

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Solarthermische Unterstützung zur Substitution des Gasanteils im niederösterreichischen Wärmenetz „Thermenregion“
Programm inkl. Jahr:	Solare Grossanlagen, 2022
Dauer:	1.10.2022 bis 28.02.2025
Kontaktperson Name:	Gregor Götzl
Kontaktperson Adresse:	EVN Wärme GmbH Untere Bachgasse 6, 2340 Mödling
Kontaktperson Telefon:	T + 43 2236 200-18723
Kontaktperson E-Mail:	gregor.goetzl@evn.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH (Steiermark) Geologische Bundesanstalt (nun Geosphere Austria in Wien)
Schlagwörter:	Gassubstitution, Großwärmespeicher, Naturwärmenetz
Auftragssumme:	€ 97.500,--
Klimafonds-Nr:	C237516
Erstellt am:	07.03.2025

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Im Zuge der Diversifizierung des Naturwärmenetz in der Thermenregion betrieben von der EVN Wärme GmbH sollen Konzepte für solare Großanlagen mit Speicherintegrationen untersucht werden. Dazu wurden im Zuge der solaren Machbarkeitsstudien für Großprojekte zwei Varianten mit zwei Subvarianten und Sensitivitätsanalysen simulationstechnisch modelliert und untersucht. Dabei wurden Rahmenbedingungen aus realen Messdaten vom Jahr 2023 herangezogen, um die Temperaturen in der Simulationsumgebung realistisch abzubilden. Anhand von Wetterdatensätzen am Standort der Solarthermieranlage mit und ohne Langzeitspeicher wurden für das Jahr 2030 Konzepte entwickelt, die sich das Ziel der Gassubstitution mit den Gegebenen Rahmenbedingungen, Grundstücksfläche für Solarthermieranlage und Speicher sind eingeschränkt zur Verfügung, gesetzt haben. Dabei wurden Varianten mit solarthermischen Flächen von 30.000 m² bis 35.000 m² untersucht, die zum einen direkt ins Wärmenetz einspeisen als auch den Wärmespeicher mit unterschiedlichen Größen je Variante beladen. Der saisonale Wärmespeicher wurde mit 200.000 m³ aufgrund der Gegebenheiten als Erdbeckenspeicher mit Damm modelliert. Damit kann die Solarwärme in den Winter transferiert werden und direkt zur Gassubstitution was beitragen.

Dennoch zeigt die Machbarkeitsstudien noch weitere Varianten auf, um besseres Verständnis für das System zu haben:

- Variante 1 zeigt die Analysen für die Wärmenetzeinspeisung der Solarthermie, direkt oder indirekt, mittels Pufferspeicher und dessen Sensitivitäten bei Variation der Pufferspeichergößen
- Variante 2 zeigt zudem die Integration eines Großwärmespeichers zur Langzeitspeicher und die saisonale Verschiebung der Solarwärme in die Wintermonate bei Variation der Solarthermieflächen am ausgewählten Grundstück.

Durch die simulationstechnischen Betrachtungen können für die unterschiedlichen Varianten Gas in der Höhe von 6 % des aktuellen Gasbedarfes bis zu 30 % eingespart werden. Die örtlichen Rahmenbedingungen lassen jedoch nur einen geringen Teil an der Gesamtwärmemenge, die von der Solarthermie mit und ohne Speicherung, zu. Somit ergibt sich auch für den Solaren Deckungsgrad nur sehr geringe Zahlen. Bezieht man den Solarertrag auf die Gasmenge kann der solare Deckungsgrad erhöht werden.

Abgeleitet aus den energetischen Betrachtungen kann gesagt werden, dass durch die örtlichen Gegebenheiten ein doch guter Anteil der Gasmenge vom Gesamtsystem substituiert werden kann. Für eine weitere Erhöhung des solaren Deckungsgrad sind weitere Solarthermieflächen und größere Volumen an Wärmespeicher notwendig, die hierfür mit diesen Erkenntnissen gut skaliert werden können.

Abgerundet wird diese Studie durch eine umfangreiche wasserrechtliche Analyse des Speichers am Standort, als auch mit den wirtschaftlichen Szenarien und den Entwurfsplänen für solche Großwärmespeicherintegrationen.

Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass durch die Integration des Großwärmespeichers von 200.000 m³ die verbrauchsgebundenen Kosten gesenkt werden können. Jedoch stehen dem die kapitalgebundenen Kosten dagegen, welche bei der Variante 2b durch die 35.000 m² Solarkollektorfläche und dem GWS (200.000 m³) am größten sind. Es zeigt sich dennoch, dass die energetischen Einsparungen für alle Varianten zu gering sind, um konkurrenzfähig für das Referenzsystem zu sein. Jedoch ist die Zukunft auch mit Unsicherheiten geprägt und wahrscheinlich, dass die CO₂-Preise in den nächsten Jahren ansteigen könnten, was eine Begünstigung der Varianten mit den Erdbeckenspeicher bringt. Aber auch steigende Gaspreise würden sich positiv auf die Varianten auswirken bzw. Unabhängigkeit schaffen. Daher ist eine Diversifizierung der Wärmeerzeugungsanlagen anzustreben, um Resilienz zu schaffen und damit auch die Integration von Solarthermieranlagen mit Großwärmespeichern.

2 Hintergrund und Zielsetzung

EVN Wärme GmbH betreibt zahlreiche Fernwärmenetze in Niederösterreich. Das Fernwärmenetz „Thermenregion“ verbindet mit einer Trassenlänge von rund 150 km elf Gemeinden der Thermenregion

und versorgt rund 30.000 Haushalte mit einem jährlichen Wärmebedarf von 334 GWh mit Wärme (Sand 2023). Zudem wird eine Steigerung des Kundenabsatzes und somit Ausbau des Wärmenetzes auf 420 GWh bis 2030 erwartet. Die Wärmeerzeugung erfolgt aktuell über sechs Erzeugungsanlagen zu rund 80 % aus Biomasse und 20 % aus Gas. Angesichts des Wärmenetzausbaus bis 2030, der gegenwärtig immer eminenter werdenden Klimakrise sowie den Unsicherheiten am Energiepreismarkt strebt das Unternehmen nach innovativen und nachhaltigen Lösungen zur Sicherstellung der künftigen Versorgung sowie Versorgungsunabhängigkeit. Ausgesprochenes Ziel der EVN Wärme GmbH ist es, einerseits den Gasanteil schnellstmöglich gegen eine nachhaltige und klimafreundliche Wärmeerzeugung zu substituieren und andererseits für den geplanten Wärmenetzausbau eine Diversifizierung auf der Erzeugungsseite vorzunehmen, nicht zuletzt auch aufgrund der aktuellen Unsicherheiten im Bereich Verfügbarkeit und Preis von Biomasse als auch von Gas (Ukraine Krise).

Zurzeit erfolgt die Wärmeerzeugung über sechs Erzeugungsanlagen an fünf Standorten mittels Fernheizwerke (FHW) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Eine detaillierte Auflistung der Anlagen mit den dazugehörigen Brennstoffen, Aggregaten und Erzeugungsleistungen veranschaulicht Tabelle 1. Eine grafisch dargestellte Verortung der einzelnen Erzeugungsanlagen findet sich in Abbildung 1. Der auffällig hohe Gasleistungsanteil ist auf Grund historischer Versorgungsstrukturen gewachsen. Das bedeutet, dass diese Anlagen lediglich zur Abdeckung von Spitzenlasten und als Ausfallsreserve nach wie vor im Netz fungieren, nicht aber zur Deckung der Grundlast, wodurch sich der geschilderte Energiemix 80/20 ergibt.

Tabelle 1: Auflistung der Erzeugungsanlagen im Wärmenetz Thermenregion, Quelle EVN Wärme GmbH

Nr.	ANLAGE	Brennstoff(e)	Aggregate	Gesamt-leistung Lieferleistung in MW_{th}
1	FHW Guntramsdorf	Biomasse Erdgas	Biomassekessel, Gaskessel	18,0: 10 MW_{Bio} + 8 MW_{Gas}
2	Bio-KWK Baden	Biomasse Erdgas	Biomassekessel, Zündbrenner Wärmetauscher, Turbine	15,0 MW_{Bio}
3	FHW Campus 21	Erdgas Fernwärme	Gaskessel, Einspeisung FW-Netz Mödling	7,0
4	FHW Mödling	Erdgas	Dampfkessel, Wärmeeinspeisung	48,4
5	Bio-KWK Mödling	Biomasse Erdgas	Biomassekessel, Zündbrenner, Wärmetauscher, Turbine	15,0 MW_{Bio}
6	FHW Wr. Neudorf	Erdgas	Heißwasserkessel	30,0

Der Standort „Thermenregion“

Das Fernwärmenetz Thermenregion erstreckt sich geographisch von Perchtoldsdorf bis Baden. Die Wärmenetztrasse mit hoher Leistungsdichte befindet sich am Standort zumeist in unmittelbarer Nähe dicht bebauter Regionen. Aus der bisherigen Bearbeitung des Themas zeigte sich, dass die „Stand der Technik-Lösung“ eines oder mehrerer freistehender Speicher mit großen Bauwerkshöhen im Landschaftsbild nicht gewünscht ist und unterirdisch angeordnete, stehende Stahlbehälter nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht umsetzbar sind.

Ziel ist es daher die Diversifizierung der Erzeugungstechnologien mit dem genannten Standort mit Fokus der Gassubstitution oder Reduktion weiterer Brennstoffe im Gesamtnetz zu evaluieren und die Einbindung der solaren Großanlage mit und ohne Langzeitspeiche bzw. Lastausgleichsspeicher zu analysieren. Dabei werden neben den technischen Ergebnissen auch die rechtlichen und wirtschaftlichen Machbarkeiten diskutiert.

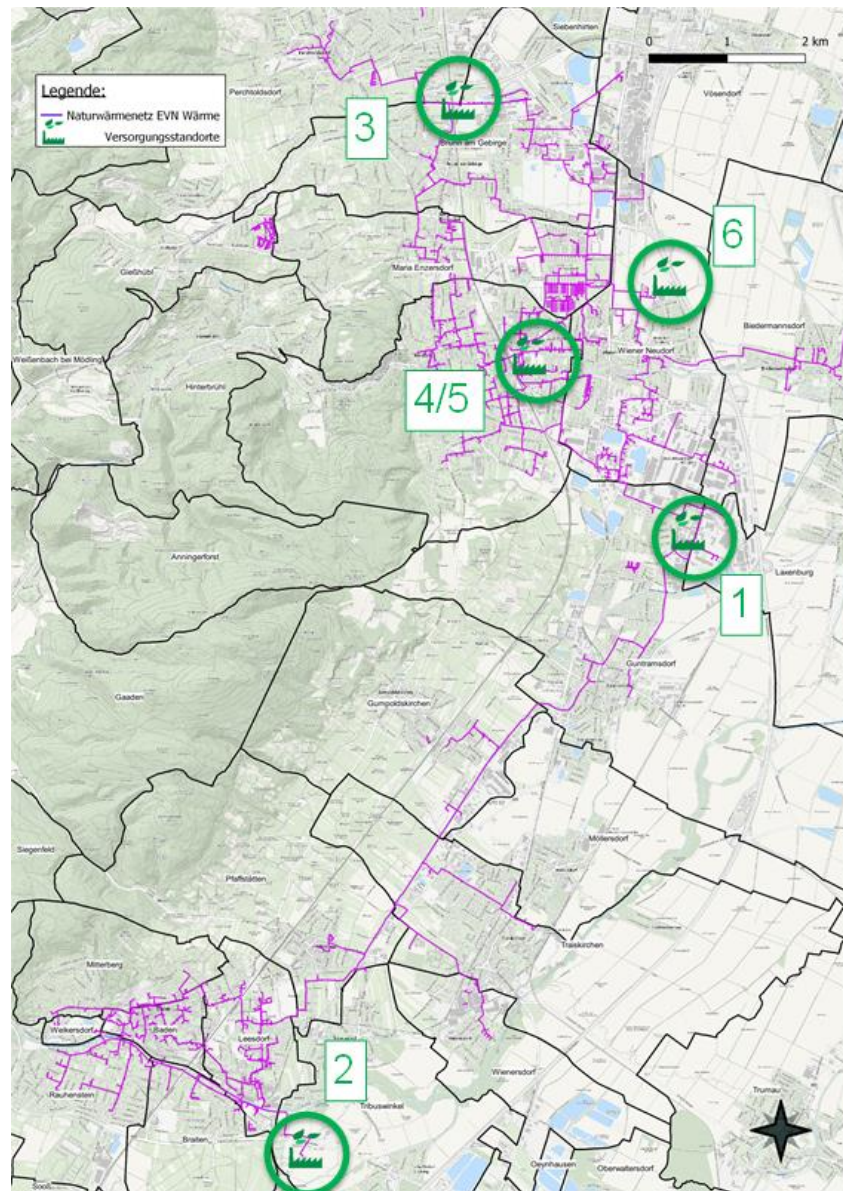


Abbildung 1: Übersicht Lageplan der Trassenführung, Erzeugungsanlagen im Wärmenetz Thermenregion Quelle: EVN Wärme GmbH

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

Variante 1 – „Solare Großanlage mit 30.000 m² für das Naturwärmesetz Thermenregion mit und ohne Integration eines Pufferspeichers“

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Ausgangslage und Randbedingungen

Wie schon in der Einleitung beschrieben soll im Naturwärmesetz der EVN die Diversifizierung der Wärmeerzeugungstechnologien analysiert werden. Dazu wird in dieser Machbarkeitsstudie die

Integration von solarthermischen Großanlagen mit und ohne Speicher energetisch, ökonomisch und ökologisch evaluiert. Das Naturwärmenetz ist in Abbildung 1 dargestellt, wobei die Thermenregion verbunden wird. Das aktuelle Wärmeerzeugungsportfolio ist zusätzlich zur Abbildung (Nummerierung) in Tabelle 1 mit den Informationen aufgelistet und verortet. Die Energieströme mit den unterschiedlichen Wärmebedarfen der Standorte sind in Abbildung 2 zusammengefasst. Damit ergibt sich ein Gesamtenergiebedarf für das Netz von ca. 334 GWh. Dabei kann der Bedarf in drei Gebiete unterteilt werden, Wärmebedarf Baden mit 113 GWh, Guntramsdorf mit 0.6 GWh und die obere Region mit Mödling und 220.3 GWh. Das Wärmeerzeugungsportfolio setzt sich aus den BIO KWK's bzw. Abwärme Mödling und Baden, sowie aus Biomassekessel Guntramsdorf und aus den Gaskesseln in Mödling, Baden und Guntramsdorf zusammen. Wärmeeinspeisungsanlagen wie jene von Wr. Neudorf Nr. 6 bzw. FHW Campus 21 sind in Mödling integriert.

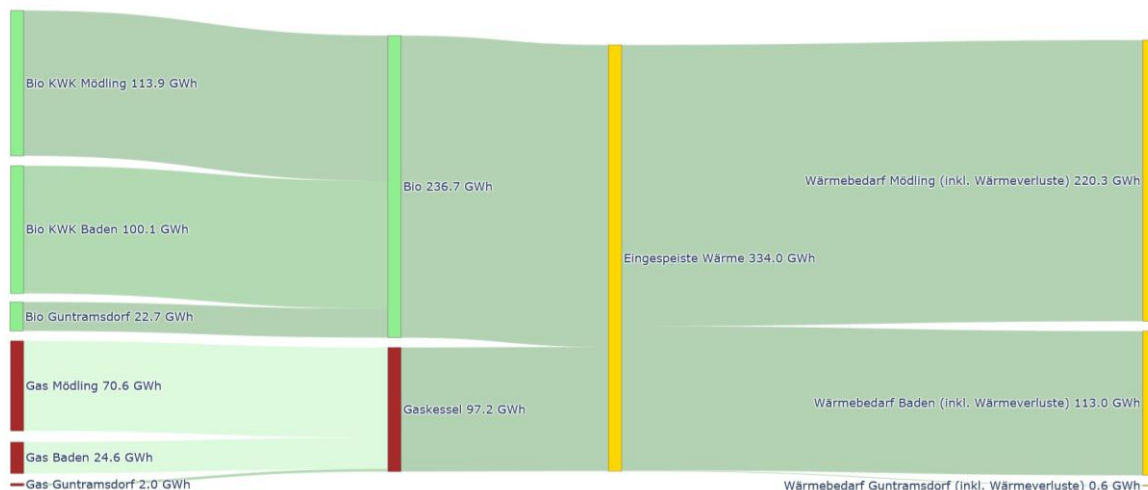


Abbildung 2: Energieflussdiagramm für das Verbundwärmenetz mit den unterschiedlichen Energieträgern und Wärme-bedarfen

Einen genaueren Wärmefluss der zusammengefassten Netze mit den Erzeugungsanlagen ist in Abbildung 3 zu sehen. Dabei ist auch der Netto-Wärmetransfer zwischen Baden, Mödling und Guntramsdorf und deren Interaktionen abgebildet.

Ergänzend zu den oben genannten Energie- und Wärmeflüsse zeigt Abbildung 4 den 12-Monatsverlauf für die zusammengefasste Wärmeerzeugungsleitung der unterschiedlichen Erzeuger am Naturwärmenetz. Unter dem Namen „Gaskessel“ verbirgt sich die zuvor genannten Erzeugungsstandorte, wo Gaskesseln zum Einsatz kommen. Weiters zeigt die Abbildung, dass im Jahr 2023 Spitzenwärmeerzeugungsleistungen von ca. 80 MW auftreten die Großteils nur durch die Gaskessel abgedeckt werden können.

Als Grundlast sind jedoch die BIOKWK Baden und Mödling in den dementsprechenden Gebieten vorherrschend. Die BIO Guntramsdorf unterstützt dabei die Netze dementsprechend. Im Jahr 2023 wurden im April und Mai sowie kurzzeitig im September Abschaltungen der BioKWK Baden für Revisionsdurchführungen bzw. weitere Arbeiten abgeschaltet. Für die BioKWK Mödling wurde dies im Mai gemacht. Ziel ist es die KWK so weit als möglich in Betrieb zu halten um die Produktion der el. Energie zu bewerkstelligen. Daher kommt auch die BIO Guntramsdorf in den Sommermonaten nicht zum Einsatz.

Grundsätzlich ist auch denkbar, dass durch die solare Großanlage ein Beitrag im Sommer geliefert werden kann, speziell wenn der Ausbau der Netze bis 2030 durchgeführt ist und die BioKWK an ihre Grenzen stoßen. In dieser Machbarkeitsstudie ist jedoch die Substitution von Gas im Winter klar angedacht.

Fokus der Betrachtungen ist in erster Instanz das Naturwärmenetz Verbund Mödling, welches die obere Region einschließt. Auch die Gegebenheiten, dass dieses Netz die höheren Vorlauftemperaturen besitzt wurde das Netz und die dazugehörigen Temperaturen gewählt. Abbildung 5 zeigt die Netztemperaturen mit dem Vor- und Rücklauf übers Jahr gesehen mit dem Datenbestand aus dem Jahr 2023.

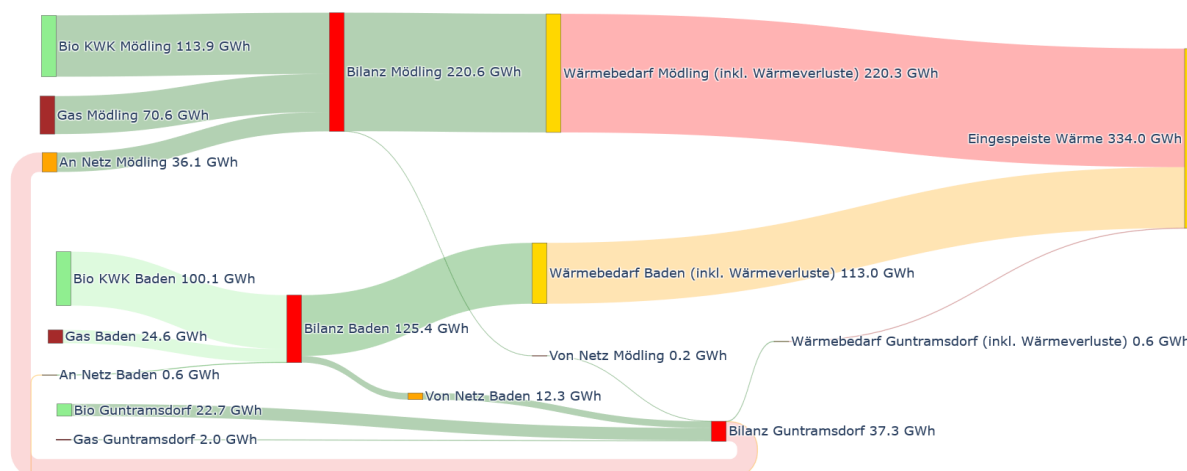


Abbildung 3: Wärmeflüsse für das Wärmeverbundnetz mit den unterschiedlichen Energieträgern und Wärmebedarfen

Eine Integration der solaren Großanlage wird primär für die Revisionsarbeiten an den KWKs oder in den Wintermonaten zur Spitzelastdeckung angedacht.

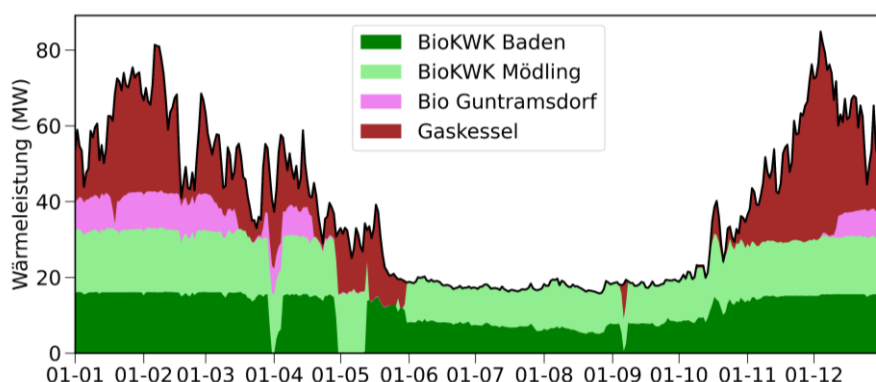


Abbildung 4: Verlauf der Wärmeleistung für das Verbundwärmenetz über die 12 Monate

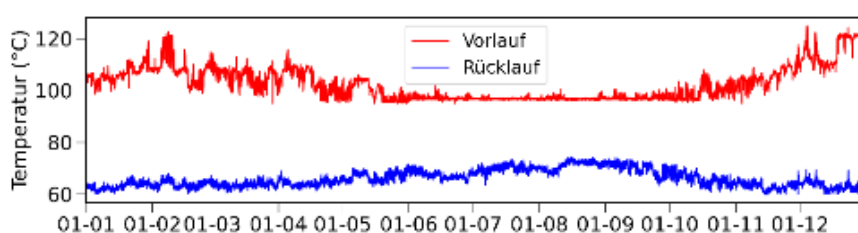


Abbildung 5: Vor- und Rücklauftemperaturen für das FHW Mödling, dass für die Betrachtungen als Zieltemperaturen herangezogen werden mit Minimaltemperaturen (VL/RL) von 95 °C bzw. 60 °C, Maximaltemperaturen von 125,3 °C bzw. 74,9 °C und einer Durchschnittstemperatur von ca. 103 °C bzw. 66 °C

System- und Komponentenbeschreibung

Grundsätzliches Ziel ist fossiles Gas zu substituieren bzw. weitere Brennstoffkosten und die Resilienz zu erhöhen. Jedoch muss auch Bedacht auf die Wirtschaftlichkeit und die rechtlichen Bedingungen gesetzt werden.

Die Untersuchungen wurden mit der Simulationssoftware Dymola und der Programmiersprache Modelica durchgeführt.

Solarthermie für direkte Einbindung in das Netz (Variante 1a)

Als Variante 1 wurde in erster Instanz die Einbindung einer Solarthermie-Großanlage mit 30.000 m² ohne Speicherung untersucht. Dies hatte den Hintergrund, dass die Variante 1 mit geringeren Investitionskosten durchgeführt werden kann. Abbildung 6 zeigt das Systemschema mit der Einbindung der solaren Großanlage in das Wärmenetz am Einspeisepunkt inkl. der Nachheizung und Wärmeübertrager. Im Falle, dass die Vorlauftemperatur der Solaren Großanlage die Vorlauftemperatur des Naturwärmenetzes überschreitet, kann diese auch direkt ins Netz einspeisen und die Nachheizung (Biomassekessel) umgehen. Das Schema zeigt weiters auch die Vor- (Ts) und Rücklauftemperaturen (Tr) für das einzuspeisende Naturwärmenetz in Abhängigkeit der Außentemperatur in Verbindung mit dem Datensatz aus Abbildung 5.

Tabelle 2 fasst die Simulationsmodelle und deren Einstellwerte in Dymola/Modelica nochmals zusammen. Auch die Nachheizung und die Pumpenanforderungen bis zum Einspeisepunkt, sowie die wichtigsten Schaltpunkte sind dargestellt. Die Vorgabe für die maximale Geschwindigkeiten des Wärmenetz bis zum Einspeisepunkt ist mit 1,1 m/s nach Recherchen¹ gegeben, und wird in der Simulation eingehalten.

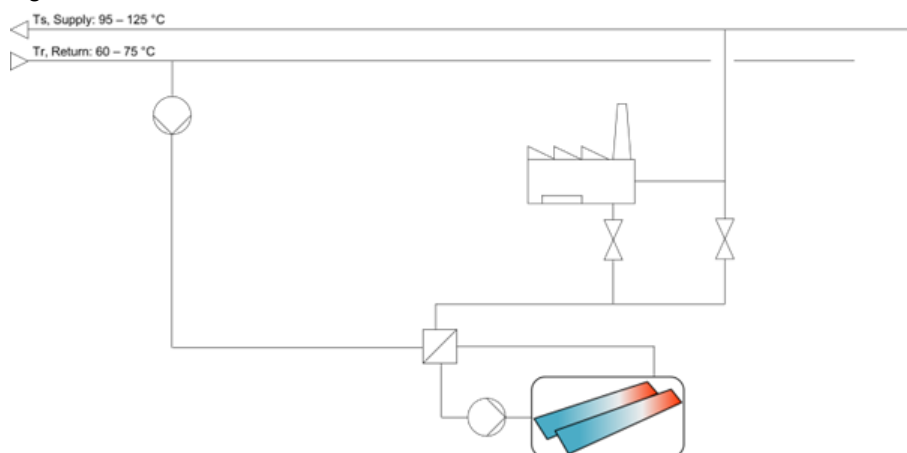


Abbildung 6: Systemschema mit den einzelnen Komponenten, wie Erzeugungsanlagen, Solarthermie, integriert in das Naturwärmenetz und die angenommenen Systemtemperaturen und -leistungen

Wie oben schon erwähnt wurden für die Analysen zwei unterschiedliche Solarthermie-kollektortypen herangezogen und nachstehend im Detail betrachtet. Dabei handelt es sich am Markt befindliche Produkte der Firma GREENoneTEC wobei einer mit Einfachverglasung (GK 3133-S) und der andere mit einer Doppelverglasung (GK 3133). Die Bruttomodulfläche und die weiteren physikalischen Daten sind gleich, nur bei den Koeffizienten für den Wirkungsgrad (untere Seite der Tabelle) unterscheiden sie sich (siehe Tabelle 3).

Die Leistungsberechnung für die thermischen Solarkollektoren bzw. Module $\dot{Q}_{SK}$ erfolgt mit der erweiterten Wirkungsgradkennlinie für Solarkollektoren in Gleichung (1), wobei jene Parameter aus Tabelle 3 für die Modellberechnungen herangezogen werden. Neben den obigen Parameter wurden noch Faktoren für den Einstrahlungswinkel berücksichtigt: $\eta_{0,b}$, $K_b(\theta_L, \theta_T)$ bzw. G_b .

$$\dot{Q}_{SK} = A_G \cdot \left(\eta_{0,b} \cdot K_b(\theta_L, \theta_T) \right) \cdot G_b + \eta_{0,b} \cdot K_d \cdot G_d - \alpha_1 \cdot (T_m - T_a) - a_2 \cdot (T_m - T_a)^2 \quad (1)$$

¹ <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>

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	Bruttogesamt-fläche 30.000 m ²	südliche Ausrichtung (0°) Anstellwinkel: 40° (Freifläche)	Zwei unterschiedliche Produkte: Doppelverglasung und Einfachverglasung Siehe weiter unten mit der Analyse
2	Nachheizung	Biomassekessel	therm. Leistung $\dot{Q} = 10 \text{ MW}$ (erweiterbar)	Modulierend an dem Bedarf ans Naturwärmenetz angepasst
3	Solarpumpe	Pumpenauslegung max. 72 l/h.m ² modulierend	Einspeisetemperatur fürs Naturwärmenetz mit max. 125 °C in die Nachheizung, je nach Ertrag	Temperaturdifferenz beim Einschalten: 4 K (zw. Kollektorausstritts-temperatur und Netztemperatur) Temperaturdifferenz beim Ausschalten: 1 K
4	Netzpumpe und FW-Leitung	Gleich wie bei der Solarpumpe, gleicher Kapazitätsstrom	Auslegung auf 1,1 m/s ² Rohrleitungen	Rohrverluste nominal auf 150 Pa/m angesetzt

Tabelle 3: Vergleich der Parameter zwischen zwei Typen von Solarthermiekollektoren, einmal mit Doppel- und einmal mit Einfachverglasung

Parameter	Einheit	GK 3133	GK 3133-S
Hersteller	-	GREENoneTEC	GREENoneTEC
Verglassungsart	-	Doppelverglasung	Einfachverglasung
Bruttofläche	m ²	13,17	13,17
Aperturfläche	m ²	12,35	12,35
Gewicht leer	kg	333	232
Inhalt	l	11,35	11,35
Parameter	Einheit	GK 3133	GK 3133-S
$\eta_{0,b}$	-	0,763	0,803
Kd	-	0,931	0,918
a1	W(m ² .K)	1,969	2,888
a2	W(m ² .K ²)	0,015	0,012
Kb	-	f(θ)	

System mit Einbindung Wärmespeicher und Solarthermie (Variante 1b)

Ziel der Variante 1b war es, inwiefern ein Pufferspeicher oder Lastausgleichsspeicher bis 5.000 m³ einen Einfluss auf die Gassubstitution nehmen kann. Das Schema in Abbildung 7 zeigt schon, dass ein weiterer Kreis vonnöten ist, da Solarthermieranlagen zumeist mit einem anderen Medium gefüllt sind.

Dieser zusätzliche Wärmetauscher erzeugt wiederum einen Exergieverlust im System und daher gehend auch zusätzlich Ineffizienzen. Die Solarthermieranlage überträgt nämlich über den Wärmeübertrager die Wärme in den Pufferspeicher oder als weitere Möglichkeit direkt in das Wärmenetz. Der Pufferspeicher kann auch ohne der Solarthermieranlage die Wärme in das Netz übertragen. Damit jedoch die Netztemperatur immer erreicht wird ist wiederum ein Nachheizkessel mit Biomasse für die bedarfsgerechte Einspeisung am Einspeisepunkt notwendig.

² <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>

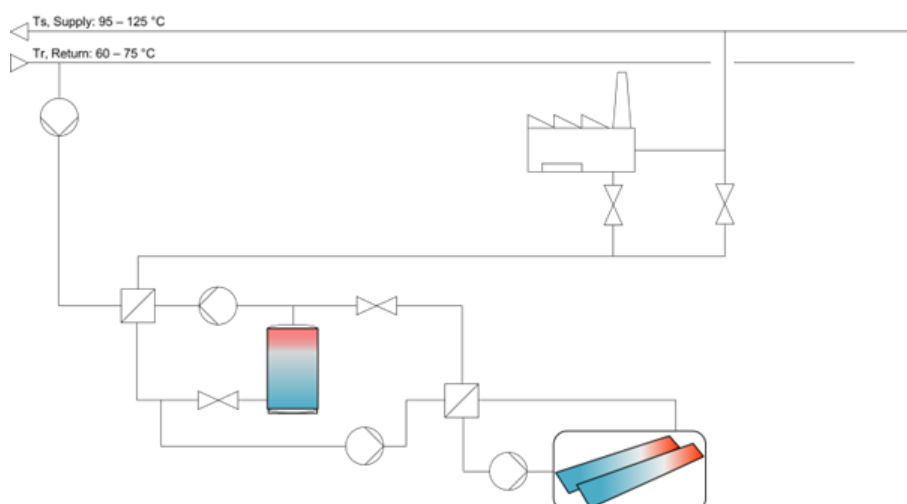


Abbildung 7: Systemschema mit den einzelnen Komponenten, wie Erzeugungsanlagen, Solarthermie und Wärmespeicher, integriert in das Naturwärmenetz und den angenommenen Systemtemperaturen und -leistungen

Die weiteren Komponenten für diese Variante 1b sind in der Tabelle 4 zusammengefasst. Hierbei kann die Solarthermieanlage in das Netz einspeisen, wobei dann die gleiche Regelung wie bei der Variante 1a stattfindet, oder in den Pufferspeicher, der angeordnet ist.

Tabelle 4: Erweiterte Komponentenliste mit dem Großwärmespeicher und dessen Parameter

Nr.	Komponente	technische Details 1	technisches Detail 2	weitere technische Details
1	Großwärmespeicher	Volumen: von 0 bis 5.000 m ³ ; Detailanalysen mit Pufferspeicher-volumen von 2.000 m ³	Wärmeverlustkoeffizient mit 0,06 W/(m ² .K)	Freistehender Stahltank isoliert; Umgebungstemperatur mit Außentemperatur aus Wetterdatensatz Höhe: 20 m (parametrierter Speicher) ³
2	Solarpumpe mit Speicher	Pumpenauslegung max. 72 l/h.m ² modulierend	Speichermaximal-temperatur: 95 °C (Abschaltung Pumpe)	Temperaturdifferenz beim Einschalten: 4 K (zw. Kollektoraustritts-temperatur und Speicher unten) Temperaturdifferenz beim Ausschalten: 1 K oder direkt fürs Netz, wie oben (Vorrang)
3	Weitere Pumpen und Rohre	Auslegung, um gleiche Kapazitätsströme zu erreichen	Annahme wie oben bei der Netzpumpe, Rohrgeschwindigkeit max. 1,5 m/s ⁴	Druckverlust bei Annahme mit 150 Pa/m

D.h. wenn keine Netzanforderung vorherrscht jedoch der Pufferspeicher um 5 K geringere Temperatur (Solarkollektoraustritt zu Speicher unten) besitzt, dann belädt die Solarthermieanlage den Pufferspeicher, bis die Temperaturdifferenz auf 2 K zurückgeht. Danach wird die Beladung abgeschaltet. Die Pumpen im Zwischenkreislauf erfüllen die Anforderung, dass der gleiche Kapazitätsstrom gefahren wird. Der Effektivness-Wert des Wärmetauschers ist mit 90 % angenommen.

Ergebnisübersicht mit Sensitivitätsanalysen

Gesamtsystemuntersuchungen ohne Großwärmespeicher (Variante 1a)

Nach den separaten Komponentenuntersuchungen wurde abgeleitet, dass die mittlere Absorbertemperatur geringgehalten werden soll, um höhere Solarerträge zu erhalten. Unter den

³ Reisenbichler et al. (2023): LargeTESModelingToolkit: A Modelica Library for Large-scale Thermal Energy Storage Modeling and Simulation; Proceedings of the Modelica Conference 2023 from October 9-11, 2023, Aachen, Germany DOI: 10.3384/ecp204337

⁴ <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>

Annahmen am Anfang des Kapitels wurden Jahressimulationen für die Variante 1a, Solarthermie ohne Speicher durchgeführt. Dabei war es ein primäres Ziel die Wärmeeinspeiseleistungen ins Netz auszuloten, d.h. es wurden Sensitivitätsanalysen mit unterschiedlich möglichen Einspeiseleistungen (bestehend aus der Wärmeleistung der Solaranlage und der Nachheizung) durchgeführt, analysiert und interpretiert. Zuvor zeigen die Abbildung 8, Abbildung 9 und Abbildung 10 noch einen Winter und Sommerfall, um ein besseres Verständnis für die weiteren Ergebnisse zu bekommen. Abbildung 8 zeigt auf der linken Seite den Winterfall mit Außentemperaturen von 5 °C bis ca. 7,5 °C unter einer direkten Einstrahlung am Vormittag, wohingegen die rechte Seite einen schönen Sommertag (1. Juni) mit ganztägiger Einstrahlung auf den Kollektor und Temperaturen von 15 °C bis knapp 30 °C zeigt.

Abgeleitet dazu zeigt Abbildung 9 die Wärmeleistungen (links) und die Temperaturen aus der Solaranlage (rechts) für den Winterfall. Hier ist ersichtlich, dass die Solarthermieanlage nur geringe Leistungen aufgrund der geringen Einstrahlung und des Aufstellwinkels der Kollektoren schafft. Die Austrittstemperatur der Solaranlage kommt nur knapp maximal über die 70 °C („Solarthermie (Ein)“) und mit der Nahheizung („Vorwärmung Solar“) maximal auf ca. 88 °C bei einer begrenzten Einspeiseleistung von 10 MW. Dabei ist ersichtlich, dass die Nachheizung einen viel höheren Wärmemengenanteil gegenüber der Solarwärme hat.

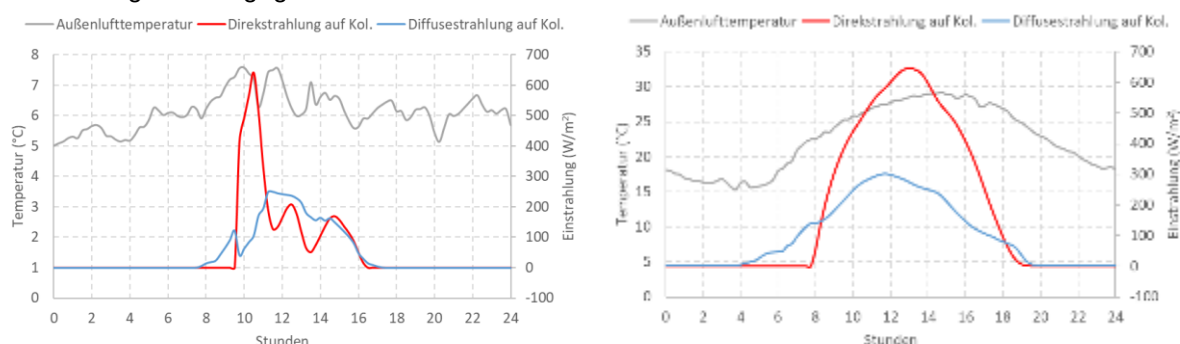


Abbildung 8: Wetterdaten inkl. Einstrahlung (direkt und diffus) auf den Kollektor und die Außentemperatur für den 1. Februar (links) und für den 1. Juni (rechts)

Anders sieht es an einem Sommertag aus, wo die Solarthermie den Großteil an Wärme liefert und die Nachheizung nur geringfügig dazugibt (siehe Abbildung 10). Hierbei können auch die Soll-Vorlauftemperaturen des Netzes erreicht werden, wobei gesagt werden muss, dass der Wirkungsgrad der Solarthermieanlage durch die hohen Temperaturen am Absorber leidet.

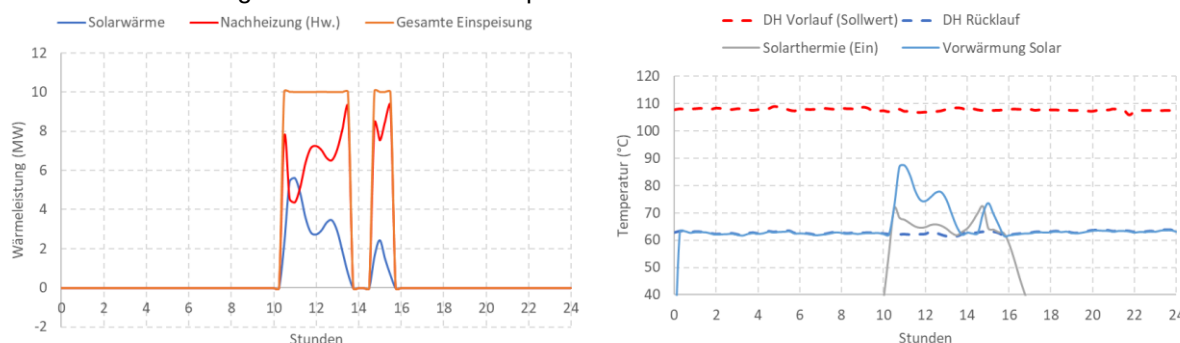


Abbildung 9: Ergebnisse für die Wärmeleistungen für die Solarthermie und der Nachheizung (links) und die dazugehörigen Temperaturen (rechts) für den 1. Februar (repräsentativ für einen Winterfall)

Abgeleitet durch die Restriktion der Einspeiseleistung der Wärme von 10 MW wurden in einer weiteren Sensitivitätsanalyse die Variation der Einspeiseleistung untersucht. Abbildung 11 zeigt dabei diese Untersuchungen zwischen dem doppelt- und einfachverglasten Kollektor. Dabei wurde auch die Einspeiseleistung variiert und als Ergebnis die Solarwärme in GWh pro Jahr und der spezifische Solarertrag aufgetragen.

Es zeigt sich, dass bei der zuvor erwähnten Einspeiseleistung von 10 MW ins Naturwärmenetz ein spezifischer Solarertrag von ca. 320 kWh/(m².a) einstellt. Würde der einfachverglaste Kollektor installiert werden, dann sinkt der Ertrag auf ca. 275 kWh/(m².a) für dieses System mit den Randbedingungen. Bei höheren Einspeiseleistungen steigt der spezifische Solarertrag auf ca. 350 kWh/(m².a) bei 18 MW zeigt

jedoch Tendenzen, dass für noch höhere Leistungen nur noch ganz geringe Ertragszuwächse generiert werden können. Die Aufteilung zwischen der Solarwärme und der Wärme für die Nachheizung kann in der Abbildung 12 betrachtet werden. Im unteren Bereich, d.h. <10MW Einspeiseleistung fällt der spez. Solarertrag rapide ab.

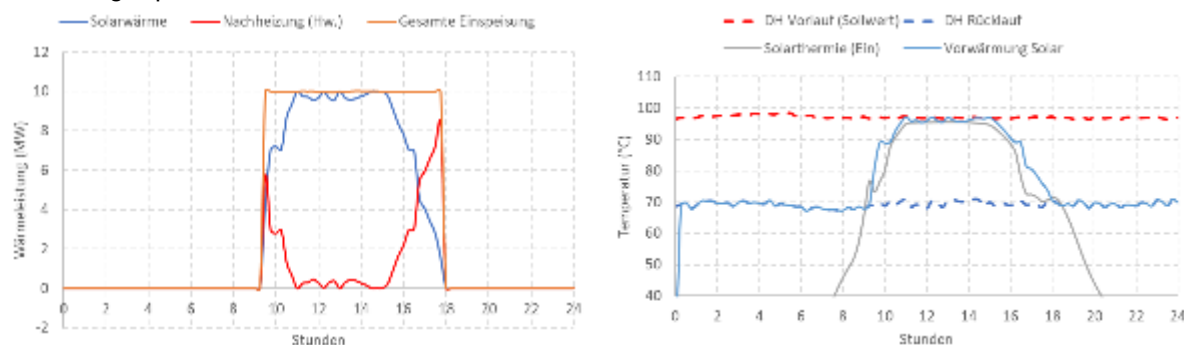


Abbildung 10: Ergebnisse für die Wärmeleistungen für die Solarthermie und der Nachheizung (links) und die dazugehörigen Temperaturen (rechts) für den 1. Juni (repräsentativ für einen Sommerfall)

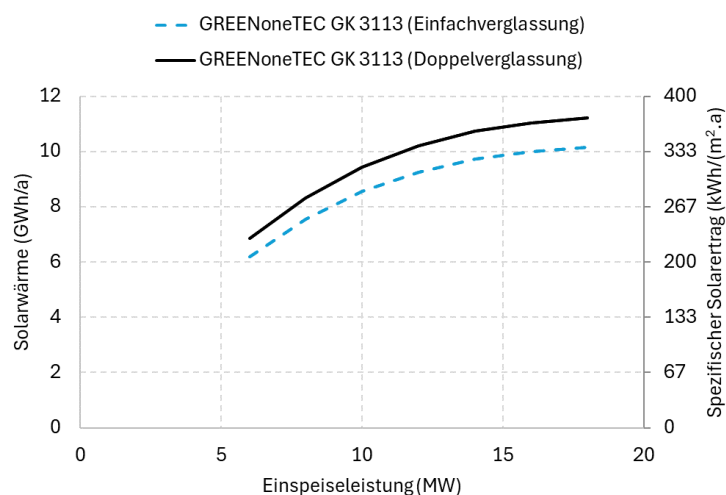


Abbildung 11: Vergleich beider Kollektortypen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung von Solarthermie und Nachheizung als Auswirkung auf die Wärmeerträge der Solarthermieranlage

Mit diesen Einspeiseleistungen werden auch die Abgabe der Solarwärme gedrosselt. Folglich führt dies zu Steigerung des Massenstroms im Kollektor und zur Erhöhung der mittleren Absorberrtemperaturen und somit zu geringeren Erträgen (siehe Abbildung 13)

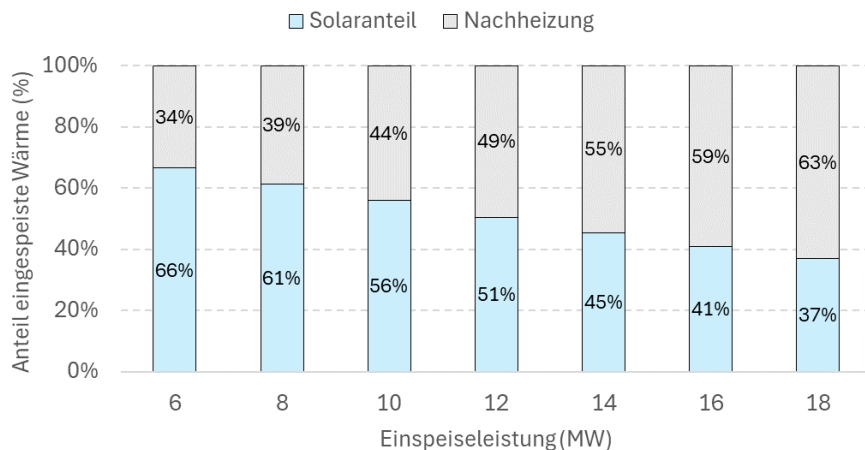


Abbildung 12: Aufteilung der Wärme zwischen dem Solarertrag und der Nachheizung bei unterschiedlichen Wärmeeinspeiseleistungen ins Netz für den doppeltverglasten Kollektor

Das Gesamtergebnis für die Integration der solaren Großanlage mit 30.000 m² und einer Einspeiseleistung von 10 MW zeigt trotzdem eine Möglichkeit Gas zu substituieren. Im Verbundnaturwärmenetz kann dazu der Gasbedarf von 97,2 GWh/a auf 91,5 GWh/a reduziert werden, was ca. 6,2 % entspricht. Auch der Anteil an Biomassebedarf kann von 236,7 GWh/m² auf 232,9 GWh oder um ca. 2 % gesenkt werden. Abbildung 14 zeigt dazu das entsprechende Energieflussdiagramm mit den neuen Ergebnissen und Abbildung 15 die monatlichen Energiemengen über das Jahr gesehen inkl. der solaren Deckung in Bezug auf die Gesamtmenge. Dabei ergibt sich ein solarer Deckungsgrad von 2,9 %. Würde man den solaren Deckungsgrad nur auf die Wärme, die durch Gas erzeugt wird, dann ergibt sich mit der 30.000 m² großen Solaranlage ohne Speicher ein Wert von 10,5 %.

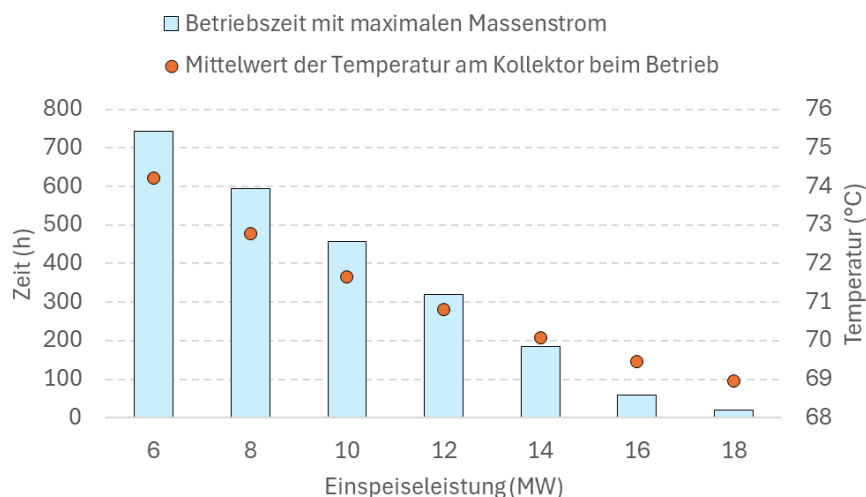


Abbildung 13: Betriebszeiten für den maximalen Massenstrom, ergo geringe Temperaturdifferenzen und der mittleren Absorbtemperatur während des Betriebs für die unterschiedlichen Einspeiseleistungen für den doppeltverglasten Kollektor

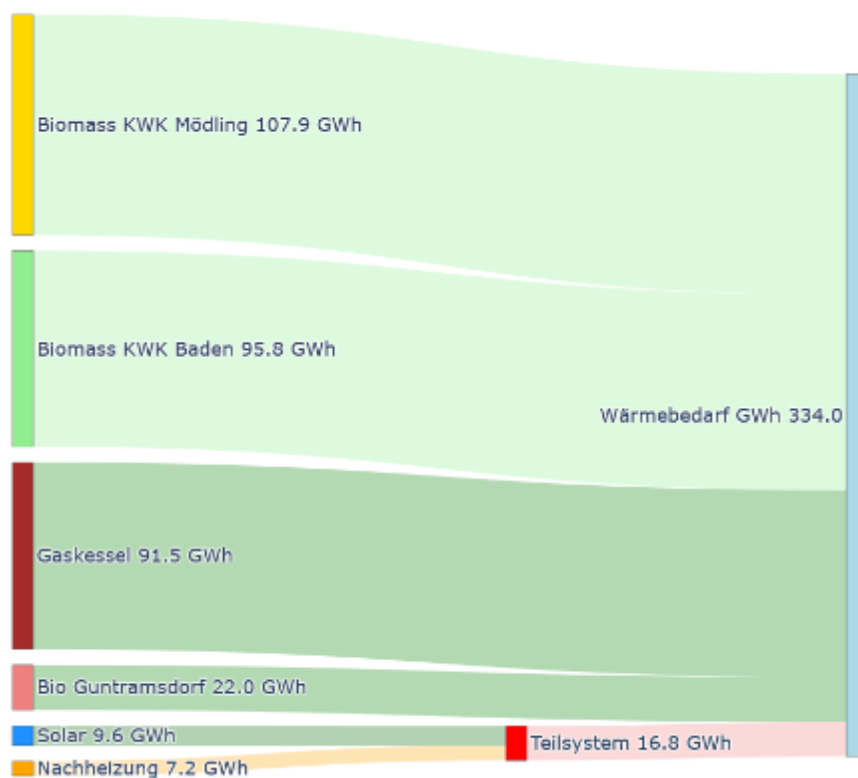


Abbildung 14: Energieflussdiagramm für das System mit der Substitution von Biomasse und fossilen Energieträgern durch die Integration der Solarthermieranlage

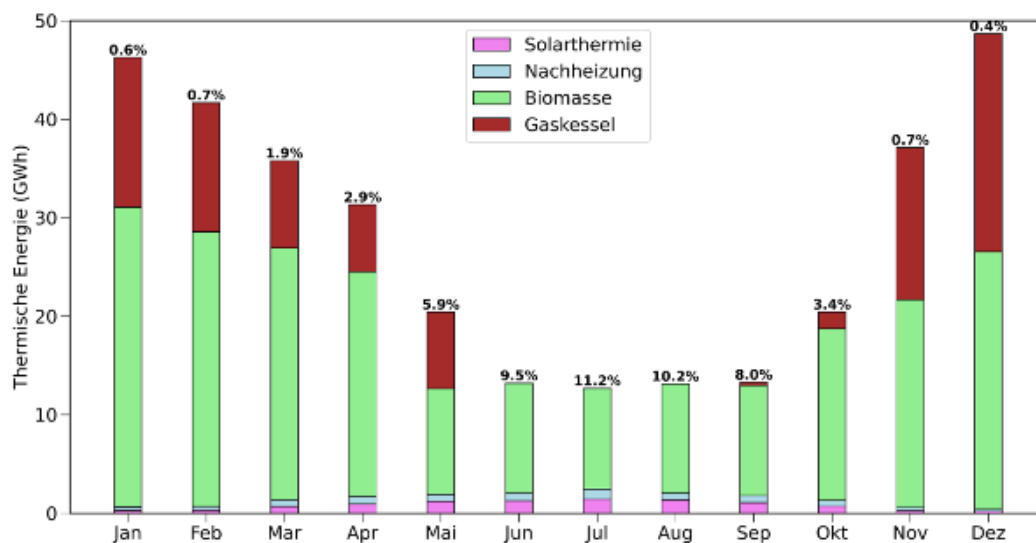


Abbildung 15: Aufschlüsselung des Solaren Deckungsgrades in Bezug auf die Gesamtwärmebedarf im Netz über die Monate

Gesamtsystemuntersuchungen mit konst. Solarthermiefläche und Variation des Volumens vom Großwärmespeicher (Variante 1b)

Als weitere Variante (1b) wurde die Integration des Pufferspeichers als oberirdischer Stahltankspeicher unter den Annahmen am Beginn des Kapitels untersucht. Zuerst wurden simulationstechnische Sensitivitätsstudien hinsichtlich der Speichergrößen bis 5.000 m³ durchgeführt. Dabei war das Ziel mit unterschiedlichen Speichergrößen und Einspeiseleistungen die Solarerträge zu ermitteln und diese zu verbessern. Abbildung 16 zeigt das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse, wobei auch die Ergebnisse der Variante 1a (ohne Pufferspeicher) aufgetragen sind.

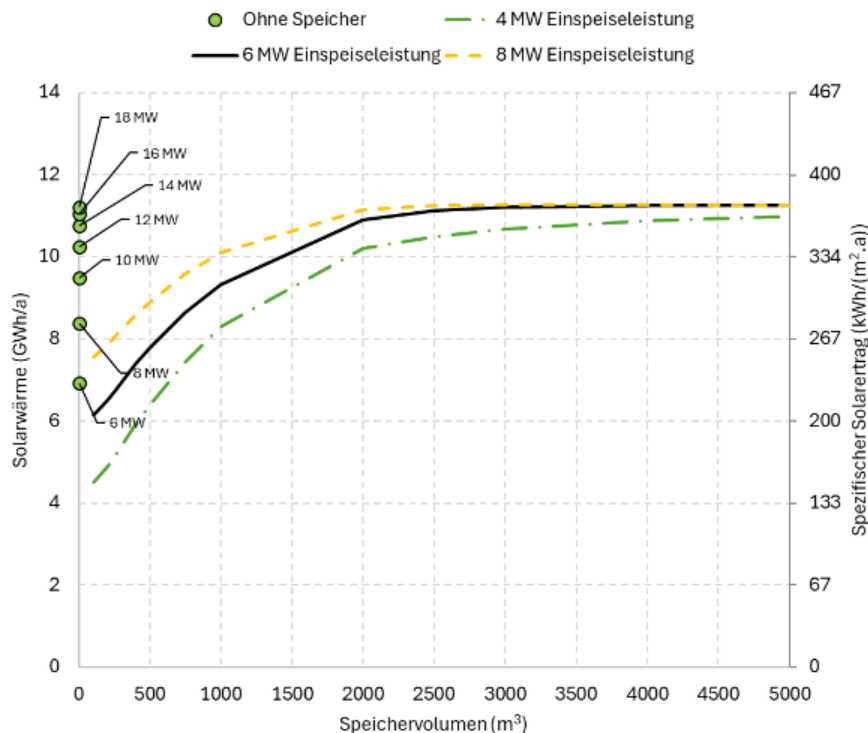


Abbildung 16: Variantenstudie zur Ermittlung des Ertrags für die solarthermischen Anlage mit unterschiedlichen Speichergrößen und bei unterschiedlichen Einspeisungsleistungen in das Naturwärmenetz (Solarthermie plus Biomassekessel)

Am Beispiel der Einspeiseleistung mit 8 MW zeigt sich, dass ohne Speicher ein Ertrag der Solarthermianlage von ca. 275 kWh/(m².a) erreicht werden kann. Durch die Integration des Pufferspeichers (gestrichelte Linie) kann der Ertrag bei einem 5.000 m³ Speicher auf ca. 375 kWh/(m².a) erhöht werden. Auffällig dabei ist, dass ab einer Pufferspeichergröße von 2.000 m³ keine nennenswerten Zuwächse beim Ertrag für die unterschiedlichen Einspeiseleistungen erfolgen. Bei Integration von kleinen Speichern z.B. <250 m³ sinkt sogar der Ertrag unter dem Wert, als wäre kein Pufferspeicher integriert. Der Grund hierfür ist, dass durch das gewählte System mit dem Speicher ein weiterer hydraulischer Kreis implementiert wurde, und damit die zwei Wärmeübertrager mit ihren Effizienzen negative Auswirkungen haben. D.h. im Gegensatz zu keinem Pufferspeicher wird der Solarertrag durch die Grädigkeit der Wärmeübertrager verringert, was sich in der Abbildung widerspiegelt.

Für die Variante 1b wurden weitere Detailanalysen mit der solaren Großanlage von 30.000 m² einem Pufferspeicher von 2.000 m³ und einer Einspeiseleistung von 10 MW durchgeführt. Die 2.000 m³ Pufferspeichergröße wurde aufgrund der sehr geringen Zuwächse der Erträge bei größeren Speichern gewählt, um auch dazu die Wirtschaftlichkeit zu bewerten. Abbildung 17 zeigt die monatlichen Ergebnisse für die Bereitstellung der Wärme in das Naturwärmenetz inkl. den Beitrag der Solarthermianlage direkt als auch über dem Speicher ins Netz. Die größten Beiträge werden dabei in den Sommermonaten erzielt, und auch die höchsten solaren Deckungsbeiträge.

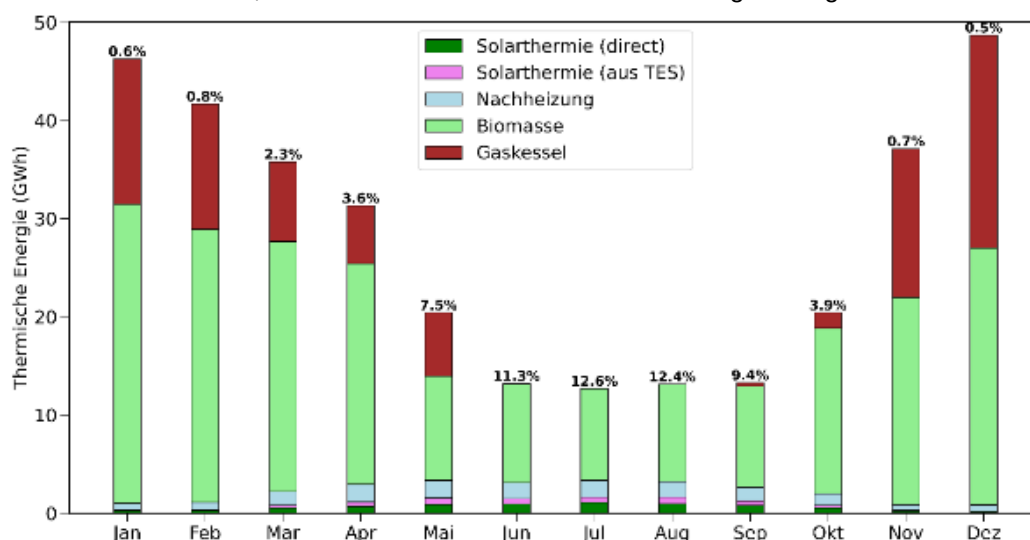


Abbildung 17: Detailanalyse für die Solarthermianlage mit einem Speicher von 2.000 m³ und einer limitierten Einspeiseleistung von 10 MW_{th} inkl. Solarer Deckungsgrad

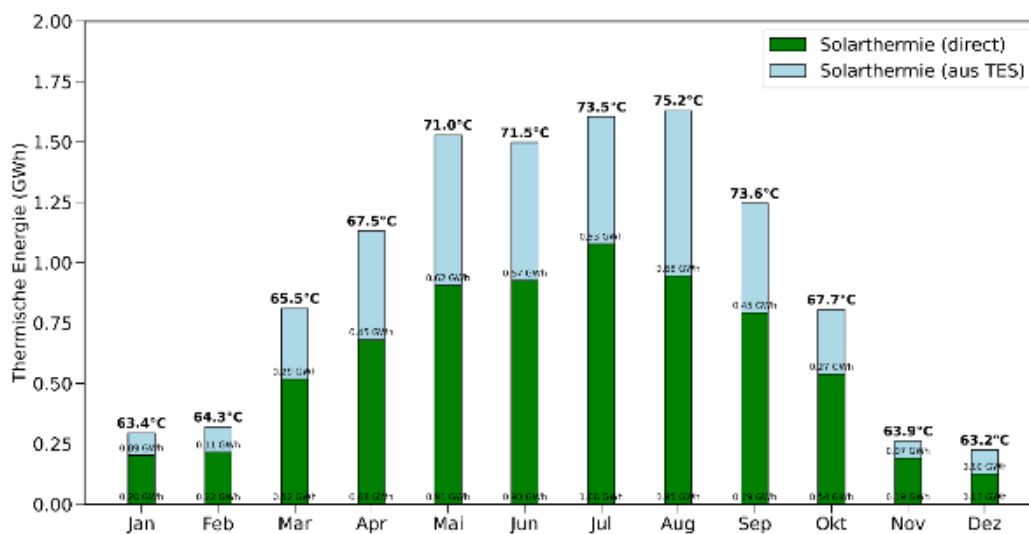


Abbildung 18: Eingespeiste Solarenergie (direkt und aus dem TES) inkl. mittlere Wert der Speichertemperatur

Abbildung 18 zeigt dazu die Detailanalysen der solarthermischen Anlage inkl. Bereitstellung aus dem Pufferspeicher (TES) für die unterschiedlichen Monate inkl. den mittleren Speichertemperaturen. Übers Jahr gesehen wird mit diesem System ein solarer Deckungsbeitrag von 3,4 % in Bezug zum Gesamtwärmebedarf erreicht oder 13,1 % in Bezug auf die Wärme, die mit Gas bereitgestellt wird. Der Bedarf an Biomassewärme sinkt jedoch nur geringfügig auf 235,78 GWh/a im Vergleich zum Status quo von 236,72 GWh/a. Die Wärmebereitstellung durch Gas sinkt von 97,25 GWh/a auf 86,83 GWh/a was eine Reduktion von 11 % bedeutet. Im Gegensatz zu Variante 1a steigt der Solarertrag von 9,56 GWh/a (Variante 1a) auf 11,36 GWh/a (Variante 1b)

Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Sie gelten sowohl für die Variante 1 als auch später für Variante 2, wo die jeweiligen Zeilen allokiert werden. Die spez. Speicherkosten sind in Abbildung 19 dargestellt. Die Berechnung erfolgte in Anlehnung an die ÖNORM M7140 mit der VDI 2067, ÖNORM B1801 sowie der OIB RL6 für Energieträger und Faktoren.

Tabelle 5: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140

Betrachtungsperiode	20 Jahre (für alle)
Kalkulationszinssatz	3 %
CO ₂ -Preissteigerung	2 %
Spez. CO ₂ -Kosten (Projektion)	100 €/Tonne
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	4 %
Lebensdauer Solarthermiekollektor	30 Jahre ⁵
Lebensdauer Erdbeckenspeicher	30 Jahre ⁵
Lebensdauer Biomassekessel	20 Jahre ⁵
Lebensdauer Biomassekessel Zubehör	50 Jahre ⁵
Lebensdauer FW-Übergabestation	50 Jahre ⁵
Lebensdauer Wärmenetz	50 Jahre ⁵
Spez. Kosten Solarthermiekollektor	370 €/m ² ⁶
Spez. Kosten Erdbeckenspeicher	53 €/m ³ ⁷
Spez. Kosten Tankspeicher	600 €/ m ³
Spez. Kosten Biomassekessel	1.000.000 €/MW
Spez. Kosten Biomasse Zubehör für Heizhaus, MSR, Hydraulik - Pauschale	2 Mio. €
spez. Kosten Wärmenetz 1/3 grüne Wiese, 2/3 unter Infrastruktur	433 €/Trm
Planungsleistungen für Gesamtsystem	3% v. CAPEX
Energiekosten	
Strombedarf für Biomasse	0.2 €/kWh (0,7 % v. Biomassebedarf in kWh)
Biomassekosten	0,04 € / kWh
Wärme Solarthermie	0 € / kWh

⁵ Literaturquelle: Ing. Haas GmbH aus persönlichem Gespräch 2023-02-08

⁶ Bereinigte spezifischer spezifische Kosten aus "Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. 2017" unter Berücksichtigung eine jährliche Inflation von 4% seit 2017.

⁷ Spezifische Kosten gemäß Quelle Solites dokumentiert in Abbildung 19

Strombedarf Solarthermie	0,7 % v. Solarthermiebedarf in kWh
Gaspreis	0,04 € / kWh
Betriebsgebundene Kosten	
Wartungskosten Solarthermie	0,25 % v. CAPEX Solarthermie pro Jahr
Wartungskosten Erdbeckenspeicher	0,5 % v. CAPEX pro Jahr
Wartungskosten Biomasse	0,3% v. d. Wärme pro Jahr
Wartungskosten Wärmenetz	1,0 % v. CAPEX pro Jahr
Wartungskosten Gaskessel	0,3% v. d. Wärme pro Jahr

Für die Berechnungen wird der Wärmeaufwand der Biomasseanlagen insgesamt und der Gasbedarf für die Wärme mit den allen Kosten miteinbezogen. In der Referenzvariante werden auch diese bewertet. Für die einzelnen Varianten werden die Einsparungen den Kosten gegenübergestellt. Förderungen wurden hierbei mit 30% nach dem Förderprogramm des „Klima+energie fonds“ für Großspeicheranlagen berücksichtigt (max. 12 Mio.€)

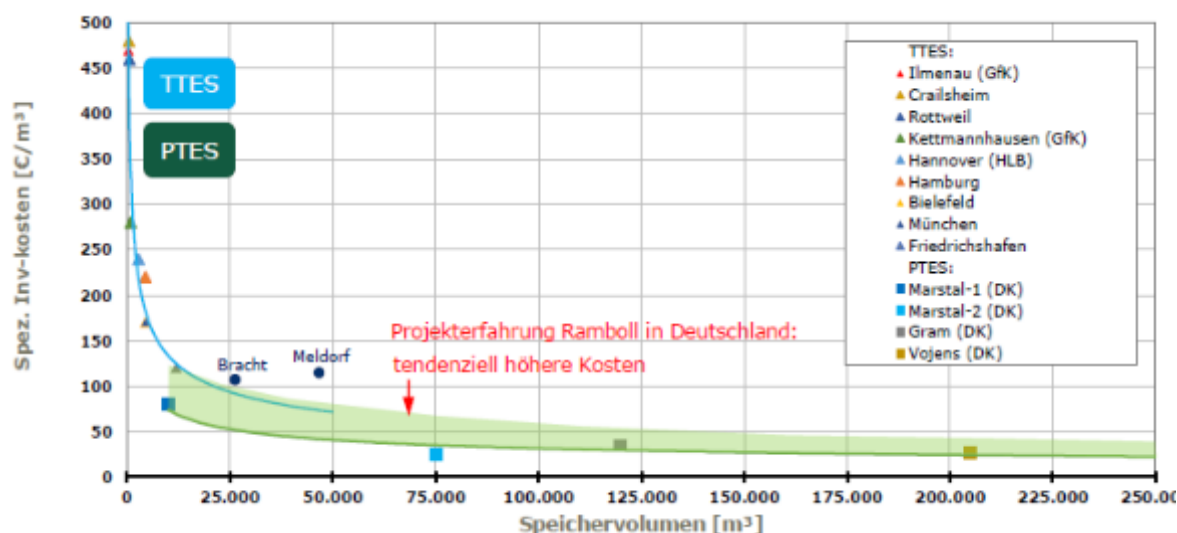


Abbildung 19: spezifische Kosten von Wärmespeichern ohne Angaben von Plankosten und MwSt. für Stahltankspeicher (TTES) und Erdbeckenspeicher (PTES) aus dem Jahr 2022 Quelle: Solites

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in der Tabelle 5 dargestellt. Dabei werden die zwei Betrachtungsfälle inkl. der Referenz (Status quo) auf den Barwert der kapitalgebundenen Kosten, verbrauchsgebundenen Kosten und den betriebsgebundenen Kosten analysiert. Ein wesentlicher Faktor bei den Untersuchungen sind die CO₂-Bepreisungen, welches sich sehr stark auf den Gasverbrauch auswirkt. Im Rahmen der dynamischen LZA-Betrachtung ergibt sich mit den Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung und den Simulationsfällen folgende Ergebnisse die in Abbildung 20 als Gesamtausschnitt im oberen Teilbereich dargestellt sind. Diese Ergebnisse wurden mit einer CO₂-Bepreisung von 100 EUR je Tonne bei einer durchschnittlichen Steigerungsrate von 2 % über 20 Jahre erzielt. Die Ergebnisse zeigen, dass das Referenzszenario keine Investitionskosten besitzt und die Variante 1b die höchsten Investitionskosten durch die 30.000 m² Solarthermieanlage sowie den 2.000 m³ Pufferspeicher hat. Jedoch besitzt die Variante 1b auch die geringsten verbrauchsgebundenen Kosten im Vergleich zu den anderen Varianten, Referenz und Variante 1a. Die betriebsgebundenen Kosten sind bei der Variante 1b am höchsten, da die Einbindung des Speichers höhere Wartungskosten mit sich bringt. In diesem Vergleich zeigt sich jedoch, dass der Barwert der dynamischen LZA-Betrachtung für das Referenzsystem am geringsten ist, gefolgt von der Variante 1b und der Variante 1a. Die Einsparungen durch Integration des Pufferspeichers reichen also in diesem Kontext nicht aus, um einen geringeren dynamischen Barwert über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahre zu erzielen.

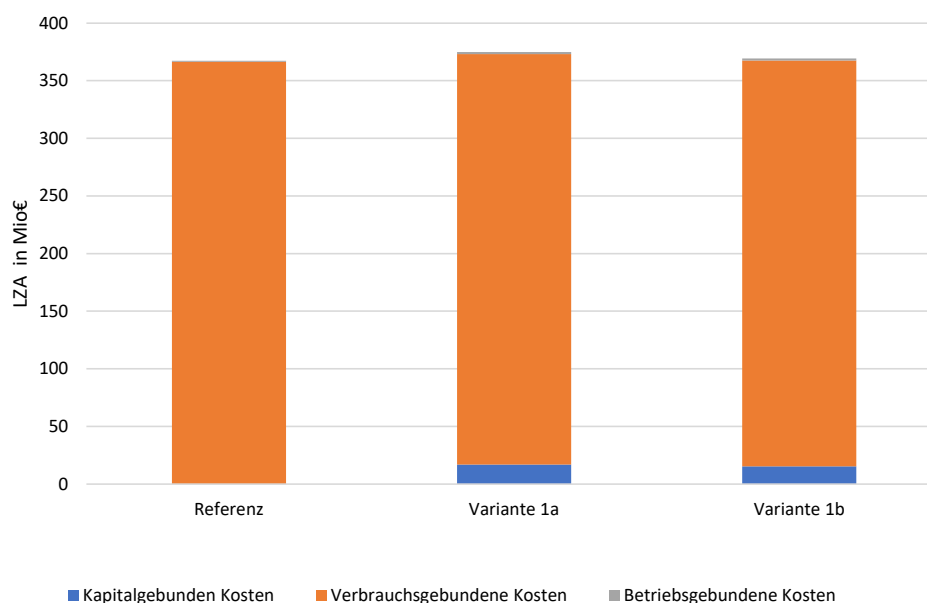


Abbildung 20: Ergebnisse des Barwerts der LZA-Betrachtung dynamisch für die betrachteten Varianten inkl. des Referenzszenarios (gesamter Ausschnitt)

Rahmenbedingungen

Das südliche Wiener Becken besteht aus einer Hoch- und einer Tiefscholle, die vom Leopoldsdorfer Bruchsystem voneinander getrennt werden (Abbildung 21). Der N-S streichende Leopoldsdorfer Bruch ist ein synsedimentäres Bruchsystem, welches bereits ab dem Karpatium wirksam war und aus einem Hauptbruch mit einigen vorgelagerten Staffelbrüchen besteht. Das Bruchsystem erreicht eine Sprunghöhe von 4000 m und fällt mit etwa 50-60° gegen Osten ein.

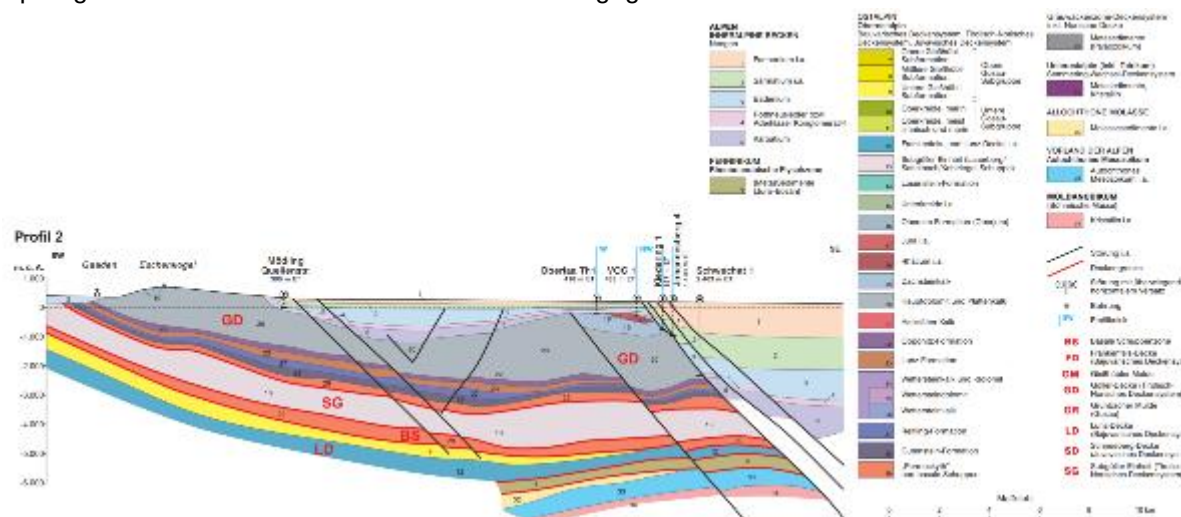


Abbildung 21: Profilschnitt Westrand des Wiener Beckens [1]

Die neogene Sedimentationsgeschichte des Wiener Beckens ist eng mit seiner tektonischen Entstehungsgeschichte verbunden und zeigt sich durch unterschiedliche Sedimentmächtigkeiten an einer Reihe von Hoch- und Absenkungszonen, entstanden durch synsedimentäre Brüche. Die Bruchtektonik ist durch N-S und SW-NE streichende Brüche gekennzeichnet. Das Alter der Brüche reicht vom Karpatium bis ins Pannonium. Die Bruchintensität nimmt durch das Anhalten der tektonischen Aktivität nach unten hin zu und zeigt ihre höchste Dichte im Beckenuntergrund.

Die neogene Schichtfüllung im südlichen Wiener Becken reicht von maximal -1200 m ü. A. bis -180 m ü. A. und beginnt im Karpatium bis ins obere Pannonium (Abbildung 22). Die fluviatilen und limnischen Ablagerungen des Karpatiums liegen heute nur mehr in tieferen Abschnitten des Beckens vor. Mit dem

Einsetzen des Badeniums setzt auch die marine Entwicklung im südlichen Teil des Beckens ein. Die Basis des Badeniums, vorliegend als Rothneusiedler Konglomerat, bedeckt auch hier nur tiefere Abschnitte des Beckens sowie das Oberlaaer Hoch. Im weiteren Verlauf lässt sich das Badenium in eine Beckenfazies (Badener Tegel) und in eine seichtmarine Fazies, wie sie im Küstenbereich und Hochzonen vorliegt, gliedern. Letztere ist geprägt durch das Auftreten von Lithothamnienkalken (Leithakalk). Im Sarmatium und unteren Pannonium kommt es zu einer Verringerung der Salinität, die Entwicklung einer Rand- und Beckenfazies mit ähnlichem lithologischem Inhalt setzt sich jedoch weiter fort. Im oberen Pannonium kommt es wieder zu limnischen Ablagerungen. Diese fehlen infolge von Erosion an den Hochzonen.

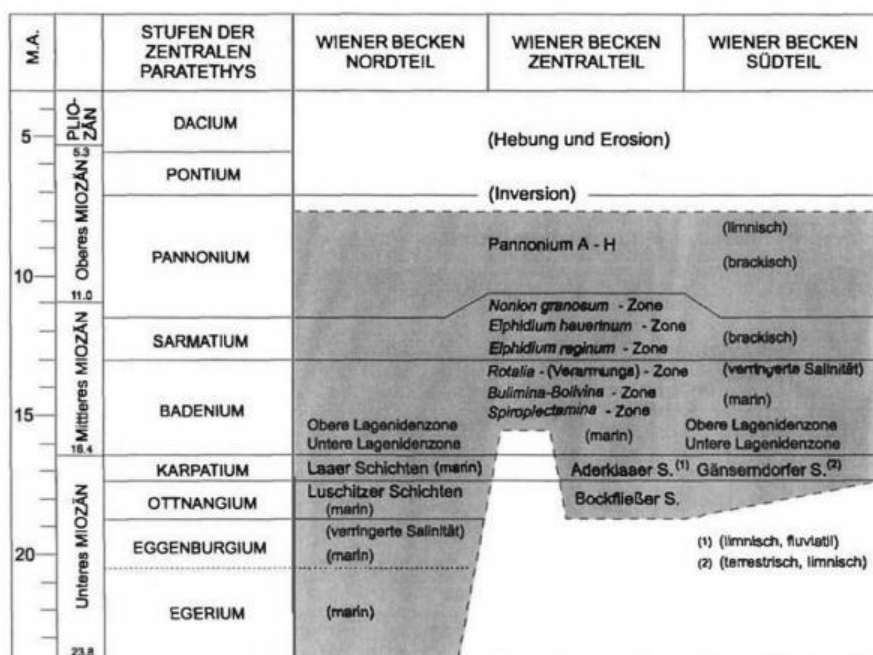


Abbildung 22: Stratigraphie und Faziesentwicklung im Wiener Becken [2]

OMV-Schussbohrungen im Großraum Hannersdorf

Bohrprofile von Schussbohrungen im Raum Hannersdorf/Leopoldsdorf zeigen eine einheitliche Ablagerung von blauen bis grauen Tönen bis 20 m Teufe. Im Hangenden der Töne finden sich unter einer geringmächtigen Humusschicht meist Schotter unterschiedlicher Korngröße und Lehm. Die stratigraphische Einordnung der am Standort vorliegenden Töne fällt ins Mittelpannon.

Erhebungen zur wasserrechtlichen Situation am Standort

Grundwasserkörper:

Laut Informationsportal des hydrographischen Dienstes (ehyd) befindet sich der avisierte Anlagenstandort im GK100024 – Südliches Wiener Becken. Bei dem Grundwasserkörper handelt es sich um einen Porengrundwasserleiter. Der geplante Anlagenstandort fällt innerhalb dieses Grundwasserkörpers in einen Bereich von Porengrundwasserleitern mit lokalen und begrenzten Grundwasservorkommen, laut Niederösterreich-Atlas besteht am betrachteten Standort kein zusammenhängender Grundwasserkörper. Von Seiten der Genehmigungsfähigkeit ist anzunehmen, dass der Grundwasserschutz keinen übergeordneten Stellenwert einnehmen wird.

Hydrogeologie am Untersuchungsstandort:

- Die lithologische Zusammensetzung besteht überwiegend aus Ton, Mergel und Sand mit örtlichen Vorkommen von Kies, Sandstein und Konglomerat.
- In der näheren Umgebung (2 km Umkreis) befinden sich keine Grundwassermessstellen.
- Grundwasserstrom von West nach Ost (vor allem für die schottrige Auflage auf dem Tegelkomplex; innerhalb von Schluffeinschaltungen nur geringe Verlagerungs-tendenz)
- Geländehöhe 191 müA → Grundwasserspiegel abgeschätzt durch Füllung der neheliegenden Abbaugelände 20 bis 30 m unter Geländeoberkante (GOK)

Erhebung von Altlasten und bestehenden Wasserrechten

Gemäß Erhebung des Altlastenportals des Umweltbundesamts sind am avisierten Standort keine Altlasten verzeichnet (Abfrage vom 18.10.2022).

Im digitalen Wasserbuch des Landes Niederösterreich sind in einem Umkreis von 1 km um den avisierten Standort keine Bestandsrechte ausgewiesen, die durch die Errichtung des Speichers beeinträchtigt würden.

Erhebung und Aufbereitung von Baugrundaufschlüssen in Bezug auf Bodenaufbau und physikalischer Werte

Es konnten für die Studie zwei Bohrprofile nahe dem zu untersuchenden Standort erhoben werden. Diese zeigen ähnliche Aufschlussdaten. Das nachfolgende Bohrprofil (Abbildung 23) zeigt, dass es zwei mächtige Hauptschichten gibt. Die erste Schicht besteht größtenteils aus Schluff und ist mit feinsandigen und tonigen Anteilen ergänzt. Bei der zweiten Schicht ist der Hauptbestandteil Feinsand und die Nebenanteile sind schwach bis stark schluffig und leutig. Das Grundwasser wird für weitere Betrachtungen ab 20 Meter unter Geländeoberkante angenommen.

Teste 0	müA 200.915	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	Genese	Farbe
0.1	200.815			Mutterboden durchwurzelt	Boden (rezent)	Boden	braun
0.2	200.715			Schluff, schwach sandig, schwach kiesig, humos, ordig	Boden (rezent)	Boden	dunkelbraun
0.5	200.215			Schluff	Jüngere Deckenschotter (allgemein)	fluvial	grau
1.4	199.515			Schluff, schwach feinsandig, wenig feinkiesig	Pannon	marin sedimentär	dunkelbraun
3	197.915			Schluff, feinsandig, wenig feinkiesig	Pannon	marin sedimentär	braun
				Schluff, tonig, schwach feinsandig, Einschlüsse (von) Bivalven	Pannon	marin sedimentär	olivbraun
8	192.915						
8.2	192.715			Schluff, tonig, feinsandig	Pannon	marin sedimentär	olivbraun
8.7	192.215			Schluff, tonig, feinsandig	Pannon	marin sedimentär	olivbraun
9.2	191.715			Schluff, tonig, schwach feinsandig	Pannon	marin sedimentär	dunkelgrau
9.5	191.415			Feinsand, schwach schluffig, leutig	Pannon	marin sedimentär	dunkelgrau
				Schluff, tonig, schwach feinsandig	Pannon	marin sedimentär	dunkelgrau
13.3	187.615						
13.5	187.415			Feinsand, stark schluffig, leutig	Pannon	marin sedimentär	grau
13.7	187.215			Schluff, stark feinsandig, schwach tonig	Pannon	marin sedimentär	grau
15	185.915			Feinsand, stark schluffig, leutig	Pannon	marin sedimentär	grau
15.3	185.615			Feinsand, schwach schluffig, leutig	Pannon	marin sedimentär	grau
				Feinsand, stark schluffig, leutig	Pannon	marin sedimentär	grau
18	182.915						

Endteufe

Abbildung 23: Vorhandenes Bohrprofil Nahe des Untersuchungsstandortes (Quelle: Amt der NÖ. Landesregierung, Baudirektion – Geologischer Dienst)

Auf Basis der vorliegenden Daten wurden zur weiteren Bearbeitung der Studie bodenmechanische und -physikalische Kennwerte abgeleitet. Des Weiteren konnten Daten aus der Literaturstelle der BOKU⁸ erhoben werden, um die Annahmen weiter zu konkretisieren. Für die thermische Modellierung wurden folgende Materialparameter definiert:

⁸ Knaak, 'Tone Als Barrieregesteine Bei Mülldeponien - Mineralogische Und Geochemische Untersuchungen an Tonen aus Mannersdorf, Göllersdorf Und Hennersdorf'.

- Wärmeleitfähigkeit: 2 W/m/K
- Wärmespeicherkapazität: 2000 J/kg/K

Zur geotechnischen Bearbeitung der Studie wurden die zwei Hauptschichten mit folgenden bodenmechanischen Kennwerten (Tabelle 6) definiert:

Eine weitere Klassifizierung des Bodens kann gemäß ÖNORM B 2205 erfolgen. Mit den vorhandenen Daten zum Baugrund lässt sich der Boden in Bodenklasse 4 – Mittelschwerer Boden (Stichboden) einordnen. Dieser eignet sich gut für Bauvorhaben wie bspw. Dammbauwerke.

Tabelle 6: Bodenkennwerte für die beiden Hauptschichten, Darstellung der minimalen, maximalen und mittleren Werte [4], [5]

Bodenkennwerte												
Bodenart	lt. Grundbuch Taschenbuch S124&125									lt. Krapfenbauer S281		
	Wichte γ [kN/m ³]			Reibungswinkel φ [°]			effektive Kohäsion c' [kN/m ²]			Bettungsmodul k_s [kN/m ³]		
	min	max	mittel	min	max	mittel	min	max	mittel	min	max	mittel
Sand-Schluff Gemisch	18	21,5	19,75	25	32	28,5	1	3	2	20 000	40 000	30000
Schluff, mittel- und ausgeprägt plastisch	17	20	18,5	25	33	29	2	7	4,5	20 000	40 000	30000

Zusätzlich zu den o.g. Analysen wurden separat ein Behördengespräch dokumentiert, die für die Integration von Großwärmespeicher dieser Dimensionen zu berücksichtigen sind.

Variante 2 – Sensitivitätsanalysen „Variation Solare Großanlage mit konstanten Erdbeckenspeichervolumina für die Gassubstitution“

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Ausgangslage und Randbedingungen

Die Variante 2 bedienen sich der gleichen Ausgangslage und Randbedingungen vom Naturwärmenetz wie bei Variante 1 bereits beschrieben. Die Energieströme und die Vor- und Rücklauftemperaturen als auch die Wetterdaten sind für die Variante 2 gleich wie bei der Variante 1. In den Sensitivitätsanalysen von Variante 2 werden die solarthermischen Kollektorflächen und Speichergröße, größere Kubatur, genauer für einen Langzeitspeicher analysiert und interpretiert. Die vorgeschlagenen Konstruktionspläne für den Erdbeckenspeicher mit 200.000 m³ sind in Variante 1 schon dargestellt.

System- und Komponentenbeschreibung

System mit Wärmespeicher 200.000 m³ und mit Solarthermie 30.000 m² zur Versorgung des Naturwärmenetzes der EVN (Variante 2a als auch für Variante 2b)

Die Systemintegration des Großwärmespeichers als Langzeitspeichers (GWS) in das Gesamtsystem kann in Abbildung 24 betrachtet werden und die Komponentenliste ist in Tabelle 7 aufgelistet. Die Einbindung des GWS erfolgt ähnlich wie dem aus Variante 1 mit dem Tankspeicher, mit der Möglichkeit, dass die Solarthermieanlage auch direkt ins Netz, mit oder ohne Nachheizung mit der Restriktion nur in den Wintermonaten für die Gassubstitution einspeisen kann, oder im Falle von Überproduktion den Speicher oben belädt bis die Schaltkriterien (Ein- oder Ausschaltkriterien) erreicht sind. Im Falle, dass

keine Solarthermie direkt verfügbar ist, wird in den Wintermonaten die Wärme aus dem Speicher über die Nachheizung ins Netz gespeist werden.

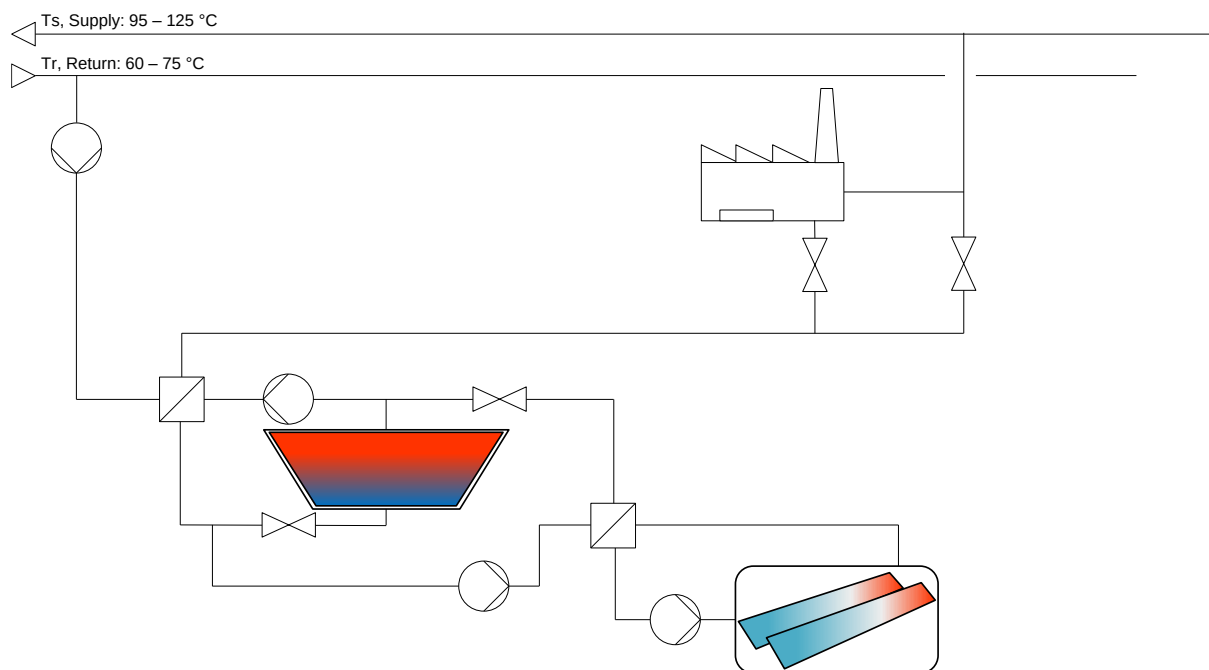


Abbildung 24: Systemschema mit den einzelnen Komponenten, wie Erzeugungsanlagen, Solarthermie sowie und Erdbeckenspeicher integriert in das Naturwärmenetz und die angenommenen Systemtemperaturen und -leistungen wie aus Variante 1 für die Variante 2

Tabelle 7 zeigt die wichtigsten Informationen für die Systemintegration inkl. der Variation der Solarthermiefächen und des Langzeitwärmespeichers, welcher mit dem LargeTESmtk⁹ simuliert wurde. Auch sind hier die weiteren Komponenten, ähnlich wie bei Variante 1 aufgeführt.

Ergebnisübersicht mit Sensitivitätsanalysen

Die Ergebnisse in diesem Unterkapitel zeigen die Varianten 2a und 2b, mit unterschiedlichen Solarthermiefächen von 30.000 m² und 35.000 m² bei gleichbleibenden Speichervolumen von 200.000 m³ für eine Langzeitspeicherung. Ziel dabei ist es die Gassubstitution in den Wintermonaten mit den gegebenen Randbedingungen zu eruieren

Ergebnis der Variante 2a, System mit Wärmespeicher 200.000 m³ und mit Solarthermie 30.000 m² zur Versorgung des Naturwärmenetzes der EVN

Mit den zuvor beschriebenen Annahmen und Komponenten für das System der Variante 2a in Variante 1 und den Rahmenbedingungen der Situierung des Großwärmespeichers als Langzeitspeicher wurden Simulationen hinsichtlich der Ertragssteigerung der Solarthermieranlage bzw. zur Reduktion der Wärme aus Gas durchgeführt. Die Simulationsdauer wurde in zwei Phasen unterteilt, in die Einschwingphase, wo der Speicher und das Erdreich sich einschwingen können, d.h. in den ersten 5 Jahren und in die Bewertungsphase für das System. Für die Untersuchungen wurden das Jahr sechs herangezogen, um die Integration bewerten zu können.

Die Variante 2a zeigt als Ergebnis, dass durch die Integration des Großwärmespeichers bei gleicher Solarthermiefäche das der Gasbedarf stark von 97,25 GWh/a auf 71,11 GWh/a durch die erneuerbare Erzeugung reduziert werden kann. Umgerechnet sind das ca. 27 % an Einsparung. Sehr vorteilhaft zeigt sich dabei die Wärmeverschiebung von den Sommermonaten in die Wintermonate, wo für die Spitzenleistungen Wärme aus Gas eingesetzt wird.

⁹ Reisenbichler et al. (2023): LargeTESModelingToolkit: A Modelica Library for Large-scale Thermal Energy Storage Modeling and Simulation; Proceedings of the Modelica Conference 2023 from October 9-11, 2023, Aachen, Germany DOI: 10.3384/ecp204337

Durch die reine Gassubstitution zeigt sich jedoch auch, dass die Wärmemenge aus der Nachheizung deutlich steigt, und zwar von 236,72 GWh/a auf 245 GWh/a, da die Nachheizung in den Wintermonaten aktiv ist, wo wenig Solarertrag vorherrscht. Der Solarertrag in Verbindung zur Beladung des saisonalen Speichers für die Gassubstitution zeigt einen Ertrag von 8,33 GWh/a.

Tabelle 7: Komponentenliste mit den wesentlichen Informationen für die Variante 2 inkl. Langzeitwärmespeicher als Erdbeckenspeicher

Nr.	Komponente	technische Details 1	technisches Detail 2	weitere technische Details
1	Solar thermischer Kollektor	Bruttogesamt-fläche 30.000 m ² (Variation)	südliche Ausrichtung (0°) Anstellwinkel: 40° (Freifläche)	Flächenvariation, sonst gleich wie bei Variante 1
2	Großwärme-speicher	Erdbeckenspeicher mit 200.000 m ³ , Abmessung 174x174 m ² (Flächenbedarf)	Wärmeverlustkoeffizient mit 0,15 W/(m ² .K)	Modell aus Dymola/Modelica ⁹ inkl. Erdschicht; Abdeckung an Außentemperatur mit Wetterdaten; Seitenflächen und Bodenplatte mit Erdschichtmodell
3	Nachheizung	Biomassekessel	therm. Leistung $\dot{Q} = 10 \text{ MW}$ (erweiterbar)	Modulierend an dem Bedarf ans Naturwärmenetz angepasst
4	Solarpumpe	Pumpenauslegung max. 72 l/h.m ² modulierend	Einspeisetemperatur fürs Naturwärmenetz mit max. 125 °C in die Nachheizung, je nach Ertrag	Temperaturdifferenz beim Einschalten: 4 K (zw. Kollektorausstritts-temperatur und Speichertemperatur unten bzw. Netztemperatur für direkt) Temperaturdifferenz beim Ausschalten: 1 K
5	Netzpumpe und FW-Leitung	Gleich wie bei der Solarpumpe, gleicher Kapazitätsstrom	Auslegung auf 1,1 m/s ¹⁰ Rohrleitungen	Rohrverluste nominal auf 150 Pa/m angesetzt
6	Weitere Pumpen und Rohre	Auslegung, um gleiche Kapazitätsströme zu erreichen	Annahme wie oben bei der Netzpumpe, Rohrgeschwindigkeit max. 1,5 m/s ¹⁰	Druckverlust bei Annahme mit 150 Pa/m

Abbildung 25 zeigt zusammenfassend die Wärmeströme vom Gesamtnetz und den Beitrag der Solarthermieranlage mit Speicher bzw. der Nachheizung. Zwischen September und November konnte dabei ein Großteil des Gases substituiert werden. Weiters zeigt die Abbildung auch den monatlichen solaren Deckungsgrad bezogen auf das Gesamtsystem.

Die Abbildungen, Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28, zeigen die Detailanalysen des Speichers, der eingespeisten Netzwärme und der Wärmeverteilung über die Monate. Abbildung 26 zeigt die Nettowärmemengen über einen Monat betrachtet für den Speicher hinsichtlich der Be- und Entladungswärme. Der größte Anteil für die Beladungswärme ist in den Sommermonaten Juni bis September, wo der Speicher beladen wird. Die höchste Beladetemperatur stellt sich im Oktober ein, wobei hier der Speicher schon wieder zur Gassubstitution entladen wird. Die höchste Gassubstitution erfolgt dann im November, wo der Großwärmespeicher Großteils entladen wird. In den weiteren Monaten, Dez bis Feb. können mit diesen Rahmenbedingungen nur geringfügige Beiträge zum Gesamtnetz geleistet werden. Jedoch war das Ziel die teilweise Gassubstitution mit den Randbedingungen der Gegebenheiten zu analysieren.

Abbildung 27 zeigt die Wärmemengen, die ins Netz seitens GWS oder Solarthermie inkl. Nachheizung abgegeben werden. Die Wärmemengen der Solarthermieranlage werden in den Sommermonaten alleine für die Beladung des Speichers verwendet. Erst ab September bis Mai erfolgt die Gassubstitution im Naturwärmenetz, sowohl direkt mit der Solarthermie als auch aus dem Speicher, der größte Anteil erfolgt dabei für das Gesamtnetz bereits im November. Durch die Vorgaben der Randbedingungen, Größe des Speichers und Größe der Solarthermieranlagen in dieser Variante können keine weiteren höheren Wärmemengen abgegeben werden.

¹⁰ <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>

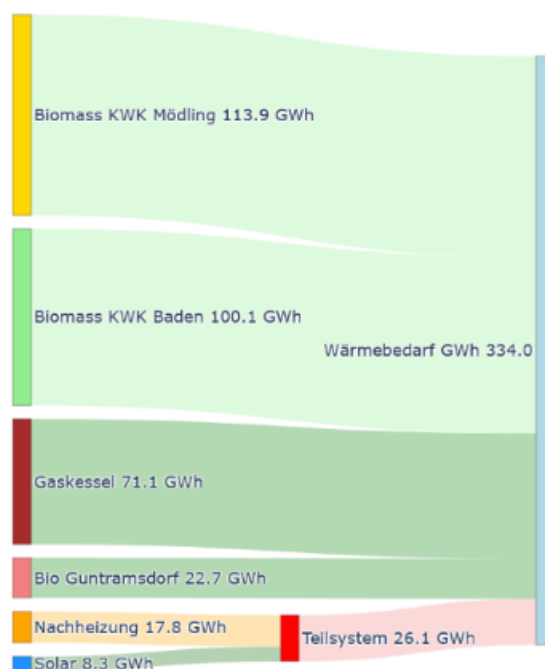


Abbildung 25: Energieflussdiagramm für das gesamte Wärmenetz mit Einbindung der solarthermischen Großanlage von 30.000 m² inkl. des Großwärmespeicher mit 200.000 m³

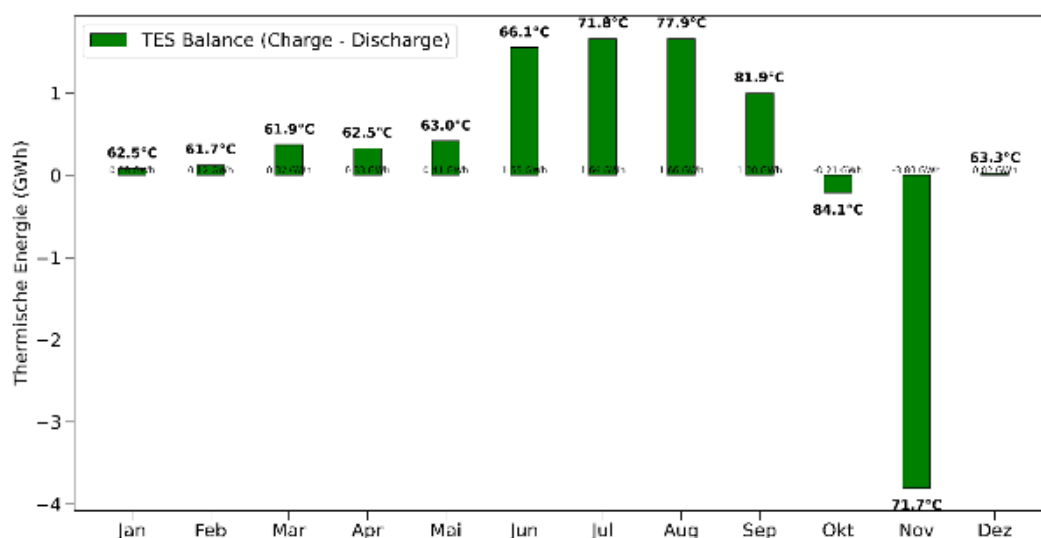


Abbildung 26: Aufteilung der Be- und Entladewärmemengen für die einzelnen Monate inkl. der mittleren Speichertemperaturen für die Variante 2a (Solarthermiefläche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

Für den solaren Deckungsgrad ergeben sich aus den Analysen in Bezug auf die Gesamtwärmemenge 2,5 % mit einer solaren Wärme von 8.3 GWh/a, welcher nur für die Gassubstitution verwendet wird. Bezogen auf die Gasmenge ergibt sich ein Deckungsgrad von 11,7 %. Erwähnenswert sei hier jedoch nochmals die hohe Gassubstitution im Vergleich zu Variante 1, von 6 % für die Variante 1a im Gegensatz zum Status quo bzw. 11 % für die Variante 1b, von 27 %. Durch Erhöhung der CO₂-Steuer könnte dieser Faktor in der Zukunft maßgebend werden.

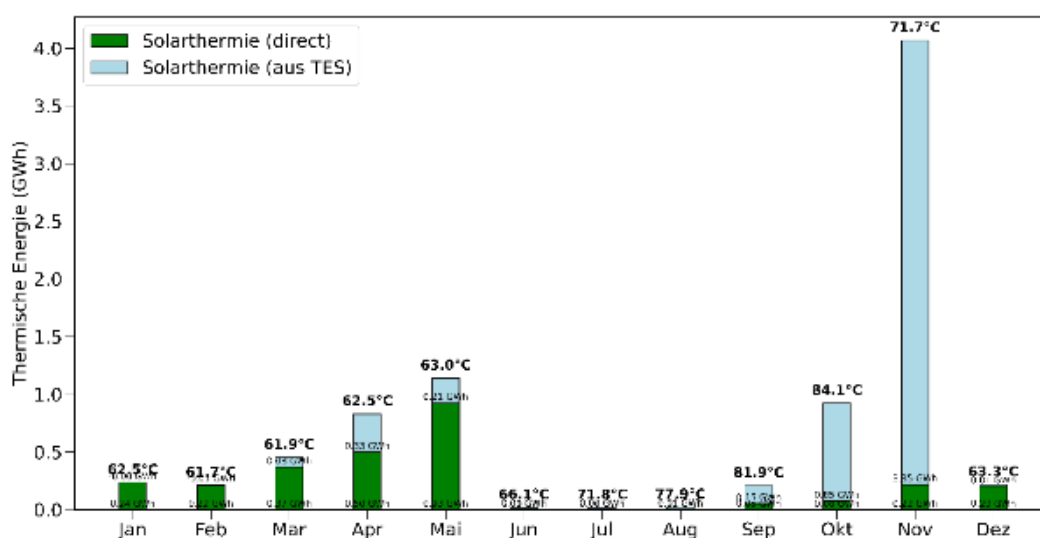


Abbildung 27: Aufteilung der Wärmemengen für das Naturwärmenetz aus dem Speicher und seitens der Solaranlage direkt für die einzelnen Monate inkl. der mittleren Speichertemperaturen für die Variante 2a (Solarthermiefläche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

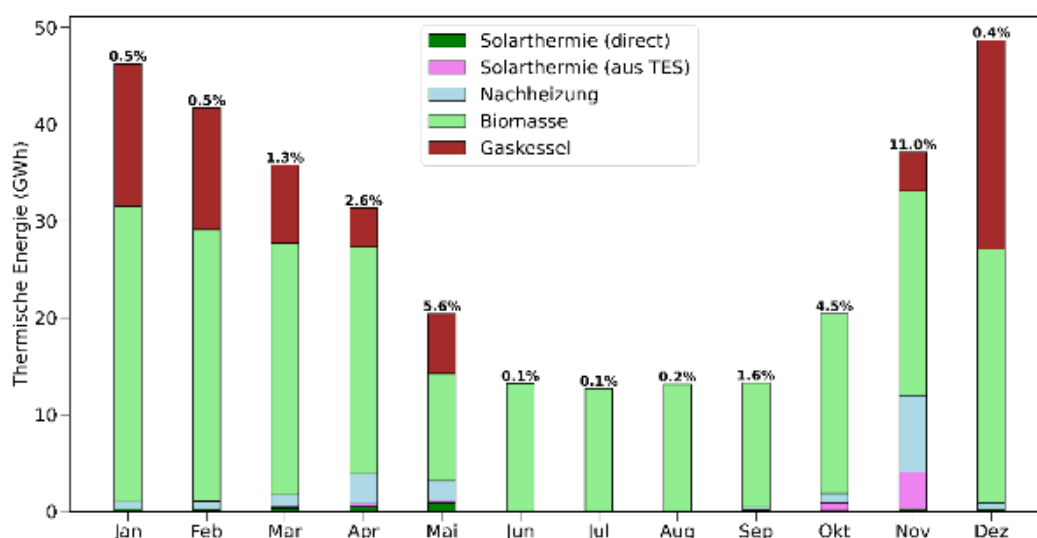


Abbildung 28: Aufteilung Wärmemengen des Erzeugungsportfolios für das Naturwärmenetz für die einzelnen Monate inkl. des solaren Deckungsgrades bezogen auf die Gesamtenergiemenge für die Variante 2a (Solarthermiefläche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

Ergebnis der Variante 2b, System mit Wärmespeicher 200.000 m³ und mit Variation der Solarthermieflächen von 35.000 m² zur Versorgung des Naturwärmenetzes der EVN

Die Variante 2b dient der Sensitivitätsanalyse mit einer Fläche von 35.000 m² südlich von der Speicherpositionierung und dem Potential der Ertragssteigerung für die Solarthermie als auch fürs Primärziel der Gassubstitution.

Die Analysen wurden mit den zuvor beschriebenen Annahmen und Komponenten für das System der Variante 2b und den Rahmenbedingungen (gleiche Annahmen wie bei Variante 2a jedoch mit 35.000 m²) durchgeführt.

Die Variante 2b zeigt als Ergebnis, dass durch die Integration des Großwärmespeichers und erhöhter Solarthermiefläche der Gasbedarf noch weiter von 97,25 GWh/a auf 68,03 GWh/a durch die erneuerbare Erzeugung und Speicherung gesenkt werden kann. Umgerechnet sind das ca. 30 % an Einsparung. Im Gegensatz zu Variante 2a können hier nochmals 3 %-Punkte an Gaseinsparung erzielt werden. Auch hier zeigt sich wiederum die Winterverschiebung der solaren Wärme aus dem Sommer durch die Wärmespeicherung.

Durch die Verlagerung zeigt sich auch ein Anstieg der Biomassewärme, da die Speichertemperatur auf die notwendige Vorlauftemperatur gebracht werden muss. Diese steigt um ca. 0,6 %-Punkte im Gegensatz zur Variante 2a, von 254 GWh/a auf 256 GWh/a. Aber auch der Solarertrag erhöht sich durch die größere Kollektorfläche, und zwar von 8,33 GWh/a auf 9,93 GWh/a.

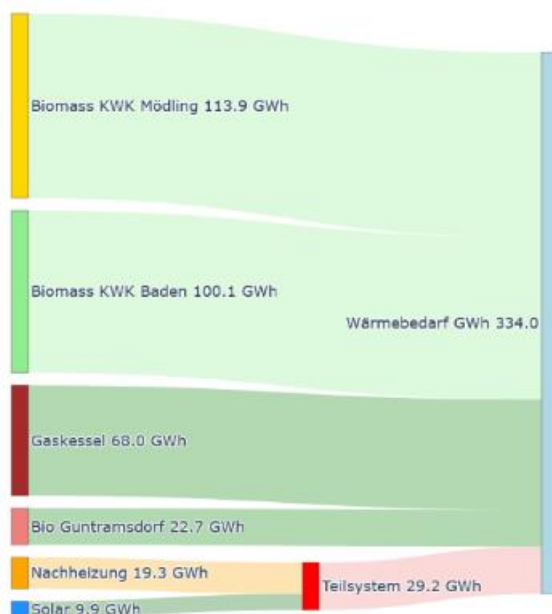


Abbildung 29: Energieflussdiagramm für das gesamte Wärmenetz mit Einbindung der solarthermischen Großanlage von 30.000 m² inkl. des Großwärmespeicher mit 200.000 m³

Die Abbildungen, Abbildung 30, Abbildung 31 und Abbildung 32 zeigen die Detailanalysen des Speichers, der eingespeisten Netzwärme und der Wärmeaufteilung über die Monate. Abbildung 30 zeigt die Nettowärmemengen über einen Monat betrachtet für den Speicher hinsichtlich der Be- und Entladungswärme. Der größte Anteil für die Beladungswärme ist in den Sommermonaten Juni bis September, wo der Speicher beladen wird. Die höchste Beladetemperatur stellt sich im Oktober mit 88 °C ein, wobei hier der Speicher schon wieder zur Gassubstitution entladen wird. Die höchste Gassubstitution erfolgt dann im November, wo der Großwärmespeicher Großteils entladen wird. In den weiteren Monaten, Dez bis Feb. können mit diesen Rahmenbedingungen nur geringfügige Beiträge zum Gesamtnetz geleistet werden. Jedoch war das Ziel die teilweise Gassubstitution mit den Randbedingungen der Gegebenheiten zu analysieren.

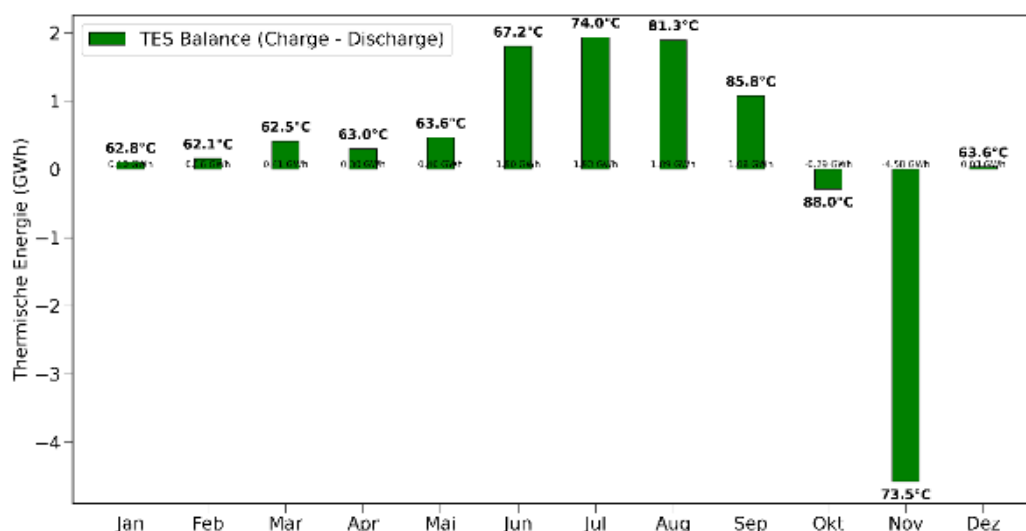


Abbildung 30: Aufteilung der Be- und Entladewärmemengen für die einzelnen Monate inkl. der mittleren Speichertemperaturen für die Variante 2a (Solarthermiefäche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

Abbildung 31 zeigt die Wärmemengen, die ins Netz seitens GWS oder Solarthermie inkl. Nachheizung abgegeben werden. Die Wärmemengen der Solarthermieanlage werden in den Sommermonaten alleine für die Beladung des Speichers verwendet. Erst ab September bis Mai erfolgt die Gassubstitution im Naturwärmenetz, sowohl direkt mit der Solarthermie als auch aus dem Speicher, der größte Anteil erfolgt dabei für das Gesamtnetz bereits im November. Durch die Vorgaben der Randbedingungen, Größe des Speichers und Größe der Solarthermieanlagen in dieser Variante können keine weiteren höheren Wärmemengen abgegeben werden.

Abbildung 32 zeigt zusammenfassend die Wärmeströme vom Gesamtnetz und den Beitrag der Solarthermieanlage mit Speicher bzw. der Nachheizung. Zwischen September und November konnte dabei ein Großteil des Gases substituiert werden. Weiters zeigt die Abbildung auch den monatlichen solaren Deckungsgrad bezogen auf das Gesamtsystem.

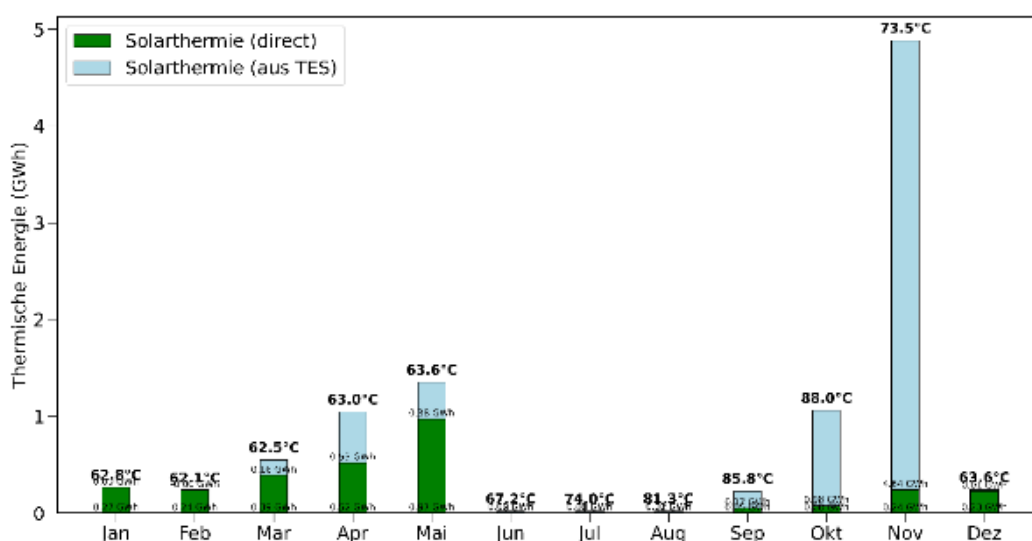


Abbildung 31: Aufteilung der Wärmemengen für das Naturwärmenetz aus dem Speicher und seitens der Solaranlage direkt für die einzelnen Monate inkl. der mittleren Speichertemperaturen für die Variante 2a (Solarthermiefäche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

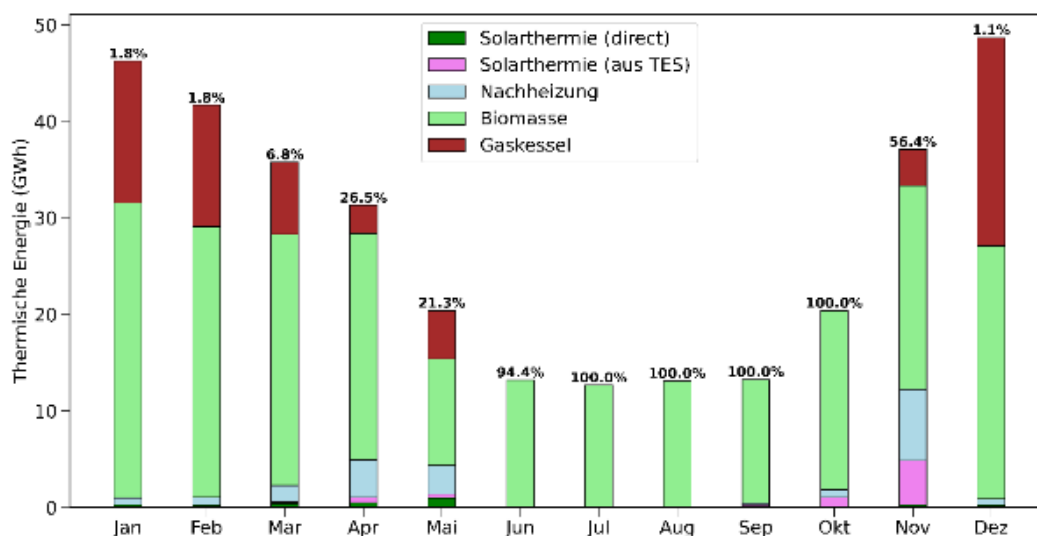


Abbildung 32: Aufteilung Wärmemengen des Erzeugungsportfolios für das Naturwärmenetz für die einzelnen Monate inkl. des solaren Deckungsgrades bezogen auf die Gesamtenergiemenge für die Variante 2a (Solarthermiefäche von 30.000 m² und Wärmespeichergröße von 200.000 m³)

Für den solaren Deckungsgrad ergeben sich aus den Analysen in Bezug auf die Gesamtwärmemenge 3 % mit einer solaren Wärme von 9,93 GWh/a, welcher nur für die Gassubstitution verwendet wird. Bezogen auf die Gasmenge ergibt sich ein Deckungsgrad von 14,6 %. Erwähnenswert sei hier jedoch nochmals die hohe Gassubstitution im Vergleich zu Variante 1, von 6 % für die Variante 1a im Gegensatz zum Status quo bzw. 11 % für die Variante 1b, von 30 %. Durch Erhöhung der CO₂-Steuer könnte dieser Faktor in der Zukunft maßgebend werden.

Entwurfspläne zur Wärmespeicherkonstruktion

Die nachfolgenden Entwürfe gelten für beide Wärmespeichervarianten dieser Studie (Erdbeckenwärmespeicher 200.000 m³). Die unterschiedlichen Baukosten wurden in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine mögliche Großwasserwärmespeicher Konstruktion nach dem dänischen Vorbild der Erdbeckenwärmespeichertechnologie für die am Standort untersuchte Speicherkubatur mit 200.000 m³. Um die Baukosten zu senken wurde in der Konzeptionierung ein Augenmerk auf Reduktion der Erdbaukosten gelegt. Zum einen ist es angedacht bestehende Strukturen zu verwenden und zum anderen, dass das auszuhebende Erdreich für die Modellierung des umliegenden Erddammes verwendet wird, um so Deponiekosten einzusparen. Das Aushubvolumen entspricht dadurch dem benötigten Volumen für den Dammbau.

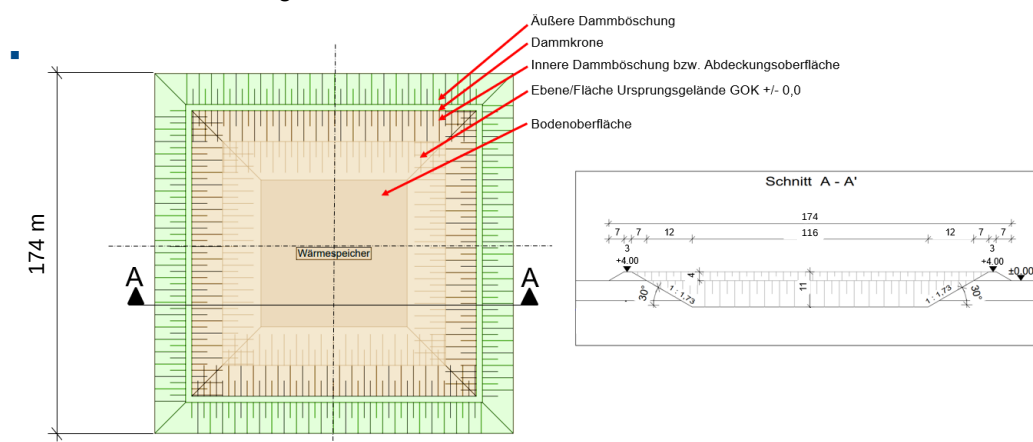


Abbildung 33: Möglicher Grundriss für den 200 000 m³ Erdbeckenwärmespeicher (links) und Vertikalschnitt mit Bemaßung (rechts)

Die möglichen Speicherwandaufbauten unterscheidet sich in erster Linie zwischen wärmegeprägten und dem nicht wärmegeprägten Aufbau. Beide Varianten verfügen zumindest über eine Abdichtungsebene, dem sogenannten Liner. Der Liner besteht aus speziell für den Einsatz in Heißwasserspeicher stabilisierten Kunststoffen, je nach Hersteller basierend auf Polyethylen oder Polypropylen. Bei dem nicht wärmegeprägten Aufbau kann, je nach physikalischen Eigenschaften des Erdreichs, der gewachsene Boden eine Wärmedämmfunktion übernehmen. Die Untersuchung der Wärmedämmfunktion des umliegenden Erdreiches ist aktuell Gegenstand in mehreren Forschungsprojekten.

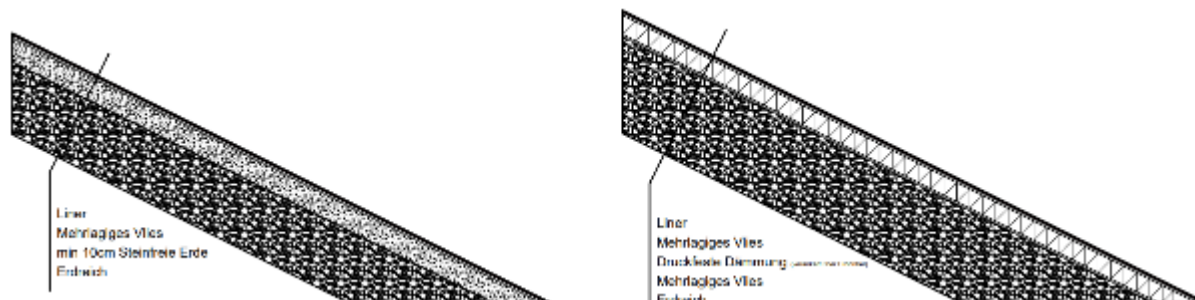


Abbildung 34: Mögliche Wandkonstruktionen mit den Hauptkomponenten ohne Wärmedämmung (links) und mit Wärmedämmung (rechts)

Die Erfordernis einer Wärmedämmung hängt von vielerlei Faktoren ab (energetische, rechtliche, wirtschaftliche Aspekte) und muss im Einzelfall nach genauer Erkundung des Untergrundes bestimmt werden. Alle bisher umgesetzten Erdbeckenwärmespeicher wurden ohne Wärmedämmung im Wandbereich umgesetzt. Die nachfolgende Abbildung zeigt zwei Konstruktionskonzepte für Wandaufbauten mit und ohne Wärmedämmung, die am Standort Einsatz finden könnten.

Eine zentrale Komponente des Erdbeckenwärmespeichers ist seine Abdeckung. Diese dient einerseits als Wärmedämmung gegenüber dem Speicherwasser und andererseits als Schutz gegenüber der Atmosphäre. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Konstruktionsentwurf der Firma Solmax GmbH (vormals GSE Lining Technology GmbH). Solmax belieferte bereits einige Erdbeckenwärmespeicherprojekte in Dänemark. Diese Abdeckungssystemlösung ist eine schwimmende Konstruktion mit mehreren Lagen an Wärmedämmstoff basierend auf PE-Schaum sowie einer Hochtemperaturdichtbahn (Speicherwasser zugewandte Seite) sowie einer Polyethylen High Density (PEHD) Abdichtungsbahn als Schutz gegenüber Wettereinwirkungen. Zudem verfügt die Konstruktion über Ventilationsebenen. Diese gewährleisten den Abtransport von diffundierenden Wasser an dafür vorgesehenen Entlüftungsventilen. Die Oberflächenentwässerung erfolgt mit Gewichtsrohren die ein definiertes Gefälle an der Abdeckungsoberfläche erzeugen und an Tiefstellen der Abdeckung das z.B. Regenwasser abtransportieren.

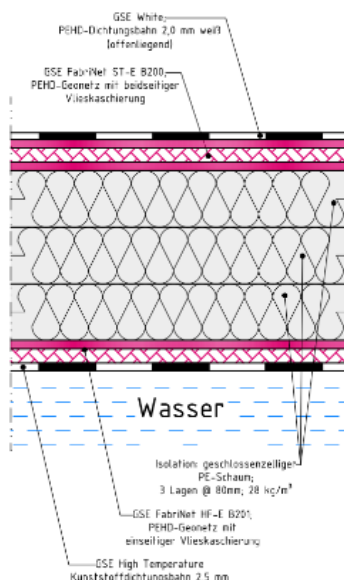


Abbildung 35: Systemlösung für schwimmende Erdbeckenwärmespeicher-Abdeckung der Firma SOLMAX GmbH (vormals GSE Lining Technology GmbH)

Eine Oberflächennutzung (z.B. Überbauung) der Abdeckung lässt die Systemlösung der Firma GSE Lining Technology GmbH nicht zu. Ein neues Abdeckungskonzept, die eingetauchte Abdeckung (siehe nachfolgende Abbildung), ermöglicht eine nutzbare Oberfläche. Die patentierte Konstruktionsart befindet sich derzeit in der Entwicklungsphase und ermöglicht eine Mehrfachnutzung der Speicher Oberfläche bspw. durch schwimmende PV Module. Die eingetauchte Abdeckung trennt zwei Wasserreservoirs dicht voneinander. Das untere Reservoir enthält das heiße Speichermedium Wasser, das obere Reservoir dient zur Nutzbarmachung der Abdeckungsoberfläche. Details dazu finden sich in van Helden et al.¹¹.

Nachfolgende Abbildung zeigt einen Entwurf der TU Dresden – Institut für Baubetriebswesen mit den wesentlichen Anlagenkomponenten zur Speicherbe- und -entladung für einen Erdbeckenwärmespeicher. Die Anlage besteht aus einem oberen (heißen Anschluss) und einem unteren Diffusor (kalter Anschluss) sowie Anschlussleitungen als Doppelmatelrohr um die Schichtung im

¹¹ Van Helden et al., 'GigaTES'. <https://gigates.at/index.php/de/>

Speicher möglichst nicht zu beeinflussen. Die Konstruktion ruht auf einer Stahlbetongründung sowie Stahlprofilen zur Justierung der Anlage.

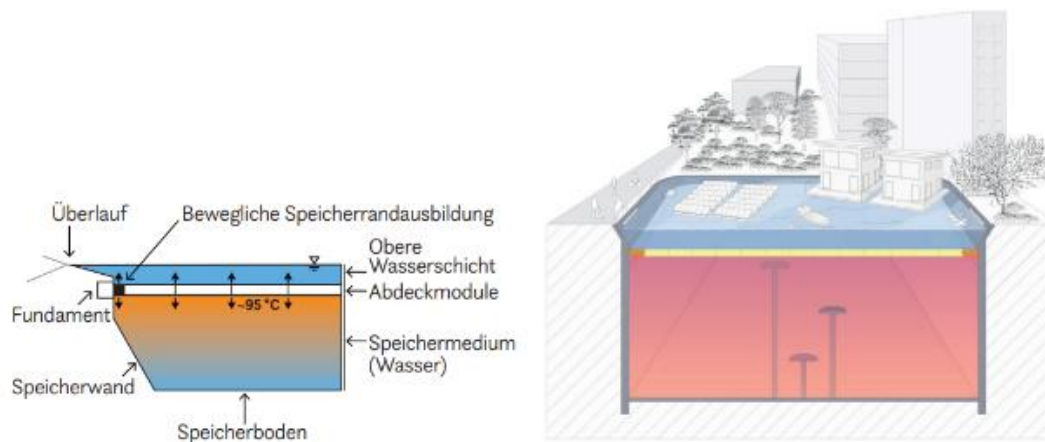


Abbildung 36: Konzept der eingetauchten Abdeckung für Erdbeckenwärmespeicher mit nutzbarer Oberfläche (Quelle: <https://gigates.at/index.php/de/>)

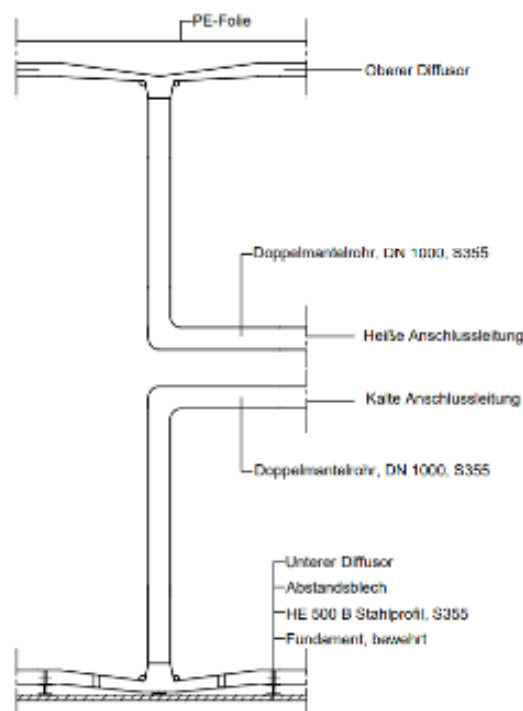


Abbildung 37: Entwurf zu Speicherbe- und -entladevorrichtung für einen Erdbeckenwärmespeicher

Erweiterte numerische Simulation eines saisonalen Speichers

Die Beurteilung der Wärmespeicherverluste und damit die Speichereffizienz erfolgte durch ein numerisches Prozessmodell (Software FEFLOW). Die numerische Modellierung erlaubt es, verschiedene Speichergrößen, Bauweisen (mit oder ohne Wärmedämmung) sowie Be- und Entladevarianten zu betrachten.

Zusätzlich zu der Variante mit einer Baugröße von 200 tsd m³ wurde hier auch eine Variante mit 600 tsd m³ betrachtet. Die Erhöhung der Speichergröße führt zu einem deutlich verbesserten Oberflächen- / Volumsverhältnis und dadurch zu deutlich verbesserter Speichereffizienz. Die Größe von

600 tsd m³ hat sich bereits in vorhergehenden Studien und der Literatur als Mindestgröße für einen effizienten saisonalen Speicher herausgestellt.

Abmessungen:

Der Erdbeckenspeicher wird als Pyramidenstumpf mit quadratischer Grundfläche angenommen. Die Abmessungen sind in Tabelle 8 aufgelistet.

Tabelle 8: Modellsteckbrief

	Variante 1	Variante 2 (saisonal)
Abmessungen		
Aushub (Boden)	116 x 116 m	112 x 112 m
Dammkrone (innen)	154 m	200 x 200 m
Dammhöhe (über Gelände)	4 m	6 m
Speichertiefe (über Alles)	11 m (7 m unter GOK)	24 m (18 m unter GOK)
Speichervolumen	200.000 m ³	600.000 m ³
Speicherkapazität	ca. 13 GWh pro Speicherzyklus	ca. 40 GWh pro Speicherzyklus
numerisches Modell		
FEFLOW (Finite Elemente, 3D)		
2 Varianten (gedämmt vs. ungedämmt)		
Simulationsdauer: 20 Jahre		
Ziel der Modellierung: Bewertung der Umweltauswirkungen und der Speichereffizienz		

Speicherbe- und Entladeprofil

Zur Hebung der nutzbaren Temperaturspreizung und damit der Speicherkapazität wird angenommen, dass der Speicher durch den Einsatz einer Wärmepumpe auf bis zu 32 °C tiefentladen werden kann. Dadurch ergibt sich eine nutzbare Temperaturdifferenz von 60 K bzw. für die 600 tsd m³ Variante eine Speicherkapazität von 38 GWh. In Abbildung 38 ist das Temperaturprofil in drei Tiefen als Zeitreihe über ein Jahr dargestellt. Dieses Temperaturprofil wird jährlich wiederholt.

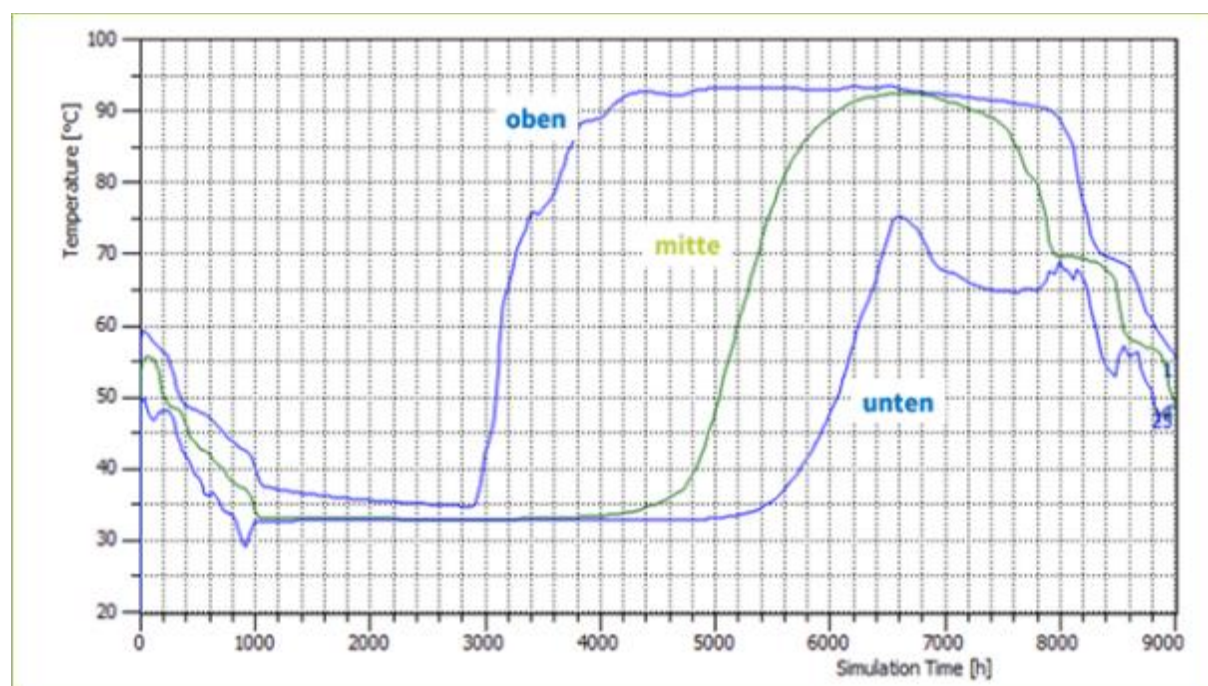


Abbildung 38: Temperaturganglinien des Speichermediums in drei Tiefen.

Erdbeckenspeicher können prinzipiell ohne Dämm-Maßnahmen zum Untergrund hin errichtet werden, in dieser Studie werden zwei Varianten mit oder ohne Dämmung zwischen Untergrund und Liner betrachtet.

Die beiden Hauptfragestellungen der Modellierung sind die Beurteilung der thermischen Einwirkungen auf den Untergrund sowie die Wärmeverluste des Speichermediums. Die thermischen Einwirkungen sind in erster Linie relevant für Genehmigungsaspekte, können aber auch in Hinsicht auf die geotechnischen Eigenschaften des Baugrunds einen Einfluss auf die Betriebssicherheit des Speicherbauwerks haben.

Die Wärmeverluste spielen eine Rolle für die Bewertung der Speichereffizienz und damit auch für die Ökonomischen Betrachtungen.

In Tabelle 9 werden die Ergebnisse der beiden Varianten verglichen. Selbst ohne Dämmmaßnahmen zum Untergrund können - durch den Einsatz einer Wärmepumpe zur Senkung der Rücklauftemperatur in den Speicher und durch die große Kubatur des Speichers – eine energetische Speichereffizienz von 80 % erzielt werden. Durch den Einsatz geeigneter Dämmmaßnahmen kann diese Effizienz auf 89 % erhöht werden.

Tabelle 9: Ergebnisse der Speichermodellierung

Parameter	Gedämmt		Ungedämmt	
	200 tsd m ³	600 tsd m ³	200 tsd m ³	600 tsd m ³
U-Wert Dämmung	0.1 W/m ² /K		Keine	
Wärmeverlust Innenböschung	575 MWh/a	970 MWh/a	3420 MWh/a	1680 MWh/a
Wärmeverlust über den Speicherboden	135 MWh/a	228 MWh/a	140 MWh/a	240 MWh/a
Wärmeverlust Abdeckung (entnommen aus Vorstudie)	1700 MWh/a	2900 MWh/a	3400 MWh/a	5700 MWh/a
Wärmeverluste gesamt	2400 MWh/a	4100 MWh/a	4560 MWh/a	7680 MWh/a
Speichereffizienz (= 1 – Verluste/Kapazität)	81 %	89 %	64 %	80 %

Ökonomische Betrachtung

Mit den in der ersten Variante definierten Randbedingungen und dem Ergebnis des Referenzsystems als auch für die Variante 1 werden hier in der nachfolgenden Abbildung die Variante 2a und 2b mit einbezogen.



Abbildung 39: Ergebnisse des Barwerts der LZA-Betrachtung dynamisch für alle betrachteten Varianten inkl. des Referenzszenarios (gesamter Ausschnitt)

Durch die Integration des Großwärmespeichers von 200.000 m³ können die verbrauchsgebundenen Kosten gesenkt werden. Dem entgegen stehen die kapitalgebundenen Kosten, welche bei der Variante 2b durch die 35.000 m² Solarkollektorfläche und dem GWS am größten sind. Es zeigt sich dennoch, dass die energetischen Einsparungen für alle Varianten zu gering sind, um konkurrenzfähig für das Referenzsystem zu sein. Jedoch ist wahrscheinlich, dass die CO₂-Preise in den nächsten Jahren ansteigen werden, was eine Begünstigung der Varianten mit den Erdbeckenspeicher wieder nach vorne bringt. Aber auch steigende Gaspreise würden sich positiv auf die Varianten auswirken bzw. Unabhängigkeit schaffen. Daher ist eine Diversifizierung der Erzeugungsanlagen anzustreben, um Resilienz zu schaffen und damit auch die Integration von Solarthermieranlagen mit Großwärmespeichern.

Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen hinsichtlich der Raumordnung, Bescheide, Bodengutachten, etc. wurde schon in der Variante 1 dokumentiert und gilt auch für diese Variante.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Machbarkeitsstudie zeigte die Einbindung von solaren Großanlagen >30.000 m² zur Reduktion des Gasbedarfes für das Naturwärmesetz in der Thermenregion von der EVN Wärme GmbH. Dazu wurden zwei übergeordnete Varianten ausgearbeitet, die wiederum aus Subvarianten bestehen, um für die Umsetzung der Großanlage entscheidende Aussagen zu erhalten. Die Variante 1a (ST30/oPuf) besteht demnach aus einer solaren Großanlage ohne Pufferspeicher oder Erdbeckenspeicher, welche mit reduzierten Investitionskosten implementiert werden kann. Auf der anderen Seite besteht die Variante 1b (ST30/Puf2) aus der solaren Großanlage mit 30.000 m² und einem Pufferspeicher mit 2.000 m³ um geringe Flexibilitäten abdecken zu können. Weiters wurden in dieser Varianten der spezifische Kollektorertrag bei hohen Temperaturen untersucht und es wurde die Variante mit der Doppelverglasung für die weiteren Untersuchungen und auch für die Variante 2 herangezogen.

In der zweiten Varianten wurde dann anstatt des Pufferspeichers ein Langzeitspeicher als Erdbeckenspeicher mit einem Volumen von 200.000 m³ gemäß den vorherrschenden Gegebenheiten konstruiert und für die Jahressystemsimulation verwendet. Diese Variante befasste sich im Gegensatz zur ersten Variante mit der Sensitivität der solarthermischen Fläche als Variable. So wurde für die Variante 2a (ST30/PTES200) die Solarthermiefläche auf 30.000 m² analysiert und für die Variante 2b (ST35/PTES200) mit 35.000 m² bei gleicher Größe des Erdbeckenspeichers.

Tabelle 10 zeigt für die unterschiedlichen Varianten und für das Referenzsystem die Einsparungen an Gasmengen für die Wärme, den Biomassebedarf und den Barwert der dynamischen LZA-Betrachtung über einen Zeitraum von 20 Jahren nach ÖNORM M7140 sowie den solaren Deckungsgrad bezogen auf die Gesamtgasmenge für das Naturwärmenetz Thermenregion. Es zeigt sich, dass für alle Variante die Gasmenge durch die Installation der solaren Großwärmanlage reduziert werden können, die höchsten Reduktionen erzielt dabei die Variante 2b, zum einen durch die große Solaranlage von 35.000 m² und zum anderen durch den Großwärmespeicher von 200.000 m³. Auffällig bei dieser Variante ist jedoch, dass der Einsatz an Biomasse steigt, was dadurch begründet werden kann, dass diese Variante die größte Wärmemenge mit 95 °C gespeichert hat und in den Wintermonaten auf die Vorlauftemperatur nachgeheizt werden muss. Dadurch entstehen aber auch die höchsten Einsparungen für die Gasbedarf. Der solare Deckungsgrad ist für diese Variante auch am höchsten mit 14,6 %. Die Berechnung des Barwertes aus der dynamischen LZA (Lebenszyklusanalysekosten) zeigt für die Variante 2b mit 373 Mio.€ die dritte Stelle nach der Referenzvariante und Variante 1b. Die Variante 1b zeigt nach der Referenz den besten Barwert nach 20 Jahren mit 369,44 Mio.€ und einer moderaten Gaseinsparung von 97,2 GWh/a auf 86,83 GWh/a. Der solare Deckungsgrad beläuft sich hier auf 13,1 %. Die weiteren Varianten 1a und 2a zeigen für den Barwert ähnliche Werte mit ca. 375 Mio.€ und solare Deckungsgrade von ca. 11 bis 12 % bezogen auf die Gasmenge.

Obwohl der Status quo (Referenzvariante) den besten Barwert für die Berechnungen besitzt sind noch weitere Faktoren ausschlaggebend für das empfohlene System, die nicht nur energetische Vorteile haben, sondern auch in Krisenzeiten eine gewisse Versorgungs- und Preisstabilität mit sich bringen. Unter der Annahme von steigender CO₂-Bepreisung je Tonne können solche Systeme mit solaren Großanlagen schneller wirtschaftlich werden. Daher ist eine Diversifizierung der Wärmeerzeugungsanlagen anzustreben, um Resilienz zu schaffen und damit auch die Integration von Solarthermieranlagen mit Großwärmespeichern.

Tabelle 10: Zusammenfassung aller Varianten und Darstellung der energetischen Einsparungen sowie der wirtschaftlichen Ergebnisse für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und einer Investitionsförderung von 30 %

Nr.	Variante mit Bez.	Gasbedarf gesamt Netz in GWh/a	Biomassebedarf gesamt Netz in GWh/a	Barwert der dyn. LZA Betrachtung über 20 Jahre in Mio.€	SD bezogen auf Gas in %
0	Referenz (Staus quo)	97,2	236,75	367,41	0
1	Var. 1a ST30/oPuf	91,5	232,90	374,85	10,5
2	Var. 1b ST30/Puf2	86,83	236,72	369,44	13,1
3	Var. 2a ST30/PTES200	71,1	254,5	374,68	11,7
4	Var. 2b ST35/PTES200	68,0	256	373,01	14,6

Abgeleitet aus den Ergebnissen und der Prämisse Gas zu substituieren, wird aus wirtschaftlicher Sicht mit diesen Rahmenbedingungen die Variante 1b empfohlen, aber auf langfristiger und energetischer bzw. resilienter Sicht wird die Variante 2b aufgrund der höchsten Gassubstitution empfohlen. Weitere Unsicherheiten sind die Entwicklung der Kosten, welche in der ökonomischen Analyse angenommen wurden. So könnte sich die Variante 2 tendenziell noch schneller amortisieren und auch die Referenzvariante hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit schlagen. Außerdem wurden in der Referenzvariante keine Gaskesselsubstitutionen berücksichtigt, was für alle betrachteten Varianten sich positiv auswirken würde.

C) Projektdetails

6 Arbeits- und Zeitplan

(max. 1 Seite)

Kurze Übersichtsdarstellung des Arbeits- und Zeitplans (keine Details).

Phase I - Machbarkeitsstudie

- 01.Okt. 2022: Start der Machbarkeitsstudie
- 12.02.2025: AEE INTEC und GSA (vormals: GBA) Abschlusspräsentation und Diskussion mit EVN
- 28.02.2025: Abgabetermin Bericht Klima und Energiefonds gemäß Auftragserteilung
- 28.02.2025: Abgabetermin Bericht KPC

Phase II - Detailplanungsphase

- Q2/2025: Verhandlungen mit Grundstückseigentümern über Kauf- / Pachtoption
- Q3/2025: Aufstellung des Planungsteam und Start mit den spezifischen Planungsmaßnahmen
- Q3/2025: Vorlage eines technischen Layout - Start mit TRNSYS Simulationsmodell
- Q4/2025: Kostenevaluierung für die erforderlichen Maßnahmen und Erstellung eines Investitionsplan
- Q4/2025: Prüfung der Lieferzeiten für die Schlüsselkomponenten
- Q1/2026: Terminplanerstellung auf Basis der evaluierten Lieferzeiten und Kostenlage
- Q2/2026: Präqualifizierung von Contracting-Partner für eine künftige Betriebsführung, Reservierung der PVT-Paneele und Wechselrichter für das Jahr 2024
- Q2/2026: erforderliche Schnittstellenfreigabe
- Q2/2026: Evaluierung der erforderlichen behördlichen Projektunterlagen
- Q3/2026: Abwicklung der behördlich erforderlichen Maßnahmen zur Genehmigung der Schlüsselkomponenten
- Q3/2026: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen

Phase III - Bestellung der erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung

Start: Q3/2026

- Weitere Terminfeinabstimmung – Stufenplan für Umbau des Standortes Vossen muss aus wirtschaftlichen Gründen bei laufendem Betrieb erfolgen.
- Prüfung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie PVT-Kollektoranlage, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Langzeitspeicher hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten
- Produktionsfreigabe für die erforderlichen PVT-Module
- Verfügbarkeit der erforderlichen PVT-Module und Wechselrichter
- Q4/2027: Abschluss der Umbauarbeiten

Phase IV - Inbetriebnahme aller Sektoren und Start mit der Monitoringphase

Start: Q2/2028

3Evaluierung der Monitoringdaten mit begleitenden Verbesserungsmaßnahmen

Q3/2029: Überleitung in den Normalbetrieb

7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Tabellarische Angabe von (wissenschaftlichen) Publikationen, die aus dem Projekt entstanden sind, sowie sonstiger relevanter 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. Seitens EVN Wärme GmbH wurde eine Masterarbeit, die sich gerade in Bearbeitung befindet, vergeben.

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.