

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Machbarkeitsstudie solare Großanlage Bruck an der Mur
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@riezenbauer.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Ing. Leo Riebenbauer GmbH (Stmk.), ATG Anlagentechnik GmbH (Bgl.), Elektro Merl GmbH (Stmk.), Solid Energy Systems GmbH (Stmk.)
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlage, Langzeitspeicher, Kurzzeitspeicher, Solarthermie, Saisonspeicher
Auftragssumme:	97.500 €
Klimafonds-Nr:	KR20ST1K17822
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 Saisonspeicher für das Fernwärmenetz Bruck an der Mur (Stmk) untersucht.

Die Ausgangssituation dieser Machbarkeitsstudie war eine geplante Kollektorfläche von 50.000 m². Diese Anlage fällt in die Kategorie größer als 30.000 m² in Verbindung mit Langzeitwärmespeicherung.

Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie war, die optimale Größe eines Solarkonzeptes inklusive saisonale 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 49.875 m² / Speichervolumen 150.000 m³
- Variante 2: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 5.000 m³

Variante 1: Kollektorfläche 49.875 m² / Speichervolumen 150.000 m³

In dieser Variante werden die Biomassekesseln und die Abwärmeeinspeisung der Papierfabrik Norske maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 47,1% erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

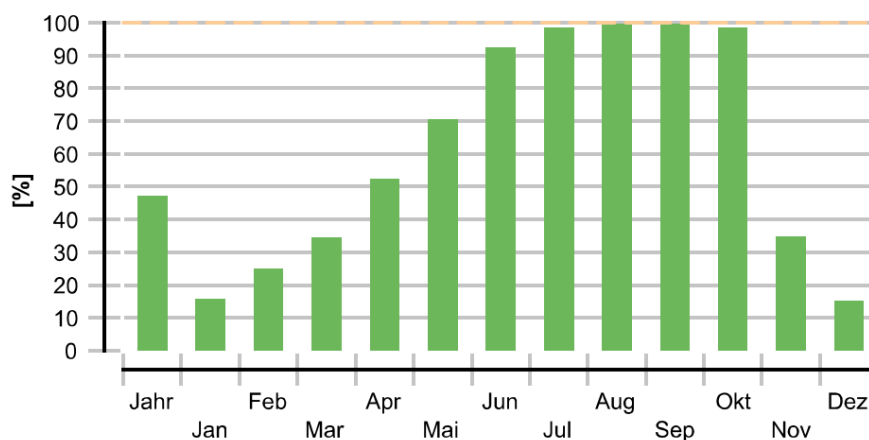


Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1

Variante 2: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 5.000 m³

Diese Variante soll den Sommerbetrieb zur Abwärmeeinspeisung unterstützen.
Mit dieser Variante kann ein solarer Deckungsgrad von 17,4 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

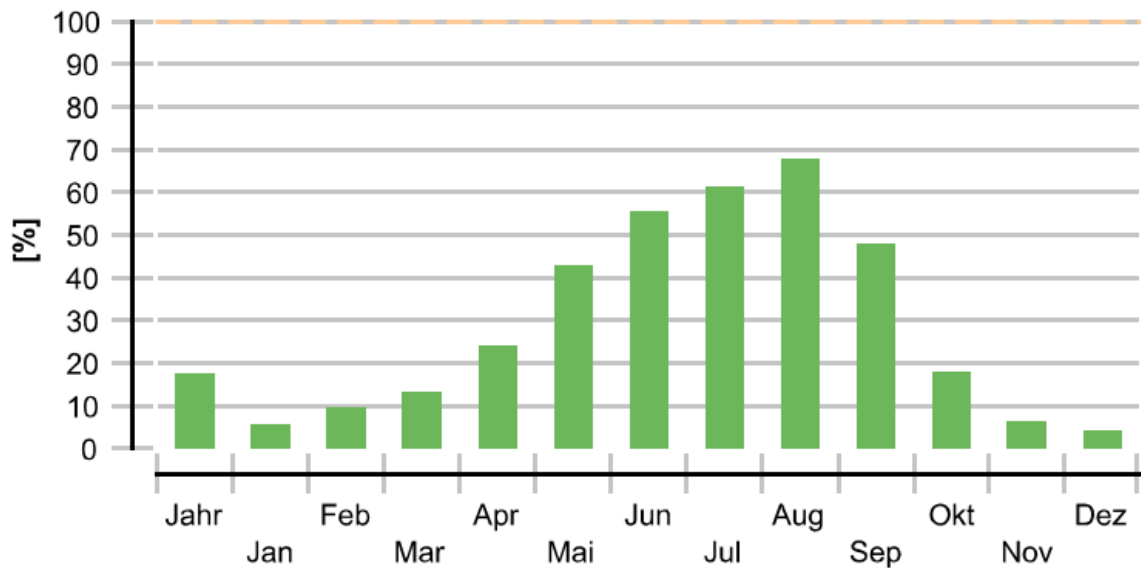


Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 2

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Brucker Bio Fernwärme GmbH wurde im Jahr 2008 von den Herren Ing. Hannes Merl und Ing. Leo Riebenbauer gegründet.

Seit 13 Jahren betreibt die Brucker Bio Fernwärme erfolgreich ein Biomasseheizwerk inkl. Fernwärmenetz zur ganzjährigen Wärmeversorgung der Stadtgemeinde Bruck an der Mur.

Ende 2012 konnte eine weitere Wärmeversorgung durch eine Abwärmeauskopplung der ortsansässigen Papierfabrik Norske Bruck an der Mur in Betrieb genommen werden. Eine zweite Ausbaustufe wurde im Jahr 2017 durchgeführt.

Die Stadtgemeinde Bruck an der Mur wurde von Beginn an miteingebunden und hat die Fernwärmeversorgung stets befürwortet. Alle gemeindeeigenen Objekte im fernwärmeversorgten Gebiet sind an das Netz angeschlossen.

Die geplante Machbarkeitsstudie wurde dem Bürgermeister der Stadtgemeinde Bruck an der Mur vorgestellt. Die Stadt Bruck an der Mur ist e5 Gemeinde.

Es wurden zwei Biomassekesseln mit einer Nennwärmeleistung von je 4.000 kW aufgestellt. Zusätzlich wurde eine Rauchgaskondensation integriert.

2012 wurde bei der ortsansässigen Papierfabrik Norske eine Abwärmeauskopplung errichtet. Die ausgekoppelte Leistung betrug in der 1. Ausbaustufe 6 MW.

Durch diese Ausbaustufe konnte das Biomasseheizwerk während der Sommermonate abgestellt werden. Die Abwärme ist ganzjährig vorhanden.

2017 wurde eine weitere Abwärmeauskopplung durchgeführt. Nach der zweiten Ausbaustufe wird eine maximale Leistung von 16,6 MW Abwärme ins Fernwärmenetz eingespeist.

Um die Abwärme noch besser zu nutzen, wurden Ende 2019 am Gelände des Biomasseheizwerks 3 Pufferspeicher zu je 200 m³ aufgestellt. Diese werden beladen, wenn überschüssige Abwärme vorhanden ist. Bei Spitzenlast werden die Puffer entladen. Der Betrieb der Biomassekesseln wird dadurch reduziert und Biomasse kann eingespart werden.

Die Brucker Bio Fernwärme versorgt die Höhere Bundeslehranstalt für Forstwirtschaft – Bruck und das Internat. Bei beiden Objekten wurde im Zuge der Sanierungen Solaranlagen auf das Dach montiert. Die solare Wärme wird in das Fernwärmenetz eingespeist. Die solare Wärmeeinspeisung beträgt jeweils ca. 18.000 kWh.

Die Brucker Bio Fernwärme hat im Jahr 2008 mit einer Wärmeversorgung eines Biomasseheizwerkes begonnen. Das Fernwärmenetz wuchs stetig.

Derzeit werden ca. 6.000 MWh Wärme vom Biomasseheizwerk erzeugt. Die Abwärme aus der Papierfabrik Norske deckt einen erforderlichen Wärmebedarf von ca. 35.000 MWh ab.

Die geplante Solaranlage kann einen Wärmebedarf von ca. 17.500 MWh abdecken. Der solare Ertrag könnte die momentan erzeugte Wärme vom Biomasseheizwerk abdecken. Die restlichen 11.500 MWh versorgen zukünftige Wärmeabnehmer. Es ist ein weiterer Netzausbau geplant bzw. in Ausführung.

Ziel der Brucker Bio Fernwärme GmbH ist es, den Energieträger Biomasse langfristig zu reduzieren und daher zusätzlich zum Waldhackgut Solarthermie einzusetzen.

Das vorliegende Projekt umfasst die Aufgabenstellung der Integration einer solarthermischen Anlage welche ganzjährig in der Lage ist, das Fernwärmenetz mit Wärmeenergie zu versorgen. Die Integration solarer Wärme mit dem bestehenden Biomasseheizwerk ist ohne saisonale Speicherung nicht möglich. Zu diesem Zweck ist die Errichtung eines zusätzlichen Pufferspeichers unerlässlich. Als Zielwert der solaren Deckung werden zumindest 45% des jährlichen Energiebedarfs angestrebt, dies entspricht mindestens 18.450 MWh produzierter Wärmeenergie.

3. Projektinhalt und Ergebnisse

3.1 Variante 1 „großes Kollektorfeld“

Kennwerte: Kollektorfläche 49.875 m² / Speichervolumen 150.000 m³

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 131.415 m² Grundfläche für die Errichtung der Solaranlage sowie des Pufferspeichers benötigt. Die freien Flächen auf dem Grundstück der bestehenden Heizzentrale sind dafür zu klein. Die Erhebung möglicher Grundstücke ergab, dass die Solaranlage nordwestlich vom Heizwerk errichtet werden kann.

Die Grundstücke für das Kollektorfeld befinden sich nordwestlich der bestehenden Heizzentrale. Von dort erfolgt die Wärmeübertragung mittels erdverlegter, vorisolierter Rohrleitungen bis zu den Pufferspeichern bzw. zum Erdspeicher. Die Wärmespeicherung soll auf den Grundstücken des Kollektorfeldes errichtet werden. Unabhängig dieser Machbarkeitsstudie ist angedacht, dass eine weitere Heizzentrale auf diesen Grundstücken errichtet werden soll, um den weiteren Netzausbau durchführen zu können. Die Einbindung der Solaranlage in das bestehende Fernwärmenetz soll über dieses Heizwerk erfolgen.

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

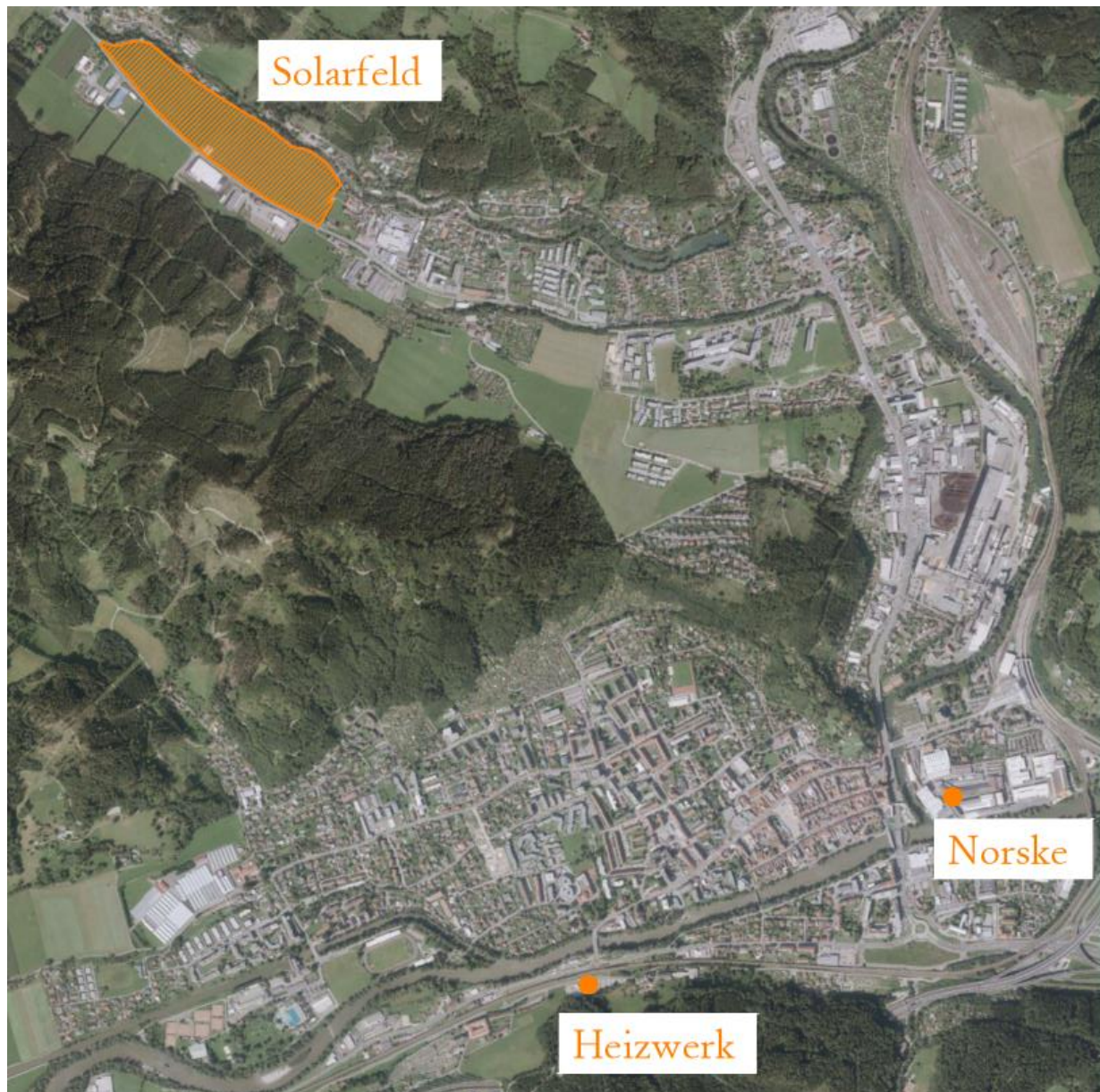


Abbildung 3: Übersichtsbild

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

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 Betrachtung dieser Anlage wurde 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.

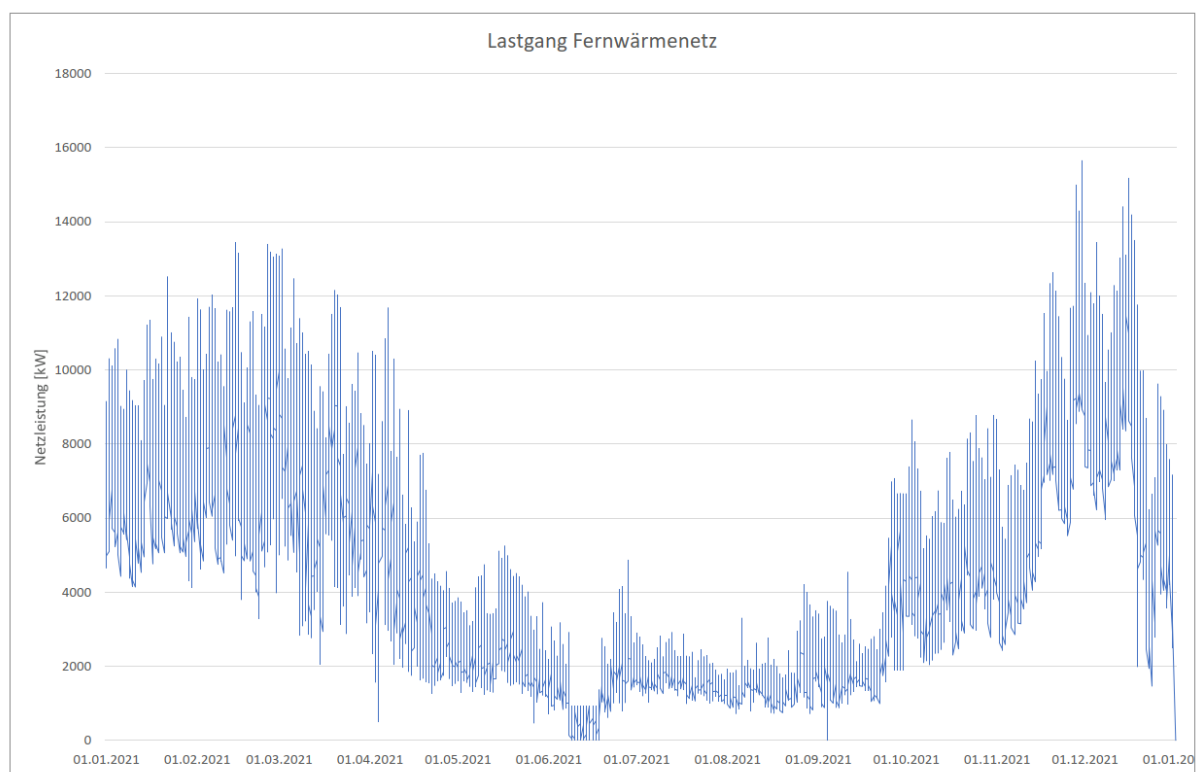


Abbildung 4: Lastprofil

Die erzeugte Wärme wird gespeichert. Aufgrund der Anlagengröße 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 Wärmespeicher wird die Wärme ins Heizwerk 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 Hackgutanlage bereitgestellt.

Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 3.670 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 49.875,3 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 150.000 m³ notwendig ist.

Für die Wärmespeicherung wurden zwei Varianten ausgearbeitet, einmal mit einem drucklosen Stahlspeicher und eine Variante mit einem Erdspeicher.

Drucklose Stahlspeicher

Drucklose Stahlspeicher können max. bis 50.000 m³ Nenninhalt errichtet werden. Aufgrund des benötigten Speichervolumens ist es notwendig, drei Pufferspeicher mit jeweils 50.000 m³ Nenninhalt zu errichten. Für die Berücksichtigung der Speicherverluste über die Oberfläche wurde ein druckloser Stahlspeicher mit den Abmessungen (Durchmesser x Höhe) 46 m x 30 m gewählt. Um eine ideale Temperaturschichtung im Speicher zu erhalten, wird die erzeugte Wärme mittels Schichtladeeinlassverteiler in den Speicher eingebracht.

Erdbeckenspeicher

Große Speichervolumen können am einfachsten mittels Erdbeckenspeicher realisiert werden, sofern die Rahmenbedingungen wie beispielsweise Bodenbeschaffenheit, Grundwassertiefe (Erwärmung!) dafür geeignet sind.

Die Bauweise ist einfach zu realisieren. Auf einer geeigneten Fläche wird eine Grube ausgehoben, um Speichervolumen zu schaffen. Das Aushubmaterial kann verwendet werden, um rund um den Speicher herum einen Erdwall aufzuschütten.

Daraus ergeben sich zwei Vorteile, das ausgehobene Material muss nicht aufwendig deponiert werden. Gleichzeitig schafft man dadurch ein größeres Speichervolumen.

Solche Wärmespeicher werden mit einer schwimmenden Abdeckung ausgeführt, da aufgrund der großen Spannweiten freitragende Abdeckungen technisch sehr aufwändig und entsprechend unwirtschaftlich sind. Solche Speicher sind generell drucklos und damit limitiert auf etwa 95° C. Aufgrund des umgebenden Erdreiches sind die Wärmeverluste am Boden sowie seitlich minimal, durch die Abdichtung (5 cm + Wärmedämmung) der Oberfläche sind auch hier die Wärmeverluste gering.

Die Beladung erfolgt mittels Schluck- und Entnahmebrunnen in unterschiedlichen Höhen innerhalb des Speichers. So kann je nach gelieferter Vorlauftemperatur der Solarthermieanlage in die passende Temperaturschicht eingeladen werden.

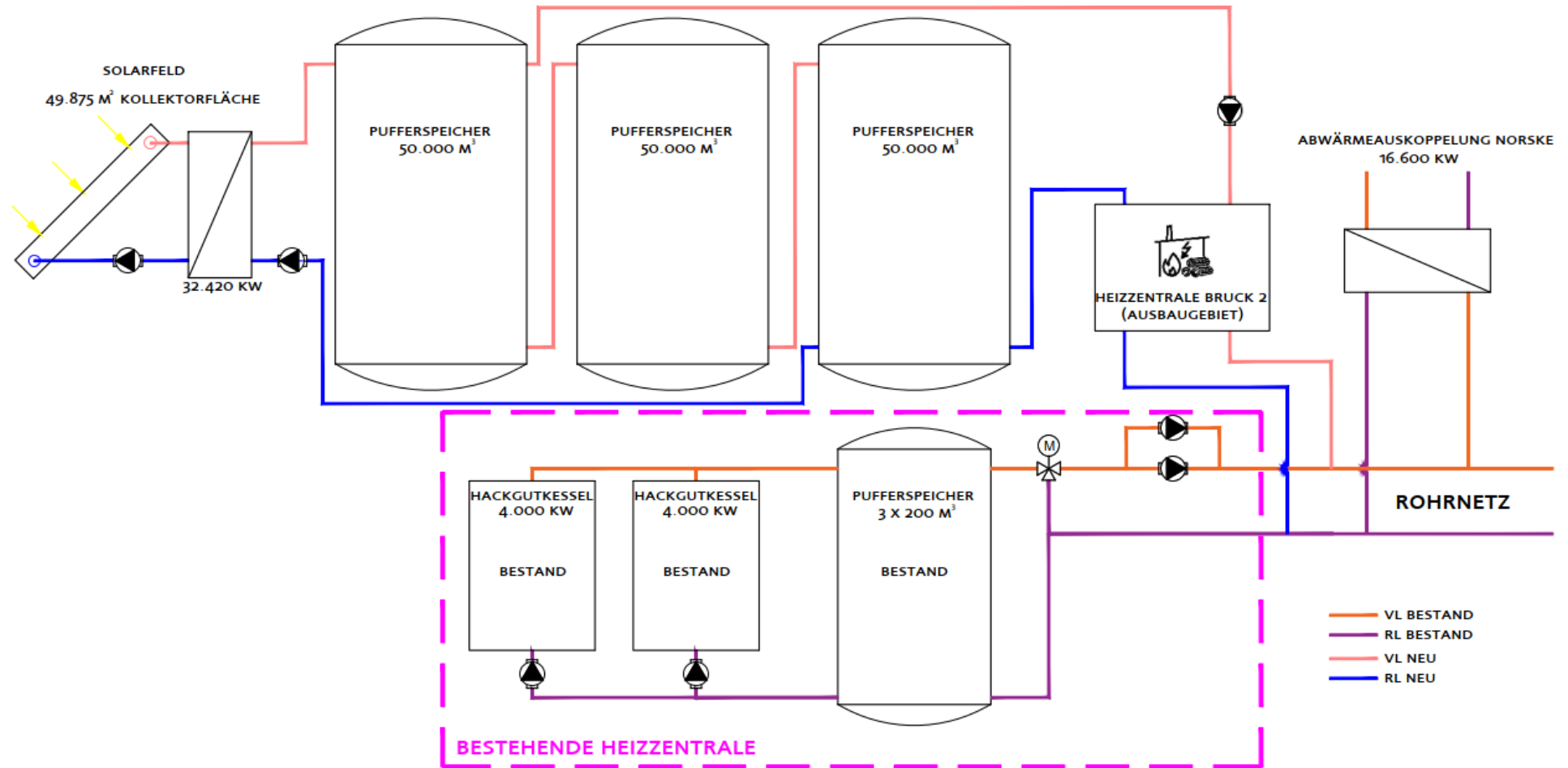


Abbildung 5: Übersichtsschema Variante druckloser Stahlspeicher

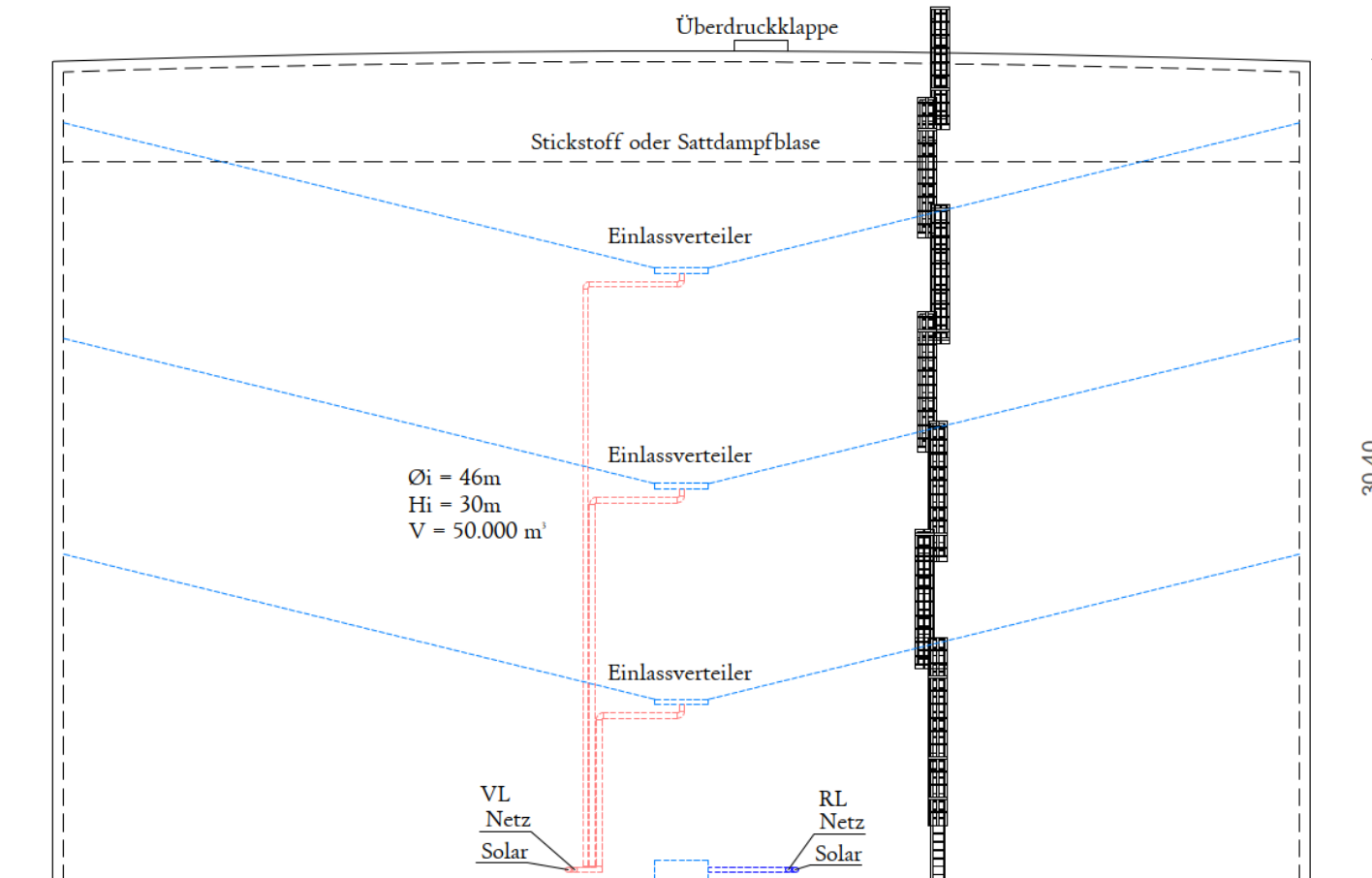


Abbildung 6: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

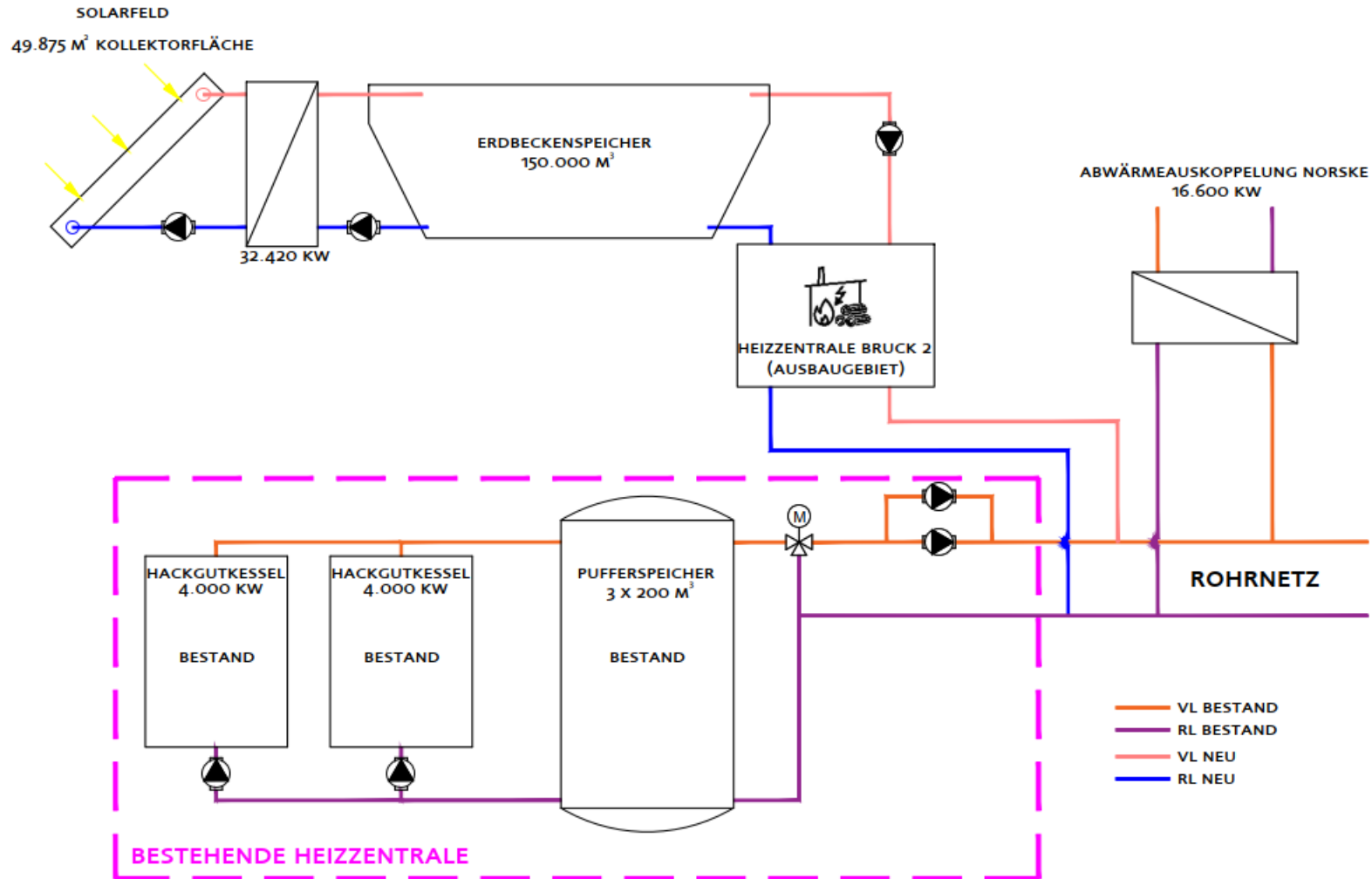
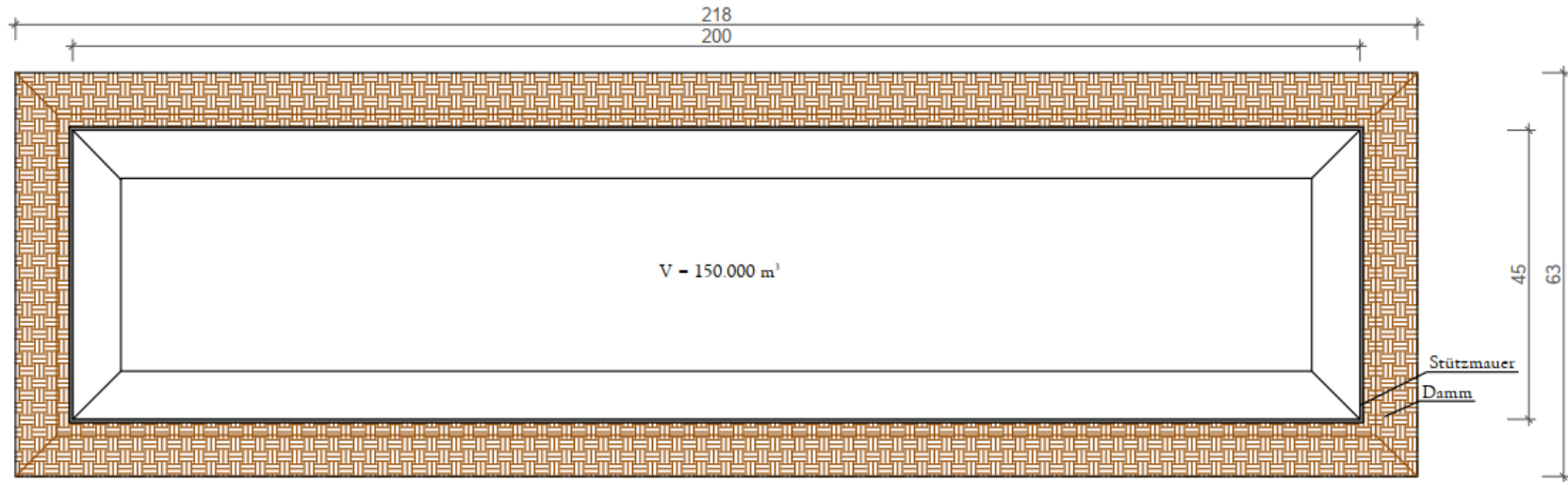


Abbildung 7: Übersichtsschema Erdbeckenspeicher

GRUNDRISS



ANSICHT

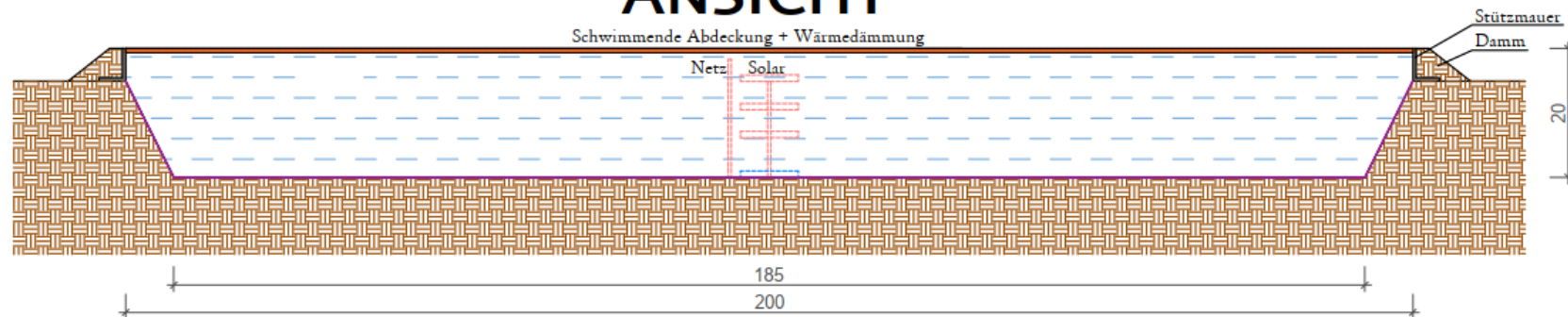


Abbildung 8: Erdbeckenspeicher

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

Kollektorfläche	49.875,3 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	47,1%
Gesamter Kollektorfeldertrag	17.785.550 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	356,6 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	387,7 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	4.184.835,2 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	20.924.178 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	1.054.579 kg

Abbildung 9: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 17.785 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 47,1 %.

Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

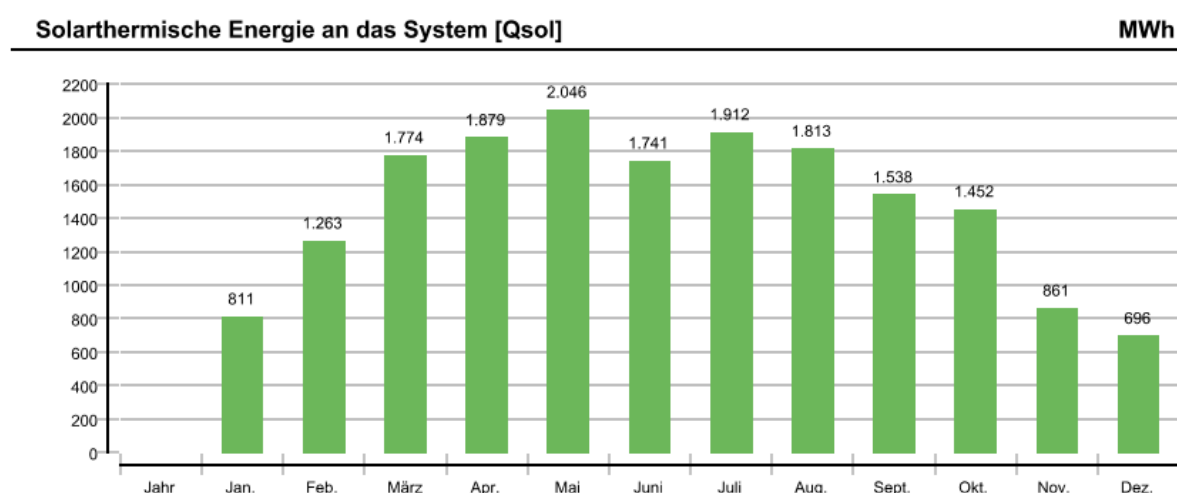


Abbildung 10: Erträge der Solarthermieanlage

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 im Frühjahr die Speichertemperatur noch niedrig ist.

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

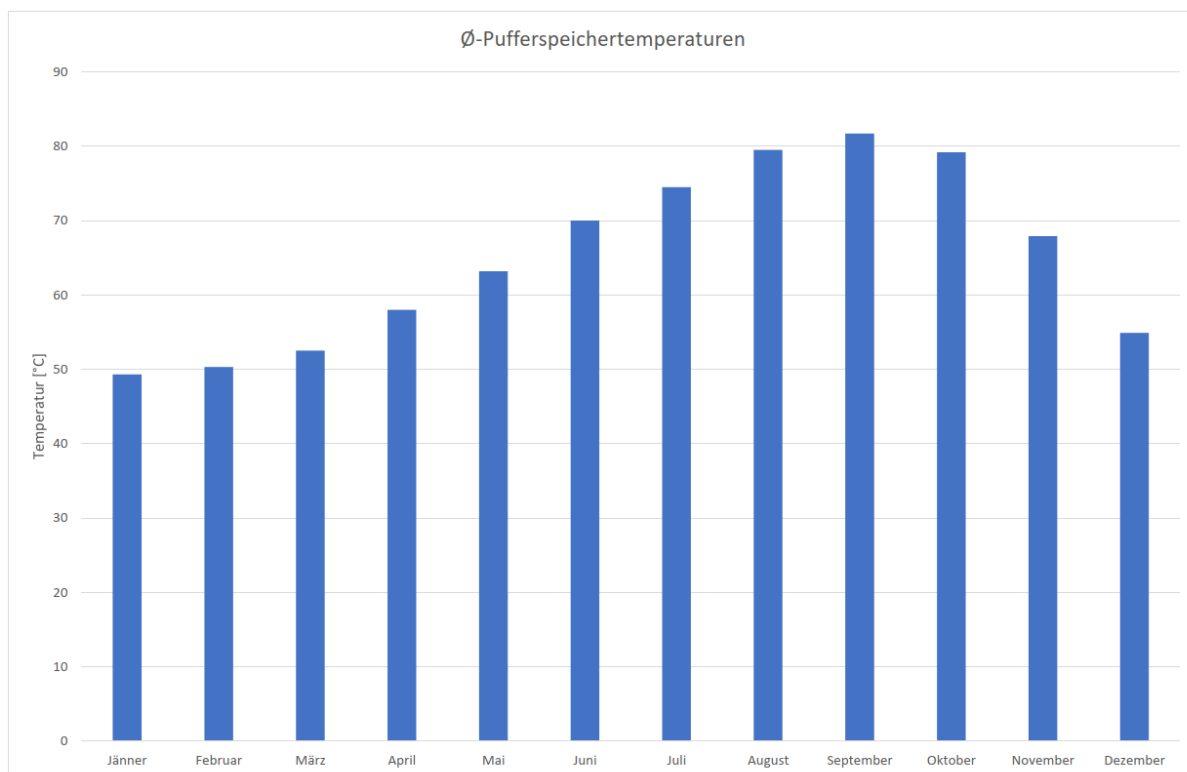


Abbildung 11: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt, ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

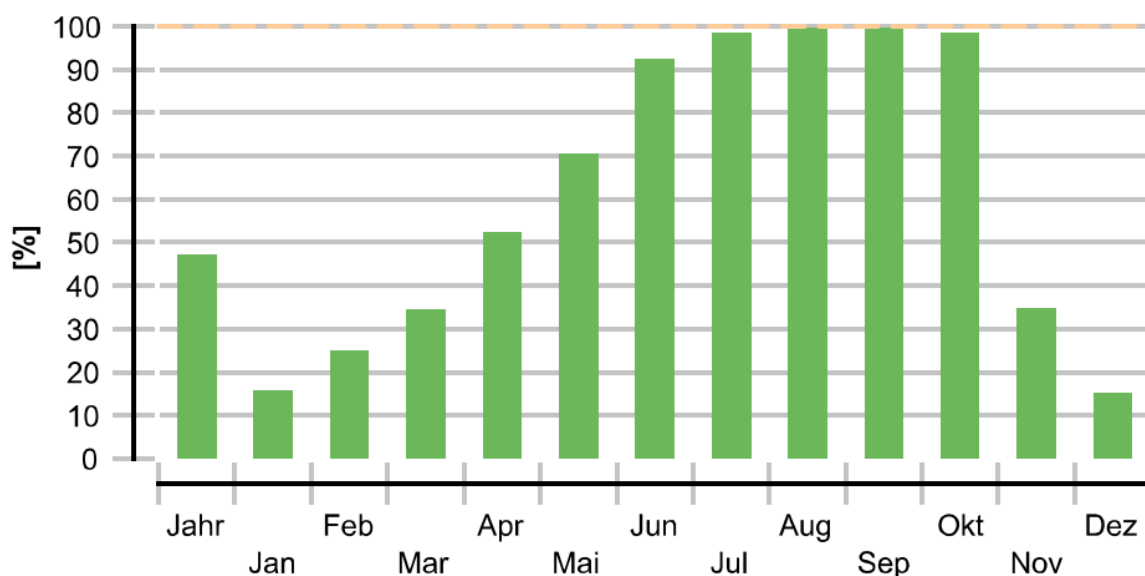


Abbildung 12: Solarer Deckungsgrad

Dank der hohen Erträge im Frühjahr und Sommer und durch die Langzeit-speicherung ist auch eine solare Deckung des Netzes in den Wintermonaten möglich, obwohl die Erträge der Anlage in diesen Monaten geringer ausfallen (siehe Abbildung 10: Erträge der Solarthermieanlage).

Die restliche benötigte Jahresenergie von 19.966 MWh muss durch den Hackgutkessel bereitgestellt werden.

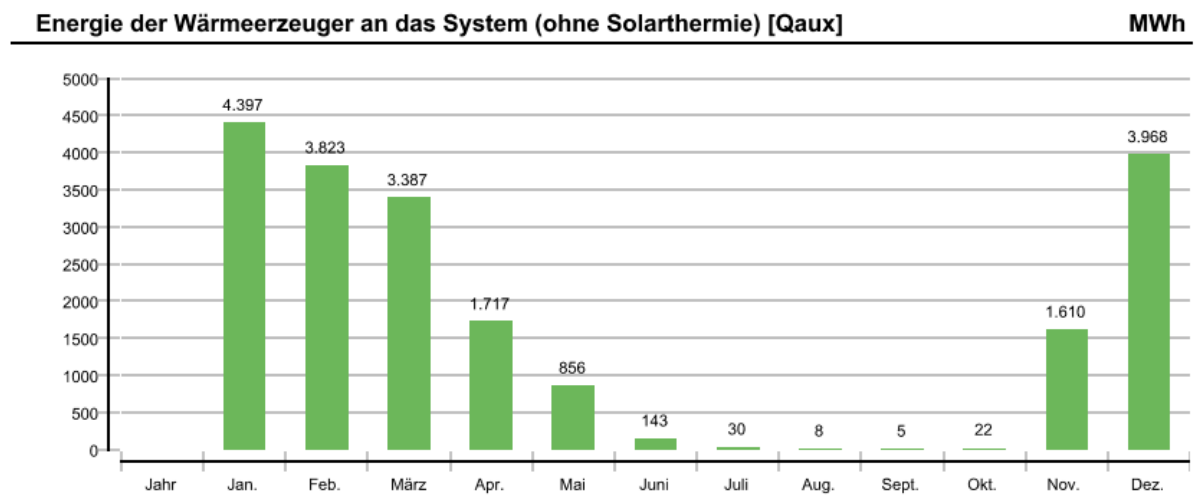


Abbildung 13: Energie der Wärmeerzeuger an das System

3.1.2 Ökonomische Betrachtung

Variante Stahlspeicher

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

Kollektoren	8.116.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	3.300.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	87.000 €
EMSR	1.091.000 €
Wärmetauscher	234.000 €
Notkühler	74.000 €
Solarcontainer	173.000 €
Stahlspeicher	15.000.000 €
Erdverlegte Leitung 5500 TRM	893.000 €
Planung	2.897.000 €
Summe	31.865.000 €
abzgl. Förderung	9.567.559 €
Summe abzgl. Förderung	22.297.441 €

Tabelle 1: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1 mit Stahlspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	31.865.000 €		
Wärmeerzeugung	17.786 MWh		
Wärmegestehungskosten	88,90 € / MWh	76,50 € / MWh	68,10 € / 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	4,90 € / MWh	4,90 € / MWh	4,90 € / MWh
Instandhaltung	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh
Personal	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten Variante 1 mit Stahlspeicher

Variante Erdspeicher

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

Kollektoren	8.116.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	3.300.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	87.000 €
EMSR	1.091.000 €
Wärmetauscher	234.000 €
Notkühler	74.000 €
Solarcontainer	173.000 €
Erdspeicher	7.500.000 €
Erdverlegte Leitung 5500 TRM	893.000 €
Planung	2.147.000 €
Summe	23.615.000 €
abzgl. Förderung	7.189.822 €
Summe abzgl. Förderung	16.425.178 €

Tabelle 3: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1 mit Erdspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	23.615.000 €		
Wärmeerzeugung	17.786 MWh		
Wärmegestehungskosten	66,90 € / MWh	57,60 € / MWh	51,50 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	60,10 € / MWh	50,80 € / MWh	44,70 € / MWh
AFA	46,20 € / MWh	36,90 € / MWh	30,80 € / MWh
Zinsen	13,90 € / MWh	13,90 € / MWh	13,90 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	3,80 € / MWh	3,80 € / MWh	3,80 € / MWh
Instandhaltung	3,30 € / MWh	3,30 € / MWh	3,30 € / MWh
Personal	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 4: Wärmegestehungskosten Variante 1 mit Erdspeicher

3.1.3 Rahmenbedingungen

Raumordnung

Grundsätzlich gibt es in der Steiermark kein Raumordnungsgesetz, das die Großsolaranlagen auf Freiflächen regelt. Allerdings gab es vom Amt der Steiermärkischen Landesregierung/ Abteilung 17 Landes- und Regionalentwicklung den Hinweis, dass der Leitfaden zur Standortplanung und Standortprüfung für PV-Freiflächenanlagen (Stand: 04/2021) auch die Grundlage für Großsolaranlagen bildet.

Für diese Variante ist es notwendig ein Raumplanungsverfahren einzuleiten. Dies erfolgt in drei Schritten. Zunächst müssen die raumplanungsfachlichen Aspekte durch den Ortsplaner geprüft werden. Anschließend ist es notwendig, dass die naturschutzfachlichen Aspekte wie Orts- und Landschaftsbild durch den zuständigen Ortsplaner geprüft werden. Abschließend erfolgt die Durchführung eines Raumplanungsverfahrens. Für die Freiflächen muss eine Sondernutzung im Freiland – Eignungszone Erneuerbare Energie eingeholt werden.

Bodengutachten

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

Bau- und gewerberechtlicher Bescheid

Damit die Anlage errichtet werden kann, ist ein bau- und gewerberechtlicher Bescheid erforderlich. Dazu ist ein entsprechendes Einreichprojekt an die Bezirkshauptmannschaft Bruck/Mürzzuschlag 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 Lamingbach 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 Brucker BIO Fernwärme kein öffentlicher Auftraggeber ist. Wird das Förderungsprogramm (Jahresprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen) des Klima- und Energiefonds genutzt, muss die Angebotseinholung gemäß den aktuellen Kriterien erfolgen.

Grundstücksicherung

Die grundlegenden Gespräche mit den Grundeigentümern sind bereits geführt. Bei Projektumsetzung sind die Flächen zu pachten bzw. zu erwerben. Hierfür sind im weiteren Projektverlauf noch weitere Gespräche und Vereinbarungen notwendig.

Einbindung der Bevölkerung

Im Rahmen der Ausarbeitung des Projektes ist es notwendig die BürgerInnen in Bruck an der Mur und Umgebung zu informieren.

Als erster Schritt ist es erforderlich das Projekt den Stadt- und Gemeinderat vorzustellen, um von der Politik ausreichend Unterstützung zu erhalten.

Grundsätzlich sollen alle relevanten Informationen auf der Homepage der Brucker BIO Fernwärme zur Verfügung stehen. Der Fokus bei der Informationsbereitstellung liegt darauf die BürgerInnen aufzuklären, um die Vorteile darzustellen und auch kritische Themen wie Flächennutzung/ Flächenverschwendung anzusprechen.

Für all jene BürgerInnen, die einerseits keinen Internetzugang oder auch ein größeres Interesse an der Großsolaranlage haben, ist eine Informationsveranstaltung im Rathaus angedacht. Der Termin dafür soll auf der Homepage sowie mit einer Postwurfsendung beworben werden. Bei dieser Veranstaltung sollen alle offenen Fragen und Sorgen der BürgerInnen angehört und besprochen werden.

Ideen für die aktive Einbindung der Bevölkerung befinden sich auf Seite 29.

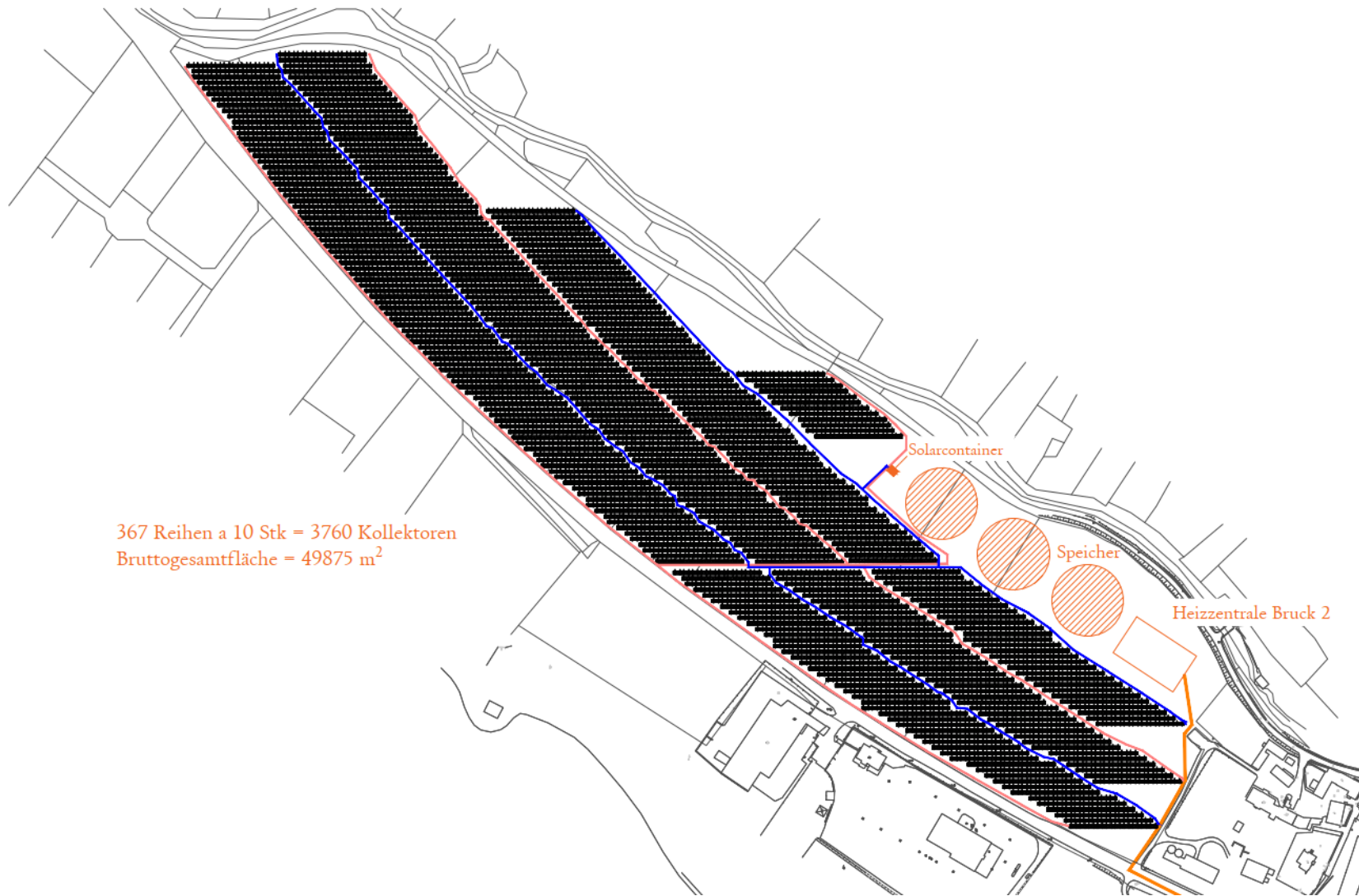


Abbildung 14: Kollektorfeld

3.2 Variante 2 „Sommerschwachlast“

Kennwerte: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 5.000 m³

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Diese Variante stellt eine wesentliche Reduzierung der Anlagengröße im Vergleich zur Variante 1 dar. Anstelle von 3.670 Kollektoren werden 1.100 Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 14.949 m² betrachtet. Dies entspricht einer Anlagengröße von 30 % der Maximalvariante.

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 53.410 m² Grundfläche für die Errichtung der Solaranlage sowie des Pufferspeichers benötigt. Die Kollektoren werden in Reihen zu je zehn Kollektoren errichtet. Dies entspricht 110 Kollektorreihen mit einem Abstand von 4,5m von Kollektorvorderkante bis Kollektorvorderkante der Folgereihe.

Bei dieser Variante kann auf einen kleineren drucklosen Stahlspeicher mit einem Volumen von 5.000 m³ zurückgegriffen werden. Dieser kann neben dem Kollektorfeld errichtet werden. Die Beladung erfolgt mittels Schichtladeeinlassverteiler um eine optimale Temperaturschichtung im Puffer zu erreichen. Die restlichen Simulationsparameter wie Lastprofil und dazugehörige Vorlaufemperaturen bleiben unverändert.

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

Kollektorfläche	14.949 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	17,4%
Gesamter Kollektorfeldertrag	6.426.829 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	429,9 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	467,4 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	1.512.195 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	7.560.974,5 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	381.073 kg

Abbildung 15: Ergebnisse Polysun

Die monatlichen Ergebnisse sind wie folgt zu erwarten:

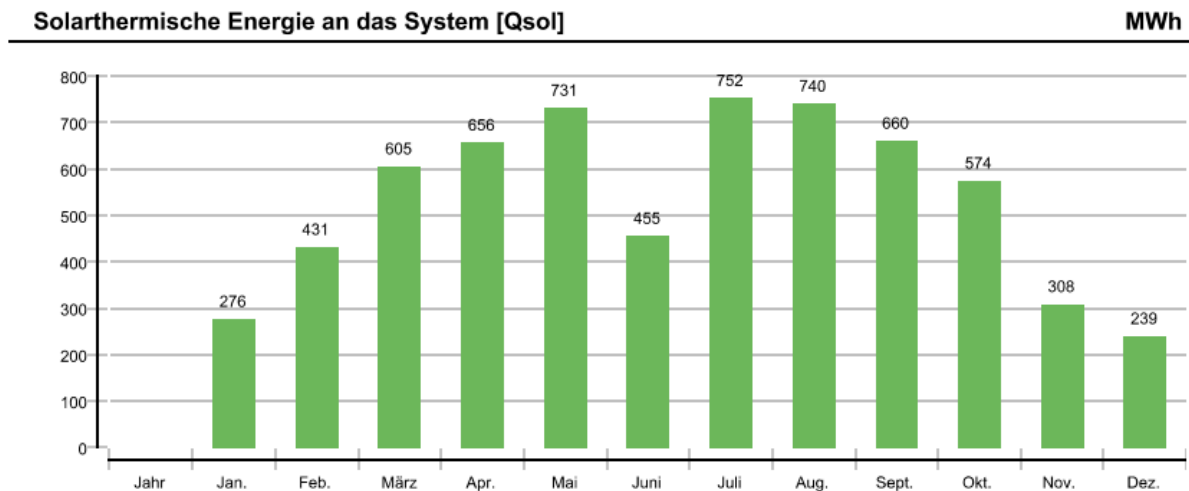


Abbildung 16: Erträge der Solarthermie

Der Minderertrag im Juni resultiert aus der Speichergröße. Für die Erträge im Juni wäre ein etwas größerer Speicher erforderlich. Für die restlichen Monate ist eine Vergrößerung des Speichers jedoch nicht sinnvoll da das Speichervolumen von 5.000 m³ dafür ausreichend ist. Die Erträge in den Herbstmonaten im Unterschied zu Variante 1 sind nun ähnlich wie im Frühjahr.

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

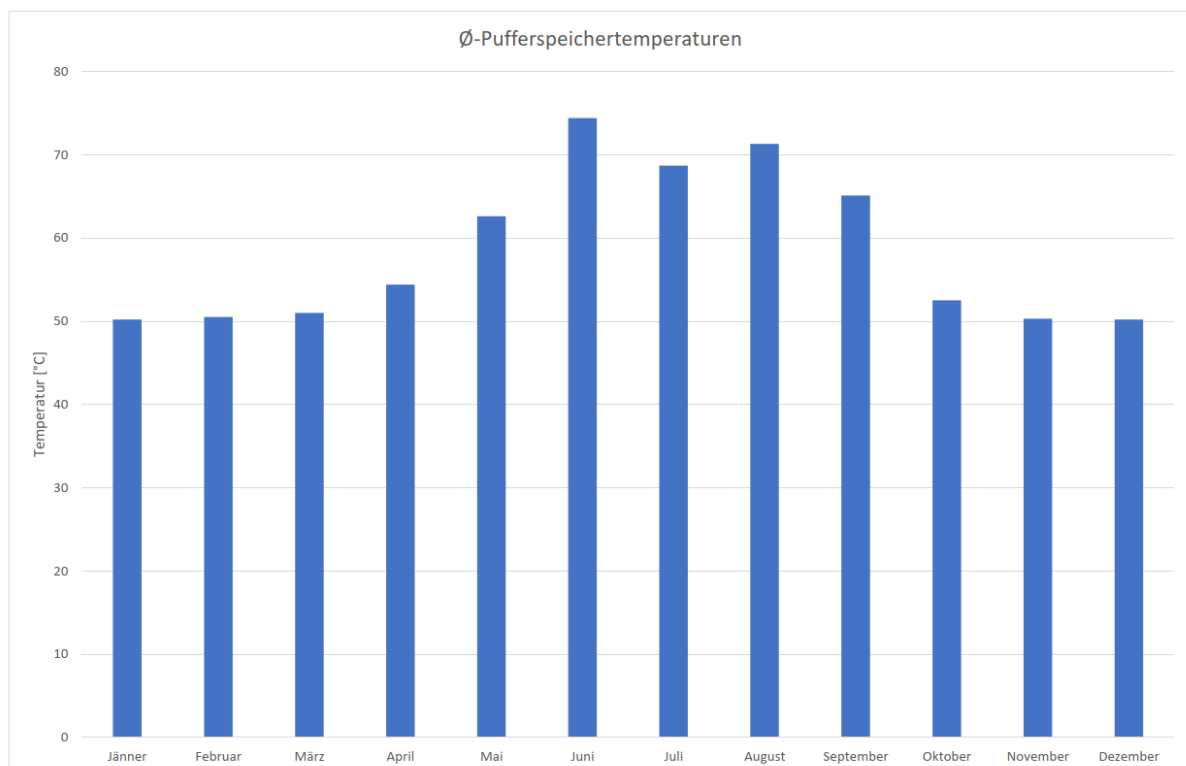


Abbildung 17: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt, ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

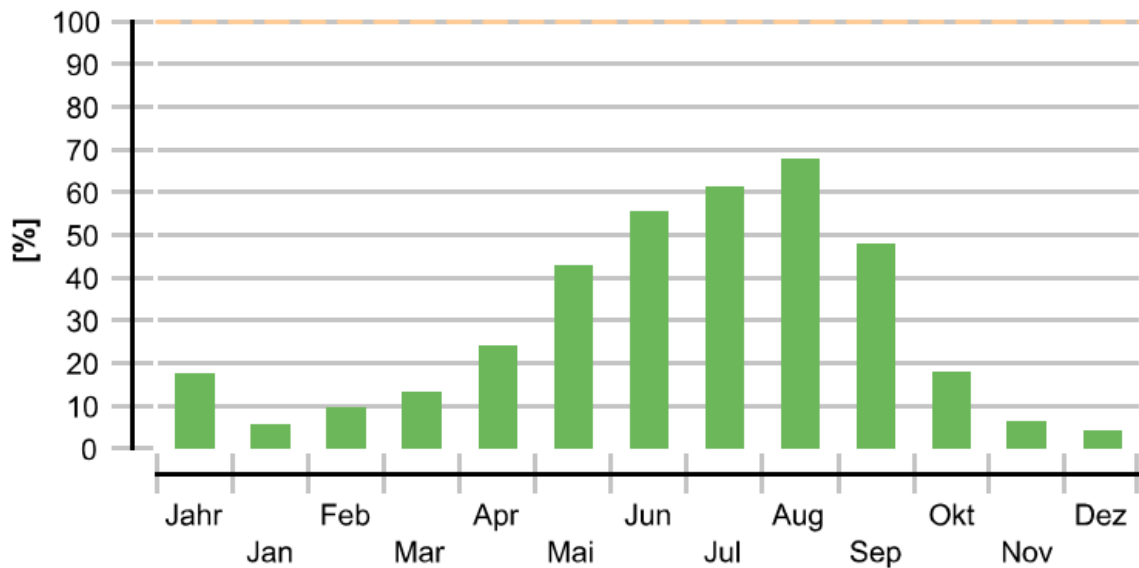


Abbildung 18: Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad dieser Variante liegt bei ca. 17,4 %. Die Verringerung des Deckungsgrades (Variante 1 47,1 %) geht einher mit der Anlagengröße von 30 % im Vergleich zur Variante 1.

Die restliche benötigte Jahresenergie von 30.500 MWh muss durch die beiden Hackgutkessel und der Abwärme bereitgestellt werden.

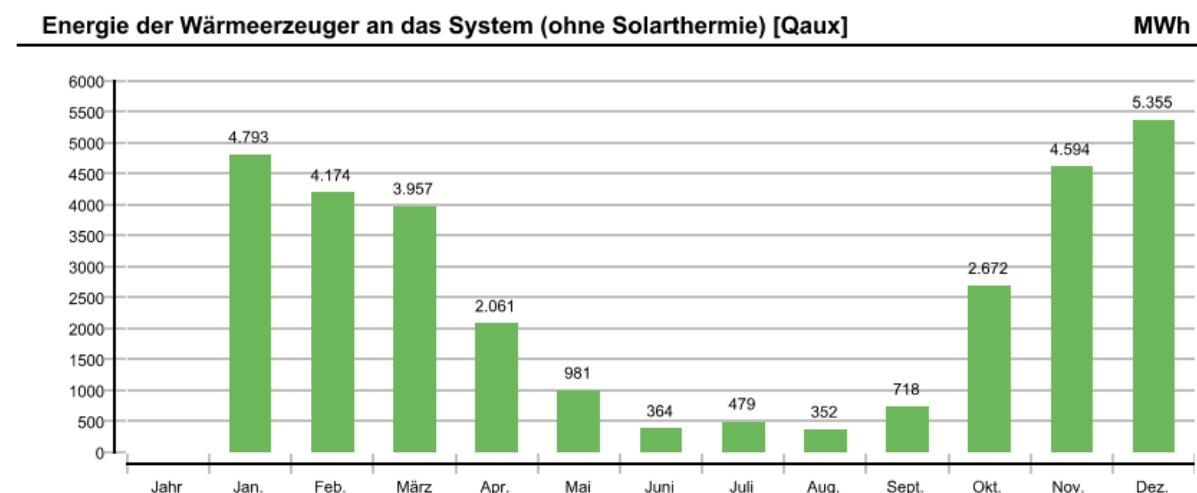


Abbildung 19: Energie der Wärmeerzeuger an das System

Der drucklose Stahlspeicher mit der innenliegenden Verrohrung und Schichtladeeinlassverteiler kann folgendermaßen aussehen:

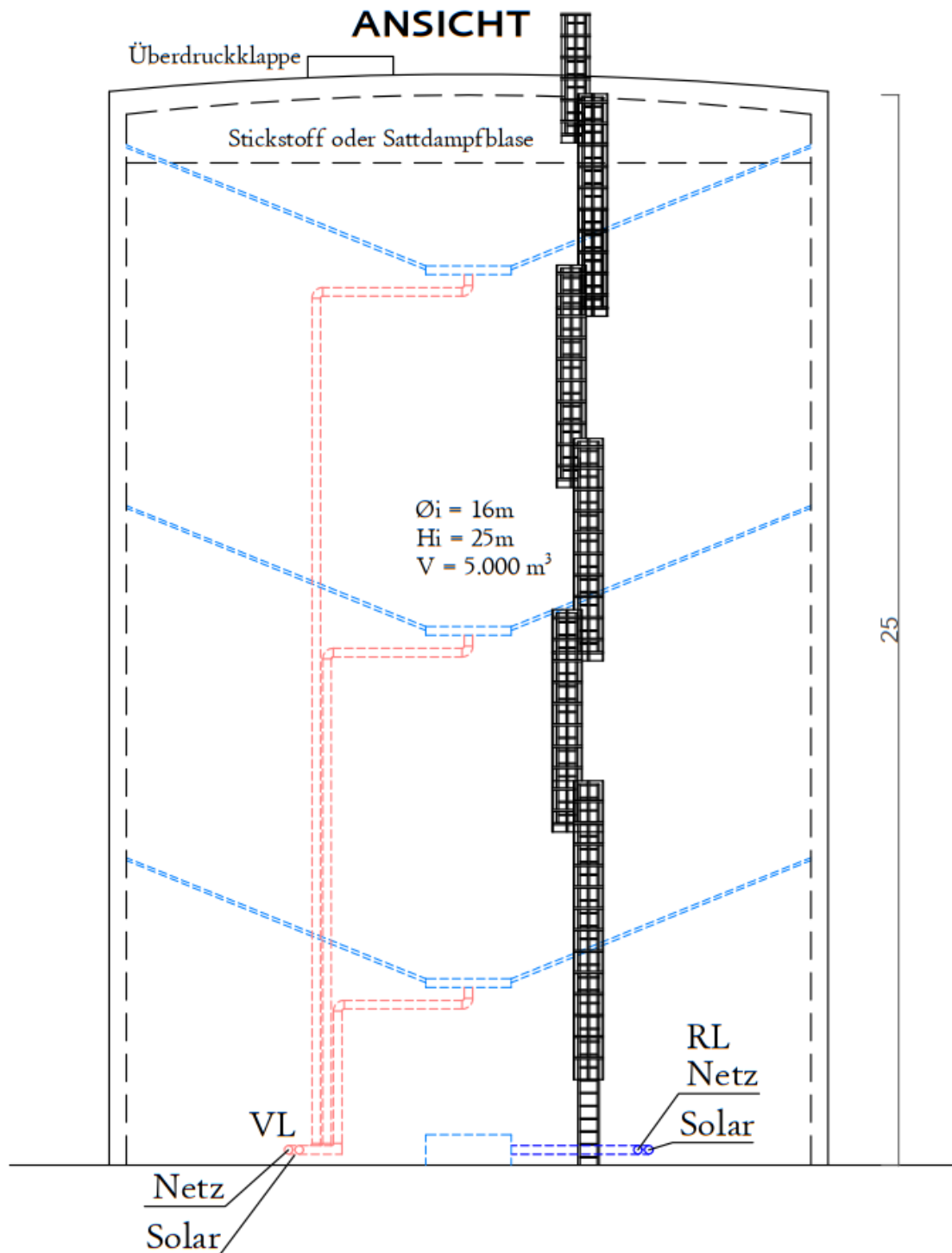


Abbildung 20: Ansicht Puffer Konstruktion 5.000m³

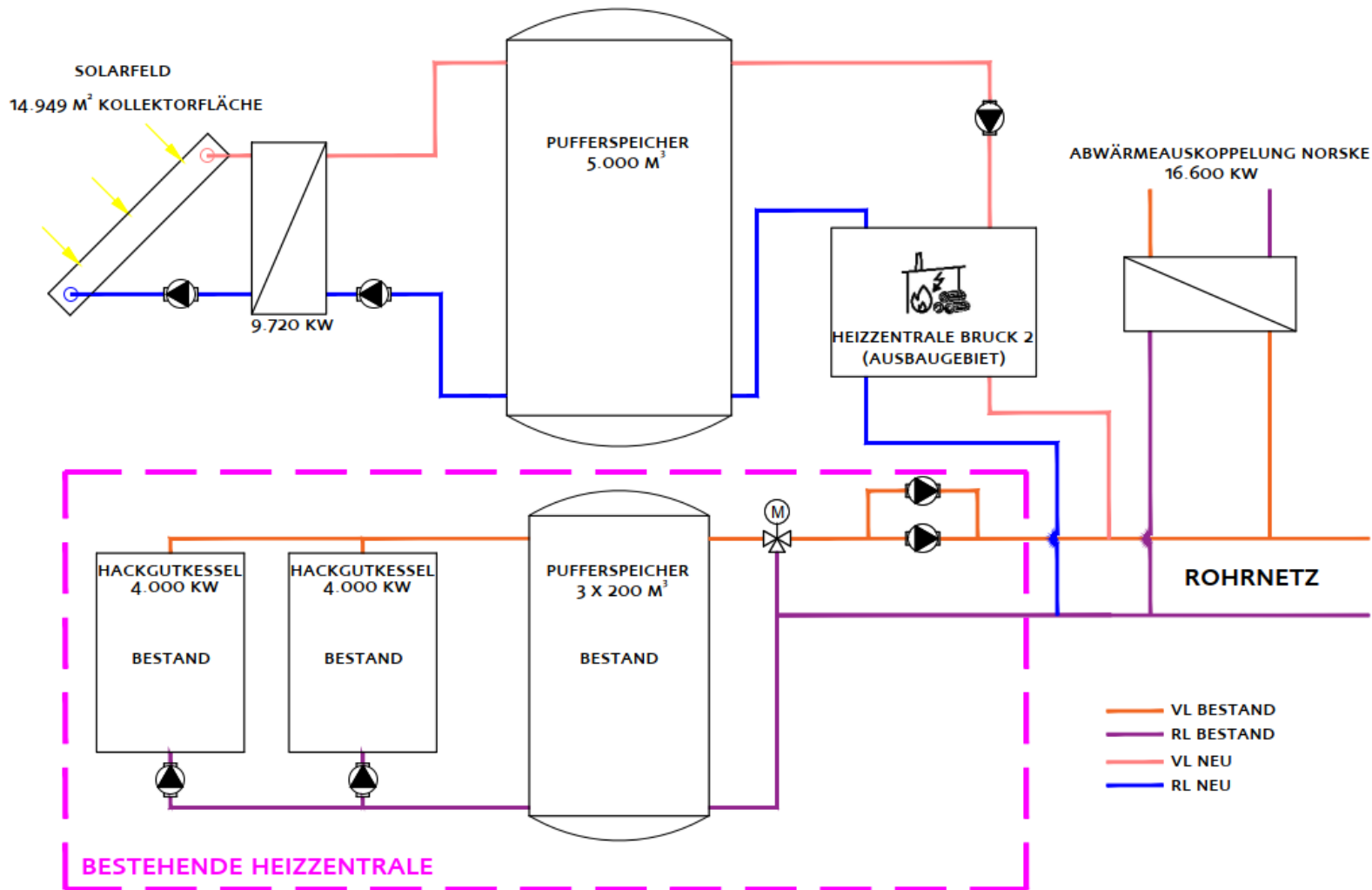


Abbildung 21: Anlagenschema

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

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

Kollektoren	2.433.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	989.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	26.000 €
EMSR	327.000 €
Wärmetauscher	70.000 €
Notkühler	22.000 €
Solarcontainer	52.000 €
Stahlspeicher	651.000 €
Erdverlegte Leitung 1.970 TRM	490.000 €
Planung 10% der Investitionskosten	225.000 €
Summe	5.566.000 €
abzgl. Förderung	1.714.276 €
Summe abzgl. Förderung	3.851.724 €

Tabelle 5: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 2	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	5.566.000 €		
Wärmeerzeugung	6.427 MWh		
Wärmegestehungskosten	46,10 € / MWh	40,10 € / MWh	36,10 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	39,00 € / MWh	33,00 € / MWh	29,00 € / MWh
AFA	30,00 € / MWh	24,00 € / MWh	20,00 € / MWh
Zinsen	9,00 € / MWh	9,00 € / MWh	9,00 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	4,10 € / MWh	4,10 € / MWh	4,10 € / MWh
Instandhaltung	2,70 € / MWh	2,70 € / MWh	2,70 € / MWh
Personal	1,40 € / MWh	1,40 € / MWh	1,40 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten Variante 2

3.2.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 18 beschrieben.



Abbildung 22: Kollektorfeld

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

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

Die Variante 1 mit einer Gesamtkollektorfläche von 49.875 m² und dem daraus ergebenden Speichervolumen von 150.000 m³ Langzeitspeicherung ist technisch in Bruck umsetzbar, jedoch ökonomisch mit sehr hohen Investitionskosten verbunden. Es wurden zwei Speichermöglichkeiten betrachtet, einerseits der drucklose Stahlspeicher, andererseits der Erdspeicher.

Die Investitionskosten der gesamten Solarthermieanlage beim drucklosen Stahlspeicher betragen insgesamt € 31.865.000,-. Bei diesen Kosten ist der maßgebliche Preistreiber der drucklose Stahlspeicher, der aufgrund seiner immensen Speichergröße Kosten in der Höhe von € 15.000.000,- verursacht.

Die Investitionskosten der Solarthermieanlage mit Erdbecken betragen insgesamt € 23.615.000,-. Auch bei dieser Speichervariante ist der Speicher selbst die größte Kostenposition mit € 7.500.000,-.

Allerdings ist es in Variante 1 nicht möglich den Speicher zu verkleinern, denn dieser Speicher wurde mit einem optimalen Speichervolumen geplant, damit die gespeicherte Energie vom Sommer auch im Winter technisch und wirtschaftlich sinnvoll verwendet werden kann.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Stahlspeicher ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 88,90/MWh, bei 25 Jahren € 76,50/MWh und bei 30 Jahren € 68,10/MWh. Im Vergleich dazu ergab die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Erdspeicher ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 66,90/MWh, bei 25 Jahren € 57,60/MWh und bei 30 Jahren € 51,50/MWh.

Um Großsolaranlagen mit drucklosen Stahlspeicher als 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 50 % gerechnet. Hierbei können die Wärmegestehungskosten beim drucklosen Stahlspeicher auf circa € 50,-/MWh gesenkt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Werden solche Solarthermieranlagen errichtet, um fossile Energieträger zu ersetzen, ist die Wirtschaftlichkeit deutlich höher aufgrund der hohen Kosten für die den fossilen Brennstoff. Der Preis für eine kWh Erdgas liegt laut Auskunft E-Control zwischen 5,4 und 9 Cent. Aktuell kostet beispielsweise das Heizöl rund € 65,-/MWh. Einerseits kann durch Solarthermieranlagen nachhaltige Wärme erzeugt werden und andererseits auch auf Kostentreiber wie beispielsweise die CO₂ Steuer verzichtet werden. 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,-.

Die Variante 2 mit Kurzzeitspeicher ist technisch wie auch ökonomisch in Bruck an der Mur umsetzbar. Die Investitionskosten für die gesamte Anlage betragen € 5.566.000,-, der Kurzzeitspeicher ist auf Grund seiner Speichergröße deutlich kostengünstiger. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 46,10/MWh, bei 25 Jahren € 40,10/MWh und bei 30 Jahren € 36,10/MWh.

Um die Flächen nicht nur für die Solarthermieranlage 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.

Aufgrund der Tatsache, dass dieses Projekt von einem Unternehmen aus der Privatwirtschaft in Auftrag gegeben wurde und die wirtschaftlichen Seiten beider Varianten betrachtet, wurde muss daraus geschlossen werden, dass die Variante 2 die wirtschaftlich sinnvollere Variante für die Brucker Bio Fernwärme ist.

Da es sich um keinen öffentlichen Auftraggeber, sondern eine GmbH handelt gibt es mehrere Möglichkeiten der Finanzierung, einerseits kann ein Contracting Modell aufgebaut werden. Andererseits wäre es auch möglich die Bevölkerung Bruck an der Mur in dieses Projekt mit einzubinden und eine Bürgerbeteiligung für Solarthermie ins Leben zu rufen. Selbstverständlich ist es auch möglich, dass das Unternehmen die Solarthermieranlage eigenständig errichtet.

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

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Genehmigung der Projektstudie	bis 29.04.2022
Aufstellung der Finanzierung	02.05.2022 – 30.09.2022
Sicherung der Grundstücke	03.10.2022 – 31.03.2023
Einreichplanung - baurechtliche Einreichung	03.04.2023 – 29.09.2023
Einreichplanung - gewerberechtliche Einreichung	03.04.2023 – 29.09.2023
Bewilligung - baurechtlicher Bescheid	02.10.2023 – 20.12.2023
Bewilligung - gewerberechtlicher Bescheid	02.10.2023 – 20.12.2023
Ausführungsplanung, Ausschreibung	01.02.2024 – 30.08.2024
Baubeginn	02.09.2024
Montage	02.09.2024 – 30.06.2025
Inbetriebnahme – Fertigstellung	31.07.2025

6 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.