

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solare Großanlage – Machbarkeitsstudie Eisenstadt
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie 2021
Dauer:	02.07.2021 – 23.06.2022
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):	Energie Burgenland Green Energy GmbH, Ing. Leo Riebenbauer GmbH, SOLID Solar Energy Systems GmbH, Elektro Merl GmbH, ATG Anlagentechnik GmbH, Leier Baustoffe GmbH & Co KG, Unger Stahlbau Ges.m.b.H., Wolf Systembau Gesellschaft m.b.H.
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlage, Langzeitspeicher, Kurzzeitspeicher, Solarthermie, Saisonspeicher
Auftragssumme:	97.500 €
Klimafonds-Nr:	KR20ST1K18217
Erstellt am:	28.06.2022

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 Eisenstadt (B) untersucht.

Die Ausgangssituation dieser Machbarkeitsstudie war eine geplante Kollektorfläche von 43.000 m². Diese Anlage fällt in die Kategorie größer als 30.000 m² in Verbindung mit Langzeitwärmespeicherung.

Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie war es, die optimale Größe eines Solarkonzeptes inklusive saisonale Wärmespeicher herauszufinden und wie eine solarthermische Anlage in das bestehende Fernwärmenetz Eisenstadt integriert werden kann. Hierfür wurden drei Varianten erarbeitet und qualitativ sowie quantitativ betrachtet.

Die erste Variante ist die solare Großanlage mit Langzeitspeicher, als Vergleich und als Vorgabe des Klima- und Energiefonds wurde als zweite Variante eine kleinere thermische Solaranlage für Sommerschwachlastzeit mit Kurzzeitspeicher betrachtet. Zusätzlich dazu wurde eine Variante Endausbau Eisenstadt mit einem Kurzzeitspeicher erarbeitet.

- Variante 1: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 100.000 m³
- Variante 2: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 1.000 m³
- Variante 3: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 50.000 m³

Variante 1: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 100.000 m³

In dieser Variante werden die Biomassekessel maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 54,1 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

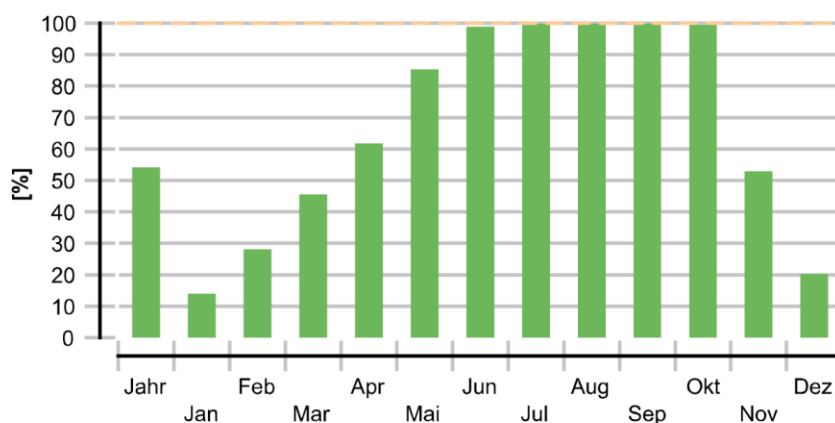


Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1

Variante 2: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 1.000 m³

Diese Variante soll den Sommerbetrieb der Biomassekessel so gut wie möglich unterstützen. Mit dieser Variante kann ein solarer Deckungsgrad von 22,7% erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

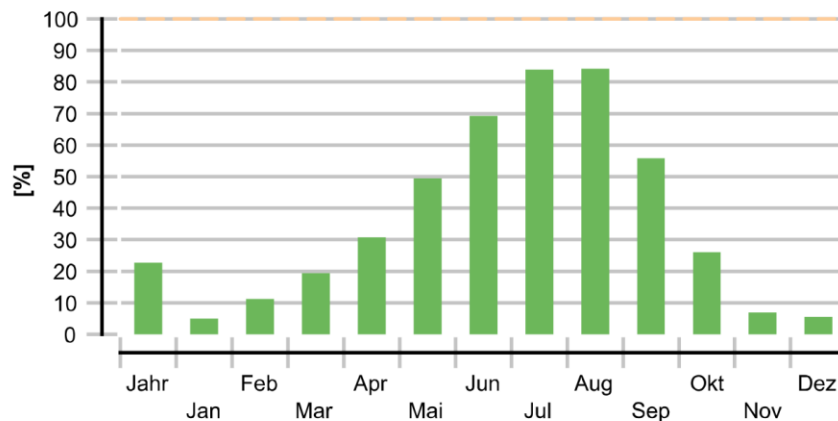


Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 2

Variante 3: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 50.000 m³

In dieser Variante wurde der Wärmebedarf für die zukünftige Ausbaustufen von 45 GWh betrachtet.

Hier werden die Biomassekessel maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 36,4 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

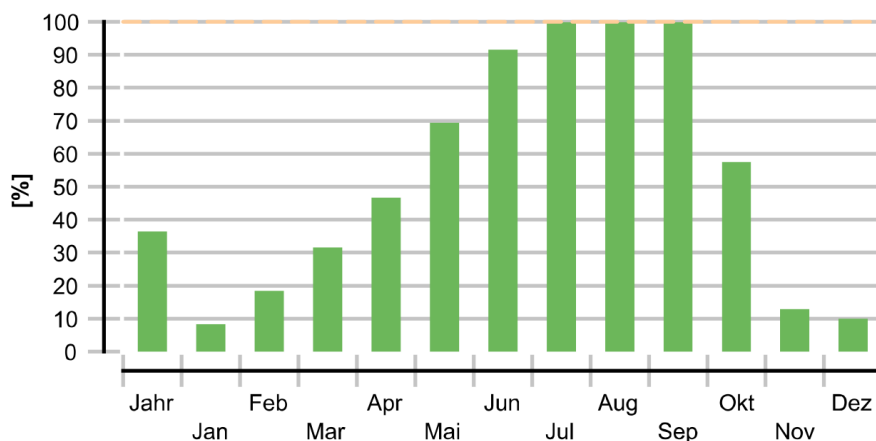


Abbildung 3: solarer Deckungsgrad Variante 3

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Machbarkeitsstudie für eine solare Großanlage in Eisenstadt wird von der Brucker Bio Fernwärme GmbH in Abstimmung mit der Energie Burgenland Green Energy GmbH durchgeführt. Die spätere Umsetzung einer solaren Großanlage soll von der Energie Burgenland Green Energy GmbH erfolgen.

Als Projektpartner werden die Energie Burgenland Green Energy GmbH, das Technische Büro Ing. Leo Riebenbauer GmbH, die SOLID Solar Energy Systems GmbH, die Elektro Merl GmbH und die ATG Anlagentechnik GmbH herangezogen.

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.

Die Energie Burgenland Green Energy GmbH ist eine Tochtergesellschaft des Landesenergieversorgers Burgenland Energie AG.

Grundlagen

Im Jahr 2007 wurde ein Biomassekraftwerk errichtet. Die Biomasse-KWK-Anlage hat eine elektrische Leistung von 2.000 kW und eine thermische Nennwärmeleistung von 3.000 kW. Ende 2020 ist der vorhandene Ökostromvertrag abgelaufen. Die Biomasse-KWK-Anlage wurde anschließend außer Betrieb genommen.

Um die Wärmeversorgung auch weiterhin sicherzustellen, wurde ein neues Biomasseheizwerk am Gelände der KWK-Anlage mit einer Nennwärmeleistung von 7.000 kW errichtet. In weiterer Folge wird ein zweiter Biomassekessel mit einer Nennwärmeleistung von 7.000 kW aufgestellt.

Derzeit sind zwei Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ und 145 m³ aufgestellt. Durch die Errichtung des neuen Biomasseheizwerks wird noch ein weiterer Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ aufgestellt.

In Eisenstadt sind noch zwei weitere kleine Biomasseheizwerke mit Mikronetzen vorhanden. Diese sollen mittelfristig durch den Ausbau des Fernwärmenetzes verbunden werden. Die Wärmeversorgung erfolgt anschließend nur noch über das neue Biomasseheizwerk.

Eine solare Großanlage würde die Wärmeversorgung in Eisenstadt nachhaltig abrunden. Derzeit werden ca. 26.000 MWh Wärme benötigt.

Der solare Ertrag könnte zukünftig einen gewissen Teil der erzeugten Wärmemenge vom Biomasseheizwerk abdecken. Die solare Wärme kann über Langzeitspeicher direkt ins Fernwärmenetz eingespeist werden.

Rohrnetzausbau

Das Fernwärmenetz wird seit 2015 stetig ausgebaut. Es ist ein flächendeckender Netzausbau geplant bzw. in Ausführung, welcher auch die Ortsteile von Kleinhöflein und St. Georgen abdeckt.

Die Förderung „Raus aus Öl bzw. Gas“ des Bundes ist auch in Eisenstadt das Gebot der Stunde. Die neue Förderung Raus aus Öl und Gas bewirkt einen Schub Richtung Fernwärmeanschluss und gesicherter regionaler Energieversorgung.

Langfristig gesehen, wird der erforderliche Wärmebedarf auf 45 GWh steigen.

Am Fernwärmenetz sind hauptsächlich Gemeinde- und Landesobjekte, Schulen, soziale Wohnbauten und Objekte der Esterhazy Betriebe angeschlossen.

Um den Anteil erneuerbarer Energie im Eisenstädter Fernwärmenetz in Zukunft weiter zu erhöhen, ist angedacht zusätzlich zur Biomasse und Solarthermie, in weiterer Folge auch noch Absorptions-Wärmepumpen einzusetzen.

Ziel der Energie Burgenland Green Energy GmbH in Zusammenarbeit mit 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 40 % des jährlichen Energiebedarfs angestrebt, dies entspricht mindestens 10.400 MWh produzierter Wärmeenergie.

3. Projektinhalt und Ergebnisse

3.1 Variante 1 „großes Kollektorfeld“

Kennwerte: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 100.000 m³

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 170.766 m² Grundfläche zur Errichtung der Solaranlage und des Pufferspeichers benötigt. Die freien Flächen auf dem Grundstück der bestehenden Heizzentrale sind dafür zu klein. Die Erhebung möglicher Grundstücke in Nähe der bestehenden Heizzentrale ergab, dass die Solaranlage süd-östlich des Heizwerkes errichtet werden kann.

Die Grundstücke für das Kollektorfeld und den Pufferspeichern befinden sich süd-östlich der bestehenden Heizzentrale. Von dort erfolgt die Wärmeübertragung mittels erdverlegter, vorisolierter Rohrleitungen bis zu den Pufferspeichern und weiter zur Heizzentrale.

Die Wärmespeicherung soll auf den betrachtenden Flächen errichtet werden. Die Einbindung in das Fernwärmenetz erfolgt dann innerhalb der bestehenden Heizzentrale über die vorhandenen Pufferspeicher.

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

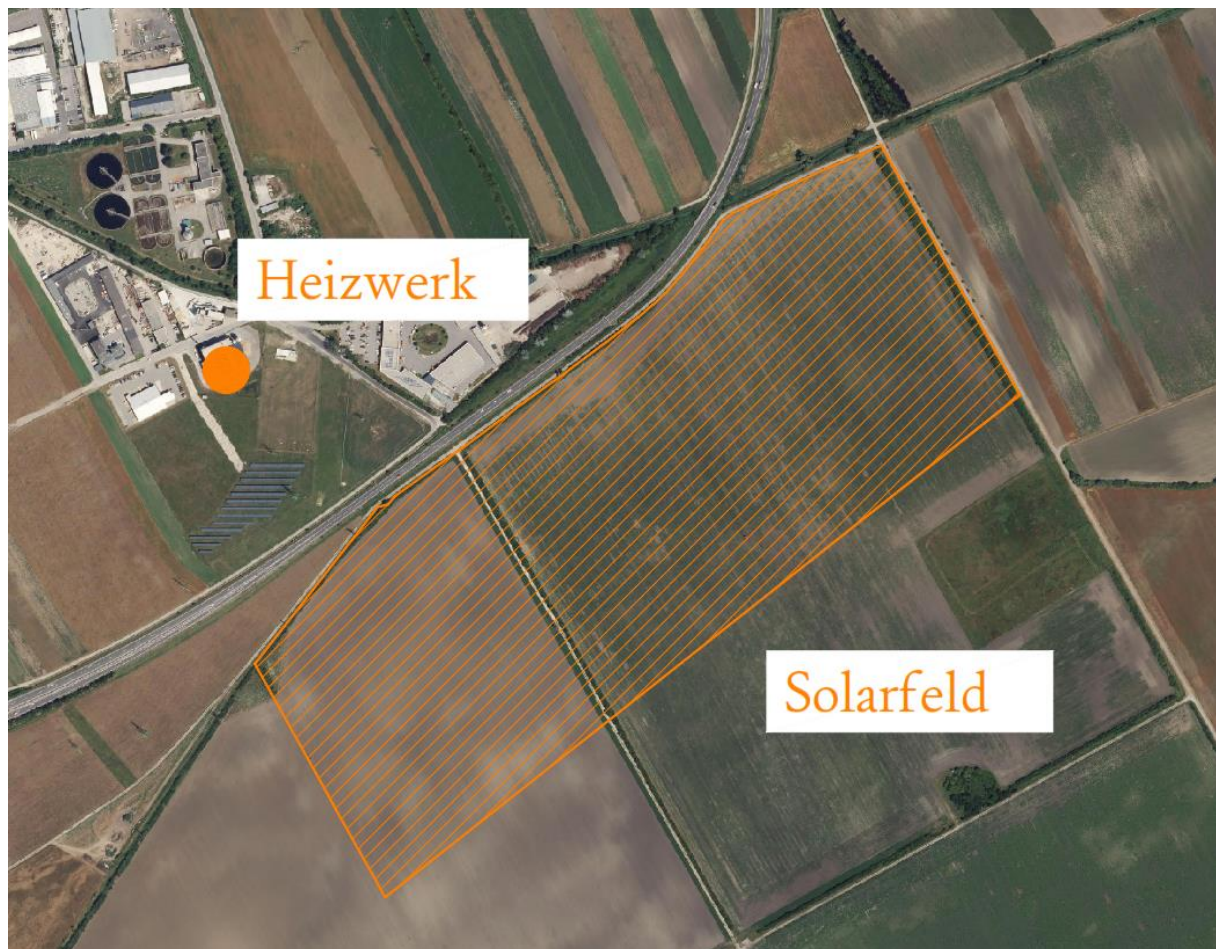


Abbildung 4: Übersichtsbild

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 Hackgutkessel zu erhöhen, lässt sich die Solaranlage einfach in die vorhandene Wärmeversorgung integrieren. Die Einbindung erfolgt an den bestehenden Pufferspeichern.

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.

In der Anlagenkonfiguration wurde eine Verschaltung von zehn Kollektoren gewählt, da sich dadurch ideale Austrittstemperaturen, Volumenströme und Druckverluste in den betrachteten Kollektoren ergeben.

In der weiteren Betrachtung wurden sämtliche Kollektorreihen bei zehn Kollektoren belassen, da dadurch sichergestellt ist, dass in jedem Teilstrang derselbe Druckverlust und Volumenstrom herrscht.

Daher sind zwar manche Randbereiche des Kollektorfeldes nicht voll nutzbar, jedoch würden sich bei einer Reduktion der Kollektoren in manchen Reihen niedrigere Austrittstemperaturen und geringere Volumenströme ergeben, welche einen unausgewogenen hydraulischen Betrieb zur Folge haben.

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.

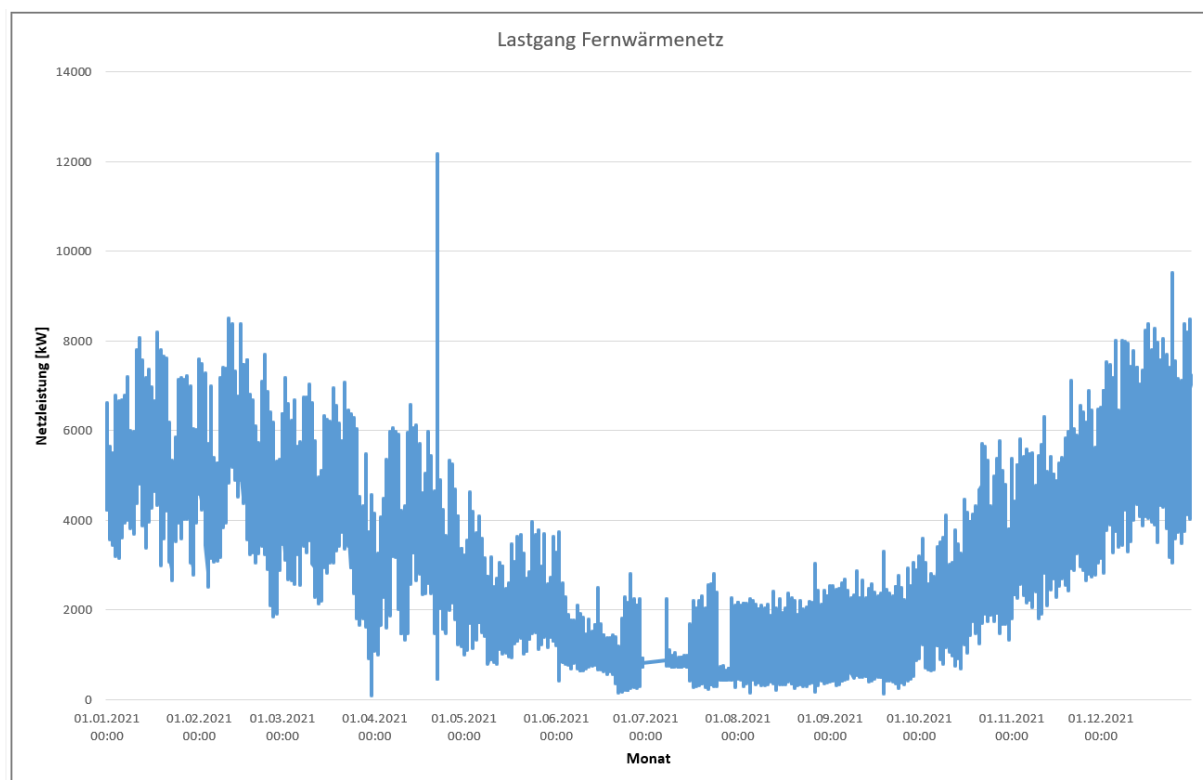


Abbildung 5: Lastprofil

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 Biomassekessel bereitgestellt. Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 3.300 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 44.847 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 100.000 m³ notwendig ist.

Drucklose Stahlspeicher

Nach Durchführung von drei Machbarkeitsstudien konnte auf die bereits gewonnen Erkenntnisse zurückgegriffen werden und es wurde festgestellt, dass der Speicher selbst der größte Kostentreiber und maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage ist. Bei der Einreichung für diese Machbarkeitsstudie wurden neue Speicheransätze (unterirdische Speicher/Gewerbegebiet in Kombination des Kollektorfeldes) erwähnt. Diese wurden grundsätzlich betrachtet. Im konkreten Fall Eisenstadt ist ein unterirdischer Speicher aufgrund von Hochwassergebiet auf den möglichen Flächen nicht umsetzbar. Daher musste in dieser Machbarkeitsstudie der Ansatz mit oberirdischen Stahlspeichern weiterverfolgt werden.

Drucklose Stahlspeicher können max. bis 50.000 m³ Nenninhalt errichtet werden. Aufgrund des benötigten Speichervolumens ist es notwendig, zwei 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.

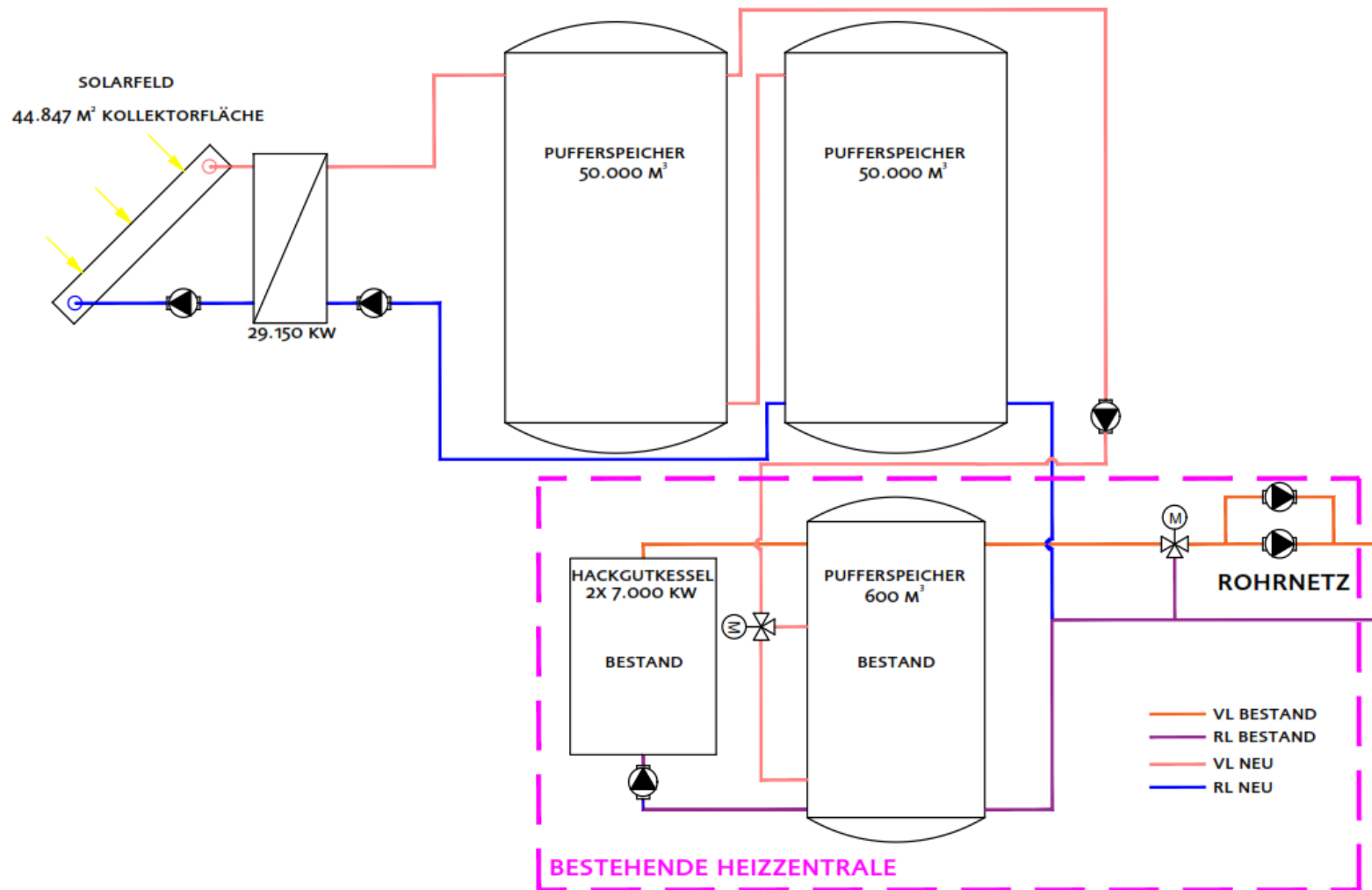


Abbildung 6: Übersichtsschema Variante druckloser Stahlspeicher

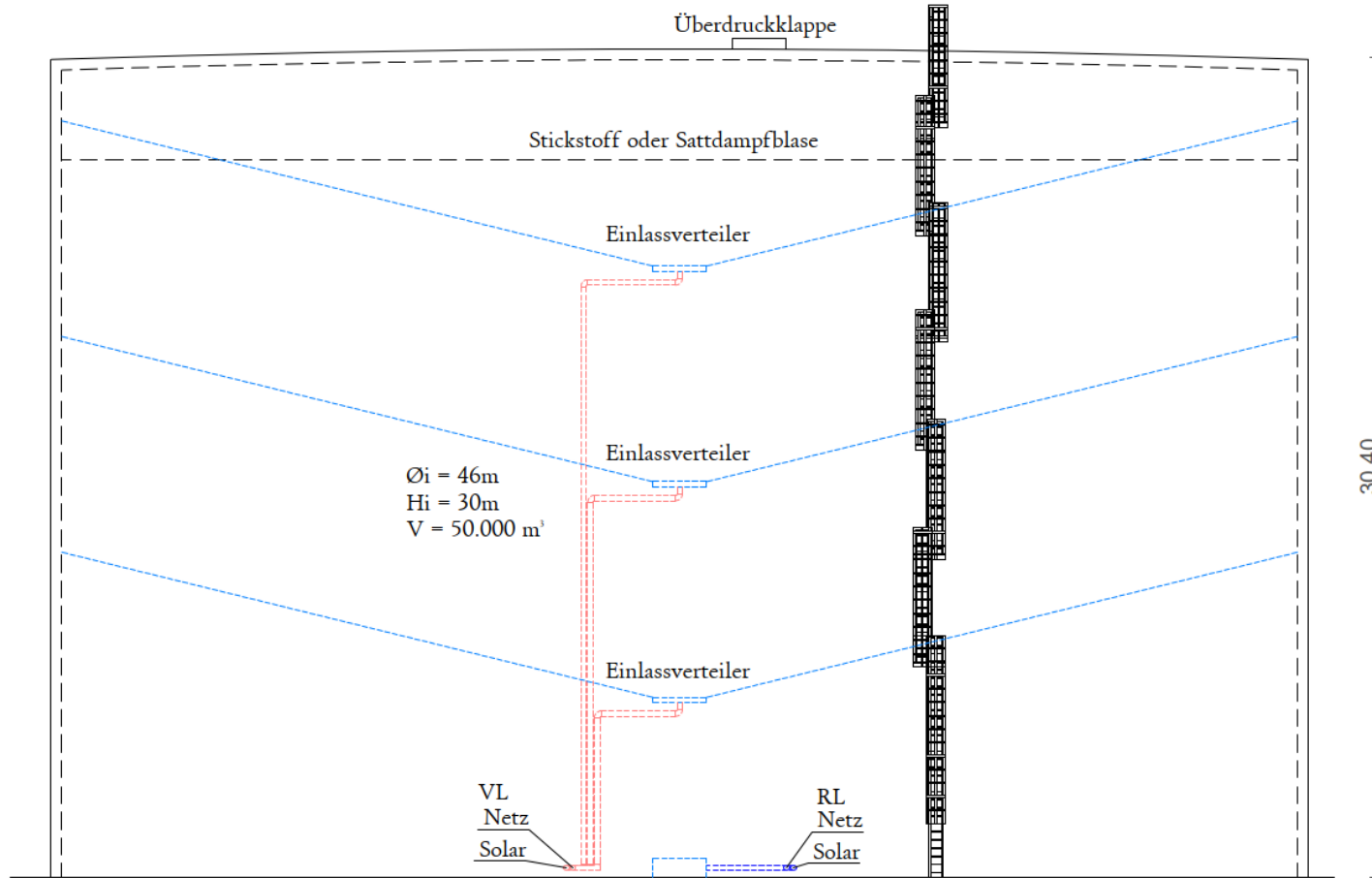


Abbildung 7: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

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

Kollektorfläche	44.847 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	54,1%
Gesamter Kollektorfeldertrag	14.986.650 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	334,2 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	363,3 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	3.526.270,8 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	17.631.354 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	888.620 kg

Abbildung 8: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 14.986 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 54,1 %.

Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

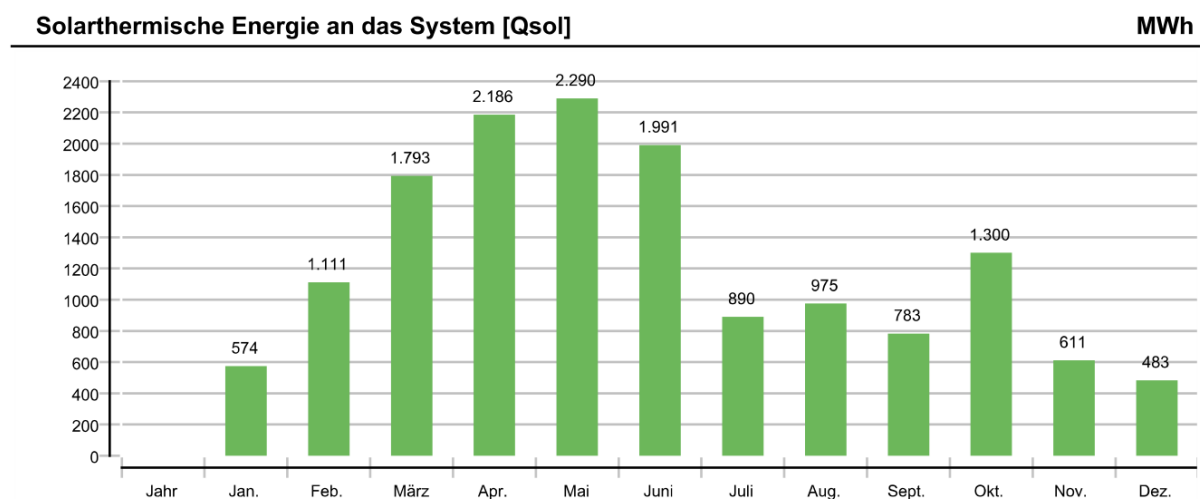


Abbildung 9: Erträge der Solarthermieanlage

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 Juli bis September 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.

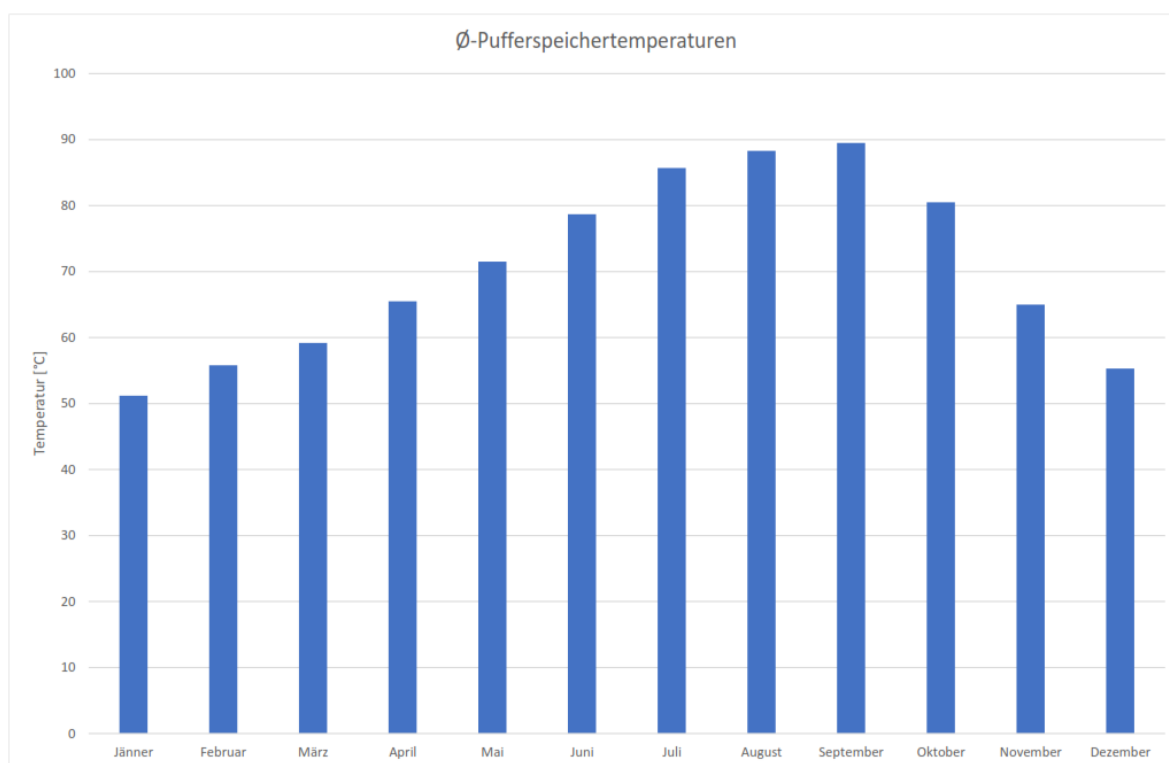


Abbildung 10: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

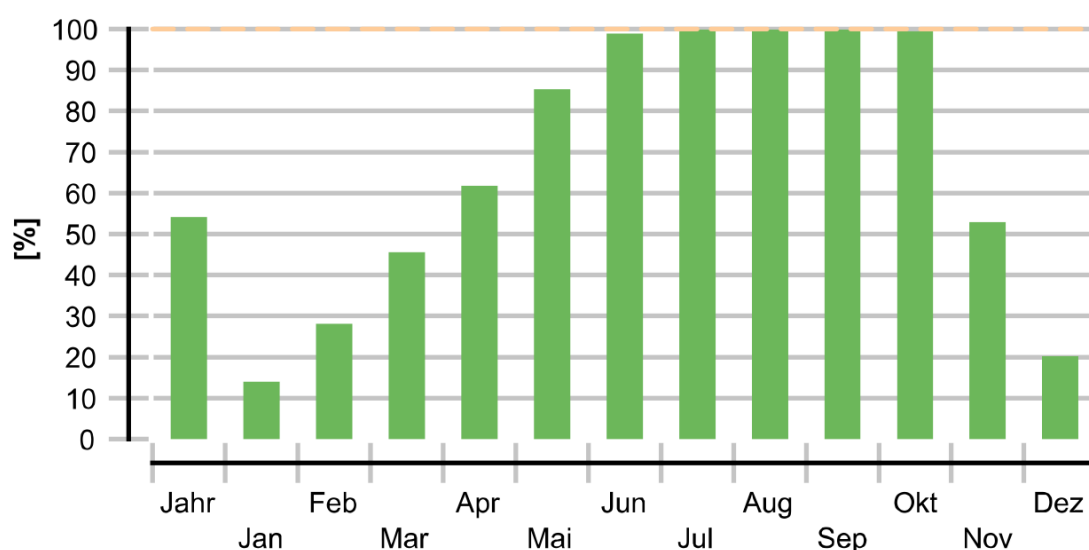


Abbildung 11: Solarer Deckungsgrad

Dank der hohen Erträge im Frühjahr und Sommer und durch die Langzeitspeicherung ist auch eine solare Deckung des Netzes in den Herbstmonaten möglich, obwohl die Erträge der Anlage in diesen Monaten gering ausfallen (siehe Abbildung 9: Erträge der Solarthermieanlage).

Die restliche benötigte Jahresenergie von 12.712 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

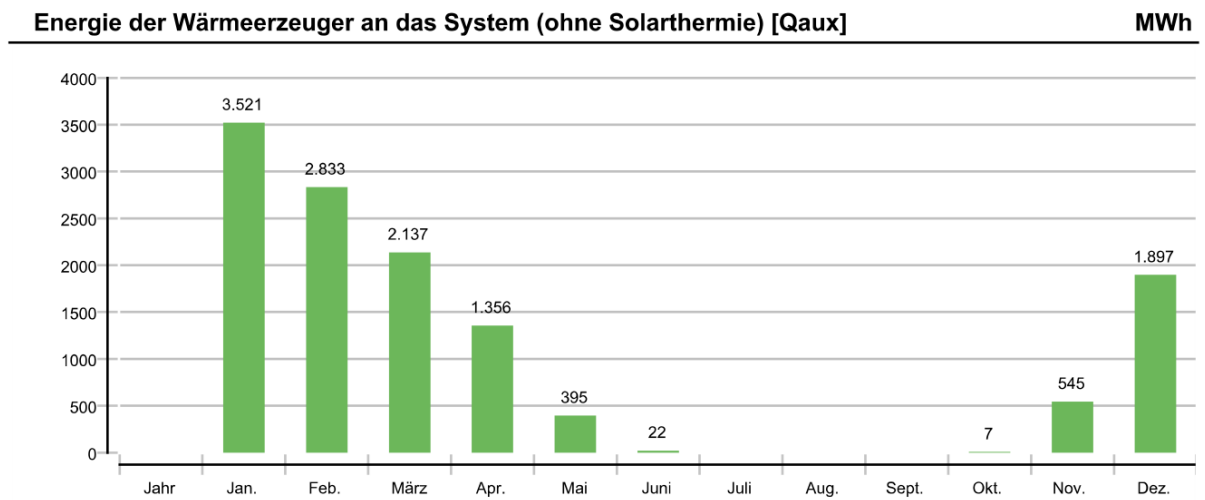


Abbildung 12: Energie der Wärmeerzeuger an das System

3.1.2 Ökonomische Betrachtung

Variante Stahlspeicher

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

Kollektoren	7.300.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	2.970.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	78.000 €
EMSR	982.000 €
Wärmetauscher	211.000 €
Notkühler	67.000 €
Solarcontainer	155.000 €
Stahlspeicher	13.000.000 €
Erdverlegte Leitung 1.785 TRM	750.000 €
Planung	2.551.000 €
Summe	28.064.000 €
abzgl. Förderung	8.361.678 €
Summe abzgl. Förderung	19.702.322 €

Tabelle 1: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	28.064.000 €		
Wärmeerzeugung	14.987 MWh		
Wärmegestehungskosten	93,60 € / MWh	80,50 € / MWh	71,70 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	85,40 € / MWh	72,30 € / MWh	63,50 € / MWh
AFA	65,70 € / MWh	52,60 € / MWh	43,80 € / MWh
Zinsen	19,70 € / MWh	19,70 € / MWh	19,70 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	5,20 € / MWh	5,20 € / MWh	5,20 € / MWh
Instandhaltung	4,60 € / MWh	4,60 € / MWh	4,60 € / MWh
Personal	0,60 € / MWh	0,60 € / MWh	0,60 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten Variante 1 mit Stahlspeicher

3.1.3 Rahmenbedingungen

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 Eisenstadt - Umgebung abzugeben.

Bodengutachten

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

Blendwirkung

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

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 notwendig, da die Energie Burgenland Green Energy GmbH ein öffentlicher Auftraggeber ist. Wird ein Förderungsprogramm genutzt, muss die Angebotseinholung gemäß den aktuellen Kriterien erfolgen.

Flächenwidmung

Die geplanten Flächen sind im Flächenwidmungsplan als landwirtschaftlich genutzte Grünfläche ausgewiesen. Es sind Gespräche mit der Raumplanung und der zuständigen Gemeinde notwendig. Anschließend ist ein Raumordnungsverfahren einzuleiten.

Grundstückssicherung

Bei Projektumsetzung sollte die Energie Burgenland Green Energy GmbH die Grundstücke sichern. 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 Eisenstadt 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 Burgenland Energie 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 34.

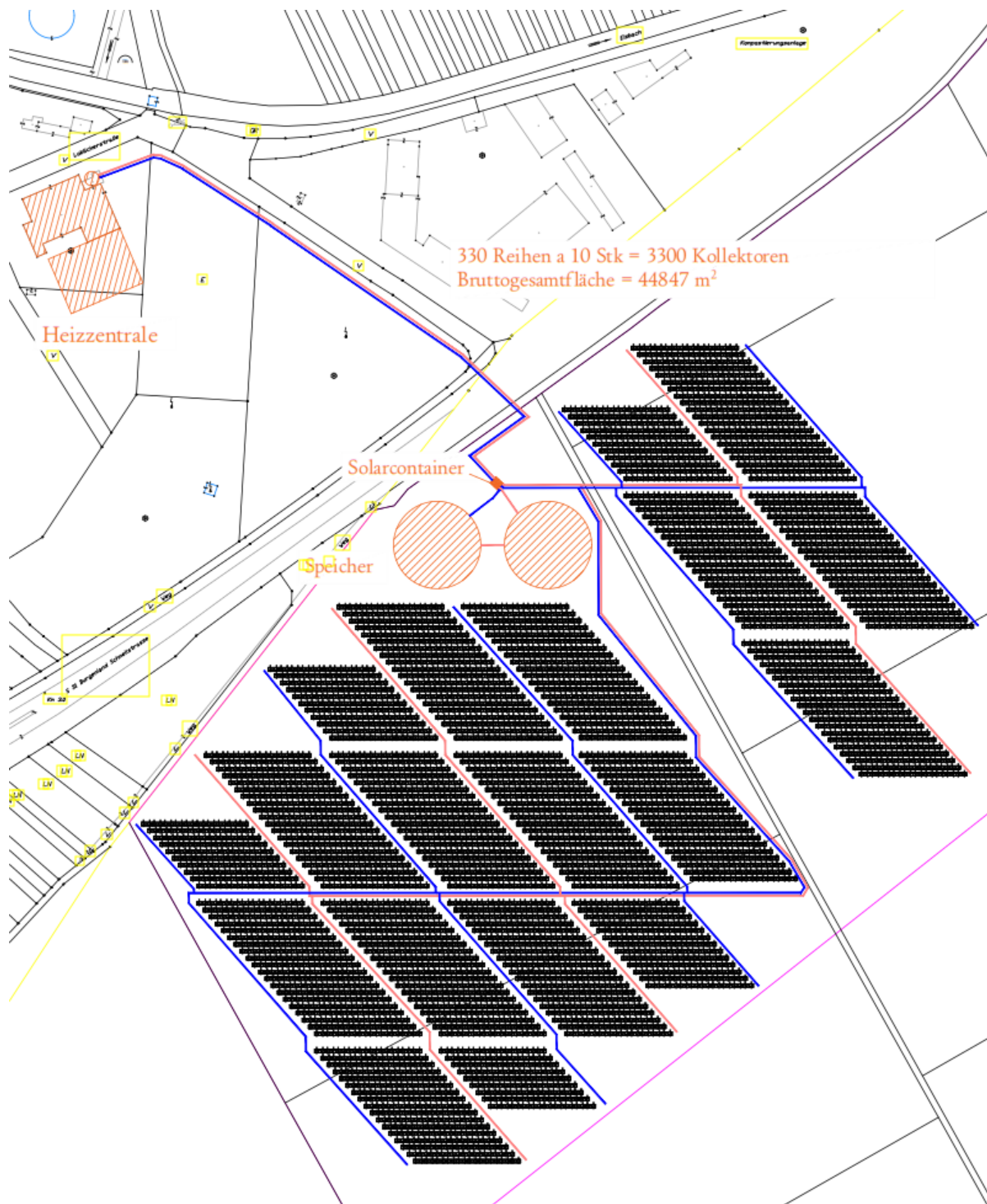


Abbildung 13: Kollektorfeld

3.1.4 Vergleich Variante 1 - 100%, 50% und 25%

Die Simulationen sowie Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Variante 1 wurden zusätzlich mit einer Kollektorfläche von 25% bzw. 50% betrachtet.

Varianten	Kollektorfläche	Speichervolumen	Solarer Deckungsgrad
Variante 1 100%:	44.847m ²	100.000m ³	54,1%
Variante 1 50%:	22.424m ²	50.000m ³	35,9%
Variante 1 25%:	11.212m ²	1.000m ³	18,8%

		Betrachtungszeitraum		
		20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Variante 1 100%	Investitionskosten	28.064.000 €		
	Wärmeerzeugung	14.987 MWh		
	Wärmegestehungskosten	93,60 €/MWh	80,50 €/MWh	71,70 €/MWh
Variante 1 50%	Investitionskosten	14.100.000 €		
	Wärmeerzeugung	9.599 MWh		
	Wärmegestehungskosten	74,60 €/MWh	64,30 €/MWh	54,50 €/MWh
Variante 1 25%	Investitionskosten	3.774.000 €		
	Wärmeerzeugung	4.986 MWh		
	Wärmegestehungskosten	41,90 €/MWh	36,60 €/MWh	33,10 €/MWh

Tabelle 3: Wärmegestehungskosten 100%, 50%, 25%

Bei diesen Betrachtungen geht hervor, dass bereits bei einer Flächenreduktion von 50% eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Es werden beispielsweise bei der 50% Variante eine Wärme von 9.599 MWh erzeugt. Vergleicht man dies mit der Wärmeerzeugung der 100% Variante wird bei einer rund 50% Flächen- und Kosteneinsparung rund 65% an Wärme produziert. Der solare Deckungsgrad reduziert sich von 54,1% auf 35,9%.

Der Hauptgrund der hohen Wärmegestehungskosten sind die enormen Kosten für den drucklosen Stahlspeicher.

3.2 Variante 3 „großes Kollektorfeld Zukunft

3.3 Variante 2 „Sommerschwachlast“

Kennwerte: Kollektorfläche 14.949 m² / Speichervolumen 1.000 m³

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Diese Variante stellt eine wesentliche Reduzierung der Anlagengröße im Vergleich zur Variante 1 dar. Anstelle von 3.300 Kollektoren werden 1.100 Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 14.949 m² betrachtet. Dies entspricht einer Anlagengröße von 33 % der Maximalvariante.

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 78.364 m² Grundfläche zur Errichtung der Solaranlage und des Pufferspeichers benötigt. Die freien Flächen auf dem Grundstück der bestehenden Heizzentrale sind dafür zu klein. Die Erhebung möglicher Grundstücke in Nähe der bestehenden Heizzentrale ergab, dass die Solaranlage süd-östlich des Heizwerkes errichtet werden kann.

Bei dieser Variante kann auf einen kleineren drucklosen Stahlspeicher mit einem Volumen von 1.000 m³ zurückgegriffen werden. Die Beladung erfolgt mittels Schichtladeeinlassverteiler um eine optimale Temperaturschichtung im Puffer zu erreichen. Die restlichen Simulationsparameter wie Lastprofil und dazugehörige Vorlauftemperaturen bleiben wie in Variante 1.

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

Kollektorfläche	14.949 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	22,7%
Gesamter Kollektorfeldertrag	6.021.056 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	402,8 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	437,9 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	1.416.718,9 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	7.083.594 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	357.013 kg

Abbildung 14: Ergebnisse Polysun

Die monatlichen Ergebnisse sind wie folgt zu erwarten:

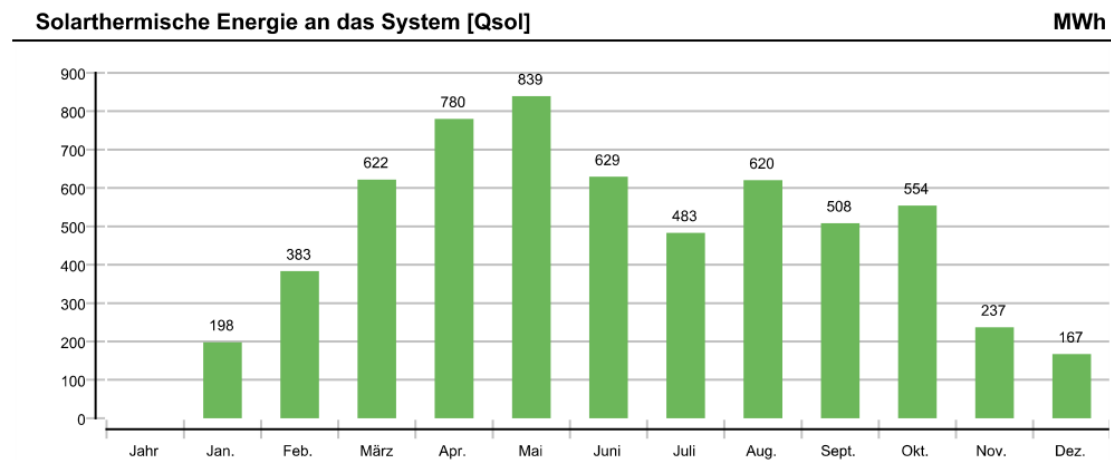


Abbildung 15: Erträge der Solarthermie

Der Minderertrag im Juni, Juli und August resultiert aus der Speichergröße. Für die Erträge in diesen Monaten wäre ein etwas größerer Speicher erforderlich. Für die restlichen Monate ist eine Vergrößerung des Speichers jedoch nicht sinnvoll, da das Speichervolumen von 1.000 m³ dafür ausreichend ist. Die Erträge in den Herbstmonaten im Unterschied zu Variante 1 sind ähnlich wie im Frühjahr.

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

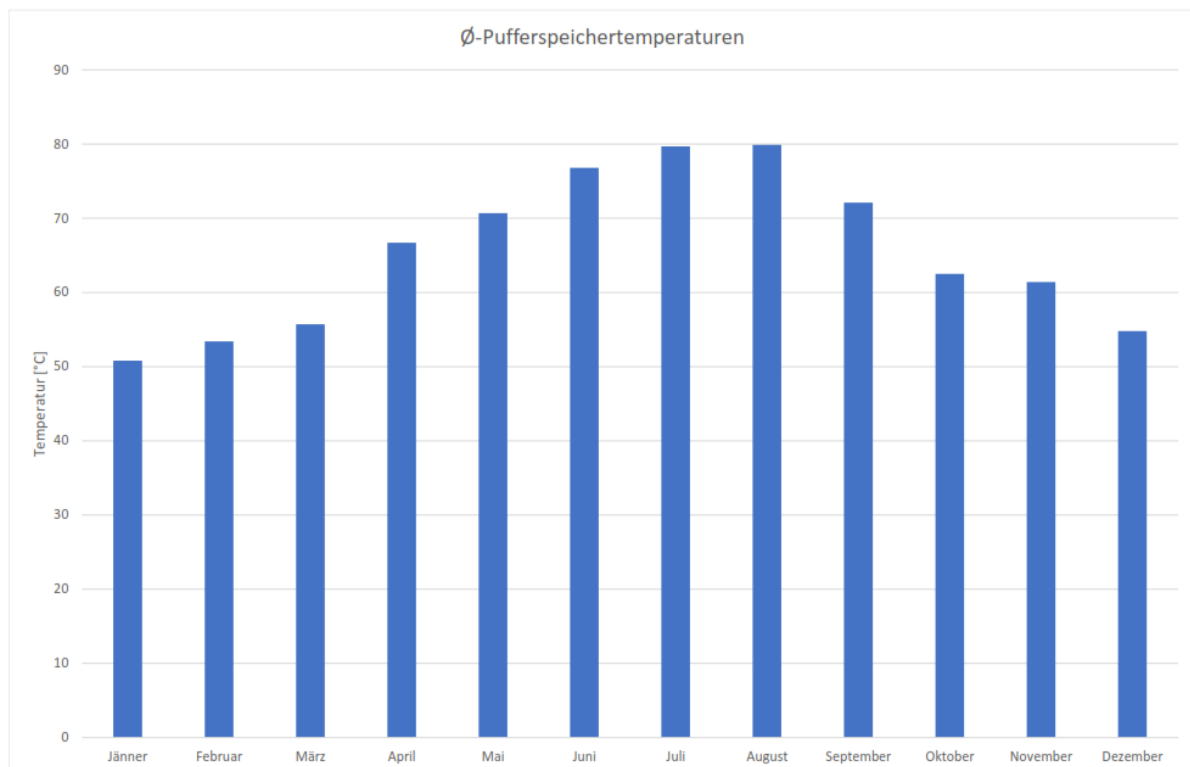


Abbildung 16: Pufferspeichertemperaturen

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

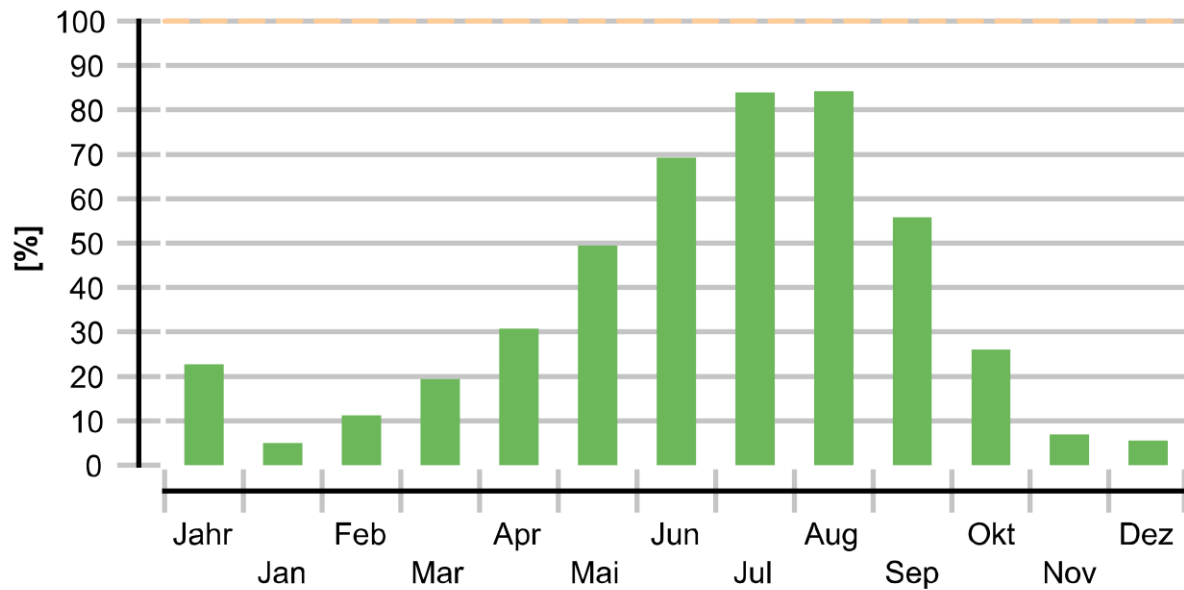


Abbildung 17: Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad dieser Variante liegt bei ca. 22,7 %. Die Verringerung des Deckungsgrades (Variante 1 54,1%) geht einher mit der Anlagengröße von 33 % im Vergleich zur Variante 1.

Die restliche benötigte Jahresenergie von 20.513 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

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

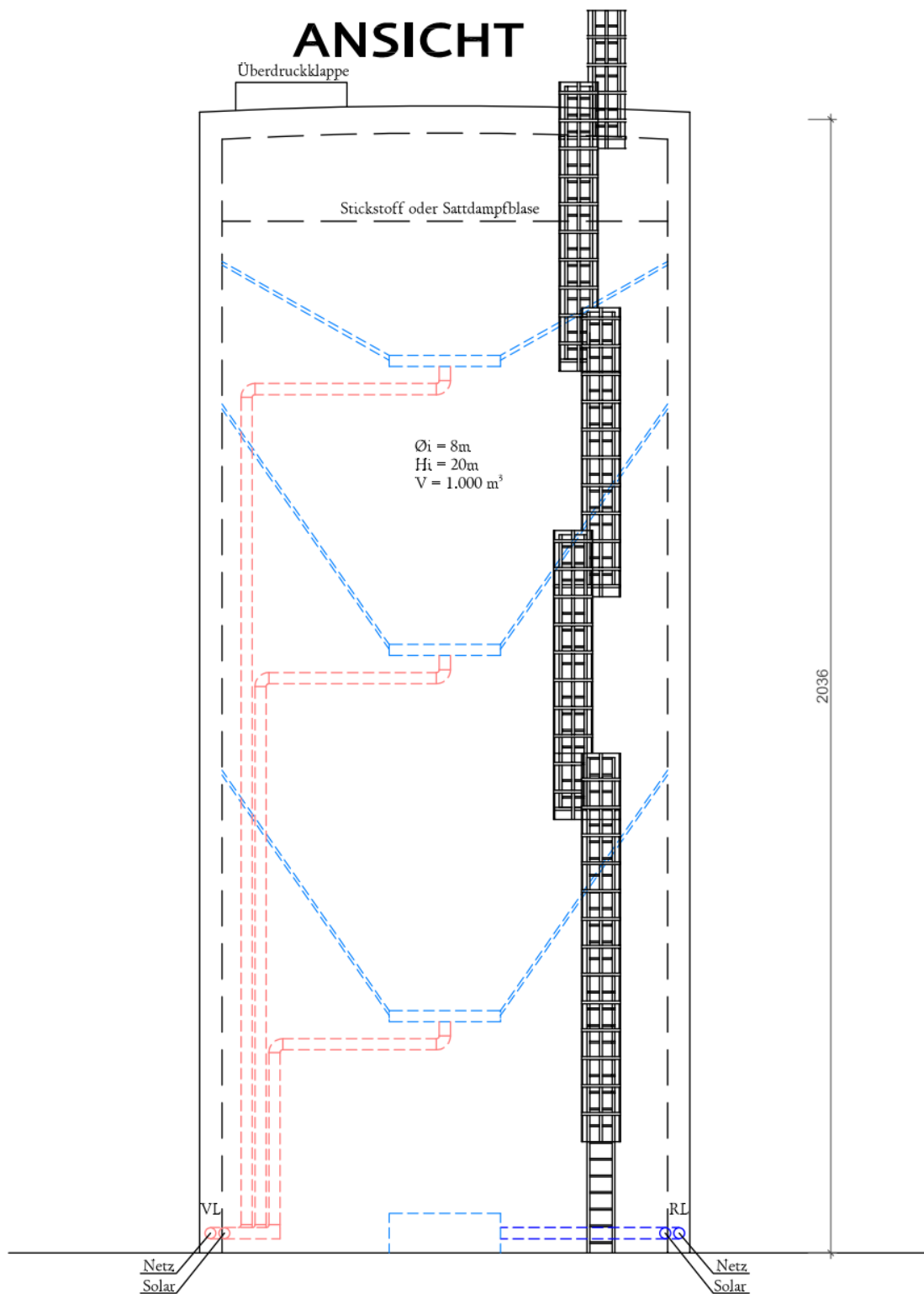


Abbildung 18: Ansicht Puffer Konstruktion 5.000m³

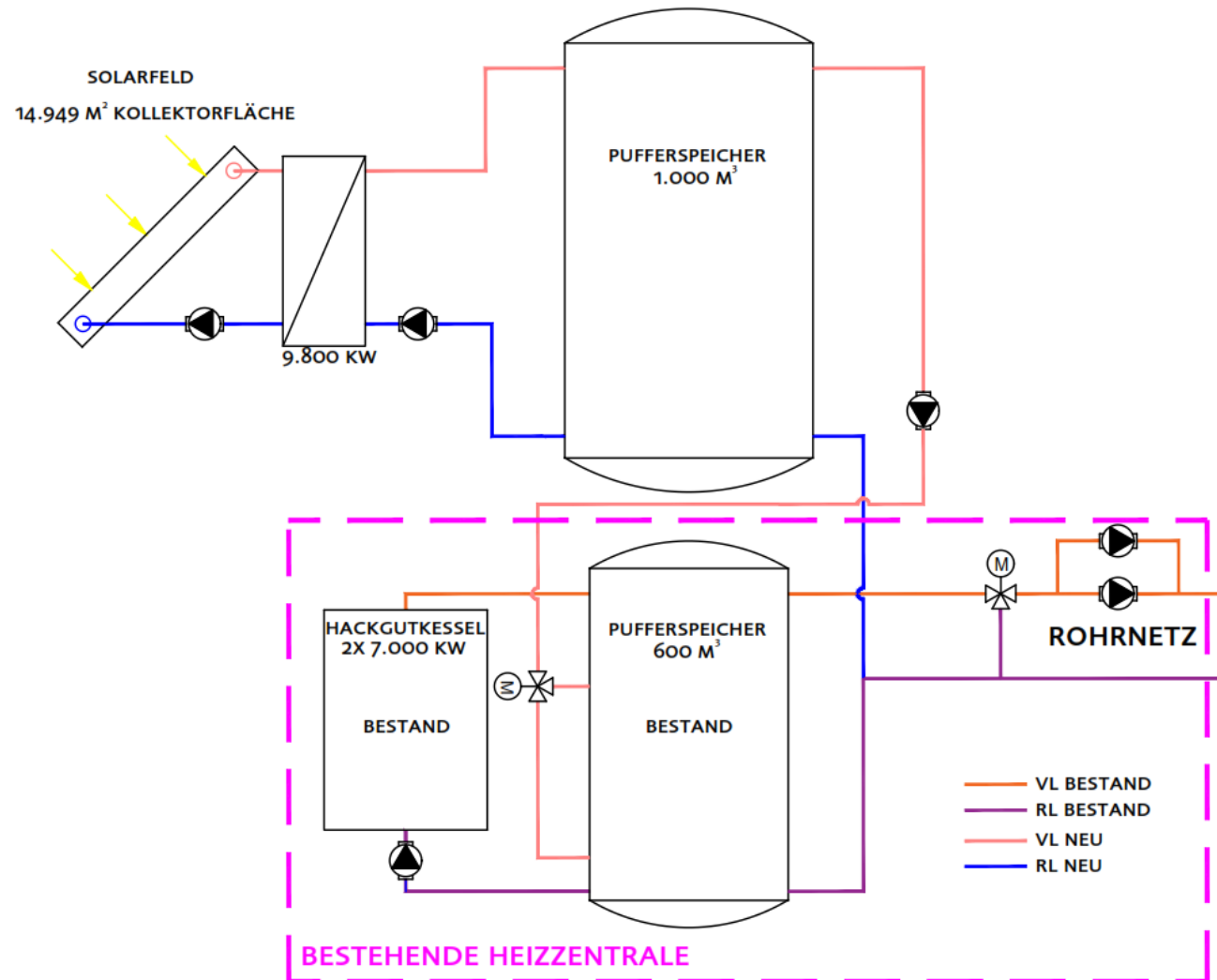


Abbildung 19: Anlagenschema

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

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

Kollektoren	2.450.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	990.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	26.000 €
EMSR	330.000 €
Wärmetauscher	71.000 €
Notkühler	22.000 €
Solarcontainer	52.000 €
Stahlspeicher	208.000 €
Erdverlegte Leitung 795 TRM	334.000 €
Planung 10% der Investitionskosten	447.000 €
Summe	4.930.000 €
abzgl. Förderung	1.482.282 €
Summe abzgl. Förderung	3.447.718 €

Tabella 4: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 2	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	4.930.000 €		
Wärmeerzeugung	6.021 MWh		
Wärmegestehungs-kosten	44,40 € / MWh	38,70 € / MWh	34,90 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	37,20 € / MWh	31,50 € / MWh	27,70 € / MWh
AFA	28,60 € / MWh	22,90 € / MWh	19,10 € / MWh
Zinsen	8,60 € / MWh	8,60 € / MWh	8,60 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	4,20 € / MWh	4,20 € / MWh	4,20 € / MWh
Instandhaltung	2,70 € / MWh	2,70 € / MWh	2,70 € / MWh
Personal	1,50 € / MWh	1,50 € / MWh	1,50 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabella 5: Wärmegestehungskosten Variante 2

3.3.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 15 beschrieben.

Die Anlage und Kollektoren wurden so geplant, dass weitere Ausbaustufen einfach umgesetzt werden können.

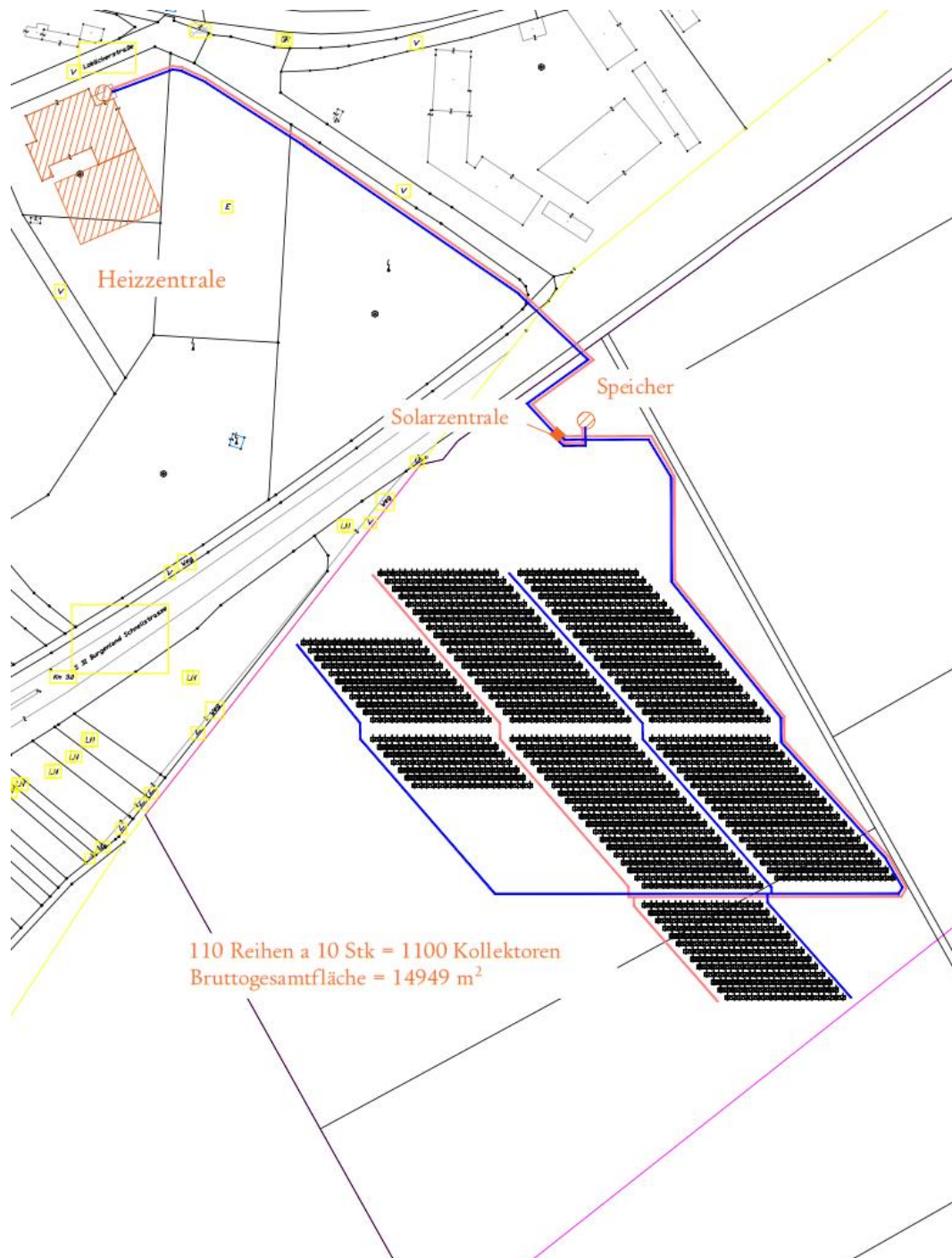


Abbildung 20: Kollektorfeld

3.4 Endausbau

Kennwerte: Kollektorfläche 44.847 m² / Speichervolumen 50.000 m³

3.2.2 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Grundlage für diese Variante sind sämtliche Dimensionierungen und Konzepte der Variante 1 „großes Kollektorfeld“. In diesem Kapitel wird davon ausgegangen, dass durch einen Fernwärmenetzausbau der Wärmebedarf auf 45 GWh pro Jahr ansteigt.

Es wurde ein Lastprofil des Fernwärmenetzes mit Stundenwerten erstellt und für die weiteren Berechnungen aufbereitet.

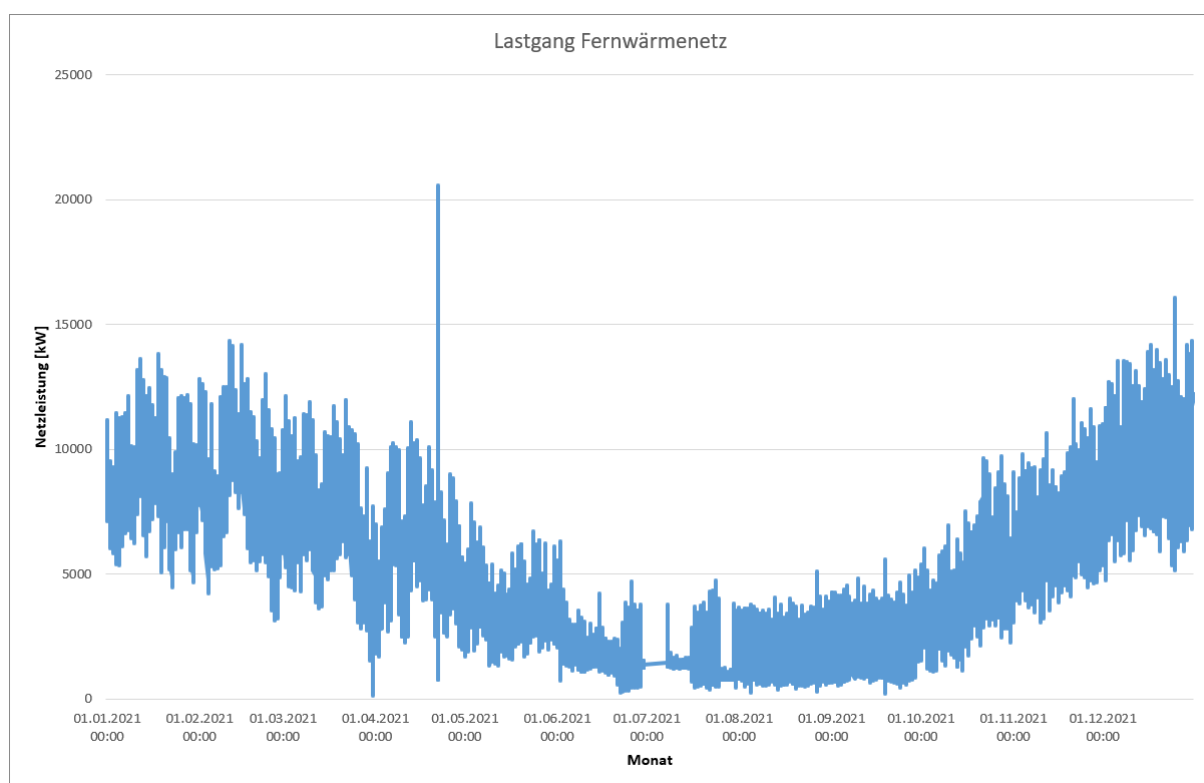


Abbildung 21: Lastprofil

Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 3.300 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 44.847 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 50.000 m³ notwendig ist.

Bei dieser Variante kann auf einen drucklosen Stahlspeicher mit einem Volumen von 50.000 m³ zurückgegriffen werden. Die Beladung erfolgt mittels Schichtladeeinlassverteiler um eine optimale Temperaturschichtung im Puffer zu erreichen. Die restlichen Simulationsparameter wie Vor- und Rücklauftemperaturen bleiben wie in Variante 1.

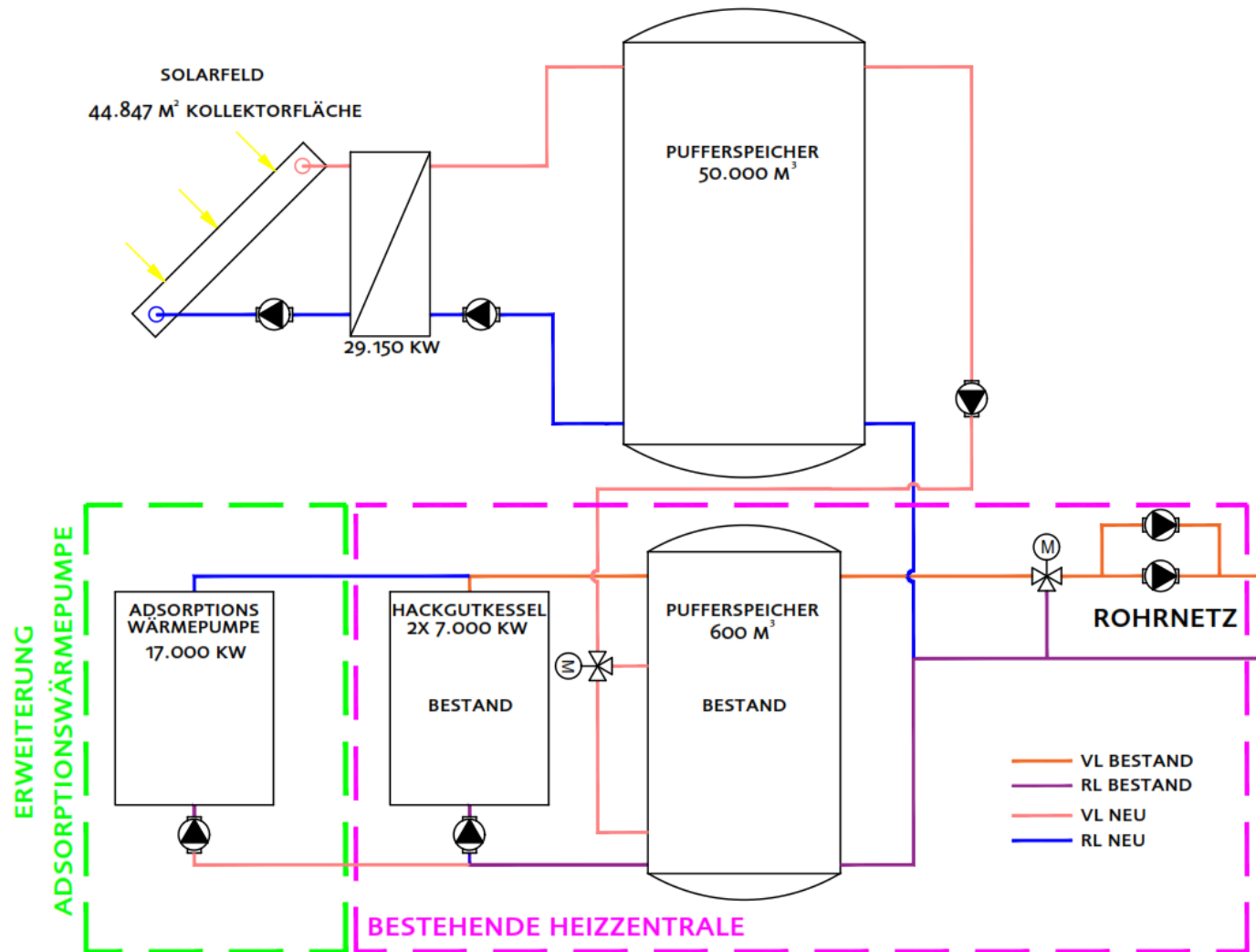


Abbildung 22: Übersichtsschema „großes Kollektorfeld Zukunft Endausbau“ Variante druckloser Stahlspeicher

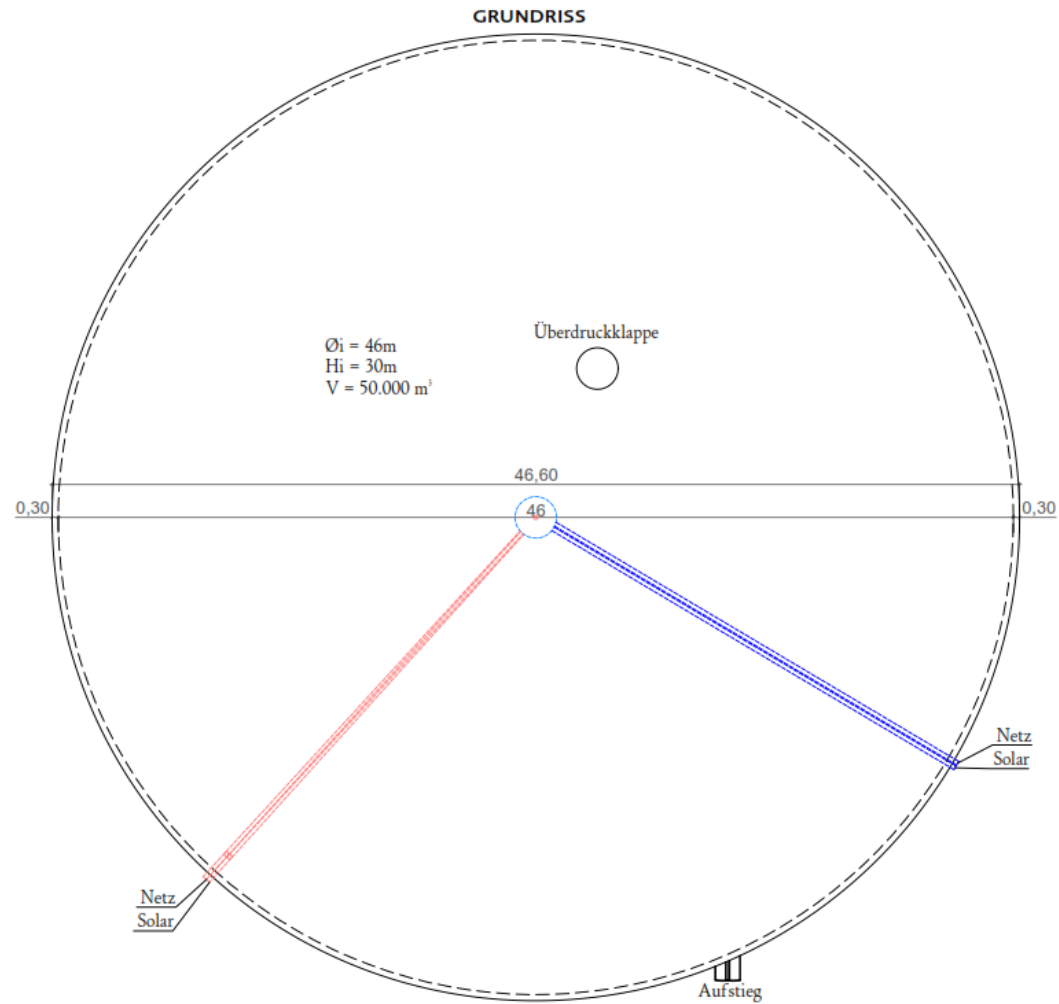


Abbildung 23: Grundriss Puffer Konstruktion 50.000 m³

Pufferspeicher 50.000 m³

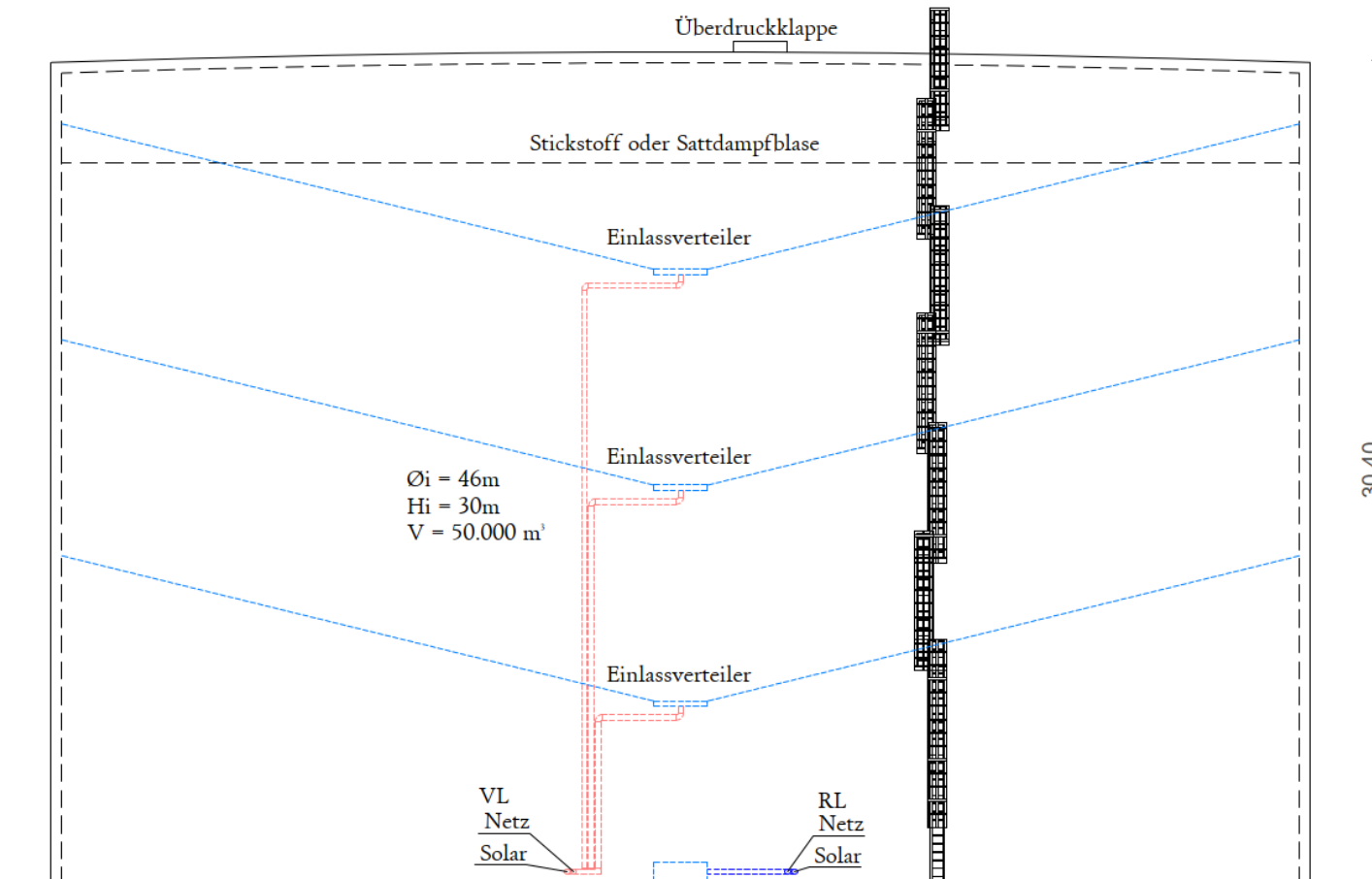


Abbildung 24: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

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

Kollektorfläche	44.847 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	36,4%
Gesamter Kollektorfeldertrag	16.575.747 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	369,6 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	401,8 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	3.900.176,2 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	19.500.880 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	982.844 kg

Abbildung 25: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 16.575 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 36,4 %.

Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

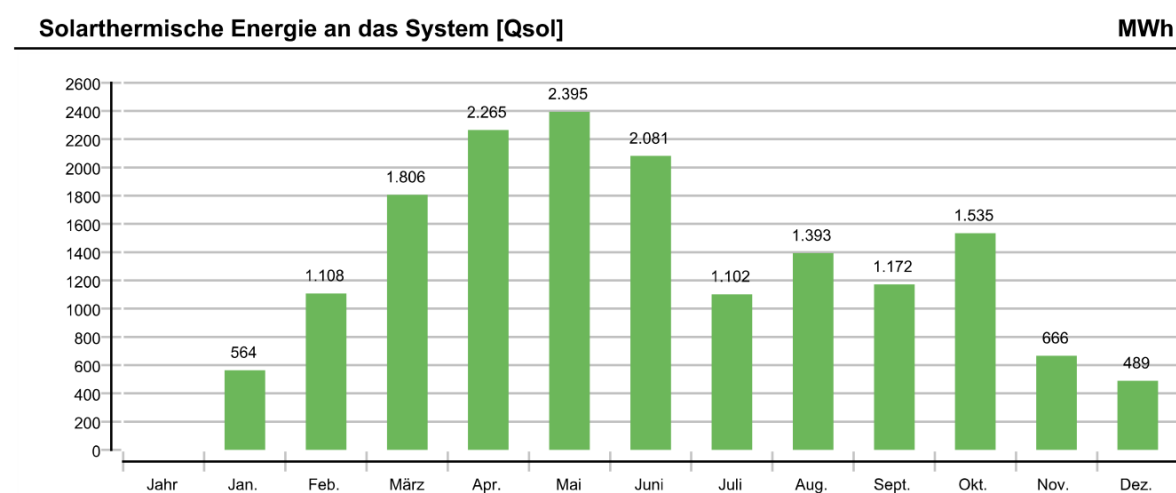


Abbildung 26: Erträge der Solarthermieanlage

Die restliche benötigte Jahresenergie von 28.353 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

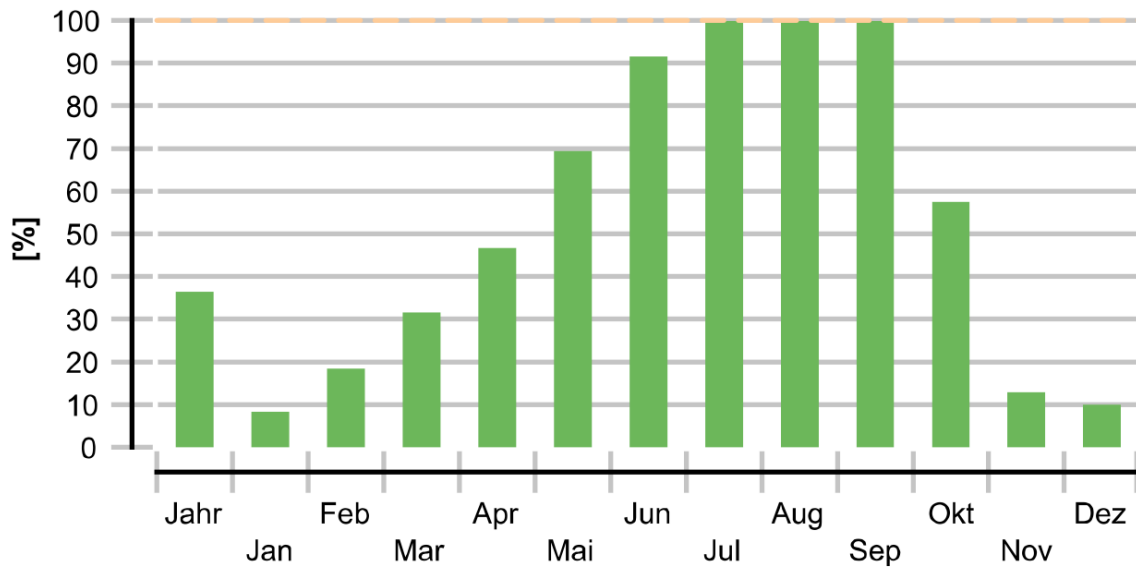


Abbildung 27: Solarer Deckungsgrad

Die restliche benötigte Jahresenergie von 28.353 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

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

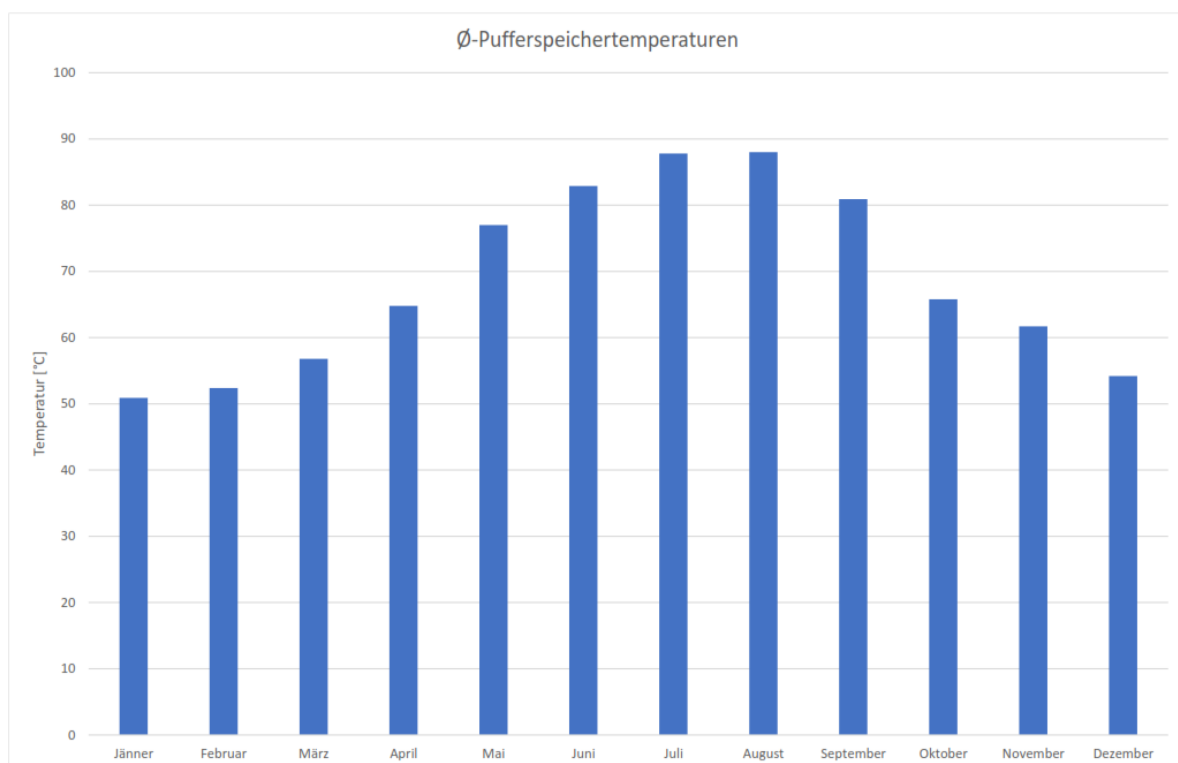


Abbildung 28: Pufferspeichertemperaturen

3.4.2 Ökonomische Betrachtung

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

Kollektoren	7.300.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	2.970.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	78.000 €
EMSR	981.000 €
Wärmetauscher	211.000 €
Notkühler	67.000 €
Solarcontainer	156.000 €
Stahlspeicher	6.500.000 €
Erdverlegte Leitung 2.650 TRM	750.000 €
Planung	1.900.000 €
Summe	20.913.000 €
abzgl. Förderung	6.184.488 €
Summe abzgl. Förderung	14.728.512 €

Tabelle 6: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 3	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	20.913.000 €		
Wärmeerzeugung	16.576 MWh		
Wärmegestehungskosten	64,50 € / MWh	55,60 € / MWh	49,70 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	57,80 € / MWh	48,90 € / MWh	43,00 € / MWh
AFA	44,50 € / MWh	35,60 € / MWh	29,70 € / MWh
Zinsen	13,30 € / MWh	13,30 € / MWh	13,30 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	3,70 € / MWh	3,70 € / MWh	3,70 € / MWh
Instandhaltung	3,20 € / MWh	3,20 € / MWh	3,20 € / MWh
Personal	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh	0,50 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten			

Tabelle 7: Wärmegestehungskosten Variante 2

3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 15 beschrieben.

Die Anlage und Kollektoren wurden so geplant, das weitere Ausbaustufen einfach umgesetzt werden können.

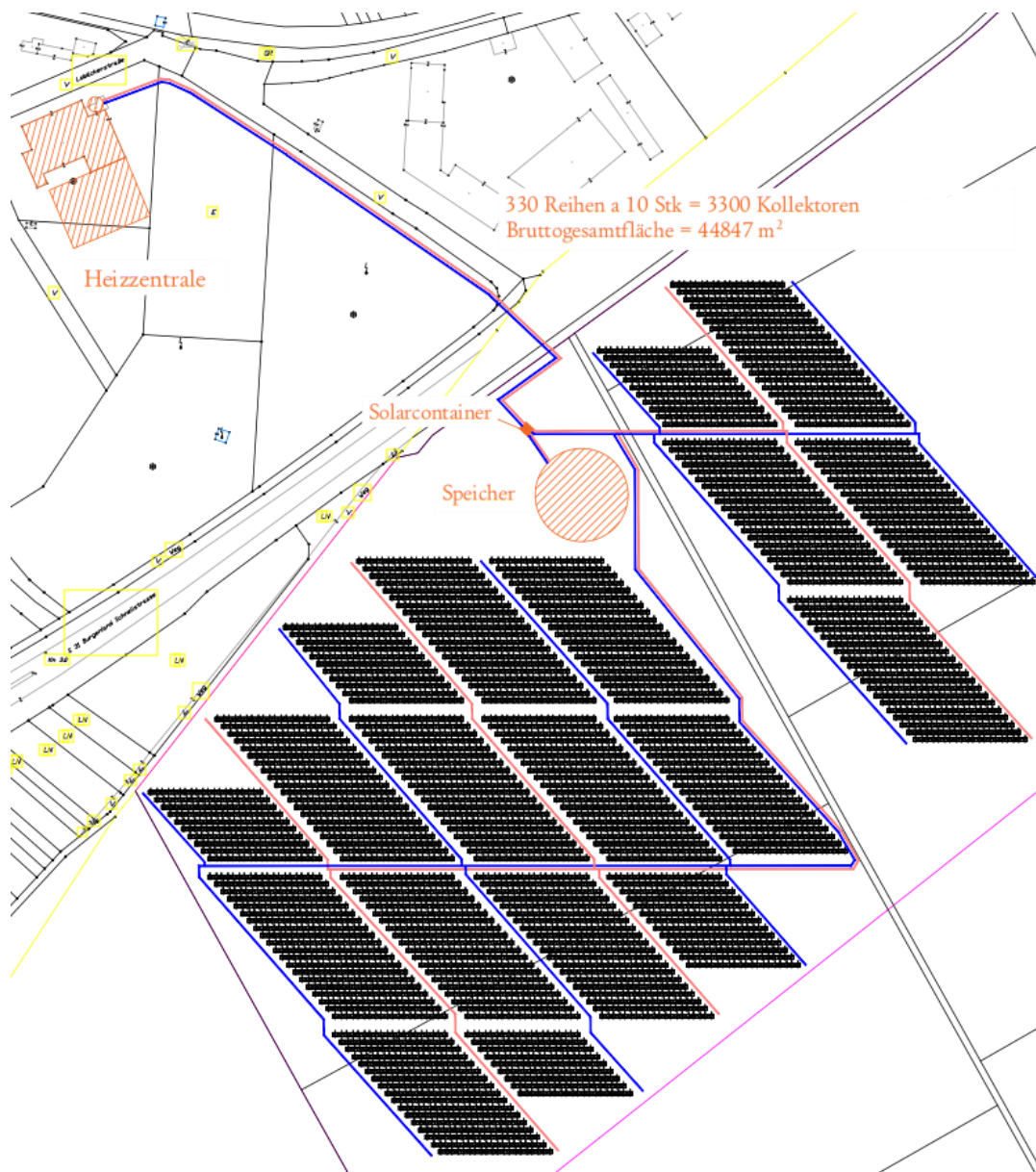


Abbildung 29: Kollektorfeld

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

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

Die Variante 1 mit einer Gesamtkollektorfläche von 44.847 m² und dem daraus ergebenden Speichervolumen von 100.000 m³ Langzeitspeicherung ist technisch in Eisenstadt umsetzbar, jedoch ökonomisch mit sehr hohen Investitionskosten verbunden.

Die Investitionskosten der gesamten Solarthermieanlage beim drucklosen Stahlspeicher betragen insgesamt € 28.064.000,-. Bei diesen Kosten ist der maßgebliche Preistreiber der drucklose Stahlspeicher, der aufgrund seiner immensen Speichergröße Kosten in der Höhe von € 13.000.000,- verursacht.

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 € 93,60/MWh, bei 25 Jahren € 80,50/MWh und bei 30 Jahren € 71,70/MWh.

Da in Eisenstadt noch großes Ausbaupotenzial besteht, wurde eine Variante 3 Zukunft Endausbau erstellt. Es wurde mit einem Wärmebedarf von 45 GWh pro Jahr simuliert und berechnet.

Hierbei wurde die gleiche Gesamtkollektorfläche wie in Variante 1 betrachtet. Aufgrund der höheren Wärmeabnahme ist jedoch eine Kurzzeitspeicherung mit einem Speichervolumen von 50.000m³ möglich.

Die Investitionskosten der gesamten Solarthermieanlage betragen insgesamt € 20.913.000,-, davon sind € 6.500.000,- für den Speicher. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Stahlspeicher ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 64,50/MWh, bei 25 Jahren € 55,60/MWh und bei 30 Jahren € 49,70/MWh.

Wenn man bei Variante 1 und Variante 2 die spezifischen Wärmegestehungskosten vergleicht, zeigt sich, dass je größer der Speicher wird, desto höher werden die Wärmegestehungskosten.

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 den fossilen Brennstoff. Der Preis für eine kWh Erdgas liegt aktuell bei 12 Cent. Aktuell kostet beispielsweise das Heizöl rund € 130,-/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 Eisenstadt umsetzbar. Die Investitionskosten für die gesamte Anlage betragen € 4.930.000,-, der Kurzzeitspeicher ist auf Grund seiner Speichergröße deutlich kostengünstiger. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 44,40/MWh, bei 25 Jahren € 38,70/MWh und bei 30 Jahren € 34,90/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 öffentlichen Unternehmen umgesetzt wird, kann daraus geschlossen werden, dass Variante 2 und Variante 3 wirtschaftlich umsetzbar sind. Empfohlen wird eine Umsetzung in mehreren Ausbausritten, dadurch kann ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden.

Die Finanzierung der Umsetzung kann einerseits mit einem Contracting Modell umgesetzt werden. Andererseits wäre es auch möglich, die Bevölkerung Eisenstadt in dieses Projekt mit einzubinden und eine Bürgerbeteiligung für Solarthermie ins Leben zu rufen. Selbstverständlich ist es auch möglich, dass die Energie Burgenland Green Energy GmbH die Solarthermieranlage eigenständig errichtet.

Es wird empfohlen, mit den Grundstückseigentümern Optionsverträge für Kauf oder Pacht abzuschließen, um anschließend Variante 2 oder Variante 3 umsetzen zu können.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Genehmigung der Projektstudie	bis 31.10.2022
Aufstellung der Finanzierung	01.11.2022 – 30.09.2023
Sicherung der Grundstücke	01.11.2022 – 30.09.2023
Einreichplanung - baurechtliche Einreichung	01.10.2023 – 30.04.2024
Einreichplanung - gewerberechtliche Einreichung	01.10.2023 – 30.04.2024
Bewilligung - baurechtlicher Bescheid	01.05.2024 – 30.09.2024
Bewilligung - gewerberechtlicher Bescheid	01.05.2024 – 30.09.2024
Ausführungsplanung, Ausschreibung	01.10.2024 – 31.03.2025
Baubeginn	01.04.2025
Montage	01.04.2025 – 31.10.2025
Inbetriebnahme – Fertigstellung	01.12.2025

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Bisher keine (wissenschaftlichen) Publikationen.

Die Firma Riebenbauer hat im Rahmen der Solaren Großanlagen vier Machbarkeitsstudien durchgeführt. In Bruck an der Mur, Oberwart, Langau und Eisenstadt, diese vier 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. 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.