

Publizierbarer Endbericht

Gilt für die Programme Mustersanierung und solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Fernwärme Hollabrunn
Programm:	Solarthermie-Großanlagen Machbarkeitsstudien
Projektdauer (Plan):	01.02.2022 bis 01.03.2023
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	SOLID Solar Energy Systems
Kontaktperson Name:	Moritz Schubert
Kontaktperson Adresse:	Puchstr. 85, 8010 Graz
Kontaktperson Telefon:	0316 / 292840
Kontaktperson E-Mail:	m.schubert@solid.at
Projekt- und Kooperationspartner (inkl. Bundesland):	EVN Wärme GmbH, Niederösterreich
Adresse Investitionsobjekt:	Senitzergasse, 2020 Hollabrunn
Projektwebseite:	www.solid.at
Schlagwörter	Solare Fernwärme, hohe solare Deckungsgrade
Projektgesamtkosten:	35.000 €
Fördersumme:	35.000 €
Klimafonds-Nr.:	KR21KB0K00001
Erstellt am:	31.01.2023

B) Projektübersicht

1 Executive Summary

In diesem Projekt wurde die Machbarkeit einer Solarthermie-Einbindung in das Heizwerk des Energieversorgers EVN in Hollabrunn, NÖ, geprüft. Bislang verwendet das Heizwerk großteils Biomasse (Holzhackschnitzel) zur Wärmeerzeugung und zu einem geringen Anteil Gas.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden Variante 1 mit „Tagesspeicher“ und 5,6 MW Solarleistung untersucht und Variante 2 mit „Mehrtagespeicher“ und 10,5 MW Solarleistung.

Für Variante 1 wurde eine Konfiguration ausgewählt, bei der auch im Sommer der gesamte Solarertrag eines Tages auch innerhalb von 24 Stunden verbraucht wird. Wenn am Morgen eines Sommertages die Solarerträge ansteigen und die Netzlast übersteigen, ist der Wärmespeicher „leer“. D.h. dass die Solarerträge des Vortages aufgebraucht sind. Diese Konfiguration führt dazu, dass die solare Deckung des Wärmenetzes im Sommer bei ca. 60% liegt. Aufgrund der Größe der Biomassekessel und der damit verbundenen Mindestleistung kommen diese im Sommer in Kombination mit Solarthermie nicht zum Einsatz. Somit ist hier zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden im Sommer Gas notwendig. Dieser Gasanteil ist mit ca. 3% in der Jahresbetrachtung gering.

Bei Variante 2 mit Mehrtagespeicher wird der Gaseinsatz ganzjährig auf nahezu Null reduziert. Hier laufen die Biomassekessel im Sommer auch nicht und die Wärmeaufbringung erfolgt ausschließlich über Solarthermie und Speicher.

Bei beiden Varianten haben sich durch die Verwendung der recht großen Speicher von 400 m³ für Variante 1 und 2.500 m³ für Variante 2 auch als sehr nützlich für die Reduktion von Gaseinsatz in den Übergangszeiten erwiesen. Somit kann durch die Kombination aus Solaranlage und Speicher zusätzlich Einsatz von fossilen Energieträgern vermieden werden.

Bei Variante 1 beläuft sich der nutzbare Solarertrag auf 3149 MWh/a und die solare Deckung beträgt 12%. Die große Variante 2 mit dem Mehrtagespeicher kommt auf eine solare Deckung von 23% bei 6000 MWh/a nutzbarem Solarertrag.

Die Investitionskosten belaufen sich auf 3,89 Mio. EUR für Variante 1 und 7,67 Mio. EUR für Variante 2, jeweils inkl. Speicher. Diese Baukosten sind im Laufe der letzten Jahre angestiegen, wesentlich stärker als der Verbraucherpreisindex. Bei aktuell steigenden Zinsen stellt diese Situation eine Herausforderung für die Finanzierung dar. Trotz ebenfalls ansteigender Brennstoffkosten.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die gegenständliche Machbarkeitsstudie untersucht die Machbarkeit von zwei Größenvarianten von Solarthermie-Anlagen für die Wärmeversorgung der Bezirksstadt Hollabrunn in Niederösterreich. Die Studie wird von der Solarthermie-Firma SOLID Solar Energy Systems in Kooperation mit dem Fernwärme-Betreiber durchgeführt. Die EVN Wärme GmbH 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 aus.

Hintergrund der Studie war der Wunsch der EVN Wärme, einem der größten Wärmeversorger Österreichs, die Möglichkeiten der Diversifizierung seines Wärmeerzeugungsportfolios zu prüfen. Die EVN Wärme nutzt bislang, auch in sehr großen Wärmenetzen, 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 EVN Wärme hat bislang keine Solarthermie-Großanlage in ihren Fernwärmenetzen integriert und so bestand Interesse, diese für die EVN Wärme innovative Energieerzeugungsform näher kennenzulernen. Sowohl in technischer wie auch in wirtschaftlicher Hinsicht.

Für die Fa. SOLID war diese Machbarkeitsstudie eine gute Gelegenheit, die aus Planung, Bau und Betrieb anderer Solarthermie-Großanlagen, v.a. in Österreich, gewonnenen 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 EVN 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 Hollabrunn im westlichen Weinviertel, weil dieser am Rand der Ortschaft liegt und auch die anderen Kriterien gut erfüllt.

3 Projektinhalt

Für Variante 1 wurde eine Konfiguration ausgewählt, bei der auch im Sommer der gesamte Solarertrag eines Tages auch innerhalb von 24 Stunden verbraucht wird. Bei Variante 1 wird nur ein Tagesspeicher benötigt, kein Mehrtagespeicher. Wenn am Morgen eines Sommertages die Solarerträge ansteigen und die Netzlast übersteigen, ist der Wärmespeicher „leer“. D.h. dass die Solarerträge des Vortages aufgebraucht sind.

Das Kollektorfeld belädt den Speicher über einen Wärmetauscher, da im Kollektorkreis ein Glykol-Wasser-Gemisch verwendet wird. Für die Speicherentladung muss üblicherweise kein Wärmetauscher verwendet werden, der Pufferspeicher und das Netz sind somit nicht hydraulisch getrennt.

Die Solaranlage darf die erzeugte Energie jederzeit in das Netz liefern, solange Bedarf im Netz besteht. Im Sommer wird die Solaranlage in den Vorlauf einspeisen und somit auf Vorlauftemperatur geregelt. Im Winter erfolgt ein Frostschutzbetrieb.

Somit ergibt sich in den Sommermonaten eine Verteilung von ca. 60/40 Solar/Gas. In der Übergangszeit (v.a. in den Monaten März, April, September, Oktober) ergeben sich zusätzliche Nutzen des Speichers von 400 m³ in Form von Vermeidung von Gaseinsatz zu Gunsten von Biomasse. Die in Abbildung 1 ersichtlichen Gasspitzen können bei intelligenter Speicherbewirtschaftung weitgehend vermieden werden. Investkosten dieser Lösung: 3,87 Mio. Euro. Solarertrag: 3.149 MWh/a.

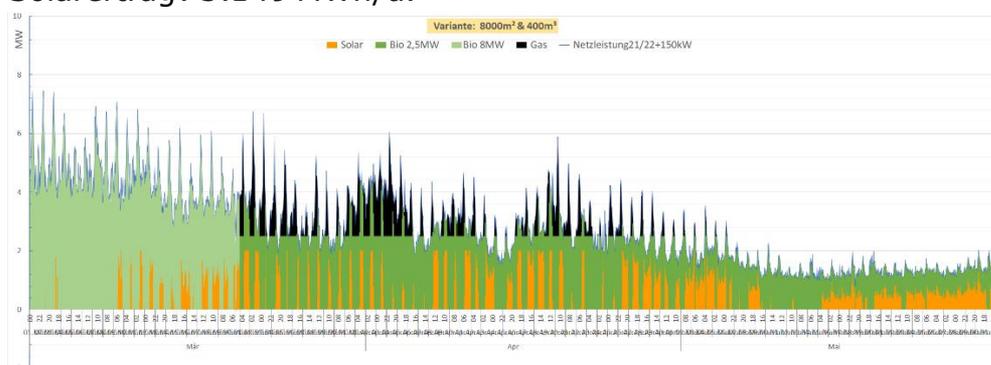


Abbildung 1: Erzeugungsprofil im Frühjahr

Für Variante 2 war das Ziel, den Solaranteil so weit zu erhöhen, dass keine oder fast keine Zusatzfeuerung in den Sommermonaten notwendig ist. Dies wird durch ein im Vergleich zu Variante 1 größeres Kollektorfeld und einen Mehrtagespeicher erreicht. Ein sog. Mehrtagespeicher kann auch mehrere Regentage in Folge mit kaum Solareinstrahlung abdecken.

Systemparameter (Auslegung)		
Nominale Leistung	MW	10,5
Kollektorfeldfläche (brutto)	m ²	15.004
Speichervolumen	m ³	2500

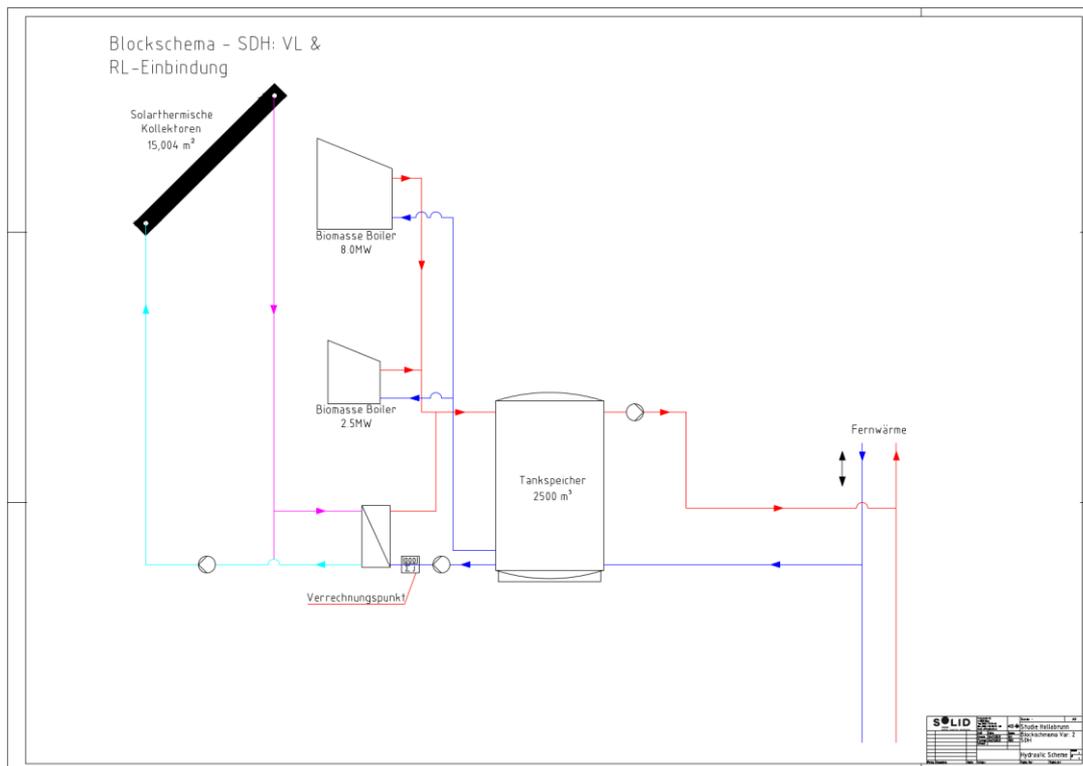


Abbildung 2: Hydraulisches Blockschnittbild von Variante 2 über das gesamte Energieversorgungssystem inkl. solarthermischer Großanlage

Der Jahresverlauf der Energieerzeugung, in Abbildung 12, zeigt, dass das Netz in den Sommermonaten fast zur Gänze. Dies ist möglich durch die im Vergleich zu Variante 1 fast verdoppelte Kollektorfläche von 15.004 m² (Nennleistung: 10,5 MW) und den Mehrtagespeicher von 2.500 m³ Speichervolumen. Hierdurch können auch in den Übergangszeiten wesentliche Anteile des Netzbedarfes durch Solarenergie gedeckt werden.

Der nutzbare Solarertrag beträgt 6.000 MWh/a oder 400 kWh/m²,a bei 23% solarer Deckung des Netzes.

Im Frühjahr und Herbst besteht durch den sehr großen Speicher von 2.500 m³ die Möglichkeit, große Teile des Gaseinsatzes einzusparen.

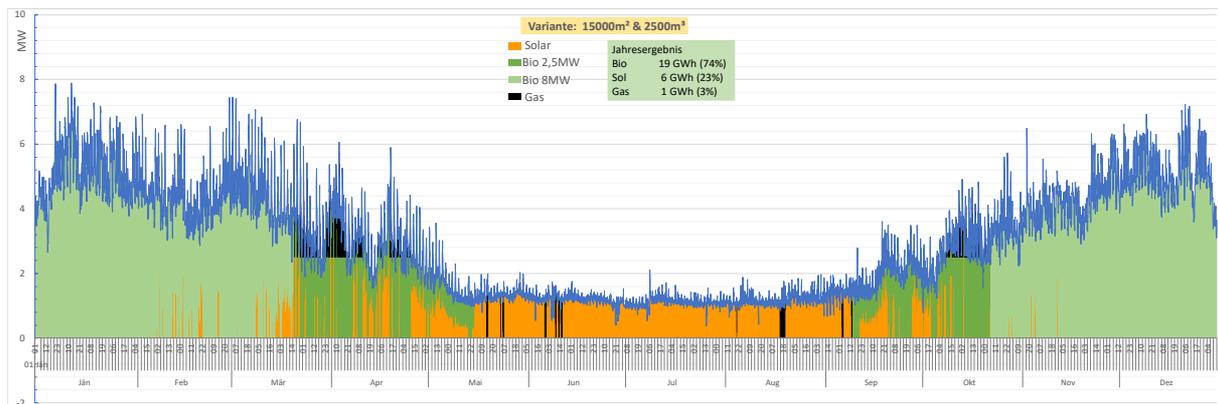


Abbildung 3: Erzeugungsprofil über das Jahr für Variante 2

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Erfahrungen aus diesem Projekt haben gezeigt, dass die Solarthermie Potential hat für über 20% solaren Deckungsgrad in großteils Biomasse gefeuerten Netzen. Durch die Einbindung von großen sogenannten Mehrtages speichern lässt sich auf Null oder nahezu Null reduzieren. Je nach Speichergröße. Daher ist Variante 2 bevorzugt, mit einer solaren Nennleistung von 10,5 MW der Hochtemperatur-Flachkollektoren und einem Wärmespeicher mit einem Volumen von 2.500 m³.

Sehr wichtig für die Einbindbarkeit von großen Solarthermie-Anlagen sind die Temperaturen der Wärmenetze, in die eingespeist wird. Dies hat sich im Projekt Hollabrunn 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 Abwärmennutzung 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.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan sowie Status

Status im Jänner 2022: Vorbereitung der Einreichung im Klimafonds-Programm „Solarthermie-Großanlagen“ bis 24.02.2023.

Zeitplan der Umsetzung von Variante 2:

Beispiel Umsetzungszeitplan	Monate	2023												2024								
		Dez.22	Jän.23	Feb.23	Mär.23	Apr.23	Mai.23	Jun.23	Jul.23	Aug.23	Sep.23	Okt.23	Nov.23	Dez.23	Jän.24	Feb.24	Mär.24	Apr.24	Mai.24	Jun.24	Jul.24	
1 Bedarfsanalyse & Erstkonzept	1																					
2 Vorplanung & Kostenermittlung	2																					
3 Förderentscheidungsfindung, Ausführung	5																					
4 Genehmigungen, Bestellungen, Bau der A	9																					
5 Inbetriebnahme & Probetrieb	1																					
UMSETZUNGSZEIT GESAMT (in Monate)	17																					
MEILENSTEINE																						
M1 Vertragsunterschrift	1																					
M2 Lieferung Hauptkomponenten	1																					
M3 Übergabe an Kunden	1																					

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die Ergebnisse der Studie Hollabrunn werden in Zukunft in die Disseminierungsaktivitäten der Fa. SOLID zum Thema solare Fernwärme mit hohen Deckungsgraden 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.