

Publizierbarer Endbericht

Gilt für die Programme Mustersanierung und solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solare Fernwärme Obdach
Programm:	Solarthermie-Großanlagen Machbarkeitsstudien
Projektdauer (Plan):	17.08.2022 bis 11.08.2023
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	SOLID Solar Energy Systems
Kontaktperson Name:	Bernhard Russold
Kontaktperson Adresse:	Am Innovationspark 10, 8020 Graz
Kontaktperson Telefon:	0316 / 292840
Kontaktperson E-Mail:	b.russold@solid.at
Projekt- und Kooperationspartner (inkl. Bundesland):	Energie Steiermark Wärme GmbH, Steiermark
Adresse Investitionsobjekt:	Hauptstraße, 8742 Obdach
Projektwebseite:	www.solid.at
Schlagwörter	Solare Fernwärme
Projektgesamtkosten:	35.000 €
Fördersumme:	35.000 €
Auftrags-Nr.:	C283262
Erstellt am:	31.08.2023

B) Projektübersicht

1 Executive Summary

In diesem Projekt wurde die Machbarkeit einer Solarthermie-Einbindung in das Heizwerk des Energieversorgers Energie Steiermark Wärme GmbH (E-Steiermark) in Obdach, Bezirk Murtal, Steiermark, geprüft. Bislang verwendet das Heizwerk Großteils Biomasse (Holzhackschnitzel) zur Wärmerzeugung und zu einem geringen Anteil Heizöl.

Ziel der Machbarkeitsstudie war es eine Lösung zu finden, die es erlaubt den Biomassekessel im Sommer komplett auszuschalten. Dafür wurden 3 Varianten erarbeitet:

Variante 1 „SDH Large“ garantiert eine hundertprozentige solare Deckung von Juni bis September, dafür muss überschüssige Energie saisonal gespeichert werden.

Variante 2 „SDH Medium“ bietet ein techno-ökonomisches Optimum, dass in den Sommermonaten Juli und August nahezu 100 % der benötigten Wärme zur Verfügung stellt. Dafür wird ein „Mehrtagespeicher“ benötigt.

Variante 3 „SDH Small“ zeigt im Vergleich dazu eine Lösung, die hohe solare Deckung im Sommer verspricht und alleine betrachtet am wirtschaftlichsten wäre. Jedoch bietet sie wenig Mehrwert im Fernwärmegesamtsystem, da in den Sommermonaten der Betrieb des Ölkessels steigt und der erneuerbare Anteil im Jahr durch die Solaranlage sogar reduziert werden würde.

Die Dimensionen, Erträge und solare Deckung der 3 Varianten sind in der folgenden Tabelle ersichtlich:

		SDH-Large	SDH Medium	SDH Small
Systemparameter (Auslegung)				
Nominale Leistung	MW	3.5	2.5	1.4
Kollektorfeldfläche (brutto)	m ²	5`000	3`500	2`000
Speichervolumen	m ³	5`000	800	100

Flächenbedarf				
benötigte Fläche für Kollektorfeld	m ²	8`500	5`950	3`400
benötigte Fläche für Speicher	m ²	500	80	10
benötigte Gesamtfläche	m ²	9`000	6`030	3`410

Energieertrag (Simulationsergebnisse)				
Fernwärme Bedarf	MWh/a	9`649	9`649	9`649
Summe Solar	MWh/a	2`113	1`518	858
Solare Deckung	%	22%	16%	9%
Gesamtwärme aus System	MWh/a	2`113	1`518	858
Strom (Eigenverbrauch Solar)	MWh/a	63	46	26

Tabelle 1 Dimensionen und Erträge der 3 erarbeiteten Varianten

Die wirtschaftlichen Ergebnisse für ein ESCO Model werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Es zeigt sich, dass der Wärmepreis für Variante 2 „SDH Medium“ nur knapp über den von Variante 3 „SDH Small“ liegt. Der Nachteil des sich erhöhenden Ölverbrauchs durch die Solaranlage führt dazu, dass Variante 2 „SDH Medium“ die von der Energie Steiermark bevorzugte Variante ist, die zur Umsetzung gebracht werden soll.

Die Investitionskosten belaufen sich auf 1,38 Mio. EUR für Variante small und 2,37 Mio. EUR für medium, jeweils inkl. Speicher. Jedoch wurde bei der Variante 1 und 2 wird mit einem drucklosen Speicher geplant, bei Variante 3 mit einem Druckspeicher geplant. Der Grund dafür sind die niederen Errichtungskosten bei drucklosen Speichern. Diese sind jedoch erst ab 300m³ Volumen wirtschaftlich sinnvoll.

Allgemein sind die Baukosten in den letzten 3 Jahren um mehr als 30% angestiegen, dies ist ein wesentlich stärkerer Anstieg als der Verbraucherpreisindex. Bei aktuell steigenden Zinsen stellt diese Situation eine Herausforderung für die Finanzierung dar. Da bereits in Deutschland eine CO₂-Bepreisung auf Verbrennung von Alt- und Restholz ab 2024 beschlossen wurde, kann davon ausgegangen werden, dass in den restlichen EU-Ländern ebenfalls eine Besteuerung von Biomasse beschlossen werden wird. Dies würde wiederum eine Kostensteigerung der Wärmeerzeugung durch Biomasse bedeuten. Dem gegenüber würden die günstigeren Gestehungskosten der Solarthermie für Wärmeerzeugung die höheren Errichtungskosten einer solarthermischen Anlage über die Jahre kompensieren.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die gegenständliche Machbarkeitsstudie untersucht die Machbarkeit von drei Größenvarianten von Solarthermie-Anlagen für die Wärmeversorgung der Gemeinde Obdach in der Steiermark. Die Studie wird von der Solarthermie-Firma SOLID Solar Energy Systems in Kooperation mit dem Fernwärme-Betreiber durchgeführt. Die E-Steiermark liefert dabei zahlreiche Informationen wie Daten der Erzeugungsanlagen, Wärmeaufbringung, Verbräuche etc. Die Fa. SOLID brachte ihre Erfahrung aus über 30 Jahren Planung, Bau und Betrieb von Solarthermie-Großanlagen ein. SOLID wertete die übermittelten Messdaten aus, entwarf und berechnete die verschiedenen Varianten und bereitete die Ergebnisse auf.

Hintergrund der Studie war der Wunsch der E-Steiermark Wärme, einem der größten Wärmeversorger Österreichs, die Möglichkeiten der Diversifizierung seines Wärmeerzeugungsportfolios zu prüfen. Die E-Steiermark Wärme nutzt bislang, in ihren dezentralen Wärmenetzen außerhalb des Großraums Graz, zu großen Anteilen Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln. Biomasse wird in vielen Szenarien für die zukünftige Energieversorgung eher für Anwendungen jenseits von Wärmenetzen und Raumwärme gesehen. Wie z.B. Prozesswärme für die Industrie.

Die E-Steiermark Wärme hat bislang keine Solarthermie-Großanlage in ihre dezentralen Fernwärme-Netze integriert und so bestand Interessen, diese Energieerzeugungsform näher kennenzulernen.

Im Fernwärme-Netz Graz hat die E-Steiermark bereits Erfahrung mit Solarthermie-Einspeisung durch Dritte. Am Standort Fernheizwerk Puchstraße Graz (Fernwärmezentrale) speist die größte Solarthermie-Anlage Österreichs mit einer Nennleistung von 5,7 MW ein. Diese Solaranlage steht aber nicht im Eigentum der E-Steiermark und wird nicht von ihr betrieben. Der jährliche solare Deckungsgrad dieser Anlage (ohne Speicher) liegt bei <1%. Ziel dieser Studie ist, auch durch den Einsatz von Wärmespeichern, für Obdach wesentlich höhere solare Deckungsgrade zu erreichen.

Für die Fa. SOLID war diese Machbarkeitsstudie eine gute Gelegenheit, die aus Planung, Bau und Betrieb anderer Solarthermie-Großanlagen, v.a. in Österreich, gewonnen Erkenntnisse für ein neues Projekt zu nutzen. So wurden im Leitprojekt Thermaflex, vom Klima- und Energiefonds gefördert, verschiedenste Wärmenetz-Konfigurationen untersucht und wertvolle Tools entwickelt, die auch in dieser Studie zum Einsatz kamen.

Für die Durchführung dieser Studie wurden einige Netze der E-Steiermark Wärme in Betracht gezogen. Auswahlkriterien waren u.a. Höhe der Sommerlast des Netzes, Synergien mit anderen anstehenden (Umbau-)Maßnahmen sowie die Platzverhältnisse am Standort für Kollektorfeld und Speicher.

Die Wahl fiel schließlich auf den Standort Obdach im Bezirk Murtal, weil dieser

am Rand der Ortschaft liegt und auch die anderen Kriterien, wie moderate Netztemperaturen, gut erfüllt.

3 Projektinhalt

3.3.1 Variante 1 „SDH Large“

Die folgende Abbildung zeigt den monatlichen Fernwärmebedarf, die monatliche solare Einspeisung in das System und die solare Deckung. Bereits im März kann ein Viertel des Fernwärmebedarfs solar gedeckt werden. Ab Juni wird eine komplette Versorgung mit solarer Wärme erreicht. Der Biomassekessel kann bis Oktober ausgeschaltet werden.

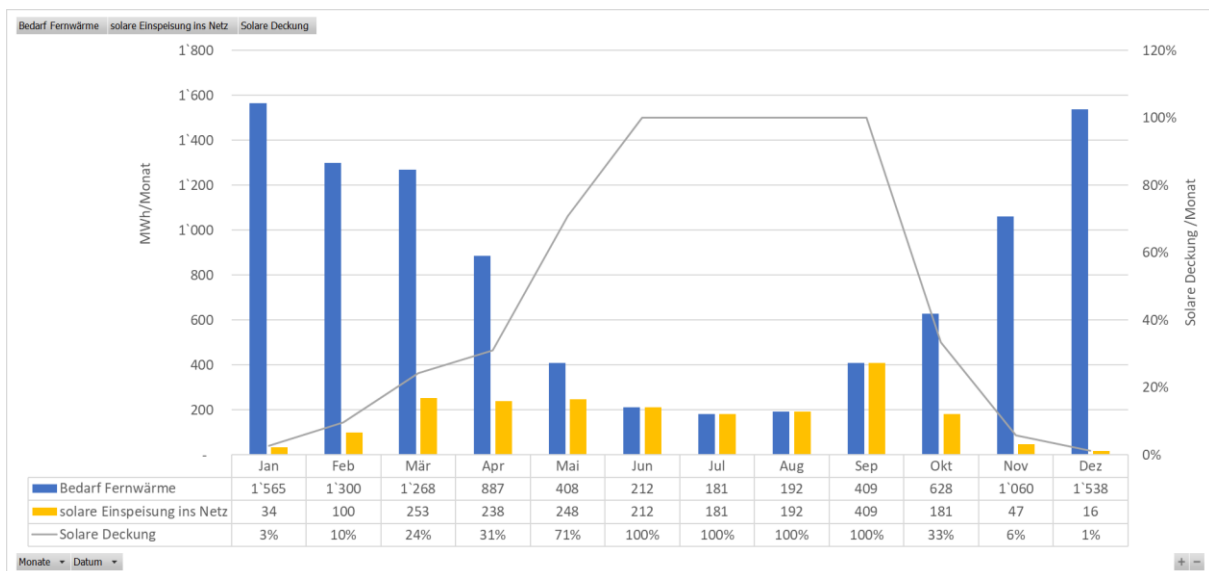


Tabelle 2 Monatliche Energiemengen Fernwärmebedarf, solare Einspeisung und solare Deckung für Variante 1 „SDH Large“

In der folgenden Grafik erkennt man, dass der Fernwärmebedarf komplett gedeckt wird und daher unter der solaren Einspeisung nicht sichtbar ist. Der Speicher ist ab August bereits voll beladen. Ab Mitte September steigt der Bedarf, der Speicher wird bis Ende September entladen.

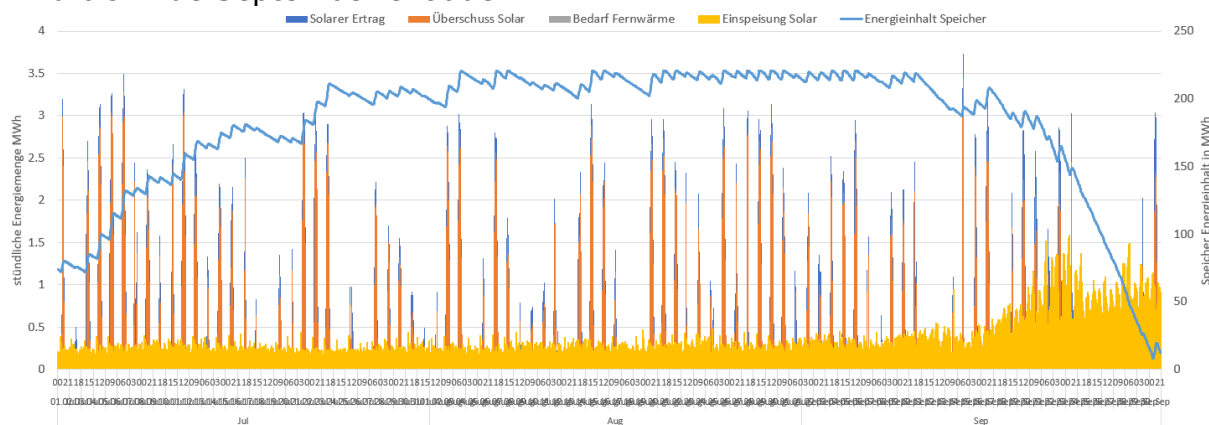


Abbildung 1 Stündliche Energiemengen Solarertrag, Überschuss Solar, Bedarf Fernwärme, solare Einspeisung und Energieinhalt Speicher für Variante 1 "SDH Large"

Um das Speichervolumen in einem ökonomisch noch vertretbaren Rahmen zu lassen wird der Speicher kleiner ausgelegt als das Maximum an Energie, dass an Überschuss entsteht. Im Fall von Variante 1 „SDH Large“ mit 5.000 m² Kollektorfläche müsste der Speicher ein Volumen von 7.300 m³ haben, um die gesamte überschüssige Solarenergie jederzeit speichern zu können. Um das Volumen zu verringern, wird in im Betrieb der Solaranlage der Speicher hin und wieder über Nacht entleert. Wenn der Speicher voll ist und die Abnahme der folgenden 24 Stunden unter der Erzeugung liegt, wird der Speicher in der Nacht ausgekühlt. Dazu werden die Kollektoren über Nacht durchflossen und kühlen dabei das Fluid auf Umgebungstemperatur herunter. Etwa 100 Watt / m² in der Stunde können auf diese Art gekühlt werden.

An einigen Tagen im August reicht diese Nachkühlung jedoch nicht aus. Der solare Überschuss am Tag ist zu hoch, kann nicht mehr gespeichert werden und muss daher aktiv gekühlt werden. Dazu kann der vorhandene Gaskessel oder Biomassekessel (liegt beim Kunden) verwendet werden. Dies hätte nicht nur den Vorteil eines aktiven Kühlmediums, sondern würde auch die Zeit für das Wiederanfahren des Kesselanlage verkürzen (Brennraumtemperatur liegt während dem Rückkühlen bei 90°C). Es müsste dazu das Primärluftgebläse in Betrieb gesetzt und die Kaminklappe geöffnet werden. Zusätzlich müsste noch die Speisewasserpumpe in Betrieb gesetzt werden um eine optimale Verteilung der Wärme in der Kesselanlage zu garantieren. Die Brennraumkammer hat die nötige Temperatur, um die Überschussenergie der Solarthermie ordnungsgemäß abzuführen.

In Summe werden 43 MWh in der Nacht gekühlt und 60 MWh aktiv gekühlt. Insgesamt entspricht dies entspricht 4.6 % der erzeugten Solarenergie. Die folgende Grafik zeigt die täglichen Energiemengen der solaren Erzeugung in gelb, des Fernwärmebedarfs in grau, und der aktiven und Nachtkühlung in blau und orange. Der Energieinhalt des Speichers wird als Tagesmittelwert dargestellt. Man erkennt, dass an insgesamt 16 Tagen aktiv gekühlt werden muss.

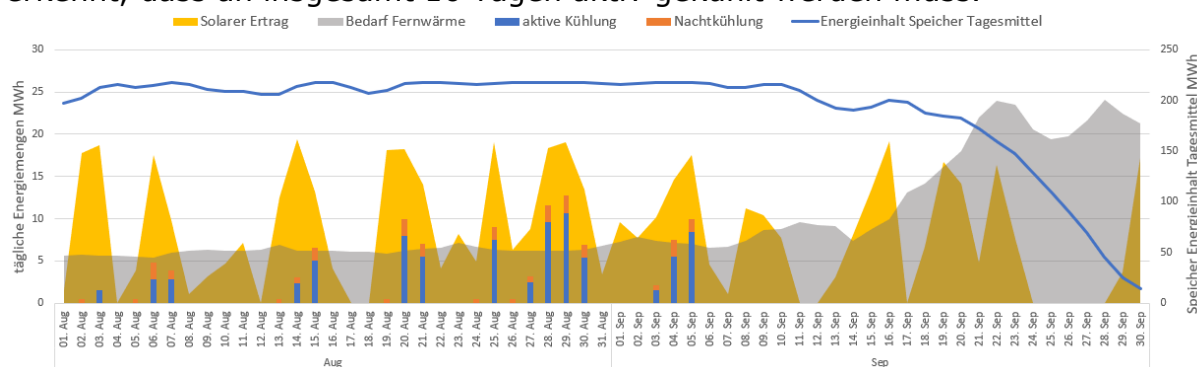


Abbildung 2 Tägliche Energiemengen der solaren Erzeugung, des Fernwärmebedarfs, aktive Kühlung und Nachtkühlung sowie mittlerer täglicher Energieinhalt des Speichers für Variante 1 „SDH Large“

3.3.2 Variante 2 „SDH Medium“

Die folgende Abbildung zeigt den monatlichen Fernwärmebedarf, die monatliche solare Einspeisung in das System und die solare Deckung. Im Juni können bereits 94 % des Bedarfs durch die Solaranlage gedeckt werden. Der Biomassekessel kann von 13. Juni bis 11. September ausgeschaltet werden.

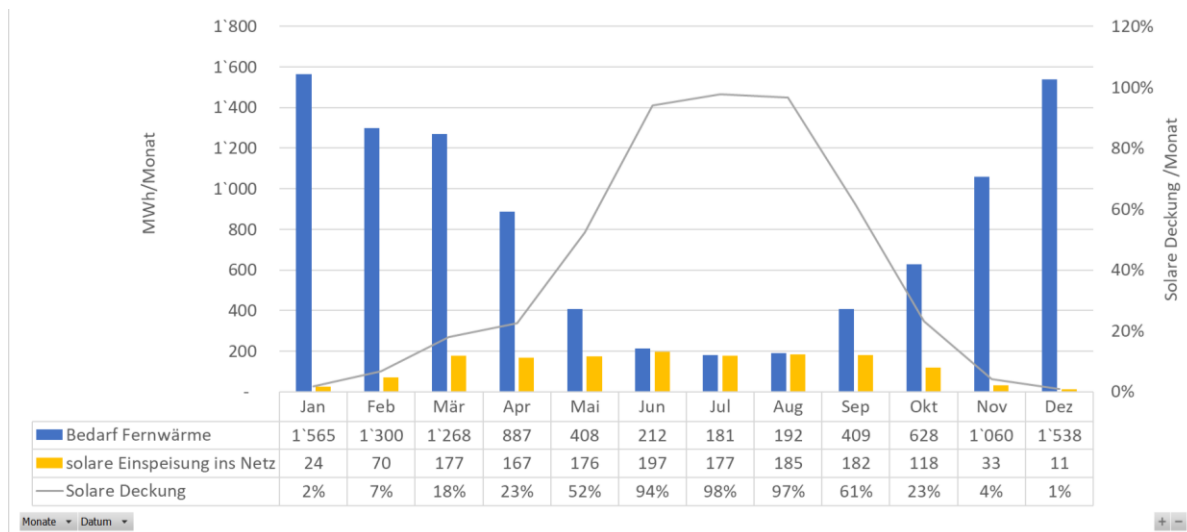


Tabelle 3 Monatliche Energiemengen Fernwärmebedarf, solare Einspeisung und solare Deckung für Variante 2 „SDH Medium“

Die folgende Grafik zeigt den täglichen Anteil der solaren Deckung in den Monaten Juni bis September. Man erkennt, dass bereits Anfang Juni einzelne Tage komplett gedeckt werden können. Ab 13. Juni bis 11. September wird außer an insgesamt 3 Tagen im Juli und 2 Tagen im August immer der komplette Fernwärmebedarf durch die Solaranlage gedeckt.

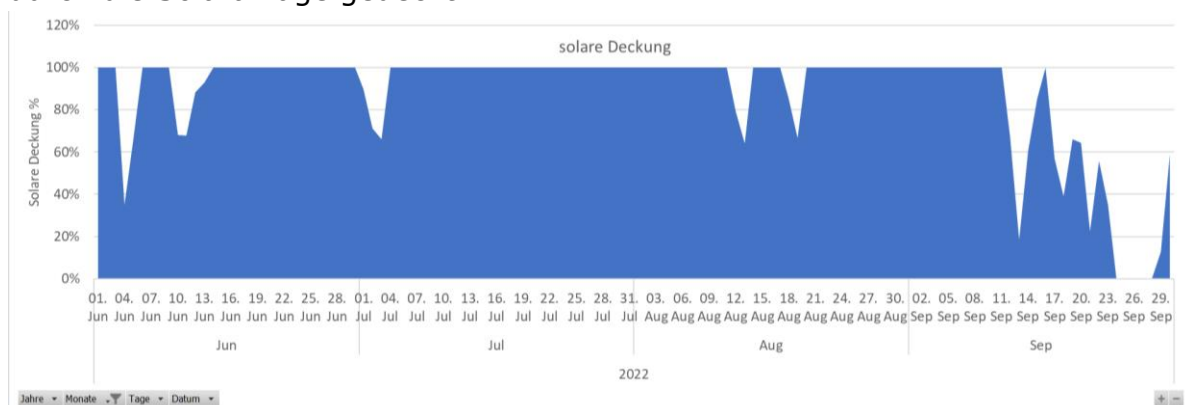


Abbildung 3 Tägliche solare Deckung von Juni bis September für Variante 2 „SDH Medium“

Auch bei dieser Variante muss der Speicher hin und wieder aktiv oder durch Nachkühlung ausgekühlt werden. Die folgende Grafik zeigt die täglichen Energiemengen der solaren Erzeugung in gelb, des Fernwärmebedarfs in grau, und der aktiven und Nachkühlung in blau und orange. Der Energieinhalt des Speichers wird als Tagesmittelwert dargestellt. Vor allem Anfang Juli muss an mehreren Tagen gekühlt werden. In Summe werden 11 MWh in der Nacht gekühlt und 21 MWh aktiv gekühlt. Insgesamt entspricht dies entspricht dies 2.1 % der erzeugten Solarenergie.

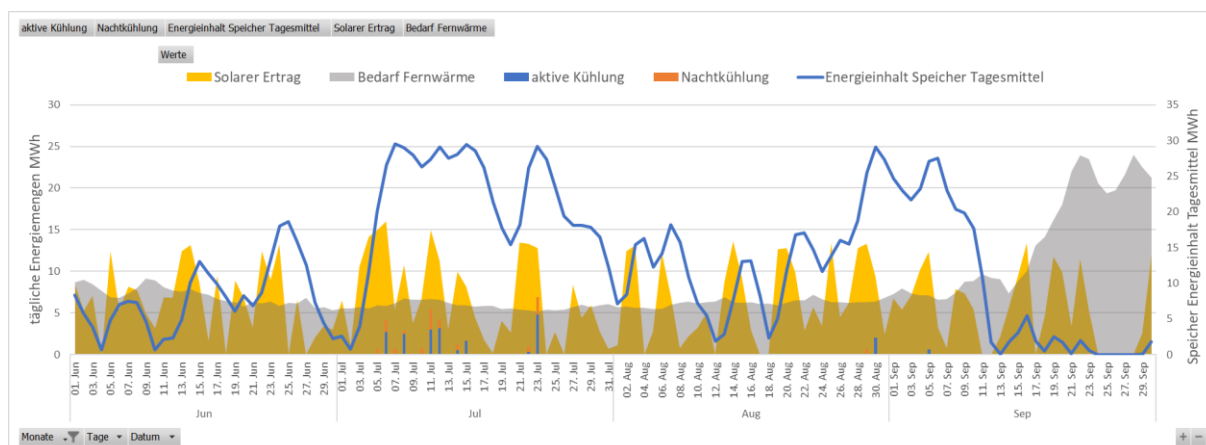


Abbildung 4 Tägliche Energiemengen der solaren Erzeugung, des Fernwärmebedarfs, aktive Kühlung und Nachtkühlung sowie mittlerer täglicher Energieinhalt des Speichers für Variante 2 „SDH Medium“

3.3.3 Variante 3 „SDH Small“

Die folgende Abbildung zeigt den monatlichen Fernwärmebedarf, die monatliche solare Einspeisung in das System und die solare Deckung. In den Sommermonaten werden zwischen 53 und 60 % solare Deckung erreicht.

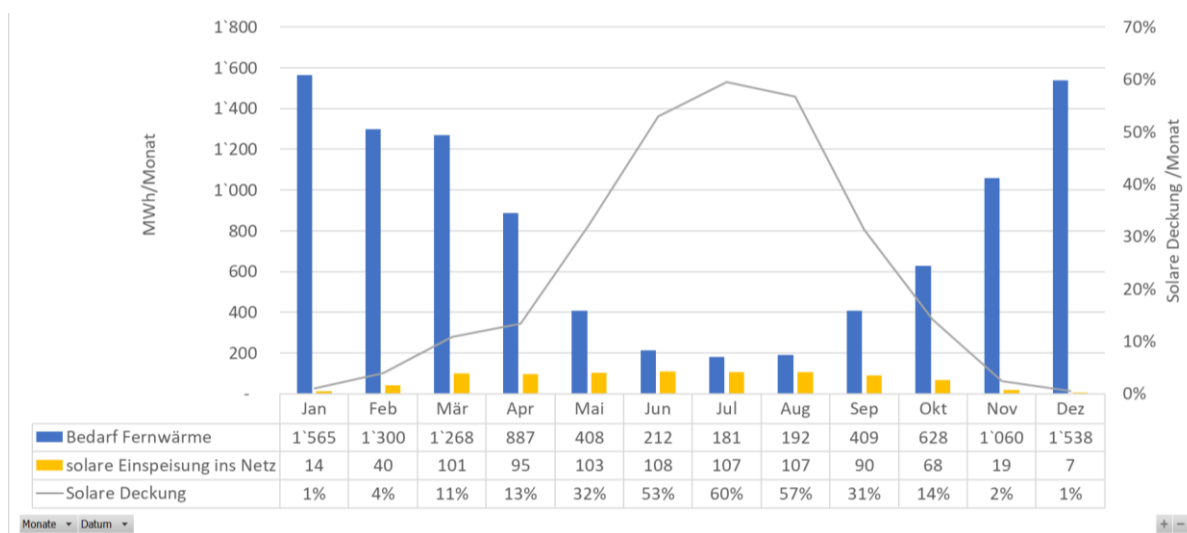


Tabelle 4 Monatliche Energiemengen Fernwärmebedarf, solare Einspeisung und solare Deckung für Variante 3 „SDH Small“

Vereinzelt können auch ganze Tage solar gedeckt werden. Dies macht allerdings die Regelung des Biomassekessels viel schwerer, da er nicht einfach ein und ausgeschaltet werden kann, muss er im Gluterhaltungsbetrieb fahren und die je nach Bedarf die restliche Leistung erbringen. Die Regelung und somit auch der Ertrag der Solaranlage wird durch den Minimalbetrieb des Biomassekessels allerdings auch beeinflusst, daher wurde angenommen, dass auch in diesem Fall der Kessel ganz außer Betrieb genommen wird, und der restliche Bedarf durch den Ölkessel gedeckt wird, der leichter hoch- und runtergefahren werden kann als der Biomassekessel. Dies führt allerdings wieder zu einem erhöhtem Ölbedarf im Fernwärmesystem gegenüber der Ausgangsbasis.

Die folgende Grafik zeigt den täglichen Anteil der solaren Deckung in den Monaten Juni bis September. An etwa 14 Tagen wird der Bedarf komplett von der

Solaranlage gedeckt, jedoch gibt es auch einige Tage, an denen gar keine Solarenergie in das System eingespeist werden kann.

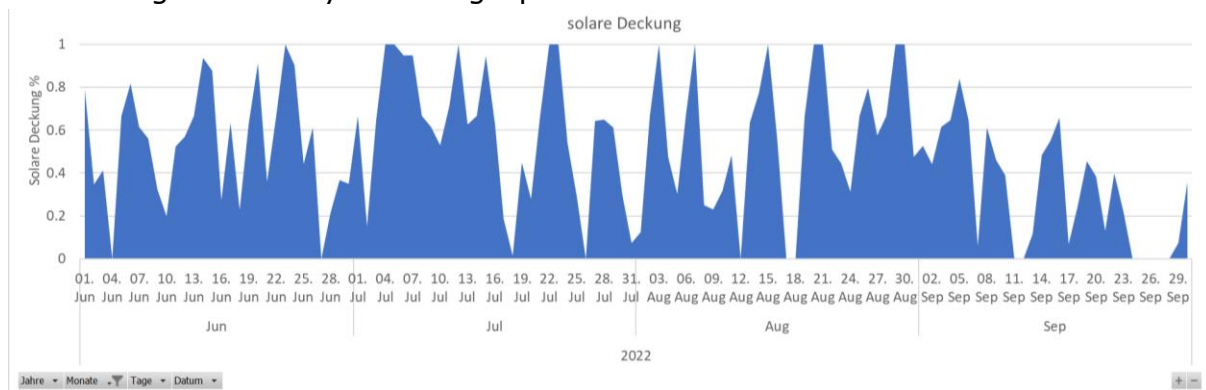


Abbildung 5 Tägliche solare Deckung von Juni bis September für Variante 3 „SDH Small“

Trotz der im Vergleich zu den vorherigen Varianten geringen solarer Deckung gibt es auch in dieser Auslegung einige Tage, an denen das System so viel überschüssige Energie liefert, dass der Speicher gekühlt werden muss. Der Speicher müsste ein Volumen von 290 m³ haben, um ohne aktiver bzw. Nachtauskühlung auskommen zu können.

In Summe werden 3.4 MWh in der Nacht gekühlt und 25 MWh aktiv gekühlt. Insgesamt entspricht dies entspricht 3.2 % der erzeugten Solarenergie. Da der Speicher nur für wenige Stunden ausgelegt ist, ist in dieser Variante die Möglichkeit der Nachtkühlung nicht so groß wie in den Vorhergehenden. Der Speicher wird in der Nach fast immer ausgeleert, solare Überschüsse entstehen an Tagen mit hoher solarer Einstrahlung.

Die folgende Grafik zeigt die stündlichen Energiemengen der solaren Erzeugung in gelb, des Fernwärmebedarfs in grau, und der aktiven und Nachtkühlung in blau und orange. Der Energieinhalt des Speichers wird als blaue Linie auf der rechten Achse dargestellt. Im Gegensatz zu den vorherigen Varianten, wird der Speicher täglich beinahe immer komplett entladen.

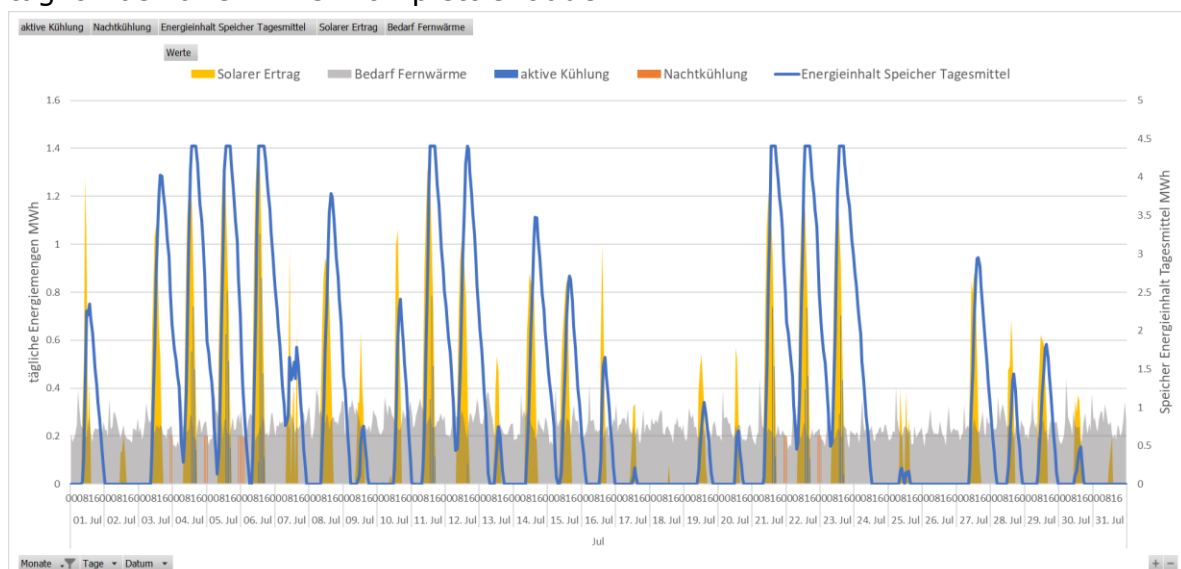


Abbildung 6 Stündliche Energiemengen der solaren Erzeugung, des Fernwärmebedarfs, aktive Kühlung und Nachtkühlung sowie Energieinhalt des Speichers für Variante 3 „SDH Small“

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Erfahrungen aus diesem Projekt haben gezeigt, dass die Solarthermie Potential hat für über 15% solaren Deckungsgrad in großteils Biomasse gefeuerten Netzen. Durch die Einbindung von großen, drucklosen Wärmespeichern lässt sich der sommerliche Nachheizbedarf aus anderen, nicht-solaren Quellen auf Null oder nahezu Null reduzieren. Je nach Speichergröße. Daher ist Variante 2 bevorzugt, mit einer solaren Nennleistung von 2,5 MW der Hochtemperatur-Flachkollektoren und einem Wärmespeicher mit einem Volumen von 800 m³.

Sehr wichtig für die Integrierbarkeit von großen Solarthermie-Anlagen sind die Temperaturen der Wärmenetze, in die eingespeist wird. Dies hat sich im Projekt Obdach wieder gezeigt. Wenn das Wärmenetz aufgrund einiger weniger Abnehmer hohe Rücklauf-Temperaturen im Sommer von über 60°C hat, wird die wirtschaftlich attraktive Solar-Netzeinspeisung sehr schwierig. Aufgrund verminderter Kollektor- und Speichereffizienzen.

Zur weiteren Verbreitung erneuerbarer Energieträger und von Abwärmenutzung ist es dringend notwendig, dass in Österreich mehr Anstrengungen zur Senkung der Wärmenetztemperaturen unternommen werden.

Die letzten Monate und Jahre waren geprägt von turbulenten Preisentwicklungen sowohl bei verschiedenen Energieträgern (fossil, Biomasse) als auch bei Komponenten und Leistungen, die für Solarthermie benötigt werden. Ersteres ist für die Umsetzbarkeit von Solarthermie-Großanlagen vorteilhaft, zweiteres ist nachteilig. Diese Preisdynamik erschwert tendenziell die Umsetzung von Großvorhaben im Erneuerbare-Energien-Bereich, da sowohl die Laufzeit dieser Anlagen recht lang ist und auch die Projektvorbereitungs- und Umsetzungsphase.

Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan sowie Status

Zeitplan der Umsetzung von Variante 2:

Beispiel Umsetzungszeitplan	Monate	2023												2024												2025												
		Dez.22	Jän.23	Feb.23	Mär.23	Apr.23	May.23	Jun.23	Jul.23	Aug.23	Sep.23	Oktober.23	Nov.23	Dez.23	Jän.24	Feb.24	Mär.24	Apr.24	May.24	Jun.24	Jul.24	Aug.24	Sep.24	Oktober.24	Nov.24	Dez.24	Jän.25	Feb.25	Mär.25	Apr.25	May.25	Jun.25	Jul.25					
1 Bedarfanalyse & Erstkonzept	3																																					
2 Vorplanung & Kostenermittlung	6																																					
3 Förderentscheidungsfindung, Ausführungsplanung & Genehmigungen	5																																					
4 Genehmigungen, Bestellungen, Bau der Anlage	7																																					
5 Inbetriebnahme & Probetrieb	2																																					
UMSETZUNGSZEIT GESAMT (in Monate)	22																																					
MEILENSTEINE																																						
M1 Vertragsunterschrift	1																																					
M2 Lieferung Hauptkomponenten	1																																					
M3 Übergabe an Kunden	1																																					

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die Ergebnisse der Studie Obdach werden in Zukunft in die Disseminierungsaktivitäten der Fa. SOLID zum Thema solare Fernwärme eingebunden. So werden z.B. immer wieder Vorträge zu diesem Thema gehalten.

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.