

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

| Allgemeines zum Projekt | |
|---|---|
| Projekttitle: | FACC AG-Solargestütztes ZERO EMISSION PROCESS DESIGN |
| Programm inkl. Jahr: | Solarthermie – Solare Großanlagen 2021 |
| Dauer: | 3.10.2023 bis 14.05.2025 |
| 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-Seefeld |
| Kontaktperson Telefon: | +43 664 5367469 |
| Kontaktperson E-Mail: | hps@greenixcloud.cc |
| Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland): | Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH, Stmk ecop Hochtemperatur Wärmepumpen, OÖ FACC AG (Stakeholder), OÖ |
| Schlagwörter: | Solarthermie, Hochtemperatur-Wärmepumpe, Langzeit-Wärmespeicher, Industrie |
| Auftragssumme: | 75.000 € |
| Klimafonds-Nr: | |
| Erstellt am: | 15.5.2025 |

B) Projektübersicht

FACC AG ist ein führendes Unternehmen in der globalen Aerospace-Branche und gilt als Vorreiter im Leichtbau für Luft- und Raumfahrt. Zudem engagiert sich das Unternehmen in der Entwicklung neuer Mobilitätskonzepte wie Urban Air Mobility. Besonders wichtig ist FACC der effiziente Umgang mit Produktionsressourcen sowie der nachhaltige Einsatz von Energie und Umweltmanagement.

Aktuell wird die Wärmeversorgung an den oberösterreichischen Produktionsstandorten 1–4 vollständig durch Erdgas gedeckt. Mit Hilfe einer solarthermischen Großanlage kombiniert mit einem saisonalen Speicher und Hochtemperatur-Wärmepumpen soll die fossile Erdgasnutzung schrittweise reduziert werden. Die Untersuchung konzentrierte sich auf die Standorte 2, 3 und 4 in St. Martin im Innkreis (OÖ). In einer ersten Analyse wurden die unterschiedlichen Prozesse am Standort hinsichtlich Einsetzbarkeit von erneuerbaren Energietechnologien hinsichtlich notwendigem Temperaturniveau bewertet. In weiterer Folge wurde der Fokus auf Prozesse mit max. 140 °C Nutztemperaturniveau gelegt. Es konnte keine wirtschaftlich darstellbare Systemlösung ohne Eingriff in die bestehende Versorgungsstruktur gefunden werden.

Als wesentliche Optimierungsmaßnahme konnte die Dampf-Befeuchtungsanlage, welche die 140°C benötigt identifiziert werden. Bei Umstellung auf eine Druckwasser-Befeuchtungsanlage wird das notwendige Temperaturniveau auf 60°C gesenkt. Unter Berücksichtigung dieser Maßnahme konnten die Dimensionierungen von Saisonspeicher, Hochtemperatur-Wärmepumpen und Solarthermieanlage so reduziert werden, dass eine wirtschaftlich sinnvolle Systemumstellung möglich wird (Variante 2). Diese Variante wird vom Projektteam zur Umsetzung empfohlen

Die **FACC AG** zählt zu den führenden Unternehmen der globalen Aerospace-Branche und gilt als Innovationsträger im Bereich des Leichtbaus für Luft- und Raumfahrtanwendungen. Darüber hinaus engagiert sich das Unternehmen aktiv in der Entwicklung neuer Mobilitätskonzepte wie Urban Air Mobility. Vor diesem Hintergrund misst FACC der effizienten Nutzung ihrer Produktionsressourcen und dem schonenden Umgang mit Energie und Umwelt höchste Priorität bei.

Die Wärmebereitstellung für die industriellen Produktionsprozesse an den oberösterreichischen Standorten (Werke 1–4) erfolgt aktuell noch vollständig mittels Erdgases.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie hatte zum Ziel, eine großtechnische solarthermische Lösung zu entwickeln, bei der die solaren Erträge über einen saisonalen Speicher bereitgestellt und durch eine Wärmepumpe auf das erforderliche Temperaturniveau (bis zu 140 °C) gehoben werden. Durch diese Systemintegration soll der fossile Erdgasanteil signifikant und schrittweise reduziert werden. Die Untersuchung konzentrierte sich auf die Standorte 2, 3 und 4 in St. Martin im Innkreis (OÖ, Abbildung 1).

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Dringlichkeit der Klimakrise sowie geopolitischer Unsicherheiten besteht branchenübergreifend ein starkes Interesse, die Abhängigkeit von Erdgas zu verringern und den Energiebedarf durch erneuerbare Technologien zu decken. Dieser Trend wird durch stark steigende Gaspreise zusätzlich forciert.

Die Erdgaspreise¹ für Betriebe wie FACC lagen im Zeitraum 2017 bis 2020 stets zwischen 3 und 4 ct/kWh. Im Jahr 2022 kam es zu sehr hohen Preisspitzen. Im vergangenen Jahr 2024 lagen die Preise bei ca. 8-10 ct/kWh.

Seit Oktober 2022 gilt in Österreich eine CO₂-Bepreisung, die im Rahmen des Nationalen Emissionszertifikatehandelsgesetzes eingeführt wurde. Der CO₂-Preis wurde schrittweise erhöht und beträgt im Jahr 2025 55 EUR pro Tonne CO₂. Ab 2026 ist geplant, die nationale CO₂-Bepreisung in das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS II) zu überführen – ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz zur Umstellung auf erneuerbare Wärmeversorgung.

¹ (Energiepreis + Netzpreis + Steuer und Abgaben) lt. E-Control Marktpreisentwicklungs-Statistik für Nicht-Haushalte >27 GWh <https://www.e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/preisentwicklungen>



Abbildung 1: Satellitenbild des Standorts mit Werk 2/3 (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

3.1 Ergebnisse der Standortbesichtigung im Rahmen der Machbarkeitsstudie

Im Zuge des Kickoff-Meetings am 3. Oktober 2023 beim Industrieunternehmen FACC am Standort Werk 2/3 wurden im Zuge einer Standort-Begehung Details über die wesentlichen Wärmeverbraucher und Wärmebereitstellung erhoben. Es wurden die wesentlichen Prozesse identifiziert, Daten erhoben und Abläufe dokumentiert. Hierbei konnten folgende Informationen dokumentiert werden:

Allgemeines zum Produktionsstandort:

- Betriebszeiten
 - Der Standort Werk 2/3 wird im 3-Schicht-Betrieb gefahren.
 - Von Samstag 12:00 Uhr bis Sonntag 20:00 findet kein Betrieb statt.
 - Es gibt jeweils Betriebsurlaube im Sommer und Winter.
- Werke
 - Werk 1 befindet sich ca. 13 km entfernt und wird nicht betrachtet.
 - Werk 2/3 sind eng miteinander verflochten und liegen nah beieinander (siehe *Abbildung 2*) und werden gemeinsam betrachtet.
 - Werk 4 befindet sich ca. 1 km im Norden von Werk 2/3.
- Energieträger
 - Die wesentlichen Energieträger sind Strom, Gas und Fernwärme
 - Gas wird vorrangig zur Bereitstellung von Prozesswärme aber auch für Raumwärme verwendet. Dafür werden Thermoöl- und Dampf-Verteilssysteme eingesetzt.
 - Fernwärme – die vorrangig auf Geothermie basiert – unterstützt die Raumwärme.
 - Strom wird für verschiedene Prozesse eingesetzt
 - Details sind dem Kapitel 3.1 zu entnehmen.
- Thermische Prozesse
 - Für das Solarkonzept relevante thermische Prozesse sind.
 - **Autoklave.** Hier handelt es sich um Trocknungs- und Aushärtungsöfen für Flugzeugteile. Die Autoklaven sind Kammern die über Doppelmantel-Wände mit Thermoöl-beheizt werden können. Vorlauf des Thermoöls liegt bei 240 °C. Der Rücklauf im Betrieb bei >180 °C.
 - **Dampfbereitstellung.** Die Dampfbereitstellung wird für die Befeuchtung der Hallenluft im Winter eingesetzt. Die Befeuchtung findet von September bis April statt aufgrund der kalten und trockenen Außenluft. Wenn keine Dampfbefeuchtung mehr benötigt wird, wird das Dampfsystem vollständig heruntergefahren. Vor Inbetriebnahme im Herbst erfolgen eine Reinigung und Spülung des Systems. Dampf wird bei 2,2 bar bzw. 124 °C bereitgestellt.
 - **Pumpen Warmwasser (PWW) Lackiererei.** Die Trockenkammer der Lackiererei werden über Warmwasser (Vorlauf 100 °C) versorgt.

Übersicht Hallenplan

In *Abbildung 2* ist der Industriestandort inklusive Hallenbezeichnung abgebildet. Die Dachflächen sind für solare Technologien nutzbar. Des Weiteren gibt es große Parkplätze, die für solare Technologien nutzbar sind.

FACC CAMPUS SANKT MARTIN WERK 2/3/5)



Abbildung 2: Lageplan Solarflächen Werk 2/3 (Quelle: FACC)

3.1 Energieaudit/Optimierungspotenziale/Lastprofil

Datengrundlage

FACC stellte folgende Daten zur Verfügung:

- Energieauditbericht aus dem Jahr 2016. Laut FACC sind die wesentlichen Prozesse unverändert was bei der Vor-Ort-Begehung im Jahr 2023 sowie durch die Gasverbrauchs-Daten bestätigt werden konnte.
- Temperaturverläufe in 6min-Schritten des Autoklaven-Prozesses für Juni bis Juli 2022
- Erhebungen vor Ort und Informationen per Mail von FACC betreffen Informationen bzgl. thermische Prozesse, deren Druck- und Temperaturniveaus, die genaue hydraulische Verschaltung von Thermoöl- und Dampfnetzwerk sowie PWW und in weiterer Folge Informationen zur monatlichen Verteilung der Prozesswärmebedarfe.
- Gaslastprofil in Stundenwerte für Werk 2/3 für 2022 bis Mitte 2023.

Aufschlüsselungen des Stromverbrauchs und Fernwärme-Bezug wurden im Vor-Audit durchgeführt. Für das neue Systemkonzept ist der Gasverbrauch entscheidend um fossile Energieträger zu substituieren.

Basierend auf diesen Informationen lassen sich folgende Überlegungen zur möglichen Solarintegration ableiten:

- Für eine Wärmeversorgung der Autoklave sind hohe Temperaturen erforderlich. Auch für eine Rücklaufeinbindung sind Temperaturen über 200 °C notwendig. Dies wurde bereits im Antrag kommuniziert.
- Der Bedarf für Dampf ist signifikant für eine solare Großanlage. Allerdings gibt es keinen Bedarf für den Sommer, weshalb ein Langzeit-Wärmespeicher benötigt wird. Mit einer Groß-Wärmepumpe kann das benötigte Temperaturniveau von ca. 140 °C Heißwasser erreicht werden, mit dem dann Dampf in der erforderlichen Qualität (124 °C bzw. 2,2 bar) mittels Dampferzeuger bereitgestellt werden kann.
- Der Bedarf für PWW ist untergeordnet (3% des Gaseinsatzes) ist aber gut ergänzbar mit einer Systemlösung für Dampf.

Tabelle 1: Charakterisierung der thermischen Prozesse zur Bewertung der Solarthermischen Integration

| Prozess | Gaseinsatz [GWh] | Temperaturniveaus °C | Saisonalität |
|-------------------------|------------------|----------------------|--|
| Autoklave | 12,52 (76%) | 240 VL / 180 RL | Hoher Bedarf auch im Sommer. Mehrbedarf im Winter. |
| Dampf für Befeuchtung | 3,46 (21%) | 124 °C (2,2 bar) | Nur im Winter |
| Pumpen Warmwasser (PWW) | 0,58 (3%) | 100 °C | 80 kW im Sommer zu 180 kW im Winter |

Daraus abgeleitet kann der Gasbedarf für Dampf und PWW als Basis für das Lastprofil für die Simulation der neuen Systemvarianten herangezogen werden.

Im Vorfeld der Simulation wurde eine Pinch-Analyse durchgeführt, aus welcher sich folgende Optimierungspotentiale ergaben:

1. Wärmerückgewinnung der Abluft zur Vorwärmung der Zuluft
2. Wärmerückgewinnung der Druckluft (Druckluftkompressoren (Stickstoff und Druckluft)) zur Vorwärmung des Kesselspeisewassers des Dampfkessels

Da die Lüftungsanlagen nicht zentral verknüpft und einige Abluftströme direkt über Deckenöffnungen oder anderen Öffnungen abgeführt werden, wird diese Möglichkeit aufgrund der hohen Komplexität und geringen technischen Machbarkeit nicht weiterverfolgt und sollten als dezentrale Maßnahmen umgesetzt werden.

Eine Wärmerückgewinnung der Druckluftkompressoren der Druckluftanlage der Stickstoffherstellungsanlage könnte mittels eines Wärmetauschers, das Kesselspeisewasser des Dampfkessels vorwärmen. In Rücksprache mit FACC wurde bestätigt, dass diese Maßnahmen für Werk 2&3 zum Teil schon umgesetzt wurden und die Abwärme aus Stickstoff-Erzeugung und Druckluftkompressoren für die Gebäudeheizung eingesetzt werden und kein weiteres Potenzial für eine Reduktion der Prozesswärme besteht.

Weitere relevante Effizienzmaßnahmen

Die Bereitstellung von Dampf stellt eine ineffiziente Methode der Befeuchtung dar. Sie ist geschuldet einem historisch bedingten Aufbau von Dampfsystemen in Industriebetrieben. Als Energieeffizienz-Maßnahme wurde die Umstellung der Befeuchtung auf eine Hochdruckbefeuchtung identifiziert. Mit dieser kann die Temperatur der Wärmebereitstellung wesentlich reduziert werden.

Im Folgenden soll die Technologie näher beschrieben werden.

Technologieübersicht: Hochdruckbefeuchtung mit Vergleich zur Dampfbefeuchtung

Die Hochdruckbefeuchtung ist ein Verfahren zur Luftbefeuchtung, bei dem Wasser mit einem Druck von typischerweise 60–80 bar über feine Düsen zerstäubt wird. Der dabei entstehende Mikro-Nebel verdunstet in der Luft. Der Prozess ist **adiabat**, d. h. die notwendige Verdunstungsenergie wird der Luft selbst entzogen, wodurch es zu einem Temperaturabfall kommt. Dadurch muss zwar nachgeheizt werden, allerdings auf viel geringerem Temperaturniveau im Vergleich zur Dampfbereitstellung. Es ist zu betonen, dass mit der Hochdruckbefeuchtung keine Heizenergie eingespart wird, allerdings ermöglicht sie durch die Temperaturabsenkung einen effizienteren Einsatz von erneuerbarer Energieträger.

Hochdruckbefeuchtung findet Anwendung in Produktionshallen, Lagerbereichen, Druckereien, Textilbetrieben, Elektronikfertigung und überall dort, wo eine kontrollierte Luftfeuchte erforderlich ist – direkt im Raum (Freistrahlsystem) oder zentral in raumluftechnische Anlagen.

Typische Systemkomponenten für die Hochdruckbefeuchtung beinhalten Hochdruckpumpe, Düsenleitungen oder Raumverteiler, Wasseraufbereitung, Steuer- und Regeltechnik und Nachheizung über ein Warmwasserregister.

Vergleich mit Dampfbefeuchtung

Für FACC ergibt sich folgende Gegenüberstellung der beiden Befeuchtungs-Technologien (*Tabelle 2*).

Tabelle 2: Vergleich der Befeuchtungs-Technologien im Anwendungsfall FACC:

| Kriterium | Hochdruckbefeuchtung | Dampfbefeuchtung |
|--|--|--------------------------------------|
| Energieaufwand nur für die Befeuchtung | sehr gering (Pumpenleistung) | hoch |
| Gesamt-Energieaufwand | hoch | hoch |
| Temperaturverhalten der Luft während der Befeuchtung | Abkühlung (adiabat) | konstant oder leicht steigend |
| Wärmequelle | Niedertemperatur ausreichend (z. B. 60 °C) | Hochtemperaturdampf (ca. 124 °C) |
| Hygiene | erfordert strikte Wasseraufbereitung | inhärent hygienisch durch Dampf |
| Investitionskosten | Mittel (Neuinvestition für FACC) | Hoch (aber vorhanden bei FACC) |
| Wartungsaufwand | moderat (Filter, Spülungen, Düsen) | hoch (Kessel, Entkalkung, Kondensat) |

Das Verhalten der Luft soll im untenstehenden HX-Diagramm näher erläutert werden. Hier wurde das HX-Diagramm-Tool des ILK Dresden verwendet.

Die untenstehenden Tabellen zeigen die Zustände der feuchten Zuluft für die Befeuchtung mit Dampf (*Tabelle 3*) und mit Hochdruckbefeuchtung (*Tabelle 4*). In beiden Fällen gelten die gleichen Startbedingungen (Frischluft Winter bei 0 °C und 40% rel. Luftfeuchte) sowie Zielwerte (Zuluft bei 23 °C und 6,5 g/kg absolute Luftfeuchte bzw. Wassergehalt).

Tabelle 3 zeigt wie dies in einem Schritt durch Dampfzugabe erfolgen kann (Befeuchtung und Enthalpie-Erhöhung).

Tabelle 3: Zustände der Hallenzuluft mit Dampfbefeuchtung

| Bezeichnung | Temperatur | Enthalpie | rel. Luftfeuchte | Wassergehalt |
|----------------------------------|------------|-----------|------------------|--------------|
| | °C | kJ/kg | % | g/kg |
| Frischlufte Winter | 0 | 3,8 | 40,0 | 1,5 |
| nach Dampfzugabe = Zuluft | 23 | 39,8 | 37,3 | 6,5 |

Tabelle 4 zeigt, dass zunächst vorgeheizt werden muss, um Nebelbildung zu vermeiden. In einem zweiten Schritt wird mittels Hochdruckbefeuchtung die Luftfeuchtigkeit auf den Zielwert erhöht, dabei kommt es zu einer Abkühlung der Luft auf <11 °C. Deshalb muss in einem finalen Schritt die Temperatur wieder erhöht werden.

Tabelle 4: Zustände der Hallenzuluft mit Hochdruckbefeuchtung

| Bezeichnung | Temperatur | Enthalpie | rel. Luftfeuchte | Wassergehalt |
|----------------------------------|------------|-----------|------------------|--------------|
| | °C | kJ/kg | % | g/kg |
| Frischlufte Winter | 0 | 3,8 | 40,0 | 1,5 |
| nach Vorheizung | 23,0 | 27,1 | 8,7 | 1,5 |
| nach Befeuchtung | 10,6 | 27,1 | 82,3 | 6,5 |
| nach Nachheizung = Zuluft | 23,0 | 39,8 | 37,3 | 6,5 |

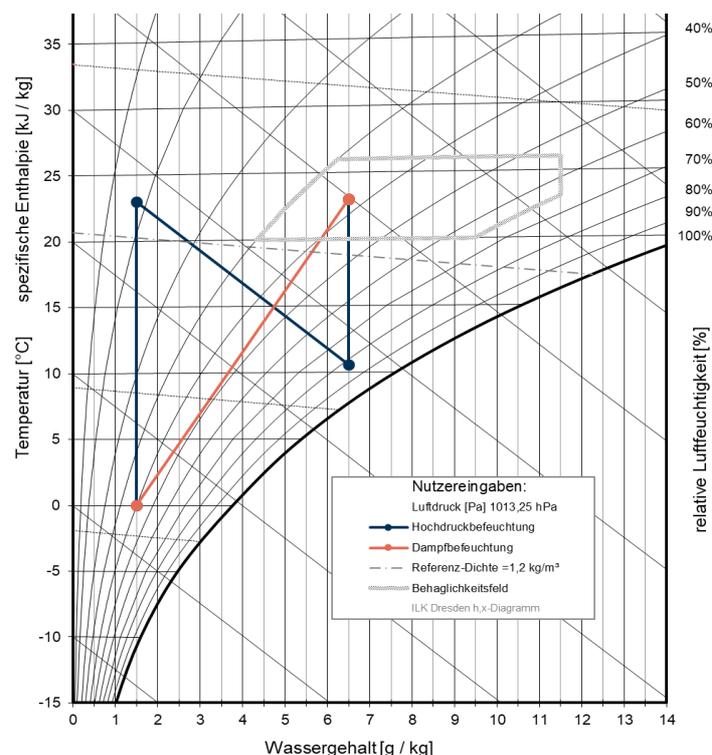


Abbildung 3: Vergleich Hochdruckbefeuchtung und Dampfbefeuchtung im HX-Diagramm
(Tool: ILK Dresden HX Diagramm; Daten: AEE INTEC)

Um den Nutzen aus dieser Effizienzmaßnahme zu ziehen, sollten in den Systemkonzepten ein Vergleich der unterschiedlichen Dampf-Bereitstellungs-Technologien und dem dazugehörigen Solaren Systemkonzepten angestellt werden. Dies wird in dem folgenden Kapitel behandelt.

3.2 Neues Systemkonzept

Als Referenzsystem wurde das Bestandssystem mit ausschließlicher Gasversorgung herangezogen. Das erarbeitete neue Versorgungskonzept basiert auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, welche einen Langzeit-Wärmespeicher als Quelle nutzen. Dieser Langzeit-Wärmespeicher wird von einer solarthermischen Großanlage regeneriert. Am Standort sind mehrere Prozesse mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorhanden. Das gegenständliche (neue) Systemkonzept fokussiert auf jene Prozesse mit einem Temperaturniveau von maximale 140°C. Es werden grundsätzlich zwei Systemvarianten betrachtet:

- Variante 1: Kombination von doppelt abgedeckten Flachkollektoren (HT-Kollektoren) und einer PV-Anlage. Die HT-Kollektoren werden so in die Hochtemperatur-Wärmepumpenkaskade eingebunden, dass bei ausreichender Solartemperatur der Solarertrag direkt beim Prozess oder als Quelle für die zweite Wärmepumpenstufe genutzt wird. Der Überschuss bzw. das niedrigere Temperaturniveau wird in den Langzeitwärmespeicher (=Quellspeicher der ersten Wärmepumpenstufe) zur Regeneration eingebracht. Es werden 140°C Prozesstemperatur bereitgestellt.
- Variante 2: In dieser Version wird eine Umstellung der Dampf-Befeuchtung auf Hochdruckwasser-Befeuchtung angenommen. Dadurch bleibt zwar der Energiebedarf gleich, aber das Temperaturniveau für diesen Prozess wird von 140 °C auf ca. 60 °C gesenkt. Das Gesamtsystem muss aufgrund anderer Prozesse weiterhin auf 100 °C ausgelegt werden, allerdings steigt der Beitrag, den die Solaranlage liefern kann.

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 4 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:

- Hochtemperaturkollektor- und PV-Anlage: integraler Bestandteil des Tools
- Langzeit-Wärmespeicher: Dieser wurde als Pufferspeicher mit den folgenden Eigenschaften modelliert
 - Höhe: 34 m (30.000m³); 8 m (10.000 m³)
 - Dämmdicke: 70/100/50 mm (Wand/Deckel/Boden)
 - Wärmedämmung: PU hart
- die Wärmepumpenkaskade wurde als zwei gleiche Wärmepumpen (Leistung, Kennlinienfeld) mit großen Speichern als hydraulische Weichen abgebildet. Das Kennlinienfeld wurde vom Projektpartner ECOP geliefert und in Polysun eingelesen.
- Für die Wärmeabnahme durch die Prozesse wurden Lastprofile aus vorhandenem Audit herangezogen und als „Warmwasser-Lastprofil“ in Polysun eingelesen.
- Die Systemvariante mit Zieltemperatur Dampferzeugung von 140 °C ist in Abbildung 4 dargestellt. Der solare Ertrag wird auch in die hydraulische Weiche nach der ersten Wärmepumpenstufe eingebracht, sofern ausreichendes Temperaturniveau geliefert werden kann. Der Puffer nach der ersten Wärmepumpenstufe versorgt den PWW-Bedarf auf einem Temperaturniveau von 100°C. Die Ergebnisse für die PV-Anlage wurden in einer eigenen Simulation bestimmt.

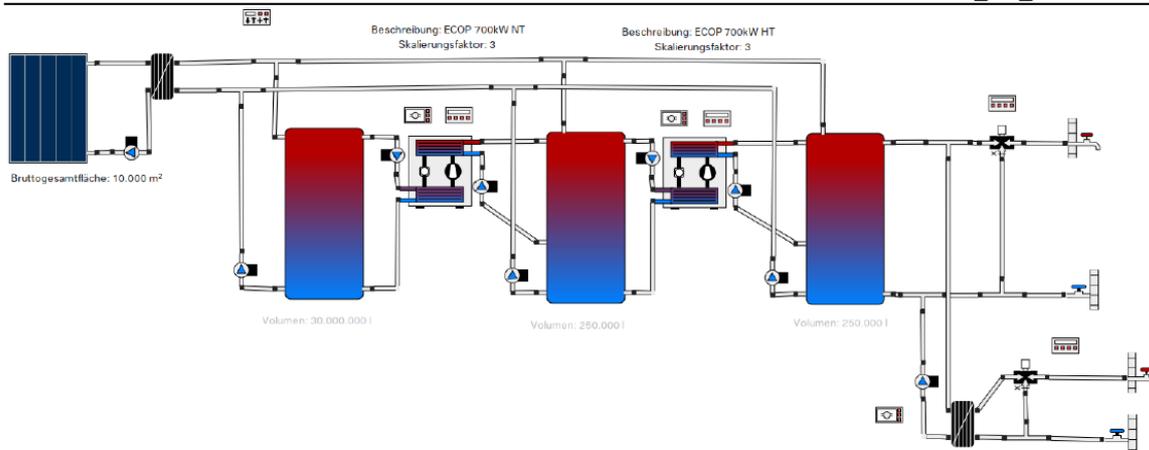


Abbildung 4: Abbildung der Variante 1 mit Hochtemperaturkollektoren in Polysun und Zieltemperatur Dampf 140°C (Quelle: Polysun)

- Die Systemvariante mit Zieltemperatur Dampferzeugung von 60 °C ist in Abbildung 5 dargestellt. Hier kann die zweite Wärmepumpenstufe eingespart werden, da die maximale Prozesstemperatur bei 100°C (PWW) liegt. Die Ergebnisse für die PV-Anlage wurden in einer eigenen Simulation bestimmt.

Projekt FACC - Variante Var_NT

POLYSUN®

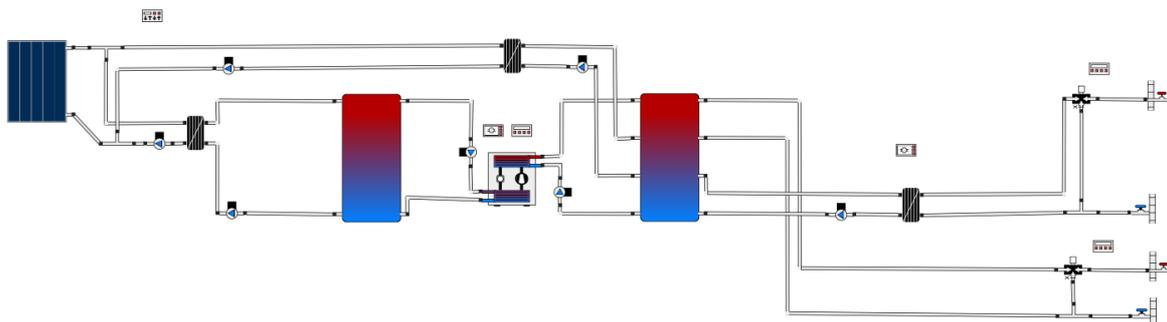


Abbildung 5: Abbildung der Variante 2 mit Hochtemperaturkollektoren in Polysun und Zieltemperatur Dampf 60°C (Quelle: Polysun)

Alle Varianten haben einen Langzeitwärmespeicher mit einem Volumen zwischen 10.000 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 wären in der Umgebung Freiflächen grundsätzlich vorhanden (vgl. Abbildung 1), doch hat sich im Zuge von Gesprächen bei der Standortbegehung ergeben, dass nach Möglichkeit nur betriebseigene Flächen genutzt werden sollen und diese reichen für einen Beckenspeicher nicht aus.
- Laut dem auf der Website des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft verfügbaren hydrographischen Jahrbuchs² liegen in 3-4 km Entfernung des Industriestandorts zwei Messstellen für den Grundwasserspiegel (Abbildung 6).

² <https://ehyd.gv.at/#> (abgerufen am 28.4.2025)

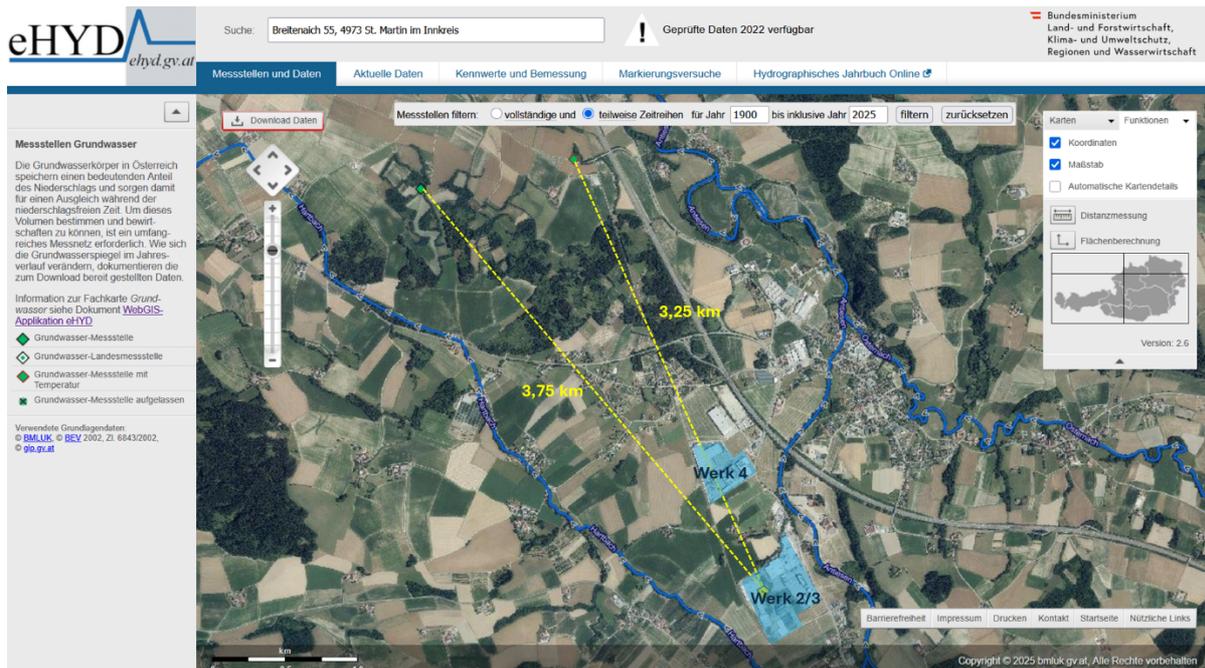


Abbildung 6: Screenshot aus dem Onlinetool des Bundesministeriums inklusive Distanzangaben zu den Messstellen sowie Kennzeichnung des Industriestandorts (blaue Fläche) (Quelle: <https://ehyd.gv.at/#>, eigene Darstellung)

Der Grundwasserspiegel liegt bei beiden Messstellen seit vielen Jahren nur rund 1-2 m unter der Geländeoberkante, was aufgrund der nahen Gewässer (Bäche, blaue Linien) nicht weiter verwunderlich ist. Dies stellt einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Wärmeverluste eines Erdbeckenspeichers dar. Am Standort liegen jedoch weder Grundwasserschon- noch Grundwasserschutzgebiete vor.

Daher wird in dieser Studie ein druckloser Stahltankspeicher als Langzeitspeicher genutzt. Eine mögliche Grobkonstruktion für einen 20.000 m³ Tankspeicher ist in Abbildung 7 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 in den gegenständlichen Varianten angesetzten Tankspeicher können die vorliegenden Maße weitgehend auf- oder abskaliert werden und es bedarf nur geringfügiger Anpassungen.

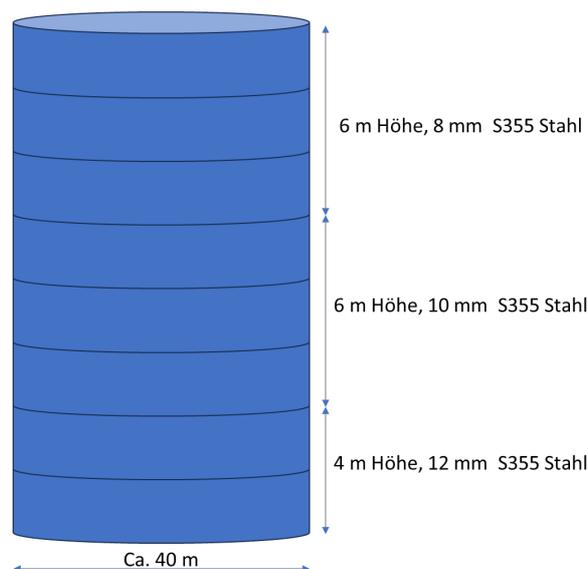


Abbildung 7: Grobentwurf eines 20.000m³ Tankspeichers

Begründung für die deutliche Reduktion der Speichergröße im Vergleich zum Antrag

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie werden Saisonalspeicher zwischen 10.000 und 30.000 m³ vorgeschlagen. Diese Entscheidung weicht deutlich von früheren Annahmen ab, bei denen Speichergrößen von bis zu 70.000 m³ im Raum standen. Die Reduktion basiert auf neuen Erkenntnissen, die im Zuge der Bearbeitung sowie durch die Auswertung weiterer Studien und Pilotprojekte gewonnen wurden – Erkenntnisse, die zum Zeitpunkt der Einreichung der ursprünglichen Studie noch nicht vorlagen.

Ursprünglich wurde in vielen Diskussionen und vorbereitenden Konzepten von einem sehr großen saisonalen Speicher mit einem Volumen von rund 70.000 m³ ausgegangen. Diese Annahme beruhte auf frühen Szenarien mit hohem Puffervolumen, insbesondere unter der Maßgabe, Wärme über lange Zeiträume – also von der Sommer- bis in die Heizperiode – zu speichern. Die technischen Möglichkeiten schienen dies grundsätzlich zu erlauben, allerdings wurden Fragen zur Wirtschaftlichkeit, zur Einbindung ins Gesamtsystem und zur betrieblichen Notwendigkeit nur in Ansätzen behandelt.

Erst im weiteren Verlauf des Projekts, insbesondere durch den Abgleich mit neueren Referenzprojekten und Detailstudien, wurde deutlich, dass deutlich kleinere Speicherlösungen technisch ebenso machbar und in vielen Fällen sogar sinnvoller sind. Konkret zeigte sich, dass der Bedarf an saisonaler Wärmespeicherung in der geplanten Systemarchitektur nicht in dem ursprünglich angenommenen Ausmaß besteht.

In mehreren aktuellen Studien und Praxisbeispielen wurde dieses optimierte Verhältnis zwischen Speichergröße und Systemnutzung bestätigt. Daraus resultiert die fundierte Annahme, dass ein Speicher mit geringerem Volumen – gegeben den spezifischen Anforderungen des Projekts – sowohl technisch ausreichend als auch wirtschaftlich vorteilhaft ist. Zusammenfassend handelt es sich bei der Reduktion der Speicherkapazität nicht um eine willkürliche oder rein kostengetriebene Entscheidung, sondern um das Ergebnis vertiefter Analysen, die ein differenzierteres Verständnis der Systemdynamik ermöglichen. Die vorgeschlagene Speichergröße stellt somit einen robusten und gleichzeitig realistischen Planungsvorschlag dar, der den tatsächlichen Anforderungen besser entspricht und auf validierten Erkenntnissen aus vergleichbaren Studien beruht.

3.3 Variante 1 „Zieltemperatur 140°C“

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Systemkonzept Variante 1 liefert Wärme für die bestehende Dampfbereitung auf 140°C. In *Abbildung 17* ist ein grobes Prinzipschema inklusive Dimensionierungen dargestellt. Die Solarthermie-Anlage samt Saisonspeicher wurde auf maximale solare Deckung bei gleichzeitig minimalen Stagnationstagen ausgelegt. Die PV-Anlage wurde so dimensioniert, dass die insgesamt verfügbaren Flächen (16.000m²) voll genutzt sind.

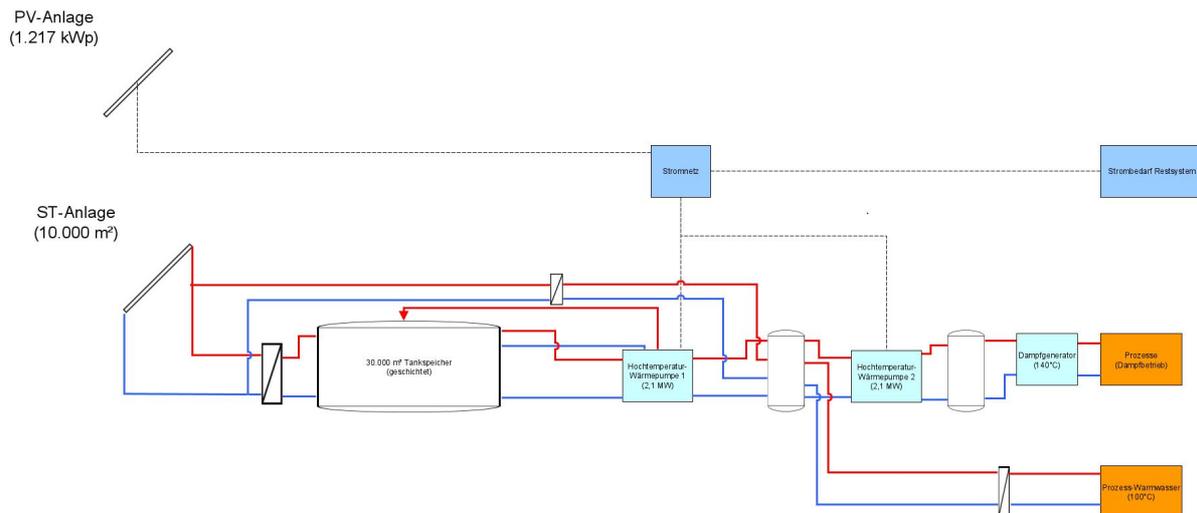


Abbildung 8: Prinzipschema der Variante 1 inklusive Dimensionierung

In *Abbildung 9* ist der Verlauf von Erzeugung und Verbrauch von Variante 1 über ein Jahr dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (Mai bis September) der Langzeit-Wärmespeicher beladen wird und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Jänner möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert (*Abbildung 10*). Von Februar bis April ist der Langzeitwärmespeicher nahezu vollständig entleert. Eine größere Dimensionierung der Solaranlage würde dieses Problem reduzieren, bringt aber hinsichtlich Kosten und Stagnationstagen mehr Nach- als Vorteile.

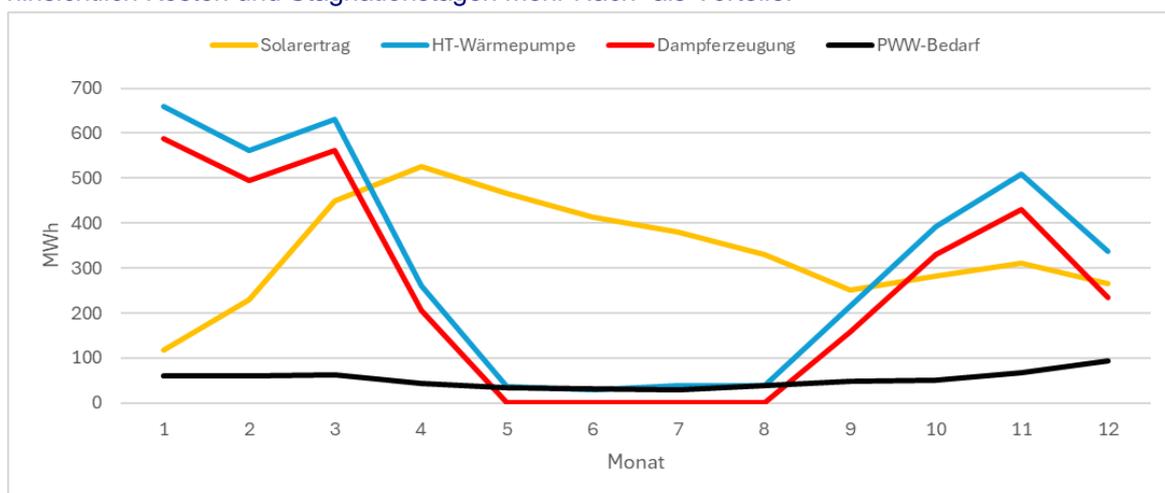


Abbildung 9: monatliche Erzeugung und Verbrauch von Variante 1

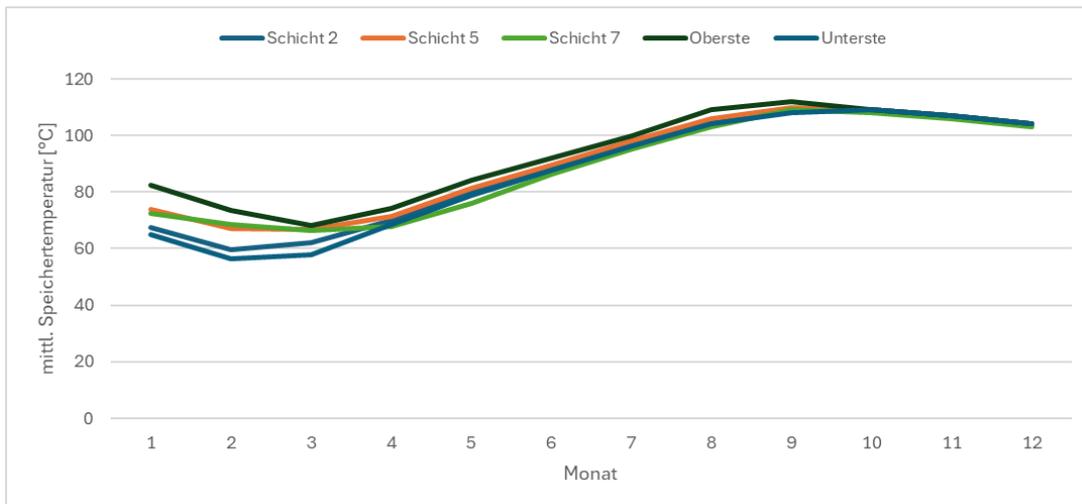


Abbildung 10: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 1

In Abbildung 11 ist der Stromertrag aus PV-Anlage (blau), der Strombedarf der Wärmepumpe (orange) und die monatliche Differenz aus lokaler Stromerzeugung und Strombedarf der Wärmepumpe (=Netzstrombedarf, grau) als Liniendiagramm dargestellt. Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung von April bis September gedeckt ist. Dies entspricht einer Bedarfsdeckung durch lokale Erzeugung von 57% in monatlicher Bilanzierung. Der COP der Wärmepumpen liegt bei einer VL-Temperatur von 140°C im Jahresschnitt 3,24. Zu dem Simulationsergebnis sind folgende Anmerkungen wichtig:

- Die Hydraulik ist für eine erste Vorsimulation relativ komplex und erfordert lange Einschwingzeiten. Dies hat mehr oder weniger nachvollziehbare Einflüsse auf die Regelungsparameter. Im vorliegenden Fall wird trotz hoher Priorisierung die direkte Nutzung von Solarwärme de facto nie abgerufen. In der Praxis ist mit geringerem Strombedarf für die Wärmepumpe zu rechnen. Dies ist in der Detailplanungsphase mit mächtigeren Simulationstools neu zu bewerten.
- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen konnte in der Simulation nicht abgebildet werden. Dieser zusätzliche Betrieb auf einem Temperaturniveau bis max. 100 °C in den Monaten Oktober bis Jänner 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.

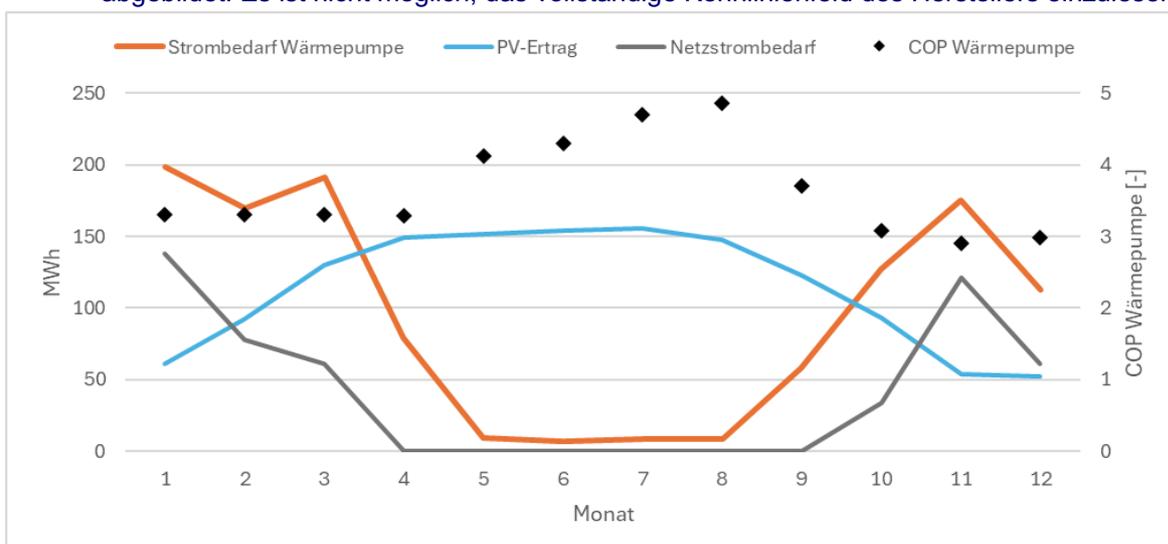


Abbildung 11: gesamter Strombedarf Wärmepumpenkaskade, Netzstrombedarf unter Berücksichtigung der lokalen Erzeugung und COP der Wärmepumpe für Variante 1

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in *Tabelle 5* zusammengefasst. Sie sind gleich für alle gerechneten Varianten.

Tabelle 5: 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) | 200 €/Tonne |
| Preissteigerung Energie, Wartung und Investition | 2% |
| | |
| Lebensdauer PV, HT-Kollektor | 30 Jahre |
| Lebensdauer Langzeitspeicher | 50 Jahre |
| Lebensdauer Wärmepumpen | 20 Jahre |
| | |
| Spez. Kosten HT-Kollektoranlage (inkl. Montage) | 400 €/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 | 0,26 €/kWh |
| Gas | 0,1 €/kWh |
| Stromeinsparung | 0,26 €/kWh |
| | |
| Wartungskosten | |
| PV, HT-Kollektoren, Langzeitspeicher | 0,05% der Investitionskosten |
| Wärmepumpe (lt. Herstellers) | 2% der Investitionskosten |
| | |
| Förderungen | |
| 35% der Investitionskosten von HT-Kollektoranlage, Langzeitspeicher und Wärmepumpen | |

Anmerkung zum angesetzten CO₂-Preis

Ein CO₂-Preis von 200 €/t ist in Wirtschaftlichkeitsberechnungen zunehmend gerechtfertigt, wenn man künftige regulatorische Entwicklungen, gesellschaftliche Klimaziele und realistische Schadenskosten des CO₂-Ausstoßes berücksichtigt. Viele wissenschaftliche Studien, darunter das Umweltbundesamt (UBA, 2023³), beziffern die tatsächlichen „vermeidungskostenbasierten“ CO₂-Schadenskosten bereits

³ Umweltbundesamt (2023): *Kosten der Emission von Treibhausgasen*. UBA-Texte 128/2023;

heute auf etwa 201 €/t CO₂. Dieser Wert berücksichtigt externe Kosten wie Klimaschäden, Gesundheitsfolgen und volkswirtschaftliche Verluste durch Extremwetterereignisse.

In der strategischen Projektbewertung ist ein CO₂-Preis von 200 €/t ein valider Planungswert, weil er als Vorsorgewert dient. Politisch ist ein solcher Preis langfristig plausibel: Die EU ETS-Preise (CO₂-Zertifikate) haben bereits über 100 €/t erreicht (Stand 2023), mit weiteren Steigerungen zu erwarten, insbesondere wenn der ETS auf neue Sektoren ausgeweitet wird.

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, der eingespeiste Strom wurde nicht monetär bewertet. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1 über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

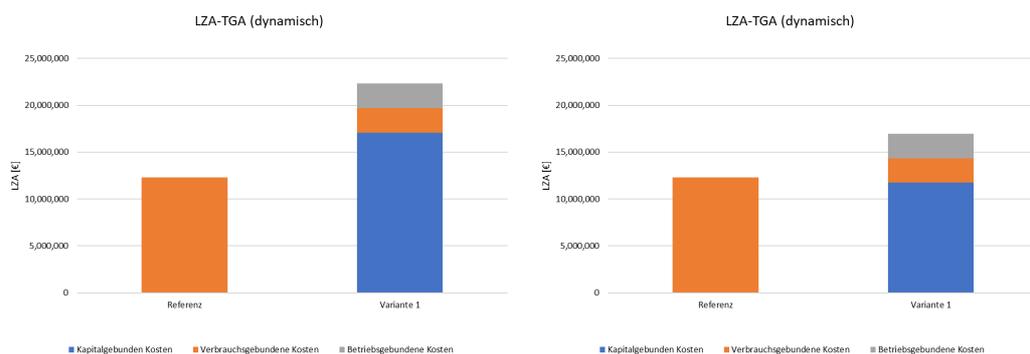


Abbildung 12: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 1

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 7):

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 1

| | Referenz | Variante 2 | |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | o. Förd. | m. Förd. |
| Investitionsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,28 | 0,19 |
| Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh] | 0,20 | 0,04 | 0,04 |
| Betriebsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,04 | 0,04 |
| Gesamt | 0,20 | 0,36 | 0,28 |
| Dyn. Amortisationszeit [a] | - | - | - |
| Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a] | - | 8,2 | 7,7 |

In Abbildung 22 ist die Entwicklung der LZA-Kosten und der Amortisationszeit dargestellt.

LZA-Betrachtung und Amortisation

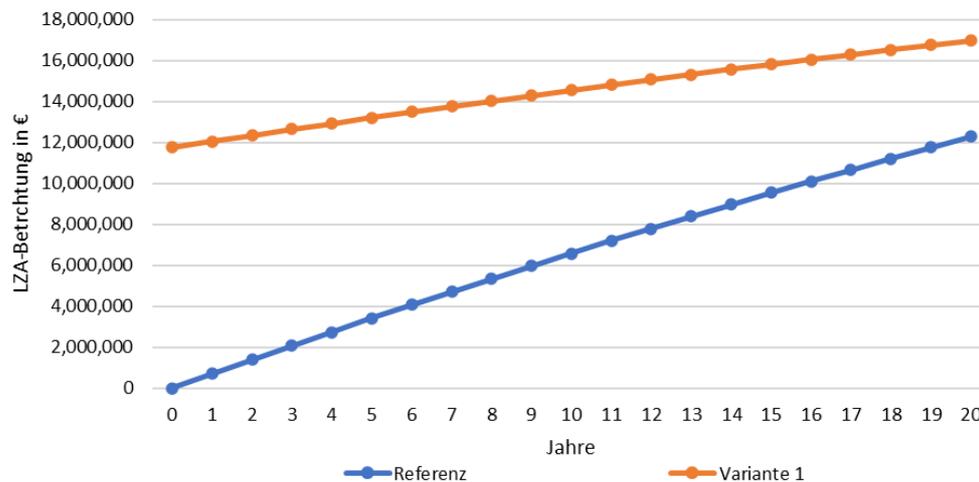


Abbildung 13: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 1 (mit Förderung)

In Abbildung 23 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.

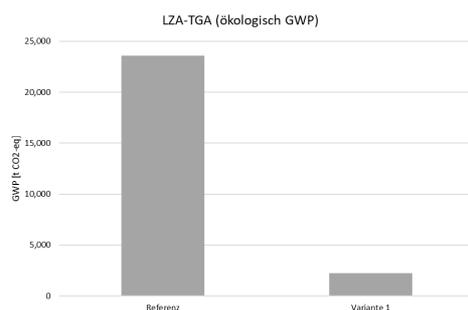


Abbildung 14: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 1 im Vergleich zum Referenzsystem

3.3.3 Rahmenbedingungen

Aktueller Rechtsrahmen für PV/Solarthermie 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 Zuge einer Werksbegehung wurden von FACC zukünftige Carportüberdachungen für die Positionierung der Solarflächen vorgeschlagen (Abbildung 15, Abbildung 16).



Abbildung 15: Darstellung möglicher Carportdachflächen (gelb) bei Werk 2/3 (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)



Abbildung 16 Darstellung möglicher Carportdachflächen (gelb) bei Werk 4 (Quelle: GoogleMaps, eigene Darstellung)

Aufstellung des Langzeitspeichers

Für die Aufstellung des Langzeitspeichers ist lediglich ein bau- und gewerberechtlches Genehmigungsverfahren notwendig. Es gilt die oberösterreichische Bau- und Gewerbeordnung nach §81 GewO 1995 (Änderung einer Betriebsanlage). Als Aufstellungsort ist das Grundstück nördlich von Werk 2/3 (links von Werk 3 in *Abbildung 15* **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) vorgesehen.

Sonstiges

Das Unternehmen unterliegt nicht dem Vergaberecht.

3.4 Variante 2 „Zieltemperatur 100°C“

3.4.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Systemkonzept Variante 2 sieht den Austausch der bestehenden Dampfbeeufchtung durch Druckwasserbeeufchtung vor. Aufgrund der deutlich niedrigeren benötigten Zieltemperatur kann die zweite Hochtemperatur-Wärmepumpenstufe eingespart werden. In *Abbildung 17* ist ein grobes Prinzipschema inklusive Dimensionierungen dargestellt. Die Solarthermie-Anlage samt Saisonspeicher wurde auf maximale solare Deckung bei gleichzeitig minimalen Stagnationstagen ausgelegt. Die PV-Anlage wurde so dimensioniert, dass der Strombedarf der Hochtemperatur-Wärmepumpe über das Jahr bilanziert durch lokale Stromerzeugung gedeckt werden kann. Zufällig ist in dieser Auslegung die Anlagegröße ident mit jener in Variante 1.

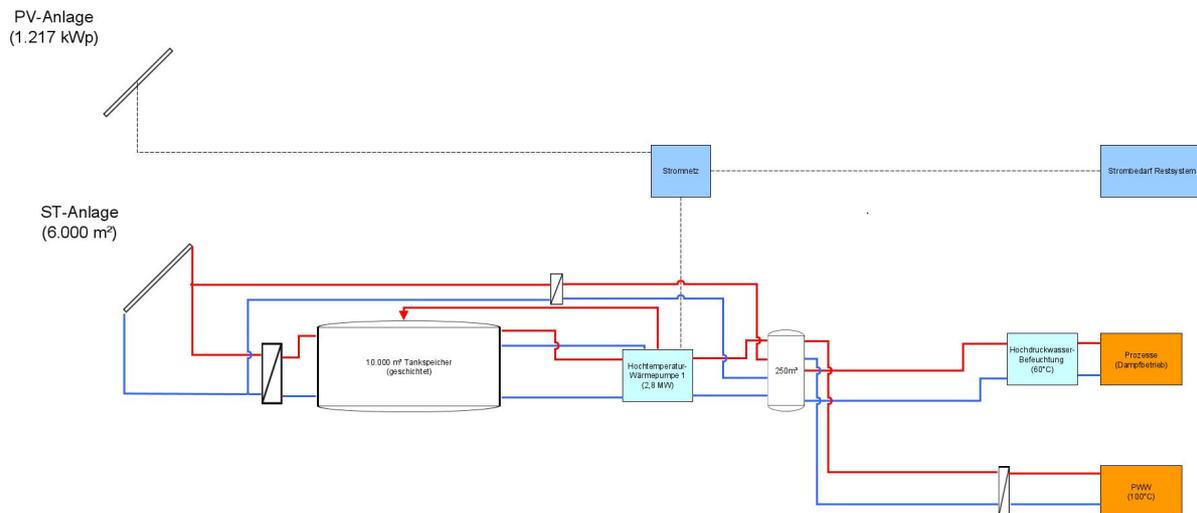


Abbildung 17: Prinzipschema der Variante 2 inklusive Dimensionierung

In *Abbildung 18* ist der Verlauf von Erzeugung und Verbrauch von Variante 2 über ein Jahr 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*). Von Februar bis April ist der Langzeitwärmespeicher nahezu vollständig entleert. Eine größere Dimensionierung von Speicher und/oder Solaranlage würde dieses Problem reduzieren, ist aber wirtschaftlich nur schwer darstellbar.

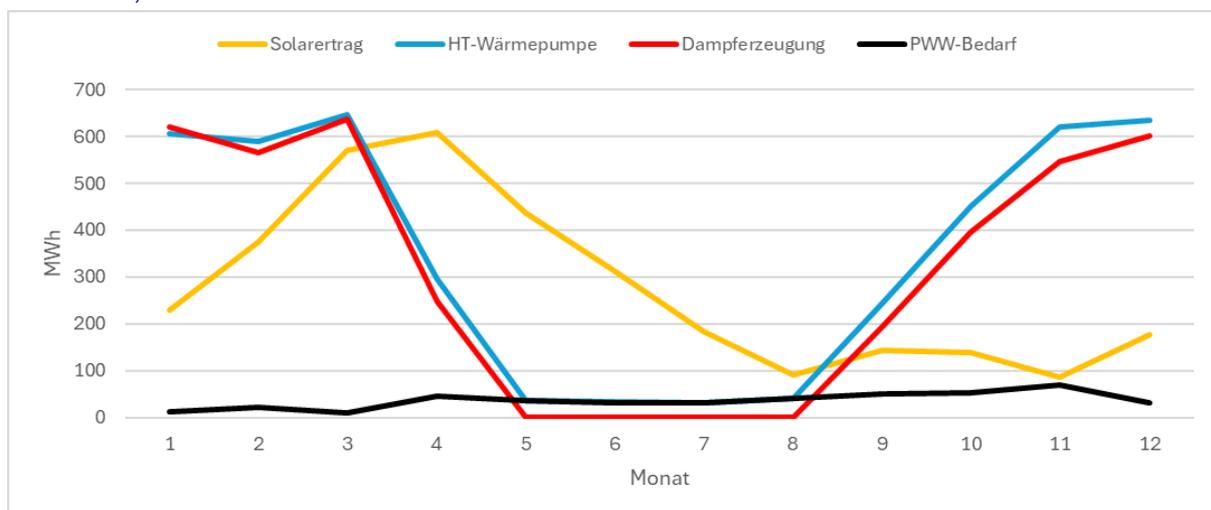


Abbildung 18: monatliche Erzeugung und Verbrauch von Variante 2

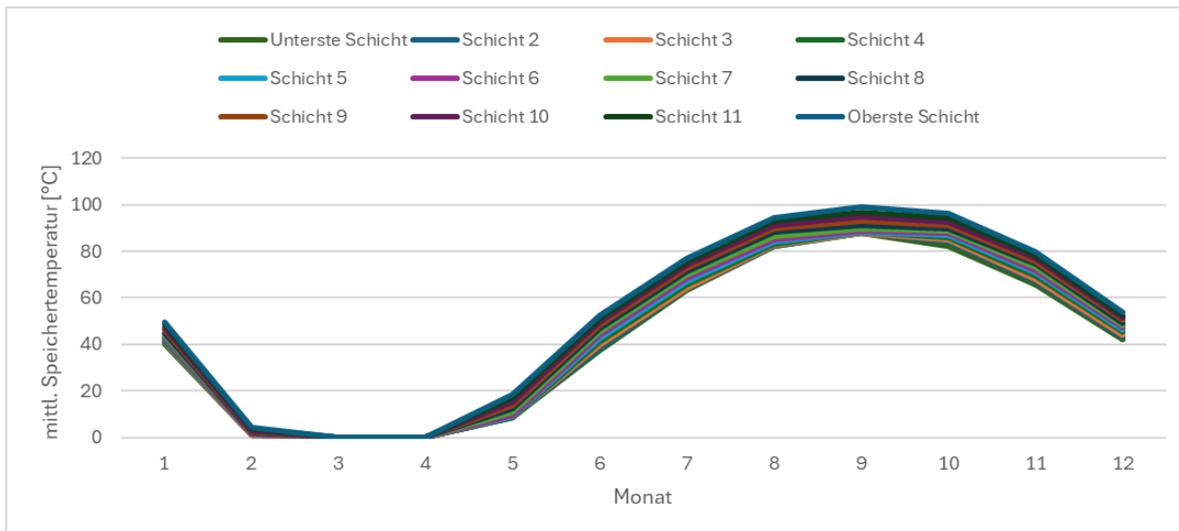


Abbildung 19: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 2

In *Abbildung 20* ist der Stromertrag aus PV-Anlage (blau), der Strombedarf der Wärmepumpe (orange) und die monatliche Differenz aus lokaler Stromerzeugung und Strombedarf der Wärmepumpe (=Netzstrombedarf, grau) als Liniendiagramm dargestellt. Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung von April bis September gedeckt ist. Dies entspricht einer Bedarfsdeckung durch lokale Erzeugung von 57% in monatlicher Bilanzierung. Der COP der Wärmepumpen liegt bei einer VL-Temperatur von 100°C im Jahresschnitt 3,63. Zu dem Simulationsergebnis sind folgende Anmerkungen wichtig:

- Die Hydraulik ist für eine erste Vorsimulation relativ komplex und erfordert lange Einschwingzeiten. Dies hat mehr oder weniger nachvollziehbare Einflüsse auf die Regelungsparameter. Im vorliegenden Fall wird trotz hoher Priorisierung die direkte Nutzung von Solarwärme de facto nie abgerufen. In der Praxis ist mit geringerem Strombedarf für die Wärmepumpe zu rechnen. Dies ist in der Detailplanungsphase mit mächtigeren Simulationstools neu zu bewerten.
- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen konnte in der Simulation nicht abgebildet werden. Dieser zusätzliche Betrieb auf einem Temperaturniveau bis max. 100 °C in den Monaten Oktober bis Jänner 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.

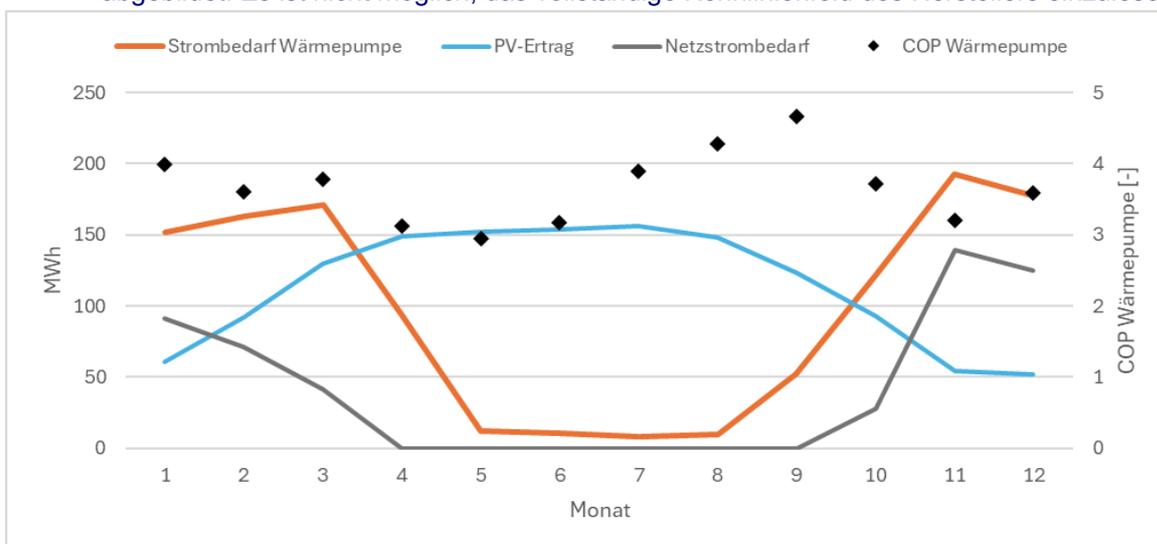


Abbildung 20: gesamter Strombedarf Wärmepumpenkaskade, Netzstrombedarf unter Berücksichtigung der lokalen Erzeugung und COP der Wärmepumpe für Variante 2

3.4.2 Ökonomische Betrachtung

Die Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung entsprechen jenen von Variante 1. Ergänzend wurden für den Umbau auf Druckwasserbefeuchtung 200.000 € veranschlagt.

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, der eingespeiste Strom wurde nicht monetär bewertet. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 2 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.

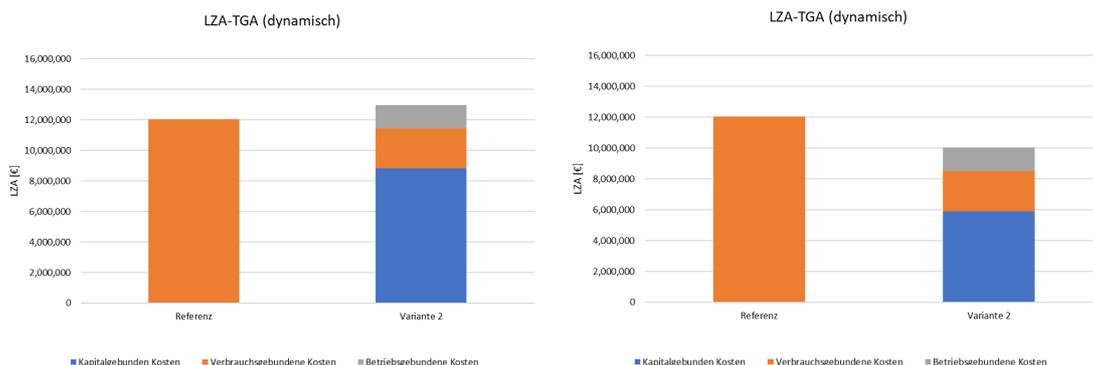


Abbildung 21: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 2

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 7):

Tabelle 7: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 2

| | Referenz | Variante 2 | |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | o. Förd. | m. Förd. |
| Investitionsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,14 | 0,10 |
| Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh] | 0,20 | 0,04 | 0,04 |
| Betriebsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,02 | 0,02 |
| Gesamt | 0,20 | 0,21 | 0,16 |
| Dyn. Amortisationszeit [a] | - | - | 14,3 |
| Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a] | | 10,3 | 8,5 |

In Abbildung 22 ist die Entwicklung der LZA-Kosten und der Amortisationszeit dargestellt.

LZA-Betrachtung und Amortisation

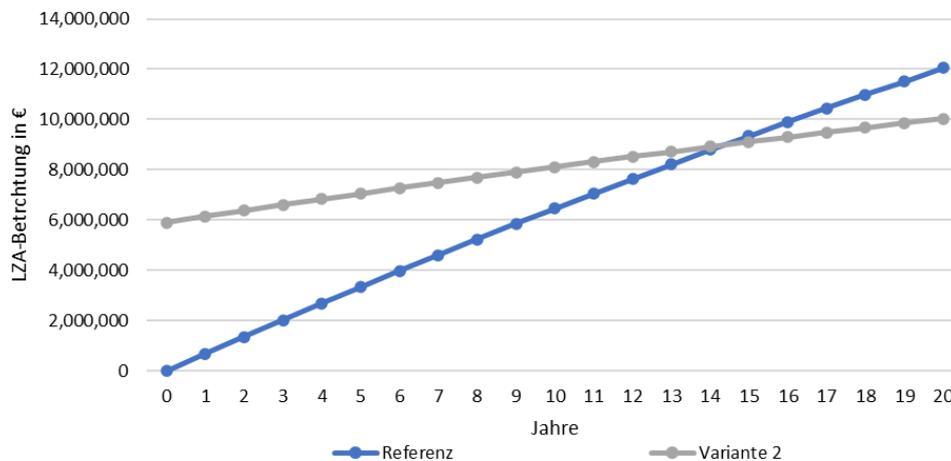


Abbildung 22: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 2 (mit Förderung)

In Abbildung 23 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 1 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Das neue Systemkonzept weist eklatant geringere CO₂-Emissionen auf.

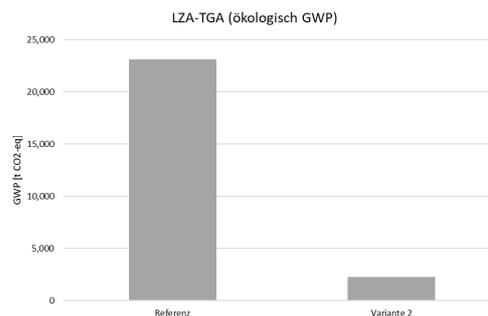


Abbildung 23: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 2 im Vergleich zum Referenzsystem

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 darstellbar, da die Energiepreise nicht nur günstiger, sondern vorallem langfristig stabil und planbar sind.

3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen bei Variante 2 sind ident zu Variante 1.

3.5 Variante 3 „Zieltemperatur 140°C“

3.5.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Systemkonzept Variante 3 liefert Wärme für die bestehende Dampfbereitung auf 140°C. In *Abbildung 7* ist ein grobes Prinzipschema inklusive Dimensionierungen dargestellt. Die Solarthermie-Anlage wurde auf maximale Ausnutzung der verfügbaren Flächen dimensioniert.

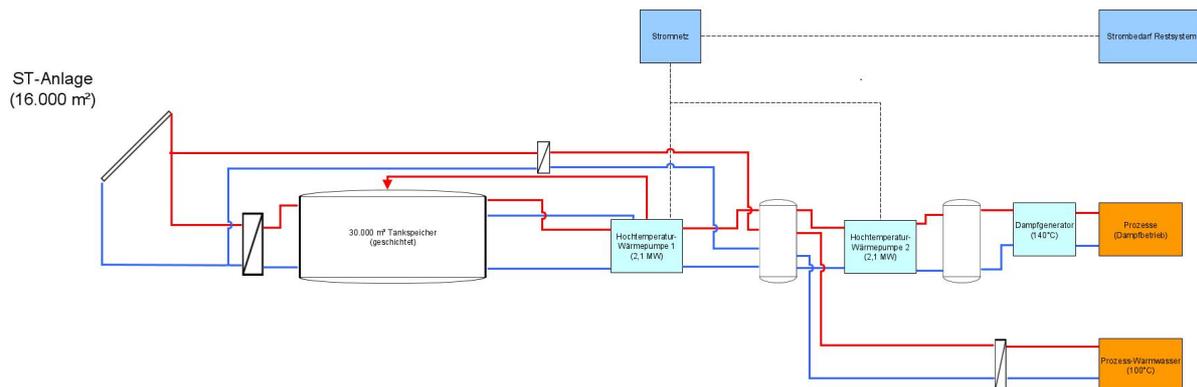


Abbildung 13: Prinzipschema der Variante 3 inklusive Dimensionierung

In *Abbildung 24* ist der Verlauf von Erzeugung und Verbrauch von Variante 3 über ein Jahr dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (März bis September) der Langzeit-Wärmespeicher beladen und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Jänner möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert (*Abbildung 25*). Die Simulation wurde mit 2 Jahren Vorlaufzeit durchgeführt, um ein eingeschwungenes System halbwegs sicherzustellen. Der Verlauf der Puffertemperaturen über das Jahr zeigt grundsätzlich ein ausgewogenes System. Im Realbetrieb wäre eine zusätzliche Speicherbewirtschaftung durch die erste Wärmepumpenstufe sinnvoll, um die Speicherkapazität und damit den Solarertrag zu erhöhen.

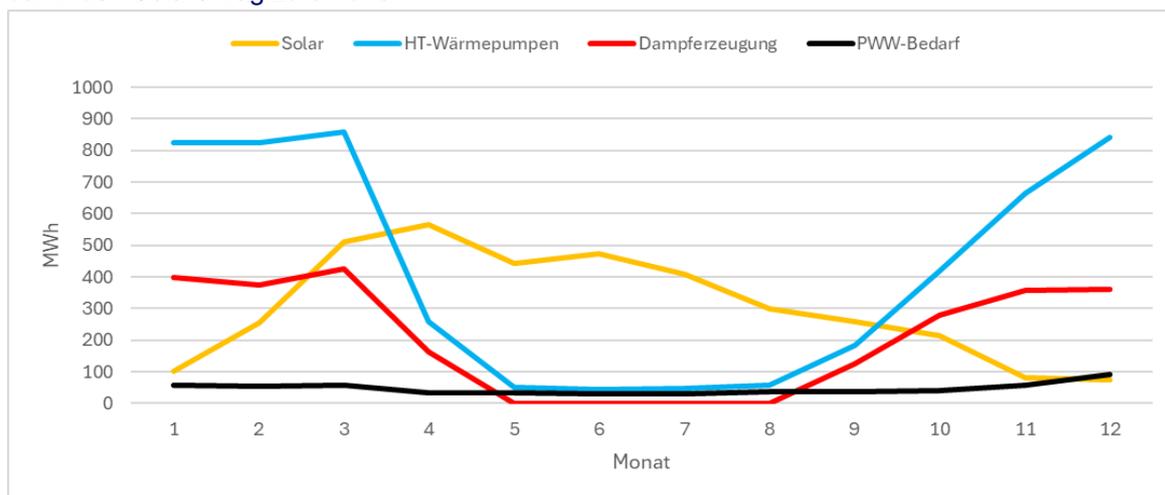


Abbildung 24: monatliche Erzeugung und Verbrauch von Variante 3

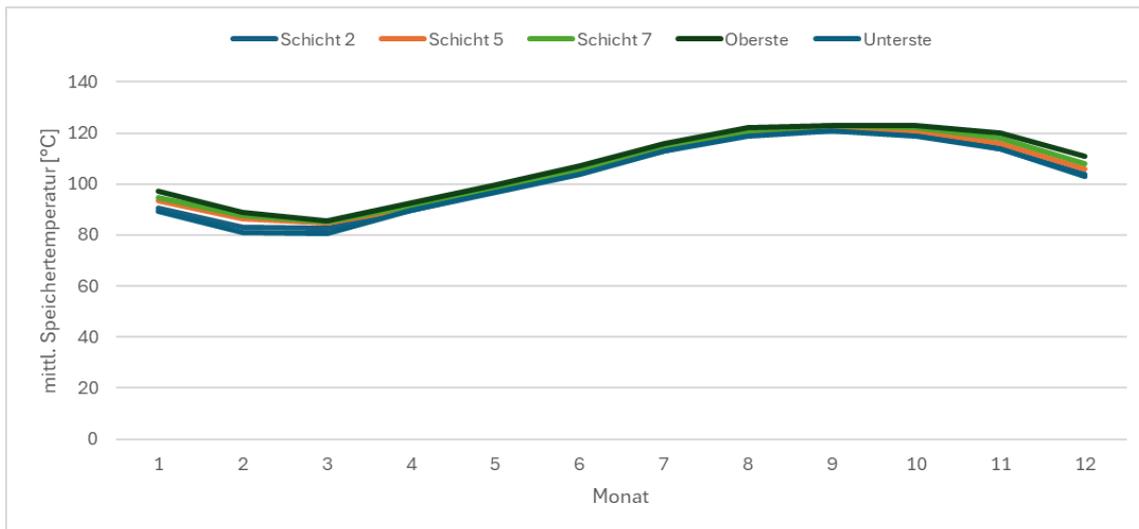


Abbildung 25: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 3

In Abbildung 26 ist der Strombedarf der Wärmepumpe (=Netzstrombedarf, grau) als Liniendiagramm dargestellt. Der COP der Wärmepumpen liegt bei einer VL-Temperatur von 140°C im Jahresschnitt 4,66. Zu dem Simulationsergebnis sind folgende Anmerkungen wichtig:

- Die Speichertemperatur ist im monatlichen Mittel relativ hoch, wodurch die Wärmepumpen sehr hohe Arbeitszahlen erreichen. Die spezielle Wärmepumpentechnologie (Rotationswärmepumpe) ist im Simulationstool Polysun nur unzureichend abgebildet. Es ist nicht möglich, das vollständige Kennlinienfeld des Herstellers einzulesen. Daher sollte für eine reale Auslegung ein mächtigeres Simulationswerkzeug herangezogen werden.
- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen konnte in der Simulation nicht abgebildet werden. In der Praxis könnte vermutlich ein höherer Solarertrag erreicht werden.

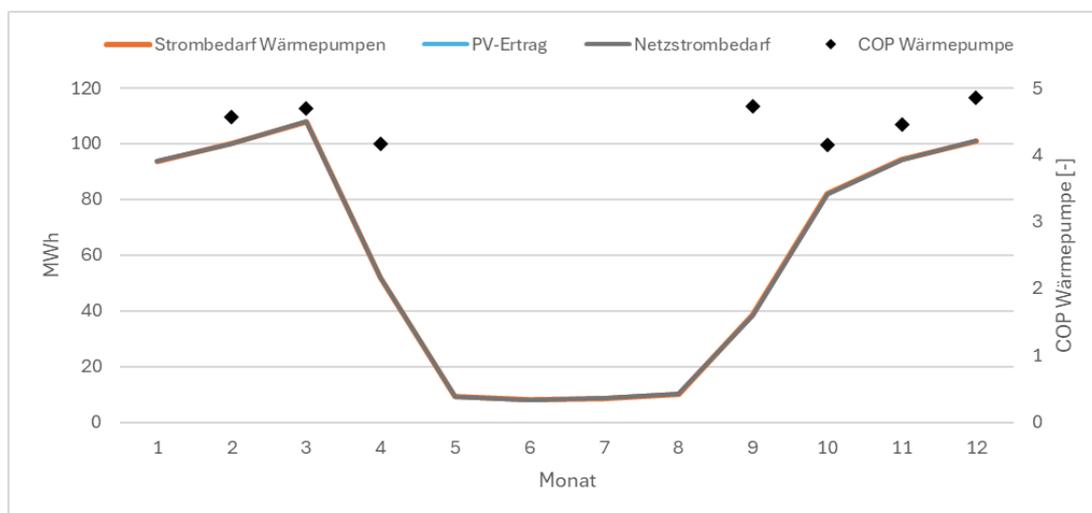


Abbildung 26: Netzstrombedarf Wärmepumpenkaskade und COP der Wärmepumpe für Variante 3

3.5.2 Ökonomische Betrachtung

Die Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung entsprechen jenen von Variante 2.

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 27 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, der eingespeiste Strom wurde nicht monetär bewertet. Als Ergebnis wird festgehalten, dass

Variante 3 weder mit noch ohne Förderungen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung wirtschaftlich darstellbar ist.

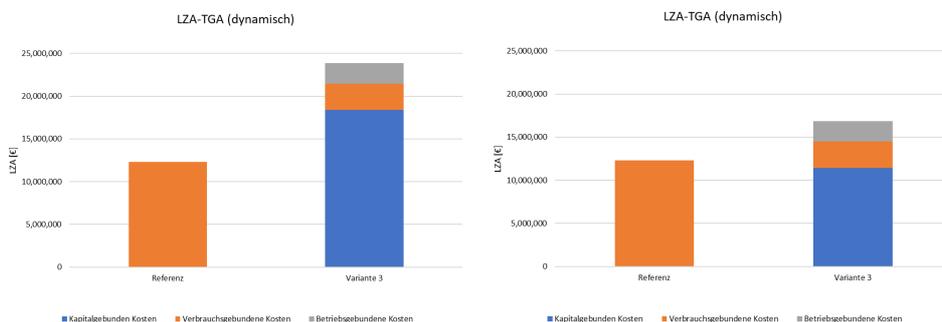


Abbildung 27: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 3

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 8):

Tabelle 8: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 3

| | Referenz | Variante 3 | |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | o. Förd. | m. Förd. |
| Investitionsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,30 | 0,19 |
| Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh] | 0,20 | 0,05 | 0,05 |
| Betriebsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,04 | 0,04 |
| Gesamt | 0,20 | 0,39 | 0,27 |
| Dyn. Amortisationszeit [a] | - | - | - |
| Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a] | | 53,8 | 36,2 |

In Abbildung 35 ist die Entwicklung der LZA-Kosten und der Amortisationszeit dargestellt.

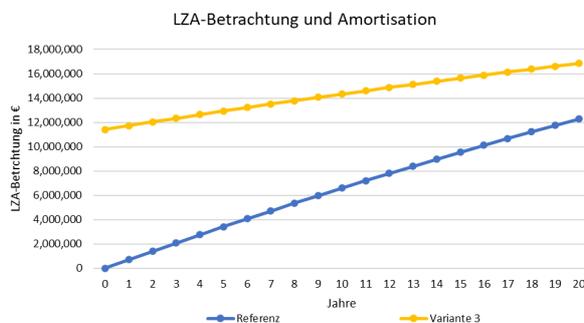


Abbildung 28: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 3 (mit Förderung)

In Abbildung 36 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 3 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Das neue Systemkonzept weist eklatant geringere CO₂-Emissionen auf.

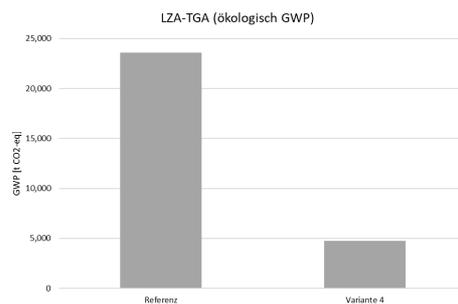


Abbildung 29: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 3 im Vergleich zum Referenzsystem

3.5.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante entsprechen jenen von Variante 1 (vgl. Kapitel vgl. Kapitel 3.3.3)

3.6 Variante 4 „Zieltemperatur 100°C“

3.6.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Systemkonzept Variante 4 sieht den Austausch der bestehenden Dampfbefeuchtung durch Druckwasserbefeuchtung vor. Aufgrund der deutlich niedrigeren benötigten Zieltemperatur kann die zweite Hochtemperatur-Wärmepumpenstufe eingespart werden. In Abbildung 30 ist ein grobes Prinzipschema inklusive Dimensionierungen dargestellt. Die PV-Anlage wurde so dimensioniert, dass die insgesamt verfügbaren Flächen (16.000m²) voll genutzt sind.

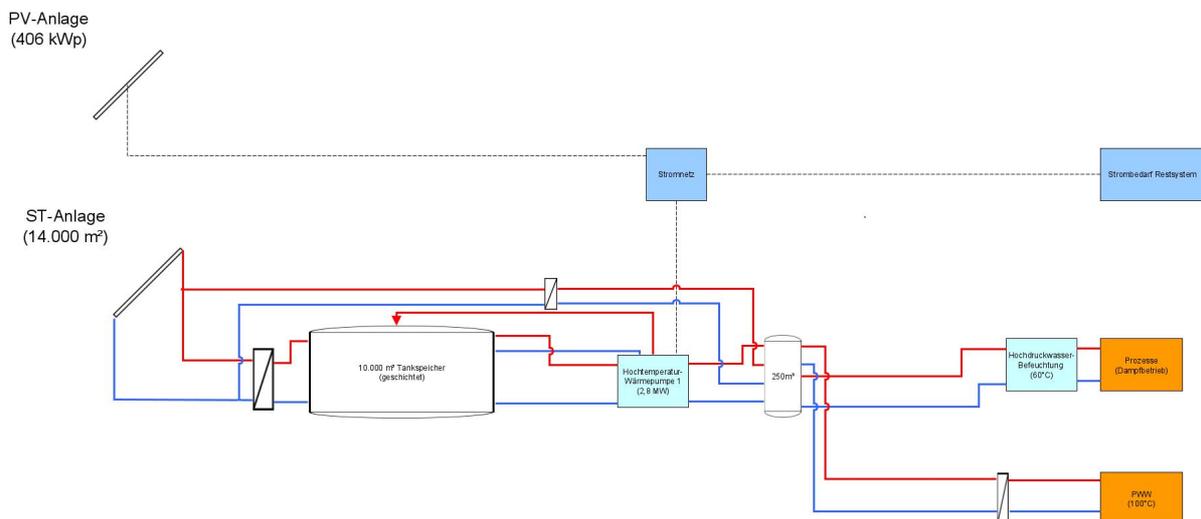


Abbildung 30: Prinzipschema der Variante 4 inklusive Dimensionierung

In Abbildung 31 ist der Verlauf von Erzeugung und Verbrauch von Variante 4 über ein Jahr dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (März 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 32). Von Jänner bis Februar ist der Langzeitwärmespeicher nahezu vollständig entleert. Eine größere Dimensionierung von Speicher und/oder Solaranlage würde dieses Problem reduzieren, ist aber wirtschaftlich nur schwer darstellbar.

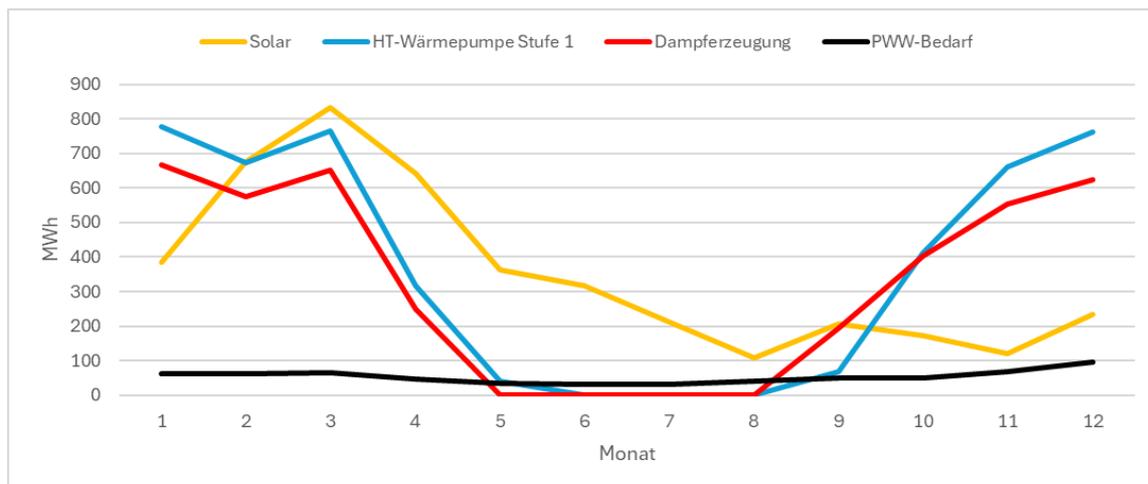


Abbildung 31: monatliche Erzeugung und Verbrauch von Variante 4

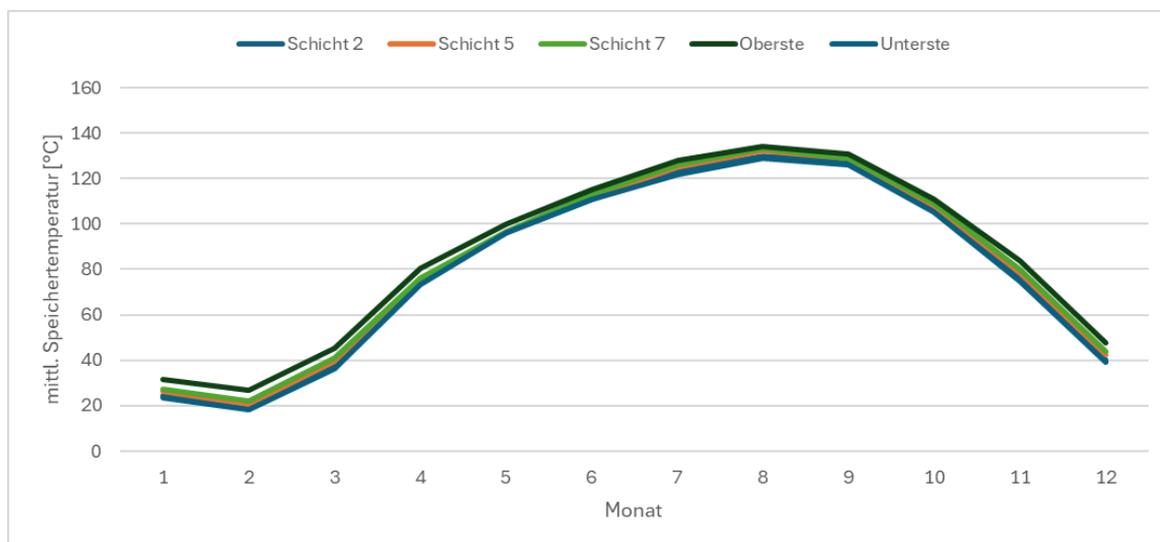


Abbildung 32: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 4

In Abbildung 33 ist der Stromertrag aus PV-Anlage (blau), der Strombedarf der Wärmepumpe (orange) und die monatliche Differenz aus lokaler Stromerzeugung und Strombedarf der Wärmepumpe (=Netzstrombedarf, grau) als Liniendiagramm dargestellt. Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung von April bis September gedeckt ist. Dies entspricht einer Bedarfsdeckung durch lokale Erzeugung von rund 18% in monatlicher Bilanzierung. Der COP der Wärmepumpen liegt bei einer VL-Temperatur von 100°C im Jahresschnitt 3,63. Zu dem Simulationsergebnis sind folgende Anmerkungen wichtig:

- Die Hydraulik ist für eine erste Vorsimulation relativ komplex und erfordert lange Einschwingzeiten. Dies hat mehr oder weniger nachvollziehbare Einflüsse auf die Regelungsparameter. Im vorliegenden Fall wird trotz hoher Priorisierung die direkte Nutzung von Solarwärme kaum abgerufen (ca. 15% des gesamten Solarertrags). Dies ist in der Detailplanungsphase mit mächtigeren Simulationstools neu zu bewerten.
- Die Speicherbewirtschaftung durch die Wärmepumpen konnte in der Simulation nicht abgebildet werden. Dieser zusätzliche Betrieb auf einem Temperaturniveau bis max. 100 °C in den Monaten Oktober bis Jänner 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.

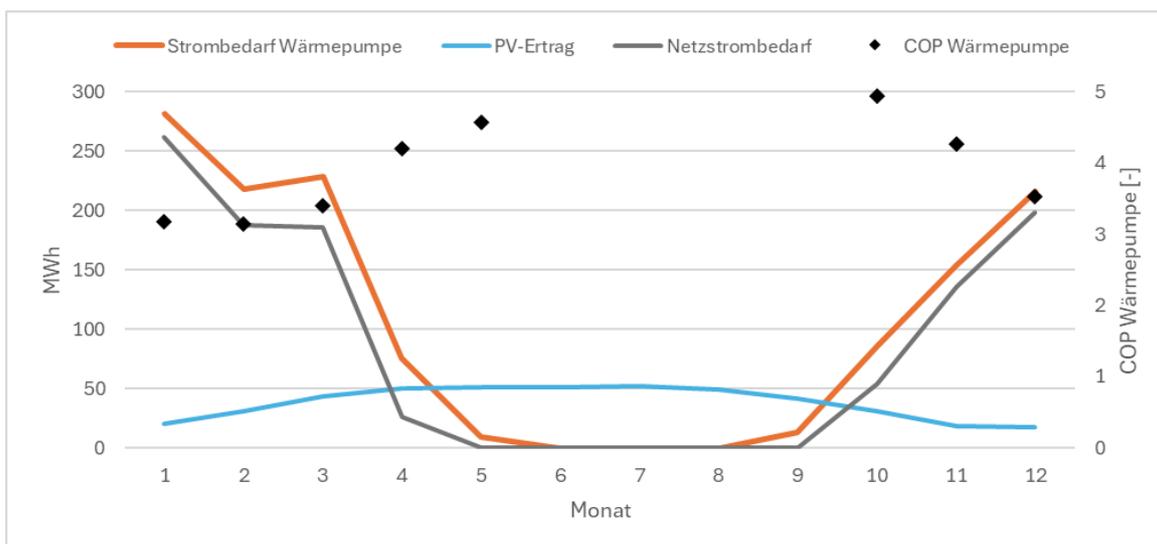


Abbildung 33: gesamtener Strombedarf Wärmepumpenkaskade, Netzstrombedarf unter Berücksichtigung der lokalen Erzeugung und COP der Wärmepumpe für Variante 4

3.6.2 Ökonomische Betrachtung

Die Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung entsprechen jenen von Variante 2.

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 34 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, der eingespeiste Strom wurde nicht monetär bewertet. Als Ergebnis wird festgehalten, dass Variante 4 weder mit, noch ohne Förderungen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gegenüber dem Bestandssystem bei dynamischer Berechnung wirtschaftlich darstellbar ist.

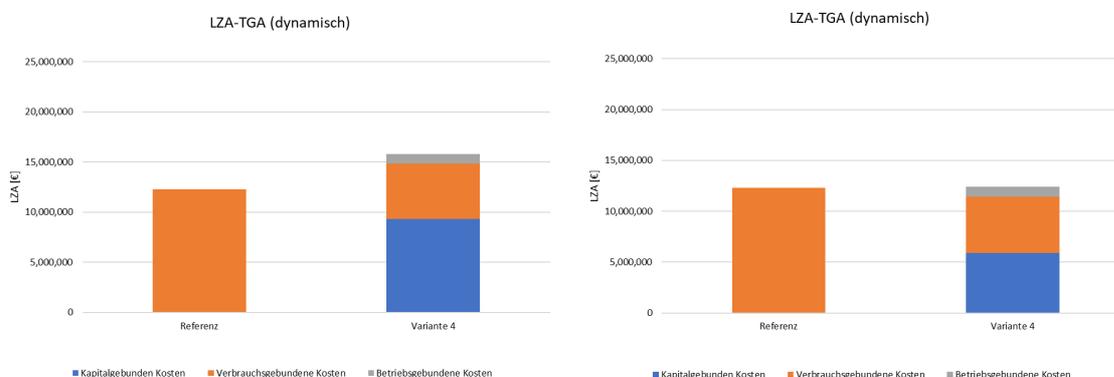


Abbildung 34: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 4

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 9):

Tabelle 9: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 4

| | Referenz | Variante 4 | |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | o. Förd. | m. Förd. |
| Investitionsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,15 | 0,10 |
| Verbrauchsgebundene WGK [€/kWh] | 0,20 | 0,09 | 0,09 |
| Betriebsgebundene WGK [€/kWh] | - | 0,02 | 0,02 |
| Gesamt | 0,20 | 0,26 | 0,21 |

| | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|
| Dyn. Amortisationszeit [a] | - | - | - |
| Stat. Amortisationszeit inkl. Afa [a] | | 30,6 | 20,5 |

In Abbildung 35 ist die Entwicklung der LZA-Kosten und der Amortisationszeit dargestellt.

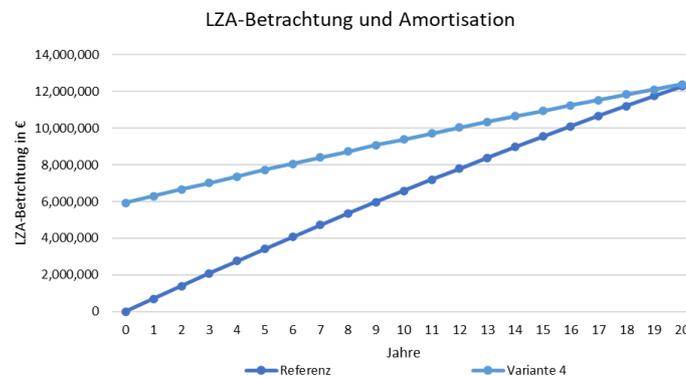


Abbildung 35: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 20 Jahre für Variante 4 (mit Förderung)

In Abbildung 36 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 4 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Das neue Systemkonzept weist eklatant geringere CO₂-Emissionen auf.

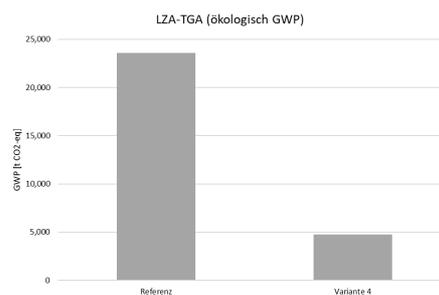


Abbildung 36: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für Variante 4 im Vergleich zum Referenzsystem

3.6.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante entsprechen jenen von Variante 1 (vgl. Kapitel 3.3.3)

3.7 Regelungsstrategie

Die Regelungsstrategie basiert auf unterschiedlichen Prioritätsstufen.

Stufe 1 – direkte Nutzung der Solarwärme (Hochtemperatur)

Durch den Einsatz von Hochtemperaturkollektoren (2fach abgedeckte Kollektoren) kann bei guter Einstrahlung die Zieltemperatur von 140 °C erreicht werden. Diese wird dann direkt – unter Umgehung der Wärmepumpen – dem Prozess zur Verfügung gestellt.

Stufe 2 – direkte Nutzung der Solarwärme (Mitteltemperatur)

In zweiter Priorität wird das Prozesswarmwasser (Zieltemperatur 100 °C) direkt solar versorgt. Hierfür wird hydraulisch die erste Wärmepumpenstufe umgangen und die Solarwärme direkt in die hydraulische Weiche eingebracht.

Stufe 3 – Solarwärme unter Nutztemperaturniveau

Im Sinne exergetisch optimierter Solarwärmenutzung werden abhängig vom erreichten solaren Temperaturniveau die solare Energie in den Quellspeicher der zweiten Wärmepumpenstufe (höhere Priorität) oder in den Langzeit-Wärmespeicher (niedrigere Priorität) eingebracht.

Stufe 4 – Erhöhung der Speicherdichte im Langzeitspeicher, Sicherstellung Quelltemperatur

In Zeiträumen mit schwacher Last oder vollständigem Produktionsstillstand wird mit Hilfe der ersten Wärmepumpenstufe die Speicherdichte des Langzeitspeichers erhöht (Anhebung der obersten, Absenkung der untersten Speicherschicht) und so die Quelltemperatur für die erste Wärmepumpenstufe zu einem späteren Zeitpunkt sichergestellt. Gleichzeitig erhöht diese Maßnahme die Effizienz der Solarkollektoranlage.

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.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Als Ziel der Systemumstellung wurde ein Solarthermie-Wärmepumpensystem mit Langzeitwärmespeicher als Wärmepumpenquelle definiert, dessen Strombedarf teilweise lokal erzeugt wird. Hierfür wurden vier Varianten definiert: Bei Variante 1 und 3 wird nicht in die bestehend Prozessversorgung eingegriffen, sondern die Niedertemperaturschienen bis 140°C vollständig durch die Solarthermie-Wärmepumpen-Kombination versorgt. In Variante 2 und 4 wurde als Systemoptimierung die Dampfbefeuchtung durch eine Druckwasser-Befeuchtung ersetzt, wodurch bei gleichem Energieeinsatz eine deutlich niedrigere Prozesstemperatur notwendig ist. Für alle Varianten wurde eine gesamt verfügbare Fläche für solare Technologien von 16.000m² angenommen. Die nach Dimensionierung der Solarthermieanlage noch verfügbaren Flächen wurden mit Photovoltaik belegt.

Die Dimensionierung der beiden Varianten ist in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Dimensionierung der 4 betrachteten, neuen Systemkonzepte. Die bevorzugte Variante ist rot umrandet

| | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 | Variante 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Hochtemperatur-Kollektoranlage [m ²] | 10 000 | 6 000 | 16 000 | 14 000 |
| Langzeitspeicher [m ³] | 30 000 | 10 000 | 30 000 | 10 000 |
| Hochtemperatur-Wärmepumpen [MW] | 4,2 | 2,8 | 4,2 | 2,8 |
| PV-Anlage [kWp] | 1.217 | | - | 406 |
| PV-Anlage [m ²] | 6 000 | | - | 2 000 |

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 sind in Abbildung 37 dargestellt. Variante 1 und 3 haben insbesondere aufgrund des größeren Langzeitspeichers eine höhere Anfangsinvestition und höhere Wartungskosten. Beide Varianten sind auch mit Förderungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Für Variante 4 ist insbesondere die fehlende Sommerlast eine wesentliche Einschränkung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, wobei diese knapp nicht erreicht wird (dyn. Amortisationszeit von 20,5 Jahren). Variante 2 hingegen ist mit Hilfe von 35% Förderung wirtschaftlich.

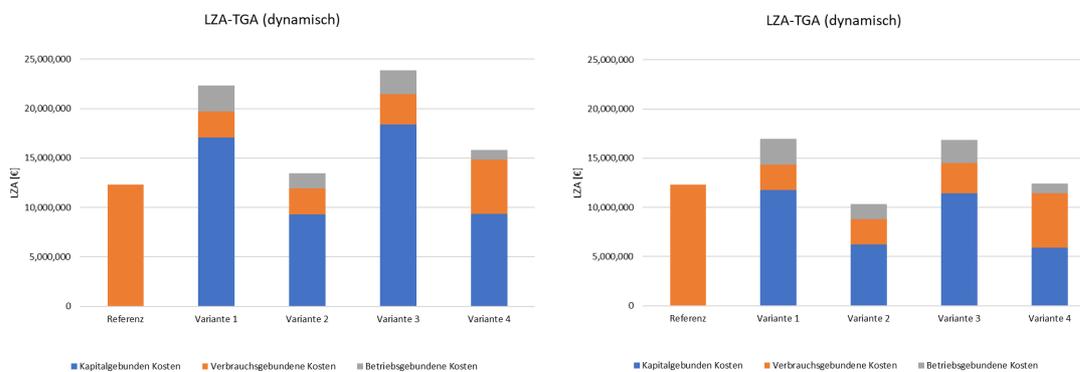


Abbildung 37: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre) für alle Varianten; links: ohne Förderung, rechts: mit Förderung

In Abbildung 38 werden die LZA-Betrachtung und die dynamische Amortisation der Varianten verglichen. Es ist klar ersichtlich, dass nur mit Variante 2 eine Amortisationszeit unter 20 Jahren erreicht werden kann.

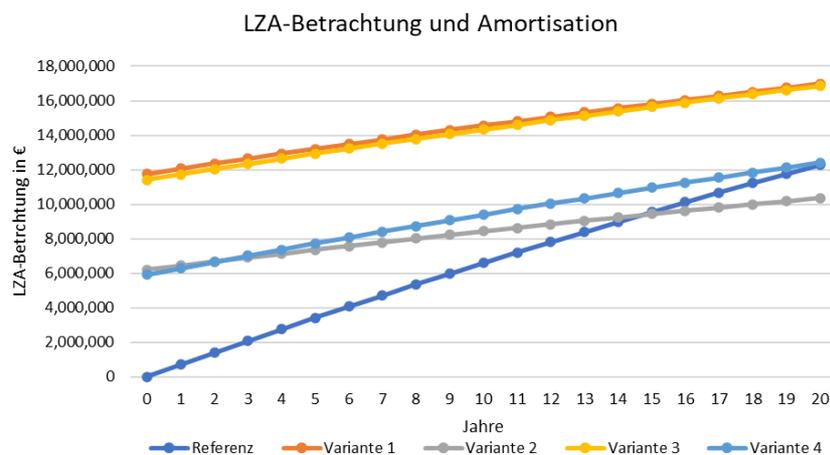


Abbildung 38: Variantenvergleich hinsichtlich LZA-Betrachtung und Amortisation (inkl. Förderung)

Die CO₂-Bilanz ist in Abbildung 39 dargestellt. Alle erneuerbaren Varianten zeigen gegenüber dem Bestandssystem eine deutlich bessere CO₂-Bilanz. Dies wird aufgrund steigender Preise für CO₂ immer höhere Kosten verursachen, sodass eine Systemumstellung dringend empfohlen wird.

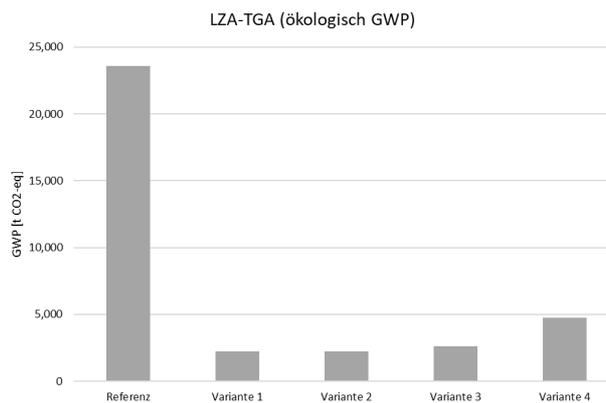


Abbildung 39: Variantenvergleich hinsichtlich der CO₂-Emissionen

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 2 über 20 Jahre betrachtet, die ökonomisch stabilste sowie technisch die sauberste Variante darstellt und daher für die Umsetzung empfohlen wird. Im Zuge einer Werksbegehung wurden von FACC zukünftige Carportüberdachungen für die Positionierung der Solarflächen vorgeschlagen.

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. Das Unternehmen ist optimistisch bis 2027 Vorlauftemperaturen bis 250 °C zur Verfügung stellen zu können. Dies wäre auch für gegenständliche Anlage interessant, da mit derartigen Wärmepumpen der Betrieb vollständig dekarbonisiert werden könnte.

C) Projektdetails

6 Arbeits- und Zeitplan

Phase I – Machbarkeitsstudie

3.10.2023 bis 15.5.2025

September 2025: Präsentation der Ergebnisse im Rahmen der neuen Werkseröffnung von ECOP in Wiener Neudorf

Dezember 2025: Präsentation der Ergebnisse bei FACC; Abstimmung der weiteren Vorgangsweise hinsichtlich Detailplanung und Umsetzung

Juni 2026: Abstimmung mit ECOP hinsichtlich Weiterentwicklung der Wärmepumpentechnologie bis 250 °C Vorlauftemperatur; danach neuerliche Abstimmung mit FACC hinsichtlich vollständigen Umstiegs auf erneuerbare Wärmeversorgung.

Phase II – Detailplanungsphase

31.10.2027: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen auf Basis der ECOP-Hochtemperatur-Wärmepumpen

Phase III - Bei Bestellung der erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung von FACC

Start weiterer Terminfeinabstimmungen – Stufenplan für Umbau des Standortes FACC muss aus wirtschaftlichen Gründen in Abhängigkeit der betrieblichen Situation und bei laufendem Betrieb erfolgen.

- Prüfung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie Hochtemperatur-Wärmepumpen, Langzeitspeicher hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten

7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Bisher keine.

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.