

Wärmenetz-gekoppelte Speicherung im tiefen Untergrund

Forschungsinfrastrukturen, Speicherpotenziale und Netzintegration



KIT
Prof. Dr. Eva Schill
eva.schill@kit.edu

Dr. Simon Waczowicz
simon.waczowicz@kit.edu

Prof. Dr. Thomas Kohl
thomas.kohl@kit.edu

Kai Stricker
kai.stricker@kit.edu

Fraunhofer IEG
Prof. Dr. Rolf Bracke
rolf.bracke@ieg.fraunhofer.de

GFZ
Prof. Dr. Ingo Sass
ingo.sas@gfz-potsdam.de

UFZ
Dr. Karsten Rink
karsten.rink@ufz.de

Eine klimaneutrale Gesellschaft erfordert Energie-wendekonzepte mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien. Derzeit stammt ein großer Anteil des erneuerbaren Stroms aus fluktuierenden und nicht auf den Bedarf abgestimmten Quellen und benötigt daher große Speicherkapazitäten. Die chemische Speicherung in Batterien ist begrenzt, aber der tiefe Untergrund bietet ausreichend Kapazität zur Speicherung erneuerbaren Gases. Im Jahr 2012 befanden sich 24% des europäischen Gasspeichervolumens, d. h. 23 Mrd. m³, in Deutschland. Davon waren 47% in Kohlenwasserstoffspeichern und weitere 2% in Aquiferen untergebracht [1].

Die mengenmäßig größte Herausforderung bei der Reduzierung der energiebedingten CO₂-Emissionen liegt jedoch mit über 50% im Wärmesektor. In diesem stellt vor allem auch die Diskrepanz zwischen Energieangebot und nachfrage eine weitere zentrale Herausforderung dar und erfordert Energiepuffersysteme mit großer Kapazität [2,3]. Geothermische Energietechnologien ermöglichen sowohl die Wärme-gewinnung als auch die Energiespeicherung. Bereits heute gibt es zahlreiche Speicheranwendungen, insbesondere in oberflächennahen unterirdischen Systemen, die von Warmwasserspeichern über Kiesgruben bis hin zu Erdwärmesonden reichen [4].

Am weitesten verbreitet sind sogenannte BTES-Systeme (Thermische Energiespeicherung im Bohrloch), bei denen in der Regel der Wärmepumpenkreislauf umgekehrt wird, um überschüssige Wärme im geschlossenen Kreislauf über Erdwärmesonden zu speichern [5,6], und ATES-Systeme (Thermische Energiespeicherung im Aquifer), die Wärme speichern und zurückgewinnen, indem sie die hohe Durchlässigkeit der flachen Grundwasserschichten nutzen [2,7]. Diese Systeme sind Stand der Technik und werden in einer Vielzahl von privaten und öffentlichen Gebäuden eingesetzt. Weltweit sind >2800 ATES-Systeme in Betrieb, hauptsächlich in den Niederlanden, die mehr als 2.5 TWh pro Jahr für Heiz- und Kühlzwecke liefern [8,9]. Ihre Betriebstemperaturen liegen typischerweise bei T < 50 °C und

decken damit hauptsächlich den Bedarf in individuellen Privathaushalten ab. Wasserbasierte Fernwärme in urbanen Räumen bzw. industrielle Prozesswärme mit T > 100 °C können über diese Speicher nicht unterstützt werden [10,11].

Die Hochtemperatur-ATES (HT-ATES) werden in tiefen Reservoirs betrieben und greifen somit nicht in die oberflächennahen Grundwasserhorizonte ein. Sie ermöglichen die Verlagerung großer Mengen überschüssiger Wärme in kühlere Winterperioden [12]. Bei einem gemeinsamen Betrieb mit einer tiefen geothermischen Quelle können sie dazu beitragen, dass die Durchflussraten in den einzelnen Bohrungen geringer ausfallen und das tiefe geothermische System mit konstanten Durchflussraten betrieben werden kann. Dadurch können Umweltrisiken (z. B. induzierte Seismizität) vermieden werden. Damit eignen sich HT-ATES insbesondere auch für den urbanen Raum [13,14]. Erste Prototypen mit Speichertemperaturen T > 50 °C sind derzeit in Betrieb bzw. wurden aus unterschiedlichen Gründen wieder eingestellt (► *Tabelle 1*).

Holstenkamp et al. [16] beschreiben die Bedingungen und Erfahrungen der beiden deutschen Systeme im Berliner Reichstag und in Neubrandenburg und betonen den Bedarf an weiterer Forschung.

Der ATES Neubrandenburg zeigte bis 2019 eine sehr gute Leistung. Wie vor dem ATES-Betrieb wird dieses Reservoir derzeit als konventionelles hydrothermales Aquifersystem betrieben. Die Temperatur ist dabei immer noch deutlich höher als die ursprüngliche Grundwasserleitertemperatur. Der Speicher befindet sich noch in der Entnahmephase. Dies wird voraussichtlich bis zur Heizperiode 2023/24 andauern. Der Grund für die Rückkehr zu einer konventionellen hydrothermalen Aquifernutzung ist der geringe Wärmeüberschuss im Sommer.

Der Speicher des Reichstages in Berlin ist prinzipiell betriebsbereit. Aufgrund von Änderungen im Energiemanagement des Gebäudes im Vergleich zur Planung und Auslegung des Speichers kann dieser nicht wie geplant betrieben werden.

Lokation	Speichertemperatur T (°C)	TDSFluid (g/L)	Tiefe (m)	Betriebsjahre
Rostock-Brinkmanshohe (D)	50		13–27	seit 2000
Middenmeer (NL)	92	16	360–383	seit 2021
Reichstag Berlin (D)	6 (60)	29	60 (320)	seit 1999 (–2018)
Neubrandenburg (D)	87	130	1250	2005–2019
Utrecht (NL)	90		220–260	1991–1999
Hooge Burch Zwammerdam (NL)	90		130–150	1998–2009

Tabelle 1

Wärmespeicherung für Temperaturen T > 50°:
Übersicht über Prototypen

Vergleichbar zu den Möglichkeiten der Gasspeicherung in Kohlenwasserstoffreservoirs und Aquiferen, ist eine Hochtemperatur-Wärmespeicherung im Untergrund beispielsweise in „ausgeförderten“ Kohlenwasserstoff-Lagerstätten bzw. in deren wassergesättigten Randbereichen (Aquiferen) möglich [15]. Sticker et al. [15] zeigen, dass in den tertiären Kohlenwasserstofflagerstätten des Oberrheingrabens (ORG) in Abhängigkeit von der Durchlässigkeit der Lagerstätte Volumina von circa 155.000 m³ Wasser bei 140 °C innerhalb von sechs Monaten über Dubletten-systeme injiziert werden können. Dies entspricht einem Speicherpotenzial von etwa 12 GWh_{th}. Der ORG bietet aufgrund seiner relativ hohen Temperaturen von 130–200 °C in relevanten Reservoirtiefen von 2–5 km Tiefen besonders günstige Bedingungen als Wärmequelle für wasserbasierte Netze. Diese

Quellen gehen mit einem hohen Wärmebedarf in diesem dicht besiedelten Gebiet einher. Zusätzlich und als Konsequenz dieser thermischen Anomalien bietet der ORG eine signifikante Anzahl von Kohlenwasserstoff- und Geothermieexploration hat dazu geführt, dass der ORG geowissenschaftlich intensiv untersucht ist. Die zahlreichen „ausgeförderten“ und teilweise noch im Betrieb befindlichen Kohlenwasserstofffelder sind bewährte Speicher, die durch ihre Tiefe, Geometrie und Lagerstätteneigenschaften gut charakterisiert sind [16–18]. Zahlreiche betrieblich bedingte Injektionen von Wasser haben ebenfalls gezeigt, dass induzierte Seismizität und die Umweltauswirkungen während der Förderung minimal sind. Diese natürlichen Speicher können daher ideale Standorte für HT-ATES darstellen.

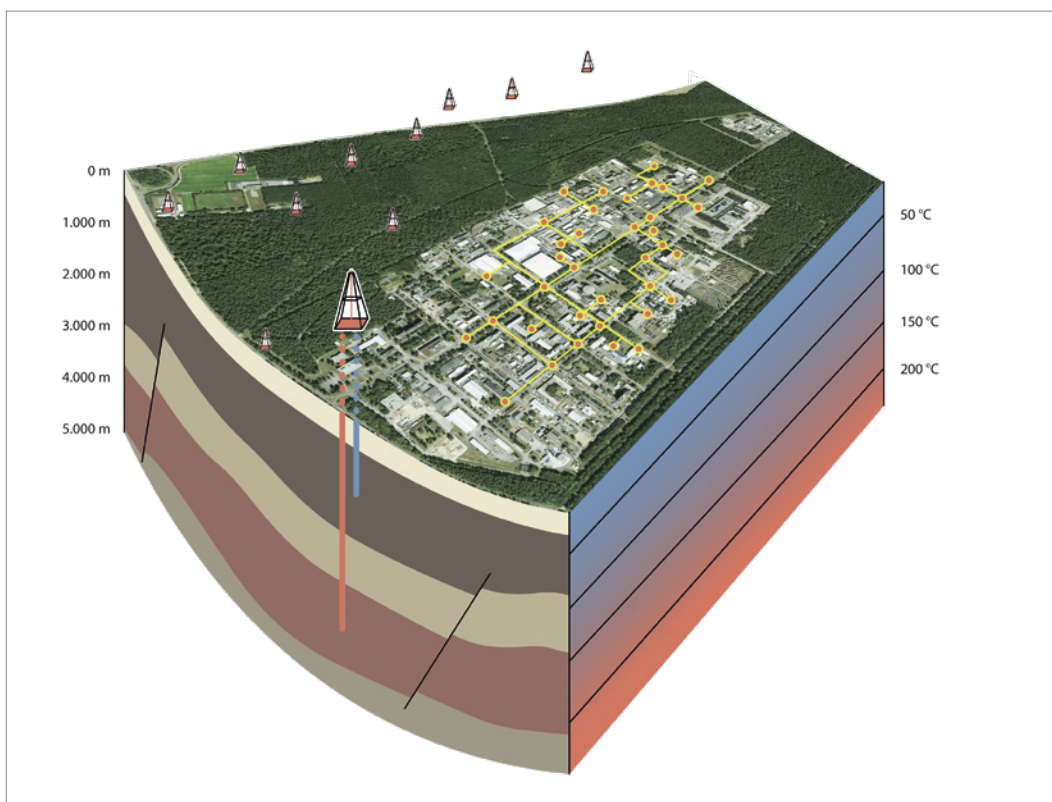


Abbildung 1

Geowissenschaftliche Infrastruktur DeepStor am KIT Campus Nord:

Gesamtkonzept der Bewirtschaftung des tiefen Untergrundes ausgehend vom erprobten natürlichen Speicher des Erdölfeldes Leopoldshafen (kl. Bohrtürme).

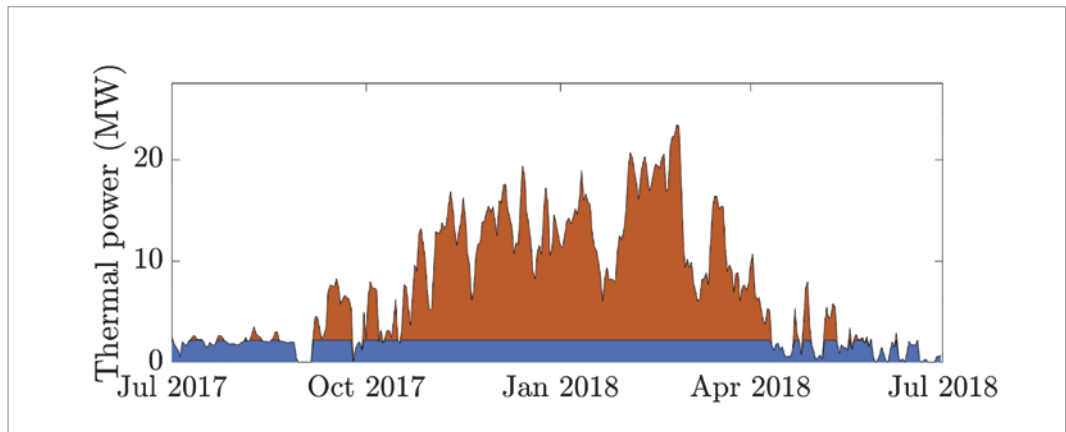
blaue Bohrung: Erschließung des tiefen HT-ATES in ca. 1300 m Tiefe

rote Bohrung: Erschließung des tiefen geothermischen Systems in circa > 3000 m Tiefe zur Wärmeengewinnung.

gelb: das bestehende Wärmenetz des Campus

(Quelle: KIT)

Abbildung 2a
**Simulationsszenario
 – Wärmeversorgung
 durch KWK und Kessel**
 (Quelle: nach Zwickel
 et.al. 2022 [25])

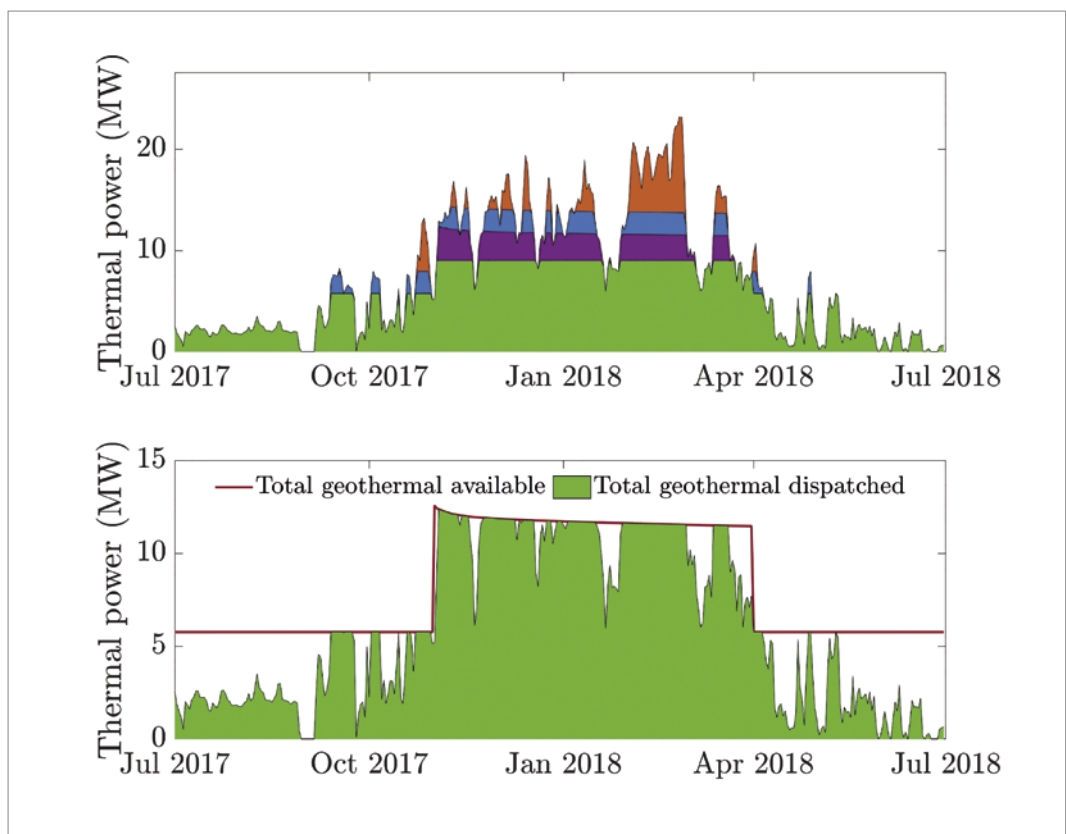


Um die derzeitigen Temperaturgrenzen (► *Tabelle 1*) zu überwinden, wurde die geowissenschaftliche Infrastruktur DeepStor am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) für hydraulische, thermische und chemische Experimente bei Temperaturen von bis zu 140°C konzipiert (► *Abbildung 1*). Diese Experimente werden im wassergesättigten Randbereich des ehemaligen Ölfelds Leopoldshafen durchgeführt. Der Aufbau als skalierbares Multispeichersystem ermöglicht bei erfolgreicher Demonstration in einer zweiten Phase die Erweiterung der Infrastruktur und die Einbindung in das Fernwärmenetz des KIT-Campus mit einer Vorlauftemperatur von 110°C. Erneuerbare Wärmequellen befinden sich in einem tiefen geo-

thermischen System unter dem Campus [19] (► *Abbildung 1*). In der nahe gelegenen Bohrung Leopoldshafen-20 wurden in 3000 m Tiefe Temperaturen von etwa 170°C gemessen. Zusätzlich stehen auf dem KIT-Campus die Bioliq-Anlage [20] und das Niedertemperaturkraftwerk MoNiKa [21] als Wärmequellen zur Verfügung.

Eine Risikobewertung zeigt zwei dominierende technische Risiken für HT-ATES-Systeme. Das Explorationsrisiko und das Risiko von Ablagerungen und Verstopfungen werden als "mittel" eingestuft, können aber bei tieferen Lagerstätten (>1000 m) noch höher sein. Für die meisten der aufgegebenen HT-ATES-

Abbildung 2b
**Simulationsszenario
 – Wärmeversorgung
 durch KWK, Kessel,
 Erdwärmanlage und
 HT-ATES mit einer
 Pump-Rate von 10 L/s**
 (Quelle: nach Zwickel
 et.al. 2022 [25])



Standorte waren Scaling (Ausfällungen) und Clogging (Partikelanreicherungen) entscheidende Risiken mit relativ hoher Schwere und Eintrittswahrscheinlichkeit. Für den Bau und den Betrieb eines produktiven Speichersystems ist eine Analyse und Prognose der sich verändernden Geochemie und ihrer Auswirkungen auf die Porosität und Permeabilität des Reservoirs erforderlich. Saisonale Schwankungen in der Produktion, die HT-ATES-Systeme von tiefen geothermischen Produktionsstätten unterscheiden, und die hydrochemische Kinetik in den Reservoirs sind nahezu unerforscht. Verstopfungen wurden auch in einem HT-ATES-System an der TU Delft aufgrund der Ausfällung von Karbonaten bei der Injektion von heißem Wasser in das Reservoir festgestellt [22]. Bei Untersuchungen von HT-ATES-Systemen in den Niederlanden wurde Verstopfung, insbesondere bei hohen Temperaturen, als ein entscheidendes Problem erkannt [23]. Die Auflösung und Ausfällung von Mineralien im Reservoir und in der Oberflächenanlage sowie die Reaktivierung von Tonpartikeln im Reservoir gehören damit zu den kritischsten Herausforderungen bei der Installation und dem Betrieb von DeepStor [24].

Das KIT plant die Umstellung seiner Energieversorgung von fossil auf CO₂-neutral bis 2030. Aufgrund der optimalen geothermischen Bedingungen kann die Geothermie in diesem integrierten strategischen Rahmen die wichtigste Technologie zur Unterstützung der Wärmeerzeugung sein. Derzeit wird die Grundlast der Wärmeversorgung des bestehenden Wärmenetzes der zweiten Generation durch ein Blockheizkraftwerk erzeugt. Die Spitzen des Wärmeverbrauchs werden durch einen mit Erdgas betriebenen Heizkessel abgedeckt. Zusätzlich produzieren mehrere Forschungseinrichtungen überschüssige Wärme und speisen diese unregelmäßig in das Netz ein. Das Netz besteht aus drei Hauptleitungen, der Süd-, Nord- und Zentraleitung, die miteinander verbunden sind und so ein komplexes Maschennetz bilden. Eine Modernisierung des 17 km langen Netzes durch Senkung der Vorlauftemperaturen, die derzeit bei 110 °C und 0.6 MPa liegt, würde außerdem den Austausch der Wärmetauscher in mehr als 300 Gebäuden erfordern, was eine wirtschaftliche Herausforderung darstellt [25].

Erste Explorationsergebnisse zeigen ein hohes Potenzial für die geothermische Wärmeerzeugung entlang zweier großer Störungssysteme in permo-triassischen Sandsteinformationen in etwa 3300 m Tiefe. Thermalwasser mit einer Temperatur von circa 170 °C kann bereits bei moderaten Fließgeschwindigkeiten einen großen Teil des Wärmebedarfs des Campus decken. Die Erfahrung zeigt, dass moderate Fließgeschwin-

digkeiten eine Abschwächung der induzierten Seismizität ermöglichen. Eine große Herausforderung bei der Wärmeversorgung mit Geothermie sind die jahreszeitlichen Verbrauchsunterschiede, die von einer Grundlast von 2 MW im Sommer bis zu Spitzenwerten von mehr als 25 MW im Winter reichen. Zur Überwindung der saisonalen Schwankungen ist der Einsatz eines HT-ATES geplant. Überschüssige geothermische Wärmeproduktion im Sommer kann in ca. 1350 m Tiefe im wassergesättigten Randbereich des ehemaligen Ölfelds gespeichert werden. In diesem System kann im Winter Wasser mit Temperaturen von 120–130 °C produziert werden. Anhand von Simulationen mit optimierter Zeitplanung zeigt sich, dass die Umstellung der Wärmeversorgung von fossil auf Geothermie kombiniert mit einem HT-ATES (► *Abbildung 2*) die CO₂-Emissionen auf bis zu 15.000 t CO₂ pro Jahr reduzieren kann.

Eine derartige Umstellung erfordert nicht nur die Simulation gekoppelter THMC-Prozesse (thermische, hydraulische, mechanische und chemische Prozesse) in den porösen (HT-ATES) und geklüfteten (Tiefengeothermiesystem) Reservoirs, sondern auch die Nutzung von gemessenen Daten für die Modellierung und einen Vergleich mit den erzeugten Simulationsergebnissen.

Visualisierung von Messungen und Simulationen im Kontext mit erhobenen Daten dienen auch der Interaktion mit der Öffentlichkeit und Stakeholdern. Denn neben den oben dargelegten technischen Herausforderungen ist die Akzeptanz beider Systeme (HT-ATES und Tiefengeothermie) eines der größten Hemmnisse in deren Entwicklung. In dieser Hinsicht könnten Gebiete, in denen früher Kohlenwasserstoffe gefördert wurden, sowohl die erforderlichen Lagerstättenbedingungen und das Wissen darüber als auch die lokale Erfahrung mit der risikoarmen Kohlenwasserstoffförderung seit mehr als 50 Jahren bieten.

Aufgrund der umfangreichen Produktionserfahrungen ist zu erwarten, dass der Speicherbetrieb in den weichen, tonreichen Sedimenten des Tertiärgesteins weitgehend aseismisch verläuft. Darüber hinaus ist eine niedrige Durchflussrate – viel niedriger als für die geothermische Stromerzeugung erforderlich – anwendbar, was das seismische Risiko, insbesondere für dicht besiedelte Gebiete, weiter verringert. Ein solches Konzept könnte auch ein perfektes Symbol für den Übergang von der kohlenwasserstoffbasierten Vergangenheit zu den erneuerbaren Energien in der Zukunft symbolisieren.

Fazit

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der tiefe Untergrund enorme Potenziale sowohl für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung [26] als auch für den immer größer werdenden Bedarf an Energiespeichern bietet. HT-ATES könnten dabei in den für eine klimaneutrale Gesellschaft erforderlichen Speicherszenarien eine wichtige Rolle spielen, doch muss diese neue Technologie ihre Machbarkeit unter Beweis stellen und die notwendige öffentliche Akzeptanz finden.

Um diese Potenziale zu nutzen, entwickeln die Mitglieder des Forschungsverbundes Erneuerbare Energie (FVEE) Lösungen zur umweltgerechten Nutzung der Tiefengeothermie sowie der geobasierten energetischen und stofflichen Speicherung.

Notwendige nächste Schritte sind der Ausbau geologischer Porenspeicher für Wärme und energie-relevante Gase im TWh-Bereich sowie ein Markthochlauf geothermischer Technologien. Mit Hilfe von Forschungsbohrungen können neue Speichertechnologien, die ausgeförderte Kohlenwasserstoffspeicher nachhaltig nutzen und so eine kurzfristige Lösung zur heutigen Frage der Energiespeicherung darstellen, entwickelt werden.

Vor dem Hintergrund einer angestrebten Begrenzung des Anstiegs der globalen Mitteltemperatur auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau ist eine Beschleunigung der Entwicklungen in der HT-ATES Technologie dringend notwendig.

Die FVEE Mitglieder streben dazu in den nächsten zwei bis drei Jahren folgende Ziele an:

- 1) Validierung der technischen Machbarkeit von Speichertechnologien in ausgeförderten Kohlenwasserstoffspeichern
- 2) Bewertung und Gewährleistung stabiler Reservoirigenschaften in salinen Aquiferen, um einen zyklischen und sicheren Belade- und Entladebetrieb umsetzen zu können
- 3) Entwicklung geobasierter Lösungen für hydrothermale Aquifere zur Deckung der Grund- und Mittellast in der Wärmeversorgung
- 4) Hochskalierung der Untergrundspeicherung im technischen Maßstab
- 5) Entwicklung von Lösungen im Co-Design mit der Öffentlichkeit und mit einem Citizen Science Projekt

Referenzen

- [1] WEG. Jahresbericht 2012, Zahlen und Fakten Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. 2012. Available online: <https://www.bveg.de/Erdgas/Erdgasspeicher/Speichervolumen-in-Deutschland> (accessed on 18 November 2020).
- [2] Lee, K.S. *Underground Thermal Energy Storage*; Springer: London, UK, 2013; ISBN 978-1-4471-4273-7.
- [3] Li, G. Sensible heat thermal storage energy and exergy performance evaluations. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 53, 897–923, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.006>
- [4] Fleuchaus, P., Godschalk, B., Stober, I., Blum, P. Worldwide application of aquifer thermal energy storage—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018, 94, 861–876, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.057>
- [5] Bär, K., Rühaak, W., Welsch, B., Schulte, D., Homuth, S., Sass, I. Seasonal High Temperature Heat Storage with Medium Deep Borehole Heat Exchangers. *Energy Procedia* 2015, 76, 351–360.
- [6] Rad, F.M.; Fung, A.S. Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage—Review of systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 60, 1550–1561.
- [7] Dickinson, J.S., Buik, N., Matthews, M.C., Snijders, A. Aquifer thermal energy storage: Theoretical and operational analysis. *Géotechnique* 2009, 59, 249–260.
- [8] Van Heekeren, V., Bakema, G. Country Update the Netherlands; World Geothermal Congress: Melbourne, Australia, 2015.
- [9] Fleuchaus, P., Godschalk, B., Stober, I., Blum, P. Worldwide application of aquifer thermal energy storage—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018, 94, 861–876.
- [10] Fraunhofer ISI. Baseline Scenario of the Heating and Cooling Demand in Buildings and Industry in the 14 MSs until 2050. 2017. Available online: https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.3andD3.4.pdf (accessed on 18 November 2020).
- [11] Sayegh, M.A., Jadwiszczak, P., Axcell, B.P., Niemierka, E., Brys, K., Jouhara, H. Heat pump placement, connection and operational modes in European district heating. *Energy Build.* 2018, 166, 122–144.

- [12] Sanner, B., Knoblich, K. Thermische Untergrundspeicherung auf Höherem Temperaturniveau: Begleitforschung mit Messprogramm Aquiferspeicher Reichstag. Schlussbericht zum FuE-Vorhaben 0329809 B; Justus-Liebig-Universität Giessen: Giessen, Germany, 2004.
- [13] Kabus, F., Richlak, U., Wolfgramm, M., Gehrke, D., Beuster, H., Seibt, A. Aquiferspeicherung in Neubrandenburg – Betriebsmonitoring über drei Speicherzyklen. Conf. Proc. Der Geotherm. 2008, 2008, 383–392.
- [14] Holstenkamp, L., Meisel, M., Neidig, P., Opel, O., Steffahn, J., Strodel, N., Lauer, J.J., Vogel, M., Degenhart, H.; Michalzik, D., et al. Interdisciplinary Review of Medium-deep Aquifer Thermal Energy Storage in North Germany. Energy Procedia 2017, 135, 327–336, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.524>.
- [15] Stricker, K.; Grimmer, J.C.; Egert, R.; Bremer, J.; Korzani, M.G.; Schill, E.; Kohl, T. The Potential of Depleted Oil Reservoirs for High-Temperature Storage Systems. Energies 2020, 13, 6510, <https://doi.org/10.3390/en13246510>
- [16] Böcker, J. Petroleum System and Thermal History of the Upper Rhine Graben: Implications from Organic Geochemical Analyses, Oil-Source Rock Correlations and Numerical Modelling. Ph.D Thesis, RWTH Aachen, Aachen, Germany, 2015.
- [17] Grandarowski, G. Possibilités d'injection en Couches Profondes d'événements Industriels. Etude de Quelques Réservoirs Sableux et Gréseux Dans les Formations Tertiaires du Nord. de l'Alsace; Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM): Strasbourg, France, 1971. Energies 2020, 13, 6510 24 of 26
- [18] Bruss, D. Zur Herkunft der Erdöle im Mittleren Oberrheingraben und ihre Bedeutung für die Rekonstruktion der Migrationsgeschichte und der Speichergesteinsdiagenese. Ph.D. Thesis, Forschungszentrum Jülich/Universität Erlangen-Nürnberg: Jülich, Germany, 2000.
- [19] Baillieux, P., Schill, E., Edel, J.-B., Mauri, G. Localization of temperature anomalies in the Upper Rhine Graben: Insights from geophysics and neotectonic activity. Int. Geol. Rev. 2013, 55, 1744–1762, <https://doi.org/10.1080/00206814.2013.794914>
- [20] Dahmen, N., Abeln, J., Eberhard, M., Kolb, T., Leibold, H., Sauer, J., Stapf, D., Zimmerlin, B. The bioliq process for producing synthetic transportation fuels. Wiley Interdisciplinary Rev. Energy Environ. 2016, 6, <https://doi.org/10.1002/wene.236>
- [21] Vetter, C., Wiemer, H.J. Dynamic Simulation of a Supercritical ORC using Low-Temperature Geothermal Heat. In Proceedings of the World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April 2015; 11.
- [22] Hacking, P. The Suitability of a High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage on the TU-Delft Campus. Bachelor's Thesis. Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 2017.
- [23] Jeon, J.-S., Lee, S.-R., Pasquinelli, L., Fabricius, I.L. Sensitivity analysis of recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage with single well. Energy 2015, 90, 1349–1359, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.079>
- [24] Banks, J., Spencer, P., Grimmer, J., Bauer, F., Schill, E. Geochemical Changes Associated with High-Temperature Heat Storage at Intermediate Depth: Thermodynamic Equilibrium Models for the DeepStor Site in the Upper Rhine Graben, Germany. Energies 2021, 14, 6089. <https://doi.org/10.3390/en14196089>
- [25] Zwickel, P., Bauer, F., Schätzler, K., Steiner, U., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V., Schill, E. Integrated concept of local heat transition using geothermal heat production, aquifer storage and optimal scheduling of distribution network. European Geothermal Congress 2022, Berlin, Germany | 17–21 October 2022, www.europeangeothermalcongress.eu
- [26] Bracke, R., Huenges, E., Acksel, D., Amann, F., Bremer, J., Bruhn, D., Budt, M., Bussmann, G., Görke, J.-U., Grün, G., Hahn, F., Hanßke, A., Kohl, T., Kolditz, O., Regenspurg, S., Reinsch, T., Rink, K., Sass, I., Schill, E., Schneider, C., Shao, H., Teza, D., Thien, L., Utri, M., Will, H. ROADMAP TIEFE GEOTHERMIE FÜR DEUTSCHLAND. Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende. <https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792>