

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur ganzheitlichen Prozessversorgung der Brauerei SCHWECHAT
Programm inkl. Jahr:	Solare Großanlagen 2022
Dauer:	11.08.2022 bis 03.07.2023
Kontaktperson Name:	Timo Zippler
Kontaktperson Adresse:	Hansestraße 21, 18182 Bentwisch, Deutschland
Kontaktperson Telefon:	+49 (0) 381 260550 - 13
Kontaktperson E-Mail:	timo.zippler@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:	97.500,00 €
Klimafonds-Nr:	C283260
Erstellt am:	06.07.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Es wurden Simulations- und Berechnungsergebnisse von zwei Varianten am Standort Schwechat für die Brau Union Österreich AG vorgestellt. Ausgangspunkt für die Variante 1 war das im Antrag beschriebene solarbasierte Versorgungskonzept, um sowohl Wärme als auch Kälte bereitzustellen. Das im Antrag beschriebene Konzept musste jedoch nach einer Begehung der Betriebsanlage angepasst werden. Bei dieser stellte sich heraus, dass die zunächst geplante Direktversorgung von verschiedenen Temperaturniveaus im Wärmenetz aufgrund fehlender Integrationspunkte nicht möglich ist. Die entsprechenden Verbraucher werden nicht über eigenständige Kreisläufe versorgt, sondern durch Wärmetauscher am Dampfnetz gespeist. Aus der Vorgabe des bestehenden Systems resultierte, dass die Übergabe der erzeugten Wärme lediglich über eine Schnittstelle mit dem Dampfnetz erfolgen kann. Somit musste das Konzept leicht angepasst werden, jedoch sind alle beantragten Hauptkomponenten (Solarfeld, Tages- und Saisonspeicher, Wärmepumpe und Absorptionskältemaschine) weiterhin in der Studie berücksichtigt.

Das neue solare Konzept (Variante 1) sieht eine Wärmeversorgung vor, bei welcher das Solarfeld (Parabolrinnenkollektoren) Dampf direkt oder aus dem zwischengeschalteten Tagesspeicher an das bestehende Dampfnetz liefert. Des Weiteren wird für die Kälteversorgung eine Absorptionskältemaschine vorgesehen. Diese bezieht ihre Antriebsenergie aus einem - ebenfalls durch das Solarfeld gespeisten - Saisonspeicher. Um die Energieausbeute des Speichers zu maximieren wird zusätzlich eine Wärmepumpe eingesetzt, sofern das nutzbare Temperaturniveau des Speichers für die Kältemaschine unterschritten wird. Auf diese Weise werden bis zu 48% des Wärmebedarfes (Dampfnetz) und 100% des Kältebedarfs abgedeckt. Insgesamt wird eine solare Deckung von 65,7% des Gesamtenergiebedarfs erreicht.

In Variante 2 wurde auf ein Versorgungskonzept mittels Hochtemperatur-(HT)- bzw. („dampfgenerierender-“) Wärmepumpe eingegangen, welche von der Expertenjury des Klima- und Energiefonds zuvor als Auszahlungsbedingung formuliert wurde. Diese Lösung kommt ohne weitere Anlagen, wie Speicher und Kältemaschinen, aus, da die bestehenden elektrischen Kältekompensoren weitergenutzt werden können und die Wärme bedarfsgerecht erzeugt wird.

Während Variante 1 mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden ist (18,98 Mio. €) und niedrigere jährliche Betriebskosten aufweist (281 T€), verhält es sich bei Variante 2 genau entgegengesetzt. Hier werden nur rund halb so hohe Investitionskosten fällig (7,75 Mio. €), die jährlichen Betriebskosten fallen jedoch deutlich höher aus (1,56 Mio. €) gegenüber denen von Variante 1. Grund hierfür ist der hohe Stromverbrauch der HT-Wärmepumpe. Außerdem birgt der z.T. stark schwankende Strompreis große Unsicherheiten in sich, welche sich dementsprechend auch auf den Wärmelieferpreis auswirken. Variante 1 wird empfohlen, da sie wirtschaftlicher ist, sich von börsengehandelten Energieträgern unabhängig macht und der Umwelt hilft. Die Realisierung einer solaren Anlage

erfordert jedoch eine Flächenumwidmung durch die Behörden. Folgende Kennzahlen und Fakten sind in der Machbarkeitsstudie erarbeitet worden:

- Variante 1 ist unabhängiger von Energieträgern
- Die geförderten, durchschnittlichen Wärmegestehungskosten über 25 Jahre von Variante 1 liegen bei 78,63 € und bei Variante 2 bei 129,17 € je MWh_{th}
- Die Realisierung von Variante 1 wird eine Genehmigung zur Flächenumwidmung erfordern
- Variante 2 kann auf dem Betriebsgelände realisiert werden, für Variante 1 hingegen wird eine Fläche außerhalb des Betriebsgeländes benötigt, diese erlaubt jedoch eine sekundäre Nutzung und kann sogar einen ökologischen Mehrwert generieren.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Das hier entwickelte Versorgungskonzept betrifft den Brauereistandort Schwechat der österreichischen BRAU UNION ÖSTERREICH AG (im Folgenden Brau Union), deren Mehrheitseigner der HEINEKEN Konzern ist. Der Standort Schwechat, im niederösterreichischen Bezirk Bruck, hat einen jährlichen Produktionsoutput von ca. 0,8 Millionen Hektolitern Bier. Aufgrund des unternehmensinternen Ziels bis 2030 klimaneutral zu produzieren, sucht die Brau Union nach regenerativen Energielösungen, um die energieintensiven Prozesse, die einerseits Wärme aber auch Kälte benötigen, zu dekarbonisieren. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie ist das deutsche Unternehmen Solarlite CSP Technology GmbH (folgend Solarlite) damit beauftragt, ein Konzept zu entwickeln, mit welchem ein höchstmöglicher solarer Deckungsgrad auf dem zur Verfügung stehenden Grundstück erreicht werden kann. Die Brau Union hat ein internes Ziel von mindestens 30% ausgegeben. Der Einsatz von solarthermisch erzeugter Wärme/ Kälte führt zudem zu einer gesicherten Energieversorgung und macht das Unternehmen unabhängiger von den am Markt gehandelten Energiepreisen.

Rahmenbedingung des bestehenden Systems:

Für die Erzeugung des Gesamtwärmebedarfs der Brauerei ist derzeit ein Gaskesselsystem mit einer Gesamtleistung von 10 MW_{th} und einem Wirkungsgrad von 85% installiert. Zusätzlich ist ein Reservekessel mit derselben Leistung vorhanden. Als Grundlage für die Vorauslegung wurde von der Brau Union das stundenbasierte Gasverbrauchsprofil des Jahres 2019 bereitgestellt (s. *Abbildung 1*). Der aufsummierte jährliche Gasverbrauch beläuft sich auf 16,34 GWh_{Gas}/a. Unter Berücksichtigung eines Kesselwirkungsgrades von 85% ergibt sich ein entsprechender jährlicher Wärmeenergiebedarf von ca. 13,89 GWh_{th}/a. Des Weiteren beträgt die höchste innerhalb eines Jahres abgerufene Wärmeleistung 6,05 MW_{th}.

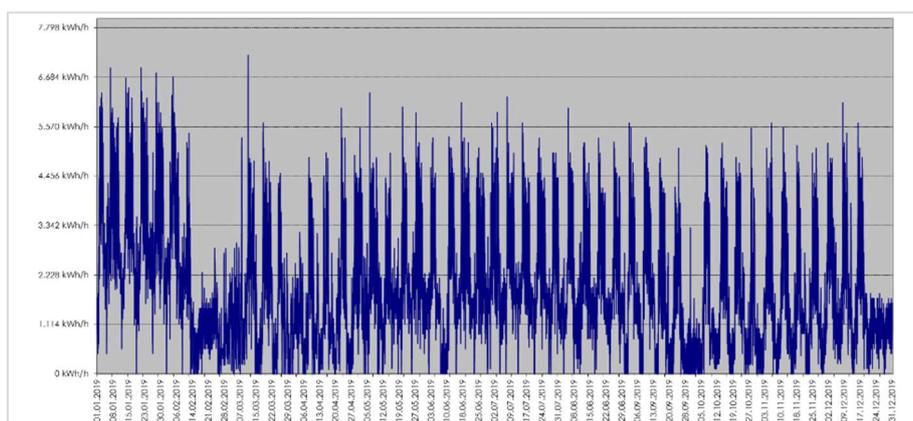


Abbildung 1: Gaslieferung der Brauerei Schwechat in 2019¹

Die Brauerei benötigt Wärme in verschiedenen Prozessanwendungen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus und Medien (Sattdampf, Druck- und Heißwasser). *Tabelle 1* zeigt die geschätzten Anteile (Angaben der Brau Union) der

¹ Quelle: Brau Union, Verbrauchswerte für Schwechat in 2019 („Stundenwerte 012019_122019“)

verschiedenen Prozessanwendungen am Wärmebedarf, welche allesamt über das Dampfnetz versorgt werden.

Tabelle 1: Formen der Wärmenutzung

Medium	Temperatur	Druck	Bedarf (Anteil)	Prozesse
1. Sattdampf	165 - 170 °C	7 bar	5,56 GWh _{th} (40%)	Maische & Würze heizen / kochen
2. Druckwasser	140 °C	3 bar	5,56 GWh _{th} (40%)	Fass- & Flaschenabfüllung
3. Heißwasser	90 °C	3 bar	2,77 GWh _{th} (20%)	Flaschenreinigung und Raumwärme
Gesamt			13,89 GWh_{th}/a	

Versorgt werden all jene Prozesse durch ein und dasselbe Dampfnetz, welches die spezifischen Bedarfe mittels Wärmetauscher bereitstellt. Diese Vorgabe des bestehenden Systems hat zur Folge, dass 100% des Wärmebedarfs als Dampf in das zentrale Verteilungsnetz einzuspeisen sind. Die Integration einer neuen Wärmequelle wird erschwert, da es lediglich eine Schnittstelle mit dem System gibt.

Des Weiteren hat die Brauerei einen Kältebedarf, der bislang über eine Kompressionskältemaschine erzeugt wurde. Die Kühlenergie wird für die Prozesse Eiswassererzeugung (Würze nach dem Kochen kühlen) und Gärtank-Kühlung benötigt. Der jährliche Strombedarf für die Kühlung liegt bei 1,436 GWh_{el}/a, siehe Lastprofilkurve der Kühlleistung in *Abbildung 2*. Mit einem COP von 3,0 des Kompressors beträgt der jährliche thermische Kühlbedarf 4,31 GWh_{th}. Die größte elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors betrug ca. 470 kW_{el} und entspricht damit einer Maximalkühlleistung von 1,4 MW_{el}.

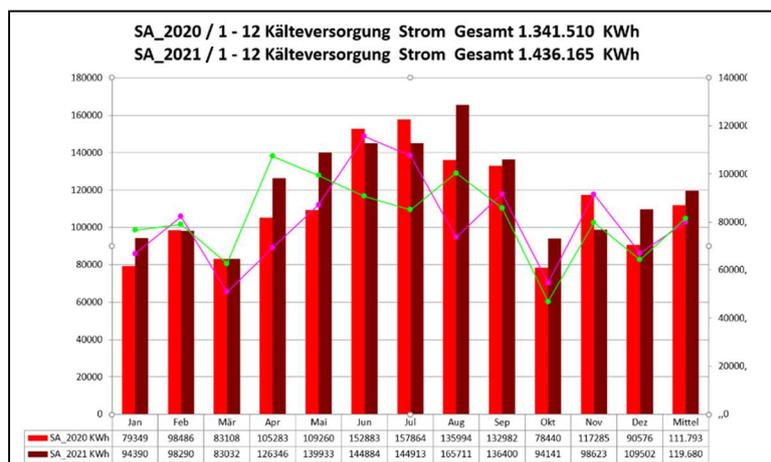


Abbildung 2: Kühllastkurve der Brauerei Schwechat Jahr 2020/ 2021

Um auch diesen Kältebedarf solarthermisch decken zu können, ist die Verwendung einer Absorptionskältemaschine erforderlich. Ausgehend von einer Effizienz von 60%, welche für entsprechende Maschinen repräsentativ ist, wurde ein Wärmebedarf von rund 7,2 GWh_{th} pro Jahr errechnet um die benötigte Kühlenergie zu erzeugen.

Somit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf der Brauerei Schwechat von **21,1 GWh_{th}**. (13,89 GWh_{th} Dampf + 7,2 GWh_{th} Kälte).

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

Inhalt dieser Machbarkeitsstudie ist der Entwurf eines Anlagenkonzeptes auf Basis eines Parabolrinnenkraftwerks, welches durch die Konzentrierung der direkten Sonneneinstrahlung die benötigte Energie für die Brau Union erzeugt. Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen wird ein Tages- und ein saisonaler Speicher in das System integriert – Variante 1. Als zusätzliche Auszahlungsbedingung, wurde von der Expertenjury des Klima- und Energiefonds ein techno-ökonomischer Vergleich mit einer dampfgenerierenden Wärmepumpen- und Dampfverdichtungs-Technologien gefordert. Die Ausarbeitung zur dampfgenerierenden Wärmepumpe bzw. Hochtemperatur Wärmepumpe wurde unter Variante 2 ausgearbeitet. Eine Bewertung mit Dampfverdichtungs-Technologie konnte nicht durchgeführt werden, da diese Technologien auf große Mengen Niedertemperatur-Abdampf angewiesen sind. Da bei der Brau Union jedoch keine nutzbare Quantität an Abdampf anfällt, entfällt gleichermaßen eine weitere Betrachtung dieses Ansatzes.

Variante 1 „CST² mit Tages- & Saisonalspeicher“

Für die Variante 1, die unter das Förderprogramm der solaren Großanlagen fällt, werden mehrere verschiedene Anlagenkomponenten eingesetzt, um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen. Diese sind das Parabolrinnenfeld, der saisonale Speicher, ein Tagesspeicher, eine Wärmepumpe und eine Absorptionskältemaschine. Mit diesen Anlagenteilen wird im Folgenden ein gesamtheitliches Konzept dargestellt, welches auf den anliegenden Freiflächen einen solaren Deckungsgrad für die Brau Union von bis zu 65,7% ganzjährig bereitstellt.

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Versorgungskonzept

Entgegen des im Antrag formulierten solarthermischen Versorgungskonzeptes mussten einige Anpassungen vorgenommen werden. Hintergrund waren Probleme bei der Integration des Solarfeldes mit den spezifischen Wärmeverbräuchern. Im Zuge der Antragsstellung wurde zunächst davon ausgegangen, dass die drei benötigten Temperaturniveaus (Heißwasser mit 90°C, Druckwasser mit 140°C und Satttdampf mit 170°C) separat voneinander durch eigene Kreisläufe bedient werden können. Bei der Ortsbegehung bzw. Anlagenbesichtigung stellte sich hingegen heraus, dass dies nicht der Fall ist. Entgegen der Annahme wird das gesamte Druck- und Heißwasser an diesem Standort ausschließlich über Wärmetauscher bereitgestellt, welche mit dem Dampfnetz gekoppelt sind. Dieser Umstand ging ebenfalls aus dem R&I-Diagramm („Rohr- und Instrumentationsdiagramm“) hervor, welches zu einem späteren Zeitpunkt von der Brauerei zur Verfügung gestellt wurde. Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber kam man zu dem Schluss, dass das bestehende System aus Dampfnetz und Wärmetauschern weiterhin genutzt werden soll, um weitreichendere Umbauten in

² CST – „concentrated solar thermal“ (dt. „konzentrierende Solarthermie“, wie z.B. Parabolrinnenkraftwerke)

den Betriebsgebäuden zu vermeiden. Diese Limitation hat zur Folge, dass die Versorgung der verschiedenen Bedarfe lediglich durch eine Schnittstelle des Solarfeldes mit dem primären Dampfkreislauf erfolgen kann, was auch der Einbindung eines Saisonspeichers für das Warmwasser entgegensteht. Da diese als drucklose wassergefüllte Erdbeckenspeicher ausgeführt werden und dadurch in ihrer maximal speicherbaren Temperatur auf maximal 85 °C begrenzt sind, ist eine saisonale Bevorratung von Wärmeenergie auf dem Temperaturniveau des Dampfkreislaufes nicht möglich. Zur Maximierung der Energieausbeute, wird nach für den Dampfkreislauf ein Tagesspeicher (DTES – „*daily thermal energy storage*“) mit einer Speicherkapazität von 34 MWh_{th} vorgesehen. Auf diese Weise kann dennoch ein solarer Deckungsgrad aller vom Dampfnetz mitversorgten Wärmeanwendungen von 48% erreicht werden.

An der langfristigen Speicherung von Temperaturen oberhalb von 100 °C wird derzeit mit Hochdruck geforscht, dennoch gibt es aktuell leider keine ökonomisch sinnvolle Lösung. Obwohl der Saisonspeicher nicht wie im Antrag Verwendung finden kann, wurde im vorliegenden Konzept von Variante 1 dennoch ein entsprechender Speicher für die Bereitstellung des Kühlbedarfs mit einbezogen. Im Zusammenspiel mit einer Absorptionskältemaschine und Wärmepumpe kann der Kältebedarf ganzjährig und vollumfänglich (zu 100%) gedeckt werden. Dies wird durch die niedrigen Antriebstemperaturen der thermischen Kältemaschine möglich, welche bis zu einer Temperatur von 65°C aus dem Speicher direkt betrieben werden kann. Wenn das Temperaturniveau im Speicher unter diese Temperatur fällt, kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz, welche ihrerseits den Speicher bis auf 30°C weiter entleert und die Kältemaschine mit der nötigen Temperatur versorgt.

Auf diese Weise werden alle zuvor im Antrag betrachteten Komponenten auch weiterhin im angepassten Konzept verwendet und entsprechend ihrer Stärken ökonomisch sinnvoll eingesetzt. Insgesamt führt dies zu einem möglichen solaren Deckungsgrad von bis zu 65,7% des Gesamtenergiebedarfs. Fehlende Energiemengen werden durch das bestehende Gaskesselsystem erzeugt, welches ebenfalls als Backup-System bestehen bleiben soll.

Das Blockschaltbild (s. Abbildung 3) veranschaulicht das Gesamtkonzept bzw. die Integration des Solarfeldes, des Langzeit- und Kurzzeitspeichers, der Wärmepumpe und der Absorptionskältemaschine. Im Sommerbetrieb wird der Hochtemperaturwärmetauscher entweder direkt aus dem Solarfeld oder dem Tagesspeicher mit Wärme versorgt. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld wird der saisonale Speicher beladen. Die langfristig gespeicherte Energie wird in der Übergangs-/ Winterzeit für den Kühlkreislauf bereitgestellt.

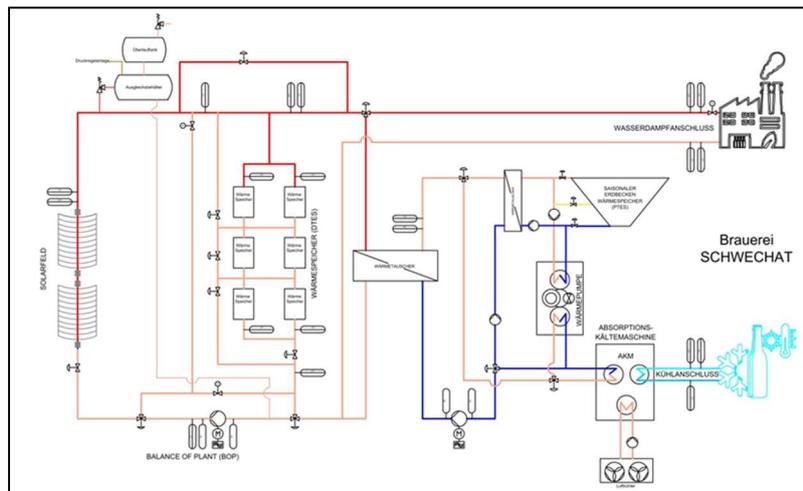


Abbildung 3: R&I-Schaubild des Versorgungskonzeptes (Variante 1)

Zur Kälteerzeugung können anstatt der herkömmlichen und bisweilen von der Brau Union genutzten elektrischen Kompressionskältemaschinen auch thermische Absorptionskältemaschinen genutzt werden. Mit Hilfe des zuvor ermittelten Kühlbedarfs von 4,31 GWh_{th}/a kann, ausgehend von der Effizienz der am Markt verfügbaren thermischen Kältemaschinen, der zum Betrieb einer solchen Anlage benötigte Wärmebedarf ermittelt werden. Zur weiteren Betrachtung wurden Informationen über Anlagen verschiedener Hersteller eingeholt, welche am Markt verfügbar sind und sich auf dem aktuellen Stand der Technik befinden. Hierzu zählen u.a. die Absorptionskältemaschinen des Herstellers Bassols Absorption & Energieanlagen GmbH. Das Unternehmen vertreibt Ammoniak-getriebene Kältemaschinen (AARP – „Ammonia Absorption Refrigeration Plant“), die einen COP von bis zu 0,6 aufweisen. Daraus resultiert eine erforderliche Energiemenge von 7,18 GWh_{th} pro Jahr für die Anlage, welche letztlich durch das Solarfeld und den saisonalen Speicher gedeckt werden soll.

Sofern das Temperaturniveau im Speicher unter 65 °C fällt, kommt eine Kompressionswärmepumpe mit einer Leistung von 2,5 MW_{th} zum Einsatz, welche die Temperatur im Speicher auf ein für die AARP nutzbares Niveau hebt.

Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden die Sonnenstrahlungsdaten der öffentlich zugänglichen Plattform PVGIS-SARAH2 für den betrachteten Standort genutzt. Die örtlich verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.147 kWh/m² im Jahr.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde die von der Brau Union als verfügbar deklarierte Fläche für die Planung des Solarfeldes, des Erdbeckenspeichers sowie weiteren technischen Anlagen verwendet. Da die benötigte Hochtemperatur nur bedingt speicherbar ist und eine Überproduktion („Wärmedumping“) vor einem ökonomischen Hintergrund vermieden werden muss, wurde das Flächenpotenzial nicht gänzlich ausgeschöpft. Es wurden gezielt Simulationen durchgeführt, darauf bedacht ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Das unter diesem Gesichtspunkt und mit der am Standort verfügbaren Solareinstrahlung geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von insgesamt etwa 29.912 m² (s. Abbildung 4). Die Aperturfläche beschreibt dabei die rein durch Spiegelkollektoren bedeckte Fläche. Die Anlage erzeugt einen jährlichen Energieoutput von ca. 15.647 MWh_{th}. Verglichen mit einer thermischen Bedarfsdeckung mittels Gas und einem CO₂-Äquivalent von 0,22 t/MWh_{Gas} entspricht dies einer CO₂-Einsparung von bis zu 3.534 t pro Jahr. Abbildung 4 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

In der Abbildung 4 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. des Speichers und der restlichen Anlagentechnik gestaltet werden soll.

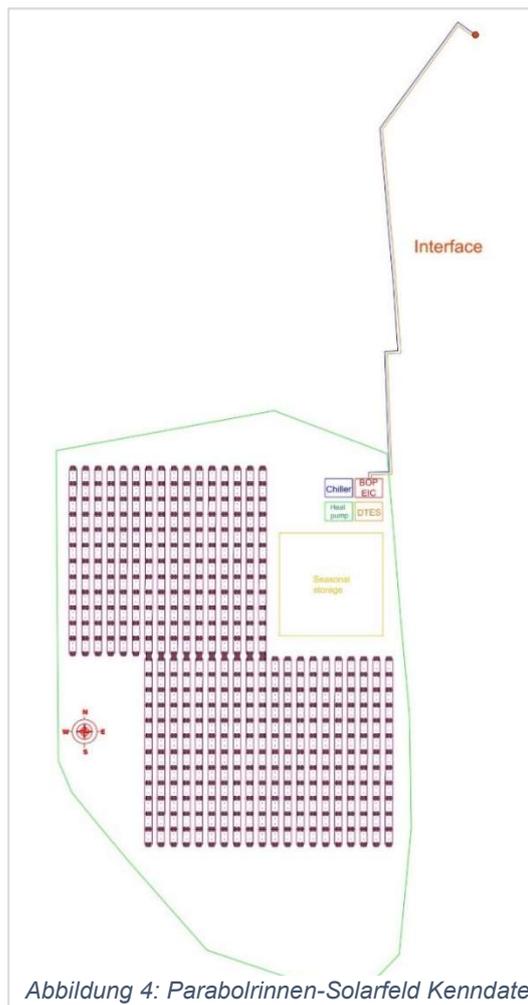


Abbildung 4: Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	17 MW _{th}
Anzahl Kollektoren	36
Aperturfläche	29.912 m ²
Landfläche	11 ha
Eigenenergiebedarf	354 MWh _{el} /a
SF-Eintrittstemperatur	120 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Druckwasser
Sonneneinstrahlung (DNI)	1.147 kWh/m ² ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	15,65 GWh _{th}
Gelieferte Wärme	13,85 GWh _{th}
CO ₂ -Einsparung	3.534 t-CO ₂ /a
ungedeckter Wärmeenergiebedarf	52 %
Solare Deckungsgrade:	
Kälteenergiebedarf	100 %
Wärmeenergiebedarf	48 %
thermischer Gesamtbedarf	65,7 %

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

In der folgenden *Abbildung 5* wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Brauerei gegenübergestellt. Hieraus wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ersichtlich, weshalb Speicherlösungen zum Erzielen eines höchstmöglichen solaren Deckungsgrades notwendig sind.

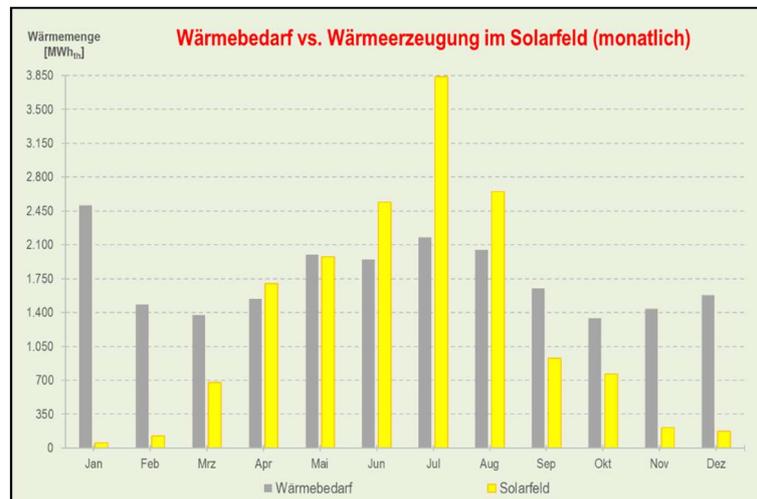


Abbildung 5: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch³

Die Simulation hat gezeigt, dass lediglich etwa ein Drittel der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Brau Union sofort abgenommen werden kann. Dies hat zur Folge, dass über die Hälfte der erzeugten Wärme zur späteren Verwendung zwischengespeichert werden muss. *Abbildung 6* veranschaulicht aus welchen Quellen der Bedarf gedeckt wird.

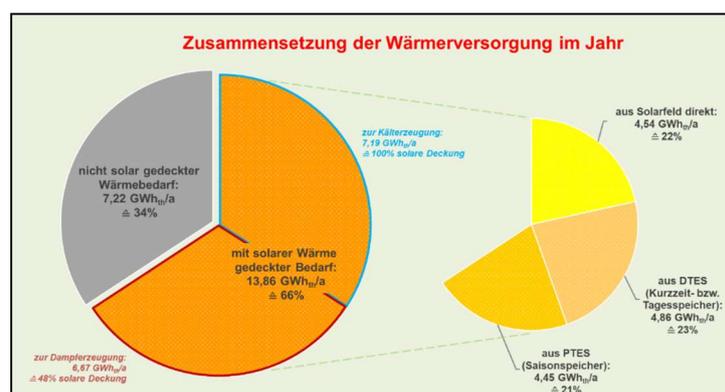


Abbildung 6: anteilige Bereitstellung der Solarwärme

Da das Speichern von Wärme, insbesondere durch den saisonalen Erdbeckenspeicher, immer mit Verlusten einhergeht, sind schlussendlich etwa 13.855 MWh_{th} jährlich nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses sowie der entstehenden Verluste innerhalb eines Jahres, zeigt die *Abbildung 7*. Die dargestellten Energiemengen für DTES und PTES beziehen sich auf die thermische Energie, mit welcher die Speicher geladen werden. Der Wärmeverlust über beide

³ Grundlage sind das Gasverbrauchsprofil von 2019 und Kältebedarf von 2021 unter Berücksichtigung der entsprechenden Wirkungsgrade

Speichersysteme beträgt 11,5% (ca. 1,8 GWh_{th}) der gespeicherten Energie pro Jahr. Der Strombedarf zum Betrieb der Wärmepumpe, für welche der PTES als Kaltseite fungiert, ist in der folgenden Darstellung nicht abgebildet und beträgt 314 MWh_{el}.

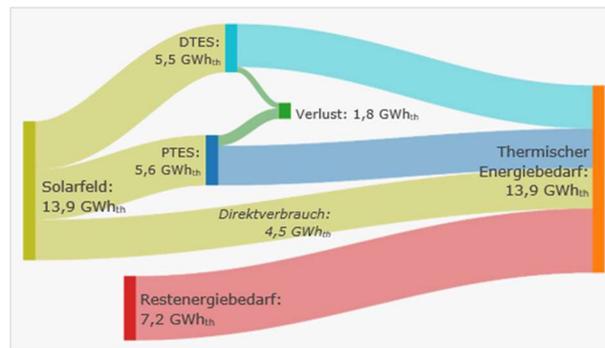


Abbildung 7: Energieflussbilanz ohne Stromverbrauch der Wärmepumpe (Variante 1)

In der Abbildung 8, wird die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Während von April bis Oktober fast der gesamte Bedarf solarthermisch gedeckt werden kann, ist von November bis März der Betrieb des Kesselsystems von Nöten.

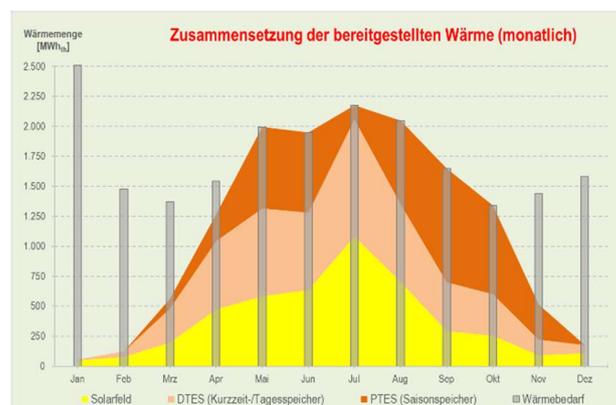


Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung

Saisonale Speicherlösung (PTES)

Im Wesentlichen handelt es sich bei Erdbecken-Wärmespeichern (PTES, *englisch für: „pit thermal energy storage“*) um eine ausgehobene Grube. Diese ist mit einer Auskleidung und einem abgedichteten Deckel versehen. Dadurch wird das im Inneren befindliche Wasser (das Speichermedium) von der Umgebung thermisch isoliert, sowie Leckagen und der Eintrag von Fremdstoffen vermieden. Aufgrund der verbauten Materialien und des Speichermediums (druckloses Wasser) können Temperaturen bis maximal 85 °C ganzjährig gespeichert werden.

Dimensionierung

Für den Betrieb der Absorptionskältemaschine ist (wie zuvor beschrieben) eine Vorlauftemperatur von mindestens 65 °C notwendig. Da der PTES auf höchstens 85 °C aufgeheizt werden darf, entspricht der nutzbare Temperaturbereich für eine Direktversorgung der Kältemaschine den oberen 20 K des Speichers. Dies hat zufolge, dass ein Großteil der im PTES gespeicherten thermischen Energie

ungenutzt bleiben würde. Aus diesem Grund wird eine Wärmepumpe eingesetzt, welche die nicht nutzbaren Temperaturen ($<65\text{ °C}$) auf ein für die AARP nutzbares Niveau anhebt. Auf diese Weise kann die Energieausbeute deutlich erhöht werden und der Speicher bis zu einer Temperatur von 20 °C entleert werden bzw. nutzbare Wärme für die Absorptionskältemaschine bereitstellen.

Im Zuge der vorhabenspezifischen Simulationen wurde ein Speicher mit $0,5\text{ GWh}_{\text{th}}$ Kapazität ausgewählt. Die Grundfläche des PTES entspricht einem Quadrat mit einer Kantenlänge von $81,5\text{ m}$ (inkl. einem Seitenabstand von 3 m). Der Flächenbedarf beträgt somit etwa 6.648 m^2 (inkl. Seitenabstand). Bei einer maximalen Einstautiefe von 16 m besitzt das Becken ein maximales Fassungsvermögen von 23.274 m^3 Wasser und erfordert einen Aushub von insgesamt 10.697 m^3 (zu sehen in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die genaue Lage und Geometrie des Speicherbeckens ist Inhalt der finalen Planung nach Auftragsvergabe.

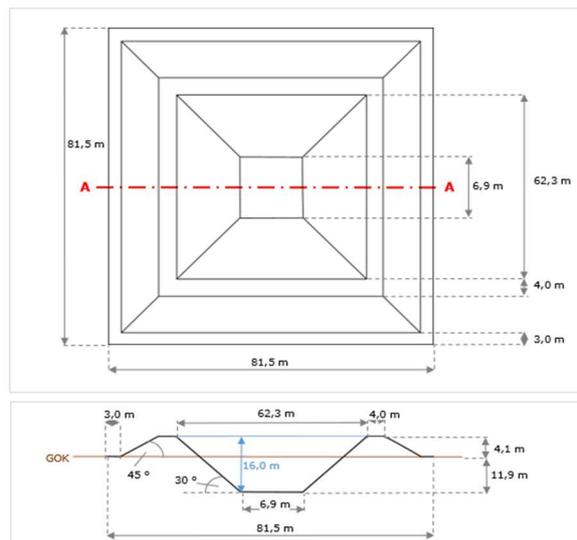
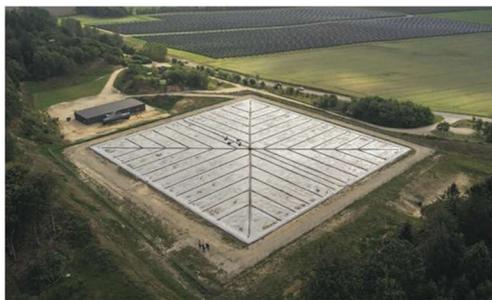


Abbildung 9: links: Bild eines Erdbeckenspeichers (Quelle: Arcon-Sunmark); rechts: PTES – Draufsicht und Bauwerksschnitt (A-A) (Schemata)

Baugrundverhältnisse

Für die Erstellung einer Vordimensionierung wurden Grundwasserstände, Geländehöhen und Baugrundaufschlüsse aus zum Teil öffentlich zugänglichen Datenbanken abgefragt oder erworben. Demnach befindet sich das Planungsgebiet geologisch gesehen in der Waschbergzone (Wiener Becken), einem Gebiet, in dem sich abgetragene alpinische Sedimente und Sedimentgesteine abgelagert haben. Folglich kann im Projektgebiet bis in große Tiefen von einem überwiegend sandigen Untergrund ausgegangen werden, was auch aus dem Bohrprofil im hervorgeht. Laut Bohrprofil steht das Grundwasser etwa $12,9\text{ m}$ unterhalb der Geländeoberkante („GOK“) von $167,3\text{ müA}$ an bzw. bei $154,4\text{ müA}$. Mit einer gleichmäßigen Geländehöhe von 165 bis 166 müA der geplanten Fläche und einer Entfernung zur ausgewerteten Bohrung von nur etwa 30 m , kann das entsprechende Profil als repräsentativ erachtet werden.

Der Speicher und das Grundwasser dürfen auch bei höchst möglich anzunehmendem Grundwasserstand nicht miteinander in Kontakt kommen, da

dies erhebliche Wärmeverluste zufolge hätte. Die Tiefe der Bauwerkssohle des PTES liegt bei 11,9 m unterhalb GOK. Somit beträgt der Abstand zum Grundwasser etwa 1 m, wodurch es zu keinem Kontakt der beiden Wasserkörper kommt. Ob und wie sehr dieser Grundwasserpegel lokalen Schwankungen unterliegt, müssen tiefgreifendere Baugrunduntersuchungen im Zuge der Detailplanung zeigen.

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.

Aufgrund der geologischen Bedingungen, bzw. des sandigen Untergrunds und des tief anstehenden Grundwassers, können die Voraussetzungen für den Betrieb eines PTES grundsätzlich als geeignet bewertet werden.

Wärmespeichertemperaturen & -verluste

Wie eingangs erwähnt, liegt der nutzbare Temperaturbereich des PTES zwischen 20 und 85 °C. Oberhalb von 65 °C wird die Absorptionswärmepumpe direkt aus dem Speicher versorgt, unterhalb der Temperatur wird eine Wärmepumpe genutzt, um das Temperaturniveau des Speichers für die AARP zu heben und gleichzeitig den saisonalen Speicher optimal zu nutzen. Folgende *Abbildung 10* zeigt die mittlere Speichertemperatur des PTES im ersten Betriebsjahr.



Abbildung 10: Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen

Grundsätzlich stellt sich im Erdreich im Verlauf der Zeit ein thermisches Gleichgewicht ein. Die mit diesem Gleichgewicht einhergehenden Wärmeverluste hängen maßgeblich von der Bodenart (insbesondere den Korngrößen), dem Anteil an Luftporen, dem Feuchtigkeitshaushalt und auch dem Abstand zum Grundwasserleiter ab. Für die Bemessung des Speicherbeckens wird von einer Effizienz von ca. 79 % ausgegangen. Dieser Wert liegt im Bereich der aus dem Betrieb vergleichbarer Speicherbecken in Dänemark gewonnenen Erkenntnissen zu Grunde.

Ökonomische Betrachtung

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

Baukosten des Erdbeckenspeichers (PTES)

Die Baukosten für einen Erdbeckenwärmespeicher werden mit ca. 1,87 Mio. € bewertet (s. *Abbildung 11*).

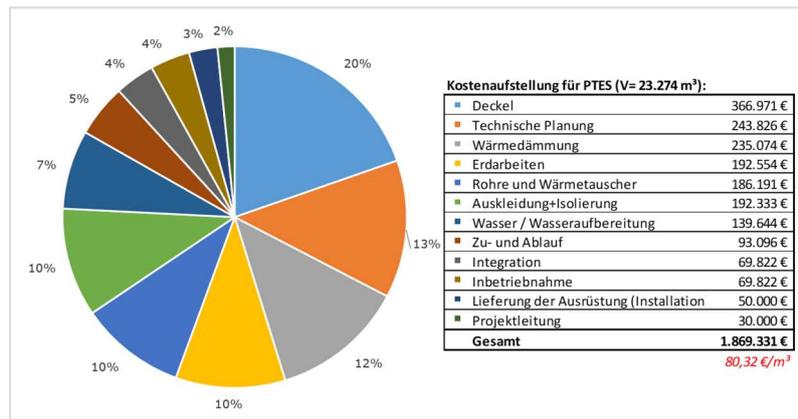


Abbildung 11: Baukosten eines Erdbeckenspeichers

Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 18,98 Mio. €. Die folgende *Abbildung 12* zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat das Solarfeld mit Rund 24%. Der Kauf oder die Pacht der erforderlichen Grundstücksfläche werden nicht in den Investitionskosten berücksichtigt. Hier ist angenommen, dass die Grundstücksbeschaffung im Scope des Kunden liegen wird.

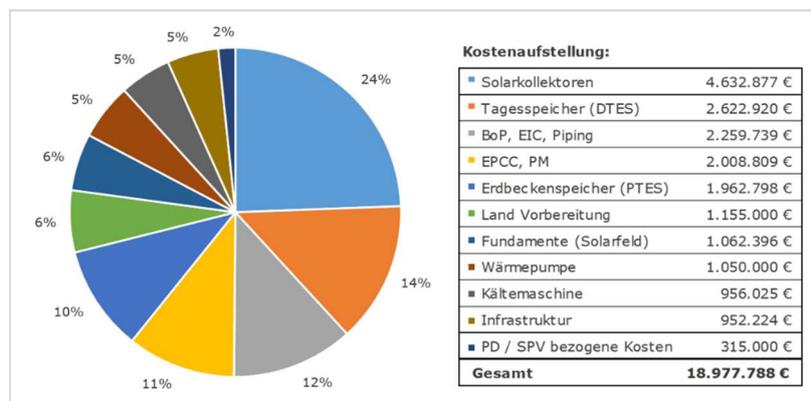


Abbildung 12: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 1

Betriebskosten

Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt die nebenstehende Tabelle. Insgesamt belaufen sich die Kosten im Basisjahr bzw. zu Beginn der Laufzeit auf 281.380 €. Die Kosten steigen jährlich um 2% (Inflationsaufschlag) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 2: Aufstellung der Betriebskosten (Var. 1)

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 O&M des Solarfeldes	27.426 €
2 O&M PTES	5.000 €
3 O&M Kältemaschine & HP	24.553 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	75.880 €
9 Eigener Stromverbrauch	70.872 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 HP-Stromverbrauch	72.750 €
15 Vermögensverwaltung	500 €
Gesamt	281.380 €

Wärmegestehungskosten

Bei den in *Abbildung 13* dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 78,63 €/MWh_{th}, handelt es sich um die Kosten über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 35%⁴ auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer angenommen. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten sowie die allgemeine Inflation.

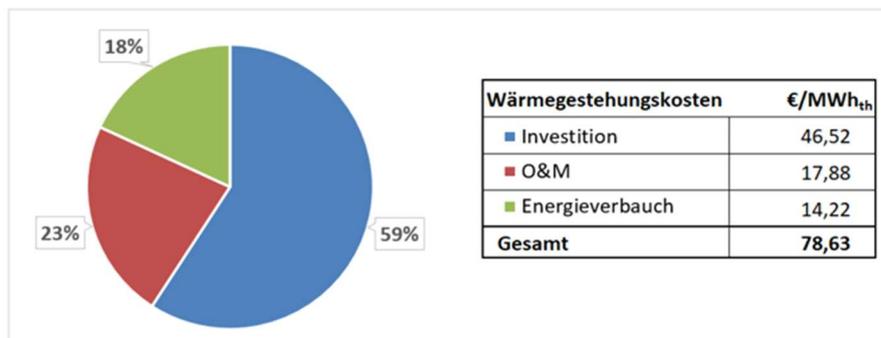


Abbildung 13: Wärmegestehungskosten (Var. 1)

Amortisation

Inklusive einer Förderung von 35% beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) besitzt auf etwa 9 Jahre (s. grüne Markierung in *Abbildung 14*). Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber des Bestandssystems ab etwa 13,5 Jahren ein (s. rote Markierung). Den Kosten des Bestandssystems wurde ein Gaspreis von 100 €/MWh_{Gas}, sowie ein angenommener CO₂-Preis von 100 €/t zugrunde gelegt. Es wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten angesetzt.

⁴ Durchschnittswert, da es sowohl Komponenten mit max. 30% und andere mit bis zu 50% Förderung gibt

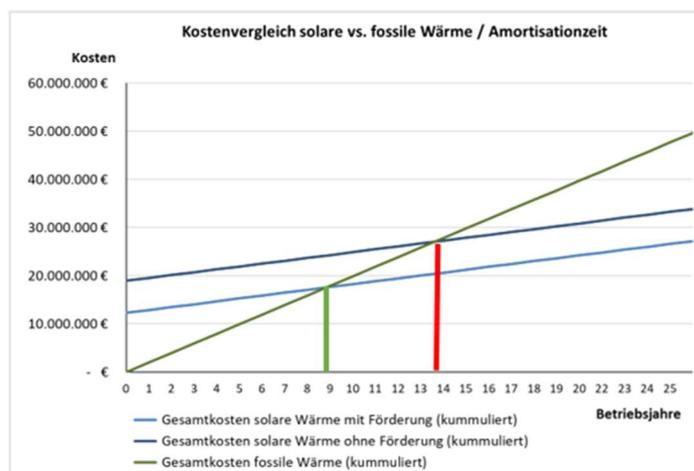


Abbildung 14: Amortisationszeit (Var. 1) vs. Referenztechnologie (Gas)

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 dem Kunden individuell verhandelt und festgelegt.

Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000 m² Kollektorfläche) eine anteilige Förderung von bis zu 35% der Mehrinvestitionskosten. Weiterhin wird eine Kombination mit anderen Förderungen angestrebt. Letztlich ist die genaue Förderhöhe zum Zeitpunkt der Umsetzung noch offen.

Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die Frage des ökonomischen Potenzials kann nicht eindeutig beantwortet werden, da diese nicht nur von den Wärmegestehungskosten von heute abgeleitet werden können. Es spielen auch Sachverhalte wie Verfügbarkeit in Sinne der Ressourcenbeschaffung, Stabilität der Weltwirtschaft, Verantwortung an eine umweltgerechte Energieerzeugung und der zum jetzigen Zeitpunkt nicht einzuschätzende Anstieg der CO₂-Bepreisung für fossile Energieträger. Ohne diese schwer zu quantifizierenden Faktoren kann festgestellt werden, dass zum jetzigen Zeitpunkt der Einsatz von konzentrierenden Solarthermieanlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme und -kälte nur im Zusammenhang von staatlichen Förderprogrammen für Investoren geforderten Renditen zu erreichen sind. Sobald jedoch einer der vorher genannten Faktoren eine Rolle spielt, ist das ökonomische Potenzial des hier erarbeiteten Konzeptes eindeutig zu erkennen.

In Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Anlage äußerst vielseitig einsetzbar. Das System ersetzt konventionelle Boiler-Systeme und speist statt dieser erneuerbaren Dampf in das vorhanden Verteilsystem ein. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration, bei welcher das Bestandssystem i.d.R. größtenteils unberührt bleibt, lässt sich das hier dargestellte Konzept auf jegliche Industrie mit ähnlichen Anforderungen übertragen. Einzige Voraussetzung ist, dass genügend Freifläche in der Nähe des Abnehmers zur Verfügung steht.

Rahmenbedingungen

Allg. Genehmigungssituation

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.

Das geplante Vorhaben in Schwechat ist daher grundsätzlich genehmigungspflichtig. Des Weiteren muss sichergestellt sein, dass die Anforderungen des Naturschutzes und angrenzender Aspekte berücksichtigt werden:

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.

Im Rahmen des naturschutzrechtlichen Bewilligungsverfahrens wird die geplante Maßnahme grundsätzlich auf folgende Punkte überprüft:

- Besteht ein Widerspruch mit dem rechtsgültigen Flächenwidmungsplan?
- Wird durch das Landschaftsbild nachteilig beeinflusst?
- Wird das Gefüge des Naturhaushalts beeinträchtigt oder ist dies zu erwarten?
- Wird der Charakter des Landschaftsraums nachteilig beeinträchtigt?
- Wird der jeweils in den Schutzgebietsverordnungen festgelegte Schutzgegenstand (z.B. Tiere, Pflanzen, Lebensräume) oder Schutzzweck (z.B. Erhaltung von Arten und deren Lebensräumen) nachteilig beeinträchtigt?

Diese Überprüfungsaufgaben und die Erstellung eines Gutachtens übernehmen im Rahmen der behördlichen Verfahren die Sachverständigen für Landschaftsschutz oder für Naturschutz. Eine Abfrage über das *Unternehmensserviceportal*⁵ ergab, dass jene Zuständigkeit für die naturschutzrechtliche Prüfung im Planungsgebiet bei der *Bezirkshauptmannschaft Bruck an der Leitha* liegt.

Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

Das geplante Solarfeld besitzt einen geschlossenen Druckwasserkreislauf, weiterhin müssen keine Abwässer abgeleitet werden. Da im Vorhabengebiet weder Oberflächengewässer noch Grundwasserkörper in irgendeiner Weise beeinflusst werden, kann 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.

⁵ URL: <https://www.usp.gv.at/>, letztmalig abgerufen am 02.05.2023

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.

Flächenwidmung & Eigentumsverhältnisse

Laut des aktuellen Flächenwidmungs- und Bebauungsplans der Stadt Schwechat gilt das gesamte Gelände als Grünland. Gewidmet sind diese Flächen lt. Katasterinformationen (siehe *Tabelle 3*) im Speziellen als Land- und Forstwirtschaftliche Flächen. Grundsätzlich ist für das Vorhaben eine Umwidmung der Flächen erforderlich. Die Eigentumsverhältnisse sind in *Tabelle 3* aufgeschlüsselt.

Tabelle 3: Auflistung der Liegenschaften⁶

Katastralgemeinde (KG): Schwechat, Grundbuchnr. 5220						
#	Grundstücksnr. (GST-Nr.)	Einlagezahl	Eigentümer	Fläche	Flächenwidmung	Stichtag
1	73/1	165	Stadt Wien	26.658 m ²	Land- und Forstwirtschaft	Denkmalschutz
2	67/1	165	Stadt Wien	7.726 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
3	65/1	165	Stadt Wien	5.529 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
4	62/1	165	Stadt Wien	6.225 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
5	44/1	165	Stadt Wien	32.833 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
6	41/1	165	Stadt Wien	4.482 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
7	40/1	2185	unbekannt	8.278 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
8	36/1	165	Stadt Wien	5.570 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
9	33/1	165	Stadt Wien	6.335 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet
10	29/1	165	Stadt Wien	8.175 m ²	Land- und Forstwirtschaft	wird bewirtschaftet

Baurechtliche Bewilligung

Es wurden in der Gemeinde Schwechat aktuell vorhandene Bauverbotszonen überprüft (Stand: 20.04.2023).⁷ Die Prüfung ergab, dass alle zum Prüfzeitpunkt geltenden Bauverbotszonen das potentielle Projektgebiet nicht betreffen.

Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung

Sofern während der Bauzeit mit möglichen Gefährdungen oder Behinderungen des Straßenverkehrs zu rechnen sind, müssen zusätzliche Maßnahmen getroffen werden. Daher muss überprüft werden, ob der geplante Standort der Betriebsanlage in einer Schutzzone der Straße liegt und eine direkte Zufahrt über die Klederinger Straße bewilligt werden kann. Außerdem werden Gespräche mit Anliegern geführt über einen direkten Zugang zum Baugebiet über deren Grundstücke.

Eisenbahnrechtliche Bewilligung

Durch die vorhandene räumliche Distanz des Projektgebiets zu vorhandenen Bahngleisen, sollte keine eisenbahnrechtliche Bewilligung notwendig werden.

⁶ Quelle: Karte des Katastralamtes Schwechat GeoMedia SmartClient Public Maps (www.gisquadrat.com)

⁷ Quelle: https://www.schwechat.gv.at/Aktuelle_Bausperren, letztmalig abgerufen am 20.04.2023

Forstrechtliche Bewilligungen

Entsprechende Bewilligungen sind im Falle von Rodungen von Waldflächen oder für forstschädliche Luftverunreinigungen verursachende Anlagen notwendig. Alle der zur Nutzung geplanten Grundstücke sind jedoch als „Land- und Forstwirtschaft“ gewidmetes Land ausgewiesen und werden nach Aussagen des Bauamtes Schwechat landwirtschaftlich genutzt. Somit wäre eine forstrechtliche Bewilligung nicht nötig.

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 Raumfahrtzentrum durchgeführt und als nicht vorhanden eingestuft.

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

Eine Bewilligung von Leitungsrechten (Strom und Wärme) zwischen Projektgelände und Brauerei ist notwendig, da die Leitungen zunächst rund 100 m parallel zur Klederinger Straße verlaufen, bevor sie diese auf Höhe des Betriebsgeländes der Brau Union von West nach Ost queren. Nach Rücksprache mit der Stadtverwaltung Schwechat (Abteilung für Bauwesen und Infrastruktur) wird das Risiko der Bewilligung einer Leitungsführung neben und unterhalb der Straße als gering bis mittel eingestuft.

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in *Abbildung 15* zeigen eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und 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 20.04.2023)
Sonstiges		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	mittel	Zuwegung Solarpark evtl. bewilligungspflichtig
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	gering	ausreichend Abstand zu Bahntrasse vorhanden
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	Fläche besteht aus bewirtschafteter Landwirtschaftsfläche
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	gering	Leitungsrechte für Strom und Wärme zum Verbraucher notwendig (Trassenverlauf entlang der Kledering Straße sowie Querung)

Abbildung 15: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Eine Unterstützung für den erforderlichen Genehmigungserhalt bieten folgende Möglichkeiten:

- Schaffung von Ausgleichsflächen
- Sekundärnutzung als „Bienenweide“ bzw. durch das Etablieren einer insektenfreundlichen Vegetation, was im Zuge vorangegangener Projekte ebenfalls mituntersucht wurde

Nach erfolgreicher Flächenumwidmung kann von der Umsetzbarkeit des Gesamtvorhabens ausgegangen werden.

Variante 2 „strombetriebene Wärmepumpe“

Der Wärmebedarf der Brauerei soll in Variante 2 durch eine strombetriebene Hochtemperatur Wärmepumpe sichergestellt werden. Somit wird die Vorgabe der Expertenjury des Klima- und Energiefonds erfüllt, welche vorsieht den Einsatz einer dampfgenerierenden Wärmepumpe zu untersuchen. Die zweite Vorgabe zur Untersuchung einer „Dampfverdichtungstechnologie“ konnte nicht erfüllt werden, da am betrachteten Standort keine relevanten Mengen Abdampf bzw. Niederdruckdampf anfallen, welche entsprechende Technologien zum Recyceln benötigen. Wärmepumpen unterscheiden sich von herkömmlichen Boilern

dadurch, dass thermischer Energie nicht durch eine chemische Reaktion erzeugt, sondern einem Medium (z.B. Luft, Wasser oder Boden) entzogen wird und, entgegen des Temperaturgefälles, auf ein für Prozesse nutzbares Niveau anhebt.

Im nachfolgenden werden zwei verschiedene Alternativen von Wärmepumpen sowie deren Kosten und die dazugehörigen Parameter vorgestellt.

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Anforderung der Brauerei an den Wärmeenergiebedarf in Form von Sattedampf grenzt die Auswahl an Wärmepumpen bereits stark ein. Grund hierfür ist die hohe Temperatur des Dampfes von bis zu 170°C, welche von einem Großteil der auf dem Markt befindlichen Wärmepumpen, nicht erreicht wird. Des Weiteren bedarf es einer Mindestleistung von 6,5 MW_{th}. Für eine dampferzeugende Wärmepumpe wird als notwendige Anforderung als Wärmequelle (Kaltseite) 50-65° temperiertes Wasser angenommen.

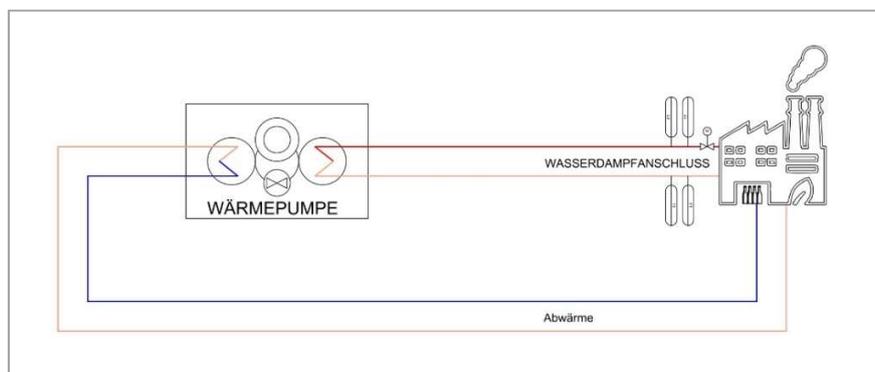


Abbildung 16: R&I-Schaubild des Versorgungskonzeptes (Variante 2)

Für diese Machbarkeitsstudie wurden mehrere Angebote von verschiedenen Firmen eingeholt. Das vielversprechendste Angebot kommt von der Firma Heaten aus Norwegen. Das Unternehmen Heaten offerierte zwei elektrisch betriebene (Kompressions-)Wärmepumpen für den beschriebenen Einsatzzweck, welche unter der Marke „HeatBooster“ vertrieben werden. Beide Angebote sehen eine 2-stufige Anlage bestehend aus zwei in Reihe geschalteten Wärmepumpen und einer parallel geschalteten Wärmesenke vor. Sowohl technisch wie auch ökonomisch konnte nur das zweite Angebot des Unternehmens überzeugen, welches daher für die weitere Betrachtung genutzt wurde. In *Tabelle 4* werden die Spezifikationen jenes Angebotes aufgelistet. Das zugrunde liegende Angebot inkl. einer detaillierteren Beschreibung kann dem Anhang H entnommen werden.

Tabelle 4: Technischen Daten der Heaten Wärmepumpe

HeatBooster	
Wärmeenergie (Input: Strom + Wärme)	4,11 MW _{th}
Coefficient of Performance (COP)	2,3
Stromverbrauch	3,08 MW _{el}
Wärmeenergie (Output: Dampf)	Max. 7 MW _{th} 11,03 t/h
Arbeitsmedium	Isobutan, Pentane
Wärmeseite:	
Rücklauftemperatur (Dampfnetz)	ca. 105 °C (Wasser)
Vorlauftemperatur (Dampfnetz)	180 °C (Sattdampf)
Kaltseite:	
Vorlauftemperatur (Abwärme)	65 °C
Rücklauftemperatur (Abwärme)	30°C

Das folgende Diagramm zeigt die Energieflüsse im Rahmen der Kälte- und Wärmeenergiebereitstellung über einen Zeitraum von einem Jahr.

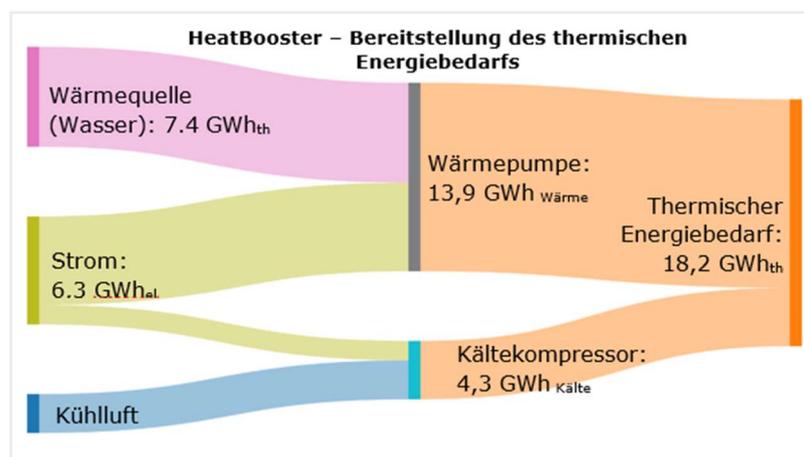


Abbildung 17: Energieflussbilanz des HeatBooster (Variante 2)

Im Gegensatz zu Variante 1 kann die rein Wärmepumpen-basierte Lösung eine Versorgung des thermischen Kühlbedarfes nicht gewährleisten. Die Kühlung erfolgt weiterhin über die bereits installierten Kompressionskältemaschinen.

Ökonomische Betrachtung

Investitionskosten

Die Investitionskosten für den angebotenen HeatBooster belaufen sich auf rund 5,12 Mio. €. Im Angebotspreis enthalten sind folgende Investitionskosten:

- Wärmepumpen HBL4-W/W,
- Wärmepumpen HBL4-W/S,
- Arbeitsmedien inkl. Erstbefüllung und Schmiermittel,
- die Inbetriebnahme.

Für alle weiteren Komponenten wurden die Kosten geschätzt (siehe Abbildung 23).

Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung und Investitionskosten der Anlagekomponenten für das Angebot. Die fehlenden Positionen wurden nach

Rücksprache mit dem Hersteller ergänzt und belaufen sich in ihrer Summe auf etwa 2,63 Mio. € zusätzliche Investitionskosten.

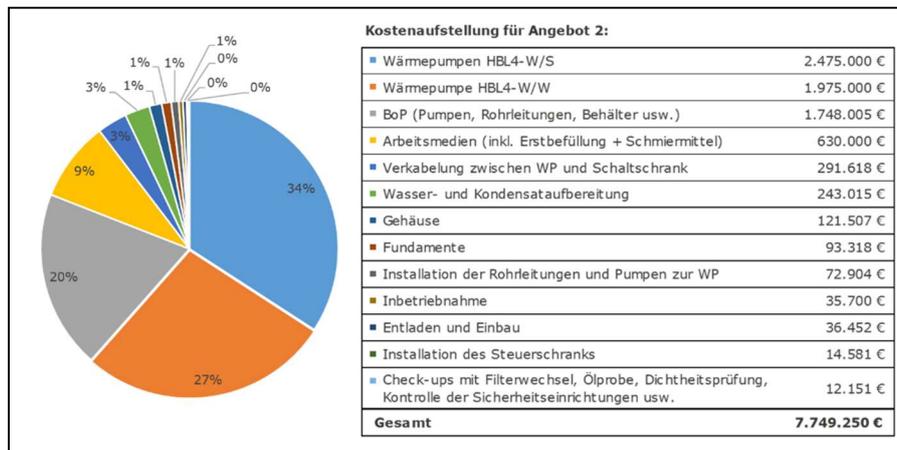


Abbildung 18: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 2 (Angebot 2)

Insgesamt betragen die Investitionskosten für das Angebot ca. 7,75 Mio. €.

Betriebskosten

Ausgehend vom jährlichen Wärmebedarf und den HeatBooster-Daten aus *Tabelle 4*, errechnet sich der jährliche elektrische Strombedarf wie folgt:

Formel 1: Benötigte elektrische Wärmeenergie pro Jahr

$$Q_{el,jährlic} = \frac{Q_{th,jährlich}}{Q_{th,out}} * Q_{el,in} = Q_{jährli} * \frac{1}{COP}$$

Der vom Hersteller angegebene COP-Wert bezieht sich auf eine durchgehende 100%ige Auslastung des HeatBoosters. Dies trifft jedoch nur zu, wenn der Wärmeenergiebedarf der Brauerei konstant der maximal lieferbaren Wärmeenergie des HeatBoosters entsprechen würde. Auf Basis des stundenbasierten Gasverbrauchs für das Gaskesselsystem wurde der stündliche Wärmeenergiebedarf bestimmt. Damit ergibt sich für den HeatBooster ein durchschnittlicher COP von 2,1 und ein jährlicher Strombedarf von 6,53 GWh_{el} ein. Der durchschnittliche Strompreis in Österreich im Jahr 2022 von 261,40 €/MWh_{el} (*Energy-Charts.info*⁸), wird aufgrund der Verzerrung der Russisch - Ukrainischen Krieges nicht als repräsentativ angesehen. Es wird für die folgenden Betrachtungen nicht der durchschnittliche Realpreis des besagten Jahres, sondern der mittelfristig erwartete Strompreis von 200 €/MWh_{el} zugrunde gelegt. Somit belaufen sich die Stromkosten für den HeatBooster auf rund 1,31 Mio. € pro Jahr.

Auf eine Laufzeit von 20 Jahren gesehen und einer jährlichen Inflationsrate von 2% liegen die kumulierten Stromkosten für den HeatBooster bei 26,49 Mio. €.

Zu den Stromkosten kommen Wartungskosten, wie jährliche Check-Ups sowie alle 40.000 Betriebsstunden eine kleine Inspektion und alle 80.000 Betriebsstunden eine große Inspektion. Laut Hersteller belaufen sich die jährlichen Wartungskosten

⁸Quelle: <https://www.energycharts.info/charts/price-spot-market/chart.html?l=en&c=AT&interval=year&year=2022>

inkl. Inspektionen auf 2-4% der Gesamtanlagenkosten. Für die weitere Berechnung wurden daher 2,5% genutzt, was durchschnittliche Kosten von 193.725,- € bedeutet.

Tabelle 5: Aufstellung der Betriebskosten (Variante 2)

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 O&M Wärmepumpe	193.725 €
2 Beschaffung	4.000 €
3 Buchhaltung	1.667 €
4 Steuerliche Beratung	1.667 €
5 Jährlicher Finanzbericht	1.667 €
6 Versicherungskosten	30.996 €
7 Telefon und Internet	1.667 €
8 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	333 €
9 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	2.000 €
10 HP-Stromverbrauch	1.324.814 €
11 Vermögensverwaltung	1.667 €
Gesamt	1.564.202 €

Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen (betriebsspezifischer COP und angepasste Strompreis) ergeben sich zu Beginn der Laufzeit Betriebskosten von rund 1,56 Mio. € inkl. Versicherungs- und Verwaltungskosten etc.

Wärmegestehungskosten

Bei den in *Abbildung 19* dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 129,17 €/MWh_{th}, handelt es sich um die durchschnittlichen Kosten über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurden ein Fördersatz von 35%⁹ auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten sowie die allgemeine Inflation.

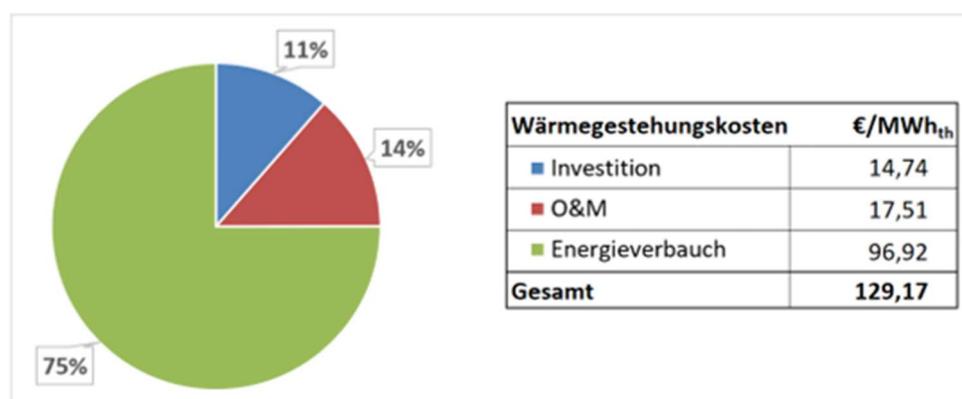


Abbildung 19: Wärmegestehungskosten (Var. 2)

Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungsbedingungen in Abhängigkeit der jeweiligen

⁹ Durchschnittswert, da es sowohl Komponenten mit max. 30% und andere mit bis zu 50% Förderung gibt

Kalkulationszinsen. Dieser wird im späteren Verlauf zusammen mit dem Kunden individuell verhandelt und festgelegt.

Amortisation

Inklusive einer Förderung von 35% beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) besitzt auf etwa 11,5 Jahre (s. grüne Markierung in Abbildung 20). Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber der Versorgung des Bestandssystems erst ab etwa 18 Jahren ein (s. rote Markierung). Dieses wurde unter den gleichen Annahmen unter Variante 1 berechnet.

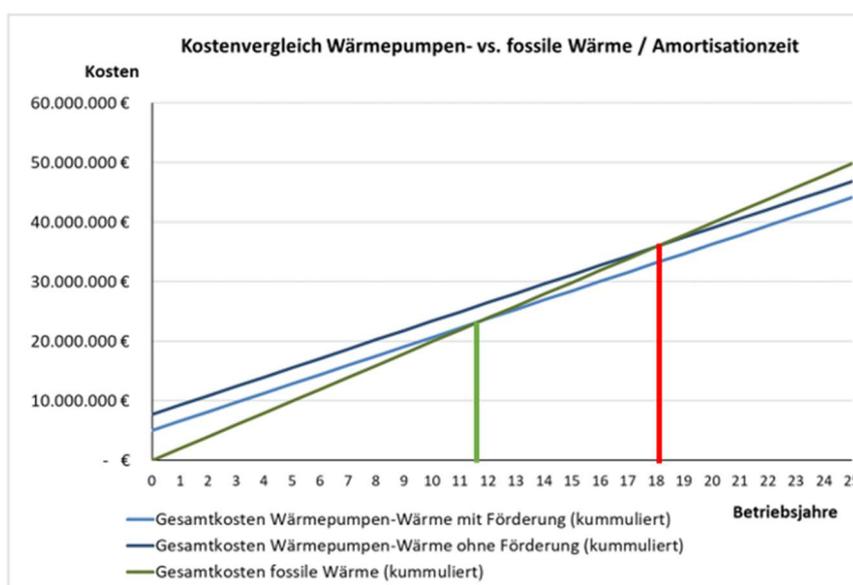


Abbildung 20: Amortisationszeit (Var. 2) vs. Referenztechnologie (Gas)

Förderfähige Kosten

Der Staat Österreich fördert über den Klima- und Energiefonds elektrisch betriebene Wärmepumpen ab 100 kW_{th} Nennwärmeleistung zur Bereitstellung von Heizwärme, Warmwasser bzw. Prozesswärme zur überwiegend betrieblichen Nutzung. Dabei beträgt die Förderung bis zu 35% der förderfähigen Kosten (Anlage-, Planungs- und Montagekosten), abhängig von der eingesparten CO₂-Menge, der Art der genutzten Wärmequelle (Input) und ob ein Unternehmen EMAS zertifiziert ist. In Gebieten mit klimafreundlicher bzw. hocheffizienter Fernwärmeversorgung sind Wärmepumpen nicht förderungsfähig (Bundesministeriums für Klimaschutz, 2023). Dies trifft auf das betrachtete Vorhaben jedoch nicht zu, da Hochtemperatur benötigt wird, für welche es kein Verteilungsnetz am Standort gibt.

Da es sich bei dieser Ausarbeitung um eine Prozesswärmeanwendung handelt, kann von einer Förderung von 35% ausgegangen werden.

Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Eine technische Multiplizierbarkeit für Betriebe mit ähnlichen Prozessen ist gegeben. Jedoch stellen die von Brauereien benötigten Temperaturniveaus und Drücke derzeit den absoluten Grenzbereich des technisch Möglichen mittels Wärmepumpen dar. Da Hochtemperatur-Wärmepumpen darüber hinaus noch

nicht großflächig etabliert sind und – wie sich gezeigt hat – aktuell nur von wenigen Unternehmen gebaut und vertrieben werden, ist die Verfügbarkeit limitiert. Des Weiteren kann die hohe elektrische Leistungsaufnahme der Hochtemperatur-Wärmepumpen ein limitierender Faktor sein, da die Anschlussmöglichkeit an ein entsprechend ausgebautes Netz nicht allen Orts gegeben ist. Das ökonomische Potenzial hängt insbesondere von den teils stark schwankenden Strompreisen ab.

Rahmenbedingungen

Die generellen Rahmenbedingungen können dem Kapitel 0 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.

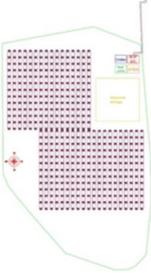
4. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Nach Durchführung der Simulationen und Berechnungen beider Varianten kann die folgende Einschätzung konkludiert sowie eine entsprechende Handlungsempfehlung gegeben werden.

Beide Varianten sind am Standort in Schwechat technisch umsetzbar. Die solare Lösung (Variante 1) ist mit einer Gesamtkollektorfläche von 29.912 m² und dem drucklosen Saisonspeicher ökonomisch mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden als Variante 2. Diese belaufen sich für Variante 1 auf rund 18,98 Mio. €, während für die Wärmepumpen-basierte Lösung (Variante 2 mit der Hochtemperatur-Wärmepumpe „HeatBooster“ der Firma HEATEN) mit 7,75 Mio. € lediglich etwas weniger als die Hälfte der Kosten anfallen. Allerdings werden in Variante 2 nicht die Investitionskosten für die elektrischen Kompressionskältemaschinen zur Deckung des Kühlbedarfs mitberücksichtigt.

Bei den jährlichen Betriebskosten verhält es sich genau entgegengesetzt. Während der Betrieb des Solarfeldes nur rund 281 T€ an Kosten im ersten Jahr verursacht, sind es für Variante 2 deutlich mehr. Mit rund 1,56 Mio. € übertreffen diese die der solaren Lösung um beinahe das Sechsfache. Größter Kostentreiber sind mit Abstand die Stromkosten (1,32 Mio. € bzw. 84%), welche sich auf den immensen Verbrauch der Wärmepumpen, aber auch die hohen Stromkosten zurückführen lassen. Insbesondere vor dem Hintergrund der teils deutlich schwankenden Strompreise geht mit der Variante 2 ein dauerhafter Zustand ungewisser Kosten einher. Hier zeigt sich der große Vorteil von Variante 1. Durch die Nutzung von Solarstrahlung ist das Unternehmen größtenteils unabhängig von börsengehandelten Energieträgern und den damit verbundenen kostenspezifischen Unsicherheiten. Die wichtigsten Kenndaten beider Varianten sind in der folgenden Abbildung einander gegenübergestellt.

Tabelle 6: Vergleich Varianten-spezifischer Kenndaten

Variante 1: Solarthermie	Variante 2: HT-Wärmepumpe
<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: 17 MW_{th} • Aperturfläche: 29.912m² • Solare Deckung: 65,7% (gesamt)  <ul style="list-style-type: none"> • gelieferte Wärme: 13,85 GWh_{th}/a • Mit Tages- & Langzeit-speichersystem (DTES/PTES) • spez. Deckung des Kältebedarfs: 100% • spez. Deckung des Wärmebedarfs: ~48% (Dampf) • Investitionskosten (o.F.): 18,98 Mio. € • Betriebskosten (Jahr 1): 0,281 Mio. € 	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: 7 MW_{th} • Wirkungsgrad unter real. Bedingungen: 2,1 • gelieferte Wärme: 13,89 GWh_{th}/a • Stromverbrauch: 6,53 GWh_{el} • Abwärmenutzung (50-65°C) (<i>keine Messdaten</i>) • Ohne Speicher • Unterbringung auf Betriebsgelände möglich • spez. Deckung des Kältebedarfs: – entfällt – (<i>Weiterbetrieb der el. Kältekompressoren</i>) • spez. Deckung des Wärmebedarfs: 100% (Dampf) • Investitionskosten (o.F.): 7,75 Mio. € • Betriebskosten (Jahr 1): 1,56 Mio. €

Die Wärmeerzeugung mittels konzentrierender Solarthermie ist nicht nur gesichert CO₂-neutral, sondern spart durch den Verzicht auf nachwachsende Energieträger aktiv Treibhausgasemissionen ein. Da entsprechende Energieträger, wie z.B. Biomasse- oder Biogaskraftwerke, auch am Strommix beteiligt sind, kann ebenfalls die Wärmepumpen-Lösung als höchstens CO₂-neutral erachtet werden. Wohingegen der Strommix als wesentlich intransparenter einzustufen ist und vielen Einflussfaktoren unterliegt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben für Variante 1 durchschnittliche Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung) bei einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren in Höhe von 78,63 €/MWh_{th}. Im Vergleich dazu ergab die Kalkulation mit der Hochtemperatur-Wärmepumpe bzw. Variante 2 durchschnittliche Kosten von 129,17 €/MWh_{th}. Damit lagen diese rund 39% über denen der Variante 1. In der Abbildung 21 werden die spezifischen Wärmegestehungskosten beider Varianten (inkl. Förderungen) nochmals einander gegenübergestellt. Variante 1 bzw. das solare Konzept weist rund das Vierfache der Investitionskosten anteilig an den Gestehungskosten gegenüber Variante 2 auf. Der weitaus größte Unterschied beider Gestehungskosten entsteht jedoch aufgrund des enormen Energie- bzw. Stromverbrauchs der Hochtemperatur-Wärmepumpe in Variante 2. Es ist deutlich zu erkennen, dass dieser den Großteil der Kosten von Variante 2 verursacht.

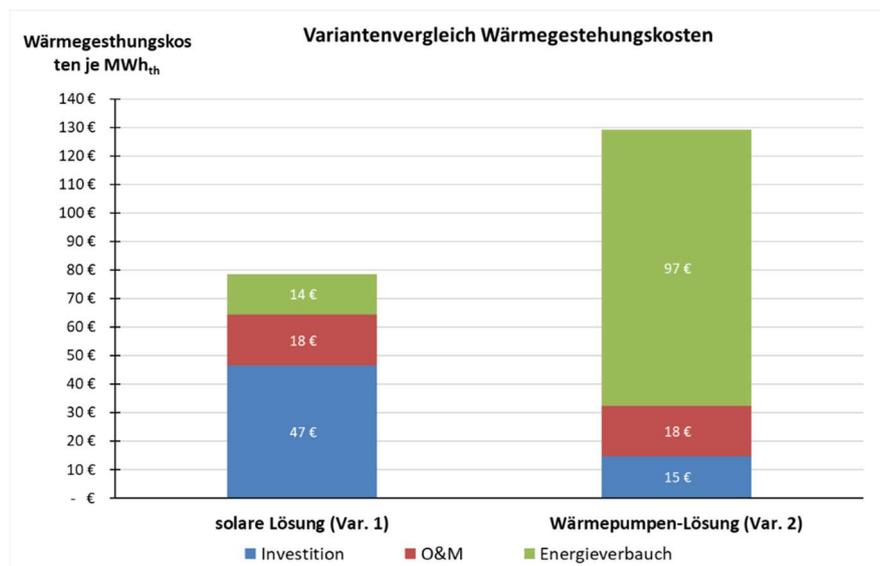


Abbildung 21: Vergleich der Wärmegestehungskosten

Die Herausforderung zur Realisierung der solarthermischen Anlage, wird die Genehmigung zur Flächenumwidmung bei den Behörden sein. Ein großer Vorteil einer Parabolrinnenanlage ist, dass lediglich nur ein kleiner Teil der Fläche versiegelt wird, wodurch der Großteil dieser für eine sekundäre Nutzung weiterhin zur Verfügung stehen könnte. Als Grünfläche ist beispielsweise weiterhin eine landwirtschaftliche Nutzung zur Weidetierhaltung, insbesondere von Schafen und Ziegen, denkbar. Ebenso können Bienenweiden angelegt werden, die diversen Insekten einen Lebensraum bieten und somit ein artenreiches Biotop bilden. Dazu sind mit ortsansässigen Landwirten bzw. Landwirtschaftskammer noch vertiefende Gespräche zu führen.

Aufgrund der bis hierhin genannten Punkte, ist das solarthermische Konzept der Variante 1 dem der Wärmepumpe in Variante 2 gegenüber klar zu favorisieren.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Für die gesamte Umsetzung des Projektes ab Genehmigungsplanung beträgt die gesamte Dauer etwa 20 Monate (s. *Abbildung 22*). Das Anfangsdatum soll repräsentativ betrachtet werden, da es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine vertragliche Einigung gibt.

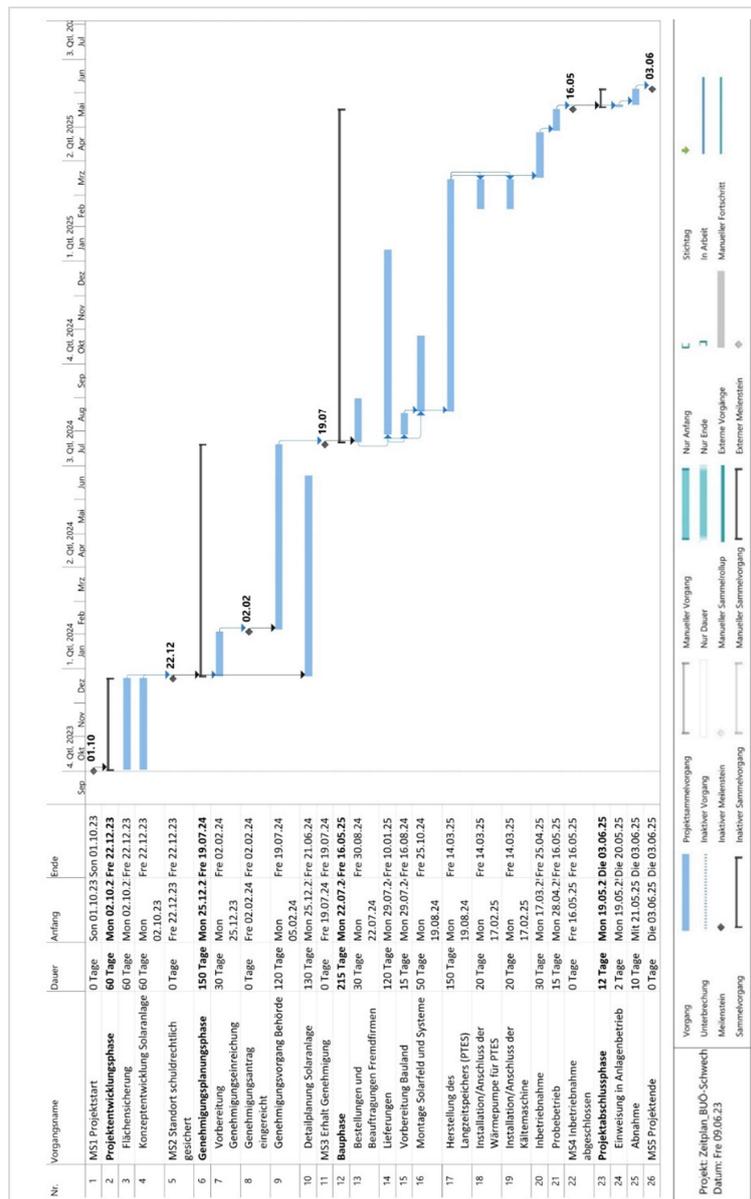


Abbildung 22: Zeitplan für Variante 1

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Es wurden bis zum heutigen Zeitpunkt keine Publikationen und Disseminierungsaktivitäten durchgeführt. Mögliche zukünftige Publikationen werden mit der Brau Union 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.