

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Fernwärme Weiz
Programm inkl. Jahr:	Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen 2022
Dauer:	01.11.2022 bis 31.10.2023
Kontaktperson Name:	DI. Gerd Holzer DI Dr. techn. Daniel Hütter
Kontaktperson Adresse:	Hauptplatz 7, 8160 Weiz
Kontaktperson Telefon:	+43 3172 2319 401 +43 3172 2319 801
Kontaktperson E-Mail:	gerd.holzer@weiz.at daniel.huetter@fwg.weiz.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH; Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH; Weizer Energie- Innovations- Zentrum GmbH,
Schlagwörter:	Solare Machbarkeit, Speicher, Biomasse Nahwärme, Gewerbegebiet
Auftragssumme:	75.000,- €
Klimafonds-Nr:	C237283
Erstellt am:	12.03.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Energieversorger Fernwärme Weiz GmbH plant zukünftig, zusätzliche erneuerbare Energiequellen in ihr Erzeugungsportfolio aufzunehmen. Nachdem die Biomasse als nachhaltige Energiequelle u.a. zurzeit durch geplante EU-Regulatorien und steigende Rohstoffpreise unter Druck gerät, soll in der vorliegenden Machbarkeitsstudie der Einsatz von Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe(n) und einem saisonalen thermischen Energiespeicher untersucht werden. Angestrebt wird eine 100%-ige solare Deckung in den Sommermonaten sowie ein Beitrag der Solaranlage an der Versorgung in den Wintermonaten. Durch die Nähe zum urbanen Siedlungsraum sind vor allem die räumlichen Verhältnisse spezieller Gegenstand dieser Machbarkeitsstudie (verteilte Solarfelder im Betrieb, Leitungsverluste und Kosten im Zusammenspiel mit Grundstückspreisen und Verfügbarkeiten).

Die konkreten Arbeitsschritte der Machbarkeitsstudie beinhalten:

- Erstellung möglicher Integrationskonzepte für Solarthermie-Anlage und Langzeit-Wärmespeicher in das zukünftige Fernwärmenetz der Stadt Weiz sowie Wärmepumpenkonzepte zur Solarthermie Unterstützung bzw. gezielte Speicherbewirtschaftung
- Betrachtung der Solarthermie-Anlage, Speicher und Wärmepumpe(n) im Sommerbetrieb (Ziel Grundlastabdeckung und Abschaltung der Biomassekessel) und im Winterbetrieb (Unterstützung durch Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung und optimale Ausnutzung der verfügbaren Wärmepumpe in Zusammenspiel mit dem Speicherinhalt)
- Vorsimulation und Auslegung von Solarthermie, Wärmepumpen und Langzeit-Wärmespeicher unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten (Grundwasser, mögliche anderweitige Nutzung der Speicher Abdeckung)
- Techno-ökonomische Bewertung der geographischen Positionierung der Solarthermie-Teilfelder, des Speichers sowie der Wärmepumpe in Relation zu Heizwerk und KundInnen. Untersuchung von Leitungsverlusten, Regelbarkeit und Kosten für die Leitungsführung in Gegenüberstellung zu Grundstücksverfügbarkeit und Grundstückspreisen
- Wirtschaftliche Bewertung der unterschiedlichen Systemkonzepte und Entwicklung von konkreten Umsetzungsstrategien u.a. als Vorbereitung für eine mögliche Investmentförderung im Rahmen des Programms mit Einreichung Frühjahr 2023/2024.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Motivation

Nicht nur erst seit der Bestrebung zur Einführung einer CO₂ Steuer lässt sich ein deutlich verstärktes Interesse der Verantwortungsträger auf Gemeinden-, Städten- und Länderebene, an der Integration erneuerbaren Energiequellen in ihrem jeweiligen Einflussbereich verzeichnen. In den letzten Jahren stieg auch die Wahrnehmung der akuten Klimaproblematik, wodurch die Handlungsbereitschaft zur Umsetzung nachhaltiger Energiesysteme einen vorzeitigen Höhepunkt erreicht hat. Daher wird künftig die saisonale Speicherung von sommerlichen Wärmeüberschüssen sowie der Einsatz vorhandener Abwärmepotenzialen somit eine zentrale Rolle zur Reduzierung der CO₂ Emissionen einnehmen und dadurch die Steuerbelastung von Betrieben und letztendlich den Endverbraucher deutlich senken.

Die Fernwärme Weiz GmbH als lokaler Energieversorger der Stadtgemeinde Weiz (ca. 12.000 EinwohnerInnen) will neben dem Ausbau ihrer Netzkapazitäten aus den oben genannten Gründen auch erneuerbare Energien abseits der Biomasse in ihrem Erzeugungsportfolio forcieren. Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurde ein Umsatz in Höhe von rund 4 Mio. Euro mit insgesamt 8 Mitarbeitern erzielt. 800 KundInnen werden derzeit mit ca. 60.000 MWh/a Fernwärme versorgt, wobei ausgelöst durch die jüngsten energiepolitischen Entwicklungen ein massiver Zuwachs an NeukundInnen für die Fernwärme im Jahr 2022 zu verzeichnen war. Die Wärmeerzeugung erfolgt dabei über 4 Biomassekessel und eine industrielle Einspeisung. Längerfristiges Ziel der Fernwärme Weiz GmbH ist einerseits ein optimierter Sommerbetrieb mit möglichst wenig bis keinem Biomasseverbrauch (Deckung über die in der gegenständlichen Machbarkeitsstudie untersuchte Solarthermieanlage) und gleichzeitig ein Kapazitätsausbau bzw. unterstützende Erzeugungs- und Speicheranlagen für den Winterbetrieb.

Gerade im urbanen Siedlungsgebiet sind Flächen für solarthermische Kollektorfelder jedoch meist schwer verfügbar oder kostenintensiv im Erwerb. Gleichzeitig dürfen Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie EndkundInnen jedoch örtlich nicht beliebig weit auseinander liegen um Netz bzw. Verteilverluste sowie hohe Kosten in der Umsetzung und Regelungsprobleme zu vermeiden. Diese Problematik der sinnvollen räumlichen Verortung betrifft in dieser konkreten Machbarkeitsstudie den Standort Weiz im speziellen². (siehe Abbildung 1 auf der folgenden Seite), steht aber prototypisch für ähnlich geartete Probleme für eine Vielzahl österreichischer Gemeinden, die in Solarthermie investieren wollen. Eine der Hauptaufgaben dieser Machbarkeitsstudie ist deshalb, eine techno-ökonomische Bewertung für solarthermische Großanlagen in verteilter bzw. entfernter Aufstellung in Relation zu WärmekundInnen bzw. anderen Energieerzeugern und Speichern durchzuführen und Empfehlungen für wirtschaftlich und technisch attraktive Positionierungen abzugeben und entsprechende Gesamtsystemkonzepte abzuleiten.

¹ Bundesgesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Treibhausgasemissionen (Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022 – NEHG 2022)

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

3.1 Technische Rahmenbedingungen

Raumordnung

Für die bewertete Großanlage sind keine gesonderten Auflagen seitens der steirischen Raumordnung zu erwarten, solange die Anlage von der Fernwärme Weiz GmbH selbst errichtet und betrieben wird.

Bodengutachten

Weiters wird es (bei einer möglichen Umsetzung) notwendig sein, ein geologisches Gutachten zu erstellen, um die Bodenbeschaffenheit und den Grundwasserspiegel zu prüfen.

Bau- und gewerberechlicher Bescheid

Damit die Anlage errichtet werden kann, ist ein bau- und gewerberechlicher Bescheid erforderlich. Dazu ist ein entsprechendes Einreichprojekt an die Bezirkshauptmannschaft Weiz abzugeben

Hochwasserschutz

Bei diesem Gebiet ist keine Gefährdung durch Hochwasser zu erwarten

Emissionen

Da die Anlage weder Schall noch sonstige Emissionen emittiert, ist von dieser Seite aus mit keinen Auflagen zu rechnen.

Ausschreibung und Vergabe

Bei Umsetzung des Projektes ist die Abwicklung nach dem Vergaberecht notwendig, da die Fernwärme Weiz ein öffentlicher Auftraggeber ist. Wird ein Förderungsprogramm genutzt, muss die Angebotseinholung gemäß den aktuellen Kriterien erfolgen

Flächenwidmung

Die geplanten Flächen sind im Flächenwidmungsplan als Aufschließungsgebiet - Gewerbegebiet geplant.

Grundstückssicherung

Die meisten Grundstücke gehören der Gemeinde bzw. den sich dort ansiedelnden Betrieben und bei den anderen sind bereits die grundlegenden Gespräche mit den Grundeigentümern geführt. Bei Projektumsetzung gibt es die Möglichkeit noch zusätzliche Flächen gepachtet, bzw. erworben werden können.

Wärmebedarf

Als Basis für die Simulation gilt der gemessene Energieverbrauch des Fernwärmenetzes Weiz im Zeitraum 07/2021 bis 06/2022. Somit beinhalten die Daten im Sommer das komplette Fernwärmenetz (Versorgung durch Abwärme

Weitzer Parkett und Heizwerk Fernwärme Weiz) und im Winter die Daten des Heizwerks Fernwärme Weiz. Das Lastprofil sowie Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sind in Abbildung 1 dargestellt.

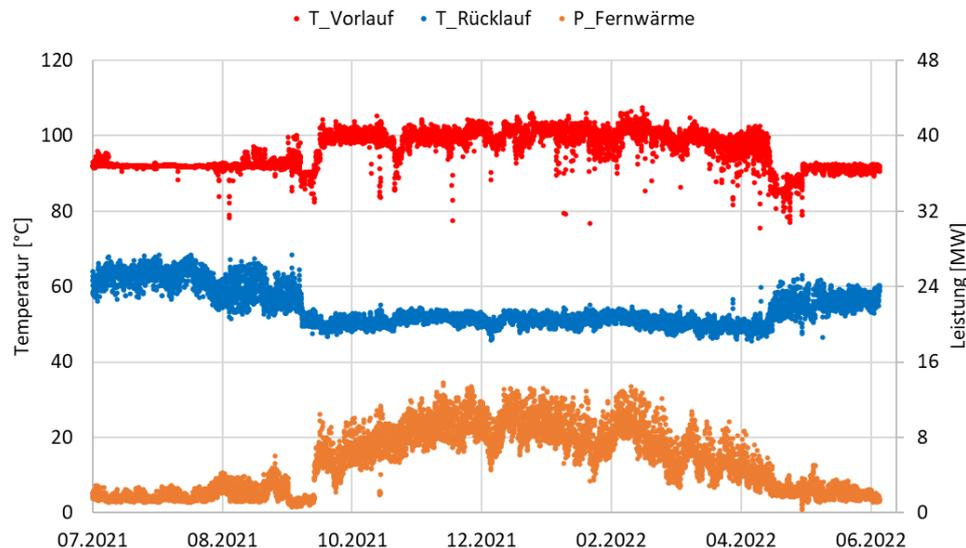


Abbildung 1: Lastprofil des Wärmenetzes Weiz im Zeitraum 07/2021 - 06/2022

Das neue Konzept sieht die Einbindung einer Solarthermieanlage in das bestehende Wärmenetz der Fernwärme Weiz vor. Es wurden mehrere Subvarianten mit unterschiedlich großen Kollektorflächen betrachtet. Eines der erarbeiteten Konzepte basiert auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, welche einen Langzeit-Wärmespeicher als Quelle nutzen. Dieser Langzeit-Wärmespeicher wird von der solarthermischen Großanlage regeneriert. Der Langzeitspeicher kann im oberen Bereich auch als Lastausgleich für das Fernwärmenetz genutzt werden.

Die Simulationen aller Systemvarianten wurde mit der Software Polysun v11 durchgeführt. Hierbei wurden einige Vereinfachungen vorgenommen, welche im Folgenden kurz beschrieben werden. In Übereinstimmung mit der Dokumentation von Polysun wurden die einzelnen Systemkomponenten wie folgt abgebildet:

- Solarkollektoren: integraler Bestandteil des Tools
- Langzeit-Wärmespeicher: Dieser wurde als Pufferspeicher mit den folgenden Eigenschaften modelliert
 - o Höhe: 30 m
 - o Durchmesser: 29 m
 - o Dämmdicke: 100/100/50 mm (Wand/Deckel/Boden)
 - o Wärmeleitfähigkeit: 0,03 W/(m K)
- Wärmepumpe: Kennlinienfeld einer Hochtemperaturwärmepumpe von ECOP in Polysun eingelesen

- Für die Wärmeabnahme durch die Fernwärme wurde ein Jahreslastprofil mit Vor- und Rücklauftemperaturen erstellt und als „Warmwasser-Lastprofil“ in Polysun eingelesen.

Als Referenzsystem wurde bei allen Varianten das bestehende Fernwärmenetz (im Winter ausschließlich Hackschnitzel und im Sommer Abwärmennutzung Weitzer Parkett) angenommen.

Ziel der Simulationen war es bei gleichbleibenden Randbedingungen, wie oben definiert, die unterschiedlichen Szenarien zu simulieren und zu bewerten bzw. Empfehlungen abzugeben. Alle nachfolgenden Varianten wurden hinsichtlich des solaren Deckungsgrade, des spezifischen Solarertrags übers Jahr, der Stagnationszeiten der Solarthermie, der mittleren Speicherverluste übers Jahr und den Energiebedarf des Kessels inkl. dessen Einsatzzeiten bewertet.

3.2 Variante 1 - Baseline „Solare Großanlage mit Biomasse und Erdbeckenspeicher“

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

In Variante 1 speist die Solaranlage in einen Langzeitspeicher ein, welcher als Quelle für eine Wärmepumpe genutzt wird. Die solarthermische Großanlage wird mit einer Kollektorgröße von 12.000 m² in Kombination mit einen 20.000 m³ großen Erdbeckenspeicher untersucht. Da es sich um einen drucklosen Speicher handelt ist die Maximaltemperatur mit 95°C begrenzt. Die Wärmepumpe zur Anhebung auf die Vorlauftemperatur von bis zu 105°C wird mit einer Leistung von 400 kW untersucht. Abbildung 2 zeigt das vereinfachte Hydraulikkonzept.

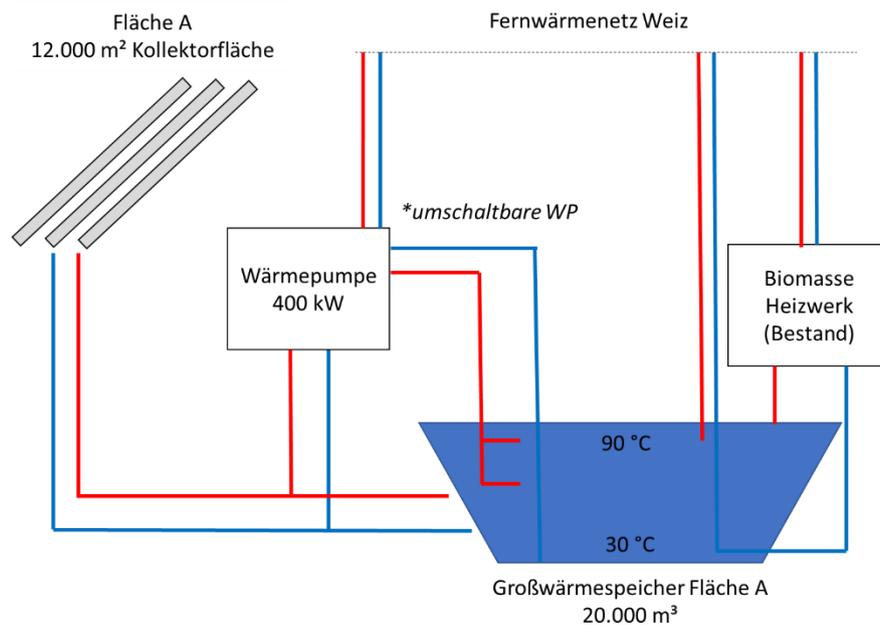


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Variante 1 "12.000 m² mit Großspeicher" (Quelle: AEE INTEC)

Der Langzeitwärmespeicher mit einem Volumen von 30.000 m³ ist, nach dänischem Vorbild als Vorreiteration für großtechnische, wassergeführte und unterirdische Speichersysteme, eine Ausführung als Erdbeckenspeicher eine bewehrte und in Dänemark bereits etablierte Speichertechnologie und dadurch anstrebenswert. Für derartige Speicherkonzepte gibt es bereits eine Reihe an erfolgreich abgeschlossenen wissenschaftlichen Vorstudien und Projekten hinsichtlich der Transformation dieser Technologie für österreichische hydrogeologische und wärmenetzbezogene Rahmenbedingungen, jedoch wurde bisher noch kein Erdbeckenspeicher dieser Art in Österreich umgesetzt. Konkrete Planungen finden sich quer durch Europa, bspw. in Deutschland (Beckenspeicher in Meldorf bereits in der Bauphase), Polen, Frankreich, Österreich und Dänemark.

Für Volumina bis circa 200.000 m³ kann ein zylindrischer Behälterwärmespeicher als Druckringkonstruktion (rund oder elliptisch), ebenfalls unterirdisch, umgesetzt werden. Diese Bauweise bietet hinsichtlich der signifikant reduzierten Grundflächeninanspruchnahme, dem reduzierten Oberflächen-zu-Volumenverhältnis und der damit einhergehenden geringeren Transmissionswärmeverluste, sowie dem erhöhten Höhen-zu-Durchmesserverhältnisses jene sich auf Grund der geringen internen Schichtungsverluste positiv auf die Speichereffizienz auswirken, wesentliche Vorteile gegenüber der flachen Erdbeckenbauweise. Hierzu gibt es umfangreiche Forschungsarbeiten, welche in Kooperation mit dem österreichischen Tiefbauunternehmen PORR sowie Planungsbüros mit Expertise im Spezialtiefbau durchgeführt wurden und gegenwärtig an ökonomischen und bautechnischen Optimierungsmaßnahmen arbeiten. Allerdings gibt es noch keine Umsetzungserfahrungen. Hier muss also in der Umsetzung Neuland betreten werden.

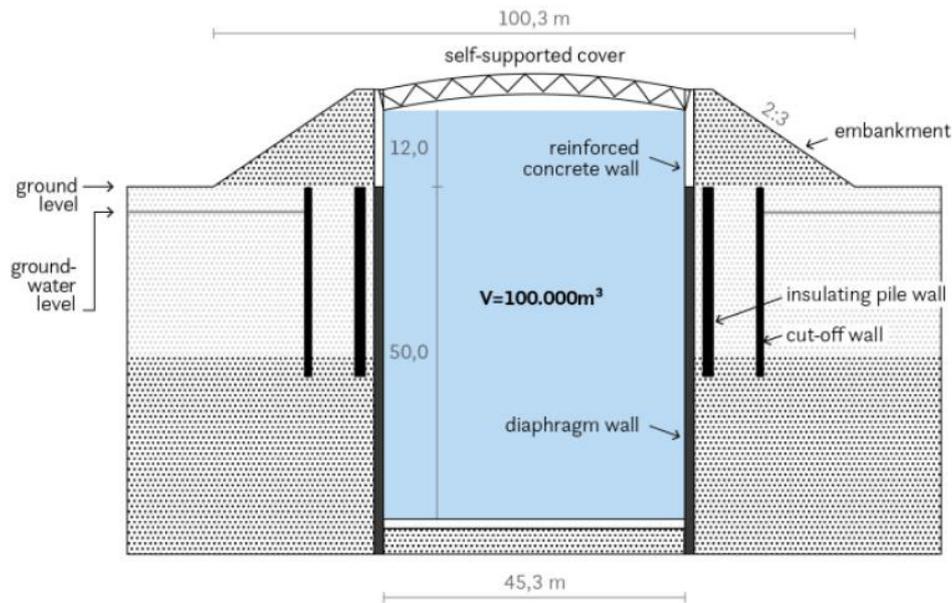


Abbildung 3: Prinzipskizze eines zylindrischen Langzeitwärmespeichers 10.000 m³ bis 200.000 m³ (Quelle: Endbericht gigaTES, 2021, FFG-Nr: 860949)

Als Kollektorart wurde ein doppelverglaster Flachkollektor gewählt. Die wesentlichen Kollektordaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Leistungsdaten des verwendeten Kollektors

Verglasung	Doppelverglast
Kollektorfläche [m ²]	13,17
Aperturfläche [m ²]	12,35
η_0 [-]	0,814
a_1 [W/(m ² K)]	2,102
a_2 [W/(m ² K ²)]	0,016

In Abbildung 4 ist die Aufteilung der Wärmemengen je Erzeuger auf monatlicher Basis sowie in Summe über das gesamte Jahr dargestellt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 2 die Ergebnisse dieser energetischen Betrachtung aufgeführt.

Die solare Deckung ist in Abbildung 4 durch den Anteil der Solarthermie an der gesamt erzeugten Wärmemenge dargestellt. Mit der gewählten Konfiguration kann eine gesamte solare Deckung von 11,5 % erreicht werden, wobei diese in den Sommermonaten Juni, Juli und August auf über 35 % steigt. Die Wärmepumpe arbeitet im gesamten Jahr mit einer Arbeitszahl von 4,2.

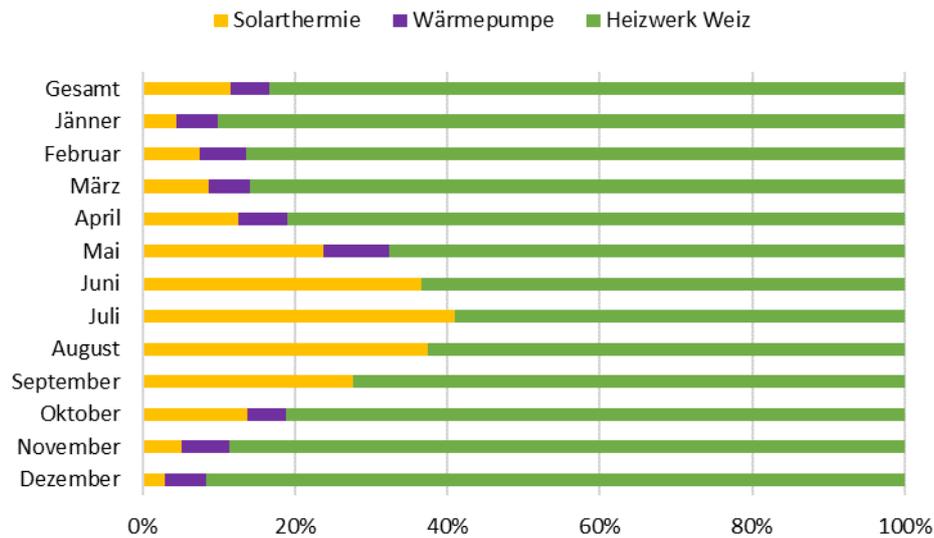


Abbildung 4: Aufteilung der Wärmeerzeugung der Variante 1

Tabelle 2: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Variante 1

Solarertrag [MWh/a]	Spez. Solarertrag [kWh/(m ² a)]	Wärmepumpe [MWh/a]	JAZ Wärmepumpe [-]	Wärmebedarf Heizwerk [MWh/a]	Solarer Deckungsgrad [%]
5.139	428,2	2.309	4,2	37.281	11,5

Abbildung 5 zeigt die monatlichen Speichermitteltemperaturen im Langzeitspeicher. Speichertemperaturen über 75°C werden – wenn möglich – sofort direkt in das Fernwärmenetz gespeist (Rücklaufanhebung oder Vorlauf). Durch die große Dimensionierung des Speichers kann Stagnation im Sommer komplett vermieden werden.

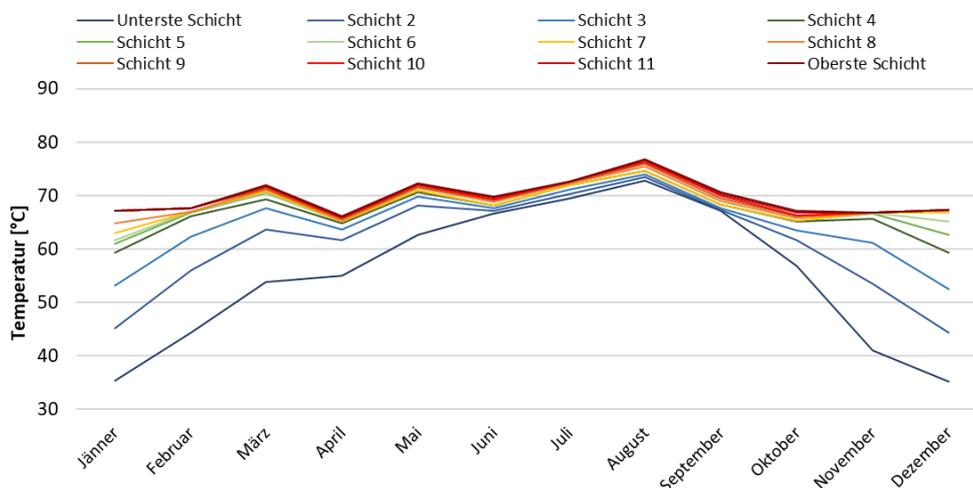


Abbildung 5: Monatliche Speichermitteltemperaturen Variante 1

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Für die ökonomische Bewertung der Großsolaranlage in Variante 1 wurde anhand der Simulationsberechnungen und unter Berücksichtigung von Speicherverlusten und Leistungszahlen eine Jahresenergiebilanz erstellt. Die Zusammenfassung dieser Bilanz ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Jahres-Energiebilanz der Variante 1

		Variante 1
Q_FW	MWh/a	45.608
Q_Biomasse	MWh/a	40.326
Q_Solar-Brutto	MWh/a	5.139
Q_Senke_WP	MWh/a	2.309
Pel_WP	MWh/a	549
Q_Quelle_WP	MWh/a	1.760
JAZ_WP	-	4,21
Q_Verlust_Speicher	MWh/a	- 406
Q_Solar-Netto	MWh/a	5.282

Erläuterungen:

- WP ... Wärmepumpe
- Q Wärmeenergie
- Pel ... Stromenergie
- JAZ ... Jahresarbeitszahl (= Nutzwärme/Strombedarf) der Wärmepumpe
- Q_FW ... Gesamte Wärmeenergie, die ab Heizwerk in das Fernwärmenetz eingespeist werden muss
- Q_Biomasse ... Von den bestehenden Biomassekesselanlagen zu erzeugende Wärmeenergie unter Berücksichtigung der Netto-Wärmeproduktion der Großsolaranlage

Der stündliche Verlauf des Fernwärmebedarfs (Q_FW), der aus dem Saisonspeicher direkt bzw. über die Wärmepumpe gelieferte Wärmemenge (V1: Q_Solar-direkt+WP) sowie der Vorlauftemperatur der Solaranlage sowie der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 6 des Ganzjahresverlauf, Abbildung 7 einen typischen Verlauf im Winter und Abbildung 8 einen typischen Verlauf im Sommer.

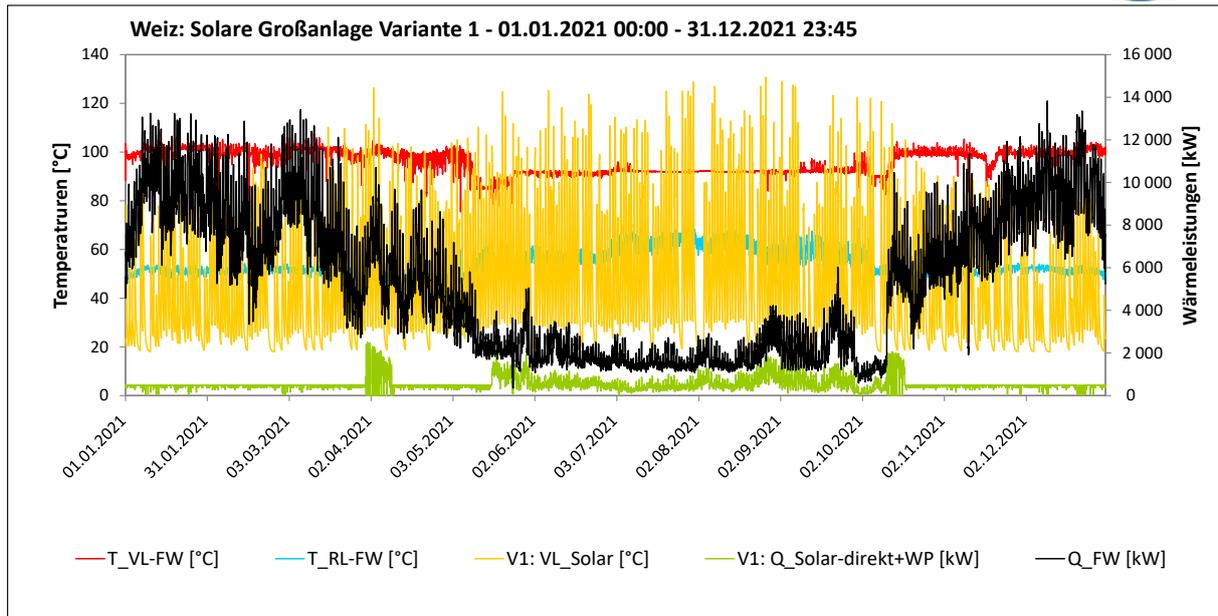


Abbildung 6: Stündlicher Jahresverlauf von Temperaturen und Wärmeleistungen für Variante 1

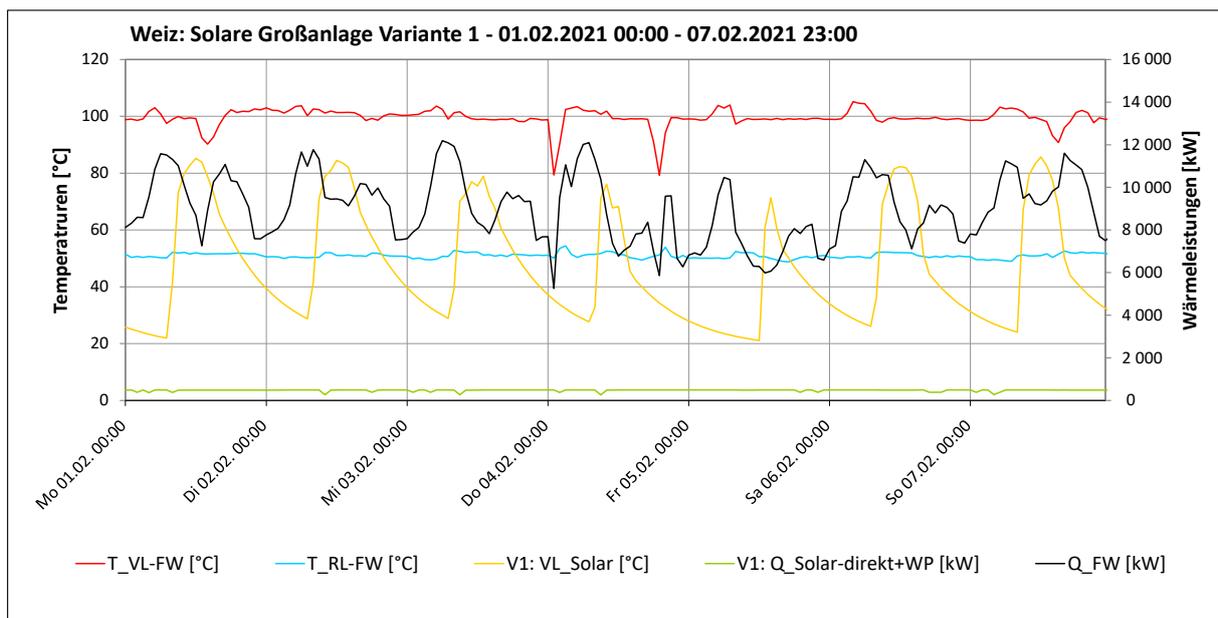


Abbildung 7: Stündlicher Verlauf von Temperaturen und Wärmeleistungen für eine Woche im Winter für Variante 1

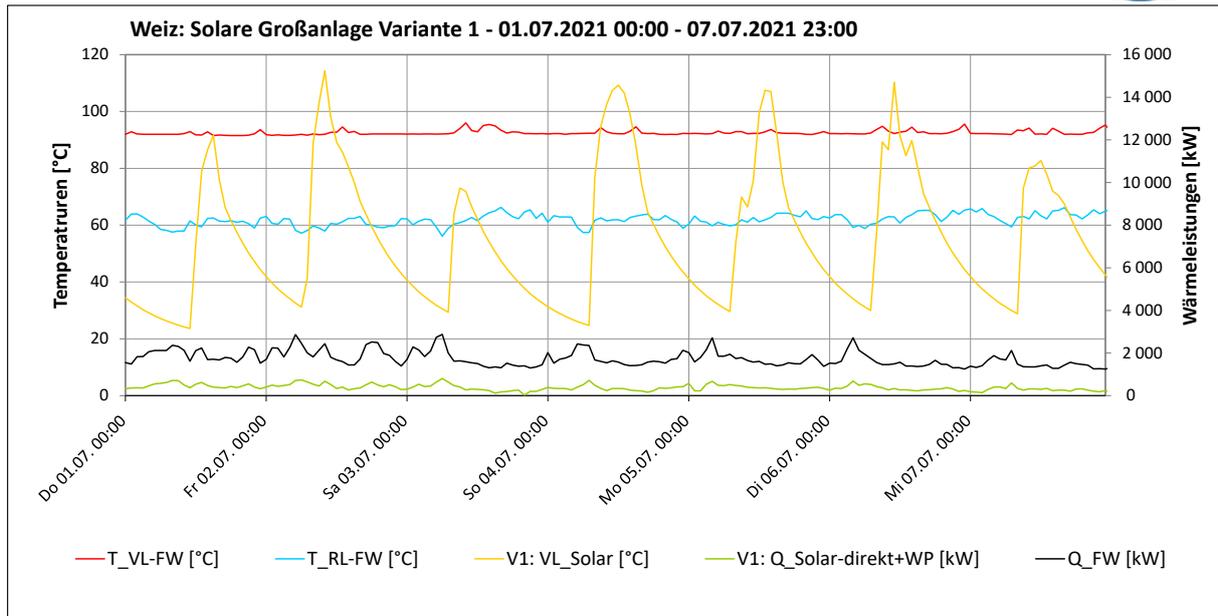


Abbildung 8: Stündlicher Verlauf von Temperaturen und Wärmeleistungen für eine Woche im Sommer für Variante 1

Um die Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 1 zu ermitteln, wurden sämtliche kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten auf Basis der Stoff- und Energiebilanz ermittelt. Eine Gesamtübersicht dieser Kostenrechnung zeigt Tabelle 4.

Folgende spezifische Ansätze sind dabei zugrunde gelegt:

- Die Stromkosten wurden mit 150 €/MWh angesetzt
- Der Grundstückswert wurde mit 70 €/m² angesetzt und für die Kapitalkosten wurde diese als Pachtkosten über 50 Jahre bewertet
- Die Investitionskosten und sonstigen Betriebskosten wurden anhand einer Kostenabschätzung sowie anhand von Erfahrungswerten ermittelt
- Es wurde eine Netto-Investitionsförderung von 30% angesetzt, welche aus Bundesmitteln lukrierbar sein müsste
- Für die jährliche Kapitalisierung der Investitionen (Kapitalwertmethode) wurde anstatt eines Nominalzinssatzes ein Realzinssatz (d.h. ein um die Inflationierung reduzierter Zinssatz) verwendet. Dies ermöglicht den Kostenvergleich mit den derzeitigen Wärmeerzeugungskosten im Heizwerk, womit keine allgemeinen Kostensteigerungen angesetzt werden müssen

Die spezifischen Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 1 ergeben demnach rund 89 €/MWh, wobei die kapitalgebundenen Kosten mehr als die Hälfte ausmachen.

Um die Wirtschaftlichkeit dieser Variante 1 bewerten zu können, werden diese Wärmegestehungskosten den derzeitigen Wärmegestehungskosten des Biomasse-Heizwerkes, welche in Tabelle 5 dargestellt sind, gegenübergestellt. Von den derzeitigen gesamten Wärmegestehungskosten von 79,3 €/MWh sind 42,8 €/MWh variabel, der Rest sind fixe Kostenanteile, welche durch die Substitution der

Großsolaranlage nicht reduziert werden können. Bei der Variante 1 sind somit die Wärmegestehungskosten von 89 €/MWh etwa doppelt so hoch im Vergleich zu den einsparbaren 42,8 €/MWh im Bestand.

Tabelle 4: Gesamtkostenrechnung und Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 1

Variante 1:				
			Jährliche Wärmegestehungskosten Großsolar [€/a]	Spezifische Wärmegestehungskosten Großsolar [€/MWh]
Kapitalgebundene Kosten				
Investitionen				
	Solarfeld inkl. Glycolkreislauf	[€]	3.600.000	
	Solar-Saisonspeicher	[€]	2.000.000	
	Wärme-Pufferspeicher	[€]	65.000	
	Wärmepumpe	[€]	300.000	
	Einbindung in Bestandsheizwerk			
	Rohranbindung von Solarfeld	[€]	100.000	
	Hydraulik im Heizwerk	[€]	110.000	
	Elektroinstallationen	[€]	65.000	
	Automatisierung	[€]	55.000	
	Baukosten, Fundamente	[€]	120.000	
	Genehmigung, Engineering	[€]	610.000	
	Summe Investitionen	[€]	7.025.000	
	Betrachtungs-/Nutzungsdauer	[a]	30	
	Realzinssatz	[% p.a.]	2,5%	
	Investitionsfördersatz	[%]	30%	
	Grundstückswert	[€]	1.400.000	
	Pachtdauer	[a]	50	
	Summe kapitalgebundene Jahreskosten		262.947	49,8
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Stromkosten für Pumpen	[€/a]	7.709	
	Stromkosten für Wärmepumpe	[€/a]	82.350	
	Summe verbrauchsgebundene Jahreskosten		90.059	17,1
Betriebsgebundene Kosten				
	Wartung+Instandhaltung	[€/a]	64.150	
	Personalkosten	[€/a]	17.500	
	Versicherung	[€/a]	19.245	
	Sonstige Betriebsmittel	[€/a]	16.038	
	Summe betriebsgebundene Jahreskosten		116.933	22,1
	Summe Gesamt-Jahreskosten		469.938	89,0

Tabelle 5: Wärmegestehungskosten des bestehenden Biomasse-Heizwerkes

Wärmegestehungskosten Bestandsheizwerk	Spezifische Wärmegestehungskosten Bestand
	[€/MWh]
Kapitalgebundene Jahreskosten (=Fixkosten)	22,1
Verbrauchsgebundene Jahreskosten (= variable Kosten)	36,1
Betriebsgebundene Jahreskosten (fixer Anteil)	14,3
Betriebsgebundene Jahreskosten (variabler Anteil)	6,7
Summe Jahreskosten gesamt	79,3
Summe Jahreskosten variabler Anteil	42,8

3.3 Variante 2 – Sensitivitätsanalysen „Solare Großanlage mit unterschiedlichen Flächen und Erdbeckenspeicher mit verschiedenen Volumina“

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

In Variante 2 speist die Solaranlage in einen 250 m³ Tankspeicher ein. Die solarthermische Großanlage wird mit einer Kollektorgröße von 6.600 m² angesetzt. Die Solaranlage kann sowohl direkt in den Vorlauf des Fernwärmenetzes sowie auch zur Rücklaufanhebung für die Hackschnitzelkessel verwendet werden. Abbildung 9 zeigt das vereinfachte Hydraulikkonzept.

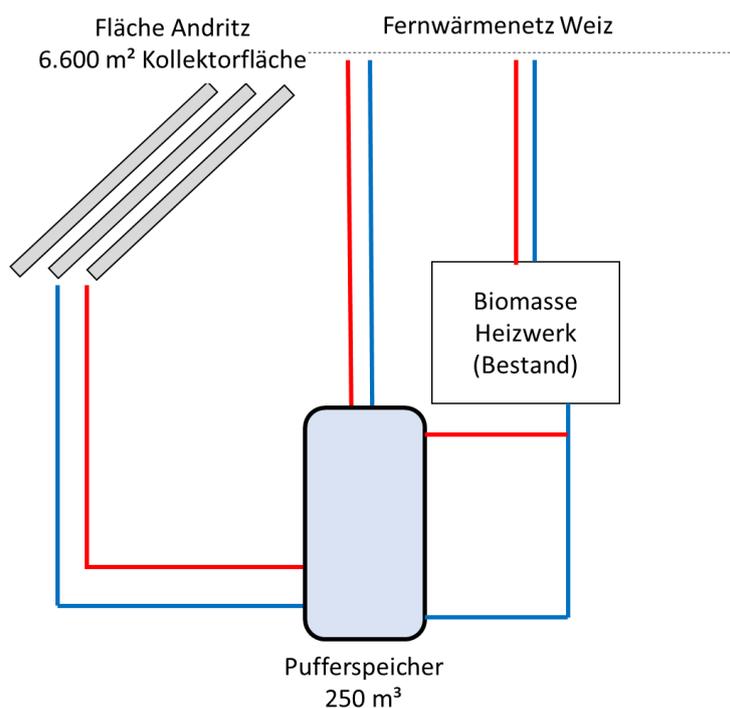


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Variante 2 "6.600 m²" (Quelle: AEE INTEC)
 VorlagePublizierbarerEndberichtStudienForschung.docx

In Abbildung 10 ist die Aufteilung der Wärmemengen je Erzeuger auf monatlicher Basis sowie in Summe über das gesamte Jahr dargestellt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 6 die Ergebnisse dieser energetischen Betrachtung aufgeführt.

Die solare Deckung ist in Abbildung 10 durch den Anteil der Solarthermie an der gesamt erzeugten Wärmemenge dargestellt. Mit der gewählten Konfiguration kann eine gesamte solare Deckung von 7,4 % erreicht werden, wobei diese in den Sommermonaten Juni, Juli und August auf über 25 % steigt.

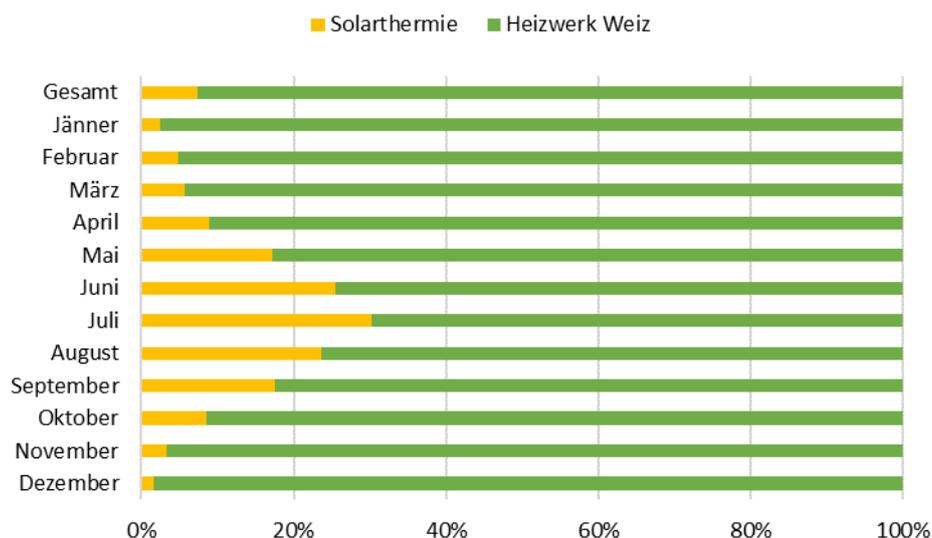


Abbildung 10: Aufteilung der Wärmeerzeugung der Variante 2

Tabelle 6: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Variante 2

Solarertrag [MWh/a]	Spez. Solarertrag [kWh/(m ² a)]	Wärmebedarf Heizwerk [MWh/a]	Solarer Deckungsgrad [%]
3.307	501	41.283	7,4

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Für die ökonomische Bewertung der Großsolarkonzeptes in Variante 2 wurde anhand der Simulationsberechnungen und unter Berücksichtigung von Speicherverlusten und Leistungszahlen eine Jahresenergiebilanz erstellt. Die Zusammenfassung dieser Bilanz ist in Tabelle 7 dargestellt.

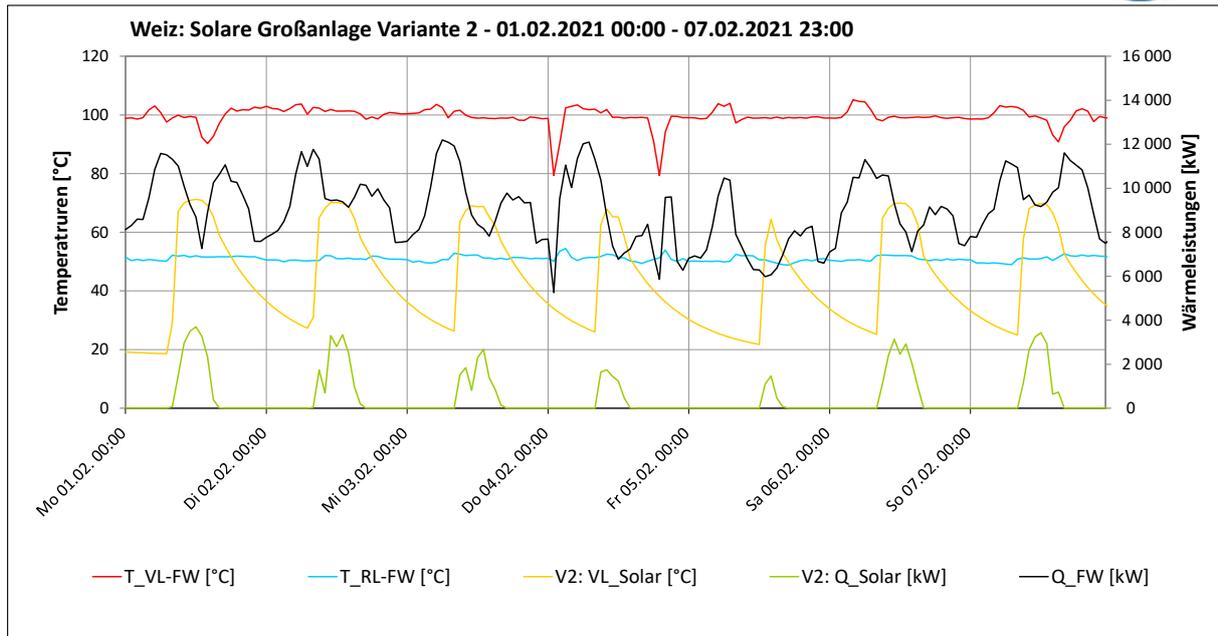


Abbildung 12: Stündlicher Verlauf von Temperaturen und Wärmeleistungen für eine Woche im Winter für Variante 2

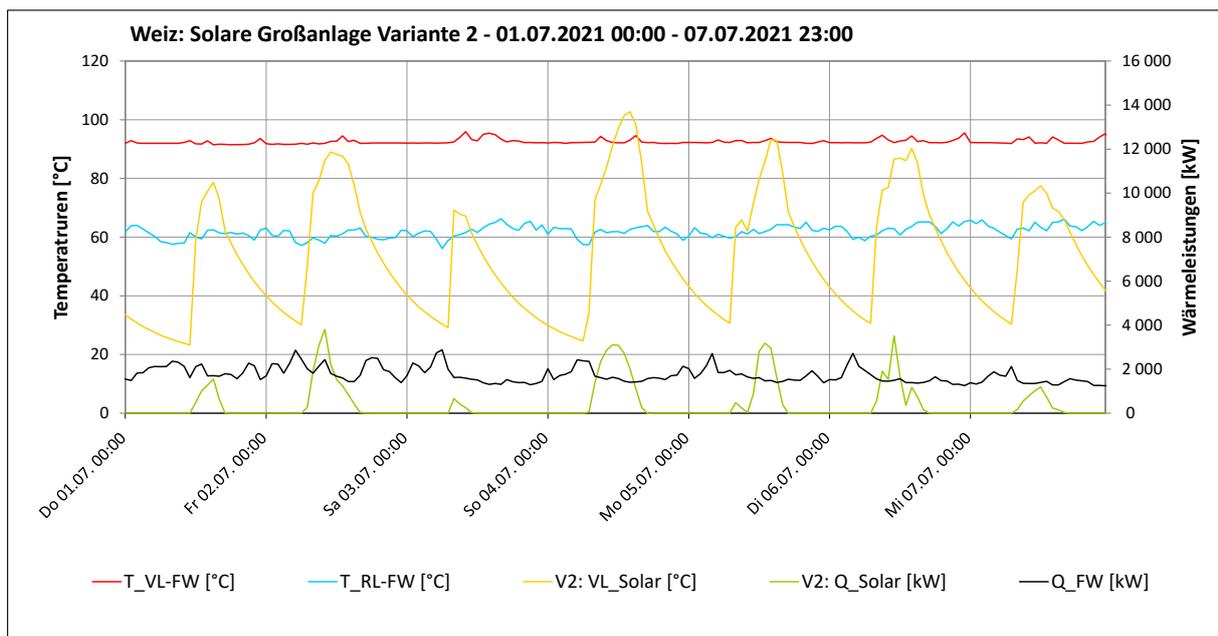


Abbildung 13: Stündlicher Verlauf von Temperaturen und Wärmeleistungen für eine Woche im Sommer für Variante 2

Um die Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 2 zu ermitteln, wurden sämtliche kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten auf Basis der Stoff- und Energiebilanz ermittelt. Eine Gesamtübersicht dieser Kostenrechnung zeigt Tabelle 8.

Folgende spezifische Ansätze sind dabei zugrunde gelegt:

- Die Stromkosten wurden mit 150 €/MWh angesetzt
- Der Grundstückswert wurde mit 70 €/m² angesetzt und für die Kapitalkosten wurde diese als Pachtkosten über 50 Jahre bewertet
- Die Investitionskosten und sonstigen Betriebskosten wurden anhand einer Kostenabschätzung sowie anhand von Erfahrungswerten ermittelt
- Es wurde eine Netto-Investitionsförderung von 30% angesetzt, welche aus Bundesmitteln lukrierbar sein müsste
- Für die jährliche Kapitalisierung der Investitionen (Kapitalwertmethode) wurde anstatt eines Nominalzinssatzes ein Realzinssatz (d.h. ein um die Inflationierung reduzierter Zinssatz) verwendet. Dies ermöglicht den Kostenvergleich mit den derzeitigen Wärmeerzeugungskosten im Heizwerk, womit keine allgemeinen Kostensteigerungen angesetzt werden müssen

Die spezifischen Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 2 ergeben demnach rund 48,3 €/MWh, wobei die kapitalgebundenen Kosten rund 2/3 ausmachen.

Um die Wirtschaftlichkeit dieser Variante 2 bewerten zu können, werden diese Wärmegestehungskosten den derzeitigen Wärmegestehungskosten des Biomasse-Heizwerkes, welche in Tabelle 5 dargestellt sind, gegenübergestellt. Von den derzeitigen gesamten Wärmegestehungskosten von 79,3 €/MWh sind 42,8 €/MWh variabel, der Rest sind fixe Kostenanteile, welche durch die Substitution der Großsolaranlage nicht reduziert werden können. Bei der Variante 2 liegen somit die Wärmegestehungskosten mit 48,3 €/MWh nur rund 13% höher im Vergleich zu den einsparbaren 42,8 €/MWh im Bestand. Diese Variante 2 kann somit als grundsätzlich wettbewerbsfähig zu den derzeitigen Wärmegestehungskosten betrachtet werden.

Tabelle 8: Gesamtkostenrechnung und Wärmegestehungskosten der Großsolaranlage Variante 2

Variante 2:							Jährliche Wärmegestehungskosten Großsolar [€/a]	Spezifische Wärmegestehungskosten Großsolar [€/MWh]
Kapitalgebundene Kosten								
	Investitionen		EH	EP				
	Solarfeld inkl. Glycolkreislauf	[€]	6.600	300	1.980.000			
	Solar-Saisonspeicher	[€]	-	100	-			
	Wärme-Pufferspeicher	[€]	250	1.000	250.000			
	Wärmepumpe	[€]	-	750	-			
	Einbindung in Bestandsheizwerk							
	Rohranbindung von Solarfeld	[€]	200	300	60.000			
	Hydraulik im Heizwerk	[€]	200	200	40.000			
	Elektroinstallationen	[€]	350	100	35.000			
	Automatisierung	[€]	200	100	20.000			
	Baukosten, Fundamente	[€]	300	150	45.000			
	Genehmigung, Engineering	[€]	11,52%		280.000			
	Summe Investitionen	[€]			2.710.000			
	Betrachtungs-/Nutzungsdauer	[a]			30			
	Realzinssatz	[% p.a.]			2,5%			
	Investitionsfördersatz	[%]			30%			
	Grundstückswert	[€]	11.000	70	770.000			
	Pachtdauer	[a]			50			
	Summe kapitalgebundene Jahreskosten					106.034	32,3	
Verbrauchsgebundene Kosten								
	Stromkosten für Pumpen	[€/a]	1,0%	150	4.961			
	Stromkosten für Wärmepumpe	[€/a]	-	150	-			
	Summe verbrauchsgebundene Jahreskosten					4.961	1,5	
Betriebsgebundene Kosten								
	Wartung+Instandhaltung	[€/a]	1,0%		24.300			
	Personalkosten	[€/a]	140	70	9.800			
	Versicherung	[€/a]	0,30%		7.290			
	Sonstige Betriebsmittel	[€/a]	0,25%		6.075			
	Summe betriebsgebundene Jahreskosten					47.465	14,5	
	Summe Gesamt-Jahreskosten					158.460	48,3	

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Es wurden im Rahmen der Machbarkeit zahlreiche Varianten und Variantenkombinationen evaluiert und berechnet. Die beiden daraus im Detail betrachteten Varianten sind wie folgt spezifiziert:

- Die Variante 1 mit 12.000 m² Kollektorfläche und einem Langzeitwärmespeicher mit einem Speichervolumen von 20.000 m³ und einer integrierten Wärmepumpe mit einer Nennwärmeleistung von 400 kW.

- Die Variante 2 mit 6.600 m² Kollektorfläche und einem Kurzzeitwärmespeicher mit einem Speichervolumen von 250 m³.

Mit Variante 1 können ca. 60% höhere Ganzjahressolarerträge gegenüber der Variante 2 erreicht werden. Dem stehen aber rund die 2,5-fache Investitionskosten gegenüber.

Die spezifische Wärmegestehungskosten der gesamten Großsolaranlage betragen für die Variante 1 demnach rund 89 €/MWh.

Bei der Lieferung von Wärme aus der Großsolaranlage Variante 1 können je MWh im bestehenden Biomasse-Heizwerk rund 43 € substituiert werden, d.h. die spezifischen Wärmegestehungskosten der Solaranlage sind ca. doppelt so hoch als der Substitutionsnutzen im Bestand.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten der gesamten Großsolaranlage betragen für die Variante 2 demnach rund 48 €/MWh.

Bei der Lieferung von Wärme aus der Großsolaranlage Variante 2 können je MWh im bestehenden Biomasse-Heizwerk rund 43 € substituiert werden, d.h. die spezifischen Wärmegestehungskosten der Solaranlage in Variante 2 sind vergleichbar mit dem Substitutionsnutzen im Bestand.

Für den vorliegenden Projektstandort in Weiz ist daher die Variante 2 gegenüber der Variante 1 klar zu präferieren.

Die Variante 2 ist grundsätzlich mit derzeitigen Energiekosten konkurrenzfähig und könnte somit für eine vertiefte Untersuchung empfohlen werden.

Die Variante 1 hat ein höheres Substitutionspotential, ist jedoch erst bei deutlich steigenden Energiepreisen als wettbewerbsfähig anzusehen.

Für andere Fernwärme-Standorte, welche keine Abwärme Einspeisung, insbesondere in den Sommermonaten haben, können sich die wirtschaftlichen Ergebnisse beider Varianten verbessern, wenn man dadurch z.B. den Betrieb der Biomassekessel in den Sommermonaten durch die Großsolaranlage gänzlich substituieren kann.

C) Projektdetails

6) Arbeits- und Zeitplan

Phase I - Machbarkeitsstudie

- 31.04.2022: Erhebung des Status
- 14.10.2022: Aufbereitung und Antragstellung - Förderantrag Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen
- 14.12.2022: Zusage Klima und Energiefonds zur „Durchführung der Solare Großanlage – Machbarkeitsstudie FW Weiz“
- 12.01.2023: Kick Off meeting Weiz
- 09.03.2023: Datenerhebungen
- 21.04.2023: Erhebung Potentiale und Vorstellung
- 29.05.2023: Vorstellung erster Simulationen
- 12.06.2023: Präsentation im Konsortium über mögliche Szenarien
- 13.07.2023: Vorstellung Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Simulationsergebnisse
- 28.08.2023: Abschluss AEE INTEC Polysun-Simulationsmodell
- 06.11.2023: Abgabetermin Bericht Klima und Energiefonds gemäß Auftragserteilung

Phase II - Detailplanungsphase

- 01.12.2023: Aufstellung des Planungsteam und Start mit den spezifischen Planungsmaßnahmen
- 30.11.2023: Vorlage eines technischen Layout - Start mit TRNSYS Simulationsmodell
- 02.01.2024: Kostenevaluierung für die erforderlichen Maßnahmen und Erstellung eines Investitionsplan
- 02.03.2024: Prüfung der Lieferzeiten für die Schlüsselkomponenten
- 15.05.2024: Terminplanerstellung auf Basis der evaluierten Lieferzeiten und Kostenlage
- 30.06.2024: Präqualifizierung von Contracting-Partner für eine künftige Betriebsführung, Reservierung der Solarpanele und Wechselrichter für das Jahr 2024
- 30.07.2024: erforderliche Schnittstellenfreigabe
- 31.08.2024: Evaluierung der erforderlichen behördlichen Projektunterlagen
- 30.09.2024: Abwicklung der behördlich erforderlichen Maßnahmen zur Genehmigung der Schlüsselkomponenten
- 15.10.2024: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen.

Phase III - Bestellung der erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung

Start: 30.10.2024

- Weitere Terminfeinabstimmung – Stufenplan für Start des Baues bei der FW Weiz muss aus wirtschaftlichen Gründen bei laufendem Betrieb erfolgen.
- Prüfung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie Erdbeckenwärmespeicher, Solaranlage, hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten

Phase IV - Inbetriebnahme aller Sektoren und Start mit der Monitoringphase

Start: 31.12.2024

31.12.2025: Abrechnung der zugeteilten Fördermittel

30.06.2026: Evaluierung der Monitoringdaten mit begleitenden Verbesserungsmaßnahmen

30.06.2026: Überleitung in den Normalbetrieb

7) Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Keine wissenschaftlichen Publikationen wurden bis zur Endabgabe durchgeführt, jedoch ist man bestrebt das Vorhaben bzw. die Technologie bei diversen einschlägigen Konferenzen und vor Stakeholder zu disseminieren.