichtung von weiteren Anlagen erleichtern sollen. Exemplarisch wird an dieser Stelle eine Auswahl von repräsentativen Projekten mit deutscher Beteiligung, die zu Projektbeginn liefen oder schon abgeschlossen waren, kurz vorgestellt.

Im Vorhaben „SolFood“ (BMWi, Laufzeit: 01.05.2013 bis 30.06.2015) hat das Institut für dezentrale Energietechnologien GmbH (IdE) die Nutzung solarer Prozesswärme in relevanten Bereichen der Ernährungsindustrie (Fleisch, Obst- und Gemüse, Mineralwasser und Erfrischungsgetränke, Süßwaren, Milch) in Kooperation mit den jeweiligen Branchenverbänden untersucht.

Im Projekt „SoProW“ (BMWi, Laufzeit: 01.01.2013 bis 30.06.2016) hat das Fraunhofer ISE ein Konsortium aus Solarthermie-Industrie, Wäschereibranche, Softwareentwicklern und Forschungspartnern koordiniert und ein Branchenkonzept für eine optimierte und

standardisierte Integration von solarthermischen Anlagen in die Prozesse von Wäschereien erarbeitet.

Das europäische Projekt „InSun“ (EU FP7, Laufzeit: 01.04.2012 bis 31.03.2015) hat sich dagegen zum Ziel gesetzt, die Zuverlässigkeit und Qualität von großen Solaranlagen für Prozesswärmeerzeugung im niedrigen und mittleren Temperaturbereich mit drei unterschiedlichen Kollektortechnologien (Flach-, Fresnel- und Parabolrinnenkollektoren) zu demonstrieren. In drei Pilotanlagen wurde dabei die solare Unterstützung bei der Herstellung von Fleisch, Ziegeln und Milchpulver untersucht.

Während der Laufzeit des Projektes „Sol-Styro“ wurden zahlreiche F&E-Aktivitäten gestartet. Ein relevantes Beispiel ist das deutsch-österreichische Vorhaben „SolarAutomotive“ (BMW, Laufzeit: 05.2016 bis 04.2019), das die vorhandenen Potentiale entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Automobilindustrie anhand von Demonstrationsanlagen aufgezeigt hat und die gesammelten Erfahrungen in Planungstools für Anwender sowie in einen entsprechenden Leitfaden überführt hat. Zudem zu erwähnen ist das noch laufende und von der Universität Kassel geleitete Vorhaben „EffGas“ (BMW, Laufzeit: 10.2017 bis 02.2021), das sich die Implementierung von Effizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien in bestehenden Gas-Druckregelanlagen als Ziel setzt.

Mit Berücksichtigung von F&E-Projekten waren in Deutschland im Jahr 2011 nur 9 Anlagen zur solaren Prozesswärmeerzeugung in Betrieb [LAU11]. Seit der Einführung des Marktanreizprogrammes für solare Prozesswärme vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Jahr 2012, hat sich die Anzahl der Anlagen deutlich erhöht, wobei der erreichte Stand den Erwartungen lange nicht entspricht. Bis Ende 2019 wurden rund 310 Anlagen mit insgesamt mehr als 23.000 m² Kollektorfläche unter Inanspruchnahme der Förderung realisiert. [KAS19]. Die häufigsten Anwendungsbereiche sind dabei Biomasse-Trocknung, Fahrzeugreinigung, Gasdruckregelung, Tieraufzucht und die Lebensmittelindustrie. Anlagengröße und Art der verwendeten Kollektoren haben sich mit der Zeit geändert: Zu Beginn der Förderung wurden vor allem einfache Systeme mit Flachkollektoren und mit einer durchschnittlichen Fläche von 40 m² installiert. In den letzten Jahren dominieren Vakuumröhrenkollektoren den Markt und wurden auch größere Felder bis zu 3.000 m² realisiert. Die Marktanalyse zeigt auch, dass die spezifischen Systemkosten inklusive Installation aufgrund der sehr unterschiedlichen Art und Größe der Anlagen stark variieren (ca. 350 bis 1.500 €/m²) und bisher höher als erhofft liegen. Solare Prozesswärmeerzeugung kann somit heute nur mit Hilfe der 50% öffentlichen Förderung mit der fossilen Wärmeerzeugung konkurrieren. Eine erfolgreiche Verbreitung lässt sich nur durch eine starke Reduzierung der Kosten erzielen.

Der Stand der Technik und Forschung zu Projektbeginn sowie die Entwicklungen der letzten Jahre zeigen zum einen, dass die Erschließung des Potentials eine große technische und wirtschaftliche Herausforderung darstellt und dass weitere F&E-Arbeiten zur Schaffung der Grundlagen erforderlich sind. Zum anderen, dass nur wenige Branchenstudien durchgeführt wurden. Die im Projekt untersuchte Installation für die Unterstützung von EPS-Herstellung hatte somit zum Ziel, ein neues und energetisch relevantes Feld zu eruieren sowie Erkenntnisse allgemeinen Charakters der gesamten Branche zur Verfügung zu stellen.

1.2.2. Solarthermische Kollektoren zur Prozesswärmeerzeugung

Für Prozesswärmeerzeugung im Niedertemperaturbereich können je nach Temperatur kommerziell verfügbare Flach- und Vakuumröhrenkollektoren verwendet werden, wobei jeder Typ seine Vor- und Nachteile in Bezug auf Leistung, Zuverlässigkeit und Kosten aufweist. In den letzten Jahren wurden verschiedene F&E-Projekte durchgeführt, um für

Prozessanwendungen besser geeignete Kollektoren zu entwickeln. Für den Einsatz bei Temperaturen bis 100 – 120°C lag der Schwerpunkt insbesondere auf der Erhöhung der Leistungsfähigkeit von Flachkollektoren.

Ein erster Ansatz bestand darin, die Wärmeverluste durch die Kollektorapertur mit einer doppelten Abdeckung zu reduzieren. Die Fa. Schüco hat als erste doppelt verglaste antireflex-beschichtete Kollektoren mit einem Verlustkoeffizient a_{60} von etwa 3.7 W/m²K, auf den Markt gebracht. Derartige aber leistungsstärkere Produkte sind heute im Portfolio der Firmen GreenOneTec und Savosolar. Als leichtere Alternative zur zweiten Glasscheibe werden vom österreichischen Anbieter Ökotech sowie vom dänischen Hersteller Arcon Sunmark Kollektoren mit einer transparenten Folie angeboten. Ähnliche Ergebnisse ($a_{60} = 3.5$ W/m²K) wurden auch an vom ZAE Bayern entwickelten Prototypen von Folienkollektoren gemessen [BEI09]. Alle diese Kollektoren weisen damit höhere Wärmeverluste auf als sie mit dem spektral selektiven Prototypkollektor von Solvis erzielt werden können.

Mit einem zweiten Ansatz wurden Flachkollektoren auf unterschiedliche Art und Weise mit Konzentratoren kombiniert: Das Projekt „RefleC“ der Fa. Wagner und des Fraunhofer ISE basierte auf einem externen Reflektor, der aus hochwertigen CPC-förmig angeordneten Elementen besteht und auf einen doppelt verglasten FK gerichtet wird. Mit diesem Aufbau können höhere Ausbeuten erzielt werden (bezogen auf die Kollektorfläche) als mit dem Solvis- Kollektorprototyp, bzw. es werden höhere Betriebstemperaturen bedient [HES10]. Allerdings verlangt das Konzept das sorgfältige Aufstellen des Reflektors vor der Kollektorreihe, was die Installationsmöglichkeiten einschränkt. Zudem sind einige Gebrauchstauglichkeitsfragen (Spiegelalterung, hohe –lokale- Stagnationstemperaturen, etc.) noch offen.

In einem weiteren F&E- Projekt berichtet Buttinger [BUT10] über die Entwicklung eines flach abgedeckten CPC- Kollektors, bei dem der Druck im Raum zwischen Spiegel und Glasscheibe auf 1.000 Pa reduziert wird. Anspruchsvoll ist hier die Langzeitbeständigkeit der Dichtung zwischen Rahmen und Glasscheibe. Energetisch ist der Solvis- Kollektorprototyp zwischen den Varianten dieses Kollektors mit Luft- bzw. Krypton-Füllung angesiedelt, wobei der ausgeprägtere Einstrahlwinkelkorrekturfaktor des CPC noch zu berücksichtigen ist.

Im Kollektor integrierte schwach konzentrierende Reflektoren wurden auch von der österreichischen Firma Solarfocus in Kooperation mit dem Forschungszentrum AIT untersucht [ZAU13]. Trotz aufwendiger und kostenintensiver zusätzlicher Komponenten wurden Leistungsdaten erzielt, die denen vom HFK-Kollektor nicht überlegen sind.

Als weiterer viel versprechender Ansatz wurde das Evakuieren von Flachkollektoren bei verschiedenen Herstellern verfolgt. Während das vom BMU geförderte Vorhaben der Fa. Centrosolar [CEN10] zu keiner marktreifen Produktentwicklung geführt hat, wurden von zwei Firmen sehr leistungsfähige Kollektoren, mit Verlustkoeffizienten a_{60} unter 1 W/m²K kommerzialisiert. Das Produkt der spanischen Fa. SRB Energy ist seit einigen Jahren nicht mehr auf dem Markt verfügbar [SRB14]. Die schweizerische Firma TVP-Solar entwickelt dagegen ihre hocheffizienten Kollektoren weiter, wobei bisher nur wenige Anlagen umgesetzt wurden [TVP19].

Der Stand der Technik und Forschung hat sich während der Projektlaufzeit kaum verändert und zeigt, dass einige neue Kollektoren für Prozesswärmeerzeugung im Nieder- und Mitteltemperaturbereich entwickelt wurden oder in der Entwicklungsphase sind. Optimierte Produkte, die durch Effizienzsteigerung oder günstigere Designs zu einer Senkung der Wärmegestehungskosten führen können, sind aber noch gefragt.

2. Projektmanagement

Dieser erste Abschnitt fasst die wesentlichen Ereignisse im Projektverlauf zusammen und präsentiert den Inhalt sowie den Bearbeitungsstatus der verschiedenen Arbeitspakete.

2.1. Zeitplan

Das Projekt wurde mit Bescheid vom 07.12.2014 bewilligt. Das Kickoff-Treffen hat am 06.02.2015 stattgefunden. Dabei wurde vom Antragsteller Solvis die aus betriebsinternen Gründen notwendige Verschiebung um 8-9 Monate der Bearbeitung des Arbeitspakets 3 (Auslegung Solarkollektor) kommuniziert. Die davon abhängigen Arbeitspakete 4 (Auslegung Solaranlage), 6 (Anlageinstallation) und 7 (Monitoring) wurden ebenso verschoben. Die wesentliche Veränderung stellte dabei die Verkürzung der Monitoringphase, die aber mit Blick auf eine eventuelle, kostenneutrale Verlängerung als unkritisch bewertet wurde. Der ursprüngliche Zeitplan ist in **Abbildung 1** dargestellt. Die Beschreibung der Arbeitspakete und der Meilensteine erfolgt im **Abschnitt 2.2**.

Arbeitspaket \ Quartal	2015				2016				2017	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
1. Projektmanagement		M1		M2		M3		M4		M5
2. Prozessanalyse / Konzept			M6							
3. Auslegung Solarkollektor		M7								
4. Auslegung Solaranlage			M8							
5. Prozessanpassung				M9						
6. Anlageinstallation				M11	M10					
7. Monitoring						M12			M14	
8. Wirtschaftliche Bewertung										M15
9. Technische Bewertung										M16
10. Optimierung							M13			M17

Abbildung 1: Zeitplan nach Vorhabenbeschreibung

Bedingt durch die sehr zeitaufwendigen Verhandlungen zwischen Fa. Solvis und verschiedenen Isolierglasherstellern in Bezug auf die Fertigung der doppelt verglasten, gasdichten Kollektorabdeckung im industriellen Maßstab hat sich die Fertigung der Kollektoren zusätzlich verzögert. Daher sind die ersten Prototypen erst im Frühjahr 2016 am ISFH eingetroffen und konnten während des Sommers 2016 (ein Jahr später als geplant) untersucht werden.

Parallel zur Kollektorentwicklung wurden die Prozesse der EPS-Fertigung analysiert (AP 2) und umfangreiche Simulationsstudien zur Integration der Solaranlage durchgeführt (AP 4). Die Bearbeitung dieser Arbeitspakete hat sich ebenso aber ohne weitere Konsequenzen für das Projekt bis zum Herbst erstreckt. Grund dafür war die von der Fa. Kluth als ungenügend bewertete Wirtschaftlichkeit der vorgestellten Konzepte, die Betrachtung zusätzlicher Wärmesenken in der Fertigung sowie des Potentials zur Steigerung der Energieeffizienz und damit die notwendige Durchführung neuer simulativer und experimenteller Untersuchungen.

Bedingt durch die endgültige Entscheidung der Fa. Kluth gegen die Installation der Solaranlage, wurden die Arbeitspakete 5 bis 10 entgegen dem ursprünglichen Plan nicht mehr bearbeitet.

Die Entscheidung der Fa. Kluth gegen die Installation der Solaranlage hatte Auswirkung nicht nur auf das vorgesehene Monitoring zur Nutzung solarthermischer Wärme im EPS Produktionsprozess, sondern auch auf die Weiterentwicklung der hocheffizienten Flachkollektoren. In Abstimmung mit der DBU wurde somit beschlossen, eine alternative, geeignete Pilotanlage zu identifizieren und umzusetzen um die wesentlichen Tests zur Bewertung des Kollektorverhaltens im Feld, sowohl in Bezug auf die tatsächlichen Erträge im System als auch auf die langzeitige Gebrauchstauglichkeit der Kollektoren (hydraulische, thermische und thermomechanische Belastung bei Stagnationstemperaturen über 250°C) durchführen zu können und die vollständige Bewertung der neuen Entwicklungen zu ermöglichen. Zu diesem Zweck wurde das Vorhaben um zwei Jahre kostenneutral verlängert. Die Fa. Solvis war maßgeblich an der Suche der Pilotanlage beteiligt. Als passende Anwendung wurde die dezentrale solarthermische Einspeisung in das Nahwärmenetz des Stadtquartiers Drispstedt in Hildesheim vorgeschlagen. Geplant und konkret projektiert wurde hier eine Indach-Installation auf zwei Mehrfamilienhäusern von ca. 200 m² neu entwickelten hocheffizienten Flachkollektoren. Die Realisierung wurde vom Bauherrn zunächst auf 2018 verschoben und schließlich zu Gunsten einer Freiflächen-Anlage ganz aufgegeben. Darauf basierend hat das Projektkonsortium sich für die Beendigung des Forschungsvorhabens entschieden.

2.2. Bearbeitung der Arbeitspakete

Der Abschnitt gibt einen Überblick über Inhalt und Bearbeitungsstatus der einzelnen Arbeitspakete. Arbeitspaket 1 (Projektmanagement) und die entsprechenden Meilensteine M1 bis M5 (Zwischenberichte und Abschlussbericht) werden dabei nicht berücksichtigt. Zu erwähnen im AP 1 ist die Veröffentlichung der Ergebnisse (Posterpräsentation und Beitrag im Tagungsband) sowohl auf der nationalen Konferenz OTTI „Thermische Solarenergie“ im Mai 2016 als auch auf der internationalen ISES Konferenz „EuroSun“ in Oktober 2016.

AP 2: Prozessanalyse und Konzepterstellung

Involvierte Partner: KLUTH (verantwortlich), ISFH, SOLVIS

Inhalt: Bestandaufnahme EPS-Fertigungsanlage und Analyse bisheriger Verbräuche; Konzeption und Installation Messtechnik zur detaillierten Erfassung der Wärmeflüsse in der Produktion; Analyse und Bewertung der Messdaten; Erstellung Integrationskonzepte für die Solaranlage mit Berücksichtigung von Maßnahmen zur Reduzierung der Wärmeverluste und zur Abwärmenutzung. Meilenstein: Bericht (M6)

Status: Die Bearbeitung des Paketes wurde vollständig abgeschlossen. Meilenstein M6 wurde erreicht.

AP 3: Auslegung Solarkollektor

Involvierte Partner: SOLVIS (verantwortlich), ISFH

Inhalt: Konzeption und Fertigung großformatiger doppelverglaster Kollektoren in verschiedenen Ausführungen (mit/ohne Gasfüllung, dünne Gläser, etc.); Bewertung der Leistungsfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit der Kollektoren durch Indoor- und Outdoor-Tests. Meilenstein: Kollektorprototyp (M7)

Status: Die Bearbeitung des Paketes wurde erfolgreich abgeschlossen. Meilenstein M7 wurde erreicht.

AP 4: Auslegung Solaranlage

Involvierte Partner: ISFH (verantwortlich), SOLVIS, KLUTH

Inhalt: Abbildung der EPS-Fertigung und der Solaranlage im Simulationsprogramm TRNSYS; Durchführung detaillierter Simulationen zu Integrationsstellen, Prozessanpassungen, Speicherlösungen Betriebsmodalitäten, Kollektor- und Systemvariationen. Meilenstein: Bericht (M8)

Status: Die Bearbeitung des Arbeitspaketes wurde erfolgreich abgeschlossen. Meilenstein 8 wurde erreicht.

AP 5: Prozessanpassung

Involvierte Partner: KLUTH (verantwortlich)

Inhalt: Umsetzung der Anpassung an der EPS-Fertigungsanlage basierend auf Ergebnissen von Analyse und Simulationen; Modifikationen Wärmeverteilungssystem, Betriebsmodalitäten und –zeiten; Umsetzung Energieeffizienzmaßnahmen (Abwärmenutzung, Reduzierung Wärmeverluste). Meilenstein: Bericht Schema (M9)

Status: Bis auf kleinere Modifikationen in der Anlagen (Empfehlungen aus der Datenanalyse), wurden keine Prozessanpassungen umgesetzt.

AP 6: Anlageninstallation

Involvierte Partner: SOLVIS (Solaranlage), ISFH (Messtechnik)

Inhalt: Installation, Anschluss und Inbetriebnahme der Solaranlage (Kollektorfeld, Rohrleitungssystem, Speicher, etc.); Installation und Inbetriebnahme der Mess- und Erfassungssystem für das Monitoring-Programm, inklusiv Funktions- und Ertragskontrolle. Meilensteine: Bericht Schema Anlage (M10), Bericht Schema Messtechnik (M11)

Status: Das Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet

AP 7: Langzeit-Monitoring

Involvierte Partner: ISFH (Solaranlage), KLUTH (EPS-Fertigungsanlage)

Inhalt: Einjährige messtechnische Überwachung der Integrationsmaßnahme; Leistung (Kollektor- und Systemerträge); Verhalten Kollektorfeld und Solarkreis in Betrieb und Stagnation; Kontrolle Effizienz und Qualität der EPS-Fertigung unter neuen Bedingungen. Meilensteine: Bericht Zwischenstand (M12), Bericht Endstand (M14)

Status: Das Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet

AP 8: Energetische/wirtschaftliche Bewertung

Involvierte Partner: KLUTH (verantwortlich), SOLVIS, ISFH

Inhalt: Evaluierung der Energieeinsparungen in der EPS-Fertigung basierend auf der experimentellen Ergebnissen; Kostenanalyse und Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Integrationsmaßnahme. Meilenstein Bericht (M15)

Status: Die Bewertung erfolgte ausschließlich basierend auf den Ergebnissen der TRNSYS-Simulationen und einem konkreten Angebot der Fa. SOLVIS für die Installation der Solaranlage.

AP 9: Technische Bewertung

Involvierte Partner: ISFH (verantwortlich), SOLVIS

Inhalt: Bewertung von Alterungseffekten und Gebrauchstauglichkeit ausgewählter Kollektoren nach 12 Monaten Betrieb/Exposition; Leistungsmessung an Kollektoren, Untersuchungen an einzelnen Komponenten (Abdeckung, Absorber). Meilenstein: Bericht (M16)

Status: Das Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet

AP 10: Optimierung

Involvierte Partner: ISFH (verantwortlich), SOLVIS, KLUTH

Inhalt: Umsetzung von Maßnahmen zur Optimierung der Integration nach 6 und 12 Monaten Betrieb und Monitoring (Speicherlösungen, Regelungsstrategien, Betriebsmodalitäten der Fertigungsanlage, Prozessanpassungen, neue Integrationsstellen). Meilensteine: Bericht Optimierung 1 (M13), Bericht Optimierung II (M17).

Status: Das Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet.

Infolge der nicht umgesetzten Installation der Solaranlage für die Unterstützung der EPS-Fertigung bei der Fa. KLUTH wurden im Rahmen der mit der DBU vereinbarten kostenneutralen Projektverlängerung folgende zusätzliche Arbeitspakete definiert und bearbeitet: Identifizierung einer alternativen geeigneten Anwendung für die Felduntersuchungen an den neuartigen Flachkollektoren, Auslegung und Projektierung der Solaranlage. Umsetzung und Bewertung fanden auch in diesem Fall nicht statt.

3. Prozessanalyse und Konzepterstellung (AP 2)

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde zunächst das Produktionsaufkommen an EPS im Jahresverlauf betrachtet. Die Nachfrage an Dämmmaterial ist gekoppelt an den saisonalen Bauverlauf von Gebäuden, bei dem die Bauphase des Dämmens vorwiegend im Herbst liegt. Dies führt zu einem Produktionsmaximum im Sommer und Herbst sowie zu einem Minimum im Winter. In **Abbildung 2** wird der Gasverbrauch der Fa. Kluth im Jahresverlauf, jeweils monatlich gemittelt über die Jahre 2003 bis 2013, dargestellt. Das hier zu erkennende Maximum des Energiebedarfs liegt im Sommer und Herbst, was grundsätzlich eine gute Voraussetzung für den Einsatz von Solarthermie darstellt.

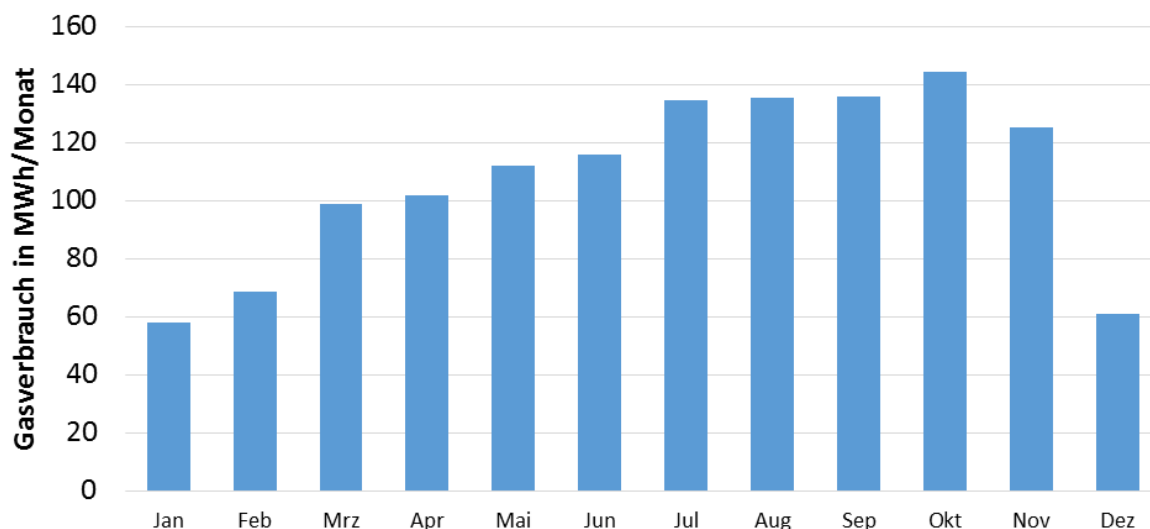


Abbildung 2: Jahresverlauf des Gasverbrauchs, gemittelt über die Jahre 2003 – 2013, nach Angaben von Fa. Kluth

Um potentielle Integrationsstellen für Solarthermie in den Produktionsprozess sowie mögliche Effizienzmaßnahmen an der Anlage zu identifizieren, war eine ausführliche Prozessanalyse notwendig. Dazu ist ein umfangreiches Messsystem installiert worden, für dessen Auslegung zunächst eine Voranalyse des Prozesses durchgeführt wurde.

Der Produktionsprozess läuft nach dem in **Abbildung 3** dargestellten Schema ab: Ausgangsstoff ist das Polystyrol-Granulat (PS), welches neben dem Hauptbestandteil Polystyrol das Treibmittel Pentan enthält. Dieses Granulat wird im Vorschäumer mit Hilfe von Dampf bei etwa 80 °C vorgeschäumt, wobei es eine Volumenzunahme um etwa das Fünzigfache erfährt. Die aufgeschäumten und lose vorliegenden Polystyrolkügelchen werden zunächst im Fließbett bei 45 °C vorgetrocknet und anschließend in der Silotrocknung zwischengelagert. Dabei wird die durch den Dampf eingetretene Feuchtigkeit herausgetrocknet, um das EPS zu stabilisieren. Zusätzlich soll für die Weiterverarbeitung der Pentangehalt im EPS auf einen bestimmten Anteil sinken. Der Trocknungsprozess findet in großen Silobehältern statt, die je nach Bedarf mit erwärmter Luft durchströmt werden¹. Die Luft wird über Warmwasser aus einem Wärmespeicher (6 m³) erwärmt, der wiederum mit

¹Dass die durch die Silos strömende Luft erwärmt wird und der Volumenstrom je nach Trocknungsgrad des EPS geregelt wird, ist eine Besonderheit der Anlage von Fa. Kluth.

Wärme aus einer Wärmerückgewinnungsmaßnahme gespeist wird. Zusätzlich besteht die Möglichkeit der Nachbeheizung des Vorlaufs durch eine der Silotrocknung vorgeschalteten Dampfheizung, die aktuell unregelt betrieben wird. Ist das Material bereit für die Weiterverarbeitung, wird es in der Blockform zu Blöcken ausgeschäumt. Die Blockform wird ebenfalls mit Dampf auf einem Temperaturniveau von 110 °C betrieben. Anschließend werden die EPS-Blöcke zur weiteren Materialtrocknung in Hallen gelagert bevor sie später konfektioniert werden.

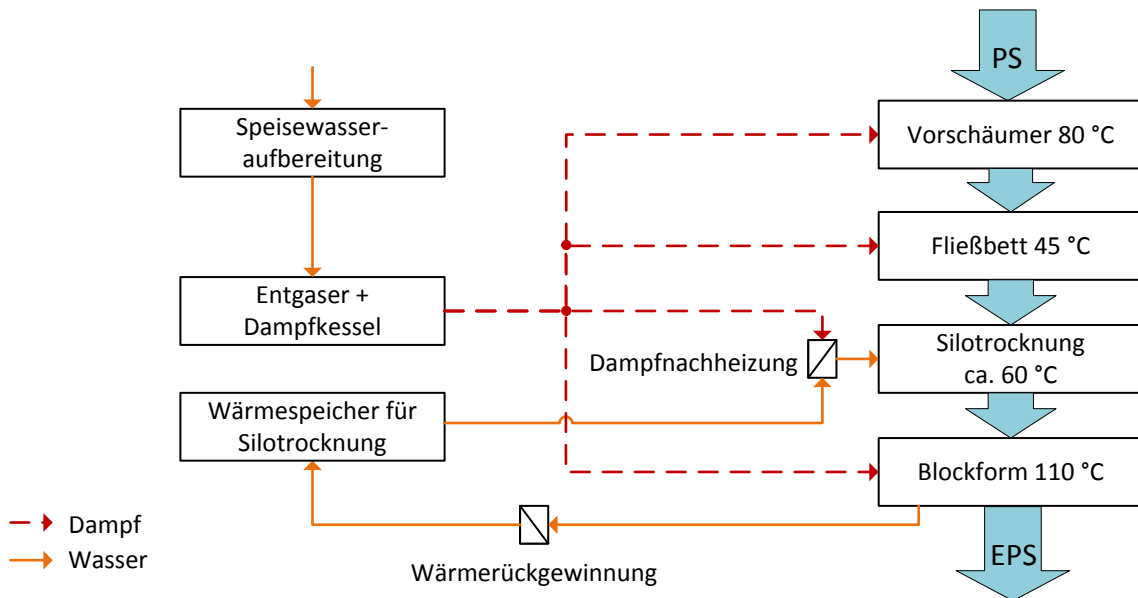


Abbildung 3: Vereinfachtes Schema des Produktionsprozesses

Aktuell wird die gesamte Anlage der Firma Kluth über Dampf mit Wärmeenergie versorgt. Dieser wird in einem erdgasbefeuerten Kessel erzeugt. Der Jahresenergiebedarf des Kessels liegt bei rund 1,6 GWh/a (Erdgas), das Produktionsvolumen bei etwa 110.000 m³ EPS pro Jahr.

Nach einer ersten Voranalyse der Produktionsanlage wurde im Juli 2015 umfangreiche Messtechnik an der Anlage installiert und in Betrieb genommen. Durch 10-sekündliche Messdatenerfassung von Temperaturen, Volumenströmen und Schaltzuständen an einzelnen Prozessanlagen können Wärmeströme und Temperaturniveaus detailliert analysiert werden. Genauere Informationen zu den verwendeten Messgeräten sind in **Anhang 7.1** zu finden. In **Abbildung 4** sind dagegen die gewählten Messstellen dargestellt.

Darüber hinaus wurde in dem Zeitraum von Oktober 2015 bis März 2017 der Gasverbrauch erfasst. Aufgrund begrenzter finanzieller Mittel für die Messkampagne wurden keine Dampfmenagemessgeräte angeschafft. Die Dampfmenagen wurden anhand der Betriebszeiten einzelner Anlagen (ermittelt über Betriebszustandsmessungen oder außen an den Dampfrohren angelegten Temperatursensoren) und anhand der zeitgleich verbrauchten Gasmenge im Dampfkessel angenähert. Basierend auf diesen Messdaten und Annahmen wurden die Energieflüsse für die Gesamtanlage abgeschätzt (s. **Abbildung 5**).

Es wurden drei potentielle Integrationsstellen für solare Prozesswärme identifiziert, die in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. dargestellt sind: die Vorerwärmung des Speisewassers vor Eintritt in den Dampfkessel (Solarwärme 1), die Zwischentrocknung über den Wärmespeicher (Solarwärme 2) sowie die Fließbettrocknung (Solarwärme 3). Kriterien für die Auswahl waren die Eignung des Temperaturniveaus sowie die Tatsache, dass Dampf nicht direkt als Prozesskomponente benötigt wird. Zusätzlich wurde in Erwägung gezogen überschüssige Solarwärme im Sommer (um die Stagnation der Solaranlage zu vermeiden) in dem vorhandenen Löschwassertank (ca. 1000 m³, zulässige Maximaltemperatur 45 °C) zwischenzuspeichern und im Herbst zur Unterstützung der Hallen- und Gebäudeheizung zu nutzen (Solarwärme 4). Um vorhandene Abwärmepotentiale der Anlage zu bestimmen, wurden zusätzliche manuelle Messungen durchgeführt. Untersucht wurden der Abdampf des Vorschäumers, das Kühlwasser der Vakuumpumpen (der Blockform), prozessbedingte Strahlungsabwärme sowie an diversen Stellen anfallendes Kondensat. Mit Ausnahme der Abwärme der Vakuumpumpen weisen alle untersuchten Abwärmequellen relativ geringe Wärmemengen und/oder niedrige Temperaturniveaus auf, die eine sinnvolle und effektive Einbindung in den Produktionsprozess schwierig machen. Somit wird im Folgenden nur das Kühlwasser der Vakuumpumpen, welches mit einem durchschnittlichen Temperaturniveau um die 50 °C sowie einem Volumenstrom von etwa 7,2 m³/h parallel zum Blockformbetrieb anfällt, betrachtet.

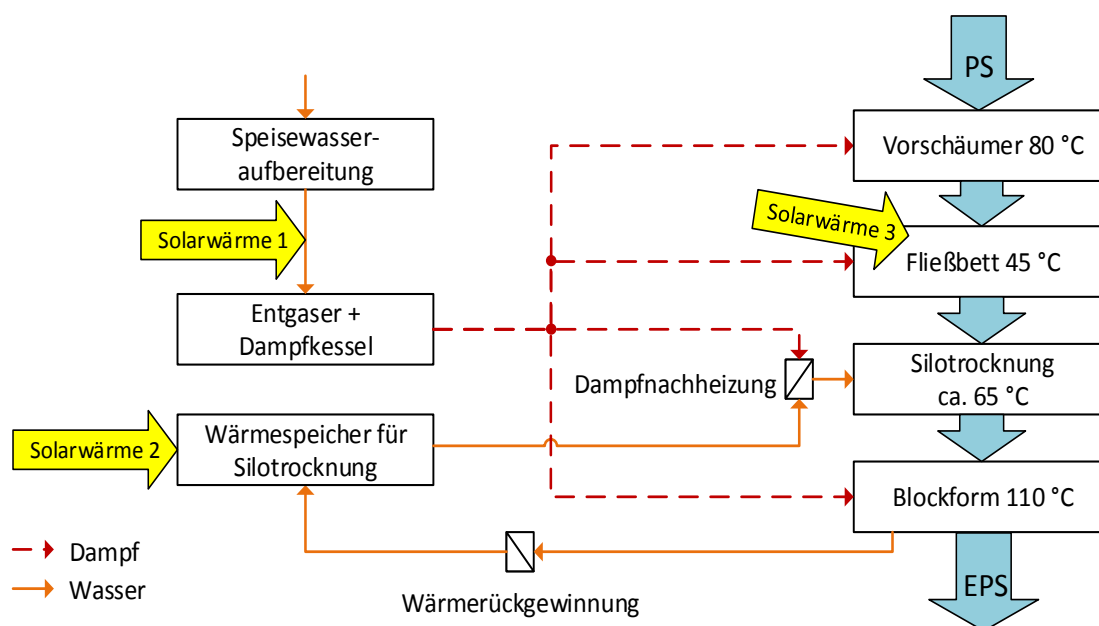


Abbildung 6: Vereinfachtes Prozessschema der Anlage mit den identifizierten potentiellen Integrationsstellen

Anhand der Messdatenanalyse sind weitere einfach umzusetzende Effizienzmaßnahmen vorgeschlagen worden:

- Tauschen der Wärmespeicheranschlüsse der Silotrocknung, sodass die Vorlaufentnahme oberhalb der Rücklaufeinspeisung liegt
- Abdichten des Dampfversorgungsnetzes vom Dampfkesseln außerhalb der Produktionszeiten (pneumatisches Sperrventil ist aktuell nicht dicht)
- Automatisierte Regelung für den Pumpenbetrieb zur Blockform-Wärmerückgewinnung (BF-WRG)
- Temperaturregelung für die Dampfnachheizung der Silotrocknung

- Reinigung des Wärmetauschers der BF-WRG (Volumenstrom hat sich bei konstanter Pumpenleistung über den Messzeitraum signifikant verringert)
- Rohrdämmung diverser Rohre
- Änderung der Anordnung von Silotrocknung und BF-WRG. Die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme wird im Folgenden simulativ untersucht.

4. Auslegung Solarkollektor (AP 3)

Die Bearbeitung dieses Arbeitspakets beinhaltete die Konzepterstellung, die Entwicklung und Fertigung sowie die Bewertung der hocheffizienten Flachkollektoren.

4.1. Kollektorentwicklung und -fertigung

Die Entwicklung des großformatigen Prozesswärmekollektors erfolgte im Projekt beim Antragsteller SOLVIS in Absprache mit dem ISFH. Angestrebte Eigenschaften waren dabei die Effizienzsteigerung durch den Einsatz einer spektral selektiven Zweifach-Verglasung zur Reduktion der Wärmeverluste durch Strahlung und die Umsetzung einer Kollektorfläche von ca. 8 m² (entspricht dem Format des einfach-verglasten großformatigen Serien-Kollektors „Fera“ der Fa. SOLVIS). Folgende Aufbauvarianten wurden im Projekt untersucht:

Verglasung: Solarglas mit Antireflex-Beschichtung (Pos. 1 und Pos. 2) als Außenscheibe, 3.2 mm Stärke

Solarglas mit äußerer (Pos. 3) Low-e Beschichtung und innerer (Pos. 4) Antireflex-Beschichtung als Innenscheibe, 2 oder 3 mm Stärke

Gasdichter Zwischenraum mit Argonfüllung oder durchlüfteter, 10 mm

Absorber: Al-Cu-Absorber, Harfe-Geometrie, selektive Beschichtung. Wegen Schwierigkeiten beim Laser-Schweißen von Absorbern aus Aluminiumblech und -rohr wurden – abweichend zum eigentlichen Vorhaben – doch Aluminium-Kupfer-Absorber eingesetzt. Das derzeitige Metall-Preisgefüge bietet darüber hinaus keinen Kostenvorteil bei reinen Aluminium-Absorbern.

Der Verglasungsaufbau der Kollektorprototypen ist in **Abbildung 7** schematisch dargestellt.

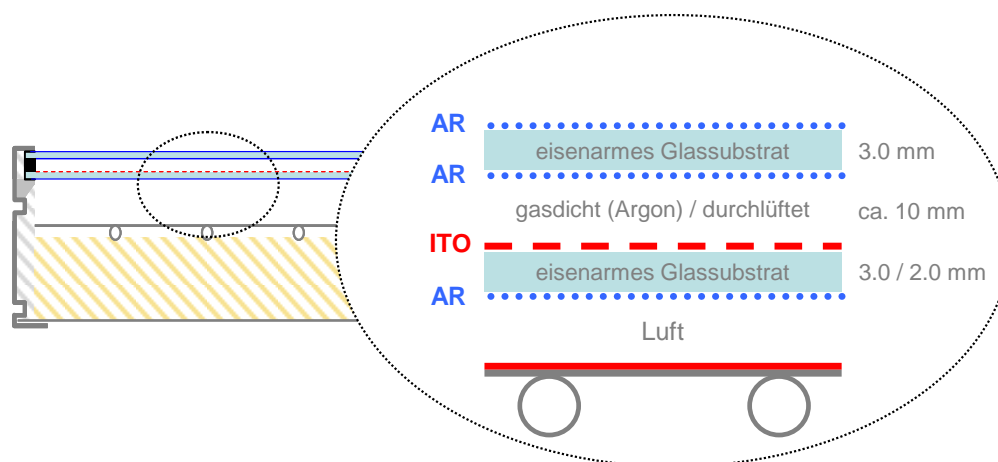


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Verglasungsaufbaus in den untersuchten Kollektorprototypen

Die neuartigen Low-e Scheiben wurden nach vordefiniertem Rezept in zwei Kampagnen von der Fa. Euroglas, die bereits ein Kooperationspartner des ISFH im abgeschlossenen BMU-Entwicklungsprojekt „HFK Low-e“ war, hergestellt. Die AR-Beschichtung erfolgte bei der Fa. f | solar GmbH. Bei den AR-Vorderscheiben handelt es sich dagegen um kommerzielle

Produkte der Firma Interfloat Corporation. Daten und wesentliche Eigenschaften der verwendeten Glasscheiben sind der **Tabelle 4.1** zu entnehmen.

Tabelle 4.1: Eigenschaften der im Projekt eingesetzten AR-beschichteten Gläser (Herstellerangaben)

Produktname	Hersteller	Aufbau	Tau Solar %(ISO 9050)
f solarfloat T	f solar GmbH	Eisenarmes Glas	90.9 ± 0.5
f solarfloat HT1	f solar GmbH	Einseitige, poröse AR-Beschichtung, eisenarmiges Glas	93.2 ± 0.5 AR-Wirkung: + 2.3
f solarfloat HT2	f solar GmbH	Beidseitige, poröse AR-Beschichtung, eisenarmes Glas	95.3 ± 0.5 AR-Wirkung: + 4.4
GMB Sina	Interfloat Corporation	Eisenarmes Glas	91.5 ± 0.5
GMB Sina TT	Interfloat Corporation	Beidseitige, poröse AR-Beschichtung, eisenarmes Glas	96.5 ± 0.5 AR-Wirkung: + 5.0

Die selektiven und AR-beschichteten Scheiben wurden am ISFH spektrometrisch untersucht. Die Messung des Transmissionsgrads erfolgte anhand eines Zweistrahl-Spektrometers mit integrierter Ulbricht-Kugel (Agilent Cary 5000). Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen sind in **Abbildung 8** zusammengefasst und mit den Transmissionskurven der Scheiben die für die Kollektorprototypen im BMU-Projekt „HFK Low-e“ hergestellt wurden verglichen [FOE13a].

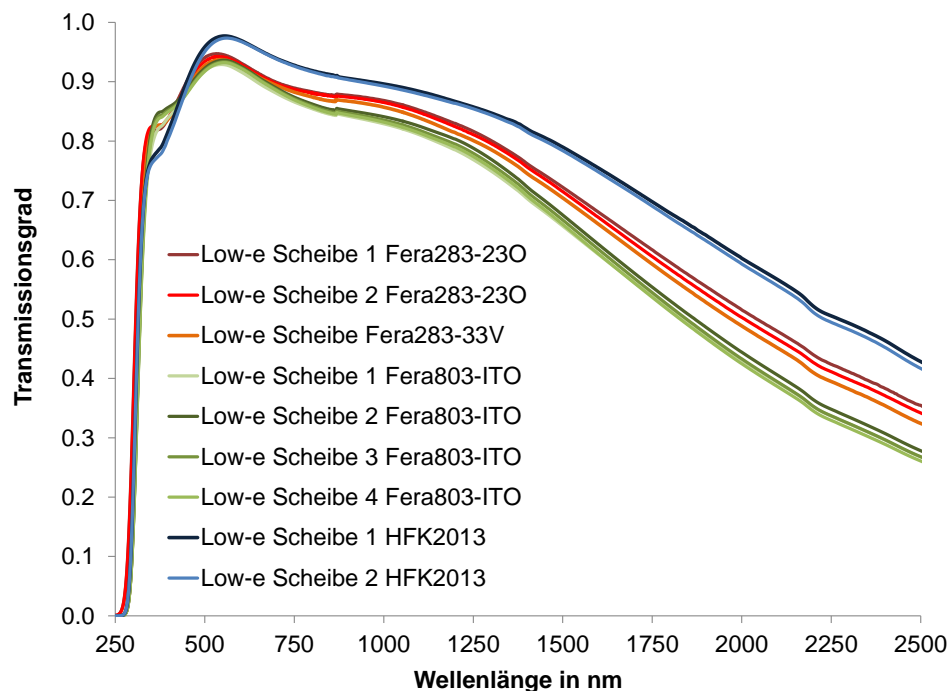


Abbildung 8: Am ISFH gemessener Transmissionsgrad der im diesen Projekt sowie im BMU-Projekt „HFK Low-e“ eingesetzten, selektiven und AR-beschichteten Gläser.

Das Diagramm dokumentiert die relativ große Streuung der optischen Eigenschaften bei Scheiben, die in unterschiedlichen Kampagnen gefertigt wurden. Die Variation kann zum großen Teil auf die Reproduzierbarkeit der Beschichtungsparameter bei den selektiven ITO-Schichten aber auch auf die unterschiedlichen Eigenschaften der verwendeten AR-Beschichtungen zurückgeführt werden. Die Scheiben der ersten Kampagne (Typ „Fera283-230“ und Typ „Fera283-33V“) weisen einen Transmissionsgrad zwischen 0.85 und 0.86 ± 0.01 auf, die Scheiben der zweiten Kampagne (Typ „Fera803-ITO“) zwischen 0.83 und 0.84 ± 0.01 . In beiden Fällen liegen die Werte deutlich niedriger als bei den Scheiben die im BMU-Projekt „HFK Low-e“ hergestellt wurden (Typ „HFK2013“, 0.88 bis 0.89 ± 0.01).

Hierzu ist anzumerken, dass für diese letzten Scheiben Antireflexbeschichtungen der Fa. Centrosolar Glas (seit 2014 nicht mehr am Markt) eingesetzt wurden, die eine höhere Durchlässigkeit für Solarstrahlung als die Scheiben der Fa. f | solar GmbH aufweisen. Bei beidseitig AR-beschichteten Gläsern mit einer Stärke von 3.2 mm wurden am ISFH Transmissionswerte zwischen 0.96 und 0.97 ± 0.01 gemessen [FOE13a].

Bei vergleichbarem Schichtsystem hat sonst die Dicke der aktiven Schicht einen großen Einfluss auf die optischen Eigenschaften der Scheibe. Bei dickeren Schichten reduzieren sich sowohl die solare Transmission als auch die Emissivität. Bisherige Erfahrung am ISFH mit der spezifischen ITO-Beschichtung zeigen, dass 0.01 solare Transmission ca. 0.05 Emissivität entspricht. Im Rahmen von thermographischen Analysen der Gläser am Kollektorprototyp „Fera803-ITO“ wurde eine Emissivität von 0.26 ermittelt, die ca. 0.05 niedriger als die erwartete liegt und die Vermutung einer dickeren ITO-Schicht bestätigen würde.

Die gasdichten Verbundscheiben wurden von der Firma Lisec hergestellt. Für den Verbund wurde ein erprobter thermoplastischer Abstandhalter (thermo plastic spacer, TPS) bestehend aus hochtemperaturbeständigen Materialien (Butyl –HelioSeal PVS 100 plus - und Silikon – Heliobond PVA 200D -) der Fa. Kömmerling Chemische Fabrik eingesetzt. Es wurden Verglasungen mit Innenscheibe in 2 und 3 mm gefertigt.

Für die Integration der Zweifach-Verglasung in den Serien-Kollektor wurden geeignete Strangpressprofile von Solvis entwickelt. Die Entwicklung beinhaltete die Erprobung von Rapid-Prototyping-Modellen (s. **Abbildung 9**) sowie die Beschaffung entsprechender Werkzeuge und Profile.

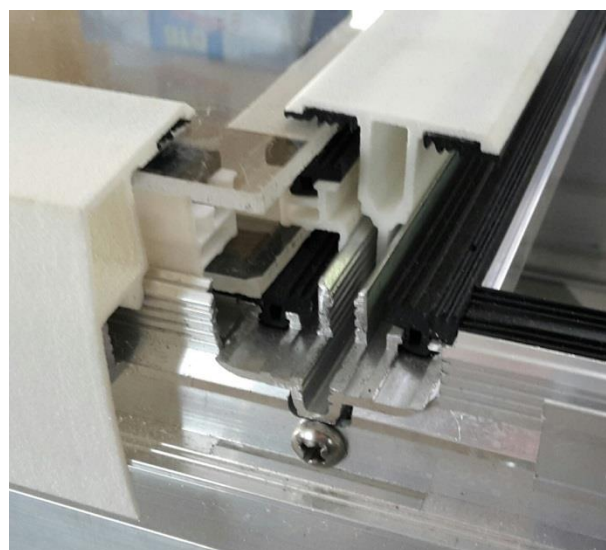


Abbildung 9: Rapid-Prototyping-Modelle der Ecke (links) und des Querträgers (rechts) mit neuen Strangpressprofilen zur Integration der Doppelscheibe in den Kollektor.

Zur Kompensation der thermischen Materialausdehnung wurde eine neuartige, flexible Anschlussdurchführung aus Silikonkautschuk (Temperaturbeständigkeit bis zu 230 °C) realisiert, die Querbewegungen von +/-5 mm ermöglicht (s. **Abbildung 10**, links). Voruntersuchungen am ISFH haben gezeigt, dass auf Grund der deutlich höheren Stillstandstemperaturen und insbesondere beim Einsatz von Al-Cu Absorbern, starke Wölbungen des Absorberblechs auftreten können, welche zu Leistungseinbußen und vor allem zu Risiken für die Konstruktion führen [FOE13b]. Als konstruktive Maßnahme, um den Abstand zwischen Scheibe und Absorber auch bei verstärkten Bewegungen sicher einzuhalten, wurde ein verlängerter (+ 10 mm), dafür aber schlankerer Absorberniederhalter realisiert. Zur Gewährleistung einer besseren Gleitwirkung wurde ein zusätzlicher Stopfen aus Polytetrafluorethylen (PTFE) integriert (s. **Abbildung 10**, rechts).



Abbildung 10: Neue flexible Anschlussdurchführung zur Aufnahme der temperaturbedingt verstärkten Längenänderung (links) und verlängerter (+ 10 mm) Absorberniederhalter (rechts).

Da die rückseitigen Wärmeverluste in Flachkollektoren mit optimierten Abdeckungen an Bedeutung gewinnen [FOE12], wurde im Vergleich zum Serien-Kollektor eine Isolierung mit Glasvlieskaschierung und verbesserten Wärmedämmeigenschaften durch Optimierung der Rohdichte auf 25 kg/m³ verwendet.

4.2. Bewertung der thermischen Leistungsfähigkeit

Die Bewertung der Kollektoren erfolgte am ISFH, wobei die entsprechenden Prototypen vom Antragsteller SOLVIS gefertigt und zur Verfügung gestellt wurden. In zwei sukzessiven Messkampagnen wurden großformatige Kollektoren basierend auf dem Serienmodell „Fera“ mit jeweils zwei (Bruttofläche 2.84 m²) und sechs Scheiben (Bruttofläche 8.40 m²) untersucht. Aufbau und experimentell ermittelte Kennwerte der Kollektoren sind in **Tabelle 4.2** zusammengefasst.

4.2.1. Zweischeiber-Prototypen

In der ersten Kampagne wurden „Zweischeiber“-Kollektoren mit zwei Aufbauvarianten untersucht: Variante 1 (Typ „Fera 283-33V“) weist einen geschlossenen Scheibenverbund mit jeweils 3 mm Glasstärke und einer Edelgasfüllung auf; Variante 2 (Typ „Fera 283-230“) hat eine offene Verglasung mit 3 mm Glasstärke auf der Außenseite und 2 mm Glasstärke auf der Kollektorinnenseite.

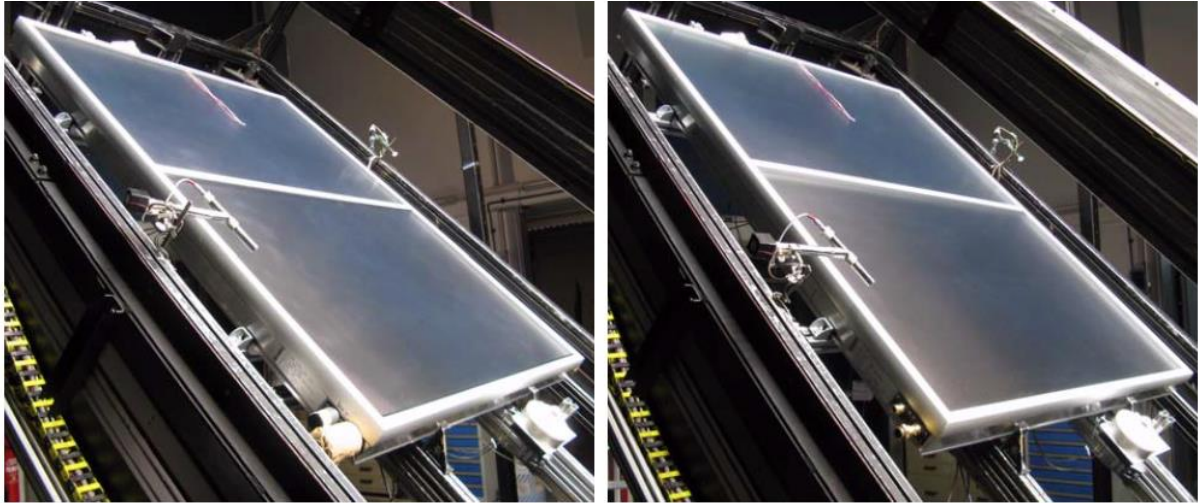


Abbildung 11: Zwei „Zweischeiber“-Kollektorprototypen während der Leistungsmessung mit Sonnensimulator am ISFH (links: gasdichter Kollektor Fera 283 -33V; rechts: Kollektor mit durchlüfteter Verglasung Fera 283-23O).

Die Kollektoren wurden bezüglich ihrer Leistungsfähigkeit in einer Indoor-Messung mittels Sonnensimulator (s. **Abbildung 11**) und in einer Outdoor-Messung bewertet. In diesen Vergleichsuntersuchungen war auffällig, dass die Verlustkoeffizienten des Kollektors mit offenem Scheibenzwischenraum niedriger waren als die des Edelgas-gefüllten Kollektors ($\Delta a_1 = -0.16 \text{ W/m}^2\text{K}$, $\Delta a_2 = -0.0013 \text{ W/m}^2\text{K}^2$). Aus vorherigen Leistungsmessungen am ISFH im Rahmen des abgeschlossenen BMU-Projekts „HFK Low-e“ zur Entwicklung des neuartigen Flachkollektors wurde dagegen zwischen einem Luft-gefüllten und einem Argon-gefüllten Prototyp ein Unterschied von $+0.2 \text{ W/m}^2$ im Verlustkoeffizient a_1 bei vergleichbarem a_2 festgestellt. Mit offenen bzw. durchlüfteten Zweifach-Abdeckungen gab es bisher keine Erfahrung am ISFH. Der verhältnismäßig niedrige Konversionsfaktor ($\Delta \eta_{0,AA} = -0.016$) bestätigt die Vermutung, dass die unterschiedlichen optischen Eigenschaften der Low-e Scheiben der Kollektorvarianten maßgeblich für die experimentell festgestellten Unterschiede der Kollektorkenndaten verantwortlich sind. Eine höhere Emissivität der selektiv beschichteten Glasscheibe kann für sich genommen den höheren Verlustkoeffizient nicht rechtfertigen: Eine realistische Abweichung von 0.05 Punkten würde den Verlustkoeffizient a_1 nur um ca. $0.1 \text{ W/m}^2\text{K}$ verschlechtern. Unter Berücksichtigung der üblichen Messunsicherheit bei der Leistungsmessung ($\pm 0.06 - 0.08 \text{ W/m}^2\text{K}$ bei a_1) lässt sich somit das Verhalten der Kollektoren nach aktuellem Kenntnisstand nur konstruktionsbedingt erklären. Mögliche Einflussfaktoren stellen beispielweise die realen Abstände zwischen den Scheiben der unterschiedlich gefertigten Verglasungen (gasdichter und offener Verbund, 2 und 3 mm starke Gläser) im Betrieb und die damit verbundenen konvektiven Wärmeverluste dar. Im Unterschied zu der Absorberverformung wurden im Projekt die temperaturabhängigen Scheibenauslenkungen nicht vermessen.

Insgesamt liegen die Konversionsfaktoren beider Kollektoren deutlich niedriger ($\Delta \eta_0 = \text{ca. } 0.03$) als die Erwartungswerte. Auch dieser Effekt lässt sich auf die niedrige Transmission im Vergleich zu den Messungen an Low-e Scheiben, die in vorherigen Kollektorprototypen eingesetzt wurden, zurückführen. Die erwarteten und aus den Messungen ermittelten Wirkungsgradkurven sind in **Abbildung 12** dargestellt.

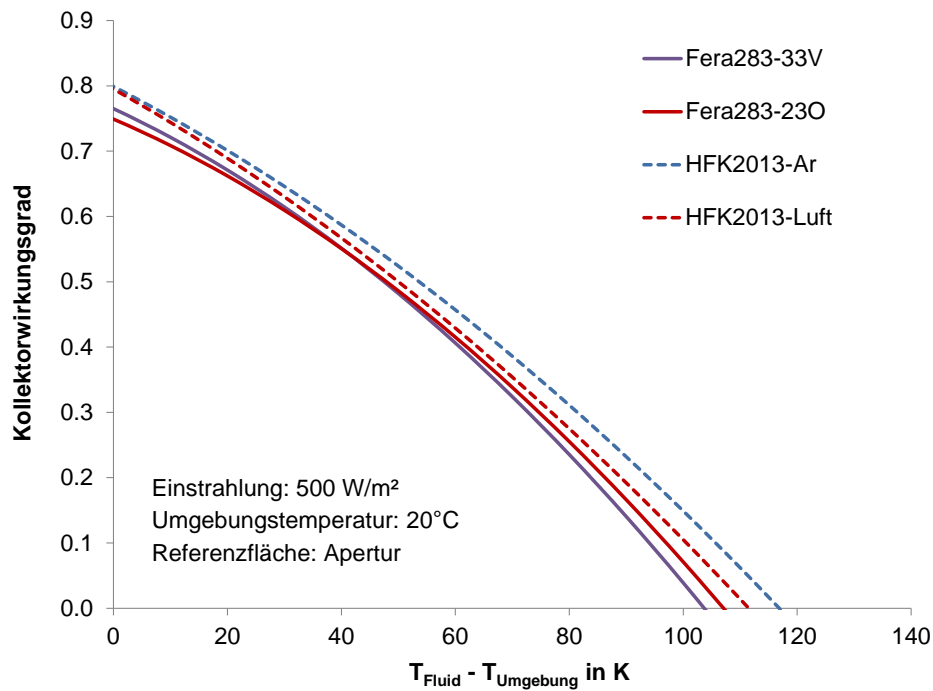


Abbildung 12: Gemessene und erwartete Wirkungsgradkurven für gasdichte (Typ „Fera 283-33V“ und „HFK 2013-Ar“) und durchlüftete (Typ „Fera 283-23O“ und „HFK 2013-Luft“) Kollektoren.

Tabelle 4.2: Aufbau und Kennwerte der gemessenen sowie der als Referenz verwendeten Kollektorprototypen. Die Daten des Serienkollektors „Fera 803 AR“ beziehen auf das Solarkeymark Zertifikat, die Daten des Prototyps „HFK 2013/Luft“ wurden basierend auf den gemessenen Kennwerten des Prototyps „HFK 2013/Ar“ ermittelt.

Kollektor	Aufbau	Apertur [m ²]	Brutto [m ²]	$\eta_0 (A_A/A_G)$ [-]	$a_1 (A_A/A_G)$ [W/m ² K]	$a_2 (A_A/A_G)$ [W/m ² K ²]	b_0
Fera 283-23O	AR/AR + ITO/AR Durchlüftet	2.58	2.84	0.749 0.679	1.87 1.69	0.015 0.014	0.19
Fera 283-33V	AR/AR + ITO/AR Gasdicht, Argon	2.50	2.84	0.765 0.674	2.03 1.78	0.016 0.014	0.19
Fera 803-ITO	AR/AR + ITO/AR Durchlüftet	7.75	8.40	0.744 0.685	2.05 1.88	0.012 0.011	0.21
Fera 803-2AR	AR/AR + AR/AR Durchlüftet	7.75	8.40	0.793 0.729	1.99 1.83	0.020 0.018	0.18
Fera 803-AR	AR/AR Einfach verglast	7.75	8.40	0.824 0.756	3.47 3.20	0.016 0.015	0.12
HFK 2013-Ar	AR/AR + ITO/AR Gasdicht, Argon	1.96	2.21	0.799 0.708	2.25 2.00	0.010 0.009	0.18
HFK 2013-Luft	AR/AR + ITO/AR Durchlüftet	1.96	2.21	0.795 0.705	2.45 2.17	0.010 0.009	0.18

4.2.2. Sechsscheiber-Prototypen

Basierend auf der Erfahrung mit den „Zweischeiber“-Prototypen wurde in der zweiten Kampagne ein „Sechsscheiber“-Kollektor mit offenen, doppelt verglasten Abdeckungen mit jeweils 3 mm Glasstärke untersucht (Typ „Fera 803-ITO“). Das Konzept mit gasdichtem Scheibenverbund wurde aufgrund der signifikanten Mehrkosten für die im Auftrag gegebene Verglasungsfertigung nicht verfolgt und in diesem Format nicht umgesetzt. Die Entscheidung wurde von Solvis nach langen Verhandlungen mit verschiedenen potentiellen Isolierglasfirmen getroffen.

Um den Einfluss der selektiven Beschichtung besser bewerten zu können wurde dagegen ein baugleicher Kollektor mit einer Zweifachverglasung bestehend aus zwei beidseitig AR-beschichteten 3 mm starken Scheiben realisiert und experimentell getestet (Typ „Fera 803-2AR“). Beide Kollektoren wurden im Rahmen von Außenmessungen in Anlehnung an die ISO 9806 auf den ISFH-Nachführständen im Zeitraum 10.2017 bis 05.2018 untersucht (s. **Abbildung 13**).



Abbildung 13: „Sechsscheiber“-Kollektorprototyp „Fera 803-ITO“ während der Leistungsmessung auf dem ISFH-Nachführstand.

Wie aus der zusammenfassenden **Tabelle 4.2** und **Abbildung 14** zu entnehmen ist, decken sich die Ergebnisse der zwei Messkampagnen gut ab. Auch hier liegt der Konversionsfaktor des Prototypes mit low-e Zweifachverglasung deutlich niedriger als erwartet ($\Delta\eta_0 = 0.03 - 0.04$) und damit auch als beim Kollektor mit zwei AR-Scheiben ($\Delta\eta_0 = \text{ca. } 0.05$). Die Wärmeverlustkoeffizienten sind mit den erwarteten Wärmeverlustkoeffizienten von Kollektoren mit gasdichten Verglasungen vergleichbar oder besser, wobei Format und Hydraulik der Kollektoren einen direkten Vergleich nicht ermöglichen. Auch beim Prototyp mit doppelt AR-beschichteter Verglasung liegt der Verlustkoeffizienten etwas niedriger als im Rahmen der Untersuchungen im Projekt „HFK Low-e“ ermittelt wurde. Die entsprechenden Wirkungsgradkurven sind in **Abbildung 14** dargestellt.

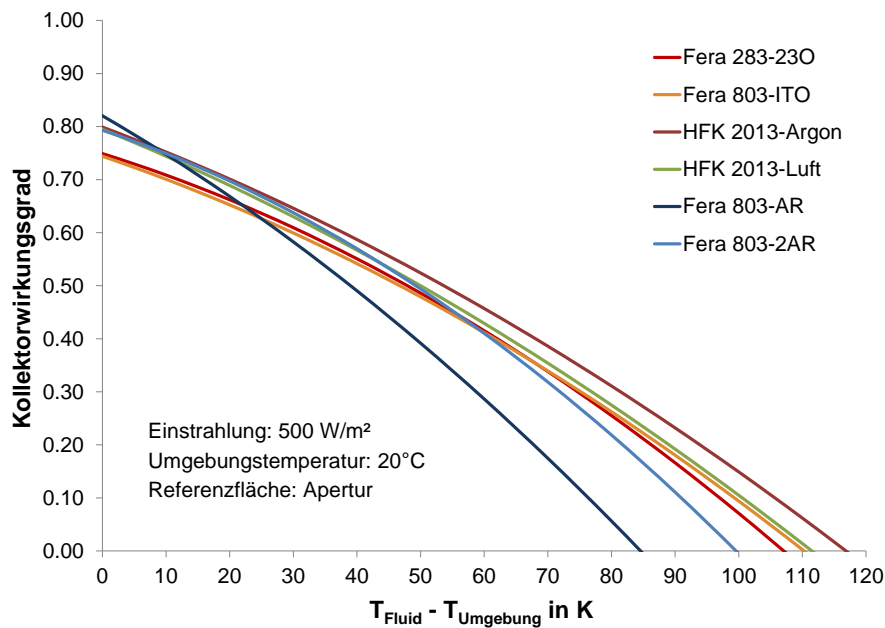


Abbildung 14: Gemessene und erwartete Wirkungsgradkurven ausgewählter Kollektorkonfigurationen.

Für eine konkretere Bewertung der Ergebnisse wurden auf Basis der gemessenen bruttflächenbezogenen Kennwerte Bruttowärmeerträge für die verschiedenen Kollektorkonfigurationen mit dem Simulationstool ScenoCalc (Version 5.01) berechnet. Die Berechnung wurde für relevante Referenztemperaturen (50 °C, 80 °C und 100 °C) und für den Standort Würzburg (Südausrichtung, 45° Neigung) durchgeführt. Aus der Simulation lassen sich in Bezug auf den neu entwickelten Kollektor „Fera 803-ITO“ die wesentlichen Ergebnisse wie folgt zusammenfassen (s. **Abbildung 15**):

- Der Kollektor erzielt Erträge die bei 50 °C 3%, bei 80°C 26% und bei 100 °C 54% höher als die vom einfach verglasten Referenz-Serienkollektor „Fera 803 AR“ liegen;
- Im Vergleich zu den Erwartungen für eine mit Luft gefüllte Konfiguration („HFK2013-Luft“) liegen die Erträge des Kollektors um ca. 3% niedriger, unabhängig von der Betriebstemperatur. Die gute Übereinstimmung ergibt sich aber aus zwei unterschiedlichen Kombinationen von thermischen und optischen Verlusten;
- Im Vergleich zu dem mit Argon gefüllten Kollektor („HFK2013-Ar“) werden 6% (50°C) bis 11% (100°C) niedrigere Erträge erzielt;
- Im Vergleich zu dem doppelt verglasten, AR-beschichteten Prototyp (Fera 803-2AR“) lassen sich die positiven Effekte der selektiven Beschichtung erst bei 100°C erkennen (+7%). Die Erträge bei niedrigeren Temperaturen sind sonst ca. 7% kleiner (50°) oder vergleichbar (80°C).

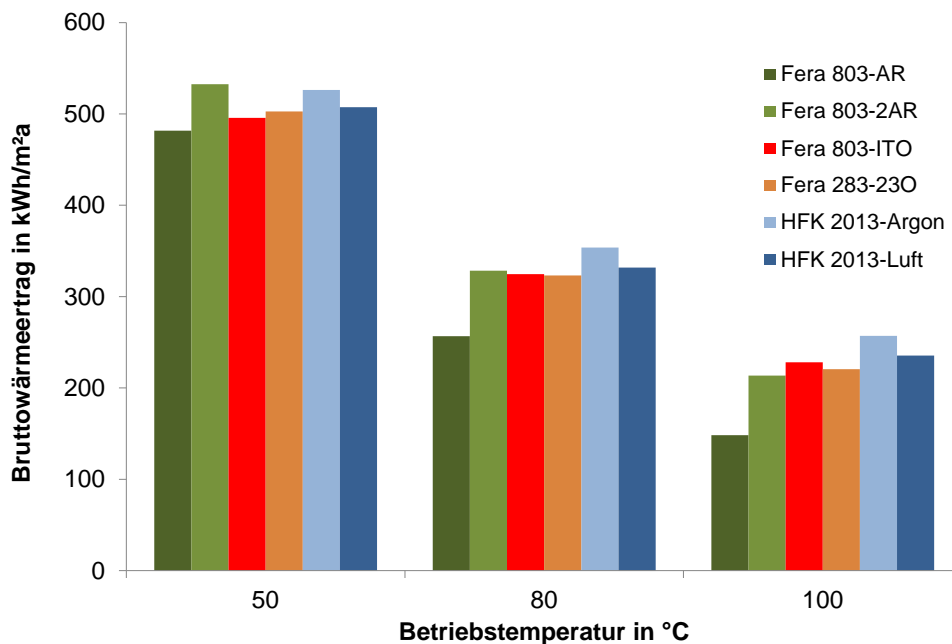


Abbildung 15: Spezifische, bruttoblächenbezogene jährliche Wärmeerträge für ausgewählte Kollektor-konfigurationen (Tool: ScenoCalc 5.01; Standort: Würzburg; Ausrichtung: Süden, 45° geneigt).

Energetisch betrachtet stellt somit der neue Kollektor auch in der durchlüfteten Variante und trotz suboptimaler optischer Eigenschaften eine sinnvolle Alternative zu dem einfach verglasten Serienkollektor für den anvisierten Anwendungstemperaturbereich dar. Die geringen Vorteile und nur bei hohen Temperaturen rechtfertigen dagegen seinen Einsatz als Alternative zu einem Kollektor mit Zweifachverglasung bestehend aus AR-beschichteten Gläsern nicht. Hierzu ist zu beachten, dass nach aktuellem Stand die selektive Beschichtung um ca. 10 €/m² teurer als eine marktübliche AR-Beschichtung ist. Die Fertigung der selektiven Scheibe erfolgt zudem an zwei verschiedenen Standorten, da die Fa. Euroglas noch keine breitbandigen AR-Beschichtungen für solarthermische Anwendungen anbietet, was den Logistik- und Kostenaufwand zusätzlich erhöht.

4.3. Bewertung der Gebrauchstauglichkeit

4.3.1. Voruntersuchungen bei SOLVIS

Im Rahmen der Entwicklungsarbeiten wurden bei der Fa. SOLVIS gezielte experimentelle Voruntersuchungen zur Prüfung der neuen Konstruktion, insbesondere zur Regendichtigkeit und zur mechanischen Belastbarkeit, durchgeführt.

Beim Beregnungstest wurden „Zweischeiber“-Kollektoren im Versuchsaufbau über 4 Stunden bei 50 °C und 30 °C untersucht (s. **Abbildung 16**). Dabei wurden weder Beschlag noch Wasserspuren im Kollektor festgestellt. Anzumerken ist hier, dass der Versuchsaufbau von SOLVIS nicht den Vorgaben der Norm ISO 9806 zur Kollektorprüfung entspricht.

Beim Sogtest wurde ein „Zweischeiber“-Kollektor mittels insgesamt acht Saugern an einen Gabelstapler gehängt und mit variablen Zuglasten beansprucht. Bei einer Last von 560 kg (1940 Pa, in der Norm sind 1000 Pa als maximale Zuglast bei der Prüfung vorgegeben) ist eine Scheibe gebrochen (s. **Abbildung 17**, rechts). Daraufhin wurde die Zahl der Schrauben im Querträger von 6 auf 7 erhöht, Maßnahme die das Bestehen der Test ermöglicht hat.



Abbildung 16: Zweiseiber-Kollektorprototypen während des Beregnungstests bei SOLVIS.



Abbildung 17: „Zweiseiber“-Kollektorprototyp während des Sogtests bei SOLVIS (links) und Scheibenbruch nach einer Belastung von 1940 Pa (rechts).

Zur Prüfung der Gebrauchstauglichkeit der neuen Kollektoren wurden zudem seit August 2016 zwei großformatige „Sechsscheiber“-Prototypen mit durchlüfteter Abdeckung (8.4 m²) auf dem Solvis-Außengelände mit einem Tyfocor-Kreislauf betrieben (s. **Abbildung 18**). Ziel war es hierbei, die Kollektoren möglichst viele Temperaturzyklen durchlaufen zu lassen. Daher wird bei Erreichen einer vorgegeben Temperatur von 170°C/190°C bzw. 90 °C der Wärmeträger über einen Platten-Wärmeübertrager auf 50°C gekühlt und dann der Aufheizprozess erneut gestartet. Auf diese Weise können bis zu 12 „Hochtemperatur“-Zyklen pro Tag erreicht werden. Kontinuierlich aufgezeichnet werden bei beiden Kollektoren je 2 x Kollektortemperatur (Sensoren an Absorberblech-Innenseite auf 2/3 der Absorberhöhe) und die horizontale Längenänderung an allen 4 Kollektorecken.



Abbildung 18: Zwei „Sechsscheiber“-Kollektorprototypen während der zyklischen Hochtemperaturbelastung auf dem Solvis-Außengelände.

Bis zum Projektabschluss wurde im Rahmen der Untersuchungen keine Auffälligkeiten hinsichtlich Beschlag und/oder Wasseranfall im Kollektor beobachtet. Die temperaturbedingten Absorberbewegungen entsprechen den Erwartungen.

4.3.2. Untersuchungen am ISFH

Aus dem Bereich der Gebrauchstauglichkeits- und Zuverlässigkeitsprüfungen der ISO 9806 wurden am ISFH die Bewitterungsprüfung mit Expositionsphase, die Hochtemperaturbelastungsprüfung, die Temperaturwechselprüfungen, die Prüfung der Regendichtigkeit und der mechanischen Belastbarkeit durchgeführt (s. **Abbildung 19**).



Abbildung 19: „Zweischeiber“-Kollektorprototypen während der Exposition auf dem Testdach des ISFH (oben: gasdichter Kollektor „Fera283-33V“; unten: Kollektor mit durchlüfteter Verglasung „Fera283-230“)

Bei letzterer wurde die Prüflast mit Hilfe von 16 pneumatischen Sog- und Druckstempeln gleichmäßig auf die Kollektorabdeckung aufgebracht. Die Belastung wurde in Schritten von 250 Pa bis auf 2500 Pa erhöht und der Kollektor nach jedem Schritt auf dauerhafte Verformungen untersucht. Abweichend von der ISO 9806 und in Anlehnung an die IEC 61215 zur Prüfung von photovoltaischen Modulen wurden die Kollektoren abschließend mit der Maximallast von 2500 Pa über eine Stunde belastet, wobei hier nur ein einziger Zyklus statt drei erfolgte.

Mit Ausnahme des Beregnungstests beim Prototyp „Fera 283-230“ (mit durchlüfteter Verglasung) wurde bei allen genannten Untersuchungen kein Fehler festgestellt. Die Regendichtigkeit vom Prototyp „Fera 283-230“ konnte dagegen nicht nachgewiesen werden. Nach aktuellen Vermutungen könnte der Wassereintritt im Bereich des Mittelstegs stattgefunden haben, wobei der offene Scheibenzwischenraum keine signifikanten Wasserspuren zeigte. In wie weit der unterschiedliche Verglasungsaufbau für diese Problematik verantwortlich sein könnte konnte im Projekt nicht geklärt werden.

Als zusätzliche Tests wurden außerdem das thermomechanische Verhalten der Kollektoren bei der Ausheizung und die Gasdichtheit der Verglasung beim Prototyp „Fera 283-33V“ vor und nach der Belastung untersucht. Beide Tests wurden erfolgreich bestanden: Die maximale Verformung von 5-6 mm, die bei einem Temperaturgradient von ca. 200 K in der Absorbermitte aufgenommen wurde, bestätigt die Effektivität der konstruktiven Maßnahmen von SOLVIS. Bei der Messung des Gasfüllgrades wurde schließlich keine Auffälligkeit festgestellt.

Detaillierte Informationen über Vorgaben und Prüfbedingungen für die Tests zur Gebrauchstauglichkeit der Kollektoren sind aus den **Tabelle 4.3** bis **Tabelle 4.10** zu entnehmen.

Tabelle 4.3: Expositionsprüfung (Freilandbewitterung) – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806 Klimaklasse B	Prüfbedingung	
		Typ 33V	Typ 230
globale Tagesstrahlungssummen	mind. 30 Tage und mind. 540 MJ/m ²	102 Tage, 1861 MJ/m ²	96 Tage, 1756 MJ/m ²
globale Bestrahlungsstärke	mind. 30 h mit > 900 W/m ²	112 Stunden	109 Stunden
Umgebungslufttemperatur	> 15 °C	> 15 °C	> 15 °C

Tabelle 4.4: Prüfung der Hochtemperaturbeständigkeit – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806	Prüfbedingung	
		Typ 33V	Typ 230
Gesamtdauer der Prüfung	≥ 60 min	90 min	90 min
mittlere globale Bestrahlungsstärke	> 1000 W/m ²	1020 W/m ²	1020 W/m ²
mittlere Umgebungslufttemperatur	20...40 °C	31 °C	31 °C
mittlere Umgebungsluftgeschwindigkeit	< 1 m/s	< 0.4 m/s	< 0.4 m/s
mittlere Absorbertemperatur ¹	-	248 °C	243 °C

Tabelle 4.5: Ermittlung der Stillstandtemperatur – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Standardbedingungen nach ISO 9806	Prüfbedingung	
		Typ 33V	Typ 23O
globale Bestrahlungsstärke	1000 W/m ²	844 W/m ²	841 W/m ²
Umgebungsluftgeschwindigkeit	< 1 m/s	< 1 m/s	< 1 m/s
Umgebungstemperatur	30 °C	29.8 °C	30.3 °C
gemessene Temperatur am Absorber (t _{abs})		228 °C	225 °C
berechnete Stillstandtemperatur (t_{stg})		255 °C	252 °C

Tabelle 4.6: Äußere Temperaturwechselprüfungen Kollektortyp „Fera 283-33 V“ – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806 Klimaklasse B	Prüfbedingungen	
		1. Test	2. Test
Gesamtdauer der Prüfung	≥ 75 min	76 min	75 min
mittlere globale Bestrahlungsstärke	-	1002 W/m ²	1024 W/m ²
niedrigste globale Bestrahlungsstärke	> 900 W/m ²	993 W/m ²	1010 W/m ²
mittlere Umgebungslufttemperatur	-	31 °C	31 °C
niedrigste Umgebungslufttemperatur	> 15 °C	30 °C	31 °C
Temperatur des Sprühwassers	< 25 °C	17 °C	18 °C
Massenstrom des Sprühwassers	0.03...0.05 kg/sm ²	0.05 kg/sm ²	0.05 kg/sm ²
Sprühdauer	≥ 15 min	16 min	15 min
Absorbtemperatur vor dem Besprühen	-	238 °C	243 °C

Tabelle 4.7: Äußere Temperaturwechselprüfungen Kollektortyp „Fera 283-23O“ – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806 Klimaklasse B	Prüfbedingungen	
		1. Test	2. Test
Gesamtdauer der Prüfung	≥ 75 min	76 min	75 min
mittlere globale Bestrahlungsstärke	-	1002 W/m ²	1024 W/m ²
niedrigste globale Bestrahlungsstärke	> 900 W/m ²	993 W/m ²	1010 W/m ²
mittlere Umgebungslufttemperatur	-	31 °C	31 °C
niedrigste Umgebungslufttemperatur	> 15 °C	30 °C	31 °C
Temperatur des Sprühwassers	< 25 °C	17 °C	18 °C
Massenstrom des Sprühwassers	0.03...0.05 kg/sm ²	0.05 kg/sm ²	0.05 kg/sm ²
Sprühdauer	≥ 15 min	16 min	15 min
Absorbtemperatur vor dem Besprühen	-	234 °C	239 °C

Tabelle 4.8: Innere Temperaturwechselprüfungen Kollektortyp „Fera 283-33V“ – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806 Klimaklasse B	Prüfbedingungen	
		1. Test	2. Test
Gesamtdauer der Prüfung	≥ 65 min	65 min	65 min
mittlere globale Bestrahlungsstärke	-	988W/m ²	986 W/m ²
niedrigste globale Bestrahlungsstärke	> 900 W/m ²	922W/m ²	962 W/m ²
mittlere Umgebungslufttemperatur	-	31 °C	28 °C
niedrigste Umgebungslufttemperatur	> 10°C	31 °C	27 °C
Temperatur des Wärmeträgers	< 25 °C	17 °C	19 °C
Massenstrom des Wärmeträgers	≥ 0.02 kg/sm ²	0.02 kg/sm ²	0.02 kg/sm ²
Kühlungsdauer	≥ 5 min	7 min	5 min
Absorbtemperatur vor der Kühlung	-	241 °C	239 °C

Tabelle 4.9: Innere Temperaturwechselprüfungen Kollektortyp „Fera 283-230“ – Vorgaben und Prüfbedingungen

	Vorgabe nach ISO 9806 Klimaklasse B	Prüfbedingungen	
		1. Test	2. Test
Gesamtdauer der Prüfung	≥ 65 min	65 min	65 min
mittlere globale Bestrahlungsstärke	-	988W/m ²	986 W/m ²
niedrigste globale Bestrahlungsstärke	> 900 W/m ²	922W/m ²	962 W/m ²
mittlere Umgebungslufttemperatur	-	31 °C	28 °C
niedrigste Umgebungslufttemperatur	> 10°C	31 °C	27 °C
Temperatur des Wärmeträgers	< 25 °C	17 °C	19 °C
Massenstrom des Wärmeträgers	≥ 0.02 kg/sm ²	0.02 kg/sm ²	0.02 kg/sm ²
Kühlungsdauer	≥ 5 min	10 min	5 min
Absorbtemperatur vor der Kühlung	-	238 °C	233 °C

Tabelle 4.10: Abstand vom Absorber des Kollektorprototyps „Fera283-33V“ zur Messschiene bei unterschiedlichen Testbedingungen

	unten	Mitte	oben
kalt vor Ausheizen	128 mm	127 mm	129 mm
nach 3 h Ausheizen (Absorbtemp. = 225 °C)	127 mm	124 mm	128 mm
kalt nach Ausheizen	126 mm	121 mm	127 mm
bei η_0 Messung	128 mm	121 mm	128 mm
bei 55 °C ¹ Messung	128 mm	122 mm	129 mm
bei 120°C ¹ Messung	130 mm	124 mm	130 mm

Speisewasservorerwärmung enthält. Auf Grundlage dieses Modells wurden verschiedene Simulationsvarianten berechnet. Folgende Parameter wurden dabei variiert:

Parameter der Solaranlage:

- Kollektorfeldgröße (unter Berücksichtigung der verfügbaren Dachfläche)
- Kollektorfeldneigung
- Kollektoraufbauten und entsprechende Kennwerte
- Solarspeichervolumen
- Solarspeicheranschlusshöhen

Parameter der Produktionsanlage

- Hydraulische Integration der solaren Prozesswärme
- Regelungsstrategie der Silotrocknung
- Hydraulische Anordnung der Systemkomponenten (Silospeicher + Silotrocknung + BF-WRG)
- Integration einer zusätzlichen Abwärmenutzung

Unsicherheiten im Simulationsmodell

Wie bereits erwähnt basiert das Simulationsmodell auf den erhobenen Messdaten der aktuellen Anlagenkonfiguration. Da mit dem installierten Messsystem jedoch keine Dampfmengen erfasst werden konnten, wurden diese anhand der Betriebszustände einzelner Anlagenteile sowie der zeitgleich verbrauchten Gasmenge des Dampfkessels abgeschätzt. Hinzu kommt, dass die genauen Eigenschaften vieler Anlagenkomponenten unbekannt sind, beispielsweise von Wärmetauschern, weshalb auch diese nur auf Annahmen basieren.

Eine große Modellunsicherheit liegt zudem in den Prozessmodifikationen gegenüber der bestehenden Anlage, die durch die Integration von solarer Prozesswärme erforderlich sind, zu denen jedoch keine Messdaten vorhanden sind. Die hier verwendeten Anlagendaten basieren daher auf groben Schätzungen. Dies gilt ebenfalls für die von der Fa. KLUTH geplanten Änderungen des Silotrocknungsbetriebs (Erhöhung des Volumenstroms auf 4 m³/h und Verdreifachung der Wärmeleistung).

5.2. Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Simulationsstudie dargestellt. Dabei wurden folgende Varianten untersucht:

Varianten im aktuellen Anlagenbetrieb (ohne Solarthermie)

- Einfluss der Betriebsstrategie der Silotrocknung
- Einfluss der Komponentenanzordnung (Silotrocknung und BF-WRG)

Varianten mit Integration solar erzeugter Prozesswärme

- Integrationsstelle 1

- Integrationsstellen 1 + 2
 - Aktuelle Silospeicherbeladung
 - Optimierung der Silospeicherbeladung (direkte Integration der Solarwärme optimierte Anschlusshöhen + Temperaturschichtung)
 - Variation der Kollektorfeldneigung
 - Variation der Kollektorparameter
 - Änderung der Komponentenanzahl (Silotrocknung und BF-WRG)
- Integrationsstellen 1 + 2 + 3 - Einbindung der Fließbettrocknung
- Integrationsstelle 4 - Einbindung des Löschwassertanks

Varianten mit Integration zusätzlicher Wärmerückgewinnung

- Nur Vakuumpumpen-Wärmerückgewinnung (VP-WRG)
 - Wärmesenke: Speisewasservorerwärmung mit Zusatzwärmespeicher
 - Wärmesenken: Speisewasservorerwärmung + Silotrocknung + Fließbettrocknung mit Zusatzwärmespeicher
 - Wärmesenke: Silospeicher
- VP-WRG in Kombination mit Solarthermie
 - Wärmesenke: Speisewasservorerwärmung
 - Wärmesenken: Speisewasservorerwärmung, Silotrocknung, Fließbettrocknung

Grundsätzlich wird von der Anlagenkonfiguration der aktuell bestehenden Produktionsanlage mit den bereits konkret geplanten Umbaumaßnahmen (Volumenstromerhöhung der Silotrocknungswärmeversorgung und der BF-WRG) als Basis ausgegangen. Zu untersuchende Änderungen in der Produktionsanlage werden im Folgenden als Einzelmaßnahme in Bezug auf die Basisanlage betrachtet.

5.2.1. Varianten im aktuellen Anlagenbetrieb

Einfluss der Betriebsstrategie der Silotrocknung

Wie bereits erwähnt wird die Silotrocknung in der aktuellen Anlagenkonfiguration mit einer unregelmäßigen Vorlauftemperatur betrieben. Um eine konstante Produktqualität zu erzielen werden im Folgenden beispielhaft mögliche Regelungsstrategien für die Zieltemperatur des Silotrocknungsvorlaufs untersucht. Die Regelungsstrategien wurden in Anlehnung an die mit Fa. Kluth und Fa. Teklenburg diskutierten Betriebsvarianten gewählt. Laut Fa. Kluth ist bezüglich der Produktqualität eine Zwischentrocknungstemperatur zwischen 60 °C und 65 °C optimal.

Für die zeitliche Regelung werden ein durchgängiger Nachheizbetrieb (Betriebsstrategie 1) sowie ein Nachheizbetrieb nur zu Produktionszeiten (Betriebsstrategie 2) in Betracht gezogen. Für Betriebsstrategie 2 bedeutet dies außerhalb der Produktionszeiten eine Deaktivierung der Dampfnachheizung, während der nur eine Wärmeversorgung der Silotrocknung bei verfügbarer Wärme aus dem Silospeicher stattfindet. Als angestrebte

Vorlauftemperaturen der Silotrocknung werden in den Modellvarianten jeweils 65 °C, 60 °C und 55 °C gewählt. Die Parametrisierung des Silospeichers wurde anhand des bereits in der Produktionsanlage vorhandenen Silospeichers durchgeführt.

In **Abbildung 21** werden die Unterschiede der betrachteten Regelungsstrategien jeweils bezüglich ihrer Wärmemenge für die Silotrocknung, des Nachheizenergiebedarfs, der rückgewonnenen Energiemenge sowie des Gesamtenergiebedarfs dargestellt. Anhand der Simulationsergebnisse wird deutlich, dass durch die Variation der Vorlauftemperaturen innerhalb derselben Betriebsstrategie nur geringe Unterschiede bezüglich der dargestellten Energiemengen auftreten: Um eine höhere Vorlauftemperatur zu erzeugen ist mehr Nachheizenergiebedarf erforderlich und es kann mehr Wärme von der Silotrocknung aufgenommen werden. Je mehr Dampfnachheizung genutzt wird, desto höher wird allerdings auch die Vorlauftemperatur der Wärmerückgewinnung, was wiederum zu einer Verringerung der rückgewonnenen Wärmemenge führt. Die Unterschiede zwischen den Gesamtenergiemengen werden durch die unterschiedlich hohen Nachheizenergiebedarfe erzeugt. Im Gesamtenergiebedarf sind diese inklusive Wirkungsgradverluste enthalten.

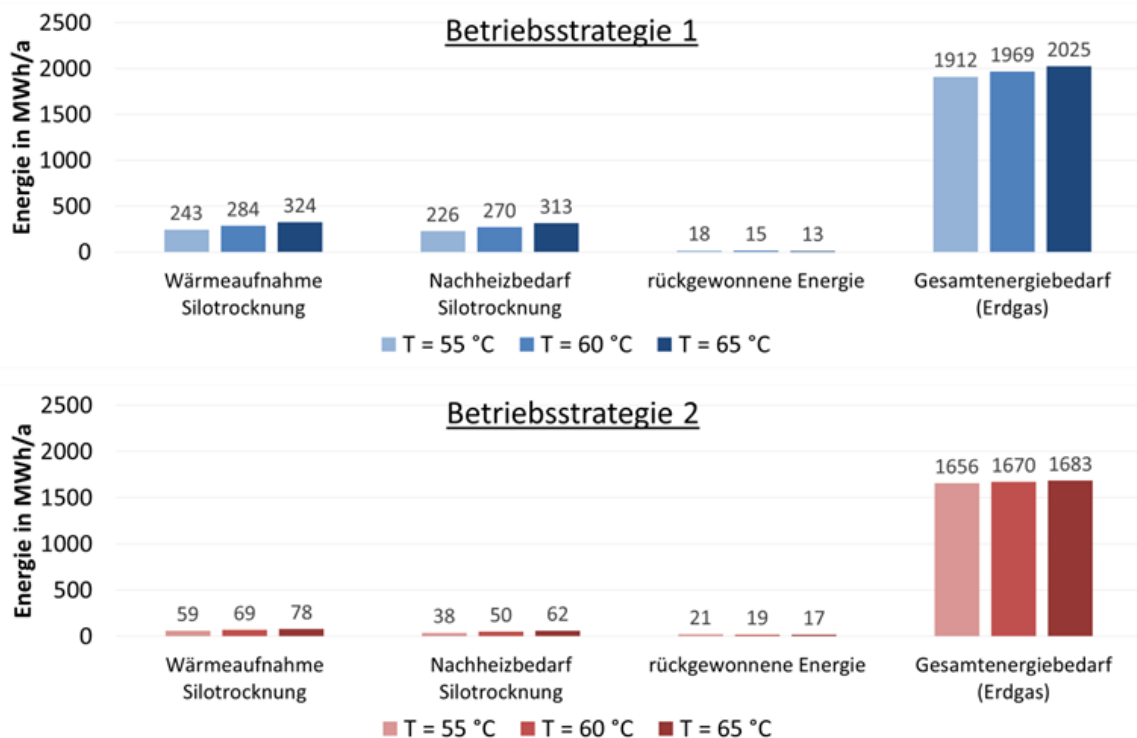


Abbildung 21: Berechnete Energiemengen der Silotrocknung, der Dampfnachheizung, der BF-WRG sowie der gesamten Anlage in Abhängigkeit von der gewählten Regelungsstrategie (ohne Solarthermie)

Zwischen den beiden Betriebsstrategien sind deutlich größere Unterschiede zu erkennen: Durch die niedrigeren Betriebszeiten der Dampfnachheizung in Betriebsstrategie 2 mit 1016 h/a gegenüber der Betriebsstrategie 1 mit 8112 h/a² wird für Betriebsstrategie 2 folglich auch nur ein Bruchteil der Nachheizenergie benötigt. Dieser liegt zwischen einem Fünftel und einem Sechstel der Nachheizenergie von Betriebsstrategie 1. Damit liegt er etwas höher als das zunächst proportional zu erwartende Achtel, was auf ein täglich zu Betriebsbeginn benötigtes Aufheizen des Wasserstroms aus dem außerhalb der Betriebszeit „leergefahrenen“ Silospeicher zu führen ist. Gleichzeitig führt die durch Betriebsstrategie 2

² Durchgängiger Betrieb abzüglich der Winterpause.

durchschnittlich niedrigere Silospeichertemperatur zu höheren Wärmeerträgen aus der Wärmerückgewinnung.

Welchen Einfluss die unterschiedlichen Silotrocknungsbetriebsweisen auf die Produktqualität haben und ob der Mehrverbrauch an Energie durch eine Verbesserung der Produktqualität ökonomisch zu rechtfertigen ist, kann nur durch Firma Kluth selbst anhand einer wirtschaftlichen Analyse beurteilt werden. In der folgenden Untersuchung werden daher weiterhin beide Regelungsstrategien betrachtet, allerdings zur besseren Überschaubarkeit nur noch mit einer Zielvorlauftemperatur von 60 °C.

Einfluss der Komponentenanzordnung (Silotrocknung und BF-WRG)

In der aktuellen Anlagenkonfiguration sind die Silotrocknung und die BF-WRG parallel an den Silospeicher angeschlossen. Um zu untersuchen, ob eine serielle Verschaltung der Komponenten zu einer effizienteren Nutzung der verfügbaren Temperaturniveaus und zu höheren Erträgen in der Wärmerückgewinnung führt, wurden beide Varianten im Modell abgebildet, siehe **Abbildung 22**. Die Simulationsergebnisse werden in **Abbildung 23** dargestellt. Verglichen werden die Wärmeaufnahme der Silotrocknung, die rückgewonnene Energiemenge aus der Blockform, die in den Silospeicher gespeist wird, sowie der daraus resultierende Gesamtenergiebedarf.

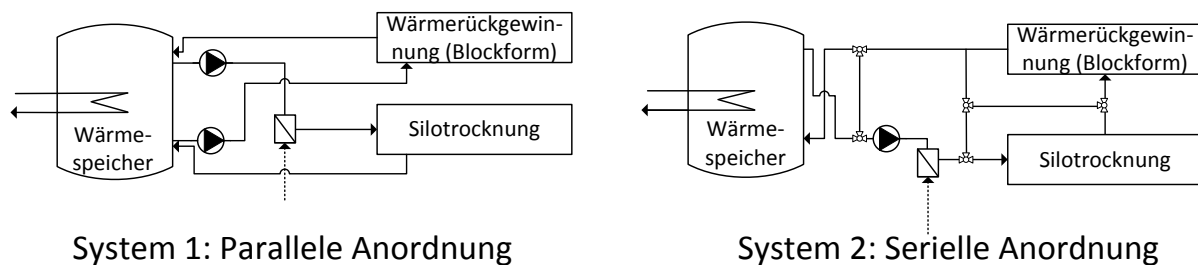


Abbildung 22: Schematische Darstellung der beiden untersuchten Anordnungen zwischen Silotrocknung, BF-WRG und Silospeicher

Anhand der Ergebnisse wird deutlich, dass die Verschaltung für Regelstrategie 1 kaum einen Einfluss auf die Wärmeaufnahme der Silotrocknung und die rückgewonnene Energiemenge aus dem Blockformwärmetauscher hat. Somit sind die daraus resultierenden Gesamtenergiebedarfe, in denen die benötigte Nachheizenergie berücksichtigt wird, ebenfalls etwa gleich. Der wesentliche Grund dafür ist, dass die zwei verschiedenen Komponentenanzordnungen nur dann zu Unterschieden führen, wenn Silotrocknung und BF-WRG gleichzeitig betrieben werden. Dies geschieht nur zu etwa 12 % der Silotrocknungszeit, da die BF-WRG nur 1016 h/a betrieben wird.

Folglich arbeitet die Silotrocknung in der Reihenschaltung die meiste Zeit wie in der Parallelschaltung direkt aus und in den Silospeicher.

Mit Regelstrategie 2 ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen den zwei Komponentenanzordnungen: die aufgenommene Wärme der Silotrocknung in Reihenschaltung hat sich gegenüber der Wärmemenge mit der Parallelschaltung etwa halbiert. Die rückgewonnene Energiemenge hat sich auf etwa 80 %, der Gesamtenergiebedarf aufgrund einer Verringerung des Dampfnachheizbedarfs auf etwa 98 % reduziert.

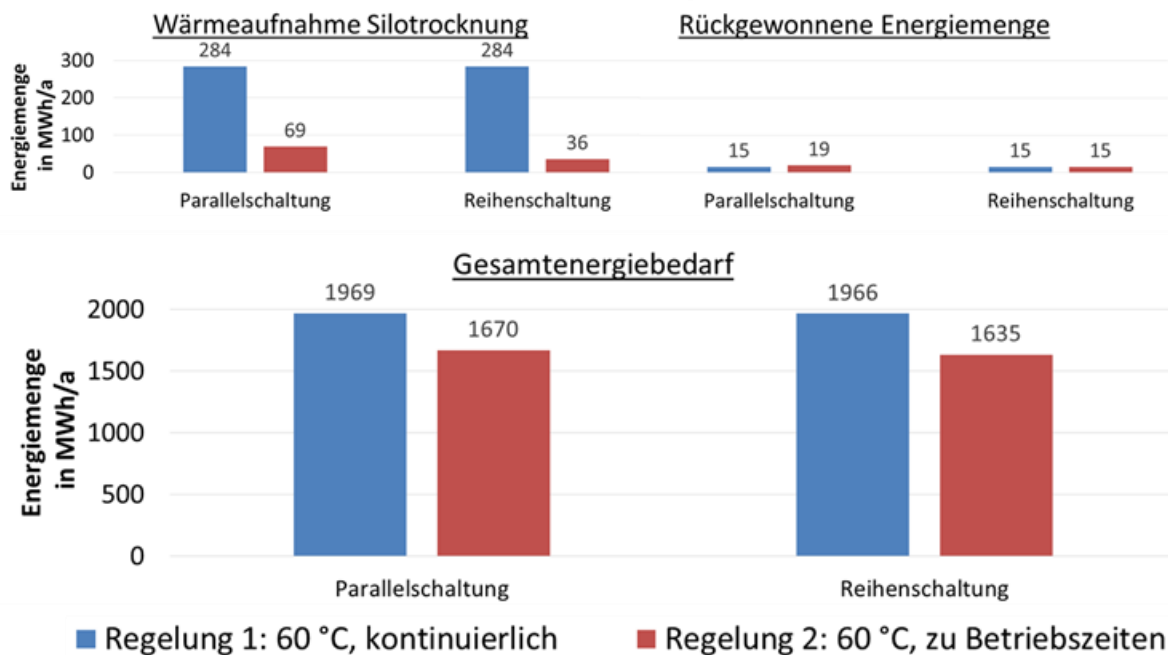


Abbildung 23: Vergleich der berechneten Energiemengen für Silotrocknung und BF-WRG sowie der Gesamtenergiebedarfe in Abhängigkeit von der Anordnung von Silotrocknung und BF-WRG für beide Silotrocknungsstrategien

Dies lässt sich durch folgende Effekte erläutern: Mit der parallelen Komponentenanordnung wird während des Produktionsbetriebs das Temperaturniveau des Silospeichers durch die BF-WRG und in begrenzter Menge auch durch den Rücklauf der Silotrocknung (da der Silotrocknungsvorlauf zuvor mit Dampf beheizt wird) angehoben. Im Anschluss an die Betriebszeit wird die Dampfnachheizung aufgrund der Regelung deaktiviert und auch die BF-WRG stellt keine Wärme mehr zur Verfügung. Dies führt dazu, dass die Silotrocknung außerhalb der Betriebszeit mit der noch im Silospeicher verfügbaren Wärme betrieben wird. Dabei sinkt das Temperaturniveau im Speicher bis auf etwa 25 °C. In der sich wieder anschließenden Betriebsphase führt das zunächst noch recht niedrige Temperaturniveau des Speichers anfänglich zu hohen Erträgen der BF-WRG und der Speicher wird wieder erwärmt.

Der Reihenschaltungsbetrieb führt dazu, dass der Rücklauf der Silotrocknung zu Betriebszeiten direkt für die BF-WRG genutzt wird. Unter den getroffenen Annahmen liegt die Rücklauftemperatur der Silotrocknung bei einer geforderten Vorlauftemperatur von 60 °C bei etwa 52 °C. Im Wärmetauscher der BF-WRG wird das Temperaturniveau wieder angehoben und anschließend wieder direkt für die Silotrocknung genutzt, was gegenüber dem Parallelbetrieb zu Einsparungen an benötigter Dampfnachheizenergie führt. Da der Silospeicher auf diese Weise nicht beladen wird, ist außerhalb der Betriebszeiten keine für die Trocknung nutzbare Wärme im Speicher vorhanden, wodurch die Silotrocknung insgesamt weniger Wärme aufnimmt als in der Parallelschaltung.

Zusammenfassend besteht der wesentliche Unterschied zwischen den zwei Komponentenanordnungen also darin, dass bei der Parallelschaltung der Silospeicher täglich zu Betriebszeiten aufgeheizt wird, während er bei der Reihenschaltung zur Betriebszeit umfahren wird. Das zusätzliche Speicherbeheizen in der Parallelschaltung führt zu einem höheren Dampfnachheizbedarf. Die Erträge der Wärmerückgewinnung liegen in

der Parallelschaltung etwas höher, da hier durchschnittlich ein niedrigeres BF-WRG-Vorlauftemperaturniveau erreicht wird.

Wie bereits erwähnt beruhen die durchgeführten Simulationen insbesondere bezüglich der Wärmeaufnahme der Silotrocknung und der BF-WRG auf den von der Firma geplanten Anlagenänderungen. Würde beispielsweise der Volumenstrom statt der geplanten 4 m³/h niedriger gewählt werden, würde mit der Reihenschaltung bei gleicher Wärmeaufnahme der Silotrocknung eine geringere Vorlauftemperatur der BF-WRG erreicht werden, die dort wiederum zu höheren Erträgen führen würde. Die Reihenschaltung könnte auf diese Weise zu einem deutlich effizienteren Anlagenbetrieb führen.

5.2.2. Varianten mit Integration solar erzeugter Prozesswärme

Insgesamt werden vier Integrationsstellen für Solarwärme betrachtet. Anhand vorhandener Messdaten werden zunächst erste Schätzungen bezüglich der theoretisch maximalen, in den Produktionsprozess integrierbaren Anteile an Solarwärme durchgeführt.

Das theoretische Potential der Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) wird durch die Temperaturbegrenzung des Solarspeichers auf 90 °C limitiert. Unter der Annahme, dass das Speisewasser ganzjährig auf 90 °C vorgeheizt werden kann, liegen die daraus resultierenden fossilen Energieeinsparungen bei etwa 7 %. Die maximale fossile Energieeinsparung des aktuellen unregulierten Anlagenbetriebs der Silotrocknung (Integrationsstelle 2) beträgt unter der Annahme, dass durch Solarwärme der gesamte Dampfnachheizbedarf ersetzt werden kann, etwa 8 %. Der in **Kapitel 3** abgeschätzte Verbrauch der Fließbettrocknung (Integrationsstelle 3) und das somit maximale Einsparpotential liegt bei ca. 3.5 %.

Die Zwischenspeicherung von Solarwärme im Löschwassertank zur Unterstützung der Gebäude- und Hallenheizung (Integrationsstelle 4) wird nur als Zusatzoption für Überschusswärme im Sommer betrachtet und dient somit als Stagnationsschutz für die Solaranlage, da primär der Produktionsprozess mit Solarwärme versorgt werden soll. Der fossile Energiebedarf des Produktionsprozesses wird dadurch nicht verringert.

Im folgenden Abschnitt werden weiterhin beide Silotrocknungs-Betriebsstrategien untersucht (ausgenommen ist die separate Betrachtung der Integrationsstelle 1). Anzumerken ist an dieser Stelle, dass die jeweils dargestellten Energieeinsparungen der Varianten sich auf unterschiedliche Gesamtenergiebedarfe beziehen und verschiedene Wärmemengen für den Silotrocknungsprozess berücksichtigen (wie bereits in **Abbildung 21** dargestellt).

Integrationsstelle 1

Zunächst wird die solare Speisewasservorerwärmung betrachtet. Diese Integrationsstelle wird vorerst separat untersucht, da sie technisch einfach umsetzbar ist und sich auch auf andere Industrieanlagen außerhalb der EPS-Branche übertragen lässt. Durch die Vorerwärmung des Speisewassers mit Solarwärme wird direkt Kesselenergie eingespart. Die Betriebsstrategie der Silotrocknung sowie die Komponentenanzordnung am Silospeicher werden für diese Berechnungen nicht betrachtet. Es werden Lastprofile auf Basis des aktuellen Anlagenbetriebs genutzt.

In **Abbildung 24** werden die fossilen Energieeinsparungen durch Solarwärme in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solarthermieanlage dargestellt. Betrachtet

werden Kollektorflächen (Aperturfläche) von 200 m², 400 m² und 600 m² mit Solarspeichervolumen von 5 m³ bis zu 50 m³.

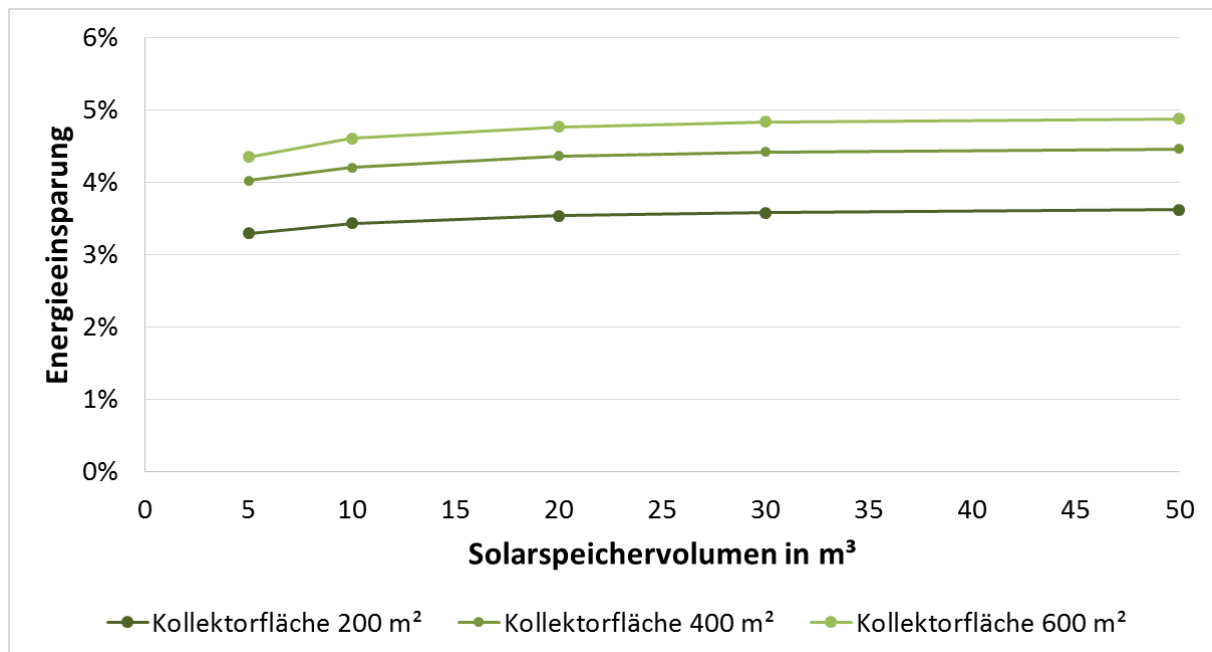


Abbildung 24: Solare Integrationsstelle 1: Berechnete fossile Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solarthermieanlage.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mit den betrachteten Systemdimensionierungen fossile Energieeinsparungen von bis zu 5 % des jährlichen Gesamtenergiebedarfs der Produktionsanlage erreicht werden können. Die Vergrößerung des Solarspeichervolumens von 5 m³ auf 50 m³ führt dabei nur zu einer sehr geringen Effizienzsteigerung, daher lässt sich diese Integrationsvariante auch mit einem kleinen Solarspeichervolumen von beispielsweise 5 m³ effizient umsetzen. Des Weiteren sinken die flächenspezifischen Solarerträge mit größer werdenden Kollektorflächen, sodass der Zugewinn an Energieeinsparung durch Kollektorfelder von 400 m² oder 600 m² gegenüber 200 m² verhältnismäßig gering ist.

Integrationsstellen 1 + 2

Um zu prüfen welche Energieeinsparungen durch die kombinierte Nutzung der solaren Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) mit der solaren Wärmeversorgung der Silotrocknung (Integrationsstelle 2) möglich sind, wurden weitere Simulationen durchgeführt.

Die solare Wärmeversorgung findet zunächst gleichermaßen für beide Senken statt, sobald die jeweiligen Temperaturanforderungen vom Solarspeicher erfüllt werden. Zur Wärmeversorgung der Silotrocknung wird die Solarwärme in den Silospeicher geleitet. Die Silotrocknung wird aus dem Silospeicher versorgt und spart somit zu Betriebszeiten der Silotrocknungs-Dampfnachheizung Nachheizenergie ein, also indirekte Kesselenergie. Außerhalb der Betriebszeiten der Dampfnachheizung - auftretend nur bei Betriebsstrategie 2 - führt die dem Silospeicher zugeführte Solarwärme zu keiner Dampfenergieeinsparung sondern lediglich zu einer zusätzlichen Wärmeversorgung der Silotrocknung.

In **Abbildung 25** werden die Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Silotrocknungs-Betriebsstrategie und der Dimensionierung der Solaranlage dargestellt.

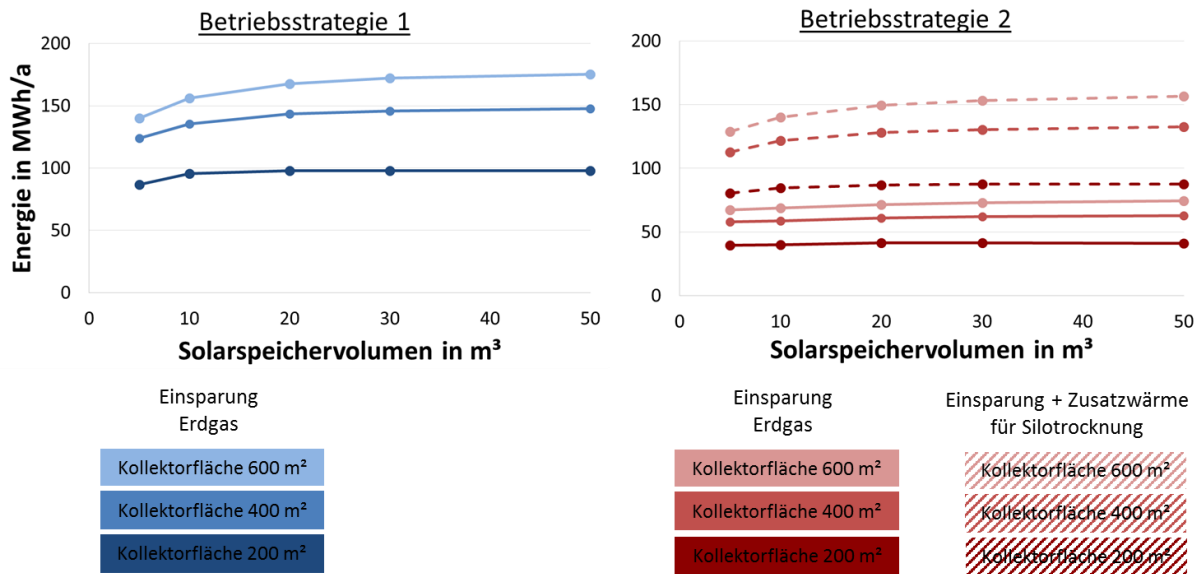


Abbildung 25: Solare Integrationsstellen 1 + 2: Berechnete fossile Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solaranlage.

Mit Betriebsstrategie 1 wird der gesamte Solarwärmeertrag zur Einsparung von Erdgas genutzt. Für die in **Abbildung 25** betrachteten Kollektorflächen- und Solarspeicherdimensionierung führt dies zu Energieeinsparungen von bis zu 180 MWh/a. In Bezug auf den Gesamtenergiebedarf entspricht dies einer Einsparung von etwa 9 %.

Anhand der Grafik von Betriebsstrategie 2 ist zu erkennen, dass die Solarenergie sowohl zur Einsparung von Kesselenergie als auch für eine zusätzliche Wärmeversorgung der Silotrocknung genutzt wird. Dadurch ist die Einsparung an Erdgas gegenüber Betriebsstrategie 1 deutlich geringer. Mit den betrachteten Anlagendimensionierungen werden Erdgaseinsparungen von bis zu 80 MWh/a und bis zu weitere 80 MWh/a als zusätzliche Wärmeversorgung der Silotrocknung erreicht. Dies entspricht in Bezug auf den Gesamtenergiebedarf einer prozentualen Erdgaseinsparung von bis zu 4.5 % und einer Steigerung der Silotrocknungswärme um einen Faktor von bis zu 2.3. Die aus der höheren Silotrocknungstemperatur resultierende Qualitätssteigerung des EPS-Materials ist allerdings im Rahmen des Projektes nicht quantifizierbar. Je nach Silotrocknungsbedarf ließe sich durch eine entsprechende Regelung das Verhältnis zwischen Erdgaseinsparungen und Zusatzwärme für die Trocknung noch verändern.

Zusätzlich ist anzumerken, dass die Menge an jährlich eingesparter Energie nicht unbedingt Deckungsgleich mit den Solarwärmeerträgen ist. Die Solarwärmeerträge liegen bei Betriebsstrategie 1 trotz solarer Wärmeverluste (insbes. Solarspeicherverluste) etwa 20 % niedriger als die Erdgaseinsparungen. Die Ursache dafür ist, dass, durch Substitution der konventionellen Energieerzeugung, die Verluste der Dampfnachheizung sowie die Wirkungsgradverluste des Kessels, die insbesondere außerhalb der Produktionszeiten (also nachts und an Wochenenden) sehr hoch sind³, reduziert werden. Die gewonnene Solarwärme wird somit energieeffizienter an die Produktionsprozesse übertragen als das

³ Die Dampfnachheizung wird an Wochenenden mit einem Wirkungsgrad von ca. 60 %, der Erdgaskessel mit einem Wirkungsgrad von 69 % betrieben.

Erdgas. Bei Betriebsstrategie 2 ist dieser Effekt nicht festzustellen, da die Dampfnachheizung nur zu Produktionszeiten mit einem hohen Kesselwirkungsgrad betrieben wird. Die Nutzung der gewonnenen Solarwärme ist hier somit ähnlich effizient wie die Erdgasenergienutzung.

Insgesamt liegen die jährlichen Solarwärmeerträge mit Betriebsstrategie 2 etwa um 12 % höher als mit Betriebsstrategie 1. Dies ist auf die in Betriebsstrategie 2 durchschnittlich niedrigeren Silospeichertemperaturen zurückzuführen.

Optimierung der Silospeicherbeladung

In den vorangegangenen Simulationen wurde das Silospeichermodell entsprechend des bereits in der Produktionsanlage verbauten Speichers⁴ parametrisiert. Diesem wurde zur solaren Beladung bereits ein interner Wärmetauscher horizontal eingebaut, mit einer relativen Eintrittshöhe von 0.46 und einer relativen Austrittshöhe von 0.41. Die direkten Speicheranschlüsse für Silotrocknung und Wärmerückgewinnung befinden sich zwischen 0.25 und 0.85 relativer Speicherhöhe (siehe **Anhang 7.2**), wodurch die Speicherkapazität nicht komplett genutzt wird. Um das theoretische Optimierungspotential des Silospeicherbetriebs zu untersuchen, wurde eine weitere Modellvariante mit veränderten Speicherparametern durchgeführt: Zur effizienteren Wärmeübertragung erfolgt die solare Wärmebeladung über eine direkte Anbindung des Solarspeichers mit Wasserentnahme am Boden des Silospeichers und Rückführung über eine in den Silospeicher integrierte Schichtlanze. Zur effektiven Nutzung der vorhandenen Temperaturniveaus entnimmt die Wärmerückgewinnung ihren Vorlauf ebenfalls am Speicherboden, während die Silotrocknung das höhere Temperaturniveau ganz oben im Speicher entnimmt. Die Rückläufe werden beide über die Schichtlanze in den Silospeicher geführt.

In **Abbildung 26** werden die berechneten Energieeinsparungen der beiden Modelle mit unterschiedlich parametrisierten Silospeichern einander gegenüber gestellt. Die Energieeinsparungen werden jeweils in Bezug auf den Energiebedarf der aktuellen Produktionsanlage ohne Solarthermienutzung dargestellt.

Anhand der Ergebnisse wird deutlich, dass der optimierte Silospeicherbetrieb mit Silotrocknungsbetriebsstrategie 1 zu zusätzlicher Energieeinsparung und mit Betriebsstrategie 2 zu zusätzlicher Wärmebereitstellung für die Silotrocknung führt. Grund dafür ist der erhöhte Solarwärmeeintrag in den Silospeicher sowie die effizientere Nutzung der im Speicher vorhandenen Temperaturniveaus. Je größer die Solarthermieanlage, desto größer ist die Steigerung der in den Silospeicher eingebrachten Solarwärme. Aber auch ohne Solarthermienutzung kann der optimierte Silospeicherbetrieb zu Energieeinsparungen von bis zu 15 MWh/a führen. Insgesamt steigen durch die Optimierung des Silospeichers bei beiden Trocknungsstrategien für die betrachteten Varianten die Solarwärmeerträge um bis zu 35 %.

⁴ Der Silospeicher ist ein ehemaliger Tank aus einer Molkerei und weist daher einige technische Einschränkungen für den Gebrauch als Prozesswärmespeicher auf (u.a. ist er nicht druckgeeignet und die vorhandene Anschlusshöhen sind nicht optimal für diese Anwendung).

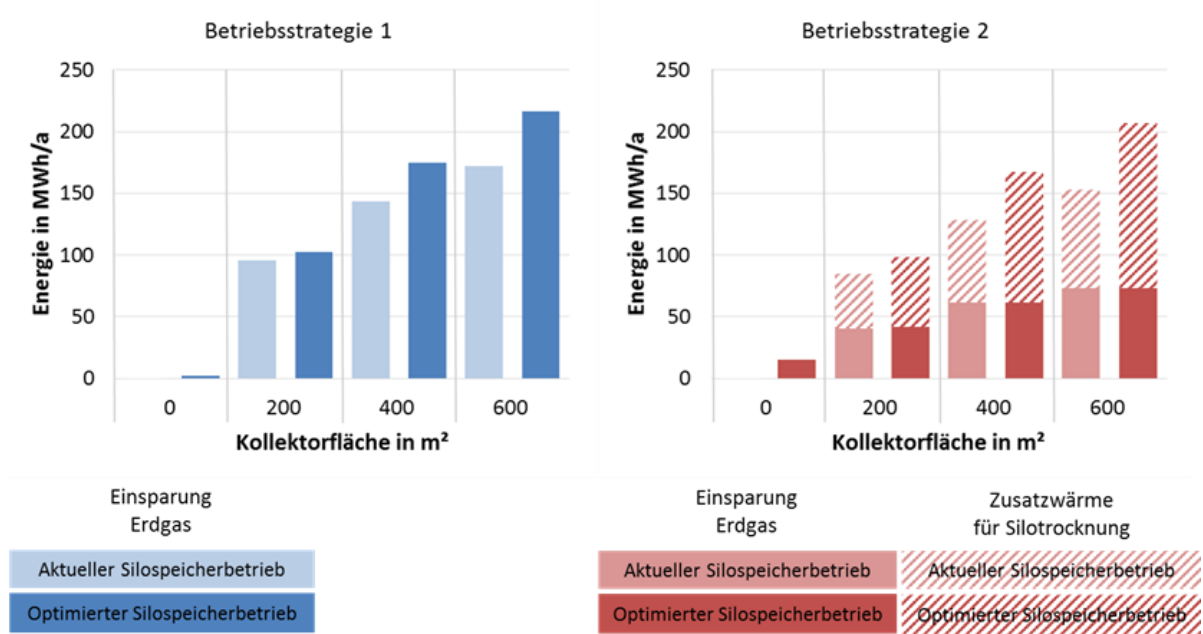


Abbildung 26: Berechnete fossile Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Silospeicherparametrisierung sowie von der Dimensionierung der Solaranlage.

Variation der Kollektorneigung

In den voranstehenden Simulationen wurde die Annahme getroffen, dass die Kollektoren ohne zusätzliche Aufständigung auf dem Produktionshallendach der Fa. Kluth montiert werden. Das Hallendach weist eine Dachneigung von 10 ° auf. Um zu untersuchen in welchem Maß eine Kollektoraufständigung zu höheren Solarerträgen führt, wurden Simulationsvarianten mit verschiedenen Kollektorneigungswinkeln durchgeführt.

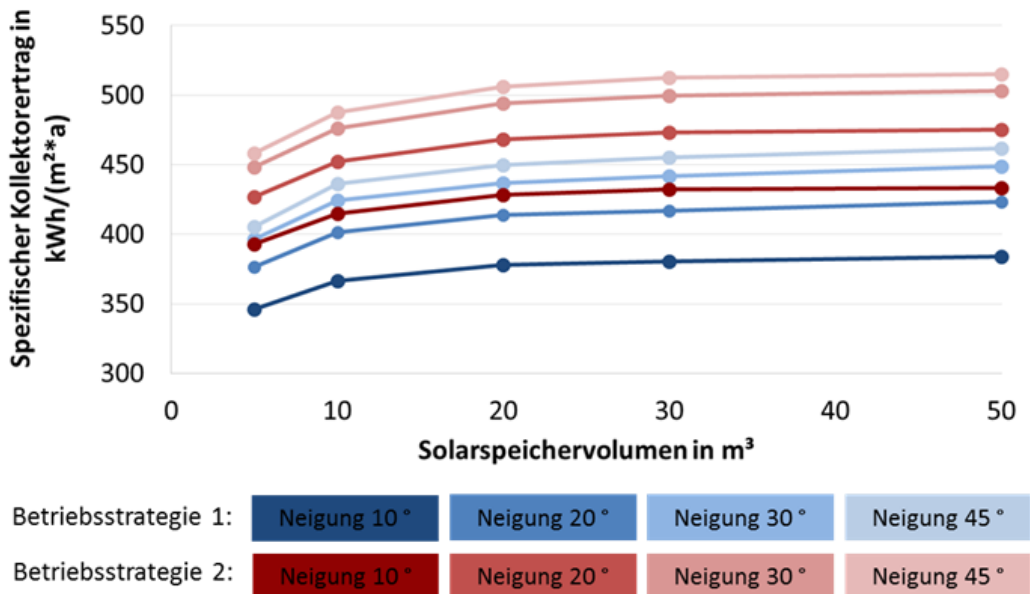


Abbildung 27: Berechnete spezifische Kollektorerträge in Abhängigkeit von der Kollektorfeldneigung bei einer Kollektorfläche von 200 m² sowie vom Solarpeichervolumen.

In **Abbildung 27** werden die spezifischen Kollektorerträge in Abhängigkeit vom Neigungswinkel und der Solarspeicherdimensionierung durchgeführt. Das betrachtete Kollektorfeld hat eine Fläche (Apertur) von 200 m². Die Erträge beziehen sich auf die in den Speicher eingebrachte solare Wärme und berücksichtigen somit die Wärmeverluste der Rohrleitung und des externen Wärmetauschers.

Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass eine Aufständigung der Solarthermieanlage zu Mehrerträgen von bis zu 20 % führt, wobei sich die entscheidende Verbesserung aus einer Erhöhung der Neigung von 10° auf 30° ergibt.

Variation der Kollektorparameter

Wie in Kapitel 3 („Auslegung Solarkollektor“) beschrieben, wurde im Rahmen des Projektes ein bereits am ISFH entwickelter Flachkollektor für den Prozesswärmebedarf weiterentwickelt. Die bisherigen Simulationen wurden zunächst mit den zu erwartenden Kollektorparametern für einen unabgedichteten luftgefüllten Kollektor berechnet (Typ „HFK 2013-Luft“). Im Folgenden sollen die Solarerträge dieser Kollektorvariante mit denen der tatsächlich gemessenen Kollektorparameter für die Prototypen „HFK 2013-Argon“ (Abdichtung und Argonfüllung) und „Fera803-ITO“ (unabgedichtet, luftgefüllt) verglichen werden. Als weiterer Vergleich werden zusätzliche Simulationsvarianten mit dem einfachverglasten Referenz-Kollektor der Fa. Solvis (Typ „Fera803-D-AR“) sowie mit dem gemessenen doppelt verglasten, AR-beschichteten Prototypen (Typ „Fera803-2AR“). Die Kennwerte der untersuchten Kollektoren sind der **Tabelle 4.2** zu entnehmen.

In den durchgeführten Simulationen wird für das Kollektorfeld jeweils eine Fläche von 200 m² bei einer Neigung von 45 ° angenommen. In **Abbildung 28** werden die spezifischen Kollektorerträge der einzelnen Kollektortypen in Abhängigkeit vom Solarspeichervolumen dargestellt.

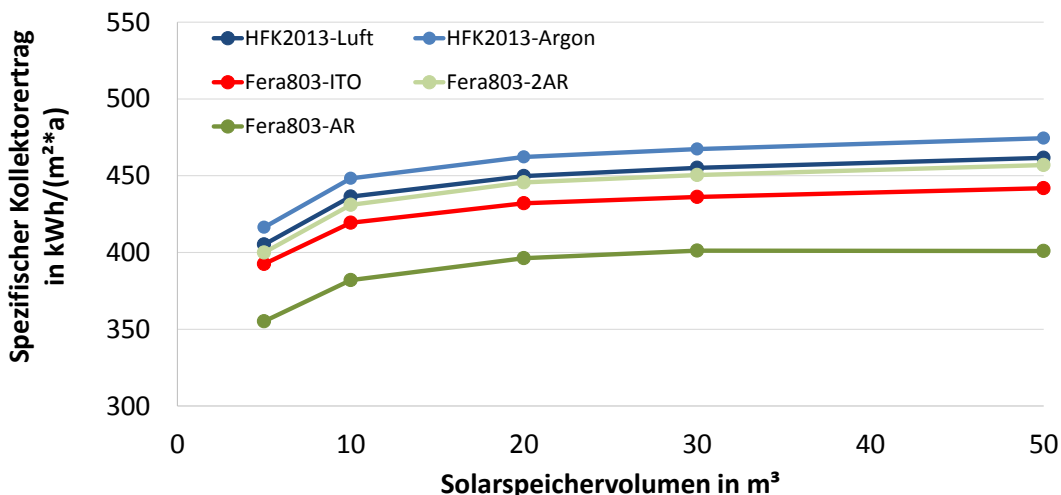


Abbildung 28: Berechnete spezifische Kollektorerträge in Abhängigkeit von der Kollektorkonfiguration sowie von der Solarspeicher-Dimensionierung.

Als zentrales Ergebnis der Parameterstudie lässt sich aus dem Diagramm erkennen, dass die max. Unterschiede zwischen den verschiedenen Kollektortypen bei ca. 15% liegen. Das

System mit den neuen Kollektoren erzielt Erträge, die 10% höher als mit den Referenz-Serienkollektoren „Fera803-D-AR“ und 3% niedriger als mit den doppelt verglasten Prototypen „Fera803-2AR“ sind. Im Vergleich zu den erwarteten Werten liegen die Erträge um ca. 4% („HFK2013-Luft“) und 6% („HFK2013-Argon“) niedriger. Die geringen Unterschiede sind auf die tatsächlichen Betriebstemperaturen der Kollektoren zurückzuführen. Der Vergleich zwischen den spezifischen Kollektorerträgen und den im **Kapitel 4** berechneten Bruttowärmeerträgen bestätigt diese Vermutung (s. **Abbildung 29**). Für den Vergleich wurden aus den TRNSYS Simulationen die bruttoflächenbezogenen Erträge ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste durch Rohrleitungen und Wärmetauscher verwendet.

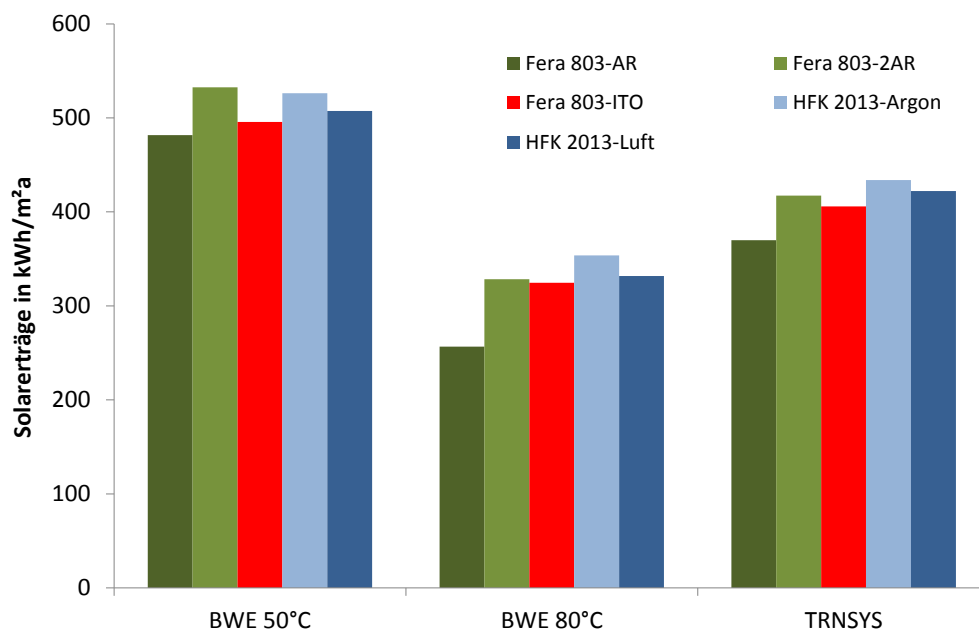


Abbildung 29: Vergleich zwischen mit ScenoCalc berechneten Bruttowärmeerträgen bei 50°C und 80°C Betriebstemperatur und mit TRNSYS simulierten Kollektorerträgen für verschiedene Kollektortypen.

Zusammenfassend zeigen diese Ergebnisse, dass die Auswahl der Kollektoren energetisch betrachtet eine untergeordnete Rolle für die untersuchten Anwendung und Systemkonfiguration spielt. Viel wichtiger werden somit die Mehrkosten für die leistungsfähigeren Kollektoraufbauten.

Einfluss der Komponentenanzordnung

Eine weitere denkbare Option zur Effizienzsteigerung ist die bereits oben schon beschriebene Änderung der Anordnung von Silotrocknung und BF-WRG am Silospeicher. In **Abbildung 30** werden die Simulationsergebnisse einer seriellen Komponentenanzordnung der aktuell vorhandenen parallelen Komponentenanzordnung gegenüber gestellt. Dargestellt werden die Einsparungen fossiler Energie sowie die zusätzliche Wärmeversorgung der Silotrocknung. Die Energiemengen werden in Referenz zu der aktuell existierenden parallelen Anlagenkonfiguration ohne Solarthermieanlage berechnet.

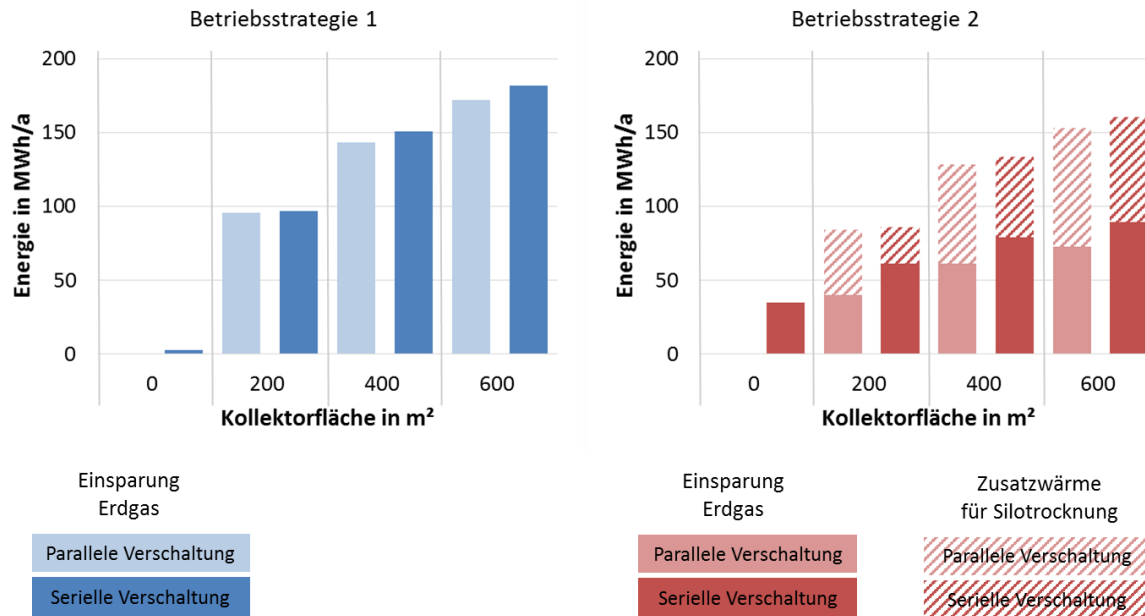


Abbildung 30: Berechnete fossile Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Komponentenanzordnung sowie von der Solarthermieanlagen-Dimensionierung.

Für Betriebsstrategie 1 ist anhand der Abbildung zu erkennen, dass mit steigender Solarwärmenutzung die Anlage mit serieller Verschaltung höhere Energieeinsparungen erzielt als die mit paralleler Verschaltung. Dies ist auf eine bei serieller Verschaltung höhere Solarwärmeintegration in den Silospeicher zu begründen, was aufgrund durchschnittlich niedrigerer Silospeichertemperaturen ermöglicht wird. Dieser Temperaturunterschied tritt zu Betriebszeiten der BF-WRG bei keinem oder nur geringem Solarwärmeangebot auf: Während in der parallelen Komponentenanzordnung zur BF-WRG-Betriebszeit der Silospeicher direkt von dieser erwärmt wird, wird in der seriellen Komponentenanzordnung die Wärme aus der BF-WRG nicht in den Silospeicher geleitet sondern direkt für die Silotrocknung genutzt, was einerseits zu einer Einsparung der benötigten Nachheizenergie und andererseits zu einem durchschnittlich niedrigerem Temperaturniveau des Silospeichers führt. Außerhalb der BF-WRG-Betriebszeiten arbeiten beide Komponentenanzordnungen identisch. Zusätzlich wird bei hohen Solarwärmeeinträgen in den Silospeicher durch die serielle Verschaltung das Eintrittstemperaturniveau in die BF-WRG niedriger gehalten als bei der parallelen Verschaltung, was zu einem höheren Grad der Rückgewinnung führt. Letztgenannter Effekt ist allerdings verhältnismäßig gering.

Bei Betriebsstrategie 2 sind ähnliche Zusammenhänge zu beobachten. Während der Betriebszeit der Dampfnachheizung und der Wärmerückgewinnung wird bei keiner oder wenig verfügbarer Solarenergie mit der seriellen Anordnung ebenfalls durch die direkte Nutzung der rückgewonnenen Wärme für die Silotrocknung Dampfenergie eingespart und der Silospeicher umfahren. Dadurch ist das Temperaturniveau des Silospeichers zunächst niedriger, wodurch er – sofern verfügbar - mehr Solarenergie aufnehmen kann. Außerhalb der Betriebszeiten wird die im Silospeicher vorhandene „Restwärme“ zur Beheizung der Silotrocknung genutzt: Mit der parallelen Verschaltung ist zu Zeiten von keiner oder wenig verfügbarer Solarenergie das Speichertemperaturniveau höher als in der seriellen Verschaltung und führt zu höheren Zusatzwärmemengen für die Silotrocknung. Zu Zeiten höherer Solarerträgen wird in beiden Varianten die Silotrocknung mit Wärme direkt aus dem Silospeicher versorgt, somit ist der Nachheizbedarf derweilen in beiden Varianten gleich. Die

BF-WRG hat durch die serielle Verschaltung niedrigere Vorlauftemperaturen und somit etwas höhere Energiegewinne. Da die Silospeichertemperaturen sich bei großem Solarangebot angleichen, verringert sich auch die Differenz der Zusatzwärmemengen der Silotrocknung beider Varianten.

Zusammenfassend werden in der seriellen gegenüber der parallelen Verschaltung die vorhandenen Temperaturniveaus etwas effizienter genutzt, wodurch mehr Dampfnachheizenergie eingespart und durch niedrigere Speichertemperaturen mehr Solarwärme in den Silospeicher integriert werden kann.

Da die betrachteten Volumenströme mit 4000 L/h recht hoch sind, führen die Wärmeleistungen von Silotrocknung und Wärmerückgewinnung nur zu verhältnismäßig kleinen Temperaturunterschieden zwischen den Vor- und Rückläufen. Dadurch sind die oben beschriebenen Effekte, die durch eine Veränderung der Komponentenanzahl erzeugt werden, verhältnismäßig gering. Eine Verringerung der Volumenströme würde zu größeren auftretenden Temperaturunterschieden führen, die den Effizienzvorteil durch eine serielle Verschaltung verstärken.

Integrationsstelle 1 + 2 + 3 – Zusätzliche Einbindung der Fließbettrocknung

Als potentielle dritte Wärmesenke wird im Folgenden die Fließbettrocknung betrachtet. Aktuell wird das Fließbett über Dampf mit Wärme versorgt, doch seine niedrige Betriebstemperatur von 45 °C stellt eine gute Voraussetzung für die Nutzung solarer Wärme dar. Allerdings wird die technische Umsetzung einer Solarwärmeversorgung der Fließbettrocknung aufgrund der aktuellen Anlagenbegebenheiten als sehr aufwändig eingeschätzt.

Die in das Fließbett eintretende Wärme wird über einen Wärmeübertrager an die Trocknungsluft weitergegeben. Die Eigenschaften des Wärmeübertragers sind unbekannt, ebenso wie die Tatsache inwieweit dieser für eine Wärmeversorgung mit Wasser geeignet ist.

Dennoch wurde die solare Wärmeversorgung des Fließbetts in die simulative Untersuchung mit aufgenommen. Da das Temperaturniveau des Fließbetts im Vergleich zu den anderen Prozesskomponenten verhältnismäßig niedrig liegt, wird nach Absprache mit der Fa. Kluth eine Einbindung innerhalb der Reihenschaltung zwischen Silotrocknung und Wärmerückgewinnung betrachtet, wie in **Abbildung 31** dargestellt.

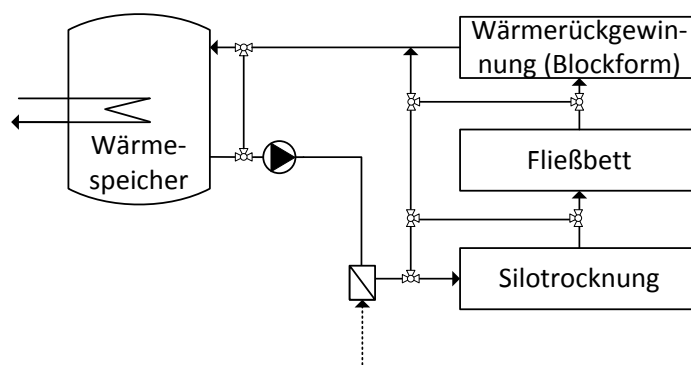


Abbildung 31: Schematische Darstellung der Einbindung des Fließbetts in die Reihenschaltung.

Für die Simulationen wird angenommen, dass der Wärmetauscher des Fließbetts in der Lage ist bei einem quellseitig angesetzten Volumenstrom von 4 m³/h und einer Vorlauftemperatur von 52.5 °C (Rücklauftemperaturen aus der Silotrocknung bei der betrachteten Vorlauftemperatur von 60 °C) ausreichend Wärme zu übertragen. Das Fließbett wird indirekt mit Wärme aus dem Silospeicher versorgt, der wiederum mit Solarwärme (sofern verfügbar) und rückgewonnener Wärme gespeist wird. Dabei nutzt es zusätzlich auch indirekt die Wärme der, der Silotrocknung vorgeschalteten, Dampfnachheizung. In **Abbildung 32** werden die simulierten Einsparungen fossiler Energie sowie die zusätzlichen Wärmeerträge für die Silotrocknung im Vergleich zu einer Fließbettwärmeversorgung mit Dampf und ohne Solarenergienutzung dargestellt. Beide Varianten enthalten eine serielle Komponentenanzordnung.

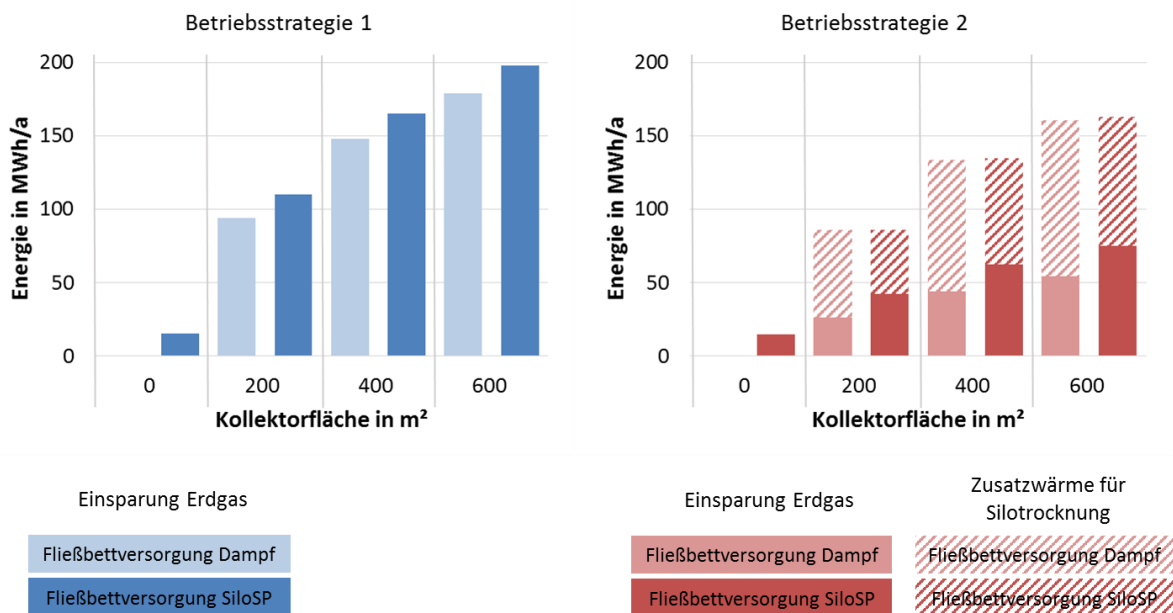


Abbildung 32: Berechnete fossile Energieeinsparungen in Abhängigkeit von der Fließbettwärmeversorgung sowie von der Solarthermieanlagen-Dimensionierung.

Anhand der Ergebnisse ist zu erkennen, dass eine Umstellung der Wärmeversorgung des Fließbetts auf den Silospeicher, selbst ohne die Nutzung von Solarenergie, zu fossilen Energieeinsparungen führt. Da das Fließbett nun auf geringerem Temperaturniveau versorgt wird, wird verfügbare Wärme effizienter genutzt⁵ und weniger Dampfwärme benötigt. Wird zusätzlich Solarwärme in den Produktionsprozess integriert, sind ebenfalls deutliche Dampfeinsparungen durch die veränderte Fließbettwärmeversorgung festzustellen, die sich für die betrachteten Solaranlagendimensionierungen mit steigender Kollektorfläche leicht vergrößern. Dies ist auf die durch die effizientere Wärmenutzung verursachten höheren Kollektorerträge zu führen. Insgesamt führt diese Maßnahme für die betrachteten Solaranlagendimensionierungen zu einer deutlichen Steigerung der fossilen Energieeinsparungen.

⁵ Durch die Fließbetteinbindung an dieser Stelle wird Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau genutzt, die sonst nicht nutzbar wäre.

Integrationsstelle 4 – Einbindung des Löschwassertanks

Als zusätzliche Senke für überschüssige Solarenergie ist eine Wärmenutzung zur Heizungsunterstützung der Hallen und Bürogebäude denkbar. Der Heizenergiebedarf liegt insgesamt bei etwa 100 MWh/a. Die Wärme könnte laut Firma Kluth im Löschwassertank (ca. 1000 m³) bis auf ein Temperaturniveau von 45 °C zwischengespeichert werden. Zusätzlich wird so die Stagnationszeit der Kollektoren verringert, was sich positiv auf deren Lebensdauer auswirkt.

Anhand der Ergebnisse einiger durchgeführter Simulationen wird deutlich, dass mit der aktuell vorhandenen Löschwassertankwärmedämmung die Speicherverluste so hoch liegen, dass ein Speichern der Wärme vom Sommer bis zum Beginn der Heizperiode sehr ineffizient ist. Je nach Kollektordimensionierung wird durch diese Wärmesenke keine bis kaum Heizenergie eingespart. Darüber hinaus könnten Speichertemperaturen bis 45 °C Biofouling begünstigen.

Die Integration von Solarwärme in den Löschwassertank wird daher als ungeeignet bewertet und nicht weiter betrachtet.

5.2.3. Varianten mit Integration von Vakuumpumpen-Wärmerückgewinnung

Wie bereits in **Kapitel 3** erwähnt, wird die Abwärme der Vakuumpumpen (VP) der Blockform als mögliche Quelle für Wärmerückgewinnung untersucht. Dazu wurden verschiedene Simulationen sowohl zur alleinigen Nutzung der VP-WRG als auch eine kombinierte Nutzung von VP-WRG und Solarthermie durchgeführt. Aktuell werden die Vakuumpumpen über einen Wasserkreislauf gekühlt, der wiederum seine Wärme über einen Luftkühler an die Luft einer Lagerhalle abgibt. Ein Wegfall dieser Wärmequelle für die unregelmäßige Beheizung der Lagerhalle wurde von der Fa. Kluth als unkritisch geschätzt. Die Wärme fällt parallel zum Blockformbetrieb mit einer mittleren Temperatur von etwa 50 °C an.

VP-WRG ohne Solarthermieanlage

Für die Nutzung der Wärmerückgewinnung ohne Solarwärme werden zwei Optionen zur Zwischenspeicherung der Wärme betrachtet: ein zusätzlicher Wärmespeicher oder die direkte Wärmeintegration in den vorhandenen Silospeicher.

Als Wärmesenken für den Zusatzspeicher werden als einfachste Variante die Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) sowie als aufwändigste Variante die Speisewasservorerwärmung zusammen mit Wärmeversorgung von Silotrocknung und Fließbett (Integrationsstellen 1, 2 und 3) betrachtet. Dabei wird das Volumen des Zusatzwärmespeichers variiert. Zusätzlich wird eine Modellvariante erstellt, in der die rückgewonnene Wärme direkt in den Silospeicher geleitet wird und somit nur die Integrationsstellen 2 und 3 versorgt.

In **Abbildung 33** Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. werden die Energieeinsparungen sowie Zusatzwärmemengen für die Silotrocknung in Abhängigkeit von den gewählten Wärmesenken, der Betriebsstrategie (BS 1 oder BS 2) sowie vom Speichertyp dargestellt. Die Ergebnisse werden in Referenz zu der jeweiligen Modellvariante ohne Nutzung von Solarthermie und VP-WRG dargestellt. Zu berücksichtigen ist auch hier, dass sich die Energieeinsparungen auf unterschiedliche Gesamtenergiebedarfe beziehen.

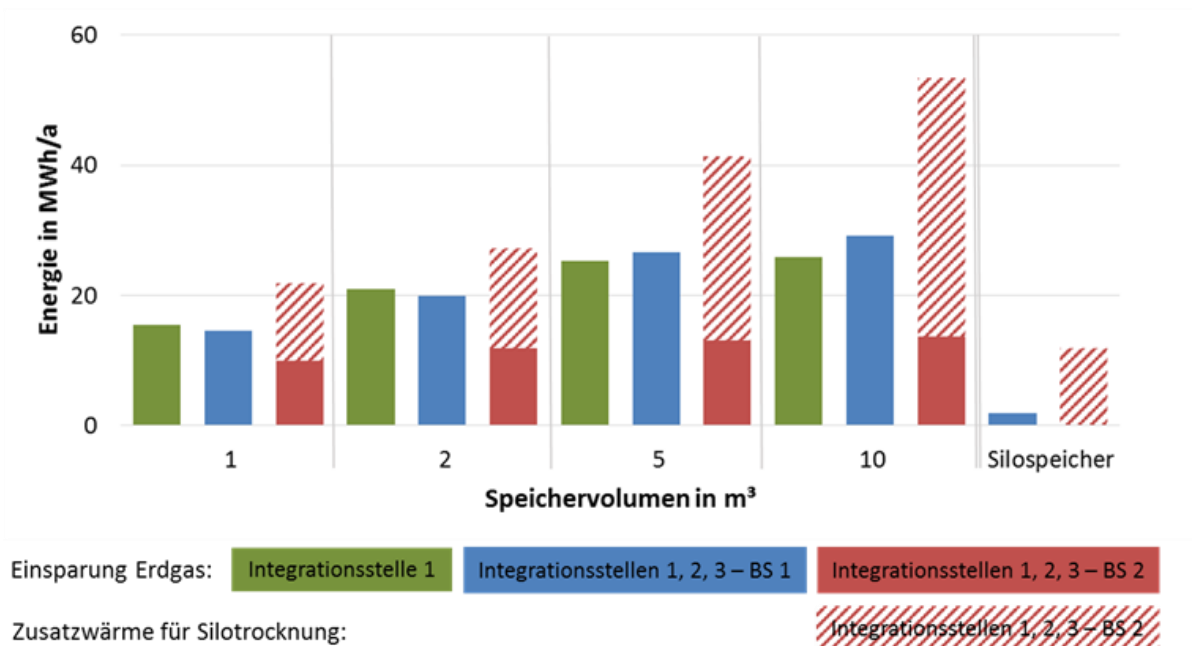


Abbildung 33: Berechnete fossile Energieeinsparungen durch Abwärmenutzung in Abhängigkeit von der SpeichergroÙe

Anhand der Abbildung ist zu erkennen, dass die Solarwärmeintegration in den Silospeicher gegenüber der Integration in einen Zusatzspeicher recht ineffektiv ist. Insbesondere bei Betriebsstrategie 1 liegt die übertragene Wärmemenge mit 2 MWh/a sehr niedrig, da sich das Temperaturniveau im Silospeicher (durch die am Silospeicher vorhandene BF-WRG und indirekt auch durch die Dampfnachheizung) bereits sehr dicht an dem der VP-WRG befindet. Mit Betriebsstrategie 2 liegt die Silospeichertemperatur durchschnittlich niedriger, wodurch die rückgewonnene Wärmemenge immerhin 12 MWh/a Zusatzwärme liefert, allerdings zu keiner Erdgaseinsparung führt, da die Wärmeentnahme aus dem Silospeicher nur außerhalb der Betriebszeiten stattfindet.

Die Simulationsergebnisse mit Zusatzspeicher zeigen deutlich höhere Energieeinsparungen. Dabei ist festzustellen, dass sich die Einsparungen zwischen den Varianten „Integrationsstellen 1, 2, 3 – BS 1“ und „Integrationsstelle 1“ kaum unterscheiden. Dies lässt sich dadurch erklären, dass – wie schon bei der direkten Wärmeintegration in den Silospeicher gezeigt – die rückgewonnene Wärme und die Silospeichertemperatur bei Betriebsstrategie 1 auf ähnlichem Niveau liegen. Somit wird die rückgewonnene Wärme fast ausschließlich für die Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) verwendet. Zusätzlich ist zu erkennen, dass „Integrationsstelle 1“, wie erwartet, für kleine Speicher zu etwas höheren Einsparungen führt als „Integrationsstellen 1, 2, 3 – BS 1“. Die Ursache darin liegt in den unterschiedlichen verwendeten Speisewasserlastprofilen, da sich die Variante „Integrationsstelle 1“ direkt an den Messdaten der Anlage orientiert und keine bestimmte Betriebsstrategie für die Silotrocknung berücksichtigt.

Die Einbindung der Abwärme dieser Wärmerückgewinnung in den Silospeicher ist mit Betriebsstrategie 1 wenig sinnvoll.

Die Variante „Integrationsstellen 1, 2, 3 – BS 2“ weist mit bis zu 53 MWh/a deutlich höhere Mengen an rückgewonnener Wärme auf, da sie durch die durchschnittlich niedrigeren Silospeichertemperaturen deutlich mehr Wärme in den Silospeicher aufnehmen kann, die dann außerhalb der Betriebszeiten als Zusatzwärme für die Silotrocknung genutzt wird.

WRG in Kombination mit Solarthermie

Für die Untersuchung der VP-WRG in Kombination mit Solarthermie werden ebenfalls die Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) als alleinige Wärmequelle sowie die Kombination von Speisewasservorerwärmung, Silotrocknung und Fließbettheizung (Integrationsstelle 1, 2, 3) betrachtet. Die rückgewonnene Wärme wird dabei direkt dem Solarwärmespeicher zugeführt.

In **Abbildung 34** wird die Kombination von VP-WRG mit Solarthermie für die Integrationsstelle 1 dargestellt. Für die Variante mit 0 m² Kollektorfläche wird ein Speichervolumen von 1 m³ angenommen. Die Simulationsergebnisse werden in Referenz zur Modellvariante ohne Solarthermie und VP-WRG dargestellt.

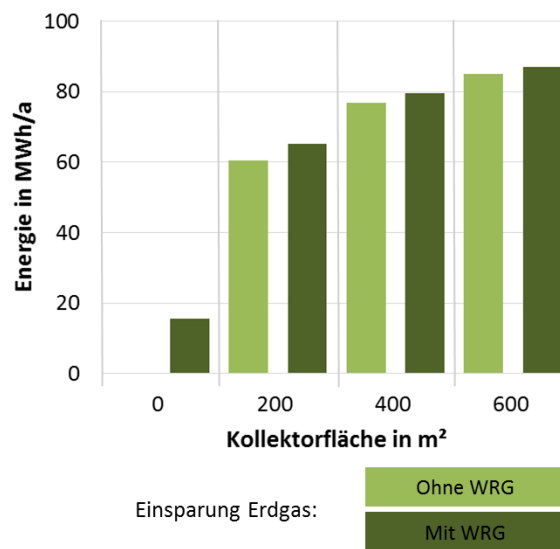


Abbildung 34: Berechnete fossile Energieeinsparungen durch die Speisewasservorerwärmung (Integrationsstelle 1) mit/ohne Abwärmenutzung, in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solaranlage.

Anhand der Ergebnisse ist zu erkennen, dass, je geringer die Solarwärmemenge im System ist, desto größer wird der Wärmezugewinn durch die VP-WRG. Während sich die rückgewonnene Wärmemenge ohne Solarthermie je nach Speichergröße zwischen 15 MWh/a und 26 MWh/a befindet, liegt der Mehrertrag durch die Ergänzung der Solarthermie durch die VP-WRG je nach Kollektorfeldgröße zwischen 5 MWh/a und 2 MWh/a. Die VP-WRG steht also mit ihrem Temperaturniveau in Konkurrenz zu der Solarwärmeerzeugung.

In **Abbildung 35** werden die Simulationsergebnisse der Kombination von VP-WRG und Solarwärme für die Integrationsstellen 1, 2 und 3 dargestellt. Dabei wird zwischen den beiden Betriebsstrategien unterschieden.

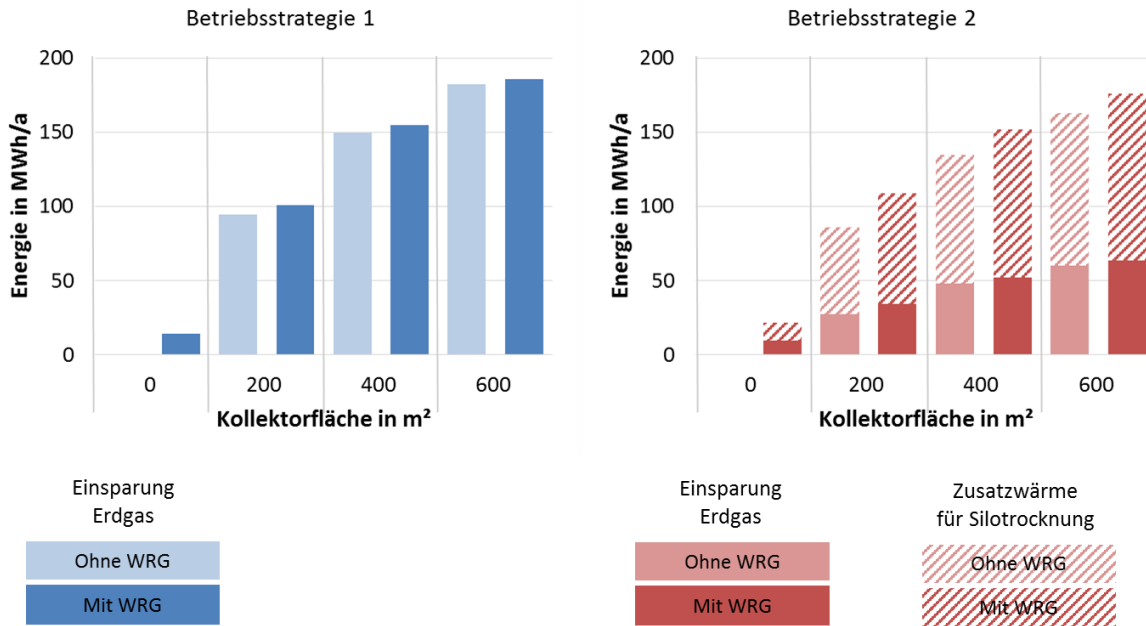


Abbildung 35: Berechnete fossile Energieeinsparungen durch Nutzung der Wärmesenken 1, 2 und 3 mit/ohne Wärmerückgewinnung, in Abhängigkeit von der Solarthermieanlagendimensionierung

Die Simulationsergebnisse mit Betriebsstrategie 1 zeigen, wie auch schon oben für die Integrationsstelle 1 beschrieben, dass VP-WRG und Solarwärme miteinander konkurrieren, da der Mehrertrag durch die zusätzliche Nutzung der VP-WRG mit größer werdender Solarthermieanlage sinkt: Während die Menge der rückgewonnenen Wärme ohne Solarthermie je nach Speichergröße zwischen 15 MWh/a - 30 MWh/a liegt, befindet sich die Einsparung durch die Ergänzung der Solarthermie mit der WRG je nach Kollektorfläche zwischen 8 MWh/a und 4 MWh/a.

Mit Betriebsstrategie 2 kann die Abwärme der Vakuumpumpen deutlich effizienter genutzt werden, da durch die niedrigeren Temperaturen im Silospeicher die niedrigeren Temperaturniveaus der beiden Wärmequellen besser und in größerer Menge genutzt werden können. Daher konkurrieren die beiden Wärmequellen hier etwas weniger miteinander: ohne Solarthermie liegt der zusätzliche VP-WRG-Ertrag je nach Speichergröße zwischen 22 MWh/a und 54 MWh/a, mit Solarthermie je nach Kollektorfeldgröße zwischen 21 MWh/a und 13 MWh/a.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Solarwärme und die rückgewonnene Wärme aus den Vakuumpumpen aufgrund ähnlicher Temperaturniveaus in Konkurrenz zueinander stehen. Aus ökonomischer Sicht ist es daher vermutlich sinnvoller sich auf eine der beiden Maßnahmen zu beschränken.

5.2.4. Zusammenfassende Bewertung der Simulationsergebnisse

Im voranstehenden Abschnitt wurden einzeln verschiedene Maßnahmen und Möglichkeiten zur Integration von Solarwärme sowie zur Effizienzsteigerung des Produktionsbetriebs untersucht und deren Energieeinsparpotentiale ermittelt. Da insgesamt ein hohes Maß an Energieeinsparung für die Produktionsanlage erzielt werden soll, ist es sinnvoll verschiedene Maßnahmen zu kombinieren. Wie sich die Maßnahmen in Kombination miteinander auf die Energieeinsparung auswirken kann den bisher präsentierten Ergebnissen jedoch nicht

entnommen werden. Um die Kombination von Maßnahmen zu bewerten, werden im Folgenden beispielhaft zwei Kombinations-Varianten untersucht.

Die Kombination der Maßnahmen wird in folgender Reihenfolge betrachtet:

1. Solarwärme: Integrationsstelle 1 (Speisewasservorerwärmung)
2. + Integrationsstelle 2 (Solarwärmeversorgung Silotrocknung)
3. + Silospeicheroptimierung
4. + Kollektoraufständerung auf 45 °
5. + Änderung der Komponentenanzahl am Silospeicher von parallel in seriell
6. + Integrationsstelle 3 (Einbindung der Fließbettrocknung)
7. + WRG aus der Vakuumpumpenabwärme

Betrachtet werden die Maßnahmen jeweils für die Silotrocknungsbetriebsstrategien 1 und 2, dabei werden die Einsparungen von konventioneller Kesselenergie sowie die Wärmeerträge bestehend aus Solarwärme und gegebenenfalls rückgewonnener Wärme dargestellt. Die Reihenfolge der Maßnahmen in den Grafiken ist von unten nach oben zu lesen: Zunächst wird ausschließlich die Solarwärmenutzung für die Integrationsstelle 1 betrachtet und diese dann nach oben hin aufeinander aufbauend mit zusätzlichen Maßnahmen ergänzt. Die prozentualen Einsparungsdifferenzen zwischen den einzelnen Maßnahmen hängen von den bereits vorausgesetzten Maßnahmen ab und können daher nicht als absolute Einzelwerte betrachtet werden.

In **Abbildung 36** werden die berechneten Wärmeerträge, bestehend aus Solarwärme und gegebenenfalls rückgewonnener Wärme, sowie die prozentualen Energieeinsparungen der kombinierten Maßnahmen für die Silotrocknungsbetriebsstrategie 1 dargestellt. Anhand der Ergebnisse ist zu erkennen, dass mit Betriebsstrategie 1 für die betrachtete Kombination der Modellvarianten solare Wärmegewinne von bis zu 245 MWh/a erreicht werden können. Dies führt zu jährlichen fossilen Energieeinsparungen von knapp 15 % des Gesamtenergiebedarfs. Umgerechnet mit einem Gaspreis von 0.042 EUR/kWh entspricht dies jährlichen Kosteneinsparungen von etwa 12.500 EUR.

Beim direkten Vergleich der Wärmeerträge mit den Energieeinsparungen ist festzustellen, dass die absoluten Einsparungen durchschnittlich etwas höher als die Solarwärmeerträge liegen⁶, was insbesondere auf die hohen Verluste des Dampfnachheizbetriebs außerhalb der Produktionszeiten, aber auch auf den Kesselwirkungsgrad zurückzuführen ist. Des Weiteren fällt im qualitativen Kurvenverlauf auf, dass die Energieeinsparungen durch die Ergänzung der Integrationsstelle 3 (solare Fließbettwärmeversorgung), in Relation zu den dadurch gewonnenen Wärmeerträgen, deutlich höher liegen. Die Ursache dafür ist, dass das Fließbett aktuell verhältnismäßig ineffizient mit Dampf als Wärmeträger versorgt wird, während es in der Modellvariante mit Integrationsstelle 3 mit der Abwärme der Silotrocknung und ggf. mit Solarenergie auf deutlich niedrigerem Temperaturniveau betrieben wird. Durch die

⁶ Die fossilen Energieeinsparungen liegen aufgrund von Systemeffizienzen mit bis zu 295 MWh/a etwa 23 % über den solaren Wärmegewinnen.

Dampfeinsparung dieser Maßnahme wird auch ohne Solarthermieanlage etwa 1 % (18 MWh/a) des Gesamtenergiebedarfs eingespart.

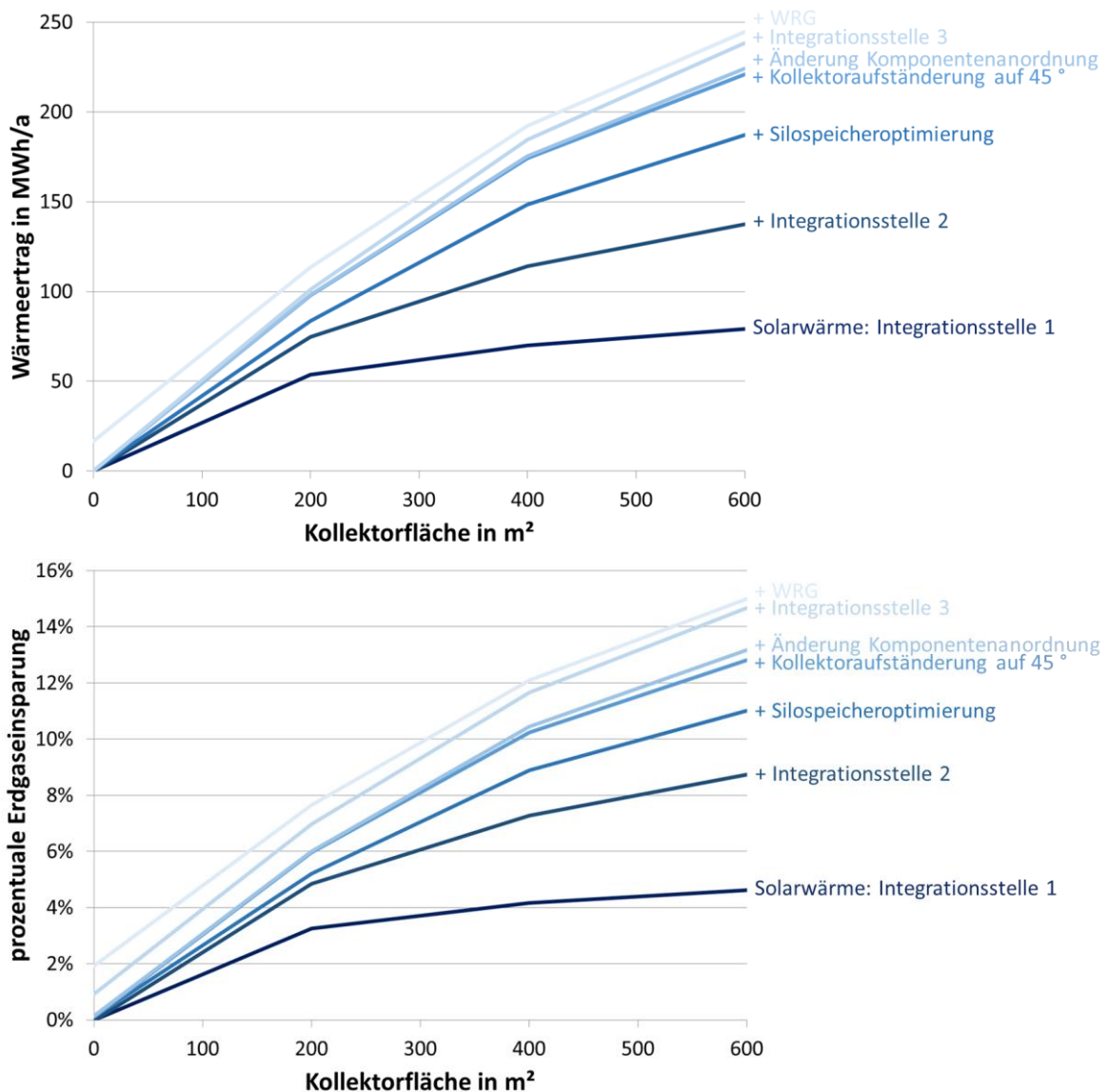


Abbildung 36: Betriebsstrategie 1: Berechnete Wärmeerträge (solar + rückgewonnen) sowie die prozentualen Erdgaseinsparungen durch Kombination verschiedener energetischer Maßnahmen in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solaranlage.

In **Abbildung 37** werden die simulierten Wärmeerträge und Energieeinsparungen der Maßnahmenkombinationen für die Silotrocknungsbetriebsvariante 2 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass mit Betriebsstrategie 2 und den betrachteten Simulationsvarianten solare Wärmeerträge von bis zu 260 MWh/a und fossile Energieeinsparungen von bis zu 8% möglich sind, was bei einem Gaspreis von 0.042 EUR/kWh einer finanziellen Einsparung von knapp 6.000 EUR/a entspricht. Im Gegensatz zu den Ergebnissen aus Betriebsstrategie 1, sind hier die Wärmeerträge deutlich größer als die absoluten Erdgaseinsparungen. Die Ursache dafür liegt darin, dass ein nicht unerheblicher Teil der Solarwärme als zusätzliche Wärme für die Silotrocknung genutzt wird und somit nicht zu Kesselenergieeinsparungen führt (wie bereits in **Abschnitt 5.2** erläutert).

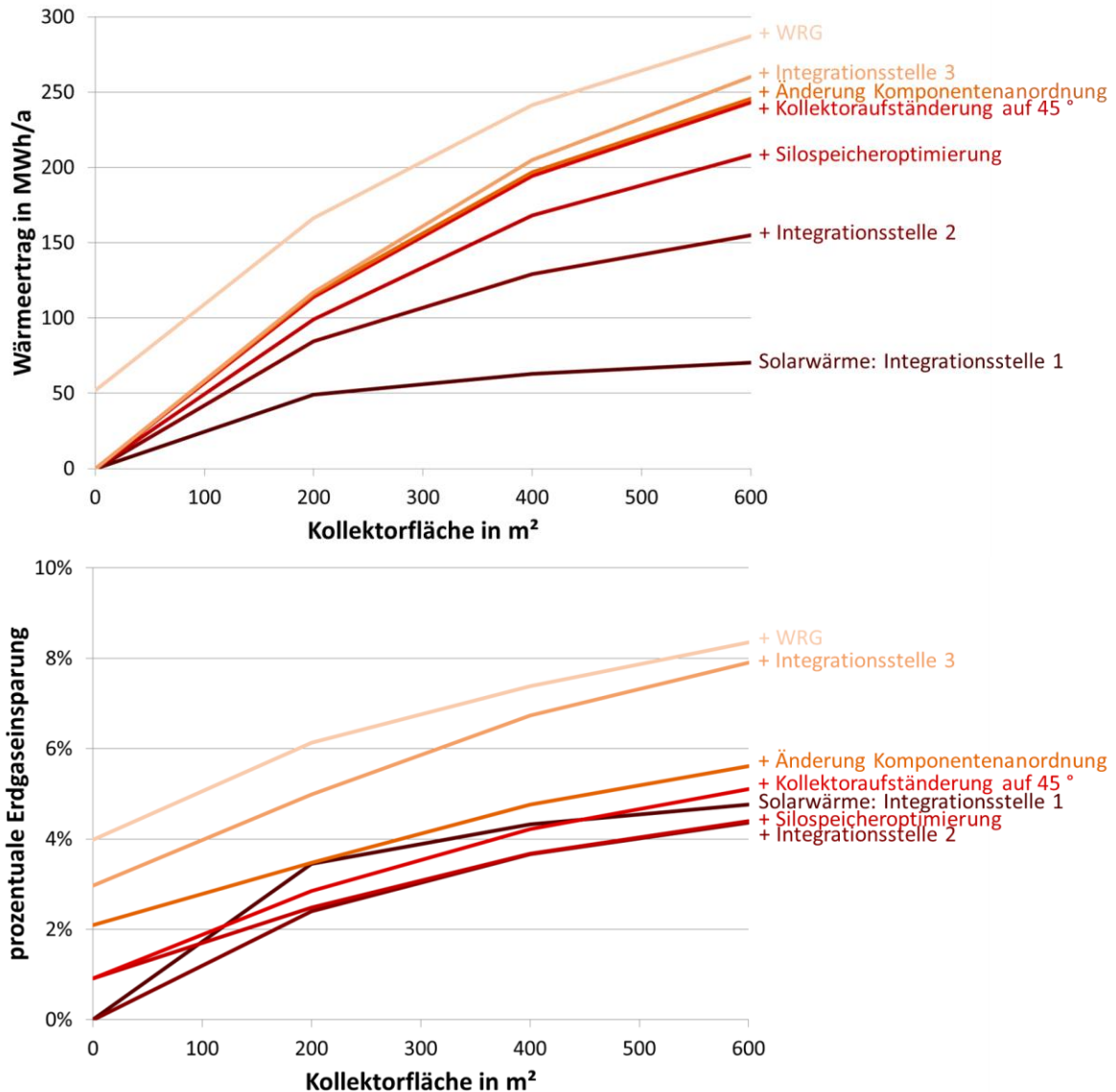


Abbildung 37: Betriebsstrategie 2: Berechnete Wärmeerträge (solar + rückgewonnen) sowie die prozentualen Erdgaseinsparungen durch Kombination verschiedener energetischer Maßnahmen in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Solaranlage.

Dieses Phänomen führt auch dazu, dass die Erdgaseinsparungen der ausschließlichen Nutzung von Integrationsstelle 1 höher liegen als die der Nutzung von Integrationsstelle 1 und 2, wo neben der Speisewasservorerwärmung auch Wärme in den Silospeicher geleitet wird, die dort nur zu begrenztem Anteil zu Erdgaseinsparungen führt. Zu Betriebszeiten der Dampfnachheizung spart die Solarwärme Nachheizenergie ein, außerhalb der Betriebszeiten stellt sie eine zusätzliche Wärmeversorgung der Silotrocknung dar

Des Weiteren ist festzustellen, dass die zusätzliche Silospeicheroptimierung zu deutlichen Mehrerträgen an Solarwärme führt, jedoch auf die Energieeinsparung kaum eine Auswirkung hat. Stattdessen resultiert die Silospeicheroptimierung in einer Steigerung der Zusatzwärmeversorgung der Silotrocknung. Die Änderung der Anordnung von Silotrocknung und BF-WRG führt zu keinen solaren Mehrerträgen, jedoch wird durch die direkte Nutzung des BF-WRG-Temperaturniveaus für die Silotrocknung Nachheizdampf eingespart. Wie schon anhand der Ergebnisse von Betriebsstrategie 1 erläutert, sind auch hier die

Energieeinsparungen durch die Integration des Fließbetts an den Silospeicher (Integrationsstelle 3) erheblich.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass für die hier betrachteten Modellvarianten mit Silotrocknungs-Betriebsstrategie 1 zwar fast doppelt so hohe Erdgaseinsparungen erzielt werden können wie mit Betriebsstrategie 2, die absoluten solaren Wärmeerträge mit Betriebsstrategie 2 allerdings im Mittel zwischen 10 % und 20 % höher liegen, da ein wesentlicher Anteil⁷ der Solarwärme als Zusatzwärme für die Silotrocknung genutzt wird.

Welche Betriebsstrategie nun sinnvoller und inwiefern die einzelnen Maßnahmen ökonomisch sinnvoll sind, lässt sich, neben der Betrachtung der berechneten Energieeinsparpotentiale, nur unter zusätzlicher Berücksichtigung der angestrebten EPS-Produktqualität (maßgeblich beeinflusst durch die Trocknungsstrategie der Silotrocknung) sowie der Machbarkeit und dem finanziellen Aufwand der jeweiligen Maßnahmenumsetzung beurteilen.

6. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

6.1. Projektierung der Prozesswärmanlage

Die Projektierung der Prozesswärmanlage bei der Fa. Kluth wurde von SOLVIS durchgeführt und diente als Basis für die Erstellung des Angebotes, das für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit verwendet wurde. Dabei wurden die Dachstatik, die Hydraulik und die Montage der Solaranlage berücksichtigt.

Basierend auf der Analyse der Gebäudestatik sind max. 30 kg /m² zulässig, allerdings gilt: Bei Aufständigung mit 20° zusätzlich zu der vorhandenen Dachneigung von 10° ist ein Abstand zwischen zwei Kollektorreihen von fünf Metern notwendig, da in diesem Fall zwei Pfetten mit einem Abstand von 2.50 m die Last einer Kollektorreihe aufnehmen müssen. Dies führt zu einer Belegung des Daches von max. 34 Kollektoren, entsprechend 286 m² (siehe **Abbildung 38**).

Das geplante Kollektorfeld besteht aus zwei Reihen à zehn Kollektoren und zwei Reihen à sieben Kollektoren. Je nach Pumpenleistung werden geeignete Kollektorgruppen parallel geschaltet. Besonderes Augenmerk ist auf Isolierung und Längen-Kompensation der Anschlussleitungen zu lenken.

Aufgrund der vorliegenden Dachkonstruktion (10° Neigung, Sandwichbauweise Stahlblech - PU-Schaum – Stahlblech) werden die Flachdachständer für die zusätzliche Aufständigung um 20° auf eine pfettenparallele Unterkonstruktion montiert. Diese wird mit Ankerplatten und Stockschrauben in die Pfetten geschraubt.

Mit Berücksichtigung der ermittelten Kollektorkosten und der Angebote für Lieferung des Montagematerials sowie Durchführung der Montage, die eingeholt wurden, ergaben sich Gesamtkosten für die Installation von 143.5 T€ (545 €/m²).

⁷ Je nach Modellvariante liegt der Anteil der Silotrocknungs-Zusatzwärme in der Größenordnung zwischen 30 % und 65 % der Solarerträge.

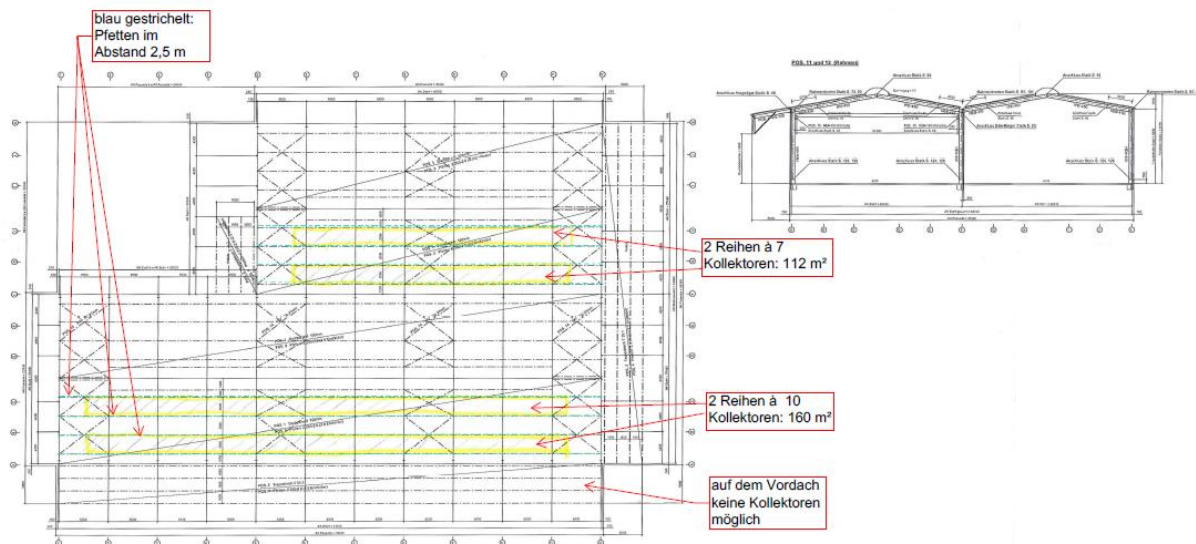


Abbildung 38: Position der Kollektoren auf dem Dach des Betriebes KLUTH Dachbaustoffe nach Projektierung

6.2. Bewertung von Beispielvarianten

Um für die Einbindung einer Solarthermieanlage eine erste wirtschaftliche Einschätzung zu erlangen, soll im Folgenden eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine Beispielvariante durchgeführt werden. Dazu wird eine möglichst effiziente und bezüglich des Umsetzungsaufwands einfache Variante ausgewählt: Die Solarthermieanlage soll in der aktuellen Anlagenkonfiguration die Integrationsstellen 1 und 2 mit Solarwärme versorgen, bei durchgängigem Betrieb der Silotrocknung (Betriebsstrategie 1, 60 °C). Es wird der unabgedichtete Kollektor ohne Gasfüllung verwendet, siehe „HFK 2013-Luft“ aus Kapitel 4. Als Kollektorfeldgröße wird die aus statischen Gründen maximal verfügbare Fläche des Hallendachs von 286 m² (entspricht 34 Kollektoren und einer Aperturfläche von 263 m²) bei einer Aufständigung auf 45 ° gewählt. Als Solarspeicher wird ein Volumen von 10 m³ gewählt. Mit dieser Anlagendimensionierung lassen sich laut durchgeführter Simulation Erdgaseinsparungen von 126.877 kWh/a erzielen. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird ausschließlich die Erdgaseinsparung berücksichtigt, da bezüglich der Produktqualität keine ökonomische Bewertung möglich ist.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird nach der Annuitätenmethode der VDI 2067 sowie nach der Amortisationsmethode der VDI 6025 durchgeführt. Aktuell wird die VDI 3988 „Solarthermische Prozesswärme“ entwickelt, die ein Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ebenfalls in Anlehnung an die VDI 2067 und die VDI 6025 beschreibt. Da sich diese noch in der Entwicklungsphase befindet, wird sich im Folgenden direkt auf die VDI-Normen 2067 und 6025 bezogen.

6.2.1. Randbedingungen

Zur Berechnung der Investitionskosten der Solarthermieanlage wird der Kostenvoranschlag der Firma Solvis verwendet. Anhand dessen lässt sich für Material und Montage eine Investitionssumme von 143.518 EUR berechnen. Auf die Netto-Kollektorfläche umgerechnet entspricht dies flächenspezifischen Systemkosten von 545 EUR/m². In den folgenden Berechnungen wird eine finanzielle Förderung im Rahmen des Marktanreizprogrammes

(MAP) für Prozesswärme durch das BAFA von 50 % der Investitionskosten angenommen [BAFA17].

Des Weiteren werden für die gesamte Solarthermieanlage nach VDI 2067 jährliche Kosten für Instandsetzung in Höhe von 0.5 % sowie für Wartung und Inspektion von 1 % der Investitionskosten angesetzt. Zusätzlich wird ein Bedienungsaufwand von 5 h/a bei einem angenommenen Stundenlohn von 30 EUR/h berücksichtigt [VDI2067].

Die Nutzungsdauer wird ebenfalls nach VDI 2067 mit 20 Jahren festgelegt.

Darüber hinaus müssen für beide Berechnungsverfahren folgende Randbedingungen festgelegt werden:

- Der Zinsfaktor q
- Der Preisänderungsfaktor r_P
- Der Energiepreisänderungsfaktor r_E

Die Höhe des Zinsfaktors q ist abhängig von den aktuellen Renditeerwartungen des Unternehmens bzw. von dessen Finanzierungskonzept. In den Beispielrechnungen beider VDI-Normen (beide aus dem Jahr 2012) wurde ein Zinssatz von 7 % angenommen. Die Zinsentwicklung der inländischen Umlaufrendite, dargestellt in **Anhang 7.3.1 (Abbildung 43)**, zeigt allerdings innerhalb der letzten Jahre einen starken Abfall und liegt aktuell mit einem Zinssatz von unter 0.25 % deutlich niedriger. Der Jahresdurchschnitt der letzten 10 Jahre liegt bei etwa 2 % [FAZ17]. Aufgrund dieser starken Unterschiede wird der Zinsfaktor in den folgenden Berechnungen zwischen 1 %, 3 %, 5 % und 7 % variiert.

Der Preisänderungsfaktor r_P wird in der Beispielrechnung der VDI 2067 mit 2 % und 3 % angenommen, während er in der VDI 6025 sowohl mit 3 % als auch mit 5 % angenommen wird. Nach dem Berechnungsverfahren der IEA SHC TASK 49 für solare Prozesswärmeanlagen wird die Inflation mit 2 % angesetzt [IEA16], siehe **Anhang 7.3.1, Abbildung 45**. Laut aktueller Inflationsentwicklung, dargestellt im **Anhang 7.3.1, Abbildung 44**, liegt diese momentan bei etwa 2 %, während der Durchschnitt der letzten zehn Jahre bei etwa 1.4 % liegt [FAZ17]. Für die folgenden Berechnungen wird der Preisänderungsfaktor daher zwischen (1 %,) 2 % und 3 % variiert. Dieser wird für alle Kosten (sowohl Material als auch Dienstleistungen) mit Ausnahme der Energiekosten verwendet.

Die Energiekosten werden mit einer eigenen Preissteigerung berücksichtigt. Nach IEA SHC Task 49 liegt die Energiepreissteigerung r_E bei 2 % (siehe Anhang 3.2.2.4) [IEA16], in der VDI 2067 wird sie mit 3 % angenommen. Da sich die Energiepreissteigerung in unserem Betrachtungsfall ausschließlich auf den Gaspreis bezieht, wird die Gaspreisentwicklung des statistischen Bundesamts [STB17] für Industrieunternehmen der letzten Jahre betrachtet, diese ist im **Anhang 7.3.1, Tabelle 8.7** dargestellt. Die Preissteigerung innerhalb der letzten 20 Jahre, berechnet mittels exponentieller Regression (nach Excel-Berechnung), liegt bei 5.6 %/a. Von der Firma Kluth liegen deren gezahlte Gaspreise über einen Zeitraum von 10 Jahren vor. Hier wurde ebenfalls mittels exponentieller Regression von 2003 bis 2013 eine Preissteigerung von 4.7 %/a ermittelt. Anzumerken ist, dass sich die Gaspreise relativ schwankend verhalten, daher werden die Energiepreissteigerungen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zwischen 4 %, 5 % und 6 % variiert.

6.2.2. Berechnung der Wärmegestehungskosten

Zunächst wurden anhand der Annuitätenmethode aus der VDI 2067 die Wärmegestehungskosten ermittelt. Dazu werden die Annuitäten der kapitalgebundenen sowie der betriebsgebundenen Kosten ermittelt und deren Summe durch die jährliche mittels Solarwärme eingesparte fossile Wärmemenge dividiert. Das detaillierte Berechnungsverfahren ist im **Anhang 7.3.2** dargestellt.

Die Ergebnisse werden in Abhängigkeit von dem angenommenen Zinsfaktor q sowie dem Preisänderungsfaktors r_p in **Abbildung 39** dargestellt.

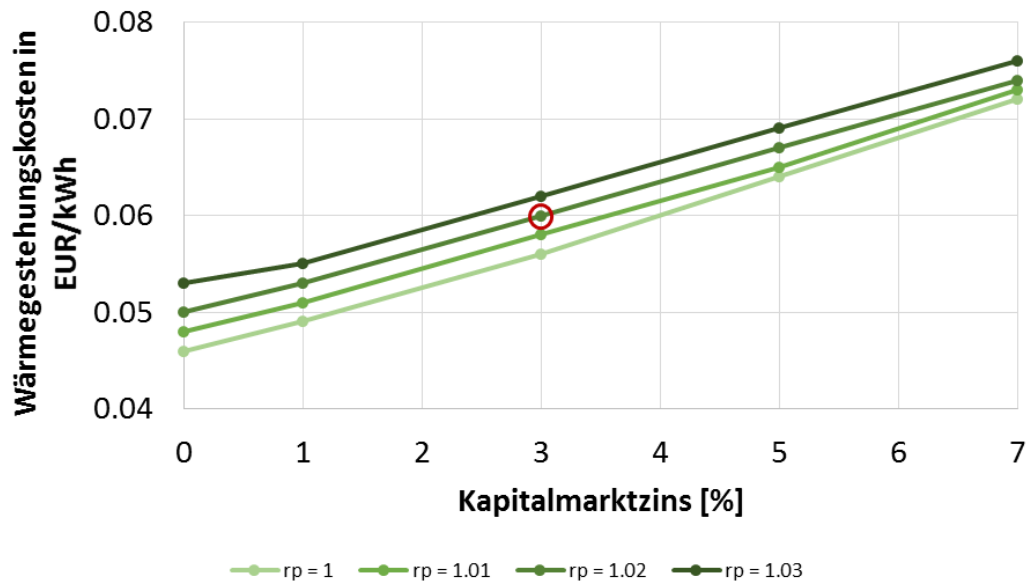


Abbildung 39: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Preissteigerung r_p sowie des angesetzten Kapitalmarktzins q .

Je nach angenommenen Zinssätzen und Preissteigerungen schwanken die Wärmegestehungskosten zwischen 4.6 und 7.6 ct/kWh. Aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen von Zinssatz und Preissteigerung, werden die Wärmegestehungskosten von 6 ct/kWh (bei $r_p = 1.02$ und $q = 1.03$) für den jetzigen Zeitpunkt als die wohl realistischsten angenommen. Im Vergleich dazu liegen die Wärmegestehungskosten bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 25 Jahren (anstelle von 20 Jahren) und sonst gleichen Randbedingungen bei 5.5 ct/kWh (weitere Informationen dazu in **Anhang 7.3.2, Tabelle 8.9**). Den Wärmegestehungskosten steht der aktuelle Gaspreis von 4.2 ct/kWh gegenüber, der zukünftig wohl steigen wird. Dieser wird in **Abbildung 40** beispielhaft mit Energiepreissteigerungsraten von 4 %, 5 % und 6 % dargestellt.

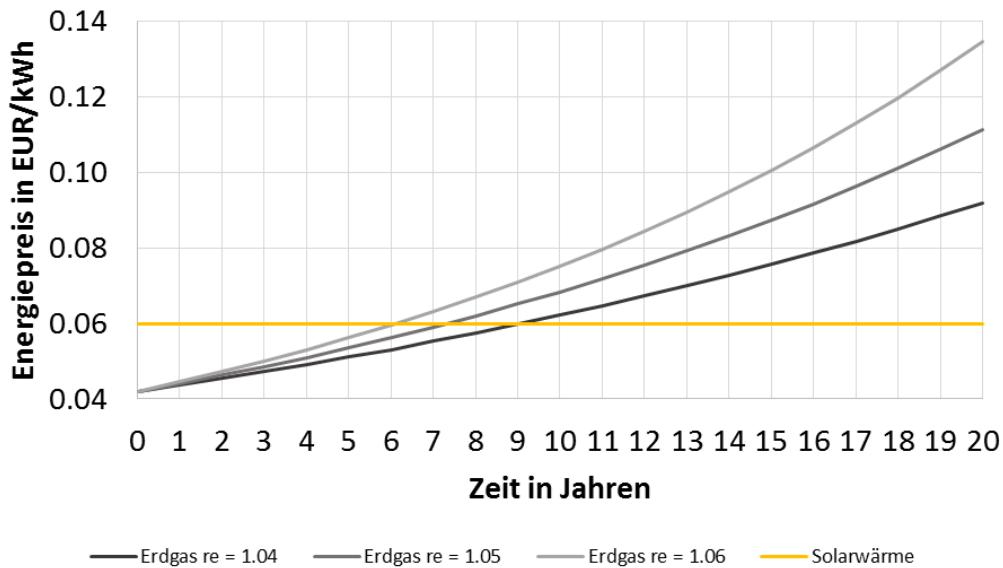


Abbildung 40: Mögliche Preisentwicklungen des Erdgases mit Preissteigerungsfaktoren von 4 %, 5 % und 6 % sowie die solaren Wärmegestehungskosten.

Je nach tatsächlich eintretender Gaspreissteigerung könnten die solaren Wärmegestehungskosten innerhalb der nächsten 6-10 Jahre bereits unterhalb des Gaspreises liegen. Auch wenn eine Solarthermieanlage aufgrund der Wärmegestehungskosten zum jetzigen Zeitpunkt für die Industrie noch wenig wirtschaftlich erscheint, könnte sie in wenigen Jahren eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zum Erdgas darstellen.

6.2.3. Berechnung der Amortisationszeit

Die Berechnung der Amortisationszeit der Solarthermieanlage wird nach VDI 6025 durchgeführt. Die Amortisationszeit gibt den Zeitraum an, in dem der Kapitalwert durch den jährlichen Kapitalrückfluss den Wert null erreicht. Als Voraussetzung gilt, dass die Amortisationsdauer unterhalb der Nutzungsdauer liegt. Die verwendete Berechnungsformel ist im **Anhang 7.3.2** zu finden. Anhand dieser wurden für variierte Werte des Zinssatzes, der allgemeinen Preissteigerung sowie der Erdgaspreissteigerung die Amortisationszeiten in Abhängigkeit von den kollektorflächenspezifischen Investitionskosten berechnet. Diese werden in **Abbildung 41** dargestellt (siehe dazu auch **Tabelle 8.12** bis **Tabelle 8.14** im **Anhang 7.3.2**). Die Randbedingungen Zinssatz q , Preissteigerung r_p sowie Energiepreissteigerung r_e werden dabei innerhalb des oben erläuterten Rahmen so gewählt, dass eine wirtschaftlich gesehen günstigste Variante ($q = 1.01$, $r_p = 1.02$, $r_e = 1.06$), ungünstigste Variante ($q = 1.05$, $r_p = 1.03$, $r_e = 1.04$) sowie die als am realistischsten angenommene Variante ($q = 1.03$, $r_p = 1.02$, $r_e = 1.05$) dargestellt wird. Somit ist anzunehmen, dass sich die zukünftig tatsächlich eintretende Variante mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit innerhalb des grün straffierten Bereichs befinden wird.

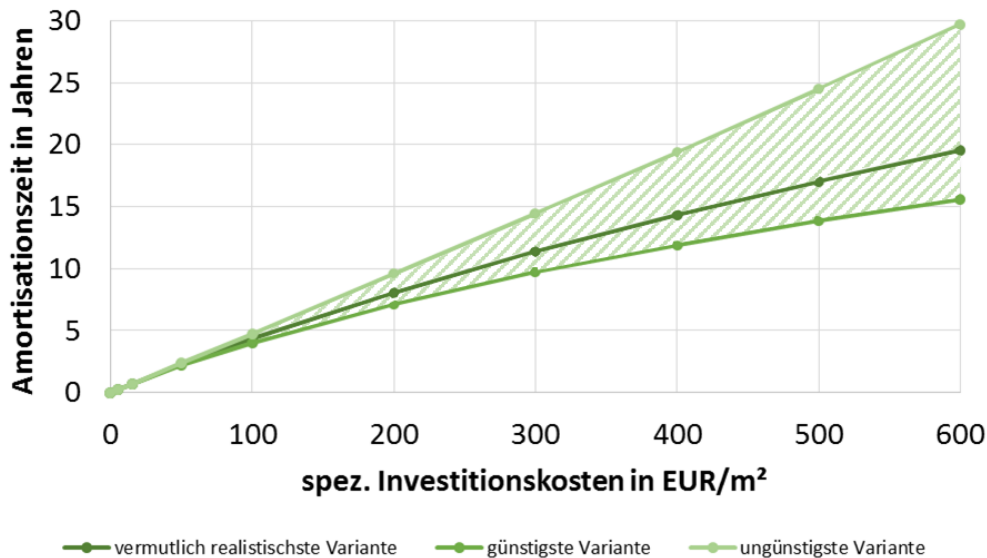


Abbildung 41: Berechnete Amortisationszeiten in Abhängigkeit der Investitionskosten sowie verschiedener Randbedingungen.

Die Amortisationszeiten liegen für die veranschlagten Kosten von 545 €/m² und bei einer angenommenen Förderquote von 50 % im Bereich zwischen 14 und 27 Jahren und sind für Industrieunternehmen sehr hoch. Um die in der Industrie geforderten Amortisationszeiten von maximal 5 Jahren nicht zu überschreiten, dürfen die Anlagenkosten bei der genannten Förderung je nach Randbedingungen bei maximal 105 – 137 €/m² liegen.

In den durchgeführten Berechnungsverfahren werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten mit einem festen Prozentsatz der Investitionskosten angesetzt (insgesamt 1.5 % der Investitionskosten). Aufgrund der Annahme, dass die absoluten Betriebskosten auch bei einer Verringerung der Modulkosten unverändert bleiben, wurden die Wartungs- und Instandsetzungskosten weiter anteilig an den Investitionskosten des vorliegenden Kostenvoranschlags berechnet. Die Betriebskosten bleiben so unabhängig vom Modulpreis konstant. Als Vergleich dazu wurde zusätzlich eine Variante berechnet, bei der die Wartungs- und Instandhaltungskosten anteilig (mit 1.5 %) an den verringerten Kollektorkosten ermittelt wurden. Für die Variante mit $q = 1.03$, $r_p = 1.02$ und $r_e = 1.05$ führt dies bei einer vorausgesetzten Amortisationszeit von 5 Jahren zu maximal zulässigen Investitionskosten von 168 EUR/m² anstelle der zuvor berechneten Maximalkosten von 117 €/m². Anhand dieser deutlichen Kostensteigerung wird der hohe Einfluss der angesetzten Betriebskosten deutlich.

Da bezüglich der Betriebskosten (Instandhaltung + Wartung + Bedienung) in der Literatur auch niedrigere Werte gefunden wurden, beispielsweise 1 % der Investitionskosten nach dem Fahrplan Solarwärme des BSW [EBE12] oder 0.5 % der Investitionskosten nach der IEA SHC Veröffentlichung „Solar Heat Worldwide“ [MAU16], wurde die Amortisationsberechnung zusätzlich mit jährlichen Betriebskosten von insgesamt 1 % der Investitionskosten durchgeführt. In **Abbildung 42** werden die auf diese Weise berechneten Amortisationszeiten denen der oben berechneten Variante gegenübergestellt.

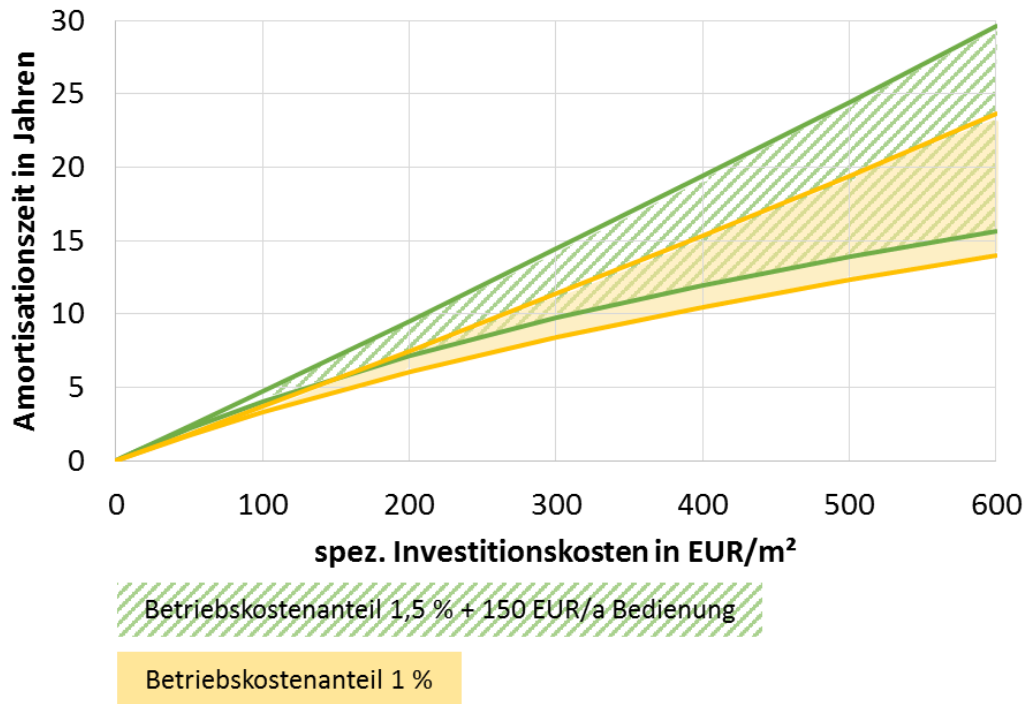


Abbildung 42: Berechnete Amortisationszeiten in Abhängigkeit von den Investitionskosten sowie der Höhe der angesetzten jährlichen Betriebskosten.

Durch die Verringerung der Betriebskosten auf 1 % sinken die Amortisationszeiten zwischen 13 und 22 Jahren. Im **Anhang 7.3.2** sind darüber hinaus weitere Betriebskostenvariationen zu finden.

6.2.4. Zusammenfassung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass die jeweiligen Ergebnisse stark von den getroffenen Annahmen bezüglich Zinsfaktor und Preisentwicklung sowie den jährlichen Betriebskosten der Anlage abhängen. Anhand der Annuitätenmethode nach VDI 2067 wurden für das betrachtete Solarthermieranlagenkonzept mit den von Solvis veranschlagten Investitionskosten inklusive einer BAFA-Förderung von 50 % Wärmegestehungskosten in der Größenordnung von etwa 5-7 ct/kWh ermittelt. Die nach VDI 6025 berechnete Amortisationszeit liegt mit Förderung bei etwa 15 - 25 Jahren. Um eine industrieverträglichere Amortisationszeit von 5 Jahren zu erreichen, müssten die spezifischen Anlagenkosten auf 100 – 150 €/m² sinken.

Die Ergebnisse zeigen also, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Investition in eine Solarthermieranlage den industriellen Anforderungen bezüglich Wirtschaftlichkeit nicht gerecht wird. Eine Wirtschaftlichkeit könnte durch sinkende Systemkosten und/oder eine höhere Toleranz der Industrie bezüglich längerer Amortisationszeiten erreicht werden. Darüber hinaus wird in Zukunft durch eine zu erwartende Erdgaspreissteigerung die Investition in eine Solarthermieranlage tendenziell lukrativer. Unter den Randbedingungen ($q = 1.03$, $r_p = 1.02$, $r_e = 1.05$) und den veranschlagten Kosten liegt die berechnete Amortisationszeit in 10 Jahren statt bei 18 Jahren nur noch bei 10 Jahren. Die maximalen Investitionskosten um eine Amortisationszeit von 5 Jahren zu gewährleisten, dürften dann statt bei 117 €/m² bei 241 €/m² liegen.

7. Quellenverzeichnis

- [AID02] Aidonis A. et al. PROCESOL II -Solar thermal plants in industrial processes, Final Report, 2002.
- [BAFA17] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Förderübersicht Prozesswärme, http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_foerderuebersicht_prozesswaerme.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Zugang: 02.03.2017).
- [BEI09] Beikircher T, Schmid T. (2009), Prototyp eines Flachkollektors mit Folienisolation und Überhitzungsschutz für höhere Betriebstemperaturen; 19. Symposium Thermische Solarenergienutzung (OTTI), S. 104-109, Bad Staffelstein, Mai 2009.
- [BUT10] F. Buttinger et al. Development of a new stationary evacuated CPC-collector for process heat applications; Solar Energy 84, No. 7, 2010, 1166-1174.
- [CEN10] Centrosolar Glas GmbH & Co. AG, Entwicklung eines Vakuum-Flachkollektors (Vacuplan). BMU-Forschungsvorhaben FZK 0325960A, 2010.
- [EBE12] V. Ebert et al. Fahrplan Solarwärme – Strategien und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030 (Langfassung), BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., (S.77), Juli 2012 https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/fahrplan_langfassung.pdf (Zugang: 02.03.2017).
- [FAZ17] Frankfurter Allgemeinen Zeitung GmbH, <http://zinsentwicklung.faz.net/faz/zinsentwicklung/schnellversion/> (Zugang: 03.2017).
- [FIC13] Fichtner GmbH & Co. KG. Industrielle Wärmekosten im Vergleich. Studie erstellt im Rahmen des BMU-Forschungsvorhaben „SolFood – Solarwärme für die Ernährungsindustrie“, FZK 0325541A, 2013.
- [FOE12] S. Föste, F. Giovannetti, D. Seyfarth, C. Jennrich, G. Rockendorf. Wärmedämmung für hocheffiziente Flachkollektoren. Tagungsband 22. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2012.
- [FOE13a] S. Föste et al. Hocheffiziente Flachkollektoren mit selektiv beschichteten Zweischeibenverglasungen. Abschlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben FKZ 0325873 A-D, 2013.
- [FOE13b] S. Föste, S. Müller, F. Giovannetti, G. Rockendorf. Temperaturbedingte Verformung von Absorbern in hocheffizienten Flachkollektoren, Tagungsband 23. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2013.
- [HEI07] R. Heimrath, M. Haller. The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32, Report A2 of Subtask A, IEA SHC, Mai 2007.

- [HES10] S. Heß et al. Flachkollektor mit externen Reflektoren (RefleC): Entwicklungserfahrungen; 20. Symposium Thermische Solar-energienutzung (OTTI), S. 150-155, Bad Staffelstein, Mai 2010.
- [KAS19] Universität Kassel - Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik. Solare Prozesswärme, 2019, <https://www.solare-prozesswärme.info>.
- [LAM17] C. Lampe, M. Bölter. Charakterisierung neuer Komponenten in der Heizungstechnik: Frischwasser- und Wohnungsstationen, Abschlussbericht, Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH (ISFH), Juli 2017.
- [LAU11] C. Lauterbach, B. Schmitt, K. Vajen. Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland, Teil 1 des Abschlussberichtes zum BMU Forschungsvorhaben FKZ 0329601T, 2011.
- [MAU16] F. Mauthner, W. Weiss, M. Spörk-Dür. Solar Heat Worldwide – Markets and Contribution to the Energy Supply 2014, 2016 Edition, AEE INTEC, IEA SHC, Mai 2016.
- [PLA16] W. Platzer et al. Performance assessment methodology and simulation case studies, IEA SHC Task 49 – Solar Process Heat for Production and Advanced Application, 17, Mai 2016.
- [SRB14] SRB Energy GmbH, <http://www.srbenergy.com/?locale=de> (Zugang: 01.08.2014).
- [STB17] Statistisches Bundesamt (Destatis), https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;sid=6D1B27FEB47EF007B8E206B18A81ED36.GO_1_2?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1544193969835&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=43341-0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf (Zugang: 07.12.2018).
- [TEK14] T. Teklenburg, persönliche Mitteilung, 2014.
- [TVP19] TVP-Solar, <http://www.tvpsolar.com/index.php> (Zugang: 01.06.2019).
- [VAN08] C. Vannoni, R. Battisti, S. Drigo. *Potential for Solar Heat in Industrial Processes*, IEA SHC Task 33 / SolarPaces Task IV, 2008.
- [VDI2067] VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, September 2012.
- [VDI6002-1] VDI-Richtlinie 6002, Blatt 1, Solare Trinkwarmwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau, März 2014.
- [VDI6025] VDI-Richtlinie 6025, Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen, November 2012.
- [ZA12] Zauner C. et al. Methods for medium temperature collector development applied to a CPC collector, *Energy Procedia* 30, pp. 187 – 197, 2012.

8. Anhang

8.1. Verwendete Messtechnik

Die für die Erhebung der Messdaten in der Produktion der Fa. KLUTH verwendete Messtechnik ist in **Tabelle 8.1** aufgelistet

Tabelle 8.1: Verwendete Messtechnik für die Analyse der Produktionsprozesse der Fa. KLUTH

Messgröße	Messgerät/Sensor	Messgenauigkeit	Hersteller
Temperatur	Anlegefühler Pt 100	± 0.05 K	JUMO GmbH & Co. KG
Volumenstrom	Magnetisch induktiver Durchflussmesser (MID) Typ OPTIFLUX 1050 C	max. $\pm 0.4\%$	KROHNE Messtechnik GmbH
Schaltzustand	Potentialfreier Kontakt zur Ermittlung der Spannung	-	

Für die Auswertung der Messdaten wurden Datenlogger Q.bloxx der Fa. Gantner Instruments GmbH verwendet.

8.2. Beschreibung der einzelnen Modellkomponenten

Produktionsverteilung

Mit dem TRNSYS-Simulationsmodell werden jeweils ganze Jahre berechnet. Basierend auf Angaben der Fa. KLUTH werden dazu zunächst für das zu simulierende Jahr Produktionstage, Wochenend- und Feiertage sowie Ferientage bestimmt. Als Produktionstage werden die Tage bezeichnet, an denen Blockform, Vorschäumer und Fließbett betrieben werden; im Modell laufen diese drei Anlagen synchron⁸. Produktionstage liegen jeweils montags bis freitags abzüglich Feiertage und Ferien. An Wochenend- und Feiertagen wird nicht produziert, die Anlage wird im „Stand-By“-Modus betrieben. In diesem Fall läuft der Dampfkessel nur auf niedriger Betriebsstufe, um innerhalb des Kessels sein Temperaturniveau zu halten. Bis auf die Silotrocknung sind alle Produktionsanlagen abgeschaltet. Als Feiertage werden die gesetzlichen Feiertage des Landes Niedersachsen für 2015 gewählt. In den Winterferien vom 16.12-11.01 ist die gesamte Anlage inklusive Dampfkessel abgeschaltet.

Die täglichen Produktionszeiten der Betriebstage variieren im Jahresverlauf. Für das Modell wird anhand der Gasverbrauchsdaten der letzten Jahre ein Jahresprofil mit monatlichen Mittelwerten der Produktionsverteilung festgelegt. Proportional zu dieser Verteilung werden die Blockformbetriebsstunden monatspezifisch aufgeteilt (1016 h/a). Diese werden für das Modell in einem Lastprofil bereitgestellt. Dabei wird angenommen, dass alle Betriebstage innerhalb eines Monats identisch sind. Berücksichtigt werden ein Betriebsbeginn um 9 Uhr sowie eine Mittagspause von 13 Uhr bis 14 Uhr.

⁸ Die Messdaten zeigen, dass die Anlagen nicht immer komplett zeitgleich betrieben werden, im Mittel die Betriebszeiten aber etwa gleich sind und daher für das Modell vereinfachend die Annahme der Gleichzeitigkeit getroffen wird.

Speisewasserzufuhr

Zapfprofil: Bezüglich der Speisewasserzapfung wurden die in **Tabelle 8.2** enthaltenen Messdaten erhoben, auf deren Grundlage anschließend das Simulationsmodell parametrisiert wurde.

Tabelle 8.2: Verwendete Daten für die Modellierung der Speisewasserzapfung

Parameter	ermittelt anhand von Messdaten	modelliert
Jährlicher Speisewasserbedarf	2.116.000 L/a	2.116.000 L/a
Volumenstrom	1950 – 2150 L/h ⁹	2050 L/h bzw. 1878 ¹⁰
Speisewasserbedarf Stand-By-Betrieb	Durchschnittlich 1410 L/d	Konstant 1410 L/d
Speisewasserbedarf Produktion	Durchschnittlich 1650 L/h Blockformbetrieb	Konstant 1650 L/h Blockformbetrieb
Zapfungen Stand-By-Betrieb	4-5 Zapfintervalle pro Tag à 8-10 Minuten	4 Zapfintervalle à 10 Minuten (jeweils immer um 0, 6, 12, 18 Uhr)
Zapfungen Produktion (während des Blockformbetriebs)	Zapfdauer pro Intervall etwa 20 – 40 Minuten, dazwischen Unterbrechungen von ca. 10-15 Minuten	Intervalllänge 30 Minuten, Pausenzeit 10 Minuten

Die ausgewerteten Messdaten der Speisewassermenge berücksichtigen einen durchgängigen Betrieb der Dampfnachheizung für die Silotrocknung. Da diese im Modell individuell regelbar sein soll, wird zunächst die benötigte Speisewassermenge ohne Berücksichtigung der Dampfnachheizung benötigt. Im zu Beginn analysierten Messintervall (Oktober 2015 bis Februar 2016) beträgt der ermittelte Anteil der Dampfnachheizung am Gesamtenergiebedarf etwa 8.4 %. Die modellierte Speisewassermenge wird daher gegenüber den Messdaten zunächst um 8.4 % reduziert. Dies geschieht im Simulationsmodell durch eine pauschale Reduktion des Volumenstroms auf 91.6 % (entsprechend 1878 L/h).

Die Speisewassermenge für die Nachheizung der Silotrocknung wird separat berechnet. Dazu wird die netto benötigte Nachheizenergie des Silotrocknungsvorlaufs mit dem Faktor 1.56 kg/kWh multipliziert. Dieser Faktor stellt die benötigte Speisewassermenge pro kWh Nachheizenergie des Silotrocknungsvorlaufs dar und wurde anhand von Messdaten der Speisewasserzufuhr am Kessel sowie der Nachheizenergie der Silotrocknung ermittelt. Um die Speisewassermenge vollständig der Silotrocknung zuordnen zu können, werden nur Wochenendtage, an denen ausschließlich die Silotrocknung betrieben wurde analysiert. Im

⁹ im Laufe des Messzeitraums verringert bis auf ca. 1300 L/h.

¹⁰ 2050 L/h multipliziert mit 91.6 % um Silotrocknung rauszurechnen (Erläuterung siehe unten).

Modell wird die berechnete Speisewassermenge im Zapfprofil durch eine tägliche Zusatzzapfung berücksichtigt. Diese findet der Einfachheit halber jeweils um 20 Uhr statt, da zu dieser Zeit keine anderweitigen Zapfungen zu erwarten sind. Dabei wird der zuvor festgelegte Volumenstrom von 2050 L/h angesetzt. Die Zapfdauer (in minütlicher Auflösung) berechnet sich anhand der benötigten Speisewassermenge.

Speisewassertemperatur: Für die Speisewasservorerwärmung ist neben dem Volumenstrom auch die dort ankommende Frischwassertemperatur relevant. Diese ist abhängig von den zwei unmittelbar vorgeschalteten Wärmerückgewinnungsmaßnahmen (aus der Blockform), die ebenfalls zur Vorerwärmung dienen. Da die Wärmerückgewinnung nur zu Betriebszeiten der Blockform stattfindet, werden für das Simulationsmodell zwei Temperaturmittelwerte berechnet: zu Betriebszeiten der Blockform 46.7 °C und außerhalb der Betriebszeiten (Stand-By-Phasen) 22.6 °C.

Dampfkessel

Da in TRNSYS kein Type für einen Dampfkessel vorhanden ist, wird dieser mit Hilfe einer sogenannten „Equation“¹¹ nachgebildet. Nach Angaben von Fa. Kluth liegt der im Kessel vorhandene Dampfdruck bei etwa 5 bar Überdruck. Somit wurde für das Modell ein absoluter Druck von 6 bar angenommen, der zu einer Verdampfungstemperatur von 160 °C führt. Anhand der Messdaten wurden für den Kessel je nach Betriebsweise verschiedene mittlere Wirkungsgrade ermittelt: während des Produktionsbetriebs $\eta_{\text{Kessel}} = 0.985$, Stand-By-Betrieb $\eta_{\text{Kessel}} = 0.69$, Annahme für Zusatzzapfungen für Silodampfnachheizung: an Betriebstagen $\eta_{\text{Kessel}} = 0.96$ (durchschnittlicher Wirkungsgrad an Betriebstagen), an kompletten Stand-By-Tagen $\eta_{\text{Kessel}} = 0.69$. Anhand dieser Daten wird der Kesselenergiebedarf für die Dampferzeugung berechnet.

Silospeicher

Die Maße und Anschlusshöhen des bereits in der Anlage integrierten Silospeichers werden in das Modell übertragen. Dabei werden die ursprünglichen Positionen der Speicheranschlüsse für die Silotrocknung getauscht, sodass im Modell die Entnahme oben und der Rücklauf unten angeschlossen ist. Dies ist eine sehr einfach durchzuführende und sinnvolle Maßnahme, dessen praktische Umsetzung von Fa. Kluth bereits geplant ist. Zur Beladung des Silospeichers mit Solarenergie wird der bereits eingebaute interne Wärmetauscher (Wieland WRW 45-2) genutzt. Der Silospeicher wurde nach **Tabelle 8.3** parametrisiert.

Tabelle 8.3: Verwendete Parameter für die Modellierung des Silospeichers

Parameter	Wert
Speichervolumen	6 m ³

¹¹ Mit der Anwendung „Equation“ lassen sich in TRNSYS benutzerdefinierte Formeln berechnen.

Speicherhöhe	3 m
Speicherdurchmesser	1.6 m
Relative Anschlusshöhen Silotrocknung (0 < h < 1)	h_in = 0.25, h_out = 0.85
Relative Anschlusshöhe Wärmerück-gewinnung (0 < h < 1)	h_in = 0.84, h_out = 0.30
Relative Anschlusshöhe interner Wärmeübertrager (bereits eingebaut), (0 < h < 1)	h_in = 0.46, h_out = 0.41
UA-Wert Wärmeübertrager	780 W/K (aus Datenblatt vom Hersteller)
Volumenstrom Wärmeübertrager	4 m³/h
Speicherdämmung	d = 15 cm, λ = 0.035 W/(m*K)
Temperaturbegrenzung	T_max = 90 °C

Silotrocknung inklusive Dampfnachheizung

Die Wärmeaufnahme der Silotrocknung wurde ebenfalls messtechnisch erfasst. Diese variiert, da sie vom Füllstand der Silos und von den im EPS-Material vorhandenen Pentanrestkonzentrationen abhängt. Da weder die Pentankonzentration noch der Füllstand der Silos im Rahmen der Messanalyse erfasst werden konnten, wird die durchschnittliche Wärmeaufnahme berechnet. Bei dem aktuell in der Anlage vorliegenden Volumenstrom von 570 L/h liegt die Wärmeaufnahmeleistung bei 13.4 kW. Es ist von der Fa. Kluth geplant, der Volumenstrom auf 4000 L/h und die Leistung auf 40 kW zu erhöhen. Für diesen Betriebsbereich liegen allerdings keine Messdaten vor, somit wird für das Modell folgender linearer Zusammenhang zwischen Eintrittstemperatur und Leistung angenommen:

$$\text{für } T_{in} \leq 25 \text{ °C:} \quad \dot{Q} = 0 \text{ kW}$$

$$\text{für } 25 \text{ °C} < T_{in} \leq 65 \text{ °C:} \quad \dot{Q} = 1 \frac{\text{kW}}{\text{K}} * (T_{in} - 25 \text{ K})$$

$$\text{für } T_{in} > 65 \text{ °C:} \quad \dot{Q} = 40 \text{ kW}$$

Anhand der so ermittelten Leistung wird im Modell die Austrittstemperatur aus der Silotrocknung berechnet.

Die Eintrittstemperatur resultiert aus der vorliegenden Silospeichertemperatur und kann je nach Betriebsstrategie über die Dampfnachheizung zusätzlich erwärmt werden. Im aktuellen Anlagenbetrieb findet die Nachheizung ungeregelt statt. Da die Nachrüstung einer Temperaturregelung von der Fa. Kluth geplant ist, wird sie im Modell berücksichtigt.

Wärmerückgewinnung aus der Blockform

Da im Rahmen der Messkampagne keine Dampfmengenmessungen durchgeführt wurden und auch die Wärmetauschereigenschaften der Wärmerückgewinnungsmaßnahme (aus der Blockform) unbekannt sind, wurde die Leistung der Wärmerückgewinnung senkenseitig anhand von Messdaten ermittelt. Bei einem Volumenstrom von 2250 L/h wurde folgender Zusammenhang ermittelt:

$$\dot{Q} = ((0.74 * T_{in} + 19.47 K) - T_{in}) * 4.18 \frac{kJ}{kg * K} * 2250 \frac{kg}{h} * \frac{1}{3600} \frac{h}{s}$$

Auch dieser Volumenstrom soll auf 4000 L/h erhöht werden, daher lässt sich im Modell die rückgewonnene Wärme mit einem einstellbaren Faktor erhöhen. Um die Menge an rückgewinnbarer Wärme jedoch nicht zu überschätzen, wird dieser Faktor in den durchgeführten Berechnungen auf eins gesetzt.

Da die Abwärme aus der Blockform stammt, findet die Rückgewinnung nur zu Betriebszeiten der Blockform statt. Dazu wird im Modell das oben beschriebene Lastprofil der Blockformbetriebszeiten genutzt.

Integrationsstelle 1 - Speisewasservorerwärmung

Die Speisewasservorerwärmung findet im Simulationsmodell über einen externen Wärmeübertrager statt. Es wird ein Plattenwärmeübertrager mit einem UA-Wert von 5 kW/K angenommen in Anlehnung an vermessene Frischwasserstationen aus dem Abschlussbericht [HeiSta16]. Der Volumenstrom entspricht auf beiden Seiten des Wärmetauschers dem des Speisewassers (2050 L/h).

Integrationsstelle 2 – Silotrocknung

Die solare Wärmeversorgung der Silotrocknung findet über den Silospeicher statt, siehe Beschreibung des Silospeichers und der Silotrocknung inklusive Dampfnachheizung. Somit führt die Solarwärme zu einer Einsparung des benötigten Nachheizdampfes.

Solkollektoren mit externem Wärmeübertrager zur Beladung des Solarspeichers

Die Solaranlage belädt den Solarspeicher über einen externen Wärmetauscher. Im Modell wird ein gegenläufig durchströmter Plattenwärmetauscher angenommen, dessen UA-Wert mit $100 \text{ W}/(\text{K} * \text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}})$ proportional zur Kollektorfläche ausgelegt wird [VDI 6002-1] (S.43, 2004).

Der Volumenstrom des Kollektorfelds berechnet sich ebenfalls proportional zur Kollektorfläche. Hier wurde aufgrund der großen Kollektorfläche ein „Low-Flow“-Betrieb mit $15 \text{ kg}/(\text{m}^2 * \text{h})$ ebenfalls nach [VDI 6002-1] (S.34, 2004) gewählt.

Der hocheffiziente Flachkollektor wird im Modell zunächst mit in **Tabelle 8.4** dargestellten Parametern abgebildet.

Tabelle 8.4: Verwendete Parameter für die Modellierung der hocheffizienten Flachkollektoren

Parameter	Wert
Optischer Wirkungsgrad	$\eta_0 = 0.795$
Diffusfaktor	$K_{diff} = 0.88$
Linearer Wärmeverlustfaktor	$a_1 = 2.45 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
Quadratischer Wärmeverlustfaktor	$a_2 = 0.0101 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$
Kollektorausrichtung	Azimutwinkel: 340° Neigung: $10^\circ / 20^\circ / 30^\circ / 45^\circ$
Kollektorfläche	200 m ² , 400 m ² , 600 m ²

Da zum Zeitpunkt der Modellerstellung noch keine Prüfergebnisse der weiterentwickelten hocheffizienten Flachkollektoren vorlagen, wurden zu erwartende Werte verwendet.

Solarspeicher

Um im Solarspeicher eine Temperaturschichtung zu erzeugen, wird dieser im Modell über eine Schichtlanze beladen. Die genauen Speichermaße sind der folgenden **Tabelle 8.5** zu entnehmen.

Tabelle 8.5: Verwendete Parameter für die Modellierung des Solarspeichers

Parameter	Wert
Speichervolumen	5 m ³ , 10 m ³ , 20 m ³ , 30 m ³ 50 m ³
Speicherhöhe	$h = 0.09 \cdot V_{Sp} + 4.5 \text{ m}$ [Task32]
Speicherdämmung	$d = 30 \text{ cm}$, $\lambda = 0,035 \text{ W}/(\text{m}^2/\text{K})$
relative Anschlusshöhe Solarkollektoren ($0 < h < 1$)	$h_{in} = 1$ (Schichtlanze), $h_{out} = 0$
relative Anschlusshöhe SW_Vorerwärmung ($0 < h < 1$)	$h_{in} = 0$ (Schichtlanze), $h_{out} = 1$
relative Anschlusshöhen Silospeicher ($0 < h < 1$)	$h_{in} = 0$ (Schichtlanze), $h_{out} = 1$

Rohrleitungswärmeverluste

Rohrleitungswärmeverluste werden nur für die Kollektorfeldverrohrung betrachtet. Dazu wird in TRNSYS der Rohr-Type (Type 604a) verwendet mit einer Dämmstärke von 2 cm (entspricht dem Rohrinne Durchmesser) bei einer Wärmeleitfähigkeit von 0.035 W/m/K und

einer Rohrlänge von 2 * 55 m. In der Produktionsanlage selbst werden keine Rohrleitungsverluste berücksichtigt, da hier genaue Informationen fehlen und darüber hinaus die Relevanz der Rohrwärmeverluste als vernachlässigbar betrachtet wird.

Allgemeine Informationen

- Verwendete Simulationssoftware: TRNSYS
- Simulationszeitraum: 1 Jahr
- Simulationsschrittweite: 1 Minute
- Verwendeter Wetterdatensatz: Hannover 1995 (Eigenmessung ISFH)
- Für die Modellierung verwendete Messdaten: Juli 2015 – Juli 2016
- Jahresenergiebedarf der gesamten Produktionsanlage: ca. 1.600 MWh

Optimierter Silospeicher

Um die Effizienz des bereits vorhandenen Silospeichers mit einem optimiert betriebenen zu vergleichen, wird ein weiteres Silospeichermodell erstellt. Dieser enthält zur besseren Wärmeübertragung anstelle des internen Wärmetauschers eine direkte Anbindung zum Solarspeicher. Zusätzlich werden die Anschlüsse entsprechend **Tabelle 8.6** verändert, sodass eine Temperaturschichtung ermöglicht wird.

Tabelle 8.6: Verwendete Parameter für die Modellierung des optimierten Silospeichers

Parameter	Wert
Speichervolumen	6 m ³
Speicherhöhe	3 m
Speicherdurchmesser	1.6 m
Relative Anschlusshöhen Silotrocknung (0 < h < 1)	h_in = Schichtlanze (0), h_out = 1
Relative Anschlusshöhe Wärmerück-gewinnung (0 < h < 1)	h_in = Schichtlanze (1), h_out = 0
Relative Anschlusshöhe Solarspeicher (direkte Anbindung, 0 < h < 1)	h_in = Schichtlanze (0), h_out = 0
Volumenstrom direkte Einbindung	4 m ³ /h
Speicherdämmung	d = 15 cm, λ = 0.035 W/(m*K)
Temperaturbegrenzung	T_max = 90 °C

Integrationsstelle 3 – Fließbettrocknung

Aktuell wird die Trocknungsluft im Fließbett über einen Wärmetauscher mit Dampf auf etwa 45 °C aufgeheizt. Für eine Solarwärmeversorgung des Fließbetts wird dieses von der Dampfwärmeversorgung getrennt und mit dem Rücklauf der Silotrocknung gespeist. Die Solarwärmeversorgung findet somit über den Silospeicher und die vorgeschaltete Silotrocknung statt. Für den Fall das nicht ausreichend Solarwärme verfügbar ist, nutzt die Fließbettrocknung indirekt die Dampfnachheizung der Silotrocknung mit.

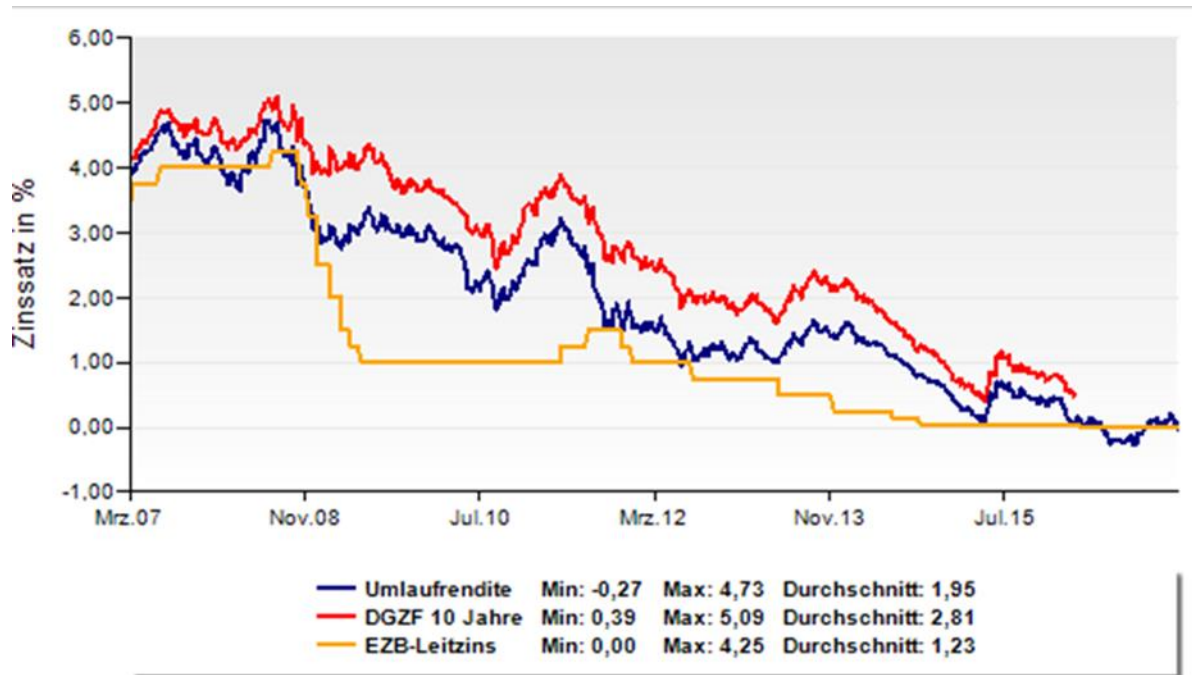
Der Wärmebedarf des Fließbetts wird anhand von zwei Messverfahren auf 58 kW abgeschätzt. Im ersten Verfahren wurden manuelle Luftgeschwindigkeitsmessungen über die gesamte Eintrittsfläche des Ventilators zur Luftvolumenstromberechnung sowie Messungen der Lufteintrittstemperatur und der Lufttemperatur innerhalb des Fließbetts durchgeführt. Im zweiten Verfahren wurden die austretende Kondensatmenge und Kondensattemperatur sowie die ungefähre Dampfeintrittstemperatur (gemessen per Anlegefühler außen am Rohr) bestimmt.

Betrieben wird das Fließbett immer parallel zum Vorschäumer, somit im Simulationsmodell auch parallel zur Blockform. Um hier eine simulative Untersuchung durchführen zu können, wird angenommen, dass der Wärmetauscher, dessen Eigenschaften uns unbekannt sind, bei einem Warmwasservolumenstrom von 4 m³/h und 52 °C (entsprechend dem Volumenstrom und der Temperatur des in der Reihenschaltung vorgeschalteten Silotrocknungsaustritts) in der Lage ist die 58 kW an den Luftstrom zu übertragen.

8.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

8.3.1. Annahmen

In den folgenden Diagrammen und Tabellen wird die historische Entwicklung der relevanten Größen, die für die wirtschaftliche Betrachtung eingesetzt wurden dargestellt: Kapitalzins q (**Abbildung 43**), allgemeine Preissteigerung r_p (**Abbildung 44**) und Gaspreis in den produzierenden Gewerben (**Tabelle 8.7**). **Abbildung 45** zeigt zur Ergänzung die Randbedingungen, die im Rahmen der IEA SHC TASK 49 für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von solaren Prozesswärmeanlagen angenommen wurden.



Quelle: FMH-Finanzberstung

Realisierung: ALF AG

Abbildung 43: Zinsentwicklung der letzten 10 Jahre: Umlaufrendite, DGZF (Deutsche Girozentrale Frankfurt), EZB (Europäische Zentralbank) – Leitzins [FAZ17]

Allgemeine Preissteigerung r_p



Quelle: FMH-Finanzberstung

Realisierung: ALF AG

Abbildung 44: Inflationsentwicklung der letzten 10 Jahre [FAZ17]

Gaspreisentwicklung r_e

Die Entwicklung der Gaspreise in Deutschland für das produzierende Gewerbe nach [STB17] wird in **Tabelle 8.7** dargestellt.

Tabelle 8.7: Gaspreis in Deutschland für das produzierende Gewerbe

Jahr	netto Gaspreis [ct/kWh]	Gaspreis ct/kWh inkl. 19 % MWSt
1991	1.45	1.73
1992	1.36	1.62
1993	1.32	1.57
1994	1.27	1.51
1995	1.27	1.51
1996	1.29	1.54
1997	1.39	1.65
1998	1.33	1.58
1999	1.27	1.51
2000	1.69	2.01
2001	2.14	2.55
2002	1.95	2.32
2003	2.16	2.57
2004	2.12	2.52
2005	2.46	2.93
2006	2.91	3.46
2007	2.77	3.30
2008	3.36	4.00
2009	3.15	3.75
2010	2.93	3.49
2011	3.12	3.71
2012	3.37	4.01
2013	3.4	4.05
2014	3.09	3.68
2015	2.95	3.51
2016	2.44	2.90
2017	2.43	2.89

Wirtschaftliche Randbedingungen nach IEA TASK 49

Table 4: Economic boundary conditions

Project period	TP	[a]	25
Insurance	d	% p.a.	1.0%
discount rate	dr	% p.a.	7.0%
inflation rate	ir	% p.a.	2.0%
energy inflation rate	ie	% p.a.	2.0%
Operation and maintenance	O&M	% p.a.	1.5%
Indirect cost	C_indirect	[%]	20%
resale value		[€]	0
Fuel prize	c_fuel	[€/MWh]	50 €
Electricity price	c_el	[€/MWh]	250 €

Abbildung 45: Wirtschaftliche Annahmen nach IEA TASK 49. [PLA16]

8.3.2. Annuitätenrechnung nach VDI 2067

Die Wärmegestehungskosten werden über die Annuitätenmethode der VDI 2067 berechnet. Zunächst werden die Annuitäten der kapitalgebundenen Kosten (Investitionskosten) sowie der betriebsgebundenen Kosten (Instandsetzung, Wartung und Bedienung) mit Hilfe des Annuitätenfaktors a sowie des preisdynamischen Barwertfaktors b_p für die Betriebskosten berechnet.

$$\text{Annuitätsfaktor } a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}}$$

mit

q Zinsfaktor

T Betrachtungszeitraum in Jahren

$$\text{Barwertfaktor der Betriebskosten } b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r}$$

Für $r = q$ gilt

$$b = \frac{T}{q}$$

mit

q	Zinsfaktor
r	Preissteigerungsfaktor
T	Betrachtungszeitraum in Jahren

Annuität der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K} = A_0 * (1 - f_{MAP}) * \frac{r_P^{T_N}}{q^{T_N}} * a$

mit

$A_{N,K}$	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
A_0	Investitionsbetrag
f_{MAP}	Förderungsanteil an den Investitionskosten durch Marktanreizprogramm
r_P	Preissteigerungsfaktor für kapital- und betriebsgebundene Kosten

Ein Restwert sowie Ersatzbeschaffungen werden hier nicht betrachtet, da der Betrachtungszeitraum der Nutzungsdauer entspricht. Bedarfsgebundenen Kosten treten hier nur in Form von Stromkosten für die Solarpumpen auf und sind dementsprechend gering, sodass sie in der Berechnung vernachlässigt werden. Die **Annuität der betriebsgebundenen Kosten** setzt sich aus den jährlichen Kosten für Instandsetzung, Wartung und Bedienung zusammen und wird wie folgt berechnet:

$$A_{N,B} = (A_0 * (f_{Inst} + f_{W+Insp}) + A_{BI}) * a * b_P$$

mit

$A_{N,B}$	Annuität der betriebsgebundenen Kosten
A_0	Investitionsbetrag
f_{Inst}	Faktor für den Instandsetzungsaufwand (Anteilig am Investitionsbetrag)
f_{W+Insp}	Faktor für Wartungs- und Inspektionssaufwand (Anteilig am Investitionsbetrag)
A_{BI}	betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Bedienung
a	Annuitätsfaktor
b_P	preisdynamischer Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten

Wärmegestehungskosten $K_{Sol} = \frac{(A_{N,K} + A_{N,B})}{Q_{Sol}}$

mit

- K_{Sol} Wärmegestehungskosten
- $A_{N,K}$ Annuität der kapitalgebundenen Kosten
- $A_{N,B}$ Annuität der betriebsgebundenen Kosten
- Q_{Sol} Jährlicher solarer Energieertrag

Die **Amortisationszeit** gibt den Zeitraum an, in dem der Kapitalwert durch den jährlichen Kapitalrückfluss den Wert null erreicht. Sie wird nach VDI 6025 (S.62f) mit Hilfe folgender Formel berechnet:

$$-A_0 * (1 - f_{MAP}) + E * b_E(TA, q, r_E) - (A_0 * (f_{Inst} + f_{W+Insp}) + A_{BI}) * b_P(TA, q, r_P) = 0$$

The equation is annotated with brackets below the terms to identify their components:

- $-A_0 * (1 - f_{MAP})$ is labeled as **Investitionskosten**.
- $E * b_E(TA, q, r_E)$ is labeled as **Erlöse**.
- $(A_0 * (f_{Inst} + f_{W+Insp}) + A_{BI}) * b_P(TA, q, r_P)$ is labeled as **betriebsgebundene Kosten**.

mit

- A_0 Investitionsbetrag
- f_{MAP} Förderungsanteil an den Investitionskosten durch Marktanreizprogramm
- E Erlöse (durch Einsparungen von Brennstoffkosten)
- b_E preisdynamischer Barwertfaktor für Erdgaskosten (Berechnung nach Formel YX, s.o.)
- f_{Inst} Faktor für den Instandsetzungsaufwand (Anteilig am Investitionsbetrag)
- f_{W+Insp} Faktor für den Wartungs- und Inspektionssaufwand (Anteilig am Investitionsbetrag)
- A_{BI} betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Bedienung
- b_P preisdynamischer Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten
- TA Amortisationszeit
- q Zinsfaktor
- r_E Preissteigerungsfaktor für Erdgaskosten
- r_P Preissteigerungsfaktor für betriebsgebundene Kosten

Basierend auf den dargestellten Berechnungsverfahren und Annahmen sind die Wärmegestehungskosten ermittelt worden. Die Ergebnisse in Abhängigkeit von Randbedingungen (Kapitalmarktzinsen, Preissteigerung, Nutzungsdauer und Betriebskosten der Solaranlage) sind den **Tabelle 8.8** bis **Tabelle 8.13** zu entnehmen.

Tabelle 8.8: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von dem Zinsfaktor q sowie der Preissteigerung r_p bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren

	$r_p = 1.01$	$r_p = 1.02$	$r_p = 1.03$
$q = 1.01$	0.051 €/kWh	0.053 €/kWh	0.055 €/kWh
$q = 1.03$	0.058 €/kWh	0.060 €/kWh	0.062 €/kWh
$q = 1.05$	0.065 €/kWh	0.067 €/kWh	0.069 €/kWh
$q = 1.07$	0.073 €/kWh	0.074 €/kWh	0.076 €/kWh

Tabelle 8.9: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von dem Zinsfaktor q sowie der Preissteigerung r_p bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren

	$r_p = 1.01$	$r_p = 1.02$	$r_p = 1.03$
$q = 1.01$	0.046 €/kWh	0.049 €/kWh	0.052 €/kWh
$q = 1.03$	0.053 €/kWh	0.055 €/kWh	0.058 €/kWh
$q = 1.05$	0.060 €/kWh	0.062 €/kWh	0.065 €/kWh
$q = 1.07$	0.068 €/kWh	0.070 €/kWh	0.072 €/kWh

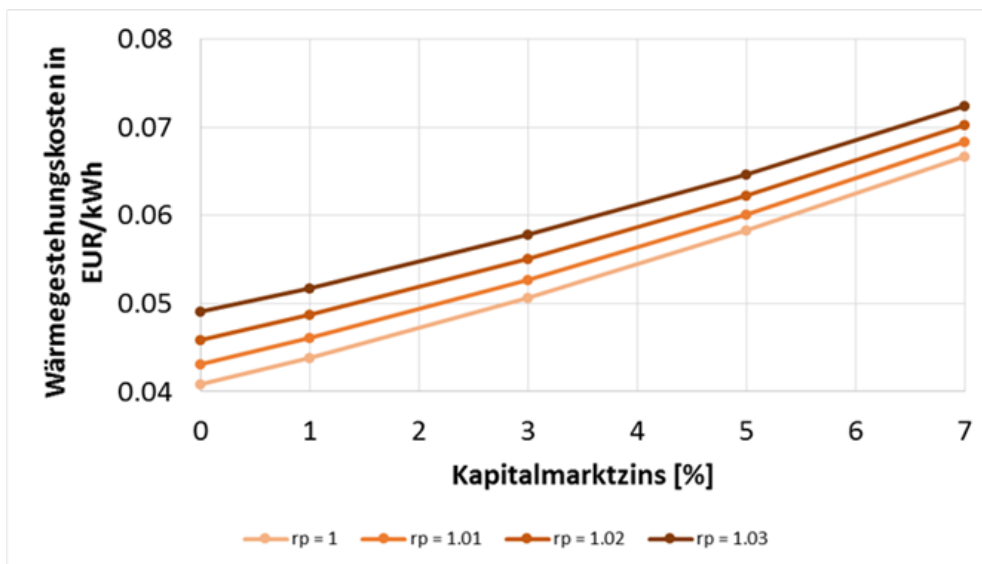


Abbildung 46: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit vom angenommenen Kapitalmarktzins sowie von der angenommenen Preissteigerung bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren.

Tabelle 8.10: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer.

Betrachtungszeitraum ($q=1.03$, $r_p = 1.02$)	Wärmegestehungskosten
20 Jahre	0.060 €/kWh
25 Jahre	0.055 €/kWh
30 Jahre	0.052 €/kWh

Tabelle 8.11: Berechnete Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von den jährlichen Betriebskosten.

Betriebskosten ($q=1.03$, $r_p = 1.02$)	Wärme-gestehungskosten
1,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten + Bedienung (150 EUR/a)	0.060 €/kWh
1,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	0.058 €/kWh
1 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	0.051 €/kWh
0,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	0.045 €/kWh
Keine Betriebskosten	0.031 €/kWh

Tabelle 8.12: Berechnete Amortisationszeiten bei den von Solvis veranschlagten Investitionskosten

	$q = 1.01$		$q = 1.03$		$q = 1.05$	
	$r_p = 1.02$	$r_p = 1.03$	$r_p = 1.02$	$r_p = 1.03$	$r_p = 1.02$	$r_p = 1.03$
$r_e = 1.04$	17 Jahre	18 Jahre	20 Jahre	21 Jahre	24 Jahre	26 Jahre
$r_e = 1.05$	15 Jahre	16 Jahre	18 Jahre	18 Jahre	21 Jahre	22 Jahre
$r_e = 1.06$	14 Jahre	15 Jahre	16 Jahre	17 Jahre	19 Jahre	19 Jahre

Tabelle 8.13: Maximal zulässige Investitionskosten, um eine Amortisationszeit von 5 Jahren nicht zu überschreiten.

	q = 1.01		q = 1.03		q = 1.05	
	rp = 1.02	rp = 1.03	rp = 1.02	rp = 1.03	rp = 1.02	rp = 1.03
r _e = 1.04	120 €/m ²	119 €/m ²	113 €/m ²	112 €/m ²	107 €/m ²	105 €/m ²
r _e = 1.05	124 €/m ²	123 €/m ²	117 €/m ²	116 €/m ²	110 €/m ²	109 €/m ²
r _e = 1.06	129 €/m ²	127 €/m ²	121 €/m ²	119 €/m ²	114 €/m ²	113 €/m ²

Tabelle 8.14: Berechnete Amortisationszeiten für die spezifische Installation und max. zulässige Anlagenkosten in Abhängigkeit von den angenommenen Betriebskosten.

Betriebskosten (q=1.03, r _p = 1.02)	Amortisationszeit	Max. Anlagenkosten (Amortisationszeit 5 J)
1,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten + Bedienung (150 €/a)	18 Jahre	117 €/m ²
1,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	17 Jahre	122 €/m ²
1 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	15 Jahre	147 €/m ²
0,5 % Wartungs- und Instandsetzungskosten	14 Jahre	173 €/m ²
Keine Betriebskosten	12 Jahre	198 €/m ²