Bundesverband Geothermie

GEOTHERMISCHE SPEICHER

Hintergrundpapier

Bundesverband Geothermie e. V. | www.geothermie.de

Dieses Hintergrundpapier ist ein Papier des Bundesverbandes Geothermie. Es wurde in einer Arbeitsgruppe erarbeitet, zu der Georg Buchholz, Guido Blöcher, Marton Pal Farkas, Paul Fleuchaus, Florian Hahn, Hannes Junker, Frank Kabus, Reinhard Kirsch, Olga Knaub, Roland Koenigsdorff, Stefan Kranz, Mathias Krusemark, Alexandra Mauerberger, Julia Mitzscherling, Max Ohagen, Lukas Oppelt, Elena Petrova, Horst Rüter, Rüdiger Schulz, Thomas Schmidt und Ingrid Stober gehörten. Der Bundesverband Geothermie dankt den Autorinnen und Autoren für die Zusammenarbeit. Die letzte inhaltliche Verantwortung trägt der Bundesverband Geothermie e. V.

Stand: Mai 2025

Inhalt

1. Vorbemerkung **4**

2. Begriffsbestimmungen **4**

2.1 Grundsätzliches **4**
2.2 Einteilung nach der physikalischen Grundlage **6**
2.3 Einteilung nach der technischen Ausführung **6**
2.4 Einteilung nach der Speichertemperatur **6**
2.5 Einteilung nach Nutzung **7**

3. Erdwärmesondenspeicher (BTES) **8**

3.1 Einleitung **8**
3.2 Physikalische Grundlagen **9**
3.3 Umsetzungsschritte **10**
3.3.1 Standorterkundung 10
3.3.2 Planung und Modellierung 11
3.3.3 Bau und Betrieb 12
3.4 Realisierte Projekte **13**
3.4.1 Brædstrup (DK) – BTES im Lockersediment 13
3.4.2 Crailsheim – BTES im Festgestein 15
3.5 Sonderformen **17**
3.5.1 Kühlung/Heizung von Gewerbebauten 17
3.5.2 Eisfreihaltung von Verkehrsflächen 18
3.5.3 Erdeisspeicher 18
3.6 Forschung und innovative Konzepte **20**
3.6.1 Mitteltiefe Sondenspeicher im Kristallin 20
3.6.2 Innovative Wärmeträgerflüssigkeiten 22

4. Aquiferspeicher (ATES) 23

4.1 Funktionsweise 24
4.2 Exploration und Modelle 26
4.2.1 Wichtige Parameter 26
4.2.2 Optimierungsmöglichkeiten 27
4.2.3 Wirtschaftlichkeit, CO_2-Emission 30
4.3 Realisierte Projekte 32
4.4 Forschung 34
4.4.1 NT-ATES 35
4.4.2 HT-ATES 35
4.5 Monitoring 36
4.6 Umweltaspekte 37

5. Grubenwärmespeicher (MTES) 38

5.1 Potenziale 38
5.2 Forschung 40
5.2.1 MineATES in Freiberg (Sachsen) 40
5.2.2 PUSH-IT 40
5.3 Realisierte Projekte 41
5.4 Sozioökonomische und Umweltaspekte 42

6. Speicher zur Stromrückgewinnung (Carnot-Batterien) 44

7. Speicher mit CO_2 als Arbeitsmittel 47

8. Rechtsgrundlagen 48

8.1 Wärmeplanungsgesetz 48
8.2 Wasserrecht 49
8.3 Bergrecht 49
8.4 Grundstücksrecht 52
8.5 Bauplanungsrecht 52
8.6 Laufende Forschung 53
8.7 Fazit 53

Literatur 54

1. Vorbemerkung

Dieses Hintergrundpapier wird inhaltlich vom Bundesverband Geothermie e. V. (BVG)[1] verantwortet. Der Verband hat sich bei der Formulierung des vorliegenden Hintergrundpapiers von einer Gruppe international bekannter Experten beraten lassen. Da die Expertenmeinungen in einigen Punkten divergierten, stellt das Hintergrundpapier nicht immer die Meinung jedes einzelnen Experten dar, sondern eine Mehrheitsmeinung der Gruppe[2].
Das Hintergrundpapier wurde 2025 erstellt. In einem Hintergrundpapier wird zwangsläufig eine Reihe von Fachbegriffen verwendet, die nicht alle hier definiert werden können; es wird daher auf das Lexikon der Geothermie des BVG verwiesen.[3]

2. Begriffsbestimmungen

2.1 Grundsätzliches

Generell ist ein Speicher immer eine Einrichtung oder Vorrichtung, also eine technische Anlage, in die etwas Materielles oder Immaterielles (wie Wärme) mit einer Rückholabsicht eingelagert wird. In diesem Hintergrundpapier werden im Untergrund befindliche, als ›geothermische Speicher‹ bezeichnete Speicher behandelt.

Ein nachhaltiges Energiesystem der Zukunft benötigt geeignete Speichertechnologien zum Ausgleich zwischen Energiebereitstellung und Nachfrage. Alle geothermischen Systeme weisen von ihrer Natur her mehr oder weniger starke Speicherfunktion auf, ohne dass dies zwangsläufig thematisiert wird. Ein Beispiel sind Erdwärmesonden-Anlagen mit Wärmepumpen, die im Sommer Räume kühlen, indem Wärme aus den Gebäuden in den Untergrund abgeführt wird, die das System regeneriert. Im Winter wechselt die ›Richtung‹ und es wird Wärme zur Heizung aus dem Untergrund entzogen, wobei das Gesamtsystem von der sommerlichen Regeneration durch höhere Temperaturen und mehr Wärmeinhalt profitiert. Derartige Systeme sind, meist für größere Objekte mit Erdwärmesondenfeldern, heutzutage standardmäßig im Einsatz.

Von Erdwärmesondenspeichern im eigentlichen Sinne spricht man, wenn in größerem Maßstab und mit höheren Temperaturen sogenannte ›Überschusswärme‹ aus erneuerbaren Quellen, wie beispielsweise der Solarthermie, aus industrieller Abwärme oder *Power-to-heat*-Systemen in speziell konfigurierten Sondenfeldern, die auf engstem Raum radial angeordnet sind, sowohl in flacheren als auch in größeren Tiefen gespeichert werden. Derartige Speicher können aus technischer Sicht Temperaturen bis zu ca. 80 °C aufnehmen.

Neben diesen geschlossenen Systemen gibt es auch offene Systeme, bei denen die ›Überschusswärme‹ in wasserführenden Schichten, sog. Aquiferen, in unterschiedlichen Tiefen eingelagert wird, wobei für die Einspeicherung hoher Temperaturen mittlere Tiefen aus verschiedenen Gründen von Vorteil sind. Durch Einsatz von Hochtemperatur- oder Großwärmepumpen kann auch hier die in den Bedarfszeiten wieder entnommene Wärme auf dem gewünschten, eventuell hohen Temperaturniveau angeboten werden. So ergeben sich optimale Voraussetzungen für den Betrieb einer Fernwärmeversorgung.

---

1 Bundesverband Geothermie e. V., Albrechtstraße 22, 10117 Berlin, Tel. +49(0)30 200 954 950, Fax +49(0)30 200 954 959, E-Mail: info(at)geothermie.de, www.geothermie.de, Registergericht: AG Berlin-Charlottenburg , Registernummer: VR 26189 B

2 Zur Expertengruppe gehörten: Georg Buchholz, Guido Blöcher, Marton Pal Farkas, Paul Fleuchaus, Florian Hahn, Hannes Junker, Frank Kabus, Reinhard Kirsch, Olga Knaub, Roland Koenigsdorff, Stefan Kranz, Mathias Krusemark, Alexandra Mauerberger, Julia Mitzscherling, Max Ohagen, Lukas Oppelt, Elena Petrova, Horst Rüter, Rüdiger Schulz, Thomas Schmidt, Ingrid Stober.

3 Lexikon der Geothermie des Bundesverbandes Geothermie e. V.: https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie

Geothermische Speicher sind grundsätzlich Wärmespeicher (***Thermal Energy Storage, TES***) im Untergrund (***Underground Thermal Energy Storage, UTES***). Generell versteht man hier unter ›Wärme‹ sowohl Wärme im üblichen Sinne als auch Kälte. Beide unterscheiden sich nur durch ihre relativen Temperaturen verglichen mit den raumzeitlich variierenden Umgebungstemperaturen. Wärmespeicher sind Energiespeicher und differenzieren sich so von stofflichen Speichern, also der Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten oder Feststoffen. Energiespeicher sind in der Regel Stromspeicher (Batterien) oder Wärmespeicher, können aber auch z. B. Speicher potenzieller Energie (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) oder von kinetischer Energie (z. B. Schwungradspeicher) sein.

In diesem Hintergrundpapier werden behälterlose geothermische Untergrundspeicher behandelt und keine in den Untergrund eingelassenen Behälter, wie Tanks oder ausgekleidete Gruben. Geothermische Speicher im Sinne dieses Dokuments und Behälterspeicher im Untergrund werden (VDI 4640 Blatt 3, 2001) unter dem Oberbegriff »unterirdische thermische Energiespeicher« zusammengefasst.

Quantitativ beschrieben werden Wärmespeicher primär durch die

- Speicherkapazität [J] (nutzbarer Wärmeinhalt), die
- spezifische massebezogene Wärmekapazität c_M [J/(kg·K)], oder die
- spezifische volumenbezogene Wärmekapazität c_V [J/(m³·K)] und die
- Speicherleistung [J/s oder W],

Die volumenbezogene spezifische Wärmekapazität ist dabei das Produkt aus spez. massenbezogener Wärmekapazität und Dichte ρ [kg/m³].

Die **Speicherkapazität** gibt an, wieviel Energie [J oder kWh] insgesamt gespeichert werden kann und die **Leistung** [kW], wie schnell der Speicher be- und entladen werden kann, dabei kann die Be- und Endladeleistung unterschiedlich sein. Die Speicherkapazität und die Speicherleistung werden auch zur Charakterisierung der hier behandelten Untergrundspeicher verwendet. Das Verhältnis von ausgespeicherter zu eingespeicherter Energie ist eine wichtige Kenngröße für die Bewertung der Effizienz des Speichers.

Speicher großer Kapazitäten lassen sich nur als Untergrundspeicher realisieren. Beispiele hierfür sind Öl- und Gasspeicher, die alle, wenn sie große Speicherkapazitäten haben sollen, Untergrundspeicher sind, sei es in ausgelaugten Kavernen in Salzstrukturen oder in Poren- oder Kluftaquiferen, in denen das zu speichernde Material das Formationswasser verdrängt. Auch für Wärmespeicher gilt, dass sie mit großen Kapazitäten nur als Untergrundspeicher denkbar sind. Dies gilt auch für Eisspeicher als einer Realisierungsform von Latentspeichern (Phasenwechsel-Speicher). Eine Folge ist, dass überirdische technische Speicher meist nur als Kurzzeitspeicher und, im Gegensatz zu den hier behandelten geothermischen Speichern, kaum als saisonale Speicher nutzbar sind.

Geothermische Speicher können nach gewissen Gesichtspunkten differenziert werden. Hierzu gibt es verschiedene Möglichkeiten.

2.2 Einteilung nach der physikalischen Grundlage

Sensible Wärmespeicher
Sensible Wärmespeicher verändern beim Lade- oder Entladevorgang ihre ›fühlbare‹, also ›sensible‹ Temperatur. Die spezifische Wärmekapazität ist der wichtigste Parameter bei sensiblen Speichermaterialien. Da dieser Typus keine Phasenumwandlungen durchläuft, kann er über einen breiten Temperaturbereich, insbesondere auch im Hochtemperaturbereich, betrieben werden.

Latentwärmespeicher, Phasenwechselwärmespeicher
Sie verändern beim Lade- oder Entladevorgang nicht ihre ›fühlbare‹ Temperatur, sondern das Wärmespeichermedium ändert bei einer bestimmten Temperatur seinen Aggregatzustand. Meist ist das der Übergang von fest zu flüssig (Wasser/Eis) oder flüssig zu gasförmig, beispielsweise bei CO_2. Die Speichertemperatur ergibt sich aus der entsprechenden Phasenwechsel-Temperatur. Das Speichermedium kann allerdings über seine Latentwärmekapazität hinaus be- oder entladen werden, was erst dann zu einer Temperaturerhöhung oder -verringerung jenseits der Phasenwechseltemperatur führt. Neben Wasser kommen hier als Arbeitsmedien auch andere Stoffe in Frage. International werden sie *Phase-Change-Materials (PCM)* genannt.

Thermochemischer Wärmespeicher oder Sorptionsspeicher
Sie speichern die Wärme mit Hilfe von endo- und exothermen Reaktionen, beispielsweise mit Silicagel oder Zeolithen. Ein thermochemischer Speicher ist ein reversibles System, welches bei der Zusammenführung oder Trennung von mindestens zwei Stoffen/Komponenten thermische Energie freisetzt bzw. aufnimmt. Werden die Komponenten getrennt gelagert, kann die entsprechende Reaktion zur Speicherung von Wärme genutzt werden. Die Grundlage für thermochemische Wärmespeicher bildet daher die Auswahl eines für die gewünschte Speichertemperatur geeigneten Reaktionssystems.

2.3 Einteilung nach der technischen Ausführung

Zur Unterscheidung der technischen Ausführung geothermischer Untergrundspeicher haben sich folgende Begriffe und internationalen Abkürzungen etabliert:

- UTES *Underground Thermal Energy Storage* - geothermische Speicher allgemein
- BTES *Borehole Thermal Energy Storage* - Erdwärmesondenspeicher - geschlossene Systeme
- ATES *Aquifer Thermal Energy Storage* - Aquiferspeicher - offene Systeme
- MTES *Mine Thermal Energy Storage* - Grubenspeicher (Bergbau-Nachnutzung)
- STES *Salt Thermal Energy Storage* - Salz-basierter Speicher

Genehmigungsrechtlich relevant ist die Unterscheidung zwischen offenen und geschlossenen Systemen: Offene Systeme nutzen vorhandenes Wasser, das direkt in Kontakt zum umliegenden Gestein steht (Grundwasserleiter bzw. Aquifer), als Energieträger. Dies trifft auf ATES und meist auf MTES zu. Geschlossene Systeme wie BTES verwenden ein Wärmeträgerfluid zur Energieübertragung, welches in geschlossenen Röhren zirkuliert, die als Wärmeübertrager dienen.

2.4 Einteilung nach der Speichertemperatur

Speicher mit hoher Temperatur (*HT-UTES, High Temperature Thermal Energy Storage*)
Aquiferspeicher mit Beladetemperaturen deutlich über der natürlichen Aquifertemperatur werden oft als Hochtemperaturspeicher bezeichnet. Eine genaue Definition, also ein Temperaturwert, ist nicht vorgegeben. Diese Art Speicher ist interessant, wenn ein Temperaturniveau erreicht wird, das unter Umständen eine direkte Nutzung in Fernwärmenetzen erlaubt. Dies kann bei Wärmenetzen der 4. Generation bereits ab 50 °C

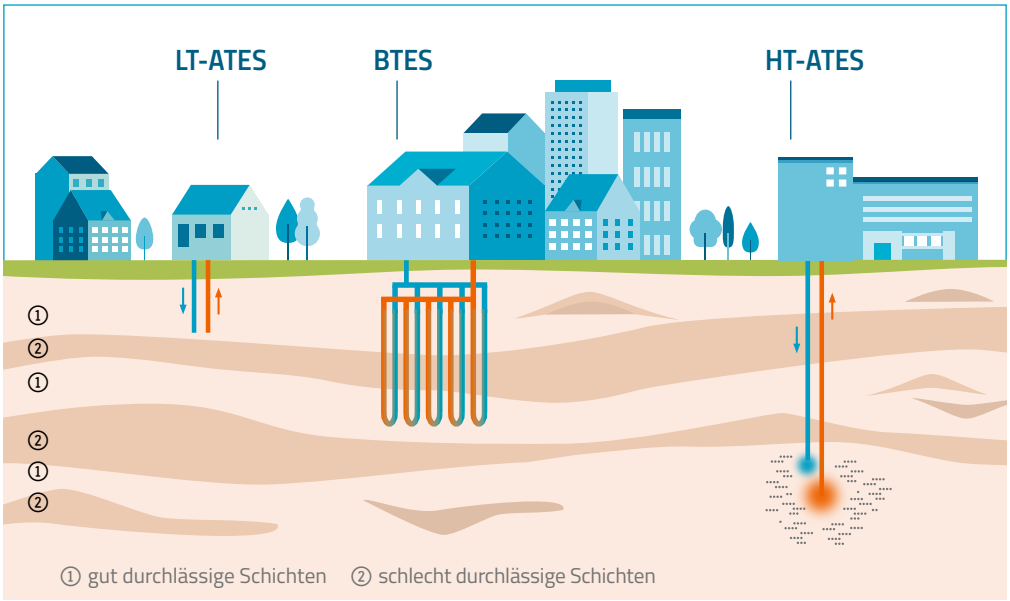

Abbildung 1: Schematisches Bild für UTES Anwendungen; Quelle: BVG

der Fall sein. Deutlich höhere Temperaturen sind nötig, wenn der Speicher zur thermodynamischen Stromerzeugung genutzt werden soll (Stromspeicher). Man spricht dann auch von Speicherkraftwerken oder Carnot-Batterien. Gleiches gilt für den Wärmebedarf der Industrie, wo die notwendige Temperatur abhängig von den Prozessen sehr unterschiedlich sein kann.

Derzeit realisierte Erdwärmesondenspeicher werden generell bis zu Temperaturen von 80 °C betrieben. Die eingelagerte Wärme stammt meist aus Überschusswärme von Solarthermieanlagen. Gelegentlich werden davon noch Speicher mit sehr hohen Temperaturen > 200 °C abgegrenzt (*UHT-UTES Ultra High Temperature Storage*).

Speicher mit niedriger Temperatur (*LT-UTES, Low Temperature Thermal Energy Storage*)
Hierbei handelt es sich zum einen um oberflächennahe Aquiferspeicher, die mit sehr niedrigen Temperaturen < 30 °C betrieben werden, zum anderen um die Überschusswärmeeinlagerung aus der Gebäudeklimatisierung in Sondenspeicher.

2.5 Einteilung nach Nutzung

Man kann je nach Nutzung zwischen Speichern, die weitgehend zur Raumheizung, und solchen, die für industriellen Wärmedarf genutzt werden, unterscheiden.

Industrie-Wärmespeicher
In der Industrie wird Wärme, meist als Prozesswärme, zu unterschiedlichsten Zwecken benötigt. Wichtig ist hierbei die notwendige Temperatur. Zur Trocknung z. B. von Papier oder Nahrungsmitteln reichen meist Temperaturen von < 100 °C. Bei anderen Prozessen wie Glas- oder Zementherstellung werden Temperaturen von deutlich > 500 °C benötigt.

Wärme-/Kältespeicher
Ob ein Speicher ein Wärme- oder ein Kältespeicher ist, hängt von der Temperatur in Relation zur raum-zeitlich variablen Umgebungstemperatur ab. Aus diesem Grund wird hier nicht grundsätzlich zwischen Wärme- und Kältespeichern unterschieden. Technisch sind sie oft identisch.

3. Erdwärmesondenspeicher (BTES)

Diese Speicher, im Englischen *Borehole Thermal Energy Storage* (BTES) genannt, werden über in Bohrungen eingebrachte, geschlossene Rohrsysteme betrieben. Dies können Doppel-U-Rohre, Koaxialrohre oder Ähnliches sein. Über das in diesem Rohrsystem zirkulierende Arbeitsmittel, meist Wasser mit Zusätzen, erfolgt die Wärmeübertragung bei der Be- und Entladung. Beim BTES sind die Bohrungen selbst und die unmittelbare Umgebung, also der Gesteinsverband, die eigentlichen Speicher, in die Wärme durch Wärmeleitung (Konduktion) ein- und ausgelagert wird.

3.1 Einleitung

Erdwärmesonden im Untergrund weisen stets einen gewissen Speichereffekt auf und können sowohl zum Wärmeentzug als auch zum Wärmeeintrag genutzt werden. So kann z. B. solarthermische Wärme, die nicht für die Bereitung von Warmwasser und Heizungsunterstützung benötigt wird, in den Sommermonaten in die Sonde(n) eingeleitet werden und erwärmt so das Gestein im Umfeld der Bohrung. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Sonde im Sommer zur Klimatisierung, d. h. zur Kühlung des Gebäudes, zu nutzen, wobei die im Gebäude anfallende Wärme über die Sonde(n) in den Untergrund eingespeist wird.

Wird die Erdwärmesonde dann in den Wintermonaten wieder zur Wärmegewinnung betrieben, so ergibt sich, verglichen mit einer Anlage ohne Speicherfunktion, eine höhere Temperatur des Wärmeträgermediums und dadurch eine höhere Effizienz der Wärmepumpe. Zusätzlich wird der Auskühlung des Gesteins im Einflussbereich der Sonde entgegengewirkt, die außerhalb der Heizperiode meist nicht vollständig regeneriert wird (Abbildung 2). Bei einzelnen Sonden und kleinen Sondenfeldern mit üblichen Sondenabständen ist der Speichereffekt allerdings gering.

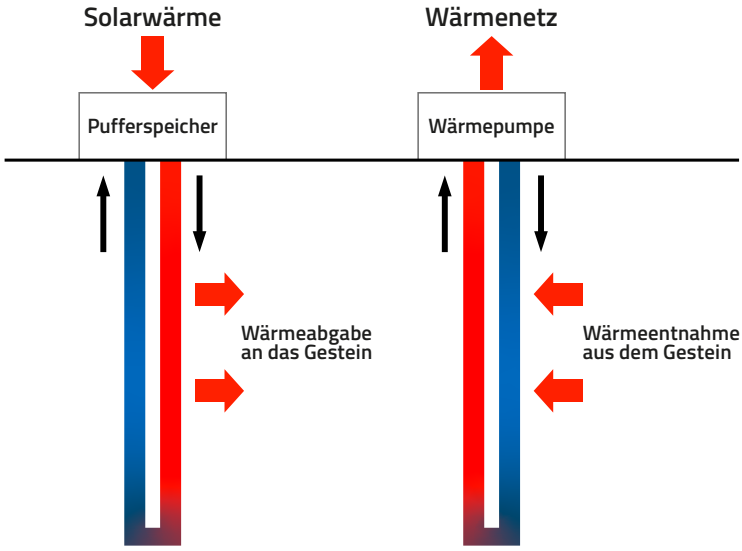

Abbildung 2: Doppelte Nutzung einer Erdwärmesonde zum Wärmeeintrag und zur Wärmeentnahme; Quelle: Kirsch

Im Folgenden werden allerdings speziell konzipierte Sondenspeicher (BTES) betrachtet, also die Untergrundspeicherung saisonal anfallender Überschusswärme in einem größeren Maßstab. Das Wärmespeichermedium ist das Gestein im Umfeld der Erdwärmesonden, also die Gesteinsmatrix und das Porenwasser. Zur Gewährleistung eines gleichmäßigen Temperaturfeldes im beteiligten Speichervolumen ist eine Vielzahl von Sonden erforderlich, die mit geringem Abstand zueinander, meist in einem gleichmäßigen Muster angeordnet sind. Die Dimensionierung des Sondenspeichers, also die Gesamtfläche und die Bohrtiefe, richtet sich nach der zu speichernden Wärmemenge, der maximalen Be- und Entladeleistung und den thermischen Eigenschaften des Untergrunds.

Ein BTES erfordert gegenüber den offenen ATES-Systemen einen deutlich größeren Bohraufwand. Andererseits ist eine Wärmespeicherung mit BTES in einem geschlossenen System nicht an einen Grundwasserleiter mit ausreichender Porosität und hydraulischer Durchlässigkeit gebunden. BTES ist fast überall möglich, in Fest- und Lockergestein und auch oberhalb des Grundwasserspiegels. Untergrundbereiche mit starker Grundwasserfließgeschwindigkeit im Bereich des BTES sind allerdings weniger geeignet, da ein Abstrom von erwärmtem Grundwasser die Wärmeenergie mitnimmt und so die Effizienz des Speichers verringert. Außerdem ist eine thermische Beeinflussung von Grundwasserleitern außerhalb des Speicherbereichs zu vermeiden.

3.2 Physikalische Grundlagen

Ein BTES-System ist durch seine Speicherkapazität und durch die realisierbare Leistung bei der Wärmeeinspeisung und -rückgewinnung charakterisiert. Die Speicherkapazität bestimmt die Wärmeenergie, die der Speicher aufnimmt oder abgibt, wenn die Temperatur im Speicherinneren erhöht oder verringert wird. Sie ergibt sich aus dem Speichervolumen, der spezifischen Wärmekapazität des Untergrundmaterials und der Temperaturdifferenz ΔT [K] vor und nach der Einspeicherung. Die maximale Wärmeleistung bei Wärmeeinspeisung oder -rückgewinnung ergibt sich aus der Anzahl und Länge der Erdwärmesonden, dem thermischen Bohrlochwiderstand, der Durchflussrate und der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials. Relevante Gesteinsparameter für die Wärmespeicherung sind demnach die spezifische Wärmekapazität, die Dichte und die Wärmeleitfähigkeit.

Die volumenbezogene spezifische Wärmekapazität c gibt an, welche Menge an Wärmeenergie erforderlich ist, um eine Volumeneinheit des Untergrundmaterials um 1 K zu erwärmen. Besteht das Untergrundmaterial aus mehreren Komponenten (z. B. Gesteinsmatrix und Porenwasser) und ist die (wassergesättigte) Porosität bekannt, dann kann die spezifische Wärmekapazität c nach dem Gesetz von Kopp (1865) berechnet oder zumindest abgeschätzt werden.

$$c_{Gestein} = \cdot\, c_{Matrix} \cdot (1 - ø) + c_{Porenwasser} \cdot ø \qquad (1)$$

Die Formel kann erweitert werden, wenn die Gesteinsmatrix aus mehr als zwei Komponenten besteht, wie etwa Sand und Ton, oder der Porenraum nicht vollständig wassergesättigt ist, sondern auch Luft enthält. Für die spezifische Wärmekapazität des Untergrundmaterials spielt der Porenwassergehalt eine wichtige Rolle, da Wasser mit c ≈ 4.180 kJ/(m³·K) eine hohe spezifische Wärmekapazität hat. Aufgrund des höheren Wassergehalts können Lockersedimente bei hohem Grundwasserstand eine höhere Wärmekapazität aufweisen als Festgesteine. Typische Werte für spezifische Wärmekapazitäten unterschiedlicher Gesteine sind in der untenstehenden Tabelle 1 aufgeführt. Alternativ zur volumenbezogenen spezifischen Wärmekapazität kann die spezifische Wärmekapazität auch massebezogen angegeben werden, die Umrechnung zwischen den beiden Angaben erfolgt über die Dichte des jeweiligen Untergrundmaterials. Die volumenbezogene spezifische Wärmekapazität ist das Produkt aus der massebezogenen spez. Wärmekapazität und der Dichte und wird in J/(m³·K) angegeben.

Die Wärmeleitfähigkeit λ bestimmt beim Beladevorgang den Abstrom von Wärmeenergie aus den Erdwärmesonden in das Umgebungsgestein. Wie die spezifische Wärmekapazität hängt die Wärmeleitfähigkeit von der Gesteinsbeschaffenheit ab, auch hier im starken Maße von der Porosität und der Art der Porenfüllung. Wasser als Porenfüllung hat eine geringe Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,6 W/(m·K), Luft als Porenfüllung aber eine noch deutlich geringere (0,025 W/(m·K)). Wasser als Porenfüllung hat eine geringe Wärmeleitfähigkeit als das umgebende Gestein von ca. 0,6 W/(m·K), Luft als Porenfüllung nur (0,025 W/(m·K)). Für die Wärmeleitung des Gesteins ist es daher von großer Bedeutung wie groß die Porosität insgesamt ist und welcher Anteil des Porenvolumens wasser- und welcher luftgefüllt ist (Trinks, 2010).

Die Berechnung der Wärmeleitfähigkeit λ aus den Wärmeleitfähigkeiten der Gesteinskomponenten kann über das geometrische Mittel (Clauser, 2005) erfolgen

$$\lambda_{\text{Gestein}} = \lambda_{\text{Matrix}}^{(1-\varnothing)} \cdot \lambda_{\text{Porenfüllung}}^{\varnothing} \qquad (2)$$

Wie bei der Ableitung der Wärmekapazität ist diese Formel auf mehr als zwei Komponenten bei Gesteinsmatrix und Porenfüllung erweiterbar.

Typische Werte für Wärmeleitfähigkeiten unterschiedlicher Gesteine sind ebenfalls in untenstehender Tabelle 1 gezeigt. Die in der Tabelle gezeigten Werte können von den Werten vor Ort je nach Gesteinszusammensetzung, insbesondere dem Porenwassergehalt, abweichen.

	Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	**spezifische Wärmekapazität**		**Dichte [kg/m³]**
		Masse [kJ/(kg·K)]	**Volumen [kJ/(m³·K)]**	
Wasser	0,59	4,18	4.180	1.000
Kies, Sand trocken	0,3 – 0,9	0,7 – 0,8	1.300 – 1.600	1.900
Kies, Sand feucht	2,0 – 3,0	1,0 – 1,3	2.200 – 2.800	2.100
Ton, Lehm feucht	1,1 – 3,1	0,9 – 1,3	2.000 – 2.800	2.100
Geschiebemergel	2,4*	0,97**	2.134**	2.200
Sandstein	1,9 – 4,6	0,8 – 1,1	1.800 – 2.600	2.400
Tonstein	1,8 – 2,9	0,9 – 1,0	2.200 – 2.300	2,400
Kalkstein	2,0 – 3,9	0,8 – 1,0	2.100 – 2.400	2.500

Tabelle 1: Spezifische Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials (BVG, 2025), erweitert um Geschiebemergel nach * Messungen an Proben aus SH von LIAG/LLUR, ** abgeleitet aus Proben (Mitteljütland DK, Sørensen 2013)

3.3 Umsetzungsschritte

3.3.1 Standorterkundung

Ziel der geologischen Erkundung eines geplanten Sondenspeichers ist die Ermittlung des stofflichen und strukturellen Untergrundaufbaus im Bereich des geplanten Speichervolumens und im näheren Umfeld. Am besten geeignet sind grundwassergeringleitende Gesteine wie Ton, Mergel oder gering geklüftetes Festgestein. Ungünstig sind grundwasserleitende Schichten mit starker Fließgeschwindigkeit des Porenwassers.

Wichtigste Grundlage der Erkundung ist immer eine Bohrung, die den vorgesehenen Speicherbereich durchteuft und bohrlochgeophysikalisch vermessen wird. Später kann die Bohrung bis zur Unterkante des Wärmespeicherbereichs als Erdwärmesonde ausgebaut und in ihr ein *Thermal Response Test* durchgeführt werden. Hierbei wird die Wärmeträgerflüssigkeit der Erdwärmesonde im Vorlauf mit konstanter Heizleistung erwärmt und der Temperaturverlauf im Rücklauf über einen Zeitraum von mindestens 72 Stunden registriert. Daraus werden die gemittelte (effektive) Wärmeleitfähigkeit der Untergrundschichten bis zum Fußpunkt der Bohrung sowie der effektive thermische Bohrlochwiderstand berechnet.

Sollen anstelle der gemittelten Wärmeleitfähigkeit auch die Wärmeleitfähigkeiten der einzelnen durchteuften Schichten abgeleitet werden, ist ein *Enhanced Thermal Response Test* erforderlich. Das Testprinzip ist ähnlich wie beim *Thermal Response Test*, allerdings erfolgt die Erwärmung über ein in die Bohrung eingelassenes, elektrisch beheiztes Kupferkabel und die Temperaturmessung tiefenaufgelöst über ein ebenfalls eingelassenes Glasfa-

serkabel. Daraus ergibt sich ein Temperatur-Tiefen-Profil über die gesamte Bohrung (Heske et al., 2011). Für die spezifische Wärmekapazität gibt es kein Vor-Ort-Messverfahren, aber sie kann nach dem Gesetz von Kopp aus den Gesteinsbestandteilen abgeleitet werden, deren Wärmekapazitäten im Labor bestimmt oder veröffentlichten Tabellen entnommen wurden.

Die Bohrung liefert nur eine Punktinformation, die aber aufgrund der meistens geringen Ausdehnung des geplanten Sondenspeichers als repräsentativ für das gesamte Feld angesehen werden kann. Bei größeren Speichern oder kleinräumigen Änderungen der Untergrundverhältnisse können mehrere Bohrungen incl. geophysikalischer Messungen erforderlich sein.

Geophysikalische Oberflächenverfahren zur Erkundung einer BTES-Lokation sind Reflexionsseismik und Widerstandsverfahren (Geoelektrik und Elektromagnetik). Sie können die Bohrlochergebnisse auf Messlinien oder in der Fläche ergänzen.

3.3.2 Planung und Modellierung

Der Sondenspeicher sollte so konzipiert werden, dass er zur Minimierung von Wärmeverlusten eine möglichst geringe Oberfläche im Verhältnis zum Volumen aufweist. Ideal ist ein Speicher in zylindrischer Form mit einem Verhältnis von Durchmesser zu Tiefenerstreckung (*aspect ratio*) von etwa 1 (Abbildung 3). Dadurch kann eine (theoretisch) optimale Speichereffizienz von bis zu 75 % erreicht werden. Diese Effizienz wird meist erst nach mehreren Be-/Entladezyklen erreicht.

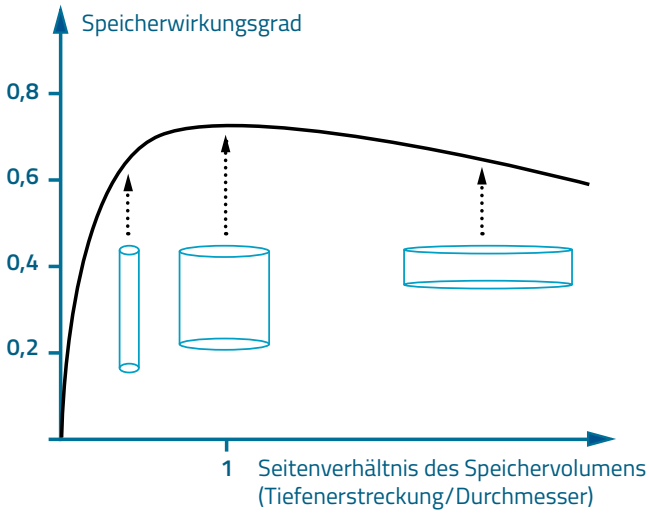

Abbildung 3: Effizienz von BTES in Abhängigkeit von der Geometrie des Speichervolumens; Quelle: Sibbitt und McClenahan

Grundsätzlich können Sondenspeicher in sehr unterschiedlichen Tiefen angelegt werden, von wenigen Zehner bis zu einigen 100 m.

Bei der Planung eines größeren Sondenspeichers sollte zur Optimierung eine numerische Simulation erfolgen. Als Beispiel kann die BTES-Anlage in Brædstrup (DK) dienen, für die eine spezielle Simulation im Rahmen eines EU-Projektes erfolgte (Gauthier, 2020). Für eine solche Simulation wird meist eine gleichförmige Anordnung der Erdwärmesonden angenommen, der Wärmetransport im Erdreich erfolgt ausschließlich durch Wärmeleitung (konduktiv), der Wärmetransport innerhalb der Sonde durch Flüssigkeitstransport (konvektiv). Die wichtigsten Eingabegrößen sind die thermischen Gesteinsparameter wie Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität der Untergrundschichten und die technischen Parameter des Speichers, wie Länge, Abstand und

Anzahl der Sonden, thermischer Bohrlochwiderstand, Einspeisetemperatur und Fließrate bei Beladung des Speichers. Ergebnis der Simulation ist u. a. der zeitliche Verlauf der Temperatur bei Wärmerückgewinnung. Dadurch kann die Effizienz der Sonden-anordnung ermittelt und optimiert werden. In Brædstrup konnte so die Anzahl der geplanten Erdwärmesonden als Ergebnis der Simulation von 1 000 auf 553 reduziert werden.

3.3.3 Bau und Betrieb

Die zur Wärmeeinspeisung und -rückgewinnung eingesetzten Sonden sind im Wesentlichen identisch mit den Erdwärmesonden, die zur Einzelhausversorgung verwendet werden. Es können U- und Doppel-U- sowie Koaxial-Sonden sein (Abbildung 4). Allerdings müssen sie für höhere Temperaturen ausgelegt sein, daher wird meist PE-X als Material verwendet, das für Temperaturen der Wärmeträgerflüssigkeit von -20 bis +95 °C geeignet ist. Die Verpressung (Ringraumverfüllung, Hinterfüllung) des Bohrlochs erfolgt mit Zement mit möglichst hoher Wärmeleitfähigkeit, das auch für diesen Temperaturbereich geeignet sein muss. Eine dauerhafte Dichtigkeit der Verfüllung muss gewährleistet sein.

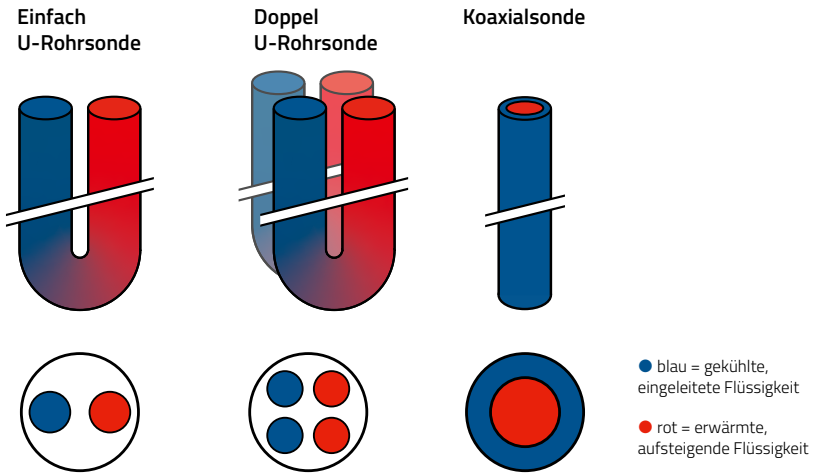

Abbildung 4: Erdwärmesondentypen: U-Erdwärmesonde, Doppel-U-Erdwärmesonde und Koaxialerdwärmesonde; Quelle: BVG/ Susann Piesnack

Innerhalb des Speichers werden die Sonden möglichst gleichmäßig angeordnet, z. B. in einem quadratischen oder hexagonalen Muster (Abbildung 5). Der Abstand der Erdwärmesonden untereinander sollte nicht mehr als 2 – 4 m betragen. Er ist damit deutlich geringer als der Mindestabstand von 6 m (VDI, 2019) für klassische Sondenfelder. Bei einem Untergrund mit steil einfallender Schichtung oder eingelagerten Inhomogenitäten, wie größeren Gesteinsbrocken im Geschiebemergel, muss ggf. der Abstand der Sonden aus bohrtechnischen Gründen größer gewählt werden.

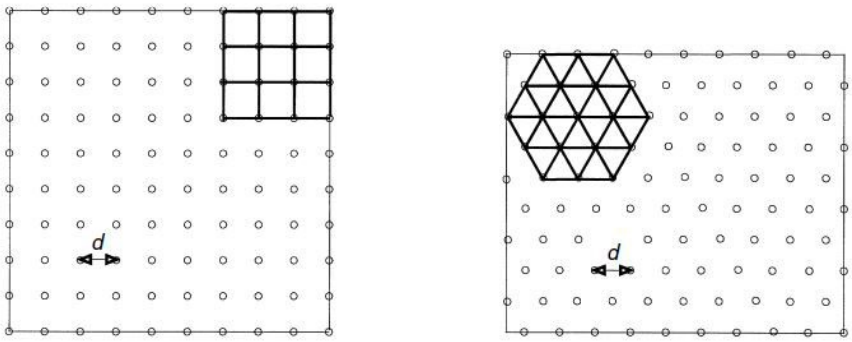

Abbildung 5: Quadratische und hexagonale Anordnung der BTES-Erdwärmesonden; Quelle: VDI

Die Anzahl der Erdwärmesonden ergibt sich aus der geforderten Speicherkapazität und kann bis zu mehrere hundert Einzelsonden betragen. Die Sonden können sowohl parallel als auch in Reihe angeordnet sein (Abbildung 6). Die Reihenanordnung von Sonden hat den Vorteil, dass die Wärmeträgerflüssigkeit nacheinander mehrere Einzelsonden durchfließt und dadurch mehr Wärmeenergie abgeben bzw. rückgewonnen werden kann. Allerdings ergibt sich dadurch ein erhöhter Energieaufwand für die Zirkulationspumpe. Daher werden häufig eine Gruppe von Erdwärmesonden (z. B. 6) in Reihe und diese Sondengruppen dann parallel verschaltet. Zusätzlich zu den Erdwärmesonden werden Bohrungen mit Temperatursensoren zur Kontrolle der Temperatur innerhalb und außerhalb des Sondenspeichers abgeteuft, wenn dies erforderlich ist.

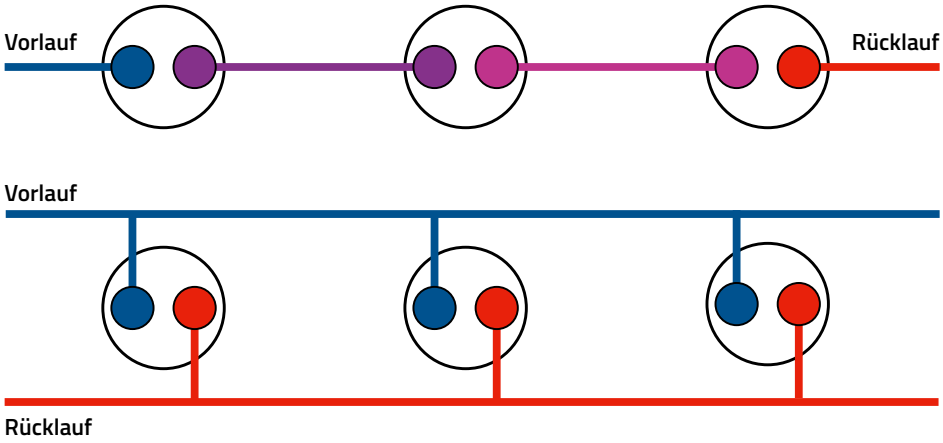

Abbildung 6: Hydraulische Parallel (unten)- und Reihenschaltung (oben) der Erdwärmesonden; Quelle: verändert nach Kirsch, Gestaltung Susann Piesnack

Beim Betrieb werden die Erdwärmesonden hydraulisch derart geschaltet, dass die Wärmeeinspeisung vom Inneren des Speichers nach außen erfolgt, bei Wärmerückgewinnung dann in umgekehrter Reihenfolge. Dadurch sollen Wärmeverluste möglichst minimiert werden.
Oberhalb des Speichers wird zur thermischen Isolierung eine Deckschicht aus Material mit geringer Wärmeleitfähigkeit eingebaut. Beispiele sind die Projekte Brædstrup (DK) und Crailsheim (Abschnitt 3.6.1 und 3.6.2)

3.4 Realisierte Projekte

Da Sondenspeicher eine Zukunftstechnologie sind, sind realisierte Projekte bislang, gemessen an den Potenzialen, immer noch selten. Dennoch spielen realisierte Projekte und die mit ihnen gemachten Erfahrungen bei der Ausgestaltung zukünftiger Anlagen eine entscheidende Rolle.

3.4.1 Brædstrup (DK) – BTES im Lockersediment

Die Einbindung von Solarthermie in Wärmenetze ist in Dänemark eine verbreitete Praxis. In das Wärmenetz der dänischen Stadt Brædstrup (Mitteljütland) ist zur saisonalen Speicherung der Solarwärme ein Solarfeld mit BTES integriert. Weitere Komponenten der lokalen Wärmeversorgung sind Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und ein *Power-to-Heat*-Kessel, der mit temporär verfügbarem Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden kann.

Die Realisierung des BTES-Projektes erfolgte in zwei Ausbaustufen (Sørensen, 2013; Planenergi, 2013). Für ein Pilotprojekt wurden 48 Erdwärmesonden mit jeweils 45 m Länge abgeteuft, das ergibt ein Speichervolumen von 19.000 m³. Das anschließend geplante Realprojekt nutzt die gleiche Sondenkonfiguration, allerdings mit 500 Sonden und einem Speichervolumen von 200.000 m³. Die Wärmeeinspeisung in das Wärmenetz mit 80 °C Vorlauftemperatur erfolgt über eine Wärmepumpe mit 3,6 MW Wärmeleistung.

Der Untergrund ist glazial geprägt und besteht aus einer Wechsellagerung von Geschiebemergel und Sand. Der Grundwasserspiegel liegt bei ca. 50 m unter der Erdoberfläche Die Bohrtiefe wurde mit 45 m so gewählt, dass die Bohrungen 5 m oberhalb des Grundwasserspiegels enden.

Zur Ableitung der thermischen Untergrundeigenschaften wurde ein *Thermal Response Test* durchgeführt und ergab eine effektive Wärmeleitfähigkeit von 1,4 W/(m·K).

Die relativ geringe Wärmeleitfähigkeit ist auf die eingeschlossenen trockenen bzw. teilgesättigten Sande zurückzuführen. Die Ableitung der spezifischen Wärmekapazitäten erfolgte aufgrund von Erfahrungswerten der Mineralzusammensetzung lokaler Sedimente und ergab 1,5 MJ/(m^3·K) für gutsortierte Sande, 1,7 MJ/(m^3·K) für schluffige Sande und 2,1 MJ/(m^3·K) für Geschiebemergel.

Beim Pilotprojekt sind die Erdwärmesonden in Form einer Bienenwabe angeordnet, dabei sind sie sowohl seriell als auch parallel hydraulisch verschaltet (Abbildung 7). Der Grund für die irreguläre Form der Sondengruppen liegt darin, dass:

- die Sonden unabhängig von der jeweiligen Zugehörigkeit zu einer seriell geschalteten Sondengruppe gleichabständig in hexagonaler Anordnung sind,
- die Sondengruppen radial vom Inneren des Sondenspeichers nach außen verlaufen, so dass bei Beladung die Wärmeeinspeisung von innen nach außen erfolgt,
- die Zuleitungen der seriell geschalteten Sonden jeweils die gleiche Länge und damit den gleichen hydraulischen Widerstand haben.

Beim Realprojekt sind die zusätzlichen Erdwärmesonden in ähnlicher Konfiguration um die Sonden des Pilotprojektes herum angeordnet.

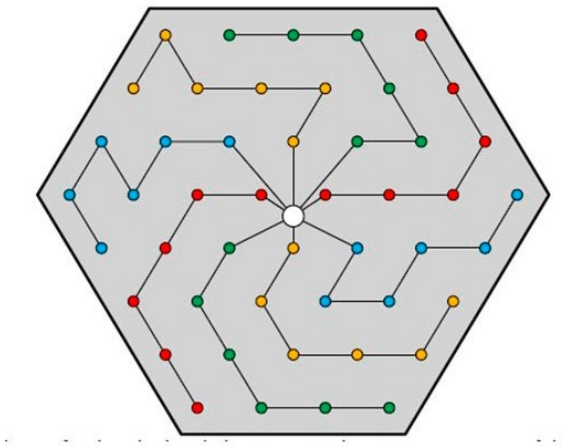

Abbildung 7: Erdwärmesonden-Anordnung beim Pilotprojekt Braedstrup: jeweils 6 Sonden in gleicher Farbe sind seriell geschaltet und bilden eine Sondengruppe. Die 8 Sondengruppen sind parallel zusammengeschaltet; Quelle: Sørensen

Als Isolationsmaterial für die Deckschicht wurden zerstoßene Muschelschalen verwendet. Die Wärmeleitfähigkeit von Muschelschalen ist mit 0,112 W/(m·K) zwar geringfügig höher als die von Schaumglasschotter (0,08 W/(m·K)), sie sind aber preislich günstiger. Der Aufbau der Deckschicht ist in Abbildung 8 gezeigt.

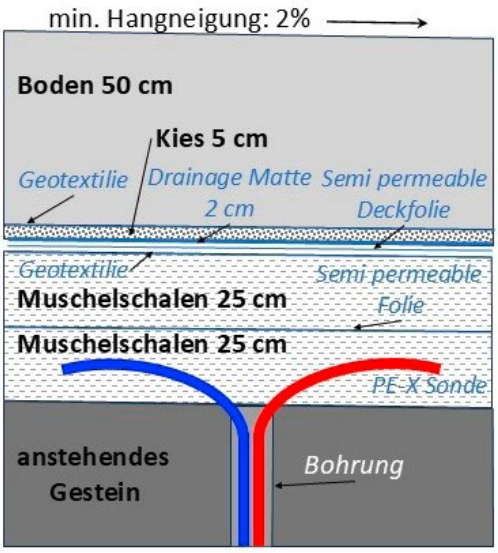

Abbildung 8: Schematische Darstellung der Wärmedämmung beim BTES-Projekt Brædstrup: (Unter einer 50 cm mächtigen Deckschicht aus Sand befindet sich eine 5 cm mächtige Kieslage als Drainageschicht. Darunter dann zwei jeweils 25 cm mächtige Dämmschichten, die durch eine semipermeable Folie getrennt sind. Innerhalb der unteren Dämmschicht liegen die Zuleitungsrohre der Erdwärmesonden; Quelle: Planenergi

Wie Modellrechnungen gezeigt haben, sollte während der Wärmeeinspeisung die Temperatur im Sondenspeicher nicht über 60 °C steigen, da sonst die Wärmeverluste zu groß werden und eine thermische Belastung des Grundwassers nicht ausgeschlossen werden kann. Aus diesem Grund erfolgt ein Temperaturmonitoring in 22 Tiefenschritten von der Speicheroberkante bis zum Grundwasserspiegel, also auch unterhalb des Speichers. Zusätzliche Temperatursensoren sind außerhalb des Speichers in Grundwasserfließrichtung installiert.

3.4.2 Crailsheim – BTES im Festgestein

In Crailsheim (Baden-Württemberg) erfolgt die Wärmeversorgung der Siedlung Hirtenwiese 2 (mit 260 Wohneinheiten, Schule, Sporthalle) über Solarthermie mit saisonaler Zwischenspeicherung durch einen Sondenspeicher (Bauer, 2007). Die Gewinnung der Solarwärme erfolgt über Solarkollektoren mit einer Fläche von 7.000 m^2 auf Hausdächern und einem Lärmschutzwall; die maximale Kollektorleistung beträgt 5.100 kW_{th}.

Der Untergrundaufbau besteht aus einem oberen, 5 m mächtigem Grundwasserleiter (Grenzdolomit im Gipskeuper), Lettenkeuper bis 22 m unter der Erdoberfläche., gefolgt vom Oberen Muschelkalk, der ab 65 m u. G. wasserführend ist. Daher wurde die Tiefe der Erdwärmesonden auf 55 m begrenzt. Die effektive Wärmeleitfähigkeit im Erdwärmesonden-Bereich beträgt 2,46 W/(m·K) bei einer spezifischen Wärmekapazität von 2.400 kJ/(m^3·K).

Der Sondenspeicher ist nach oben durch eine 40 cm mächtige Schicht aus Schaumglas gedämmt. Der Grundwasserleiter im oberen Bereich erfordert eine zusätzliche Wärmedämmung der Erdwärmesonden (Abbildung 9). Dazu erfolgten die Bohrungen bis in 5 m Tiefe mit einem Schutzrohr, nach Fertigstellung der Erdwärmesonden wurden sie im Bereich des Schutzrohres mit einem Dämmmaterial (Wärmeleitfähigkeit > 0,1 W/(m·K) verpresst.

Abbildung 9: Oberflächennahe Isolierung der Erdwärmesonden beim BTES Crailsheim; Quelle: Nußbicker-Lux und Müller-Steinhagen, 2010, leicht verändert

Der Erdwärmesondenspeicher besteht aus 80 Doppel-U-Erdsonden aus PE-X (vernetztes Polyethylen). Der Sondenabstand beträgt 3 m. Die Sonden sind quadratisch in einem inneren und einem äußeren Kreis angeordnet, wobei jeweils eine Erdwärmesonde im inneren und eine im äußeren Kreis seriell zu einer Sondengruppe verbunden sind (Abbildung 10). Die Sondengruppen sind hydraulisch parallelgeschaltet.

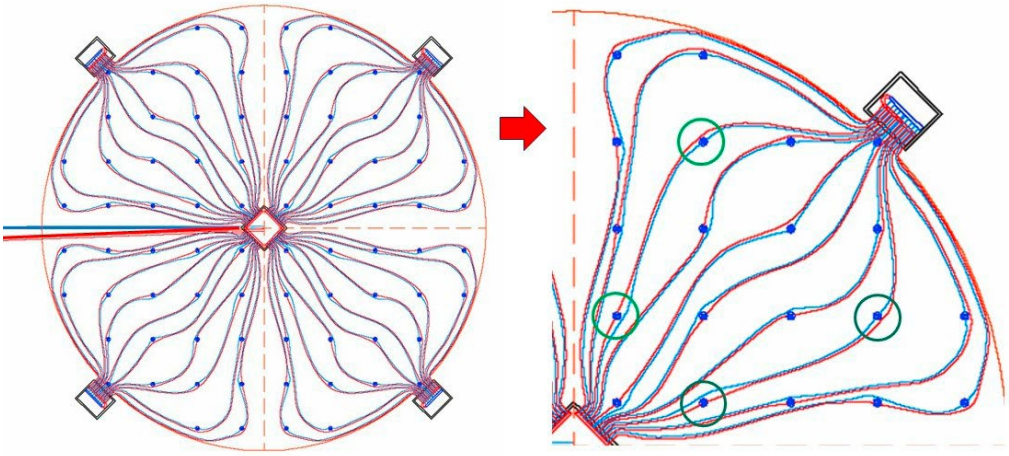

Abbildung 10: Anordnung und Verschaltung der Erdwärmesonden beim BTES Crailsheim (nach Stober & Bucher, 2025). Die Erdsonden sind kreisförmig angeordnet, jeweils 2 Erdwärmesonden (eine im inneren und eine im äußeren Speicherbereich) sind seriell verbunden, hier als Beispiel durch Kreise markiert. Die Durchströmung der beiden Erdwärmesonden erfolgt bei Beladung mit Wärmeenergie von innen nach außen, bei Wärmerückgewinnung wird die Durchströmungsrichtung umgekehrt; Quelle: Stober und Bucher, leicht verändert

Jährlich werden in Crailsheim ca. 800 MWh Solarwärme saisonal gespeichert. Die Speichertemperatur beträgt maximal 70 °C, sie kann gegen Ende der Heizperiode im März bis auf 15 °C absinken. Die Temperaturanpassung an die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes erfolgt durch eine Wärmepumpe mit einer Wärmeleistung von 480 kW. Die durch Simulationsrechnung ermittelte Speichereffizienz beträgt ca. 73 %.

3.5 Sonderformen

Es gibt immer wieder Projekte oder Planungen, die von den üblichen Vorstellungen abweichen, sei es in der technischen Ausgestaltung oder auch in der Anwendung.

3.5.1 Kühlung/Heizung von Gewerbebauten

Moderne Gewerbebauten (Bürogebäude, Rechenzentren, Einkaufsmärkte) haben einen hohen Kühlbedarf, der durch den Klimawandel stetig zunehmen wird. Schon jetzt übersteigt die erforderliche Kühlleistung im Sommerhalbjahr häufig die erforderliche Wärmeleistung im Winterhalbjahr. So hat beispielsweise das Verwaltungsgebäude der Gelsenwasser AG in Gelsenkirchen eine Kühllast von 305 kW gegenüber einer Heizlast von 207 kW (Bockelmann et al., 2014).

Die geothermische Gebäudeklimatisierung liefert eine einfache Lösung: geothermische Heizung im Winter und direkte geothermische Kühlung in der warmen Jahreszeit. Bei der direkten Kühlung werden die Heizelemente (Fußboden, Decken, Radiatoren) von kaltem Wasser durchflossen, das dadurch erwärmte Wasser wird durch Wärmeübertrager im Untergrund rückgekühlt und so die überschüssige Wärme in den Untergrund abgeleitet. Als Wärmeübertragerelemente im Untergrund finden Erdwärmesonden und/oder thermisch aktivierte Betonbauteile wie Energiepfähle oder Fundamente Verwendung. Der Untergrund wirkt so im Sommer als Wärmespeicher, wobei die gespeicherte Wärme während der Heizperiode über eine Wärmepumpe zur Heizung genutzt wird (Abbildung 11). Wird der Kühlbedarf durch die freie Kühlung nicht gedeckt, kann eine mechanische Kühlung unter Verwendung der Wärmepumpe erreicht werden. Derartige Klimatisierungssysteme werden kommerziell mit integrierter Wärmepumpe angeboten (Oehlert, 2009).

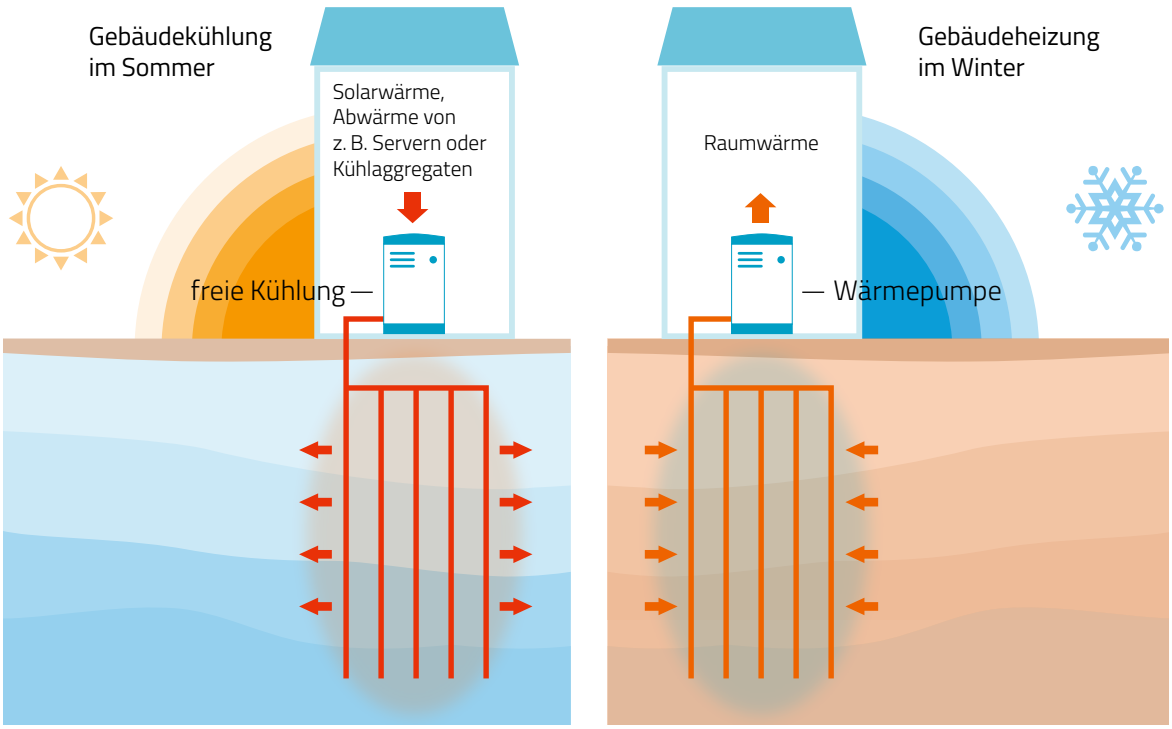

Abbildung 11: Geothermisch gestützte Gebäudeklimatisierung; Quelle: Kirsch, Gestaltung Susann Piesnack

Supermärkte haben durch die Abwärme der Tiefkühltruhen im Sommer eine hohe Wärmebelastung und so einen hohen Kühlbedarf. Eine detaillierte Beschreibung der geothermischen Klimatisierung eines Supermarktes liefern Réhault et al. (2013). Bei dem untersuchten Supermarkt erfolgte die Wärmeabführung und -gewinnung durch 6 Doppel-U-Sonden mit insgesamt 560 m Länge.

2011 betrug bei diesem Projekt der Wärmeeintrag ins Erdreich 40.000 kWh, während im gleichen Jahr lediglich 855 kWh aus dem Erdreich entnommen wurden. Die fehlende Balance zwischen Wärmeeintrag und -entnahme führt zu einer Erhöhung der Untergrundtemperatur. Dies kann in Ballungsräumen kritisch werden, da hier bereits durch Flächenversiegelung und Wärmeeintrag aus z. B. U-Bahn-Schächten, Abwasserkanälen und Tiefgaragen ›urbane Wärmeinseln‹ im oberflächennahen Untergrund entstanden sind (Menberg et al., 2013). So beträgt z. B. in Köln im Innenstadtbereich die Temperatur im oberflächennahen Untergrund bis zu 18 °C. Um einer weiteren Erwärmung des Untergrundes mit negativem Einfluss auf die Grundwasserqualität vorzubeugen, sollte bei Zunahme von geothermisch klimatisierten Gebäuden auch eine verstärkte Wärmeentnahme erfolgen.

3.5.2 Eisfreihaltung von Verkehrsflächen

Um Verkehrsflächen im Winter eisfrei zu halten, werden in Abhängigkeit von den klimatischen Bedingungen zwischen 130 W/m² und 600 W/m² benötigt (Kürten, 2014). Dem steht ein solarer Strahlungseintrag von jährlich über 1.000 kWh/m² entgegen. Die zur Eisfreihaltung benötigte Wärmeenergie kann daher außerhalb der Kälteperioden über die Verkehrsflächen durch Absorberrohre gewonnen und mit Erdwärmesonden oder -kollektoren im Untergrund gespeichert werden (Abbildung 12). Soll diese Fläche eisfrei gehalten werden, wird bei Frostbedingungen die Wärmeträgerflüssigkeit ohne Wärmepumpe durch die Absorberrohre geleitet. Dieses Prinzip wird z. B. beim Bahnhof Barbis (Kreis Bad Lauterberg) genutzt, um die Bahnsteige schnee- und eisfrei zu halten.

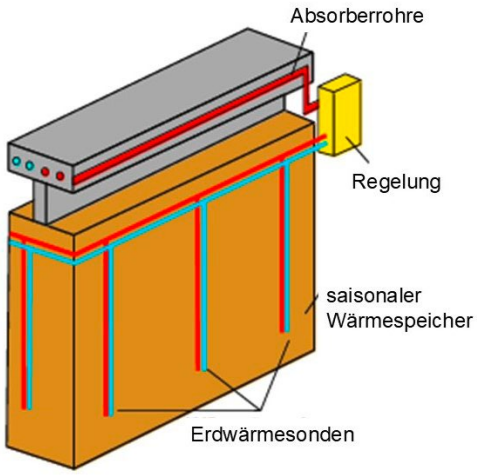

Abbildung 12: Wärmegewinnung durch Absorberrohre unterhalb von Verkehrsflächen und Speicherung der gewonnenen Wärmeenergie mit Erdwärmesonden; Quelle: Kürten, 2014

3.5.3 Erdeisspeicher

Erdeisspeicher dienen der Wärmegewinnung in kalten Nahwärmenetzen. In einem kalten Nahwärmenetz verfügt jedes zu versorgende Gebäude über eine eigene Wärmepumpe, die als Wärmequelle auf die kalte (0 bis ca. 10 °C) Wärmeträgerflüssigkeit in einer Ringleitung zurückgreift. Die horizontal verlegte Ringleitung ist nicht gedämmt und kann so Wärme aus dem Untergrund aufnehmen, wenn die Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit unterhalb der Bodentemperatur liegt. Eine weitere (teilweise) Wärmeregeneration findet in großflächigen Kollektorfeldern im Untergrund in 1 – 5 m Tiefe statt (Abbildung 13).

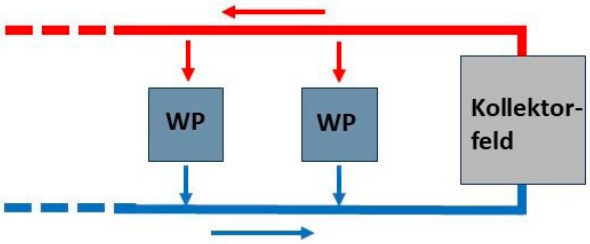

Abbildung 13: Prinzip der kalten Nahwärme, WP = Wärmepumpe zur Einzelhausversorgung; Quelle: Kirsch, Foto: FAU Erlangen, Schleswig-Wichelkoppeln

Während der Heizperiode sinken die Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit und damit auch die Temperatur im Kollektorfeld stetig ab. Dadurch kann es zum Gefrieren des Porenwassers im Boden kommen. Dabei wird die latente Wärme des Wassers frei (334 kJ/kg bei Phasenwechsel Wasser – Eis), d. h. diese Wärmeenergie kann dem Porenwasser entzogen werden, ohne dass die Temperatur des Bodens (und damit auch die Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit in der Ringleitung) wesentlich unter 0 °C absinkt (Abbildung 14). Dadurch können die Wärmepumpen des Wärmenetzes eine gewisse Zeit weiter mit einer ausreichenden Leistungszahl betrieben werden.

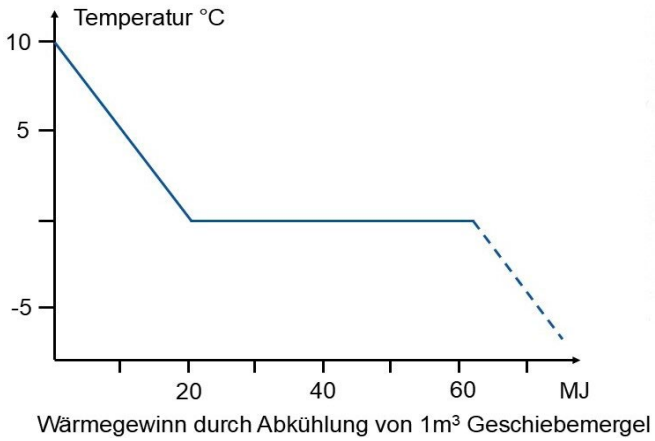

Abbildung 14: Wärmebilanz bei Abkühlung von 1 m³ Geschiebemergel (Wassergehalt 13%). Während der Eisbildung können ca. 40 MJ bei 0 °C gewonnen und dem Wärmenetz zur Versorgung der angeschlossenen Wärmepumpen zugeführt werden; Quelle: Kirsch

Die dem Kollektorfeld entnommene Wärme muss in der heizfreien Zeit regeneriert werden, z. B. durch Sonneneinstrahlung, versickerndes Regenwasser oder weitere, in das Nahwärmesystem integrierte Wärmequellen, wie z. B. die Raumkühlung der an das Netz angeschlossenen Gebäude.

3.6 Forschung und innovative Konzepte

Traditionell spielt Forschung in der Oberflächennahen und Mitteltiefen Geothermie eine weniger ausgeprägte Rolle als in der Tiefen Geothermie. So ist es auch im Zusammenhang mit geothermischen Speichern. Dennoch ist auch bei BTES an vielen Stellen Forschungsbedarf zu sehen. Aktuelle Forschungsprojekte bestätigen dies.

3.6.1 Mitteltiefe Sondenspeicher im Kristallin

Das Forschungsprojekt Saisonaler Kristalliner Sondenspeicher (SKEWS) an der Technischen Universität Darmstadt erforscht die technische Machbarkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit eines mitteltiefen Sondenspeichers (MD-BTES). Dabei handelt es sich um ein innovatives System zur saisonalen Hochtemperaturspeicherung (< 90 °C) von thermischer Energie, das Überschusswärme langfristig in Tiefen bis zu 750 m speichert und bedarfsgerecht wieder zur Verfügung stellt. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde mit dem Bau des weltweit ersten mitteltiefen Sondenspeichers im Jahr 2022 die technische Machbarkeit demonstriert. Ein breit angelegtes Vorerkundungsprogramm mit Reflexionsseismik, Bohrlochgeophysik sowie ein nachgehender *Enhanced Thermal Response Test* und ein einjähriger Testbetrieb dienen zur abschließenden geologischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung des MD-BTES (Seib et al., 2024).

Neben der zeitlichen Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch bieten MD-BTES insbesondere durch die Möglichkeit der effizienten Hochtemperaturspeicherung mit bis zu 90 °C, des geringen Platzbedarfs und der thermischen Isolierung gegenüber dem oberen Aquifer wesentliche Vorteile für Fernwärmesysteme, Quartierslösungen oder industrielle Anwendungen. Daneben können bei größeren Bohrtiefen zwischen 400 – 1.000 m die höheren ungestörten Untergrundtemperaturen genutzt werden, um die Effizienz zu erhöhen. Der Einsatz eines thermisch geringleitenden Zementes im oberen Bereich schützt die oberflächennahen Grundwasserleiter gegenüber negativen thermischen Einflüssen.

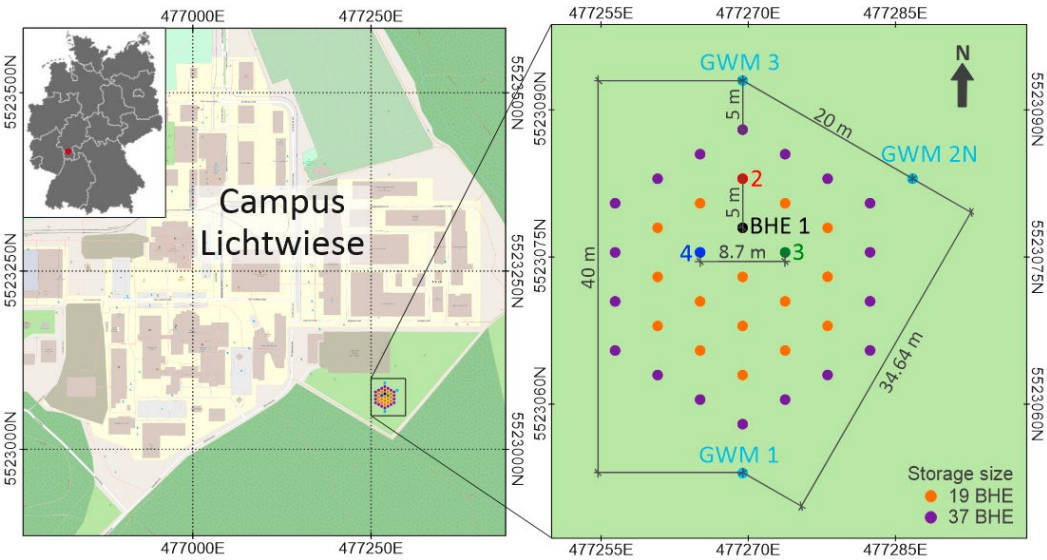

Abbildung 15: Layout des Erdwärme-Sondenspeichers mit den drei Erdwärmesonden (BHE 2 – 4) und drei Grundwassermessstellen (GWM 1 – 3). BHE 1 wurde in 40 m Tiefe gestoppt. In orange ist die Ausbaustufe mit 19 BHE und in violett die Ausbaustufe mit 37 BHE dargestellt; Quelle: Krusemark et al., 2025

Das Projekt wurde auf dem Campus Lichtwiese der Technischen Universität Darmstadt durchgeführt und besteht aus 3 jeweils 750 m tiefen Erdwärmesonden, die mit einem Abstand von 8,7 m zueinander (Abbildung 15) angeordnet sind. Diese Anordnung ermöglicht eine homogene Wärmespeicherung, da die Sonden eng genug beieinanderliegen, um die gespeicherte Energie im Untergrund effizient zu halten, aber gleichzeitig einen thermischen Kurzschluss zwischen benachbarten Bohrungen zu vermeiden (Welsch et al., 2016). Die drei Erdwärmesonden sind mit koaxialen Wärmeübertragern ausgestattet, durch die ein Wärmeträ-

gerfluid zirkuliert (Abbildung 16). Die Bohrungen wurden im unteren Bereich von 200 – 750 m mit einem thermisch verbesserten Verpressmaterial hinterfüllt, um eine optimale Wärmeübertragung zwischen den Erdwärmesonden und dem umgebenden Gestein zu gewährleisten, während die oberen 180 – 250 m des Speichers mit einem thermisch geringleitfähigen Zement hinterfüllt werden. Sie sollen die Wärmeabgabe an den oberflächennahen Grundwasserleiter minimieren. Ein Standrohr bis ca. 40 m Tiefe schützt den obersten Aquifer und die Erdwärmesonde selbst gegen negative thermische und hydraulische Einflüsse.

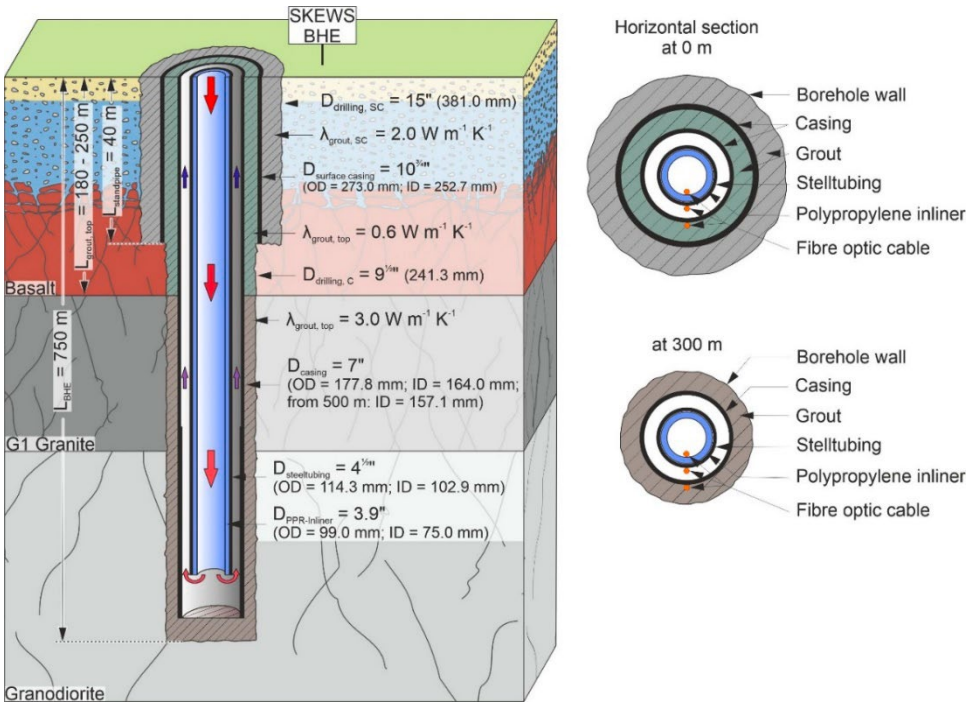

Abbildung 16: Bohrloch-Layout und vereinfachte durchteufte geologische Einheiten, basierend auf Cuttingproben und Bohrlochgeophysik; Quelle: Krusemark et al., 2025

Zur Untersuchung des Speichers bei realen Betriebsbedingungen wurde der MD-BTES von Februar 2024 bis Februar 2025 in einem zyklischen Testbetrieb mit fünf Aufheiz- und Abkühlphasen getestet. Aufgrund des noch ausstehenden Anschlusses des Erdwärmespeichers an die Solarthermie und das Nahwärmenetz des Campus Lichtwiese wurde für den Forschungstestbetrieb die saisonale Wärmebeladung und -entladung durch mobile Heiz- und Kühlgeräte verkürzt simuliert. Die Wärmezufuhr und -entnahme erfolgten dynamisch, so dass unterschiedliche Betriebsszenarien getestet wurden. Mit den Messdaten der Durchfluss- und Temperatursensoren sowie den tiefenaufgelösten Temperatur-, Strain- und Akustikmessungen der mitgeführten Glasfaserkabel werden die bestehenden numerischen Modelle kalibriert und validiert. Im Weiteren ist so die modellbasierte Hochskalierung des Speichers auf bis zu zwischen 19 oder 37 Erdwärmesonden möglich, um so die maximale Effizienz des Speichers zu untersuchen.

Neben der ökonomischen Betrachtung ist die Untersuchung des ökologischen Einflusses des Speichers ein wesentlicher Aspekt des Forschungsprojekts. Da die Speicherung von Wärme in tieferen geologischen Schichten potenziell zu thermischen und hydrochemischen Veränderungen im Grundwasserleiter führen kann, wurden in unmittelbarer Nähe des Speichers drei Grundwassermessstellen bis ca. 37 m Tiefe installiert, um ein Grundwassermonitoring zu den folgenden Punkten zu gewährleisten:

- Tiefenaufgelöstes Temperaturmonitoring durch Glasfasermesstechnik, um die thermische Ausbreitung zeitlich und räumlich im Grundwasser zu dokumentieren.
- Erhebung der Vor-Ort Parameter und Analyse der Hydro- und Biochemie, um potenzielle Auswirkungen auf die Wasserqualität zu analysieren.

Im Rahmen des europäischen Push-It Projekts (*Piloting Underground Storage of Heat In geoThermal Reservoirs*) ist der Anschluss des Forschungssondenspeichers an das Nahwärmenetz der TU Darmstadt vorgesehen. Der Forschungsschwerpunkt liegt auf die Integration eines MD-BTES an ein bestehendes Nahwärmenetz durch den Einsatz von Wärmeübertragern, innovativen Fernwärmeleitungen, einer Hochtemperaturwärmepumpe und automatisierter Regelungstechnik. Mithilfe von Co-Simulationsansätzen werden zudem Optimierungsstrategien sowohl auf der Betriebsseite des Speichers als auch gebäudeseitig angestrebt (Sass et al., 2024).

3.6.2 Innovative Wärmeträgerflüssigkeiten

Neben der Verwendung von Wasser als Wärmeträgerfluid für BTES werden in neuen innovativen Konzepten auch andere Arbeitsfluide wie Ammoniakwasser, CuO/Wasser-Nanofluid, verschiedene Kältemittel, Kohlendioxid-Methanol und reines Kohlendioxid in Betracht gezogen. Angesichts der zunehmenden Bedeutung des Carbon-Managements sowie der Energiewende wurde die Verwendung von CO_2 als Arbeitsmedium intensiv untersucht aufgrund seiner attraktiven thermodynamischen Eigenschaften im überkritischen Zustand (31 °C, 74 bar) (Esteves et al., 2019; Kolo et al., 2024). In diesem Zustand, bei dem CO_2 eine niedrigere Viskosität und eine stärker temperaturabhängige Dichte aufweist, können Pumpkosten im Vergleich zu wasserbasierten Systemen aufgrund des Thermosiphon-Effekts, der auf der natürlichen Auftriebskraft von CO_2 basiert, eingespart werden. Dieser Effekt wird bereits bei Phasenwechselsonden genutzt (Stober & Bucher, 2025). CO_2-basierte Systeme können jedoch nur für tiefes BTES in Betracht gezogen werden, d. h. mit einer Tiefe von mindestes 1.000 m, wo die unterirdischen thermodynamischen Bedingungen möglicherweise ausreichen, um überkritische Bedingungen (7,4 MPa und 31 °C) zu ermöglichen, abhängig vom geothermischen Gradienten. Die Erdwärmesonden müssen mit entsprechenden Materialien ausgestattet sein, die den hohen Drucken standhalten (Bai et al., 2022).

White et al. (2024) haben numerische Modelle entwickelt, um koaxiale BTES in tiefen, heißen Gesteinsformationen zu untersuchen, wobei Wasser und überkritisches CO_2 als Arbeitsfluide dienen. Sie führten eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durch und kommen zu dem Schluss, dass sowohl mit Wasser als auch mit überkritischem CO_2 wettbewerbsfähige LCOH (*Levelized Cost of Heat*) erzielt werden können.

4. Aquiferspeicher (ATES)

Ein Aquifer-(Wärme)speicher (ATES, *Aquifer Thermal Energy Storage*) nutzt einen gut durchlässigen Grundwasserleiter (Aquifer) als thermischen Energiespeicher und gehört damit zu den offenen Systemen. Er wird meist wie eine hydrothermale Dublette über jeweils eine Förder- und Injektionsbohrung betrieben (z. B. Doghty et al. 1982; Dinkelman et al.2022; VDI 4640 Blatt 3) (Abbildung 17). Aquiferspeicher dienen der temporären, meist saisonalen, Speicherung von Wärme, aber auch von Kälte zur Überbrückung der zeitlichen Diskrepanz zwischen Angebot und Bedarf. Kältespeicher sind dabei auf geringere Tiefen fokussiert, während Wärmespeicher auch in größeren Tiefen möglich sind.

Unterschieden wird zwischen Niedertemperatur (NT) und Hochtemperatur (HT) Aquiferspeicher. NT-ATES operieren bis 25 °C und etwas bis 400 m Tiefe und zählen damit zur oberflächennahen Geothermie. HT-ATES können Wärme bis ca. 150 °C in größeren Tiefen, auch unterhalb von 400 m speichern. Hydrogeologisch und ökonomisch entscheidend ist zudem die Temperaturspreizung, d. h. die Temperaturveränderung gegenüber der ungestörten Grundwassertemperatur.

Aus Gründen des Grundwasser- oder Trinkwasserschutzes sind in oberflächennahen Grundwasserleitern nur sehr geringe Temperaturspreizungen genehmigungsfähig. Für die Einlagerung höherer Temperaturen bieten sich daher Aquiferspeicher in Tiefen von unterhalb 400 m an. Hier ist allerdings die Wechselwirkung mit der Mikrobiologie zu beachten und geochemische Reaktionen (Sinterbildung, Korrosion) treten verstärkt auf. NT-ATES in geringeren Tiefen können auch für Kühlzwecke genutzt werden und sind damit insbesondere für gewerbliche Gebäudenutzungen interessant. Bei Speichertemperaturen < 25 °C bzw. Temperaturspreizungen < 10 K wird nach derzeitigem Kenntnisstand der nachteilige Einfluss auf die Grundwasserökologie als geringfügig erachtet (Brielmann et al. 2011; Griebler et al., 2016; Hiester et al., 2022). Nachteilig sind hohe Eisen- und Mangangehalte im Grundwasser, da diese bei zugeführtem Sauerstoff bei der Reinjektion ausfallen und zu Ablagerungen an den Brunnen führen können. Daher sind die übertägigen Teile von ATES grundsätzlich als geschlossene Systeme zu betreiben, um Gasaustausche mit der Atmosphäre zu vermeiden. Wird der Aquiferspeicher sowohl zur Einlagerung von Wärme als auch von Kälte genutzt, kann dies Einfluss auf die Effizienz haben (Gao et al. 2017).

Wesentliche Voraussetzung für die Einrichtung eines ATES ist, dass der Grundwasserleiter (Aquifer) gut durchlässig ist, um die hohen Volumenraten in der Phase der Einlagerung und der Rückgewinnung aufnehmen bzw. entnehmen zu können. Auch sollten die ungestörten, natürlichen Fließgeschwindigkeiten niedrig sein, damit die eingelagerte Wärme nicht abtransportiert werden kann. Da die Fließgeschwindigkeiten in tieferen Grundwasserleitern meist besonders gering sind, entstehen dort nur geringe Verluste der eingelagerten Wärme. Für klassische Dublettensysteme in Form von Vertikalbohrungen sind ausreichend mächtige Aquifere notwendig. Geringmächtige Aquifere können alternativ über Horizontalbohrungen erschlossen werden (Stober et al., 2023).

Die Effizienz eines Aquiferspeichers steigert sich mit zunehmender Betriebsdauer, da sich durch die Wärmeeinlagerung auch die Temperatur des Speichergesteins erhöht (z. B. Sommer et al., 2014; Kranz et al., 2022; Stober & Bucher, 2025). Zur Sicherung der Effizienz muss auf eine langfristig ausgeglichene Bilanz von Wärmeeintrag und -entzug geachtet werden. Ein saisonaler Wechselbetrieb von Heizen und Kühlen ist optimal. Internationale Erfahrungswerte zeigen eine Amortisierung von 2 – 10 Jahren für ATES-Systeme (Gao et al, 2017; Fleuchaus et al., 2018; Schüppler et al., 2019).

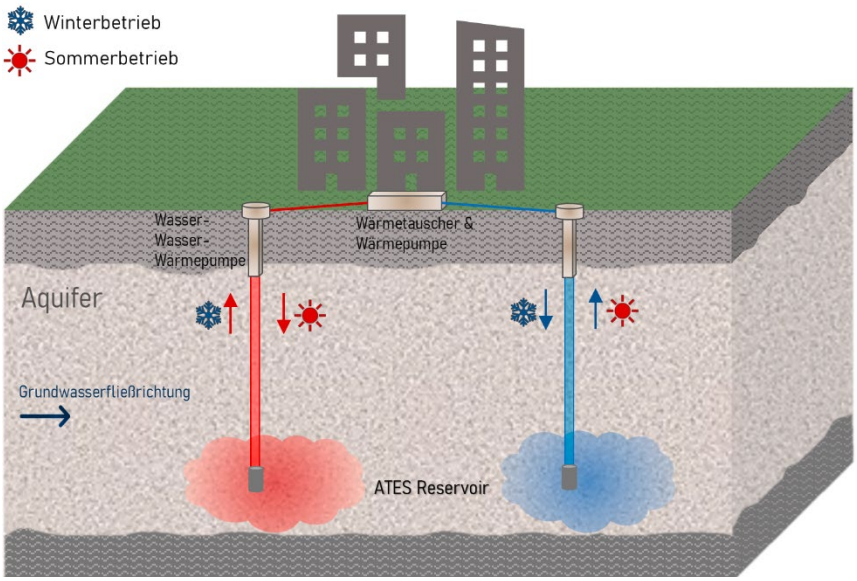

Abbildung 17: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Aquiferspeichers mit einem Dublettensystem im saisonalen Wechselbetrieb; Quelle: Mauerberger

4.1 Funktionsweise

Aquiferspeicher werden typischerweise mit zwei Bohrungen saisonal betrieben. In der sogenannten Speicherphase (meist in den Sommermonaten) wird zur Beladung des Speichers Wasser aus dem Aquifer durch eine Förderbohrung entnommen, über einen Wärmeübertrager mit der Überschusswärme aufgeheizt und mit der Injektionsbohrung dem Aquifer mit dann erhöhter Temperatur wieder zugeführt (Abbildung 17). Um die Injektionsbohrung bildet sich eine Art ›Wärmeblase‹ (Abbildung 18). Dieser Vorgang wird im Entladebetrieb, also in der Heizphase, üblicherweise in den Wintermonaten, umgekehrt (Schmidt & Müller-Steinhagen, 2005), somit liegen also meistens eine halbjährige Speicherphase und eine halbjährigen Heizphase vor. Die Stelle, an der die Wärme in den Sommermonaten eingelagert wird, und an der die Wärme zu Bedarfszeit wieder ausgelagert wird, bezeichnet man als ›heiße Seite‹ des ATES. Bei der ›kalten Seite‹ handelt es sich um die Bohrung(en) im ATES, an der das für die übertägige Aufheizung benötigte Grundwasser entnommen und in die das nach Wärmeentzug wieder abgekühlte Wasser eingebracht wird. Während der Speicherphase wird also das mit Hilfe von Überschusswärme aufgeheizte Wasser, das ursprünglich aus der ›kalten Seite‹ des ATES stammt, in die ›heiße Seite‹ des ATES injiziert. Während der Heizphase wird es aus der ›heißen Seite‹ des ATES gefördert, diesem Wasser die Wärme über Wärmeübertrager entzogen und abgekühlt wieder zurück in die ›kalte Seite‹ des ATES verbracht (Abbildung 18). Da sich bei Aquifer-Wärmespeichern die Durchflussrichtung im Jahr zweimal umkehrt, verfügt jeder Brunnen sowohl über eine Förderpumpe als auch über einen Injektionsstrang.

Da sich die Temperatur des auf der ›heißen Seite‹ entnommenen Wassers im Laufe der Heizphase abkühlt, ist meistens der Einsatz einer Hochtemperatur- oder Großwärmepumpe erforderlich, damit die in den Bedarfszeiten entnommene Wärme nach Passage durch den Wärmeübertrager auf einem konstanten Niveau gehalten werden kann, und somit also optimale Voraussetzungen für den Betrieb einer Fernwärmeversorgung darstellen.

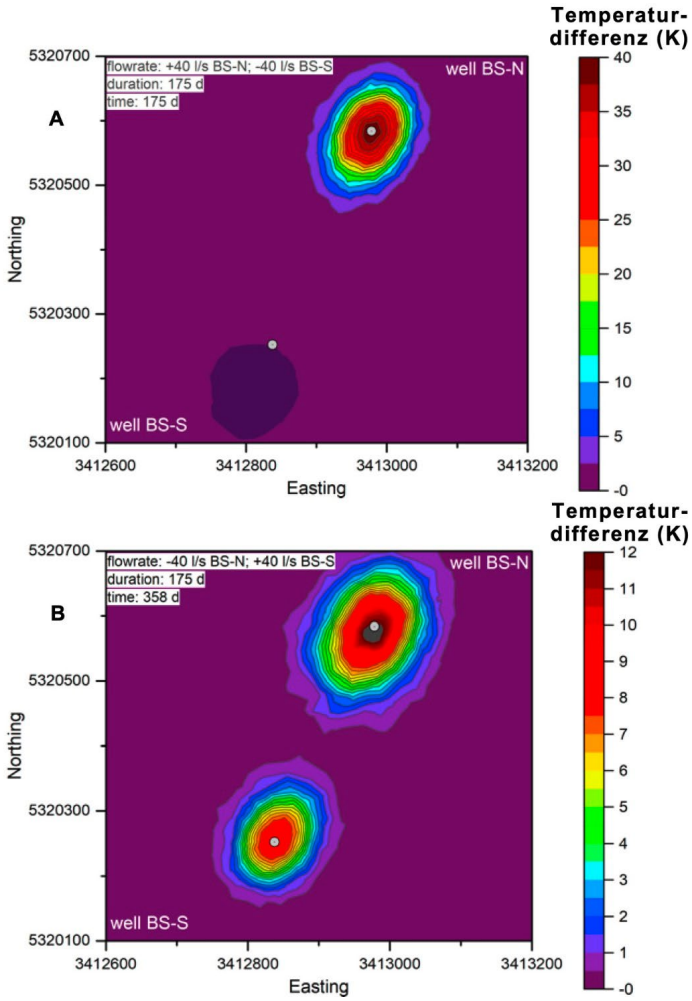

Abbildung 18: Beispiel für die Temperaturverhältnisse (Horizontalschnitt) am Ende zweier Betriebszustände eines Aquiferspeichers: A) 1. Speicherphase: Injektion von 80 °C heißem Wasser in Bohrung BS-N und Förderung von Wasser mit ungestörter Aquifertemperatur (41,6 °C) aus Bohrung BS-S, B) 1. Heizphase: Förderung aus BS-N und Rückspeisung des auf 50 °C abgekühlten Wassers in BS-S, d.h. ΔT = 30 K. Injektions- und Förderrate jeweils konstant 40 kg/s. Hinweis: Unterschiedliche Temperaturlegenden in A und B; Quelle: Jägle et. al 2018

Aquiferspeicher können somit die Diskrepanz zwischen Wärmebedarfs- und Wärmeangebotszeiten überbrücken (Dickinson et al., 2009; Kranz & Frick, 2013) und sind daher für eine Langzeit-Energiespeicherung geeignet (Gao et al., 2017; Stricker et al., 2020).

ATES ist in geringerer Tiefe bei niedrigem Temperaturbedarf meist ökonomischer als tiefe ATES, zum einen wegen der geringeren Bohrkosten, zum anderen wegen des höheren Einspeicherpotenzials infolge der höheren Temperaturdifferenz (Fleuchhaus et al., 2018). Dabei sind größere Anlagen wirtschaftlich interessanter, da die Investitionskosten pro MW kleiner sind.

Tiefere Aquiferspeicher, die sich deutlich unterhalb von potenziellen Grundwasser-Nutzhorizonten befinden und keine thermischen Auswirkungen auf oberflächennahes Grundwasser verursachen, sind als ATES aus ökonomischer und ökologischer Sicht in den Tiefenbereichen von ca. 500 – 1.500 m geeignet, weil sehr hohe Temperaturen in den Speicher eingebracht werden können. Ein Vorteil dieser Tiefenlage ist auch, dass die natürlichen Fließgeschwindigkeiten in tieferen Grundwasserleitern meist sehr gering sind (Wei et al., 1990; Mazo & Nativ, 1992).

Das in einem ATES übertägig zirkulierende Aquiferwasser muss wie bei einer hydrothermalen Dublette überirdisch in einem geschlossenen, gasdichten Leitungsnetz meist unter erhöhten Drucken gefahren werden, um Ausfällungen durch die Druck- und Temperaturänderungen entgegenzuwirken. Erforderlichenfalls müssen zusätzlich Inhibitoren eingebracht werden (Stober & Bucher, 2025). Die Kombination mit Hochtemperatur-Wärmepumpen gestattet es, die aus dem Aquifer geförderte Wärme auf ein erforderlichenfalls höheres und auf ein konstantes Temperaturniveau anzuheben (z. B. Schmidt & Müller-Steinhagen, 2005), um so direkt Fernwärmenetze zu beliefern.

Für die Anlage eines ATES sind aus ökonomischer Sicht insbesondere Regionen mit großen KWK-Anlagen und/oder bereits existierenden Fernwärmenetzen interessant. ATES sind Großanlagen. Sie erfordern auf der Abnehmerseite große Wärmebedarfe von mindestens 10 MW und entsprechende Umfänge an Überschusswärme.

4.2 Exploration und Modelle

Tiefe ATES stellen hohe Anforderungen an die geologischen Verhältnisse des jeweiligen Standortes, wie ausreichend hohe hydraulische Leitfähigkeit, geringe natürliche Grundwasserfließgeschwindigkeit und günstige hydrochemische Eigenschaften des Grundwassers, wobei die zentrale Größe die hydraulische Leitfähigkeit, also Permeabilität oder Transmissivität, ist. Geeignete Untergrundstrukturen mit entsprechenden Aquiferen insbesondere in mittleren Tiefen müssen genauso wie bei der tiefen Geothermie durch geophysikalische Messungen, meist Reflexionsseismik, exploriert werden (Hartmann et al., 2015). Die thermische Beeinflussung zwischen der ›kalten‹ und der ›warmen Seite‹ des ATES hängt im Wesentlichen vom Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung(en), der Grundwasserfließgeschwindigkeit, der Durchlässigkeit und der Förderrate ab (Kim et al., 2010). Bei deutlichen Temperaturänderungen kann es nicht nur zu hydrochemischen, sondern auch zu biologischen Veränderungen im Grundwasser kommen. Potenzielle Folgen der Temperatur- und Druckschwankungen sind beispielsweise Ablagerungen an Bauteilen (Benner et al., 1999; Schmidt & Müller-Steinhagen, 2005) oder deren Korrosion.

Bei der Planung und beim Betrieb eines Aquiferspeichers sind daher intensive Datenerhebungen, Modellierungen und Monitoring der Aquiferspeichers sowie des Gesamtsystems (Senken, Quellen, Wasserchemie) erforderlich (Kranz & Frick, 2013). Ein guter Überblick über numerische Modelle zur Simulation von Aquiferspeichern ist beispielsweise in Lee (2010) oder Gao et al. (2017) enthalten.

Die thermisch-hydraulische Modellierung eines Aquiferspeichers kann mit relativ einfachen numerischen Modellen wie z. B. FEFLOW (Diersch et al., 1994), HST3D des USGS oder TOUGH2 des LBNL hinreichend genau simuliert werden. Daneben gibt es auch wesentlich komplexere Simulationsumgebungen wie OpenGeoSys (Kolditz et al., 2012), COMSOL Multiphysics 6.1 (www.comsol.com) oder die speziellen Anwendungen GOLEM (Jacquey, A.B. & Cacace, M., 2017; Cacace, M., & Jacquey, A. B. ,2017) und TIGER entwickelt in MOOSE Framework(Permann et al., 2020) , mit denen die Modellierung thermisch, hydraulisch, mechanisch und chemisch gekoppelter Prozesse (THMC) möglich ist (Stober & Buchner, 2025). Als praxisnahe, niedrigschwellige Lösung für Bauherren und Kommunen wurde das stark vereinfachte numerische Model ›Thermisches Online Modell (TOM)‹ entwickelt, welches webbasiert als Open Source Tool zur Verfügung steht (Ohmer et al., 2022).

4.2.1 Wichtige Parameter

Aquifer-Wärmespeicher zeichnen sich durch eine hohe Effizienz aus. Die Effizienz eines Aquifer-Wärmespeichers wird über den Wärmerückgewinnungs-Koeffizienten, auch Speichernutzungsgrad genannt, charakterisiert. Er entspricht dem Quotienten aus der entnommenen zur zugeführten Wärmemenge über einen oder mehrere Speicherzyklen, angegeben in Prozent (VDI 4046 Bl. 3, 2001). Die Wärmerückgewinnungs-Koeffizienten liegen meist bei 70 %. Bei der Kälteeinlagerung liegen sie sogar bei über 80 % (Sommer et al., 2014). Mit

zunehmender Betriebsdauer erhöht sich meist die Effizienz eines Aquiferspeichers, da sich die eingelagerte Wärme (resp. Kälte) nicht nur auf das Wasser im Aquifer, sondern auch auf das Aquifergestein überträgt, d. h. durch die Wärmeeinlagerung erhöht sich die Temperatur des Gesamtspeichers (Wasser + Gestein). Wie in Kap. 3.2 gesagt, hängen die spezifischen Wärmekapazitäten des Speichers von der Porosität und den Eigenschaften (Dichte, spezifische Wärmekapazität) sowohl des Grundwassers als auch des Gesteins ab (vgl. Gleichung (1)).

Für die Wärmeleistung P eines Aquiferspeichers sind also primär zwei Faktoren entscheidend: Die Fließrate Q [m³/s], die sowohl für die Injektion in als auch für die Förderung aus dem Speicher gewählt wird, und die Temperaturspreizung ΔT [K], d. h. die Wärmeextraktion durch den Wärmeübertrager in der Heizzentrale (Reinjektionstemperatur auf der ›kalten Seite‹ des ATES):

$$P = \rho_w c_w Q \Delta T \quad [\text{J/s oder W}] \qquad (3)$$

Wenn die Fließrate in [kg/s] angegeben wird, ist die Dichte c_w mitberücksichtigt. Gleichung 3 veranschaulicht, dass die Einspeicherung hoher Temperaturen, und damit hohe Temperaturspreizung ΔT, wesentlich effizienter ist. Zudem verbessert sich auch bei hohen Temperaturen die Leistung der Hochtemperatur-Wärmepumpe (Wesselink et al., 2018; Bloemendal et al., 2022). Günstige Bedingungen für Aquiferspeicher sind daher mittlere Tiefen (ca. 500 – 1.500 m), da hier mit höheren Temperaturspreizungen gearbeitet werden kann, als in sehr tief liegenden Aquiferen (> 3.000 m), die dort bereits sehr hohe Untergrundtemperaturen aufweisen, es sei denn, er werden gerade diese hohen Temperaturen benötigt. Zu beachten ist auch, dass sich während des Betriebs des ATES sowohl die Dichte als auch die spezifische Wärmekapazität des Wassers ändern.

Erwartungsgemäß bedingen höhere Förder- und Injektionsraten höhere Druckänderungen im Aquifer. Grundsätzlich sind die Druckänderungen zwischen Speicher- und Heizphase proportional zueinander. Da jedoch auf der ›heißen Seite‹ des ATES die Temperaturen zunehmend ansteigen und sich im Reservoir ausbreiten (Abbildung 19), nehmen Dichte und Viskosität des Wassers ab, so dass die Druckänderungen etwas niedriger sind als auf der ›kalten Seite‹ des ATES.

Im Verlauf der Heizphase nimmt die Temperatur des Wassers, das aus der ›heißen Seite‹ des ATES gefördert wird, ab. Jedoch reduziert sich diese Abnahme von Heizzyklus zu Heizzyklus. Mit zunehmender Betriebszeit eines Aquiferspeichers, d. h. im Verlauf der zyklischen Speicher- und Heizphasen, nimmt also die Temperatur des Förderwassers auf der ‚heißen Seite' des Aquifers zu (Abbildung 19, rote Kurve), da sich Wasser und Gestein des Aquifers mit der Zeit aufheizen. Damit einhergehend nimmt auch die extrahierbare Temperatur zu, was die Effizienz des Speichers von Jahr zu Jahr erhöht (Gleichung 3).

4.2.2 Optimierungsmöglichkeiten

Abbildung 19 illustriert die Temperatur-Auswirkungen, wenn auf der ›kalten Seite‹ des ATES mit unterschiedlicher Temperatur injiziert wird, d. h. verschiedene Temperaturspreizungen ΔT. Erhöhte Temperatur-Injektionen in die ›kalte Seite‹, bedingt durch eine geringere Wärmeentnahme über Tage, führen zu einem allmählichen Temperaturanstieg auf der ›kalten Seite‹(Abbildung 19 B, Abbildung 19 A), während niedrigere Temperaturen, bedingt durch erhöhte Temperaturentnahme über Tage, zu einer Auskühlung beitragen (Abbildung 19 C). Durch erhöhte Injektionstemperaturen auf der ›kalten Seite‹ eines ATES kann somit von Jahr zu Jahr immer etwas weniger Überschusswärme in die ›heiße Seite‹ des ATES eingelagert werden, während bei Rückführung niedrigerer Temperaturen in die ›kalte Seite‹ stetig mehr eingelagert werden kann. Werden hingegen in die ›kalte Seite‹ Wässer injiziert, die die gleiche Temperatur aufweisen, wie sie der Aquifer vor Inbetriebnahme aufwies, so führt das zu konstanten Energieeinspeicherungs-Konditionen (Abbildung 19 B). Die Menge der injizierbaren Überschusswärme während der Speicherphase resultiert somit aus der Differenz zwischen der konstanten Injektionstemperatur und der Temperatur des aus der ›kalten Seite‹ gepumpten Wassers.

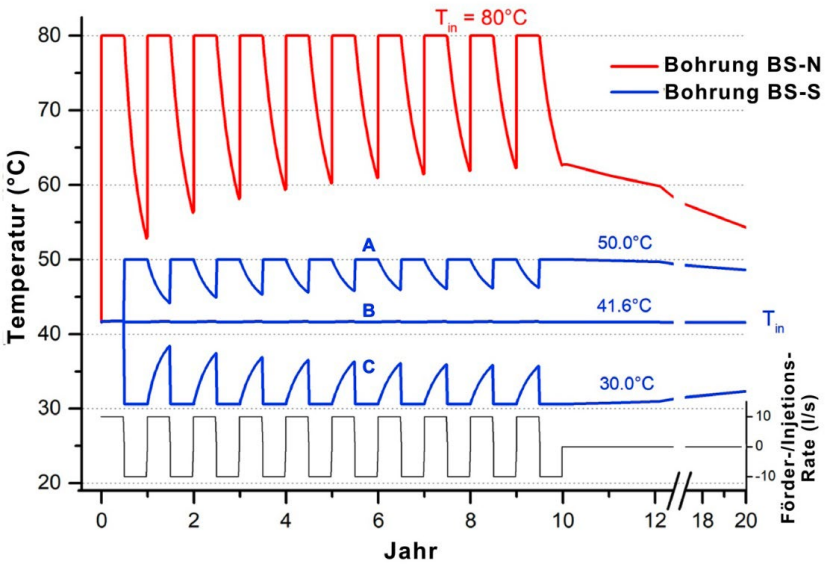

Abbildung 19: Beispiel für das Langzeitverhalten der Temperatur auf der ‚heißen Seite' (Bohrung BS-N) (rot) und der ‚kalten Seite' (Bohrung BS-S) (blau) des ATES bei drei unterschiedlichen Temperaturspreizungen (ΔT = 30 K; 38,4 K; 50 K), d. h. Injektion von 50 °C (A), 41,8 °C (B) und 30 °C (C) warmem Wasser, wobei die ungestörte Aquifer-Temperatur 41,8 °C beträgt (numerische Modellierung mit COMSOL). Injektions- und Förderraten jeweils konstant (grau), ebenso die Injektionstemperatur auf der ›heißen Seite'(80 °C); Quelle: Stober

Wie in Abbildung 19 gezeigt, ändert sich bei den Betriebszuständen A und C die ›geförderte‹ Temperatur während der Heizphase auf der ›heißen Seite‹. Sie ändert sich auch auf der ›kalten Seite‹ des ATES und das von Zyklus zu Zyklus. Damit ist die thermische Leistung des ATES nicht konstant. Grundsätzlich nimmt die Effizienz des Aquiferspeichers, d. h. der Wärmerückgewinnungs-Koeffizient und damit die extrahierbare Wärme aus dem Speicher, von Zyklus zu Zyklus zu, wie Abbildung 19 (rote Kurve) zeigt. Der Wärmerückgewinnungs-Koeffizient ist grundsätzlich größer, wenn auf der ›kalten Seite‹ niedrigere Temperaturen als die Aquifer-Ausgangstemperatur injiziert werden, als wenn mit höheren Temperatur-Injektionen operiert wird (Stober et al., 2023).

Förder- und Injektionsraten eines Aquifers lassen sich grundsätzlich im Vergleich zu Vertikalbohrungen durch Schräg- oder Horizontalbohrungen erhöhen, da innerhalb des Aquifers größere Bohrlochlängen möglich werden, so dass der Speichernutzungsgrad dementsprechend ansteigt. Parallel zueinander angeordnete Horizontalbohrungen weisen hydraulische und thermische Vorteile auf. Stober et al. (2023) konnten zeigen, dass mit Zunahme der Länge der Filterstrecken sich die hydraulische Druckänderung auf der ›kalten‹ und ›heißen Seite‹ des ATES reduziert, d. h. der Speicher kann mit wesentlich höheren Raten betrieben werden als bei Schräg- oder gar Vertikalbohrungen (Abbildung 20).

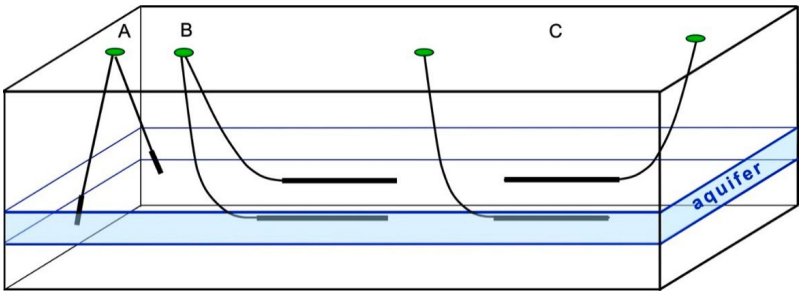

Abbildung 20: Beispiel für einen möglichen Verlauf von Bohrungen. A.) Schrägbohrungen, B.), C) Horizontalbohrungen (Stober et al., 2023). Vertikalbohrungen sind nicht dargestellt. Druckverluste entlang der vertikalen Filterstrecke der Horizontalbohrungen sind bei Variante C geringer als bei Variante B; Quelle: Stober

Die Druckänderungen zwischen den beiden Horizontalbohrungen sind wegen der Temperaturabhängigkeit von Dichte und dynamischer Viskosität des Wassers am Ende der Heizphase höher als am Ende der Speicherphase (Abbildung 21 A, B). Während der Speicherphase kann es bei sehr hohen Fließraten und kurzer Distanz der beiden Horizontalstränge der Bohrungen zu einem thermischen Kurzschluss zur ›kalten Seite‹ des ATES kommen, mit der Folge, dass weniger thermische Energie gespeichert werden kann. Dennoch kann der Wärmerückgewinnungs-Koeffizient bei einem thermischen Kurzschluss größer sein, d. h. er kann sogar einen positiven Effekt haben (Stober et al., 2023).

Grundsätzlich bleibt anzumerken, dass auch bei gleichen Wärmerückgewinnungs-Koeffizienten die produzierte thermische Energie sehr unterschiedlich sein kann. Daher sind die wichtigsten Faktoren für die Produktion hoher thermischer Energien die Fließrate und die Temperaturspreizung (Gleichung 3).

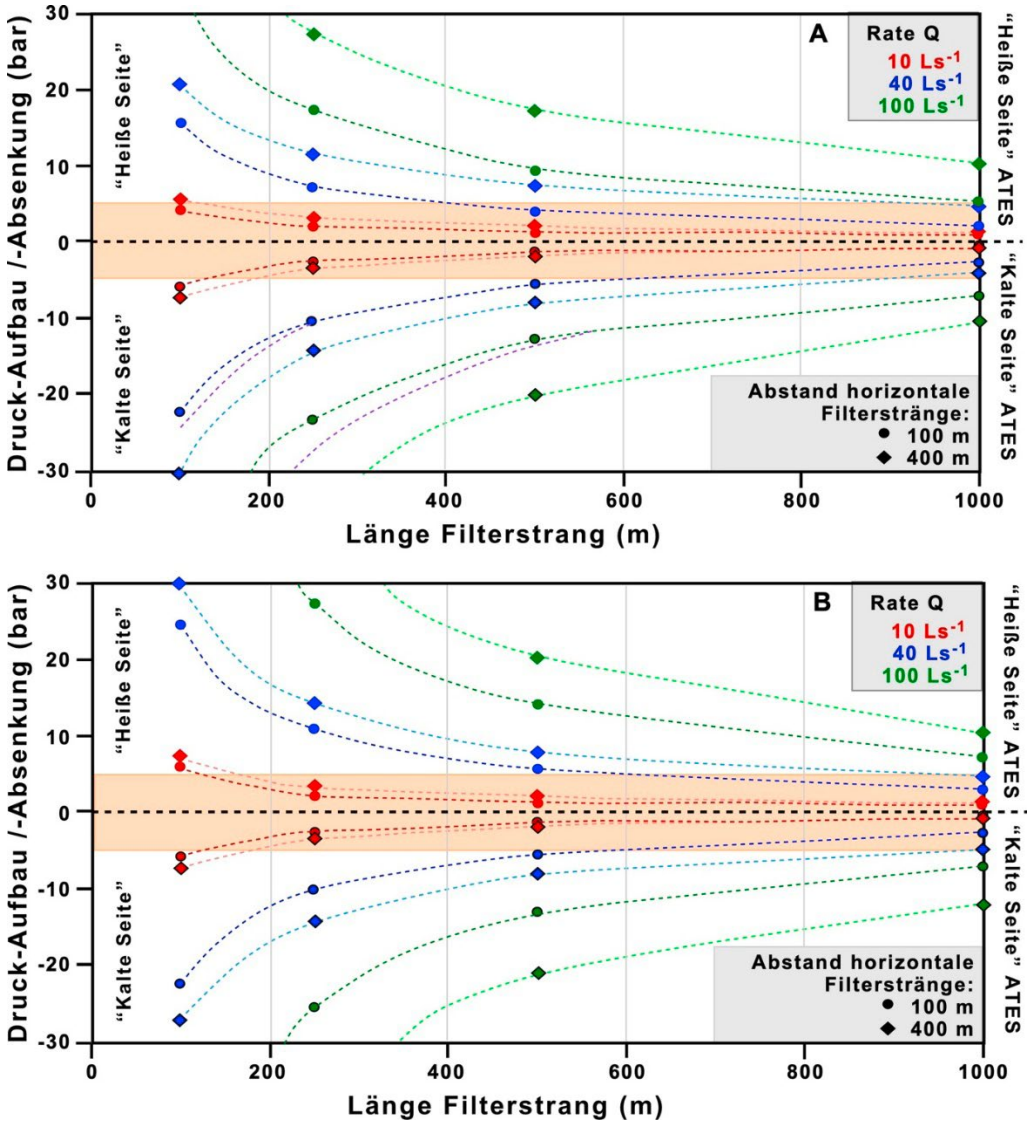

Abbildung 21: Druckaufbau und -absenkung auf der ›heißen‹ und ›kalten Seite‹ eines ATES in Abhängigkeit der Länge der Filterstränge der Horizontalbohrungen bei unterschiedlichen Fließraten am Ende des ersten Speicherzyklus (A) und am Ende der ersten Heizphase (B). Die numerischen Modellierungen mit COMSOL wurden für zwei unterschiedliche Abstände der Horizontalstränge der Bohrungen (100 m, 400 m) durchgeführt. Unproblematische Druckänderungen sind in orange hinterlegt; Quelle: Stober

4.2.3 Wirtschaftlichkeit, CO_2-Emission

Die Wirtschaftlichkeit von Aquiferspeichern wird maßgeblich durch das Zusammenspiel untertägiger und obertägiger Faktoren bestimmt. Der Zustand der bestehenden Infrastruktur, eine durchdachte Anbindung an das Wärmenetz sowie der gezielte Einsatz von Wärmepumpen spielen eine zentrale Rolle bei der technischen und ökonomischen Bewertung des Gesamtsystems (Guelpa & Verda, 2019; Daniilidis et al., 2022).

Basierend auf einer Analyse bestehender Wärmespeichersysteme ergibt sich eine Bandbreite der Wärmegestehungskosten zwischen 50 und 260 €/MWh_{th} (Abbildung 22; Yang et al., 2021). In der Regel führen eine höhere Wärmerückgewinnungseffizienz und ein größeres thermisches Speichervolumen zu niedrigeren *Levelized-Cost-of-Heat*-Werten (Daniilidis et al., 2022). Insbesondere HT-ATES bietet aufgrund der geringeren Temperaturunterschiede zwischen ein- und ausgespeicherter Wärme in mittleren bis größeren Tiefenlagen eine höhere Effizienz. Trotz der hohen Anfangsinvestitionen, insbesondere für die Erschließung, können die *Levelized-Cost-of-Heat*-Werte in moderaten Tiefen jedoch geringer ausfallen als bei Niedertemperatur-ATES. Allerdings steigen die Betriebsausgaben mit zunehmender Tiefe, wodurch sich auch die *Levelized-Cost-of-Heat*-Kosten erhöhen (Birdsell et al., 2021).

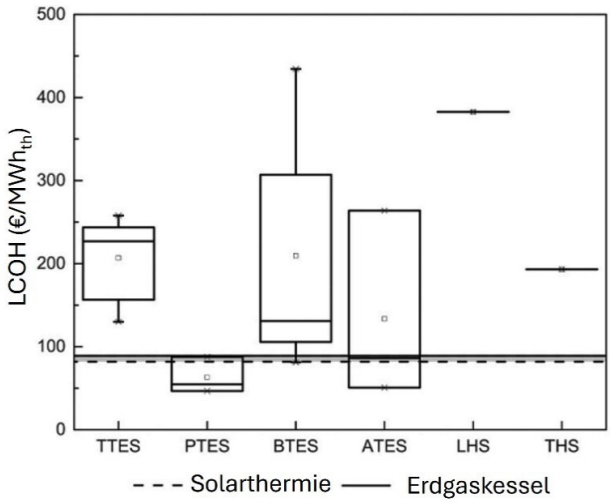

Abbildung 22: *Levelized-Cost-of-Heat* für verschiedene Speichersysteme im Vergleich zu Solarthermie und Erdgasheizkessel TTES: tank thermal energy storage, PTES: pit thermal energy storage, LHS: latent heat storage, THS: thermochemical heat storage; Quelle: überarbeitet nach Yang et al., 2021

Neben der Erschließungstiefe beeinflusst die Transmissivität des Aquifers die Wirtschaftlichkeit entscheidend. Eine höhere Transmissivität steigert die Speicherkapazität bei gleichen Kapitalinvestitionen, so dass die Wärmegestehungskosten sinken (Daniilidis et al., 2022).

Ein weiterer entscheidender Erfolgsfaktor ist eine lange Betriebsdauer mit stabil laufendem System und geringen Schwankungen der Speichertemperaturen. Trotz hoher Anfangsinvestitionen beginnt sich das System wirtschaftlich zu lohnen, sobald es in einen stabilen Betrieb übergeht (Abbildung 23; Zhou et al., 2024).

Auch die Größe des angebundenen Wärmenetzes spielt eine bedeutende Rolle. Thermische Leistungen von mehr als 10 MW bis über 25 MW erweisen sich als besonders wirtschaftlich. In dieser Leistungsklasse wird HT-ATES wettbewerbsfähig gegenüber anderen erneuerbaren Wärmequellen (Daniilidis et al., 2022).

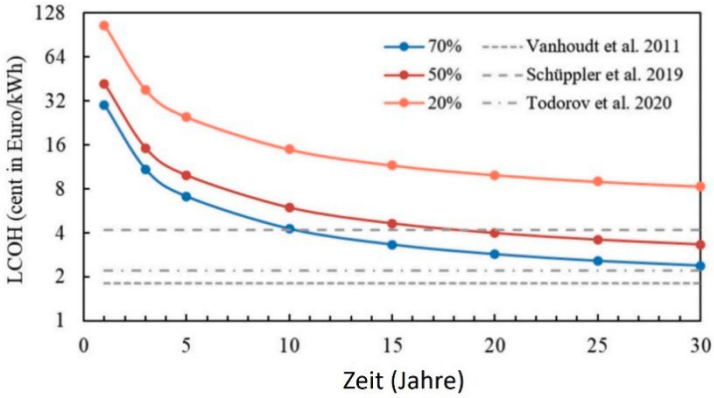

Abbildung 23: Levelized-Cost-of-Heat -Werte in ct/kWh gegenüber der Laufzeit; Quelle: Zhou et al., 2024

Die Reduktion von CO_2-Emissionen durch ATES hängt stark von der Art der gespeicherten Wärme sowie von der Stromquelle für die Wärmepumpen ab (Daniilidis et al., 2022; Zhou et al., 2024). NT-ATES-Systeme, die im Heiz- und Kühlmodus betrieben werden, können aktuell bis zu 74 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Heizöl und 67 % im Vergleich zu Erdgas einsparen (Stemmle et al., 2021). Ein Blick auf den projizierten deutschen Strommix im Jahr 2050 zeigt, dass diese ATES-Systeme dann einen Emissionswert von etwa 11 g CO_2-Äquivalent pro kWh thermischer Energie erreichen könnten. Dies ist ein ausgesprochen niedriger Wert im Vergleich zu fossilen Heizsystemen (Stemmle et al., 2021, Abbildung 24). Eine generelle Emissionsreduktion von 40 % bis 70 % durch ATES-Systeme wurde ebenfalls berichtet (Fleuchaus et al., 2020).

Weitere Studien zeigen, dass HT-ATES eine höhere CO_2-Einsparung ermöglichen und damit effizienter als NT-ATES sein könnten, insbesondere, wenn erneuerbare Stromquellen genutzt werden (Liu, 2019; Zhou et al., 2024).

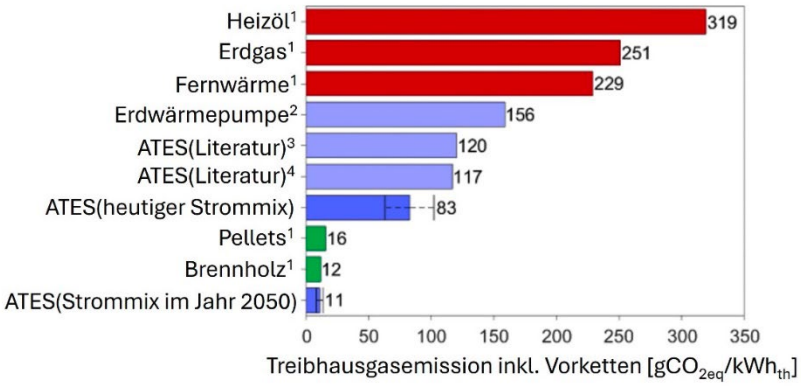

Abbildung 24: CO_2-Einsparung normiert auf kWh_{th}; Quelle: Stemmle et al., 2021

Insgesamt sind NT-ATES, vor allem solche mit freier Kühlung, meist kosteneffizienter, da die Investitions- und Betriebskosten geringer sind und gleichzeitig die Effizienz hoch bleibt (Schüppler et al., 2019; Stemmle et al., 2021). Internationale Betriebsdaten zeigen eine durchschnittliche Amortisierung nach zwei bis zehn Jahren (Fleuchaus et al., 2018). HT-ATES eignet sich insbesondere für industrielle Anwendungen und Fernwärmesysteme, setzt aber eine Minimierung der Wärmeverluste und hohe Ladezyklen voraus.

4.3 Realisierte Projekte

Weltweit existieren derzeit über 3.500 Aquiferspeicher, die zusammen jährlich mehr als 3 TWh (HEATSTORE Roadmap) für Heiz- und Kühlzwecke zur Verfügung stellen. Allerdings handelt es sich bei 99 % dieser Untergrundspeicher um NT-ATES mit Speichertemperaturen < 25°C. In den Niederlanden befinden sich 85 % aller Untergrundspeicher, weitere 10 % in Schweden, Dänemark und Belgien (Fleuchaus et al., 2018). Obwohl die Versorgungssicherheit und die Effizienz oberflächennaher Aquiferspeicher für die Kälte- und Wärmeversorgung belegt sind, hat sich das System auf dem internationalen Markt noch nicht durchgesetzt. Das mag u. a. an den vergleichsweise hohen Investitionskosten und an den jeweils spezifischen und komplexen Planungen für die Umsetzung liegen, verglichen mit den aus technischer Sicht wesentlich einfacher zu realisierenden konventionellen Technologien, wie Kältemaschinen und Heizanlagen. Allerdings belegen Hochrechnungen, dass bei einem Aquiferspeicher deutlich niedrigere Betriebskosten anfallen, so dass er nach relativer kurzer Betriebszeit ökonomisch wesentlich günstiger ist als herkömmliche Technologien (z. B. Schüppler et al., 2019). Ein anderer Grund für die in vielen Ländern geringe Anzahl von oberflächennahen Aquiferspeichern liegt darin, dass aus Gründen des Grundwasserschutzes oftmals ein Temperaturanstieg auf über 20 °C bzw. eine Temperaturspreizung von > 6 K nicht genehmigungsfähig ist (Haehnlein et al., 2010).

Das hydrogeologische Nutzungspotenzial für Aquiferspeicher in Deutschland ist grundsätzlich gegeben (Stemmle et al., 2022). Demnach sind große Flächen Deutschlands gut bis sehr gut für ATES geeignet, insbesondere die dicht besiedelten Gebiete der Großstädte wie Berlin, Köln und Frankfurt, die einen hohen Wärme- und Kältebedarf aufweisen, und wo das Grundwasser nicht für Trinkwasserzwecke nutzbar ist (Emmermann et al., 2024).

Hochtemperatur-Aquiferspeicher (> 90 °C) sind im Gegensatz zu Niedertemperatur-Speicher weltweit noch wenig erprobt. Zwar wurden Fließraten von 30 kg/s und Temperaturen bis 100 °C bereits erfolgreich realisiert, jedoch gibt es weltweit mit Beladungstemperaturen über 100 °C noch wenig Erfahrung. Bei den Hochtemperaturspeichern in Neubrandenburg (Kabus et al., 2005) und Utrecht (Niederlande) wurde 90 °C heißes Wasser erfolgreich in den Untergrundspeicher eingelagert und wiedergewonnen. In Zwammerdam (NL) waren es 88 °C. Die Anlagen in den Niederlanden haben gezeigt, dass die thermische Effizienz der tiefen Aquiferspeicher wesentlich stärker von der Charakteristik des Wärmebedarfs geprägt wird als von derjenigen des Speichers.

Das Reichstagsgebäude in **Berlin** verfügt über zwei Aquiferspeicher, einen Kälte- und einen Wärmespeicher (Sanner, 2004; Bine, 2000; Kabus 1997, Köhler, 2006) (Abbildung 25). Der Kältespeicher liegt in 30 – 60 m Tiefe und wird über zehn Bohrungen (fünf Dubletten) erschlossen (Kranz & Frick, 2013). Bei Fördertemperaturen von ca. 11 °C ist eine freie Kühlung der Gebäude möglich. Der Wärmespeicher befindet sich in einem soleführenden Sandstein-Aquifer in 300 m Tiefe. In den Wärmespeicher wird die überwiegend in den Sommermonaten aus dem Blockheizkraftwerk (BHKW) anfallende Überschusswärme mit einer Temperatur von bis zu 70 °C (im Mittel 55 °C) und Injektionsraten bis 28 kg/s eingelagert. Die Beladung des Speichers erfolgt stundenweise und ist somit atypisch. Die in den Sommermonaten eingelagerte Wärme beträgt pro Jahr etwa 2.650 MWh. In den Wintermonaten erfolgt eine kontinuierliche Entladung des Wärmespeichers zur Deckung des Wärmedefizites aus dem BHKW, das durch den Betrieb des Aquiferspeichers mit geringerer Leistung gefahren werden kann. Die Fördertemperaturen sinken von 65 °C auf 30 °C, d. h. im Laufe des Entnahmezyklus nehmen die Fördertemperaturen ab. Die pro Jahr entnommene Wärme liegt bei 2.050 MWh. Der Wärmerückgewinnungskoeffizient liegt bei 77 %. Im Kältespeicher beträgt das Verhältnis zwischen genutzter und eingelagerter Kälte sogar 93 % (Sanner et al., 2005; Kranz & Frick, 2013). Der Wärmespeicher wird derzeit mit anderen technischen Anlagen umgerüstet, da der Heizbedarf überschätzt wurde (Fleuchhaus et al., 2020).

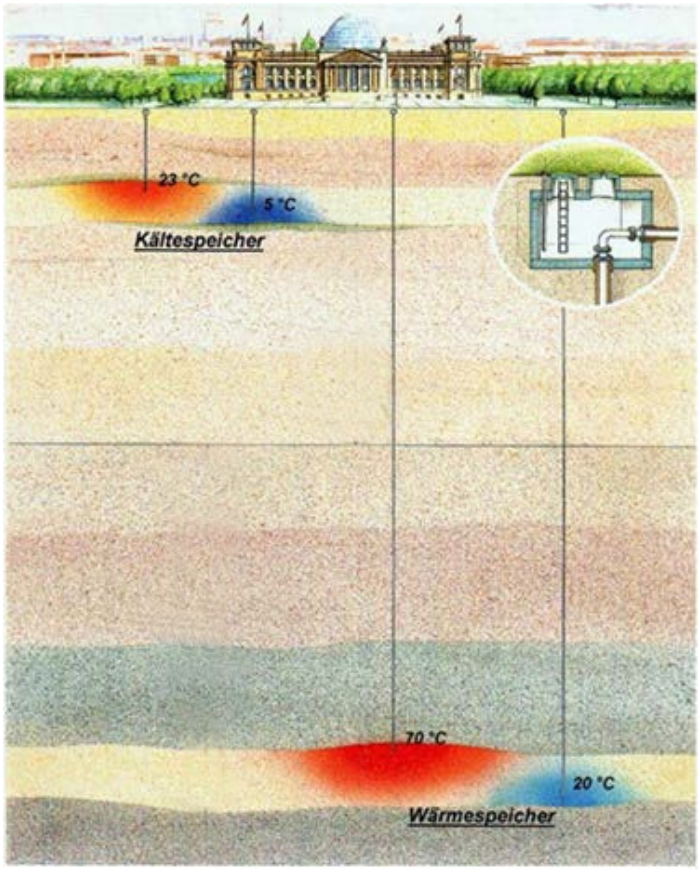

Abbildung 25: Aquiferspeicher unter dem Reichstagsgebäude in Berlin. Dargestellt ist der oberflächennahe Kältespeicher, der im Wesentlichen der sommerlichen Kühlung dient, sowie der tiefere Wärmespeicher, der für Heizzwecke genutzt wird; Quelle: Geothermie Neubrandenburg GmbH, Kabus

Der Wärmespeicher **Neubrandenburg** ist ein Hochtemperatur-Aquiferspeicher (Kabus et al., 2012). Hier wurde ab 2004 jeweils im Sommer 85 – 90 °C heiße Überschusswärme (3 – 4 MW) aus einem Heizkraftwerk in den hochmineralisierten Oberen Postera-Sandstein des Rhät-Keuper (Gesamtlösungsinhalt ca. 135 g/kg) in 1.250 m Tiefe mit 28 kg/s injiziert. Die ungestörte Reservoirtemperatur liegt bei 55 °C und erreichte durch die Einlagerung eine Temperatur von ca. 80 °C. In den Wintermonaten wurden zwischen 2 – 3,5 MW der eingespeicherten Wärme entnommen und in die Grundlast des Fernwärmenetzes eingespeist, wobei die Entnahmetemperatur ca. 75 °C betrug. Die Anlage wies nach mehrjährigem Betrieb einen Wärmerückgewinnungskoeffizienten von 72 % auf. Der Hochtemperaturwärmespeicher war über zehn Jahre erfolgreich in Betrieb. Zwar gab es einige kleinere technische Probleme hauptsächlich auf der ›kalten Seite‹ des Speichers, da die niedrigen Einspeisetemperaturen von 30 °C das Wachsen sulfatreduzierender Bakterien begünstigte, jedoch wurde dadurch der operative Betrieb des Speichers nicht beeinträchtigt. Trotz des erfolgreichen Betriebs wurde die Aquiferspeicherung im Jahr 2019 eingestellt und durch einen übertägigen Wasserspeicher ersetzt, um auf kurzzeitig stark fluktuierende Betriebsszenarien überzuwechseln (Fleuchaus et al., 2020).

In **Rostock** ist ein Aquifer-Wärmespeicher in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung eingebunden (Schmidt & Müller-Steinhagen, 2004). Der Aquifer befindet sich in einer Tiefe von 30 m unter dem Gebäude und wird über zwei Brunnenbohrungen erschlossen. Der Speicher wird saisonal auf einem mittleren Temperaturniveau bis maximal 50 °C aufgeheizt. Im Sommer wird überschüssige Solarwärme von Kollektoren mit einer Kollektorfläche von 1.000 m² eingespeichert. In der Heizperiode wird die Wärme wieder entnommen und mit Hilfe einer Wärmepumpe auf konstantem Temperaturniveau gehalten. Der Wärmespeicher unterstützt die lokale Gebäudebeheizung und die Warmwasserbereitung. Die gemessenen Speichernutzungsgrade liegen zwischen 55 % und 70 % (Schmidt & Müller-Steinhagen, 2005).

Das Areal Bonner Bogen in **Bonn** ist der einzige kommerziell betriebene NT-ATES in Deutschland (Mands et al., 2010; Fleuchaus et al., 2021). Seit 2009 werden hier Bürogebäude, Hotel und Rechenzentrum mit Wärme und Kälte versorgt. Sechs Brunnendubletten sind im saisonalen Wechselbetrieb und erreichen eine maximale Fördermenge von 60 kg/s. Im Kühlbetrieb werden max. 20 °C eingespeist, im Heizbetrieb max. 13 °C. Die Beheizung des Gebäudes erfolgt mittels Wärmepumpen, womit max. 80 % der Wärmeenergie erzeugt werden können. Zur Spitzenlastabdeckung dient ein Gaskessel. Durch den unterschätzten Kältebedarf des Rechenzentrums hat sich im Laufe der Zeit ein erhöhter Wärmeeintrag in den Aquifer eingestellt, was zu einem unausgeglichenen Betrieb und Minderung der Speichereffizienz führt. An einer Problemlösung wird gearbeitet.

4.4 Forschung

Obwohl die meisten Aquiferspeicher im kommerziellen Betrieb mit niedrigen Temperaturen operieren, beschäftigt sich die Forschung überwiegend mit HT-ATES. Ein Überblick dazu ist in Fleuchaus et al. (2021) zu finden und eine aktualisierte Übersicht in Stemmle et al. (2025). Darin werden drei Niedertemperatur-ATES (LT-ATES), acht Hochtemperatur-ATES (HT-ATES) und zwei MTES-Forschungsstandorte beschreiben. Viele Studien untersuchen Optimierungsmöglichkeiten für den Betrieb von HT-ATES, wie in Abschnitt 4.2.2 beispielhaft aufgezeigt. Weitere Studien befassen sich mit der optimierten Einbindung in bestehende Wärmenetze und Life-Cycle-Analysen in Kooperation mit Fernwärmenetzbetreibern (z. B. Scholliers et al., 2024)

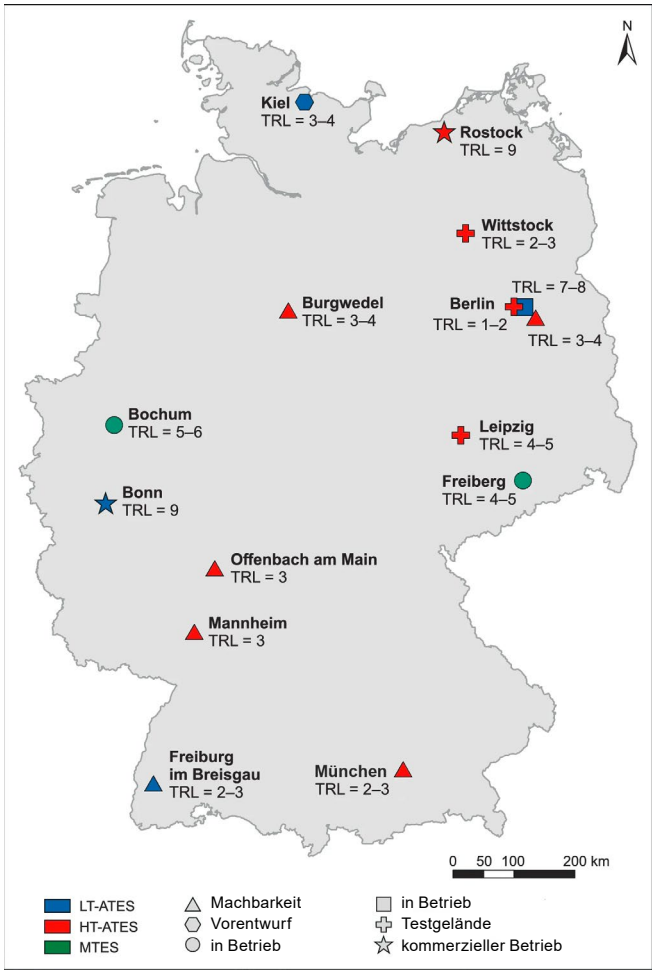

Abbildung 26: Aktuelle ATES-Forschungsstandorte in Deutschland, ihr jeweiliger Status und Technologie-Reifegrad (TRL). Die beiden kommerziellen ATES-Systeme, die derzeit in Betrieb sind, sind ebenfalls enthalten; Quelle: Stemmle et al., 2025.

4.4.1 NT-ATES

Am Standort **Berlin-Mitte** wird im Rahmen des Projekts ›DemoSpeicher‹ der gesamte Bau- und Betriebszyklus eines möglichen Aquiferspeichers im dicht bebauten, urbanen Gebiet betrachtet. Die Anlage versorgt einen energetisch sanierten Altbau seit Juli 2024 mit Wärme und Kälte im saisonalen Wechselbetrieb. Parallel dazu werden die thermo-hydraulischen, geochemischen und ökologischen Auswirkungen auf den Grundwasserleiter umfassend über mehrere Betriebszyklen überwacht.

Die Forschung am Standort **Freiburg** im Rahmen des SpeicherCity-Projekts zielt darauf ab, das technische Potenzial von NT-ATES auf Stadtebene zu quantifizieren. Zu diesem Zweck wurde ein numerisches 3D-Wärmetransportmodell des Untergrunds des Freiburger Untersuchungsgebiets entwickelt.

Das Forschungsziel im SpeicherCity-Projekt am Standort **Kiel** besteht darin, Strategien für robuste Entwurfs- und Betriebspläne für ATES zu entwickeln, die dem sich während und nach der Bauphase des Campus ändernden Heiz- und Kühlbedarf Rechnung tragen und sowohl die Temperaturniveaus als auch die Menge der gespeicherten Wärme beeinflussen.

4.4.2 HT-ATES

Viele Untersuchungen befassen sich beispielsweise mit Optimierungsmöglichkeiten für den Betrieb von HT-ATES, wie in Abschnitt 4.2.2 beispielhaft aufgezeigt. Gegenstand der Forschung sind auch Ausfällung und Korrosion und ihrer Reduktion durch entsprechende Betriebsführung und/oder Einsatz von Inhibitoren. Auch die Relevanz der Mikrobiologie steht im Fokus der Forschung (Abschnitt 4.6).

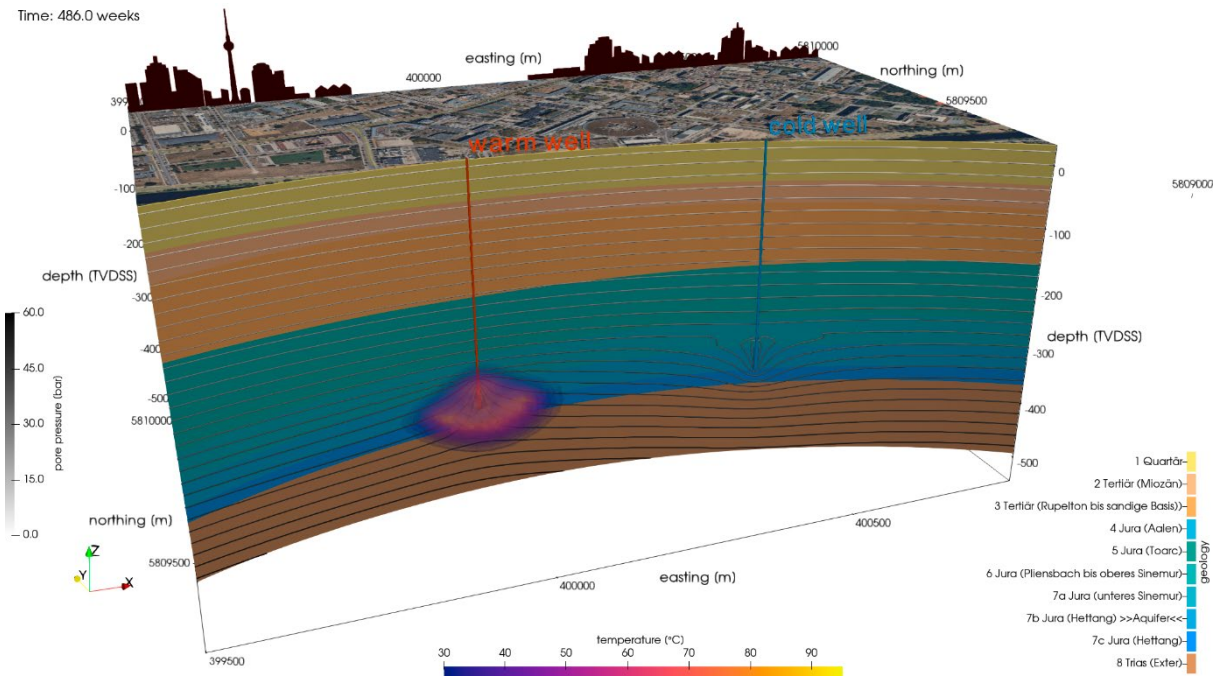

Abbildung 27: Simulation der thermischen Speicherung für den HT-ATES Standort Berlin-Adlershof welche im Zuge des laufenden Projekts ›Reallabor GeoSpeicher Berlin‹ unter Verwendung der Simulationssoftware GOLEM/MOOSE von Cacace, M., Jacquey, A. B. (2017) erstellt wurde; Quelle: GFZ

Im Rahmen des laufenden Projektes »Reallabor GeoSpeicher Berlin« zielt die Forschung in **Berlin-Adlershof** darauf ab, überschüssige Wärme, die vom Holzkraftwerk Neukölln erzeugt wird, für die spätere Nutzung im Winter nutzbar zu machen (Abbildung 27). Aber auch andere Wärmequellen für eine saisonale Wärmespeicherung sollen künftig berücksichtigt werden.

Der Standort des ehemaligen Berliner Erdgasspeichers in **Berlin-Spandau** erfasst die geklüftete Muschelkalkformation und wurde im Rahmen des ATES iQ-Projekts (Blöcher et al.,2023) für geothermische Zwecke evaluiert.

Zusätzlich zum herkömmlichen hydrothermalen Dublettenkonzept in **Burgwedel** kann eine saisonale Wärmespeicherung die thermische Leistung im Winter erheblich steigern und somit die Ausweitung der Geothermie in dieser Region fördern. Anhand eines beispielhaften Reservoirs im Gebiet Burgwedel soll im Rahmen des GeoTES-Projekts ein mathematisches Gesamtmodell eines optimierten ober- und unterirdischen Heizsystems und dessen Integration in Heiz- und Stromnetze entwickelt werden.

Im Rahmen der Forschungsprojekte KONATES und SpeicherCity wird ein kleines HT-ATES-Pilotprojekt im Wissenschaftspark **Leipzig** durchgeführt. Der Schwerpunkt der Forschung liegt auf den chemischen und mikrobiellen Auswirkungen des zyklischen HT-ATES-Betriebs auf den kontaminierten Grundwasserleiter.

Im Rahmen des PotAMMO-Projekts in **Mannheim** wird der potenzielle Beitrag von HT-ATES zur Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes der Stadt Mannheim ganzheitlich bewertet. Dies umfasst auch das geologisch-geothermische ATES-Potenzial, die lokale Wärmeinfrastruktur, potenzielle Abwärmequellen, Nutzungskonflikte und Prognosen des zukünftigen Wärmebedarfs, wodurch technisch realisierbare Potenziale und spezifische ATES-Standorte ermittelt werden können.

Das Hauptziel der aktuellen Forschung in **München** im deutschen Molassebecken im Rahmen des SpeicherCity-Projekts besteht darin, das Potenzial für die Anwendung des HT-ATES-Systems im 500 m dicken Malm-Kalksteinreservoir zu bewerten.

Die Stadt **Offenbach** am Main ist neben Mannheim das zweite Untersuchungsgebiet des PotAMMO-Projekts. Wie in Mannheim ist das Hauptforschungsziel die ganzheitliche Bewertung der potenziellen Integration von HT-ATES in das Fernwärmenetz der Stadt.

Seit 2017 ist das Versuchsfeld bei **Wittstock** als hydrogeologisches Testfeld zur Analyse der induzierten Umweltauswirkungen der geologischen Energiespeicherung eingerichtet.

4.5 Monitoring

Neben einer sorgfältigen Auslegung und numerischen Modellierung ist die kontinuierliche Überwachung von Aquiferspeichern von zentraler Bedeutung, um deren langfristige Effizienz und Sicherheit zu gewährleisten, sowie die Akzeptanz zu erhöhen (Wolfgram, 2010). Schwerpunkte sind dabei die Leistungsüberwachung, die sich auf die thermische und hydraulische Leistung konzentriert, sowie die technische Implementierung eines ATES. Dabei muss die Umweltüberwachung, also die Veränderungen der Aquiferparameter sowie Temperatur, Druck und Zufluss sichergestellt sein und mikrobielle Aktivität und geochemische Prozesse müssen erfasst werden.

Die Leistungsüberwachung eines ATES erfordert eine Vielzahl von Messmethoden. Die kontinuierliche Erfassung von Temperatur-, Druck-, und Zustromprofilen in Beobachtungsbohrungen sowie in den Brunnen selbst ermöglicht die Bewertung der Wärmerückgewinnungseffizienz, die Kontrolle der thermischen Ausbreitung sowie die Analyse thermischer und hydraulischer Verluste, Durchlässigkeitsänderungen und der Systemintegrität. Laufende kontinuierliche Fließratenmessungen, Volumenstrommessung und temporäre Zustromprofilierungen sind wichtig, um die längerfristige Leistungsfähigkeit der Bohrungen zu überprüfen und ggf. Maßnahmen zur Bohrlochertüchtigung bzw. Regeneration zu treffen, das hydraulische Gleichgewicht aufrechtzuerhalten und thermische Kurzschlussphänomene zu vermeiden.

Der Einsatz von chemischen Tracern kann dazu beitragen, die Hydraulik besser zu verstehen und den Speicher nachhaltig zu betreiben. Der Einsatz chemischer Tracer während der Injektionszyklen erlaubt die Analyse der tatsächlichen Strömungspfade des Grundwasser-Speichermediums sowie die Quantifizierung der langfristigen thermischen Dispersion und ihrer möglichen Hysterese bei der Nutzung des ATES. Dabei müssen Tracer so gewählt werden, dass sie die ATES-Nutzung nicht beeinflussen.

Ein Monitoring der thermischen, hydraulischen und chemischen Parameter ermöglicht für numerische Simulationen, einschließlich kontinuierlich verbesserter digitaler Zwillinge des ATES, die Vorhersage von Temperaturverteilungen, hydraulischen Effekten und potenziellen langfristigen Speicherverlusten. Zunehmend wird auch maschinelle, learning-gestützte Datenanalyse (KI) verwendet. Hierbei verspricht ein automatisiertes Monitoring-System gekoppelt mit dieser Datenanalyse eine weitere direkte Optimierung der Betriebseffizienz und eine nachhaltige Integration dieser Technologie in bestehende Energiesysteme. So könnte dabei direkt bzw. frühzeitig auf Änderungen von Parametern reagiert werden, um die langfristige Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Der Einsatz von Glasfaser-Messtechnik ist zu einem Standard geworden bei der Bestimmung der ortsverteilten und tiefendifferenzierten Parameter: Temperatur (DTS), Deformation (DSS) und Akustische Signale (DAS). Diese Daten können zur Identifizierung der Bereiche mit Zufluss zum Brunnen entlang des Filters verwendet werden. Zwei DTS-Kabel, die in unterschiedlichen Abständen zum Brunnen installiert sind, können zur Bestimmung des Wärmeflusses vom Brunnen zum umgebenden Gestein verwendet werden. Somit können Wärmeverluste und Wärmeübergänge in das umliegende Gestein bestimmt werden (Blöcher et al., 2024).

Für einen langfristigen und sicheren Betrieb ist eine regelmäßige Überprüfung der chemischen Zusammensetzung und der mikrobiellen Aktivität unerlässlich. Hierbei sollten in regelmäßigen Abständen Fluid- wie auch Filterproben genommen, analysiert und bewertet werden und, auf diesen Proben basierend, ggf. Maßnahmen abgeleitet werden.

4.6 Umweltaspekte

Die Umweltverträglichkeit eines ATES muss kontinuierlich überwacht werden, um negative Auswirkungen auf den Aquifer und das Grundwasserökosystem zu minimieren.

Die Untersuchung mikrobiologischer und geochemischer Prozesse in Aquiferspeichern ist ein wichtiges Aufgabengebiet. Mikroorganismen spielen eine entscheidende Rolle bei der Regulation chemischer Vorgänge, die die Effizienz der Speicher beeinflussen können. Temperaturänderungen, die durch den Betrieb der Speicher entstehen, haben direkte Auswirkungen auf die Zusammensetzung und Aktivität mikrobieller Gemeinschaften. So könnten bei hohen Temperaturen thermophile (wärmeliebende) Arten dominieren, während in kühleren Phasen mesophile oder kältetolerante Mikroorganismen eine größere Rolle spielen.

Diese Anpassungen haben nicht nur Einfluss auf geochemische Prozesse wie Sulfatreduktion, Methanogenese oder Eisenoxidation, sondern können auch technische Herausforderungen wie *Biofouling* und Verstopfung von Anlagenteilen (*Clogging*) verursachen, die die Speicherleistung beeinträchtigen.

Darüber hinaus sind hydrochemische Analysen erforderlich, um Parameter wie pH-Wert, Sauerstoffgehalt, Leitfähigkeit und die Konzentration gelöster Ionen wie Eisen, Mangan oder Sulfat zu erfassen und frühzeitig auf chemische Reaktionen wie Ausfällungen oder Korrosion reagieren zu können. Dies ist insbesondere relevant zur Kontrolle der Bildung von Biofilmen, Methanogenese oder Sulfatreduktion, weil sich dadurch Porosität und Permeabilität des Speichergesteins verringern können. Gleichzeitig können mikrobiell vermittelte Reaktionen die Wasserqualität durch die Freisetzung von Gasen wie Methan oder Schwefelwasserstoff so-

wie durch Mineralbildung oder -auflösung verändern. Diese Prozesse sind nicht nur aus betriebstechnischer, sondern auch aus ökologischer Sicht von Bedeutung.

Trotz vieler Fortschritte bleiben wichtige Fragen offen. Unklar ist beispielsweise, wie schnell und in welchem Umfang sich mikrobielle Gemeinschaften an wiederholte Temperaturzyklen anpassen, wie dies langfristig die physikalischen Eigenschaften des Aquifers beeinflusst und welche Maßnahmen zur Minimierung unerwünschter Effekte ergriffen werden können. Ein moderater Anstieg der Grundwassertemperaturen scheint nur geringe, nicht signifikant negative Veränderungen in der Wasserchemie, der mikrobiellen Biodiversität und der Ökosystemfunktionen zu bewirken (Griebler et al., 2016). Dies gilt jedoch nur in unberührten und energiearmen Grundwasserleitern. Wie sich thermische Beladungen des Aquifers in einem ohnehin anthropogen gestörten Milieu (urbane Wärmeinseln) auswirken, ist ungeklärt.

Ein weiteres Forschungsfeld betrifft die Risikobewertung von *Biofouling*. Es ist entscheidend, die Bedingungen zu verstehen, unter denen mikrobielle Prozesse zu *Clogging* oder mineralischen Ausfällungen führen, und Strategien zu entwickeln, um diese Prozesse zu kontrollieren. Zudem sind die Wechselwirkungen mikrobieller Aktivität mit chemischen Additiven, die zur Reinigung oder Optimierung eingesetzt werden könnten, noch nicht ausreichend untersucht. Ein weiterer offener Punkt betrifft die Klimawirkung: Wie stark tragen mikrobielle Prozesse in ATES zur Emission klimaschädlicher Gase wie Methan bei, und wie können diese reduziert oder vermieden werden? Darüber hinaus ist es interessant zu betrachten, wie mikrobiologische Prozesse in thermohydraulische Modelle integriert werden können, um Vorhersagen zur Effizienz und Stabilität von Aquiferspeichern zu verbessern. Parallel dazu könnten biotechnologische Ansätze untersucht werden, um Mikroorganismen gezielt zur Vermeidung unerwünschter Prozesse oder zur Optimierung der Speichersysteme einzusetzen.

5. Grubenwärmespeicher (MTES)

Nachnutzung von Bergbauinfrastruktur und damit die Grubenwärmespeicherung, vor allem im Zusammenhang mit Fernwärmenetzen, stellt seit den 1990er Jahren in Freiberg (Sachsen) und seit einiger Zeit auch im Ruhrgebiet (Bochum) ein wichtiges Forschungsthema dar.

5.1 Potenziale

Eine Möglichkeit, große Mengen an Wärme und/oder Kälte über einen längeren Zeitraum zu speichern, könnten stillgelegte und geflutete Erz- und Kohlebergwerke in Form eines *Mine Thermal Energy Storage* (MTES) sein (Jessop et al., 1995). Insbesondere hohe Speichertemperaturen von mehr als 50 °C erhöhen theoretisch das Nutzungspotenzial, können aber auch zu erhöhten technischen und rechtlichen Risiken und Kosten führen (Fleuchaus et al., 2020). Die gefluteten Grubenbaue sind durch künstlich geschaffene Hohlräume mit hohen anisotropen Wasserdurchlässigkeiten zwischen Kavernen, Schächten, Strecken- und Stollensystemen gekennzeichnet. In Kombination mit den daraus resultierenden großen Wärmeübertragungsflächen stellen Altbergwerke sehr große Wärmespeicherpotenziale dar, die mit unterschiedlichsten Nutzungskonzepten zum Heizen und Kühlen von Gebäuden genutzt werden können (Grab et al., 2018).

Abbildung 28 zeigt zwei mögliche Konfigurationen für einen thermischen Energiespeicher für Grubengebäude. Im linken Bild wird derselbe Grubenbereich für die Wärmeauskopplung und -speicherung A genutzt:

- Speicherzeit (hauptsächlich Sommer): Überschüssige Wärme wird über Wärmeübertrager an das Grubenwasser abgegeben. Dieses erwärmt sich und gibt Wärme an das umgebende Gestein ab.

- Entzugszeit (hauptsächlich Winter): Die Wärme wird dem Grubenwasser entzogen, zusätzlich kann die im Gestein gespeicherte Wärme, die in das Grubenwasser abgegeben wurde, genutzt werden. In den meisten Fällen muss das Temperaturniveau für die Heizanwendung mit einer Wärmepumpe angehoben werden.

Der Nachteil dieser Variante ist, dass nur Wärme gespeichert oder abgegeben werden kann, d. h. Wärme und Kälte können nicht in Kombination potenziellen Verbraucher zur Verfügung gestellt werden. Dies ist mit dem in Abbildung 28 rechts dargestellten Schema möglich. In diesem Bergwerk gibt es zwei Bereiche, einen warmen Bereich B und einen kalten Bereich C:

- Wird Kühlenergie benötigt oder soll Wärme gespeichert werden, wird das Grubenwasser aus dem kalten Bereich genutzt, im Wärmeübertrager erwärmt und dann an den warmen Bereich abgegeben

- Wird Heizenergie benötigt oder soll Wärme gespeichert werden, wird das warme Grubenwasser genutzt, im Wärmeübertrager abgekühlt und dann an den kalten Bereich abgegeben.

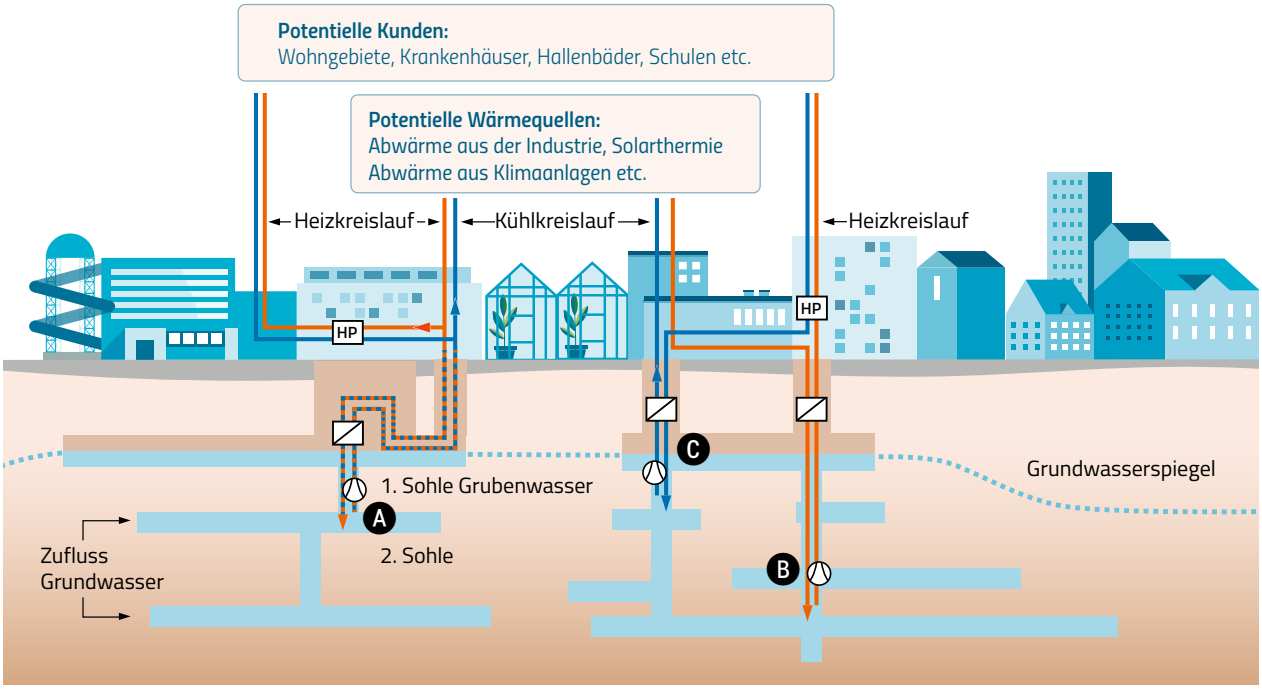

Abbildung 28: Schematischer Aufbau eines möglichen saisonalen Wärmespeichers in stillgelegten und gefluteten Bergwerken (kombiniertes Warm-/Kältespeicherbecken (A), Speicher mit getrenntem Warm- (B) und Kaltbereich (C)); Quelle: TU Bergakademie Freiberg | Grafik: Susann Piesnack

Diese Trennung bietet mehr Möglichkeiten zur Steuerung und zum Betrieb des Speichers. Aufgrund ihrer guten thermischen Eigenschaften haben Wärmespeicher in gefluteten Bergwerken das Potenzial, als saisonale Langzeitwärmespeicher eingesetzt zu werden. Allerdings sind die möglichen Standorte für Grubenwärmespeicher sehr begrenzt, da geflutete, stillgelegte Bergwerke oder entsprechende natürliche Strukturen nur begrenzt zur Verfügung stehen. Insbesondere bei einer sehr großen Verbraucherstruktur erweisen sich MTES aufgrund ihrer geringen spezifischen Speicherkosten als vorteilhaft. Ist der Wärmebedarf hingegen nur gering, sind kleinere, investitionsärmere Speichertypen vorzuziehen. Ein technisches Problem kann die Bildung von Ablagerungen im Wärmeübertrager sein, die die Systemeffizienz erheblich reduzieren können (Oppelt, 2021). Bisherige Tests haben eine Speichereffizienz von rund 50 % ergeben. (Schaberg, 1998).

5.2 Forschung

Über MTES wird seit vielen Jahren diskutiert, es gibt aber bisher nur wenige ausgeführte Beispiele. Viele Aspekte finden sich noch im Stadium der Forschung, weshalb diesen Projekten eine besondere Bedeutung zukommt.

5.2.1 MineATES in Freiberg (Sachsen)

Erste Voruntersuchungen in der Reichen Zeche in Freiberg (Sachsen) im Labormaßstab erfolgten Ende der 1990er Jahre. Ziel der Arbeiten war es, das Temperaturverhalten gefluteter Grubenbauten bei der Wärmespeicherung experimentell und theoretisch zu untersuchen. Es zeigte sich, dass Speichereffizienzen im Bereich von 50 % realisierbar sind (Schaberg, 1998).

Für das Projekt MineATES wurde dann ein Teil des Bergwerks Reiche Zeche in Freiberg geflutet, um verschiedene Tests durchführen zu können. Mit einem mobilen Wärmepumpenprüfstand werden beispielsweise Temperaturanomalien erzeugt, um die Ausbreitung des Wärme- oder Kälteeintrags in die Grubenbaue zu verfolgen. Als Wärmequelle dient Grubenwasser, das von einer anderen Sohle zum Versuchsgelände geleitet wird. Darüber hinaus werden verschiedene Oberflächen (unterschiedliche Materialien und Beschichtungen) für Plattenwärmeübertrager erprobt, um die Effizienz des Systems durch Verringerung der Ablagerungen im Wärmeübertrager zu erhöhen. In den ersten Testreihen ergaben sich Effizienzen zwischen 44 und 60 %. Eine Betrachtung der möglichen Abnehmerstruktur über Tage zeigte, dass durch die Integration eines Grubenwasserspeichers bei Quartieren in Freiberg Effizienzen um 50 % möglich sind. Entscheidend sind dabei die zum Einspeichern verfügbaren Wärmequellen, z. B. industrielle Abwärme oder Solarthermie (Oppelt et al., 2025). Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die Wärme vor allem im Gestein gespeichert wird und nicht nur im Grubenwasser.

Abbildung 29: Aufbau und Impressionen des Versuchs MineATES; Quelle: TU Bergakademie Freiberg

5.2.2 PUSH-IT

Innerhalb des Europäischen Konsortiums PUSH-IT (*Piloting Underground Storage of Heat In geoThermal Reservoirs*) soll die Speicherung von Überschusswärme aus bestehenden Wärme- bzw. Kältenetzen im lokalen Untergrund auch mittels MTES europaweit demonstriert werden. Ein Demonstrationsstandort ist das Gelände des technischen Zentrums der Ruhr-Universität Bochum (RUB).

Die Konzeptidee sieht vor, überschüssige Abwärme am technischen Zentrum langfristig in das bestehende Versorgungsnetz der RUB zu integrieren. Um diese Wärme im System zu speichern, werden im Rahmen des Projektes Teile des stillgelegten Bergwerks Mansfeld über vier vertikale Bohrungen in das ehemalige Grubengebäude, das sich in einer Tiefe von ca. 120 m direkt unter dem technischen Zentrum der RUB befindet, hydraulisch erschlossen und als potenzieller Wärmespeicher für das RUB-Netz untersucht und getestet.

Darauf aufbauend werden im Rahmen des Projektes WINZER (Wärmespeicherung in Zechen des Ruhrgebietes) großvolumige saisonale Wärmespeicher in Bergwerksinfrastrukturen und den sie umgebenden Grundwasserkörpern untersucht, um bislang ungenutzte thermische Speicherkapazitäten zu entwickeln und bestehende Anlagen zu optimieren.

5.3 Realisierte Projekte

Das Projekt HEATSTORE hat eine Pilotanlage zur saisonalen Hochtemperatur-Wärmespeicherung in Bergwerken (HT-MTES, *High Temperature Mine Thermal Energy Storage*) entwickelt und erprobt. Während des Sommers erwärmt Solarthermie das Wasser in einem gefluteten Bergwerk auf dem Gelände des Fraunhofer IEG in Bochum. Im Projekt DGE-Rollout dient das warme Grubenwasser während der Heizperiode als Wärmequelle für eine eigenentwickelte Hochtemperaturwärmepumpe (HTWP), die an das lokale Fernwärmenetz angeschlossen wird. In mehreren Schritten seit 2019 wurden die Teile der Pilotanlage, die der Wärmeeinspeisung und der Wärmeauskopplung dienen, geplant und in Betrieb genommen. Der Prototyp wurde im Sommer 2023 abgeschlossen. Der Erprobungsbetrieb begann kurz danach.

Im ersten Schritt wurden Berechnungsmodelle sowohl für den Untertage- als auch für den Übertagebereich erstellt. Diese ergaben die optimale Platzierung der Bohrungen in das Grubengebäude, die Größe der solarthermischen Kollektoren, das angestrebte Betriebsverhalten und die Größe der HTWP. Das Bergwerk im Bochumer Süden war in den 1950er Jahren in Betrieb und baute rund 37.000 Tonnen Kohle mit einem Volumen von 27.000 m³ über vier Sohlen mit einer maximalen Tiefe von 64 m ab. Durch die Teilverfüllung stehen im erbohrten Teil der Zeche noch rund 1.300 m³ Wasser unter dem Grundwasserpegel von 22 m als Wärmespeicher bereit. Die Modelle zeigen, dass nicht nur das Wasser, sondern auch das direkt umliegende Gestein effektiv als Wärmespeicher dienen, doch aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit des Gesteins kann die Wärme bei geplanten 60 °C auch im mehrjährigen Betrieb gut in der Nähe der Zeche gehalten werden.

Nach Anbohren des ehemaligen Grubengebäudes im Sommer 2020 wurden drei Bohrungen geophysikalisch vermessen. Die Bohrungen wurden zu geothermischen Brunnen ausgebaut und ein Leistungspumpversuch durchgeführt, um deren geohydraulische Leistung zu bestimmen.

Ein erster untertägiger Speicherbetriebstest konnte im Dezember 2020 durchgeführt werden. Am Ende des Projektes im November 2021 konnte die erste Einspeisung von Solarthermie ins Grubenwasser erfolgreich durchgeführt werden. Die wesentlichen Arbeitsschritte innerhalb der Projektumsetzung sind in Abbildung 30 zusammengefasst.

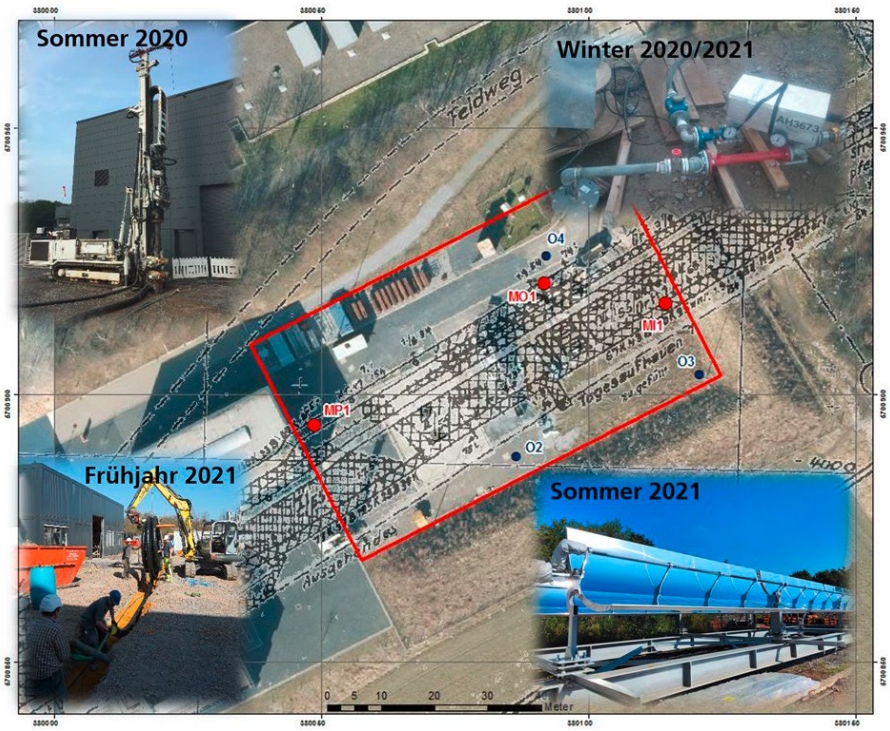

Abbildung 30: Umsetzungsphasen des HEATSTORE Projekts; Quelle: Fraunhofer IEG Bochum

Innerhalb des EU-Projekts DGE-Rollout wurde eine maßgeschneiderte zweistufige Wärmepumpe mit den Arbeitsmedien Ammoniak und Butan angeschafft. Aufgrund der Toxizität und Brennbarkeit der Arbeitsmedien stehen die Aggregate im Außenbereich. Die beiden Stufen sind über einen mit Wasser befüllten Zwischenkreis verbunden. Im Falle hoher Quellentemperaturen kann die Ammoniak-Stufe überbrückt werden, so dass der fällige Temperaturhub nur durch die Butan-Stufe bewerkstelligt wird.

Das lokale Fernwärmenetz im Bochumer Süden stellt jährlich 270 GWh Wärme bereit und versorgt unter anderem die Ruhr-Universität Bochum. Die Fernwärme wurde bisher ausschließlich konventionell erzeugt. Über einen Versorgungskanal mit einer Länge von ca. 200 m ist die Wärmepumpenanlage des Fraunhofer IEG zu Testzwecken an das Fernwärmenetz des lokalen Energieversorgers angeschlossen.

Der im Rahmen der Projekte HEATSTORE und DGE-Rollout aufgebaute Saisonale Wärmespeicher mit Grubenwasser, Solarthermie und Großwärmepumpe (SaiWä-GSG) zeigt als Forschungsprojekt einen Weg zur Dekarbonisierung von Fernwärmenetzen und leistet als Prototyp konkret einen nachhaltigen Beitrag für das Fernwärmenetz des Bochumer Südens.

5.4 Sozioökonomische und Umweltaspekte

Neben Umweltfaktoren, müssen auch sozioökonomische Faktoren mit der Entwicklung von MTES beachtet werden. Diese Betrachtungen sind mit dem bergbaulichen Erbe einer Region eng verknüpft, wobei die aufgelisteten Vorteile und Herausforderungen (Abbildung 31) als Grundlage für Entscheidungsträger dienen können. Wirtschaftliche, soziale und umweltbezogene Maßnahmen sollten dabei nicht unabhängig voneinander bewertet werden.

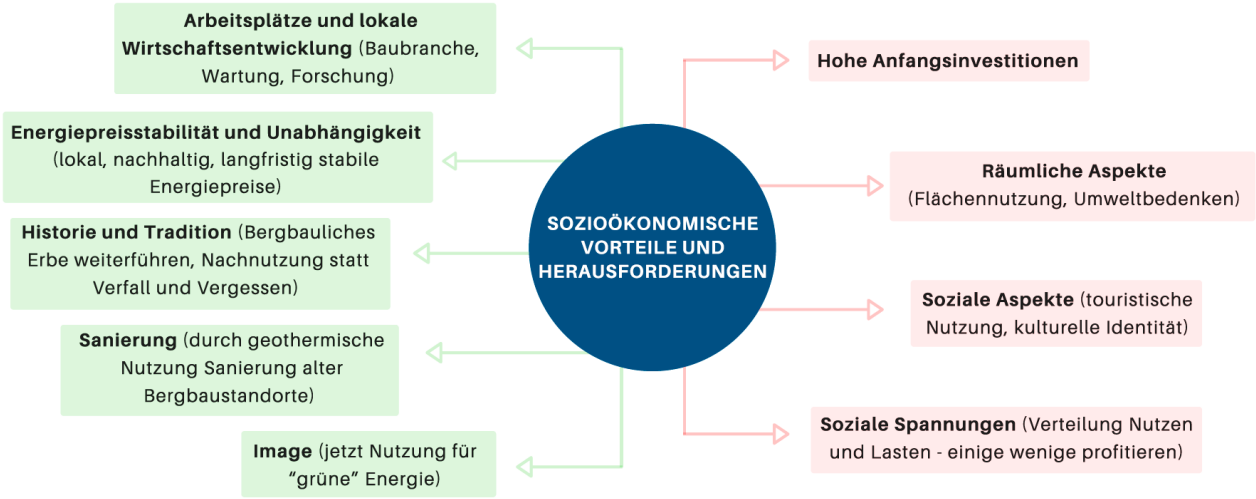

Abbildung 31: Sozioökonomische Faktoren; Quelle: Mugova (Fraunhofer IEG)

Ähnlich wie bei Aquiferspeichern spielt die Mikrobiologie in Grubenspeichern eine wichtige Rolle, da mikrobielle Prozesse die thermische, chemische und physikalische Stabilität der Systeme beeinflussen können. Diese Systeme unterscheiden sich jedoch von Aquiferspeichern vor allem durch die spezifischen Eigenschaften des Grubenwassers und die geochemischen Bedingungen in Bergwerken, die die mikrobiellen Prozesse beeinflussen. Das Grubenwasser weist oft hohe Konzentrationen an Sulfaten, Metallen und anderen gelösten Stoffen auf, was eine einzigartige mikrobiologische Umgebung schafft.

Mikrobiell ausgelöste Prozesse können die langfristige Speicherkapazität und Effizienz erheblich beeinträchtigen, weshalb präventive Maßnahmen und eine gezielte Steuerung der mikrobiellen Aktivität notwendig sind. Diese bedürfen einer sorgfältigen und aufwendigen Untersuchung.

Insgesamt bieten Grubenspeicher ein enormes Potenzial für die Energiespeicherung, erfordern jedoch ein tiefgreifendes Verständnis der mikrobiellen Dynamik und ihrer Wechselwirkungen mit der chemischen Umgebung, um ihre Effizienz und Nachhaltigkeit langfristig sicherzustellen.

Abbildung 32: Probenahme von Ausfällungen auf den Wärmeübertragerplatten einer Grubenwassergeothermieanlage; Quelle: TU Bergakademie Freiberg

6. Speicher zur Stromrückgewinnung (Carnot-Batterien)

Die kurz- und mittelfristige Speicherung überschüssiger elektrischer Energie aus regenerativen Quellen ist eine zentrale Komponente der Energiewende. Sie soll, neben dem Ausgleich von Angebots- und Bedarfsschwankungen, insbesondere die Versorgungsicherheit und die Schwarzstartfähigkeit bei einem Netzausfall gewährleisten.

Die Speicherung elektrischer Energie ist über chemische Speicherung (z. B. Batterien, Erdgas, Wasserstoff) oder indirekt als mechanische (z. B. Druckluft, *Power-to-Gas-to-Power*) oder thermische Energie (*Power-to-Heat-to-Power*) möglich. Die elektrothermische Energiespeicherung sollte auf einem Temperaturniveau erfolgen, das einen ausreichenden Carnot-Wirkungsgrad bei der Rückverstromung erlaubt (Carnot-Batterie). Im Allgemeinen führen höhere Temperaturen zu einem größeren thermodynamischen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung. Die Erzielung und Aufrechterhaltung hoher Temperaturen können jedoch energieintensiv sein und spezialisierte Materialien erfordern (Kebede et al., 2022).

Die Speicherung kann in Form sensibler oder latenter Wärme erfolgen. Bei sensibler Wärme ist die Zufuhr oder Entnahme thermischer Energie mit einer Temperaturerhöhung oder -abnahme verbunden, die latente Wärme (Abbildung 33) wird zum Phasenwechsel (fest-flüssig) benötigt.

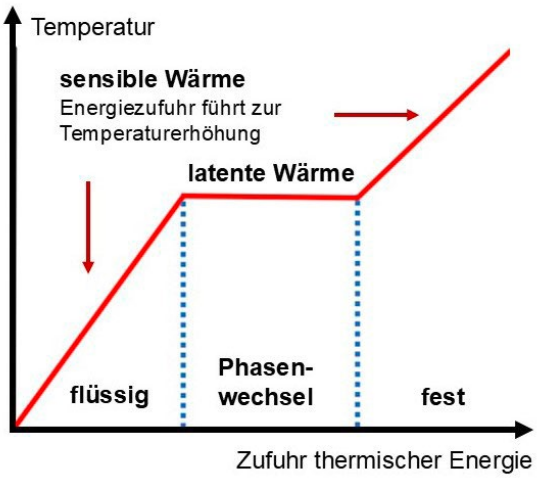

Abbildung 33: Sensible und latente Wärme, während des Phasenwechsels wird die latente Wärme zugeführt, dabei bleibt die Temperatur konstant; Quelle: Kirsch

Um einen wirksamen Beitrag zur Netzstabilisierung zu ermöglichen, sind bei einem thermischen Speicher große Volumina erforderlich, die sich am ehesten untertägig realisieren lassen. Im Folgenden wird ein Konzept zur Wärmespeicherung in Salzstrukturen vorgestellt.

Steinsalz (NaCl) hat sowohl für die sensible als auch für die latente Wärmespeicherung günstige petrophysikalische Eigenschaften:

- Schmelztemperatur 801 °C,
- latente Wärme 520 kJ/kg,
- spezifische Wärmekapazität 800 J/(kg·K) bzw. 1.470 J/(m³·K)

Die Wärmeleitfähigkeit ist temperaturabhängig, sie sinkt von ca. 6 W/(m·K) bei 10 °C auf ca. 2 W/(m·K) bei Schmelztemperatur.

Salzstrukturen sind in Norddeutschland, aber auch den Niederlanden, in Dänemark und Polen weit verbreitet (Abbildung 34). Neben den flachen Salzkissen bieten die Salzstöcke, die sich bis in mehrere km Tiefe erstrecken können, gute geologische Voraussetzungen zu einer Speicherung von Wärmeenergie auf hohem Temperaturniveau. Das Gebiet der Salzstockvorkommen ist auch ein Gebiet mit starker Produktion elektrischer Energie durch Windkraftanlagen und Photovoltaik und somit der Verfügbarkeit von ›Überschussstrom‹.

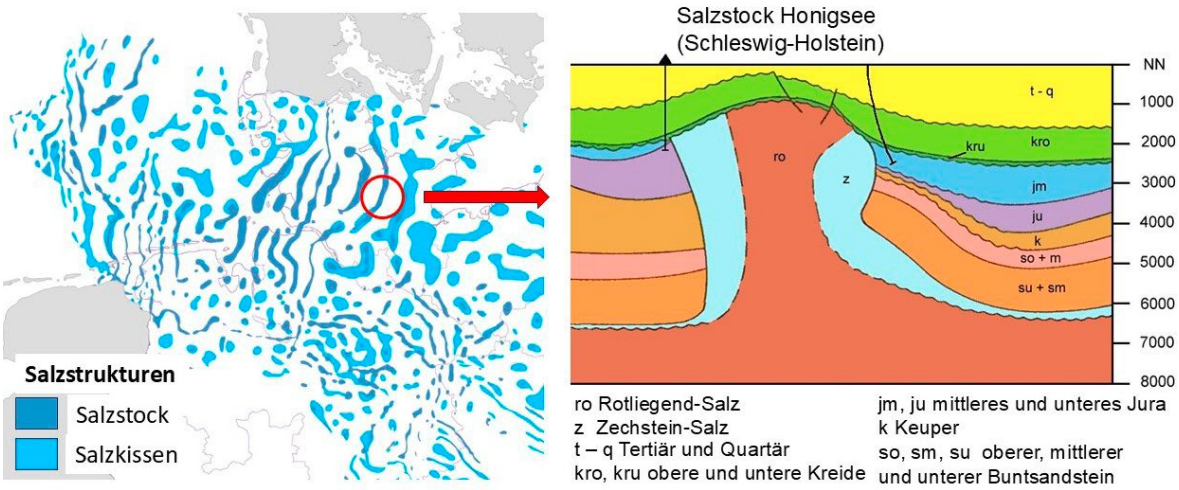

Abbildung 34: links: Vorkommen von Salzstrukturen in Norddeutschland (BGR), rechts: Schnitt durch einen Salzstock (Geotektonischer Atlas von Nordwestdeutschland); Quelle: BGR

Ähnlich wie bei der Solung von Salzkavernen geht es bei *Salt Thermal Energy Storage* (STES) um ein bohrlochorientiertes technisches Konzept (Rüter & Kirsch, 2023) zur Nutzung von Salzstrukturen zur Wärmespeicherung mit Rückverstromung. Ob dabei nur eine Einzelbohrung oder mehrere Bohrungen (von ein und demselben Bohrplatz aus) benötigt werden, hängt vom Bedarf des Abnehmers ab.

Mit Hilfe der Bohrung, die durchaus einige tausend Meter tief sein kann, wird Energie in den Speicherbereich in der Salzstruktur ein- bzw. ausgespeichert. Beides kann durch ein, für den Temperaturbereich geeignetes, in der Bohrung zirkulierendes Arbeitsmittel erfolgen. Derartige Technologien für hohe Temperaturen sind in der konventionellen Kraftwerkstechnik (Kohle, Gas) bekannt. Die Bohrung kann hierzu in geeigneter Weise koaxial komplettiert sein. Eine Einspeicherung könnte (im Gegensatz zur Ausspeicherung) auch elektrisch erfolgen: mit einem Hochtemperatur-Heizstab in der Bohrung oder durch die Auslegung der koaxialen Komplettierung als Heizstab, eingebracht beispielsweise als *Coil Tubing Liner*. Im Falle der Einspeicherung über ein zirkulierendes Arbeitsmittel müsste dieses in einer übertägigen Anlage auf die notwendige Temperatur elektrisch aufgeheizt werden.

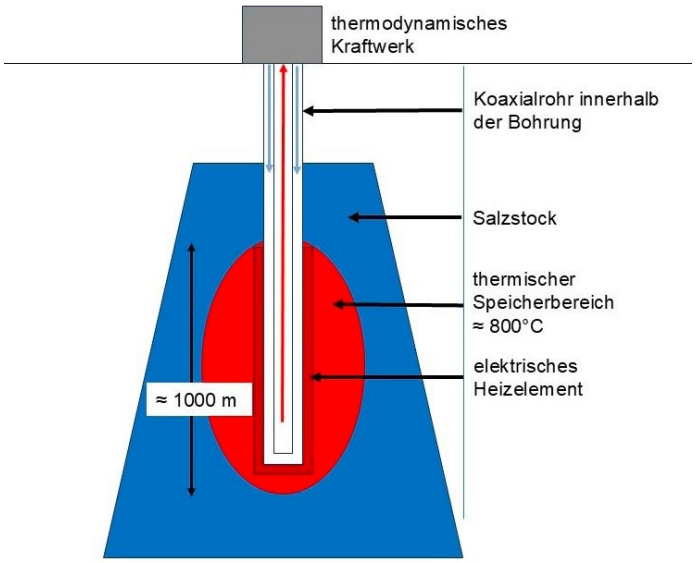

Abbildung 35: Prinzipskizze Latentwärmespeicher in einem Salzstock (nicht maßstäblich); Quelle: Kirsch

Als Arbeitsmittel ist an überkritisches Wasser (kritischer Punkt 647 K / 374 °C, 22.064 MPa / 221 bar) zu denken. Überkritisches Wasser wird schon heute in etwa 500 Kohlekraftwerken weltweit im Dampfprozess verwendet, allerdings bei Temperaturen meist von 580 °C und 270 bar Druck. An Anlagen mit 700 °C und 350 bar wird gearbeitet. Neben diesen konventionellen Kraftkreisläufen, wie z. B. Dampfkreislauf und Gasturbinenkreisläufe, existiert seit einigen Jahren, basierend auf dem Brayton-Kreislauf, ein innovatives Konzept mit überkritischem Kohlenstoffdioxid ($scCO_2$). Überkritisches CO_2 entsteht, wenn Druck und Temperatur über dem kritischen Punkt P_c für Kohlenstoffdioxid liegen, also bei einer Temperatur von mehr als 304,13 K (30,980 °C) und bei einem Druck von über 7,375 MPa (73,75 bar). Die kritische Dichte beträgt etwa 0,464 g/cm³. Hierbei kombiniert $scCO_2$ die Vorteile niedriger Viskosität mit hohen Dichten, wodurch kompakte Komponenten sowie geringe CO_2-Fußabdrücke der Kraftwerksanlagen möglich sind. Zudem haben zahlreiche Studien gezeigt, dass $scCO_2$-Kreisläufe das Potenzial haben, höhere Effizienzen als konventionelle Energieumwandlungsanlagen zu erreichen (McTigue et al., 2020; Tafur-Escanta et al., 2022).

Durch das zirkulierende Arbeitsmittel oder den Heizstab/Tauchsieder würde die Bohrung über die Schmelztemperatur des Salzes (801 °C) erwärmt, was zum Schmelzen des bohrungsnahen Bereichs führen wird. Je nach Zeitdauer der Einspeicherung könnte in einem Bereich von einigen Metern rund um die Bohrung das Salz schmelzen. Schmilzt das Salz bis zu einer Entfernung von 5 m vom Bohrloch auf einer Länge von 1.000 m, so ergeben sich in etwa folgende Kennwerte:

Schmelztemperatur	801 °C
Durchmesser des Speichers	10 m
Länge des Speichers	1.000 m
Volumen des Speichers	75.000 m³
Masse des zu schmelzenden Salzes	165.000 t (Dichte 2,2 g/cm³)
Speicherkapazität (Latentwärme)	86.000.000 MJ/23.000 MWh (Schmelzenthalpie 520 J/g)
Spez. Speicherkapazität	306 kWh/m³

Die für die Einspeicherung notwendigen Zeiten sind von den Details der Anlage (z. B. Fließrate des Arbeitsmittels) abhängig und bestimmen die Leistung der Anlage. Bei einer Ein-/ Ausspeicherungsleistung von 1 GW würde etwa ein Tag zur vollständigen Auf-/Entladung benötigt. Wobei der Speicher jedoch keine streng definierte Obergrenze der Speicherkapazität hat, da der Schmelzbereich auch größer als r = 5 m werden kann.

Ein relativ ›schlanker‹ Speicher, vergleichsweise lang und mit nur einigen Metern Durchmesser, sichert eine gute Interaktion mit der Bohrung bei der Ein- und Ausspeisung. Andererseits ist in Bezug auf Wärmeverluste ein annähernd kugelförmiger Speicher optimal. Hier ist durch Simulationsrechnung ein Optimum zu finden. Es ist jedenfalls festzustellen, dass einer der angedachten Speicher bei realistischen Auslegungen die Tagesleistung von 200 – 300 Windkraftanlagen *onshore* bzw. die Tagesleistung mehrerer *offshore* Windparks aufnehmen könnte.

Der Betrieb der Anlage bei praktisch konstanter Temperatur ist ein technologischer Vorteil gegenüber Wärmespeicheranlagen mit einer großen Temperaturspreizung und den damit verbundenen Problemen durch unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten der verbauten Materialien. Um Volumenunterschiede zwischen festem und flüssigem Salz zu ermöglichen, ist unter Umständen an eine Kaverne im obersten Bereich des Speichers zu denken (analog zu einem Druckausgleichbehälter in technischen Anlagen).

Zur Realisierung dieses Konzepts ist ein umfangreiches Forschungsprogramm erforderlich.

7. Speicher mit CO_2 als Arbeitsmittel

Die Idee, superkritisches Kohlendioxid ($scCO_2$) als Arbeitsmedium zu verwenden, basiert auf seinen vorteilhafteren thermodynamischen Eigenschaften im Vergleich zu geothermischen Systemen auf Basis von Grundwasser oder Sole. Dazu gehören günstige unterirdische Transporteigenschaften, ein starker Auftriebseffekt, eine geringere Wahrscheinlichkeit der Mineralanlagerungen sowie die Möglichkeit der direkten Verwendung von CO_2 in Turbinen (Randolph und Saar, 2011). Daher könnte die Integration von Geothermie mit der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) mehr Strom mit höherem Wirkungsgrad zu niedrigeren Kosten liefern, bzw. speichern.

Ein neues Konzept zur Speicherung erneuerbarer Energien in Form von elektrothermischer Energie und geologischer Kohlendioxidspeicherung wird im Rahmen des europäischen CEEGS-Projekts untersucht (Farkas et al., 2024). CEEGS (CO_2-basiertes elektrothermisches Energiespeicher- und geologisches Speichersystem) ermöglicht den Netzbetreibern, ein lokales Lastmanagement zu betreiben und Angebot- und Nachfrageschwankungen aufzufangen. Während des Ladeprozesses wird elektrische Energie in thermische und mechanische Energie umgewandelt, wobei CO_2 in ein unterirdisches Reservoir, möglichst mit erhöhtem geothermischem Gradienten, injiziert wird. Während der Entladephase wird die gespeicherte mechanische und thermische Energie wieder in Strom umgewandelt, die dann in das Netz eingespeist werden kann. Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass das Konzept durch eine Pilotdemonstration getestet werden kann.

Im Rahmen des Projekts wurde das CEEGS-Konzept am ehemaligen CO_2-Speicherung Pilotstandort Ketzin bei Potsdam untersucht (Farkas et al., 2025). Die vorläufigen Ergebnisse zeigen nicht nur, dass das Konzept durchführbar ist, sondern auch, dass eine Effizienz (*Round-Trip-Efficiency*) von 67 % für ein System mit einer Ladekapazität von 2,5 MW erreicht werden kann.

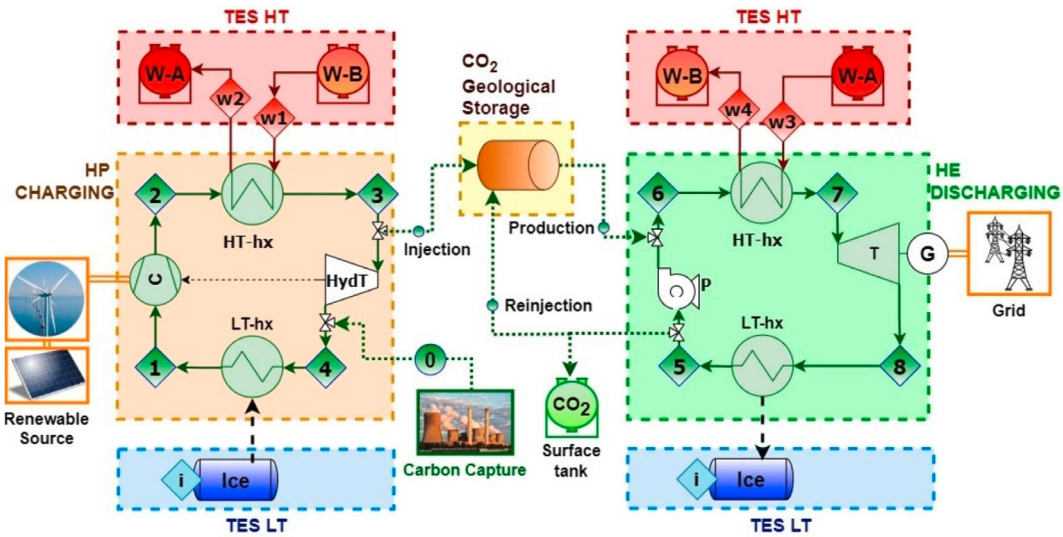

Abbildung 36: Prozessaufbau des CO_2-basierten elektrothermischen Energiespeichersystems und geologischen Speicherungssystems (CEEGS) während a) Lade- oder Wärmepumpenphase (HP) und b) Entlade- oder Wärmekraftmaschinenphase (HE); Quelle: Carro et al., 2024

8. Rechtsgrundlagen

Für die Errichtung und den Betrieb von Wärme- und Kältespeichern sind vor allem Regelungen des Wärmeplanungsgesetzes, des Wasserrechts und des Grundstücksrechts auf Bundesebene zu beachten. Mit der Neufassung des Bundesberggesetzes zum 1. Januar 2025 gilt das Bergrecht nur noch für geothermische Bohrungen ab 400 m Endteufe. Künftig könnte außerdem dem Bauplanungsrecht eine größere Bedeutung zukommen. Je nach Art des geothermischen Speichers unterliegt eine Genehmigung auch der Prüfung nach Natur- und Bodenschutzgesetzen. Des Weiteren sind zahlreiche Ländergesetze – u. a. zum Wasserrecht – zu beachten.

8.1 Wärmeplanungsgesetz

Ein ›Wärmespeicher‹ wird im Wärmeplanungsgesetz (WPG) erstmals gesetzlich definiert als eine Vorrichtung zur zeitlich begrenzten Speicherung von Wärme einschließlich aller technischen Vorrichtungen zur Be- und Entladung des Wärmespeichers (§ 2 Abs. 1 Nr. 21 WPG). Wärme aus einem Wärmespeicher ist Wärme aus Erneuerbaren Energien, soweit die Wärme aus einer erneuerbaren Energiequelle oder aus unvermeidbarer Abwärme stammt und in ein Wärmenetz eingespeist wird (§ 3 Abs. 1 Nr. 15 lit. l WPG). Ihre Errichtung und ihr Betrieb dürfte bereits jetzt im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen, weil sie entweder als Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien oder als Nebenanlagen im Sinne des § 2 Abs. 3 WPG einzustufen sind.

Im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung sind Potenziale zur zentralen Wärmespeicherung im Rahmen der Potenzialanalyse zu ermitteln und räumlich darzustellen (§ 16 in Verbindung mit Anlage 3 Teil III Nr. 5 WPG).

8.2 Wasserrecht

Mit der Speicherung von Wärme oder Kälte im Untergrund ist regelmäßig ein Einleiten eines warmen oder kalten Wärmeträgers d.h. Wasser bei offenen Systemen, Wärmeträgerfluid bei geschlossenen Systemen verbunden. Bei offenen Systemen handelt es sich damit um eine echte Grundwasserbenutzung und das Einbringen von Stoffen (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 Wasserhaushaltsgesetz – WHG). Ferner wird meist die Grundwassertemperatur verändert. Das ist geeignet, nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen, und deshalb eine unechte Benutzung (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Solche Benutzungen bedürfen einer wasserrechtlichen Erlaubnis (§ 8 WHG). Das gilt unabhängig davon, in welcher Tiefe sich das betroffene Grundwasser befindet. Die zulässige Temperaturveränderung ist weder gesetzlich geregelt, noch wird sie einheitlich praktiziert. Je nach Bundesland ist im oberflächennahen Bereich eine Temperaturspreizung von ±6 K (nach VDI-Empfehlung) oder nur ± 3 – 4 K erlaubt, wenn die Grundwassertemperatur gleichzeitig zwischen 5 – 20 °C verbleibt (Hähnlein et al, 2011).

Ob eine Gewässerbenutzung auch dann vorliegt, wenn das betroffene Grundwasser salzhaltig ist und deshalb bergrechtlich als Sole eingestuft werden kann, ist von unterschiedlichen Berg- und Wasserbehörden bisher unterschiedlich beantwortet worden. Das Wasserrecht enthält keine Ausnahme für salzhaltiges Wasser.

Grundlegende wasserrechtliche Anforderung an die Erlaubnis von Grundwasserbenutzungen ist, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG). Da bisher keine gesonderten Leitfäden für die Wärmespeicherung vorliegen, kann für die Konkretisierung von Wärmespeichervorhaben auf die Verfahrenshandbücher und -leitfäden der Bundesländer zur Nutzung oberflächennaher Geothermie zurückgegriffen werden. Diese sind rechtlich aber nicht bindend. Für offene und geschlossene Systeme existieren dabei verschiedene Leitfäden in unterschiedlicher Aktualität und Quantität. Die dort geregelten Anforderungen müssen an die mit der jeweiligen Anlage verbundenen Risiken und die Empfindlichkeit der jeweiligen Standorte angepasst werden.

Für Wärmespeicheranlagen, in denen wassergefährdende Stoffe verwendet werden, dürften die Anforderungen des § 35 der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) an Erdwärmesonden und -kollektoren gelten, insbesondere bezüglich der Anforderungen an eine einwandige Ausführung. Ferner dürfen Anlagen, in denen mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen wird, in Wasserschutzgebieten nicht errichtet werden, soweit die zuständige Behörde keine Befreiung erteilt (§ 49 AwSV). In Wasserschutzgebieten sind die Regelungen der jeweiligen Schutzgebietsverordnungen auf Länderebene zu beachten.

8.3 Bergrecht

Ob und gegebenenfalls welche Regelungen des Bergrechts auf thermische Untergrundspeicher anwendbar sind, ist nicht abschließend geklärt.

Mittlerweile ist gesetzlich klargestellt, dass Erdwärme nur aus Bohrungen ab einer Teufe von 400 m als bergfreier Bodenschatz gilt (§ 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 lit. b BBergG in der seit dem 01. Januar 2025 geltenden Fassung des Art. 39 des Bürokratieentlastungsgesetzes IV, BGBl. 2024 I Nr. 323). Die oberflächennahe Geothermie wurde damit vom Bergrecht befreit. Stuft man Wärmespeichernutzungen als Erdwärmegewinnung ein, gilt diese Grenze auch für Wärmespeicher. Danach unterliegen oberflächennahe Wärmespeicher, die mit Bohrungen von weniger als 400 m erschlossen werden, allein dem Wasserrecht. Werden sie durch tiefere Bohrungen erschlossen, gilt auch das Bergrecht; die Speichernutzung ist dann Teil des Rechts zur Erdwärmegewinnung.

Nach einem Arbeitskreis des Bund/Länder-Ausschusses Bergbau soll die unterirdische Wärmespeicherung nicht dem Bundesberggesetz unterliegen. Eine bergrechtlich relevante Gewinnung sei aber gegeben, wenn aufgrund der Wärmebilanz zwischen Speicherung und Entnahme bei der Wärmeentnahme mit einem Anteil geogener Wärme zu rechnen sei.[4] Wie hoch dieser Anteil sein muss, um die Nutzung als Erdwärmegewinnung einzustufen, ist unklar. *Benz* hält das Bergrecht für unanwendbar, wenn mit keinem wesentlichen Anteil gezogener Wärme zu rechnen sei.[5] *Von Hammerstein* formuliert so, dass das Bergrecht unanwendbar sei, wenn die Wärme natürlichen Ursprungs nur einen vernachlässigbaren Anteil ausmache.[6] *Neidig* stellt darauf ab, dass es bei einem Wärmespeicher generell darum gehe, die künstlich gespeicherte Wärme wieder an die Oberfläche zu bringen, so dass keine Erdwärmenutzung vorliege. Grund dafür sei, dass Bodenschätze als mineralische Rohstoffe definiert werden, die in natürlichen Ablagerungen oder Ansammlungen (Lagerstätten) in oder auf der Erde vorkommen (§ 3 Abs. 1 Bundesberggesetz – BBergG).[7]

In der Praxis wird die Nutzung von Wärmespeichern teilweise als Gewinnung des bergfreien Bodenschatzes Sole eingestuft, wenn die Wärme in Sole eingespeichert wird, und deshalb dem Bergrecht unterworfen. Das wird mit der Rechtsprechung zum Erkundungsbergwerk Gorleben begründet. Mit diesem Bergwerk sollte die Eignung eines Salzstockes für ein Endlager für radioaktive Abfälle erkundet werden. Die Rechtsprechung hat die Errichtung dieses Bergwerks als Salzgewinnung im Sinne des Bergrechts eingestuft, weil der Bodenschatz Salz objektiv gewonnen werde, auch wenn das Vorhaben nicht auf die Gewinnung des Bodenschatzes abziele und das gewonnene Salz nicht als solches genutzt werde.[8]

In Anlehnung daran soll das Bergrecht auf Wärmespeicher anwendbar sein, wenn der Aquiferspeicher als Sole eingestuft wird. Trotz bundeseinheitlicher Geltung des Bergrechts unterscheidet sich die Praxis der Bergbehörden der Länder. Teils soll die Einstufung als Sole vom Salzgehalt abhängen (z. B. 1 % oder 5 %), teils von der Teilnahme am natürlichen Wasserhaushalt.[9]

Ein Untergrundspeicher im Sinne des Bergrechts dürfte regelmäßig nicht vorliegen. Dazu zählen nur Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser (§ 4 Abs. 4 BBergG). Da die gespeicherte Wärme kein Stoff, sondern Energie und der Wärmeträger von Wärmespeichern meist Wasser ist, handelt es sich nicht um Untergrundspeicher im Sinne des Bundesberggesetzes. Ist der Wärmeträger Sole, haben die Regelungen über die Solegewinnung Vorrang vor den Regelungen zur Untergrundspeicherung.[10]

Die bergbehördliche Behandlung der Wärmespeicherung als Solegewinnung ist unbefriedigend. Rechtsprechung hierzu ist nicht ersichtlich. Es ist deshalb fraglich, ob diese Einstufung einer gerichtlichen Überprüfung standhalten würde. Nach Sinn und Zweck der bergrechtlichen Regelungen wäre es konsequenter, die Wärmespeicherung entweder als Erdwärmegewinnung einzustufen oder das Bergrecht gar nicht anzuwenden und Wärmespeicher nur nach Maßgabe des Wasserrechts zu regulieren.

---

4 Nr. 2.4 des Berichts des Ad-hoc-Arbeitskreises »Bemessung von Erdwärmefeldern« des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau, abgedruckt als Anhang zu Schulz, Bergrecht und Erdwärme, Geothermische Energie (GtE) 40 (2003), S. 9 ff.

5 So Benz, Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie, 2007, S. 28.

6 So von Hammerstein, in: Kühne/von Hammerstein/Keienburg/Kappes/Wiesendahl, Bundesberggesetz, 3. Aufl. 2023, § 3 Rn. 42

7 So Neidig, Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher, 2022, S. 96, mit Hinweis auf einen Vortrag von Ernst-Günther Weiß, Bezirksregierung Arnsberg, mit Bemerkungen zur bergbehördlichen Zuständigkeit bei der untertägigen Wärmespeicherung am 29.04.2016.

8 Vgl. Neidig, Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher, 2022, S. 97 f.

9 So Neidig, Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher, 2022, S. 97, mit weiteren Nachweisen, auch zu persönlichen Auskünften von Bergämtern.

10 So ausführlich Neidig, Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher, 2022, S. 104 ff.; ebenso Benz, Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie, 2007, S. 28. Ohne Angabe von Gründen anderer Ansicht offenbar Mann, in: Kühne/von Hammerstein/Keienburg/Kappes/Wiesendahl, Bundesberggesetz, 3. Aufl. 2023, § 126 Rn. 3.

Eine Einstufung auch künstlich eingespeicherter Wärme als bergfreien Bodenschatz Erdwärme ließe sich mit dem Wortlaut des Bundesberggesetzes vereinbaren. Zum einen ist fraglich, ob die oben genannte bergrechtliche Anforderung an echte, also mineralische Rohstoffe, dass sie in natürlichen Ablagerungen vorkommen müssen (§ 3 Abs. 1 BBergG), für Erdwärme übertragbar ist. Denn nach dem Bundesberggesetz ist Erdwärme kein Bodenschatz, sondern er gilt nur als solcher (fiktiver Bodenschatz, vgl. § 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 lit. b) BBergG). Im Bundesberggesetz ist Erdwärme nicht definiert. Nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU ist ›geothermische Energie‹ Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist (Art. 2 Nr. 3 der Richtlinie 2018/2001).[11] Dem folgt die in § 3 Nr. 3 des Entwurfs eines Geothermie- und Wärmepumpengesetzes vorgesehene Definition (Bundestags-Drucksache 20/13092). Diese Definition stellt allein darauf ab, wo die Wärme gespeichert ist; sie unterscheidet nicht danach, ob die Wärme dort auf natürlichem Wege oder durch technische Anlagen gespeichert worden ist. Deshalb können nach hiesiger Einschätzung auch künstliche Wärmespeicher unter den Erdwärmebegriff und die dafür geltenden Regelungen des Bundesberggesetzes gefasst werden. Ohnehin lässt sich die eingebrachte Wärme physikalisch nicht von der natürlich vorhandenen Wärme trennen; möglich ist allenfalls eine bilanzielle Betrachtung. Die Einbeziehung von Wärmespeichern in den Erdwärmebegriff würde auch zwanglos dem Zweck der bergrechtlichen Regelungen für Erdwärme entsprechen, die thermische Nutzung des Untergrundes zu ordnen und zu fördern (vgl. § 1 Nr. 1 BBergG). Die Einstufung der Wärmespeicherung als Erdwärmenutzung und damit bergfreie, also nicht dem Grundstückseigentum unterliegende Nutzung (§ 3 Abs. 2 Satz 2 BBergG) würde dazu führen, dass die Nutzungsrechte für Wärmespeicher mit Hilfe der dafür erforderlichen behördlichen Bergbauberechtigungen (§§ 6 ff. BBergG) unabhängig vom Grundeigentum und unabhängig vom Salzgehalt des Wärmeträgers begründet werden können. Aus hiesiger Sicht können und sollten die bergrechtlichen Regelungen für Erdwärme deshalb auch für Wärmespeicher gelten.

Die Einstufung der Wärmespeicherung als Erdwärmenutzung wäre auch deshalb sinnvoll, weil viele moderne Geothermieanlagen, insbesondere der oberflächennahen und mitteltiefen Geothermie, gleichzeitig sowohl der Erdwärmegewinnung als auch der (saisonalen) Wärmespeicherung dienen. Die dem Erdboden im Winter zu Heizzwecken entnommene Wärmemenge soll im Sommer wieder in den Erdboden eingetragen werden, um einen effizienten Betrieb zu ermöglichen und die Wärmebilanz auszugleichen. Bestenfalls wird der Wärmeeintrag im Sommer gleichzeitig zum Zwecke der Kühlung von Gebäuden oder Anlagen genutzt. Die Gewinnung natürlicher Wärme, die Kühlung und die Speicherung von Wärme sind damit in einer einheitlich betriebenen Anlage untrennbar miteinander verbunden.

Die aktualisierte 400 m Tiefenregelung nach BBergG erscheint auch im Hinblick auf mögliche kombinierte oder konkurrierende Erdwärmegewinnungen und Wärmespeicher im gleichen Erlaubnisfeld sachgerecht. Allerdings kann sich dadurch das Bedürfnis nach einer Tiefenbegrenzung und separaten Vergabe von Bergbauberechtigungen für verschiedene Nutzungshorizonte (›Stockwerke‹) verschärfen. Denn die Wärmespeicherung findet meist oberhalb einer typischen Tiefengeothermienutzung statt.

In jedem Fall wäre eine klare gesetzliche Regelung hilfreich, ob und inwieweit Wärme- und Kältespeicher dem Bergrecht unterliegen sollen.

Unabhängig davon bleibt auch für die dem Bergrecht unterliegenden Wärme- und Kältespeicher eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich (vgl. oben 8.2).

---

11 Vgl. auch den Verweis auf die ähnliche Definition der VDI-Richtlinie 4640 und des Personenkreises »Tiefe Geothermie« des Bund-Länder-Ausschusses BLA-GEO, wonach als Erdwärme üblicherweise die in Form von Wärme thermisch gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde bezeichnet wird, bei von Hammerstein, in: Kühne/von Hammerstein/Keienburg/Kappes/Wiesendahl, Bundesberggesetz, 3. Aufl. 2023, § 3 Rn. 41.

8.4 Grundstücksrecht

Soweit die Nutzung von Wärmespeichern als Gewinnung eines bergfreien Bodenschatzes einzustufen ist, erstreckt sich das Grundeigentum nicht auf die Nutzung des Untergrundes als Wärmespeicher (§ 3 Abs. 2 Satz 2 BBergG). Das gilt, wenn die Wärmespeicherung als Solegewinnung oder – aus Bohrungen ab 400 m – als Erdwärmegewinnung einzustufen ist (siehe oben 8.3.).
Soweit die Wärmespeicherung keine Gewinnung bergfreier Bodenschätze ist, bleibt die thermische Nutzung des jeweiligen Grundstücks dem jeweiligen Grundstückseigentümer vorbehalten (vgl. § 903 BGB), sofern die Nutzungen nicht in einer solchen Tiefe vorgenommen werden, dass der Eigentümer an der Ausschließung kein Interesse hat (§ 905 BGB), oder das Grundeigentum durch die thermische Nutzung nur unwesentlich beeinträchtigt wird (§ 906 Abs. 1 BGB).
Für oberflächennahe Wärme- und Kältespeicher sind somit Nutzungsrechte der jeweiligen Grundstückseigentümer erforderlich, soweit deren thermische Nutzung den Grundstückseigentümern vorbehalten bleibt. Hier bedarf es einer Abgrenzung, ab welcher thermischen Beeinflussung eine wesentliche Beeinträchtigung vorliegt.
Nach dem in der letzten Legislaturperiode vorgelegten Entwurf eines Geothermie- und Wärmepumpengesetzes soll eine Beeinträchtigung durch eine oberflächennahe Geothermieanlage in der Regel unwesentlich sein, wenn die zugeführte oder entzogene Wärme die Untergrundtemperatur um nicht mehr als sechs Kelvin verändert und eine bestehende oder konkret geplante Nutzung des Grundstücks nicht unmöglich macht oder nicht wesentlich erschwert (§ 7 GeoWGE, Bundestags-Drucksache 20/13092 vom 30.09.2024, S. 10 f.). Diese Regelung war nur für oberflächennahe Geothermieanlagen vorgesehen (§ 2 Nr. 3 GeoWGE) und nicht für Wärmespeicher (§ 2 Nr. 4 GeoWGE). Nach dieser Fassung des Gesetzentwurfs wäre die Übertragbarkeit dieser Abgrenzungsregel auf Wärmespeicher also fraglich. Für Wärmespeicher besteht insoweit ein vergleichbarer Regelungsbedarf wie für oberflächennahe Geothermieanlagen.

8.5 Bauplanungsrecht

Das Bauplanungsrecht spielt bislang in der Regel weder für Wärme- oder Kältespeicher noch für geothermische Anlagen eine Rolle. Im Zuge der Kommunalen Wärmeplanung könnte sich das ändern. So kann das Bauplanungsrecht ein geeignetes Instrument sein, um beispielsweise in einem kommunalen Wärmeplan vorgesehene Flächen für oberflächennahe Wärme- oder Kältespeicher von Beeinträchtigungen durch oberflächennahe Geothermieanlagen freizuhalten. In Flächennutzungsplänen kann die Ausstattung des Gemeindegebietes mit Anlagen zur Speicherung von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien dargestellt werden (§ 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. b BauGB). In Bebauungsplänen können Gebiete festgesetzt werden, in denen bei der Errichtung von baulichen Anlagen bestimmte technische Maßnahmen für die Speicherung von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien getroffen werden müssen (§ 9 Abs. 1 Nr. 23 lit. b BauGB).

Die Bundesregierung hat ferner im Entwurf eines Gesetzes zur Stärkung der integrierten Stadtentwicklung vorgeschlagen, Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie im bauplanungsrechtlichen Außenbereich künftig ausdrücklich zu privilegieren (§ 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGBE gemäß Bundestags-Drucksache 20/13091, S. 21). Hierzu hat der Bundesrat ergänzend die Einführung eines Privilegierungstatbestandes für Wärmespeicher im Sinne des § 3 Abs. 1 Nr. 21 des Wärmeplanungsgesetzes vorgeschlagen (§ 35 Abs. 1 Nr. 10 BauGBE gemäß Bundestags-Drucksache 20/13638, S. 18).

Hier bleibt die weitere Entwicklung der Gesetzeslage abzuwarten. Unabhängig davon können die Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanung bereits jetzt mit Hilfe der bestehenden gesetzlichen Planungsinstrumente des Bauplanungsrechts durch verbindliche Vorgaben abgesichert werden.

8.6 Laufende Forschung

Eine der wichtigsten Herausforderungen, die im Rahmen des PUSH-IT-Projekts untersucht wurden, ist das komplexe Regelungsumfeld für unterirdische thermische Hochtemperatur-Energiespeichertechnologien (HT-UTES). Diese unterscheiden sich von Land zu Land erheblich. PUSH-IT zielt darauf ab, die wichtigsten Vorschriften zu ermitteln und zusammenzustellen, ihre Wirksamkeit zu bewerten und Leitlinien für bewährte Verfahren zur Regulierung dieser Systeme vorzuschlagen. Dies wird dazu beitragen, den Genehmigungsprozess zu straffen und die Einführung von geothermischen Speicherprojekten zu beschleunigen.

PUSH IT arbeitet in sieben Ländern und an sechs Standorten, u.a. in den Niederlanden, Deutschland, Tschechien und dem Vereinigten Königreich. Das Projekt konzentriert sich auf innovative thermische Energiespeichertechnologien, insbesondere HT-UTES in Aquiferen (HT-ATES), Bohrlöchern (HT-BTES) und Bergwerken (HT-MTES). Diese Technologien sind in ganz Europa noch nicht weit verbreitet. In jedem der oben genannten Länder gibt es unterschiedliche Vorschriften für UTES, und da bei der unterirdischen Wärmespeicherung häufig neue Technologien zum Einsatz kommen, werden die Vorschriften noch weiterentwickelt. Die derzeit für HT-UTES geltenden Vorschriften wurden hauptsächlich für geothermische Technologien oder für andere Nutzungen des Untergrunds entwickelt, nicht speziell für HT-UTES. Darüber hinaus sind die langfristigen Auswirkungen der unterirdischen Wärmespeicherung nach wie vor ungewiss, und es sind weitere Betriebserfahrungen erforderlich, um besser zu verstehen, wie diese Systeme geregelt werden sollten.

8.7 Fazit

Die rechtliche Beurteilung von Wärme- und Kältespeichern steckt – wie die Nutzung solcher Speicher – in Deutschland noch in der Anfangsphase. Einiges muss noch angewandt, etabliert, weiterentwickelt und verfeinert werden. Die Anwendbarkeit des Bergrechts auf Wärmespeicher und die Rechte der Grundstückseigentümer zur thermischen Nutzung ihrer Grundstücke müssen gesetzlich näher präzisiert werden. Nur in einem rechtssicheren Rahmen können Behörden schnell und souverän agieren und damit zum Ausbau von geothermischen Wärmespeichern beitragen. Einheitliche und verbindliche Vorgaben wirken sich positiv auf den Investitionswillen von Unternehmen aus, wie die Entwicklung in den Niederlanden gezeigt hat.

Literatur

- Bai M, Wang F, Liu J, Cai W, Wang Z (2022) Discrepancies in using CO_2 or water as heat-carrier fluid on the output temperature of deep coaxial borehole heat exchanger. Energy and Buildings 270. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112299

- Bauer D, Heidemann W, Müller-Steinhagen H (2007) Der Erdwärmesonden-Wärmespeicher in Crailsheim. 17. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein

- Benner M, Mahler B, Mangold D, Schmidt T, Schulz H, Seiwald H, Hahne E (1999) Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht zum BMFT-Vorhaben 0329606C. ITW, Stuttgart

- Benz S (2007) Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie, Berlin

- BINE Informationsdienst (2000) Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude. BINE Projektinfo 13/03, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Bonn

- Birdsell DT, Adams BM, Saar MO (2021) Minimum transmissivity and optimal well spacing and flow rate for high-temperature aquifer thermal energy storage. Applied Energy 289, 116658. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116658

- Bloemendal M, Beernink S, Hartog N (2022) Transition of ATES to HT-ATES: Field monitoring results of thermal impact and well temperature. European Geothermal Congress, Berlin

- Blöcher G, Regenspurg S, Kranz S, Lipus M, Pei L, Norden B, Reinsch T, Henninges J, Siemon R, Orenczuk D, Zeilfelder S, Scheytt T, Saadat A (2024) Best practice for characterization of high temperature-aquifer thermal energy storage (HT-ATES) potential using well tests in Berlin (Germany) as an example. Geothermics, 116, 102830. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102830

- Bockelmann F, Fisch N, Kühl L, Petruschek T, Nüßle F, Albert F, Sanner B (2014) geo:build – Optimierung der Regelstrategien für den Kühlfall von erdgekoppelten Wärmepumpen. DKV-Tagung 2014, Düsseldorf

- Brielmann H, Lueders T, Schreglmann K, Ferraro F, Avramov M, Hammerl V, Blum P, Bayer P, Griebler C (2011) Oberflächennahe Geothermie und ihre potenziellen Auswirkungen auf Grundwasserökosysteme. Grundwasser 16, 77-91

- Cacace M, Jacquey AB (2017) Flexible parallel implicit modelling of coupled thermal-hydraulic-mechanical processes in fractured rocks. Solid Earth 8 (5), 921-941. https://doi.org/10.5194/se-8-921-2017

- Carro A, Carneiro J, Ortiz C, Behnous D, Becerra JA, Chacartegui R (2024) Assessment of carbon dioxide transcritical cycles for electrothermal energy storage with geological storage in salt cavities. Applied Thermal Engineering 255, 124028

- Clauser C (2005) Geothermal Energy. In: Heinloth K (Hrsg) Landolt-Börnstein-Numerical Data and Functional Relationships in Science and Technology, New Series, Vol VIII Energy Technologies, Subvolume 3. Renewable Energies. Springer, Heidelberg

- Daniilidis A, Mindel JE, De Oliveiro Filho F, Guglielmetti L (2022) Techno-economic assessment and operational CO_2 emissions of high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) using demand-driven and subsurface-constrained dimensioning. Energy 249, 123682. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123682

- Dickinson JS, Buik N, Matthews MC, Snijders A (2009) Aquifer thermal energy storage: theoretical and operational analysis. Geotechnique 59(3), 249–260

- Dinkelman D, van Bergen JD (2022) Evaluation of the country-wide potential for high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) in the Netherlands. European Geothermal Congress, 9 S., Berlin

- Doughty C, Hellström G, Tsang CF (1982) A dimensionless parameter approach to the thermal behavior of an aquifer thermal energy storage system. Water Resources Research, 18(3), 571–587. https://doi.org/10.1029/WR018i003p00571

- Emmermann R, Schulz R, Stober I, Wenzel F, Lauterjung J, Bracke R, Henning H-M, Chur C, Müller-Ruhe W, Sass I, Reinicke KM, Knapek E, Krawczyk Ch (2024) Geothermische Technologien in Ballungsräumen. Ein Beitrag zur Wärmewende und zum Klimaschutz. Acatech Studie, München. https://doi.org/10.48669/aca_2024-6

- Esteves AF, Santos FM, Pires JCM (2019) Carbon dioxide as geothermal working fluid: An overview. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 114, 109331

- Farkas MP, Carneiro J, Carro A, Chacartegui R, Schmidt-Hattenberger C (2024) Numerical assessment of subsurface dynamics during operation of the innovative carbon-dioxide-based electro-thermal energy and geological storage system (CEEGS). Der Geothermiekongress, 22. – 24. Oktober, Potsdam

- Farkas MP, Stoikos A, Kyriakides A-S, Tsimpanogiannis IN, Schmidt-Hattenberger C (2025) Preliminary assessment of the feasibility and efficiency of the CO_2-based electrothermal energy and geological storage system. 86th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2. – 5. Juni, Toulouse, Frankreich

- Fleuchaus P, Godschalk B, Stober I, Blum P (2018) Worldwide application of aquifer thermal energy storage – a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94, 861 – 876. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.057

- Fleuchaus P, Schüppler S, Bloemendal M, Guglielmetti L, Opel O, Blum P (2020) Internationaler Überblick über ATES-Anwendungen. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 133, 110153

- Fleuchaus P, Schüppler S, Godschalk B, Bakema G, Blum P (2020) Performance analysis of aquifer thermal energy storage (ATES). Renewable Energy, 146, 1536-1548. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.030

- Fleuchaus P, Schüppler S, Stemmle R, Menberg K, Blum P (2021) Aquiferspeicher in Deutschland. Grundwasser, 26, 123 – 134

- Gao L, Zhao J, An Q, Wang J, Liu X (2017) A review on system performance studies of aquifer thermal energy storage. Energy Procedia, 142, 3537–3545

- Gauthier G (2020) Benchmarking und Verbesserung von Modellen zur Dynamik der Untergrund-Wärmespeicherung, Vergleich dänischer PTES- und BTES-Messungen mit TRNSYS-Modellen. Geothermica ERA NET Cofund Geothermal, 47 S.

- Grab T, Storch T, Groß U (2018) Energetische Nutzung von Grubenwasser aus gefluteten Bergwerken. In: Bauer M, Freeden W, Jacobi H, Neu T (Hrsg) Handbuch Oberflächennahe Geothermie, Kapitel 17. Springer Spektrum, Berlin. https://doi.org/10.1007/978-3-662-50307-2_17

- Griebler C, Brielmann H, Haberer CM, Kaschuba S, Kellermann C, Stumpp C (2016) Auswirkungen der geothermischen Nutzung und Wärmespeicherung auf Grundwasserqualität, Biodiversität und Ökosystemprozesse. Earth Sci, 75, 20

- Guelpa E, Verda V (2019) Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Applied Energy, 252, 113474. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474

- Haehnlein S, Bayer P, Blum P (2010) Internationaler rechtlicher Status der Nutzung Oberflächennaher Geothermie. Renewable and Sustainable Energy Reviews ,14(9), 2611 – 2625. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.069

- Hartmann H von, Beilecke T, Buness H, Musmann P, Schulz R (2015) Seismische Exploration für tiefe Geothermie. Geol. Jahrbuch B 104, 271 S., Hannover

- HEATSTORE Roadmap (2021) Roadmap für flexible Energiesysteme mit unterirdischer thermischer Energiespeicherung bis 2050. GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal

- Heske C, Kohlsch O, Dornstädter J, Heidinger P (2011) Der Enhanced-Geothermal-Response Test als Auslegungsgrundlage und Optimierungstool. bbr, Erdwärmesonderheft „Oberflächennahe Geothermie", 36 – 43

- Hiester U, Jungk V, Canzler W, Poetke D, Ulrich KU, Ludwig F, Schreiber B, Horn A (2022) Umweltverträgliche Nutzung geothermischer Wärmespeicher – Ermittlung und Bewertung thermischer Veränderungen im Grundwasser. Texte 113/2022, Umweltbundesamt

- Jacquey AB, Cacace M (2017) GOLEM, a MOOSE-based application v1.0). Zenodo. https://doi.org/10.5281/zenodo.999401

- Jessop AM, MacDonald JK, Spence H (1995) Clean energy from abandoned mines at Springhill, Nova Scotia. Energy Sources, 17(1), 93 – 106. https://doi.org/10.1080/00908319508946072

- Jägle M, Meixner J, Stober I, Kohl T (2018) Machbarkeitsstudie zur Kopplung solarthermischer Nahwärme mit einem tiefen geothermischen Energiespeicher (GtES) in Baden-Württemberg. Abschlussbericht BWPLUS, Karlsruhe, 97 S.

- Kabus F (2005) Neubrandenburger Aquiferspeicher erstmalig gefüllt. GtE 45, 1 – 4

- Kabus F, Möllmann G, Hoffmann F (2005) Speicherung von Überschusswärme aus dem Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk Neubrandenburg im Aquifer. Fachtagung Geothermische Vereinigung e.V., Landau in der Pfalz

- Kabus F, Richlak U, Beuster H (2012) Aquiferspeicher Neubrandenburg vermittelt zwischen GuD-Kraftwerk und Fernwärmenetz. VDI-Konferenz Thermische Energiespeicher in der Energieversorgung

- Kabus F, Seibt P (1997) Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude im Berliner Spreebogen. 3. Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Rauischholzhausen, IZW-Berichte 2

- Kim J, Lee Y, Yoon WS, Jeon JS, Koo MH, Keehm Y (2010) Numerische Modellierung eines Aquiferspeichersystems. Energy, 35(12), 4955–4965

- Kolo I, Brown CS, Nibbs W, Cai W, Falcone G, Nagel T, Chen C (2024) A comprehensive review of deep borehole heat exchangers (DBHEs): subsurface modelling studies and applications. Geothermal Energy, 12, 19

- Kopp H (1865) Investigations of the specific heat of solid bodies. Philosophical transactions of the royal society, 155, 71–202, London

- Kranz S, Frick S (2013) Energieeffiziente Kälteversorgung mit Aquiferspeichern. Applied Energy, 109, 321–327. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.00

- Krusemark M, Seib L, Ohagen M, Welsch B, Pham TH, Sass I (2025) Impact of borehole path deviations on the efficiency of a medium-deep geothermal storage system: Case study of the SKEWS MD-BTES demo site. In Review

- Köhler S, Kranz S, Huenges E, Albers J, Berkyürek C, Ziegler F, Bartels J, Wolfgramm M, Seibt A, Kabus F, Opel O, Ruck WKL (2006) Wärme- und Kälteversorgung der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen mit Aquiferspeicher, Statusseminar Thermische Energiespeicherung, Freiburg

- Kühne G, von Hammerstein F, Keienburg B, Kappes C, Wiesendahl S (2023) Bundesberggesetz, 3. Auflage, Berlin

- Kürten S (2014) Zur thermischen Nutzung des Untergrunds mit flächigen thermo-aktiven Bauteilen. Dissertation, Fakultät für Bauingenieurwesen, RWTH Aachen

- Lee KS (2010) A review on concepts, applications, and models of aquifer thermal energy storage systems. Energies, 3, 1320–1334. https://doi.org/10.3390/en3061320

- Liu W (2019) The potential of high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) to enhance the techno-economic performance of Dutch district heating systems. International Conference on Applied Energy, 12.–15. August, Västerås, Schweden

- Mands E, Sanner B, Sauer M, Grundmann E, Brehm D (2010) Grundwassergekoppelte Wärmepumpenanlage am Bonner Bogen. bbr, Erdwärmesonderheft „Oberflächennahe Geothermie"

- Mazor E, Nativ R (1992) Hydraulic calculation of groundwater flow velocity and age – examination of the basic premises. Journal of Hydrology, 138, 211 – 222. https://doi.org/10.1016/0022-1694(92)90165-R

- McTigue JD, Farres-Antunez P, Neises T, White A (2020) Supercritical CO_2 heat pumps and power cycles for concentrating solar power. 26th SolarPACES Conference 2020, 28. September – 2. Oktober, online. NREL/CP-5700-77955

- Menberg K, Bayer P, Zosseder K, Rumohr S, Blum P (2013) Urbane Wärmeinseln im Untergrund deutscher Städte. 19. Tagung für Ingenieurgeologie, München

- Neidig P (2022) Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher. Hemmnisse und Lösungsmöglichkeiten aus Sicht des Berg- und Umweltrechts, Berlin

- Nußbicker-Lux J, Müller-Steinhagen H (2010) Solare Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher in Crailsheim. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart

- Oehlert S (2009) Die geothermische Energiezentrale GEOZENT®profi – Geothermische Lösungen für gewerbliche Gebäude. Vortrag Kältenetz Hamburg

- Oppelt L, Grab T, Pose S, Storch T, Fieback T (2021) Mine water geothermal energy as a regenerative energy source – Status quo und Ergebnisse aus fünf Jahren Monitoring. Oil Gas EUROPEAN MAGAZINE,47(1), 15 – 19. https://doi.org/10.19225/2103054

- Oppelt L, Wenzel T, Bleidießel M, Heinrich P, Arab A, Wiedener R, Engelmann C, Chen C, Schenker F, Lotter T, Schneider T, Hellmuth F, Binder M, Nagel T, Grab T, Fieback T, Scheytt T (2025) Seasonal heat storage in partially flooded mines – In-situ investigations at the Freiberg, Saxony, site. Der Geothermiekongress 2024, https://doi.org/10.5281/zenodo.14849344

- Planenergi (2013) Best practice for implementation and operation of large-scale borehole and pit heat thermal storages - Based on Danish Experiences. Report, Danish Energy Agency, Energy Technology Development and Demonstration Programme (EUDP), Esbjerg

- Randolph JB, Saar MO (2011) Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration. Geophysical Research Letters, 38, L10401

- Réhault N, Kalz D, Ohr F, Zehnle S, Haase B, Böhme G, Göbbels A, Ju L (2013) ALDI 2010 – Hocheffizienter Supermarkt mit geothermiegestütztem Kälteverbund. Projektbericht, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

- Rüter H, Kirsch R (2023) Flüssigsalz-Latentwärmespeicher in Salzstrukturen zur bedarfsgerechten Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien. Geothermische Energie 106, 16 – 20

- Sanner B, Kabus F, Seibt P, Bartels J (2005) Underground thermal energy storage for the German Parliament in Berlin: System concept and operational experiences. World Geothermal Congress, Antalya, 8 S.

- Sanner B, Knoblich K (2004) Schlussbericht zum FuE-Vorhaben: Thermische Untergrundspeicherung auf höherem Temperaturniveau – Begleitforschung mit Messprogramm Aquiferspeicher Reichstag, Energy conservation through storage, Annex 12 High Temperature Underground Thermal Energy Storage http://dx.doi.org/10.22029/jlupub-15991

- Sass I, Krusemark M, Seib L, Bossennec C, Pham TH, Schedel M, Weydt L, Buness H, Homuth B (2024) Medium-deep borehole thermal energy storage (MD-BTES): From exploration to district-heating grid connection – insights from SKEWS and PUSH-IT projects. Stanford Geothermal Workshop, 12. – 14.02.2024, Stanford, USA

- Schaberg A (1998) Nutzung von gefluteten Grubenräumen zur Langzeit-Wärmespeicherung – Messtechnische und numerische Untersuchungen. Dissertation, TU Bergakademie Freiberg

- Schmidt T, Müller-Steinhagen H (2005) Erdwärmesonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland. OTTI Profiforum Oberflächennahe Geothermie, 14. – 15. April, Regenstauf, 12 S.

- Schüppler S, Fleuchaus P, Blum P (2019) Techno-ökonomische und ökologische Bewertung eines Aquiferwärmespeichers (ATES) in Deutschland. Geothermal Energy 7, https://doi.org/10.1186/s40517-019-0127-6

- Seib L, Frey M, Bossennec C, Krusemark M, Burschil T, Buness H, Weydt L, Sass I (2024) Assessment of a medium-deep borehole thermal energy storage site in the crystalline basement: A case study of the demo site Lichtwiese Campus, Darmstadt. Geothermics 119, 102933. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2024.102933

- Sibbitt B, McClenahan D (2015) Seasonal borehole thermal energy storage – Guidelines for design & construction. IEA-SHC Tech Sheet 45.B.3.1

- Sommer WT, Doornenbal PJ, Drijver BC, Gaans PFM, Leusbrock I, Grotenhuis JTC, Rijnaarts HHM (2014) Thermal performance and heat transport in aquifer thermal energy storage. Hydrogeology Journal 22, 263–279. https://doi.org/10.1007/s10040-013-1066-0

- Sørensen PA (Hrsg) (2013) Boreholes in Brædstrup – Final Report, Annex 3

- Stemmle R, Blum P, Schüppler S, Fleuchaus P, Limoges M, Bayer P, Menberg K (2021) Environmental impacts of aquifer thermal energy storage (ATES). Renewable and Sustainable Energy Reviews 151, 111560. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111560

- Stemmle R, Hammer V, Blum P, Menberg K (2022) Potential of low-temperature aquifer thermal energy storage (LT-ATES) in Germany. Geothermal Energy 10, 24. https://doi.org/10.1186/s40517-022-00234-2

- Stemmle R et al. (2025) Current research on aquifer thermal energy storage (ATES) in Germany. Grundwasser. https://doi.org/10.1007/s00767-025-00590-3

- Stober I, Bucher K (2025) Geothermie. 4. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-70283-3

- Stober I, Jägle M, Kohl T (2023) Optimierungsszenarien eines tiefen geothermischen Aquiferspeichers im südlichen Oberrheingraben. Geothermal Energy 11, 34. https://doi.org/10.1186/s40517-023-00275-1

- Stricker K, Grimmer JC, Egert R, Bremer J, Gholami Korzani M, Schill E, Kohl T (2020) The potential of depleted oil reservoirs for high-temperature storage systems. Energies 13, 6510. https://doi.org/10.3390/en13246510

- Tafur-Escanta P, Valencia-Chapi R, López-Guillem M, Fierros-Peraza O, Muñoz-Antón J (2022) Electrical energy storage using a supercritical CO_2 heat pump. Energy Reports 8(3), 502–507

- Verein Deutscher Ingenieure (2001) VDI 4640-3 Thermische Nutzung des Untergrundes – Unterirdische thermische Energiespeicher. VDI-Richtlinie, Beuth Verlag, Berlin

- Verein Deutscher Ingenieure (2010) VDI 4640 – 1 Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. VDI-Richtlinie, Beuth Verlag, Berlin

- Verein Deutscher Ingenieure (2015a) VDI 4640-2 Thermische Nutzung des Untergrundes – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. VDI-Richtlinie, Beuth Verlag, Berlin

- Verein Deutscher Ingenieure (2015b) VDI 7000 – Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung bei Industrie- und Infrastrukturprojekten. VDI-Richtlinie, 103 S., Düsseldorf

- Virchow L, Siever-Wenzlaff C, Blöcher G, Alibrandi A, Kallmeyer J, Zimmer M, Wiersberg T, Thielke C, Schleicher A, Regenspurg S (2024) Hydrogeochemische und mikrobielle Charakterisierung eines Karst-Aquifers (Muschelkalk) in Berlin und geochemische Simulation als Hochtemperaturspeicher. Geothermal Energy 12, 32. https://doi.org/10.1186/s40517-024-00309-2

- Wang W, Watanabe N, Wu Y, Xie M, Xu W, Zehner B (2012) OpenGeoSys: An open-source initiative for numerical simulation of thermo-hydro-mechanical/chemical (THM/C) processes in porous media. Environmental Earth Sciences 67, 589–599. https://doi.org/10.1007/s12665-012-1546-x

- Wei HF, Ledoux E, de Marsily G (1990) Regional modelling of groundwater flow and salt and environmental tracer transport in deep aquifers in the Paris Basin. Journal of Hydrology 120(1-4), 341 – 358

- Wesselink M, Liu W, Koornneef J, van den Broek M (2018) Conceptual market potential framework of high-temperature aquifer thermal energy storage – a case study in the Netherlands. Energy 147, 477 – 489

- White M, Vasyliv Y, Beckers K, Martinez M, Balestra P, Parisi C, Augustine C, Bran-Anleu G, Horne R, Pauley L, Bettin G, Marshall T, Bernat A (2024) Numerical investigation of closed-loop geothermal systems in deep geothermal reservoirs. Geothermics 116, 102852

- Wolfgramm M, Rauppach K (2010) Monitoring des geothermischen Tiefenspeichers (Rhät) Neubrandenburg. SGGD 68, 616

- Yang T, Liu W, Kramer GJ, Sun Q (2021) Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 139, 110732. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732

- Zhou D, Li K, Gao H, Tatomir A, Sauter M, Ganzer L (2024) Techno-economic assessment of high-temperature aquifer thermal energy storage system – Insights from a study case in Burgwedel, Germany. Applied Energy 372, 123783. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123783