

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur Wärme- und Kälteprozessversorgung der Molkerei KÄRNTNERMILCH
Programm inkl. Jahr:	Solare Großanlagen 2022
Dauer:	01.09.2023 bis 30.11.2023
Kontaktperson Name:	Lars Christian Rudolph
Kontaktperson Adresse:	Hansestraße 21, 18182 Bentwisch, Deutschland
Kontaktperson Telefon:	+49 (0) 381 260550 - 17
Kontaktperson E-Mail:	lars.rudolph@solarlite.de
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH (8200 Gleisdorf), Industrievertretung Werner Langbauer (Bayern, Deutschland)
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlagen, konzentrierende Solarthermie, industrielle Prozesse, Dampfversorgung, Kälteversorgung, saisonaler Speicher
Auftragssumme:	34.500,00 €
Klimafonds-Nr:	KC310639
Erstellt am:	28.11.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Es werden Simulations- und Berechnungsergebnisse von zwei Varianten am Standort Spittal/Drau für die Molkerei Kärntnermilch vorgestellt. Ausgangspunkt für die Varianten ist das im Antrag beschriebene solarbasierte Versorgungskonzept, um Kälte und Wärme bereitzustellen.

In beiden Varianten soll die benötigte Energie zur Kälteerzeugung sowie Wärmeerzeugung bzw. nur zur Wärmeerzeugung der Molkerei Kärntnermilch, mittels eines Solarfeldes (Parabolrinnenkollektoren), anteilig solarthermisch gedeckt werden.

Variante 1 (siehe Abschnitt 3.1) hat ein etwas größeres Solarfeld (ca. 16.600 m² ggü. ca. 13.600 m²) und wird mit einer Absorptionskältemaschine und einem Eisspeicher betrieben. Es wird ein solarer Deckungsgrad von ca. 36% des Gesamtbedarfs von 21,463 GWh/a (Wärme- und Kälte) erreicht. Für die Untersuchung beider Varianten wird angenommen, dass die restliche Energie aus den Bestandssystemen erzeugt wird – Gas für Wärme und Strom zum Betrieb der elektrischen Kältekompressoren. In Summe ist Variante 1 mit höheren Investitions- und Betriebskosten aber auch mit einer größeren lieferbaren solaren Energiemenge (7,8 GWh/a) verbunden.

Dem gegenübergestellt wurde Variante 2 (siehe Abschnitt 3.2) mit einem kleineren Solarfeld (13.640m²), welches dem Kunden ausschließlich Wärme bereitstellen soll. Die überschüssige Wärmeenergie aus dem Solarfeld wird in einem Tagesspeicher kurzzeitig gespeichert und bei Bedarf wieder entnommen. Somit erreicht Variante 2 bei einem Gesamtenergiebedarf (nur Wärme) von 14,763 GWh einen solaren Deckungsgrad von ca. 42,5 %. Die restlichen 57,5% werden über die von der Molkerei Kärntnermilch bislang zur Energieerzeugung genutzten Anlagen bereitgestellt.

Zusammengefasst ergeben sich folgende Aussagen:

Trotz der höheren Investitions- und Betriebskosten der Variante 1 liegen die Wärmegestehungskosten nur 6,09 €/MWh_{th} über denen der Variante 2. Dies ist damit zu erklären, dass bei Variante 1 mehr Energie an den Kunden geliefert wird.

Die absolut substituierte Energiemenge durch solarthermische Energie ist bei Variante 1 größer, wobei dadurch eine höhere CO₂-Einsparung von 2.035 t/Jahr gegenüber 1.603 t/Jahr bei Variante 2 erreicht wird.

Aus Kostenvergleichen beider Varianten mit dem jeweiligen Referenzsystem (Bestandssystem des Kunden), gehen folgende Ergebnisse hervor, welche in den Abschnitten 3.1.3 und 3.2.2 detailliert beschrieben werden.

Schaut man auf die Amortisationszeit, so stellt sich die Variante 2 (nur Wärme) als günstigere Variante dar, denn bereits nach 6 bis 8 Jahren überholt diese Variante das Bestandssystem und spart danach jährlich Kosten in Höhe von rund 650.000 € ein, wobei eine CO₂-Bepreisung von 100 €/t berücksichtigt wurde. Bei Variante 1 hingegen lässt sich eine Gesamtkosteneinsparung innerhalb einer

realen Projektlaufzeit von ca. 25 Jahren nicht darstellen, auch wenn eine jährliche Kosteneinsparung (inkl. CO₂-Bepreisung von 100 €/t) von ca. 140.000 € erzielt werden kann. Die Investkosten werden mit diesem Wert erst zu spät wieder zurückgeholt, weshalb diese Variante als nicht wirtschaftlich angesehen werden kann.

Folgende Gegenüberstellung beider Varianten fasst einige Eckdaten aus dieser Machbarkeitsstudie zusammen:

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die solaren Deckungsgrade beider Varianten sind nicht direkt miteinander vergleichbar sind, da bei beiden Varianten der Gesamtenergiebedarf und damit die Berechnungsbasis unterschiedlich ist.

Tabelle 1 Gegenüberstellung der geprüften Varianten

Für die Umsetzung beider Varianten ist die Beschaffung des betrachteten Grundstücks bzw. die Eintragung von Nutzungsrechten erforderlich. Die Bewilligung des Projektes, unabhängig der Variante, hängt von der Umwidmung der landwirtschaftlichen Flächen in Bauland ab. Gespräche mit den kommunalen Behörden in Spittal/Drau ergaben positive Signale, derartige Projekte umsetzen zu wollen. Die Umwidmung ist jedoch abhängig von der Landesplanung und Raumordnung des Landes Kärnten und diese ist noch eher konservativ ggü. erneuerbaren Energieprojekten eingestellt.

Aktuelle Projektplanungen im Bereich PV des kommunalen Energieversorgers Kelag in Spittal geben jedoch Hoffnung, dass der Bedarf kurz- bis mittelfristig durch das Land Kärnten erkannt und der Weg für weitere Projekte im Bereich der Solarenergie geebnet wird. Siehe hierzu auch die genehmigungsrechtlichen Abschnitte der beiden Varianten in 3.1.3 und 3.2.3

Schlussendlich wurde eine erste grobe Ablaufplanung (Abschnitt 5.1.1.1) für ein mögliches Investitionsprojekt der Variante 2 erstellt. Es zeigt sich, dass die Projektumsetzung etwas mehr als 2 Jahre dauern würde. Wichtige Einflussfaktoren sind hierbei die Grundstücksverhandlungen, der Erhalt des Planungsrechtes und die bahnrrechtlichen Bewilligungen u.a.

Die Finanzierung dieses Vorhabens ist als machbar einzuschätzen. Die Ergebnisse zu dieser Aussage lieferten eine Ressourcen- und Finanzplanung (Ergebnisse siehe Abschnitt 5.1.1.2)

Variantenvergleich		
	Variante 1	Variante 2
	Wärme und Kälte	Nur Wärme
Leistung	10,2 MW _{th}	8,4 MW _{th}
Anzahl Kollektoren	30	24
Aperturfläche	16.618 m ²	13.640 m ²
Landfläche	3,0 ha	3,0 ha
Eigenenergiebedarf	112 MWh _{el} /a	95 MWh _{el} /a
SF-Eintrittstemperatur	180 °C	180 °C
SF-Auslaufstemperatur	250 °C	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1271 kWh/m ² ·a	1271 kWh/m ² ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	8,6 GW _{th}	7,2 GW _{th}
Gelieferte Wärme	7,8 GW _{th}	6,2 GW _{th}
CO ₂ -Einsparung	2035 t-CO ₂ /a	1603 t-CO ₂ /a
Solarer Deckungsgrad:		
Kälteenergiebedarf	52,6 %	0,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	24,9 %	42,5 %
thermischer Gesamtbedarf	36,4 %	42,5 %
Investitionskosten	~11.540.000 €	~7.950.000 €
Betriebskosten p.a. ~	~130.000 €	~96.000 €

2 Hintergrund und Zielsetzung

Das hier entwickelte Versorgungskonzept betrifft den Standort Spittal/Drau der Molkerei Kärntnermilch reg.Gen.m.b.H. Der Standort Spittal/Drau der Kärntnermilch stellt mit ca. 200 Mitarbeitern verschiedene Frischmilch- und Käseprodukte her. Der Jahresumsatz in 2020 belief sich auf ca. 99 Mio. €, wobei die Exportquote gerade einmal etwas mehr als 15% betrug. Kärntnermilch legt einen besonderen Fokus auf die ökologische Landwirtschaft und unterstützt regionale, bäuerliche Genossenschaften. Eine nachhaltige Energieerzeugung bei seinen Lieferanten steht dabei im besonderen Fokus des Unternehmens.

Die Kärntnermilch reg.Gen.m.b.H. hat in den letzten Jahren bereits zahlreiche energetische Anpassungen an den eigenen Produktionsprozessen vorgenommen und somit einen großen Schritt zu einer energieschonenden Verarbeitung getan. Es wurde z.B. 2016 ein neuer Dampfkessel und in einem nächsten Schritt 2018 eine Brüdenkondensation in die Wärmerückgewinnung eingebaut.

Neben installierten Photovoltaiksystemen für die Stromversorgung, möchte das Unternehmen zusätzlich die konventionelle Wärmeherzeugung weitestgehend auf regenerative Lösungsansätze umstellen, um die energieintensiven Prozesse, die sowohl Wärme als auch Kälte benötigen, zu dekarbonisieren. Der Einsatz von solarthermisch erzeugter Wärme bzw. Kälte führt zudem zu einer gesicherten Energieversorgung. Diese macht das Unternehmen, besonders in der aktuellen Lage (Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern), unabhängiger gegenüber Energiepreisschwankungen und insbesondere Preiserhöhungen. Auch sieht Kärntnermilch einen Vorteil der konzentrierenden Solarthermie in der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten mit bereits durchgeführten Energieeffizienzmaßnahmen, da die Prozessparameter der Anlage sich nachträglich justieren lassen.

Es soll nun mit einer staatlich geförderten Machbarkeitsstudie untersucht werden, wieviel Prozesswärme und Prozesskälte durch eine Parabolrinnenspiegel-Solarthermieanlage ersetzt werden kann. Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ist das deutsche Unternehmen Solarlite CSP Technology GmbH (folgend nur Solarlite) damit beauftragt, ein Konzept zu entwickeln, mit welchem ein solarer Deckungsgrad von mindestens 40 % auf dem zur Verfügung stehenden Grundstück erreicht werden kann.

Rahmenbedingung des bestehenden Systems

Für die Erzeugung des Prozesswärmebedarfs, welchen die Molkerei in Form von Dampf benötigt, wird ein Gaskesselsystem genutzt. Als Grundlage für die Vorauslegung wurde das Verbrauchsprofil jenes Bestandsystems im Jahr 2021 genutzt, welches zu diesem Zweck durch Kärntnermilch bereitgestellt wurde (siehe folgende Abbildung).

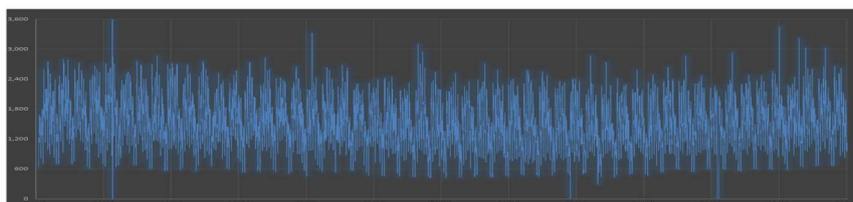


Abbildung 1 Gasverbrauchsprofil (Kärntnermilch 2021)

Das System besteht aus einem Gaskessel und ist mit Brüdenkondensatoren und einer optimierten Steuerung versehen, um ressourcensparend betrieben werden zu können. Hierdurch wird ein Wirkungsgrad von bis zu 0,94 erzielt. Während des betrachteten Zeitraums wurde eine maximale Leistung von ca. 4,2 MW_{Gas} bzw. 3,95 MW_{th} abgerufen. Der Wärmebedarf beläuft sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades auf rund 14,6 GWh_{Wärme} pro Jahr.

Des Weiteren besitzt das Unternehmen ebenso einen nicht unerheblichen Bedarf an Prozesskälte, welcher bisweilen mithilfe elektrischer Kältekompressoren bereitgestellt wurde. Im Unternehmen werden drei Kühlkreisläufe betrieben. Zusammen haben diese einen Stromverbrauch von rund 2,65 GWh_{el} pro Jahr. Es gibt je einen Kreislauf für das Expedit-Hochregallager, den Schnellabkühlraum und die Eiswasseranlage. Ein Großteil des Bedarfs entfällt jedoch allein auf letzteren Kreislauf (etwa 2,21 GWh_{el}), welcher auch zum Regenerieren der beiden vorhandenen Eiswasserspeicher genutzt wird. Die Speicher selbst besitzen zusammen ein Volumen von ca. 240 m³ und verfügen somit über eine thermische Kapazität (Latenzwärme) von 25,6 MWh_{Kälte}.

Folgende Abbildung zeigt den kumulierten Stromverbrauch durch die Kältekompressoren im Jahresverlauf.

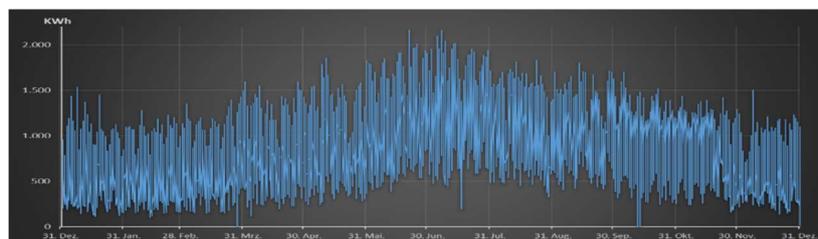


Abbildung 2: Stromverbrauchsprofil der el. Kältekompressoren (Kärntnermilch 2021)

Den verwendeten Kompressoren wurde ein repräsentativer durchschnittlicher COP von 3 zugrunde gelegt, womit sich ein Gesamtkältebedarf i.H. von rund 7,98 GWh_{Kälte} ergibt. Die nachfolgende Tabelle listet alle für die Prozesse benötigten Medien und Parameter auf:

Tabelle 2: Übersicht thermischer Anwendungen

Medium	Betriebsparameter (Vor- / Rücklauff., Druck)	Jährlicher Bedarf		Prozesse
Wärme-Anwendungen:		Gas	Wärme*	
1. Satttdampf	140 °C / 100–105 °C, 8 bar	15,50 GWh	14,57 GWh	Pasteurisierung der Milch
2. Heißwasser	62 °C / 52–56 °C	<i>(wird durch Satttdampf- kreislauf bereitgestellt)</i>		Warmwasser und Heizung
Kälte-Anwendungen:		Elektrisch	Kälte**	
3. Kühlkreislauf #1 (NH ₃)	~0,1 °C / 2–13 °C	2,21 GWh _{el}	6,63 GWh _{Kälte}	Beladung des Eiswasserspeichers zur Kühlung nach Pasteurisierung
4. Kühlkreislauf #2 (NH ₃ → H ₂ O-Gykol)	-7 °C / -3–2 °C	0,45 GWh _{el}	1,34 GWh _{Kälte}	Kühlräume und Klimaanlage
Gesamtbedarfe	14,57 GWh_{Wärme} + 7,97 GWh_{Kälte}			

* dem Wärmebedarf liegt der spezifische Gasboiler-Wirkungsgrad von 94 % zugrunde

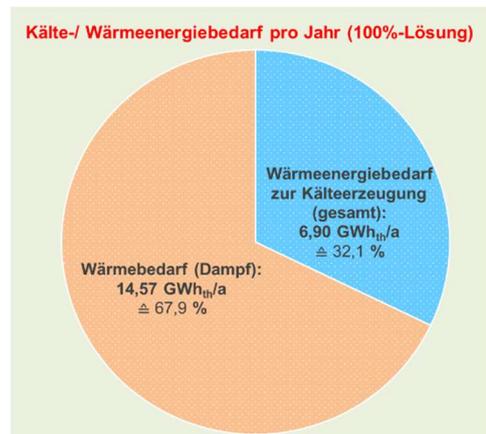
** dem Kältebedarf liegt ein angenommener vergleichsüblicher COP von 3 für Kältekompressoren zugrunde

Um diesen Kältebedarf solarthermisch decken zu können, wird eine Absorptionskältemaschine benötigt. Zu diesem Zweck wurde eine umfangreiche Recherche durchgeführt und der anlagenspezifische COP von 1,15 einer Lithium-Bromid Maschine zugrunde gelegt (s. Kapitel 3.1.1.). Mithilfe des COPs kann die erforderliche thermische Energie berechnet werden, welche benötigt wird, um die Kältemaschine anzutreiben. Diese Wärmemenge, welche theoretisch durch eine Parabolrinnenanlage geliefert werden kann, würde sich für eine Komplettversorgung (100% solare Deckung) auf rund 21,5 GWh_{th} pro Jahr belaufen. Ziel ist jedoch, wie bereits oben erwähnt eine solare Deckung von ca. 40% zu erreichen.

Abbildung 3: solare Wärmeenergie für Komplettversorgung (Wärme & Kälte)

3 Projektinhalt und Ergebnisse

Inhalt dieser Machbarkeitsstudie ist der Entwurf eines Anlagenkonzeptes auf Basis eines Parabolrinnenkraftwerks, welches durch die Konzentrierung der direkten Sonneneinstrahlung die benötigte Energie für die Kärtnermilch erzeugt. Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen, wird ein Saisonspeicher in das System integriert. Die Besonderheit des Langzeitspeichers liegt darin, dass es kein Wärmespeicher ist, sondern in Form eines Eisspeichers in das Konzept eingebunden ist – Variante 1. Als Vergleichsvariante – Variante 2 – wird nur Wärme an den Kunden geliefert. Dieses Konzept beinhaltet Kurzzeitspeicher.



3.1 Variante 1: „CST¹ mit Tagesspeicher & saisonalem Eisspeicher“

Variante 1 beinhaltet ein Parabolrinnen-Solarfeld mit einer Aperturfläche von 16.618 m² sowie einen Tages- bzw. Kurzzeitspeichers (DTES²), eine Absorptionskältemaschine (1,5 MW) und einen Langzeitspeicher in Form mehrerer Eisspeicher (CTES³). Die CTES weisen zusammen ein Volumen von 703 m³ auf und besitzen eine Speicherkapazität von insgesamt 60 MWh. Aufgrund der limitierten Flächenverfügbarkeit, mussten die zu erwarteten Zielvorgaben aus dem Antrag korrigiert werden. Statt des zunächst angestrebten solaren Deckungsgrades von 40% konnte ein wirtschaftliches Konzept erarbeitet werden, welches unter den gegebenen Bedingungen Vorort einen Deckungsgrad von insgesamt 36% erzielt.

¹ CST – „concentrated solar thermal“ (dt. „konzentrierende Solarthermie“, z.B. Parabolrinnenkraftwerke)

² DTES – „daily thermal energy storage“ (dt. „Tages- bzw. Kurzzeitspeichers“)

³ CTES – „cold thermal energy storage“ (dt. „thermischer Kältespeicher“)

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Versorgungskonzept

Zu allererst wird die solare Energie über das Solarfeld aufgenommen. Die erzeugte Wärme wird daraufhin den verschiedenen Verbrauchern und Kreisläufen des Kunden zur Verfügung gestellt. Priorisiert werden hierbei zunächst die direkte Versorgung des Dampf- und Kältekreislaufes, sofern Erzeugung und Verbrauch zeitlich zusammenfallen. Der Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine (*folgend LiBr-ARP⁴*) wird thermische Energie in Form von Dampf bei 170°C und 7 bar zur Verfügung gestellt. Die Kältemaschine nutzt diese Wärme als Antriebsenergie, um bis zu -3°C kundenseitig an dessen Ammoniak-Kältekreislauf liefern zu können.

Während sonnenstarker Stunden stellt das Solarfeld z.T. mehr Wärmeenergie zur Verfügung, als durch den Dampfkreislauf und die Kältemaschine akut verbraucht werden können. Mit der überschüssigen Energie, welche nicht direkt vom Kunden genutzt werden kann, können die thermischen Speicher beladen werden. Hierbei wird unterschieden zwischen den oben bereits erwähnten DTES (Wärmespeicherung für kurze Perioden von einigen Stunden bis wenigen Tagen) und dem CTES (Kältespeicherung bis zu einigen Monaten). Während der DTES sowohl für die kundenseitige Dampferzeugung wie auch für den Betrieb der Kältemaschine genutzt werden und somit alle thermischen Prozessanwendungen bedienen könnte, bevorratet der Eisspeicher lediglich Prozesskälte. Da die Molkerei auch während der nächtlichen Stunden einen relativ konstanten Kältebedarf aufweist, wird der Tagesspeicher größtenteils dazu genutzt, die Antriebsenergie zur Kälteerzeugung in dieser Zeit bereitzustellen. Wenn der DTES die Versorgung nicht mehr sicherstellen kann, übernimmt der Eisspeicher.

Der gesamte Anteil solar gedeckter Prozesskälte wird durch die LiBr-ARP erzeugt. Sofern Erzeugung und Verbrauch zeitlich auseinanderfallen, können die thermischen Kälte- bzw. Wärmespeicher einen Teil des Bedarfes decken, wodurch sich die solare Deckung erhöht.

Im Rahmen der Konzeptionierung wurden umfangreiche Recherchen durchgeführt und Informationen über Anlagen verschiedener Herstellerfirmen von Absorptionskältemaschinen - welche derzeit am Markt verfügbar sind - eingeholt. Zu einer der aktuell effizientesten Anlagen zählt die Absorptionskältemaschine des Herstellers Thermax Europe Ltd., welche Lithium-Bromid als Sorptionsmittel nutzt und Wasser als Kältemittel. Zur Ausarbeitung des Versorgungskonzeptes dienten die vom Hersteller bereitgestellten Kennwerte dieser Anlage (s. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die spezifische Leistung der Maschine sowie die quantitative Antriebswärme wurden mithilfe des hinterlegten COPs von 1,1556 und der in Kapitel 2 errechneten thermischen Kältemenge bestimmt. Hieraus ergibt sich eine erforderliche Wärmemenge von 4,2 GWh_{th} pro Jahr für die Anlage, welche letztlich durch das Solarfeld gedeckt werden soll.

Abbildung 4 zeigt den schematischen Aufbau des solaren Konzeptes. Nicht dargestellt sind die Bestandssysteme. Zur Deckung des restlichen Kältebedarfes sowie als Backup-System werden die bestehenden elektrischen Kompressoren

⁴ LiBr-ARP – „Lithium-Bromid absorption refrigeration plant“ (dt. „Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine“)

genutzt. Sofern diese mit grünem Strom betrieben werden, kann eine 100%-ige regenerative Kälteversorgung gewährleistet werden. Der verbleibende Bedarf an Prozesswärme muss anderweitig gedeckt werden. Hierzu können andere erneuerbare Technologien, wie z.B. Biomasse-Heizkraftwerke, zum Einsatz kommen. Aufgrund der guten Regelbarkeit der Parabolrinnenanlage kann diese mit einer Vielzahl unterschiedlicher Boiler-Systeme kombiniert und somit auch in das bestehende System problemlos integriert werden. Die bestehenden Gasboiler können weiterhin als Backup-System vorgehalten werden.

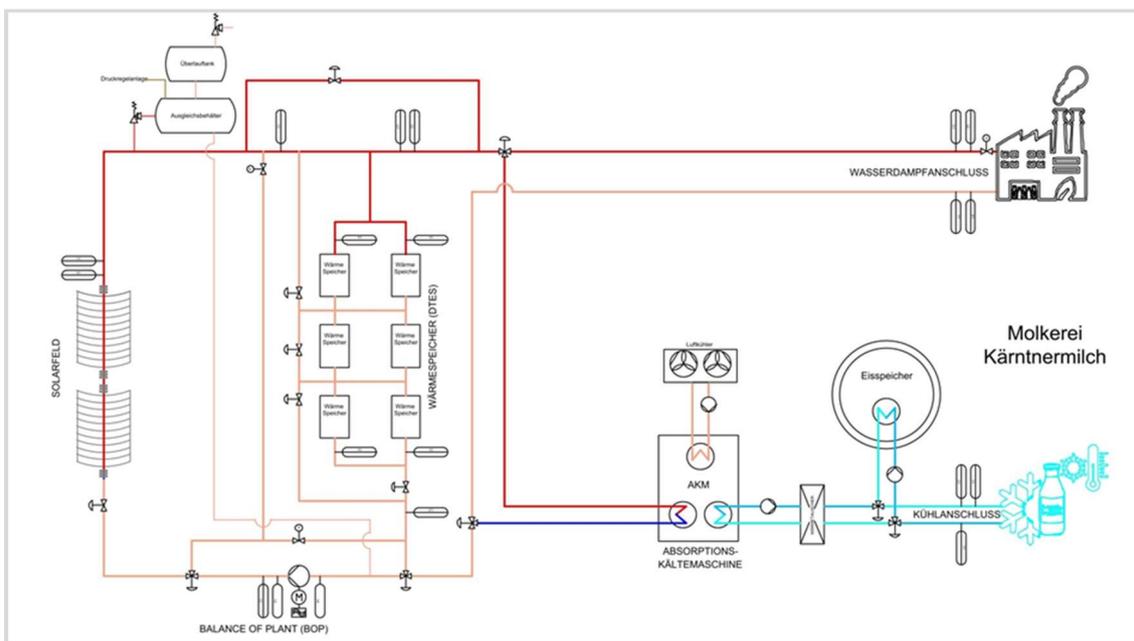


Abbildung 4: Blockschaltbild des Solarkonzeptes (Variante 1)

Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden die Sonnenstrahlungsdaten der öffentlich zugänglichen Plattform PVGIS-SARAH2⁵ für den betrachteten Standort genutzt (zur genauen Verortung siehe 3.1.3 Rahmenbedingungen). Die Daten wurden aus der zweiten Version des SARAH-Sonnenstrahlungsdatensatzes abgeleitet, der von der EUMETSAT Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM SAF) bereitgestellt wird. Die örtlich verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.271 kWh/m² im Jahr.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie hat sich herausgestellt, dass die im Antrag deklarierte Fläche nicht nutzbar ist, da diese für andere Zwecke verwendet werden soll. Die Molkerei Kärntnermilch hat nach interner Absprache ein neues Gelände für die Umsetzung des Projektes ausgewiesen. Dieses befindet sich südöstlich der Produktionsstätte. Diese Fläche wird folgend für die Planung des Solarfeldes sowie weiteren technischen Anlagen verwendet. Es wurden gezielt Simulationen durchgeführt, darauf bedacht ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erzielen.

Das unter diesem Gesichtspunkt und mit der am Standort verfügbaren Solareinstrahlung geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von ca. 16.618 m².

⁵ URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/pvgis-data-download/sarah-2-solar-radiation-data_en

Die Aperturfläche beschreibt dabei die rein durch die Spiegelkollektoren bedeckte Fläche. Die sich daraus ergebene Solaranlage erzeugt einen jährlichen solaren Energieoutput von ca. 8,6 GWh_{th}. Dies entspricht einer CO₂-Einsparung, gerechnet bei einer thermischen Bedarfsdeckung mit Gas und einem CO₂-Äquivalent von 0,22 t/MWh_{Gas} von bis zu 2.035 t pro Jahr. Tabelle 3 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

Tabelle 3: Kenndaten des möglichen Solarfeldes

Als Wärmeträgermedium im Solarfeld wurde sich letztlich für Dampf entschieden, da dieses gegenüber Thermoölen, aufgrund der Umweltverträglichkeit, leichter zu genehmigen ist. Um ein Erstarren des Wassers bei Minusgraden zu vermeiden, ist daher jedoch eine zentrale Begleitheizung oder eine Umwälzpumpe im System, die eine ständige Zirkulation gewährleistet, notwendig.

In Abbildung 5 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. der *Balance of Plant*-Einheit (Anlagentechnik) auf der vorgesehenen Fläche und unter den Gegebenheiten gestaltet sein kann.

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	10,2 MW _{th}
Anzahl Kollektoren	30
Aperturfläche	16.618 m ²
Landfläche	3,0 ha
Eigenenergiebedarf	112 MWh _e /a
SF-Eintrittstemperatur	180 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1271 kWh/m ² ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	8,6 GWh _{th}
Gelieferte Wärme	7,8 GWh _{th}
CO ₂ -Einsparung	2035 t·CO ₂ /a
Solarer Deckungsgrad:	
Kälteenergiebedarf	52,6 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	24,9 %
thermischer Gesamtbedarf	36,4 %

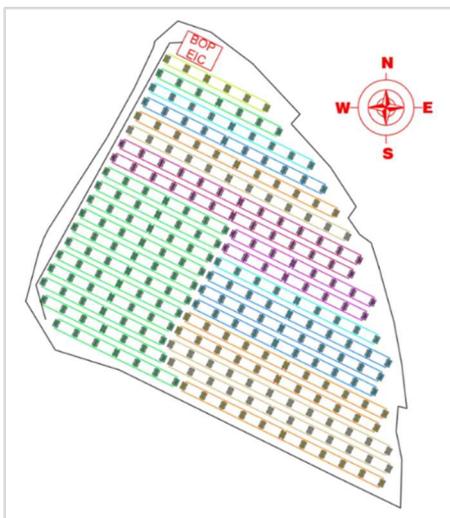


Abbildung 5: Layout des geplanten Parabolrinnen-Solarfeldes

Die durch das Solarfeld erzeugte Wärmeenergie und die benötigte Wärmeenergie zur kompletten thermischen Bedarfsdeckung (Kälte & Wärme) der Molkerei werden in Abbildung 6 auf monatlicher Basis einander gegenübergestellt.

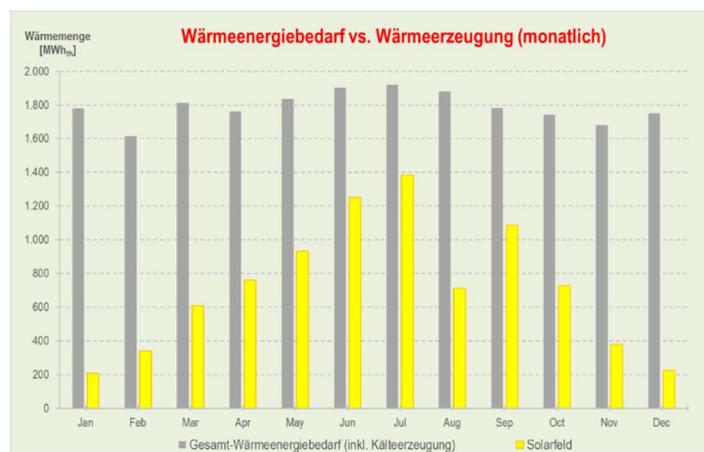


Abbildung 6: monatlicher Solarertrag vs. Wärmeenergiebedarf (inkl. Kälte)

Abbildung 7: monatliche Wärmeenergiebereitstellung (Variante 1)

Um die dynamische Simulation durchführen zu können, wurden Verbrauchsprofile von Kärltermilch zur Verfügung gestellt. Diese weisen die Gas- und Strom-verbräuche für die Dampf- und Kälteerzeugung auf stündlicher Basis aus und beziehen sich auf das Geschäftsjahr 2021, welches laut Molkerei als repräsentativ erachtet werden kann. Des Weiteren wurden diverse Wirkungsgrade der vorgesehenen Erzeugungs-, Übertragungs-, Speichertechnologien in die Betrachtung mit einbezogen. Die folgenden Abbildungen sollen veranschaulichen, auf welche Weise die solare Wärme vom Kunden optimal genutzt und der Anteil an ungenutzter Überschusswärme möglichst geringgehalten werden kann. Das Balkendiagramm zeigt die monatlichen Kapazitäten, wohingegen das Kuchen-diagramm auch die jährliche Verteilung insgesamt aufzeigt.

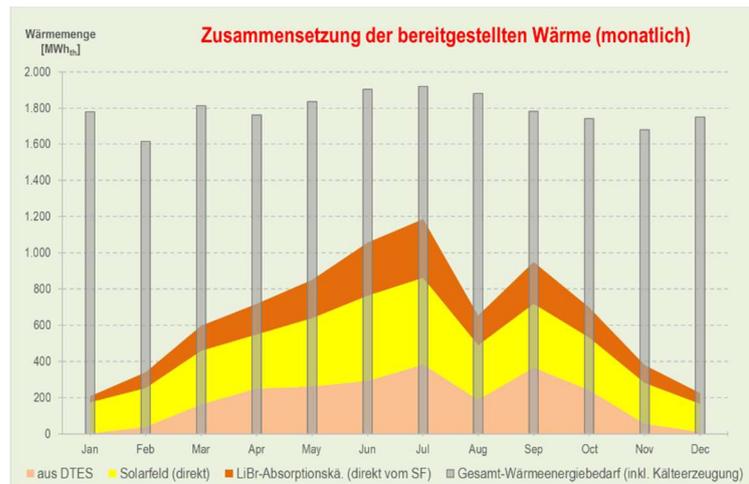
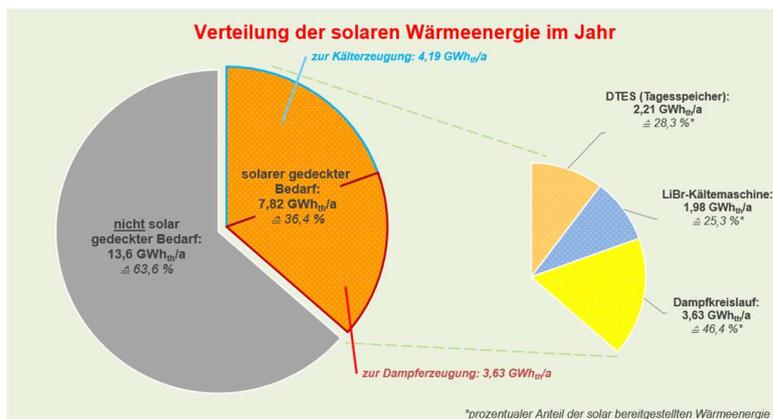


Abbildung 8: Verteilung der Jahreswärmeenergie-Bereitstellung (Variante 1)

Der monatlichen, wie auch jährlichen Aufstellung liegt die stundenbasierte Simulation zugrunde. Der solare Deckungsgrad über alle thermischen Anwendungen hinweg beträgt insgesamt 36,4%. Mittels der tatsächlich nutzbaren Energiemenge von 7,82 GWh_{th} kann der



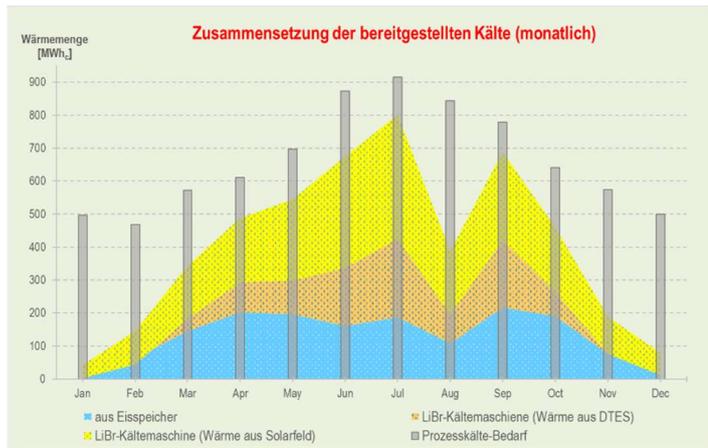
Kältebedarf zu rund 61% und der Wärmebedarf zu etwa 25% gedeckt werden. Die Simulation hat außerdem gezeigt, dass rund 46% der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Molkerei sofort in den Dampfkreislauf eingespeist werden können. Die restlichen rund 54% werden für die Kältebereitstellung verwendet und zu diesem Zweck der Absorptionskältemaschine entweder auf direktem (25,3%) oder indirektem Wege über den Tagesspeicher (28,3%) zur Verfügung gestellt.

Aufgrund der schwankenden Bereitstellung der solaren Antriebswärme kann die Kälteerzeugung nicht immer bedarfsgerecht geschehen. Die folgenden zwei Diagramme sollen die spezifische Versorgung des Kunden veranschaulichen. Die

Abbildung 9 zeigt die monatliche Verteilung für die Belieferung mit Kälte aus den spezifischen Quellen.

Abbildung 9: Monatlicher Kältebedarf vs. solar-erzeugte Kälte (Variante 1)

Rund ein Drittel der insgesamt benötigten Kältemenge (rund 29%) wird direkt durch die Kältemaschine mit Antriebswärme aus dem Solarfeld geliefert. Weitere 12% werden ebenfalls durch die Kältemaschine bereitgestellt, jedoch kommt die Antriebswärme in diesem Fall aus dem Tagesspeicher. Der letzte Anteil von ca. 20% des Kältebedarfs liefert der Eisspeicher an den Kunden. Der verbleibende Restanteil von etwa 39% kann nicht solarthermisch gedeckt werden. Hierfür können die im Bestand befindlichen elektrischen Kältekompressoren genutzt werden. Sofern diese mit erneuerbarem Strom angetrieben werden, kann auch dieser Restbedarf nachhaltig erzeugt werden. Da die Kompressoren auch bedarfs-unabhängig in den Langzeitspeicher einspeichern können, lassen sich auch Phasen des Niedertarifstroms nutzen. Darüber hinaus müssen die Kompressoren auch als Backup-System vorgehalten werden.



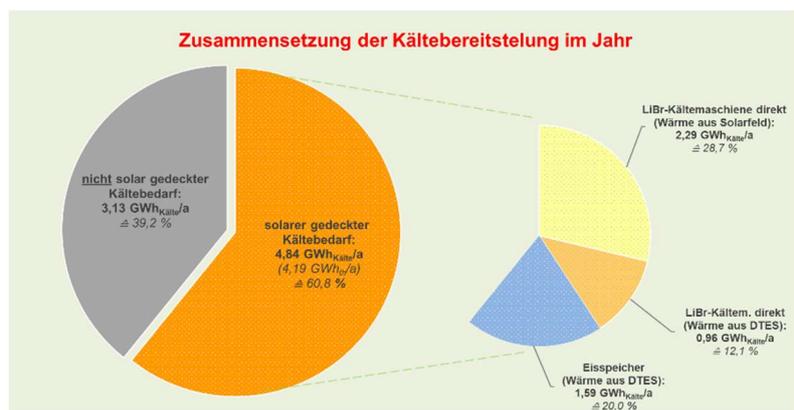
Ein Großteil der bereitgestellten rund 61% solar-gedeckten Prozesskälte (insbesondere die Kältemaschine im solaren Direktbetrieb und der Eisspeicher) wird hauptsächlich an die, dem Eisspeicher nachgelagerten Prozesse abgegeben, welche eine Temperatur nur knapp oberhalb von 0°C benötigen. Ein geringerer Anteil, welcher der Versorgung des Wasser-Glycol-Kreislaufes und deren Verbraucher dient, wird ebenso durch die Kältemaschine im Direktbetrieb, aber vor allem auch im Speicherbetrieb (DTES) gespeist.

Das Kuchendiagramm in Abbildung 10 stellt wiederum dar, aus welchen Quellen und zu welchen Anteilen die solar bereitgestellte Kälte an die Verbraucher geschickt wird.

Das Kuchendiagramm in Abbildung 10 stellt wiederum dar, aus welchen Quellen und zu welchen Anteilen die solar bereitgestellte Kälte an die Verbraucher geschickt wird.

Abbildung 10: Verteilung der Jahresprozesskälte-Bereitstellung (Variante 1)

Eine Möglichkeit, um alle Prozesse in einem Schaubild darzustellen ist des Energieflussdiagramm in Abbildung 11. Es werden nicht nur die solarthermisch nutzbare Wärme/Kälte und ungedeckten Bedarfe dargestellt, sondern ebenso die Verluste. Hierzu



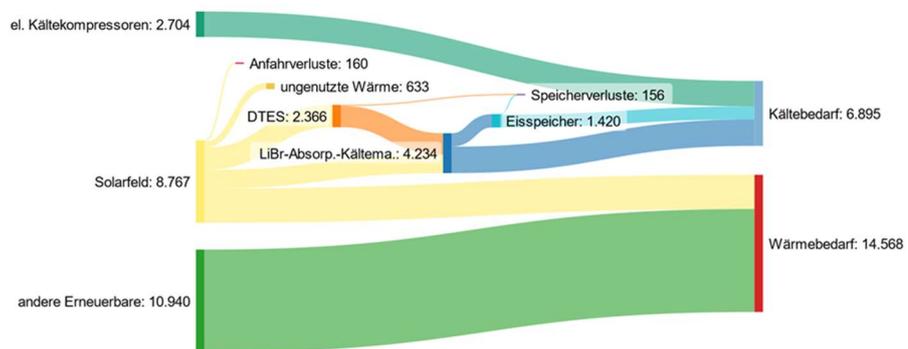
zählen neben den Anfahrlverlusten eines „kalten“ Solarfeldes auch die thermischen Verluste während der Speicherung. Diese belaufen sich auf insgesamt rund 316

Abbildung 11: thermische Energieflussdiagramm in GWh (Variante 1)⁶

MWh pro Jahr und lassen sich technisch kaum vermeiden.

Demgegenüber steht die ungenutzte Wärme, welche ebenso als Verlust dargestellt werden könnte,

jedoch handelt es sich hierbei tatsächlich um solare Überschüsse, die trotz der Speicher, nicht mehr vorgehalten werden konnten. Sie sind im Rahmen eines wirtschaftlich optimierten Konzeptes, mit einer möglichst hohen solaren Deckung bei verhältnismäßig geringen Investitionskosten, hinnehmbar. Der Anteil beläuft sich auf 633 MWh pro Jahr (ca. 7,5% des nutzbaren Solarertrags). Möglicherweise findet sich zukünftig ein Bedarf, der sich hiermit vollkommen oder teilweise decken lässt.



Saisonale Speicherlösung (CTES)

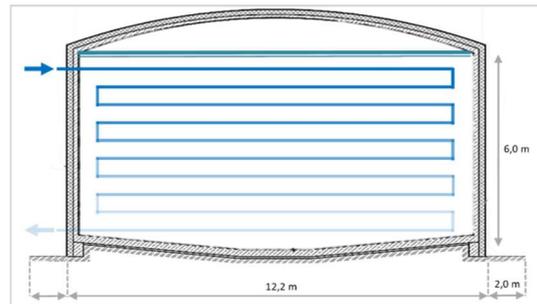
Im Wesentlichen handelt es sich bei einem Eisspeicher (CTES, engl. „cold thermal energy storage“) um einen Wassertank, welchem abwechselnd thermische Energie entnommen und zugeführt wird. Gegenüber anderen wasserbasierten Wärmespeichern, wie z.B. Erdbecken- und Tankwasserspeichern, wird bei dem Eisspeicher ein Großteil der Energie nicht als *thermische Energie*, sondern *latente Wärme* gespeichert. Beim Schmelzen von Eis bzw. Gefrieren von Wasser bei gleichbleibend 0 °C, wird für den Phasenübergang eine thermische Energiemenge benötigt, die dem Äquivalent eines Temperaturhubs von 0 °C auf 80 °C im Wasser entspricht. Dieser Effekt sorgt für vergleichsweise kleine Speichervolumen und ermöglicht obendrein die Bereitstellung von Kälte. Je nach Anwendungsfall stehen zumeist entweder Wärme- oder Kühlanwendungen im Vordergrund für welche der Speicher optimal angepasst wird. Dennoch werden auch vermehrt Eisspeicher auf dem Markt angeboten, die für einen wechselseitigen Betrieb ausgelegt sind.

3.1.1.1 Dimensionierung

Abbildung 12: CTES –Bauwerkschnitt (Schema)

⁶ Alle numerischen Angaben verstehen sich als Megawattstunden pro Jahr (MWh/a)

Die vorhabenspezifische Simulation des Gesamtkonzeptes ergab einen Speicher mit einer erforderlichen Kapazität von rund 60 MWh_{th}. Um diese vorhalten zu können, ist Speicher mit einem Gesamtvolumen von 704 m³ nötig.



Ein entsprechend großer zylindrischer Eisspeicher weist bei einer maximalen Einstautiefe von 6 m einen Durchmesser von etwa 12 m auf. Der Flächenbedarf des CTES entspricht, inkl. eines Seitenabstandes von 2 m, etwa 207 m². Die Abbildung 12 zeigt eine schematische Darstellung. Die genaue Lage, Geometrie und Gründungsart des Speicherbeckens ist Inhalt der finalen Planung nach Auftragsvergabe.

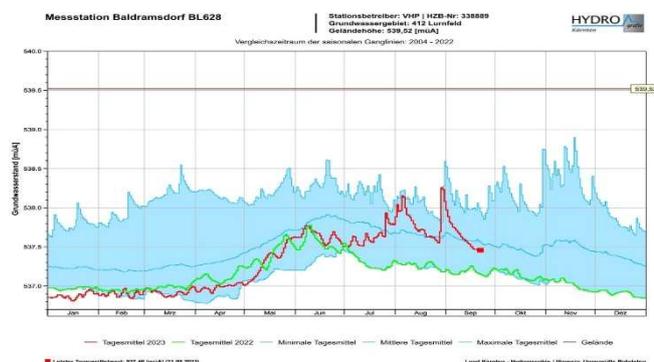
3.1.1.2 Baugrundverhältnisse

Für die Erstellung einer Vordimensionierung wurden Grundwasserstände, Geländehöhen und Baugrundaufschlüsse aus zum Teil öffentlich zugänglichen Datenbanken abgefragt oder erworben.

Auf der Website bzw. dem Geo-Daten-Portal des Amtes der Kärntner Landesregierung (<https://kagis.ktn.gv.at/>) werden aktuelle Grundwasserpegel und -verläufe bereitgestellt. (Siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die zwei nächst gelegenen Messstellen zur Molkerei und der anvisierten Fläche befinden sich 5 km nordwestlich oder 9 km südöstlich im selben Tal gelegen. Für die nahegelegene Messstation „Baldramsdorf BL628“ zeigt die folgende Abbildung 13 die Pegelschwankung im Zeitraum 2004 bis 2022. Laut den Messungen der letzten zwei Dekaden steht das Grundwasser im Mittel bei etwa 2 m unterhalb der Erdoberfläche an. Dies gilt ebenfalls für die zweite Messstelle. Da sich beide Messpunkte innerhalb derselben Talsenke befinden und ober- bzw. unterhalb der potenziellen Fläche verortet werden, kann ein ähnliches Grundwasserverhalten für das Vorhabengebiet angenommen werden.

Abbildung 13: Schwankung des Grundwasserpegels (2004-2022)

Der Speicher und das Grundwasser sollten auch bei höchst möglich anzunehmendem Grundwasserstand nicht miteinander in Kontakt kommen, da dies erhebliche Wärmeverluste zufolge hätte. Demzufolge sollte der Speicher höchstens 1 m in den Boden eingelassen werden.



Im Rahmen der Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass der Baugrund unbelastet ist (keine Altlasten wie Bauwerke, Schadstoffe oder Kampfmittel), da keine entsprechenden Unterlagen dazu vorliegen. Das Vorhandensein von Altlasten kann einen erheblichen Einfluss auf die Baukosten und die Bauzeit haben und sollte in weitergehenden Planungen eingehend untersucht werden. Aufgrund der erwartbaren Bedingungen können die

Voraussetzungen für den Betrieb eines CTES grundsätzlich als geeignet bewertet werden.

3.1.2 Ökonomische Betrachtung

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte herangezogen und Angebote von Zulieferfirmen eingeholt.

3.1.2.1 Baukosten des Eisspeichers (CTES)

Die Baukosten für einen Eiswasserspeicher werden mit ca. 414.000 € bewertet (siehe Abbildung 14).

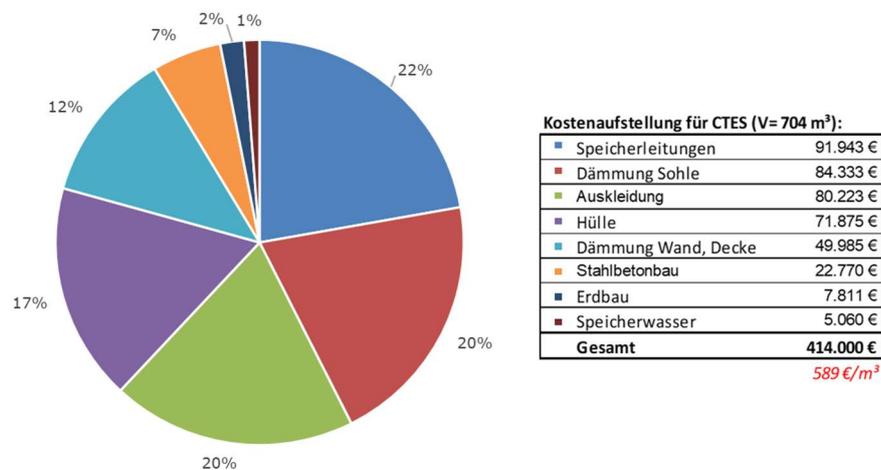


Abbildung 14: Baukosten eines Tankspeichers

Bei einem Speichervolumen von rund 704 m³ entsprechen die spezifischen Kosten je Kubikmeter rund 589 €/m³. Die Investitionskosten des CTES betragen im Vergleich zu denen des Tagesspeichers nur rund ein Viertel.

Auf dem Betriebsgelände existieren bereits zwei Eisspeicher, welche bisweilen für die Kälteversorgung genutzt wurden. Sie besitzen zusammen ein Fassungsvermögen von 240 m³. Möglicherweise ließen sich diese beiden Speicher auch weiterhin nutzen, sodass abzüglich ihres Volumens lediglich ein CTES mit einem Volumen von etwa 464 m³ hinzugebaut werden müsste. Dies könnte die Investitionskosten weiter minimieren. Die tatsächlichen Kosten hängen jedoch auch von der Integration zweier Speicher und deren spezifischen Lage bzw. Entfernung zueinander ab. Diese Betrachtung ist ebenso Inhalt der finalen Planung nach Auftragsvergabe.

3.1.2.2 Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 11,54 Mio. €. Die Abbildung 15 zeigt grob alle Einzelpositionen der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil haben die Solarkollektoren gefolgt von der Position „BoP, EIC, Piping“. Beide zusammen machen in etwa 50% der Gesamtkosten aus. Die andere Hälfte ist auf die sonstigen Komponenten, wie Kältemaschine, sowie der Verbindungsherstellung (Infrastruktur), dem Engineering und den Verwaltungskosten aufgeteilt.

Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Kärntnermilch handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit rund 287.708 € berücksichtigt.

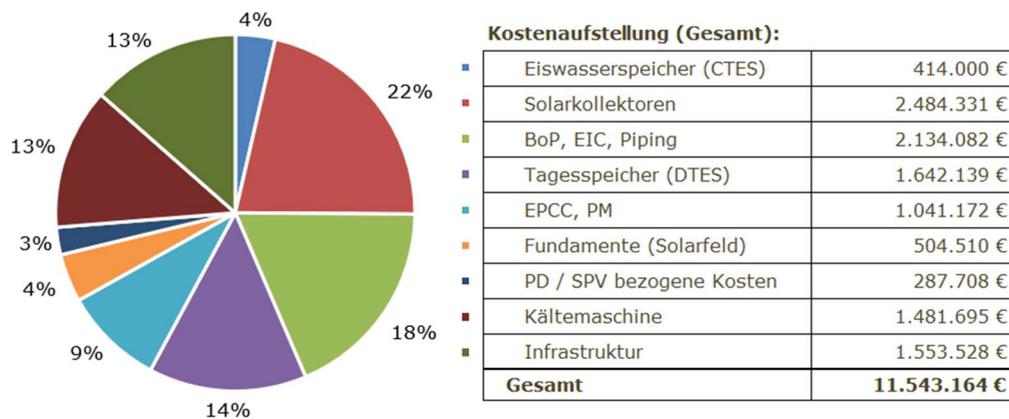


Abbildung 15: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 1

3.1.2.3 Betriebskosten

Einen hohen Kostenanteil hat die Bereitstellung benötigter Ersatzteile sowie Wartungsarbeiten für die Kältemaschine, die durch spezialisierte Unterauftragnehmer:innen durchgeführt werden. Weitere Kostenfaktoren sind zum einen die Versicherungskosten für die gesamte Anlagentechnik und zum anderen die Strombezugskosten. Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 4. Insgesamt belaufen sich diese im Durchschnitt auf ca. 130.000 €. Diese Kosten steigen jährlich um ca. 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 4: Aufstellung der Betriebskosten – Variante 1

3.1.2.4 Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000m² Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 30% der Mehrkosten. Weiterhin ist eine Kombination mit der Kärntner Landesförderung möglich, welche die förderfähigen Investitionskosten auf 50 % Gesamtförderung bezuschusst. Daher wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie von einer Förderhöhe von 50% ausgegangen.

Betriebskosten	Jährl. Kosten (Durchschnitt)
1 O&M/Ersatzteilreparaturen	59.305 €
2 O&M CTES	1.800 €
3 O&M Kältemaschine	6.442 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	46.023 €
9 Eigener Stromverbrauch	11.231 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 Vermögensverwaltung	500 €
Gesamt	129.701 €

3.1.2.5 Wärmegestehungskosten

Bei den in

Abbildung 16 dargestellten Wärmegestehungskosten, in Höhe von 51,94€/MWh_{th}, handelt es sich um durchschnittliche Kosten über eine Laufzeit von 20 Jahren, welche mit Hilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 50% auf die Gesamtinvestitionskosten, ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer sowie die CO₂-Bepreisung des Eigenstromverbrauches berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten, Gewinnmargen, Risikorückstellungen sowie die allgemeine Inflation.

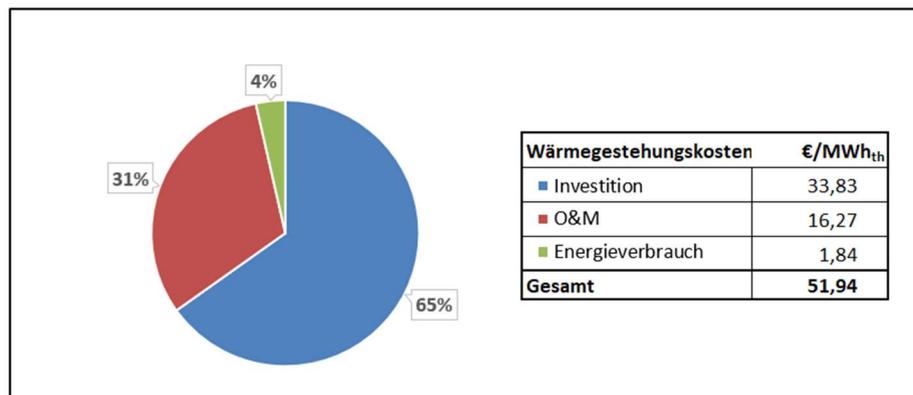


Abbildung 16: Wärmegestehungskosten - Variante 1

3.1.2.6 Amortisationszeit

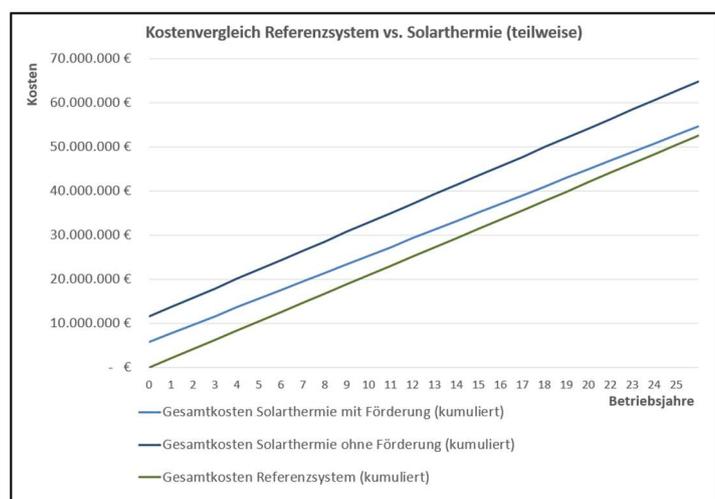
In der unten gezeigten Grafik (

Abbildung 17) werden die kumulierten Kosten des Referenzsystems mit der Variante 1 verglichen. In die Gesamtkostenkalkulation gehen Gaskosten (100 €/MWh) zzgl. CO₂-Kosten (100 €/t) ein. Weiterhin werden die jeweiligen Stromkosten für die Eigenbedarfe sowie beim Referenzsystem für den Betrieb der Kühlkompressoren berücksichtigt (100 €/MWh), wobei angenommen wird, dass grüner Strom verwendet wird und dafür keine zusätzlichen CO₂-Kosten entstehen.

Im Ergebnis zeigt sich folgendes:

Abbildung 17: Amortisationszeit (Var. 1) vs. Referenztechnologie (Gas)

Durch die Substitution der elektrischen Kompressoren durch eine Absorptionskältemaschine, steigt der jährliche Gesamtwärmebedarf (21463 MWh ggü. 14568 MWh) an. Dieser kann jedoch aufgrund der begrenzten zur Verfügung stehenden Fläche nur teilweise solarthermisch gedeckt werden (7819 MWh p.a.), sodass bei der Variante 1 nur wenig Erdgas eingespart werden kann (Bedarf 13644 MWh statt 14568 MWh). Ein Vorteil ist die Einsparung an elektrischer Energie durch den Betrieb der Absorptionskältemaschine (Bedarf 341 MWh p.a. ggü. 2300 MWh p.a.). In Summe kann durch die Variante 1 eine



jährliche Kosteneinsparung von ca. 140.000 € erreicht werden. Jedoch ist diese zu gering, um innerhalb von 25 Jahren Betriebsdauer das Referenzsystem im Bestand zu überholen (siehe Abbildung unten). Diese Variante rechnet sich damit viel zu spät und wird daher als nicht wirtschaftlich betrachtet.

3.1.2.7 Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungsbedingungen in Abhängigkeit der jeweiligen Kalkulationszinsen. Dieser wird im späteren Verlauf zusammen mit der Kärntnermilch individuell verhandelt und festgelegt.

3.1.2.8 Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Aus technischer Sicht ist es machbar, eine solarthermische Lösung zur gleichzeitigen Wärme- und Kältelieferung anzubieten und herzustellen.

Das ökonomische Potential ist auf den ersten Blick kritisch zu betrachten, wenn man auf die Amortisationszeit ggü. des Referenzsystems Gas blickt. Wenn jedoch das Thema Dekarbonisierung in Zukunft noch stärker gewichtet würde als allein der Energiepreis, könnte das Thema, gerade bei Neuanlagen interessant sein. Denn wenn man das Diagramm (

Abbildung 17) betrachtet und gedanklich eine Anfangsinvestition für das Referenzsystem unterstellt und hinzurechnet, könnte eine geförderte Solarthermieanlage zur Bereitstellung von Wärme und Kälte wettbewerbsfähig sein, und zudem dabei bei einer Laufzeit von 25 Jahren ca. 50.000 t CO₂ einsparen. Das entspricht ca. den durchschnittlichen CO₂-Emissionen von 240 Einfamilienhäusern. Eine nachträgliche Installation dieser Variante in ein bereits erworbenes Bestandssystem muss immer individuell betrachtet werden. Im Fall der Kärntnermilch ist eine Bereitstellung von gleichzeitig Kälte und Wärme nicht ökonomisch sinnvoll.

3.1.3 Rahmenbedingungen

3.1.3.1 Allg. Genehmigungssituation

Laut USP dürfen gewerbliche Betriebsanlagen, die nach der Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) genehmigungspflichtig sind, nur mit einer Genehmigung der Behörde (Betriebsanlagengenehmigung) errichtet und betrieben werden. Die Entscheidung darüber wird in der Regel im ordentlichen Genehmigungsverfahren oder unter bestimmten Voraussetzungen im vereinfachten Genehmigungsverfahren getroffen. Grundsätzlich bedürfen alle Anlagen einer Betriebsanlagengenehmigung, die wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, aufgrund ihrer Betriebsweise oder Ausstattung oder sonstigem Grund bestimmte nach § 74 Abs 2 (GewO 1994) beschriebene Schutzinteressen (z.B. Schutz von Leben oder Gesundheit von Kund*innen oder Nachbar*innen) beeinträchtigen.

3.1.3.2 Naturschutzrechtliche Bewilligungspflicht

Gemäß den Naturschutzgesetzen der österreichischen Bundesländer besteht eine allgemeine Verpflichtung zum Schutz und zur Pflege der Natur als Lebensgrundlage für Menschen, Tiere und Pflanzen. Der Naturschutz liegt ausschließlich im Kompetenzbereich der Bundesländer.

Diese Überprüfungsaufgaben und die Erstellung eines Gutachtens übernehmen im Rahmen der behördlichen Verfahren die Sachverständigen für Landschaftsschutz oder für Naturschutz. Eine Abfrage über das USP ergab, dass jene Zuständigkeit für die naturschutzrechtliche Prüfung im Planungsgebiet bei der *Bezirkshauptmannschaft Spittal an der Drau* liegt.

3.1.3.3 Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

Das geplante Solarfeld besitzt einen geschlossenen Sattdampf-Kreislauf, weiterhin müssen keine Abwässer abgeleitet werden. Da im Vorhabengebiet weder Oberflächengewässer noch Grundwasserkörper in irgendeiner Weise beeinflusst werden, kann das Risiko einer wasserrechtlichen Genehmigungspflicht bzw. das Risiko des Versagens einer entsprechenden Genehmigung (falls benötigt) für das Vorhaben als sehr gering eingeschätzt werden. Darüber hinaus befindet sich das Vorhabengebiet ebenso in keinem gefährdeten Hochwasserabflussbereich (s. Abbildung 18).



Abbildung 18: Karte für Hochwassergefährdung (Quelle: Land Kärnten - KAGIS, BEV)⁷

Wasserrechtliche Bewilligungen können im Zuge des Betriebsanlagen-genehmigungsverfahrens direkt durch die Gewerbebehörde erteilt werden.

3.1.3.4 Umweltverträglichkeitsprüfung (kurz UVP)

Nach eingehender Betrachtung ist für dieses Projekt keine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, da sich die Gesamtnennleistung des geplanten Vorhabens deutlich unter den im UVP-G genannten Schwellenwerten befindet.

3.1.3.5 Flächenwidmung & Eigentumsverhältnisse

Für die Planung des solaren Versorgungskonzeptes wurden Flächen herangezogen, die nach Aussage der Molkerei Kärntnermilch verfügbar sind (s.

⁷ URL: <https://kagis.ktn.gv.at/>, abgerufen am 22.09.2023

Abbildung 19).

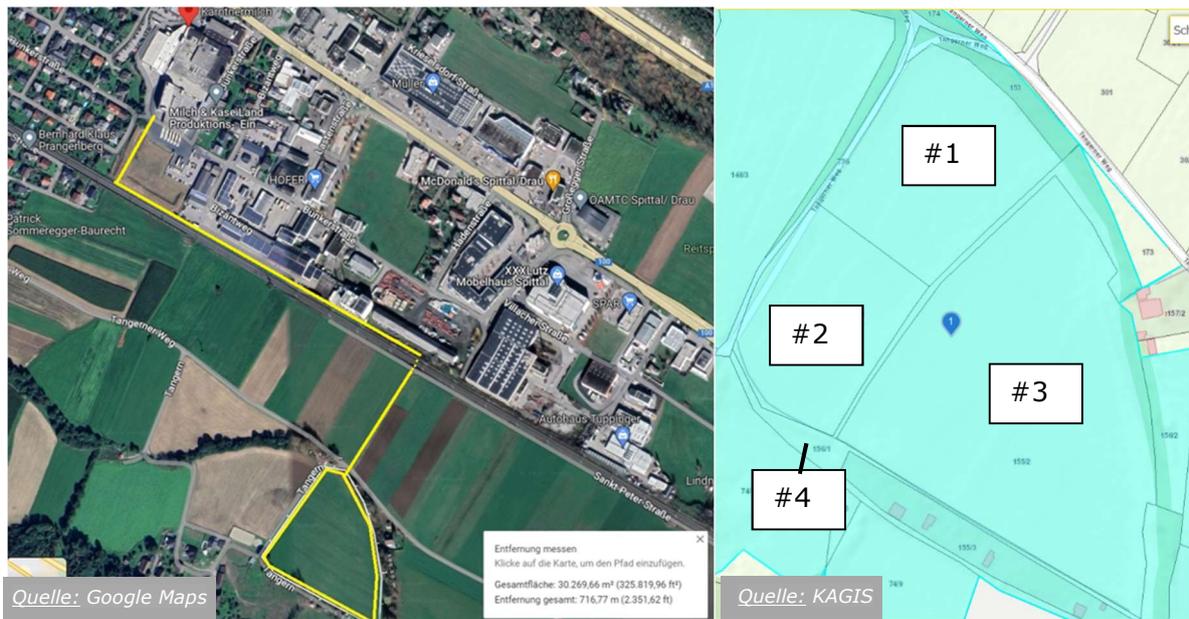


Abbildung 19: Luftbild von Molkerei und potenziellem Solarfeld-Grundstückes⁸

Laut des aktuellen Flächenwidmungs- und Bebauungsplans der Gemeinde Spittal an der Drau gilt das gesamte Gelände als Grünland. Gewidmet sind diese Flächen lt. Katasterinformationen (siehe

Tabelle 5) im Speziellen als Land- und Forstwirtschaftliche Fläche. Der Zweck dieser Widmung ist in der Raumordnung Land Kärnten dargestellt, wonach Grünland „...grundsätzlich unbebaut bleiben soll. In manchen Fällen sind zur Nutzung des Grünlands bestimmte Baulichkeiten zulässig.

Grundsätzlich widerspricht das Vorhaben dem von der Regionalordnung vorgegebenen Zweck der Grünfläche bzw. der gegebenen Flächenwidmung, welche unbebaut bleiben soll. Daher ist das Risiko für die Erreichung der Machbarkeit zunächst als hoch einzustufen. Ein weiterführendes Telefonat mit der Baubehörde) in Spittal/Drau ergab, dass für thermische Solaranlagen eine Flächenwidmung als Bauland erforderlich ist.

Die Eigentumsverhältnisse dieser in

Abbildung 19 dargestellten, gelb umrandeten Fläche, sind in

Tabelle 5 aufgeschlüsselt.

Tabelle 5: Auflistung der Liegenschaften⁹

Katastralgemeinde (KG): Edling, KG-Nr. 73404				
#	Grundstücksnr. (GST-Nr.)	Einlagezahl	Eigentümer	Flächenwidmung
1	154	8	Fr. Jutta Dangerner	Land- und Forstwirtschaft
2	155/1	8	Fr. Jutta Dangerner	Land- und Forstwirtschaft
3	155/2	8	Fr. Jutta Dangerner	Land- und Forstwirtschaft
4	156/1	8	Fr. Jutta Dangerner	Land- und Forstwirtschaft

⁸ Quelle: <https://gis.ktn.gv.at/webgisviewer/atlas-mobile/map/Basiskarten/Amtliche%20Karten>

Insgesamt handelt es sich um vier Grundstücke mit einer nutzbaren Gesamtfläche von rund 3 ha.

3.1.3.6 Baurechtliche Bewilligung

Im Telefongespräch mit der betroffenen Gemeinde konnten etwaig vorhandene Bauverbotszonen im avisierten Projektgebiet ausgeschlossen werden.¹⁰

3.1.3.7 Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung

Nach Rücksprache mit der Gemeinde Spittal/Drau (Abteilung Baurecht) steht i.d.R. der Verkehrs- und straßenrechtlichen Bewilligung nichts im Wege, sofern die Projektfläche erfolgreich umgewidmet wurde.

3.1.3.8 Eisenbahnrechtliche Bewilligung

Die Anbindung des Solarfeldes an die Molkerei erfordert eine Überquerung der Bahntrasse (s. Abbildung 20). Hierzu ist eine eisenbahnrechtliche Bewilligung erforderlich. Ähnlich wie neben der Straße, gibt es auch neben Bahnlinien einen besonders geschützten Bereich. Eine telefonische Voranfrage für den Abschnitt #3 bei der ÖBB-Infrastruktur AG hat ergeben, dass es grundsätzlich möglich ist, die Bahnschienen zu queren. Besondere Anforderungen sind bei dem Bau zu berücksichtigen. Diese sind in verschiedenen Merkblättern zusammengetragen, welche auf der Internetseite der ÖBB Infrastruktur GmbH zu finden sind (<https://infrastruktur.oebb.at/de/informationen-und-mehr/sie-wollen-bauen>). Die Konkretisierung dieser Anforderungen ist jedoch nicht Bestandteil der Machbarkeitsstudie.



Abbildung 20: Bahntrassen in Nähe des Vorhabensgebiets

3.1.3.9 Forstrechtliche Bewilligungen

Entsprechende Bewilligungen sind im Falle von Rodungen von Waldflächen oder für forstschädliche Luftverunreinigungen verursachende Anlagen notwendig. Das Projektgebiet befindet sich lt. Katasterinformationen und Satellitenbild hauptsächlich auf Grünland. Alle der zur Nutzung geplanten Grundstücke sind jedoch als „Land- und Forstwirtschaft“ gewidmetes Land ausgewiesen und werden nach Aussagen des Bauamtes Spittal / Drau landwirtschaftlich genutzt. Somit wäre eine forstrechtliche Bewilligung wahrscheinlich, jedoch ohnehin dadurch obsolet, da Rodungen nicht nötig sind und die Solaranlage keine Emissionen verursacht.

3.1.3.10 Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz

Eine Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz sollte aus der Erfahrung heraus keine Rolle spielen und wird nicht als Risiko für eine Umsetzung des Vorhabens angesehen. Eine Risikobewertung für die Luftfahrt wurde vom Deutschen Luft- und

¹⁰ Quelle: Hr. Mag. Patrick Plattner (27.09.2023, 14:30 Uhr)

Raumfahrtzentrum durchgeführt und als nicht vorhanden eingestuft (**Fehler!
Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

3.1.3.11 Leitungsrechte für Strom-, Gas-, Telefonleitungen etc. in der Nähe von Betriebsanlagen

Eine Bewilligung von Leitungsrechten (Strom und Wärme) zwischen Projektgelände und Molkerei ist notwendig, da der Abstand durch Leitungen von insgesamt ca. 800m Länge überbrückt werden muss.

Aus einer ersten Grobplanung im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie folgt, dass die Leitungen entlang der Gemeindewege #1 und #2 und dann parallel zur Bahntrasse bis auf Höhe des Molkereigeländes auf dem Grundstück #3 der ÖBB geführt werden könnten (siehe Abbildung).

Weiterhin erfolgte eine Voranfrage bei der Stadtverwaltung Spittal / Drau (Abteilung für Baurecht) bzgl. Der Gemeindewege #1 und #2. Hiernach wird das Risiko der Bewilligung einer Leitungsführung auf Gemeindewegen als gering eingestuft.

Tabelle 6: Auflistung der Liegenschaften bzgl. Leitungsrechte¹¹

Katastralgemeinde (KG): Edling, KG-Nr. 73404				
#	Grundstücksnr. (GST-Nr.)	Einlagezahl	Eigentümer	Flächenwidmung
1	724	546	Stadtgemeinde Spittal	Öffentlicher Weg
2	720/1	546	Stadtgemeinde Spittal	Öffentlicher Weg
3	715/2	573	ÖBB Infrastruktur AG	Bahntrasse

3.1.3.12 Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in Abbildung 21 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und genehmigungsrechtlichen Risiken.

Abbildung 21: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
Allg. Genehmigung		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Naturschutz		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	gering	keine Beeinflussung von Oberflächengewässer und Grundwasser
Baurecht		
Baurechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 27.09.2023)
Sonstiges		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	gering	Zuwegung Solarpark evtl. bewilligungspflichtig
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	mittel	Bahntrasse muss mit Leitungen überquert werden
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	Fläche ist als Landwirtschaftsfläche gewidmet
Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz	gering	Erfahrungsgemäß keine Interessenskonflikte, Luftfahrtspez. Beeinträchtigung unwahrscheinlich
Bewilligung nach dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K)	gering	Entfällt, da auf geplantes Vorhaben nicht zutreffend
Leitungsrechte für Strom-, Gas-, Telefonleitungen etc. in der Nähe von Betriebsanlagen	mittel	Leitungsrechte für Strom und Wärme zum Verbraucher notwendig

Die größten Risiken betreffen die baurechtliche sowie die naturschutzrechtliche Bewilligung bzw. diese nicht zu erhalten und damit auch die Betriebsgenehmigung nach GewO 1994 versagt zu bekommen. Drei der fünf - mit einem mittleren Risiko eingestuft - behördlichen Auflagen sind auf die Flächenwidmung als „Land- und Forstwirtschaftliche Fläche“ zurückzuführen. Die weiteren sind die zuvor beschriebenen Leitungsrechte sowie Eisenbahnrechtliche Bewilligungen. Nach erfolgreicher Flächenumwidmung kann von der Umsetzbarkeit des Gesamtvorhabens ausgegangen werden.

¹¹ Quelle: Karte des KAGIS Land Kärnten / <https://gis.ktn.gv.at>

3.2 Variante 2 „Solarfeld mit Tagesspeicher“

In der Variante 2 wurde auf die Mitversorgung des Kältebedarfs des Kunden verzichtet und infolgedessen auch auf den saisonalen Eisspeicher. Es wurde ein Konzept rein zur Lieferung von Prozessdampf untersucht. Hierfür wurde ein Solarfeld mittels Parabolrinnenkollektoren und einer Aperturfläche von 13.640 m² sowie ein Tagesspeicher (DTES) eingeplant.

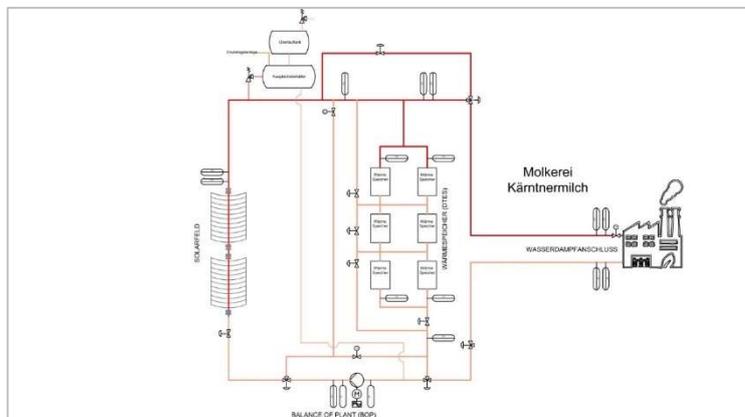
3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Versorgungskonzept

Es wird angestrebt, rund 43% des benötigten Prozessdampfes, mittels Wärmeenergie aus dem Solarfeld, zu decken. Die solare Energie wird zunächst über das Solarfeld aufgenommen und an den Dampfkreislauf des Kunden abgegeben. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld, welche nicht direkt verwendet werden kann, wird der Tagesspeicher geladen. Dieser kann die gespeicherte Energie für kurze Zeit (einige Stunde bis wenige Tage) vorhalten und sie bei Bedarf wieder abgeben, wenn keine Sonnenenergie zur Verfügung steht, z.B. bei Bewölkung oder bei Nacht. Eine Darstellung des Konzepts ist in der Abbildung 22 zu sehen. Eine längerfristige Speicherung der Wärmeenergie, bspw. über mehrere Wochen, ist mithilfe des DTES nicht möglich. Da Hochtemperatur-Speicher hohen technischen Anforderungen unterliegen und infolge dessen mit hohen Investitionskosten verbunden sind, ist eine Umsetzung solcher Speicher zur Langzeitspeicherung wirtschaftlich nicht umsetzbar.

Abbildung 22: Blockschaltbild Solaranlage Variante 2

Der verbleibende nicht-solar gedeckte Anteil des Bedarfes an Prozesswärme muss auch bei diesem Konzept anderweitig gedeckt werden. Hierzu können andere erneuerbare Technologien, wie z.B. Biomasse-Heizkraftwerke, zum Einsatz kommen. Aufgrund der guten Regelbarkeit der Parabolrinnenanlage kann diese mit einer Vielzahl unterschiedlicher Boiler-Systeme kombiniert, wie auch in das bestehende System problemlos integriert werden. Die bestehenden Gasboiler können weiterhin als Backup-System vorgehalten werden.



Die bestehenden Gasboiler können weiterhin als Backup-System vorgehalten werden.

Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Die Grundlagen zur Berechnung der solaren Energiegewinnung sind die gleichen, wie in Variante 1. Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden wieder Strahlungswerte der öffentlich zugänglichen Plattform PVGIS-SARAH2 für den betrachteten Standort genutzt (siehe 3.1.3 Rahmenbedingungen) und aus der zweiten Version des SARAH-Sonnenstrahlungsdatensatzes abgeleitet (bereitgestellt durch CM SAF). Ebenfalls gilt, dass die im Antrag deklarierte Fläche nicht zur Nutzung der Solaranlage zur Verfügung steht und daher die gleiche Fläche, wie für Variante 1, genutzt wird. Die örtlich verfügbare

Direkteinstrahlung (DNI) beträgt weiterhin 1.271 kWh/m² im Jahr. Auch beim Versorgungskonzept von Variante 2 waren die durchgeführten Simulationen darauf bedacht ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erzielen.

Tabelle 7 Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten

Vor diesem Hintergrund wurde das Flächenpotenzial nicht zu 100% ausgeschöpft, um eine Überproduktion zu vermeiden.

Das geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von ca. 13.640 m². Die sich daraus ergebene Solaranlage erzeugt einen jährlichen Energieoutput von ca. 7,22 GWh_{th}. Dies entspricht einer CO₂-Einsparung, gerechnet bei einer thermischen Bedarfsdeckung mit Gas und einem CO₂-Äquivalent von 0,22 t/MWh_{Gas} von bis zu 1.603 t pro Jahr. In

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	8,4 MW _{th}
Anzahl Kollektoren	24
Aperturfläche	13.640 m ²
Landfläche	3,0 ha
Eigenenergiebedarf	95 MWh _{el} /a
SF-Eintrittstemperatur	180 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1271 kWh/m ² ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	7,2 GWh _{th}
Gelieferte Wärme	6,2 GWh _{th}
CO ₂ -Einsparung	1603 t·CO ₂ /a
Solarer Deckungsgrad:	
Kälteenergiebedarf	0,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	42,5 %
thermischer Gesamtbedarf	42,5 %

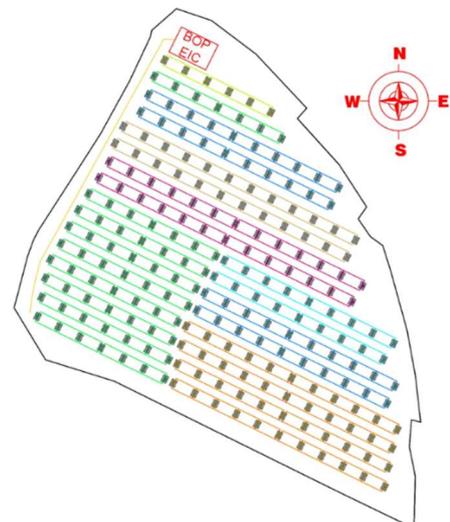
Tabelle 7 werden die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes nochmals aufgelistet.

Als Wärmeträgermedium im Solarfeld wurde sich wiederum für Dampf entschieden, da dieses gegenüber Thermoölen, aufgrund der Umweltverträglichkeit, leichter zu genehmigen ist. Um ein Erstarren des Wassers bei Minusgraden zu vermeiden, ist daher jedoch auch eine zentrale Begleitheizung oder eine Umwälzpumpe im System, die eine ständige Zirkulation gewährleistet, notwendig.

In der Abbildung 23 wird dargestellt, wie das Solarfeld inkl. des Speichers und der restlichen Aagentchnik gestaltet werden kann.

Abbildung 23: Layout Solarfeld - Variante 2

Die durch das Solarfeld erzeugte Wärmeenergie und die zur Bedarfsdeckung notwendige Prozesswärme der Molkerei werden in Abbildung 24 auf monatlicher Basis einander gegenübergestellt.



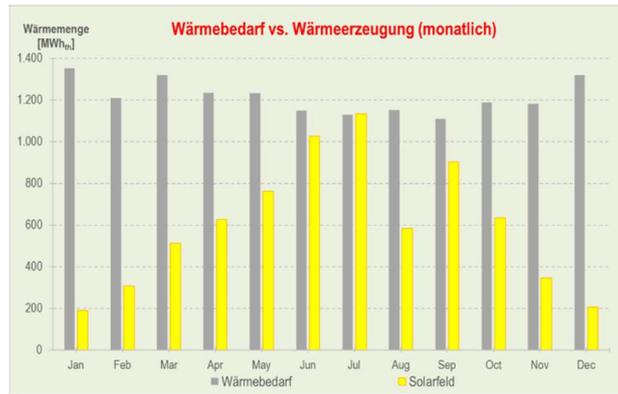
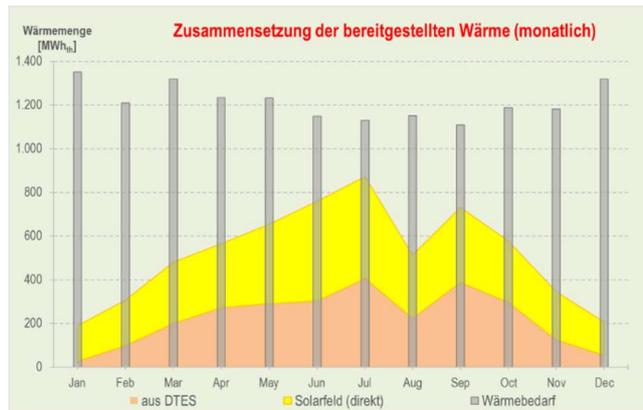


Abbildung 24: monatlicher Solarertrag vs. Prozesswärmebedarf (Variante 2)

Abbildung 25: Monatliche solare Dampf-Bereitstellung vs. Bedarf (Variante 2)

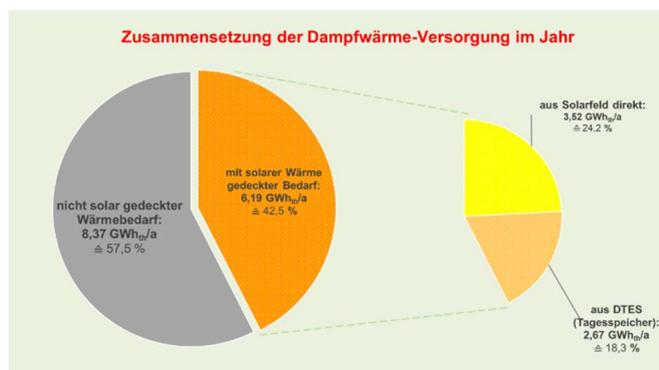
Um die dynamische Simulation durchführen zu können, wurde das Verbrauchsprofil von Kärntnermilch zur Verfügung gestellt. Dieses weist den Gasverbrauch zur Dampferzeugung auf stündlicher Basis aus und bezieht sich auf das Geschäftsjahr 2021, welches laut Molkerei als repräsentativ erachtet werden kann. Des Weiteren wurden diverse Wirkungsgrade der vorgesehenen Erzeugungs-, Übertragungs-, Speichertechnologien in die Betrachtung mit einbezogen.



Die folgenden Abbildungen sollen veranschaulichen, auf welche Weise die solare Wärme vom Kunden optimal genutzt und der Anteil an ungenutzter Überschusswärme möglichst geringgehalten werden kann. Das Balkendiagramm zeigt die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen, wohingegen das Kuchendiagramm die jährliche Verteilung insgesamt aufzeigt.

Abbildung 26: Verteilung der Jahresdampfwärme-Bereitstellung (Variante 2)

Die Simulation hat gezeigt, dass ungefähr ein Viertel des gesamten Dampf-wärmebedarfs der Molkerei Kärntnermilch direkt aus dem Solarfeld gedeckt werden kann, siehe Abbildung 26. Dieser Anteil entspricht über der Hälfte (57%) der insgesamt solar erzeugten Wärme. Rund 18% des Wärmebedarfs bzw. 43% der solaren Wärme können im Tagesspeicher kurzfristig vorgehalten und zeitlich versetzt genutzt werden. Der Tagesspeicher selbst hat eine Kapazität von 16,6 MWh_{th}. Alles in allem können etwa 42,5% des gesamten Wärmebedarfs solar gedeckt werden. Für die restlichen 57,5% müssen andere alternative



Wärmequellen zu nutzen. Der Tagesspeicher selbst hat eine Kapazität von 16,6 MWh_{th}. Alles in allem können etwa 42,5% des gesamten Wärmebedarfs solar gedeckt werden. Für die restlichen 57,5% müssen andere alternative

Wärmeenergiequellen beschafft werden, um eine vollwertige nachhaltige Produktion zu erreichen.

Da das Speichern von Wärme immer mit Verlusten einhergeht, sind schlussendlich etwa 6,2 GWh_{th} Wärmeenergie aus dem Solarfeld jährlich nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses, sowie der erwartbaren Speicherverluste, aber auch der Anfahrverluste eines „kalten“ Solarfeldes innerhalb eines Jahres sind in Abbildung 27 zu sehen. Insgesamt belaufen sich alle Verluste auf rund 268 MWh pro Jahr (entspricht 3% des Solarertrags) und lassen sich technisch kaum vermeiden. Demgegenüber steht die ungenutzte Wärme, welche ebenso als Verlust dargestellt werden könnte, jedoch handelt es sich hierbei tatsächlich um solare Überschüsse, die trotz der Speicher, nicht mehr vorgehalten werden konnten. Sie sind im Rahmen eines wirtschaftlich optimierten Konzeptes, mit einer möglichst hohen solaren Deckung bei verhältnismäßig geringen Investitionskosten, hinnehmbar. Der Anteil beläuft sich in diesem Fall auf 894 MWh pro Jahr (ca. 14% des nutzbaren Solarertrags). Möglicherweise findet sich zukünftig ein Bedarf, der sich hiermit vollkommen oder teilweise decken lässt.

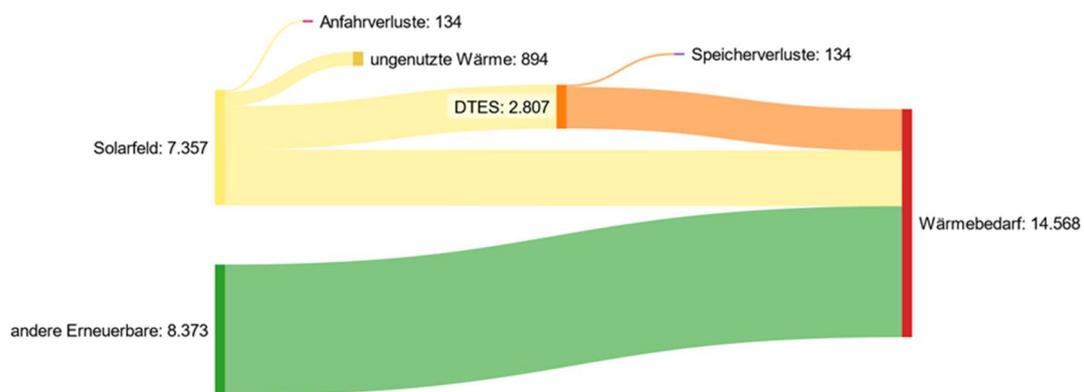


Abbildung 27: Energieflussdiagramm (Variante 2)¹²

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte herangezogen und Angebote von Zulieferfirmen eingeholt.

Investitionskosten

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 7,95 Mio. €. Die Abbildung 28 zeigt grob alle Positionen der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat das Solarfeld mit rund 25 %. Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Kärntnermilch handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit 207.261 € berücksichtigt.

¹² Alle numerischen Angaben verstehen sich als Megawattstunden pro Jahr (MWh/a)

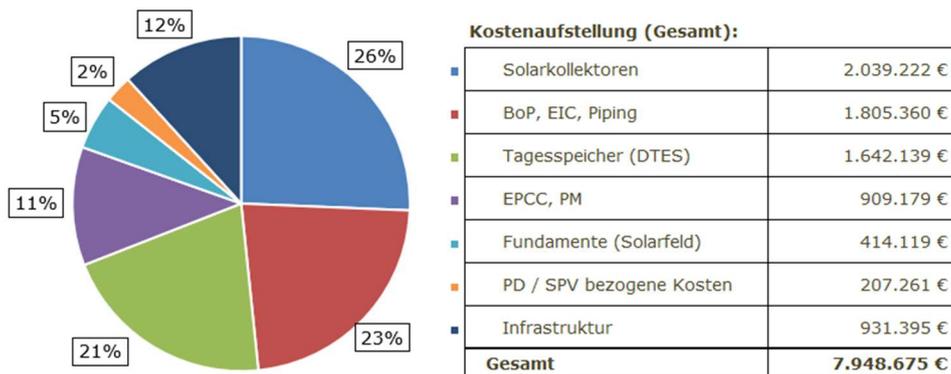


Abbildung 28: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 2

3.2.2.1 Betriebskosten

Einen hohen Kostenanteil hat die Bereitstellung benötigter Ersatzteile sowie die Versicherungskosten für die gesamte Anlagentechnik und zum anderen die Strombezugskosten für den Eigenbedarf. Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 4.

Insgesamt belaufen sich diese im Durchschnitt auf ca. 96.000 € pro Jahr. Diese Kosten steigen jährlich um ca. 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 8: Aufstellung der Betriebskosten Variante 2

Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000m² Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 30% der Mehrkosten. Weiterhin ist eine Kombination mit der Kärntner Landesförderung möglich, welche die förderfähigen Investitionskosten auf 50 % Gesamtförderung bezuschusst. Daher wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie von einer Förderhöhe von 50% ausgegangen.

Betriebskosten	Jährl. Kosten (Durchschnitt)
1 O&M/Ersatzteilreparaturen	49.454 €
2 O&M CTES	0 €
3 O&M Kältemaschine	0 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	31.795 €
9 Eigener Stromverbrauch	9.540 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 Vermögensverwaltung	500 €
Gesamt	95.689 €

Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 29 dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 45,85 €/MWh_{th}, handelt es sich um die Kosten, über eine Laufzeit von 20 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 50% auf die Gesamtinvestitionskosten, ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten, Gewinnmargen, Risikorückstellungen sowie die allgemeine Inflation.

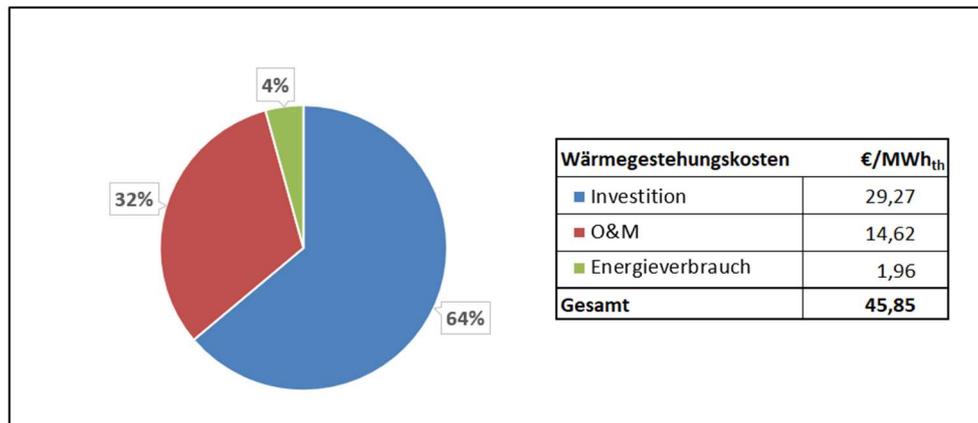


Abbildung 29: Wärmegestehungskosten – Variante 2

Amortisation

In der unten gezeigten Grafik werden die kumulierten Kosten des Referenzsystems mit der Variante 2 verglichen. In die Gesamtkostenkalkulation gehen Gaskosten (100 €/MWh) zzgl. CO₂-Kosten (100 €/to) ein. Weiterhin werden die jeweiligen Stromkosten für die Eigenbedarfe berücksichtigt (100 €/ MWh), wobei angenommen wird, dass grüner Strom verwendet wird und dafür keine zusätzlichen CO₂-Kosten entstehen. Das Kühlsystem des Kunden ist in diesem Vergleich nicht zu berücksichtigen.

Im Ergebnis zeigt sich folgendes:

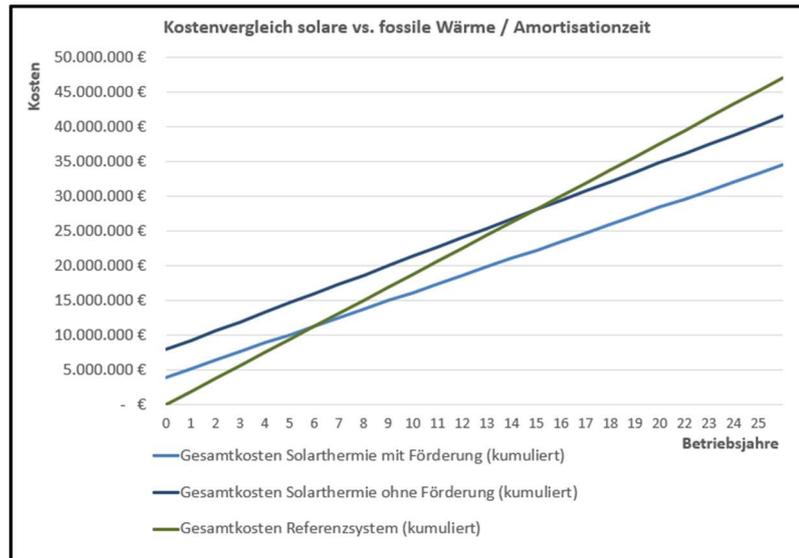
Der jährliche Gesamtwärmebedarf (14568 MWh) ist bei beiden Varianten gleich. Beim Referenzsystem wird dieser Bedarf zu 100% aus Erdgas gedeckt. Bei der solarthermischen Variante (Variante 2), können aufgrund mit der zur Verfügung stehenden Fläche davon 6195 MWh p.a. solarthermisch gedeckt werden, sodass bei der Variante 2 relativ viel Erdgas jährlich eingespart werden kann (Erdgasbedarf 8373 MWh statt 14568 MWh). Dafür wird nur geringfügig mehr elektrische Energie benötigt (ca. 195 MWh_{el} Eigenverbrauch Solaranlage).

In Summe kann durch die Variante 2 eine jährliche Kosteneinsparung von ca. 650.000 € erreicht werden. Diese ist groß genug, um innerhalb von ca. 6 Jahren bis 8 Jahren Betriebsdauer (je nach Grundstückskosten), das Referenzsystem im Bestand zu überholen und danach erhebliche jährliche Kosteneinsparungen zu erzielen (siehe Abbildung unten). Diese Variante rechnet sich damit recht früh und wird daher als sehr wirtschaftlich betrachtet. Ohne Förderung könnte die Solarthermie-Anlage ab dem 15. Betriebsjahr zu guten Kostenvorteilen ggü. dem Referenzsystem führen.

Abbildung 30: Amortisationszeit (Var. 2) vs. Referenztechnologie

Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungskonditionen in Abhängigkeit der jeweiligen Kalkulationszinsen. Dieser wird im späteren Verlauf zusammen mit der Kärntnermilch individuell verhandelt und festgelegt.



Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Das ökonomische Potenzial kann bereits anhand der Amortisationszeit abgeleitet werden. Mit einer Förderung von 50% können bereits nach sechs Jahren Kostenvorteile ggü. dem Referenzsystem erzielt werden, wie aus Abbildung 30 hervorgeht.

Selbst bei angenommenen Grundstückskosten von ca. 2 Mio. € (~ 63 € / qm Bauland Spittal) amortisiert sich die Variante 2 verglichen mit dem Referenzsystem nach gut 8 Jahren (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Im Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Solaranlage äußerst vielseitig einsetzbar. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration in das bestehende Wärmesystem, lässt sich das hier dargestellte Konzept auf jegliche Industrie, die ähnliche Parameter benötigt, anwenden. Einzige Voraussetzung ist, dass genügend Freifläche in der Nähe des Abnehmers zur Verfügung steht.

3.2.3 Rahmenbedingungen

Die generellen Rahmenbedingungen können dem Kapitel 3.1.3 entnommen werden. Grundsätzlich ist eine Bewilligung für Wärmepumpen mit wenig Aufwand verbunden. Obendrein ist eine ausführliche Prüfung in Hinblick auf umwelt- und baurechtliche Belange, sowie Konflikte mit der Flächenwidmung obsolet, wenn die Wärmepumpe auf dem Betriebsgelände untergebracht werden kann. Besondere Aufmerksamkeit gilt bei dieser Variante, ob ein Ausbau der Leistungsabnahme für Strom am Standort genehmigt werden kann und technisch realisierbar ist.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Schlussfolgerungen und Empfehlungen werden mit Hilfe des Variantenvergleichs beschrieben bzw. hergeleitet.

4.1.1.1 Variantenvergleich

Beide untersuchten Varianten sind in Tabelle 7 gegenübergestellt.

Tabelle 7: Variantenvergleich

Die Variante 1 hat rund 50% höhere Investitionskosten ggü. Variante 2 zur Folge wobei zwar mehr nutzbare Wärme 7,8 GWh / a an den Verbraucher geliefert im Vergleich zu Variante 2 mit ca. 6,2 GWh / a, jedoch dies nicht die Mehrkosten rechtfertigt.

Die Wärmegestehungskosten und damit der mögliche Wärmepreis sind bei Variante 2 durch die Einsparungen im Bereich der Speicherlösung und der Absorptionskältemaschine von zusammen ca. 2 Mio. € geringer. Jedoch fällt dieser Unterschied aufgrund der auch geringeren tatsächlich gelieferten und vom Kunden abnehmbare Wärme von 6,2 GWh ggü. 7,8 GWh (Variante 1) recht gering aus.

Variantenvergleich		
	Variante 1	Variante 2
	Wärme und Kälte	Nur Wärme
Leistung	10,2 MW _{th}	8,4 MW _{th}
Anzahl Kollektoren	30	24
Aperturfäche	16.618 m ²	13.640 m ²
Landfläche	3,0 ha	3,0 ha
Eigenenergiebedarf	112 MWh _e /a	95 MWh _e /a
SF-Eintrittstemperatur	180 °C	180 °C
SF-Auslaufstemperatur	250 °C	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1271 kWh/m ² a	1271 kWh/m ² a
Jährlich erzeugte Solarwärme	8,6 GWh _{th}	7,2 GWh _{th}
Gelieferte Wärme	7,8 GWh _{th}	6,2 GWh _{th}
CO ₂ -Einsparung	2035 t-CO ₂ /a	1603 t-CO ₂ /a
Solarer Deckungsgrad:		
Kälteenergiebedarf	52,6 %	0,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	24,9 %	42,5 %
thermischer Gesamtbedarf	36,4 %	42,5 %
Investitionskosten	~11.540.000 €	~7.950.000 €
Betriebskosten p.a. ~	~130.000 €	~96.000 €

So ergeben die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Variante 1 durchschnittliche Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung) in Höhe von 51,94€/MWh_{th} bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Im Vergleich dazu ergab die Kalkulation von Variante 2 durchschnittliche Kosten von 45,85 €/MWh_{th}.

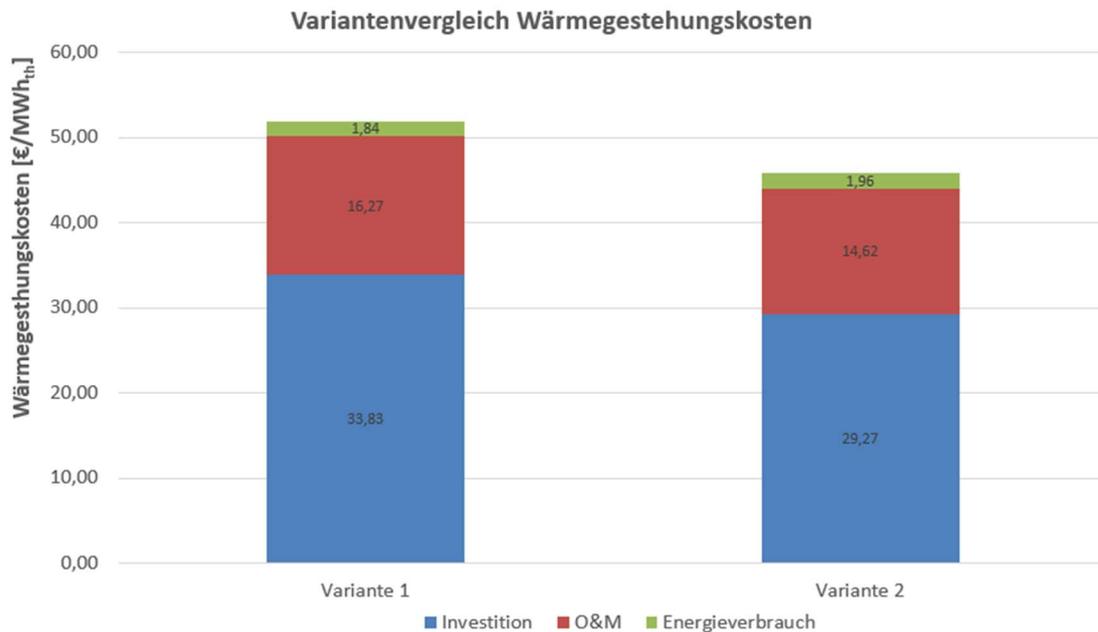


Abbildung 23: Vergleich der Wärmegestehungskosten

Eine Bewertung der Varianten allein anhand der reinen Wärmegestehungskosten ist damit nur schwer möglich.

Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit der Lösung kann hierbei ein Vergleich der Varianten mit dem (Referenzsystem) Bestandssystem des Kunden geben. Dies wurde in Abschnitt 3.1.2 bzw. 3.2.2 (Amortisation) untersucht.

Aus diesen Ergebnissen ist eine eindeutig bessere Wirtschaftlichkeit der Variante 2 ggü. Variante 1 ableitbar.

Die Untersuchungen zeigen, dass eine eindeutige Empfehlung für die Variante 2 (nur Wärmelieferung) gegeben werden kann. Daher wurde der folgende Umsetzungsplan in Kap. 5 für Variante 2 erstellt.

5 Umsetzungsplan der Solaren Großanlage

5.1.1.1 Projektablauf- und Meilensteinplanung

In Abbildung 31 ist ein grober Projektablaufplan mit Meilensteinen dargestellt.

Der Projektstart soll repräsentativ betrachtet werden, da es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine vertragliche Einigung gibt. Bei konkreter Festlegung des Projektstartes zusammen mit der Kärntnermilch verschieben sich alle Termine entsprechend nach hinten.

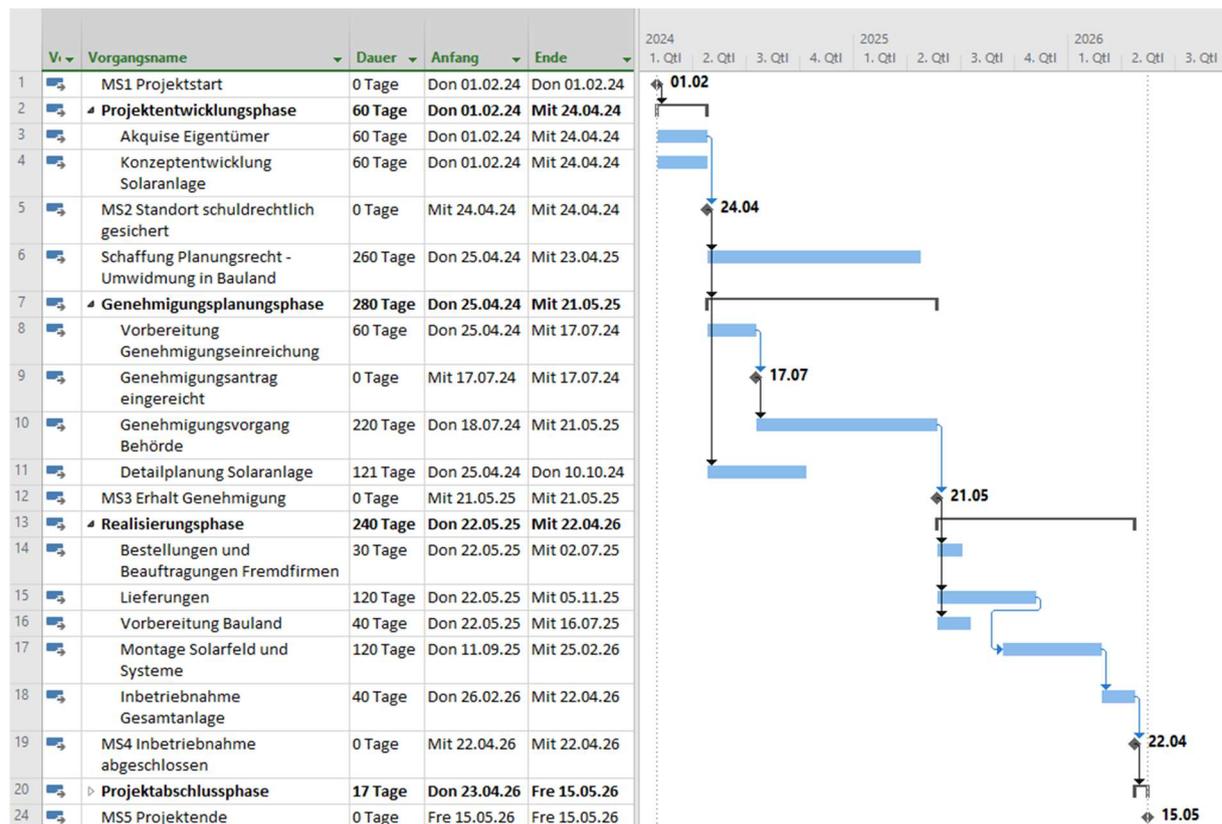


Abbildung 31 Zeitplan für Variante 2

Mit Hilfe des dargestellten Zeitablaufplan und der in den vorherigen Kapiteln erörterten Investitionskosten könnte ein Finanzierungsplan für jenes Vorhaben unter der Voraussetzung eines Eigenkapitalanteils von 30% sowie einer Förderung von 50% in etwa wie folgt aussehen:

5.1.1.2 Finanzierungsplan

Der Finanzierungsplan ist für die Variante 2 dargestellt und orientiert sich am zuvor dargestellten Projektablaufplan. Aus diesem ergeben sich die Zeiträume, in denen die großen Investitionen getätigt werden.

Anzumerken ist, dass der Finanzierungsplan eine von vielen verschiedenen Finanzierungslösungen zeigt. Dieser Plan muss zu einem späteren Zeitpunkt zusammen mit der Kärntnermilch und Fördermittelgeber:innen konkretisiert werden.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie ist das Vorhaben als finanzierbar anzusehen.

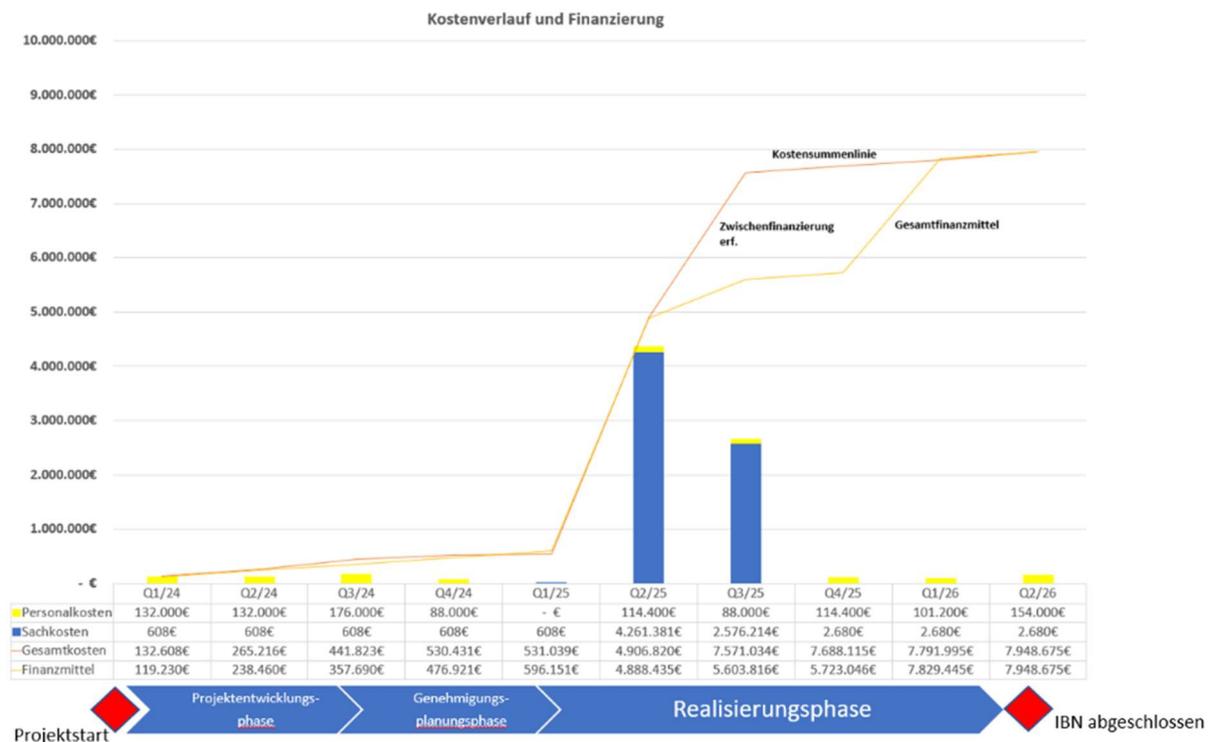


Abbildung 32: Finanzierungsplan

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Es wurden bis zum heutigen Zeitpunkt keine Publikationen und Disseminierungsaktivitäten durchgeführt. Mögliche zukünftige Publikationen werden mit der Kärntnermilch und der KPC abgesprochen.

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.