

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solargestütztes ZERO EMISSION PROCESS DESIGN – Linz Textil Holding AG, Wienerstrasse 435, 4030 Linz
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie – Solare Großanlagen 2021
Dauer:	01.09.2022 bis 31.08.2023
Kontaktperson Name:	Fa. Simona Alexe greenIXcloud - ZERO EMISSION BUILDING DESIGN
Kontaktperson Adresse:	Heinz Peter Stoessel – Fa. Simona Alexe greenIXcloud-Zero Emission Building Design Am Anger 6, A 6100 Mösern-Seeefeld
Kontaktperson Telefon:	+43 664 5367469
Kontaktperson E-Mail:	hps@greenixcloud.cc
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	AEE INTEC, Stmk Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH, Stmk BES BuildingEnergySolutions GmbH, Deutschland ecop Hochtemperatur Wärmepumpen, OÖ Linz Textil (Stakeholder), OÖ
Schlagwörter:	Solarthermie, PVT, Hochtemperatur-Wärmepumpe, Langzeit-Wärmespeicher
Auftragssumme:	74.838 €
Klimafonds-Nr:	C282985
Erstellt am:	10.08.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Das Unternehmen Linz Textil Holding AG legt hohen Wert auf einen umweltschonenden Energie- und Ressourcenverbrauch. Auch getrieben durch die starken Schwankungen des Gaspreises und damit verbunden der schweren Planbarkeit der Produktionskosten ihrer Produkte hat das Unternehmen ein großes Interesse an der Umstellung des Produktionsbetriebs auf erneuerbare Energiequellen.

Im Vorfeld der Machbarkeitsstudie wurden erste Informationen zu Temperaturniveau, Energieverbrauch, vorhandene Messdaten sowie verfügbare Dach- und Freiflächen erhoben. Basierend auf den Ergebnissen und ersten Erfahrungen mit dem ähnlich gelagerten Betrieb am Standort Vossen, Jennersdorf (eigene Machbarkeitsstudie) wurde ein erstes Energiekonzept auf Basis von Langzeitwärmespeicher, Hochtemperatur-Wärmepumpen und PVT- bzw. Vakuumröhrenkollektoren unter Berücksichtigung vorhandener Abwärmepotentiale entworfen.

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wurde eine Betriebsbegehung organisiert und ein Energieaudit durchgeführt. Das Ergebnis war die Identifikation einiger Optimierungspotenziale, einer genaueren Abschätzung der verfügbaren Abwärme sowie die Erstellung detaillierter Lastprofile für den Wärmebedarf, welche als Basis für die dynamischen Systemsimulationen verwendet werden konnten.

In der Machbarkeitsstudie wurden zwei Varianten betrachtet. In Variante 1 kommen PVT-Kollektoren zum Einsatz, die gemeinsam mit der nutzbaren Abwärme einen Langzeit-Tankspeicher mit Wärme versorgen. Dieser dient als Quelle für Hochtemperatur-Wärmepumpen. Die Wärmeversorgung für die Hallenheizung wird aus dem Rücklauf der Hochtemperatur-Wärmepumpen gedeckt. Bei Variante 2 wurde als zentrale Kollektortechnologie Vakuumröhrenkollektoren ausgewählt. Der Solarertrag auf dem Dank besserer Kollektortechnologie höheren Temperaturniveau wird als direkte Quelle für die zweite Wärmepumpenstufe genutzt. Die Erträge auf niedrigerem Temperaturniveau werden auch hier zur Regeneration des Langzeitspeichers genutzt. Ergänzt wird die Vakuumröhrenkollektoranlage um eine PV-Anlage, deren gemeinsame Fläche jener der PVT-Anlage aus Variante 1 entspricht. Grundlage für diese Entscheidung waren die – laut einem vom Industriebetrieb beauftragten Gutachten im Vorfeld der Machbarkeitsstudie – direkt nutzbaren Dachflächen von rund 22.000 m².

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1 auf Basis von PVT-Kollektoren mit Förderungen geringfügig wirtschaftlicher ist als Variante 2 (Vakuumröhrenkollektoren). Zwar sind die Anfangsinvestitionskosten höher, doch im Betrieb führt der wesentlich höhere lokal erzeugte elektrische Ertrag zu langfristig stabilen und planbaren laufenden Kosten. Des Weiteren ist auch die CO₂-Bilanz des PVT-Systems wesentlich besser als jene des Vakuumröhrensystems. Damit ist Variante 1 wirtschaftlich und ökologisch die zu bevorzugende Variante, welche dem Industrieunternehmen zur Umsetzung vorgeschlagen wird.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Das Unternehmen Linz Textil-Gruppe legt großen Wert auf einen möglichst effizienten Einsatz ihrer Produktionsanlagen, um so für einen umweltschonenden Energie- und Ressourcenverbrauch sorgen zu können. Darüber hinaus sind sämtliche hergestellte Produkte frei von Schadstoffen. Dies wird unter anderem durch die Zertifizierung nach Oeko-Tex Standard 100, über welche die Linz Textil-Gruppe verfügt, dokumentiert. Bei dem Prüfsiegel „Textiles Vertrauen“ handelt es sich um ein weltweit einheitliches Zertifizierungssystem, welches bescheinigt, dass die hergestellten textilen Produkte frei von Schadstoffen sind. Ressourcenschonende und sozial verträgliche Produktionsbedingungen haben in der Linz Textil-Gruppe einen hohen Stellenwert. Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurde ein Konzernumsatz (Holding) in Höhe von rund 90 Mio. Euro mit insgesamt 548 Mitarbeitern erzielt. Ziel der Dekarbonisierungsstrategie der Produktionsprozesse und die weitere Entwicklung hin zu noch mehr Nachhaltigkeit ist, das Unternehmen als einen nächsten Entwicklungsschritt unabhängig von fossiler Energie für die Zukunft zu machen.

Der Standort Linz (Abbildung 1) verfügt über eine Grundstücksfläche von 140.000 m², von denen rund 35.000 m² überbaute Hallenfläche sind. Sämtliche Hallen sind bautechnisch in exzellentem Zustand. Die Dächer wurden vor einigen Jahren so saniert, dass sie der statischen Mehrbelastung durch Solarthermie- oder Photovoltaikkollektoren standhalten können. Da es des Weiteren keinerlei Lichtschächte, Fenster, Rauchfänge oder ähnliches gibt, steht die volle Dachfläche zur Verfügung. Zusätzlich gibt es noch weitere 60.000 m² Freifläche (Abbildung 2, grün umrandeter Bereich), die sich im Eigentum des Unternehmens befinden und ebenso für die Errichtung von Solaranlagen herangezogen werden können.



Abbildung 1: Luftbild des Areals Linz Textil (Quelle: Linz Textil Holding AG)



Abbildung 2: Satellitenbild des Standorts (Quelle: GoogleMaps)

Ziel der Machbarkeitsstudie: Entwicklung neuer Konzepte für die weitgehend CO₂-neutrale Bereitstellung der Prozesswärme. Bewertung der Varianten nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Beteiligte Projektpartner:

Simona Alexe - greenIXcloud: Projektleitung, Entwicklung der Integration von Hochtemperatur-Wärmepumpen ins Gesamtkonzept, Kommunikation mit dem Industrieunternehmen, Erstellung eines Stufenplans für die Umsetzung der empfohlenen Variante

AEE GmbH: Bewertung des Bestandssystems, neues thermisches Anlagenkonzept inkl. Konzept für Langzeitwärmespeicher, Anlagensimulation und Dimensionierung sowie Variantenrechnung, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Berichtserstellung

ecop: Unterstützung bei der Auslegung und Einbindung der Hochtemperatur-Wärmepumpen, Bereitstellung der Wärmepumpen-Kennlinienfelder für die Simulation

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

3.1 Ergebnisse der Standortbesichtigung im Rahmen der Machbarkeitsstudie

Im Zuge des Kickoff-Meetings beim Industrieunternehmen am Standort Wienerstrasse wurden im Zuge einer Standort-Begehung Details über die Hallennutzung, Positionierung der Wärme- und Druckluftherzeuger, die Produktionsabläufe sowie das Produktionssystem erhoben. Hierbei konnten folgende Informationen dokumentiert werden:

Allgemeines zum Produktionsstandort Wienerstrasse:

- Am Standort befindet sich eine Schlichtemaschine (Aufbereitung der Fäden) und eine Weberei
- Die Produktion erfolgt im Schicht Betrieb von Montag 6:00 Uhr bis Freitag 22:00 Uhr
- Betriebsurlaub:
 - Sommer 14 Tage
 - Winter über Weihnachten
- Die Versorgung des Schlichteprozesses (Schlichte, Garnrocknung) erfolgt über einen 3,5 MW Gas-Dampfkessel
 - Das Schlichtemittel wird in 3 Schlichtebottichen auf rund 98°C erhitzt
 - Die Garnrocknung erfolgt mit rund 130°C (Trommeltemperatur)
- Die Hallenheizung erfolgt über 2 Gaskessel mit einer Gesamtleistung von 1,44 MW (560 kW + 880 kW)
- Die Weberei wird ausschließlich mit Druckluft betrieben. Die Abwärme aus den Druckluftkompressoren wird in der Heizperiode in den Rücklauf der Gaskessel für die Raumwärme-Versorgung eingebracht. Außerhalb der Heizsaison wird die Abwärme in den Kanal rückgekühlt. Die Druckluftanlage ist veraltet und wird in den kommenden Jahren modernisiert. Nach Modernisierung ist mit einem Abwärmepotential von rund 300 kW_{th} zu rechnen.
- Das Landesmuseum ist via Fernwärme versorgt, aber es gibt keine Verbindung zum restlichen Industriestandort.
- Es gibt keinen weiteren Fernwärmeanschluss.
- Die ehemalige Spinnerei ist vermietet. Die Halle wird vom Industriebetrieb ausschließlich mit Raumwärme versorgt.

Datengrundlage:

- Aufzeichnung von Daten für Gas (Menge: m³/h), Strom (Menge: kWh/h) und diverse Zähler (Zähler sind nicht kalibriert).
- Übersicht Hallenplan

In [Abbildung 3](#) ist der Industriestandort inklusive Hallenbezeichnung abgebildet. Die Dachflächen sind für solare Technologien nutzbar (mit Ausnahme der orangen Fläche). Des Weiteren gibt es eine große Freifläche, die sich im Eigentum des Industriebetriebs befindet.

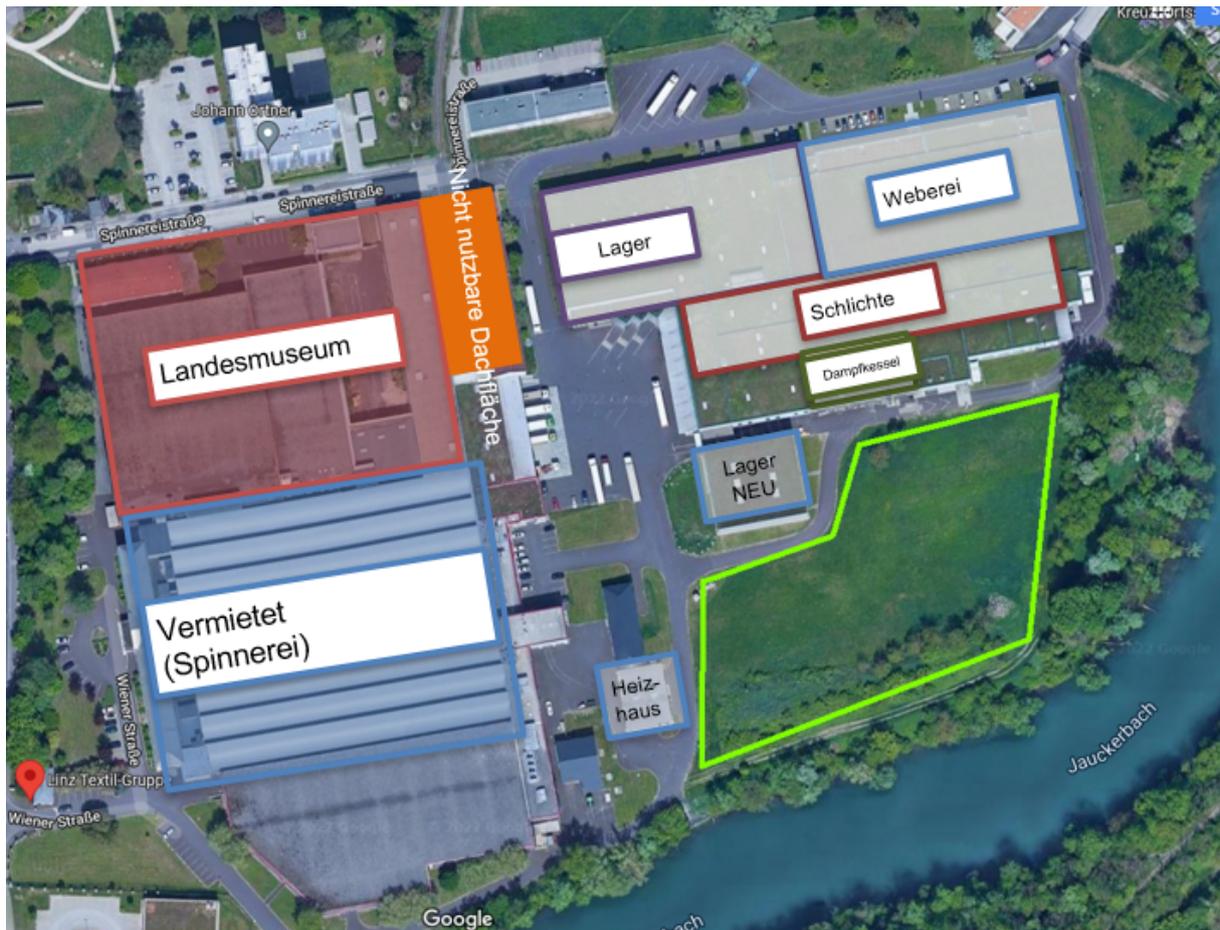


Abbildung 3: Lageplan der Hallen (teilw. vermietet), des Heizhauses sowie der Produktionshallen; grün umrandet die verfügbare Freifläche am Standort (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)

3.2 Neues Systemkonzept

Als Referenzsystem wurde das Bestandssystem mit ausschließlicher Gasversorgung und ohne Optimierungen am Wärmeverteilsystem herangezogen. Der bestehende Gasdampfkessel hat das Ende seiner Lebensdauer erreicht und muss demnächst getauscht werden. Das erarbeitete neue Versorgungskonzept basiert auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, welche einen Langzeit-Wärmespeicher als Quelle nutzen. Dieser Langzeit-Wärmespeicher wird von einer solarthermischen Großanlage einerseits und Abwärme aus der Druckluftbereitstellung andererseits regeneriert. Es werden grundsätzlich zwei Systemvarianten betrachtet:

- Variante 1: Einsatz von Hybridkollektoren, welche ausschließlich den Langzeitwärmespeicher regenerieren, aber für lokale Stromerzeugung zur teilweisen Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpen sorgt
- Variante 2: Kombination von Vakuumröhrenkollektoren (VR) und einer PV-Anlage, die gemeinsam die gleiche Fläche haben, wie die Hybridkollektor-Anlage. Die Vakuumröhrenkollektoren werden so in die Hochtemperatur-Wärmepumpenkaskade eingebunden, dass bei ausreichender Solartemperatur der Solarertrag als Quelle für die zweite Wärmepumpenstufe genutzt wird. Der Überschuss bzw. das niedrigere Temperaturniveau wird in den Langzeitwärmespeicher zur Regeneration eingebracht.

Somit liegen Simulations- und Wirtschaftlichkeitsergebnisse für insgesamt 2 Varianten vor.

Im Vergleich zum Referenzsystem wurden für alle neuen Systemkonzepte folgende Systemoptimierungen vorab definiert

- Die Lastspitze zu Wochenbeginn wurde durch einen früheren Start der Aufwärmphase wesentlich reduziert (Abbildung 4), sodass eine Nominalgesamtleistung der Hochtemperatur-Wärmepumpenkaskade aus vier Wärmepumpen von 2,8 MW sogar noch einen gewissen Leistungspolster enthält.

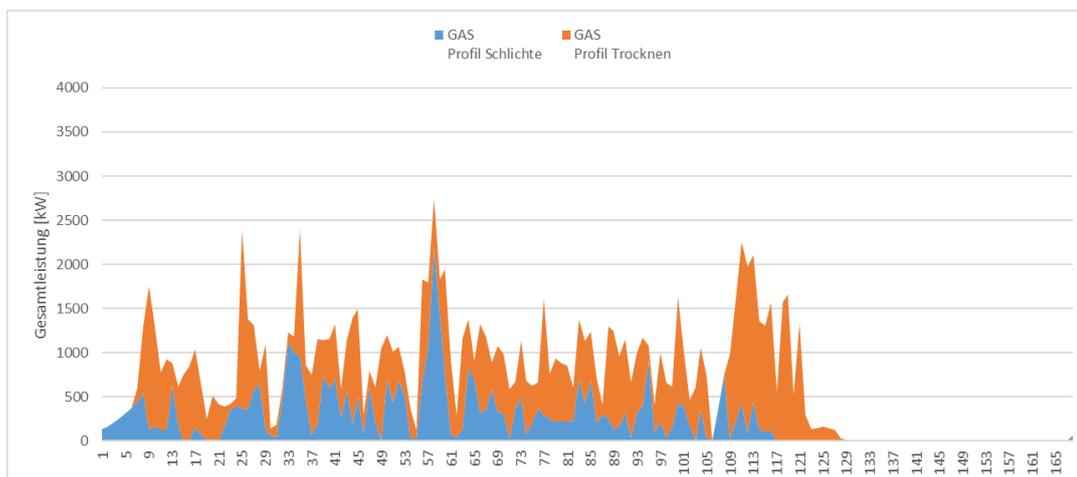


Abbildung 4: Reduktion der Lastspitze zu Wochenbeginn durch früheren Start der Aufwärmphase

- Die im Bestandssystem in den Kanal rückgekühlte Abwärme wird in den Langzeitwärmespeicher eingebracht.
- Die Gaskessel für die Bereitstellung der Raumwärme werden vollständig durch die zentrale Wärmepumpenkaskade ersetzt. Während der Zeiten, wo Prozesswärme erzeugt wird, kann der Rücklauf der ersten Wärmepumpenstufe (rund 85°C) direkt für die Raumheizung verwendet werden. Als zusätzlicher Synergieeffekt wird auf diese Weise die Speicherdichte des Langzeitspeichers erhöht. Außerhalb der Produktionszeiten kann die Raumheizung durch die erste Wärmepumpenstufe bereitgestellt werden.

Die Umstellung der Schlichtemittelbeheizung auf Heißwassersystem ist derzeit noch kein Thema für den Industriebetrieb, wohl aber die Reduktion des Heizwärmebedarfs für die Hallenheizung. Dieses Einsparungspotential wurde in den Simulationen noch nicht berücksichtigt und bietet daher einen weiteren Polster hinsichtlich Auslegung aller Systemkomponenten.

Die Simulationen aller Systemvarianten wurde mit der Software Polysun v11 durchgeführt. Hierbei wurden einige Vereinfachungen vorgenommen, welche im Folgenden kurz beschrieben werden. In Abbildung 5 und Abbildung 6 sind die Modelle für die beiden Varianten des neuen Systemkonzepts in Polysun dargestellt. In Übereinstimmung mit der Dokumentation von Polysun v11 wurden die einzelnen Systemkomponenten wie folgt abgebildet:

- Hybridkollektor (PVT-), Vakuumröhren- und PV-Anlage: integraler Bestandteil des Tools
- Abwärme aus Druckluftbereitung: als Lastprofil (blau-roter Doppelpfeil links unten)
- Langzeit-Wärmespeicher: Dieser wurde als Pufferspeicher mit den folgenden Eigenschaften modelliert
 - Höhe: 27 m (20.000m³), 30 m (30.000 m³)
 - Durchmesser: 30,8 m (20.000 m³), 35,7 m (30.000 m³)
 - Dämmdicke: 70/100/50 mm (Wand/Deckel/Boden)

- Wärmeleitfähigkeit der Dämmung: 0,06 W/(m K)
- die Wärmepumpenkaskade wurde als zwei gleiche Wärmepumpen (Leistung, Kennlinienfeld) mit jeweils einem 20 m³ Speicher als hydraulische Weiche abgebildet. Das Kennlinienfeld wurde vom Projektpartner ECOP geliefert und in Polysun eingelesen.
- Für die Wärmeabnahme durch Prozess und Hallenheizung wurden die beim Energieaudit bestimmten Lastprofile als „Warmwasser-Lastprofil“ in Polysun eingelesen. Die Hallenheizung wird aus der hydraulischen Weiche (Pufferspeicher) nach der ersten Wärmepumpenstufe, der Prozess aus der hydraulischen Weiche (Pufferspeicher) nach der zweiten Wärmepumpenstufe bedient.
- Die Systemvariante mit den PVT-Kollektoren ist in Abbildung 5 dargestellt.

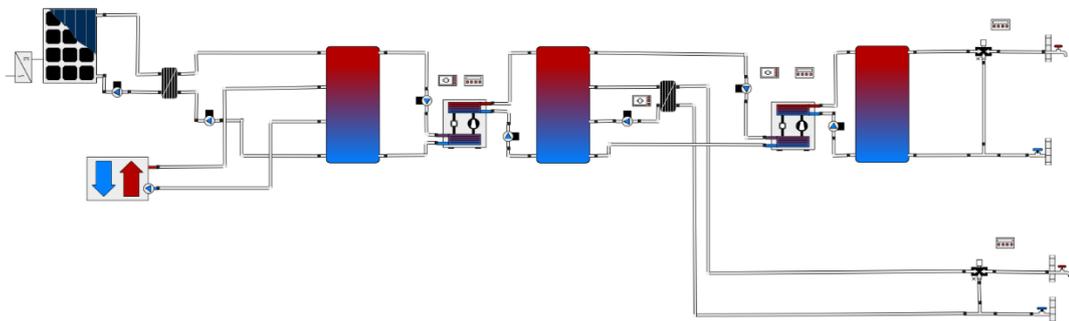


Abbildung 5: Abbildung der Variante mit Hybridkollektoren in Polysun (Quelle: Polysun)

- Die Systemvariante mit den Vakuumröhren-Kollektoren ist in Abbildung 6 dargestellt. Im Unterschied zur PVT-Variante wird der solare Ertrag auch in die hydraulische Weiche nach der ersten Wärmepumpenstufe eingebracht, sofern ausreichendes Temperaturniveau geliefert werden kann. Die Ergebnisse für die PV-Anlage wurden in einer eigenen Simulation bestimmt.

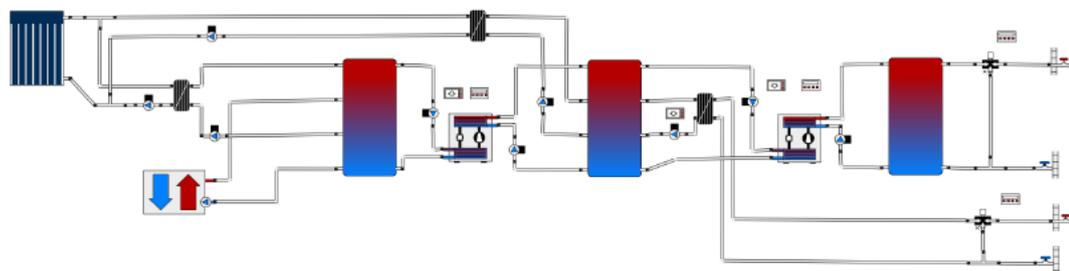


Abbildung 6: Abbildung der Variante mit Vakuumröhrenkollektoren in Polysun (Quelle: Polysun)

3.3 Variante 1 „Hybridkollektoren-Wärmepumpen-Kombination“

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Alle Varianten haben einen Langzeitwärmespeicher mit einem Volumen zwischen 20.000 und 30.000 m³ gemeinsam. Insbesondere ab einem Volumen von rund 10.000 m³ ist, nach dänischem Vorbild als Vorreiteration für großtechnische, wassergeführte und unterirdische Speichersysteme, eine Ausführung als Erdbeckenspeicher eine bewährte und in Dänemark bereits etablierte Speichertechnologie und dadurch grundsätzlich anstrebenswert. Am gegenständlichen Standort gibt es jedoch zwei Einschränkungen hinsichtlich Einsatzes eines Erdbeckenspeichers:

- Ein Erdbeckenspeicher hat einen nicht zu vernachlässigenden Flächenbedarf. Zwar wäre eine Freifläche grundsätzlich vorhanden (vgl. Abbildung 2), doch hat sich im Zuge von Gesprächen bei der Standortbegehung ergeben, dass diese Fläche für eine mögliche Erweiterung des Standorts vorgehalten werden soll und daher weder für eine Kollektorfläche noch einen Erdbeckenspeicher zur Verfügung steht.
- Laut dem auf der Website des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft verfügbaren hydrographischen Jahrbuchs¹ liegen in direkter Umgebung des Industriestandorts drei Messstellen für den Grundwasserspiegel (Abbildung 7).

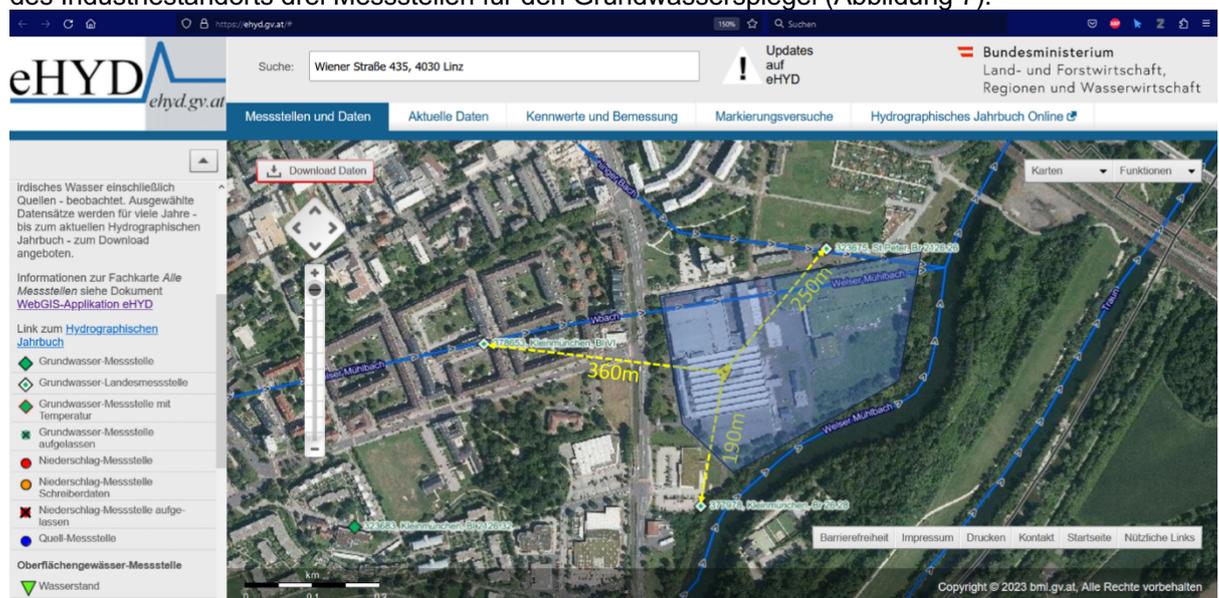


Abbildung 7: Screenshot aus dem Onlinetool des Bundesministeriums inklusive Distanzangaben zu den Messstellen sowie Kennzeichnung des Industriestandorts (blaue Fläche) (Quelle: <https://ehyd.gv.at/#>, eigene Darstellung)

Der Grundwasserspiegel liegt am Standort seit vielen Jahren konstant bei rund 3 m unter der Geländeoberkante und stellt daher einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Wärmeverluste eines Erdbeckenspeichers dar. Am Standort liegen weder Grundwasserschon- noch Grundwasserschutzgebiete vor.

Daher wird in dieser Studie ein druckloser Stahltankspeicher als Langzeitspeicher genutzt. Eine mögliche Grobkonstruktion für den 20.000 m³ Tankspeicher ist in **Abbildung 8** dargestellt. Der Speicher wird am Aufstellungsort zusammengeschweißt und verfügt über einen Druckluftkompressor samt Stickstoffgenerator, um mit Hilfe des Stickstoffpolsters über der Wasseroberfläche den Korrosionsschutz der Dachkonstruktion sicherzustellen. Das Leergewicht eines solchen Speichers liegt bei rund 380.000 kg. Für den 30.000 m³ Tankspeicher können die vorliegenden Maße weitgehend hochskaliert werden und es bedarf nur geringfügiger Anpassungen.

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

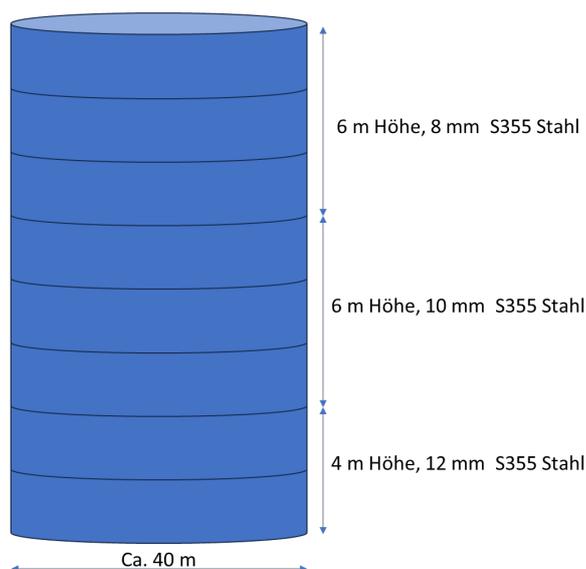


Abbildung 8: Grobentwurf eines 20.000m³ Tankspeichers

Systemkonzept Variante 1

Das erste Systemkonzept sieht vor, dass sämtliche Gaskessel (Niedertemperatur- und Dampfkessel) durch eine Hochtemperatur-Wärmepumpenkaskade ersetzt werden. Als Zielgrößen für die Auslegung der Kollektorfläche und des Langzeitspeichers wurde die ausreichende Regeneration desselben herangezogen. Das Prinzipschema ist in [Abbildung 9](#) dargestellt. Die Versorgung der Raumheizung soll normalerweise aus dem Rücklauf der ersten Wärmepumpenstufe erfolgen. In prozessfreien Zeiten passierte die Raumwärmeversorgung durch die erste Wärmepumpenstufe (strichlierte Linien). Wenn die Bereitstellung von Prozesswärme nicht die volle Leistung der Wärmepumpenkaskade benötigt bzw. in betriebsfreien Zeiten (z.B. Nacht), kann die ungenutzte Wärmepumpenstufe die Temperaturen im oberen Teil des Langzeitspeichers und so die Energiedichte erhöhen. Dieser Betriebsmodus lässt sich aufgrund des komplexen Restsystems nicht im Simulationstool Polysun abbilden. In der Realität lassen sich aufgrund der dann höheren Quelltemperaturen, höhere Arbeitszahlen der Wärmepumpe zu erwarten. Im Zuge der Detailplanungsphase muss die genaue Dimensionierung noch mit wissenschaftlichen Simulationswerkzeugen wie Dymola oder TRNSYS überprüft werden.

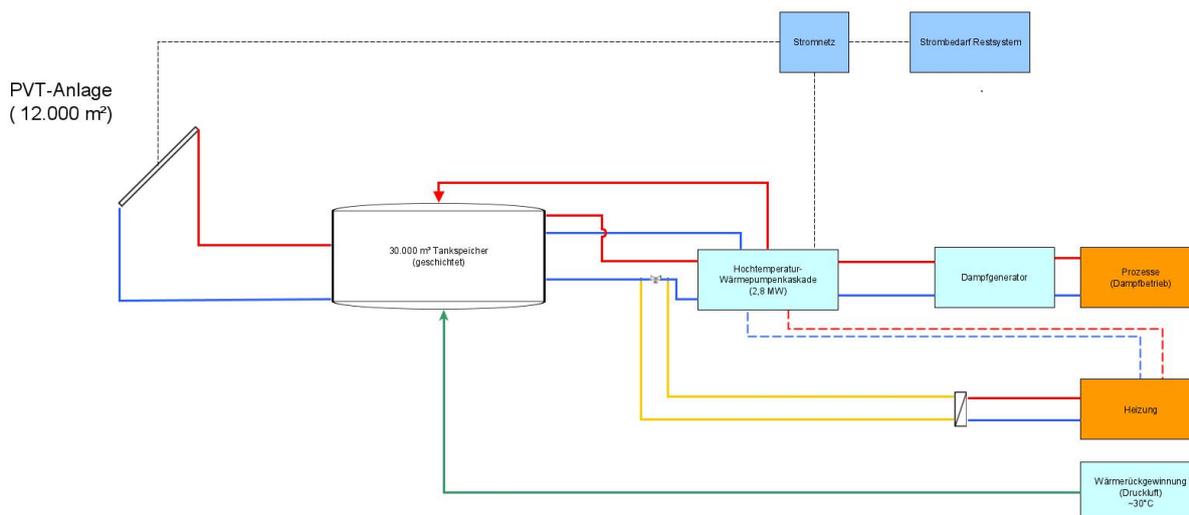


Abbildung 9: Prinzipschema der Variante 1 inklusive Dimensionierung

In [Abbildung 10](#) ist die Energiebilanz der Variante 1 über ein Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (April bis August) der Langzeit-Wärmespeicher beladen wird und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Februar möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert ([Abbildung 11](#)). Im März ist der Langzeitwärmespeicher nahezu vollständig entleert. Um

eine noch größere Dimensionierung von Speicher und/oder Solaranlage zu vermeiden, könnte beispielsweise der nahegelegene Jauckerbach (Welser Mühlbach), das Grundwasser oder eine Tiefenbohrung für (Not-)Regeneration oder als Ersatzwärmequelle herangezogen werden. Gemäß Rücksprache mit dem Verantwortlichen vor Ort gibt es 5 wasserrechtlich genehmigte Brunnen. Die sind u.a. für die Versorgung des Kühlsystems für die Druckluftanlage und für das Speisewasser des Dampfkessels vorgesehen. Bei Stilllegung des Dampfkessels würden also Kapazitäten für eine weitere Verwendung frei. Ergänzend wäre eine neue Brunnenbohrung möglich.

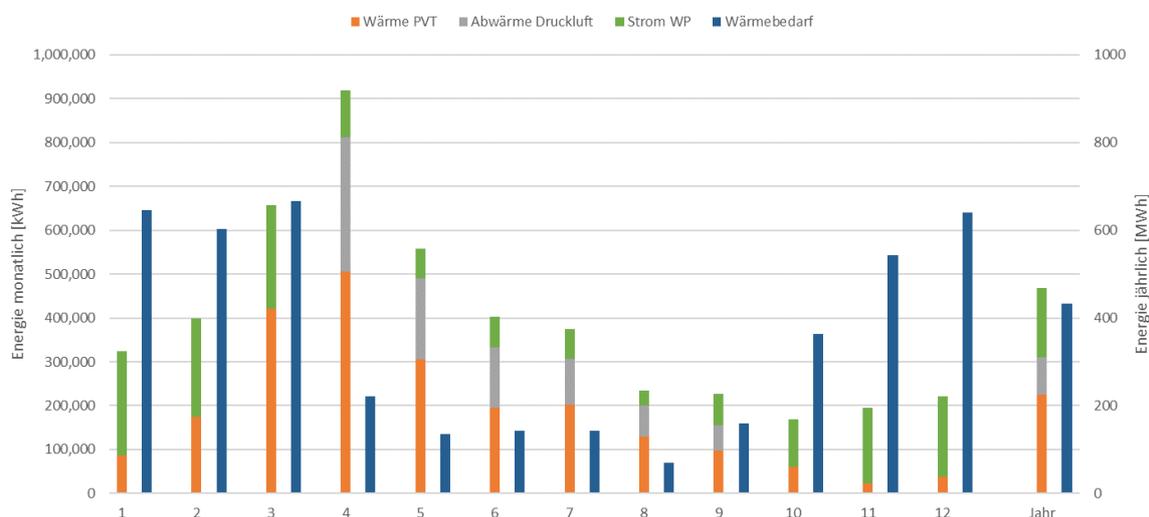


Abbildung 10: Energiebilanz von Variante 1 monatlich inkl. Jahresbilanz



Abbildung 11: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 1

In **Abbildung 12** ist der Stromertrag aus PVT-Anlage als Fläche sowie der Strombedarf der Wärmepumpen als Liniendiagramm dargestellt. Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung von April bis Mitte September gedeckt ist. Dies entspricht einer Bedarfsdeckung durch lokale Erzeugung von 56% in monatlicher Bilanzierung. Der COP der Wärmepumpen liegt bei einer VL-Temperatur von 150°C im Jahresschnitt 3,74. Zu dem Simulationsergebnis sei angemerkt, dass

- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen nicht in der Simulation abgebildet werden konnte. Dieser zusätzliche Betrieb auf einem Temperaturniveau bis max. 100 °C lässt in der Praxis eine höhere Arbeitszahl erwarten.
- Diese speziellen Wärmepumpentechnologie ist im Simulationstool Polysun nur unzureichend abgebildet. Es ist nicht möglich, das vollständige Kennlinienfeld des Herstellers einzulesen. Diesbezüglich sei auch auf die detaillierte Stellungnahme zur Investitionseinreichung Standort Vossen, Jennersdorf verwiesen.

Durch Errichtung einer zusätzlichen Photovoltaik-Anlage könnte die Eigenbedarfsdeckung weiter erhöht werden. Dies wurde jedoch in dieser Studie nicht weiterverfolgt, da die direkt nutzbaren Dachflächen auf 22.000 m² beschränkt sind.

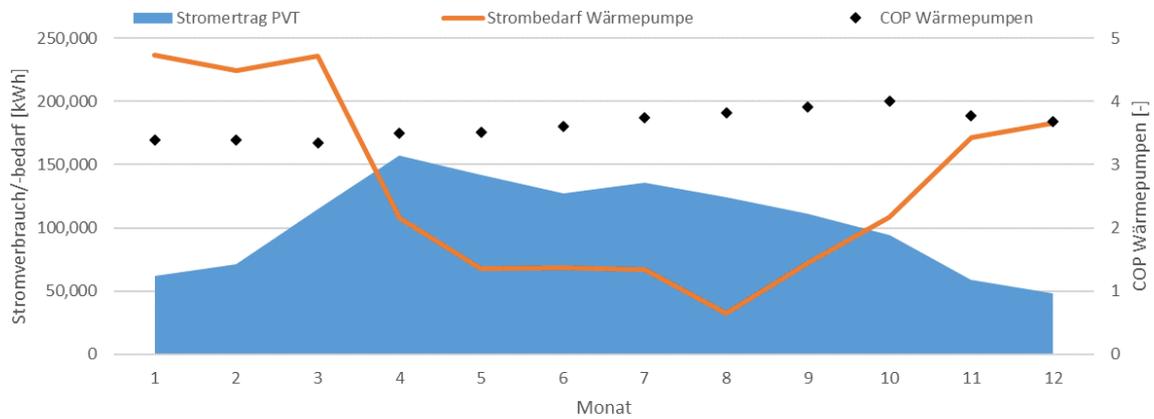


Abbildung 12: Strombedarf Wärmepumpenkaskade, lokale Erzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 1

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Sie sind gleich für alle gerechneten Varianten.

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

Betrachtungsperiode	20 Jahre
Kalkulationszinssatz	3,5%
CO ₂ -Preissteigerung	2%
Spez. CO ₂ -Kosten (Projektion)	100 €/Tonne
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	2%
Lebensdauer PVT	30 Jahre
Lebensdauer Langzeitspeicher	50 Jahre
Lebensdauer Wärmepumpen	20 Jahre
Spez. Kosten PVT-Anlage (inkl. Montage)	465 €/m ²
Spez. Kosten Langzeitspeicher (inkl. Dämmung und Wetterschutz)	200 €/m ³
Spez. Kosten Wärmepumpen (inkl. Transport, Einbringung, Inbetriebnahme)	1,109 Mio. €/MW
Energiekosten	
Strom	0,21 €/kWh
Gas	0,2 €/kWh
Stromeinspeisung	0,05 €/kWh
Wartungskosten	
PVT, Langzeitspeicher	0,05% der Investitionskosten
Wärmepumpe (lt. Anbot des Herstellers)	2% der Investitionskosten
Förderungen	
35% der Investitionskosten von PVT-Anlage, Langzeitspeicher und Wärmepumpen	

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 13 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Eine Einsparung des Netzstroms für den Wärmepumpenbetrieb mit Hilfe des von der PVT-Anlage lokal erzeugten Stroms wurde auf Monatsbasis bilanziert, ebenso der eingespeiste Strom. Letzterer wurde ausschließlich monetär bewertet, nicht jedoch hinsichtlich CO₂-Kosten. Die Umbauarbeiten am Bestandssystem für die Einbindung der neuen Erzeugungsanlagen wurden pauschal mit 200.000 € (einmalig, keine Förderung) bewertet. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1 ohne Förderungen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Mit Förderung hingegen ist die Wirtschaftlichkeit gegeben.

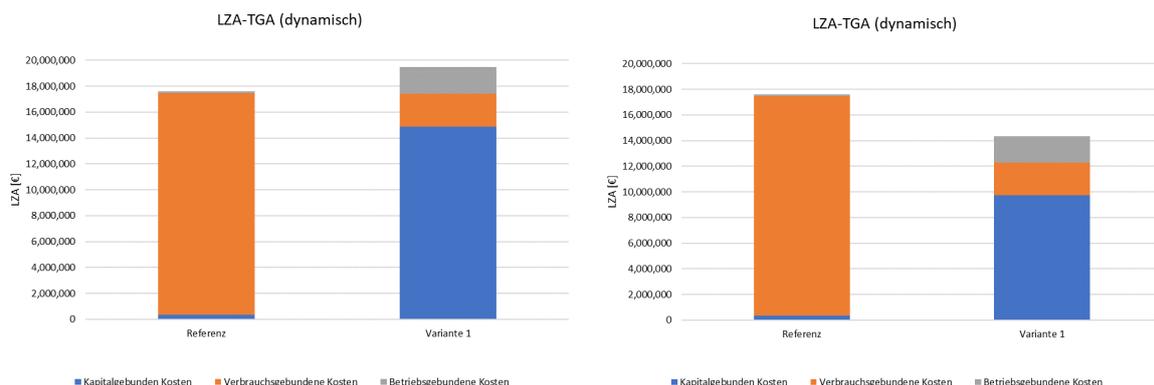


Abbildung 13: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 1

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 2):

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 1

	Referenz	Variante 1	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK [€/kWh]	0,01	0,24	0,16
Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh]	0,28	0,04	0,04
Betriebsgebundene WGK [€/kWh]	-	0,03	0,03
Gesamt	0,29	0,32	0,23
Dyn. Amortisationszeit [a]	-	-	14,3
Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a]		6,7	5,7

In Abbildung 14 ist die Entwicklung der LZA-Kosten und der Amortisationszeit dargestellt.

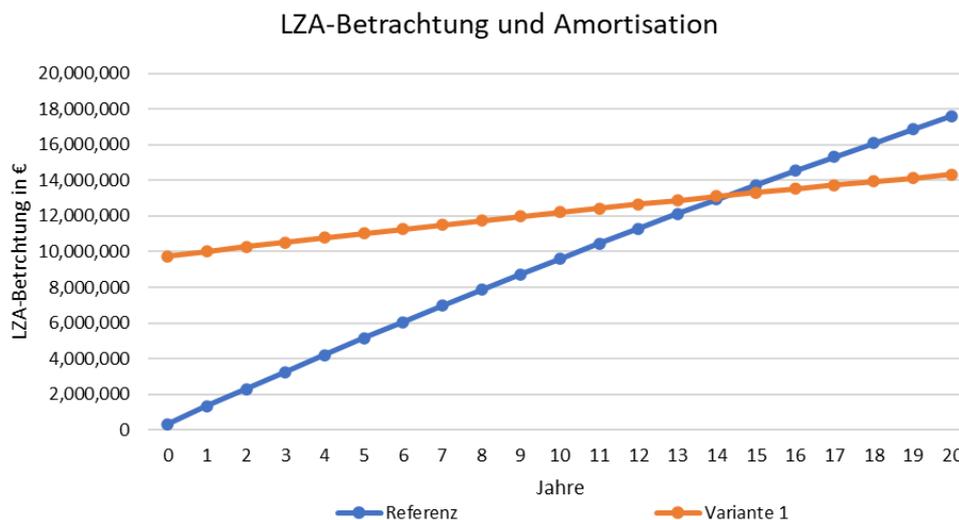


Abbildung 14: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 1 (mit Förderung)

In Abbildung 15 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 1 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Das neue Systemkonzept weist eklatant geringere CO₂-Emissionen auf.

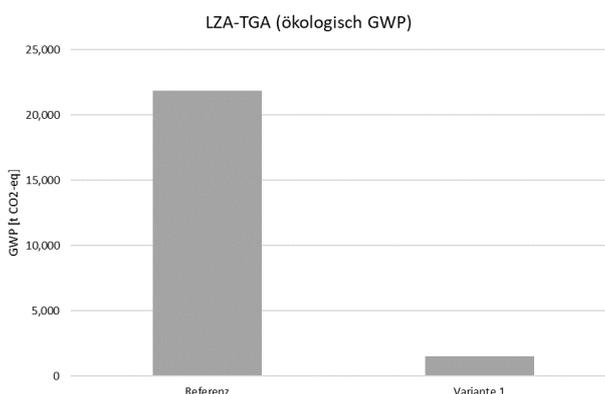


Abbildung 15: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 1 im Vergleich zum Referenzsystem

Das vorgeschlagene Systemkonzept ist grundsätzlich auf andere Betriebe bzw. Wärmeversorgungssysteme übertragbar, da jegliche Bestandsversorgungsanlage vollständig durch das Wärmepumpensystem ersetzt werden kann. Die einzige Einschränkung stellen die notwendigen Versorgungstemperaturen dar. Derzeit können Hochtemperatur-Wärmepumpen Temperaturen bis rund 150 °C gesichert liefern. An einer weiteren Erhöhung der Zieltemperatur wird – auch aufgrund der regen Nachfrage – seitens des GreenTech Unternehmens intensiv gearbeitet. Alle Anwendungen mit Prozess- bzw. Versorgungstemperaturen über 150 °C können mit Hilfe eines Spitzenlastkessels auf Basis von Erdgas ebenfalls mit dem vorliegenden Systemkonzept abgedeckt werden. Voraussetzung für das vorgeschlagene Systemkonzept sind ausreichende (Dach-)Flächen für die Montage der Solaranlage sowie ein Aufstellungsplatz für den Langzeitspeicher. Um die Dimensionierungen der zentralen Komponenten im Rahmen zu halten, sind zusätzlich vorhandene Wärmequellen wie Gewässer, Wasserreservoir (z.B. Löschteiche), Grundwasser etc. von Vorteil.

Wie die Wirtschaftlichkeitsberechnung gezeigt hat, ist eine weitgehende Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung auch ökonomisch interessant, da die Energiepreise nicht nur günstiger, sondern auch langfristig sehr konstant und planbar sind.

3.3.3 Rahmenbedingungen

Aktueller Rechtsrahmen für PV/VR/PVT Kollektoren:

Mit dem Erlass für gewerbliche Betriebsanlagen vom 1. März 2021 (Geschäftszahl: 2021-0.118.512) hat das Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort klargestellt, dass Photovoltaikanlagen und Ladestationen für elektrische Kraftfahrzeuge unter einfach vermeidbaren Umständen keiner Genehmigungspflicht nach dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht unterliegen. Dieser Erlass enthält weiterführende Informationen zu den Ergebnissen der Gewerbereferententagung 2015.

Darstellung der geplanten Solarflächen

Im Vorfeld der Machbarkeitsstudie wurde von Linz Textil Holding AG eine Befundung der Dachflächen durchgeführt, nach deren Ergebnis 22.000 m² der Dachflächen direkt nutzbar sind. In Abbildung 16 sind die laut oben genannten Gutachten sofort verfügbaren Dachflächen als grüne Flächen markiert. Ersten groben Abschätzungen zufolge sollten die belastbaren Dachflächen für die 12.000 m² Kollektorfläche ausreichend sein.

Die ehemalige Spinnerei hat ein Scheddach, dessen Tragfähigkeit für zusätzliche Lasten wie beispielsweise Kollektoren noch nicht bekannt ist. Bei Bedarf könnte diese jedoch noch erhoben werden.

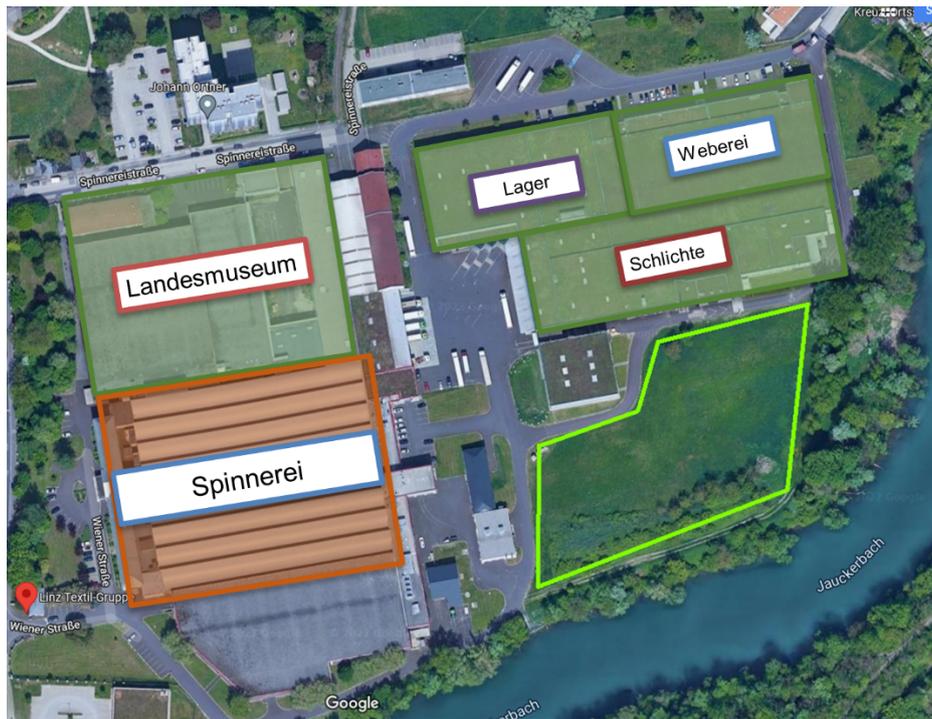


Abbildung 16: Darstellung der verfügbaren Dachflächen (grün: sofort nutzbar; orange: bei Bedarf zu prüfen) (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)

Wasserrecht

Gemäß Rücksprache mit dem Verantwortlichen vor Ort gibt es 5 wasserrechtlich genehmigte Brunnen für die Versorgung des Kühlsystems für die Druckluftanlage und für das Speisewasser des Dampfkessels. Bei Stilllegung des Dampfkessels würden also Kapazitäten für eine weitere Verwendung frei werden. Ergänzend wäre eine eigene Brunnenbohrung möglich. Der Grundwasserstand liegt in dem Bereich ca. minus 3,00 m.

Aufstellung des Langzeitspeichers

Für die Aufstellung des Langzeitspeichers ist lediglich ein bau- und gewerberechtliches Genehmigungsverfahren notwendig. Da das Unternehmen in einem klassischen Industriegebiet in direkter Nachbarschaft zur VOEST liegt, werden hier keine Probleme oder Hindernisse erwartet. Es gilt die oberösterreichische Bau- und Gewerbeordnung nach §81 GewO 1995 (Änderung einer Betriebsanlage).

Sonstiges

Bei Linz Textil Holding AG handelt es sich um ein börsennotiertes Unternehmen. Das Unternehmen unterliegt nicht dem Vergaberecht.

3.4 Variante 2 „Vakuumröhren-Wärmepumpen-Kombination“

3.4.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Bei Variante 2 werden die 12.000 m² Kollektorfläche aus Variante 1 mit 8.000 m² Vakuumröhren-Kollektoren und 4.000 m² (entspricht 583,86 kWp) PV-Anlage ersetzt. Das restliche Systemkonzept ist

bis auf einen Unterschied ident: Da die Vakuumröhren Energie auf hohem Temperaturniveau zur Verfügung stellen können, wird die Solaranlage so in die Wärmepumpenkaskade integriert, dass die erste Wärmepumpenstufe umgangen werden kann. Überschüsse bzw. Energie auf zu niedrigem Energieniveau wird zur Regeneration in den Langzeitspeicher eingebracht. Das Prinzipschema ist in **Abbildung 17** dargestellt.

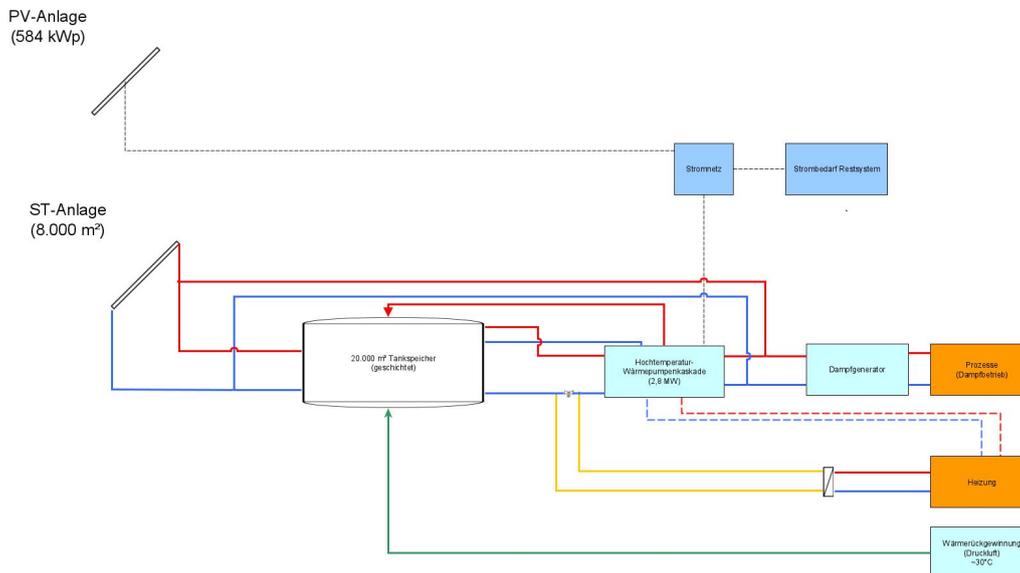


Abbildung 17: Prinzipschema der Variante 2 inklusive Dimensionierung

In **Abbildung 18** ist die Energiebilanz der Variante 2 über ein Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (April bis August) der Langzeit-Wärmespeicher beladen wird und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Februar möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert (**Abbildung 19**). Auch hier ist im März ist der Langzeitwärmespeicher weitgehend entleert, jedoch auf einem etwas höherem Temperaturniveau als in Variante 1.

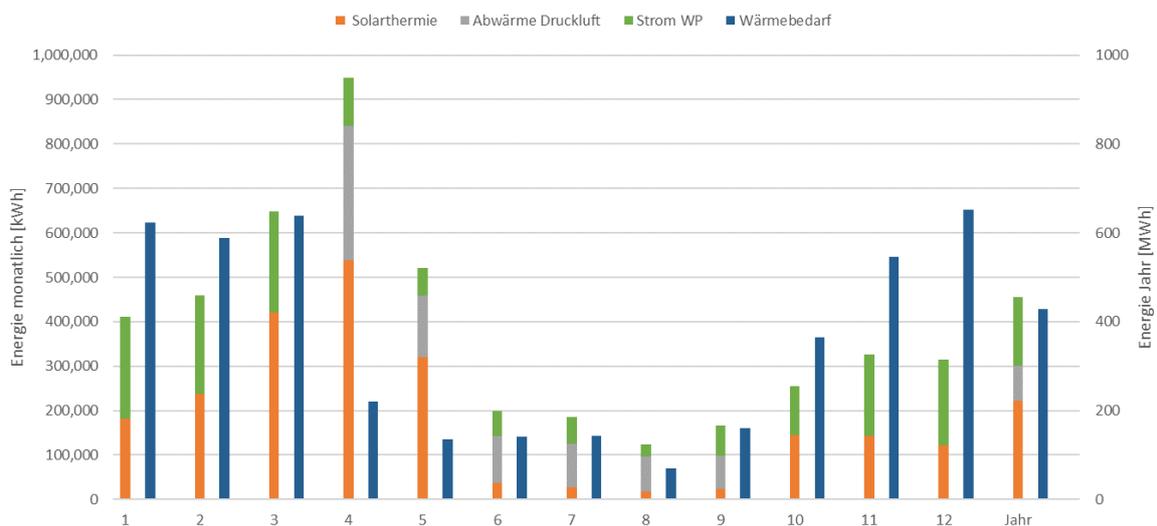


Abbildung 18: Monatliche Energiebilanz von Variante 2, inkl. Jahresbilanz



Abbildung 19: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 2

In **Abbildung 20** ist der Stromertrag aus der PV-Anlage als Fläche sowie der Strombedarf der Wärmepumpen als Liniendiagramm dargestellt. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahreschnitt mit 3,57 auf einem Temperaturniveau von 150 °C im ähnlichen Bereich wie bei Variante 1. Zwar wird durch die höheren Quelltemperaturen aufgrund der thermisch besseren Kollektortechnologie der Strombedarf der Wärmepumpen in Variante 2 geringfügig geringer als in Variante 1. Durch die geringeren Laufzeiten der Wärmepumpen sinkt jedoch die Jahresarbeitszahl, wodurch technisch kein Vorteil von Variante 2 gegenüber Variante 1 entsteht. Zu dem Simulationsergebnis sei angemerkt, dass

- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen nicht in der Simulation abgebildet werden konnte. Dieser zusätzliche Betrieb auf einem Temperaturniveau bis max. 100 °C lässt in der Praxis eine höhere Arbeitszahl erwarten.
- Diese speziellen Wärmepumpentechnologie ist im Simulationstool Polysun nur unzureichend abgebildet. Es ist nicht möglich, das vollständige Kennlinienfeld des Herstellers einzulesen. Diesbezüglich sei auch auf die detaillierte Stellungnahme zur Investitionseinreichung Standort Vossen, Jennersdorf verwiesen.

In einer Subvariante wurde simulationstechnisch geprüft, ob durch die direkte Bereitstellung der Quellenergie für die zweite Wärmepumpenstufe durch die Vakuumröhrenkollektoren, die erste Wärmepumpenstufe kleiner dimensioniert werden kann. Hier zeigte sich jedoch, dass dann der Energiebedarf des Systems nicht mehr gedeckt werden konnte. Daher wurde diese Subvariante nicht weiter betrachtet.

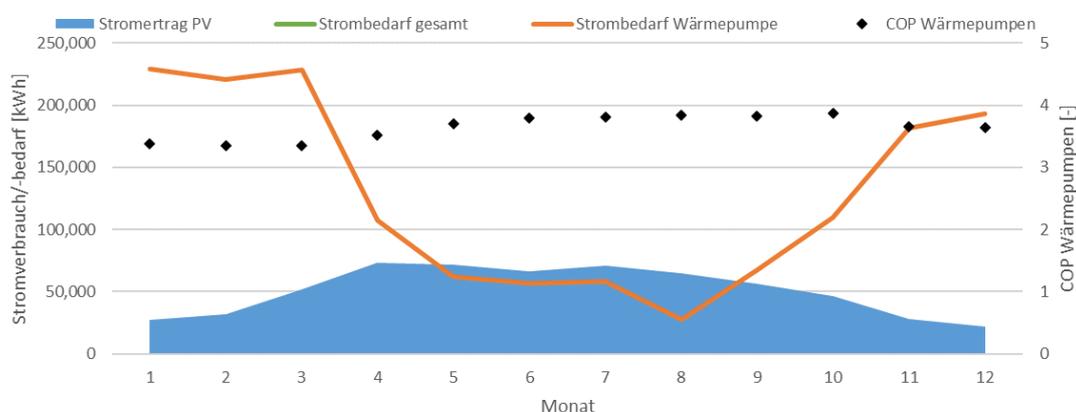


Abbildung 20: Strombedarf, lokale Erzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 2

3.4.2 Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Sie sind gleich für alle gerechneten Varianten.

Tabelle 3: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 von Variante 2

Betrachtungsperiode	20 Jahre
Kalkulationszinssatz	3,5%
CO ₂ -Preissteigerung	2%
Spez. CO ₂ -Kosten (Projektion)	100 €/Tonne
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	2%
Lebensdauer PV, VR	30 Jahre
Lebensdauer Langzeitspeicher	50 Jahre
Lebensdauer Wärmepumpen	20 Jahre
Spez. Kosten VR-Anlage (inkl. Montage)	626 €/m ²
Spez. Kosten PV-Anlage (inkl. Montage)	1000 €/kWp
Spez. Kosten Langzeitspeicher (inkl. Dämmung und Wetterschutz)	200 €/m ³
Spez. Kosten Wärmepumpen (inkl. Transport, Einbringung, Inbetriebnahme)	1,109 Mio. €/MW
Energiekosten	
Strom	0,21 €/kWh
Gas	0,2 €/kWh
Stromeinspeisung	0,05 €/kWh
Wartungskosten	
PV, VR, Langzeitspeicher	0,05% der Investitionskosten
Wärmepumpe (lt. Anbot des Herstellers)	2% der Investitionskosten
Förderungen	
35% der Investitionskosten von VR-Anlage, Langzeitspeicher und Wärmepumpen	

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 21 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Eine Einsparung des Netzstroms für den Wärmepumpenbetrieb mit Hilfe des von der PV-Anlage lokal erzeugten Stroms wurde auf Monatsbasis bilanziert, ebenso der eingespeiste Strom. Dieser wurde ausschließlich monetär bewertet, nicht jedoch hinsichtlich CO₂-Kosten. Die Umbauarbeiten am Bestandsystem für die Einbindung der neuen Erzeugungsanlagen auch hier pauschal mit 200.000 € (einmalig, keine Förderung) bewertet. Auch Variante 2 ist ohne Förderung bei dynamischer Betrachtung nicht wirtschaftlich darstellbar. Mit Hilfe der Förderung ist die Wirtschaftlichkeit über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gegeben.

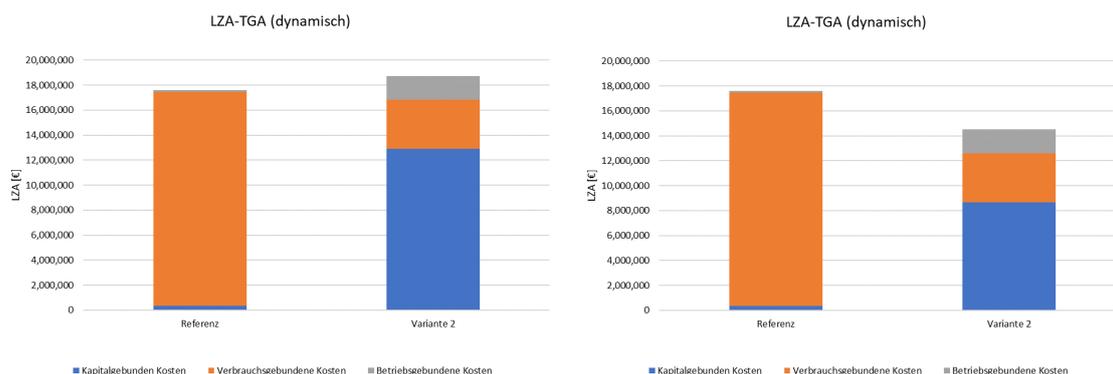


Abbildung 21: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 2

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 4):

Tabelle 4: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Varianten 2

	Referenz	Variante 1	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK [€/kWh]	0,01	0,21	0,14
Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh]	0,28	0,06	0,06
Betriebsgebundene WGK [€/kWh]	-	0,03	0,03
Gesamt	0,29	0,30	0,24
Dyn. Amortisationszeit [a]	-	-	13,1
Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a]		9,9	7,9

In **Abbildung 22** ist die LZA-Betrachtung bzw. die Amortisation für Variante 2 dargestellt.

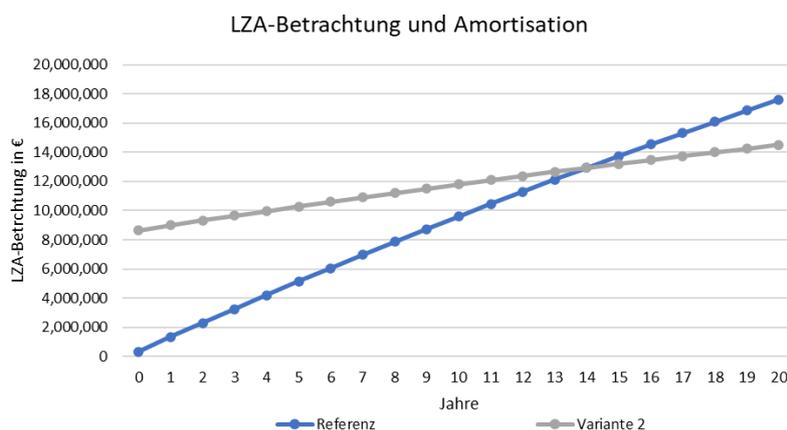


Abbildung 22: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 2 (mit Förderung)

In **Abbildung 23** sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 2 im Vergleich zum Referenzsystem dargestellt. Das Einsparungspotential ist auch hier beträchtlich.

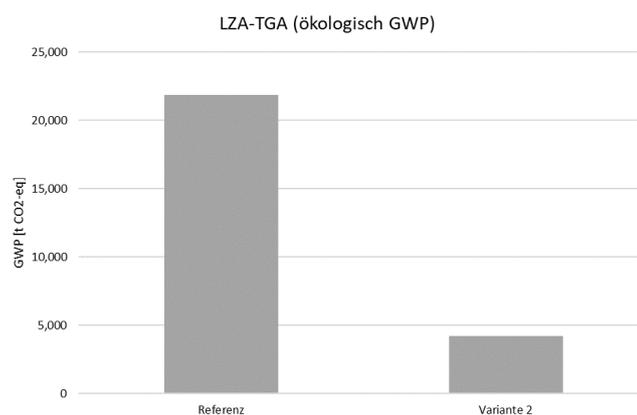


Abbildung 23: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 2

Die technische und wirtschaftliche Übertragbarkeit ist gleich wie bei Variante 1.

3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen bei Variante 2 sind ident zu Variante 1 (Kapitel 3.3.3).

3.5 Regelungsstrategie

Eine Herausforderung für die Regelung ist die Sicherstellung ausreichender Temperaturen im Langzeitspeicher als Quelle für die Hochtemperaturwärmepumpen. Im Falle von Variante 1 werden sämtliche solaren Erträge in den Langzeitspeicher, im Falle von Variante 2 werden nur jene Solarerträge unter dem Quelltemperaturniveau der zweiten Wärmepumpenstufe in den Langzeitspeicher geladen. Dabei können Zustände auftreten, in denen die Solaranlage trotz Drehzahlregelung die geforderte Solltemperatur am Kollektorausstritt nicht erreichen kann. An dieser Stelle muss das e-Talk4.0-Energiemanagementsystem entscheiden, welche weiteren Quellen (z.B. Abwärme, Notquelle z.B. Grundwasserentnahme oder Jauckerbach) herangezogen werden. Über Smart-Metering und andere Methoden der Digitalisierung ist es möglich, dass alle Verbraucher und Erzeuger intelligent miteinander kommunizieren können und so das System ganzjährig stabil betrieben werden kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit durch den Einsatz von elektrischen Speichern, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Hierbei ist es nötig den „Drittverbrauch“ vom realen Eigenverbrauch abzugrenzen. Im Rahmen einer „Digitalisierungsstrategie - Smart Metering“ wird mit dem GreenTech Partner EMU Elektronik (AG 6340 Baar Schweiz) zusammengearbeitet. Es ist somit möglich, den weltweit ersten Stromzähler mit einer modernen Blockchain Technologie in die Systemarchitektur zu integrieren (siehe Datenblatt Energiezähler EMU Professional II im Anhang). Der intelligente Stromzähler eignet sich bestens für den Einsatz in modernen dezentralen Energielösungen, da durch ihn genaue Kostenstellenabrechnung, Untermessungen sowie detaillierte Leistungsüberwachung durchgeführt werden kann. Drittmengenabgrenzung und Energiemanagement erfolgen dabei in Echtzeit vollautomatisiert nach ISO 50001. Gekoppelt an den Verbrauchszähler wird automatisiert ein präzises Bild geliefert – fortlaufend und übersichtlich. Nutzer behalten den Überblick über Ihre Energiedaten, ob zur Analyse, späteren Abrechnung oder Drittmengenabgrenzung. Mit der systematischen Energiedatenerfassung werden Energieverbräuche verständlich dargelegt und Einsparpotenziale aufgedeckt bzw. laufend bestätigt. Das dient dem Controlling im laufenden Betrieb ebenso wie der Umwelt. So ermöglichen digitale Lösungen zur Verbesserung der Energieeffizienz auch Prognosen für den zukünftigen Energieverbrauch.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Parallel zur Machbarkeitsstudie wurde ein Energie-Audit durchgeführt, um belastbare Daten der Ist-Situation zu erhalten sowie Optimierungspotentiale zu identifizieren.

Als Ziel der Systemumstellung wurde ein Solarthermie-Wärmepumpensystem mit Langzeitwärmespeicher als Wärmepumpenquelle definiert, dessen Strombedarf teilweise lokal erzeugt wird. Hierfür wurden zwei Varianten definiert: Variante 1 nutzt PVT-Kollektoren, welche zwar ein noch oben beschränktes Temperaturniveau hinsichtlich Solarertrag haben, dafür aber hinsichtlich Energieerzeugung (Strom+Wärme) eine hohe Flächeneffizienz aufweisen. In Variante 2 wurden Vakuumröhrenkollektoren betrachtet, welche solare Energie auf deutlich höherem Temperaturniveau zur Verfügung stellen können und so die Wärmepumpen und deren Quelle deutlich entlasten. Im Vergleich zu Variante 1 wird die verfügbare Restfläche mit einer PV-Anlage belegt, sodass beide Systemvarianten insgesamt die gleiche Dachfläche belegen.

Die Dimensionierung der beiden Varianten ist in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Dimensionierung der 4 betrachteten, neuen Systemkonzepte. Die bevorzugte Variante ist rot umrandet

	Variante 1	Variante 2
PVT-Anlage [m²] VR-Anlage [m²]	12 000,0	8 000,0
Langzeitspeicher [m³]	30 000,0	20 000,0
Hochtemperatur-Wärmepumpen [MW]	2,8	2,8
PVT-/PV-Anlage [kWp]	2.052	584
PV-Anlage [m²]	-	4 000,0

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 sind in Abbildung 24 dargestellt. Variante 1 hat insbesondere aufgrund des größeren Langzeitspeichers eine höhere Anfangsinvestition. Die Kosten für die PVT-Kollektoranlage und die Kombination aus Vakuumröhrenkollektoren und PV-Anlage sind praktisch gleich. Mit Hilfe der Förderung werden die Anfangsinvestitionen deutlich reduziert, wodurch schlussendlich für die Wirtschaftlichkeit des Systems die verbrauchsgebundenen Kosten ausschlaggebend sind. Durch die wesentlich höhere lokale Stromproduktion des PVT-Systems werden in Variante 1 die Stromkosten für den Betrieb der Wärmepumpen im Vergleich zu Variante 2 deutlich reduziert. Dies führt zu der geringfügig besseren Wirtschaftlichkeit von Variante 1 (mit Förderung). Hinzu kommt, dass dadurch die laufenden Kosten von Variante 1 langfristig stabiler und planbarer sind als jene von Variante 2.

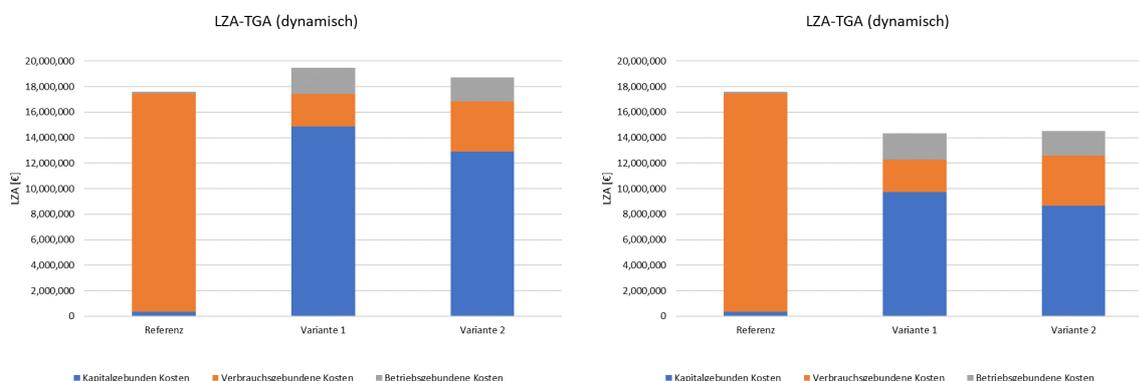


Abbildung 24: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre) für alle Varianten; links: ohne Förderung, rechts: mit Förderung

In Abbildung 25 werden die LZA-Betrachtung und die dynamische Amortisation der Varianten verglichen. Es zeigt sich, dass der Vorteil der geringeren Investitionskosten von Variante 2 in etwa bis

zum Erreichen der dynamischen Amortisationszeit gegeben ist. Auf lange Sicht ist jedoch Variante 1 etwas vorteilhafter.

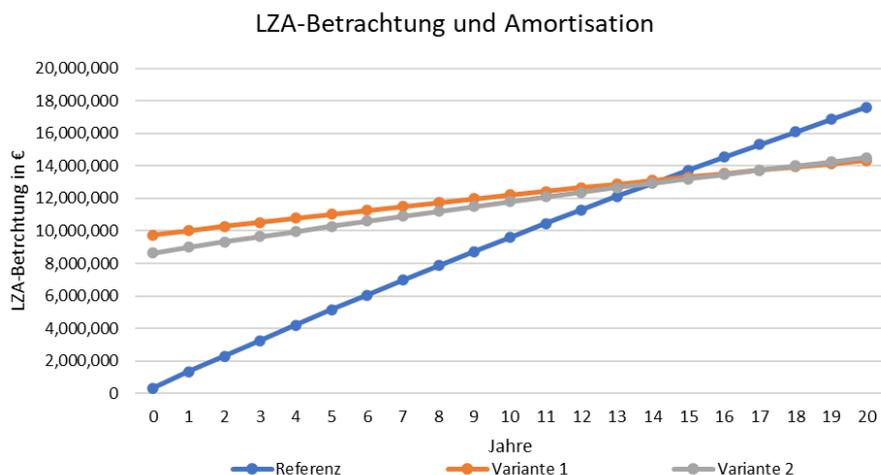


Abbildung 25: Variantenvergleich hinsichtlich LZA-Betrachtung und Amortisation (inkl. Förderung)

Die CO₂-Bilanz ist in Abbildung 26 dargestellt. Hier zeigt sich für Variante 1 ein deutlicher Vorteil gegenüber Variante 2. Dieser liegt wesentlich in der höheren lokalen Stromproduktion begründet. Dieser Vorteil der besseren CO₂-Bilanz ist auch ökonomisch relevant, da die Kosten für CO₂ in den kommenden Jahren tendenziell eher steigen werden.

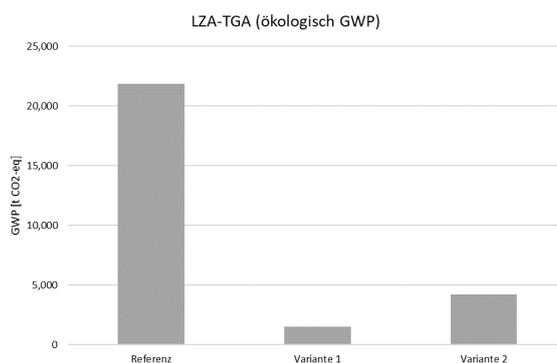


Abbildung 26: Variantenvergleich hinsichtlich der CO₂-Emissionen

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1 über 20 Jahre betrachtet, die ökonomisch stabilste, ökologisch günstigste sowie technisch die sauberste Variante darstellt und daher für die Umsetzung empfohlen wird.

Im Vorfeld der Studie wurde von Linz Textil Holding AG eine Beurteilung aller Dachflächen durchgeführt. Laut dieser Studie stehen sofort 22.000 m² ausreichend stabile Dachflächen für die Installation von Solarkollektoren zur Verfügung. Der Betrieb verfügt außerdem über eine große Freifläche deren Randbereich für die Aufstellung des Langzeitspeichers in direkter Nähe zum Technikraum verwendet werden kann.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind dem Projektteam keine behördlichen Auflagen bekannt, die die Umsetzung der bevorzugten Variante erschweren oder unmöglich machen.

Das vorliegende Systemkonzept kann vorbehaltlich ausreichend zur Verfügung stehender Flächen für Kollektoranlage und Langzeitspeicher auf andere industrielle Betriebe übertragen werden. Ein weiterer begrenzender Faktor ist die notwendige Zieltemperatur des Wärmeversorgungssystems. Die in dieser Studie betrachteten Hochtemperatur-Wärmepumpen von ECOP können aktuell bis 150 °C gesichert zur Verfügung stellen, wobei an der Erreichung noch höherer Temperaturen seitens des GreenTech Unternehmens intensiv geforscht wird. Sind schon jetzt höhere Temperaturen notwendig, so könnte der letzte Hub durch einen klassischen Erdgas-Kessel bewerkstelligt werden.

C) Projektdetails

6 Arbeits- und Zeitplan

Phase I – Machbarkeitsstudie/Energieaudit/Antragstellung-Investitionsförderung

Start: 15. 01.2022 bis 31.12.2023

- 15.01.2022: Vorlauf-Entwicklungsphase
- 19.04.2022: Aufbereitung - Förderangebot Machbarkeitsstudie-Solare Großanlage
- 19.04.2022: LOI Stakeholder ECOP Technologies GmbH
- 19.04.2022: LOI Stakeholder Linz Textil Holding AG
- 20.04.2022: LOI Stakeholder Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH
- 21.04.2022: Einreichbestätigung Angebot für Machbarkeitsstudie-solare Großanlage
- 14.07.2022: Genehmigung - Angebot durch das Präsidium des Klima- und Energiefonds
- 17.08.2022: Annahmeerklärung-Vertrag Machbarkeitsstudie-Klima und Energiefonds
- 29.09.2022: Klima und Energiefonds KPC-Eingangsbestätigung zur Investitionsförderung
- 24.04.2023: Kickoff-Energieaudit Standort Linz
- 26.05.2023: Freigabe für die Durchführung eines Energieaudit aufgrund von fehlenden Daten/Bestandsanlage
- 03.08.2023: Ergebnis-Energieaudit AEE INTEC
- 21.08.2023: Abschluss AEE INTEC mit Polysun-Simulationsmodell
- 31.08.2023: Abgabetermin Bericht Klima und Energiefonds gemäß Auftragserteilung
- Ab 31.08.2023: Detailentwicklung Phasenmodell 1-4 für den Umsetzungsplan beim Mutterkonzern Linz Textil Holding AG
- 31.12.2023: Ziel Abschluss des Klima- und Energiefonds-Investitionsförderverfahrens

Phase II – Detailplanungsphase

Start: 15.01.2024 bis 31.12.2024

- 31.01.2024: Lieferzeitevaluierung- Schlüsselkomponenten
- 15.02.2024: Präqualifizierung Contracting-Partner für eine künftige Betriebsführung, Absicherung der Solar-Module und Wärmepumpen, Stahllangzeitspeicher für das Jahr 2024
- 31.03.2024: Aufstellung des Planungsteam und Start mit den spezifischen Planungsmaßnahmen
- 30.04.2024: Vorlage eines technischen Layout - Start mit TRNSYS Simulationsmodell
- 31.05.2024: Kostenevaluierung für die erforderlichen Maßnahmen und Erstellung eines Investitionsplans
- 31.05.2024: Detailprüfung-Lieferzeiten für die Schlüsselkomponenten
- 30.06.2024: Terminplanerstellung auf Basis evaluierten Lieferzeiten und Kostenlage
- 30.08.2024: erforderliche Schnittstellenfreigabe
- 30.08.2024: Evaluierung der erforderlichen behördlichen Projektunterlagen
- 30.09.2024: Abwicklung der behördlich erforderlichen Maßnahmen zur Umsetzung der Schlüsselkomponenten
- 30.10.2024: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen mit Order bei Lieferanten
- 31.12.2024: Stufenplan für Umbau des Standortes Linz Wienerstrasse, Umbaumaßnahmen müssen aus wirtschaftlichen Gründen bei laufendem Betrieb erfolgen.

Phase III - erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung

Start: 15.01.2025 bis 31.12.2025

- 15.01.2025: Detailplanung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie Solarthermie-Kollektoranlage, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Langzeitspeicher hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten

- 01.03.2025: Monatsfreigaben/Schnittstellen für die erforderlichen Schlüsselkomponenten
- 30.06.2025: Start mit dem Montageprozess Zug um Zug wie
 - Anlieferung der erforderlichen Solar-Module
 - Anlieferung der ersten ecop Rotationswärmepumpen
 - Baubeginn der Technikzentrale und Stahllangzeitspeicher

Phase IV - Inbetriebnahme aller Sektoren und Start mit der Monitoringphase

Start: 15.01.2026 bis 31.12.2026

- 15.01.2026: laufender Montageprozess
- 30.09.2026: Beginn-Inbetriebnahmephase
- 31.12.2026: Fertigstellung mit Überleitung in den Normalbetriebsmodus
 - Abrechnung der zugeteilten Fördermittel
 - Evaluierung der Monitoringdaten mit begleitenden Verbesserungsmaßnahmen

7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Art der	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themenveranstaltung	Solare Eigenversorgung von Industriebetrieben, Austria Solar, Graz (16.11.2022)	CO2-freie Energieversorgung für die Industrie	Ca. 60
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (30.11.2022)	Wege zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse ab 70°C bis 150°C	Ca. 50
Themenveranstaltung	Solare Eigenversorgung von Gebäuden und Quartieren, Austria Solar, FH Pinkafeld (08.02.2023)	Zero Emission Building und Prozess Design in Verbindung mit PVT-Kollektoren	Ca. 50
Symposium (Poster)	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Zero Emission Bulding Design, Solare Prozesswärme: The next step into the future	Ca. 150
Symposium (Vortrag)	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Industrielle Wärmeversorgung durch die Kombination von Solarthermie, PV/PVT und der Rotationswärmepumpe	Ca. 150
Themenveranstaltung	Solare Eigenversorgung von Industriebetrieben, Austria Solar, 18.10.2023, Hotel Park Inn, Hessenplatz 16-18, 4020 Linz	Zero Emission Building und Prozess Design in Verbindung mit PVT-Kollektoren	Ca. 50

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.