



SOLARTHERMISCHE ABWÄRMENUTZUNG

AUFWERTUNG VON ABWÄRME MITTELS SOLARTHERMIE ZUR ERZEUGUNG HOCHWERTIGER PROZESSENERGIE

Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

Reto Müller, BMG Engineering AG

Ifangstr. 11, 8952 Schlieren, reto.mueller@bmgeng.ch, www.bmgeng.ch

Andreas Luzzi & Heinz Marty, SPF Institut für Solartechnik

HSR Hochschule für Technik Rapperswil, Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil,
info@solarenergy.ch, www.solarenergy.ch

Für Fragen und Kontakte

Vladimir Mange, Novartis Consumer Health SA

CP 1279, 1260 Nyon, vladimir.mange@novartis.com; www.novartis.com

Impressum

Datum: 15. Dezember 2008

Im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Brennstoffzellen inkl. Wasserstoff

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Hr. Pierre Renaud, Planair, 2314 La Sagne, pierre.renaud@planair.ch

Projektnummer: 102351

Bezugsort der Publikation: www.energieforschung.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Resumé	3
Abstract	3
1 Ausgangslage	5
2 Ziel der Arbeit	5
3 Ergebnisse	5
3.1 Verfahrens-Schemata	5
3.2 Betriebsweise	7
3.3 Wärmequellen und –senken.....	8
3.4 Solaranlage	9
3.5 Beurteilung der Varianten.....	11
3.6 Modellierung	12
4 Diskussion	16
4.1 Wirtschaftlichkeit	16
4.2 Bewertung der Optionen	17
5 Schlussfolgerungen	18
5.1 Projektspezifische Ergebnisse	18
5.2 Allgemeine Ergebnisse.....	19
5.3 Veröffentlichungen	19
6 Symbolverzeichnis.....	19
7 Anhang.....	20

Zusammenfassung

Novartis Consumer Health S.A. führte mit BMG Engineering AG im Jahr 2006/2007 am Standort Nyon, VD, eine Studie zur Reduktion des Prozessenergiebedarfs in einem Produktionsgebäude durch, in dem im Batchbetrieb ein Wirkstoff produziert wird. Nebst verschiedenen Einsparmassnahmen wurden auch Möglichkeiten zur Wärmerückgewinnung identifiziert. Die relativ tiefen Temperaturen der vorhandenen Abwärmeströme erschwerten jedoch eine effiziente Nutzung im Prozess selbst. Dies stellt generell ein häufig beobachtetes Problem der Abwärmenutzung in Industrieprozessen dar.

Aufgrund des sonnigen Standortes in Nyon entstand das Konzept, das Temperaturniveau dieser Abwärme solarthermisch so weit zu heben, bis eine sinnvolle Verwendung als Prozesswärme möglich ist. Ziel dieser Untersuchung ist die technische und ökonomische Bewertung einer solchen Anlage auch im Hinblick auf die Übertragbarkeit auf andere Standorte.

Mittels Prozess-Simulation wurde durch BMG Engineering AG die zeitliche Verfügbarkeit der Abwärme aus einem Batchprozess sowie der Leistungsbedarf eines anderen, zu betreibenden Batchprozesses sowie der Gebäudebeheizung modelliert. Für verschiedene Felder von konzentrierenden Solarkollektoren (unterschiedliche Ausrichtungen und Kollektorflächen) wurden durch das SPF Institut für Solartechnik der Hochschule für Technik Rapperswil HSR die erzielbaren thermischen Leistungen im Tages- und Jahrgang für den Standort Nyon VD modelliert. Diese Ergebnisse wurden als Eingangsgrössen mit der Prozesssimulation gekoppelt.

Die Effizienz des Systems wurde sowohl für die Einzelsysteme Solaranlage und Abwärmenutzung, wie auch für das Gesamtsystem für drei verschiedene Konfigurationen analysiert. Schliesslich wurde die Wirtschaftlichkeit der Anlage bewertet (NPV), was für Novartis Consumer Health S.A. als Grundlage für einen Investitionsentscheid dient.

Resumé

En 2006/2007, Novartis Consumer Health S.A. a réalisé en collaboration avec BMG Engineering AG, une étude sur la réduction des besoins énergétiques de ses procédés sur le site de production de Nyon (VD), où une substance active est produite par un procédé en batch. Parallèlement à plusieurs mesures d'économie, l'opportunité d'utiliser la chaleur résiduelle a été identifiée. Les températures relativement basses des flux de chaleur compliquent cependant l'utilisation efficace du procédé en tant que tel. Cela reflète un problème souvent observé avec l'utilisation de la chaleur résiduelle dans les procédés industriels.

Etant donné le fort ensoleillement de Nyon, le concept d'une augmentation de la température de la chaleur résiduelle du procédé grâce à une installation solaire-thermique est né, rendant ainsi possible l'utilisation de cette chaleur résiduelle. Le but de cette étude est l'évaluation sur les plans techniques et économiques d'une telle installation, dans l'optique d'un possible transfert dans d'autres sites.

Grâce à une simulation du procédé, BMG Engineering AG a modélisé la disponibilité temporelle de l'énergie résiduelle d'un procédé en batch, des besoins énergétiques d'un autre batch ainsi que du chauffage du bâtiment. L'Institut SPF pour l'énergie solaire de la Haute Ecole Technique de Rapperswil a modélisé la puissance thermique journalière et annuelle atteignable pour le site de Nyon et pour différentes surfaces de capteurs solaires à concentration (variant dans leur alignement et la surface des collecteurs). Ces résultats ont ensuite été utilisés pour la simulation du procédé.

L'efficacité du système a été analysée individuellement pour le capteur solaire et le système de récupération de la chaleur résiduelle ainsi que pour le système complet dans trois configurations différentes. Finalement, une nouvelle évaluation de la rentabilité de l'installation a été faite (NPV), qui servira une base à Novartis Consumer Health S.A. pour décider de l'opportunité d'investir.

Abstract

In 2006/2007 with support of BMG Engineering AG Novartis Consumer Health S.A. has carried out a study concerning the reduction of process energy demand in a production site in Nyon (VD) where an agent is produced in batch operation. Along with different economization measures, possibilities for waste heat recovery have been identified. The relatively low temperatures of the existing waste heat

flows have, however, complicated an efficient use within the process itself. This reflects a generally often observed problem with waste heat use in industrial processes.

Due to the sunny location in Nyon the concept to solar-thermally increase the temperature level of this waste heat evolved. The goal was to reach a reasonable temperature level of the waste heat in order to use it as process heat. Objective of this analysis was the technical and economical assessment of such an installation, also with regard to transferability to other sites.

By means of process simulation BMG Engineering AG has modelled the timely availability of the waste heat from a batch process and the energy requirement of another to be operated batch process as well as the heating of the building. For different sizes of concentrating solar collectors fields (varied alignments and collector surface area) the SPF Institute for Solar Technology of the Rapperswil technical college HSR has modelled the achievable thermal performance for the location Nyon VD in daily and yearly cycles. These results have been linked as input parameter with the process simulation.

The efficiency of the system has been analyzed for the individual solar collector and waste heat recovery system as well as for the complete system in three different configurations. Furthermore, the profitability of the system has been reviewed (NPV, IRR) which constitutes the basis for an investment decision by Novartis Consumer Health S.A.

1 Ausgangslage

BMG Engineering AG führte für Novartis Consumer Health S.A. im Jahr 2006/2007 am Standort Nyon eine Studie zur Reduktion des Prozessenergiebedarfs in einem Produktionsgebäude durch, in dem im Batchbetrieb produziert wird. Nebst verschiedenen Energie-Einspar-Massnahmen wurden auch Möglichkeiten zur Wärmerückgewinnung aufgezeigt. Die relativ tiefen Temperaturen der vorhandenen Abwärmeströme erschwerten jedoch eine effiziente Nutzung im Prozess selbst. Aufgrund des sonnigen Standortes in Nyon entstand das Konzept, das Temperaturniveau dieser Abwärme solarthermisch zu heben, bis eine sinnvolle Verwendung als Prozesswärme möglich ist ($T \sim 200^\circ\text{C}$). Dieses Konzept ermöglicht interessante und vielerorts anwendbare Ansätze für den Einsatz von Solarthermie in industriellen Prozessen. Die Beurteilung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit ist die Kernaufgabe dieser Konzeptstudie.

2 Ziel der Arbeit

Die Konzeptstudie umfasste die Ist-Analyse der bestehenden Anlagen, die konzeptionelle verfahrenstechnische Dimensionierung der Anlagenteile (solarthermisch und konventionell) sowie eine Kostenschätzung. Bei der Ist-Analyse der bestehenden Anlagen von Novartis standen die Aufnahme von Abwärmemenge, Wärmebedarf, Gleichzeitigkeiten und Abhängigkeiten im Vordergrund. Diese Informationen wurden aus Verbrauchsdaten erstellt bzw. wo nötig durch Messungen erhoben. Ein relevanter Teil dieser Daten war BMG bereits bekannt. Auf Basis der Ist-Analyse wurden die konzeptionelle Auslegung (basic engineering) der nicht-solaren Einzelkomponenten durch BMG Engineering AG vorgenommen. Das Institut für Solartechnik SPF übernahm die Konzeptionierung der Solarthermieanlage. Zusammen mit dem SPF koordinierte BMG die Systemintegration beider konzeptionellen Konzepte in die bestehende Anlage. Durch BMG wurde eine Kostenberechnung zur geplanten Anlage (Investitions- und Betriebskosten) durchgeführt, inklusive Wirtschaftlichkeits- und grober Sensitivitätsanalyse. Die Kostenschätzung beläuft sich in dieser Phase auf $\pm 30\%$.

Folgende Fragestellungen sollten beantwortet werden:

- Wie müssen die einzelnen Anlagenkomponenten dimensioniert werden?
- Wie viel Energie kann dieses System in den Prozess bzw. am Standort einspeisen (inkl. Auswirkungen auf CO_2 -Emissionen)?
- Wie hoch sind die zu erwartenden Investitions- und Betriebskosten?
- Sensitivitätsanalyse: welche Schlüsselparameter beeinflussen die Rentabilität einer solchen Anlage?

Diese Ergebnisse sollten für Novartis Consumer Health SA, Nyon, als Entscheidungsgrundlage dienen, ob und unter welchen Rahmenbedingungen die Realisierung der Anlage durchgeführt werden soll.

3 Ergebnisse

3.1 VERFAHRENS-SCHEMATA

Ein wichtiger Lieferant von grossen Mengen an Abwärme in Nyon ist ein Batch-Destillationsprozess bei ca. 80°C , bei dem die anfallende Kondensationswärme im Kondensator genutzt werden könnte, indem damit ein Wärmeträgermedium erhitzt und in Puffertanks zwischengespeichert wird. Jedoch ist dieses Temperaturniveau von bis zu 75°C verhältnismässig gering um für Prozesswärme eingesetzt zu werden. Durch eine solarthermische Konzentratoranlage (z.B. Parabolrinnenkollektoren oder lineare Fresnel-Kollektoren) kann das Temperaturniveau dieser Abwärme soweit angehoben werden, bis eine sinnvolle Verwendung als Prozesswärme im Werk Nyon möglich ist (z.B. Temperaturen um $\sim 200^\circ\text{C}$). Es zeigte sich, dass der im gleichen Produktionsgebäude stattfindende Trocknungsprozess (Sprühtrockner) ein idealer Empfänger für diese Prozesswärme ist. Die Zuluft dieses Trockners wird von Umgebungstemperatur bis auf 215°C erwärmt. Die dazu benötigte Wärmeleistung kann, je nach Anlagendimensionierung und Witterung, durch die solarthermisch aufgewertete Abwärme zugeführt werden. Bei Schlechtwetter und/oder ungenügender Solarstrahlung kann die Restwärme, wie bisher,

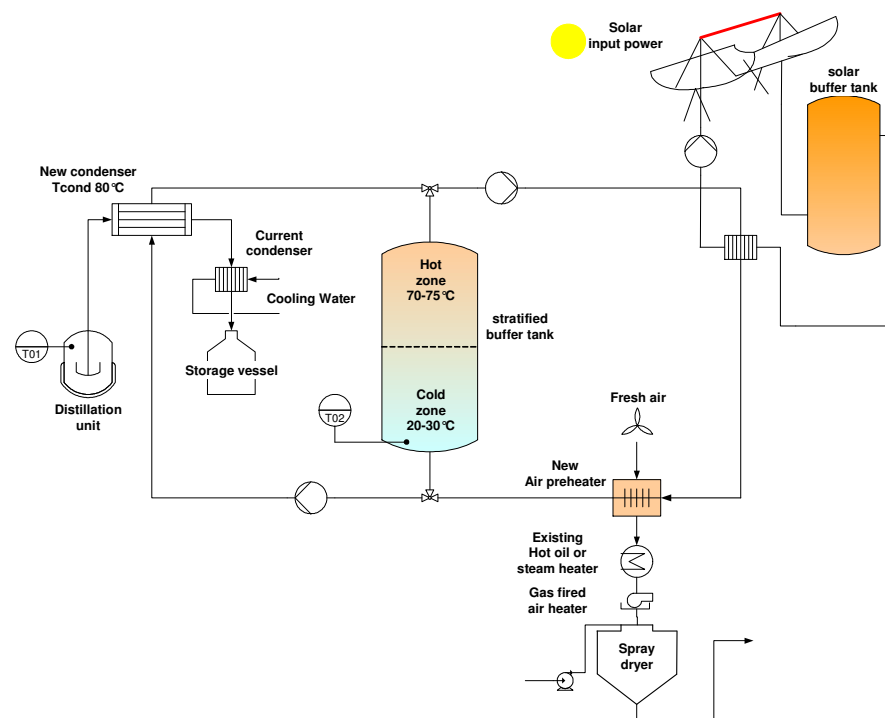
fossil ergänzt werden (heute: erdgas-beheiztes Wärmeträgersystem mit hohen inhärenten Systemverlusten, $T \sim 300^\circ\text{C}$; neu: zusätzlicher erdgas-beheizter Luftherhitzer). Im Gegenstrom-Wärmetauscher soll dabei die Luft von ca. 15°C auf 215°C erwärmt werden, das Wärmeträgermedium kühlt sich dabei wieder auf ca. $30\text{-}40^\circ\text{C}$ ab. Das kühle Medium kann nun wieder in der Destillationsanlage zur Kondensation der Brüden verwendet werden. Zur Sicherstellung der Kondensationsleistung kann die Vorlauftemperatur in den Kondensator mit Kühlwasser eingestellt werden. Dies stellt eine Redundanz-Massnahme dar, falls nicht genügend Leistung bezogen werden kann (z.B. Störung am Trockner).

Im betrachteten Gebäude verläuft die Produktion nur tagsüber sowie an Werktagen. Dies erzeugt den Vorteil, dass ein a priori hoher solarer Deckungsgrad möglich ist (kein Nachtbetrieb). Auf der anderen Seite kann die am Wochenende verfügbare Solarwärme nicht im Prozess genutzt werden. Deshalb ist es vorgesehen, für diese Zeit (und auch für Wochentage, an denen der Trockner nicht in Betrieb ist) die solar zur Verfügung stehende Energie direkt in das zentrale Wärmeträgersystem des Gesamtstandortes einzuspeisen (überhitztes Druckwasser, $6\text{ bar} / 150^\circ\text{C}\text{-}160^\circ\text{C}$).

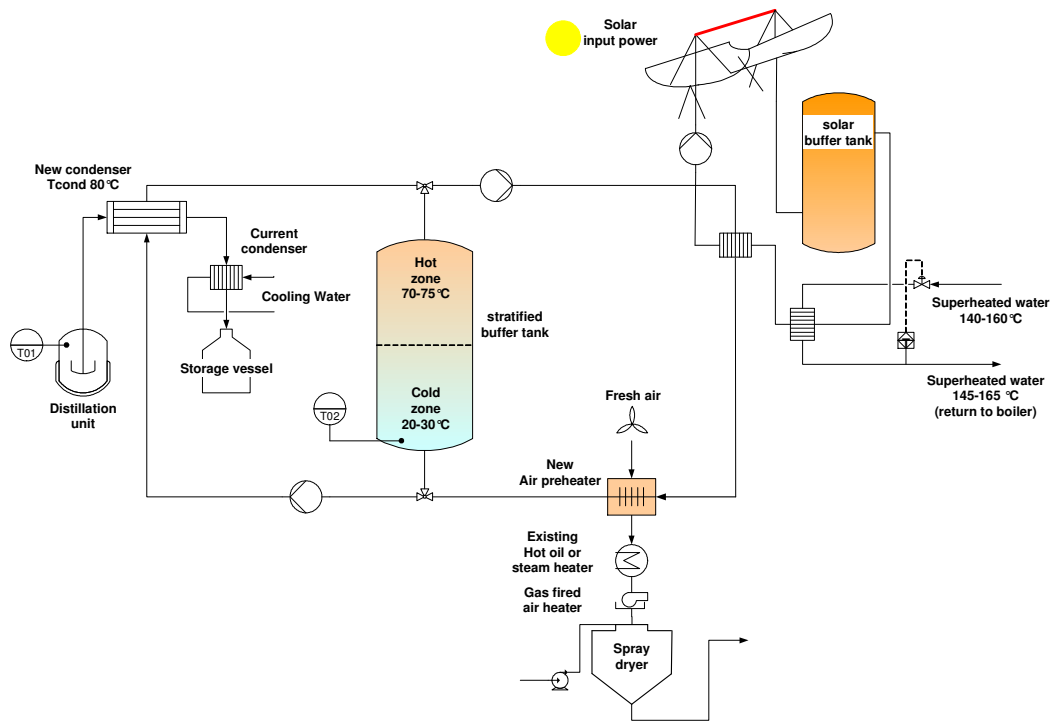
Somit ergeben sich drei grundsätzlich unterschiedliche Szenarien, wie eine Solaranlage in den Betrieb integriert werden kann:

- **Szenario A:** Solare Prozesswärme und Abwärmenutzung begrenzt auf Produktionsbetrieb
- **Szenario B:** Solare Prozesswärme und Abwärmenutzung in Kombination mit Einspeisung ins Wärmeträgersystem
- **Szenario C:** Solare Prozesswärme ohne Abwärmenutzung nur zur Einspeisung ins Wärmeträgersystem

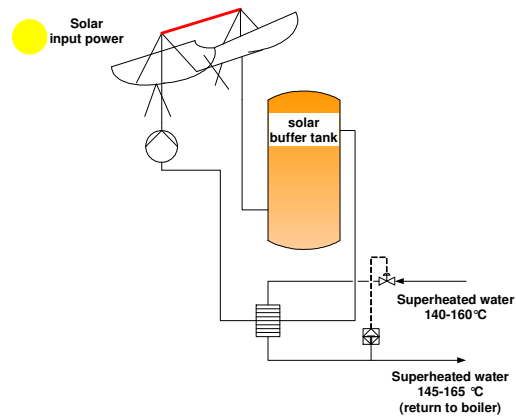
Die verfahrenstechnische Darstellung der drei Szenarien ist in Figur 1-3 gezeigt.



Figur 1: Prozess-Schema für Szenario A: Wärmerückgewinnung an der Destillation, Speicherung im Tank, Erhitzung in Solaranlage mit eigenem (kleinen) Pufferspeicher und Beheizung des Sprühtrockners (Luftherhitzer, 215°C).



Figur 2: Prozess-Schema für Szenario B: Wärmerückgewinnung an der Destillation, Speicherung im Tank, Erhitzung in Solaranlage mit eigenem (kleinen) Pufferspeicher und Beheizung des Sprühtrockners (Lufterhitzer, 215 °C). Zusätzliche Möglichkeit der Einspeisung ins Wärmeträgernetz (Druckwasser 10 bar, 150 °C-160 °C).



Figur 3: Prozess-Schema für Szenario C: Ausschliesslich Einspeisung ins Wärmeträgernetz (Druckwasser 10 bar, 150 °C-160 °C) ohne Wärmerückgewinnung und Prozessanbindung.

3.2 BETRIEBSWEISE

Folgende 3 Funktionsweisen sind somit in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios denkbar:

A) Solare Einstrahlung + Prozessbedarf:

- Wärmerückgewinnung im Kondensator der Batch-Destillationsanlage: Erzeugung Wärmeträgermedium ca. ~75 °C, Puffertank. /
- Solare Aufwertung (Erhitzung) auf ca. 200-250 °C /
- Verwendung in Prozess (Sprühtrockner bis 215 °C): Erhitzung der Luft, damit Abkühlung auf ca. 40 °C (Restleistung konventionell) /
- Rückführung in Puffertank und falls notwendig Rückkühlung (Sicherheitsmassnahme)

B) Solare Einstrahlung, kein Prozessbedarf (Wochenende)

- Erhitzung von überhitztem Wasser 10bar/160°C (Hauptwärmeträger am Standort), Vor/Rücklauf temp. Solarsystem: ca. 180/160°C.
- Diese Betriebsweise ist auch möglich, falls Änderungen am Prozess (bis zur Stilllegung) die direkte Einspeisung als Prozesswärme verunmöglichen sollten.

C) Keine solare Einstrahlung, Prozessbedarf

- Verwendung der 75°C Abwärme aus Destillationsanlage im Trockner (Restleistung konventionell)
- Bypass der Solaranlage
- Rückführung in Puffertank und falls notwendig Rückkühlung (Sicherheitsmassnahme)

3.3 WÄRMEQUELLEN UND –SENKEN

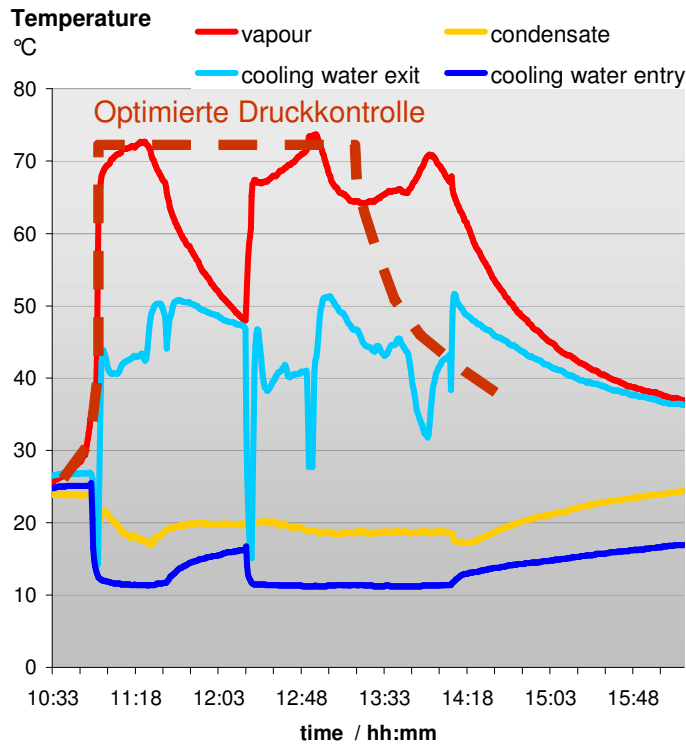
Die zeitliche Verfügbarkeit der Abwärme bzw. des Leistungsbedarfs des Sprühtrockners wurde aufgrund von Produktionsprotokollen ermittelt. Figur 4 zeigt das typische Betriebssystem der Destillationsanlage sowie des Sprühtrockners. Es wird typischerweise in einem Zwei-Schicht Betrieb gearbeitet, fünf Tage pro Woche.



Figur 4: Typische Betriebszeiten der Destillation und des Sprühtrockners.

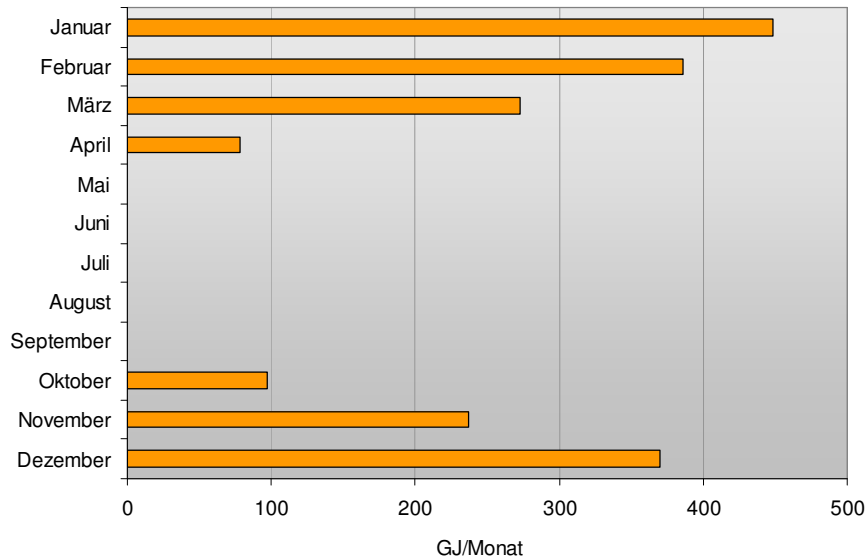
Der thermische Energiebedarf des Sprühtrockners beruht auf der Erhitzung von Frischluft für den Trocknungsprozess auf 210°C – 215°C. Diese Erwärmung erfolgt heute zweistufig: über einen ersten dampfbetriebenen Wärmetauscher auf ca. 140°C und einen zweiten mit Thermoöl beheizten Wärmetauscher auf die maximal geforderte Betriebstemperatur. Je nach Bedarf werden ca. 2000 Nm³/h Frischluft erhitzt. Dies entspricht einer Leistungsaufnahme von ca. 130 – 150 kW.

Pro Destillationsvorgang fallen ca. 4 GJ thermische Abwärme auf einem Niveau zwischen 60-70°C an. Dies entspricht einer jährlichen Energiemenge von 760 GJ. Die heutige Prozesskontrolle erlaubt nicht, diese Wärme auf konstantem Niveau abzugreifen, da der Betriebsdruck der Destillation manuell reguliert wird und entsprechend schwankt. Figur 5 zeigt die gemessenen Temperaturverhältnisse an der Destillationsanlage. Gezeigt sind die während eines Destillationsvorgangs gemessenen Temperaturverläufe des Dampfes am Eingang des Kondensators (rot) sowie die Temperatur des unterkühlten Kondensates. Ebenfalls gezeigt sind die Temperaturen des ein- und ausströmenden Kühlwassers (blaue Kurven). Die Dampftemperaturen liegen im Normalbetrieb zwischen 65 und 75°C, mit einem optimierten Betrieb, d.h. automatische Druckkontrolle kann diese Temperatur konstant gehalten werden. Dies ist eine wesentliche Grundvoraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung dieser Abwärmenutzung. Entsprechende Kosten für die Druckregulierung wurden berücksichtigt.



Figur 5: Gemessene Temperaturverläufe an der Destillationsanlage.

Eine weitere relevante Wärmesenke stellt die Gebäudeheizung dar (Figur 6). Der jährliche Energiebedarf für die Beheizung der Büroräumlichkeiten sowie der Cafeteria / Pausenraum beträgt im mehrjährigen Mittel 1890 GJ/Jahr, mit einer heizfreien Periode in den Monaten Mai bis September. Die Heizung basiert auf einem Heisswasserkreislauf mit ca. 60°C Vorlauftemperatur, welches aus dem standortweiten Druckwassersystem gespeist wird. Dieses wiederum wird mittels gasbeheiztem Kessel betrieben.



Figur 6: Energiebedarf der Gebäudeheizung

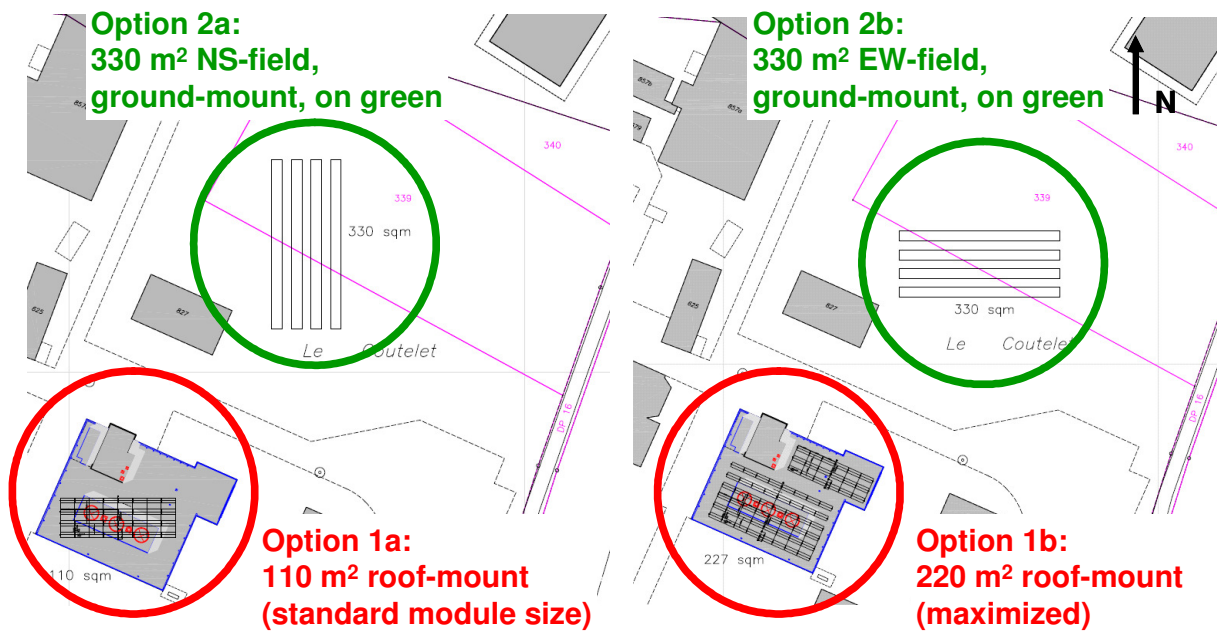
3.4 SOLARANLAGE

Für die Wärmeerzeugung auf Prozesswärmeneiveau werden konzentrierende Solarkollektoren benötigt. In dieser Studie wurden einachsige nachgeführte Parabolrinnenkollektoren untersucht.

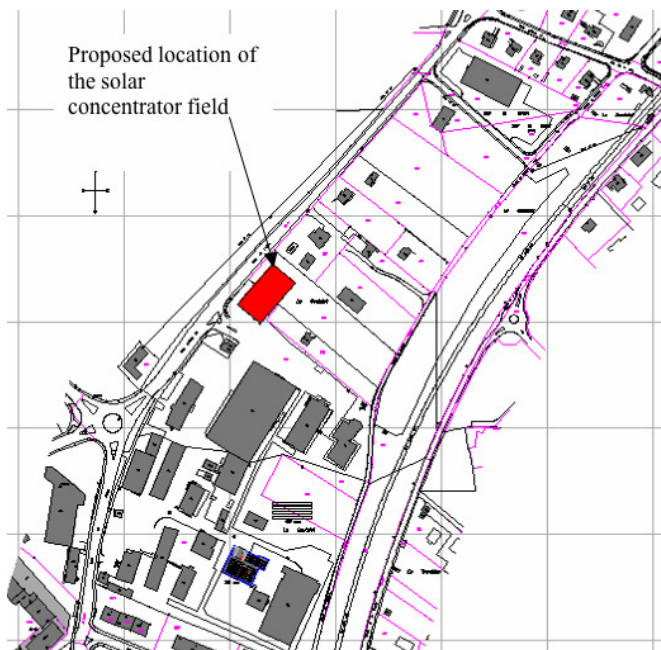
Die Errichtung der Solaranlage ist an drei möglichen Positionen am Standort Nyon untersucht worden:

- Option 1: Auf dem Dach des Produktionsgebäudes
- Option 2: Auf einer Wiese unmittelbar neben dem Produktionsgebäude
- Option 3: Auf dem PW-Parkplatz des Standortes in ca. 300 m Entfernung vom Produktionsgebäude.

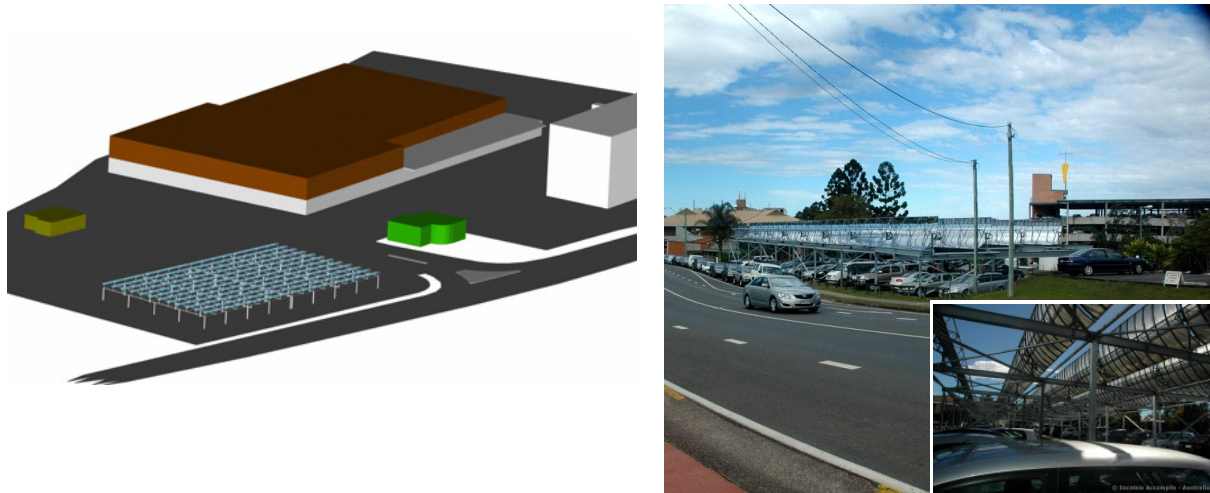
Die folgende Figur 7 und Figur 8 veranschaulichen diese Aufstellungsvarianten. Figur 9 zeigt einen optischen Eindruck einer entsprechenden Anlage. Aufgrund der modularen Verfügbarkeit von Parabolrinnenkollektoren in standardisierten Grössen wurden die Kollektorflächen zu 110 m², 220 m² und 500 m² gewählt. Die Orientierung der Kollektoren erfolgte in Nord-Süd- oder Ost-West Richtung bzw. entsprechend der Gebäude- und Parkplatzgeometrie.



Figur 7: Aufstellung der Parabolrinnenkollektoren auf dem Dach (Option 1) und auf der Wiese neben dem Produktionsgebäude (Option 2).



Figur 8: Mögliche Aufstellung der Parabolrinnenkollektoren (rot) auf dem Parkplatz (Option 3).



Figur 9: Links: ‚Artists view‘ der Solarkollektoren über dem Parkplatz, Blick von der Kantonsstrasse her. Rechts: Beispiel einer vergleichbaren Anlage in Australien (Bildquellen: Excelsia Accomplis).

3.5 BEURTEILUNG DER VARIANTEN

Eine qualitative Beurteilung der verschiedenen Szenarien und Aufstellungsoptionen ist in Tabelle 1 gegeben.

Tabelle 1: Qualitative Beurteilung der verschiedenen Szenarien und Optionen

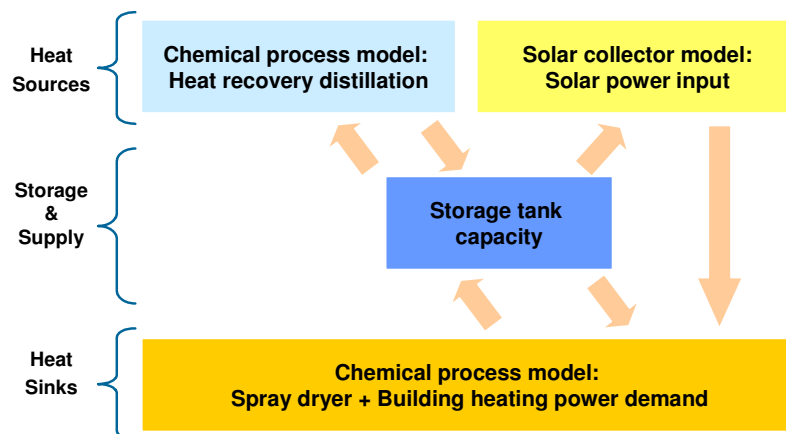
	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
Szenario	A Nur Prozesswärme abdecken		Grosser Speicherpuffer Geringste solare Energieeffizienz Kein Solar-Energie-Nutzung während Produktionsunterbruch im August
	B Versorgung Prozesswärme und Wärmeträgersystem	Nutzung der Prozess-Abwärme Kleinerer Speichertank	Komplexe Steuerung Grösste Investitionskosten
	C Nur Versorgung des Wärmeträgersystems	Höchster solarer Nutzungsgrad Einfache Steuerung Minimaler Speicherbedarf Geringe Investitionskosten	Prozessabwärme nicht genutzt
Option	1 Dachaufbau 220 m ²	Minimaler Einfluss auf Landnutzung am Standort	Rel. teurer Umbau der Dachkonstruktion notwendig Limitierte Kollektorfläche, max. 220m ² Schwieriger Zugang für Besucher etc.
	2 Montage auf Wiese 300 – 600 m ²	Einfache Errichtung Gute Sichtbarkeit Einfacher Zugang für Wartung & Unterhalt Modulare Vergrösserung einfach möglich	Bedeckung der einzigen Grünfläche am Standort In Konkurrenz zu anderen Landnutzungskonzepten

3	Montage über Parkplatz 500 – 2000 m ²	Wiese bleibt unverändert Sehr gute Sichtbarkeit und Zugang von der Strasse her Einfacher Zugang für Wartung & Unterhalt Modulare Vergrösserung einfach möglich Sekundärnutzen: Beschattung der Fahrzeuge	50-80 m Distanz zum Anschluss ans Wärmeträgersystem Grosse Distanz zum Produktionsgebäude → nur Szenario C sinnvoll Erhöhte Kosten für Tragkonstruktion der Kollektoren
----------	--	--	---

3.6 MODELLIERUNG

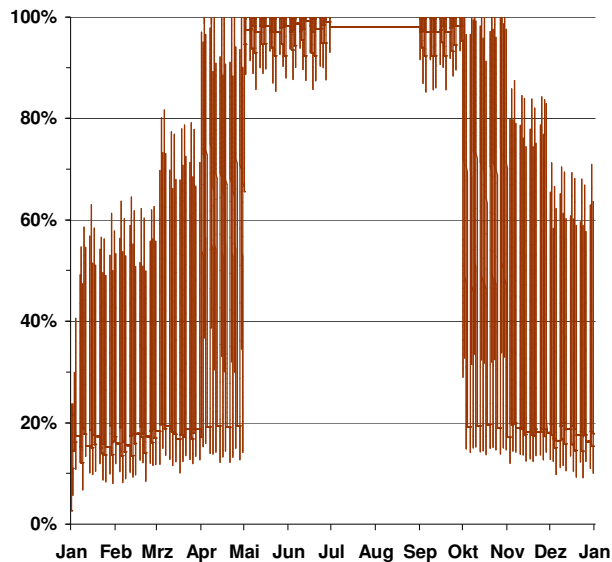
3.6.1 Prozessmodell

Zur Berechnung der Wärmerückgewinnung, der solaren Aufwertung und der Anwendung im Prozess wurde ein Modell entworfen, welches die verschiedenen Wärmeströme in und um die chemische Produktion und die Solaranlage berücksichtigt. Das Modell basiert auf Energie- und Massenerhaltungsgleichungen (Figur 10), die über den Verlauf eines Jahres in 12-Minuten Schritten integriert werden. Das Modell erlaubt damit die Berechnung der in der Zielsetzung definierten energetischen Grössen. Als Eingangsgrösse für das Modell wird nebst den Prozess-Betriebsdaten auch die solar verfügbare Leistung der Kollektoren verwendet, die in einem unabhängigen Modellteil berechnet wird.



Figur 10: Blockschema des Prozessmodells

Das Prozessmodell erfasst gemäss Figur 10 auch den Speichertank. Der thermisch geschichtete Tank von ca. 35m³ wird mit heissem Wasser von ca. 65°C bis 70°C von oben befüllt (vom Kondensator kommend). Am unteren Ende erfolgt der Einlauf von kaltem Wasser unterschiedlicher Temperatur, je nach Energieabgabe im Sprühtrockner bzw. an die Gebäudeheizung. Somit lässt sich der energetische Zustand des Speichertanks als prozentualer Volumenanteil des heissen Wassers angeben. Figur 11 zeigt den berechneten Verlauf dieses Speichers über ein Jahr. Im Sommer ist der Tank zu einem sehr hohen Grad gefüllt, da die Gebäudeheizung nicht in Betrieb ist. Im Winter sinkt der Füllstand der Pufferspeicherung zeitweise auf <20%.

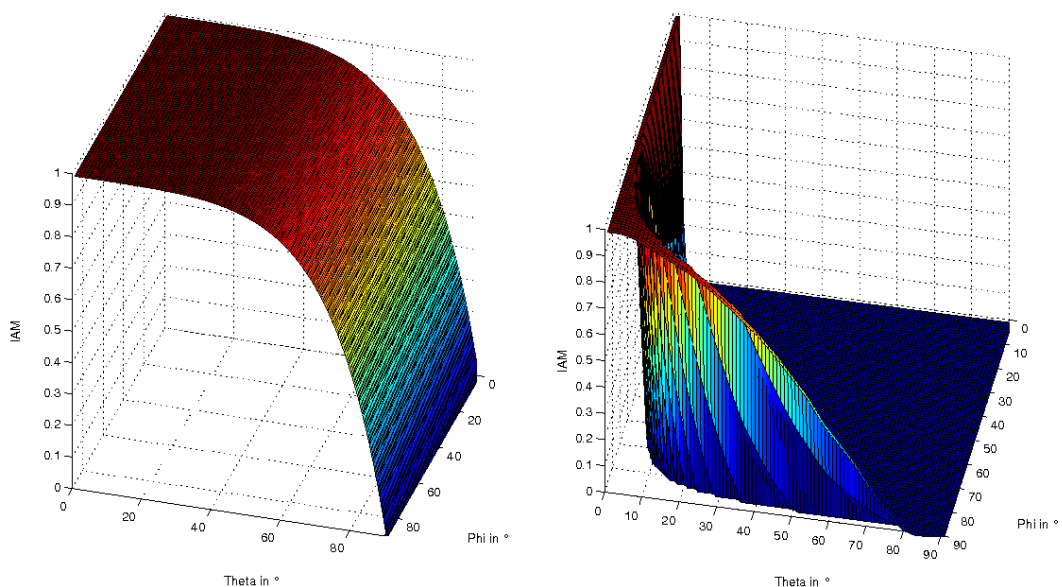


Figur 11: Energetischer Füllstand des Speichertanks berechnet anhand des Prozessmodells.

3.6.2 Solarmodell, Polysun4 Erweiterungen

Polysun4¹ wurde erweitert, damit ein Prozesswärmesystem mit Solarintegration, wie jenes der Novartis in Nyon, simuliert werden kann. Um zu simulieren, wie gross der solare Ertrag ist, bedurfte es einiger Neuentwicklungen und Erweiterungen von Polysun4-Komponenten.

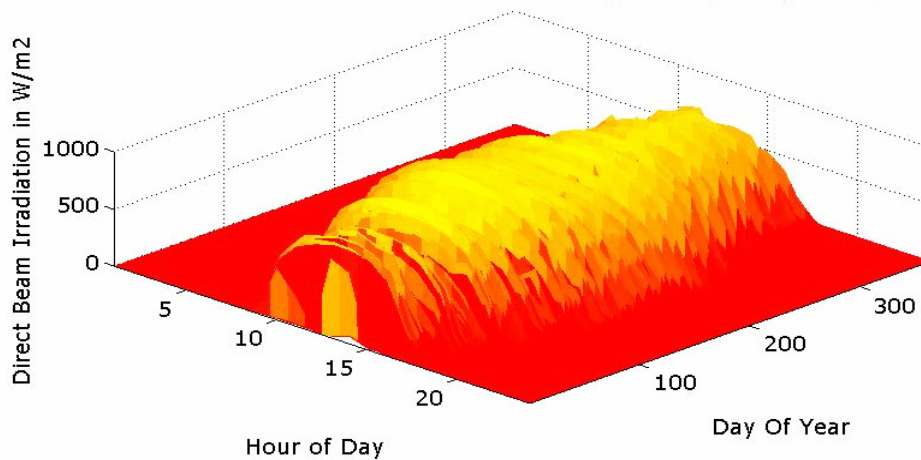
Die Sonnenkollektor-Komponente in Polysun4 wurde erweitert, damit nachgeführte Systeme wie Parabolrinnenkollektoren bezüglich Leistungs-Verhalten simuliert werden können. Der Parabolrinnenkollektor kann durch spezifische Kenngrössen und -daten wie Wirkungsgradkennlinie und Incident Angle Modifier (IAM-Daten) definiert werden. Im Rahmen dieses Projekts wurde das Nachführen solcher Systeme nach der Sonnenhöhe um eine beliebige horizontale Achse implementiert, was bei konzentrierenden Systemen sehr wichtig ist.



Figur 12: IAM Datensätze für einen Flachkollektor (links) und einem Parabolrinnenkollektor (rechts).

¹ Polysun 4 wird gemeinsam mit der Spin-Off Firma Vela Solaris weiterentwickelt (www.velasolaris.com).

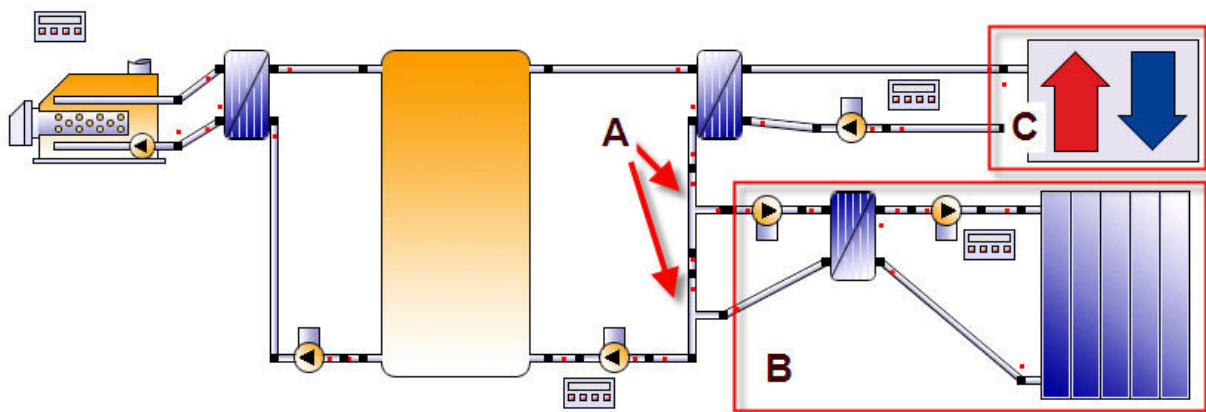
Das Strahlungsmodell wurde erweitert, damit real gemessene Wetterdaten eingelesen und für die Simulation verwendet werden können. Im Speziellen auch die Direktstrahlung, die bei konzentrierenden Systemen tragend ist. Dadurch entfällt die mit Ungenauigkeit behaftete Berechnung der Direktstrahlung aus statistisch erstellten Global- und Diffusstrahlungsdaten.



Figur 13 : Gemessene Direkteinstrahlung im Jahr 2005 für die Region Nyon, nach (Daten von www.cuepe.ch)

Die Stoffdaten von Wärmeträgermedien (z.B. Wasser oder Thermoöle) wurden über einen für die Solarthermie angepassten Temperaturbereich definiert und die Eigenschaften von Dichte, Wärmekapazität, Viskosität etc. über Polynome eingestellt.

Eine Energiesenke wurde eingeführt um Batchprozesse wie beim Novartis Projekt zu simulieren. Kenngrößen der Senke sind das Temperaturniveau, die Leistungsabgabe sowie der Nominaldurchfluss. Somit lassen sich Simulationen mit energieflossreichen Prozessen zweckdienlich darstellen.



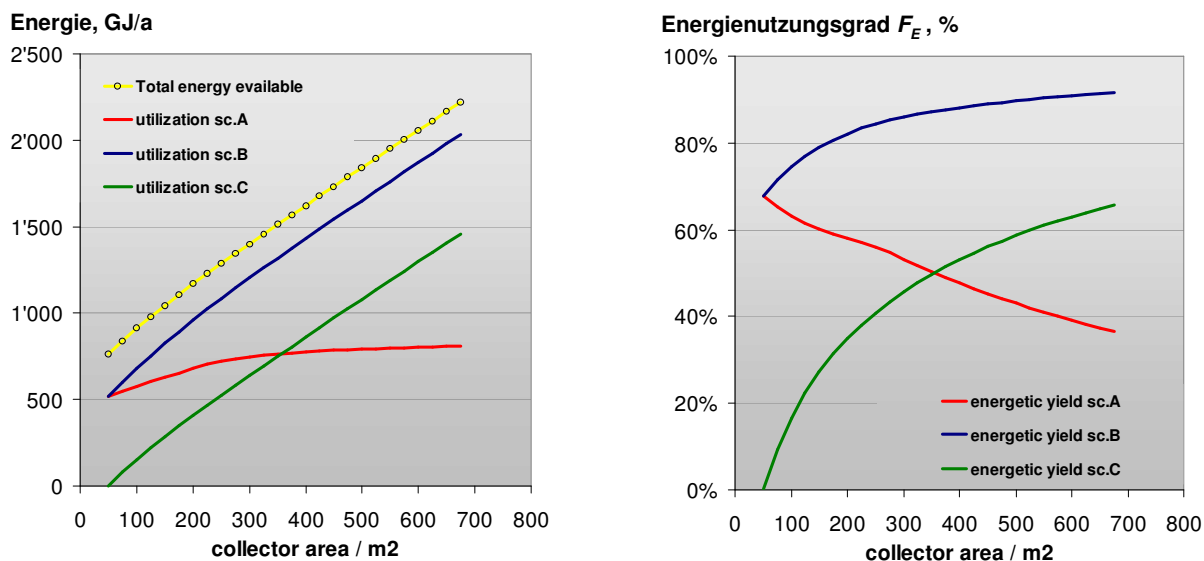
Figur 14 Polysun4 Schema der Simulation von Scenario C / A: T-Stücke für die Erweiterung / B: Parabolrinnenkollektoren und weitere Komponenten / C: Energiesenke, welche alle Prozesse abbildet.

3.6.3 Resultate der Modellierung

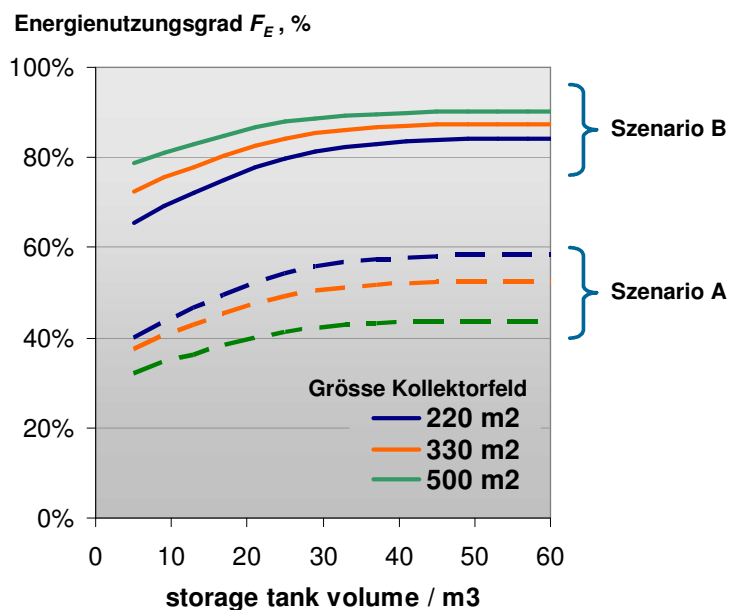
Wichtige Einflussgrößen für die Modellierung sind naturgemäss die verfügbare Fläche der Solarkollektoren sowie die Grösse des Speichertanks. Für die jeweiligen Szenarien wurden für diese Parameter die resultierenden jährlichen Energieströme wie auch die jährlichen energetischen Nutzungsgrade berechnet. Diese jährliche Energie-Ausbeute F_E ist definiert als Verhältnis aus genutzter Prozesswärme zur Summe der erzeugten Solarwärme und vorhandener Prozessabwärme (Gl. 1).

$$F_E = \frac{E_{\text{Prozess,genutzt}}}{E_{\text{Solar,erzeugt}} + E_{\text{Abwärme,vorhanden}}} \quad (1)$$

Der Einfluss der Parameter Kollektorfläche und Speichergrosse ist in Figuren 14 und 15 ersichtlich.



Figur 15a,b: Modellierte jährliche Energien (links) und energetischer Nutzungsgrad (rechts).



Figur 16: Berechneter Energienutzungsgrad für Szenarien A+B bei variablem Speichertankvolumen für verschiedene Kollektorfeldergrössen (Szenario C benutzt den bestehenden Grossspeicher des Areal-Nahwärmenetzes).

4 Diskussion

4.1 WIRTSCHAFTLICHKEIT

4.1.1 Betriebskostenrechnung

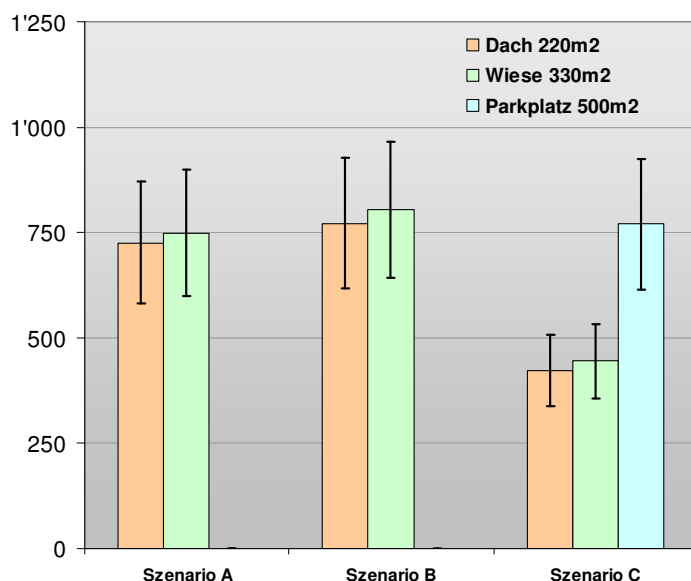
Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden die folgenden Betriebskosten der Anlage berücksichtigt.

- Die thermische Energiegewinnung wurde als Substitution des heute verwendeten Primärenergieträgers Erdgas bewertet. Direkte Substitution von Energie des Wärmeträgersystem (Szenarien B+C) wurde mit dem Kesselhauswirkungsgrad $\eta_K = 0.90$ und Substitution von Prozessdampf und Heizungsheisswasser (Szenarien A+B) mit dem Dampfwirkungsgrad von $\eta_D = 0.85$ bewertet (diese Medien werden indirekt aus dem Druckheisswasser erzeugt). Die Energiekosten wurden entsprechend dem Kostensatz des lokalen Gaslieferanten per September 2008 zu 44 CHF/GJ angesetzt. Die zu erwartende zukünftige Energiepreissteigerung wurde mit 10%/a antizipiert. Dieser Wert entspricht den Novartis-internen Erwartungen.
- Der Eigenenergiebedarf für die Umwälzungspumpen und die Stellmotoren für die einachsige Nachführung der Solarkollektoren muss berücksichtigt werden. Der typische kumulative Leistungsbedarf liegt bei circa 15-18 W/m² Parabolrinnenkollektor. Die entsprechenden Jahres-Stromkosten wurden in erster Näherung pauschal als CHF 1'000.-/a abgeschätzt.
- Unterhaltskosten für Reinigung der Kollektoren (periodische / bedarfsgesteuerte Befreiung von Staub, Pollen, Blätter etc.) sowie Wartungsarbeiten am System. Es wurde angenommen, dass diese Kosten ohne zusätzlichen Personalbedarf in die laufenden Unterhaltstätigkeiten integriert werden können. Es wurde mit jährlichen Wartungskosten (Erfahrungswerte SPF) von CHF 4000.-/a (Szenario A), CHF 6'000.-/a (Szenario B) und CHF 2'000.-/a (Szenario C) gerechnet.
- Für die Szenarien A+B verringern sich die Kosten für den Kühlwasserbedarf des Kondensators der Destillationsanlage. Diese Kostenersparnis beläuft sich auf ca. CHF 9'000.-/a.

Nebst diesen Betriebskosten wurden Kapitalkosten (mit 9% verzinst) sowie die Abschreibung der Anlage über deren Lebensdauer von 25 Jahren berücksichtigt.

4.1.2 Investitionskostenrechnung

Für die drei Szenarien wurden für unterschiedliche Optionen die jeweiligen Investitionskosten berechnet. Tabelle 2 listet die Investitionskosten der verschiedenen Optionen auf, in Figur 17 sind diese grafisch dargestellt.



Figur 17: Investitionskosten der verschiedenen Szenarien in Tausend CHF.

Für die Szenarien A (nur Prozesswärme, keine Einspeisung in Wärmeträgernetz) und B (Kombination Prozesswärme und Einspeisung in Wärmeträgernetz) wurden jeweils der Aufbau auf dem Dach (220m² Kollektorfeld) sowie auf der Wiese neben dem Gebäude (330m² Kollektorfeld) betrachtet. Für Szenario C (nur Einspeisung in Wärmeträgernetz des Novartis Areals) wurde zusätzlich die Errichtung über dem Parkplatz (500m² Kollektorfeld) betrachtet.

Die Investitionskosten wurden auf der Basis von Richtofferten mit +/-20% Genauigkeit abgeschätzt.

Tabelle 2: Investitionskosten der verschiedenen Szenarien und Aufstellungsoptionen. Alle Beträge in tCHF.

Szenario Aufstellungsoption	Szenario A		Szenario B		Szenario C		Parkplatz
	Wiese	Dach	Wiese	Dach	Wiese	Dach	
Wärmerückgewinnung Prozess							
Apparate							
Neuer Kondensator	15	15	15	15			
Speicherbehälter	42	42	42	42			
Luftvorwärmer	20	20	20	20			
Pumpe Kreislauf Kondensator	10	10	10	10			
Pumpe Kreislauf Trockner	10	10	10	10			
Zubehör							
Rohrleitungen	20	20	25	25			
Armaturen	20	20	20	20			
Wärmedämmungen (Tank, Rohre, Armaturen)	25	25	25	25			
Stahlbau (für Kondensator)	15	15	15	15			
MSR							
Elektroinstallationen	20	20	25	25			
Messgeber, -umformer	15	15	15	15			
Steuerung	20	20	25	25			
Nebenkosten							
Montage	20	20	20	20			
Inbetriebnahme	10	10	10	10			
Engineering	20	20	25	25			
Subtotal Prozess	282	282	302	302	-	-	-
Solar-System							
Kollektoren							
Kollektorfeldgrösse	(330 m2)	(220m2)	(330 m2)	(220m2)	(330 m2)	(220m2)	(500 m2)
Kollektoren (Kosten)	310	207	310	207	310	207	470
Fundamente/Dachfixierung	30	10	30	10	30	10	135
Umbau Dachaufbau	-	100	-	100	-	100	-
Engineering	20	30	20	30	20	30	20
Pufferspeicher, (Volumen)	(20 m3)	(20 m3)	(5 m3)	(5 m3)	(0 m3)	(0 m3)	(0 m3)
Pufferspeicher, (Kosten)	52	52	13	13	-	-	-
Wärmeträgerfluid Wasser	-	-	-	-	-	-	-
Anbindung an Nahwärmenetz							
Gehäuse	-	-	20	-	20	-	40
Wärmetauscher	-	-	20	20	20	20	20
Rohrleitungen	-	-	20	30	20	30	50
Regeltechnik	-	-	15	15	15	15	15
Anbindung an WRG-Netz							
Wärmetauscher	15	15	15	15	-	-	-
Rohrleitungen	20	10	20	10	-	-	-
Regeltechnik	10	10	10	10	-	-	-
Inbetriebnahme	10	10	10	10	10	10	20
Subtotal Solar	467	444	503	470	445	422	770
Total	749	726	805	772	445	422	770

4.2 BEWERTUNG DER OPTIONEN

Die wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Optionen erfolgte mittels statischer (Pay-Back) und dynamischer (Netto Barwert NPV und interne Rentabilität IRR) Methoden.

Die dynamischen Methoden wurden dabei über 15 bzw. 25 Jahre Laufzeit berechnet. Diese lange Laufzeit beruht auf einer Policy von Novartis, dass Projekte im Energiebereich über ihre gesamte Lebensdauer (25 Jahre) beurteilt werden sollen.

Es gilt zu beachten, dass das Szenario B die höchsten CO₂ Emissionsreduktionen pro m² Solarkollektorfläche erzielt. Dies daher, weil dieses Szenario auch die Prozessabwärme nutzbar macht. Die direkte Substitution von Prozesswärme im Produktionsgebäude erzielt zudem eine höhere spezifische Emissionsreduktion, da diese Prozesswärme zur Beheizung des Sprühtrockners durch einen ineffizienten Gasbrenner erzeugt wird (Wirkungsgrad ca. 80%).

Tabelle 3: Zusammenfassende energetische und wirtschaftliche Beurteilung der verschiedenen Optionen.

Sze- nario	Beschrei- bung	Jährliche Einsparung Primärenergie GJ/a	Reduktion CO ₂ Emission, t/a	Jährliche Kosten- einsparung, kCHF/a	Investition, kCHF	Finanzielle Bewertung		
							Laufzeit 15a	Laufzeit 25a
A	330m ² Wiese	885	50	43	749	PB		17
						NPV	-51	471
						IRR	8.1%	13.4%
	220m ² Dach	816	46	40	726	PB		18
						NPV	-80	402
						IRR	7.5%	12.9%
B	330m ² Wiese	1459	82	67	805	PB		12
						NPV	274	1'080
						IRR	13.2%	17.3%
	220m ² Dach	1164	65	54	772	PB		14
						NPV	92	737
						IRR	10.5%	15.2%
C	330m ² Wiese	786	44	33	445	PB		14
						NPV	81	474
						IRR	11.3%	15.8%
	220m ² Dach	507	28	20	422	PB		21
						NPV	-96	147
						IRR	5.7%	11.6%
	500m ² Parkplatz	1200	67	51	770	PB		15.1
						NPV	-5	506
						IRR	9.9%	14.8%

5 Schlussfolgerungen

5.1 PROJEKTSPEZIFISCHE ERGEBNISSE

Aufgrund der Ergebnisse in Tabelle 3 zeigt sich, dass das Szenario B langfristig betrachtet am interessantesten ist. Der IRR liegt mit 17.3% am höchsten. Dem gegenüber stehen jedoch auch die höchsten Investitionskosten.

Generell gilt, dass sich ein Aufbau auf dem Dach des Produktionsgebäudes nicht lohnt. Die Mehrkosten für die Anpassung der Dachkonstruktionen sind zu hoch und die zu installierende mögliche Kollektorfläche zu gering, um dies über die Energiekostengewinne kurzfristig zu kompensieren. Entsprechend sind die NPV (für 15 Jahre) Werte klein oder gar negativ.

Die Investitionskosten für die Prozessabwärmenutzung in Tabelle 2 sind mit rund 300'000 CHF relativ hoch. Entsprechend erweist sich eine über mindestens 10 Jahre gesicherte Weiterführung dieses Prozesses als Grundvoraussetzung für eine entsprechende Implementierung. Diese Voraussetzung ist aber nur bedingt gegeben. Der Planungshorizont seitens Novartis lässt sich nicht auf diese lange Zeit absehen.

Die Verfügbarkeit einer unverbauten Grünfläche im Zentrum des Geländes wurde u.a. aus strategischen Gründen als sehr wertvoll beurteilt, wodurch die Konstruktion auf dem Parkplatz vorgezogen wurde. Diese Lösung besitzt zusätzlich den Vorteil, dass die Anlage von der Strasse her sehr gut einsehbar ist und mögliche Besucher-Führungen einfach realisiert werden könnten, allenfalls ohne Einlass auf das Firmengelände zu gewähren.

Aus diesen Gründen entschied sich die Projektleitung seitens Novartis für das Szenario C. Hierbei soll ein über dem Parkplatz als Schattenspender zu errichtendes Parabolrinnenkollektorfeld Solarwärme in das bestehende Prozess- & Heizwärmenetz des Novartis Areals einspeisen. Ein entsprechender Finanzantrag wurde zum Zeitpunkt der vorliegenden Berichtstellung eingereicht.

5.2 ALLGEMEINE ERGEBNISSE

In dieser Machbarkeitsstudie wurde gezeigt, dass eine solarthermische Aufwertung von Niedertemperatur-Prozessabwärme mittels konzentrierender Solarkollektoren technisch gut möglich ist. Der Aufwand für die Gewinnung, Speicherung und erneute Integration der Wärme in den Prozess ist mit konventionellen verfahrenstechnischen Einheiten realisierbar. Die Einbindung der Solarkollektoren stellt regeltechnisch moderate Anforderungen. Es existieren marktreife Parabolrinnenkollektoren in Modulbauweise, die von Anbietern schlüsselfertig geliefert und installiert werden.

Grundsätzlich ist dieses Konzept zur Abwärmenutzung überall dort anwendbar, wo folgende Kriterien erfüllt sind:

- Verfügbarkeit von Prozess-Abwärme, möglichst kontinuierlich (reduziert den Pufferbedarf)
- Solare Einstrahlung von direktem (nicht diffusem) Sonnenlicht in der Grössenordnung von Nyon (1300 kWh/m²/a) oder besser. Denkbare Standorte in der Schweiz sind insbesondere das Wallis, das Tessin und das Engadin. Die Region Basel wäre allenfalls denkbar.

Ein entsprechendes Projekt hat Chancen auf eine Realisierung wenn folgende Punkte gegeben sind:

- Die erwartete Lebensdauer der Abwärmequelle (Prozess) ist noch für über ca. 10 Jahre gesichert.
- Ein Unternehmen ist bereit, für erneuerbare Energien einen Mehrpreis zu bezahlen.


5.3 VERÖFFENTLICHUNGEN


Dieses Projekt wurde an folgenden Veranstaltungen vorgestellt:


- Smart Energy Strategies, 2008, Postersession an der ETH Zürich. Poster im Anhang abgebildet (Figur 18).
- BFE Tagung zu Concentrated Solar Power (CSP), 28.10.2008, Neuenburg


6 Symbolverzeichnis

F_E	Energienutzungsgrad, %
η	Wirkungsgrad, -









Feasibility Study

Solar Thermal Waste Heat Recovery

Vladimir Mange^{1*}, Andreas Luzzi², Heinz Marty², Reto Müller³, Glen Johnston⁴

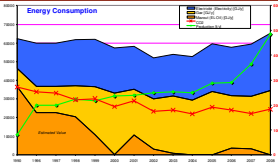
¹ Novartis Consumer Health SA, Route de l'Etraz, CH-1260 Nyon, Switzerland
² Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR, Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil, Switzerland
³ BMG Engineering AG, Ifangstr. 11, CH-8952 Schlieren, Switzerland
⁴ Excelsia Accomplis, 104 The Mountain Road, Bungendore NSW 2621, Australia

Introduction

Novel application of solar energy in chemical process technology: Low temperature waste heat (~80°C) gained by heat recovery from a chemical production process is transformed into high temperature process heat (~200°C) and re-utilized. The increase in temperature is performed by concentrating solar collector technology. The novelty of this study concerns the combination of waste heat recovery, subsequent augmentation via solar concentrating technologies and system integration of the resulting process heat. As supply and demand are somewhat out of phase, storage aspects are analyzed in detail.

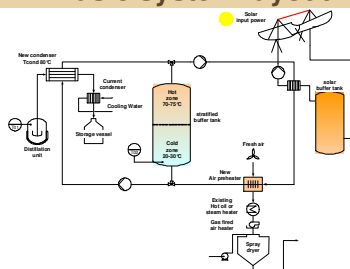
Site information: At their site in Nyon, Novartis Consumer Health is manufacturing some 150 million pharmaceutical units and 4500 tons of liquid and semi-solid bulk materials for the Over The Counter market. As part of this and of interest to this study, Novartis is producing some 200 tons of a specific Active Pharmaceutical Ingredient (API) per year. The site hosts R&D laboratories and administrative and supply chain operations. Typical electrical and fuel end-use energy consumption is around 30'000 GJ/year. CO₂ emissions in 2007 amounted to 1664 tons. This emission was reduced by 39% from 1990, while production volumes have increased by 500%, with neither change in the layout of the site nor the technical processes.

Project history & description: Energy consumption related to the specific API product of interest has been studied in 2006-2007 as part of an ongoing effort to improve energy efficiency. The production of this API consumes some 25% of the total fuel on site. Several measures have been identified to reduce process energy demand. Among others, options for heat recovery have been evaluated. Waste heat recovery at low to intermediate temperature (50-80°C) generally hinders its efficient re-use. While recovered process waste heat could be used for space heating (max 500 GJ) in winter, during summer some 400 GJ of waste heat cannot be used. Thus, heat applications other than space heating have been investigated, with spray drying at the API process having been identified as most promising all-year-round option. This process requires ambient air to be heated to ~200°C, using a conventional furnace. While low-temperature waste heat could provide partial pre-heating for this process, it was thought that an array of concentrating solar collectors could augment the temperature to the required level of 150-200°C. As an added bonus, such an integrated waste heat recycling process would save some 15'000 m³ of cooling water. Once recovered heat at 160°C were available, injection into the local heat distribution network becomes an option too.



System layout & simulation

Basic system layout

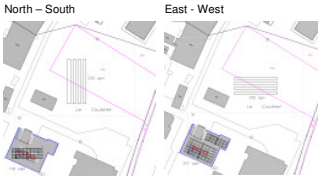


Solar collector field

The heat generation of different solar thermal collector configurations (parabolic troughs, different collector orientation and field size) was modeled as a function of daytime and season for the production site in Nyon VD, Switzerland.

Solar Field orientations

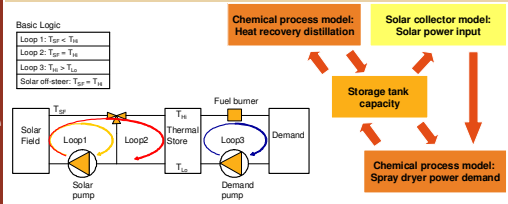
General Parameters	Value
Location	Nyon: Lat. 46.12N; Long. 6.91E; Time zone: GMT+1
Heat transfer/storage fluid	Thermal oil (solar field)
Solar field area	100 m ² - 600 m ²
Solar field orientations	EW & NS
Thermal storage time	10 min - 200 min (0.9m ³ - 20.1 m ³)
Solar insulation	Typical Meteorological Year
Minimum insulation	300 W/m ²



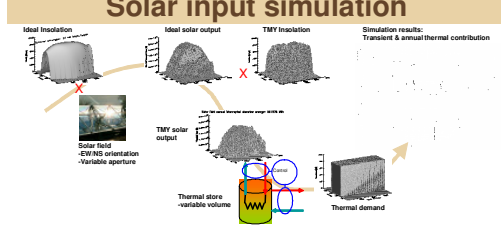
Process simulation

Basic Logic:

- Loop 1: T_{sp} = T_{st}
- Loop 2: T_{sp} = T_{st}
- Loop 3: T_{sp} > T_{st}
- Solar off-ster: T_{sp} = T_{st}



Solar input simulation



Results

Heat recovery & solar yield

The efficiencies of the two subsystems, solar thermal collectors and waste heat recovery measures, have been analyzed independently as well as combined (overall system efficiency). Three different system scenarios (A,B,C) have been defined and analyzed for varying storage tank size and field orientation.

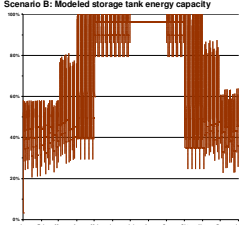
Scenario A: Heat sink: spray dryer only - ground mount

- North-South orientation shows ~10% higher energy collection per annum
- Highest annual energy output for Scenario C

Scenario B: Heat sink: spray dryer + local heat distribution

Scenario C: Heat sink: local heat distribution only

Field Scenario	A	B	C
130 m ² NS	85	160	100
330 m ² EW	80	160	175
220 m ² EW	60	110	115



Costs & benefits

Preliminary results: Systems have been analyzed, which combine waste heat recovery at ~80°C with solar thermal energy augmentation to ~200°C for process heat integration (Scenarios A and B) or to ~160°C for injection into a local heat distribution network (Scenario C). While the technical viability has been confirmed for all of the scenarios studied, preliminary results indicate that such applications might be particularly viable for scenario C. Assuming an expected lifetime of 25 years and applying investment decision-making parameters commonly used at Novartis for infrastructure projects, NPV-based levelized heat energy costs of CHF 0.6-0.9/MJ can be expected for system configurations as evaluated herein. These costs were found to be only marginally influenced by the solar field size.

Additional benefits: It is understood that this project is unlikely to be of ground-breaking commercial interest in Switzerland due to suboptimal solar resources. Key advantages, however, include the generation of valuable industrial know-how and engineering competencies in a promising field of renewable energy. As this project is understood to be one of the first of its kind in Europe that applies solar thermal augmentation of low-temperature waste heat for process heat supply in the chemical industry, it could gain additional interest in the scientific community. Finally, this project portrays a dynamic and environmentally friendly image of a company that is committed to reducing CO₂ emissions, its energy consumption and the overall ecological footprint of manufactured API products.

Acknowledgment: This work is being partially funded by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE), under the Project Nr.102351, Grant Nr. 152966

Figur 18: Poster, SES, ETH Zürich