



TAGUNGSUNTERLAGEN



**33. SYMPOSIUM SOLARTHERMIE UND
INNOVATIVE WÄRMESYSTEME**

09. - 11. Mai 2023

in Kloster Banz, Bad Staffelstein

IMPRESSUM

Angaben gemäß § 5 TMG:

Conexio-PSE GmbH
Kiehnlestraße 16
75172 Pforzheim
Deutschland

Tel.: +49 7231 58598-182
Fax: +49 7231 58598-28
E-Mail: info@conexio-PSE.de

Geschäftsführung: Bernd Porzelius
Amtsgericht Mannheim, HRB 728275

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer: DE313252229

ISBN 978-3-948176-22-8

© 2023 Conexio-PSE GmbH, Pforzheim, Deutschland

Die Rechte an den Einzelbeiträgen liegen beim jeweiligen Verfasser; Rechte am Gesamtwerk liegen bei der Conexio-PSE GmbH.
Nachdruck oder Vervielfältigung, auch teilweise oder in umgestalteter Form, ist nur mit Zustimmung durch die Conexio-PSE GmbH bzw. durch den Verfasser des Einzelbeitrages gestattet.

Technoökonomische Studie zur Nutzung solarthermischer Prozesswärme in der Getränkeindustrie in Südafrika

Johannes Koke^a, Francois Rozon^b, Craig McGregor^b

^a Hochschule Osnabrück, 49809 Lingen, Germany, j.koke@hs-osnabrueck.de

^b Faculty of Engineering, Stellenbosch University, 7602 Stellenbosch, South Africa

Zusammenfassung:

In dieser Studie wird die Umsetzbarkeit von solarthermischen Großanlagen in der südafrikanischen Getränkeindustrie mit üblicherweise großen Produktionsanlagen in den Provinzen Gauteng und Western Cape untersucht. Für die technisch-ökonomische Bewertung werden verschiedene kommerziell verfügbare Kollektortypen gegenübergestellt, charakteristische Energiebedarfsprofile für „ready-to-drink“ Getränke definiert und Simulationen in Polysun für verschiedene Konfigurationen, mit und ohne Speicher, durchgeführt. Es zeigt sich, dass Parabolrinnenkollektoren in den wichtigsten Wirtschaftszentren Südafrikas rentabel sein können, um Gas, Schweröl, Diesel und sogar Kohle zu ersetzen. Dieser Ansatz könnte breiter auf den Lebensmittel- und Getränkesektor angewendet werden, wo die meisten Dampfheizsysteme zu finden sind.

1. Einführung

Das große Sonnenangebot in Südafrika sowie ein gut entwickeltes Wirtschaftssystem bieten ein großes Potential für solarthermische Prozesswärme (SHIP). Während in Südafrika in der jüngeren Vergangenheit solarthermische Technologien überwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt wurden (CSP), bietet die prozesstechnische Nutzung der Solarthermie zur Bereitstellung von Prozesswärme bis 400°C ein großes Potenzial, CO₂-Emissionen zu reduzieren und Betriebskosten zu senken. 37% des Endenergieverbrauchs entfallen auf die Industrie, davon 63% in Form von Wärme (735 PJ in 2015) [1]. Im Gegensatz zu Deutschland ist hierfür Kohle aufgrund der hohen Verfügbarkeit der vorherrschende Brennstoff.

Während die Energiebedarfsprofile für jeden Industriesektor, jedes Unternehmen und jede Anwendung unterschiedlich sind, wird ein großer Teil der Prozesswärme in Südafrika über Heißdampfsysteme bereitgestellt - typischerweise mit kohle- oder gasbefeuerten Kesseln, die bei einem Druck von 4-10 bar (150 - 185 °C) betrieben werden, auch wenn die Prozesstemperaturanforderungen meist weniger als 100 °C betragen. Abgesehen von Großkesseln mit 16 Megawatt oder mehr, die in der Zucker-, Chemie-, Zellstoff- und Papierindustrie verwendet werden, macht die Lebensmittel- und Getränkeindustrie 65 % des Dampfbedarfs mit geschätzten 17,3 Petajoule oder 4800 GWh_{th} pro Jahr aus [2]. Typische Temperaturbereiche im Getränkebereich sind 40-80°C zum Waschen und Reinigen, 65-70°C zum Maischen (Sudhaus), 80-110°C zum Pasteurisieren und 110-160°C zum Destillieren. Der Jahresverbrauch des Getränkesektors beträgt etwa 1900 GWh_{th}, hauptsächlich in den Kategorien Fertiggetränke (Bier, Cider und Erfrischungsgetränke) und Spirituosen.

Fertiggetränke, die etwa 80 % der Getränkeproduktion in Südafrika ausmachen, haben das ganze Jahr über vorhersehbare Nachfrage- und Produktionsprofile, die zwar überwiegend kontinuierlich, dabei aber stark saisonabhängig sind. Die Produktionsmengen im November/Dez sind ca. doppelt so hoch sind wie im Juni/Juli [3]. Angesichts des hohen Anteils an Mehrweg-Glasflaschen sind große Produktionsanlagen in wichtigen städtischen Zentren im ganzen Land verteilt. Die Provinz Gauteng (Johannesburg und Pretoria) ist ein wichtiges Wirtschaftszentrum mit 40 % der Getränkeproduktion und liegt in der Nähe von Kohlebergwerken. Gauteng hat die höchste tägliche durchschnittliche Einstrahlung während der trockenen Winter, wenn die Getränkeproduktion auf dem niedrigsten Niveau ist. Die Provinz Western Cape (Kapstadt) repräsentiert etwa 25 % der Getränkeproduktion. Es ist die am weitesten von Kohlefeldern entfernte Provinz und verfügt über Einstrahlungsprofile, die der saisonalen Getränkenachfrage mit heißen und trockenen Sommern am besten entsprechen.

Es gibt einige Vorarbeiten im Bereich der solaren Prozesswärme für die Getränkeindustrie. Schmitt et al. veröffentlichten einen Leitfaden zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Ernährungsindustrie, bei der auch die Getränkeindustrie berücksichtigt wird [4]. Ktistis et al. [5] untersuchten im Rahmen einer umfassenden Überprüfung von PTC- und Wärmespeichersystemen die Fortschritte im Getränkesektor und analysierten die Leistung eines PTC-Systems mit Wärmespeicher in einer Anlage für Erfrischungsgetränke in Zypern. Holler et al. [6] führten eine detaillierte Simulation des Solaranteils und der Energiekosten für eine deutsche Fruchtsaftfabrik durch, die die Vorteile von Fernwärme nutzt. Saini et al. [7] verglichen die Wärmekosten von PTC-Kollektoren in europäischen Städten mit denen von Hochtemperatur-Wärmepumpen unter unterschiedlichen Strompreisbedingungen und stellten fest, dass Solarthermie für Solaranteile von bis zu 55 % für Regionen mit hoher Einstrahlung wettbewerbsfähig ist.

Trotzdem verläuft die Einführung solarthermischer Systeme in der Industrie nur langsam. Diese Arbeit zielt darauf ab, die Realisierbarkeit von solarthermischen Systemen für die Regionen Western Cape und Gauteng zu bewerten, wobei der Schwerpunkt auf Erfrischungsgetränke- und Brauereianlagen mit überwiegend kontinuierlichem Prozesswärmebedarf (24-Stunden- oder 12-Stunden-Schichten) liegt. Die Wärmegestehungskosten (LCOH) und solaren Deckungsanteile werden für unterschiedliche Konfigurationen und Randbedingungen – Standorte, Lastprofile, Temperaturen und Speichergrößen – ermittelt und optimiert.

2. Grundlagen

In diesem Kapitel werden die Einstrahlverhältnisse an den relevanten Orten analysiert und mit deutschen Standorten verglichen. Anschließend werden die Energiebedarfe von großen Getränkeherstellern abgeschätzt und generische Bedarfsprofile für Erfrischungsgetränkeanlagen und Brauereien entwickelt. Kollektorstufenwirkungsgrade und -erträge werden dann analysiert und mithilfe von Scenocalc in Polysun validiert.

2.1. Einstrahlungsprofile zur Modellierung des solarthermischen Ertrags

Ein regionaler Vergleich zeigt, dass die jährlichen Strahlungssummen der globalen Horizontalstrahlung (GHI) in den wirtschaftlich wesentlichen Regionen (Western Cape: Kapstadt; Gauteng: Johannesburg) ca. doppelt so hoch wie in Deutschland sind, mit Würzburg als relativ sonnenreicher Referenzstandort und Osnabrück als relativ sonnenarmer Standort. Noch größer ist der Unterschied beim Vergleich der direkten Normalstrahlung (DNI), die in Kapstadt außergewöhnlich hoch ist (Abbildung 1).

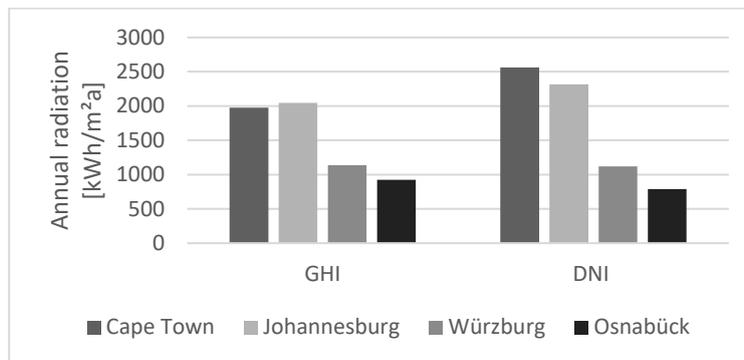


Abbildung 1. Horizontale Globalstrahlung (GHI) und Direktstrahlung (DNI) für ausgewählte Standorte in Südafrika und Deutschland (Meteonorm version 7.2, Polysun)

2.2. Prozesswärmebedarf und Bedarfsprofile für typische Getränkeanlagen

Repräsentative Energiebedarfsprofile wurden für große Produktionsbetriebe für Mehrwegflaschen und für energieintensivere Großbrauereien entwickelt, die den südafrikanischen Produktionsstandort dominieren. Zur Vereinfachung der Modellierung basieren die Energiebedarfsprofile auf stundengemittelten Kapazitätsdaten ohne Berücksichtigung von ungeplanten Wartungsarbeiten und Unregelmäßigkeiten. Als übliche primäre Wärmequelle werden herkömmliche Kohle-/Gas-Dampfkessel verwendet, die bei 160-180 °C und 5,2-8 bar betrieben werden.

In Südafrika ist die Nachfrage und Produktion von Getränken stark saisonabhängig, was zu einer sommerlichen Nachfragespitze führt, die fast doppelt so hoch ist wie im Winter.

Der geschätzte durchschnittliche Energieverbrauch bei alkoholfreien Getränken liegt bei 0,1 kWh/Liter (verschiedene Berichte). Es wird unterschieden zwischen Produktionslinien für PET- und Mehrweg-Glasflaschen (RGB). Während der Energiebedarf bei der Cider-Produktion auf 0,25 kWh/Liter geschätzt wird, wird Bier auf durchschnittlich 0,4 kWh/Liter geschätzt [11,12,13].

Abbildung 2 zeigt repräsentative Bedarfsprofile für einen großen Betrieb für alkoholfreie Getränke mit einer Jahresproduktion von ca. 200 Millionen Litern und einen kleineren Mehrweg-Glasflaschenbetrieb für Erfrischungsgetränke mit einer Jahresproduktion von ca. 75 Millionen Litern. Für jede dieser Anlagen wurden unterschiedliche Produktionsabläufe in Betracht gezogen, wobei Fall A von einem 24-Stunden-Dauerbetrieb mit weniger Arbeitstagen im Winter und einer dreiwöchigen Abschaltung ausgeht, was jährliche Wartungszyklen großer Produktionslinien darstellt.

Fall B geht von einem kontinuierlichen Betrieb in den Sommermonaten mit einem 12-Stunden-Betrieb in Zeiten geringerer Nachfrage aus, was einen zusätzlichen Tagschichtbetrieb ermöglicht.

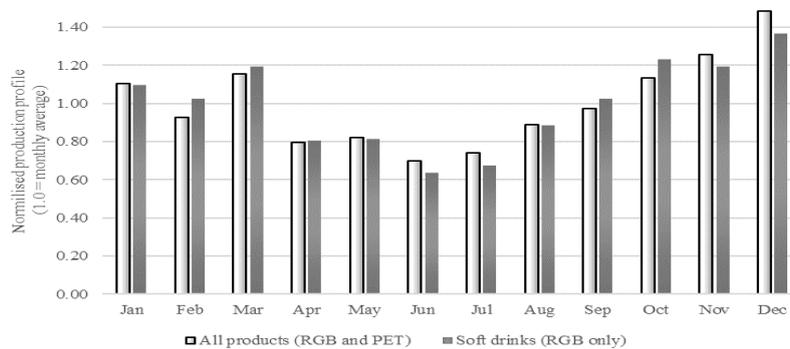
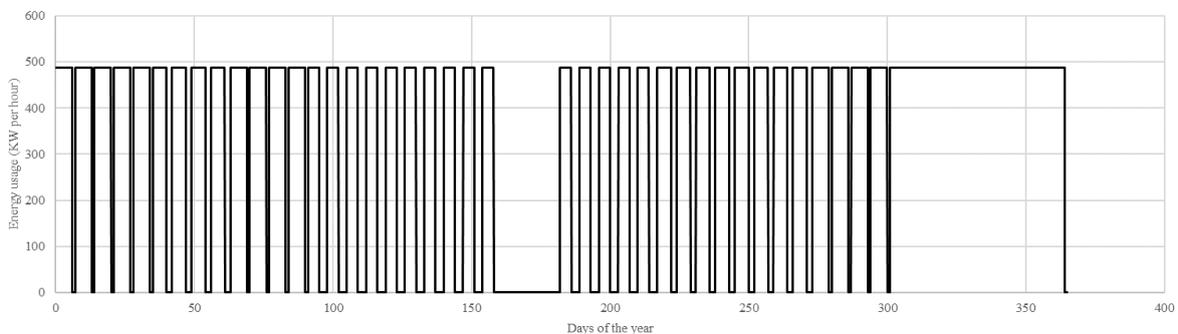
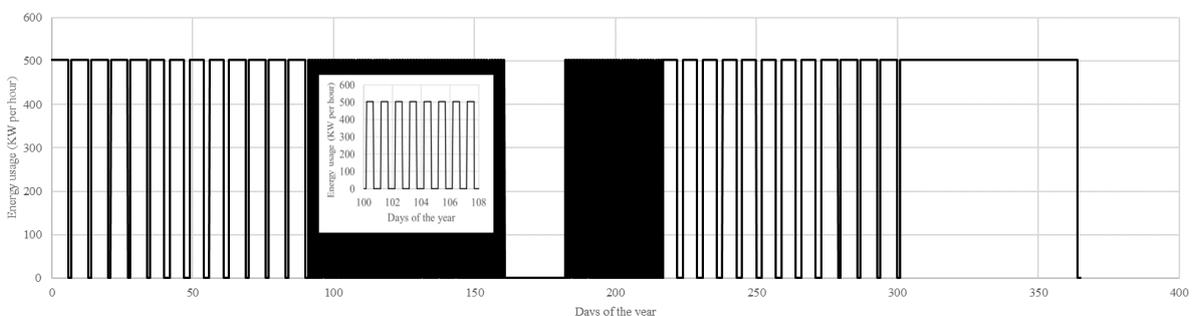


Abbildung 2. Normalisierte Jahresproduktionsprofile für Anlagen für alkoholfreie Getränke

Das stündliche Wärmebedarfsprofil in Abbildung 3 ist repräsentativ für eine große Erfrischungsgetränkeanlage mit einer Jahresproduktion von 200 Millionen Litern, die Einweg-PET- und Mehrweg-Glasflaschen kombiniert. Das Profil geht von einem 24-h-Betrieb mit weniger Arbeitstagen in Schwachlastzeiten mit einem durchschnittlichen stündlichen Prozesswärmeverbrauch von 500 kW pro Stunde und weiteren 1500 kW pro Stunde Strom aus. Ein 12-Stunden-Betrieb für die Wintermonate würde einen ähnlichen stündlichen Energieverbrauch erfordern, aber im Winter zu mehr Arbeitstagen führen. Im Gegensatz dazu würde eine 500-Millionen-Liter-Brauerei etwa 17.000 kW pro Stunde Prozesswärme und 5.500 kW pro Stunde Strom benötigen.



a) 24h pro Tag Produktion, mit dreiwöchiger Schließung im Juni



b) 12h pro Tag, wenn möglich, mit dreiwöchiger Schließung um Juni

Abbildung 3. Tägliches Prozesswärmebedarfsprofil für eine große Softdrinkfabrik (PET and RGB)

2.3. Vergleich der Kolleorttechnologien

Die ausgewählten Kollektoren sind repräsentativ für typische kommerziell erhältliche Produkte aus dem solarthermischen Markt, mit zwei konzentrierenden und zwei nicht konzentrierenden Varianten. Für konzentrierende Kollektoren werden ein abgedeckter Parabolrinnenkollektor (PTC) und ein linearer Fresnel-Kollektor (LFC) jeweils mit einachsiger Nachführung ausgewählt. Für statische nicht-konzentrierende Kollektoren werden ein Hochleistungs-Vakuum-Flachkollektor (FPC) und ein CPC-Vakuumröhrenkollektor (CPC) untersucht. Leistungsdaten werden, sofern vorhanden, aus Zertifikaten oder Herstellerangaben entnommen und umgerechnet, um die Wirkungsgrade vergleichen zu können. In den Datenblättern und Zertifikaten wird nach Wirkungsgraden für die hemisphärische Einstrahlung $\eta_{0,hem}$ und für Direktstrahlung $\eta_{0,b}$ unterschieden. Daher wird die folgende Gleichung verwendet, wobei K_d der IAM-Wert für diffuse Sonnenstrahlung ist [14].

$$\eta_{0,hem} = \eta_{0,b}(0.85 + K_d \cdot 0.15)$$

Die Leistungsdaten sind in Tabelle 1 angegeben und in Abbildung 4 als Wirkungsgradkurven gemäß der folgenden Gleichung aufgetragen:

$$\eta = \eta_{0,hem} - a_1 \cdot \frac{(T_m - T_a)}{G_{hem}} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{G_{hem}}$$

Tabelle 1. Kollektorleistungsdaten bezogen auf Aperturfläche

	Concentration ratio c	Ratio gross to the aperture area	$\eta_{0,hem}$	a_1	a_2	Data source
FPC	1	1.074	0.79	0.54	0.006	Certificate, TVP Solar SA, MT- Power v4, Licence Number 011-7S1890F. Date issued 2017-06-14 Issued by DIN CERTCO
CPC	≈ 1	1.098	0.69	0.58	0.003	Certificate, Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, XL 19/49 P, Licence Number 011-7S2425 R, Date issued 2017-07-24 Issued by DIN CERTCO
PTC	12	1.096	0.76	0.8	0.0	Certificate, Absolicon T160; Licence Number 011-7S2902 C. Date issued 2019-02-07 Issued by DIN CERTCO
LFC	34	1.324	0.69	0.03	0.00005	Derived from Manufacturer's data, Industrial Solar LF-11 - Fresnel-collector

Alle ausgewählten Kollektortypen haben einen Wirkungsgrad größer 50 % bei einer typischen Temperaturdifferenz von 150 K. Es zeigt sich auch, dass die nicht konzentrierenden Kollektoren bei geringeren Temperaturdifferenzen vorteilhaft sind. Bei sehr hohen Temperaturdifferenzen verlieren die nicht-konzentrierenden Kollektortypen im Vergleich zu den konzentrierenden LFC und PTC viel von ihrer Effizienz.

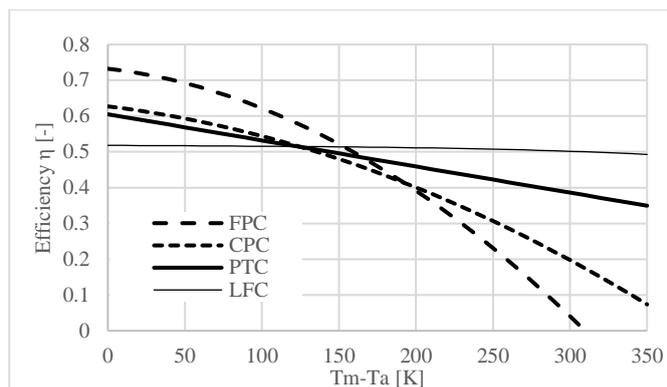


Abbildung 4. Wirkungsgradkurven für verschiedene Kollektortypen (auf Bruttofläche bezogen), aufgetragen über Temperaturdifferenz (Mittlere Kollektortemperatur minus Umgebungstemperatur) bei Globalstrahlungs-Referenzbedingung $1000\text{W}/\text{m}^2$: Parabolrinnenkollektor (PTC), Vakuum-Flachkollektor (FPC), Röhrenkollektor (CPC), linearer Fresnel-Kollektor (LFC).

Die spezifischen Jahreserträge sind in Abbildung 5 für die ausgewählten Kollektortypen für Kapstadt und Johannesburg aufgetragen. FPC und CPC sind mit einem Neigungswinkel von 30° nach Norden ausgerichtet, während sich LFC und PTC im Tracking-Modus befinden. Während der Jahresertrag nicht-konzentrierender Kollektoren in Johannesburg etwas höher liegt, gilt für konzentrierende Kollektoren das Gegenteil. Der Ertrag der konzentrierenden Kollektoren hängt hauptsächlich von der Direktstrahlung ab, die in Kapstadt höher ist. Am Beispiel des PTC zeigt sich, dass die Nord-Süd-Nachführung (NS) vorteilhaft gegenüber der Ost-West-Nachführung (EW) ist.

Auch bei nicht-konzentrierenden Kollektoren könnte der Kollektorertrag theoretisch für Kapstadt durch eine Nachführung um bis zu 40 % gesteigert werden. Die Kosten für ein solches Nachführsystem würden einen Teil des zusätzlichen Ertrages kompensieren, auch wenn die Präzisionsanforderungen an ein solches FPC-Trackingsystem aufgrund der geringeren Winkelabhängigkeit geringer als bei konzentrierenden Systemen ausfallen würden.

Der Schwerpunkt liegt hier auf den PTC-Kollektoren mit guter Performance im Bereich von $150\text{--}200^\circ\text{C}$ und den vergleichsweise geringsten flächenspezifischen Kosten.

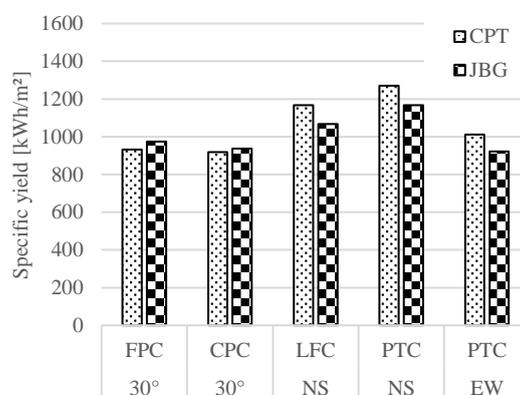


Abbildung 5. Jährlicher Kollektorertrag pro Bruttofläche für verschiedene Kollektortypen und Konfigurationen in Kapstadt (CPT) und Johannesburg (JBG), Scenocalc. $T_m=150^\circ\text{C}$

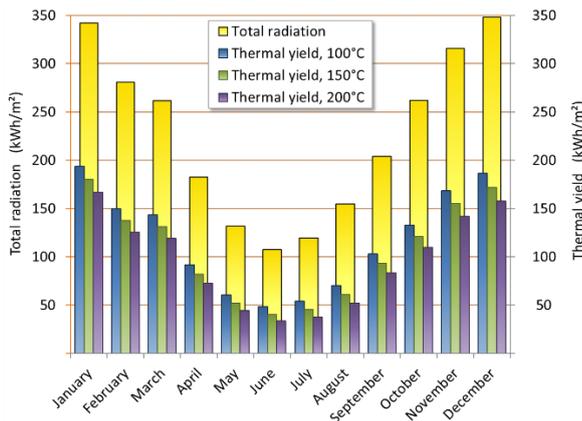


Abbildung 6a. Gesamteinstrahlung auf Kollektorebene und Kollektorertrag pro m², Kapstadt, PTC mit NS tracking, Scenocalc

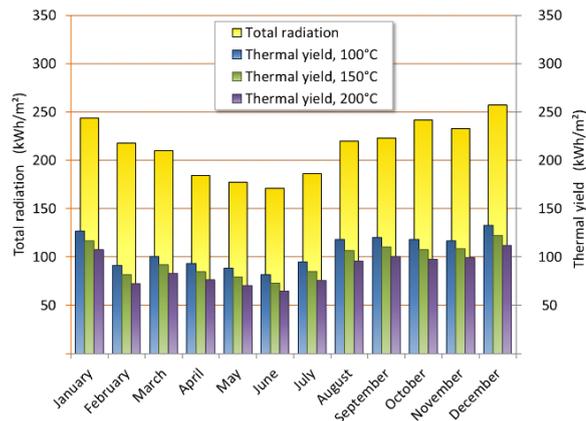


Abbildung 6b. Gesamteinstrahlung auf Kollektorebene und Kollektorertrag pro m², Johannesburg, PTC mit NS tracking, Scenocalc

2.3.1. Simulationstool und Validierung

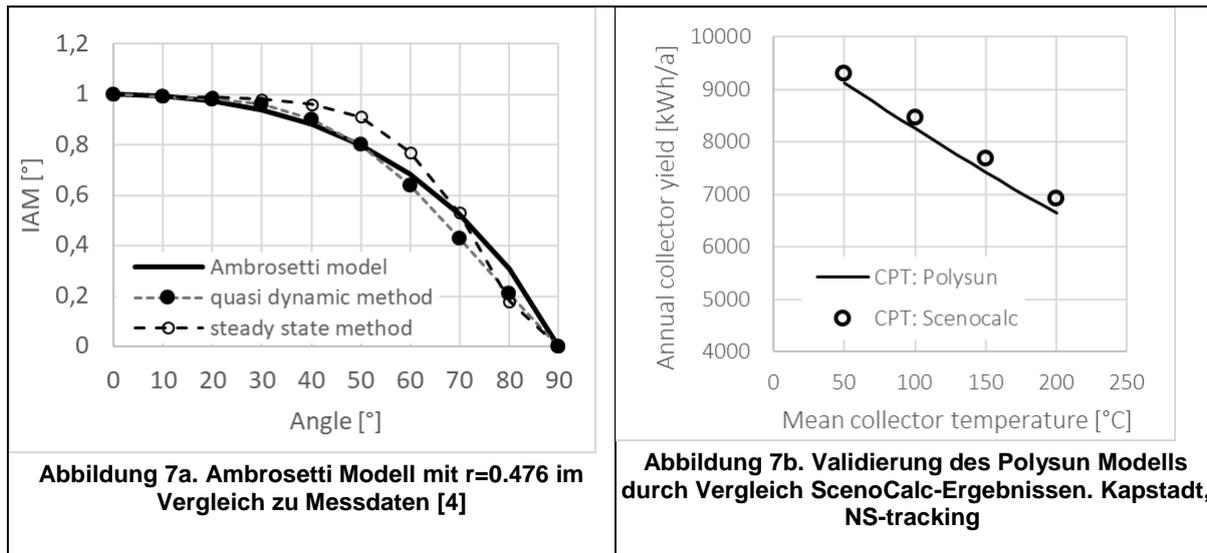
In dieser Studie wird Polysun als dynamisches Systemsimulationstool zur Auslegung des gesamten solarthermischen Systems einschließlich Speicher, dynamischer Lastprofile, Regler, Pumpen, Ventile und Rohrleitungen eingesetzt. In Polysun können individuelle Kollektormodelle definiert werden; die korrekte Implementierung der IAM-Werte erwies sich jedoch im Verlauf dieser Studie als schwierig.

Daher wurde Scenocalc als Referenzwerkzeug verwendet, um die Implementierung des Kollektormodells zu validieren und verschiedene Kollektoren unter verschiedenen klimatischen Bedingungen zu vergleichen. Scenocalc ist ein Excel-basiertes Tool zur Berechnung der jährlichen Energieerträge von Solarkollektoren, das im Solar Keymark Network zur Zertifizierung von solarthermischen Produkten verwendet wird [8].

Da es aus technischen Gründen nicht möglich war, die IAM direkt in Polysun einzubinden, wurde in Polysun das Ambrosetti-Modell [14] verwendet, um die Messdaten konzentrierender Kollektoren mit dem Exponentenparameter r anzupassen.

$$K_{\Theta b} = 1 - \left[\tan\left(\frac{\Theta}{2}\right) \right]^{\frac{1}{r}}$$

Üblicherweise ist das Ambrosetti-Modell ein Standardmodell für Flachkollektoren. Dennoch konnte das Modell für den gewählten PTC-Kollektor verwendet werden. In Abbildung 7a ist die Ambrosetti-Funktion aufgetragen und mit experimentellen Daten unter Verwendung quasi-dynamischer und stationärer Messmethoden verglichen. Das Modell stimmt gut mit den gemessenen Daten überein. Mit diesen Daten konnte auch eine erfolgreiche Validierung zwischen Polysun und Scenocalc erfolgen, in dem die Kollektorjahreserträge miteinander verglichen wurden (Abbildung 7b).



2.4. Wärmekosten aus fossilen Brennstoffen

Die in Tabelle 2 dargestellten Kosten für Wärme aus fossilen Brennstoffen für Südafrika beinhalten Schätzungen aus dem Solar Payback-Projekt 2019 [2] und aktualisierte Werte unter Verwendung der im zweiten Halbjahr 2022 üblichen Kosten als Referenz. Während die Kohlepreise in der zweiten Hälfte des Jahres 2022 hoch waren, wird erwartet, dass langfristige Verträge für Großverbraucher bei 150-200 US-Dollar/Tonne und spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH: Levelised Cost Of Heat) von etwa 0,02-0,03 US-Dollar/kWh_{th} bleiben werden. Gas ist mit 0,04-0,05 US\$/kWh_{th} weiterhin wettbewerbsfähig; Allerdings stehen Industrieunternehmen in Gauteng nur begrenzte Mengen zur Verfügung, und die Gasverfügbarkeit für das Western Cape hat sich erheblich verringert. Nach großen Kostensteigerungen lagen die Kosten für Wärme aus Strom, Diesel und Schweröl bei 0,08-0,16 US-Dollar/kWh_{th}, wobei Solarthermie attraktive finanzielle Renditen bot [2]

Tabelle 2. Referenzkosten für fossile Brennstoffe

	2017 mid-year costs*	2022 H2 costs**	Unit	Energy cost	Input cost	Heat cost @70-80%
Fuel	(US\$)	(US\$)		(US\$/GJ)	(US\$/kWh)	(US\$/kWh)
Coal - Gauteng	80	330	tonne	3 - 12	0.01-0.044	0.015-0.06
Coal - Western Cape	133	400	tonne	5 - 15	0.017-0.055	0.02-0.06
SASOL gas C3 Gauteng/KZN	11.00	7.68	GJ	8 - 11	0.028 - 0.04	0.04 - 0.05
Heavy Fuel Oil (HFO)	0.46	1.10	litre	11 - 28	0.04-0.10	0.05-0.13
Diesel 0.05%	1.03	1.38	litre	27 - 36	0.10-0.13	0.12-0.16
Electricity – Avg. Megaflex variable	0.06	0.08	kWh	16 - 22	0.06-0.08	

* Fraunhofer Solar Payback project [2]

** Heizkostenschätzungen gehen von Kesselwirkungsgraden von 70-80 % aus, bei Elektroboilern jedoch von nahezu 100 %; Kohle: Monatlicher Exportpreis für RSA-Kohle [15]; HFO: United States heating oil reference price [15]; South African diesel price [16]; 2020 Megaflex variable electricity tariffs [17]; Sasol gas as reported (linked to coal, diesel and electricity prices); 2022 H2 average exchange rate of R17.3/US\$ (R11.25/US\$ in mid-2017)

Die wirtschaftliche Berechnung erfolgt mit makroökonomischen Daten für entwickelte Volkswirtschaften und Südafrika. Die spezifischen Wärmegestehungskosten wurden gemäß der in VDI 6002 [20] beschriebenen Barwertmethode analysiert. Die Ergebnisse werden mit Berechnungen unter Verwendung des Fraunhofer Solar Payback Tools [10] und Ergebnissen aus anderen Studien mit ähnlichen Einstrahlungsprofilen und Systemdesigns [8,10] verglichen.

3. Ergebnisse

Zunächst wird eine Strategie zur Vordimensionierung des Solarfeldes ohne Simulation, mit und ohne Speicher vorgestellt. Das Verfahren ist adaptiert aus der Richtlinie VDI 3988 [9]. Die Auslegung wird hier für die wirtschaftlich interessanten Parabolrinnenkollektoren durchgeführt, lässt sich aber auf beliebige andere Kollektoren übertragen.

3.1. Dimensionierung des Kollektorfeldes

Wird ein Kollektorfeld ohne Speicher ausgelegt, sollte es so dimensioniert werden, dass es genau so viel Wärme liefert, wie direkt verbraucht werden kann. Daher ist es sinnvoll, den stündlichen Prozesswärmebedarf an einem Sommertag $Q_{dem,h}$ zu definieren. Als Auslegungsfaktor kann der Kollektorwirkungsgrad aus der Wirkungsgradkurve entnommen werden ($G=1000 \text{ W/m}^2$; $T_a=30^\circ\text{C}$) und mit einem zweiten Auslegungsfaktor multipliziert werden, der die nicht idealen dynamischen Effekte berücksichtigt.

Stündlicher Wärmebedarf (Sommer):

$$Q_{dem,h} \left[\frac{kWh}{h} \right]$$

Die mittlere Kollektortemperatur T_m kann als Mittelwert zwischen Vorlauf- und Vorlauftemperatur plus 5 K zusätzlich pro Wärmeaustausch zwischen den Kreisläufen abgeschätzt werden.

$$T_m = \frac{(T_{sup} - T_{in})}{2} + n \cdot 5K$$

Die Kollektorfeldgröße (Bruttofläche) errechnet sich, indem der stündliche Wärmebedarf durch einen Auslegungsfaktor $f_{col,h}$ dividiert und mit einem Korrekturfaktor f_{NA} multipliziert wird.

$$A_{col} = \frac{Q_{dem,h}}{f_{col,h}} \cdot f_{NA}$$

Der Auslegungsfaktor $f_{col,h} \left[\frac{kW}{m^2} \right]$ repräsentiert die flächenspezifische Kollektorstärke bei maximaler solarer Globalstrahlung $G_{max} = 1 \frac{kW}{m^2}$ und einer typischen Umgebungstemperatur, hier $T_a = 30^\circ\text{C}$. Dies kann aus der Wirkungsgradkurve mit Parametern aus Tabelle 1 berechnet werden.

$$f_{col,h} = G_{max} \cdot \eta$$

$$f_{col,h} = G_{max} \cdot \eta_0 - a_1(T_m - T_a) - a_2(T_m - T_a)^2$$

Der Korrekturfaktor f_{NA} berücksichtigt Neigungswinkel und Orientierung. Für optimalen Winkel und Orientierung ist Eins (hier: 30°, north, $f_{NA} = 1$).

Der zu erwartende solare Deckungsanteil S_{fn} kann berechnet werden, indem der zu erwartende solare Jahresertrag $Q_{sol,a}$ durch die nachgefragte Jahreswärme $Q_{dem,a}$ dividiert wird.

$$S_{fn} = \frac{Q_{sol,a}}{Q_{dem,a}} \quad \text{mit} \quad Q_{sol,a} = q_{sol,a} \cdot A_{col}$$

Der spezifische jährliche Solarertrag $q_{sol,a}$ wird berechnet mit:

$$q_{sol,a} = q_{ACO} \cdot f_{ACO}$$

Der spezifische jährliche Kollektorertrag q_{ACO} kann mit Scenocalc berechnet werden. f_{ACO} ist ein Designfaktor, der dynamische Effekte aufgrund inhomogener Lastprofile berücksichtigt, z.B. Tagesschwankungen, Wochenenden usw. In der VDI3988 nimmt dieser Faktor mit zunehmender Kollektortemperatur ab. Aus den Simulationen ergab sich $f_{ACO} = 0.7$ als gute Abschätzung für das untersuchte System.

Der erforderliche Platzbedarf für das erforderliche Kollektorfeld berücksichtigt die Abstände zwischen den Kollektorreihen. Der Flächenfaktor f_{space} stellt das Verhältnis zwischen Land- und Kollektorfläche ist. Der Flächenfaktor hängt von der Kollektortechnologie ab und muss groß genug sein, um Verschattung zu vermeiden und Wartung zu ermöglichen (hier: $f_{space} = 2.81$ für PTC)

$$A_{space} = A_{col} \cdot f_{space}$$

Die vorläufige Auslegung wurde für alle Fälle mit einer Betriebstemperatur von 180°C durchgeführt und in Tabelle 3 dokumentiert. Zur Dimensionierung des Kollektorfeldes und der Leistung wurde der regelmäßige stündliche Prozesswärmebedarf herangezogen (entspricht hier auch dem maximalen Bedarf). Dieses Design ermöglicht das Erreichen von solaren Anteilen im Bereich von 23%-24%. Während der geschätzte Prozesswärmebedarf einer Erfrischungsgetränkfabrik von 0,5–0,7 MW_{th} im Vergleich zu nachgewiesenen SHIP-Anlagen wie dem EDITOR-Projekt in Zypern [5] vergleichsweise hoch ist, liegt der Bedarf einer Brauerei mit 2–20 MW_{th} insgesamt in einer anderen Größenordnung – wenn auch kleiner als typische 100 MW Solarthermische Kraftwerke (CSP).

Tabelle 3: Vorentwurf ohne Speicher, basierend auf stündlichem Bedarf (Betriebstemperatur $T=180^{\circ}\text{C}$)

	Symbol	Unit	SD RGB+PET 24h	SD RGB+PET 12h	SD RGB 24h	SD RGB 12h	Brew Small 24h	Brew Small 12h	Brew Large 24h	Brew Large 12h
Annual production		million litres	200		75		50		500	
Heat demand annual	Qdem,a	MWh/a	3,058	3,058	4,479	4,479	17,760	17,760	108,333	108,333
Heat demand daily	Qdem,d	MWh/d	11.71	12.05	16.15	16.61	64.12	65.90	415.07	427.35
Heat demand hourly	Qdem,h	MWh/h	0.49	0.50	0.67	0.69	2.67	2.75	17.29	17.81
Corr. Overall gross area	A_col	m ²	800	823	1,103	1,134	4,380	4,501	28,352	29,191
Space area required	A_sp	m ²	2,248	2,312	3,100	3,188	12,307	12,649	79,669	82,026
Number of collectors	n	-	132	136	183	188	725	745	4,694	4,833
Useful solar energy	Q_sol	MWh/a	711	732	981	1,009	3,893	4,002	25,205	25,950
Solar fraction	Sfn	-	23%	24%	22%	23%	22%	23%	23%	24%

(PTC; $T = 180^{\circ}\text{C}$, Cape Town; $f_{col,h} = 0.61 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{h}}$; $q_{ACO} = 1.27 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2\text{a}}$; $f_{ACO} = 0.7$; $f_{NA} = 1$; $f_{space} = 2.81$)

Ein ähnliches Vorgehen gilt, wenn der solare Deckungsgrad durch die Nutzung größerer Kollektorfelder erhöht werden soll. In dem Fall sind Speicher notwendig, um die überschüssige Wärme für einen Betrieb ohne oder mit geringer Sonneneinstrahlung aufzunehmen. Anstelle des stündlichen Wärmebedarfs sollte der tägliche sommerliche Wärmebedarf $Q_{dem,d} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right]$ berücksichtigt werden. Die Kollektorbruttofläche erfordert dann den täglichen Kollektorauslegungsfaktor $f_{col,d}$, der aus Scenocalc-Berechnungen ermittelt werden kann, indem der Monatsertrag durch die Anzahl der Tage geteilt wird. (hier: CPT, Januar, $T_m=150^{\circ}\text{C}$: $f_{col,d} = \frac{180 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{31\text{d}} = 5.8 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{d}}$)

$$A_{col} = \frac{Q_{dem,d}}{f_{col,d}} \cdot f_{NA}$$

Die Dimensionierung des Speichervolumens hängt stark von der Dynamik und Streuung des Lastprofils ab. Näheres ist in VDI 3988 [9] zu finden. v_{St} ist das Speichervolumen pro Kollektorbruttofläche (ohne Korrektur f_{NA}). Als erster Schätzwert wird hier ein typischer Wert von $v_{St} = 50 \frac{\text{l}}{\text{m}^2}$ angenommen, dieser Wert kann jedoch stark variieren und muss mit Hilfe von Simulationen ausgelegt werden.

Das vorläufige Layout wurde für alle Anwendungsfälle erstellt und in Tabelle 4 dokumentiert. Dieses Design ermöglicht solare Anteile im Bereich von 55 % bis 60 %. Wie in früheren Studien modelliert, würden diese solaren Anteile an der Obergrenze wirtschaftlich machbarer Projekte liegen (Saini, 2023)

Tabelle 4: Vorentwurf mit Speicher, basierend auf Tagesbedarf (Betriebstemperatur T=180°C)

	Symbol	Unit	SD RGB+PET 24h	SD RGB+PET 12h	SD RGB 24h	SD RGB 12h	Brew Small 24h	Brew Small 12h	Brew Large 24h	Brew Large 12h
Corr. Overall gross area	A_col	m ²	2,017	2,075	2,782	2,860	11,042	11,350	71,484	73,599
Space area required	A_sp	m ²	5,668	5,831	7,817	8,037	31,029	31,893	200,871	206,814
Number of collectors	n	-	334	344	461	474	1,828	1,879	11,835	12,185
Useful solar energy	Q_sol	MWh/a	1,793	1,845	2,473	2,543	9,817	10,090	63,550	65,430
Storage volume	V_st	m ³	101	104	139	143	552	567	3,574	3,680
Max Solar fraction	Sfn	-	59%	60%	55%	57%	55%	57%	59%	60%

(PTC; T = 180°C; Cape Town; $f_{col,d} = 5.8 \frac{kWh}{m^2 d}$; $q_{ACO} = 1.27 \frac{MWh}{m^2 a}$; $f_{ACO} = 0.7$; $f_{NA} = 1$; $f_{space} = 2.81$)

3.2. Simulationsmodell ohne Speicher

Das erste Modell stellt den Fall der indirekten Dampferzeugung dar und besteht aus einem Solarwärmekreislauf, der über einen Wärmetauscher mit einem Transferkreislauf gekoppelt ist. Die Integration erfolgt parallel zum Heizkessel, sodass solare Wärme nur genutzt werden kann, wenn die Bedarfstemperatur erreicht wird. Die maximal zulässigen Kollektortemperaturen sind mit 200 °C festgelegt. Oberhalb dieser Temperatur werden die Pumpen deaktiviert. Beide Pumpen arbeiten im Match-Flow-Modus und stellen den Volumenstrom innerhalb bestimmter Grenzen ein, um die gewünschten Temperaturen zu erreichen. Da die Zweiphasigkeit (Verdampfung) mit Polysun nicht modelliert werden kann, wird mit einem einphasigen Fluid unter Berücksichtigung der Energiebilanzen und Solltemperaturen gerechnet. Der Einlass auf der rechten Seite von Abbildung 8 repräsentiert den Speisewasserzulauf bzw. den kondensierten Rücklauf aus dem Prozess, der mit einer Temperatur von konstant 100°C berücksichtigt wird.

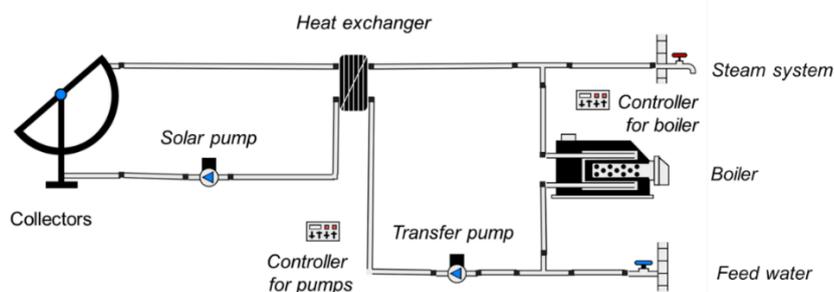


Abbildung 8. Systemmodell in Polysun ohne Speicher

In der ersten Simulationsreihe wird der spezifische Solarertrag für Kapstadt und Johannesburg für verschiedene Kollektorfeldgrößen und eine Betriebstemperatur von 160°C berechnet (Abbildung 9 links). Der Deckungsgrad steigt bis zu einer Größe von ca. 1000m² nahezu linear an. In diesem Bereich sind spezifischen Solarerträge nahezu unabhängig von der Feldgröße. Erst bei noch größeren Feldern kommt es zu einem Sättigungseffekt, da die solare Wärme im Überschuss vorliegt und nicht vollständig genutzt werden kann.

Die in Kapstadt erzielten 1066 kWh/m² sind um 16,6 % höher als der Vergleichsertrag in Johannesburg von 914 kWh/m² für einen 12-stündigen Betrieb in der Nebensaison. Der 24-Stunden-Betrieb mit weniger Arbeitstagen in der Nebensaison führt zu geringeren Erträgen von 987 kWh/m² (7,4 % weniger) für Kapstadt und 815 kWh/m² (10,8 % weniger) für Johannesburg. Wie erwartet lassen sich in Kapstadt aufgrund der günstigeren Übereinstimmung von Bedarfs- und Einstrahlungsprofil höhere solare Deckungsanteile erreichen.

Betrachtet man unterschiedliche Betriebstemperaturen für die gleiche Anwendung und bei gleichen Energiemengen, so zeigt sich, dass man durch niedrigere Temperaturen den Deckungsgrad bei gleicher Kollektorfläche erhöhen kann (Abbildung 9 rechts). Daraus erfolgen auch geringere Wärmegestehungskosten. Daher sollte die Erforderlichkeit einer überhöhten Betriebstemperatur immer vorab geprüft werden. Für die Betriebstemperatur T=180°C ergibt sich in etwa der gleiche maximale solare Deckungsgrad (ca. 26%) wie bei der Vorauslegung in Tabelle 3.

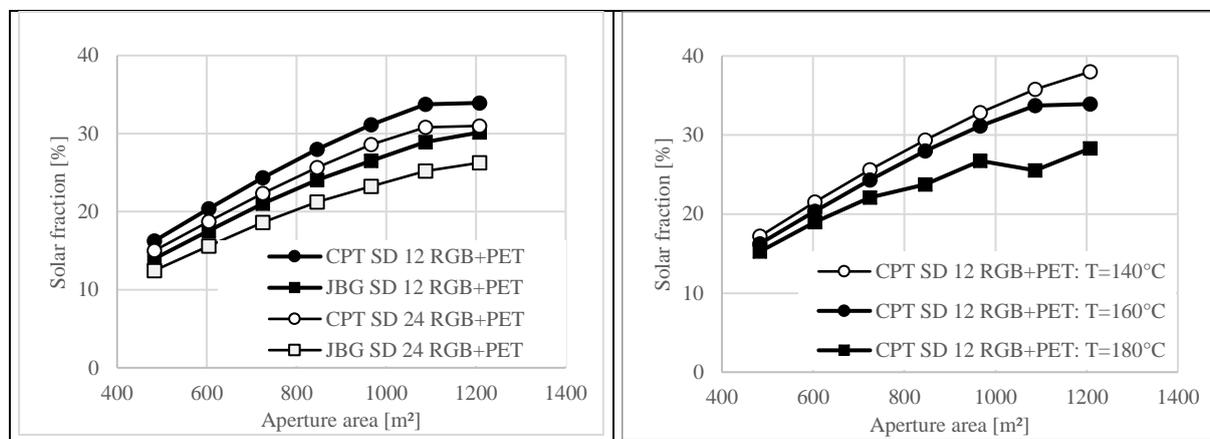


Abbildung 9. Solarer Deckungsanteil als Funktion der Aperturfläche bei T_{max}= 200°C, Polysun.

Links: Betriebstemperatur 160°C für zwei Standorte (CPT und JBG) und zwei unterschiedliche Lastprofile
Rechts: Variation der Lasttemperatur für CPT, mit Lastprofil „12h-Schichten, RGB und PET“

3.3. Simulationsmodell mit Speicher

Das zweite Modell, dargestellt in Abbildung 10, besteht aus zwei Kreisen mit einem Speicher im Transferkreis. Der Kollektorkreis ist wiederum ein geschlossener Kreislauf, der z.B. mit Thermalöl oder Druckwasser betrieben werden kann. Die Wärme wird über einen Wärmetauscher auf den Wärmespeicher übertragen. Der Heizkessel ist hier hinter den Speicher geschaltet, sodass der Kessel bei Bedarf nachheizen kann. Bei Bedarf passt das Mischventil die Temperatur an, indem es heiße und kalte Ströme mischt. Der Vorteil dieser Konfiguration besteht darin, dass Solarwärme verwendet werden kann, wenn sie unterhalb der Betriebsanforderungstemperatur liegt. Überschüssige Wärme während der Spitzeneinstrahlung wird gespeichert und verwendet, um den abendlichen Wärmebedarf zu decken. Die Pumpen arbeiten mit einem konstanten flächenspezifischen Förderstrom von $125 \frac{l}{h \cdot m^2}$. Auch hier wurde für den Kollektor eine maximale Betriebstemperatur von 200°C eingestellt.

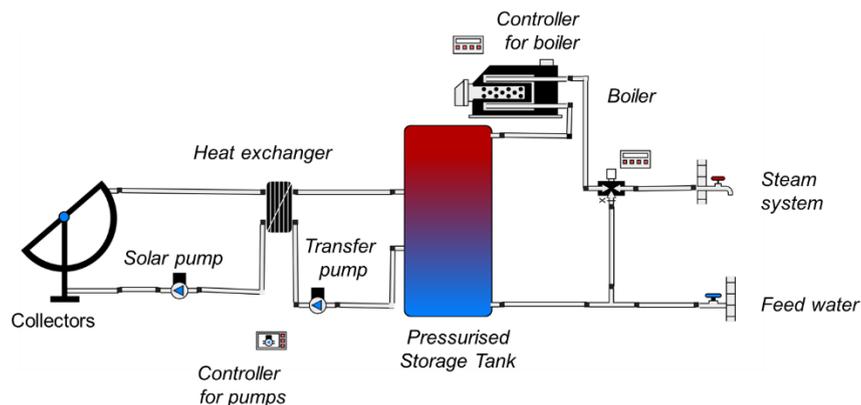


Abbildung 10: Systemmodell in Polysun mit Speicher

Die Vernachlässigung der Zweiphasigkeit im Modell führt in der Simulation zu einem günstigeren bzw. niedrigeren Temperaturniveau im Vorlauf zum Wärmeübertrager und damit auch im Kollektorkreis. Die Temperaturschichtung im Speicher ist im einphasigen Modell sicherlich deutlich ausgeprägter als in der zweiphasigen Realität. Um den Einfluss der Temperaturschichtung zu verringern, wurde daher der Austritt zum Wärmetauschervorlauf gegenüber der Feedwasserzulauf erhöht, sodass sich eine höhere Wärmeübertrager-Vorlauftemperatur einstellt. Der Wärmeverlust des Speichers ist bei Verwendung einer 120-mm-PU-Isolierung sehr gering.

Der Solarertrag inklusive Speicher entspricht zumindest für vergleichbare Kollektorfelder von 1000 m² den Ergebnissen des ersten Modells (ohne Speicher). Mit größeren Kollektorfeldern, die durch Wärmespeicherung ermöglicht werden, können jedoch höhere solare Deckungsgrade erreicht werden. Die in Abbildung 11 dargestellten Kurven des Deckungsgrades in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen geben einen guten Einblick in die optimale Speicherkapazität für eine gegebene Kollektorfeldgröße. Der schattierte Bereich hebt den optimalen Solaranteil und die optimale Speichergröße hervor, um Wärmekosten von weniger als 0,05 US-Dollar/kWh mit Deckungsgrad von 70 % zu erzielen (bei 2114 m² und einem spezifischen Speichervolumen von 70 l/m²).

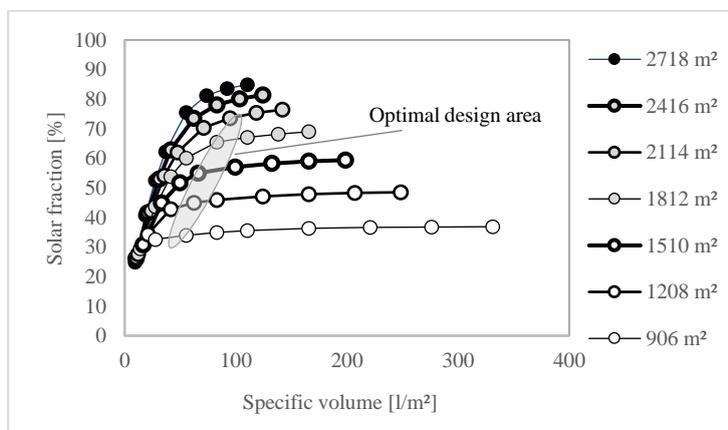


Abbildung 11: Solarertrag in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen pro Kollektorfläche, CPT, SD, RGB+PET, 12h Betriebsregime - Betriebstemperatur 160°C bei maximaler Kolleortemperatur von 200°C, Polysun

3.4. Wirtschaftlichkeit

Für die ökonomische Betrachtung werden Daten für drei Fälle definiert: Industrieländer, Realdaten (Real terms) und Südafrika. Mit den letzten beiden sollen die Auswirkungen einer Nullinflation und einer ungünstigen Wirtschaftslage untersucht werden. Die in Tabelle 5 dargestellten Eingabedaten spiegeln die Kosten größerer solarthermischer Anlagen im Jahr 2020 und die wirtschaftliche Realität der entwickelten Märkte wieder.

Tabelle 5. Daten für die ökonomische Berechnung

		Developed markets	Real terms	South Africa
Gross Collector area	m ²	6.04		
Specific collector price (for reference size)	\$/m ²	395		
Reference size	m ²	2000		
Economy of scale exponent		0.85		
Storage	\$/m ³	2000		
Average system life	years	20		
Rate of return		7.5%	5.6%	13.1%
OPEX	% of Capex	2.0%		
Inflation		2.1%	0%	4.7%
JAZ – thermal energy per electric unit	kWh/kWh _{el}	50		
Electricity	\$/kWh	0.083		
Electricity price increase rate	Above inflation	10%	8%	13%

Kollektorkosten und südafrikanische Daten aus Fraunhofer Solar Payback Online-Rechner für Südafrika [10] mit um 30 % hochgerechneten Speicherkosten für Druckspeicher; 2010-2020 Zinssätze für entwickelte Märkte von der United States Reserve Bank of St. Louis mit Rendite für große Getränkeunternehmen [21,22]; Real terms schließen den Inflationseffekt aus.

Die geschätzten nivellierten Wärmegestehungskosten (LCOH) von 0,043 bis 0,056 US-Dollar/kWh, dargestellt in Abbildung 12, gelten für große solarthermische Systeme, wie sie von IRENA-Solar Payback [18] behandelt werden. Angesichts des realisierten höheren solaren Deckungsgrades hat Kapstadt die niedrigsten nivellierten Wärmegestehungskosten für Verbrauchsprofile in 12-Stunden-Schichten.

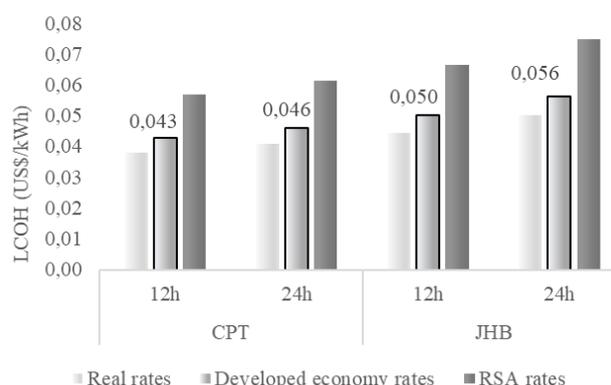


Abbildung 12. Geschätzte Wärmegestehungskosten für große Erfrischungsgetränkeanlagen mit Direktdampf im Betrieb bei 160°C mit Tmax=200°C im Solarkreis, Polysun

Bei der Einbeziehung eines Wärmespeichers konnten in mehreren Iterationen optimale Konfigurationen für die niedrigsten Wärmegestehungskosten ermittelt werden. Die in Abbildung 13 dargestellte LCOH-Kurve als Funktion des Solaranteils zeigt einen optimalen Punkt bei einem Deckungsgrad von 43 % und LCOH von 0,0460 US-Dollar/kWh für ein 1208 m² großes Solarfeld mit 40 l/m² Speicher für einen 12-Stunden-Betrieb in Kapstadt. Bei gleichen Betriebsbedingungen würde ein 906 m² großes Solarfeld mit 20 l/m² Speicher einen Deckungsgrad von 33 % bei den niedrigsten LCOH von 0,0457 US\$/kWh liefern. In ähnlicher Weise würde ein 1510 m² großes Kollektorfeld mit 50 l/m² Speicher einen Deckungsanteil von 52 % bei LCOH von 0,0469 US-Dollar/kWh haben.

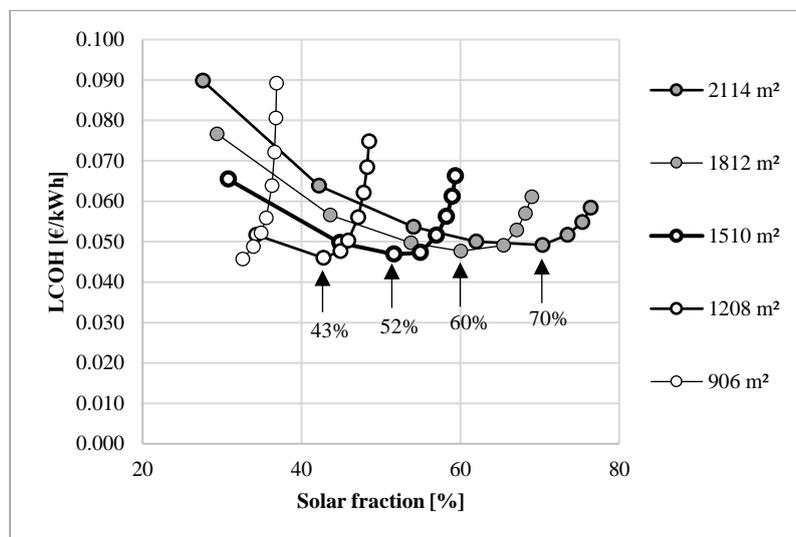


Abbildung 13. LCOH für verschiedene Kollektorfeldgrößen mit CPT, SD, RGB+PET, 12h Betriebsregime, Betriebstemperatur von 160°C bei Tmax=200°C im Solarkreis, Polysun

Die geringsten LCOH in diesem zweiten Modell mit Speicher betragen 0,046 US-Dollar/kWh, eine Erhöhung von 7 % gegenüber dem Simulationsergebnis von 0,043 US-Dollar/kWh ohne Wärmespeicher. Größere Solarfelder und Speicher führen zu größeren Erträgen, die allerdings die spezifischen Wärmegestehungskosten erhöhen. Um den Solaranteil von 35% auf 70 % zu verdoppeln, ergibt sich ein Aufschlag von weiteren 7 % bei den LCOH. Limitierung des solaren Deckungsgrades bei 50-60 %, wie in anderen Studien beobachtet [7], wurden hier nicht festgestellt, was möglicherweise auf die fehlende Zweiphasigkeit zurückzuführen ist. Deckungsgrad-Limitierungen wurden im Laufe dieser Arbeit lediglich bei zu gering dimensioniertem Wärmetauscher beobachtet.

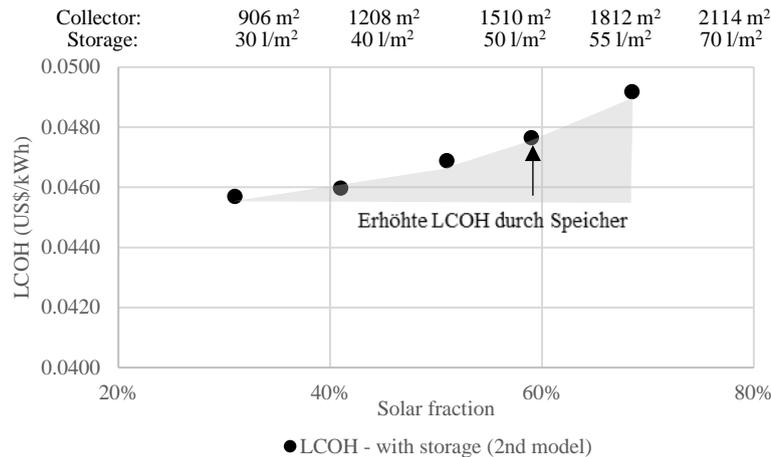


Abbildung 14. Optimale LCOH und solare Deckungsgrade aus Kollektorfeldauslegung für CPT, SD, RGB+PET, 12h Betriebsregime, Betriebstemperatur 160°C bei maximaler Flüssigkeitstemperatur des Solarkreises von 200°C, Polysun

4. Diskussion und Fazit

Durch die Einführung solarthermischer Technologien in der Industrie kann eine erhebliche Reduzierung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe erreicht werden. Der Getränkesektor Südafrikas mit seinen großen Produktionsanlagen und entsprechend großem Bedarf an Prozesswärme hängt hauptsächlich von Kohle, Gas und Schweröl ab. Südafrikanische Getränkefabriken verwenden typischerweise Dampf (160–180 °C bei 4–8 bar) als primäres Prozesswärme-Arbeitsmedium. Während Dampfkessel mit fossilen Brennstoffen voraussichtlich weiterhin die Norm sein werden, zeigt diese Studie, dass bis zur Hälfte des Verbrauchs fossiler Brennstoffe durch solarthermische Kollektoren wirtschaftlich ersetzt werden kann.

Typische Produktionsprofile für alkoholfreien Fertiggetränkeanlagen (Erfrischungsgetränke, Wasser, Säfte und Energiegetränke) und Brauereien sind in Südafrika saisonabhängig, wobei das Einstrahlungsprofil des Western Capes gut mit dem höheren Wärmebedarf im Sommer übereinstimmt. Mehrere solarthermische Kollektoren wurden analysiert, um die am besten geeignete Technologie zur Deckung des Prozesswärmebedarfs zu ermitteln. Die Solarerträge für Parabolrinnenkollektoren waren für Kapstadt mit 1270 kWh/m² und Johannesburg mit 1166 kWh/m² vergleichsweise hoch und gleichzeitig relativ kostengünstig.

Eine einfache Auslegungsmethode wurde verwendet, um die Größe der Kollektorfelder (zunächst ohne Energiespeicherung) abzuschätzen, wobei sich potenzielle solaren Deckungsanteile von 22–24 % für typische Erfrischungsgetränkeanlagen und Brauereien bei Betriebstemperaturen von 180°C abschätzen ließen. Diese Auslegungsmethode stellt eine Adaption der in der Richtlinie VDI3988 beschriebenen Methode dar, sie ist unkompliziert, erfordert keine Simulationssoftware und kann leicht auf andere Fälle übertragen werden, um die LCOH für jedes gegebene Energiebedarfsprofil und die Leistungsparameter von verschiedenen Kollektoren abzuschätzen. Mit der quasi-dynamischen Simulation in Polysun konnte auch die Machbarkeit noch größerer Solaranlagen ohne Speicher nachgewiesen werden, z.B.

mit einem höheren Solaranteil von bis zu 34 % und den niedrigsten LCOH von 0,043 US-Dollar/kWh für ein typisches Bedarfsprofil einer großen Erfrischungsgetränkeanlage in Kapstadt für Einweg-PET- und Mehrweg-Glasflaschen bei einer Betriebstemperatur von 160°C. Diese Ergebnisse basieren auf den Kapitalkosten für 2020 und Inflationsraten und Zinsen für Industrieländer. Real läge der LCOH in der Größenordnung von 0,038 US\$/kWh. Die Verwendung höherer lokaler Inflationsraten und Zinssätze würde die Wärmekosten von PTC ohne Speicherung auf 0,057 US-Dollar/kWh erhöhen.

Soll der Deckungsgrad erhöht werden, ist der Einsatz von Wärmespeichern erforderlich. Die spezifischen solaren Wärmegestehungskosten steigen zwischen 8–15 %, um den Deckungsgrad auf 60–70 % zu erhöhen. Dieses Ergebnis ist jedoch noch kritisch zu bewerten, da in Polysun nur mit einphasigen Medien gerechnet werden kann, mit Auswirkungen auf die Funktion des Speichers, wodurch die Effizienz bzw. der Solarertrag gegenüber der Realität überschätzt wird. Publierte Untersuchungen mit ähnlicher Zielrichtung stellen einen steilen Anstieg der LCOH bei Deckungsgraden oberhalb von 40-50 % [7]. Weitere Arbeiten zum Speicherdesign und zur Prozessintegration sind erforderlich, um die Realisierbarkeit von Solaranteilen über 50 % zu bestätigen.

In der zweiten Hälfte des Jahres 2022 beliefen sich die gelieferten Kohlepreise von 400-450 US-Dollar/Tonne nach Kapstadt auf Wärmekosten von 0,06-0,08 US-Dollar/kWh (unter der Annahme einer Kesseleffizienz von 70-80 %), was den Kosten entspricht von Wärme aus Gas, Schweröl und Diesel [2], höher als die in dieser Untersuchung ermittelten Kostenschätzungen für solarthermische Prozesswärme. Daher besteht ein überzeugender Business Case für die Weiterentwicklung von Solarthermieprojekten in Südafrika. Die Beibehaltung der bestehenden Dampfkesselinfrasturktur minimiert Betriebsrisiken, was die Umsetzbarkeit durch die Industrie weiter erleichtern dürfte; Es werden jedoch neue Kompetenzen benötigt, und das Angebot kosteneffizienter lokaler Dienstleister wird in den kommenden Jahren entscheidend sein, damit größere solarthermische Systeme Wirklichkeit werden.

Die Studie ermöglicht die Herausstellung von Kostenvorteilen solarthermischer Technologien für die Prozesswärmeanwendung mit Niederdruckdampf, auch wenn sie zunächst auf generischen, wenn auch repräsentativen Energiebedarfsprofilen für Getränkeabfüllanlagen basiert. Für konkrete Anwendungsfälle müssen spezifische Anlagenanforderungen bei der Gestaltung und Auswahl optimaler Lösungen berücksichtigt werden. Der solare Deckungsgrad und die LCOH hängen außerdem von der tatsächlich erforderlichen Betriebstemperatur ab. Kosten- und Effizienzpotenziale bestehen bei der Reduktion des Druck-/Temperaturniveaus des Dampfnetzes sowie die mögliche Substitution des Dampfnetzes durch ein Wärmeträgerölsystem.

Quellen

- [1] Weiss W, Spörk-Dür M. Solar heat world - Global market development and trends 2021. 2022.
- [2] SolarPayback. Solar heat for industry - South Africa. 2019.
- [3] Statistics South Africa. Statistical release P3041.2 - Manufacturing: production and sales 2021. <https://www.statssa.gov.za/publications/P30412> (accessed October 20, 2022).
- [4] Schmitt B. et al., SolFood, Leitfaden zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Ernährungsindustrie, Universität Kassel, 2015
- [5] Ktistis PK, Agathokleous RA, Kalogirou SA. Experimental performance of a parabolic trough collector system for an industrial process heat application. *Energy* 2021;215:119288. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119288>.
- [6] Holler S, Winkelmann A, Pelda J, Salaymeh A. Feasibility study on solar thermal process heat in the beverage industry. *Energy* 2021;233. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121153>.
- [7] Saini P, Ghasemi M, Arpagaus C, Bless F, Bertsch S, Zhang X. Techno-economic comparative analysis of solar thermal collectors and high-temperature heat pumps for industrial steam generation. *Energy Convers Manag* 2023;277. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116623>.
- [8] European Solar Thermal Industry Federation. ScenoCalc tool v 6.1 2019.
- [9] Verein Deutscher Ingenieure. VDI 3988 - Solar thermal process heat. 2020.
- [10] Fraunhofer. Solar Payback online calculator 2019. <https://iki.ise.fraunhofer.de> (accessed October 21, 2022).
- [11] Brewers Association. Energy usage, GHG reduction, efficiency and load management manual. 2014.
- [12] Distell Limited. Distell Sustainability Report. 2021.
- [13] ABInbev. Environment, social and governance report. 2021.
- [14] European Standards. ISO 9806:2017 - Solar energy - Solar thermal collectors - Test methods. 2017.
- [15] IndexMundi. Commodities 2022. <https://www.indexmundi.com/commodities/> (accessed August 29, 2022).
- [16] South African petroleum industry association. Old fuel prices 2022. <https://www.sapia.org.za/old-fuel-prices/> (accessed August 30, 2022).
- [17] Eskom. Tariff history 2021. <https://www.eskom.co.za/distribution/tariffs-and-charges/tariff-history/> (accessed September 16, 2022).

- [18] Epp B, Oropeza M, Taylor M. Cost trends of solar energy for heat in industry. 2021.
- [19] SPF Test Report No. C1730ISO. Absolicon Solar Collector model: T160. 2019.
- [20] Verein Deutscher Ingenieure. VDI 6002 - Solar heating for potable water - Basic principles - System technology and application in residential buildings. 2014.
- [21] Federal Reserve Bank of St Louis. Economic Data. n.d.
- [22] ABInBev. ABInBev Annual Report 2019 2019.

Symbole

$\eta_{0,hem}$	Collector efficiency based on hemispherical irradiance	-
$\eta_{0,b}$	Peak collector efficiency based on beam irradiance	-
a_1	Linear heat loss coefficient	W/(m ² K)
a_2	Quadratic heat loss coefficient	W/(m ² K ²)
G_{hem}	Hemispherical global solar radiation	W/m ²
K_d	Incidence angle modifier for diffuse solar radiation	-
$K_{\theta b}$	Incidence angle correction factor of direct radiation	-
Q_{dem}	Heat demand	kWh
q_{sol}	Area-specific annual solar yield	kWh/m ²
Q_{sol}	Annual solar yield	kWh/a
Q_{ACO}	Annual collector output	kWh/a
r	Ambrosetti parameter	-
SFn	Solar fraction	-
T_m	Mean temperature of the heat transfer fluid	°C
T_a	Ambient air temperature	°C
θ	Radiation angle	-

Abkürzungen:

CPC	Compound Parabolic Concentrator, Vakuumröhrenkollektor
CSP	Concentrated Solar Power
CPT	Cape Town / Kapstadt
FPC	Flachkollektor (hier: Vakuumflachkollektor)
IAM	Incidence angle modifier
JBG	Johannesburg
LCOH	Levelised Cost of Heat (spezifische Wärmegestehungskosten)
LFC	Linearer Fresnel Kollektor
PTC	Parabolrinnenkollektor
RGB	Recyclable glass bottles
SD	Soft drinks
SHIP	Solar Heat for Industrial Processes