

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	solarFELDKirchen
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie – Solare Großanlagen 2021
Dauer:	01.09.2022 bis 31.08.2023
Kontaktperson Name:	SWA Solar Wärme Austria GmbH
Kontaktperson Adresse:	Birgit Rutter – Viktringerstraße 7, 9020 Klagenfurt
Kontaktperson Telefon:	+43 664 181 777 6
Kontaktperson E-Mail:	birgit.rutter@icloud.com
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	BC-Regionalwärme GmbH (Partner), Ktn MSG MySolar GmbH (Partner), Ktn Ing. Leo Riebenbauer GmbH (Planer), Stmk AEE GmbH (Partner), Stmk GREENoneTEC Solarindustrie GmbH (Stakeholder), Ktn
Schlagwörter:	Solarthermie, Netzeinspeisung, Contracting
Auftragssumme:	€ 74.807
Klimafonds-Nr:	KC397616
Erstellt am:	16.7.2024

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Das ursprüngliche Ziel der Machbarkeitsstudie war die Zusammenlegung der beiden Wärmenetze in Feldkirchen sowie die Einbindung einer großen Solarthermieanlage zur vollständigen Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs. Zu Beginn der Studie wurde dieser Ansatz weiterverfolgt und verschiedene Auslegungsvarianten betrachtet. Nachdem die Verhandlungen mit dem Betreiber des Wärmenetzes der Diakonie Waiern innerhalb der Machbarkeitsstudie nicht positiv abgeschlossen werden konnten, wurde die Netz-Zusammenlegung nicht weiterverfolgt. Eine zukünftige Zusammenlegung ist jedoch nicht vollständig ausgeschlossen.

Das ursprünglich angedachte Grundstück im Nordosten des Heizwerks der BC-Regionalwärme GmbH stand schlussendlich nicht zur Verfügung, da sich die Erbgemeinschaft nicht auf einen Verkauf einigen konnte. Mit Hilfe der Stadt Feldkirchen wurden weitere Recherchen angestellt und es konnten in weiterer Folge zwei mögliche neue Grundstücke in direkter Umgebung des Heizwerks der BC-Regionalwärme GmbH für die Errichtung der Solaranlage identifiziert werden. Die beiden Grundstücke dienten als Basis für weitere Variantenrechnungen mit Fokus auf eine zeitnah umsetzbare Anlage.

Der aktuelle Wärmebedarf des Netzes der BC-Regionalwärme GmbH liegt in Form von historischen Messdaten vor. Diese wurden als Input für alle Simulationen verwendet. Auffallend daran ist der geringe Sommerbedarf des Netzes im Vergleich zum Jahresgesamtbedarf. Dies stellt eine wirtschaftliche Einschränkung für die Größe der Solaranlage dar. Durch den derzeit nicht realistischen Netzzusammenschluss und den langsameren Netzausbau der BC-Regionalwärme GmbH (gegenüber den Annahmen in der Antragsstellung), wurde für die Varianten mit hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit in naher Zukunft die Art des Solarwärmespeichers von Langzeit- auf Kurzzeitspeicher verändert, da der ganzjährig hohe Warmwasserbedarf des Spitals im Wärmenetz der Diakonie Waiern nicht mehr gedeckt werden muss.

Mit der BC-Regionalwärme GmbH wurde vereinbart, dass der große Tankspeicher für die Umsetzungsvarianten direkt auf dem Gelände des Heizwerks errichtet werden kann. Dies ist technisch wie wirtschaftlich der optimale Standort.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen haben gezeigt, dass

- bei Netzzusammenlegung und weiterem Ausbau des Wärmenetzes der BC-Regionalwärme GmbH bis 2030 (Variante 0) drei (5.500/8.500/14.100 m²) der 4 betrachteten Solarfeldgrößen wirtschaftlich gegenüber der ausschließlichen Versorgung mit Biomasse darstellbar wären. Aufgrund der vorerst gescheiterten Verhandlungen mit der Diakonie Waiern müssen diese Varianten vorerst verworfen werden.
- bei ausschließlicher Betrachtung des aktuellen Wärmebedarfs der BC-Regionalwärme GmbH eine Solaranlage mit 8.574 m² (auf Grundstück 1 nicht wirtschaftlich darstellbar ist)
- bei ausschließlicher Betrachtung des aktuellen Wärmebedarfs der BC-Regionalwärme GmbH eine Solaranlage mit 5.539 m² auf Grundstück 2 sowohl für den Contractor (Antragssteller der Machbarkeitstudie) als auch für den Wärmenetzbetreiber eine interessante Lösung ist. Für das entsprechende Grundstück gibt es bereits einen Vorvertrag mit den Eigentümern. Ebenso liegt ein Vorvertrag hinsichtlich Abnahme der Solarwärme mit dem Heizwerksbetreiber BC-Regionalwärme GmbH vor.

Eine Detailplanung der Variante mit 5.539 m² wird im Rahmen der Umsetzungsplanung zu einem späteren Zeitpunkt erstellt. Der geplante Baustart kann nach erfolgreicher Umwidmung stattfinden. Die Umwidmungen benötigen bei den jeweiligen Stellen entsprechende Vorlaufzeit und wurden daher auch optimistisch mit nur 1,5 Jahren angesetzt. Baustart könnte nach aktueller Planung im Jänner 2026 erfolgen, eine Inbetriebnahme ab Dezember 2026.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Stadtgemeinde Feldkirchen/Ktn. wird aktuell von einem Biomasse-Heizwerk mit einer Anschlussleistung von 7,5 MW zu 65% versorgt. Der verbleibende Wärmebedarf wird mittels Gasnetzes und Ölheizungen erzeugt. Das Krankenhaus wird von einem eigenen Heizwerk der Diakonie Waiern versorgt, Anschlussleistung: 2,5 MW. Dieses befindet sich in unmittelbarer Nachbarschaft des Heizwerks der BC-Regionalwärme GmbH (500 m Luftlinie). Der Netzbetreiber BC-Regionalwärme GmbH plant eine Netzverdichtung sowie einen stetigen Netzausbau in den nächsten Jahren. Für die Sicherstellung eines dauerhaft ökologischen und wirtschaftlich sinnvollen Betriebs sind folgende Kerninnovationen angedacht:

- Errichtung einer solarthermischen Großanlage für die Deckung des Sommerbedarfs sowie Versorgungsunterstützung in den Wintermonaten
- Errichtung und Einbindung eines großen Wärmespeichers

Aus Sicht der Ressourceneffizienz wäre ein Zusammenschluss der beiden nahegelegenen Wärmenetze über den großen Wärmespeicher und die Solaranlage ein spannendes, sowie wirtschaftlich und technisch sinnvolles Szenario. Diesbezüglich wurden im Vorfeld bereits Sondierungsgespräche mit der Diakonie Waiern geführt. Im Zuge der Ausarbeitung der Studie wurden diese Gespräche wieder aufgenommen, konnten aber innerhalb der Laufzeit zu keinem erfolgreichen Abschluss gebracht werden. Ausschlaggebend dafür war hauptsächlich die vertraglich schwierige Situation hinsichtlich Wärmelieferverpflichtungen gegenüber dem Spital, welches an das Wärmenetz der Diakonie Waiern angeschlossen ist.

Die konkreten Arbeitsschritte der Machbarkeitsstudie waren:

- Erhebung und Analyse der Netz-Verbrauchsprofile
- Detaillierte Recherche von verfügbaren Grundstücken für die Errichtung der Solaranlage
- Erstellung eines Integrationskonzepts für Solarthermie-Anlage und großen Wärmespeicher in das Nahwärmenetz der Stadt Feldkirchen/Ktn
- Betrachtung des Betriebs der Solarthermie-Anlage mit Speicher im Sommer (Ziel: Kein Biomasse-Kesselbetrieb = möglichst vollständige solare Sommerdeckung) und im Winterbetrieb (Unterstützung durch Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung)
- Vorsimulation und Auslegung von Solarthermie und großem Wärmespeicher unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten
- Techno-ökonomische Bewertung der Solaranlage mit großem Wärmespeicher bei Ausführung als Contracting-Anlage
- Einreichung zur Investmentförderung

Ziel der Machbarkeitsstudie: Konzeptentwicklung für die Einbindung von solarer Wärme in das Nahwärmenetz der Stadt Feldkirchen in Kärnten, finanziert via Contracting Modell

Beteiligte Projektpartner:

SWA Solar Wärme Austria GmbH: Projektleitung, Contractingunternehmen mit Sitz in Klagenfurt, seit 2018 spezialisiert auf das Contracting von Solaranlagen. Sie fungiert als Projektwerber ist damit Drehscheibe zwischen den Projektpartnern, Stakeholdern und den Umsetzungspartnern.

BC-Regionalwärme GmbH: Betreiber des örtlichen Nahwärmenetzes; zur Verfügung stellen des aktuellen Nahwärme-Lastprofiles, Ankäufer solarer Wärme in Zukunft (Vorvertrag vorhanden)

MSG MySolar GmbH: spezialisiert auf Vertrieb, Planung und Errichtung von thermischen Solaranlagen

AEE GmbH: neues thermisches Anlagenkonzept inkl. Konzept für großen Wärmespeicher, Anlagensimulation und Dimensionierung sowie Variantenrechnung, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Berichtserstellung

Ing. Leo Riebenbauer GmbH: Unterstützung bei der Konzeptentwicklung und Planung, Ausführungskonzept des großen Wärmespeichers

GREENoneTEC: Stakeholder, Hersteller und Lieferant von Großflächenkollektoren

Stadt Feldkirchen: Stakeholder, politische Unterstützung insbesondere bei Grundstückssuche und (Um-) Widmung

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

a. Ergebnisse der Standortbesichtigung im Rahmen der Machbarkeitsstudie

Im Zuge des Kickoff-Meetings mit allen Projektpartnern wurde der Status Quo des Vorhabens bzw. insbesondere die Änderungen im Vergleich zur Antragsphase erörtert. In Abbildung 1 ist eine Luftaufnahme des nördlichen Ortes von Feldkirchen dargestellt. Eingezeichnet ist die Lage der beiden Heizwerke (rechts unten: BC-Regionalwärme GmbH; links oben: Diakonie Waiern). Des Weiteren wurde in der Antragsphase etwas nördlich und in etwa zwischen den beiden Heizwerken eine rund 29.200 m² große Freifläche identifiziert, auf welcher das angedachte Solarfeld errichtet werden könnte.

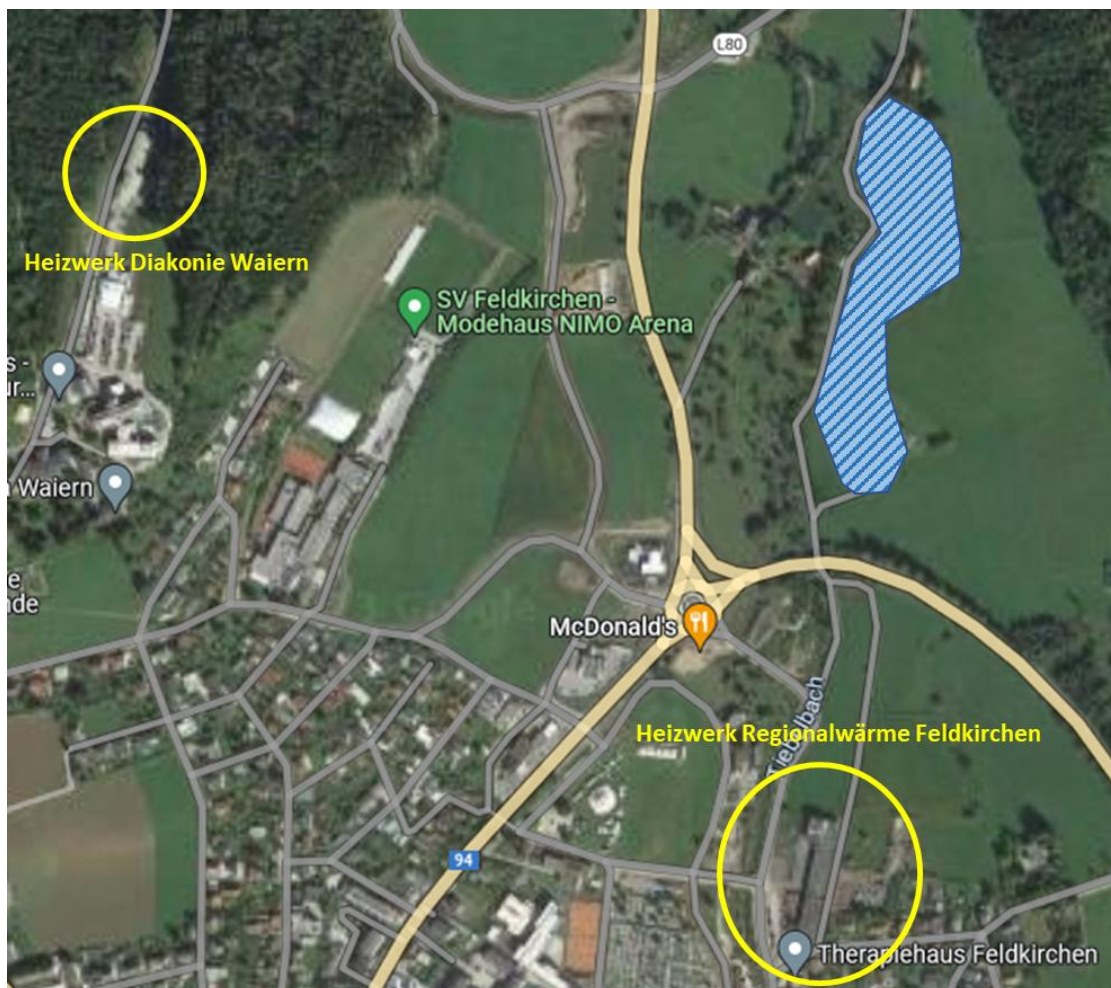


Abbildung 1: Örtliche Gegebenheiten für die Machbarkeitsstudie solarFELDkirchen (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)

Das Heizwerk Diakonie Waiern versorgt auch das nahegelegene Krankenhaus mit, welches hohe Ansprüche hinsichtlich Ausfallsicherheiten der Wärmeversorgung hat (Krisenresilienz). Dies war ein wesentlicher Grund für die Entscheidung, die beiden Heizwerke bzw. Netzstrukturen derzeit weiterhin getrennt zu halten. Als weiterer Grund wurde seitens der Diakonie Waiern eingebracht, dass sie aufgrund des vielen Eigenwalds ein eigenes Projekt auf Basis von Holzvergasertechnologien anstreben und daher an einer Kooperation derzeit nicht weiter interessiert sind.

Für die geplante solare Großanlage wurde also in weiterer Folge nur mehr das Lastprofil des von der BC-Regionalwärme GmbH versorgte Nahwärmenetz in unterschiedlichen Ausbaustufen betrachtet.

Das ursprünglich angedachte Grundstück 0 (Abbildung 2) hat eine Grundfläche von ca. 54.500 m² und hat einen Abstand von rund 330 m Luftlinie zum Heizwerk der BC-Regionalwärme GmbH.

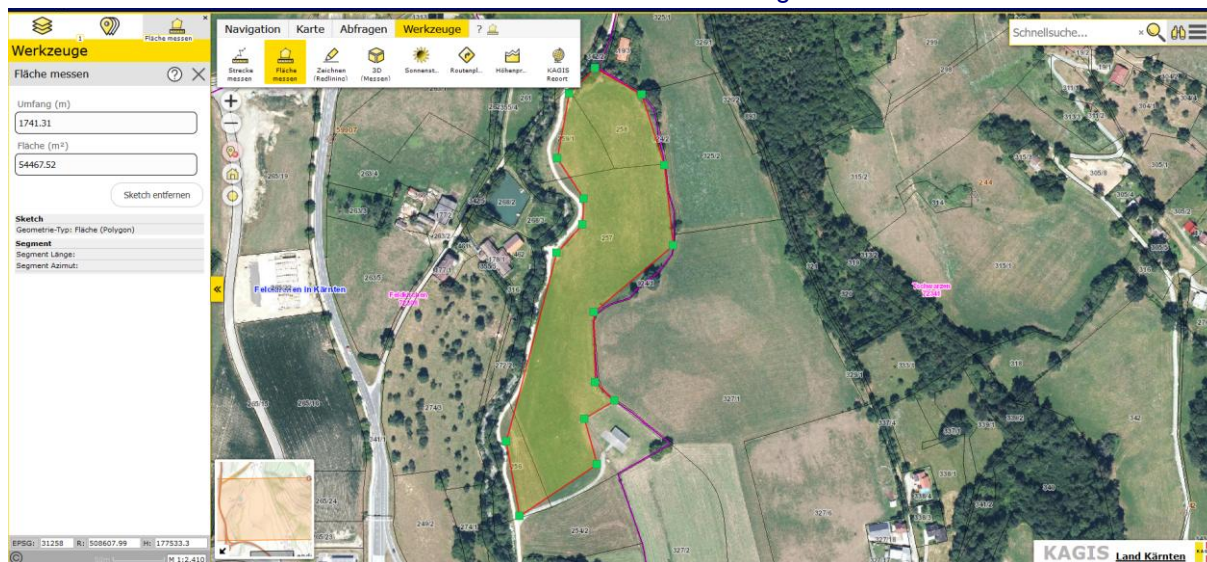


Abbildung 2: Grundstück 0 aus Antragsphase geographisch zwischen den beiden Heizwerken verortet (Quelle: KAGIS, eigene Darstellung)

Da der Zusammenschluss mit dem Wärmenetz der Diakonie Waiern derzeit kein dringliches Thema ist, wäre eine Positionierung des Solarfeldes und des Wärmespeichers näher zum Heizwerk der BC-Regionalwärme technisch sinnvoll (Reduktion von Transportverlusten). Mit Hilfe der Stadtgemeinde wurden zwei weitere Grundstücke in direkter Umgebung des Heizwerks der BC-Regionalwärme GmbH identifiziert. Grundstück 1 hat eine Grundfläche von 23.000 m² und einen Abstand von rund 150 m vom Heizwerk (Abbildung 3). Grundstück 2 hat eine Grundfläche von 11.800 m² und grenzt direkt an das Grundstück des Heizwerks an (Abbildung 4).

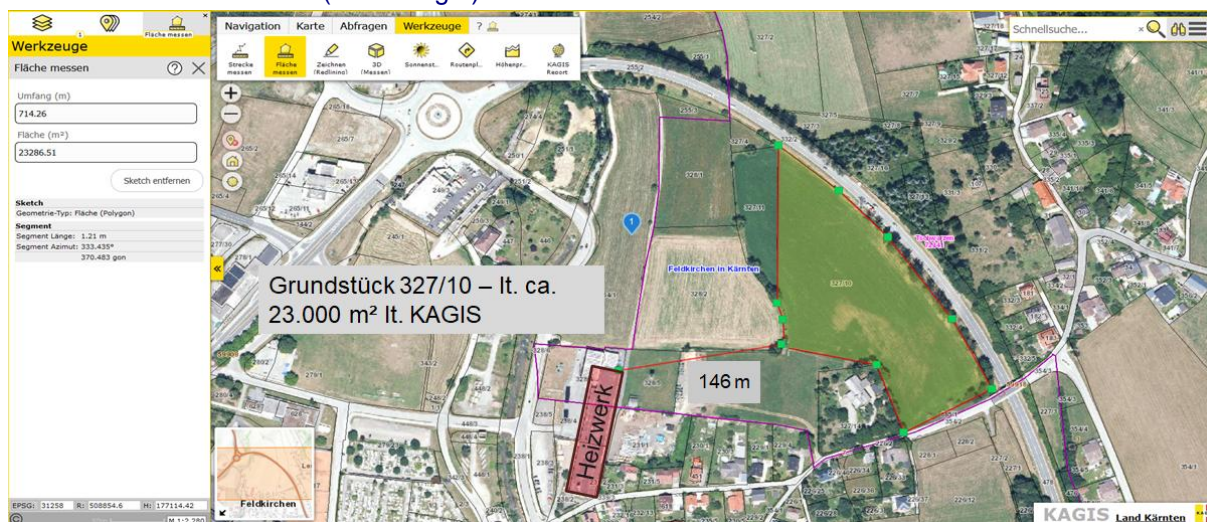


Abbildung 3: Neu identifiziertes Grundstück 1 in direkter Umgebung des Heizwerks (Quelle: KAGIS, eigene Darstellung)

gelegenen Grundstücken 1 und 2 ein Profil aus den aktuellen Messdaten erstellt, welches in Gelb dargestellt ist.

Ein weiterer wichtiger Aspekt neben der Unsicherheit der Ausbaupläne ist die Energieverteilung des Profils über das Jahr. Das Wärmenetz der BC-Regionalwärme GmbH hat eine auffallend niedrige Sommerlast (Juni – September) im Vergleich zu anderen Wärmenetzen (vgl. auch Abbildung 5). Diese beträgt nur rund 10 % des Jahreswärmebedarfs und stellt eine Einschränkung für das Einbringen von solarer Wärme ins Netz dar (=eingeschränkte Wirtschaftlichkeit der Solaranlage). Wesentlich verantwortlich dafür dürfte ein Überhang an Privathaushalten im Vergleich zu Industriebetrieben sein. Ein Neuanschluss von letzteren könnte dieses Ungleichgewicht in Zukunft wesentlich verbessern. Auch ein zukünftiger Netzzusammenschluss könnte hier Abhilfe schaffen, da Krankenhäuser einen ganzjährigen hohen Wärmebedarf haben.

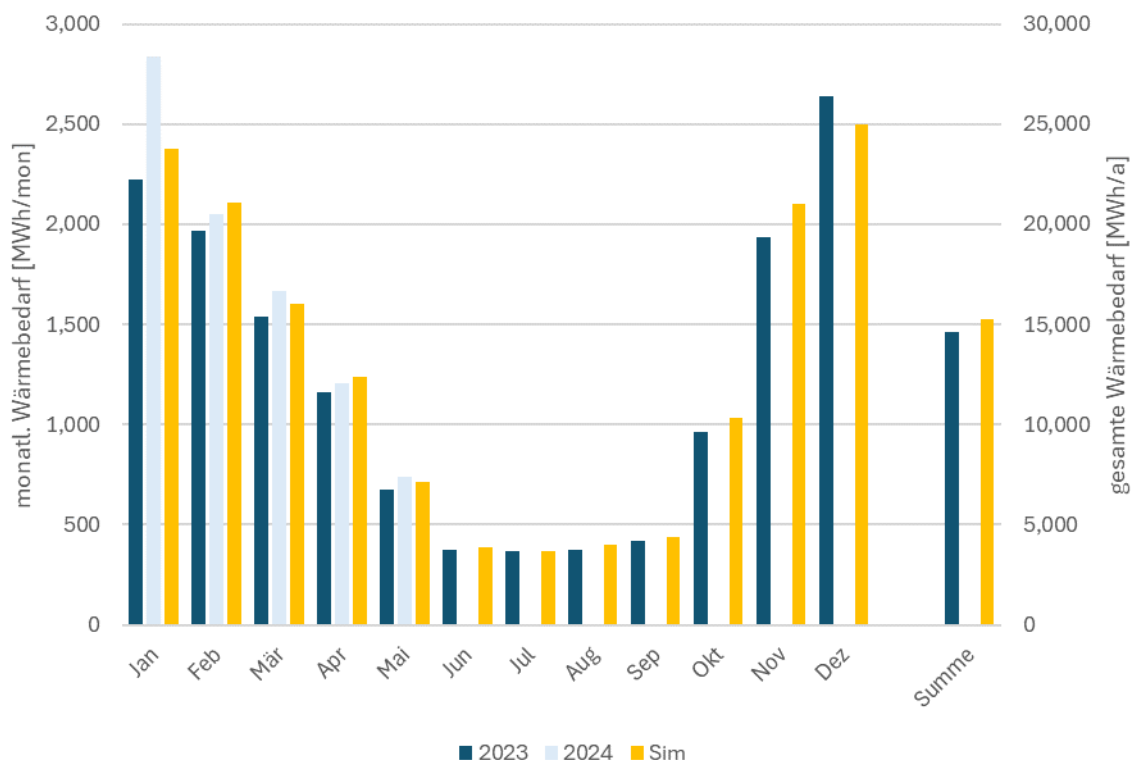


Abbildung 6: Gemessene Verbrauchsdaten des Heizwerks Regionalwärme für die Stadt Feldkirchen; angenommenes Verbrauchsprofil für die Simulation in Gelb (Quelle: BC-Regionalwärme GmbH)

In Abbildung 7 ist eine Verteilung der mittleren Wärmenetzleistung des tatsächlichen Lastprofil aus dem Jahr 2024 über Tageszeit und Monat dargestellt. Das Netz zeigt eine typische Lastspitze in den Morgenstunden, welche verstärkt in der kalten Jahreszeit auftritt. Ansonsten ist die mittlere Leistung in allen Monaten über den Tag weitgehend gleich verteilt. Auch in dieser Darstellung wird die deutlich geringere Last in den Monaten Juni bis September offenbar.

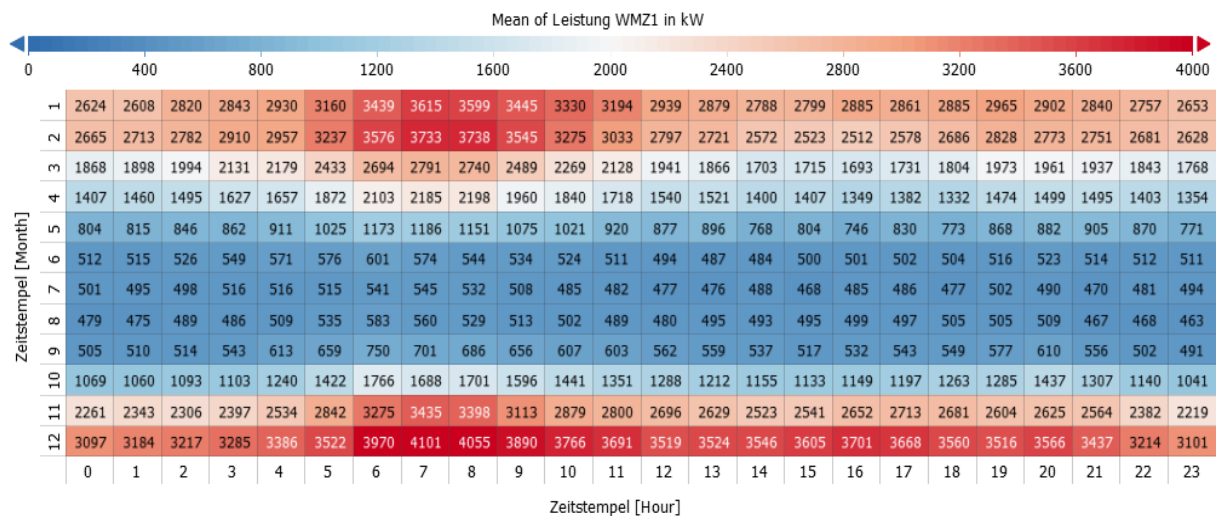


Abbildung 7: mittlere Leistungsverteilung über Tageszeit und Monat

c. Systemkonzept

Die Anlage soll mit Hilfe eines Contracting-Modells errichtet und betrieben werden. Daher werden die Referenzsysteme wie folgt definiert:

- 400.000 € Investitionskosten (Netz-Lastprofil 2030) / Keine Investitionskosten (Ausführungsvariante mit aktuellen Netz-Lastprofil)
- Keine Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Brennstoffkosten (Biomasse) für die Bereitstellung jener Wärmemenge, die die Solaranlage ins Netz liefert

Die Simulationen aller Systemvarianten wurde mit der Software Polysun v2024.5 durchgeführt. Hierbei wurden einige Vereinfachungen vorgenommen, welche im Folgenden kurz beschrieben werden. In Abbildung 8 ist das Modell für die beiden Varianten in Polysun dargestellt. In Übereinstimmung mit der Dokumentation von Polysun wurden die einzelnen Systemkomponenten wie folgt abgebildet:

- Kollektortyp: integraler Bestandteil des Tools
- großer Wärmespeicher: Dieser wurde als Pufferspeicher mit den folgenden Eigenschaften modelliert
 - Höhe: 10 m / 10 m / 10m / 20 m / 20 m / 20 m / 20 m /
 - Durchmesser: 10 m (800 m³), 19,5 m (3.000 m³), 21 m (7.000 m³), 26 m (10.800 m³), 34 m (18.000 m³), 40 m (25.000 m³)
 - Dämmdicke: 200 mm
- Für die Wärmeabnahme durch das Wärmenetz wurde das in Abbildung 6 beschriebene, aus den Messdaten erstellte Profil eingelesen.
- Das neue System wurde angenähert an die reale Einbindung in Polysun abgebildet (Abbildung 8).

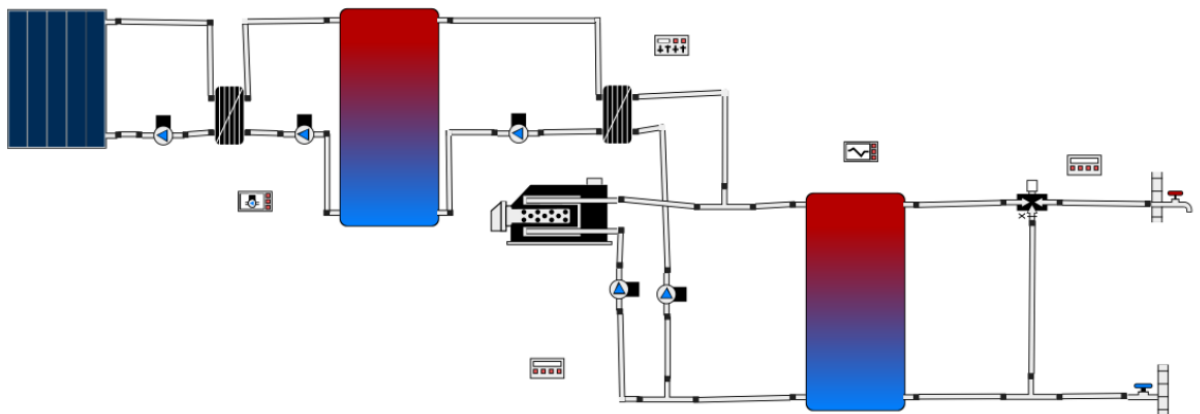


Abbildung 8: Abbildung des Systemkonzepts in Polysun (Quelle: Polys Die Anlage soll

a. Variante 0 „Maximale Ausbaustufe BC-Regionalwärme GmbH“

i. Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Alle Subvarianten zu Variante 0 haben einen Langzeitwärmespeicher mit einem Volumen zwischen 7.000 und 25.000 m³ gemeinsam. Insbesondere ab einem Volumen von rund 10.000 m³ ist, nach dänischem Vorbild als Vorreiteration für großtechnische, wassergeführte und unterirdische Speichersysteme, eine Ausführung als Erdbeckenspeicher eine bewährte und in Dänemark bereits etablierte Speichertechnologie und dadurch grundsätzlich 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 auch ein zylindrischer Behälterwärmespeicher als Druckringkonstruktion (rund oder elliptisch), ebenfalls unterirdisch, umgesetzt werden (Abbildung 9). 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.

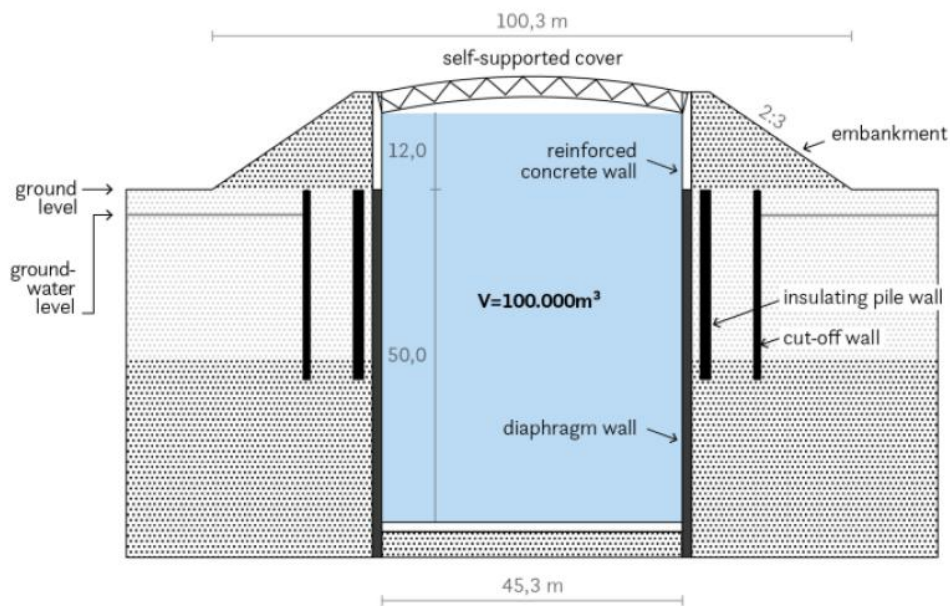


Abbildung 9: Prinzipskizze eines zylindrischen Langzeitwärmespeichers 10.000 m³ bis 200.000 m³ (Quelle: Endbericht gigaTES, 2021, FFG-Nr: 860949)

In ersten, groben Abschätzungen wurde für das Grundstück 0 eine Kollektorfläche von rund 14.100 m² und das Grundstück 1 eine Kollektorfläche von rund 5.500 m² eruiert. Als Subvarianten wurden Simulationen mit den Netzprofilen für 2023 und 2030 aus der Antragsphase durchgeführt:

- Grundstück 0
- Grundstück 1
- Grundstück 1 mit größerer Kollektorfläche
- Grundstück 0+1

Tabelle 1: Dimensionierungen und Simulationsergebnisse für unterschiedliche Netzausbauszenarien

	Grundstück 1		Grundstück 1 groß		Grundstück 0		Grundstück 0+1	
	Var 1 - 2023	Var 1 - 2030	Var 2 - 2023	Var 2 - 2030	Var 3 - 2023	Var 3 - 2030	Var 4 - 2023	Var 4 - 2030
ST Fläche brutto [m ²]	5,500		8,500		14,100		19,600	
ST Fläche apertur [m ²]	5,158		7,971		13,222		18,380	
Speicher [m ³]	7,000		10,800		18,000		25,000	
spez. Speicher [m ³ /m ² brutto]	1.27		1.27		1.28		1.28	
Solarertrag [MWh]	2,626.00	3,320.00	3,499.00	4,613.00	4,777.00	6,582.00	5,742.00	8,190.00
Biomasse [MWh]	6,051.00	21,365.00	5,299.00	20,171.00	4,129.00	18,347.00	3,464.00	16,903.00
spez. Solarertrag brutto [kWh/m ² a]	477.45	603.64	411.65	542.71	338.79	466.81	292.96	417.86
spez. Solarertrag apertur [kWh/m ² a]	509.16	643.72	438.98	578.74	361.29	497.80	312.41	445.60
SD [%]	30%	13%	40%	19%	54%	26%	62%	33%
Stagnation [d]	51	3	71	29	90	49	102	64
ST+Biomasse [MWh]		24,685.00		24,784.00		24,929.00		25,093.00
Bedarf Input [MWh]		24,109.00		24,109.00		24,109.00		24,109.00
Qloss sim [MWh]		341		432		597		743
Differenz [MWh]		576.00	-	675.00	-	820.00	-	984.00
Leitungsverluste [MWh]		112.82		130.38		175.85		224.35
Leitungslänge [m]		150.00		150.00		350.00		500.00

Der solare Deckungsgrad über den Jahresverlauf ist für die unterschiedlichen Varianten in Abbildung 10 dargestellt. Daraus ergibt sich, dass bei vollständiger solarer Deckung des Sommerbedarfs (Juni – August) mit dem prognostizierten Lastprofil für 2030 Grundstück 0 verwendet werden muss.

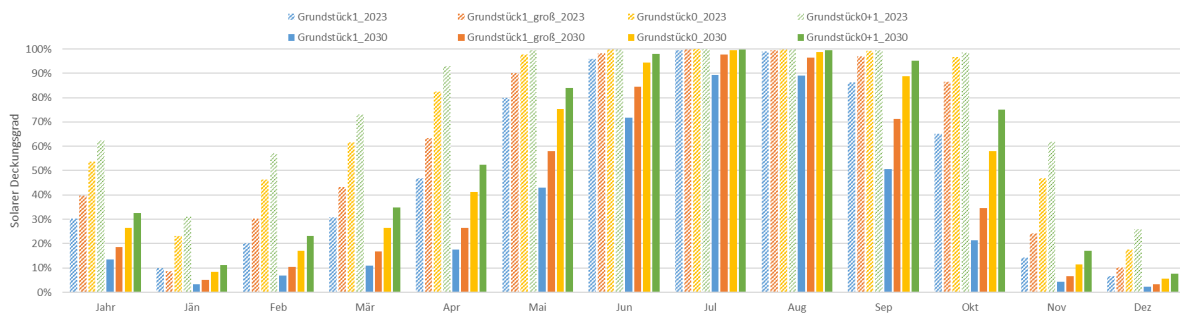


Abbildung 10: solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf für die unterschiedlichen Varianten (Fläche, Netz-Lastprofil)

Die Simulationen zeigen, dass eine vollständige Sommerdeckung auch nach Netz-Vollausbau im Jahr 2030 technisch möglich ist, allerdings steigen dadurch die Puffertemperaturen (Abbildung 11) im Sommer und somit auch die Stagnationstage pro Monat (Abbildung 12). Diesem Umstand könnte mit noch größeren Speichervolumina entgegengewirkt werden, allerdings beeinflusst das auch wesentlich die wirtschaftliche Darstellbarkeit der Anlage.

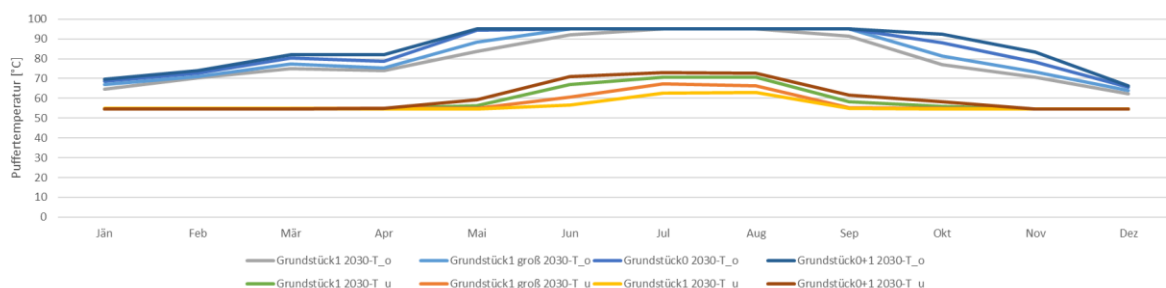


Abbildung 11: Verlauf der jeweils obersten und untersten Puffertemperaturen bei den unterschiedlichen Auslegungsvarianten über das Jahr

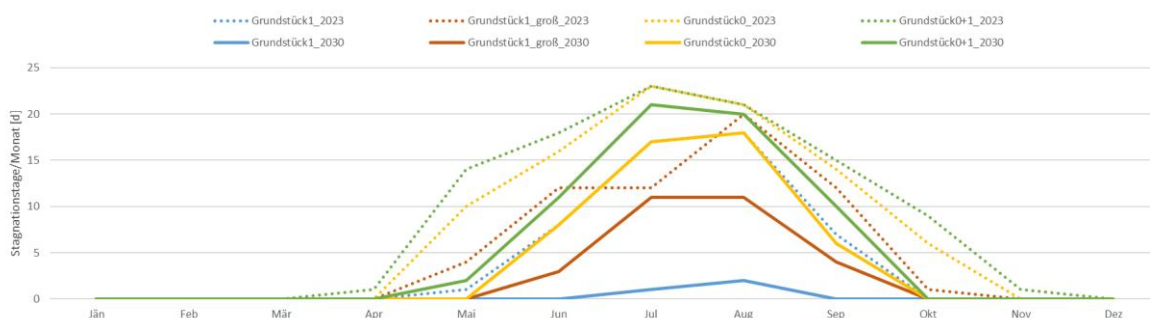


Abbildung 12: Anzahl der Stagnationstage pro Monat in Abhängigkeit der Anlagendimensionierung

ii. Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 2: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 von Variante 1

Betrachtungsperiode	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	4%
Preissteigerung Wartung und Investition	2%
Preissteigerung Solarwärme	2%
Preissteigerung Biomasse	4%
Lebensdauer Solarthermie	30 Jahre
Lebensdauer Wärmespeicher	50 Jahre
Lebensdauer Verbindungsleitung	50 Jahre
Spez. Kosten Solaranlage (inkl. Montage)	400 €/m ²
Spez. Kosten Wärmespeicher (inkl. Dämmung und Wetterschutz)	200 €/m ³
Spez. Kosten Transferleitung	600 €/m
Planungskosten	5% der Investitionskosten
Energiekosten	
Biomasse	40 €/MWh
Wartungskosten	
Solarthermie	0,5% der Investitionskosten
Förderungen	
30% der Investitionskosten von ST-Anlage, Wärmespeicher, Verbindungsleitung und Planungskosten	

Zum Zeitpunkt der durchgeführten Simulationen war vor allem das Szenario „vollständiger Netzausbau bis 2030“ im Fokus der Betrachtungen. Daher wurden die Wirtschaftlichkeitsrechnungen ausschließlich dafür durchgeführt.

Referenzsystem:

- Neu zu errichtender Pufferspeicher am Heizwerk für 400.000 € (notwendig durch Netzausbau)
- Kosten für Brennstoff, um jeweiligen Solarertrag (Var1: 3.320 MWh, Var2: 4.613 MWh, Var3: 6.582 MWh, Var4: 8.190 MWh) durch Biomasse abzudecken

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit mit zunehmender Kollektorfläche wesentlich sinkt. Dies liegt vornehmlich in der geringen Sommernetzlast begründet. Eine Umsetzung der großen Kollektorflächen ist wirtschaftlich nur dann sinnvoll, wenn ein Netzzusammenschluss doch noch gelingt.

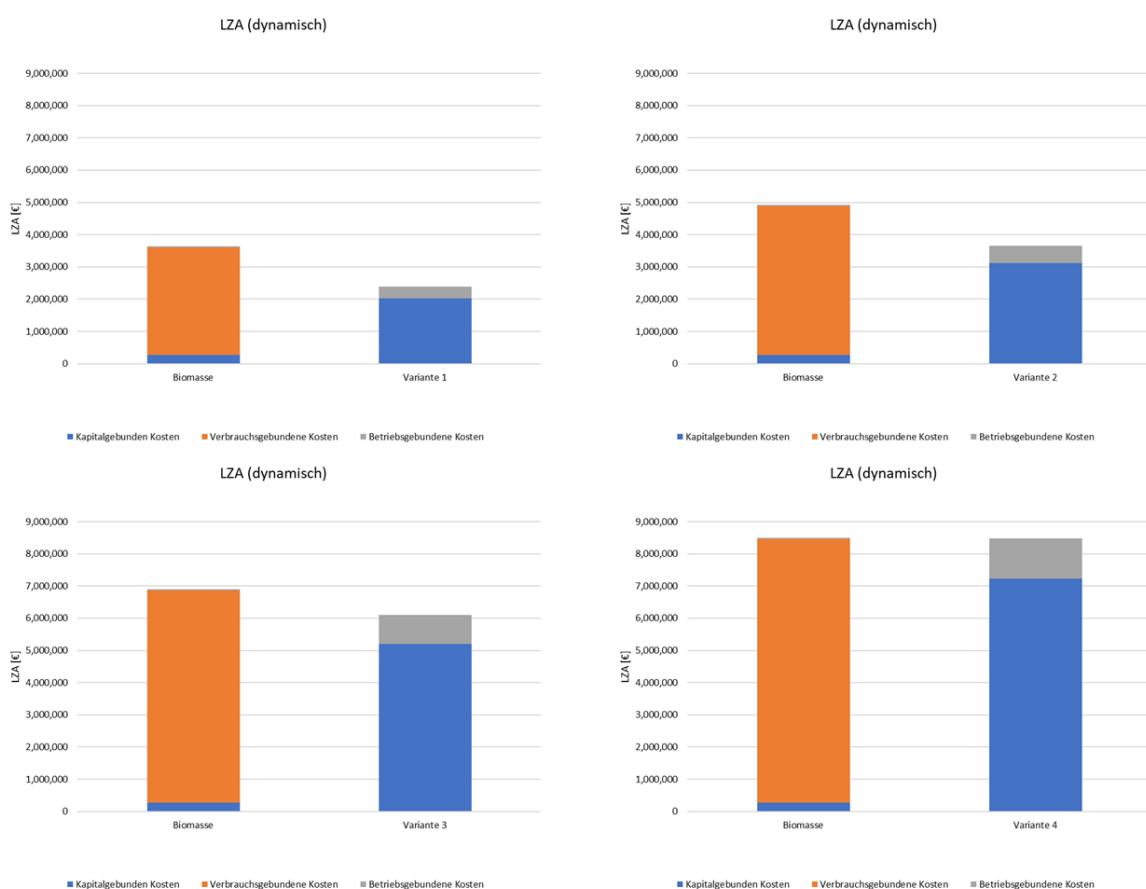


Abbildung 13: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Variante 1 - 4 (von links oben nach rechts unten)

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/MWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 3):

Tabelle 3: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für alle Subvarianten zu Variante 0

	Referenz Var 1	Variante 1	Referenz Var 2	Variante 2	Referenz Var 3	Variante 3	Referenz Var 4	Variante 4
Investitionsgebundene WGK [€/MWh]	5,34	39,11	3,84	43,18	2,69	50,53	2,16	56,45
Verbrauchsgebundene WGK [€/MWh]	70,11	-	64,01	-	64,01	-	64,01	-
Betriebsgebundene WGK [€/MWh]	0,76	6,81	0,54	7,57	0,38	8,81	0,31	9,84
Gesamt	70,11	45,92	68,40	50,75	67,09	59,34	66,48	66,29
Dyn. Amortisationszeit [a]		14,6		17,3		21,5		24,9
Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a]		11,6		13,8		17		19,7

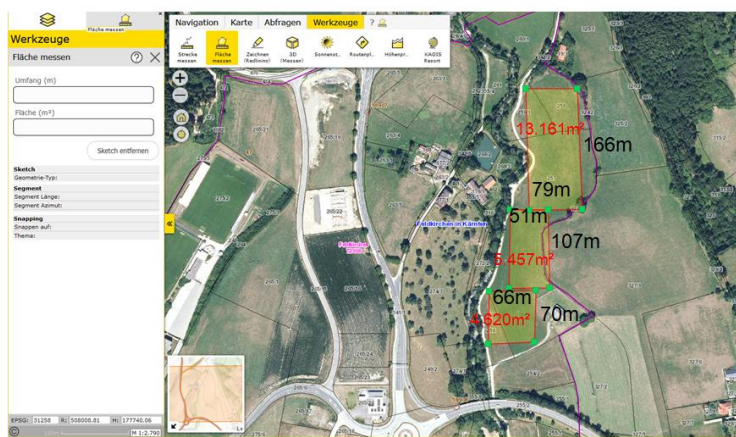
iii. Rahmenbedingungen

Hydrologie

Durch den Wegfall des Netzzusammenschlusses ist es nicht mehr notwendig, den Wärmespeicher geographisch zwischen den beiden Netzen bzw. Heizzentralen zu platzieren. Zur Vereinfachung der weiteren Betrachtungen wurde angenommen, dass der Wärmespeicher am Grundstück des Heizwerks der BC-Regionalwärme GmbH platziert werden kann. Die hydrologischen Randbedingungen dazu sind in Kapitel b ausgeführt.

Darstellung der geplanten Solarflächen

Für eine erste konservative Abschätzung hinsichtlich real möglicher Kollektorflächen am Grundstück 0 und 1 wurden mit Hilfe des Online-Katasterplans die Grundstücke in Rechtecke unterteilt und für diese die möglichen Kollektorflächen für einen Reihenabstand von 3,5 m bei einer Kollektorneigung von 45° bestimmt (vgl. Abbildung 14 und Abbildung 15).



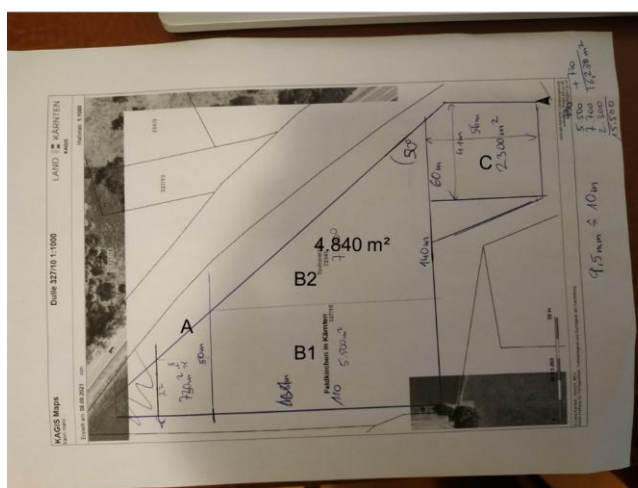
Erste Abschätzung hinsichtlich nutzbarer Fläche:

23.238 m² Bodenfläche

- A:
 - 166 x 79 Meter
 - 47 Reihen à 13 Kollektoren
 - = 8.047 m² KF
- B:
 - 107 x 51 Meter
 - 30 Reihen à 8 Kollektoren
 - = 3.161 m² KF
- C:
 - 70 x 66 Meter
 - 20 Reihen à 11 Kollektoren
 - = 2.897 m² KF

Summe: ~14.100 m² KF

Abbildung 14: Grobe Abschätzung der realen Kollektorfläche auf Grundstück 0



Erste Abschätzung hinsichtlich nutzbarer Fläche:

16.230 m² Bodenfläche

- A:
 - 27 x 27 Meter
 - 7 Reihen à 4 Kollektoren
 - = 369 m² KF
- B1:
 - 110 x 50 Meter
 - 31 Reihen à 8 Kollektoren
 - = 3.266 m² KF
- B2:
 - Dreieck, Abschätzung als Rechteck 110 x 44 Meter
 - 31 Reihen à 3 Kollektoren
 - = 1.225 m² KF
- C:
 - 56 x 41 Meter
 - 16 Reihen à 3 Kollektoren
 - = 632 m² KF

Summe: ~5.500 m² KF

Abbildung 15: erste grobe Abschätzung der möglichen Kollektorfläche auf Grundstück 1

Grundstücke für Solarfläche

Das Grundstück 0 wurde als erste Präferenz identifiziert, auch weil es sich im Besitz der Gemeinde Feldkirchen befindet bzw. weil es sich geografisch fast genau in der Mitte zwischen der BC-Regionalwärme GmbH und der Diakonie Feldkirchen befindet und sich aufgrund der positiven Haltung der Gemeinde zu diesem Projekt eine erfolgreiche Umsetzung mit diesem Grundstück abgezeichnet hat. Im Laufe der weiteren Gespräche mit der Gemeinde stellte sich heraus, dass sich das Grundstück 0 in der Wasserschutzzone 1 befindet und dort keinesfalls eine bauliche Maßnahme erfolgen darf. Zunächst musste mit dem Land Kärnten geprüft werden, ob das Aufstellen von Solarkollektoren als bauliche Maßnahme gilt. Es stellte sich heraus, dass das Aufstellen von Solarkollektoren im Wasserschutzgebiet streng verboten ist, auch wenn sich die Technikzentrale direkt am Grundstück der BC-Regionalwärme GmbH befinden würde. Somit wurde seitens der Gemeinde Feldkirchen eine Grundstücksalternative vorgeschlagen, die sich außerhalb der Wasserschutzzone befindet (=Grundstück 1)

Für Grundstück 1 wurden ebenso mehrere Gespräche mit den Eigentümern geführt. Ursprünglich bestand ein hohes Interesse, die Fläche zur Verfügung zu stellen. Hinter dem Grundstück steht jedoch eine Miteigentümergeinschaft von 3 Parteien, die sich schlussendlich leider nicht für einen Verkauf oder eine Verpachtung der Fläche einigen konnte. Diese endgültige Entscheidung fiel erst gegen Ende der Machbarkeitsstudie. Daher musste noch ein weiteres Grundstück in der Nähe der BC-Gruppe gesucht werden, für welches eine weitere Variante (Grundstück 2) betrachtet wurde.

Aufstellung des großen Wärmespeichers

Für die Aufstellung des großen Wärmespeichers ist lediglich ein bau- und gewerberechtliches Genehmigungsverfahren notwendig.

Sonstiges

Die SWA Solar Wärme Austria GmbH unterliegt nicht dem Vergaberecht.

b. Variante 1 „Kollektorfeld auf Grundstück 1“

i. Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Machbarkeitsstudie wurde ursprünglich mit einem Langzeitspeicher konzipiert. Durch den Wegfall des Wärmebedarfs des Netzes Diakonie Waiern fehlt nun allerdings der ganzjährig hohe Warmwasserbedarf des Spitals in jenem Wärmenetz. Daher wurde in weiterer Folge die Dimensionierung von Kollektorfläche und Tankspeicher auf die Sommerlast des gegenständlichen Wärmenetzes reduziert. Eine Langzeitspeicherung ist bei diesen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Die Varianten 1 und 2 haben einen großen Wärmespeicher mit einem Volumen zwischen 800 und 3.000 m³. Dieser soll in jedem Fall als druckloser Stahltankspeicher umgesetzt werden. Als Vorbild dienen hier bereits umgesetzte, ähnliche Speicher bei den vom Klima- und Energiefonds geförderten Anlagen „Helios“ in Graz sowie „Nahwärme Friesach“. Der Speicher wird am Aufstellungsort zusammengeschweißt und verfügt über einen Druckluftkompressor samt Stickstoffgenerator, um mit Hilfe des Stickstoffpolsters über der Wasseroberfläche den Korrosionsschutz der Dachkonstruktion sicherzustellen. Eine weitere Möglichkeit ist die Installation eines Dampfgenerators, bzw. eine Dampfvorlage für den drucklosen Speicher.

In **Abbildung 16** ist eine Konstruktionszeichnung für einen 1000 m³ fassenden Tankspeicher dargestellt. Die Maße können für größere Volumina proportional hochskaliert werden.

Beispiel: Ausführung für 1000m³

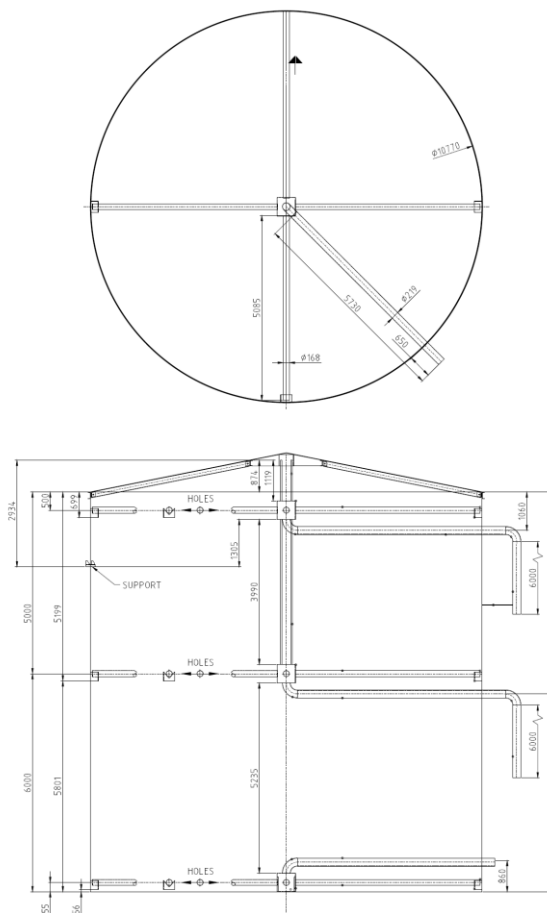


Abbildung 16: Konstruktionszeichnung eines großen Tankspeichers (Quelle: TB Riebenbauer)

Aufgrund der Größe des Pufferspeichers wäre eine teilweise Versenkung desselben in den Boden anzudenken. Laut dem auf der Website des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft verfügbaren hydrographischen Jahrbuchs¹ liegt in näherer Umgebung des Heizwerks eine Messstelle für den Grundwasserspiegel (Abbildung 17). Der Grundwasserspiegel ist am Standort seit vielen Jahren konstant bei mindestens 15 m unter der Geländeoberkante und stellt daher keinen wesentlichen Einflussfaktor auf die Wärmeverluste eines Tankspeichers dar.

Eine weitere Möglichkeit wäre die optische Verkleinerung des Speichers durch einen Erdwall, welcher ringförmig um den Pufferspeicher mit dem Aushubmaterial vom Pufferspeicherfundament aufgeschüttet wird.

Letztlich wird das in der Ausführungsphase mit der Baubehörde und den Bauvorschriften zu klären sein.

¹ <https://ehyd.gv.at/#> (abgerufen am 2.8.2023)

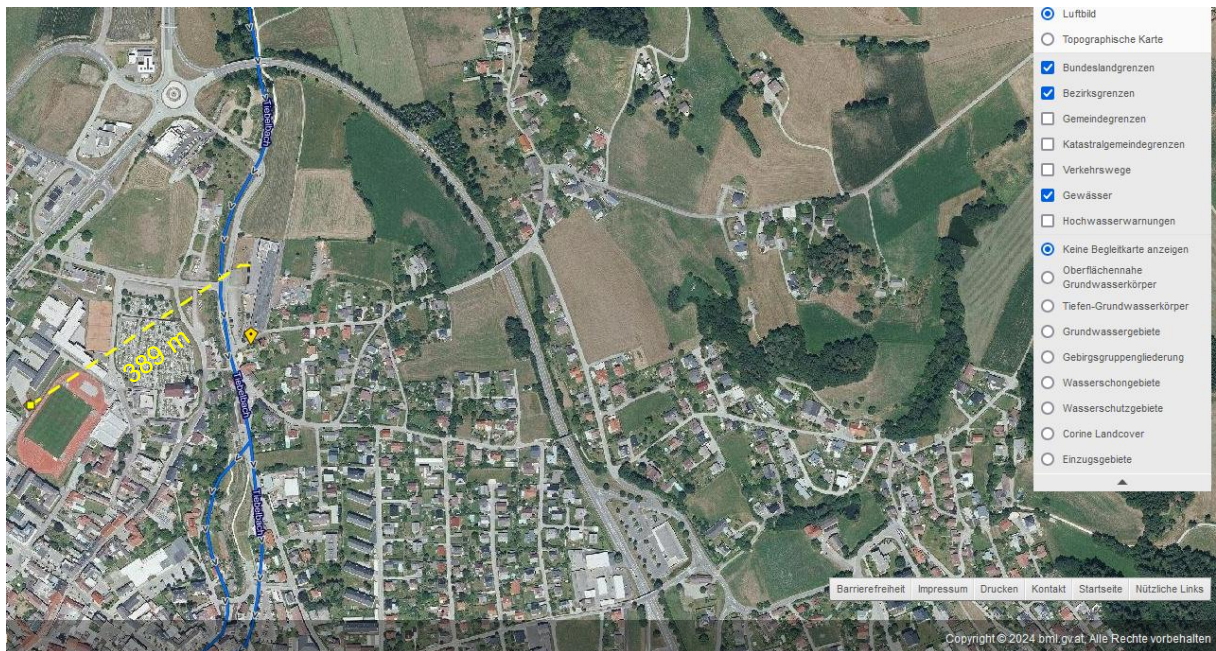


Abbildung 17: Screenshot aus dem Onlinetool des Bundesministeriums inklusive Distanzangabe vom Heizwerk zur Messstelle (Quelle: <https://ehyd.gv.at/#>, eigene Darstellung)

Systemkonzept Variante 1

Für das Systemkonzept Variante 1 wird Grundstück 1 für die Errichtung der Solaranlage herangezogen. Als Zielgrößen für die Auslegung der Kollektorfläche und des großen Wärmespeichers wurde die vollständige Deckung der Sommerlast herangezogen. Der Projektpartner GREENoneTEC erstellte im Zuge der Bearbeitung dieser Variante einen detaillierten Belegungsplan für Grundstück 1. Dieser zeigte, dass entgegen der ersten (konservativen) Schätzung eine Kollektorfläche von 8.574 m² möglich ist.



Abbildung 18: Layout für Kollektorfeld auf Grundstück 1 (Quelle: KAGIS, eigene Darstellung)

Das Prinzipschema inklusive Dimensionierung und produzierter Energiemengen ist in Abbildung 19 dargestellt. Die neuen Komponenten Solarspeicher und Solaranlage (markiert mit roter Schrift) werden ins Bestandssystem so eingebunden, dass der neue große Tankspeicher auch in der Übergangszeit

Überkapazitäten des Wärmenetzes zwischenspeichern kann. Die Regelungslogik dafür ist in Polysun nur teilweise umsetzbar.

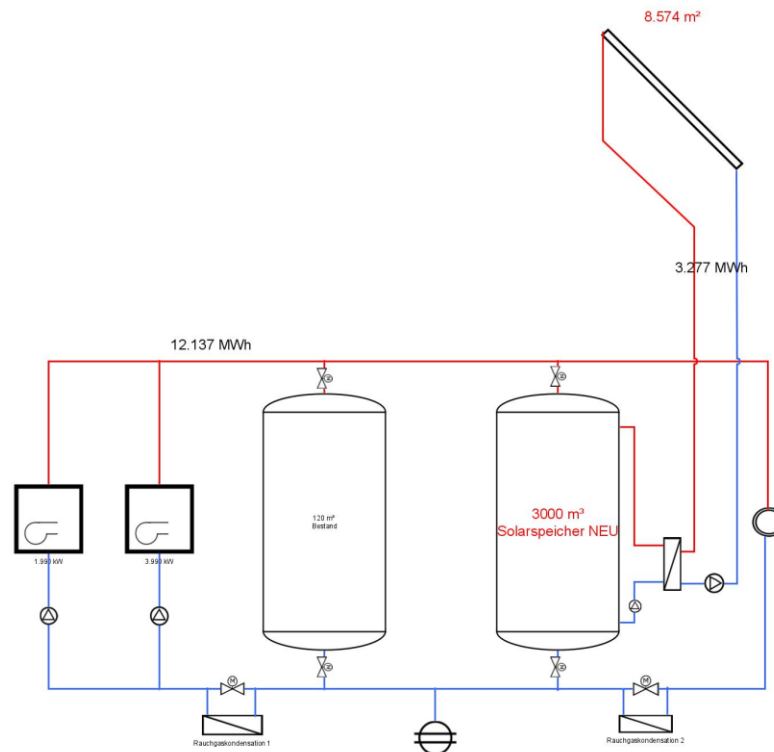


Abbildung 19: Prinzipschema der Variante 1 inklusive Dimensionierung

In Abbildung 20 ist die Energiebilanz der Variante 1 über ein Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die sommerliche Bedarfsdeckung ausschließlich mit Solarthermie möglich ist. Weiters kann die Solaranlage in den Monaten März bis Mai sowie September einen guten Beitrag zum Bedarf liefern. Über das Jahr betrachtet wird ein solarer Deckungsgrad von 21,3 % erreicht.

Der Solarspeicher wird ganzjährig auf hohem mittleren Temperaturniveau gehalten, wobei die alleinige Bedarfsdeckung durch die Solaranlage im Sommer anhand der untersten Speichertemperatur gut erkennbar ist (tiefere Entladung, Abbildung 21). Gleichzeitig zeigt die Grafik, dass hinsichtlich des optimierten Betriebs des großen Solar-Tankspeichers, das vereinfachte Simulationsmodell an seine Grenzen stößt. Im Zuge der Detailplanung sollte dieser Aspekt in vertiefenden Simulationen – bspw. mit TRNSYS – näher betrachtet werden.

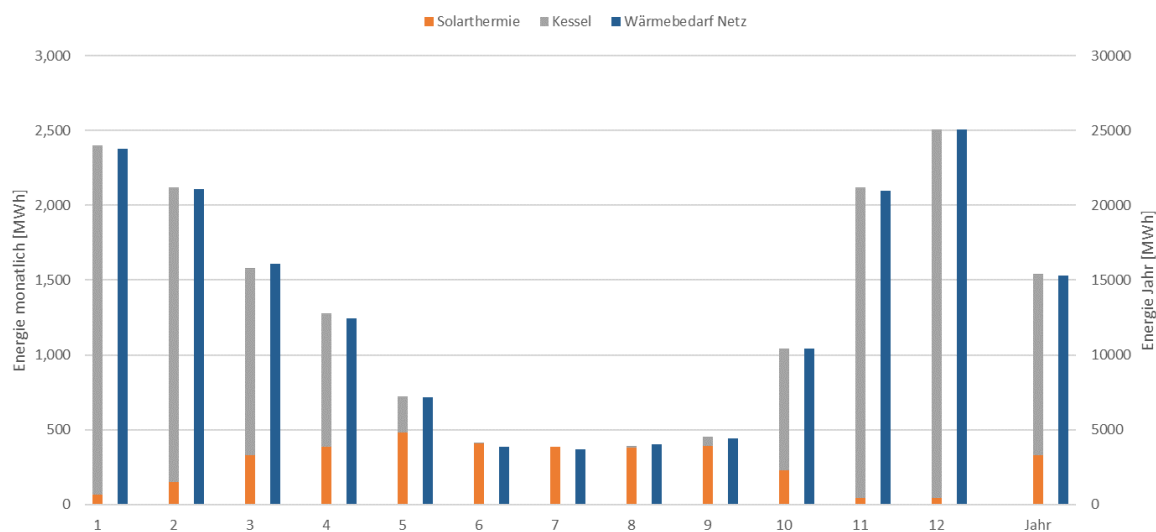


Abbildung 20: Energiebilanz von Variante 1 monatlich inkl. Jahresbilanz

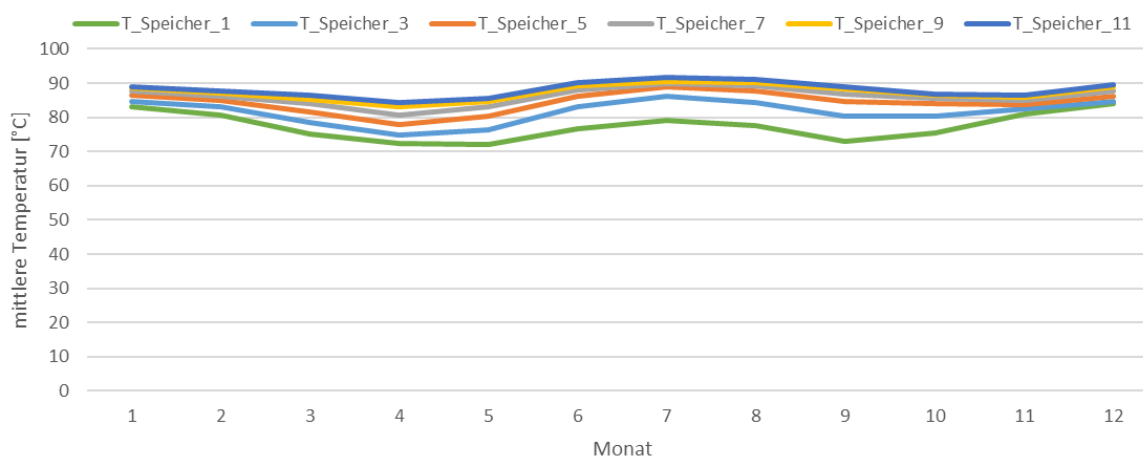


Abbildung 21: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Wärmespeicher für Variante 1

ii. Ökonomische Betrachtung

Der ökonomischen Bewertung der Varianten 1 und 2 gingen neuerliche intensive Kostenrecherchen voraus. Die nunmehr der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Sie sind für die Varianten 1 und 2 gleich.

Tabelle 4: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 von Variante 1 und 2

Betrachtungsperiode	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	3%
Preissteigerung Wartung und Investition	2%
Preissteigerung Solarwärme	2%
Preissteigerung Biomasse	4%
Lebensdauer Solarthermie	30 Jahre
Lebensdauer Wärmespeicher	50 Jahre
Lebensdauer Verbindungsleitung	50 Jahre
Spez. Kosten Solaranlage (inkl. Montage)	332 €/m ²
Spez. Kosten Wärmespeicher (inkl. Dämmung und Wetterschutz)	540 €/m ³
Spez. Kosten Transferleitung	600 €/m
Energiekosten	
Biomasse	36 €/MWh
Wartungskosten	
Solarthermie	0,5% der Investitionskosten
Finanzierungskosten	
Laufzeit	25 Jahre
Zinssatz	3%

Förderungen	
30% der Investitionskosten von ST-Anlage, Wärmespeicher, Verbindungsleitung und Planungskosten	

Im Gegensatz zur Variante 0 wurden in den folgenden Varianten etwas andere Grundlagen herangezogen, die sich im Projektverlauf ergeben haben:

- Biomassepreis der BC-Regionalwärme GmbH: 36 €/MWh (statt bisheriger Annahme von 40 €/MWh)
- Berücksichtigung von Grundstückskosten

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit beruht für den Contractor und den Wärmenetzbetreiber auf unterschiedlichen Perspektiven. Für den Contractor muss die Investition der Anlage inklusive der Finanzierungskosten, Pacht und der Förderung innerhalb eines akzeptablen Zeitraums durch die verkaufte Wärme abgezahlt werden können. Die Wirtschaftlichkeit verbessert sich jedoch, wenn aufgrund des weiteren Netzausbaus mehr Solarwärme verkauft werden kann.

Aus Sicht des Wärmenetzbetreibers ist nachzuweisen, dass die Nutzung von Solarwärme auf lange Sicht günstiger ist als die weitere Nutzung von Biomasse wie bisher. Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 zu dieser Fragestellung sind in Abbildung 22 dargestellt. Als Ergebnis wird festgehalten, dass Variante 1 über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung *nicht* wirtschaftlich darstellbar ist.

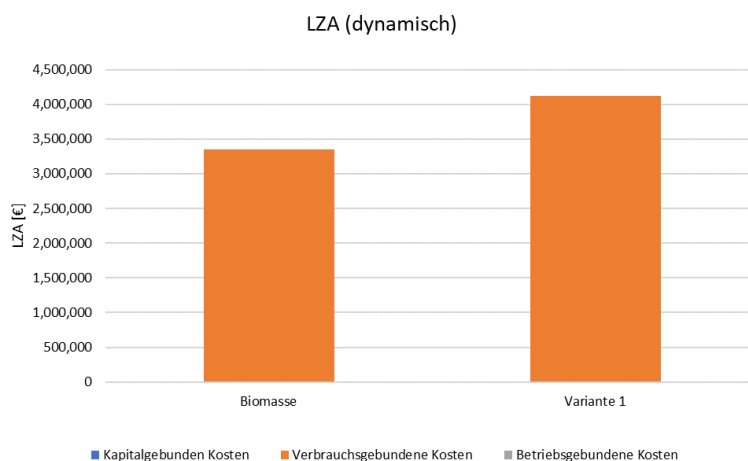


Abbildung 22: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Sicht des Heizwerksbetreibers für Variante 1

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/MWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 5):

Tabelle 5: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 1 aus Sicht des Heizwerksbetreibers

	Referenz	Variante 1
Investitionsgebundene WGK [€/MWh]	-	-
Verbrauchsgebundene WGK [€/MWh]	58,74	72,27
Betriebsgebundene WGK [€/MWh]	-	-
Gesamt	58,74	72,27
Dyn. Amortisationszeit [a]	-	-
Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a]	-	-

Das vorgeschlagene Systemkonzept ist technisch auf andere Wärmenetze übertragbar, da jegliche Bestandsversorgungsanlage mit Solarwärme ergänzt werden kann. Voraussetzung für das vorgeschlagene Systemkonzept sind ausreichende Flächen für die Montage der Solaranlage sowie ein Aufstellungsplatz für den großen Wärmespeicher.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung hat gezeigt, dass bei vorliegendem Lastprofil in Kombination mit dem aktuellen sommerlichen Wärmebedarf die Kosten für vollständige solare Deckung die Einkünfte deutlich übersteigen. Das Grundstück könnte allerdings bei tatsächlich stattfindendem Netzausbau – insbesondere bei deutlicher Erhöhung der Sommerlast – weiterhin interessant sein.

iii. Rahmenbedingungen

Grundstück für Solarfläche

Für das gegenständliche Grundstück wurden mehrere Gespräche mit den Eigentümern geführt. Ursprünglich bestand ein hohes Interesse, die Fläche zur Verfügung zu stellen. Hinter dem Grundstück steht jedoch eine Miteigentümergeinschaft, die sich schlussendlich nicht für einen Verkauf oder eine Verpachtung der Fläche einigen konnte.

Aufstellung des großen Wärmespeichers

Für die Aufstellung des großen Wärmespeichers ist lediglich ein bau- und gewerberechtliches Genehmigungsverfahren notwendig.

Sonstiges

Die SWA Solar Wärme Austria GmbH unterliegt nicht dem Vergaberecht.

c. Variante 2 „Kollektorfeld auf Grundstück 2“

iv. Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Betrachtungen und Ausführungen zum großen Wärmespeicher sind ident wie bei Grundstück 1. Auch hier wird der neue Tankspeicher am Gelände des Heizwerks errichtet, allerdings mit kleinerer Dimensionierung.

Systemkonzept Variante 2

Für dieses Systemkonzept wird Grundstück 2 für die Errichtung der Solaranlage herangezogen. Als Zielgrößen für die Auslegung der Kollektorfläche und des großen Wärmespeichers wurde die maximal mögliche Belegung des Grundstücks herangezogen.



Abbildung 23: Layout für Kollektorfeld auf Grundstück 2 (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)

Das Prinzipschema inklusive Dimensionierung und produzierter Energiemengen ist in Abbildung 19 dargestellt. Die neuen Komponenten Solarspeicher und Solaranlage (markiert mit roter Schrift) werden ins Bestandssystem so eingebunden, dass der neue große Tankspeicher auch in der Übergangszeit Überkapazitäten des Wärmenetzes zwischenspeichern kann. Die Regelungslogik dafür ist in Polysun nur teilweise umsetzbar.

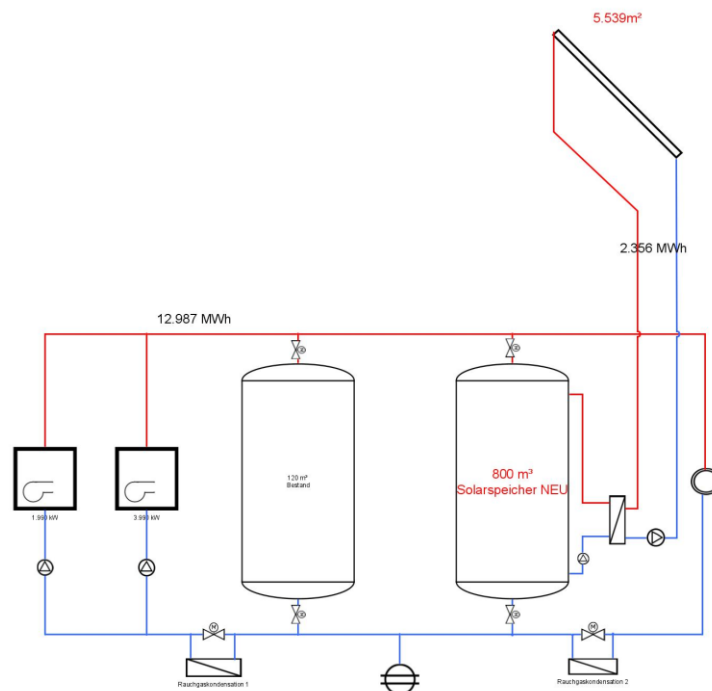


Abbildung 24: Prinzipschema der Variante 2 inklusive Dimensionierung

In Abbildung 20 ist die Energiebilanz der Variante 2 über ein Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass auch mit der kleineren Dimensionierung eine gute, wenn auch nicht vollständige solare Deckung des Sommerbedarfs (Juni – August) möglich ist. Über das Jahr betrachtet wird ein solarer Deckungsgrad von 15,4 % erreicht.

Der Solarspeicher wird ganzjährig auf hohem mittleren Temperaturniveau gehalten, wobei die alleinige Bedarfsdeckung durch die Solaranlage im Sommer anhand der untersten Speichertemperatur gut erkennbar ist (tiefere Entladung, Abbildung 21). Gleichzeitig zeigt die Grafik, dass hinsichtlich des optimierten Betriebs des großen Solar-Tankspeichers, das vereinfachte Simulationsmodell an seine Grenzen stößt. Im Zuge der Detailplanung sollte dieser Aspekt in vertiefenden Simulationen – bspw. mit TRNSYS – näher betrachtet werden.

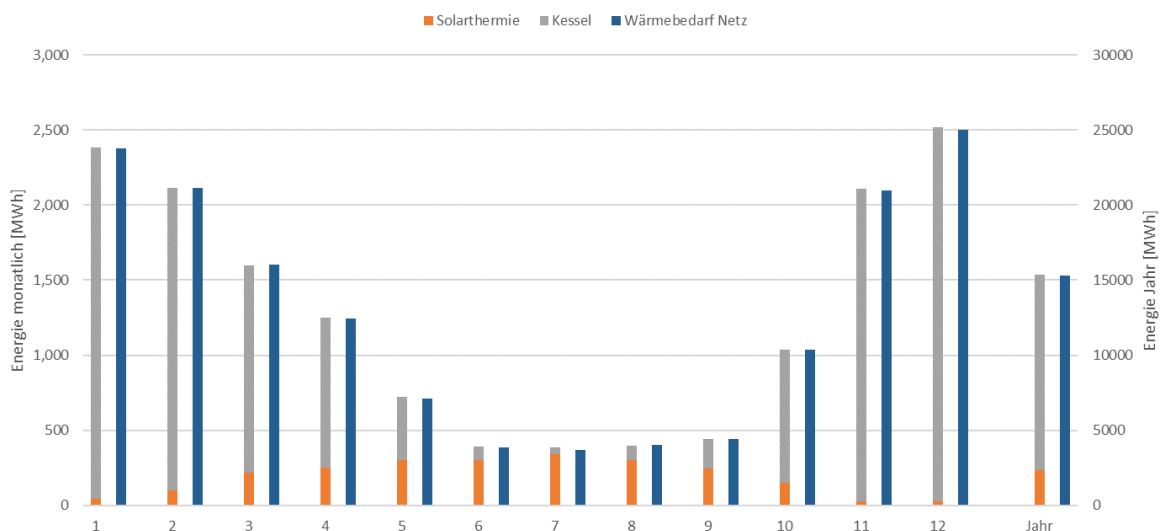


Abbildung 25: Energiebilanz von Variante 2 monatlich inkl. Jahresbilanz

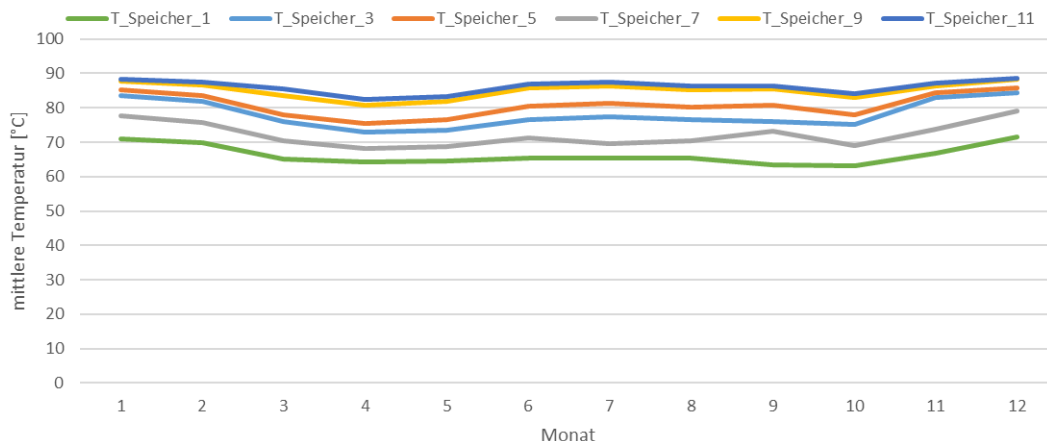


Abbildung 26: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im großen Wärmespeicher für Variante 2

v. Ökonomische Betrachtung

Die Randbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind ident mit Variante 1.

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit beruht für den Contractor und den Wärmenetzbetreiber auf unterschiedlichen Perspektiven. Für den Contractor muss die Investition der Anlage inklusive der Finanzierungskosten innerhalb eines akzeptablen Zeitraums durch die verkaufte Wärme abgezahlt werden können. Unter der Vorgabe, dass die Amortisationszeit kleiner als 20 Jahre ist, muss bei Variante 2 die Solarwärme um zumindest 43 €/MWh verkauft werden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Variante ist also wesentlich besser als bei Variante 1.

Aus Sicht des Wärmenetzbetreibers ist nachzuweisen, dass die Nutzung von Solarwärme auf lange Sicht günstiger ist als die weitere Nutzung von Biomasse wie bisher. Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 zu dieser Fragestellung sind in Abbildung 22 dargestellt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 2 über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung wirtschaftlich darstellbar ist.

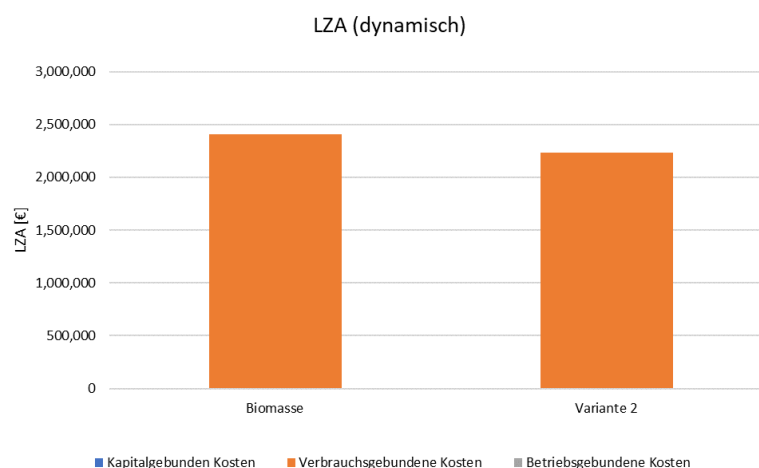


Abbildung 27: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Sicht des Heizwerkbetreibers für Variante 2

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/MWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 5):

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 2 aus Sicht des Heizwerksbetreibers

	Referenz	Variante 2
Investitionsgebundene WGK [€/MWh]	-	-
Verbrauchsgebundene WGK [€/MWh]	58,74	54,52
Betriebsgebundene WGK [€/MWh]	-	-
Gesamt	58,74	54,52
Dyn. Amortisationszeit [a]	-	ca. 17
Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a]		-

Die Überlegungen zur Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Wärmenetze ist grundsätzlich gleich wie bei Variante 1, wobei hier die Wirtschaftlichkeit für beide Vertragspartner nachgewiesen werden konnte.

vi. Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen bei Variante 2 sind ident zu Variante 1 (Kapitel iii). Abweichend sind die Informationen zum betrachteten Grundstück 2. Hier gibt es bereits einen Vorvertrag mit dem Eigentümer hinsichtlich langfristiger Pacht. Des Weiteren sind Gespräche mit dem Land Kärnten und der Gemeinde Feldkirchen/Kärnten hinsichtlich geeigneter Umwidmung bereits im Gange.

d. Regelungsstrategie

Übergeordnet ist eine vorausschauende Regelung der Erzeugerstrukturen angedacht, um den maximal möglichen Ertrag aus der Solarthermie-Anlage zu generieren.

Einstrahlungsreiche Zeit (Juni – August)

Der Solarpufferspeicher wird in dieser Zeit für die Biomassekessel gesperrt und steht ausschließlich der Solaranlage zur Verfügung. Bei der Netzeinspeisung wird die Wärme aus diesem Pufferspeicher priorisiert genutzt. Das ist sowohl technisch wie auch wirtschaftlich sinnvoll.

Die Solaranlage ist so ausgelegt, dass sie die Sommerlast vollständig decken kann und die Biomassekessel vollständig stillgelegt werden können.

Übergangszeit/Winter

In diesem Zeitraum wird ein gewisses Volumen für die Solaranlage reserviert, den Rest können die Biomassekessel bei Überkapazitäten mitnutzen.

Solarthermische Anlage

Die Regelung der solarthermischen Anlage erfolgt witterungsgeführt. Es werden die Wetterbedingungen (Temperatur, Sonneneinstrahlung) sowie der aktuelle Zustand des Systems gemessen. Auf Grundlage dieser Parameter wird die Solltemperatur des Kollektorkreises bestimmt. Mithilfe der drehzahlgesteuerten Pumpe wird die erforderliche Solltemperatur eingestellt und eine optimale Wärmeerzeugung aus dem Solarfeld erreicht.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Ausgangspunkt für die Machbarkeitsstudie war eine Zusammenlegung der beiden bestehenden Wärmenetze in Feldkirchen. Trotz intensiver Verhandlungen konnte jedoch dahingehend derzeit keine Einigung erzielt werden. In einem ersten Schritt wurden unterschiedliche Dimensionierungen von Solaranlage und Wärmespeicher, für den für 2030 prognostizierten Wärmebedarf der BC-Regionalwärme GmbH untersucht. Als mögliche Grundstücke für die Errichtung der Solaranlage wurde das Grundstück aus der Einreichphase sowie ein weiteres herangezogen, welches bei weiteren Gesprächen mit den Verantwortlichen Stellen der Stadt Feldkirchen identifiziert werden konnte. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu Variante 0 zeigen eindeutig, dass die ursprünglich angedachte Anlagendimensionierung durch den derzeit fehlenden Netzzusammenschluss und den dadurch wesentlich geringeren Wärmebedarf nicht darstellbar ist. Verstärkt wird dieses Ergebnis durch den im Vergleich zu anderen Wärmenetzen geringen Sommerbedarf im Netz der BC-Regionalwärme GmbH. Ein weiteres, einschränkendes Kriterium ist die Errichtung der Solar- und Speicheranlagen durch die SWA Solar Wärme Austria GmbH, welche die Solarwärme als Contractor anbieten möchte: Eine aktuelle Anlagendimensionierung auf einen prognostizierten Verbrauch in mehr als 5 Jahren birgt ein gewisses finanzielles Risiko, das schwer abschätzbar ist. Daher wurde in den anderen Varianten der aktuelle Netzbedarf als Grundlage herangezogen.

Da seitens des Wärmenetzbetreibers BC-Regionalwärme GmbH – unabhängig von den Entwicklungen mit dem Heizwerkbetreibers der Diakonie Waiern - ein großes Interesse besteht, Solarwärme via Contracting in das eigene Wärmenetz einzubinden, wurden die weiteren Varianten in Bezug darauf entwickelt. Dies wird durch die Bereitschaft unterstrichen, den neuen großen Wärmespeicher am Grundstück des Heizwerks zu errichten. Der Fokus für alle weiteren Betrachtungen lag auf einer zeitnahen Umsetzung einer (ersten) Anlage. Daher wurde allen Simulationen und Berechnungen der aktuelle Netzbedarf verwendet.

Im Verlauf der Machbarkeitsstudie wurden auch verschiedene Grundstücke für die Errichtung der Solaranlage erhoben und bewertet. Schlussendlich kamen zwei Grundstücke in direkter Nachbarschaft des Heizwerks in die engere Auswahl. Für diese wurden Systemkonzepte entworfen, dimensioniert und hinsichtlich Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Contractors und aus Sicht des Heizwerksbetreiber bewertet. Die Dimensionierung der Varianten 1 und 2 ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Dimensionierung der beiden betrachteten Systemkonzepte. Die bevorzugte Variante ist rot umrandet

	Variante 1	Variante 2
Solarthermie-Anlage [m²]	8 574	5 539
Wärmespeicher [m³]	3 000	800

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 sind in Abbildung 28 dargestellt. Trotz einer höher angenommenen Energiepreisentwicklung von Biomasse ist Variante 1 für den Heizwerksbetreiber wirtschaftlich nicht interessant. Hinzu kommt, dass das angedachte Grundstück für die Umsetzung von Variante 1 schlussendlich doch nicht zur Verfügung steht. Aus diesem Grund wird diese Variante 2 zur Umsetzung empfohlen.

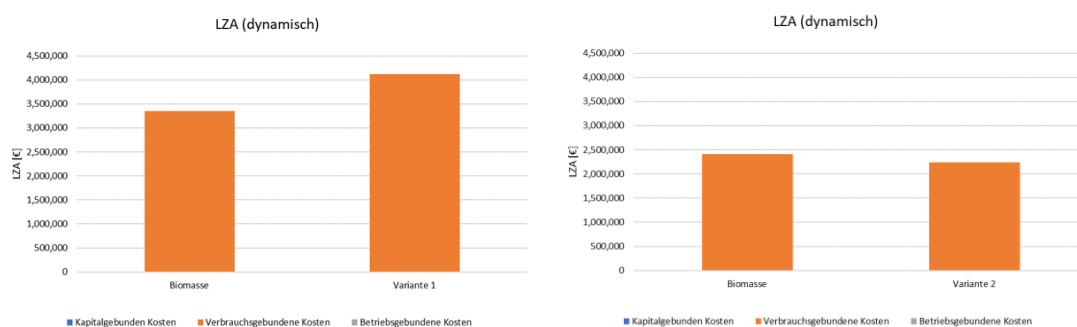


Abbildung 28: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung (Betrachtungszeitraum: 25 Jahre) für Variante 1 (links) und Variante 2 (rechts) aus Sicht des Heizwerksbetreibers

Die CO₂-Einsparungen gegenüber Biomasse liegen im Fall von Variante 1 bei 194² to/a und im Fall von Variante 2 bei 137 to/a. Selbst unter Berücksichtigung möglicher CO₂-Kosten von bis zu 100 €/to wird Variante 1 aufgrund der höheren CO₂-Einsparungen *nicht* wirtschaftlich.

Aufgrund der Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Verfügbarkeit des entsprechenden Grundstücks wird Variante 2 zur Umsetzung vorgeschlagen.

Vorverträge für die Sicherung des Grundstücks sowie für den Wärmeverkauf an die BC-Regionalwärme GmbH liegen bereits vor. Nach Förderzusage soll mit den Detailplanungs- und Umsetzungsarbeiten begonnen werden.

² Lt. OIB Richtlinie 6, Version Mai 2023 - Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar): 0,059 kg/kWh
Publizierbarer Endbericht – solarFELDKirchen

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

In der unten dargestellten groben Terminalschiene sind die wesentlichen Vorgänge dargestellt. Eine Detailplanung wird im Rahmen der Umsetzungsplanung zu einem späteren Zeitpunkt erstellt. Der geplante Baustart kann nach erfolgreicher Umwidmung stattfinden. Die Umwidmungen benötigen bei den jeweiligen Stellen entsprechende Vorlaufzeit und wurden daher auch optimistisch mit nur 1,5 Jahren angesetzt. Baustart könnte nach aktueller Planung im Jänner 2026 erfolgen, eine Inbetriebnahme ab Dezember 2026. Die Zahlungen an Lieferanten erfolgen immer zu Beginn der Aktivität mit z.B: 50% Anzahlung, 40% bei Lieferung und 10% nach abgeschlossener Installation.

Umsetzungsplanung - Projekt Feldkirchen
Stand: 15.07.2024

Aktivitäten	2024				2025								2026																
	AUG	SEPT	OKT	NOV	DEZ	JÄN	FEB	MÄR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ	JÄN	FEB	MÄR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
Grundstückswidmung, Finale Widmung, Gutachten																													
Lieferantenauswahl, Detailplanungen																													
Vorbereitung Grundstück																													
Bau der Solaranlage																													
Bau des Speichers																													
Integration im Heizwerk																													
Leitungsverlegung																													
erste Checks und Probetrieb																													
Inbetriebnahme																													

Abbildung 21: Darstellung Terminalschiene in groben wesentlichen Arbeitsschritten unterteilt.

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Keine.

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.