

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Grossanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitle:</b>	AT&S goes solar
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solare Großanlage 2021
<b>Dauer:</b>	02.01.2021 – 30.07.2022
<b>Kontaktperson Name:</b>	Angela Laverde
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	AT&S Austria Technologie & Systemtechnik AG Fabriksgasse 13 8700 Leoben
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	+43 3842 200 4202
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	a.laverde@ats.net
<b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	AEE GmbH, Steiermark SOLID, Steiermark
<b>Schlagwörter:</b>	Solare Großanlage, Solare Prozesswärme, Big Solar, Solares Kühlen
<b>Auftragssumme:</b>	35.000 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	KR20NM0K17886
<b>Erstellt am:</b>	14.09.2022

## B) Projektübersicht

### 1. Kurzfassung

Die AT&S, als führender Leiterplattenhersteller, beschäftigt sich sehr stark mit dem Thema Energie. Im Zuge der Produktionserweiterung am Standort Leoben (Steiermark) wird bereits seit geraumer Zeit an unterschiedlichsten Szenarien der Energieeffizienz bezogen auf Prozessoptimierung und Abwärmenutzung gearbeitet. Des Weiteren werden unterschiedliche alternative Wärmeversorgungssysteme betrachtet und der momentanen Versorgung via Gas gegenübergestellt.

Das Prozesswärmelastprofil ist im Sommer aufgrund der bestehenden und geplanten Abwärmenutzung sehr gering. Dementsprechend wurden zwei unterschiedliche Varianten an solarthermischen Großanlagen erarbeitet, die trotz des Prozesswärmelastprofil sinnvoll in die zukünftige Wärmeversorgung integriert werden können:

#### 1) Variante 1: Solare Prozesswärme und Kühlung

Die Variante 1 besteht aus einer solarthermischen Prozesswärmeanlage, kombiniert mit einer Absorptionskältemaschine. Die solare Prozesswärmeanlage deckt mit Priorität 1 die notwendige Wärme ab. Sollte der Wärmebedarf zu 100% gedeckt sein, wird die Absorptionskältemaschine via Solarwärme betrieben. Dadurch kann teurer Strom für Kühlzwecke substituiert werden, und die Solaranlage sinnvoll über das gesamte Jahr betrieben werden.

#### 2) Variante 2: Big Solar – solare Wärmeerzeugung in Kombination mit einem Saisonspeicher

Diese Variante betrachtet eine maximale solare Wärmeabdeckung via Solarthermie in Kombination eines Saisonspeichers. Der Saisonspeicher kann somit während der Sommermonate sinnvoll beladen werden, und zeitverzögert die Wärme wieder für die Produktion abgeben. Eine elektrische Wärmepumpe ist Bestandteil des Gesamtkonzeptes, damit auch niedrigere Temperaturen im Speicher auf Zieltemperatur (~50-60°C) der Wärmeversorgung angehoben werden können. In Summe sollte die Solarthermieanlage in Kombination mit Saisonspeicher und Wärmepumpe 100% des Wärmebedarfs bereitstellen können.

Die technischen Parameter beider Varianten lassen sich aus folgender Tabelle entnehmen:

Variante	1: Solare Prozesswärme und Kühlung	2: Big Solar
<b>Kollektorfläche</b>	5.531 m <sup>2</sup>	9.000 m <sup>2</sup>
<b>Wärmespeicher Volumen</b>	100 m <sup>3</sup>	90.266 m <sup>3</sup>
<b>Wärmespeicher Technologie</b>	Kurzzeit Speicher	Saison Speicher
<b>Thermische Peak Leistung</b>	3.870 kW	6.300 kW
<b>Solarertrag pro Jahr</b>	2.501 MWh	4.101 MWh
<b>Spezifischer Solarertrag pro Jahr und m<sup>2</sup></b>	452 kWh	456 kWh
<b>Wärmebereitstellung Wärmepumpe</b>	0 MWh	4.403 MWh
<b>Wärmebedarf nach WRG – Prognose Werk 1,2,3</b>	8.144 MWh	8.144 MWh
<b>Kälteverbrauch pro Jahr – Prognose Werk 3</b>	13.731 MWh	13.731 MWh
<b>Solarer &amp; WP Deckungsgrad Wärme</b>	8,9%	100%
<b>Solarer Deckungsgrad Kälte</b>	9,1%	0%

Tabelle 1: Variante 1 versus Variante 2, technische Parameter

Ein Investment, in Kombination mit der KLIEN Förderung für große Solaranlagen, kann mittel- bis langfristig attraktive Wärmegestehungskosten generieren. Eine solare Prozesswärmeanlage kann somit eine attraktive Option sein, um Wärme CO<sub>2</sub>-frei bzw. -arm und wirtschaftlich bereitzustellen.

## 2. Hintergrund und Zielsetzung

Das österreichische Unternehmen AT&S ist europäischer Marktführer und einer der weltweit führenden Hersteller von hochwertigen Leiterplatten. Die Herstellung von Leiterplatten erfolgt nach einem definierten Ablauf von bis zu 150 Prozessschritten, unterteilt in die 5 Hauptbereiche Preprocessing (Vorbereitung des Produktes), Vorlaminierung, mechanische und chemische Bearbeitung und Qualitätsmanagement.

Neben anderen Energieverbrauchern wie Druckluft und Beleuchtung macht der Energiebedarf der Prozesse und der Klimatisierung der Produktionshallen am Produktionsstandort Leoben fast 70 % des branchentypischen Gesamtenergiebedarfs aus.

AT&S hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an Erneuerbaren Energien bis 2025 auf 80% zu erhöhen. Im Berichtszeitraum 21/22 wurden (über alle Standorte hinweg) 55,7% erreicht (AT&S, 2022).

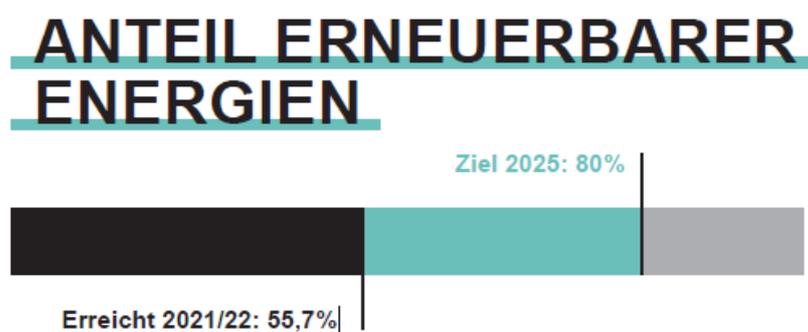


Abbildung 1: Ziel und derzeitiger Stand beim Anteil Erneuerbarer Energien an allen AT&S Standorten (AT&S, 2022)

Am Standort in Leoben wird bereits ein hoher Grad an Eigenversorgung und Anteil an Erneuerbaren Energien erreicht. Wärmerückgewinnung aus Druckluftkompressoren, Abwärmenutzung aus Kältemaschinen und Wärmepumpen sind bereits umgesetzt. Die Absenkung der Heißwasser-Versorgungstemperatur ermöglicht die energieeffiziente Wärmeversorgung.

Allerdings wird ein Großteil des thermischen Prozessenergiebedarfs trotz des geringen Temperaturbedarfs (<90°C) über Strom abgedeckt. Eine mögliche Heißwasserversorgung wurde in der Machbarkeitsstudie untersucht, um verstärkte Solarthermie-Integration zu ermöglichen.

Im Projektzeitraum der Machbarkeitsstudie wurde die Standorterweiterung um ein weiteres Werk (Werk 3 – HTB3) bekanntgemacht. Um den neuen Gegebenheiten zu begegnen, wurde der gesamte Standort untersucht und der zukünftige Wärme- und Kältebedarf auf Basis von Berechnungen und Simulationen berücksichtigt.

Ziel der Machbarkeitsstudie ist die sinnvolle Integration von Solarthermie in die Wärme- und Kälteversorgung zu untersuchen und deren Machbarkeit darzustellen.

## 3. Projektinhalt und Ergebnis(se)

### 3.1. Bestehende Energieversorgungsstruktur

Werk 1 und Werk 2 am Standort Hinterberg haben eine gewachsene Struktur an Wärme- und Kälteversorgung, bei dem bereits vielfach Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt wurden. Das Schema zeigt die integrierte und kombinierte Wärme- und Kälteversorgung, bei dem die Abwärme der Kälteanlagen in den Wärmeschienen verwendet wird. Zusätzlich wird derzeit die Errichtung eines neuen Werks (Werk 3) geplant. Die dazu laufenden Planungen von Wärme- und Kälteversorgung wurden in der Machbarkeitsstudie berücksichtigt.

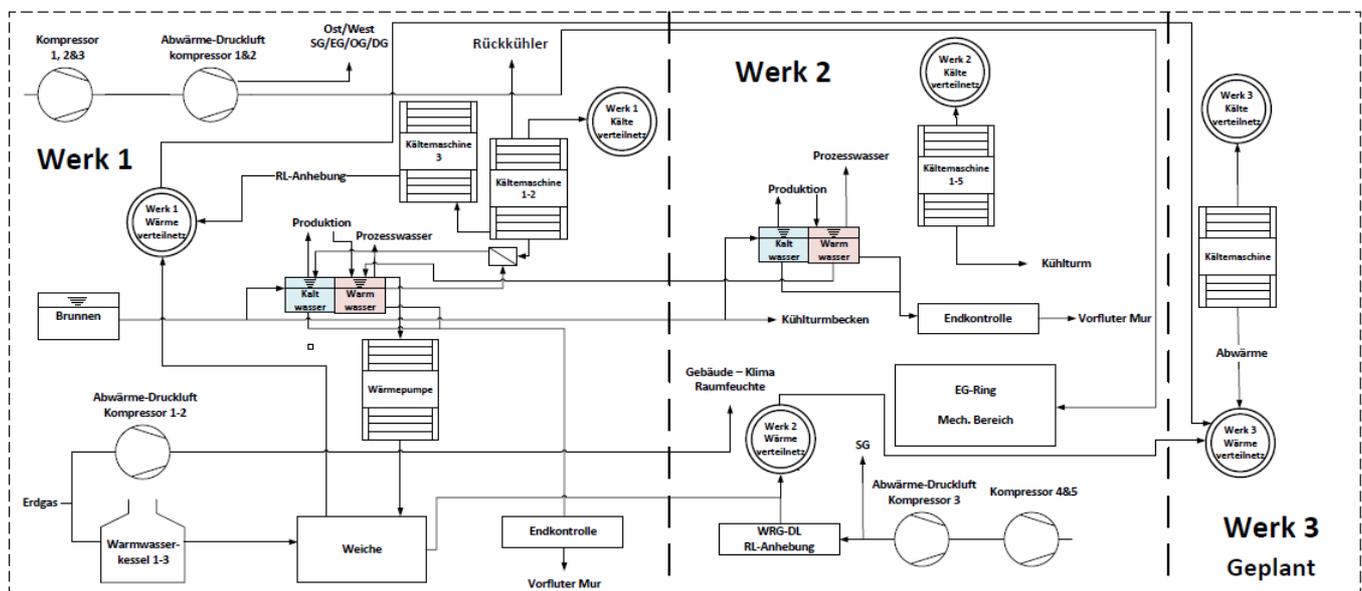


Abbildung 2: Bestehende Wärme- und Kälteversorgung Leoben Hinterberg (Stand Werk 1 und Werk 2) & geplante (Werk 3)

Für die Erweiterung der Energieversorgung kann zunächst festgehalten werden, dass eine Solarthermische Versorgung erst nach den direkten Wärmerückgewinnungssystemen (WRG Kältemaschinen und WRG Kompressoren) und auch nach der Nutzung von Abwärme mittels Wärmepumpe eingeordnet werden kann (Abbildung 3).

Das eigenständige Werk 3 wird primär eigene Kältemaschinen/Wärmepumpen-Systeme haben und sekundär mit der bestehenden Energie-Infrastruktur von Werk 1 und 2 verbunden sein.

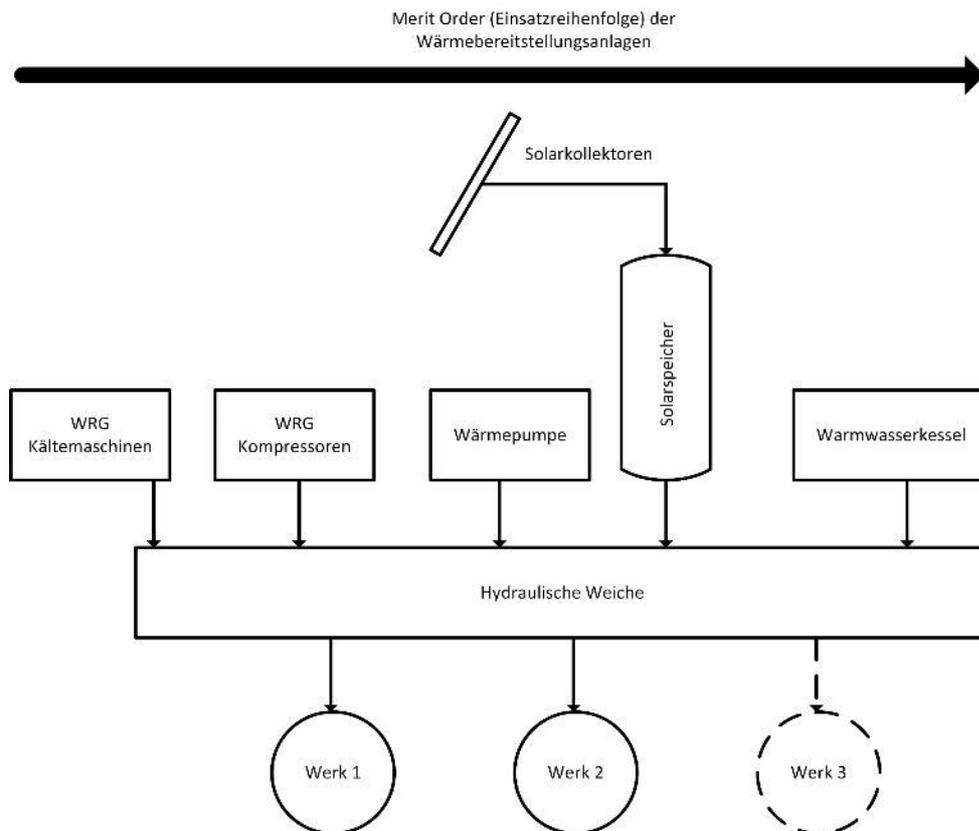


Abbildung 3: Einsatzreihenfolge der Wärmeerzeugungssysteme mit Solarthermie (vereinfachte Darstellung)

Wie Abbildung 4 zeigt, ist die Vorlauftemperatur der Heißwasserversorgungssysteme kaum über 60 °C. Eine Integration von Wärmerückgewinnung wie auch von Solarthermie ist deshalb mit guter Effizienz möglich.

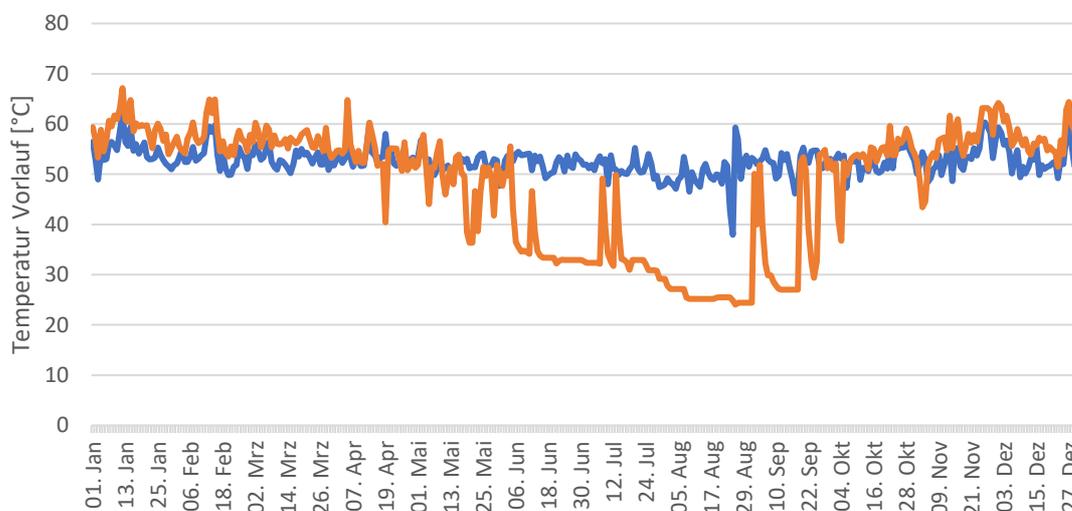


Abbildung 4: Vorlauftemperatur von 2 der 3 Heißwasserversorgungssysteme

### 3.2. Analyse des Prozesswärme- und -kältebedarfs

Ursprünglich war vorgesehen die Prozesse nach vorherig durchgeführten Temperatur-Klassifizierungen (Clusterungen) nach ihrer Eignung für Solarthermie zu bewerten. Bei der Analyse der bestehenden hydraulischen Verschaltung zeigte sich, dass diese Klassifizierung sich zwar eignet die Temperatur im Solaren Versorgungs-System möglichst gering zu halten, dass aber eine eigene hydraulische Parallelstruktur notwendig wäre.

Wie in Abbildung 4 zu erkennen ist, wurde die Vorlauftemperatur bereits erheblich abgesenkt, was die breitflächige und gesamthafte Integration von Solarer Prozesswärme auf Supply-Ebene (Integrationspunkt hydraulische Weiche) wesentlich begünstigt im Gegensatz zu einer Integration auf Prozessebene bei der nur eine limitierte Anzahl an Prozessen versorgt werden könnten.

Abbildung 5 zeigt einige wesentliche Komponenten des ermittelten Wärmebedarfs. Zunächst zeigen die blauen Balken den durchschnittlichen Bedarf aus den Warmwasserkesseln der letzten 3 Jahre. Dies bezieht sich nur auf die Werke 1&2. Hier wurde also schon die tatsächliche Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Da Solare Prozesswärme die fossil erzeugte Wärme substituieren soll und nicht die Wärmerückgewinnung, ist das für die Analyse der wesentliche Wert (vgl. Abbildung 3).

Basierend auf der Vorplanung für Werk3 wurde der Wärmebedarf und die potenzielle Abwärme von der Firma ENERTEC simuliert und bereitgestellt. Man erkennt, dass die Abwärme den bisherigen Wärmebedarf übersteigt, weshalb im Zuge der Studie Prozessumstellungen hin zur Heißwasserversorgung untersucht wurden (siehe untenstehende Punkte). Daraus ergeben sich der zu erwartende Gesamtwärmebedarf für alle 3 Werke inkl. der Prozessumstellungen von 8.144 MWh.

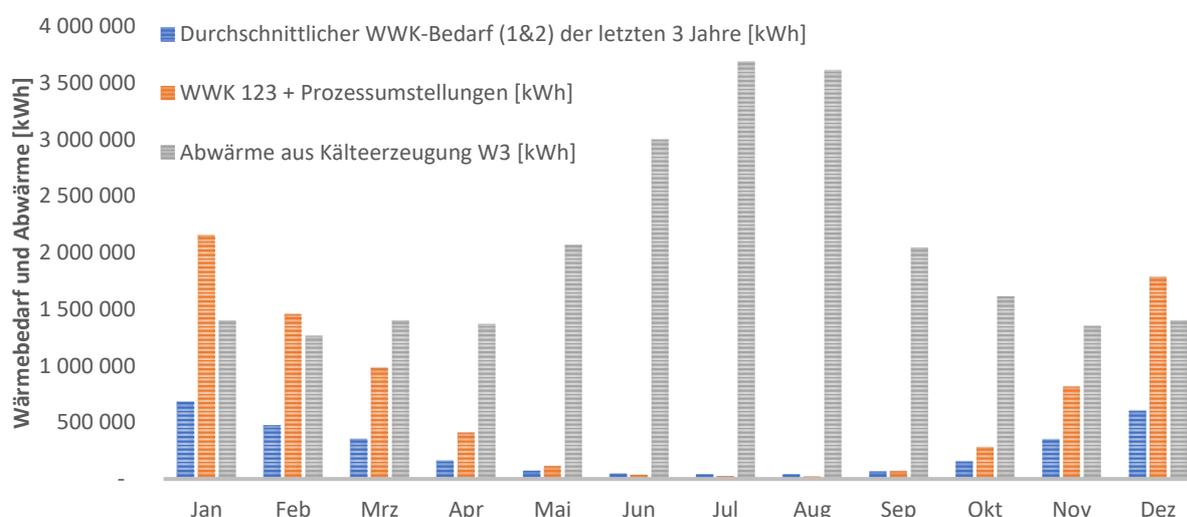


Abbildung 5: Analyse des Prozesswärmebedarfs (WWK ... Warmwasserkessel)

Die Gesamt-Berechnung berücksichtigt den Abgleich von Wärmeangebot (aus Wärmerückgewinnung) und Wärmenachfrage auf Stundenbasis und inkludiert zwei zukünftige Prozessumstellungen, die den Heißwasserbedarf erhöhen:

### 1) Hochdruckbefeuchtung anstatt Dampfbefeuchtung

Mit dieser Prozessumstellung kann die Belüftung mit der Abwärme aus Kältemaschinen bewerkstelligt werden. Es entfällt die Dampfbefeuchtung mit Direkt Dampf aus Erdgaskessel.

Die Detailberechnungen liegen den Studienautoren nicht vor, die Analyse wurde von ENERTEC durchgeführt. Der Jahreswärmebedarf für Hochdruckbefeuchtung beträgt 2.564 MWh.

### 2) Badbeheizung mit Heißwasser anstatt mit Strom

Damit wird Strom substituiert. Dazu werden die elektrischen Heizstäbe durch externe Wärmetauscher, die mittels Zirkulationspumpe versorgt werden, ersetzt. Da hier ein Temperaturunterschied  $dT$  von mehr als 15 K notwendig ist, um den Prozess effizient zu gestalten, und Heißwasser mit  $\sim 56$  °C durch Solarthermie zur Verfügung gestellt werden kann, werden nur Bäder mit einer Temperatur unter 50 °C in Betracht gezogen. Die folgenden Tabellen zeigen die Berechnung des so deckbaren Wärmebedarfs der Bäder pro Jahr.

Tabelle 2: Badumstellung auf Heißwasserversorgung (Werk 3)

Bäder nach Linie	Elektrischer Bedarf [kW]	Anteil Wärmelast	Badtemperatur [°C]	Gedeckter Teil des Wärmebedarfs
<b>Bad 1</b>	136,0	18%	40	100%
<b>Bad 2</b>	136,0	18%	40	100%
<b>Bad 3</b>	60,0	10%	40	100%
<b>Bad 4</b>	404,0	5%	80	0%
<b>Bad 5</b>	469,0	6%	33	100%
<b>Bad 6, 7</b>	233,2	6%	37	100%
<b>Bad 8</b>	260,0	12%	30	100%
<b>Bad 9, 10, 11</b>	432,0	0%	40	100%
<b>Bad 12</b>	350,0	18%	50	0%
<b>Bad 13</b>	180,0	3%	50	0%
<b>Bad 14</b>	142,4	22%	30	100%
<b>Bad 15</b>	62,0	0%	50	0%
<b>Bad 16</b>	348,0	15%	82	0%
<b>Bad 17</b>	38,0	26%	40	100%
<b>Bad 18</b>	313,0	10%	40	100%
<b>Bad 19</b>	35,0	18%	40	100%
<b>Bad 20</b>	212,0	7%	40	100%

Die in Tabelle 2 durchgeführte Berechnung ergibt eine elektrische Leistung von 2.467 kW die in die weiteren Berechnungen (Tabelle 3) einfließt. Hier wurde weiters berücksichtigt, dass nur ein Teil der elektrischen Nennleistung für die Beheizung verwendet wird und dass die Beheizung auch im Teillast betrieben wird. Hier wurde auf Messwerte von der Firma Atotech zurückgegriffen.

Tabelle 3: Wärmebedarfsberechnung für Bäder mit substituierter Heißwasserbeheizung

<b>Wärmebedarfsberechnung</b>	
<b>Summe der elektrischen Nennleistung von 17 HTB3 Nassbädern</b>	3.811 kW
<b>Elektrischer Bedarf für Bäder mit Badtemperatur &lt;50 °C</b>	2.467 kW
<b>Anteil der Wärmelast für Bäder &lt;50 °C</b>	65%
<b>Anteil der Heizung an der elektrischen Nennleistung</b>	50% <sup>1</sup>
<b>Lastfaktor für Dauerbetrieb vs. Nennleistung</b>	40% <sup>1</sup>
<b>Minimale Vorlauftemperatur</b>	50 °C
<b>Heizleistung (für Dauerbetrieb und &lt;50 °C)</b>	493 kW
<b>Anzahl der Bäder &lt;50°C</b>	15
<b>Betriebsstunden</b>	8064 h
<b>Jahreswärmebedarf Heißwasser</b>	3.978 MWh/a

<sup>1</sup> Quelle: Atotech

Die Möglichkeit der Beheizungsumstellung wurde mit den Badherstellern die Werk 3 ausstatten diskutiert. Ein wichtiges Ergebnis der Machbarkeitsstudie war, dass sämtliche Bäder mit beiden Beheizungsmethoden (Heißwasser-Wärmetauscher und E-Heizstab) ausgestattet werden. Damit können beispielsweise auch die derzeit nicht berücksichtigten Bäder 12, 13 und 15 (Badtemperatur 50 °C) auf Heißwasserversorgung umgestellt werden.

Der Jahreswärmebedarf für Badbeheizung mit Heißwasser beträgt 3.978 MWh.

Abbildung 6 zeigt zusammengefasst die monatlichen Wärme- und Kältebedarfe für alle 3 Werke zuzüglich der beiden angeführten Prozessumstellungen.

Der zukünftige **Wärmebedarf** (abzüglich WRG) wird somit auf **8.144 MWh/Jahr** berechnet.

Der zukünftige Kältebedarf wird mit **13.731 MWh/Jahr** berechnet.

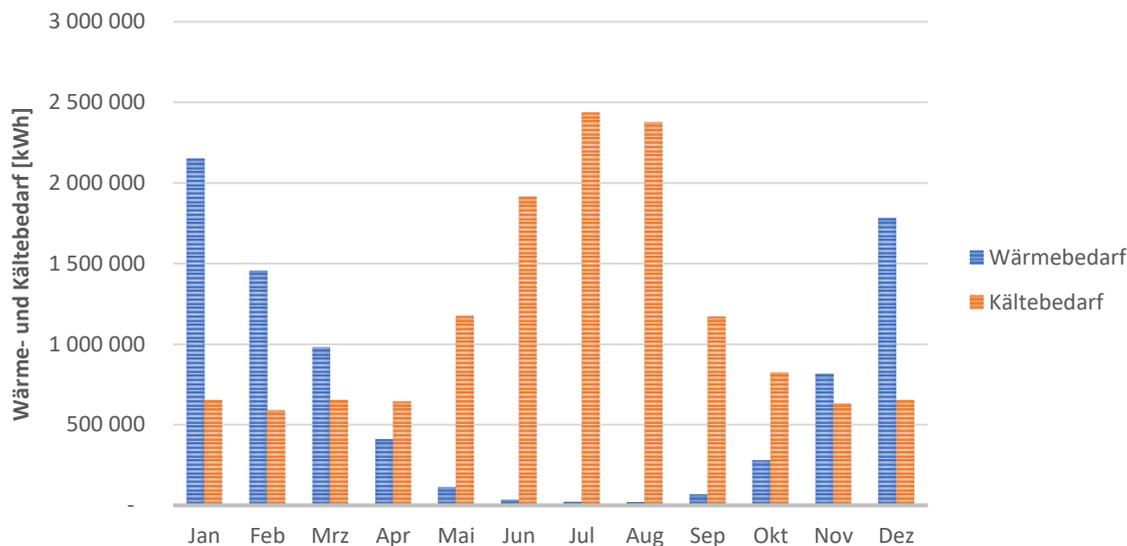


Abbildung 6: Wärme- und Kältebedarf von Werk 1,2,3. Wärmebedarf abzüglich nutzbarer WRG und zuzüglich Prozessumstellungen zur Badbeheizung und Hochdruckbefeuchtung.

Die Analyse der Prozessumstellungen – vor allem der Umstellung der Badbeheizung auf Heißwasser – wurde vorrangig deshalb gemacht, weil Vor-Analysen gezeigt haben, dass im Sommer genügend Wärmerückgewinnungspotenzial vorhanden ist, um den sommerlichen Wärmebedarf abzudecken. Wie Abbildung 6 zeigt, konnte auch nach der Umstellung kein sommerlicher Wärmebedarf entwickelt werden. Im Sinne der Energieeffizienz konnte jedoch der Anteil an Wärmerückgewinnung erhöht werden.

Aufgrund des Wärme-Überschusses im Sommer und Übergangszeit werden zwei Hauptszenarien angedacht:

- **Variante 1 – Solare Prozesskühlung (SPC) & Prozesswärme (SPH)**
- **Variante 2 – Big Solar-Konzept**

### 3.3. Variante 1 – Solare Prozesskühlung (SPC) & Prozesswärme (SPH)

#### Einleitung

Aufgrund der hervorragenden Energieeffizienzmaßnahmen und Wärmerückgewinnung benötigt AT&S während den Sommermonaten kaum bis gar keine zusätzliche Wärmequelle für die Versorgung der Prozesse.

Die Kälteversorgung wird momentan über Kompressionskältemaschinen bereitgestellt, wovon auch die Abwärme zu den Kühltürmen hin über Wärmepumpen bestmöglich Verwendung findet (Abwärmenutzung). Generierte Solarwärme in der Variante 1 wird somit sinnvoll von einer Absorption (ABS) Kältemaschine verwendet. Dadurch kann ökologisch Prozesskälte bei einem Ziel-

Temperaturniveau von 6°C Vorlauf erzeugt werden. Dadurch kann die Abhängigkeit von Strom auf der einen Seite reduziert werden, auf der anderen Seite kann das Investment in eine solarthermische Prozesswärmeanlage optimal ausgenutzt werden (keine Stillstandzeiten in den Sommermonaten). Die solarthermische Prozessanlage wird priorisiert auf Prozesswärme (Temperaturniveau ~ 50°C Vorlauf) betrieben, dadurch soll die Abhängigkeit von Gas auf ein Minimum reduziert werden. Des Weiteren wird dadurch die Kollektormitteltemperatur gesenkt, und der spezifische Solarertrag erhöht.

## Rahmenbedingungen

- Kollektoren Montage-Standort: Parkplatz Neu
- Prozesskälte Operationstemperatur Vorlauf/Rücklauf: 12°C/6°C
- Einbindungspunkt: Rücklaufvorkühlung (Rücklauf Baustufe 2 – vor Pufferspeicher [5.000 L, liegend])
- Installierte Kälteleistung – Kompressionskältemaschinen Summe: 3.168 kW
- Einbindungspunkt Wärme: Rücklauf Vorwärmung – vor Weiche nach Warmwasserkessel und Wärmerückgewinnung
- Installierte Leistung – Gaswarmwasserkessel:

	Prozesskälte	Prozesswärme
<b>Maximale Leistung [kW]</b>	7.622	6.419
<b>Minimale Leistung [kW]</b>	880	0
<b>Jahresbedarf [MWh]</b>	13.731	8.144

Tabelle 4: Maximale und minimale Wärme- und Kälteleistung über das Jahr, sowie Jahresenergiemengen

Monat	Kältebedarf (12°C/6°C) [MWh]	Wärmebedarf (50°C/10°C) [MWh]
Jänner	654	2.150
Februar	612	1.486
März	655	978
April	645	397
Mai	1.186	104
Juni	1.974	35
Juli	2.417	22
August	2.345	23
September	1.152	80
Oktober	823	326
November	634	802
Dezember	634	1.740
<b>SUMME</b>	<b>13.731</b>	<b>8.144</b>

Tabelle 5: Wärmelast- und Kältelastprofil, monatlich

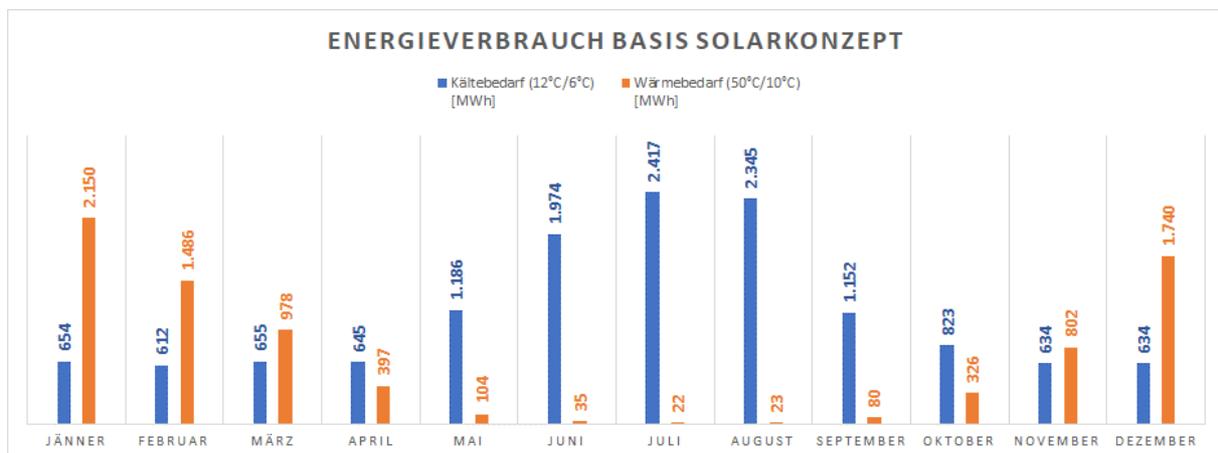


Abbildung 7: Wärmelast- und Kältelastprofil, monatlich

## Technisches Konzept

Solare Klimaanlage werden in der Regel mit völlig ungefährlichen Betriebsflüssigkeiten wie Wasser oder Salzlösungen betrieben. Sie sind energieeffizient und umweltschonend und können sowohl als eigenständige Systeme als auch in Verbindung mit konventionellen Kühl- und Klimaanlage eingesetzt werden. Primäres Ziel ist der Einsatz von Solartechnologien mit „Zero Emission“, um den Energieverbrauch und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren. Darüber hinaus kühlt das System ohne den Einsatz von ozonabbauenden Gasen.

Die Solarthermiekollektoren erzeugen Warmwasser und speisen den solaren Pufferspeicher, welcher maximal bis 110°C beladen werden darf. Der Pufferspeicher dient als Energiespeicher und hydraulische Weiche zugleich, von welchem aus bei Bedarf die Absorptionskältemaschine und die Wärmeprozesse mit Warmwasser gespeist werden können. Somit können gegebenenfalls zwei Applikationen (Prozesskühlung und Prozesswärme) gleichzeitig betrieben werden.

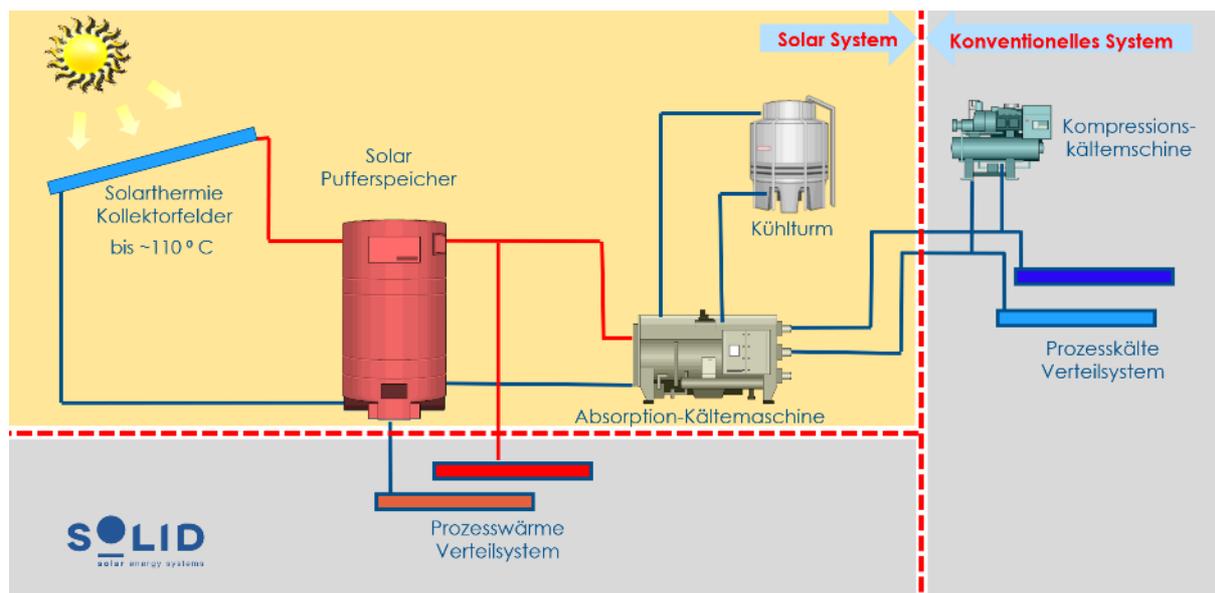


Abbildung 8: Vereinfachtes Hydraulikschema, Solare Prozesswärme und Kälte, Schnittstellen zu konventionellem System (Quelle: SOLID)

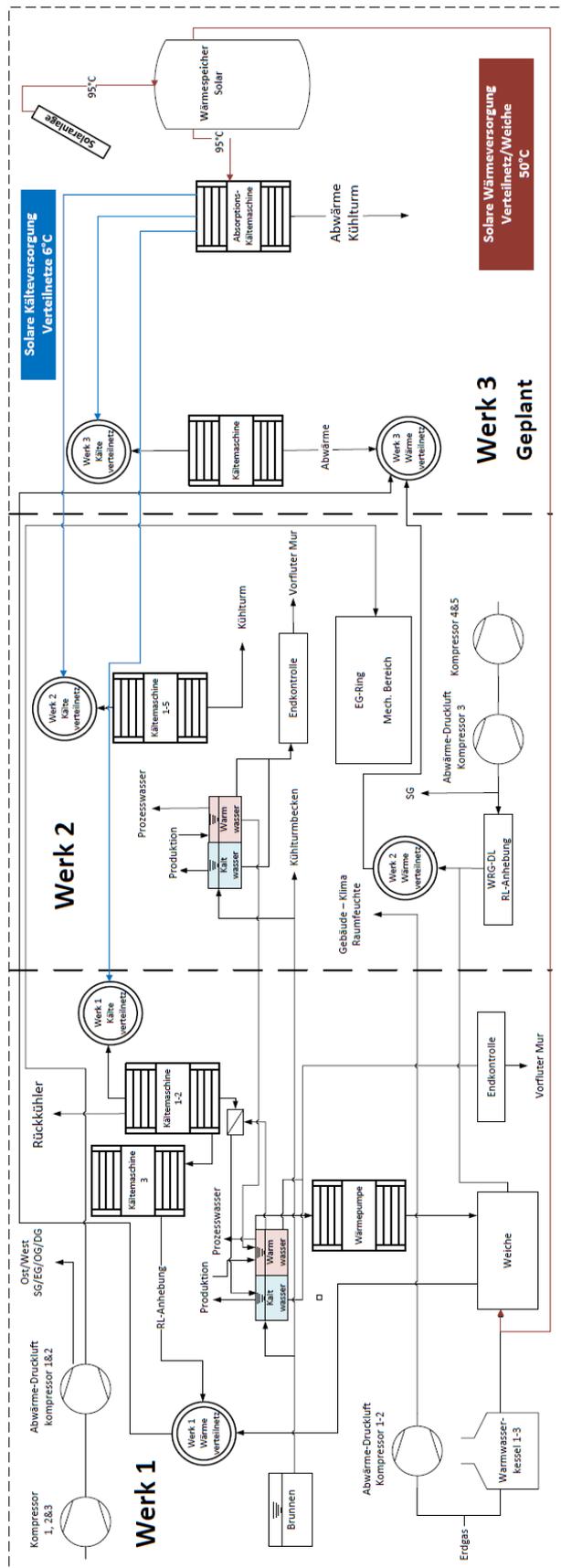


Abbildung 9: Bestehende und geplante Energieversorgungsstruktur mit Schnittstellen zu Solare Prozesswärme und Kälte-Variante (Quelle: SOLID)

Die Dimensionierung der Absorption-Kältemaschine soll eine möglichst konstante und lange Betriebsweise sicherstellen. Die gewählte Kühlkapazität von 1.584 kW entspricht 50% der gesamten installierten Kühlleistung am Werk. Somit kann die Solaranlage unterstützend zur Abdeckung der Bandkühlleistung herangezogen werden.

Die technischen Parameter der Solaranlage können aus der folgenden Tabelle entnommen werden:

Parameter	
<b>Kollektorfläche</b>	<b>5.531 m<sup>2</sup></b>
<b>Wärmespeicher Volumen</b>	100 m <sup>3</sup>
<b>Thermische Peak Leistung</b>	<b>3.872 kW</b>
<b>Solarertrag Warmwasser pro Jahr</b>	2.501 MWh
<b>Spezifischer Solarertrag pro Jahr und m<sup>2</sup></b>	<b>452 kWh</b>
<b>Verwendung Solarertrag für Prozesskälte</b>	1.777 MWh (71%)
<b>Verwendung Solarertrag für Prozesswärme</b>	724 MWh (29%)
<b>Installierte Kälteleistung – ABS Kältemaschine</b>	1.584 kW
<b>Solare Abdeckung Prozesskälte</b>	9,1 %
<b>Solare Abdeckung Prozesswärme</b>	8,9 %
<b>Thermischer COP – ABS Kältemaschine</b>	0,7

Tabelle 6: Technische Parameter, Solare Prozesswärme- und -kälteanlage

## Hydraulisches Blockschaltbild

Das detaillierte hydraulische Blockschaltbild ist dem Anhang zu entnehmen.

Die Solarthermie-Anlage versorgt zwei Puffer mit Wärme. Daraus kann zum einen direkt Prozesswärme entnommen werden und zum anderen die Absorptionskälteanlage betrieben werden. Die Kälteerzeugung daraus kann ebenfalls gepuffert werden, um einen möglichst konstanten Betrieb der Anlage zu ermöglichen. Aus dem Kälte-Puffer heraus erfolgt die Integration in das bestehende Kältenetz und damit die bestehenden Kompressions-Kälteanlagen.

## Entwurfspläne für Wärmespeicherkonstruktionen

Das Wärmespeichervolumen für die Variante 1 „Solare Prozesskühlung (SPC) & Prozesswärme (SPH)“ beträgt 100 m<sup>3</sup>. Angedacht ist die Verwendung von zwei Mal je 50 m<sup>3</sup> Speicher. Die Spezifikationen der Speicher betragen:

1. Durchmesser: 2,9 Meter
2. Höhe: 7,6 Meter
3. Volumen: 50 m<sup>3</sup>
4. Max. Betriebsdruck: 8 bar
5. Prüfdruck: mindestens 11,5 bar
6. Maximale Betriebstemperatur: 110°C

Grundriss:

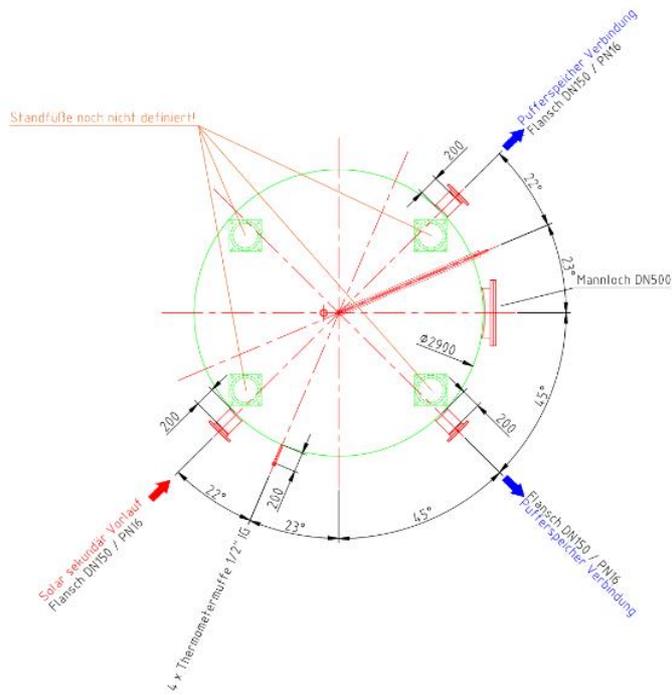
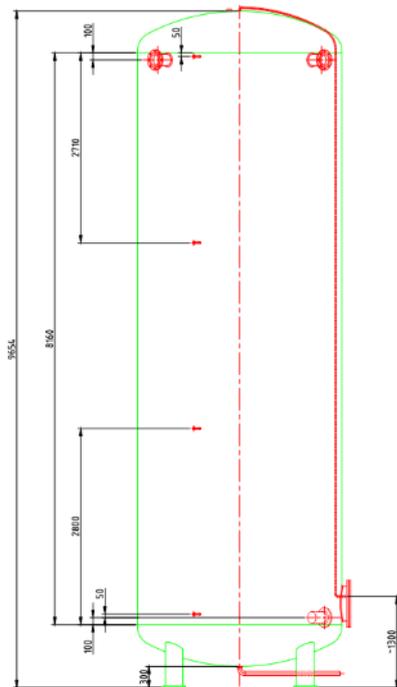


Abbildung 10: Pufferspeicher Grundriss, Variante 1

**Aufriss:**

Pufferspeicher 2 - Bemaßung  
Ansicht A-A



Pufferspeicher 2 - Beschriftung  
Ansicht A-A

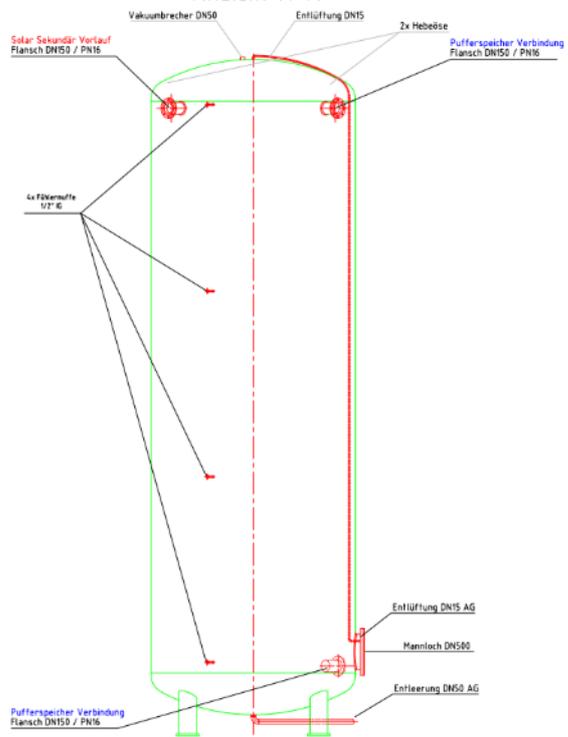


Abbildung 11: Pufferspeicher Aufriss, Variante 1

**Isometrie:**

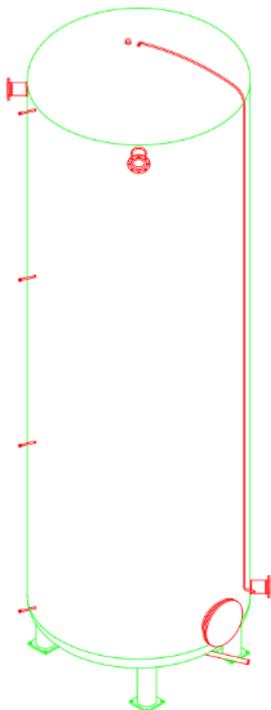


Abbildung 12: Pufferspeicher Isometrie, Variante 1

## Flächenverfügbarkeit für Solarthermie

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wurde die Verfügbarkeit der Dachflächen für Solarthermie untersucht. In Zusammenarbeit mit Facility und Statiker-Expertise kann Folgendes zusammengefasst werden:

- Werk 1: Neben bestehenden Hindernissen müssen für Verbindungsleitungen zu Werk 3 neue Dachflächenbereiche reserviert werden. Das Dach ist in einem Zustand, bei dem erst nach einer Dachsanierung eine Installation von Solarthermie oder PV zu empfehlen ist.
- Werk 2: Hier erreicht aufgrund von Reinraum-Aufhängungen an der Decke die Statik trotz neuer gesetzlicher Grenzwerte das Limit.
- Werk 3: Für das neue Werk werden verfügbare Flächen bereits für eine Photovoltaik-Anlage reserviert.

Im Zuge des Neubaus des Werk 3 auf dem Bereich von bestehenden Parkplätzen, muss auf neuer Fläche zusätzliche Parkkapazität errichtet werden.

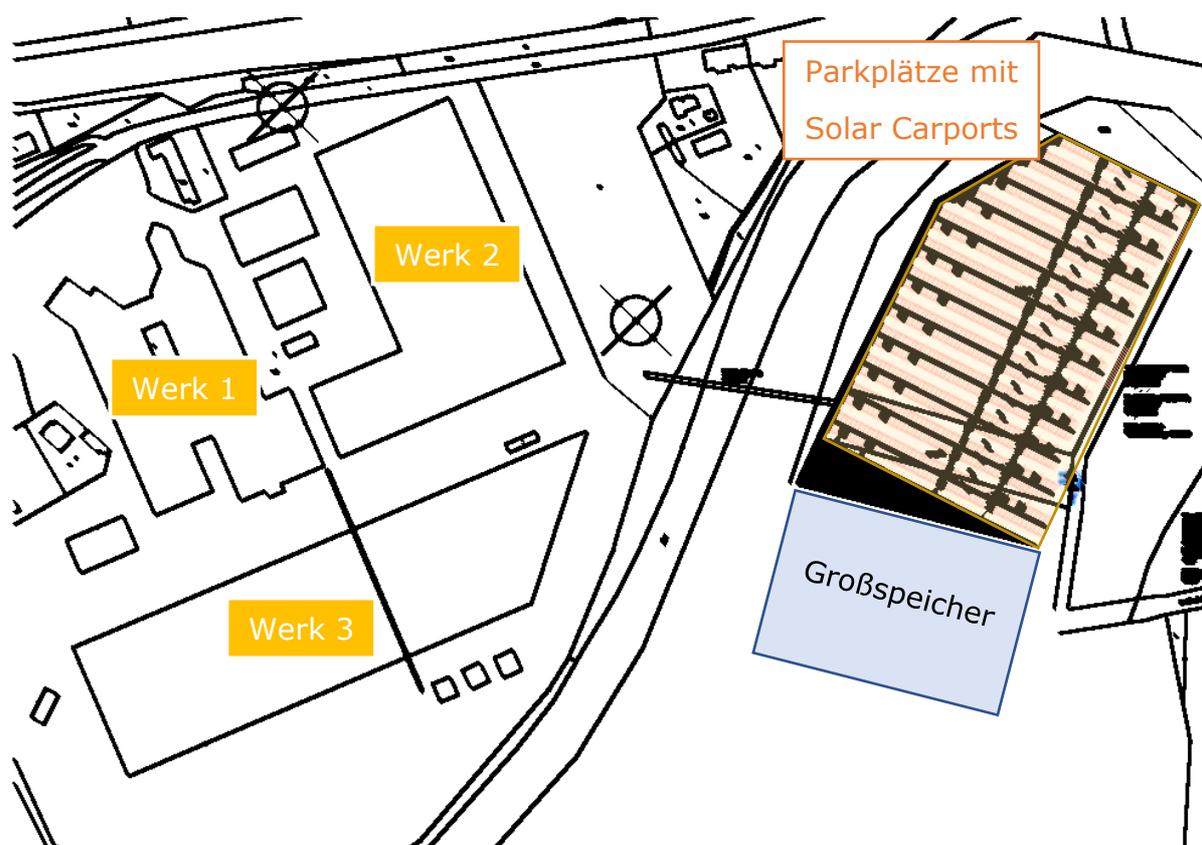


Abbildung 13: Übersicht zur Lage von Solarfläche und Großspeicher

Für die Parkplatzüberdachung wird eine Rahmenkonstruktion errichtet, die als Pultdach ausgeführt wird und über zwei Parkplatz-Reihen reicht. Dabei wird die Konstruktion im Mittelstreifen zwischen den beiden Parkplatz-Reihen verankert.

## Solarertrag, Solare Deckung, Energie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung

Mit einem Solarertrag von insgesamt ~2.501 MWh pro Jahr können 8,9% des Wärmeverbrauchs, sowie 9,1% des Kaltwasserverbrauchs gedeckt werden. Die CO<sub>2</sub>-Belastung pro MWh Wärme beträgt bei Erdgas 0,44 Tonnen, beim Strom 0,13 Tonnen. Somit kann diese Variante pro Jahr 1.608 Tonnen an CO<sub>2</sub> einsparen.

### Solarertrag

Monat	Wärme - Verbrauch (50°C/10°C) [MWh]	Solare Wärme Lieferung [MWh]	Solare Deckung [%]
Jänner	2.150	87	4%
Februar	1.486	142	10%
März	978	164	17%
April	397	102	26%
Mai	104	27	26%
Juni	35	10	28%
Juli	22	6	28%
August	23	7	28%
September	80	17	21%
Oktober	326	53	16%
November	802	63	8%
Dezember	1.740	46	3%
<b>SUMME</b>	<b>8.144</b>	<b>724</b>	<b>8,9%</b>

Tabelle 7: Monatlicher und jährlicher Solarertrag Prozesswärme in MWh, sowie solare Abdeckung in %

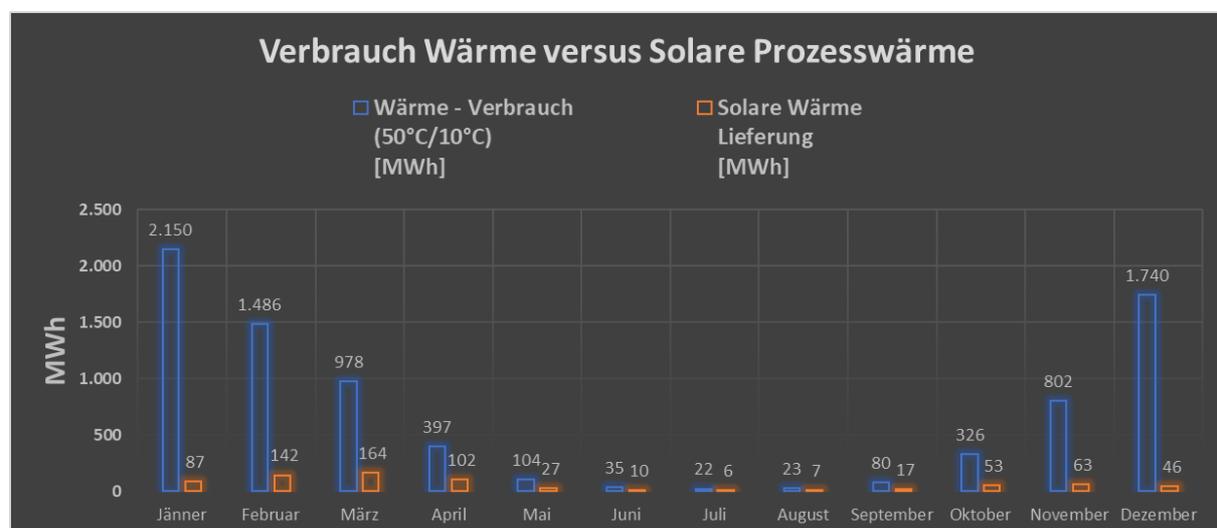


Abbildung 14: Monatlicher Solarertrag Prozesswärme in MWh

Monat	Kälte - Verbrauch (6°C/12°C) [MWh]	Solare Kälte Lieferung [MWh]	Solare Deckung [%]
Jänner	654	-	0%
Februar	612	2	0%
März	655	51	8%
April	645	134	21%
Mai	1.186	179	15%
Juni	1.974	215	11%
<b>Juli</b>	<b>2.417</b>	<b>227</b>	<b>9%</b>
August	2.345	226	10%
September	1.152	128	11%
Oktober	823	68	8%
November	634	14	2%
Dezember	634	-	0%
<b>SUMME</b>	<b>13.731</b>	<b>1.244</b>	<b>9,1%</b>

Tabelle 8: Monatlicher und jährlicher Solarertrag Prozesskälte in MWh, sowie solare Abdeckung in %

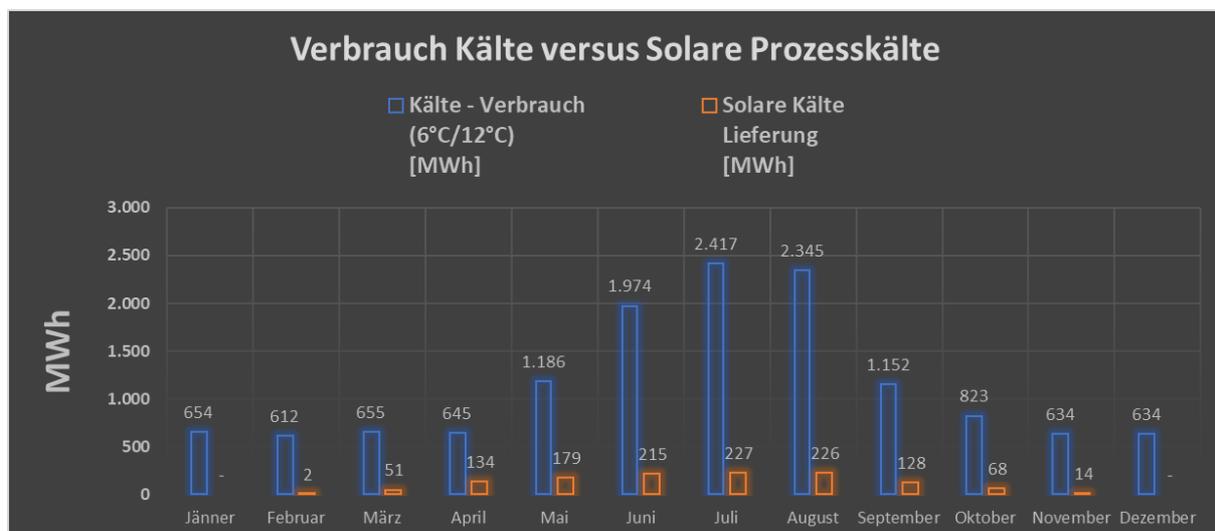


Abbildung 15: Monatlicher Solarertrag Prozesskälte in MWh

## **Energieeinsparung**

Wesentliche Parameter für die Energieeinsparung:

- 1) Wirkungsgrad Gaskessel: 90%
- 2) Thermischer COP – ABS Kältemaschine: 0,7
- 3) Elektrischer COP - ABS Kältemaschine: 25,0
- 4) Elektrischer COP - konventionelle Kältemaschine: 2,5

Der Vorteil einer solarthermisch betriebenen Kältemaschine liegt in der Stromeinsparung, welche 90% beträgt.

Stromverbrauch - Gegenüberstellung (Basis = solar erzeugte Kälte = 1.244 MWh/a)			
Monat	Konventionelle Kühlung (elektr. COP = 2,5) [MWh]	Solar Prozesskälte STROM (elektr. COP = 25,0) [MWh]	Einsparung (Differenz) [MWh]
Jänner	0,00	-	-
Februar	0,66	0	0,59
März	20,21	2	18,19
April	53,75	5	48,37
Mai	71,74	7	64,56
Juni	85,96	9	77,36
Juli	90,99	9	81,89
August	90,25	9	81,23
September	51,29	5	46,16
Oktober	27,34	3	24,61
November	5,42	1	4,88
Dezember	0,00	-	-
<b>Summe</b>	<b>498</b>	<b>50</b>	<b>448</b>

Abbildung 16: Gegenüberstellung Stromverbrauch der konventionellen und solaren Lösung sowie resultierende Einsparung.

In Summe können 1.252 MWh an Endenergie eingespart werden:

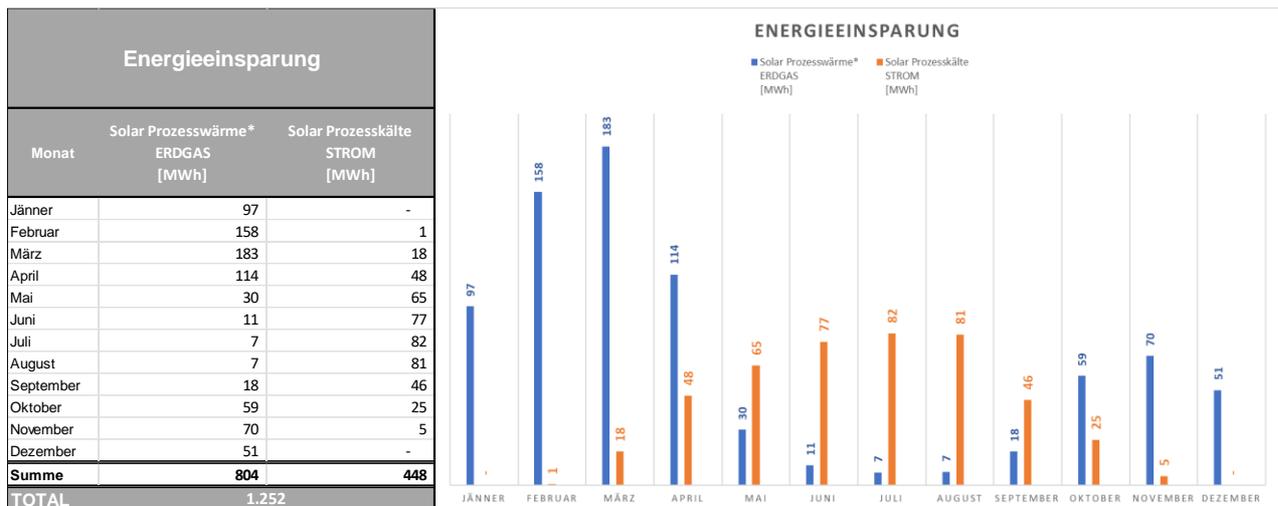


Abbildung 17: Energieeinsparung Variante 1

## CO<sub>2</sub>-Einsparung

Wesentliche Parameter für die CO<sub>2</sub>-Einsparung:

- 1) CO<sub>2</sub>-Einsparung pro MWh Erdgas: 440 kg
- 2) CO<sub>2</sub>-Einsparung pro MWh Strom: 130 kg

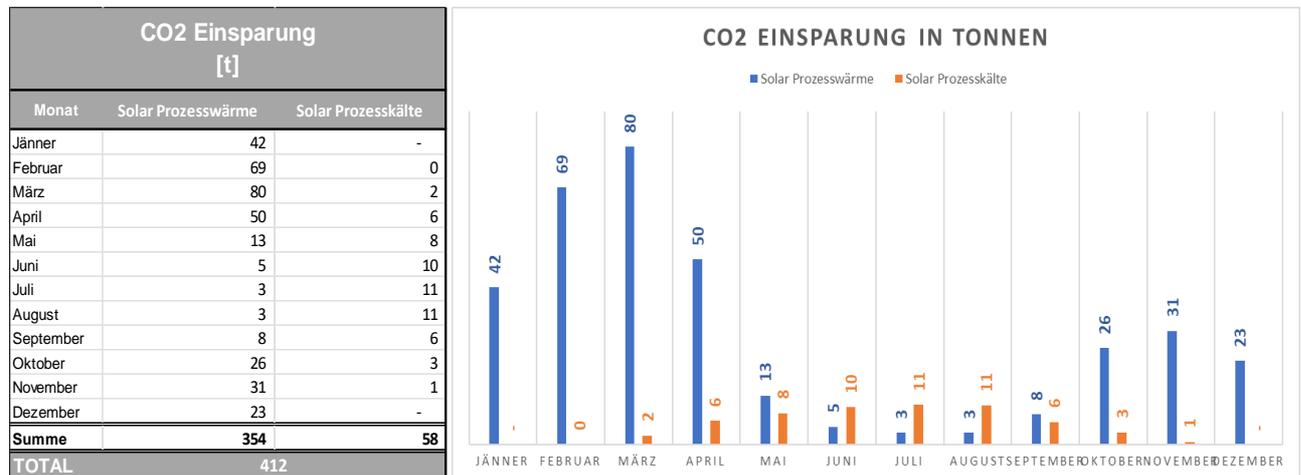


Abbildung 18: CO<sub>2</sub>-Einsparung Variante 1

## Investitionskosten

Die Gesamtkosten der Solaranlage betragen € 4,41 Millionen. Für die Carportkonstruktion wurden nochmals € 817.703 an zusätzlich notwendigen Kosten ermittelt.

Kostengruppen	Kosten %	Kosten EUR	Kosten BASIS
Kollektorfeld	37%	€ 1.618.693	Benchmarks
Speicher, warm	2%	€ 105.208	Benchmarks
Speicher, kalt	0%	€ 11.690	Benchmarks
Pumpengruppen	4%	€ 173.677	Benchmarks
Regelung	4%	€ 195.053	Benchmarks
Ausdehnungsanlage	3%	€ 133.598	Benchmarks
Verrohrung	18%	€ 789.063	Benchmarks
Kühlmaschine	9%	€ 404.134	Benchmarks
Kühlturm	4%	€ 166.997	Benchmarks
Verkabelung	4%	€ 172.007	Benchmarks
Transport	3%	€ 134.600	Benchmarks
Unvorhergesehenes	0%	€ -	
<b>TOTAL MATERIAL</b>	<b>88%</b>	<b>€ 3.904.720</b>	
Bauüberwachung Kollektormontage	1%	€ 34.421	Benchmarks
Bauüberwachung Hydraulik	1%	€ 51.528	Benchmarks
Inbetriebnahme	1%	€ 40.123	Benchmarks
Technische Planung	3%	€ 115.228	Benchmarks
Projektmanagement lokal	0%	€ -	Benchmarks
Design & Projektmanagement	6%	€ 267.093	Benchmarks
<b>TOTAL SERVICES</b>	<b>12%</b>	<b>€ 508.393</b>	
<b>TOTAL INVESTMENT</b>	<b>100%</b>	<b>€ 4.413.113</b>	
Industriecarport Stahl - 30° 2 Parkplatzreihen Überdachung		€ 817.703	
<b>TOTAL INVESTMENT mit Carports</b>		<b>€ 5.230.816</b>	

Tabelle 9: Aufgliederung der Kosten nach Kostengruppen

Die Kollektorfelder, sowie der Verrohrungsaufwand sind mit Summe 55% der Kosten die größten Kostengruppen.

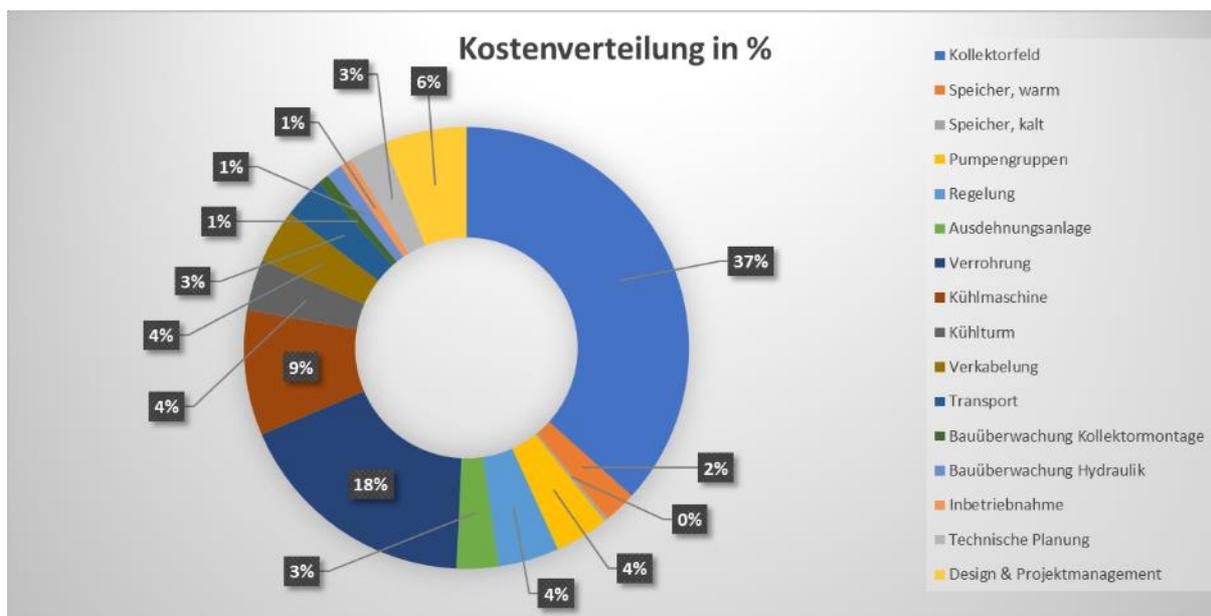


Abbildung 19: Kostenverteilung der Kostengruppen in %

## Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die wichtigsten Eingabe – Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind:

	Ohne Carports	Mit Carports
<b>Investment</b>	€ 4.413.113	€ 5.230.816
<b>Förderung</b>	30%	30%
<b>Strompreis</b>	€ 180/MWh	€ 180/MWh
<b>Erdgaspreis</b>	€ 87/MWh	€ 87/MWh
<b>Energiekosteneinsparung Strom</b>	€ 80.612	€ 80.612
<b>Energiekosteneinsparung Erdgas</b>	€ 69.952	€ 69.952
<b>CO<sub>2</sub> Kosteneinsparung pro Tonne</b>	€ 0/Tonne	€ 0/Tonne
<b>Wartung &amp; Betrieb</b>	€ 8,500 / Jahr	€ 8,500 / Jahr
<b>Stromverbrauch Solar Cooling</b>	62,2 MWh/Jahr	62,2 MWh/Jahr
<b>Stromverbrauch Solare Prozesswärme</b>	25,0 MWh/Jahr	25,0 MWh/Jahr
<b>Preissteigerung Energie / Jahr</b>	+ 3%/Jahr	+ 3%/Jahr
<b>Indexanpassung Wartung / Jahr</b>	+ 2%/Jahr	+ 2%/Jahr

Tabelle 10: Eingabe-Parameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die daraus resultierenden Ergebnisse, bezogen auf einen Durchrechnungszeitraum von 20 Jahren:

	Ohne Carports	Mit Carports
<b>Netto-Einsparung auf 20 Jahre (NPV)</b>	€ 372.089	€ 372.089
<b>Einfache Payback Zeit</b>	14,8 Jahre	16,6 Jahre
<b>Internal Rate of Return (IRR)</b>	3,98 %	2,40 %
<b>Investment – anteilmäßig für Solare Prozesskühlung</b>	€ 1.266.563 (28,7%)	€ 1.266.563 (24,2%)
<b>Investment – anteilmäßig für Solare Prozesswärme</b>	€ 3.146.550 (72,3%)	€ 3.964.253 (75,8%)
<b>Wärmegestehungskosten Solar auf 20 Jahre (ohne Finanzierungskosten)</b>	€ 50,6/MWh	€ 62,0/MWh
<b>Kältegestehungskosten Solar auf 20 Jahre (ohne Finanzierungskosten)</b>	€ 125,8/MWh	€ 142,2/MWh

Tabelle 11: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung bezogen auf einen Durchrechnungszeitraum von 20 Jahren

Für einen finanztechnischen Vergleich der Kosten wurden, bezogen auf das spezifische Investment und den zuteilbaren solaren Erträgen, Wärme- und Kältegestehungskosten errechnet. In der Berechnung sind Wartungs- und Betriebskosten berücksichtigt worden.

Die Wärmegestehungskosten Solar wurden auf Basis der oben angeführten Kosten errechnet, welche bezogen auf die solarthermischen Komponenten notwendig für die Prozesswärme sind. Hierbei kann für die nächsten 20 Jahre ein **Wärmegestehungspreis** von ca. **€ 51/MWh ohne Carport Kosten**, und ca. € 62/MWh mit Carport Kosten angenommen werden. Das entspricht einer Reduktion von -45% bis -32%, bezogen auf den momentanen Wärmepreis.

Die Kältegestehungskosten wurden auf Basis „Mehrinvestitionskosten“ für die solare Kühlung berechnet. Bezugspreis Wärme sind die Wärmegestehungskosten Solar, da eine hundertprozentige Versorgung via der Solaranlage vorgesehen ist. Die oben angeführten Kältegestehungskosten können durch eine zusätzliche Wärmequelle und einer damit verbundenen Erhöhung der Betriebsstunden reduziert werden.

## Cashflow ohne Carport Kosten

Jahr	Förderung	Einsparung durch Ersatz konv. HVAC	Einsparung durch Solar Cooling	Einsparung Brennstoff Solar Hot Water	CO2 Einsparung	O&M Kosten	Total Cash Flow	Cash Flow kumuliert	ROI
0	1.323.934 €						-3.089.179 €	-3.089.179 €	
1			80.612 €	69.952 €	0 €	0 €	144.813 €	-2.944.366 €	0%
2			80.612 €	73.450 €	0 €	-5.751 €	152.226 €	-2.792.140 €	5%
3			84.642 €	77.122 €	0 €	-5.866 €	160.013 €	-2.632.127 €	11%
4			88.874 €	80.978 €	0 €	-5.983 €	168.193 €	-2.463.933 €	16%
5			93.318 €	85.027 €	0 €	-6.103 €	176.786 €	-2.287.147 €	22%
6			97.984 €	89.278 €	0 €	-6.225 €	185.812 €	-2.101.335 €	29%
7			102.883 €	93.742 €	0 €	-6.349 €	195.293 €	-1.906.042 €	35%
8			108.027 €	98.429 €	0 €	-6.476 €	205.252 €	-1.700.789 €	42%
9			113.429 €	103.351 €	0 €	-6.606 €	215.713 €	-1.485.076 €	50%
10			119.100 €	108.518 €	0 €	-6.738 €	226.701 €	-1.258.375 €	57%
11			125.055 €	113.944 €	0 €	-6.872 €	238.242 €	-1.020.133 €	65%
12			131.308 €	119.642 €	0 €	-7.010 €	250.364 €	-769.769 €	74%
13			137.873 €	125.624 €	0 €	-7.150 €	263.097 €	-506.671 €	83%
14			144.767 €	131.905 €	0 €	-7.293 €	276.471 €	-230.201 €	92%
15			152.005 €	138.500 €	0 €	-7.439 €	290.518 €	60.317 €	102%
16			159.605 €	145.425 €	0 €	-7.588 €	305.271 €	365.588 €	112%
17			167.586 €	152.696 €	0 €	-7.739 €	320.767 €	686.355 €	123%
18			175.965 €	160.331 €	0 €	-7.894 €	337.042 €	1.023.397 €	135%
19			184.763 €	168.348 €	0 €	-8.052 €	354.136 €	1.377.533 €	147%
20			194.001 €	176.765 €	0 €	-8.213 €	372.089 €	1.749.622 €	159%
<b>Total</b>	1.323.934 €	0 €	2.542.407 €	2.313.027 €	0 €		<b>Net Savings Life</b>	<b>372.089 €</b>	
							<b>Payback Time [y]</b>	<b>14,8</b>	
							<b>IRR LIFE</b>	<b>3,98%</b>	
							<b>NPV Life</b>	<b>372.089 €</b>	

## Cashflow mit Carport Kosten

Jahr	Förderung	Einsparung durch Ersatz konv. HVAC	Einsparung durch Solar Cooling	Einsparung Brennstoff Solar Hot Water	CO2 Einsparung	O&M Kosten	Total Cash Flow	Cash Flow kumuliert	ROI
0	1.569.245 €						-3.661.571 €	-3.661.571 €	
1			80.612 €	69.952 €	0 €	0 €	144.813 €	-3.516.758 €	0%
2			80.612 €	73.450 €	0 €	-5.751 €	152.226 €	-3.364.532 €	4%
3			84.642 €	77.122 €	0 €	-5.866 €	160.013 €	-3.204.519 €	9%
4			88.874 €	80.978 €	0 €	-5.983 €	168.193 €	-3.036.325 €	14%
5			93.318 €	85.027 €	0 €	-6.103 €	176.786 €	-2.859.539 €	19%
6			97.984 €	89.278 €	0 €	-6.225 €	185.812 €	-2.673.727 €	24%
7			102.883 €	93.742 €	0 €	-6.349 €	195.293 €	-2.478.434 €	30%
8			108.027 €	98.429 €	0 €	-6.476 €	205.252 €	-2.273.181 €	35%
9			113.429 €	103.351 €	0 €	-6.606 €	215.713 €	-2.057.468 €	41%
10			119.100 €	108.518 €	0 €	-6.738 €	226.701 €	-1.830.767 €	48%
11			125.055 €	113.944 €	0 €	-6.872 €	238.242 €	-1.592.525 €	55%
12			131.308 €	119.642 €	0 €	-7.010 €	250.364 €	-1.342.161 €	62%
13			137.873 €	125.624 €	0 €	-7.150 €	263.097 €	-1.079.064 €	69%
14			144.767 €	131.905 €	0 €	-7.293 €	276.471 €	-802.593 €	77%
15			152.005 €	138.500 €	0 €	-7.439 €	290.518 €	-512.075 €	85%
16			159.605 €	145.425 €	0 €	-7.588 €	305.271 €	-206.804 €	94%
17			167.586 €	152.696 €	0 €	-7.739 €	320.767 €	113.963 €	103%
18			175.965 €	160.331 €	0 €	-7.894 €	337.042 €	451.005 €	113%
19			184.763 €	168.348 €	0 €	-8.052 €	354.136 €	805.141 €	123%
20			194.001 €	176.765 €	0 €	-8.213 €	372.089 €	1.177.229 €	133%
<b>Total</b>	1.569.245 €	0 €	2.542.407 €	2.313.027 €	0 €		<b>Net Savings Life</b>	<b>372.089 €</b>	
							<b>Payback Time [y]</b>	<b>16,6</b>	
							<b>IRR LIFE</b>	<b>2,40%</b>	
							<b>NPV Life</b>	<b>372.089 €</b>	

## 3.4. Variante 2 – Big Solar-Konzept

### Einleitung

Saisonale Wärmespeicher speichern überschüssige anfallende Wärme, welche bei Bedarf über das Jahr wieder entnommen werden kann. Um den Speicher sinnvoll ausnutzen zu können, werden solche Speicher häufig mit Wärmepumpen kombiniert. Dadurch kann auch bei einem niedrigen Temperaturniveau des Speichers sinnvoll Wärme erzeugt werden. Die weitere Absenkung der Speichertemperatur via Wärmepumpe hat auch positive Auswirkungen auf den Solarertrag (niedrigere Kollektormitteltemperatur = höhere Effizienz des Solarthermie-Kollektors).

Unter „Big Solar“ versteht man die Produktion von Solarwärme in Kombination mit einem Saisonspeicher. Dadurch kann durch eine Überproduktion an Wärme im Sommer Versorgung in der Übergangszeit und Winter erreicht werden.

### Rahmenbedingungen

Es gelten die gleichen Rahmenbedingungen wie in den obigen Kapiteln zusammengefasst:

- Strompreis 180 €/MWh (aktueller Wert)
- Gaspreis 87 €/MWh (Prognose 2024)
- Wärmelastprofil wie in Abbildung 6 mit Wärmebedarf von 8.144 MWh.

### Technisches Konzept

Das technische Konzept (Abbildung 20) sieht eine Großsolaranlage mit 5.500-9.000 m<sup>2</sup>, einen Tagesspeicher für kurzfristige Pufferung, einen Großwärmespeicher mit 90.000 m<sup>3</sup> und eine Wärmepumpe mit 6,5 MW<sub>th</sub> Wärmeleistung. Die Zieltemperatur für das Wärmeverteilstück ist 60 °C.

Der Wärmebedarf kann sowohl direkt von der Solaranlage als auch über den Saisonspeicher bedient werden. Reicht die Temperatur im Wärmespeicher nicht mehr aus, kann die Wärmepumpe die Restwärme aus dem Speicher entziehen und auf das notwendige Temperaturniveau heben.

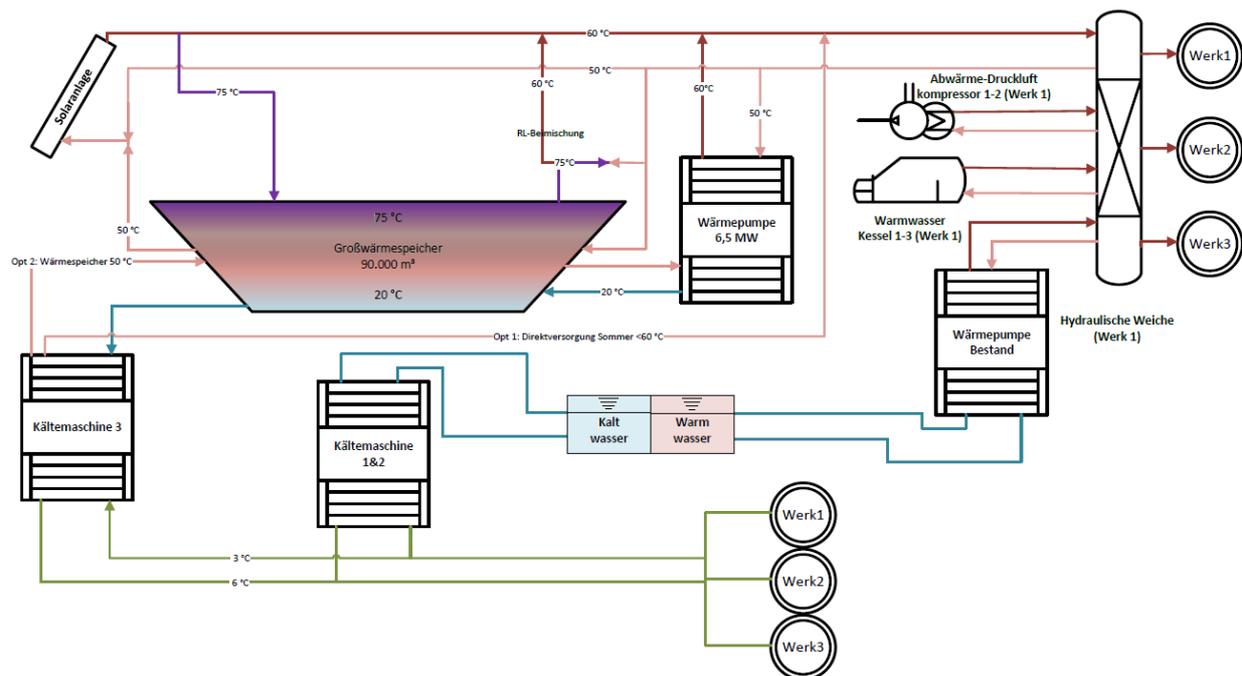


Abbildung 20: Big Solar-Konzept für AT&S mit Einbindung Abwärmenutzung

Für die Errichtung des Großwärmespeichers muss aufgrund der Nähe zur Mur ein besonderes Augenmerk auf das Grundwasser gelegt werden. Dafür wurden zwei Großspeicher-Varianten ausgelegt und die aktuellen Kosten berechnet (Abbildung 21). Die Kostenbasis dafür ist Oktober 2021, in den Tabellen sind reine Baukosten dargestellt. Weitere Kosten für Anlagenkomponenten (Rohrleitungen, Diffusoren, Wärmetauscher, etc.) sind darin nicht enthalten.

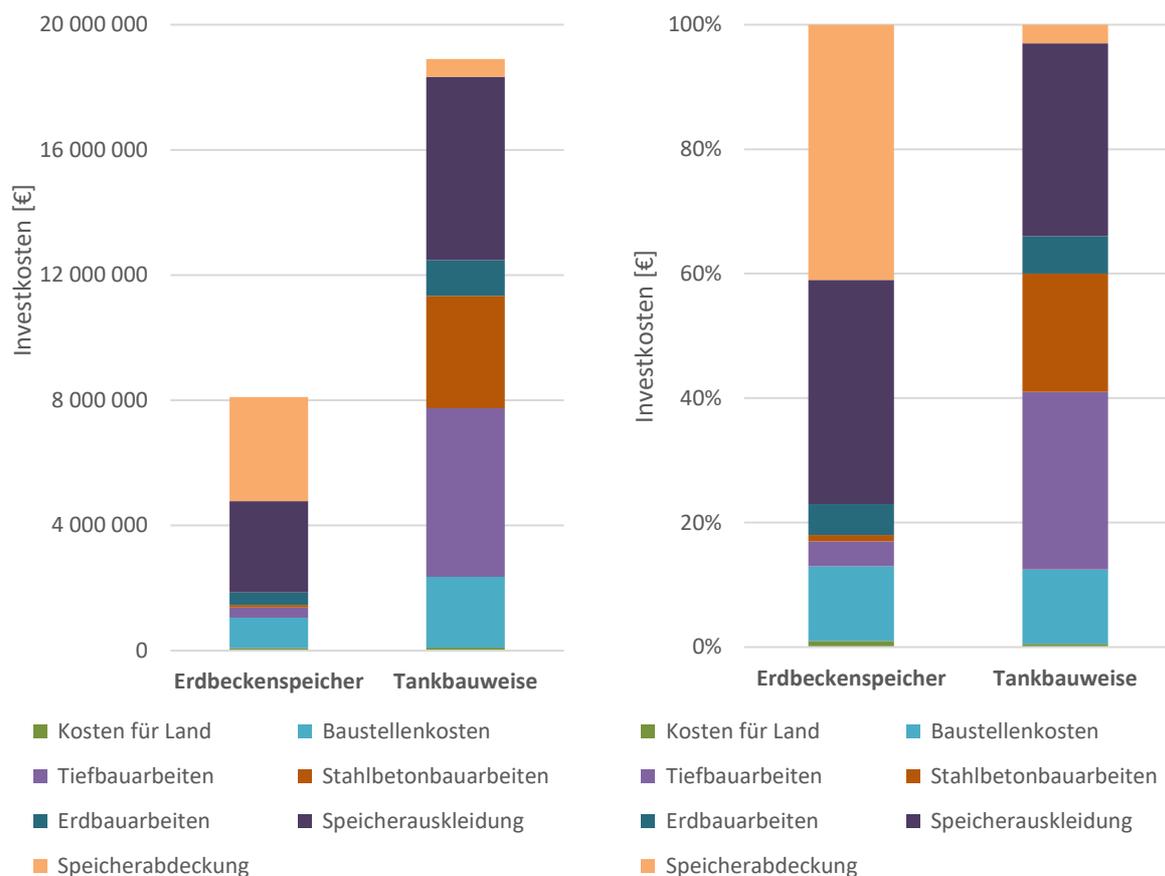


Abbildung 21: Investitionskosten für zwei Bauvarianten von Saisonspeichern mit absoluter (links) und relativer (rechts) Kostenaufteilung

Aufgrund der aktuellen Teuerung wurde eine qualifizierte Abschätzung zu möglichen Kostensteigerungen angegeben.

### **Speicher-Variante 1 - Erdbeckenspeicher („Dänische Bauweise“)**

Der Erdbeckenspeicher kann mit einfachen Erdbaumaßnahmen errichtet werden. Mit dem Aushub wird eine freigeböschte Wand errichtet.

- Volumen 90.000 m<sup>3</sup>
- Flächeninanspruchnahme ~ 22.000 m<sup>2</sup>
- Schwimmende Abdeckung ohne Doppelnutzung
- Wärmedämmung Abdeckung
- Freigeböschte Wand

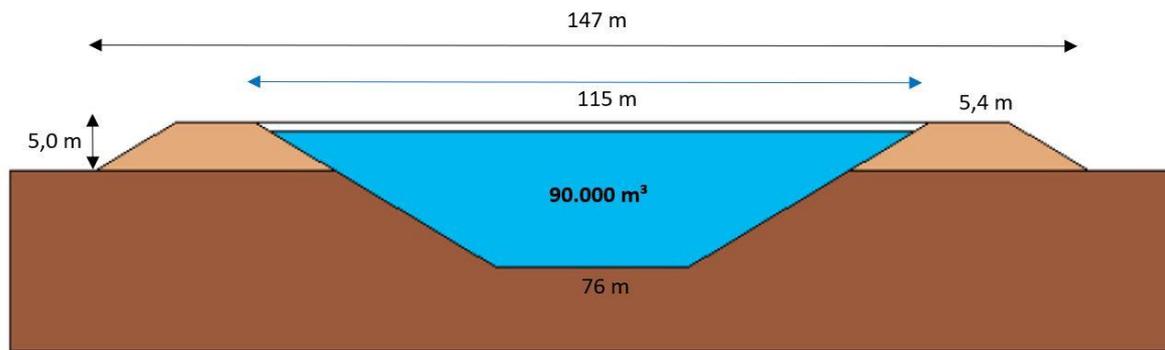


Abbildung 22: Speicher-Variante 1 – Erdbeckenspeicher. (Quelle: SOLID)

- Investitionskosten wasseräquivalent  $\sim 90 \text{ €/m}^3$
- Kostenschwankung +40%, -0%
- Kostentreibende Komponente: Abdeckung

### **Speicher-Variante 2 – Tankbauweise**

Will man die Flächeninanspruchnahme verringern, kann man die Tankbauweise wählen, die mit Spezialtiefbau eine Errichtung unter Grundwasser-Niveau ermöglicht.

- Volumen  $90.000 \text{ m}^3$
- Flächeninanspruchnahme  $\sim 9.500 \text{ m}^2$
- Schwimmende Abdeckung ohne Doppelnutzung
- Wärmedämmung Abdeckung und Wände
- Wandverbau, z.B. Schlitzwand

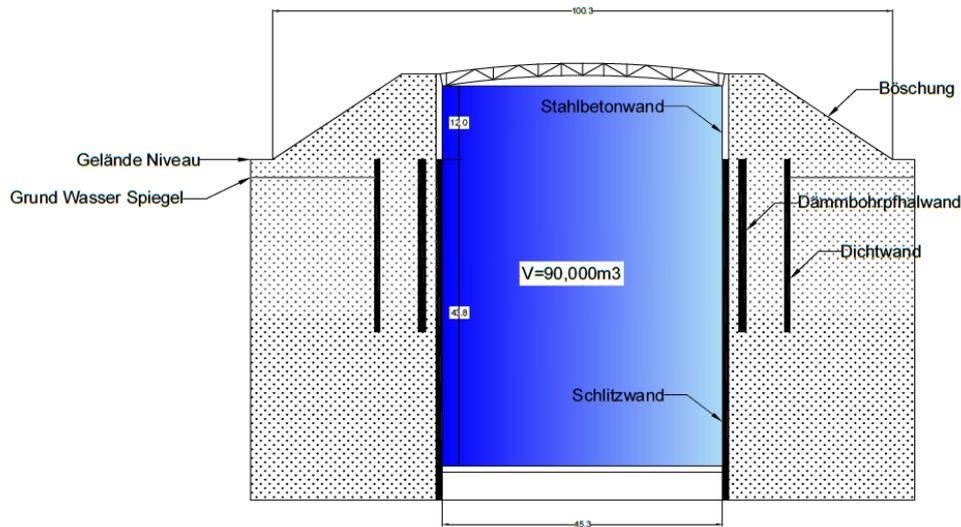


Abbildung 23: Speicher-Variante 2 – Tankbauweise- (Quelle: SOLID)

- Investitionskosten wasseräquivalent  $\sim 210 \text{ €/m}^3$
- Kostenschwankung +60%, -0%
- Kostentreibende Komponente: Spezialtiefbau

## Variantenrechnung

Für die Big Solar-Variante wurde eine jährliche Berechnung auf Stundenbasis durchgeführt, die Saisonspeicher, Abwärme, Wärmepumpe und Kollektorfeld berücksichtigt.

Folgende Erkenntnisse können zusammengefasst werden:

- Abwärme aus Kältemaschinen wird zurzeit jetzt schon genutzt.
- Die Abwärme liegt bei 50 °C vor.
- Bei einer reinen Speicherung der Abwärme (ohne Solar) kann eine Spreizung von 50/20 °C angenommen werden (bei Verwendung einer Wärmepumpe).
- Durch eine Doppelnutzung durch Solarthermie kann die Speicherdichte eines gegebenen Volumens erhöht werden. Bei einer Spreizung von 80/20 °C kann doppelt so viel Energie gespeichert werden.
- Durch den Einsatz der Wärmepumpe kann der Speicher vollständig genutzt werden (Entzug der Wärme auf 20 °C).

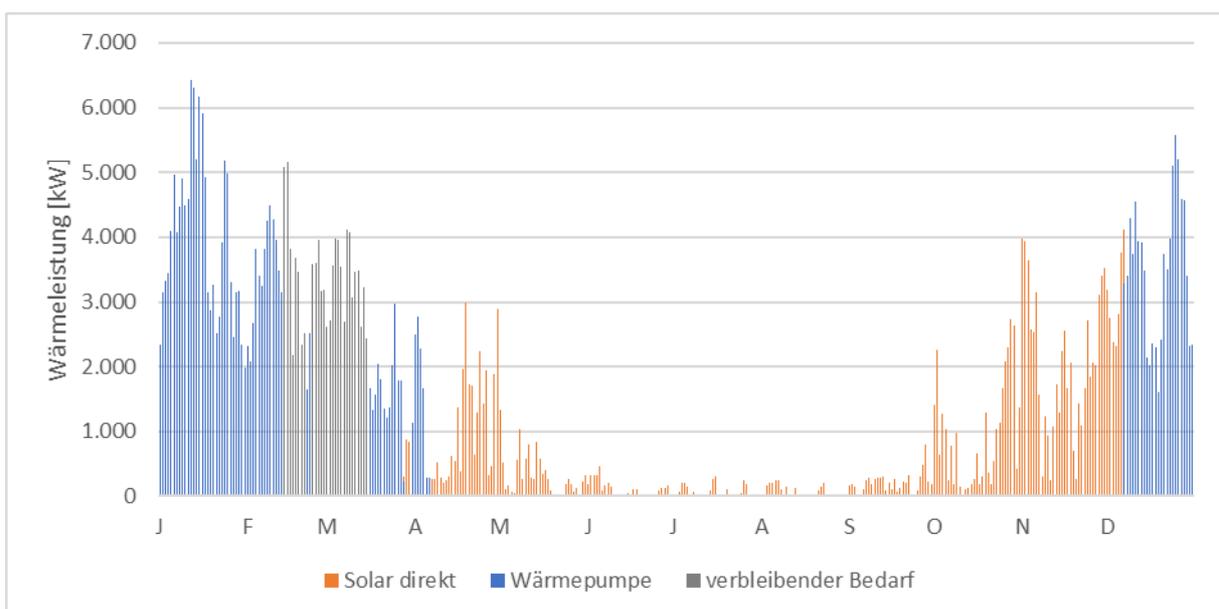
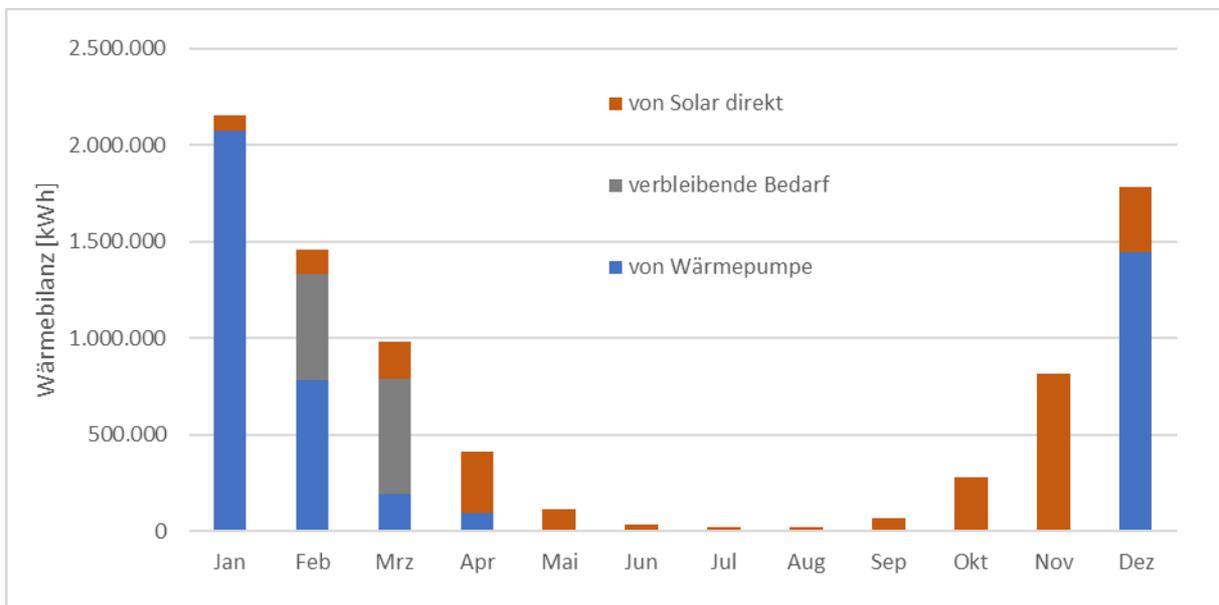
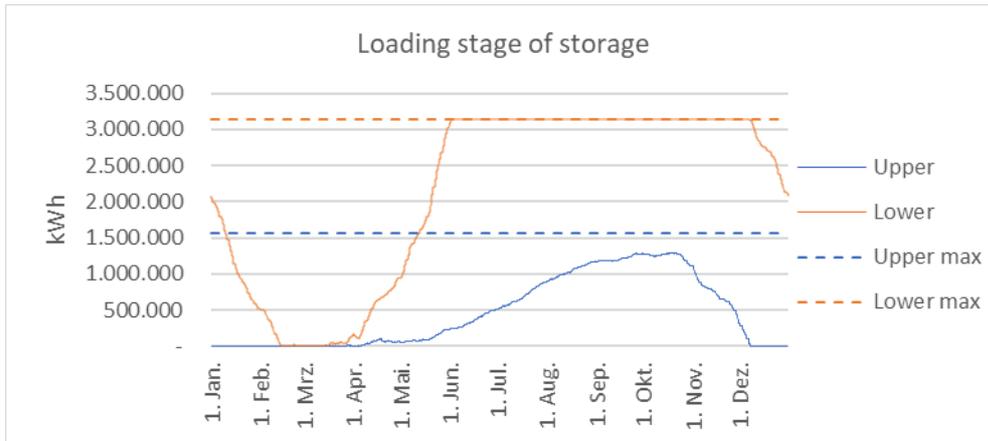
Da der Speicher der kostenintensivste Teil des Systems ist, wurde die Zieltemperatur und Größe des Kollektorfelds variiert, um eine 100%ige Abdeckung zu erreichen.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen Speicherauslastung und Wärmebilanz von drei Sub-Varianten.

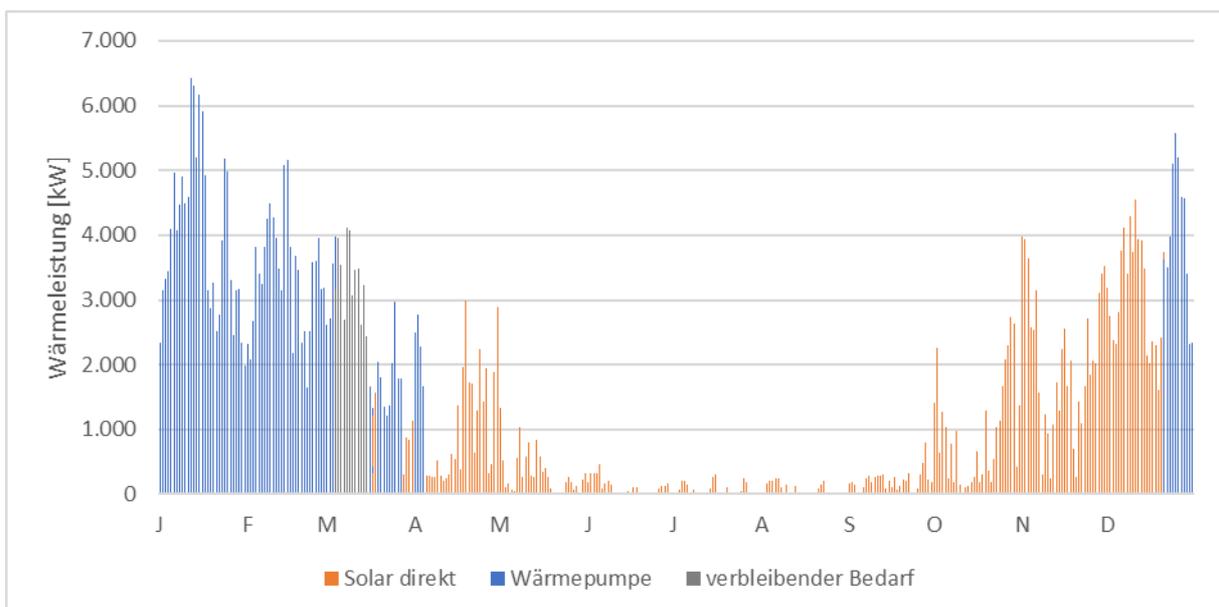
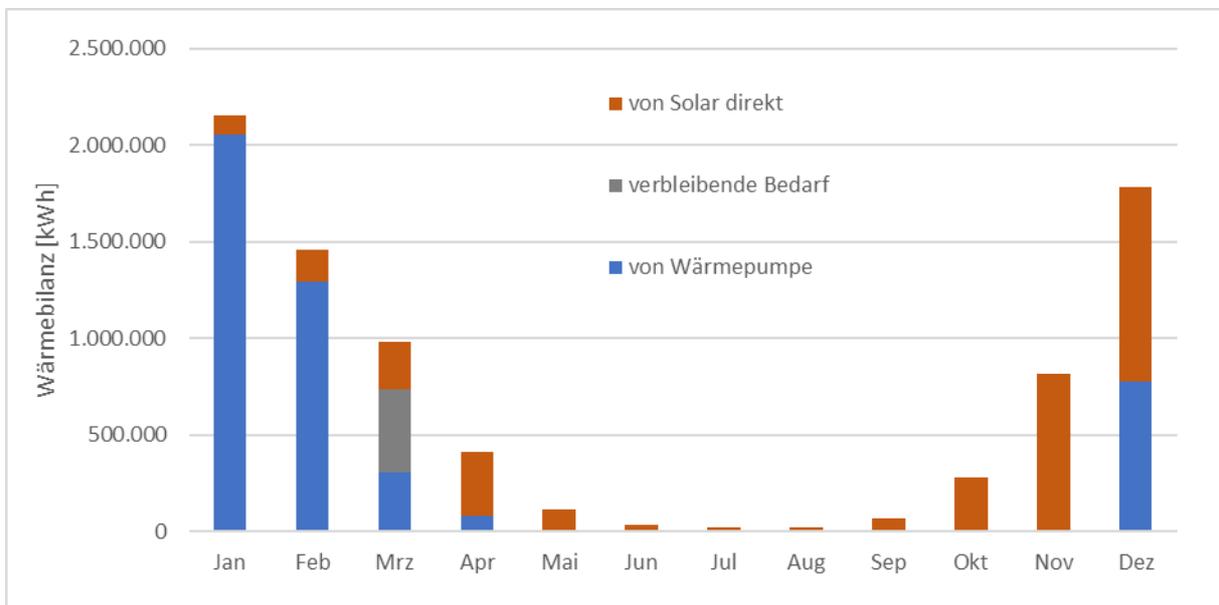
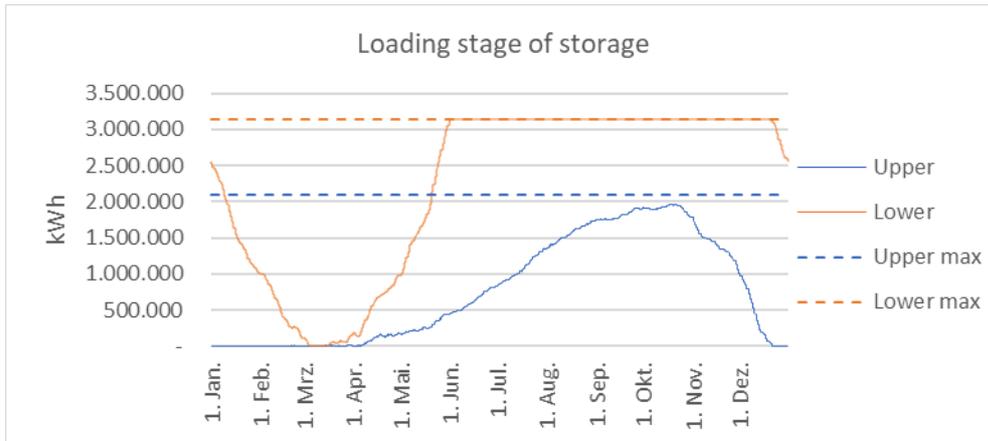
Die Zieltemperatur erhöht die Speicherdichte des Saisonspeichers, reduziert jedoch den spezifischen Ertrag. Die Kollektorgröße erhöht die mögliche solare Deckung. Der Speicher wurde in zwei Teilen simuliert. Der „Lower“-Teil dient der Abwärmenutzung, der nutzbare Energieinhalt ist in allen drei Sub-Varianten gleich. Mit dem „Upper“-Teil kann solarthermisch nachgeheizt werden, wobei die Rücklauftemperatur zum Kollektorfeld mit 50 °C fixiert ist. Mit zunehmender Zieltemperatur steigt der nutzbare Energieinhalt.

Die Wärmebilanzen zeigen die solare Abdeckung in den Herbstmonaten und die zunehmende Übernahme durch die Wärmepumpe ab den Wintermonaten. Während bei Sub-Varianten 2.1 und 2.2 noch verbleibender Wärmebedarf im Februar und März besteht, kann in Sub-Variante 2.3 eine 100%ige Wärmeversorgung durch das vorgeschlagene System erreicht werden.

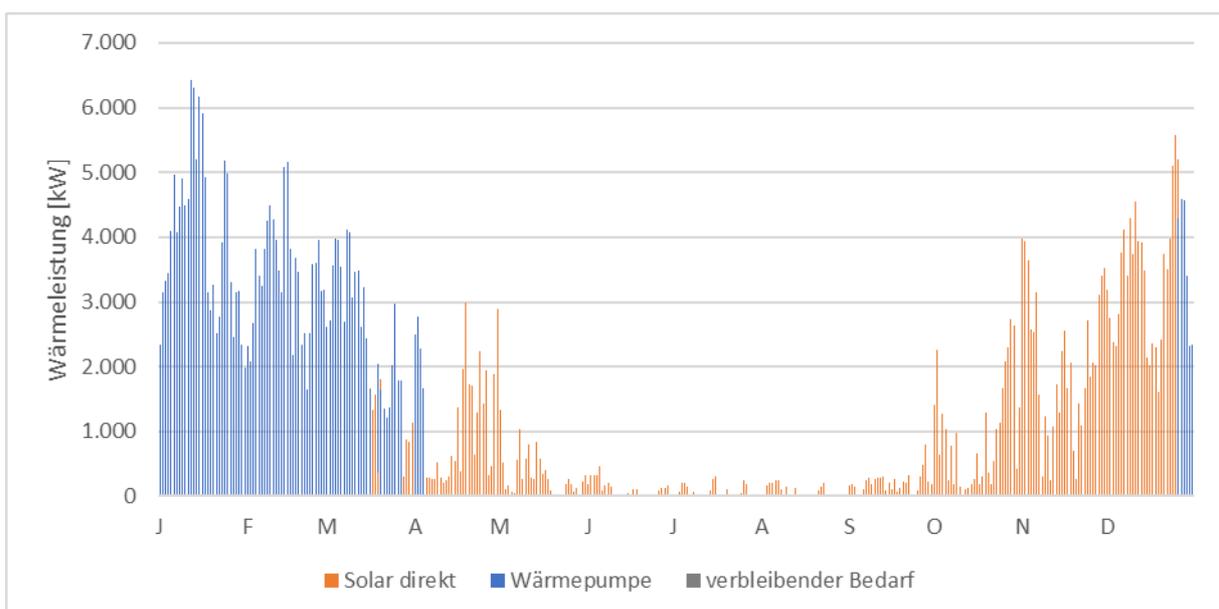
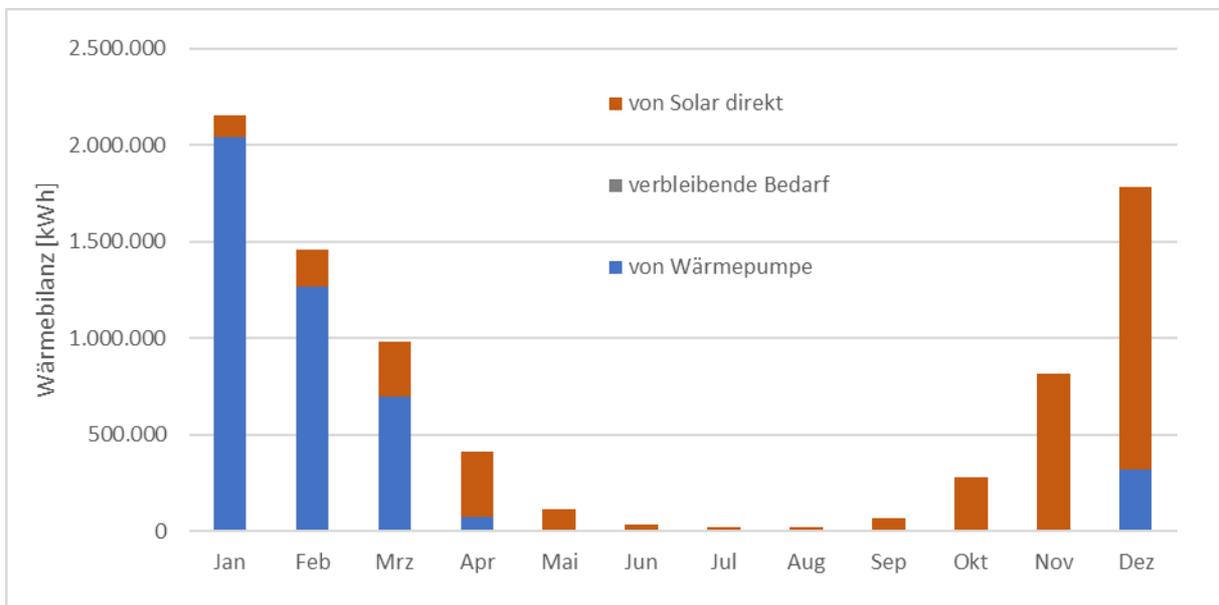
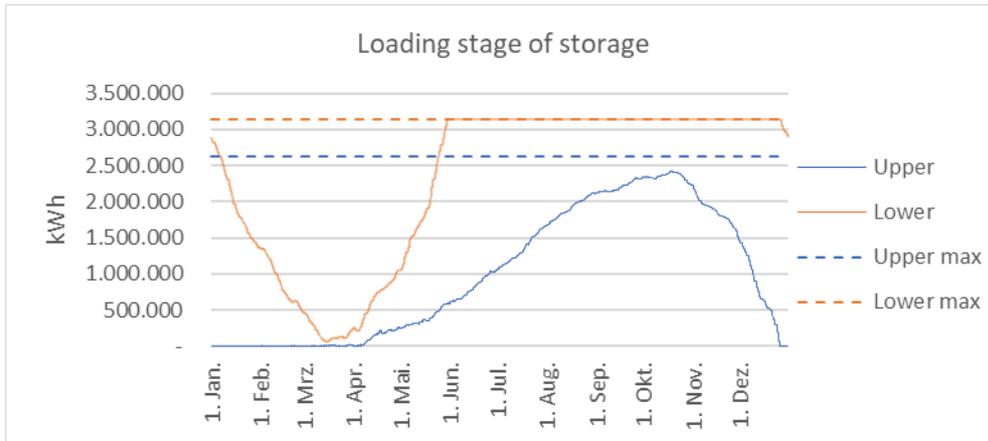
## Variante 2.1 (5500 m<sup>2</sup> Solar bei 65 °C)



## Variante 2.2 (7500 m<sup>2</sup> Solar bei 70 °C)



## Variante 2.3 (9000 m<sup>2</sup> Solar bei 75 °C)



## Vergleich der Varianten

KPIs technical design		Var 2.1	Var 2.2	Var 2.3
<b>Solarfläche</b>	[m <sup>2</sup> gross]	5.500	7.500	9.000
<b>Speichervolumen</b>	[m <sup>3</sup> ]	90.000	90.000	90.000
<b>Zieltemperatur Solar</b>	[°C]	65	70	75
<b>Solarertrag</b>	[MWh/(a)]	2.690	3.542	4.101
<b>Spec. Solarertrag</b>	[kWh/m <sup>2</sup> .a]	489	472	456
<b>Solar an Prozess</b>	[MWh/(a)]	2.407	3.211	3.741
<b>Zusätzl. Abwärme (an WP)</b>	[MWh/(a)]	3.444	3.377	3.302
<b>WP an Prozess</b>	[MWh/(a)]	4.592	4.503	4.403
<b>Verbleibender Bedarf</b>	[MWh/(a)]	1.144	430	-
<b>Anteil Solar</b>	[%]	30%	39%	46%
<b>Anteil WP</b>	[%]	56%	55%	54%
<b>Anteil Solar+WP</b>	[%]	86%	95%	100%

Tabelle 12: Vergleich der verschiedenen Varianten über die KPIs technical design

## Investitionskosten

Tabelle 13 zeigt die Aufstellung der Investitionskosten für Variante 2 (Big Solar). Der Großwärmespeicher ist hier mit ca. 61% die kostenintensivste Variante. Zu den oben angeführten baulichen Kosten wurde die Teuerung und die Kosten für speicherbezogene Anlagenkomponenten (Rohrleitungen, Diffusoren, Wärmetauscher, etc.) zusätzlich kalkuliert.

Komponente	Kosten [€]
<b>Kollektoren</b>	1.862.397
<b>Unterkonstruktion, Installation, Feldverrohrung Material</b>	465.599
<b>Montage Kollektoren</b>	77.600
<b>Verrohrung Kollektorfeld</b>	279.359
<b>Regelung und Messtechnik Solar</b>	155.200
<b>Glykol, Befüllen und Inbetriebnahme</b>	201.760
<b>Transport</b>	77.600

<b>Wärmetauscher, Pumpengruppen, Gefäße, Technikraum diverses</b>	471.859
<b>Wärmepumpe 6,5 MW</b>	2.145.000
<b>Saisonspeicher</b>	8.123.940
<b>Engineering</b>	218.366
<b>Summe</b>	14.078.680

Tabelle 13: Aufstellung der Investitionskosten für Variante 2 – Big Solar

## Wirtschaftlichkeitsrechnung

Für die Variante 2 wurde eine Annuitätenrechnung durchgeführt. Folgende Rahmenbedingungen wurden hierfür definiert:

Parameter	Wert	Einheit
<b>Wärmelieferung</b>	8.144	MWh/a
<b>Investition Saisonspeicher</b>	8.123.940	€
<b>Lebensdauer Saisonspeicher</b>	50	Jahre
<b>Investition Andere Komponenten</b>	5.104.429	€
<b>Lebensdauer Andere Komponenten</b>	20	Jahre
<b>Förderung (alle Komponenten)</b>	35	%
<b>Stromkosten für Wärmepumpe (JAZ 4)</b>	206.643	€/Jahr
<b>Betriebskosten Solaranlage</b>	79.134	€/Jahr
<b>Wartungskosten</b>	17.631	€/Jahr
<b>Zinssatz (Mischzins Fremd + Eigenkapital)</b>	1	%
<b>Wärmegestehungskosten für 100% Bedarfsabdeckung</b>	71	€/MWh

**Mit diesen Rahmenbedingungen kann ein Wärmegestehungspreis von 71 €/MWh erreicht werden.**

### 3.5. Allgemeine Rahmenbedingungen

Die folgenden Schritte müssen unternommen werden, um eine Solarthermieanlage in einer der vorgestellten Varianten mit Großspeicher umsetzen zu können:

- Das Grundstück befindet sich nicht im Besitz von AT&S und kann nicht gekauft werden. Es haben jedoch bereits erste Gespräche bezüglich eines möglichen Pachtvertrages stattgefunden.
- Ein Umwidmungsverfahren für das Grundstück ist notwendig, welches zwei Regionalratsbeschlüsse umfasst.

- Aufgrund der Nähe zur Mur liegt das Grundstück in einer gelben Gefahrenzone. Um eine Bebauung zu ermöglichen, müssen die Auflagen, die im Rahmen eines Einzelgutachtens der zuständigen Gebietsbauleitung im Bauverfahren vorgeschrieben werden, eingehalten werden. Zusätzlich muss die Grünfläche bewertet werden, da neue Regeln in Bezug auf Grünanteil/Fläche in Kraft getreten sind.
- Eine vereinfachte Umweltverträglichkeitsprüfung muss durchgeführt werden. Es darf unter anderem laut neuer Gesetzeslage kein einfacher Parkplatz gebaut werden, sondern mindestens ein zweistöckiges Parkhaus.
- Der geplante Parkplatz bzw. Erdspeicher befindet sich südlich der Murschleife und westlich vom Schladnitzbach in einer Siedlungslage, die nach topographischen Kriterien und der Nähe zu bekannten bzw. vermuteten Bodendenkmalen eine hohe bis sehr hohe archäologische Sensibilität aufweist. Die Frage, ob im Areal des geplanten Parkplatzes Bodendenkmale vorhanden sind oder nicht, kann derzeit nicht beantwortet werden, weswegen eine archäologische Untersuchung notwendig ist.
- Weiters muss die Straßenanbindung bewertet werden, da die ursprünglich geplante Zufahrt nicht mehr möglich ist.
- Die Untersuchung der Fußgängerbrücke bzw. deren Genehmigung ist notwendig, was länger als die Fertigstellung des Parkplatzes dauern könnte.

Aufgrund der aufwendigen Untersuchungen und der damit einhergehenden Risiken für eine Genehmigung, wurden folgende weitere Optionen in Erwägung gezogen:

- Eine neu geplante Parkgarage neben Werk 2 könnte genutzt werden. Jedoch gibt es in der Nähe wenig bis keinen Platz für einen Speicher. Ein Untergrundspeicher unter der Parkgarage ist aufgrund der durch die vorherige Fabrik kontaminierte Erde sehr kostspielig und die Statik der Garage könnte beeinträchtigt werden.
- Anstatt des Erdbeckenspeichers wird ein Stahl-Tankspeicher eingesetzt, um Grabungen zu ersparen.
- Statt eines großen Speichers werden mehrere kleinere modulare Stahl-Tankspeicher eingesetzt, die bei Bedarf erweitert werden können. So würde sich die Platzfindung eventuell einfacher gestalten.

Die Untersuchungen in der Machbarkeitsstudie waren wesentlich für AT&S, um zu identifizieren, welche nachhaltigen Gesamtlösungen mit Solarthermie und Großspeicher machbar sind, welche Dimensionen dafür erforderlich sind und welche Rückschlüsse das für Flächenbedarf und notwendige Genehmigungen hat und wie das in das Gesamtsystem des Standorts passt. Mit Abschluss der Machbarkeitsstudie sind hier wesentliche Entscheidungsgrundlagen erstellt worden.

## 4. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### Allgemeine Schlussfolgerungen

- 1) Solare Prozesswärme ist eine gute Möglichkeit langfristig erneuerbare Wärme bereitzustellen. Die damit verbundenen Betriebskosten (Verbrauch Strom, Beschaffung von Ressourcen, Betriebsführung und Wartung) sind im Vergleich zu anderen Technologien als sehr gering einzustufen. Damit können Abhängigkeiten von Strom bzw. anderen Energieformen und Rohstoffen zu einem starken Teil reduziert werden.
- 2) Parkflächen zu Energieflächen umwandeln: Industriebetriebe haben in der Regel nur ein begrenztes Angebot an Flächen für die Belegung von Solaranlagen. Industriedächer sind statisch sehr oft kaum zusätzlich belastbar bzw. durch Verbauungen am Dach schlecht für eine Kollektorbelegung geeignet. Daher eignen sich Parkplatzflächen, welche in der Regel tote Flächen sind und keinen finanziellen Mehrwert für das Unternehmen darstellen, sehr gut für die Belegung von Solarkollektoren.

Die möglichen Mehrkosten für die Installation von Carports sollten mit möglichem Mehrnutzen einer solcher Installation gegenübergestellt werden:

- Lokal produzierte Energie mit geringen laufenden Kosten. Geeignet um gegen zukünftige Preisspitzen bei Strom und Gas abgesichert zu sein.
  - Höhere Energieunabhängigkeit
  - Langfristig günstigere Energie ohne CO<sub>2</sub>-Ausstoß als Beitrag zu den Klimazielen von AT&S.
  - Leichtere Planbarkeit von Energiekosten
  - Vorteile der Beschattung im Sommer, sowie Überdachung im Winter von PKWs steigert die Mitarbeiterzufriedenheit.
  - Das Unternehmen setzt damit ein sichtbares Zeichen für erneuerbare Energie:
    - Höhere Akzeptanz von Industriestandorten bei der lokalen Bevölkerung.
    - Positive Auswirkungen auf die Kaufentscheidung von Kunden.
    - Investment in erneuerbare Energie kann auch marketingtechnisch berücksichtigt bzw. bewertet werden.
    - Das Unternehmen präsentiert sich als fortschrittlich, innovativ und verantwortungsbewusst.
- 3) Mittel- bis langfristiges Umdenken bei Investitionsentscheidungen von erneuerbaren Energiequellen wird auch in der Industrie erforderlich sein. Somit kann auch in diesem Sektor die Energiewende erfolgreich gemeistert werden.

## Empfehlungen zur Variantenauswahl

Die beiden entwickelten Varianten für den Standort AT&S Leoben Hinterberg unterscheiden sich im Wesentlichen in ihrer Zielsetzung. Beide Varianten sind technisch und wirtschaftlich umsetzbar:

Die **Solare Prozesskühlung (SPC) & Prozesswärme (SPH) - Variante** hat hauptsächlich die Deckung des Kühlbedarfs als Ziel, Überschüsse daraus können in den Übergangsmonaten für Prozesswärme genutzt werden.

Die Diversifizierung der strombetriebenen Kompressionskälteanlagen mit dem zusätzlichen Einsatz der wärmebetriebenen Absorptionskälteanlagen stellt eine Entlastung und eine Form des Risk Managements dar. Der Betrieb ist weitestgehend von Energiepreisschwankungen unabhängig. Dadurch kann für die Lebensdauer (mind. 20 Jahre) Wärme für 51 €/MWh und Kälte für 128 €/MWh erzeugt werden. Die bisherige Abwärmenutzung aus den Kompressionskälteanlagen kann auch mit den Absorptionskälteanlagen bewerkstelligt werden.

Die **Big Solar-Variante** (Subvariante 2.3) zielt ausschließlich auf die Wärmeversorgung ab. Speicher (90.000 m<sup>3</sup>), Kollektorfeld (9.000 m<sup>2</sup>) und Wärmepumpe (6,5 MW<sub>th</sub>) wurden so ausgelegt, dass eine 100%ige Abdeckung des Prozesswärmebedarfs (8.144 MWh/a) gewährleistet werden kann. Zudem kann die Nutzung von Abwärme aus den Kältemaschinen wesentlich erhöht werden. Durch die niedrigen Systemtemperaturen (max. 75 °C bei Solar und Speicher; max. 60 °C für die Wärmepumpe) ist ein effizienter Betrieb mit hohem spez. Solarertrag und niedrigen Wärmeverlusten möglich.

Allerdings ist die Investition eines Saisonspeichers mit hohen CAPEX-Kosten verbunden: Zwei Speicher-Varianten wurden für den Standort unter der Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten analysiert. Die Erdbecken-Variante kann grundwasser-vermeidend errichtet werden und hat niedrigere Systemkosten allerdings einen höheren Flächenbedarf. Die genehmigungsrelevanten Fragestellungen wurden identifiziert, sowie erste Gespräche zur Flächennutzung angebahnt. Referenzen in Dänemark sind vielversprechend in Bezug auf Wärmeverluste und Lebensdauer.

Die Investition in einen Saisonspeicher muss in die langfristige Energiestrategie des Standorts eingebettet sein. Er ermöglicht eine Entkopplung der saisonalen Diskrepanz von Wärmeangebot (Abwärme und Solarthermie) und Wärmenachfrage, die zunehmend gelöst werden muss. Er wird auch bei sich ändernden energiepolitischen Rahmenbedingungen gute Einsatzzwecke in seiner Lebensdauer ermöglichen.

Schon jetzt kann die Big Solar Variante eine **100%ige Abdeckung** des Prozesswärmebedarfs erreichen zu Wärmegestehungskosten von **71 €/MWh**.

## 5. Projektdetails

### 5.1. Arbeits- und Zeitplan

#### 5.1.1. Solare Prozesswärme und Kühlungsanlage

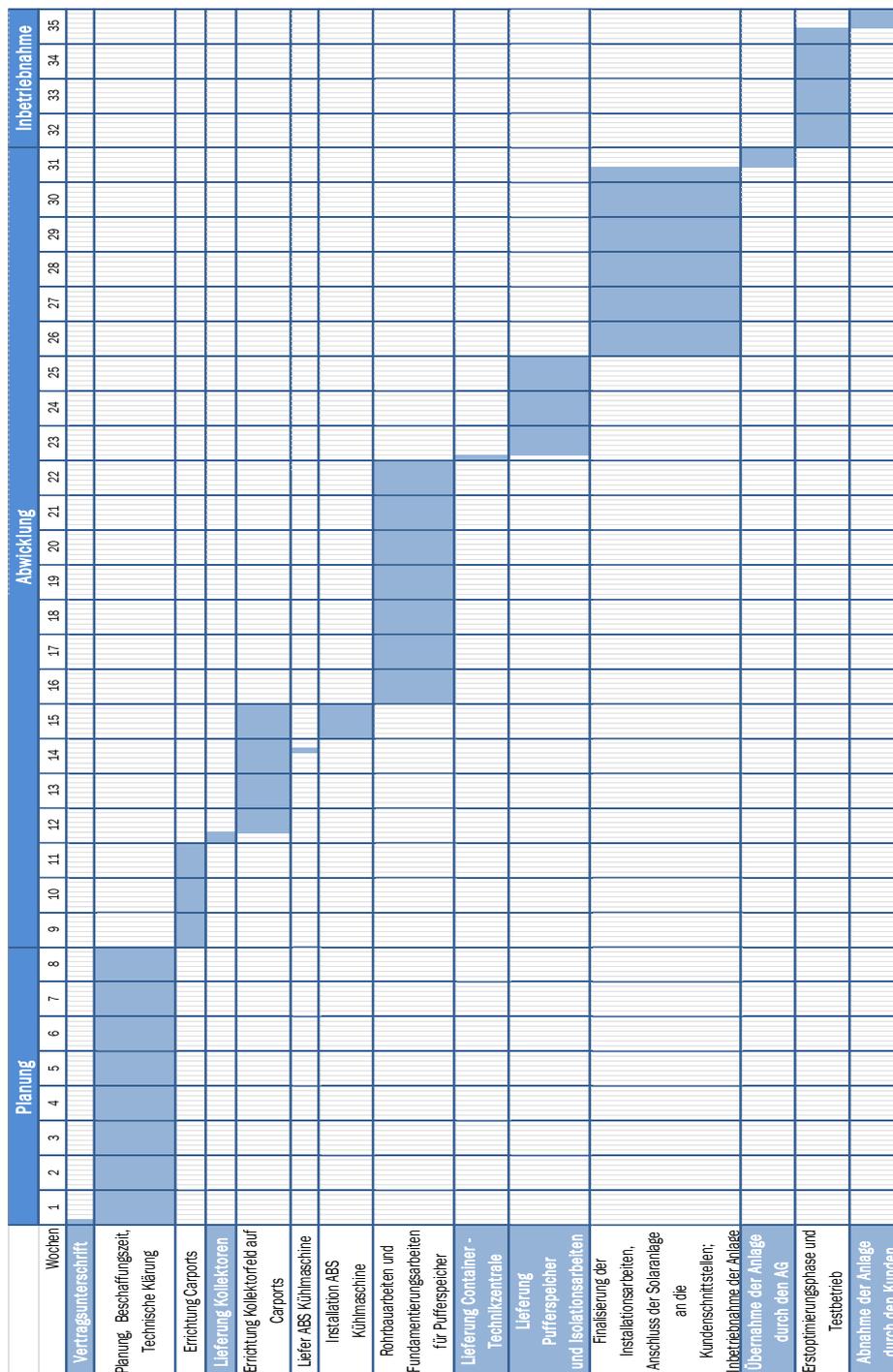


Abbildung 24: Arbeitszeitplan – Variante 1

## 5.1.2. Big Solar Konzept

Meilensteine		Anmerkungen		Start	Ende	Monate
1	Machbarkeitsstudie	Machbarkeitsuntersuchung mit technischem und wirtschaftlichem Vergleich verschiedener Konzepte.		01/24	03/24	2
2	Betreiber- und Projektgesellschaft	Gründung, Aufbau und Ausformung der Wärmeliefergesellschaft (ESCo) und der Baugesellschaft (SPV)		03/24	04/24	1
3	Rahmenbedingungen und Anforderungskatalog	Ermittlung der administrativen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen sowie der Anforderungen des Anlagenbetreibers;		04/24	06/24	3
4	Vorvertrag mit Kunden (Absichtserklärung)	Erstellung eines bindenden Vorvertrags bzw. Absichtserklärung zur Wärmelieferung BigSolar		06/24	07/24	1
5	Vorplanung	Konzeptphase (Vorplanung), d. h. Auswahl des endgültigen Konzeptes und erste Schätzungen des technischen Anlagenumfanges, ggf. auch erste Kosten- und Terminschätzungen für das Investitionsprojekt.		07/24	09/24	3
6	Entwurfsplanung (Basic Engineering)	Ausarbeitung des technisch und wirtschaftlich vorteilhaftesten Konzeptes und Ermittlung aller erwarteten Kosten und Einnahmen (Entwurfsplanung oder Basic Engineering)		09/24	12/24	3
7	Landesicherung	Klärung der Eigentümerverhältnisse und Sicherung der notwendigen Flächen durch Optionsverträge		12/24	02/25	3
8	Finanzierungsplanung	Sicherung der Finanzierung (i. e. Förderung, Eigenkapital, Fremdkapital)		02/25	05/25	3
9	Genehmigungsplanung	Genehmigungsplanung zur Beschaffung der notwendigen Genehmigungen bei den zuständigen Behörden inklusive Erteilung der Genehmigungen		05/25	08/25	4
10	Vertrag mit Kunden (Wärmeliefervertrag)	Ausgestaltung des Vertrags auf Basis des Vorvertrags		08/25	09/25	1
11	Ausführungsplanung (Detail Engineering)	Detaillierte Auslegung und genaue Beschreibung aller notwendigen Komponenten und Maßnahmen für die Realisierung (Ausführungsplanung oder Detail Engineering)		09/25	12/25	3
12	Vergabe bzw. Ausschreibung, Angebotsvergleich und Bestellung			12/25	02/26	3
13	Bau der Anlage			02/26	12/26	10
14	Inbetriebnahme der Anlage			12/26	01/27	1
15	Probetrieb & Leistungstest	Nachweis der vereinbarten Leistungen der Anlage (Energieumsatz, Qualität, Garantiedaten)		01/27	03/27	2
16	Wärmelieferung an Kunden			03/27	03/27	1

Abbildung 25: Arbeitszeitplan – Variante 2

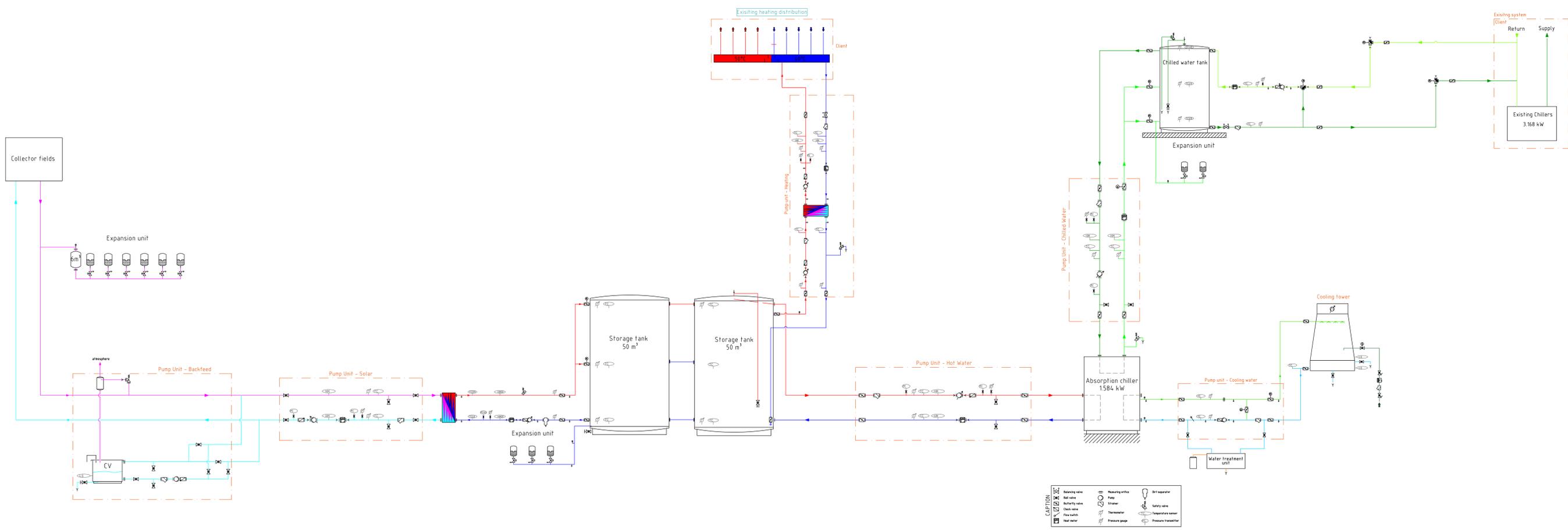
## 6. Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

AEE INTEC wird die Ergebnisse in Forschungsaktivitäten einfließen lassen und publizierbare Ergebnisse bei Fach-Konferenzen präsentieren sowie gebündelt im Rahmen des Solaren Großanlagen Programms des KLIEN einfließen lassen. Beispielsweise werden die Projektergebnisse im Mai 2023 beim „33. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ in Bad Staffelstein (Deutschland) präsentiert.

Mögliche zukünftige Publikationen bzw. Disseminierungsaktivitäten müssen mit AT&S abgesprochen werden.

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 Rechthinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.



	Publication No. A-0021-01 Tel: 010 675 12 14 Fax: 010 675 12 14 Email: info@solid.com	Scale: - A0
	Name AT&S	Name AT&S
	Date 13.07.2022	Name AT&S
	Drawn 13.07.2022	Name AT&S
	Stand.	Name AT&S
Resp. Changing	Date 13.07.2022	Urgr.
Subs. for:	Subs. by:	Sheet 1 of 2

Hydraulic schematic  
Solar Process Cooling & Heating  
Mechanical area  
DRAFT