

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Großanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitle:</b>	Energiedrehscheibe Mellach/Weitendorf, Sonnenspeicher Süd (SoSued)
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solarthermie – solare Großanlagen (2022)
<b>Dauer:</b>	01.04.2023 – 30.04.2024
<b>Kontaktperson Name:</b>	Mag. Heimo Ecker-Eckhofen
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Murbergstraße 155, A-8072 Fernitz-Mellach
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	03135 82646 0; 0699 17890123
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:office@ecker-eckhofen.com">office@ecker-eckhofen.com</a>
<b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	AEE Intec GmbH (Steiermark) SOLID Solar Energy Systems GmbH (Steiermark)
<b>Schlagwörter:</b>	Sonnenspeicher Süd, Großwärmespeicher, SoSued
<b>Auftragssumme:</b>	97.484 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	C237514
<b>Erstellt am:</b>	24.04.2024

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung



Abbildung 1 Zukünftige Ansicht des Projektes Sonnenspeicher Süd

Sonnenspeicher Süd (SoSued) ist ein Pionierprojekt zur Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen durch die **weltweit größte saisonale Speicherung von (Solar-)Wärme**, gemeinsam entwickelt von Wärmespeicher Weitendorf GmbH (spezialisiert auf den Betrieb von Energieversorgungsanlagen) und BWE Energieservice GmbH (spezialisiert auf den Betrieb von Biomasseanlagen und Wärmenetzen). Solarwärme aus 62 Hektar Bodenfläche thermischen Kollektoren wird im Sommerhalbjahr in 1,5 Mio. m<sup>3</sup> Wasser in einem bestehenden Basaltsteinbruch (benötigte Flächen sind bereits privatrechtlich gesichert) gespeichert und im Winter in das Fernwärmenetz von Graz, der zweitgrößten Stadt Österreichs, eingespeist. Ein Wärmeliefervertrag mit der Energie Steiermark Wärme GmbH, dem Wärmeversorger von Graz, ist unterzeichnet.

Im Gegensatz zu bestehenden Solarspeicherprojekten (Einspeisung in „Generation 4“ – 1 % der EU-Fernwärme) speist SoSued in weniger fortschrittliche Fernwärmesysteme („Generation 3“, 90 % der EU-Fernwärme, Replikationspotenzial in 17.000 Fernwärmenetzen) ein. Außerdem wird es mit einer hochinnovativen Abdeckung abgedeckt, um Wärmeverluste zu minimieren. KI und vorausschauende Steuerung werden die Energieflüsse für das Speichermanagement verwalten.

Derzeit werden in Graz 80 % der Fernwärme aus fossilen Brennstoffquellen erzeugt. **SoSued wird bis zu 400 GWh** (vertraglich vereinbarte Mindestabnahmemenge 330 GWh) liefern, was einem Drittel des aktuellen Bedarfs entspricht, was zu einer **CO<sub>2</sub>-Reduktion von 100.000 Tonnen** und einer **jährlichen Gaseinsparung von 40.000.000 m<sup>3</sup>** führt. Die Inbetriebnahme ist für 2026/27 geplant. Die Projektlaufzeit wird 25 Jahre überschreiten, aufgrund der langen Lebensdauer der Hauptkomponenten kann die Wärme nach Ablauf der Finanzierungsperiode zu einem konkurrenzlos günstigen Preis angeboten werden.

Die Einrichtungskosten in Höhe von rd. 279.000.000 EUR können ohne öffentliche Fördermittel nicht getragen werden. Um dieses Projekt realisieren zu können, sind Fördermittel iHv rd. 95 mio € erforderlich.

Die weitere Finanzierung wird mit einem Baukostenzuschuss durch die Energie Steiermark (20.000.000 EUR), Eigenkapital der Gesellschafter und Fremdkapital mittels Bankkredite erfolgen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten Projektdaten:

<b>Kollektorfläche</b>	280.000	m <sup>2</sup>
<b>Speichervolumen</b>	1.500.000	m <sup>3</sup>
<b>Einspeiseleistung Wärmepumpe</b>	60	MW
<b>Brennstoffleistung Biomasse</b>	49,5	MW
<b>Energieverkauf gesamt</b>	330 - 400	GWh/Jahr
<b>Einsparung CO2 Emission Jahr</b>	100.000	Tonnen/Jahr
<b>Energieverkauf Solar+WP+Speicher</b>	195 - 240	GWh/Jahr
<b>CAPEX Gesamt (inkl. Biomasse)</b>	279	Mio. Euro
<b>Amortisationszeit des Projekts</b>	15	Jahre
<b>Projekt IRR auf Dividende</b>	10,3	%

Tabelle 1 Übersicht Projektdaten bei Abnahme von 330 GWh

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Für den Projektstandort „Basaltsteinbruch“ in Weitendorf im Eigentum der Ecker-Eckhofen Rohstoffverwertung GmbH soll der weitgehend ausgeschöpfte Basaltsteinbruch als thermischer Saisonspeicher genutzt werden. Haupteinspeisung erfolgt durch mehrerer Solarkollektorfelder (in Summe 280.000 m<sup>2</sup> brutto Kollektorfläche), die auf um den Steinbruch liegenden Flächen errichtet werden sollen.

Mit einer Kompressionswärmepumpenkaskade (Leistungsbereich 60 MW<sub>th</sub> Einspeiseleistung) können bereits niedrige Speichertemperaturen (>30°C) in Verbindung mit einer am selben Standort angedachten Stützheizung (Biomasseheizanlage bzw. KWK mit 49,5 MW<sub>th</sub> Brennstoffleistung) basierend auf Waldholz, Altholz und Restholz) gehobelt bzw. mit der Stützheizung als Nachheizung auf die notwendige Netzvorlauftemperatur (gleitend rd. 90°C – 120°C) angehoben werden.

Um eine effiziente Einbindung ins Grazer Fernwärmenetz zu garantieren, wurden verschiedene Einbindungsvarianten in die Grazer Fernwärme am nahe gelegenen Einspeisepunkt am Kraftwerkpark Mellach betrachtet.

Erklärtes Ziel dieser Studie ist die Konkretisierung des konzeptionellen Ansatzes, der Wirtschaftlichkeit und der organisatorisch-rechtlichen Aspekte auf eine Detailtiefe, die weitere Einreichungen zu Investitionsförderungen als Basis dienen soll.

## 3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

Zur Berechnung der Energieerzeugung und der technisch und ökonomisch optimalen Auslegung der Komponenten wurden Simulationen in den Simulationssoftware TRNSYS und Modelica durchgeführt. Die Komplexität des Projektes erforderte eine Herangehensweise auf 2 Ebenen mit mehreren Feedbackschleifen.

### Ebene 1:

In der Simulationssoftware Modelica wurde der zukünftige Speicher mit dem umliegenden Erdreich modelliert. Detailbetrachtungen sind dem Anhang 1 (Speicher-Simulationsstudie) zu entnehmen. Diese detaillierte Simulation des Speichers im Austausch mit dem Erdreich hatte das Ziel, das Aufwärmen des Untergrundes und die thermische Schichtung im Speicher genau nachzubilden, um die Erkenntnisse in die Systemsimulation zu übertragen, gleichzeitig dienen die Ergebnisse auch für eine weiterführende Simulation (die nicht Teil dieser Machbarkeitsstudie ist) die die Einflüsse auf das Grundwasser abbilden soll.

## **Ebene 2:**

In der Simulationsumgebung TRNSYS wurde das Gesamtsystem der Energieerzeuger und der Speicher aufgesetzt. Auch hier wurde der Speicher mit dem umliegenden Erdreich abgebildet, jedoch mit einem niedrigeren Detaillierungsgrad. Ziel dieser Simulation war, die mögliche Wärmeerzeugung der jeweiligen Komponenten unter Berücksichtigung unterschiedlicher hydraulischer Verschaltungen und unterschiedlicher Betriebsstrategien. Diese Ergebnisse der unterschiedlichen Varianten fließen in die wirtschaftlichen Berechnungen ein, um ein techno-ökonomisches Optimum für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten Wärmespeicher, Solarthermische Anlage, Kompressionswärmepumpe und Biomasse inkl. Rauchgaskondensation zu bestimmen.

In der Systemsimulation in TRNSYS wurden 3 Varianten verglichen. Für jede Variante wurde die hydraulische Einbindung und eine Betriebsstrategie erstellt. Durch Variationen der Kollektoranzahl, Speichervolumen, Einspeiseleistung der Kompressionswärmepumpe und Biomasse konnten die Beeinflussung der einzelnen Komponenten aufeinander und auf die Wärmeerzeugung beschrieben werden und eine Basis für Wirtschaftlichkeitsrechnung gelegt werden.

**Variante 1:** Solarthermie, Wärmespeicher, Kompressionswärmepumpe (speist ins Fernwärmenetz), Biomasse (ohne Rauchgaskondensation)

**Variante 2:** Solarthermie, Wärmespeicher, Kompressionswärmepumpe (speist ins Fernwärmenetz), Biomasse, Rauchgaskondensation

**Variante 3:** Solarthermie, Wärmespeicher, Kompressionswärmepumpe (kann zusätzlich den Speicher beladen), Biomasse, Rauchgaskondensation

Die Ergebnisse der Speicher-Simulationsstudie mit der Basis-Speicherkonfiguration zeigten, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen und Annahmen hohe Speichereffizienzen (bis zu rund 93 %) nach Erwärmung des umliegenden Untergrunds und nach Erreichen eines „quasistationären“ Speicherbetriebs möglich sind. Die Beladeenergie im ersten Jahr ist höher und die Entladeenergie beträgt nur etwa 40 % der Beladeenergie, da ein großer Teil der geladenen Energie im ersten Jahr zum Aufheizen des Speicherfluids und des Untergrunds verwendet wird.

Der Variantenvergleich zeigte, dass Variante 3 aufgrund der voraussichtlich besten Wirtschaftlichkeit die bevorzugte Variante ist und als Basis für die Projektentwicklung und Umsetzung dienen soll.

## **4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen**

Die geologischen und hydrogeologischen Untersuchungen ergaben, dass die nötigen Rahmenbedingungen für eine Wärmespeicherung im Basaltsteinbruch gegeben sind. Die zusätzlich beauftragte Studie zur Erarbeitung einer Speicherabdeckung und deren Anbindung an den Basaltbruch zeigte eine mögliche Umsetzung auf. Die technische Machbarkeit ist daher gegeben.

Derzeit laufen finale Abklärungen mit den zuständigen Behörden und werden die Einreichunterlagen für die erforderlichen Verfahren vorbereitet.

Die optimale Anlagenkonfiguration konnte mit Hilfe der Simulationsstudien gefunden werden und ergibt, dass jährlich mindestens 330 GWh bis zu maximal 400 GWh in das Grazer Fernwärmenetz geliefert werden können.

Die ökonomische Betrachtung ergab einen Energiepreis, der bereits in einem Wärmeliefervertrag mit der Energie Steiermark Wärme GmbH vereinbart wurde.

Trotz einem hohem Eigenkapitalanteil, fixen Darlehen und Baukostenzuschuss und dem Interesse und laufenden Verhandlungen mit potenziellen zukünftigen Aktionären, ist die Finanzierung zusätzlich von öffentlichen Zuschüssen (Innovationsfonds, Elena und KPC+Klien) abhängig.

Das Projekt zeigt außerdem einen hohen Grad an Reproduzierbarkeit in weiteren 17.000 Fernwärmenetzen in Europa mit einem Jahresendenergieverbrauch von 446 TWh und trägt daher wesentlich zum Erreichen der Klimaziele auf nationaler und internationaler Ebene bei.

## C) Projektdetails

### 6 Arbeits- und Zeitplan

Es ist geplant, alle für die Projektumsetzung erforderlichen Genehmigungsverfahren bereits im ersten Quartal des Jahres 2025 abzuschließen. Um Verzögerungen in den einzelnen Materienverfahren zu vermeiden, werden und sind alle Planungsschritte mit den zuständigen Stellen bereits vorab abgestimmt. Es wird mit einem Baustart im ersten Halbjahr 2025 gerechnet. Die Gesamtinbetriebnahme ist in den Sommermonaten 2027 vorgesehen, wobei das Biomasseheizwerk und die Transportleitung bereits 2026 den Betrieb aufnehmen werden.

### 7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die Ergebnisse der Studie werden in Zukunft in die Disseminierungsaktivitäten der Fa. AEE Intec und SOLID zum Thema Großsolar- und -speicheranlagen bzw. solare Fernwärme eingebunden. So werden z.B. immer wieder Vorträge zu diesem Thema gehalten. Weiters gibt es eine Kommunikationsstrategie zum Teilen des Wissens.

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.