

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Machbarkeitsstudie solare Großanlage Langau
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie 2021
Dauer:	08.02.2021 – 07.02.2022
Kontaktperson Name:	Ing. Leo Riebenbauer
Kontaktperson Adresse:	Hauptplatz 13 8243 Pinggau
Kontaktperson Telefon:	+43 3339/25113
Kontaktperson E-Mail:	office@riebenbauer.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Ing. Leo Riebenbauer GmbH (Stmk.), ATG Anlagentechnik GmbH (Bgl.), Elektro Merl GmbH (Stmk.), Gasokol GmbH (OÖ)
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlage, Langzeitspeicher, Kurzzeitspeicher, Solarthermie, Saisonspeicher
Auftragssumme:	52.000 €
Klimafonds-Nr:	KR20ST1K17825
Erstellt am:	04.02.2022

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Im Rahmen des Programmes Solare Großanlagen des Klima- und Energiefonds wurde die Einbindung von Solarthermie in Kombination mit einem Saisonal-speicher für das Fernwärmenetz Langau (NÖ) untersucht.

Die Ausgangssituation dieser Machbarkeitsstudie war eine geplante Kollektorfläche von 5.300 m². Diese Anlage fällt in die Kategorie größer als 5.000 m² und kleiner oder gleich 10.000 m² in Verbindung mit Langzeitwärmespeicherung.

Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie war, die optimale Größe einer Solarthermieanlage inklusive saisonalem Wärmespeicher zu berechnen. Parallel dazu erfolgte die Planung der Einbindung der solarthermischen Anlage in das bestehende Fernwärmenetz. Zu diesem Zweck wurden zwei Varianten erarbeitet und qualitativ und quantitativ analysiert.

Bei Variante 1 handelt es sich um eine „Solarthermische Großanlage mit Langzeitspeicher“. Zum Vergleich (Vorgabe des Klima- und Energiefonds) wurde in einer Variante 2 auch eine kleinere „Thermische Solaranlage für Sommerschwachlastzeit mit Kurzzeitspeicher“ untersucht.

- Variante 1: Kollektorfläche 5.707,8 m² / Speichervolumen 25.000 m³
- Variante 2: Kollektorfläche 1.087,2 m² / Speichervolumen 100 m³

Variante 1: Kollektorfläche 5.707,8 m² / Speichervolumen 25.000 m³

In dieser Variante werden die beiden Hackgutkessel von den Kollektorflächen maximal unterstützt. Damit kann ein solarer Deckungsgrad von 51,5 % erreicht und der Wärmebedarf von Juli – November zu 100% gedeckt werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

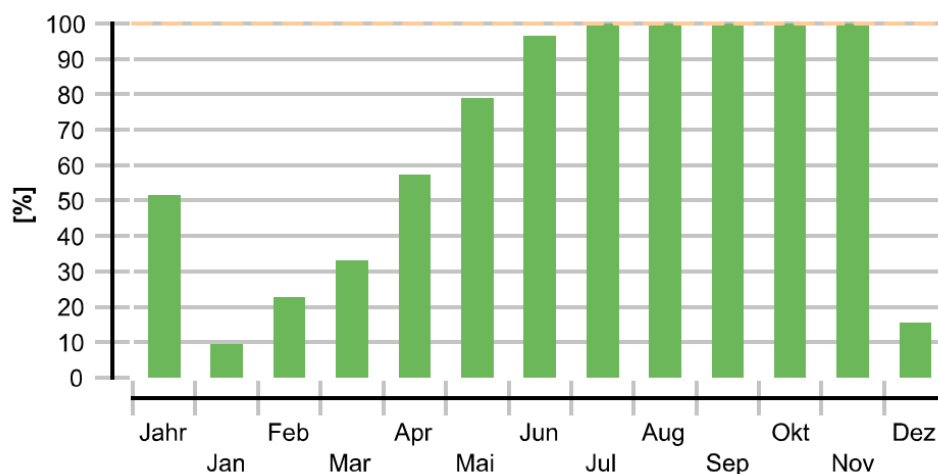


Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1

Variante 2: Kollektorfläche 1.087,2 m² / Speichervolumen 100 m³

Diese Variante soll den Sommerbetrieb des Hackgutkessels so gut wie möglich ersetzen. Mit dieser Variante kann ein solarer Deckungsgrad von 12 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

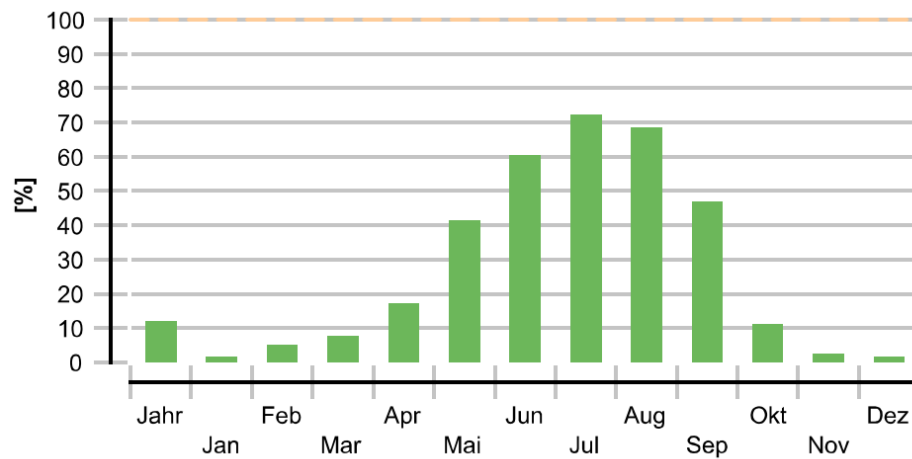


Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 2

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die FWG Fernwärmeversorgung Langau regGenmbH in Langau (NÖ) wurde im Jahr 2000 gegründet. Seither erfolgt die ganzjährige Wärmeversorgung der Marktgemeinde durch das von der FWG Langau errichtete und betriebene Biomasseheizwerk mit Fernwärmenetz. Im Jahr 2019 wurde das Biomasseheizwerk optimiert. Die Marktgemeinde Langau wurde von Beginn an miteingebunden und hat die Fernwärmeversorgung stets befürwortet. Alle gemeindeeigenen Objekte im fernwärmeversorgten Gebiet wurden an das Netz angeschlossen.

Die Anlage besteht aus zwei Hackgutkesseln, mit 700 kW und 280 kW Leistung. Der 280 kW Kessel liefert die Wärme für den Sommerbetrieb, in den Wintermonaten erfolgt die Versorgung durch die 700 kW Kesselanlage. Als Lastausgleich dient ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 20 m³. Das Fernwärmenetz versorgt 140 Abnehmer und produziert jährlich rund 4.100 MWh Wärmeenergie. Ziel der Fernwärmeversorgung Langau ist es, den Einsatz des Energieträgers Biomasse langfristig zu reduzieren, indem zusätzlich zum Waldhackgut Solarthermie zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird.

Die Aufgabenstellung für die vorliegende Studie beinhaltet Simulationen und Berechnungen für eine Integration einer solarthermischen Anlage in das bestehende Fernwärmenetz. Die Einbindung solarer Wärme in die Wärmebereitstellung des bestehenden Biomasseheizwerkes setzt eine saisonale Speicherung von Wärme voraus.

Zu diesem Zweck ist die Errichtung eines zusätzlichen Pufferspeichers erforderlich. Als Zielwert solarer Deckung werden zumindest 50% des jährlichen Energiebedarfs angestrebt, dies entspricht mindestens 2.050 MWh produzierter Wärmeenergie.

3 Projektinhalt und Ergebnisse

3.1 Variante 1 „großes Kollektorfeld“

Kennwerte: Kollektorfläche 5.707,8 m² / Speichervolumen 25.000 m³

3.1.2 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die in der Zielsetzung festgelegte Anlagengröße werden zumindest 22.925 m² Grundfläche zur Errichtung der Solaranlage und des Pufferspeichers benötigt. Die Erhebung möglicher Grundstücke in der Nähe der Biomasseanlage ergab, dass die Solaranlage auf einer Fläche nördlich des Heizwerkes errichtet werden könnte.

Im südlichen Bereich dieser Grundstücke ist die Errichtung des Wärmespeichers vorgesehen und die Errichtung des Kollektorfeldes nördlich davon. Aufgrund des gewählten Abstandes zwischen Speicher und Kollektorfeld kann eine Verschattung der Kollektoren durch den Speicher ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus können durch die gewählte Anordnung kurze Rohrleitungswege von den Kollektoren zum Speicher und vom Speicher zur Heizzentrale (= Einbindungsstelle) sichergestellt werden.

Das folgende Bild gibt eine Übersicht über die Standorte des Solarfeldes sowie des Heizwerkes.

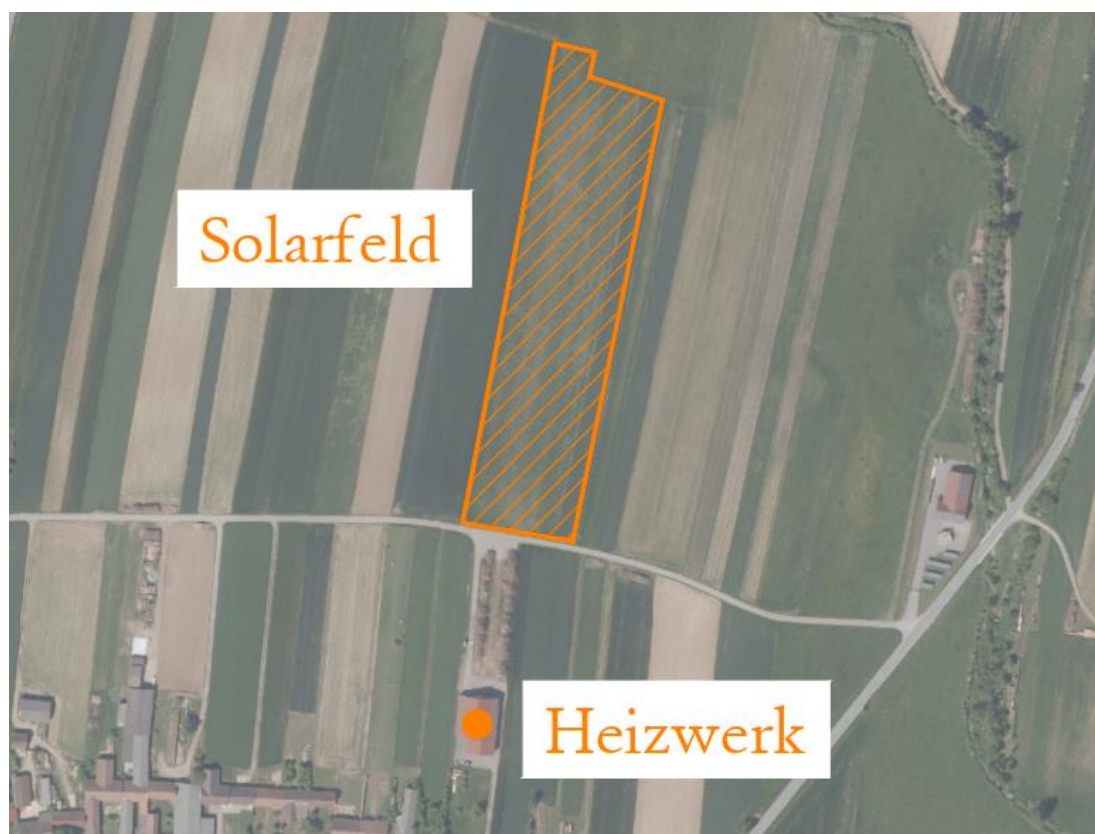


Abbildung 3: Übersichtsbild

Mittels des gewählten Ansatzes, die thermische Solaranlage wie einen zusätzlichen Erzeuger in das bestehende System parallel einzubinden und falls notwendig auch die Vorlauftemperatur durch die bestehenden Hackgutkessel zu erhöhen, lässt sich die Solaranlage einfach in die bestehende Wärmeversorgung integrieren. Die Einbindung erfolgt am bestehenden Pufferspeicher.

Die Kollektoren werden in Reihen zu je 10 Kollektoren aufgestellt. Der Durchfluss durch die Kollektorreihen erfolgt in Serie. Alle Reihen sind parallel mit erdverlegten Sammelrohren verbunden.

Um einer gegenseitigen Verschattung durch die Kollektoren vorzubeugen, wurde bei einem Anstellwinkel von 45° ein Reihenabstand von je 4,5 m (Kollektorvorderkante bis Kollektorvorderkante der Folgereihe) ermittelt. Damit ist sichergestellt, dass die Gesamtanlage auch im Winter keine Leistungsminderung durch Eigenverschattung erfährt. Aufgrund der Einstellung der Kollektoren auf 45° Anstellwinkel, kann bei der Simulation ein optimaler Wärmeertrag erzielt werden.

Für die Berechnung dieser Anlage wurde als Grundlage der Kollektor Typ powerSol 136 der Firma Gasokol gewählt.

In einem weiteren Schritt wurde ein Lastprofil des Fernwärmenetzes mit Stundenwerten erstellt und für die weiteren Berechnungen aufbereitet.

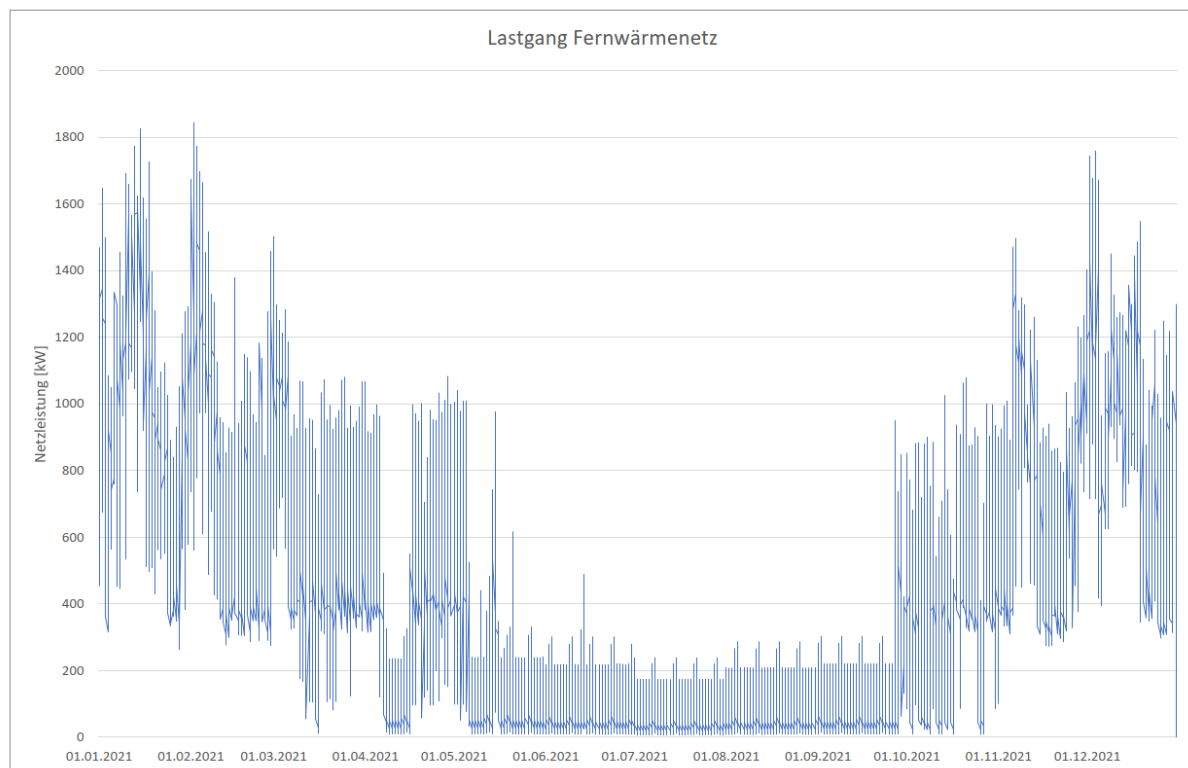


Abbildung 4: Lastprofil

Die erzeugte Wärme wird im Pufferspeicher gespeichert. Aufgrund der Anlagendimension ist es notwendig, einen Puffer in entsprechender Größe zu errichten, um die Erträge des Sommers auch über die Wintermonate in der Hauptheizsaison nutzen zu können. Vom Pufferspeicher wird die Wärme mittels erdverlegter Leitungen in die Heizzentrale transportiert. Ist die ankommende Vorlauftemperatur zu gering, wird die benötigte Differenz zum Erreichen der Soll-Vorlauftemperatur des Netzes durch die beiden Biomassekessel bereitgestellt.

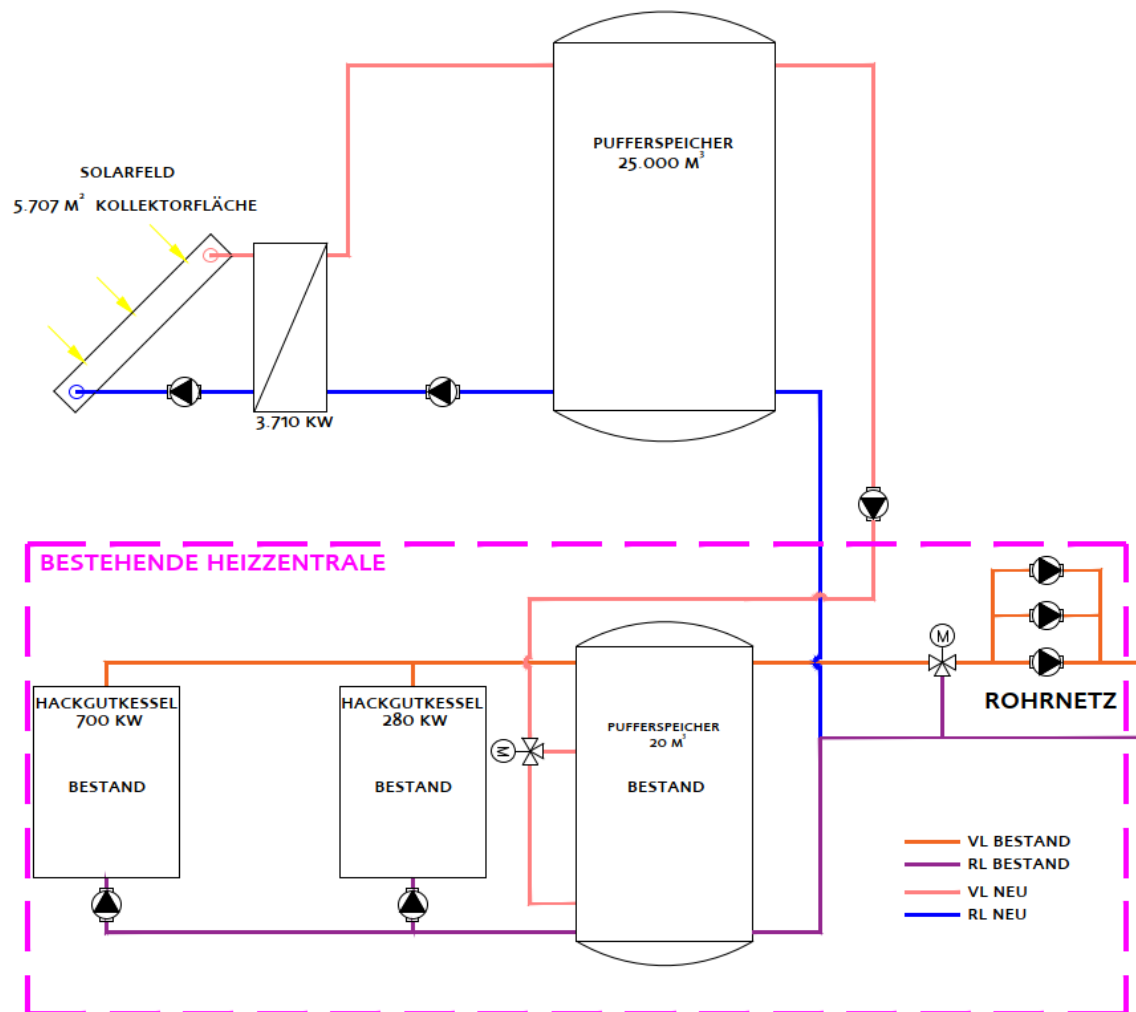


Abbildung 5: Übersichtsschema

Die, auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 420 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 5.707,8 m² ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 25.000 m³ notwendig ist. Zur Berücksichtigung der Speicherverluste über die Oberfläche wurde ein druckloser Stahlspeicher mit den Abmessungen 33 m x 30,4 m (Durchmesser x Höhe) gewählt. Um eine ideale Temperaturschichtung im Speicher zu erzielen, wird die erzeugte Wärme mittels Schichtladeeinlassverteiler in den Speicher eingebracht. In der Simulation wurde die Rücklauftemperatur mit 50° C angenommen, dies entspricht circa der durchschnittlichen Rücklauftemperatur im laufenden Betrieb.

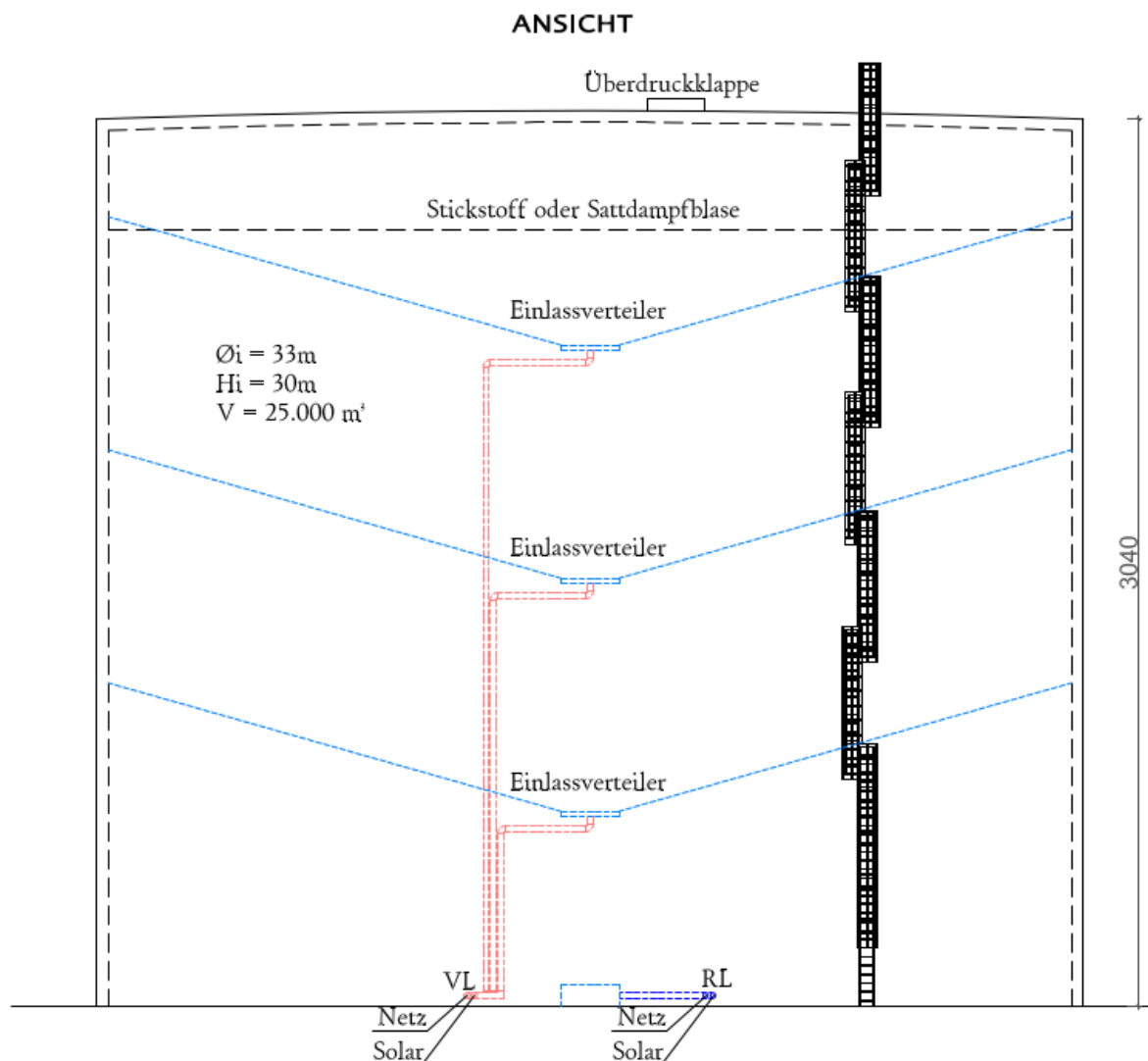


Abbildung 6: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

Die zuvor beschriebene Anlagenkonfiguration wurde im Simulationsprogramm Polysun abgebildet. Die Berechnungen der Simulation liefern folgende Ergebnisse:

Kollektorfläche	5.707,8 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	51,5%
Gesamter Kollektorfeldertrag	2.411.022,5 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	422,4 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	459,2 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	567.299,4 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	2.836.496,8 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	142.959 kg

Abbildung 7: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 2.411 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 51,5 %. Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

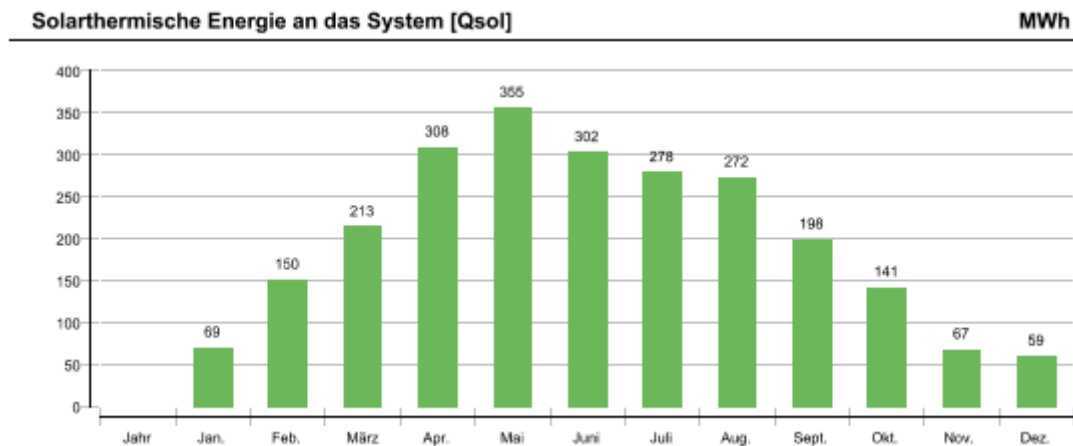


Abbildung 8: Erträge der Solarthermieanlage

Deutlich zu erkennen ist, dass durch den steilen Anstellwinkel von 45° die Erträge im Frühjahr höher sind als im Sommer. Die Erträge über den Sommer sind durch die gleichmäßige Betriebsweise und das Puffervolumen von Juni bis August ähnlich. Zu Sommerende ist der Puffer dann nahezu durchgeladen. Aufgrund der hohen Puffertemperaturen in den Herbstmonaten muss die Solarthermieanlage höhere Kollektortemperaturen erreichen, um in den Speicher einschichten zu können. Aufgrund der Wettersituation im Herbst wird dieser Betriebszustand jedoch seltener erreicht als im Frühjahr, da die Speichertemperatur im Frühjahr noch niedrig ist. Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

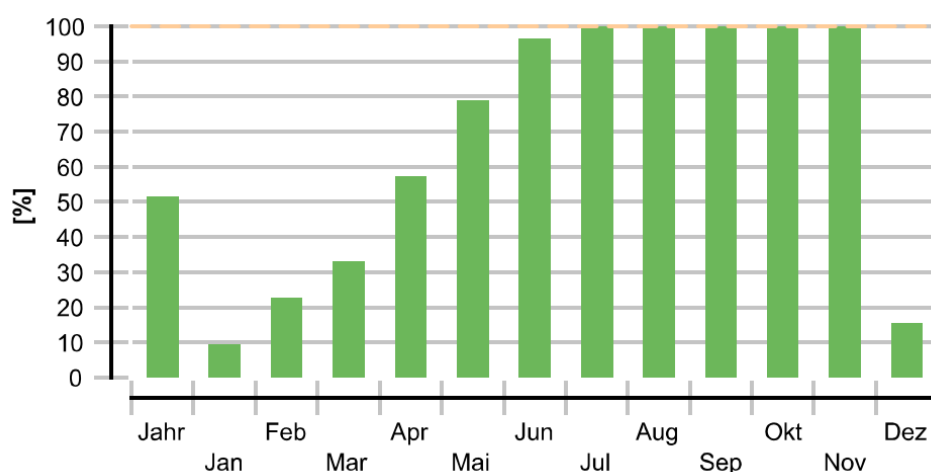


Abbildung 9: Solarer Deckungsgrad

Dank der hohen Erträge im Frühjahr und Sommer und durch die Langzeitspeicherung ist auch eine solare Deckung des Netzes in den Wintermonaten möglich, obwohl die Erträge der Anlage in diesen Monaten geringer ausfallen (siehe Abbildung 8: Erträge der Solarthermieanlage).

Die restliche benötigte Jahresenergie von 2.270 MWh muss durch die beiden Hackgutkessel bereitgestellt werden.

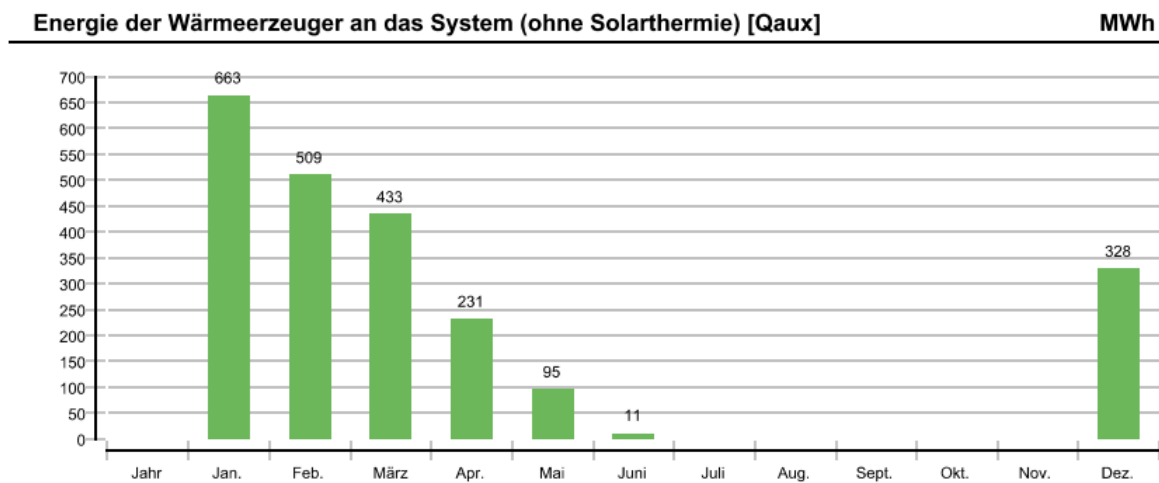


Abbildung 10: Energiemengen der Hackgutkessel an das System

Hierbei ist gut zu erkennen, dass die beiden Kessel von Juli bis November nicht benötigt werden.

Die durchschnittlichen Pufferspeichertemperaturen als Ergebnis sind untenstehend dargestellt.

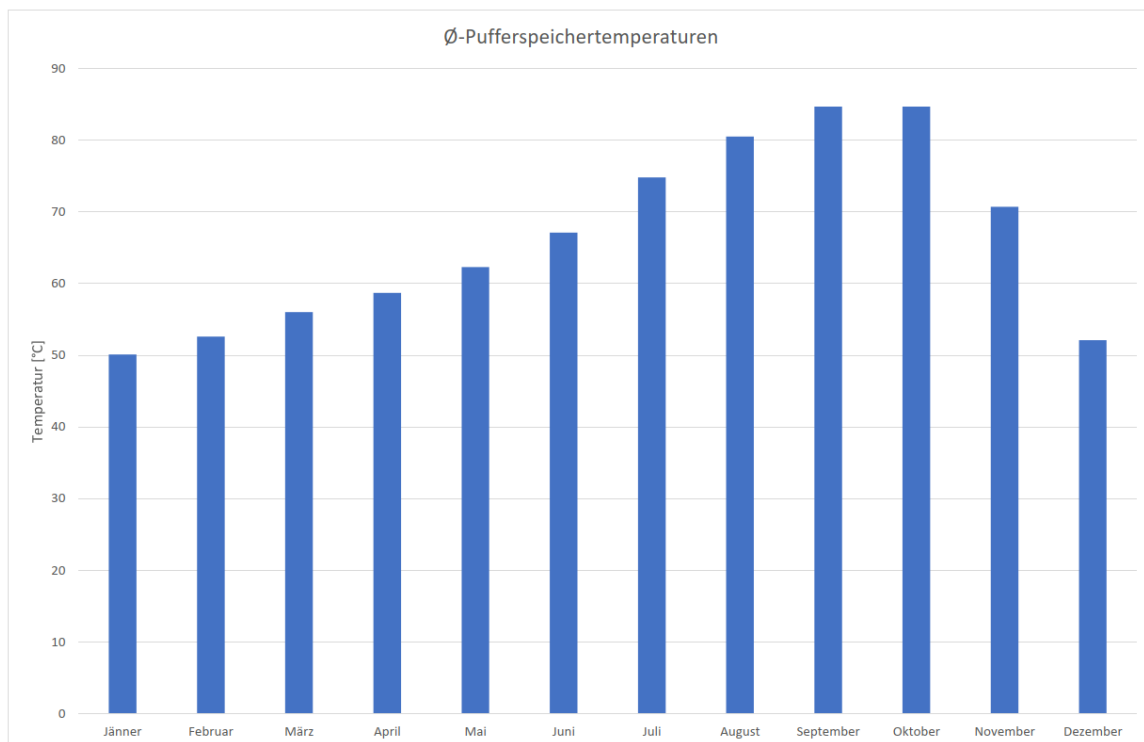


Abbildung 11: Pufferspeichertemperaturen

3.1.2. Ökonomische Betrachtung

Anhand der Ergebnisse der Simulation wurden die Investitionskosten eruiert. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Investitionskosten aufgeschlüsselt nach Hauptkostenpositionen.

Kollektoren	919.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	378.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	10.000 €
EMSR	125.000 €
Wärmetauscher	27.000 €
Notkühler	9.000 €
Solarcontainer	20.000 €
Stahlspeicher	2.500.000 €
Erdverlegte Leitung 500 TRM	175.000 €
Planung	416.000 €
Summe	4.579.000 €
abzgl. Förderung	1.572.065 €
Summe abzgl. Förderung	3.006.935 €

Tabelle 1: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	4.579.000 €		
Wärmeerzeugung	2.411 MWh		
Wärmegestehungs- kosten	92,30 € / MWh	79,90 € / MWh	71,50 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	81,00 € / MWh	68,60 € / MWh	60,20 € / MWh
AFA	62,30 € / MWh	49,90 € / MWh	41,50 € / MWh
Zinsen	18,70 € / MWh	18,70 € / MWh	18,70 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	8,30 € / MWh	8,30 € / MWh	8,30 € / MWh
Instandhaltung	6,40 € / MWh	6,40 € / MWh	6,40 € / MWh
Personal	1,90 € / MWh	1,90 € / MWh	1,90 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten(Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten Variante 1

3.1.3. Rahmenbedingungen

Raumordnung

Auszug aus dem niederösterreichischem Raumordnungsgesetz 2014 § 20 Absatz 6:

(6) Die Errichtung von Betriebsbauwerken für die öffentliche oder genossenschaftliche Energie- und Wasserversorgung sowie Abwasserbeseitigung, von Bauwerken für fernmeldetechnische Anlagen, von Maßnahmen zur Wärmedämmung von bestehenden Gebäuden, Messstationen, Kapellen und andere Sakralbauten bis zu den maximalen Abmessungen 3 m Länge, 3 m Breite und 6 m Höhe, Marterln und anderen Kleindenkmälern sowie Kunstwerken darf in allen Grünlandwidmungsarten bewilligt werden. Die Fundamente der Windkraftanlagen dürfen jedoch nur auf solchen Flächen errichtet werden, die als Grünland-Windkraftanlagen im Flächenwidmungsplan gewidmet sind. Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 50 kW dürfen nur auf solchen Flächen errichtet werden, die als Grünland-Photovoltaikanlagen gewidmet sind. An bereits am 7. Juli 2016 bestehenden Bauwerken für die Energie- und Wasserversorgung sowie für die Abwasserbeseitigung, Aussichtswarten, Kapellen und andere Sakralbauten dürfen weiterhin bauliche Veränderungen unabhängig von der vorliegenden Flächenwidmung vorgenommen werden.

Dies bedeutet für die bewertete Großsolaranlage, dass keine gesonderten Auflagen seitens der niederösterreichischen Raumordnung zu erwarten sind, solange die Anlage von einer Genossenschaft oder einem Landesenergieversorger errichtet und betrieben wird.

Bodengutachten

Weiters wird es notwendig sein, ein geologisches Bodengutachten zu erstellen, um die Bodenbeschaffenheit und den Grundwasserspiegel zu prüfen.

Bau- und gewerberechlicher Bescheid

Damit die Anlage errichtet werden kann, ist ein bau- und gewerberechlicher Bescheid erforderlich. Dazu ist ein entsprechendes Einreichprojekt an die Bezirkshauptmannschaft Horn abzugeben.

Blendwirkung

Im Zuge des Einreichverfahrens ist sicherzustellen, dass die Anlage keine Blendwirkung auf Anrainer bzw. den Flugverkehr ausübt.

Hochwasserschutz

Laut HORA Österreich (Natural Hazard Overview & Risk Assessment Austria) ist durch den Langauer Bach keine Gefährdung durch Hochwasser zu erwarten.

Emissionen

Da die Anlage weder Schall noch sonstige Emissionen emittiert, ist von dieser Seite aus mit keinen Auflagen zu rechnen.

Ausschreibung und Vergabe

Bei Umsetzung des Projektes ist die Abwicklung nach dem Vergaberecht nicht notwendig, da die Fernwärmegenossenschaft Langau kein öffentlicher Auftraggeber ist. Wird das Förderungsprogramm (Jahresprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen) des Klima- und Energiefonds genutzt, muss die Angebotseinholung gemäß der aktuellen Kriterien erfolgen.

Flächenwidmung

Die benötigten Flächen befinden sich nördlich des bestehenden Heizwerks. Die angeführten Grundstücke haben laut dem aktuellen Flächenwidmungsplan bereits die entsprechende Flächenwidmung, um eine Großsolaranlage errichten zu können.

Grundstücksicherung

Die grundlegenden Gespräche mit den Grundeigentümern sind bereits geführt. Bei Projektumsetzung gibt es die Möglichkeit, die Flächen zu pachten bzw. zu erwerben. Hierfür sind im Projektverlauf noch weitere Gespräche und Vereinbarungen erforderlich.

Lagebild der Großsolaranlage

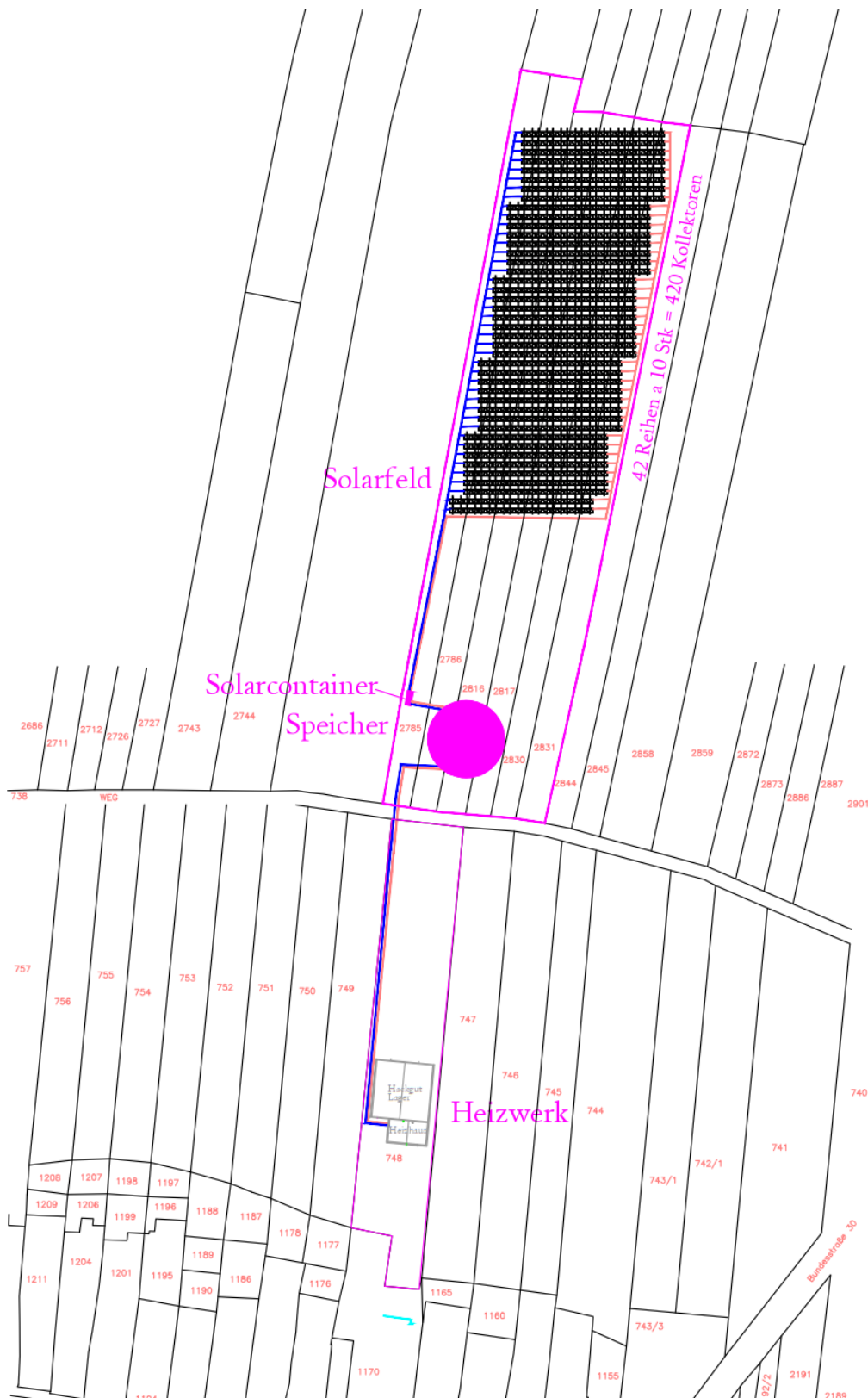


Abbildung 12: Lageplan großes Kollektorfeld

1.1 Variante 2 „Sommerschwachlast“

Kennwerte: Kollektorfläche 1.087,2 m² / Speichervolumen 100 m³

1.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Diese Variante stellt eine wesentliche Reduzierung der Anlagengröße im Vergleich zu Variante 1 dar. Anstelle von 420 Kollektoren werden 80 Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 1.087,2 m² angenommen. Dies entspricht einer Anlagengröße von 18 % der Maximalvariante.

Für die, in der Zielsetzung festgelegte Anlagengröße werden zumindest 3.800 m² Grundstücksfläche für die Errichtung der Solaranlage sowie des Pufferspeichers benötigt. Die freien Flächen des Grundstückes der bestehenden Heizzentrale, ist für das Kollektorfeld zu klein. Die Erhebung möglicher Grundstücke in Nähe der bestehenden Heizzentrale ergab, dass die Solaranlage nördlich des Heizwerkes errichtet werden kann.

Die Kollektoren werden in Reihen zu je zehn Kollektoren aufgestellt. Das entspricht acht Kollektorreihen in einem Abstand von je 4,5 m von Kollektorvorderkante bis Kollektorvorderkante der Folgereihe.

Bei dieser Variante kann ein herkömmlicher druckbehafteter Stahlspeicher mit einem Volumen von 100 m³ verwendet und auf dem Grundstück der Heizzentrale errichtet werden. Die Beladung erfolgt mittels Schichtladelanze, um eine optimale Temperaturschichtung im Puffer zu erreichen. Die restlichen Simulationsparameter wie Lastprofil und dazugehörige Vorlauftemperaturen bleiben unverändert wie in Variante 1.

Die zuvor beschriebene Anlagenkonfiguration wurde im Simulationsprogramm Polysun abgebildet. Die Berechnungen der Simulation liefern folgende Ergebnisse:

Kollektorfläche	1.087,2 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	12%
Gesamter Kollektorfeldertrag	496.171,4 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	456,4 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	496,2 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	116.746,2 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	583.731,1 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	29.420 kg

Abbildung 13: Ergebnisse Polysun

Die monatlichen Ergebnisse sind wie folgt zu erwarten:

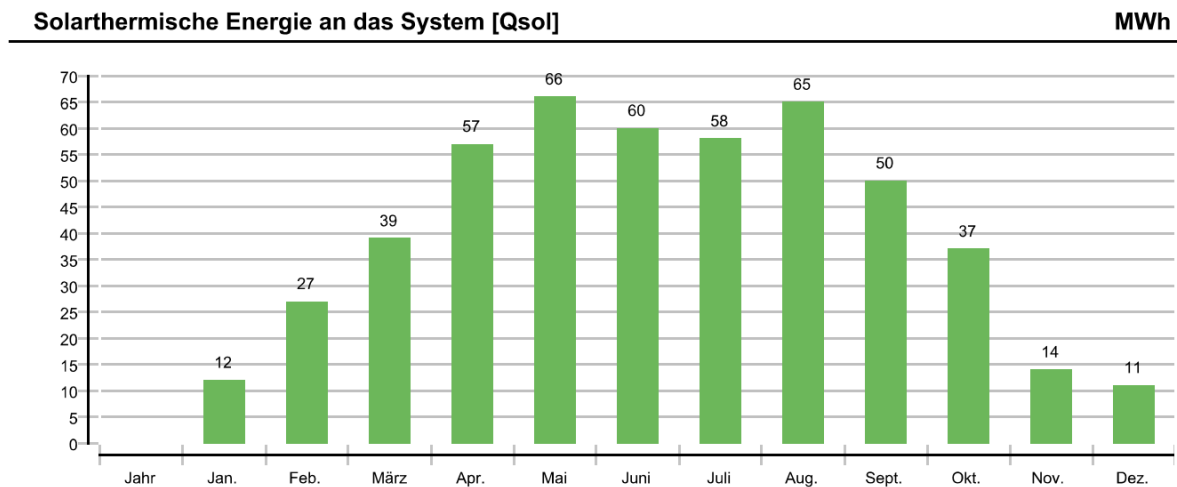


Abbildung 14: Erträge der Solarthermie

Deutlich zu erkennen ist, dass durch den steilen Anstellwinkel von 45° die Erträge im Frühjahr höher sind als im Sommer. Die Erträge über den Sommer sind durch die gleichmäßige Betriebsweise und das Puffervolumen von Juni bis August ähnlich. Die Erträge in den Herbstmonaten sind im Unterschied zu Variante 1 nun ähnlich wie im Frühjahr.

Die durchschnittlichen Pufferspeichertemperaturen als Ergebnis der dynamischen Simulation sind untenstehend dargestellt.

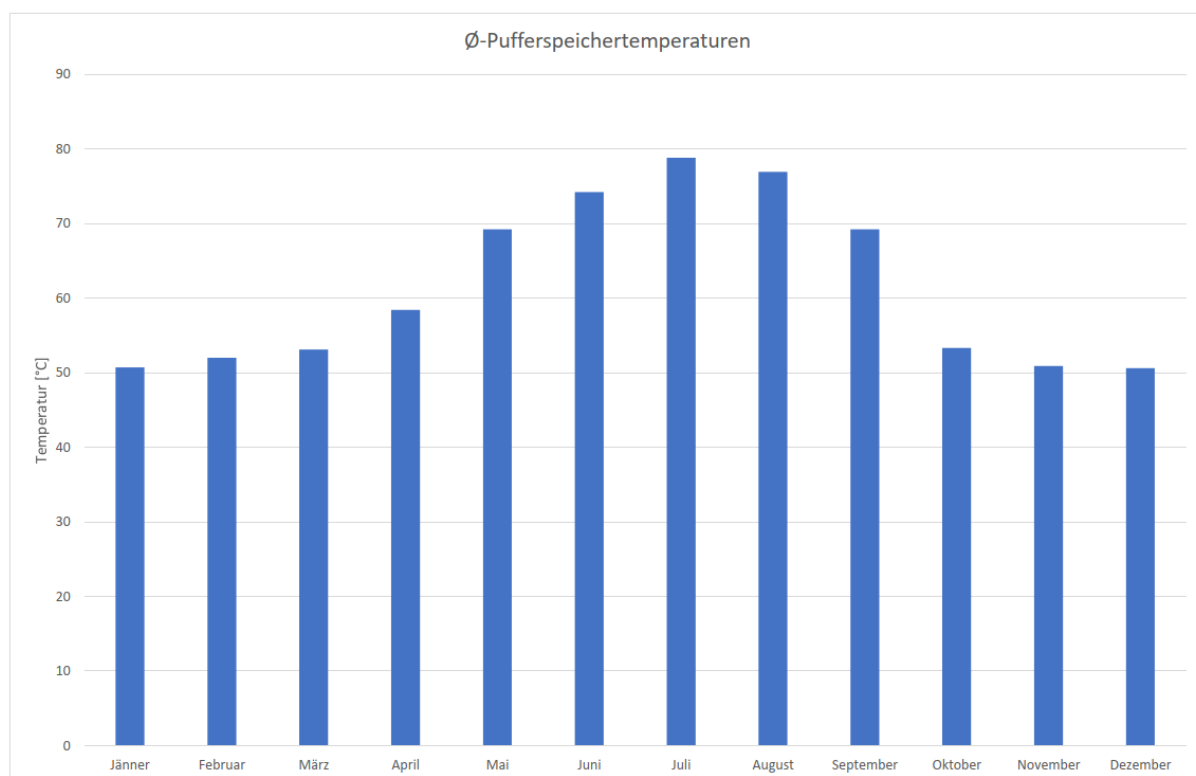


Abbildung 15: durchschnittliche Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

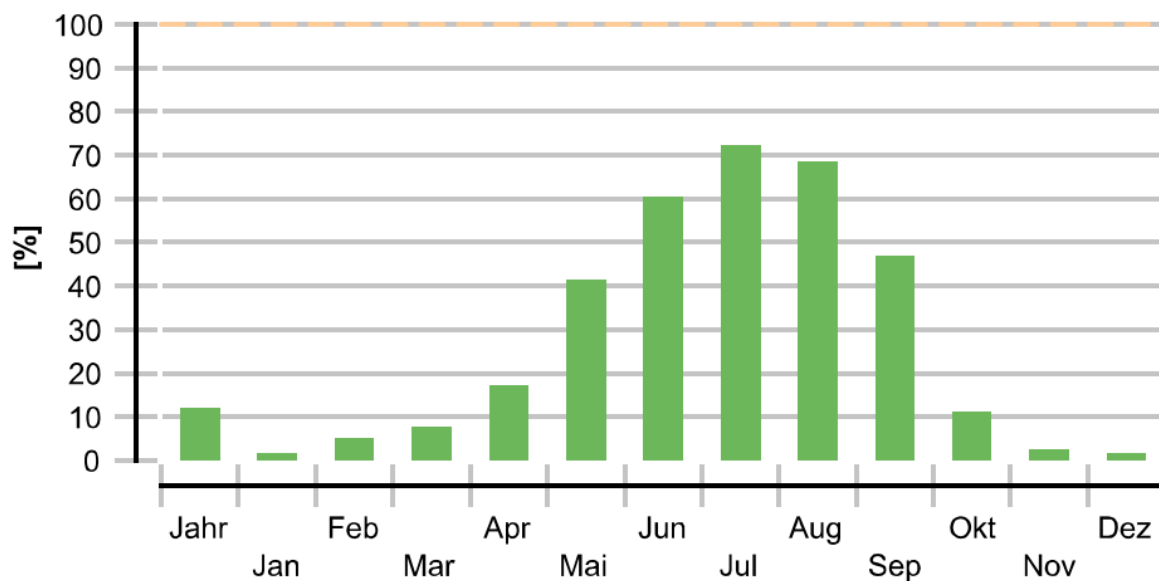


Abbildung 16: Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad dieser Variante liegt bei ca. 12 %.

Die restliche benötigte Jahresenergie von 3.656 MWh muss durch die beiden Hackgutkessel bereitgestellt werden.

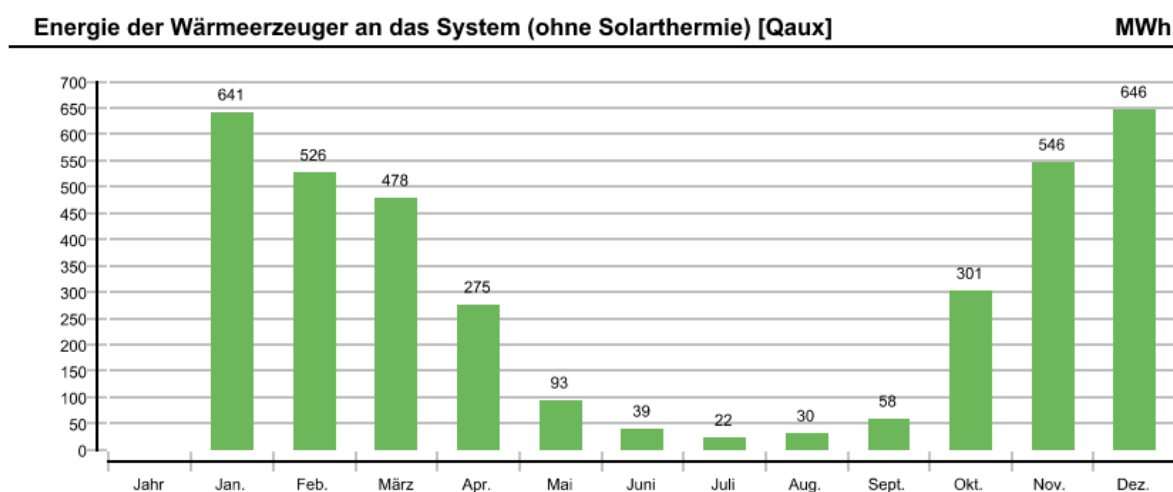
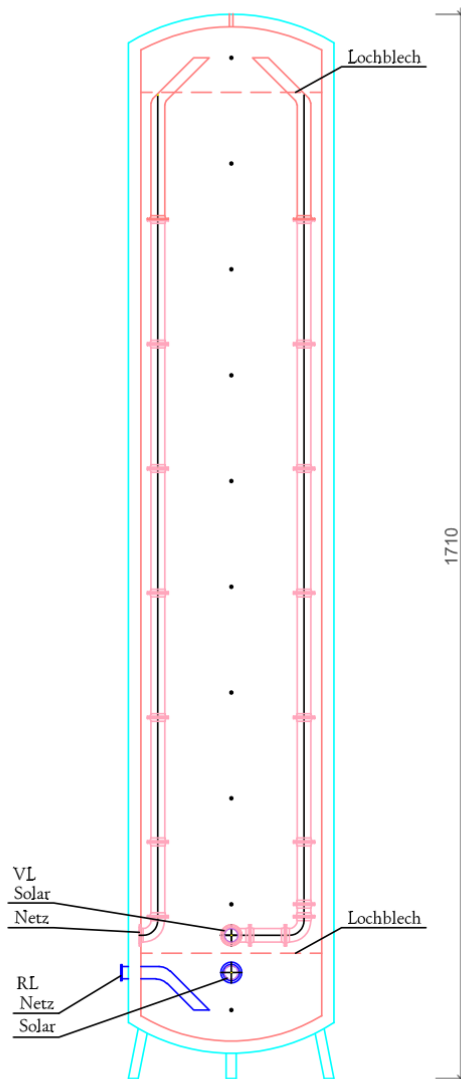


Abbildung 17: Energiemengen der Hackgutkessel an das System

Der Pufferspeicher ist ein druckbehafteter Stahlspeicher mit einer Höhe von 17,10 m und einem Rohdurchmesser von 2,90 m. Der Pufferspeicher mit der innenliegenden Verrohrung und Schichtladelanze kann folgendermaßen aussehen:

ANSICHT



GRUNDRISS

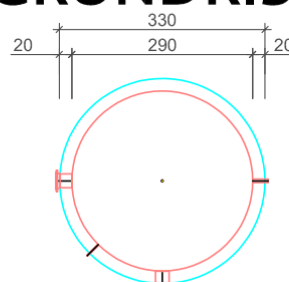


Abbildung 18: Darstellung Pufferspeicher 100 m³

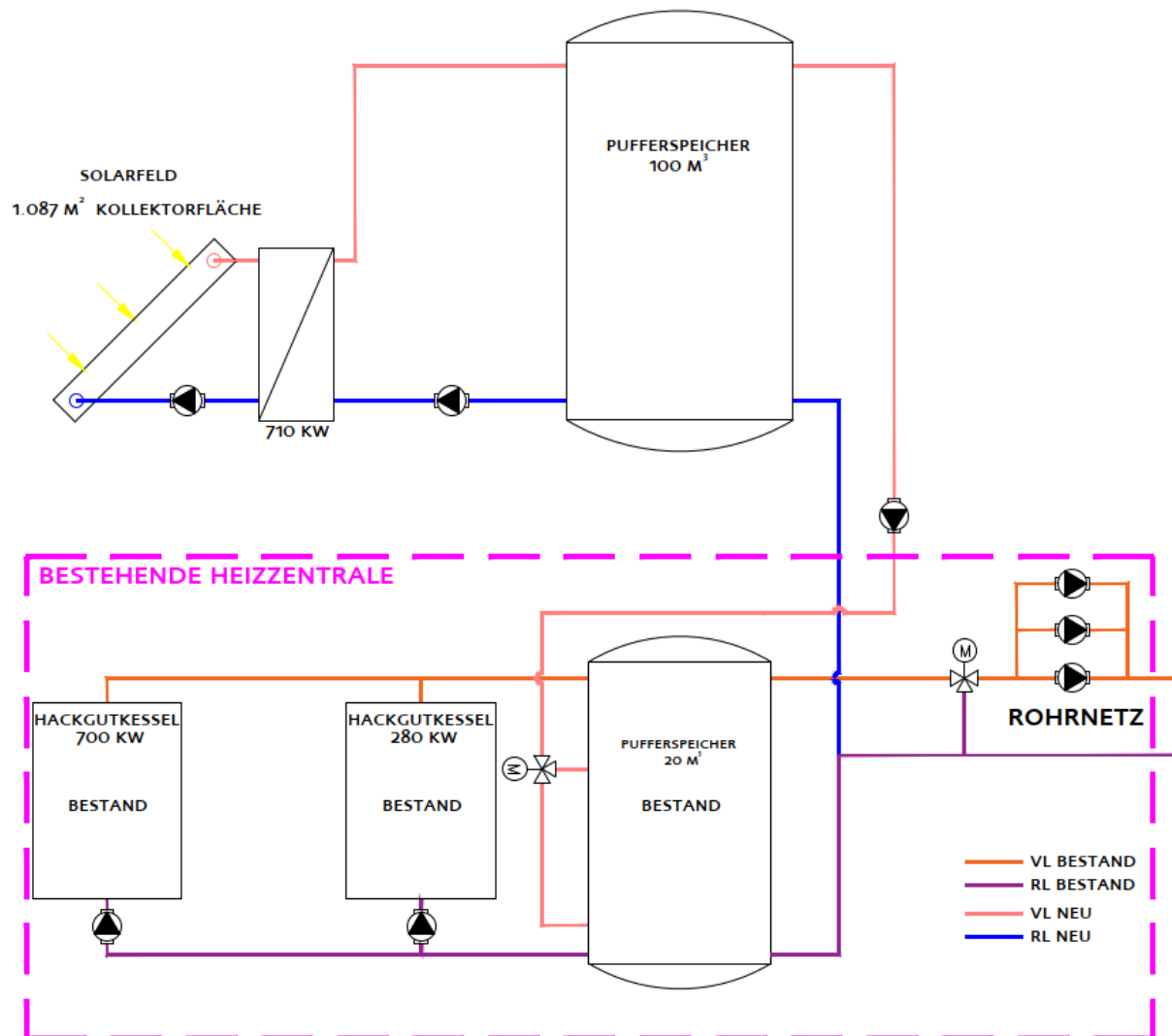


Abbildung 19: Übersichtsschema Sommerschwachlast

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Anhand der Simulationsergebnisse wurden die Investitionskosten berechnet. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Investitionskosten aufgeschlüsselt nach Hauptkostenpositionen.

Kollektoren	175.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	72.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	5.000 €
EMSR	24.000 €
Wärmetauscher	5.000 €
Notkühler	2.000 €
Solarcontainer	20.000 €
Stahlspeicher	110.000 €
Erdverlegte Leitung 150 TRM	53.000 €
Planung	46.000 €
Summe	512.000 €
abzgl. Förderung	207.900 €
Summe abzgl. Förderung	304.100 €

Tabelle 3: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 2	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	512.000 €		
Wärmeerzeugung	496 MWh		
Wärmegestehungs-kosten	61,30 € / MWh	55,20 € / MWh	51,10 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	39,90 € / MWh	33,80 € / MWh	29,70 € / MWh
AFA	30,70 € / MWh	24,60 € / MWh	20,50 € / MWh
Zinsen	9,20 € / MWh	9,20 € / MWh	9,20 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	18,40 € / MWh	18,40 € / MWh	18,40 € / MWh
Instandhaltung	12,40 € / MWh	12,40 € / MWh	12,40 € / MWh
Personal	6,00 € / MWh	6,00 € / MWh	6,00 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 4: Wärmegestehungskosten Variante 2

3.2.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 12 beschrieben.

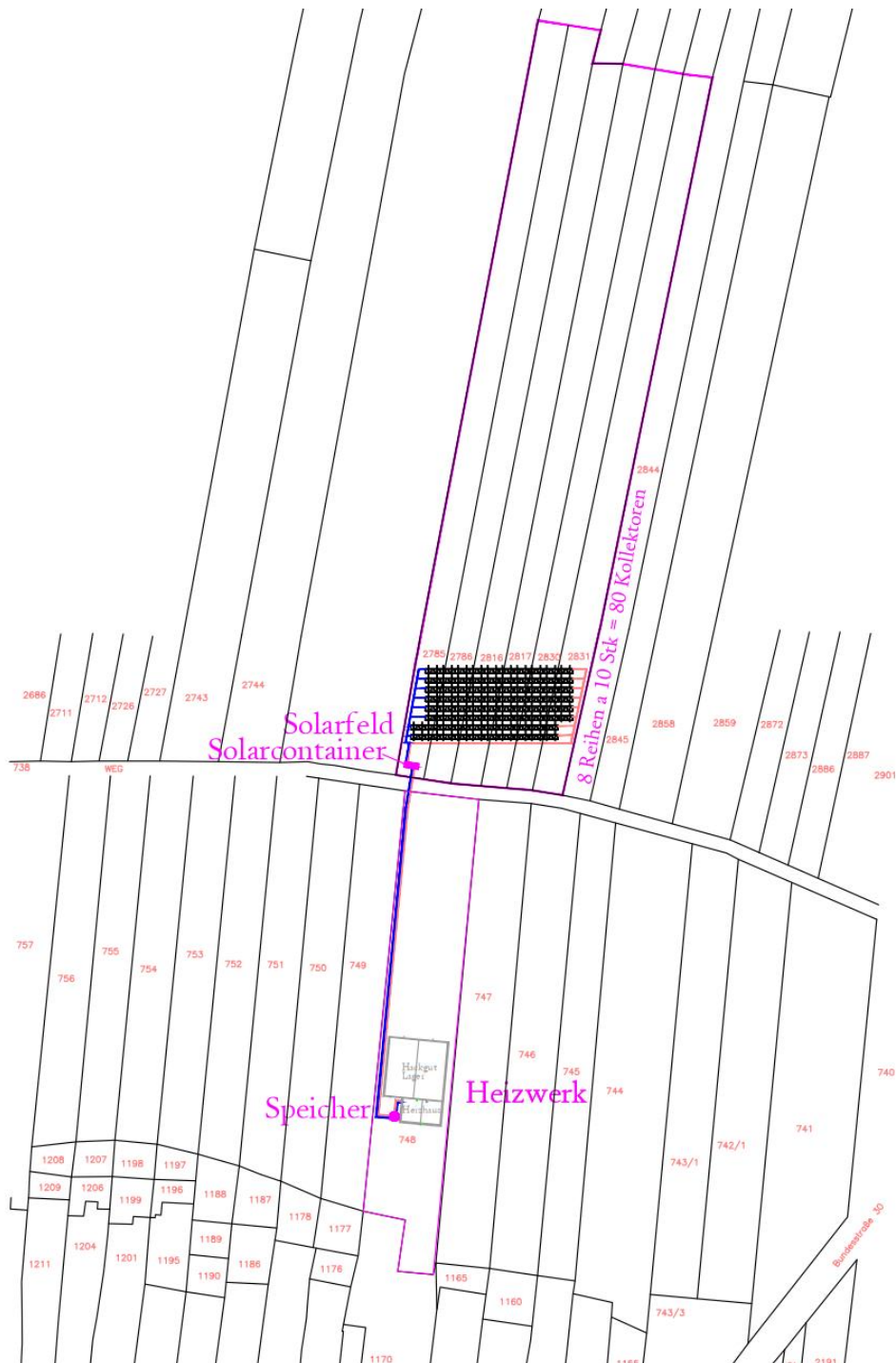


Abbildung 20: Lageplan kleines Kollektorfeld

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aufgrund der Simulationen und Berechnungen beider Varianten ergibt sich folgendes Resümee.

Variante 1

Die Variante 1 mit dem Langzeitspeicher ist technisch in Langau umsetzbar, jedoch ökonomisch mit viel zu hohen Investitionskosten verbunden. Denn die Investitionskosten für die gesamte Solarthermieanlage betragen € 4.579.000,-. Bei diesen Kosten ist der maßgebliche Preistreiber der drucklose Stahlspeicher, der aufgrund seiner immensen Speichergröße Kosten in der Höhe von € 2.500.000,- verursacht. Allerdings ist es in dieser Variante nicht möglich den Speicher zu verkleinern, denn dieser drucklose Stahlspeicher wurde mit einem optimalen Speichervolumen geplant, damit die gespeicherte Energie vom Sommer auch im Winter technisch und wirtschaftlich sinnvoll verwendet werden kann.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 92,30/MWh, bei 25 Jahren € 79,90/MWh und bei 30 Jahren € 71,50/MWh.

Um Großsolaranlagen mit Langzeitspeicher in dieser Projektkategorie ökonomischer darstellen zu können wäre es notwendig, dass solche Projekte mit einem deutlich höheren Fördersatz unterstützt werden. Es wurde ein Beispiel mit einem Fördersatz von 60% gerechnet. Hierbei können die Wärmegestehungskosten auf circa € 50,-/MWh gesenkt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Problematik für die Umsetzung von Solarthermieanlagen ist die fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund des aktuell noch günstigen Holzpreises. Im Jahr 2020 lag der Preis in Langau für das Hackgut bei € 20,13/MWh. Allerdings ist der langfristige Trend, dass auch die Holzpreise kontinuierlich steigen, zu berücksichtigen.

Werden solche Solarthermieanlagen errichtet, um fossile Energieträger zu ersetzen, ist die Wirtschaftlichkeit deutlich höher, da einerseits nachhaltige Wärme erzeugt wird und andererseits auch auf Kostentreiber wie beispielsweise die CO₂ Steuer verzichtet werden kann. Die CO₂ Steuer wird im zweiten Halbjahr 2022 zum Tragen kommen und findet sich im Gesetzestext des Ökosozialen Steuerreformgesetzes 2022. Im Jahr 2022 wird die Tonne CO₂ mit € 30,- versteuert, im Jahr 2025 bereits mit € 55,-.

Variante 2

Die Variante 2 mit Kurzzeitspeicher ist technisch wie auch ökonomisch in Langau umsetzbar. Die Investitionskosten für die gesamte Anlage betragen € 512.000,-, der Kurzzeitspeicher ist auf Grund seiner Speichergröße deutlich kostengünstiger. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 61,30/MWh, bei 25 Jahren € 55,20/MWh und bei 30 Jahren € 51,10/MWh.

Aufgrund der Tatsache das dieses Projekt von einer bäuerlichen Genossenschaft in Auftrag gegeben und die wirtschaftlichen Seiten beider Varianten betrachtet wurde, muss daraus geschlossen werden, dass die Variante 2 die wirtschaftlich sinnvollere Variante für die FWG Langau ist.

Um die Flächen nicht nur für die Solarthermieanlage zu verwenden, wäre es sinnvoll die Grünflächen landwirtschaftlich zu nutzen. Die Ausführung der Solar Kollektoren wurde deshalb auf Unterkante 1 m über Niveau vorgesehen, um beispielsweise auch Nutztierhaltung wie etwa Schafe oder Hühner zu ermöglichen. Dazu sind mit ortsansässigen Landwirten bzw. Landwirtschaftskammer noch Gespräche zu führen.

Da es sich um eine bäuerliche Genossenschaft handelt gibt es mehrere Möglichkeiten der Finanzierung, einerseits kann ein Contracting Modell aufgebaut werden. Andererseits wäre es auch möglich die Bevölkerung Langau in dieses Projekt mit einzubinden und eine Bürgerbeteiligung für Solarthermie ins Leben zu rufen. Selbstverständlich ist es auch möglich das die Genossenschaft die Solarthermieanlage eigenständig errichtet.

Es wird empfohlen mit den Grundstückseigentümern Optionsverträge für Kauf oder Pacht abzuschließen um anschließend Variante 2 umsetzen zu können.

C) Projektdetails

6 Arbeits- und Zeitplan

Genehmigung der Projektstudie	bis 29.04.2022
Aufstellung der Finanzierung	02.05.2022 – 29.07.2022
Sicherung der Grundstücke	02.05.2022 – 31.08.2022
Einreichplanung - baurechtliche Einreichung	02.05.2022 – 30.09.2022
Einreichplanung - gewerberechtliche Einreichung	02.05.2022 – 30.09.2022
Bewilligung - baurechtlicher Bescheid	03.10.2022 – 20.12.2022
Bewilligung - gewerberechtlicher Bescheid	03.10.2022 – 20.12.2022
Ausführungsplanung, Ausschreibung	01.02.2023 – 04.08.2023
Baubeginn	07.08.2023
Montage	07.08.2023 – 31.10.2023
Inbetriebnahme – Fertigstellung	30.11.2023

7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Bisher keine (wissenschaftlichen) Publikationen.

Die Firma Riebenbauer hat im Rahmen der Solaren Großanlagen drei Machbarkeitsstudien durchgeführt. In Bruck an der Mur, Oberwart und Langau, diese drei Studien sind in drei verschiedenen Bundesländern und jeweils auch in verschiedenen Anlagengrößen. Dadurch können umfassende Erkenntnisse gemeinsam präsentiert werden.

Die Arbeiten zu diesem Bericht sowie der Bericht selbst soll im Rahmen eines Webinars im Sommer 2022 vorgestellt werden. Die Anmeldung dazu ist über die Homepage der Firma Riebenbauer möglich.

Weiters werden die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie als Themenvorschlag für einen Vortrag bei der Mitteleuropäischen Biomassekonferenz im Jänner 2023 eingereicht. Themen können bis zum 17. Juni 2022 eingereicht werden. Die Vorträge werden bis zum 15. September 2022 vom Biomasseverband ausgewählt.

Die Firma Riebenbauer ist Mitglied beim Austria Solar Verein. Bei der nächsten Vorstandssitzung werden die Ergebnisse vorgestellt und besprochen in welchem Rahmen die Erkenntnisse präsentiert werden können.

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.