

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Gewerbeentwicklungsgebiet Thannhausen
Programm inkl. Jahr:	Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen 2022
Dauer:	01.02.2022 bis 28.02.2023
Kontaktperson Name:	Johannes Strobl
Kontaktperson Adresse:	Thannhausen 1, 8160 Weiz/Thannhausen
Kontaktperson Telefon:	+43 3172 2015
Kontaktperson E-Mail:	strobl@thannhausen.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	AEE INTEC (Steiermark) TB Haas (Steiermark) Weizer Energie- Innovations- Zentrum GmbH (Steiermark)
Schlagwörter:	Solare Machbarkeit, Speicher, Biomasse Nahwärme, Gewerbegebiet
Auftragssumme:	75.000,- €
Klimafonds-Nr:	C145569
Erstellt am:	25.11.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

(max. 2 Seiten, Sprache Deutsch)

Kurze Darstellung des Projekts, Zusammenfassung der wesentlichen Projektergebnisse qualitativ und quantitativ

Das Energiesystem, das für das Gewerbegebiet in Thannhausen und Weiz entwickelt wurde, besteht aus verschiedenen Schlüsselementen, die eine nachhaltige und erneuerbare Wärmeversorgung ermöglichen sollen. Ein zentraler Bestandteil ist das Mikronetz, das die einzelnen Betriebe im Gewerbegebiet mit Wärme beliefert.

Die Wärmeerzeugung erfolgt über verschiedene Technologien. Auf den Dachflächen der Gebäude werden solarthermische Kollektoren (8 000 – 10 000 m²) installiert, die Sonnenenergie einfangen und in Wärme umwandeln. Diese solarthermischen Anlagen spielen eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung erneuerbarer Wärme und haben das Ziel, mindestens 50 % des Wärmebedarfs im Gewerbegebiet zu decken. Im gegenständlichen Projekt wurden Varianten zwischen 40 % und 96 % solarer Deckung untersucht. Sie werden dezentral eingesetzt und tragen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei.

Ein weiteres Element des Energiesystems ist die 3 MW Biomasseheizzentrale. Diese dient als Backup-System und kann zusätzliche Wärme bereitstellen, falls die solare Deckung nicht ausreicht. Die Biomasseheizzentrale nutzt nachwachsende Rohstoffe wie Hackschnitzel als Brennstoff und trägt ebenfalls zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Durch die Substitution der Biomasse durch solarthermische Energie konnten je nach Varianten zwischen 46 und 79 Tonnen CO₂ jährlich eingespart werden. Würde anstatt des Biomassekessels ein Gaskessel in Erwägung gezogen werden, könnten durch den Einsatz der Solarthermie CO₂ Einsparungen zwischen 700 und 1100 Tonnen jährlich erfolgen.

Um die saisonalen Wärmeüberschüsse zu speichern, werden unterirdische Langzeitwärmespeicher, Erdbeckenwärmespeicher eingesetzt. Diese Speicher ermöglichen die Speicherung der überschüssigen Wärmeenergie aus den Sommermonaten und die Nutzung dieser gespeicherten Wärme in der Übergangszeit und während der Kernheizperiode. Die Speicher werden unmittelbar in das Mikronetz integriert und tragen zur kontinuierlichen und zuverlässigen Wärmeversorgung bei.

Insgesamt zielt das entwickelte Energiesystem und dessen Variantenvariationen darauf ab, eine hohe solare Deckung im Gewerbegebiet zu erreichen und den Einsatz erneuerbarer Energien zu maximieren. Durch die Kombination von solarthermischen Anlagen, einer Biomasseheizzentrale und Langzeitwärmespeichern wird eine nachhaltige und effiziente Wärmeversorgung gewährleistet, die zur Reduzierung der CO₂-Emissionen und zur Senkung der Steuerbelastung von Betrieben und Endverbrauchern beiträgt.

2 Hintergrund und Zielsetzung

(max. 2 Seiten) Beschreibung von Ausgangslage, Aufgabenstellung und Zielsetzung.

Wesentliche Inhalte (lt. Leitfaden Pkt. 4.2)

- *Allgemeine Projektbeschreibung inkl. Nennung der beteiligten Akteure und Stakeholder sowie ihrer Aufgaben im Vorhaben*

Motivation

Nicht nur erst seit den Bestrebung zur Einführung einer CO₂ Steuer¹ lässt sich ein deutlich verstärktes Interesse der Verantwortungsträger auf Gemeinden-, Städten- und Länderebene, an der Integration erneuerbaren Energiequellen in ihrem jeweiligen Einflussbereich verzeichnen. In den letzten Jahren stieg auch die Wahrnehmung der akuten Klimaproblematik wodurch die Handlungsbereitschaft zur Umsetzung nachhaltiger Energiesysteme einen vorzeitigen Höhepunkt erreicht hat. Daher wird künftig die saisonale Speicherung von sommerlichen Wärmeüberschüssen sowie der Einsatz vorhandener Abwärmepotenzialen somit eine zentrale Rolle zur Reduzierung der CO₂ Emissionen einnehmen und dadurch die Steuerbelastung von Betrieben und letztendlich den Endverbraucher deutlich senken.

Die Gemeinde Thannhausen und Stadtgemeinde Weiz streben eine gemeinsame Regionalentwicklung mit dem Fokus auf erhöhter erneuerbarer Energieversorgung in deren Gemeindegebieten an. Als nächsten Schritt in diese Richtung erfolgt bereits im Jahr 2021 der Spatenstich zur Errichtung eines neuen Gewerbegebiets. Neben der Schaffung neuer Arbeitsplätze steht die Wärmeversorgung mit hohen solaren Deckungsgraden dieses Areals im Vordergrund. Ein eigens für dieses Vorhaben entwickeltes Energiesystem mit den Schlüsselementen Mikrowärmenetz, Solarthermie und Langzeitspeicher sollen die ambitionierten Ziele der beiden steirischen Gemeinden verwirklichen.

Entwicklungsgebiet Thannhausen

Im Rahmen eines Grundsatzbeschlusses zur „gemeinsamen Regionalentwicklung“ des Standorts Thannhausen zwischen der Gemeinde Thannhausen und der Stadtgemeinde Weiz wurde die Entwicklung eines neuen und nachhaltigen Gewerbegebietes auf einer Gesamtfläche von rund 112.000 m² in der Gemeinde Thannhausen beschlossen. Zur Durchführung der Umsetzung wurde eine gemeinsame GmbH (vorläufiger Arbeitstitel „TW Regional GmbH“) genehmigt und von den Gemeinderäten der Gemeinde Thannhausen sowie Stadtgemeinde Weiz die Zustimmung zum Abschluss der Grundsatzvereinbarung erteilt. Das Erreichen eines hohen **solaren Deckungsgrad von zumindest 50 %** wird nach Durchführung der Machbarkeitsstudie in der Bebauungsplanung festgehalten und hat somit Verordnungscharakter.

Der Standort des rund 112.000 m² großen Gewerbegebiets („rote Kennzeichnung“) befindet sich nordöstlich der Stadtgemeinde Weiz und besteht überwiegend aus Freilandflächen mit Ausnahme von Betriebsflächen und Gebäuden eines Sägewerkes (Gößlbauer GmbH & Co KG).

Ausgesprochenes Ziel der Gemeinde und somit zentraler Bestandteil des Umsetzungsvorhabens ist es neben der Ansiedelung von regional agierenden Unternehmen wie beispielsweise Holzverarbeitende Betriebe und Lebensmittelproduktionsstätten, die Versorgung des Gewerbegebietes mit erneuerbaren Energieträgern. Hierfür soll am Gewerbegebiet ein Mikronetz errichtet werden, welches die einzelnen Betriebe mit erneuerbarer Wärme versorgen soll. Die Wärmebereitstellung des innovativen Mikronetzes soll über dezentrale solarthermische Kollektoren welche auf den Dachflächen der Gebäude errichtet werden, sowie über einen Biomassekessel (Heizzentrale) erfolgen. Ziel ist es mindestens 50 % der erforderlichen Wärme über die solarthermischen Anlagen bereitstellen zu können. Zur Speicherung der aufgrund der anvisierten hohen

¹ Bundesgesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Treibhausgasemissionen (Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022 – NEHG 2022)

solaren Deckungsgrade entstehenden Wärmeüberschüssen in den Sommermonaten ist der Bau von dezentralen unterirdischen Langzeitwärmespeichern vorgesehen. Diese sollen unmittelbar in das Mikronetz integriert werden und so die Bereitstellung von solarer Wärme in der Übergangszeit und Kernheizperiode ermöglichen. Die Oberfläche der Langzeitwärmespeicher soll befahrbar ausgestaltet werden um eine doppelte Nutzbarmachung des vorhandenen Grundbodens (bspw. Parkplätze) zu erreichen. Als möglichen weiteren Ausbauschnitt ist eine Integration der rund 30 Gebäude entlang der Sonnenstraße (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, blaue Kennzeichnung) im Norden und Nordosten des Entwicklungsgebietes an das neue Mikronetz des künftigen Gewerbegebietes vorgesehen.



Abbildung 1: Luftaufnahme des Entwicklungsgebiets Thannhausen (Quelle: Google Maps)

Das neue Gewerbegebiet mit einer Baufläche von rund 112.000 m² soll in mehreren Ausbaustufen erbaut werden, wobei im Endausbaustadium ein Bebauungsgrad von 0,6 erreicht werden soll.

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

(max. 20 Seiten)

Darstellung des Projektes, der Ziele und der im Rahmen des Projektes durchgeführten Aktivitäten.

*Beschreibung der untersuchten Varianten (lt. Ausschreibung Pkt. 4.2 zumindest **zwei** verschiedenen Varianten; gehen Sie hier speziell auf etwaige von der Expertenjury empfohlenen Anlagenvarianten ein – siehe Auszahlungsbedingungen in Ihrer Beauftragung) sind in den folgenden Kapiteln 3.1/3.2/... mit den jeweiligen Unterkapiteln (Dimensionierung, Anlagen und Betriebskonzept / Ökonomische Betrachtung / Rahmenbedingungen) getrennt darzustellen*

Hinweis: Sollte sich im Rahmen der Erstellung der Machbarkeitsstudie herausstellen, dass die geplante thermische Solare Großanlage nicht realisierbar ist (z.B. Grundstücke nicht verfügbar, Behördenvorgaben, Widerstand der Bevölkerung, ...), ist eine Fortführung der Machbarkeitsstudie nicht sinnvoll und muss abgebrochen werden. Über den Abbruch und die bis dorthin erzielten Ergebnisse/Erkenntnisse ist der Auftraggeber unmittelbar in Kenntnis zu setzen. Im Falle eines notwendigen Abbruchs der Machbarkeitsstudie

können nur die nachweislich bis zu diesem Zeitpunkt bereits angefallenen Kosten ersetzt und in Rechnung gestellt werden.

Bei erforderlichem Abbruch der Machbarkeitsstudie:

Beschreibung der bis zum Abbruch erzielten Ergebnisse/Erkenntnisse und Begründung warum die geplante thermische Solare Großanlage nicht realisierbar ist

3.1 Variante 1 - Baseline „Solare Großanlage mit Biomasse und Erdbeckenspeicher“

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Wesentliche Inhalte (lt. Leitfaden Pkt. 4.2)

- *Hydraulisches Blockschaltbild über das gesamte Energieversorgungssystem inkl. solarthermischer Großanlage*
- *Entwurfpläne für Wärmespeicherkonstruktionen*
- *Anlagendimensionen (Bruttokollektorfläche, Speichervolumen, ggf. Leistung von systemrelevanten elektrischen/thermischen Wärmepumpen, etc.) in zumindest **zwei** verschiedenen Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*
- *Energiebilanz (inkl. solarthermischer Deckung) auf Monatsebene für alle behandelten Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*
- *Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen auf Monatsebene für alle behandelten Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*

Diese Variante beschreibt die Baseline für die Variantenstudie mit unterschiedlichen Wärmebedarfen für die Gebäude um die Sensitivitäten der Machbarkeit auszuloten. Die nachfolgenden Kapitel zeigen die Randbedingungen und die Annahmen, sowie die Systemkomponenten und die Verschaltung bzw. die Ergebnisse auf.

3.1.1.1 Randbedingungen aggregierte Gebäude

Auf dem Gewerbegebiet von Thannhausen (Gemeinde in der Nord-Östlich von Weiz) soll die Erhöhung des Anteils von Erneuerbarer Energien, im Speziellen durch den Bau einer solaren Großanlage, entwickelt werden. Dazu wurden Konzepte mit Hilfe des Simulationstool Polysun erstellt und für die Machbarkeiten analysiert. Um die Komponenten und das Zusammenspiel der einzelnen Energiekomponenten untersuchen zu können müssen vorab Randbedingungen gesetzt werden. Um eine gesamtheitliche Aussage über die Dimensionierung einzelner Komponenten zu treffen wurden die Gebäude am Standort des Gewerbegebietes und der Sonnenstraße Thannhausen aggregiert und mittels der Simulationssoftware Polysun abgebildet.

Berücksichtigt wurden dabei am Standort eine Gesamtfläche von 112.000 m² und ein Bebauungsgrad im Endausbaustadium von 0,6, was eine Bruttogeschoßfläche von 67.200 m² ergibt. Diese Fläche wird für die Bruttogeschoßfläche aggregiert herangezogen.

Da jedoch die Gebäudestruktur und die Nutzung der Gebäude noch nicht feststeht wurden im Zuge der Simulationsanalysen Szenarien für Gebäudekombinationen angenommen. Dabei erfolgt die Einteilung der Szenarien in 3 Fälle,

- dem „best-case“ Szenario,
- dem „real“ Szenario und
- dem „worst-case“ Szenario.

Beim „best-case“ Szenario kann davon ausgegangen werden, dass am Areal die Gebäude nach höchstem Standard ($< 50 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$) gebaut werden, was auch mit einer hohen Luftdichtheit (n50-Wert geringer als 1) einhergeht. Außerdem wird beim „best-case“ Szenario angenommen, dass alle betriebszugehörigen Leute eine hohe Disziplin hinsichtlich der Energieeinsparung aufweisen, z.B. Tore und Fenster werden schnell geschlossen, damit kein zu langer Luftaustausch mit der Umgebung bei geringen Außentemperaturen im Winter stattfindet, etc.

Im zweiten Fall wird ein realistischer Fall angenommen, wobei die Standards von OIB RL6 bzw. der SIA 2024/2019 bautechnisch eingehalten wurden. Diese Angaben zeigen Gebäude wie sie seitens des Energiebedarfs grundsätzlich sein sollten, aber weichen in der Realität zumeist von diesen Werten ab, da z.B. unsachgemäße Bauausführungen, einhergehen mit höherem Energiebedarf, oder der Faktor Mensch/Mitarbeiter nicht berücksichtigt werden können. Erfahrungsgemäß aus anderen Forschungsprojekten und Messungen können diese Annahmen festgehalten werden, wo z.B. gleichzeitiges Heizen und Kühlen von Systemen mit sehr hohem Energiebedarf auftritt, oder Fenster werden übers Wochenende offen gelassen oder die Raumtemperaturen weichen weit von den Auslegungstemperaturen ab, z.B. 21 °C wurden in der Planung berücksichtigt, und 25 °C wurden in der Realität gemessen. Dies bedingt auch daher, dass die operative gefühlte Raumtemperatur bei großem Anteil an Fensterflächen viel geringer ist als die Raumtemperatur. Damit die Komponentenauslegung nicht zu gering ausfällt und es nachher zu Problemen hinsichtlich der Energieversorgung kommt wurde dieses Szenario angenommen.

Beim dritten Szenario wird angenommen, dass die Gebäude eher einem schlechten Bauzustand durch die Bauausführung mit erhöhten U-Werten und hohen Luftaustausch mit der Umgebung folgen. Dieses Szenario zeigt nur den „worst-case“ Fall und soll demonstrativ dargestellt werden, was passieren würde, wenn u.a. auch das Energiebewusstsein von Betriebsangehörigen schlecht ist. Damit gehen einher, dass die Türe, Tore, Fenster und allgemein Öffnungen nach Außen tendenziell langen Öffnungszeiten ausgesetzt sind und es dadurch zu hohem Energiebedarf kommt. Obwohl dieses Szenario kaum zutrifft, zeigt es die Spannweite, welchen Einfluss die Gebäude auf das System haben kann, daher wurde auch ein hoher Energiebedarf von Gebäuden für die Systemanalysen der Machbarkeitsstudie mitberücksichtigt.

Was auch noch begründbar wäre, ist eine zukünftige Erweiterung des Areals mit bedacht, dass Energiesystem in erster Instanz nicht zu erweitern. Damit würde sich der Energiegap zwischen dem „worse-case“ Szenario mit hohem Energieverbrauch und dem realen Szenario schließen, und man hätte eine Versorgung mit Erneuerbaren Energien am Standort bewertet.

Tabelle 1 zeigt die Zusammenfassung der oben beschriebenen Gebäude mit den Fakten.

Tabelle 1: Gebäudeszenarien mit "best", realistischem Szenario „real“ und dem "worst" Szenario

Nr.	Name	Wärmebedarf in GWh	spez. Wärmebedarf in kWh/(m ² .a)	Kategorie und Begründung
1	Szenario 1 „best“	3	44,6	Bestes Szenario, Einhaltung von 50 kWh/(m ² .a) mit Annahme dass die Gebäude gut gedämmt sind, gute Dichtheit aufweisen und hohes Energiebewusstsein der Betriebsangehörigen
2	Szenario 2 „real“	5	74,4	Realistische Szenario für Gebäude im Gewerbeareal mit Annahme, dass die Gebäude gut gedämmt sind, mäßige Dichtheit aufweisen und mittleres Energiebewusstsein der Betriebsangehörigen (längere Öffnungszeiten von Tür, Tore, etc.).
3	Szenario 3 „worst“	9	133,9	Worst-case Szenario für Gebäude im Gewerbeareal mit Annahme, dass die Gebäude einigermaßen gedämmt sind, schlechte Dichtheit aufweisen und schlechtes Energiebewusstsein der Betriebsangehörigen (lange Öffnungszeiten von Tür, Tore, etc.).

Grundsätzlich wurden für die Gebäude eine Soll-Raumtemperatur von 20 °C angenommen bzw. die Auslegung des Wärmeabgabesystems mittels Fußbodenheizung. Diese wird mit einer Vor- und Rücklauf-temperatur von 45 °C bzw. 35 °C betrieben. Die Auslegung im Simulationstool Polysun erfolgte, dadurch, dass die Anzahl der Heizkreise automatisch an den Heizlasten/-leistungen des Gebäudes berechnet werden und somit die Heizleistung zu jeder Zeit abdecken kann. Als Beispiel für das realistische Szenario sind die nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 2 und Abbildung 3) angegeben wobei nur ein Heizelement ersichtlich ist.

Name	Wert	Einheit	Schema
Beschreibung	Fliesenblitz Thannhausen		
Anzeige in Report	▼ sichtbar		
Energiebedarf bekannt?	▼ Ja		
Energieversorgungssystem	Heizsystem		
Modell	▼ Gradstunden		
Energieverbrauch bekannt als	▼ Jährlicher Energiebedarf/Verlust		
Heizwärmebedarf ohne WW	5.000.000	kWh	
Energieverluste (Transmission + Lüftung)	10.000.000	kWh	
Gebäude gemäss EnEV	▼ nein		
Soll-Raumtemperatur	20	°C	
Unbeheizte Räume	▼ Nein		

Abbildung 2: Beispiel reales Gebäude mit Wärmebedarf und Einzelwerte

Name	Wert	Einheit	Schema
Beschreibung	1		
Anzeige in Report	▼ sichtbar		
Modultyp	▼ Konvektor/Radiator		
Heiz-/Kühlelement	<input checked="" type="checkbox"/> Fussbodenheizung ...		
- Soll-Vorlauftemperatur	45	°C	
- Soll-Rücklauftemperatur	35	°C	
- Leistung pro Heiz-/Kühlelement bei ...	18.000	W	
- Fläche des Heiz-/Kühlelements	231,3	m ²	
- Normvolumenstrom pro Heiz-/Kühlel...	2.411,3	l/h	
- Volumen	408,82	l	
Gebäudeauswahl	▼ Gebäude Fliesenblitz...		
Anzahl Heiz-/Kühlelemente automatisch	▼ Ja		

Abbildung 3: Beispiel Wärmeabgabesystem für das reales Gebäude mit automatischer Berechnung der Heizelemente

Der Warmwasserbedarf (WWB) für das Gewerbegebiet wurde mit der SIA 2024/2019 angenommen. Diese besagt, dass bei Gewerben, z.B. für den Verkauf von Möbel, Bau und Garten ein jährlicher Warmwasserbedarf von 1,5 kWh/m² anfällt, bei Fachgeschäften wären es 2,7 kWh/m² und bei Restaurants ca. 109 kWh/m². Da Restaurants nur geringe Flächen einnehmen und die Gewichtung auf Verkauf liegt, wird ein durchschnittlicher Wert von ca. 1,8 kWh/m².a angenommen, was bei der Bruttogeschoßfläche von 67.200 m² einen Bedarf von 120.960 kWh pro Jahr entspricht. Abbildung 4 zeigt den errechneten WWB für die Studie. Dabei wird ein Jahresbedarf von ca. 115.223 ermittelt. Die Differenz zum errechnet WWB ergibt sich durch das Modell wo schwankende Kaltwassertemperaturen berücksichtigt werden. Ein weiterer Grund, die Differenz zu vernachlässigen liegt beim Gesamtenergiebedarf der Gebäude, die um das ca. 30 bis 70-fache höher sind, und die Auswirkung seitens der WWB nur sehr gering ist. Die Auslauftemperatur am Zapfhahn wurde mit 55 °C angenommen bzw. das Lastprofil mit einer mittleren Tagesschwankung „M“. Um die Temperaturen bereitstellen zu können wurde eine Netztemperatur von 60 °C/30 °C angenommen.

Warmwasserbedarf

@	Name	Wert	Einheit	Schema
	Beschreibung			
	Anzeige in Report	▼ sichtbar		
	Kreislauf-Beschreibung			
	Verbrauchsprofil verwenden	▼ Nein		
	Tagesprofil	<input checked="" type="checkbox"/> Tagesspitzen		
	Nomineller Durchsatz automatisch	▼ Ja		
	Temperatur	55	°C	
	Januar	6.000	l/Tag	
	Februar	6.000	l/Tag	
	März	6.000	l/Tag	
	April	6.000	l/Tag	
	Mai	6.000	l/Tag	
	Juni	6.000	l/Tag	
	Juli	6.000	l/Tag	
	August	6.000	l/Tag	
	September	6.000	l/Tag	
	Oktober	6.000	l/Tag	
	November	6.000	l/Tag	
	Dezember	6.000	l/Tag	
	Durchschnittliche Volumenentnahme	5.999,7	l/Tag	
	Jahresbedarf ca.	115.233	kWh	
	Warmwasserzirkulation aktivieren	▼ Nein		
	Abwesenheiten	<input checked="" type="checkbox"/> Nie		
	Lastprofil automatisch	▼ Nein		
	Lastprofil	▼ M (5.845 kWh/d)		




Abbildung 4: Beispiel Wärmeabgabesystem für das reales Gebäude mit automatischer Berechnung der Heizelemente

System- und Komponentenbeschreibung

Abbildung 5 zeigt das Konzept der Machbarkeitsstudien in einer vereinfachten Systemhydraulik mit den einzelnen verschalteten Komponenten für diese Variante. Die Komponenten und Verschaltung wurden so gewählt, um die Zielvorgaben aus Kapitel 2, ergo die Machbarkeit auf diesem Areal nachzuweisen bzw. zu erfüllen. Dabei befindet sich die aggregierte solarthermische Großanlage (ST) auf der linken Seite der Abbildung und speist über einen externen Wärmetauscher in den aggregierten thermischen Großwasserspeicher als Erdbeckenspeicher (TES) unten auf einer Höhe von 37 % relativ zur Speicherhöhe ein. Der Rücklauf zur ST ist so gewählt, dass ein hoher Ertrag erzielt werden kann, d.h. die Anbindung zur ST ist unten im Speicher auf einer Position von 0 %, wo die geringsten Temperaturen vorherrschen – bei einer guten Schichtung.

Als Back-up System wird ein Pelletkessels vorgesehen, der nur zu jenen Zeiten, wo die Temperatur oben im Speicher nicht erreicht wird, aktiviert wird. Die Einbindung erfolgt auf den Höhen 87 % für den Vorlauf des Kessels und 62 % für den Rücklauf. Der Temperaturfühler sitzt auf der dementsprechenden Höhe von 70% um Vorlauftemperatur gewährleisten zu können.

Als zentrales Element fungiert der saisonale thermische Großwasserspeicher als Erdbeckenspeicher², der die Wärmeerzeuger von den Wärmeverbrauchern trennt. Um möglichst viel erzeugte Wärme aus

² In der Simulationssoftware Polysun wurde für die Untersuchungen ein oberirdischer Behälterspeicher verwendet, der jedoch mit kalibrierten Werten von einem Erdbeckenspeicher parametrisiert wurde, um das gleiche Verhalten eines Erdbeckenspeichers dazustellen. Hauptparameter waren die Wärmeleitfähigkeit, die Dichte des umliegenden Erdreichs, die spezifische Wärmekapazität, die Umgebungstemperaturen und die Fläche
VorlagePublizierbarerEndberichtStudienForschung.docx

den Sommer- und Übergangsmonaten in die Wintermonate zu schieben wurde der Speicher dahingehend mit dem Simulationstool ausgelegt, um auch die Zielvorgaben für den „real“ Fall zu erreichen. Auf der rechten Seite des Speichers ist die Wärmeabgabe für die aggregierten Gebäude und für das Warmwasser, welche als Randbedingungen schon im Kapitel 3.1.1.1 beschrieben wurde. Dabei ist der Vorlauf aus dem Speicher auf einer Höhe von 87 % angeordnet speist wahlweise bei Heizbetrieb bzw. WW-Betrieb die Mischerschaltung oder den Wärmetauscher für die Warmwasserbereitung. Die Mischerschaltung regelt dementsprechend die Vorlauftemperatur für das Gebäude um die Sollraumtemperatur von 20 °C zu erreichen. Im Auslegungsfall kommt eine Vorlauftemperatur zum Heizelement von 45 °C zum Tragen. Die Rücklauftemperatur wird nachfolgend wiederum in den Speicher auf einer Höhe von 37 % geführt. Bei der Warmwasserbereitung wird die Temperatur über den externen Wärmetauscher, welcher als Durchlauferhitzer angenommen wurde, geregelt, um die Temperatur von 55 °C an der Entnahmestelle zu erreichen. Die Regelung der Temperatur erfolgt durch die Kaltwassertemperatur, welche über das Modell in Polysun für den Standort berechnet wird. Dabei ergibt sich ein Durchschnittswert von ca. 12 °C für das Kaltwasser, und die Rückführung zum Speicher erfolgt über die Hydraulik und ist unten auf einer Höhe von 12 % eingebunden.

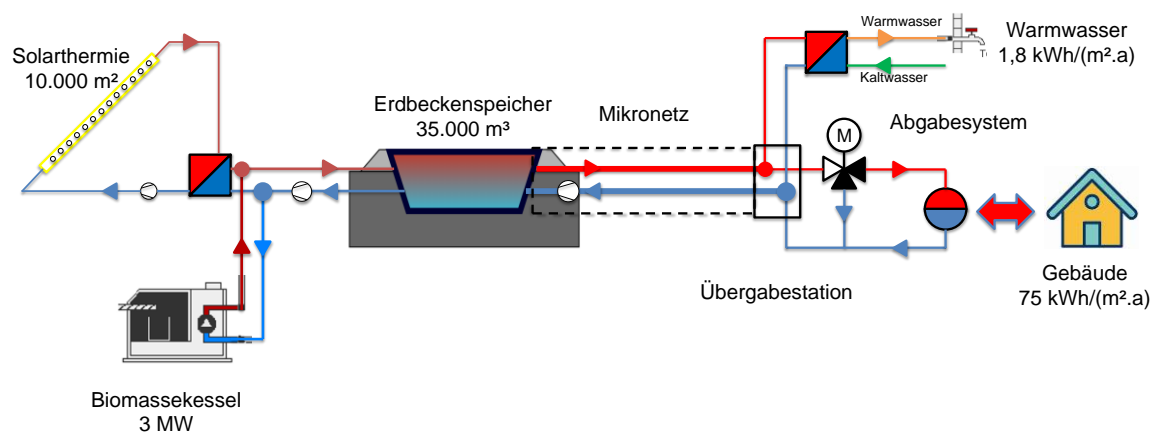


Abbildung 5: Vereinfachte Systemhydraulik mit den Wärmeerzeugern, der Speicherung, dem Mikronetz und das Abgabesystem, das in Polysun modelliert wurde

Die Dimensionierung der Leitung erfolgt über die Vorgaben für das Netz mit 60/30 °C für Vor- und Rücklauftemperatur um die notwendigen Heiz- und Warmwassertemperaturen bereitstellen zu können. Damit ergab sich für das Netz eine Dimension von 5/4“ bei einer Temperaturdifferenz von 30 K und einer Leitung von 4 MW, was einer spezifischen Heizlast von 60 W/m² entspricht. Die Vorgabe für die maximale Geschwindigkeiten solcher Netze ist mit 1,1 m/s nach Recherchen³ gegeben, und wir mit einem Wert von 1 m/s für das Szenario „real“ eingehalten. Der errechnete Wärmeverlust ergab sich zu einem sehr kleinen Wert im Gegensatz zum Gesamtwärmebedarf für Gebäude und Warmwasser. Mit einer Dämmung von 10 cm und einer Temperaturdifferenz von 50 K zwischen Trägermediumtemperatur und Erdreich ergibt sich ein Gesamtwärmeverlust auf eine Trassenlänge von 150 von ca. 1.400 W. Bei durchgehenden Stunden in der Heizsaison von 5088 h wäre das eine Gesamtwärmeverlustenergie von 7132,2 kWh für die Trasse übers Jahr gesehen.

Bei den hydraulischen Leitungen für die Wärmeerzeuger stellen sich leicht erhöhte Wärmeverluste von ca. 4 kW für 150 m Trassenlänge ein. Bei geschätzten 7500 h Betriebszeiten der Solarthermie ergäbe sich ein Wärmeverlustenergie von 30.000 kWh pro Jahr. Für den Kessel ergeben sich übers Jahr ca. 200

(Höhe und Durchmesser), um die Verluste und umliegenden Speicherkapazitäten zu plausibilisieren. Das Fluidomain besitzt aber das gleiche Volumen.

³ <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/VorlagePublizierbarerEndberichtStudienForschung.docx>

– 400 Betriebsstunden was einen Wärmeverlust von ca. 800 kWh pro Jahr ausmacht. Aufsummiert über alle Leitungswärmeverluste ergibt sich ein Wert von ca. 45.400 kWh. Durch die geringen Wärmeverluste werden daher die Verluste für die unterschiedlichen Szenarien gleich angegeben.

Tabelle 2: Komponentenliste mit Einstellwerte für die erste Variante mit optimierter Auswahl der Komponenten

Nr.	Komponente	technische Details 1	technisches Detail 2	weitere technische Details
1	Solar thermischer Kollektor	Bruttogesamtfläche 10.000 m ²	südliche Ausrichtung (0°) Anstellwinkel: 45°	<u>Wirkungsgradkurve:</u> eat0: 0,857 A1: 2,77 – 3,08 W/m ² .K A2: 0,013 W/m ² .K
2	Kessel	therm. Leistung $\dot{Q} = 3 \text{ MW}$	therm. Min Leistung $\dot{Q}_{min} = 800 \text{ kW}$.	Energieträger: Pellets Wirkungsgrad: 90 %
3	Solarregelgruppe	Pumpenauslegung auf 50 l/h.m ²	Speichermaximaltemperatur: 95 °C (Abschaltung Pumpe)	Temperaturdifferenz beim Einschalten: 5 K (zw. Kollektoraustrittstemperatur und Speicher mitte-unten) Temperaturdifferenz beim Ausschalten: 2 K
4	Großwärmespeicher	Volumen: 35.000 m ³	Dämmung 200 mm mit $\lambda = 0.06 \text{ W/m.K}$	mittlere Umgebungstemperatur Erdreich: konstant auf 10 °C Höhe: 32 m (parametrierter Speicher)

Abbildung 6 zeigt die Anordnung der Solarthermie auf den Gebäudedächern und das zugehörige vorgeschlagene Mikronetz bis zum Heizhaus und dem Erdbeckenspeicher für die Baseline im Maßstab.

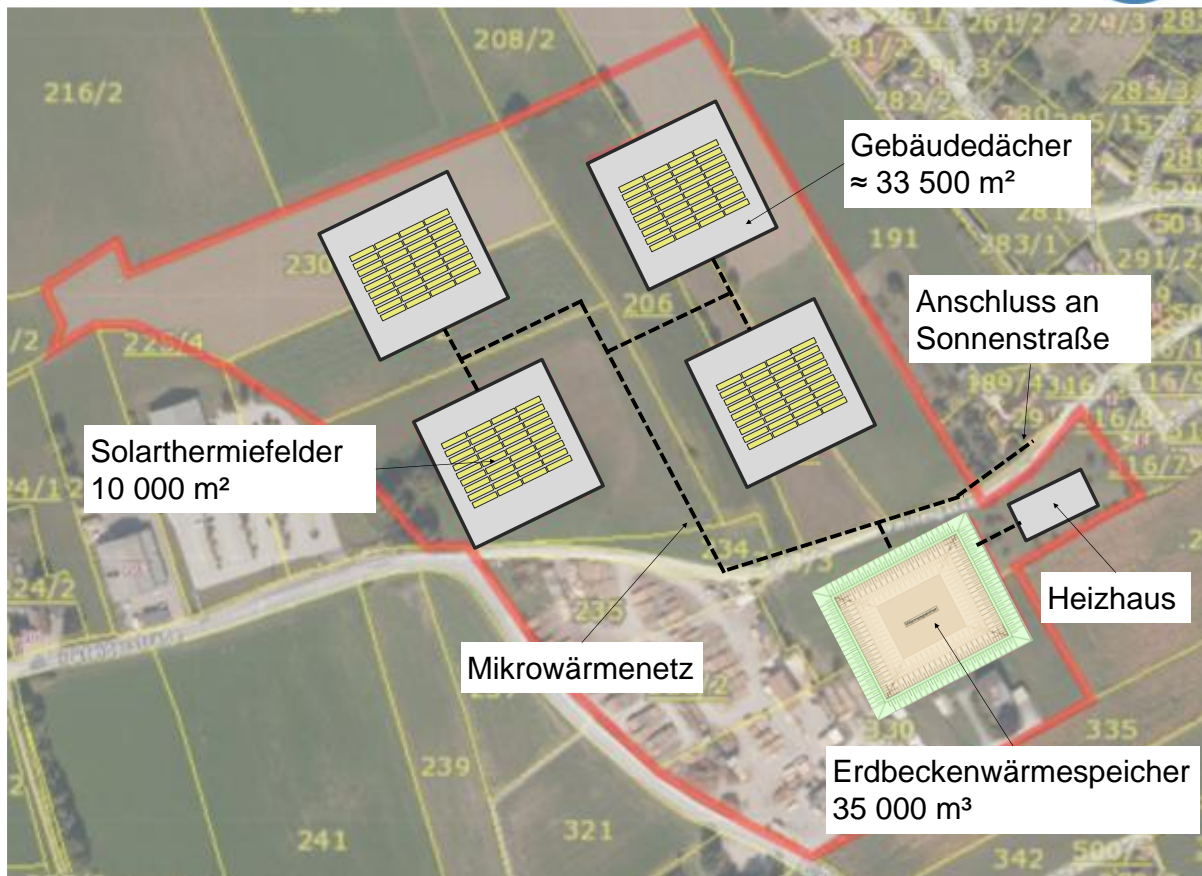


Abbildung 6: Anordnung der Solarthermiefelder auf den Gebäudedächern, sowie die Positionierung des Erdbeckenwärmespeichers, des Mikronetzes und des Heizhaus für die Baseline

Ergebnisübersicht der Varianten

Ziel der Simulationen war es bei gleichbleibenden Randbedingungen, wie oben definiert, die unterschiedlichen Szenarien zu simulieren und zu bewerten bzw. Empfehlungen abzugeben. Alle nachfolgenden Varianten wurden hinsichtlich des solaren Deckungsgrade, des spezifischen Solarertrags übers Jahr, der Stagnationszeiten der Solarthermie, der mittleren Speicherverluste übers Jahr und den Energiebedarf des Kessels inkl. dessen Einsatzzeiten bewertet.

Tabelle 3 zeigt dabei die Ergebnisse übers Jahr in der Zusammenfassung, die Detailanalysen werden im nächsten Sub-Kapitel gezeigt. Für die jährliche Betrachtung zeigt sich, dass der höchste solare Deckungsgrad für das Gebäudeareal mit dem geringsten Heizwärmebedarf oder allgemein mit dem geringsten Wärmebedarf bedeutet. Dabei wird ein Deckungsgrad, nach der Definition, dass auch Verluste der Solaranlage zugerechnet werden, von über 96 % erreicht. Dahingehend schaffen das reale Szenario und das „worse“ Szenario Deckungsgrade von 75 % bzw. 52 %. In Summe kann gesagt werden, dass die hohen Deckungsgrade durch den großen Warmwasserspeicher zu Stande kommen. Beim spezifischen Solarertrag wird die Grenze von 400 kWh/m².a nur von der Variante „real“ und „worse“ eingehalten, da auch der Wärmebedarf höher ist und die thermische Solarthermieanlage bei gleicher Fläche mehr liefern kann. Beim „best“ Szenario wird daher aufgrund des geringen Wärmebedarfs nur ein spezifischer Ertrag von 366 kWh/m².a erreicht, und zudem zeigt sich bei dieser Variante auch, dass die Solarthermieanlage in Stagnation geht bzw. die mittleren Speichertemperaturen und ergo die -

verluste höher sind. Trotzdem kann beim „best“ Szenario, der Kessel weitgehend abgeschaltet bleiben. Im Gegensatz dazu wird bei den höheren Wärmebedarfen, der Szenarien „real“ und „worse“ der Kessel öfters eingeschaltet und liefert dahingehend auch mehr Energie an das System. Beim schlechtesten Szenario sind die Solarerträge und die Wärmebereitstellungsenergie des Kessels nahezu ausgeglichen, mit 5,06 GWh/a zu 5,25 GWh/a. Hinsichtlich der Speichertemperaturen haben die Szenarien „real“ und „worse“ geringere mittlere monatliche Temperaturen im Speicher als das „best“ Szenario und dadurch auch geringere Verluste bzw. gehen die Stagnationszeiten für die Solarthermie gegen null.

Damit kann gesagt werden, dass das „real“ Szenario am besten der Auslegung entspricht: hoher solarer Deckungsgrad, wenig Kesselzeiten und nahezu keine Stagnationszeiten.

Tabelle 3: Ergebnisse für die drei Gebäudeszenarien von Variante 1 (jährliche Betrachtung)

Nr.	Szenario	Solarer Deckungsgrad an System in %	spezifischer Solarertrag in kWh/m ² .a	Stagnationszeiten Solarthermie in Tage	mittlere Speicherverluste in MWh / a	Energie in MWh/a und Einsatzzeit in h Kessel
1	best	96,4	366	10	686	157 (52,2 h)
2	real	75,3	437	0	638	1.551 (517 h)
3	worse	51,8	506	0	575	5.251 (1750 h)

Die nachstehenden Abbildungen (Abbildung 7 und Abbildung 8) zeigen die solaren Deckungsgrade und die solarthermischen Erträge für die unterschiedlichen Szenarien. Dabei ist ersichtlich, dass der Deckungsgrad über die Sommermonate (Juni bis Sept) einschließlich Oktober und November 100 % für alle Szenarien betragen. Durch den hohen Energiebedarf und dem generierten Solarertrag bricht der solare Deckungsgrad beim „worse“ Szenario im Winter stark ein, d.h. im Dezember und Jänner werden nur noch ca. 20 % erreicht und der Kessel liefert hohe Beiträge an Wärmeenergie, was sich nachteilig auf das System auswirkt. Auch für das „reale“ Szenario bricht der Deckungsgrad ab Jänner ein, wenn die Speichertemperaturen sinken und der Bedarf hoch zu den solarthermischen Erträgen ist. Hier werden Werte um die 40 % erreicht. Für das Szenario „best“ bleibt der solare Deckungsgrad übers Jahr gesehen sehr hoch, da die Auslegung mit dem 35.000 m³ Speichers und den solarthermischen Erträgen dem Wärmebedarf gut entgegenwirken. Damit muss der Kessel nicht oder nur selten eingeschaltet werden. Im Gegensatz dazu zeigt sich bei der solarthermischen Energie an das System, dass bei den schlechteren Fällen, „real“ und „worse“, die Erträge höher sind als beim „best“ Szenario, mit der Begründung, dass der Speicher stärker im unteren Teil auskühlt und dadurch die Solarthermie bei höheren Wirkungsgraden arbeitet bzw. öfters aufgrund der Hysterese einschaltet..

Solarer Deckungsanteil: Solarenergie an das System

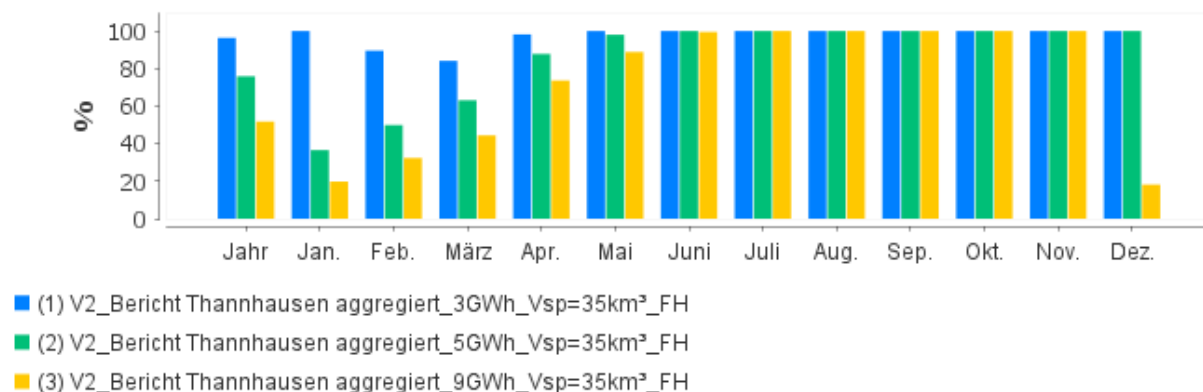


Abbildung 7: Solarer Deckungsanteil für die drei verschiedenen Szenarien „best“, „real“ und „worse“ aufgeteilt auf die Monate

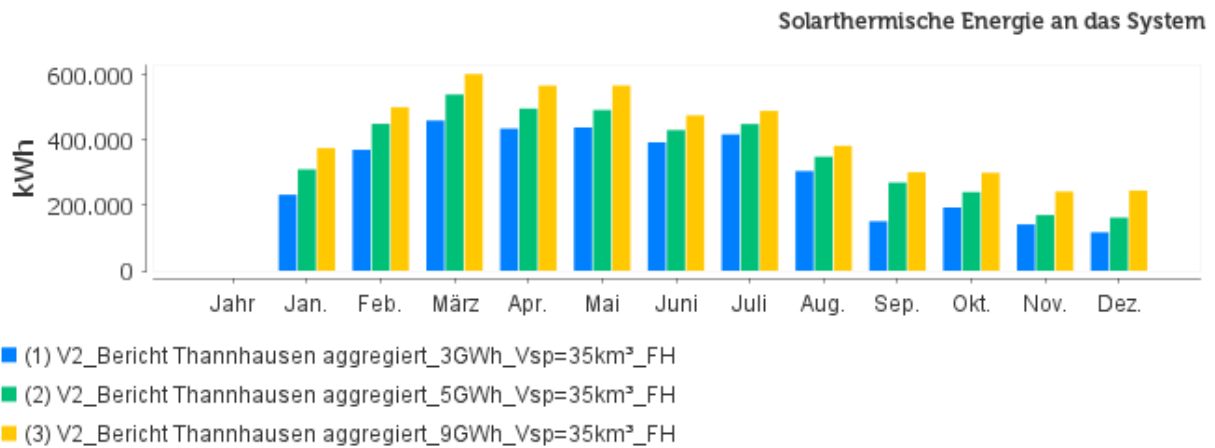


Abbildung 8: Solarthermische Energie an das System für die drei verschiedenen Szenarien „best“, „real“ und „worse“ aufgeteilt auf die Monate

Die nachfolgenden Abbildungen, Abbildung 9, Abbildung 10 und Abbildung 11, zeigen die Energiebilanzen für die unterschiedlichen Szenarien und kann analog zu den oben beschriebenen Ergebnissen gesehen werden.

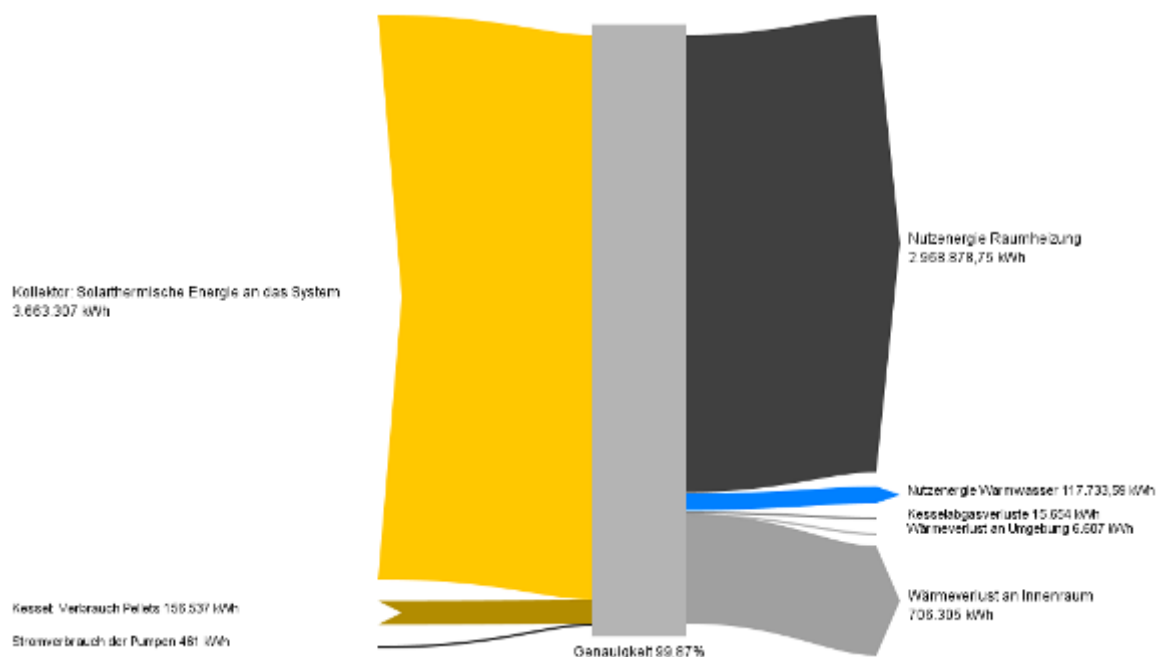


Abbildung 9: Energiebilanz übers Jahr für das Szenario „best“ der Baseline

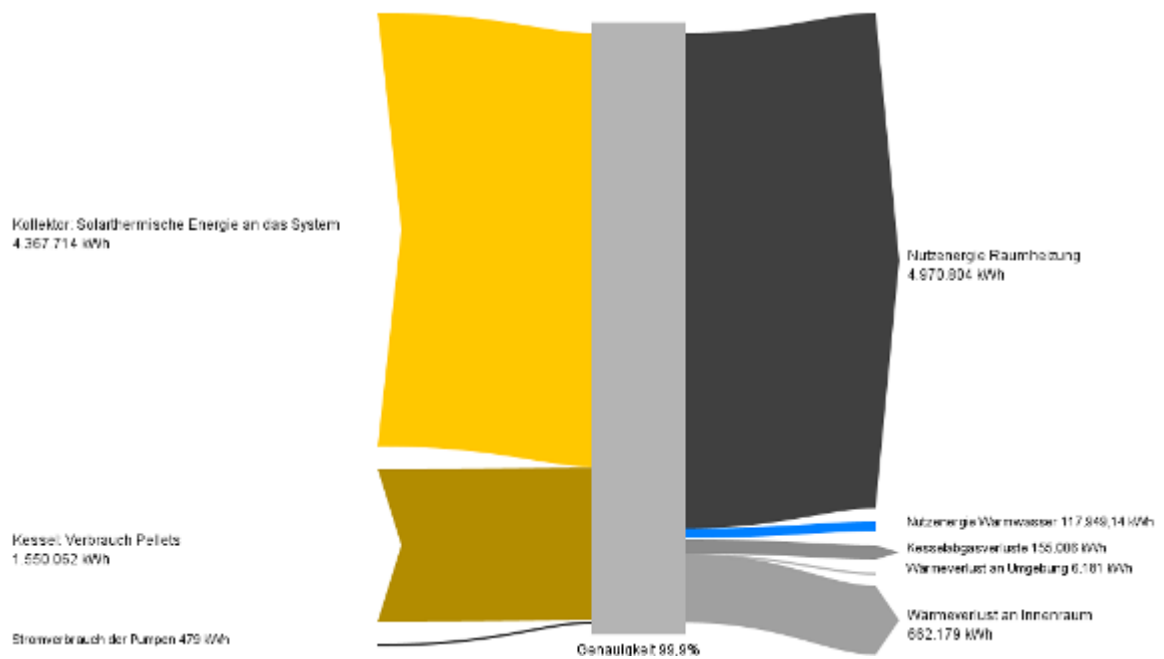


Abbildung 10: Energiebilanz übers Jahr für das Szenario „real“ der Baseline

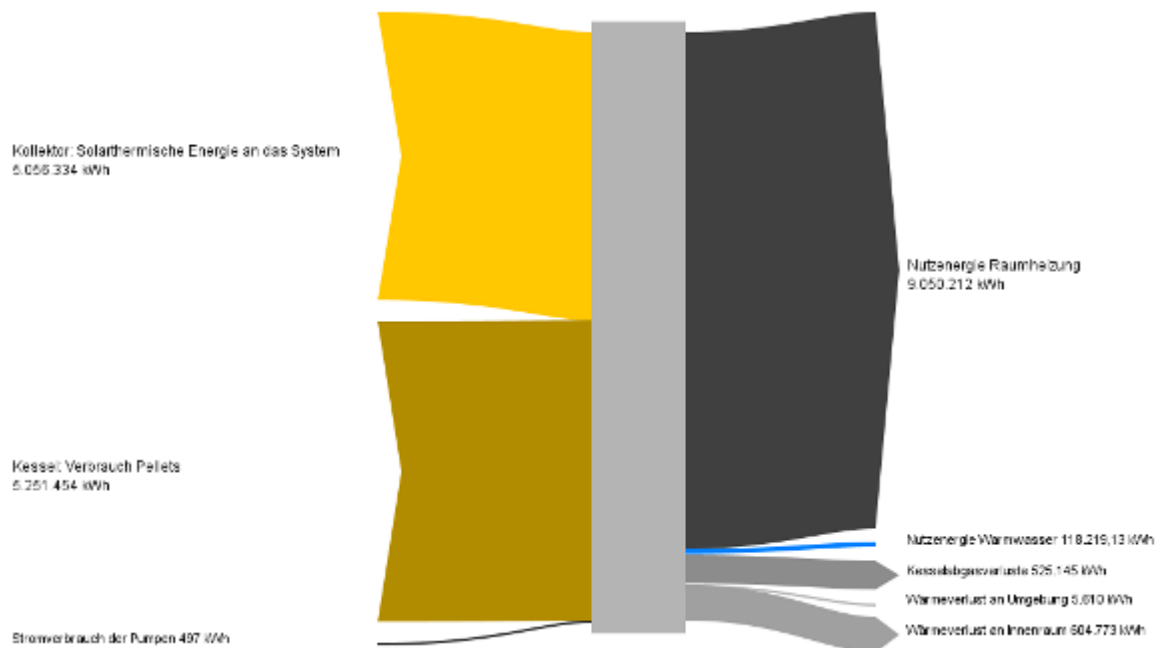


Abbildung 11: Energiebilanz übers Jahr für das Szenario „worse“ der Baseline

Real Szenario

Anders sieht es beim „real“ Szenario aus, wo schon höhere Wärmeeinträge vom Kessel zum System notwendig sind um die Komfortanforderungen zu erfüllen. Die Abbildung 12 zeigt wiederum die Jahresbilanz der Energien und Abbildung 13 bzw. Abbildung 14 die monatlichen Analysen des Systems.

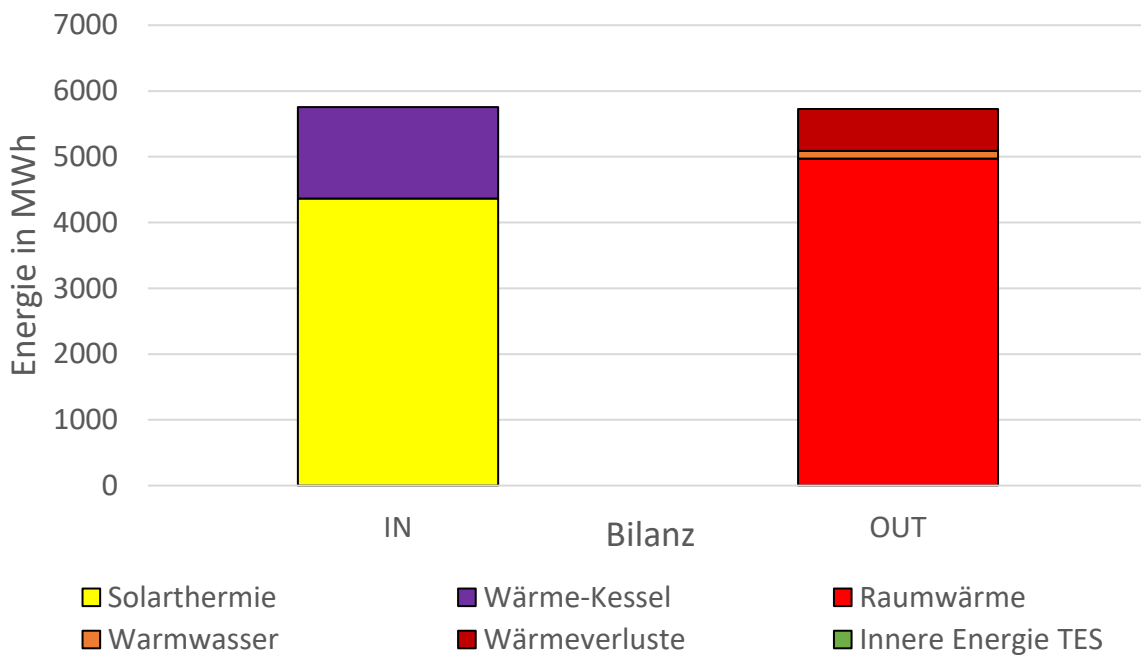


Abbildung 12: Jahresenergiebilanz was in und aus dem System geht bzw. die innere Energie des Speichers für das Szenario „real“ für die Baseline

Es ist klar zu erkennen, dass bei höheren Wärmebedarf und gleichbleibender Komponentenauslegung, Größe der Solarthermie und Speichergröße, der Kessel viel früher eingeschaltet werden muss um die Komfortbedingungen, 60 °C Vorlauftemperatur des Netzes, zu erfüllen. Einhergehend sieht man, dass die mittleren Speichertemperaturen über die Monate beginnend mit Jänner unter die 60 °C fallen und dort bis März bleiben, was einer Kesseleinschaltung mit sich bringt. Der Kessel belädt wiederum den oberen Teil des Speichers damit sofort die geforderte Temperatur für das Netz zur Verfügung steht und lässt gleichzeitig den unteren Teil auskühlen, was sich wiederum positiv auf die Solarthermie auswirkt. Damit kann die Solarthermie mehr Energie als beim „best“ Szenario in den Speicher einbringen und erhöht damit den spezifischen solaren Ertrag.

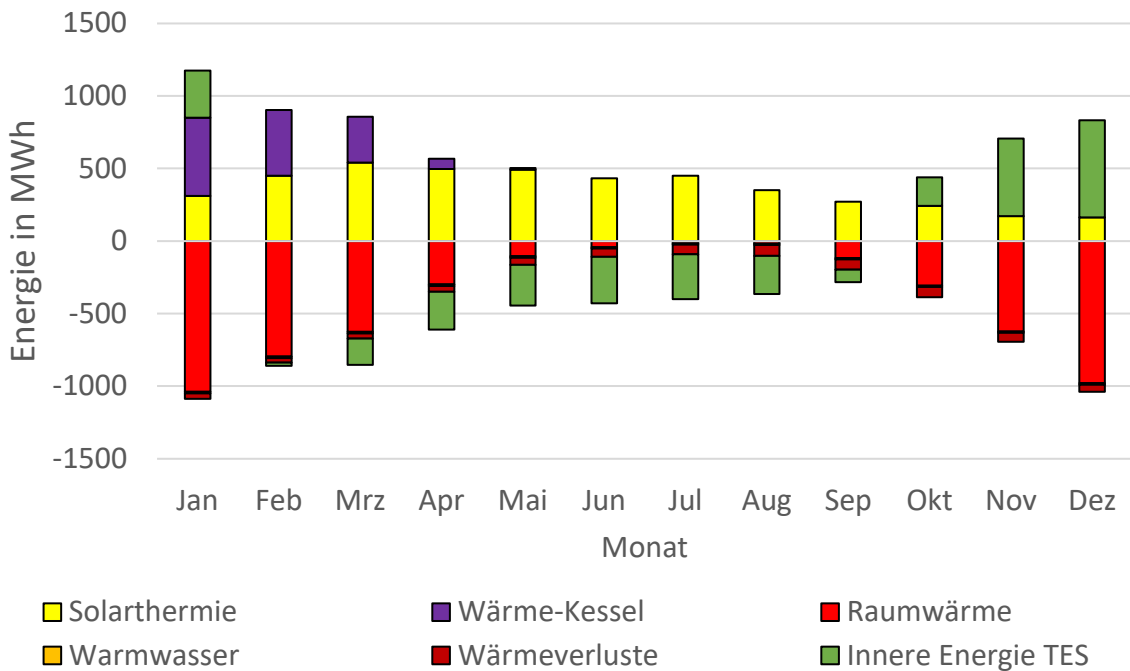


Abbildung 13: Energiebilanz für das System aufgeteilt auf die Monate mit Berechnung der Änderung der inneren Energie für den Speicher für das Szenario „real“ für die Baseline

Aus Abbildung 14 ist ersichtlich, dass der Speicher nur zwischen September und Oktober den maximalen Ladezustand mit ca. 95 °C erreicht.

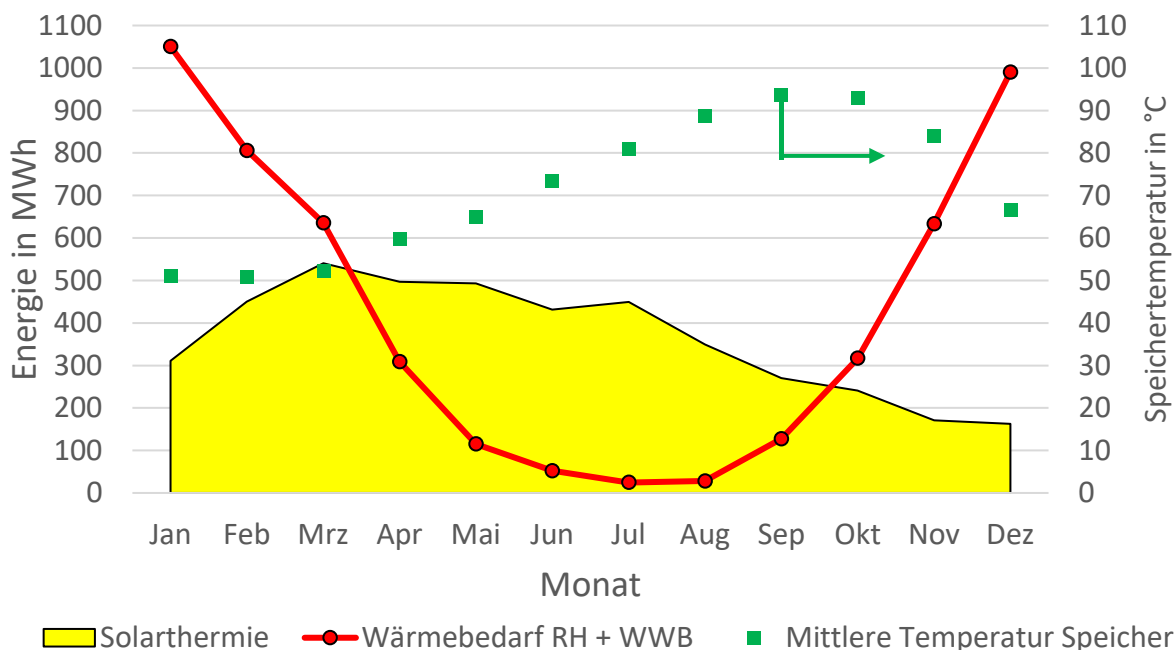


Abbildung 14: Erträge aus der Solarthermie, Bedarf an Wärme für die Raumheizung und das Warmwasser (linke Ordinate in MWh) bzw. die mittlere Speichertemperaturen (rechte Ordinate in °C) auf monatlicher Basis für das Szenario „real“

Worse Szenario

Die Abbildung 15, Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen die detaillierten Ergebnisse für das „worse“ Szenario. Die Energiebilanz der Simulationen ist wiederum bei max. ca. 1 % von Energiebedarf und kann somit als erfüllt angesehen werden. Im Gegensatz zu den anderen beiden Szenarien besitzt die Wärmeenergie vom Kessel einen höheren Anteil und liegt ca. gleichauf mit dem Solarthermischen Ertrag.

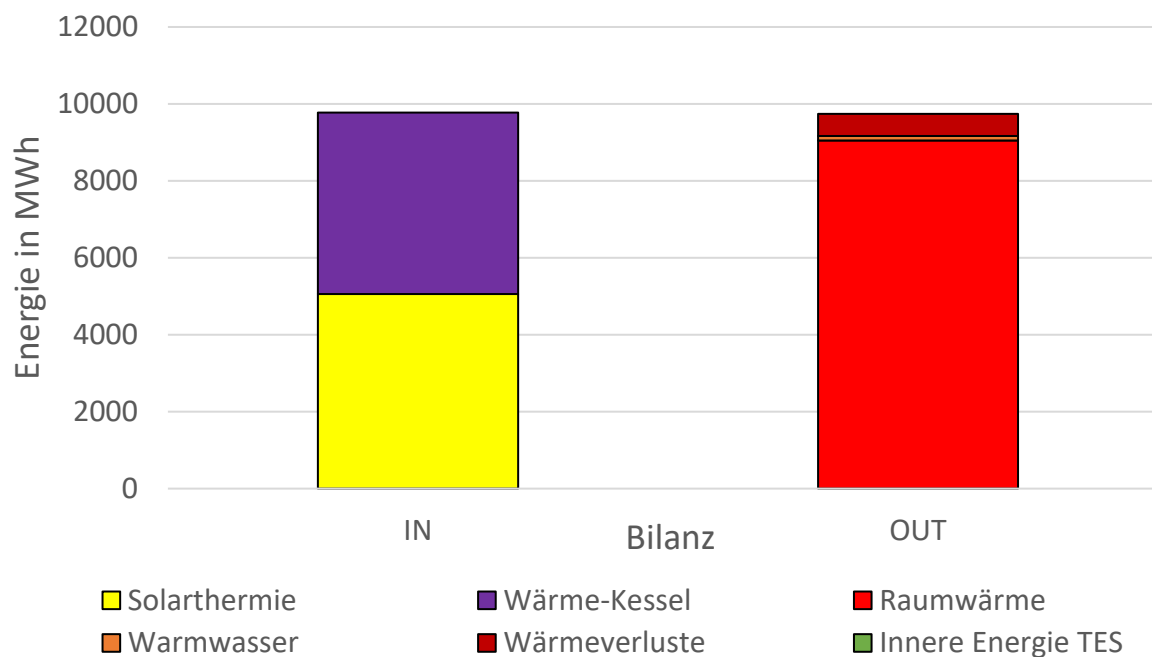


Abbildung 15: Jahresenergiebilanz was in und aus dem System geht bzw. die innere Energie des Speichers für das Szenario „worse“ für die Baseline

Durch den hohen Energiebedarf wird der 35.000 m³ Speicher schneller entladen und damit muss auch das Back-up System, der Kessel, öfters eingeschaltet werden. Das passiert schon ab dem Dezember und geht bis zum Mai hinaus, wobei die Speichertemperaturen zwischen Dezember und April die 60 °C permanent unterschreiten und somit der Kessel hohe Laufzeiten verzeichnet. Durch den hohen Energiebedarf ergibt sich aber auch wiederum geringe Temperaturen im unteren Bereich des Speichers und somit höhere Erträge für die solarthermische Anlage.

Mit dieser Variante werden im Gegensatz zu den anderen Szenarien dementsprechend hohe solarthermische spezifische Erträge erzielt.

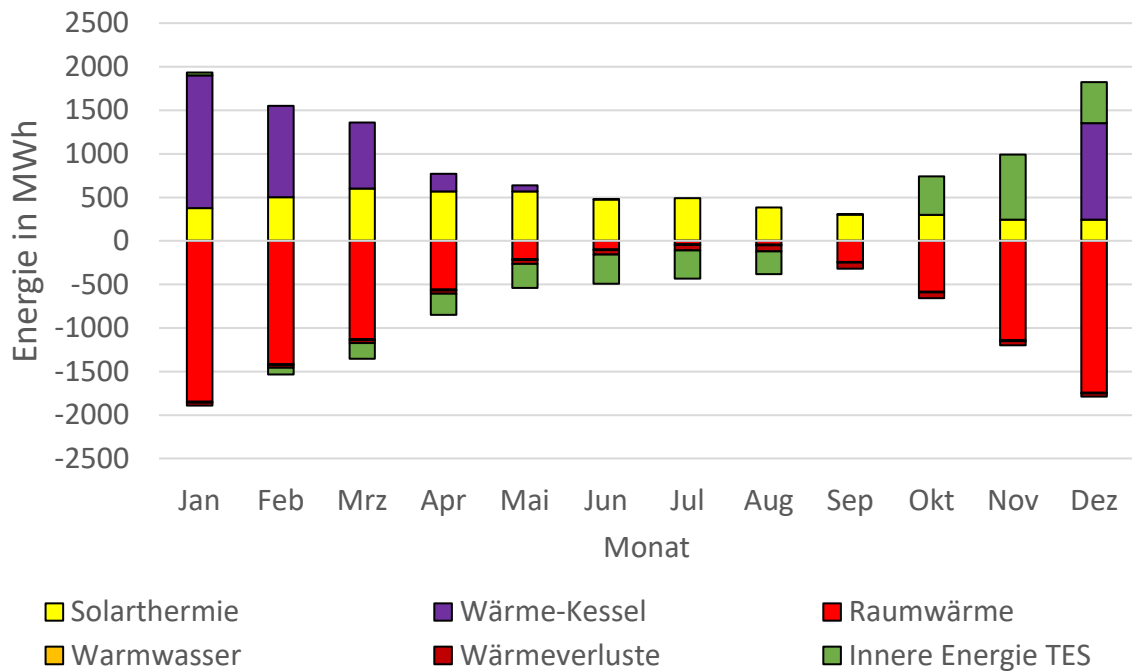


Abbildung 16: Energiebilanz für das System aufgeteilt auf die Monate mit Berechnung der Änderung der inneren Energie für den Speicher für das Szenario „worse“ für die Baseline

Die Speicherbeladung (State-of-Charge) kann indirekt aus den mittleren monatlichen Temperaturen des Speichers abgelesen werden. Hier erkennt man, dass die Speicherbeladung nie den Status einer vollen Beladung erreicht. Eine vollständige Beladung würde einer mittleren Temperatur von ca. 95 °C nach sich ziehen.

Allgemein kann aber gesagt werden, dass die Sommermonate dafür nicht ausreichen um den Speicher vollständig zu laden, was bedeutet, dass eine höhere Fläche an Solarthermie für dieses Szenario vonnöten ist. Würde man den Speicher kleiner dimensionieren, dann würde 100 % State-of-Charge des Speichers einfacher erreicht werden, aber dadurch würde auch der Anteil an Wärmeenergie vom Kessel steigen, da durch die hohe Entladeenergien der kleinere Speicher weniger an Speicherkapazität aufweist.

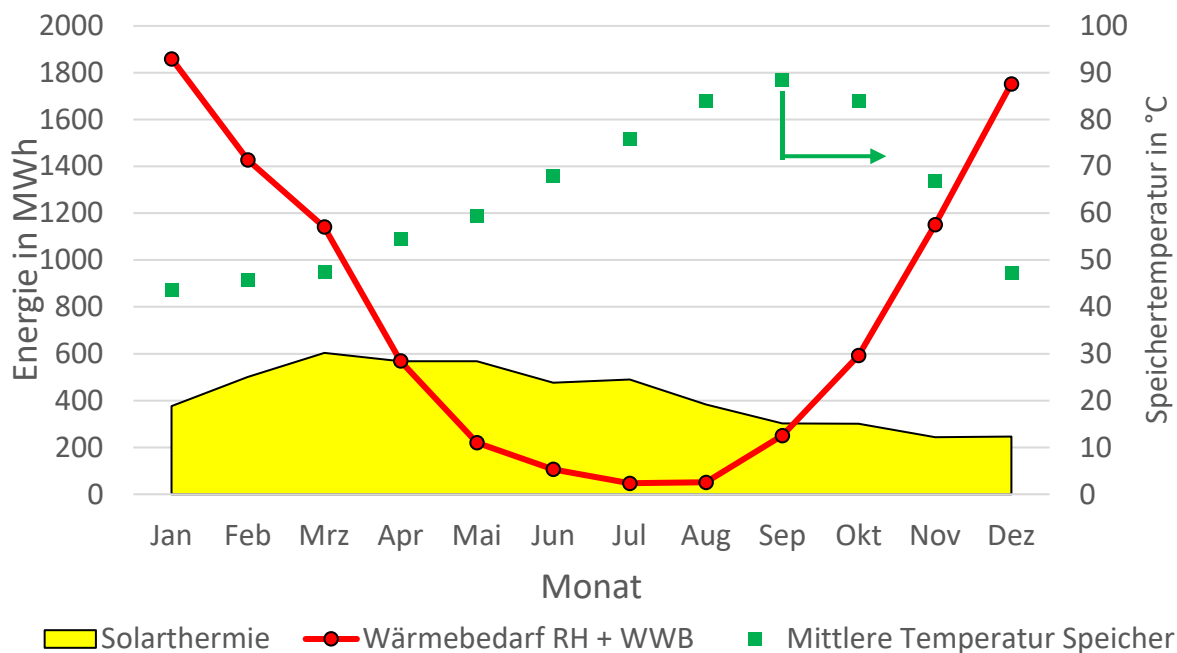


Abbildung 17: Erträge aus der Solarthermie, Bedarf an Wärme für die Raumheizung und das Warmwasser (linke Ordinate in MWh) bzw. die mittlere Speichertemperaturen (rechte Ordinate in °C) auf monatlicher Basis für das Szenario „worse“ für die Baseline

Entwurfspläne zur Wärmespeicherkonstruktion

Eine ausführliche Darstellung der Wärmespeicherkonstruktion findet sich in Kapitel **Fehler!**
Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..

Schlussfolgerung Simulation

Für diese Variante können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Höherer Wärmebedarf heißt mehr Kesseleinsatzzeiten, weil der Speicher schneller entladen wird und die Solarthermie im Winter nur wenig liefert
- Durch höhere Wärmebedarfe ist der Speicher schneller entladen und der Kessel muss früher eingeschaltet werden
- Auslegung passt prinzipiell für alle Varianten (Größe der Solarthermie, Speichergröße und Kesselleistung), keine Unterversorgung, aber unterschiedliche Kesseleinsatzzeiten, wobei die Dimensionierung für das „real“ Szenario am besten geeignet ist, da die Speicherbeladung sehr gut ausgenutzt wird, der solare Deckungsgrad und der spezifische Solarertrag hoch sind bzw. sich die Kesseleinsatzzeiten in Grenzen halten und die Stagnationszeiten der Solarthermie gering sind
- Erreichung des „State of charge“ des Speichers beim „worse“ Szenario nicht möglich, 95 °C, da die Solarthermieanlage zu klein ist und es in den Sommermonaten keine vollständige Beladung des Speichers schafft, damit besitzt dieses Szenario den höchsten GAP in der Versorgung mittels der Solarthermieanlage

3.2 Variante 2 – Sensitivitätsanalysen „Solare Großanlage mit unterschiedlichen Flächen und Erdbeckenspeicher mit verschiedenen Volumina“

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Wesentliche Inhalte (lt. Leitfaden Pkt. 4.2)

- *Hydraulisches Blockschaltbild über das gesamte Energieversorgungssystem inkl. solarthermischer Großanlage*
- *Entwurfspläne für Wärmespeicherkonstruktionen*
- *Anlagendimensionen (Bruttokollektorfläche, Speichervolumen, ggf. Leistung von systemrelevanten elektrischen/thermischen Wärmepumpen, etc.) in zumindest **zwei** verschiedenen Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*
- *Energiebilanz (inkl. solarthermischer Deckung) auf Monatsebene für alle behandelten Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*
- *Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen auf Monatsebene für alle behandelten Varianten basierend auf Ergebnissen dynamischer Simulation*

Die zweite Variante zielt auf die Parameterstudie ab, wobei hierfür Änderungen hinsichtlich

- der Kollektorfläche der Solarthermie (Variante Kollektorfläche 8000 m²) und gleichbleibender Speichergröße von 35.000 m³
- des Großwasserwärmespeichers (Variante Großwasserspeicher 25.000 m³) und gleichbleibender Solarthermiefläche von 10.000 m²

durchgeführt wurden. Ziel dabei war es die techno-ökonomischste Variante zu ermitteln, wobei die Kesselleistung mit 3 MW und die Gebäude-Szenarien „best“, „real“ und „worse“ inkl. der Warmwasserbereitung und weiteren Komponenten, wie z.B. Wärmetauscher und Leitungen gleich angesetzt wurden. Details zu den Randbedingungen für das System und der Simulation können aus dem Kapitel 3.1 entnommen werden, sowie das Blockschaltbild aus Abbildung 5..

Die Zielvorgabe von Kapitel 2 sollen mit den geänderten Parametern wiederum eingehalten werden.

Die nachfolgenden Kapitel zeigen das Gesamtergebnis übers Jahr mit den KPIs und die Detailanalysen der einzelnen Simulationen für die Kollektorfläche mit 8.000 m² und für die Speichergröße mit 25.000 m³ inkl. der techno-ökonomischen Analyse und der Kosten.

Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen die Anordnungen der Solarthermieflächen auf den Gebäudedächern, das dazugehörige Mikronetz bis zum Heizhaus und dem Erdbeckenspeicher für die Varianten 2, einmal für die Solarthermiefläche von 8.000 m² und 35.000 m³ Speichergröße und für die weitere Variante mit 10.000 m² Solarthermiefläche und 25.000 m³ Speichergröße im Maßstab.

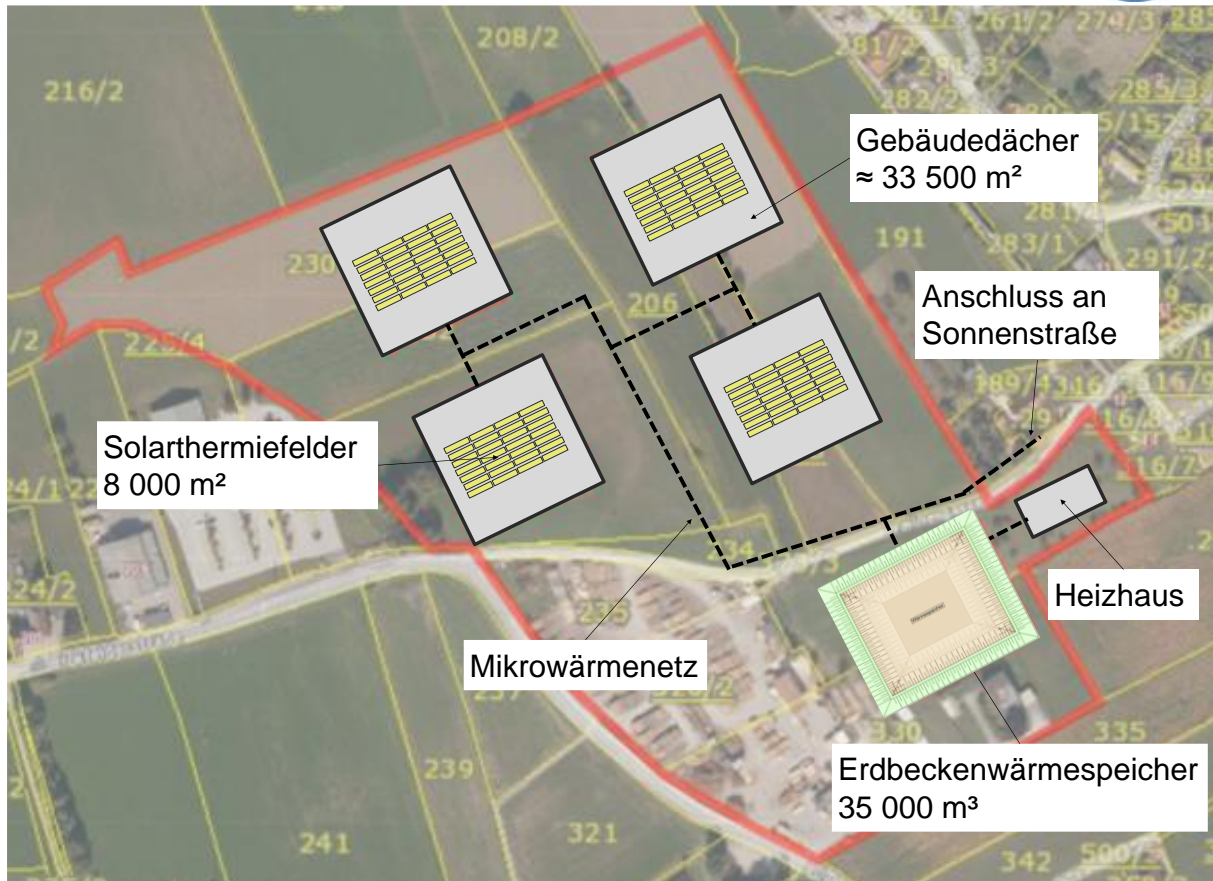


Abbildung 18: Anordnung der Solarthermiefelchen auf den Gebäudedächern, sowie die Positionierung des Erdbeckenwärmespeichers, des Mikronetzes und des Heizhaus für die Variante 2 mit 8.000 m² Solarthermiefelchen und 35.000 m³ Speichergröße

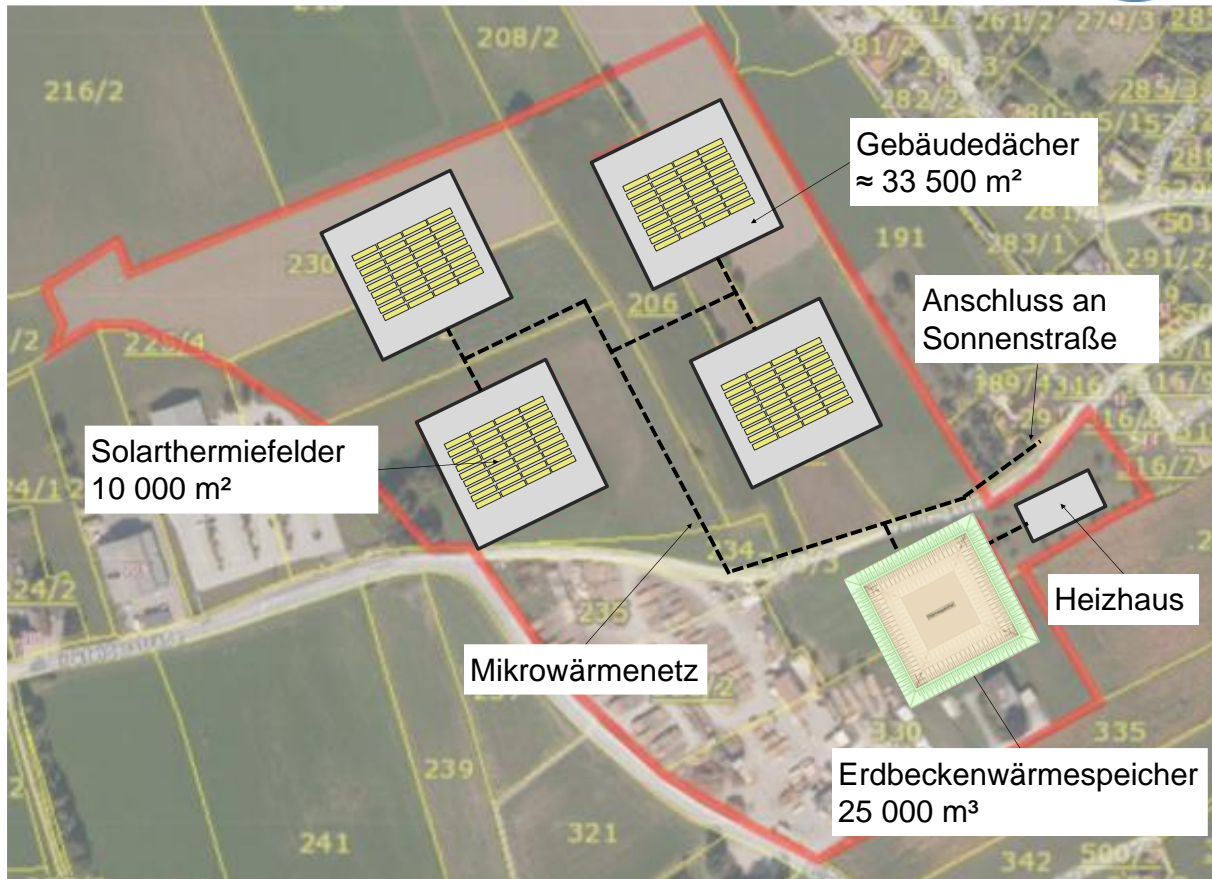


Abbildung 19: Anordnung der Solarthermieflächen auf den Gebäudedächern, sowie die Positionierung des Erdbeckenwärmespeichers, des Mikronetzes und des Heizhaus für die Variante 2 mit 10.000 m² Solarthermiefäche und 25.000 m³ Speichergröße

3.2.1.1 Ergebnisübersicht der Varianten mit Kollektorfläche 8.000 m²

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für die Kollektorfläche von 8.000 m² und einem 25.000 m³ Großwasserwärmespeicher bzw. mit den gegebenen Randbedingungen für die drei Szenarien. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass durch die Verringerung der Kollektorfläche der solar Deckungsgrad, die Stagnationszeiten und die mittleren Speicherverluste übers Jahr im Gegensatz zur Variante 1 - Baseline sinken, aber die Wärmeenergie und Einsatzzeiten für den Kessel steigen. Der spezifische Solarertrag steigt aber durch die geringe Kollektorfläche und dem Potential, dass die Wärme vom Solarkollektor besser im System genutzt werden kann.

Im Allgemeinen verschlechtert sich aber die Systemperformance bei geringerer solarthermischen Kollektorfläche, was, wie schon oben erwähnt wurde, durch den geringeren Deckungsgrad und der höheren Wärmeenergie des Kessels widerspiegelt.

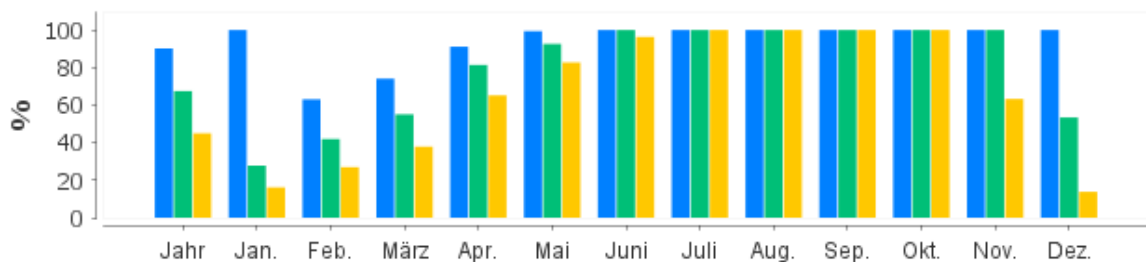
Tabelle 4: Ergebnisse für die drei Gebäudeszenarien von Variante 2 (jährliche Betrachtung) für eine Kollektorfläche von 8.000 m²

Nr.	Szenario	Solarer Deckungsgrad an System in %	spezifischer Solar-ertrag in kWh/m ² .a	Stagnationszeiten Solarthermie in Tage	mittlere Speicherverluste in MWh / a	Energie in MWh/a und Einsatzzeit in h Kessel
1	best	90,2	425	0	634	415 (138 h)

2	real	67,5	480	0	584	2.069 (690 h)
3	worse	45	546	0	531	5.969 (1990 h)

Abbildung 20 zeigt den monatlichen solaren Deckungsgrad übers Jahr gesehen, wobei für das „best“ Szenario nur noch 9 Monate ein Deckungsgrad von 100 % erreicht wird. Im Gegensatz dazu wurde in der Variante 1 (Basisvariante) eine Anzahl von 10 Monaten mit einem solaren Deckungsgrad von 100 % erreicht. Auch jene Deckungsgrade vom „real“ und „worse“ Szenario brechen in den Monaten Dezember bis März stark ein und erfangen sich erst wieder im April bis hin zum Juni.

Solarer Deckungsanteil: Solarenergie an das System

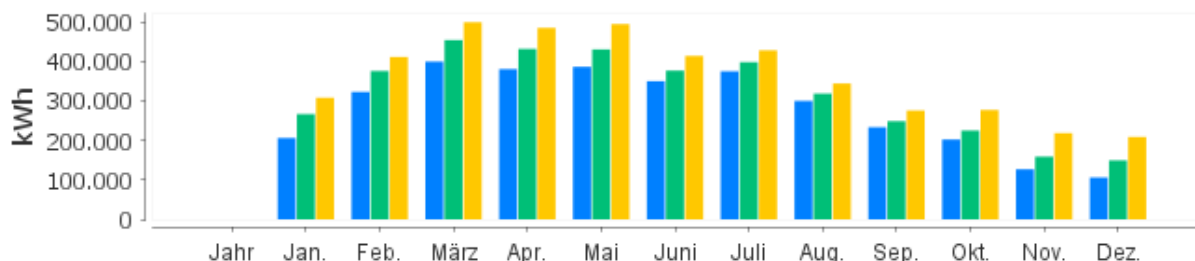


- (1) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_3GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH
- (2) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_5GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH
- (3) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_9GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH

Abbildung 20: Solarer Deckungsanteil für die drei verschiedenen Szenarien „best“, „real“ und „worse“ aufgeteilt auf die Monate mit einer Kollektorfläche von 8.000 m²

Abbildung 21 zeigt die dazugehörigen monatlichen solaren Erträge übers Jahr, wobei auch hier diese geringer sind als bei der Basisvariante, was aber durch die geringere Solarkollektorfläche mit sich bringt. Sonst zeigt es einen qualitativen ähnlichen Verlauf für den solarthermischen Ertrag, wie bei der Basisvariante: im Jänner bis März/April steigend und ab Mai da wieder tendenziell fallend, durch die höheren Speichertemperaturen und geringeren Wärmebedarfe.

Solarthermische Energie an das System



- (1) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_3GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH
- (2) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_5GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH
- (3) V2_Bericht Thannhausen aggregiert_9GWh_Vsp=35km³_Acoll=8000m²_FH

Abbildung 21: Solarthermische Energie an das System für die drei verschiedenen Szenarien „best“, „real“ und „worse“ aufgeteilt auf die Monate mit einer Kollektorfläche von 8.000 m²

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

(max. 5 Seiten)

Begründung für gewählte bzw. bevorzugte Variante und Beschreibung der wesentlichen Projektergebnisse/Erfahrungen.

Welche Schlussfolgerungen können daraus abgeleitet werden, welche Empfehlungen (für zukünftige Projekte) können gegeben werden?

Spezifische Aussagen und Empfehlung:

Basierend aus den Ergebnissen und den Teilschlussfolgerungen in den einzelnen Varianten wird die Variante Baseline mit dem Gebäude „real case“ empfohlen. Diese Variante besitzt eine thermische Solarkollektorfläche von 10.000 m² und eine Speichergroße von 35.000 m³. Das „real case“ Szenario wird deshalb Randbedingung für die Schlussfolgerung und Empfehlung herangezogen, da es der Realität der Gebäude mit ca. 75 kWh/(m².a) widerspiegelt.

Die Begründung für die Wahl kann mit folgenden Aussagen bestärkt werden (nur „real case“ Gebäude):

- Die Auslegung des Speichers und des Solarthermiekollektors zeigt wenig Stagnationszeiten, aber eine gute Durchladung des Speichers in den Sommer- bzw. Übergangsmonaten und damit eine gute Ausnutzung des Speichers. Für die weiteren Varianten konnten höhere Stagnationszeiten oder keine Durchladung des Speichers zum Ende des Sommers festgesellt werden. Damit ergeben sich auch geringere solare Deckungsgrade und geringere spezifische Solarerträge.
- Die Einsatzzeiten können für den Biomassekessel durch die Kombination aus Solarthermie und Großwärmespeicher gut verringert werden, was eine geringere Abhängigkeit der Hackschnitzelpreise nach sich zieht und die Resilienz erhöht, da eine geringere Abhängigkeit der Biomasse stattfindet. Bei den weiteren Varianten schaltet der Biomassekessel früher ein und später aus, was mit höheren Laufzeiten verbunden ist.
- Die Wärmegestehungskosten mit den Förderungen belaufen sich auf 0,12 € / kWh und entsprechen den anderen Varianten vom „real case“ aber besitzt höhere solare Deckungsgrade, wobei die WGK bei Preissteigerungen weniger sensibel sind..

Allgemeine weitere Erkenntnisse aus der Studie

Bei höherem Wärmebedarf sind die Wärmegestehungskosten geringer und sind beim Gebäude „worse case“ mit 0,07 € /kWh mit Förderung am geringsten (unabhängig von der Variante). Die solaren Deckungsgrade sind aber beim geringsten Wärmebedarf unter gleichen Randbedingungen am höchsten und durch die Substitution der Biomasse durch solarthermische Energie konnten je nach Varianten zwischen 46 und 79 Tonnen CO₂ jährlich eingespart werden. Würde anstatt des Biomassekessels ein Gaskessel in Erwägung gezogen werden, könnten durch den Einsatz der Solarthermie CO₂ Einsparungen zwischen 700 und 1100 Tonnen jährlich erfolgen.

Die Anbindung der Sonnenstraße wird aufgrund der geringen Anschlussleistungen und Abnahmewärmemengen in Bezug auf die hohen Kosten durch den Bau von 1.150 Trm nicht empfohlen. Hierbei müsste man eine gesonderte dezentrale Lösung als Ausblick erarbeitet werden.

Wie die Studie gezeigt hat, ist eine weitgehende Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung auch ökonomisch sehr interessant, da die Energiepreise auf diese Weise langfristig sehr konstant sind und

auch Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Eine Übertragung des Systems auf andere Orte kann durch die bekannte Technologie einfach durchgeführt werden, wobei das Verhältnis verkaufter Wärmebedarf zu Kosten für die Amortisationszeit von hoher Wichtigkeit ist.

C) Projektdetails

6) Arbeits- und Zeitplan

(max.1 Seite)

Kurze Übersichtsdarstellung des Arbeits- und Zeitplans

Phase I - Machbarkeitsstudie

- 31.07.2021: Erhebung des Status
- 11.10.2021: LOI Stakeholder Fliesenblitz
- 11.10.2021: LOI Stakeholder AEE INTEC
- 11.10.2021: LOI Stakeholder Haas
- 11.10.2021: LOI St. Ruprecht / Weiz GmbH
- 11.10.2021: LOI Stakeholder Weizer Energie- Innovations- Zentrum
- 14.10.2021: Aufbereitung und Antragstellung - Förderantrag Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen
- 14.12.2021: Zusage Klima und Energiefonds zur „Durchführung der Solare Großanlage – Machbarkeitsstudie Gewerbegebiet Thannhausen“
- 18.01.2022: Kick Off meeting Thannhausen
- 09.03.2022: Datenerhebungen
- 21.06.2022: Erhebung Potentiale und Vorstellung
- 29.09.2022: Vorstellung erster Simulationen
- 30.11.2022: Präsentation im Konsortium über mögliche Szenarien
- 13.02.2023: Vorstellung Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Simulationsergebnisse
- 28.02.2022: Abschluss AEE INTEC Polysun-Simulationsmodell
- 06.06.2023: Abgabetermin Bericht Klima und Energiefonds gemäß Auftragserteilung

Phase II - Detailplanungsphase

- 01.09.2023: Aufstellung des Planungsteam und Start mit den spezifischen Planungsmaßnahmen
- 30.11.2023: Vorlage eines technischen Layout - Start mit TRNSYS Simulationsmodell
- 02.01.2024: Kostenevaluierung für die erforderlichen Maßnahmen und Erstellung eines Investitionsplan
- 02.03.2023: Prüfung der Lieferzeiten für die Schlüsselkomponenten
- 15.05.2023: Terminplanerstellung auf Basis der evaluierten Lieferzeiten und Kostenlage
- 30.06.2023: Präqualifizierung von Contracting-Partner für eine künftige Betriebsführung, Reservierung der Solarpanele und Wechselrichter für das Jahr 2024
- 30.11.2023: Abwicklung der behördlich erforderlichen Maßnahmen zur Genehmigung der Schlüsselkomponenten
- 15.01.2024: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen.

Phase III - Bestellung der erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung

Start: 30.03.2024

- Weitere Terminfeinabstimmung – Stufenplan für Start und Erweiterungen des Gewerbestands Thannhausen muss aus wirtschaftlichen Gründen bei laufendem Betrieb erfolgen.
- Prüfung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie Erdbeckenwärmespeicher, Solaranlage, Biomassekessel, hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten, sowie Nahwärmenetz

7) Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Tabellarische Angabe von (wissenschaftlichen) Publikationen, die aus dem Projekt entstanden sind, sowie sonstiger relevanter (auch zukünftig geplanter) Disseminierungsaktivitäten.

Keine wissenschaftlichen Publikationen wurden bis zur Endabgabe durchgeführt, jedoch ist man bestrebt das Vorhaben bzw. die Technologie bei diversen einschlägigen Konferenzen und vor Stakeholder zu disseminieren.