



Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland – Teil 2: Potenziale und Produktionsszenarien in Deutschland

Valentin Goldberg¹ · Fabian Nitschke¹ · Tobias Kluge²

Eingegangen: 31. Januar 2022 / Überarbeitet: 25. Juli 2022 / Angenommen: 26. Juli 2022
© Der/die Autor(en) 2022

Zusammenfassung

Die hier vorgestellte Arbeit liefert Hintergrundinformationen, um das Potenzial einer künftigen Lithiumproduktion aus geothermalen Fluiden in Deutschland abzuschätzen. Aus der wachsenden Nachfrage und der bisherigen Abhängigkeit von schlecht diversifizierten Überseequellen lässt sich eine hohe strategische Bedeutung einer möglichen Binnenquelle ableiten. Hinzu kommen ökologische Aspekte, wie CO₂-ärmere und flächenschonendere Lithiumgewinnungsmethoden.

Basierend auf dem Technologievergleich zur direkten Lithiumextraktion aus geothermalen Fluiden und dem heutigen Ausbauzustand der Geothermie in Deutschland und dem französischen Teil des Oberrheingrabens wurden unterschiedliche Szenarien für die extrahierbare Menge an Lithiumkarbonat berechnet. So lässt sich im optimistischsten Szenario unter Berücksichtigung aller zurzeit aktiven Bohrungen eine maximale Produktion von 7200 t/a Lithiumkarbonat-Äquivalent prognostizieren. Damit könnten 5–19% des jährlichen Bedarfs der geplanten deutschen Batteriezellenproduktion gedeckt werden.

Schlüsselparameter für das Prozessdesign sind der nutzbare Volumenanteil des geothermalen Fluids und die Extraktionseffizienz. Die Unsicherheiten in der Ressourcenbewertung bezüglich Größe und Nachhaltigkeit ihrer Bewirtschaftung sind bislang noch beachtlich. Um die großen Potenziale dieser Technologie nutzen zu können, müssen diese zentralen Fragen geklärt werden.

Schlüsselwörter Lithiummarkt · Geothermische Fluide · Potenzialstudie · Förderszenarien · Potenzial in Deutschland · Ressourcenabschätzung

✉ Valentin Goldberg
valentin.goldberg@kit.edu

Fabian Nitschke
fabian.nitschke@kit.edu

Tobias Kluge
tobias.kluge@kit.edu

¹ Institut für Angewandte Geowissenschaften, Professur für Geothermie und Reservoir-Technologie, Karlsruher Institut für Technologie, Adenauerring 20b, 76131 Karlsruhe, Deutschland

² Institut für Angewandte Geowissenschaften, Professur für Geochemie und Lagerstättenkunde, Karlsruher Institut für Technologie, Adenauerring 20b, 76131 Karlsruhe, Deutschland

Challenges and opportunities for lithium extraction from geothermal systems in Germany. Part 2: Potenzial and production scenarios in Germany

Abstract

This study provides background information to estimate the potential of future lithium production from geothermal fluids in Germany. Growing demand and the dependence on poorly diversified overseas sources points towards a high strategic importance of domestic resources. Furthermore, potentially lower CO₂ emissions and reduced areal use during lithium production are additional aspects that need to be considered.

Based on the technology comparison for direct lithium extraction from geothermal fluids and the current state of geothermal energy production in Germany and the French part of the Upper Rhine Graben, different scenarios for the extractable amount of lithium carbonate were considered. In the most optimistic scenario, taking into account all currently active wells, a maximum production of 7200 t/a of lithium carbonate equivalent is expected. This could cover 5–19% of the annual demand of the planned German battery cell production.

Key parameters for the process design are the usable volume fraction of the geothermal fluid and the extraction efficiency. Uncertainties in the resource assessment regarding its size, and the sustainability of its management, are still considerable. To exploit the great potential of this technology, these key issues need to be addressed.

Keywords Lithium market · Geothermal fluids · Potential study · Production scenarios · Potential in Germany · Resource assessment

Einleitung

Der wichtigste Anwendungsbereich für Lithium ist heute die Herstellung von Lithium-Ionen-Akkus (Liu et al. 2019; Schmidt 2017). Den größten Wachstumsmarkt stellt die Verwendung in Elektroautos dar. Hier gewährleisten die niedrigen Entladungsraten, lange Lebenszeiten und vergleichsweise kurze Ladeprozesse eine Konkurrenzfähigkeit zu Verbrennungsmotoren. Für die entsprechenden Reichweiten werden große elektrische Speicherkapazitäten in der Größenordnung von 60–100 kWh benötigt. Daraus resultieren Batteriegrößen von 600–800 kg und Volumina von 0,4–0,6 m³ (Lee et al. 2011; Srinivasan et al. 2008; Xu et al. 2020). Der Anteil reinen Lithiums für diese Speicherkapazität beträgt ca. 10–14 kg (Xu et al. 2020).

Aufgrund der Hinwendung großer Industrienationen, wie China oder Deutschland, zur Elektromobilität, ist mit einem großen Anstieg des Lithiumbedarfs zu rechnen (Adams 2020; Jones et al. 2021; Martin et al. 2017; Meng et al. 2021; Schmidt 2017). Um diesen Bedarf zu decken, werden global Alternativen zum konventionellen Bergbau oder der Lithiumgewinnung aus den Salzen der Salare in Südamerika evaluiert. Ein wichtiges Augenmerk liegt dabei auf umweltverträglicheren Alternativen, um so den Automobilsektor zumindest in Teilen seiner Wertschöpfungskette nachhaltiger zu gestalten. Ein viel diskutierter Ansatz ist die Lithiumgewinnung aus geothermalen Wässern. Eine erfolgreiche Umsetzung einer heimischen Lithiumproduktion aus Geothermalwässern würde Deutschland unabhängiger von globalen Rohstoffmärkten machen und böte die Möglichkeit, globale Preisschwankungen durch längerfristige regionale Lieferverträge zu puffern und Versorgungsschwierigkeiten

abzufedern. Weiterhin könnte eine kombinierte stoffliche und energetische Nutzung eines geothermalen Reservoirs zu einer Symbiose mit positiven wirtschaftlichen Effekten für die Geothermiebranche führen und gleichzeitig die Rohstoffgewinnung nachhaltiger gestalten. Mit der Kombination aus erneuerbarer Energie- und Rohstoffproduktion, ohne großen Flächenbedarf und mit minimaler Umweltbeeinflussung, stellt dies eine große Chance für einen modernen und zukunftsorientierten Umgang mit Ressourcen in Europa und Deutschland dar.

Für die Lithiumextraktion aus Thermalwässern kommen unterschiedliche technische Ansätze in Frage (diese wurden im ersten Teil dieser Studie (Goldberg et al. 2022) verglichen). Die Extraktion ist grundsätzlich möglich und wurde im Labor und mit kleinskaligen Prototypen bewiesen (Battistel et al. 2020; Liu et al. 2019; Ma et al. 2000; Mroczek et al. 2015; Sharma et al. 2016; Wu et al. 2019; Yu et al. 2019; Zandevakili et al. 2014). Für die Integration in einen geothermischen Kraftwerksprozess ergeben sich jedoch unterschiedliche Herausforderungen, die über Langzeittests noch untersucht werden müssen. Besondere Herausforderungen stellen der Chemismus der geothermalen Fluide und die hohen Fließraten, Temperaturen und Drücke in geothermischen Kreisläufen dar, die entsprechende Anforderungen an Extraktionsmittel und Anlagenteile nach sich ziehen. Die im Labor bestimmten Extraktionseffizienzen müssen zudem im kontinuierlichen Anlagenbetrieb getestet und ggf. angepasst werden. Es ist nicht sicher, ob die gleichen Extraktionseffizienzen wie unter Laborbedingungen auch im Industriemaßstab erreicht werden können. In Anbetracht des heutigen Standes der Technik kann entsprechend auch noch keine genaue Aussage über die Extrakti-

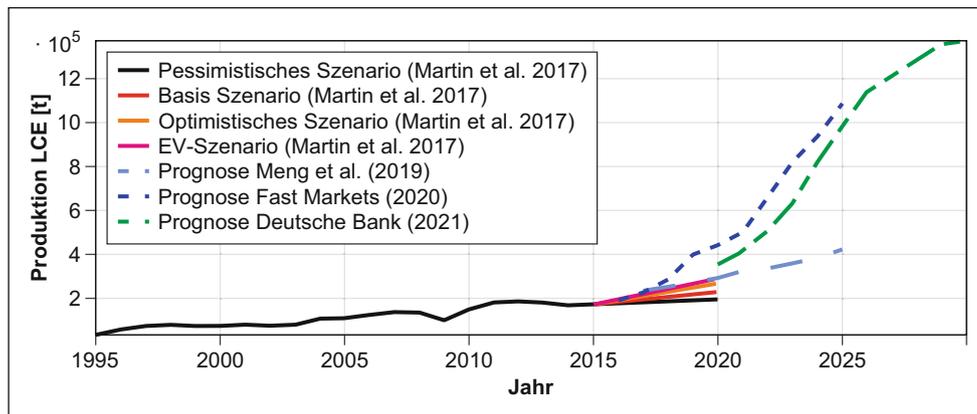


Abb. 1 Globale jährliche Lithiumproduktion als Lithiumkarbonat-Äquivalente (LCE) bis 2015 und Darstellung verschiedener Szenarien bis 2030 (Datenherkunft: Martin et al. 2017; Meng et al. 2021; Adams 2020; Jones et al. 2021). Im Jahr 2020 wurden 420.000t LCE produziert, was frühere Prognosen von 2017 deutlich übertraf

Fig. 1 Global annual lithium production as lithium carbonate equivalents (LCE) since 2015 and predictions of different scenarios until 2030 (data origin: Martin et al. 2017; Meng et al. 2021; Adams 2020; Jones et al. 2021). In 2020, 420,000 t of LCE were produced, significantly exceeding earlier 2017 projections

onskosten gemacht werden. Diese werden stark abhängig von der jeweils verwendeten Technologie sein. Zur Abfederung steigender Lithiumpreise sowie zur Gewährleistung einer heimischen Rohstoffversorgung, können geothermische Reservoirs dennoch potenziell einen Beitrag leisten. Wie groß dieser Beitrag beim aktuellen Stand der Technik sein kann, wird in dieser Studie genauer betrachtet.

Markt und Prognosen

Die Entwicklung der globalen jährlichen Lithiumproduktion, in Abb. 1 als Lithiumkarbonat-Äquivalente (LCE) dargestellt, zeigt in den letzten 25 Jahren einen starken Aufwärtstrend von ca. 40.000t im Jahr 1995 auf 420.000t im Jahr 2020. Bis zum Ende 2021 wurde bereits eine Produktion von 520.000t erwartet. Ein deutlicher Einbruch der Produktion, verursacht durch die Weltwirtschaftskrise, ist für das Jahr 2008 festzustellen. Im Jahr 2010 hatte sich der Markt aber bereits wieder erholt und neue Höchstwerte erreicht (Trading Economics 2022; Hohmann 2021; German Lithium Participation 2021). Die politische Wende hin zur Elektromobilität, wie sie in großen Märkten wie Europa und China der Fall ist, führt seit 2015 zu einem deutlich stärkeren Wachstumsanstieg als in den Jahrzehnten zuvor. In den letzten Jahren nahm der Ausbau der Elektromobilität so stark zu, dass die Prognosen des optimistischen „Electrical Vehicle Scenario“ (EV Szenario) von 2017 und die Prognosen der Szenarien von 2019 allesamt 2021 deutlich übertroffen wurden (Martin et al. 2017; Meng et al. 2021). Hält dieses Wachstum an, so ist eine Verdopplung des Lithiumbedarfs bis 2025 auf ca. 1.000.000t LCE prognostiziert (Adams 2020; DERA 2021a; Jones et al. 2021). Im Vergleich des prognostizierten Bedarfs für 2025 und der im optimistischsten Szenario maximal prognostizierten glo-

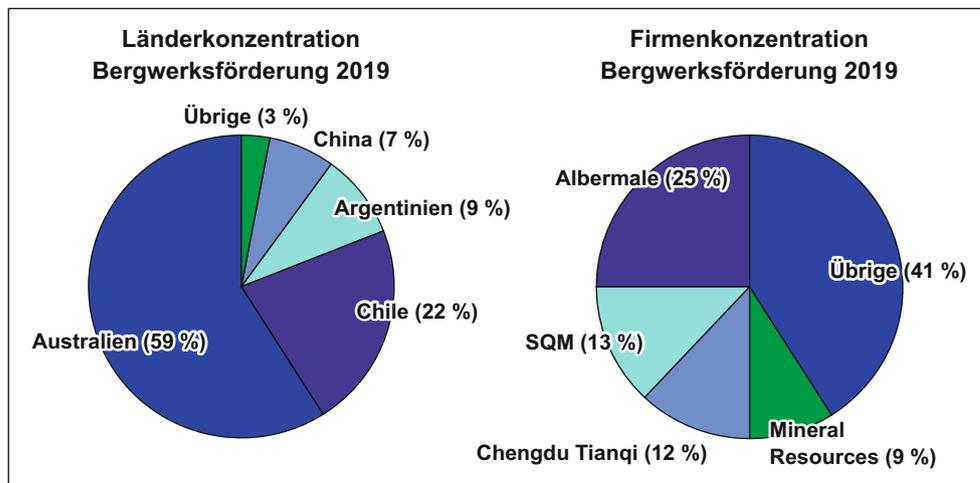
balen Lithiumproduktionskapazität von ca. 640.000t LCE (Schmidt 2017), zeigt sich die reale Gefahr eines globalen Lithiumdefizits von 360.000t LCE im Jahr 2025. Für 2030 wird ein Defizit von bis zu 1.000.000t LCE vorausgesagt (Schmidt 2021).

Die globale Lithiumförderung konzentriert sich im Wesentlichen auf nur drei Länder und vier Firmen (Abb. 2). Der mit Abstand größte Lithiumproduzent ist Australien, wo Lithium bergmännisch aus dem Mineral Spodumen gewonnen und hauptsächlich für den Export nach China produziert wird (DERA 2021a; Schmidt 2021, 2017). Die zweit- und drittgrößten Produzenten sind Chile und Argentinien (DERA 2021a). Hier wird Lithium aus den oberflächennahen Solen der Salare über Evaporation und Fällung gewonnen. Für den europäischen Importbedarf wird eine derart starke Länderkonzentration allgemein kritisch betrachtet, auch weil es keine nennenswerte europäische Produktion gibt. Zwar wird Lithium aufgrund der sicheren und stabilen Herkunftsländer nur ein mittleres Risiko in Bezug auf die Länderkonzentration und das gewichtete Länderrisiko zugeordnet (DERA 2021b), jedoch ist zu beachten, dass eine geologische Verfügbarkeit nicht gleichbedeutend ist mit einer freien Verfügbarkeit für die globale Industrie. So gehen 95% der in Australien gewonnenen Konzentrate aus der Bergwerksförderung nach China und stehen aufgrund langfristiger Lieferverträge weder Europa noch Deutschland als Rohstoff zur Verfügung (DERA 2021a; Schmidt 2021).

Mit dem ab 2022 geplanten Ausbau der Batteriezellenfertigung an neun Standorten in Deutschland, soll jährlich mittelfristig 55GWh Gesamtleistung produziert werden. Bei vollständigem Ausbau soll diese bis zu 215 GWh erreichen. Daraus würde ein jährlicher Lithiumbedarf von 7000–28.000t (entspricht 37.000–149.000t LCE) resultie-

Abb. 2 Länder- und Firmenkonzentrationen der Lithium-Bergwerksförderung weltweit (DERA 2021a)

Fig. 2 Country and company concentrations of lithium mining production worldwide (DERA 2021a)



ren (DERA 2021a). Um diesen Bedarf zu decken, würde Deutschland jährlich 3–15% des global prognostizierten LCE Bedarfs im Jahr 2025 benötigen, ohne aktuell über eine heimische Produktion zu verfügen.

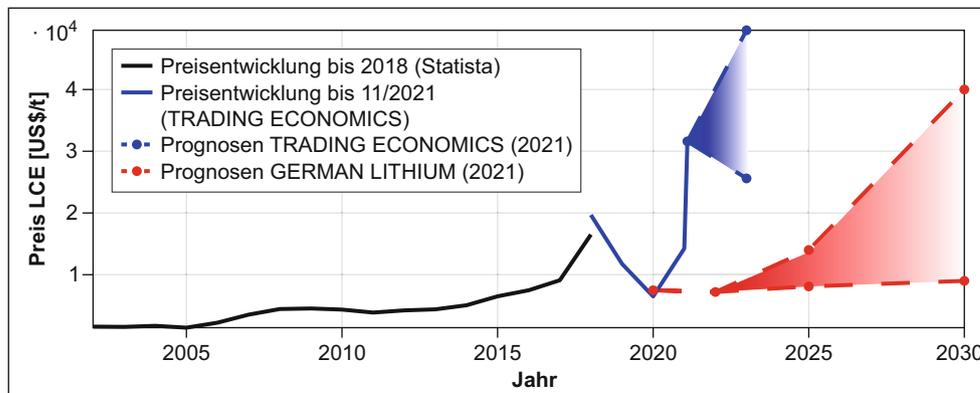
Die Veränderung von Angebot und Nachfrage hatte auch starke Auswirkungen auf die Entwicklung der Lithiumpreise (Abb. 3). Die Produktionskosten sind je nach Lagerstätten- und Abbau-Typ stark unterschiedlich. Auch wenn die Abbaukosten der lithiumhaltigen Erzlagerstätten im Vergleich zum Marktpreis von Lithium gering sind (250–400 US\$/t), liegen die Kosten der Aufbereitung, bis eine Batteriequalität erreicht ist, höher als bei der Gewinnung von Lithiumkarbonat aus Sole (Schmidt 2017). Die Produktionskosten für eine Tonne Lithiumkarbonat in Batteriequalität aus dem Lithiumbergbau mit der höchsten Produktion weltweit (Greenbushes, Australia) betragen ca. 4500 US\$ und liegen damit über den Kosten der Lithiumkarbonatherstellung aus den Salzseen in der Atacamawüste mit 2500–3000 US\$ (Schmidt 2017).

Seit 2002 sind die Preise für Lithiumkarbonat von 1590 US\$/t auf über 30.000 US\$/t im Jahr 2021 gestiegen (Abb. 3). Der durch den starken Preisanstieg zwischen

2016 und 2018 bedingte Ausbau der Produktion vor allem in Australien führte zu einem vorübergehenden Überangebot, das in Kombination mit einer verzögerten Nachfrage zu einem Preisverfall 2020 führte (DERA 2021a). Von diesem Tief hat sich der Lithiumpreis schnell erholt und im 4. Quartal 2021 einen neuen absoluten Höchstwert erreicht. Unterschiedliche Szenarien prognostizieren ein weiteres Wachstum des Lithiummarktes (Adams 2020; Jones et al. 2021; Martin et al. 2017; Meng et al. 2021; Schmidt 2017). In der Studie der Deutschen Rohstoffagentur DERA (Schmidt 2017) wird von einem jährlichen Zuwachs der Nachfrage zwischen 7,3 und 12,8% ausgegangen. Im minimalen Fall (7,3%) ergab sich für das konservative Modell ein Angebotsüberschuss von ca. 23% (109.000t LCE) im Jahr 2025, wodurch ein Anstieg des Preises für Lithiumkarbonat unrealistisch wäre. 2017 wurde für den maximalen Fall von 12,8% Nachfragesteigerung ein Angebotsdefizit von ca. 19% (121.000t LCE) prognostiziert, verbunden mit entsprechenden Preissteigerungen (Schmidt 2017). Da die jüngsten Marktentwicklungen und Prognosen wie beschrieben sogar ein noch größeres Defizit prognostizieren (36% bzw. 360.000t LCE), ist ein weiterer Preisanstieg

Abb. 3 Preisentwicklung für LCE 2000–2021 und Prognosen bis 2030. (Datengrundlage: Hohmann (2021); Trading Economics (2022); German Lithium Participation (2021))

Fig. 3 Price development for LCE from 2000 to 2021 and forecasts up to 2030. (Data basis: Hohmann (2021); Trading Economics (2022); German Lithium Participation (2021))



sehr wahrscheinlich. Für die Preisentwicklung gibt es unterschiedliche Voraussagen (Abb. 3): 2020 wurde eine Preisentwicklung zwischen 8000 und 14.000 US\$/t LCE für 2025 aufgrund der temporär niedrigen Preise prognostiziert (German Lithium Participation 2021). Studien von 2021 sagen dagegen für 2023 Preise zwischen 25.600 und 49.600 US\$/t LCE (Trading Economics 2022) und für 2030 zwischen 9000 und 40.000 US\$/t LCE (German Lithium Participation 2021) voraus und zeigen, basierend auf den aktuellen Werten, eine deutlich drastischere Preissteigerung auf.

Lithium in der Geosphäre

Der Anteil von Lithium in der Erdkruste beträgt $1,8 \cdot 10^{-3}$ Gew.-% (Hans Wedepohl 1995). Vergleichbare Häufigkeiten zeigen die Elemente Niob ($1,9 \cdot 10^{-3}$ Gew.-%), Stickstoff, Gallium ($1,5 \cdot 10^{-3}$ Gew.-%), Scandium ($1,6 \cdot 10^{-3}$ Gew.-%), Kobalt ($2,4 \cdot 10^{-3}$ Gew.-%) oder Blei ($1,5 \cdot 10^{-3}$ Gew.-%) (Hans Wedepohl 1995). Wie alle Alkalimetalle ist Lithium aufgrund des einen freien Valenzelektrons sehr reaktiv. Dadurch kommt es nie elementar vor, sondern stets mineralisch gebunden. Weiterhin hat Lithium die höchste Hydratationsenthalpie der Alkalimetalle und verhält sich hygroskopisch. Der Schmelzpunkt liegt bei $180,5^\circ\text{C}$ und der Siedepunkt bei 1342°C . Weiterhin ist die Dichte mit $0,534\text{ g/cm}^3$ (bei 25°C) sehr gering (Lide 2005). Die elektrochemischen Eigenschaften von Lithium zeigen für die Anwendung in der Elektrotechnik sehr positive Eigenschaften. Das elektrochemische Potenzial ist mit $3,05\text{ V}$ das höchste aller Metalle (vgl. Natrium $2,71\text{ V}$ und Zink $0,76\text{ V}$). Der Ionenradius von Lithium beträgt 60 pm (Li^+), dementsprechend wird es in magmatischen Schmelzen für Ionen mit ähnlichen Radien wie Magnesium oder Aluminium eingebaut (Kavanagh et al. 2018).

Potenzielle hydrothermale Plays zur Lithiumgewinnung in Deutschland

Die Standorte für tiefe Geothermie in Deutschland verteilen sich im Wesentlichen auf drei geologische Großstrukturen: den Oberrheingraben (ORG) als aktives interkontinentales Riftsystem, das Bayrische Molassebecken (BMB) sowie das Norddeutsche Becken (NDB). Sie stellen jeweils sedimentäre Becken über einem kristallinen Grundgebirge dar. Die drei Großstrukturen lassen sich allgemein den nicht-magmatischen Plays zuordnen mit niedrigen bis mittleren Temperaturen von $120\text{--}250^\circ\text{C}$ (Moeck 2014; Sanjuan et al. 2022).

Insgesamt wird in Deutschland Stand 2021 an 42 Standorten Thermalwasser zur energetischen Nutzung aus Tiefen $>400\text{ m}$ produziert (Abb. 4, Geothermische Produktionsdaten aus GeotIS (Agemar et al. 2014a, b)). 30 Anlagen

dienen ausschließlich der Wärmeabgewinnung, an drei Anlagen wird Strom produziert und an neun Standorten werden Wärme und Strom kombiniert genutzt. Insgesamt sind etwa 350 MW Wärmeleistung und 47 MW elektrische Leistung installiert. Die Lithiumkonzentrationen in Tiefenwässern in Deutschland erstrecken sich über einen weiten Bereich von $<2\text{ mg/l}$ bis zu Werten von 400 mg/l (Lüders et al. 2010; Sanjuan et al. 2022; Stober 2014). Für den hohen Konzentrationsbereich erscheint eine Gewinnung bei entsprechender Reservoirgröße lukrativ. Hierbei ist hervorzuheben, dass die Wasserzusammensetzung in Abhängigkeit von lokalen geologischen Gegebenheiten standortspezifisch sehr stark variieren kann, auch innerhalb derselben Großstruktur und bei geografischer Nähe. Das Konzept der Lithiumförderung aus tiefen geothermalen Vorkommen sieht vor, die Ressource analog zur geothermischen Produktion über Tiefbohrungen zu erschließen. Aktuelle Bestrebungen sehen eine Konzentration bestehender Thermalwasserproduktionen vor.

Obwohl in Kohlenwasserstoffbohrungen im Muschelkalk des südwestlichen Molassebeckens vereinzelt sehr hohe Lithiumkonzentrationen gemessen wurden ($>150\text{ mg/l}$) (Stober 2014), zeigen die geothermisch genutzten Wässer des Malm-Aquifers im Bayrischen Molassebecken keine nennenswerten Lithium-Potenziale. Als Produkt der Wechselwirkung meteorischer Wässer mit dem karbonatischen Reservoirgestein sind sie lediglich moderat salinar (ca. $2\text{--}6\text{ g/l}$). Die Wässer enthalten $4\text{--}900\text{ Nml/l}$ Gase. Die häufigsten Gase sind CO_2 ($6\text{--}90\%$), N_2 ($5\text{--}73\%$) und CH_4 ($3\text{--}55\%$) (Mayrhofer et al. 2014).

Die Wässer aus dem ebenfalls sedimentären Norddeutschen Becken sind im Vergleich dazu grundverschieden. Diese (hier beispielhaft durch den Standort Groß Schönebeck beschrieben) zeigen deutlich höhere Lösungsgehalte von teilweise $>300\text{ g/l}$, die sich mutmaßlich durch Evaporation von Meerwasser oder Auflösung von Evaporiten in den sedimentären Einheiten des Rotliegend, in Kombination mit anschließenden Wasser-Gesteinswechselwirkungen in den metallreichen permokarbonischen Vulkaniten entwickelt haben (Regenspurg et al. 2016). Dominante Ionen sind Ca, Na und Cl, die $70\text{--}98\%$ der Gesamtsalinität ausmachen (Regenspurg et al. 2016, 2010). Die Gasphase besteht hauptsächlich aus N_2 und CH_4 und in geringeren Mengen He, CO_2 , H_2 sowie schweren Kohlenwasserstoffen und Ar. Das Gas-Wasser-Volumenverhältnis beträgt dabei $1:1$ bis $1,6:1$ (Regenspurg et al. 2010). Das anaerobe Milieu in Kombination mit den hohen Salzgehalten und der Abwesenheit von Sulfiden bietet hierbei das Potenzial, dass Metalle wie Fe, Cu oder Zn als Chloridkomplexe vorliegen. Dadurch wird deren Löslichkeit im Reservoir erhöht und führt schließlich zu hohen Konzentrationen im Thermalwasser und zu Scalingproblemen bei der geothermischen Energieproduktion (Regenspurg et al. 2015).

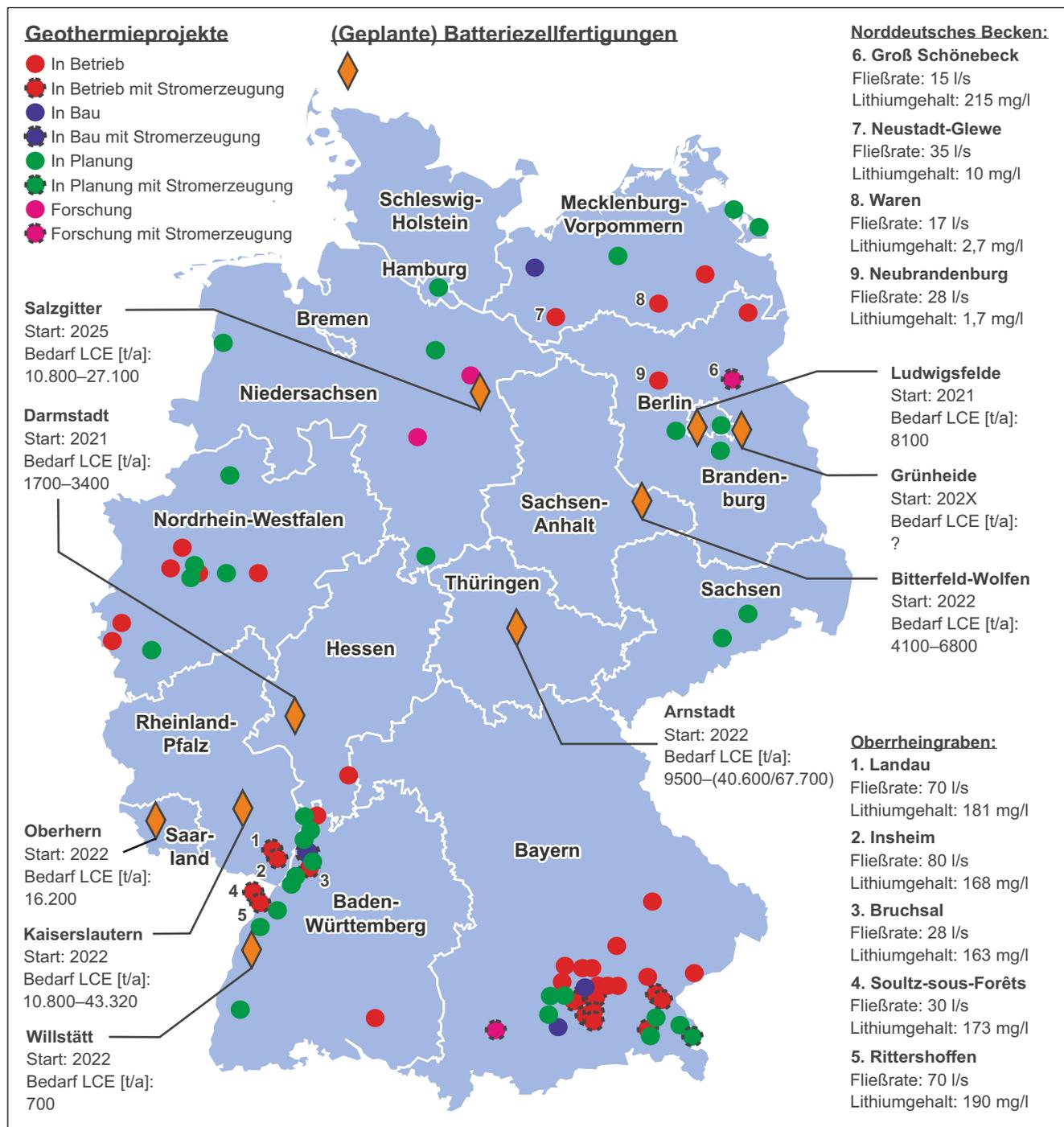


Abb. 4 Geothermiestandorte und geplante Batteriezellfertigungen in Deutschland. Die Karte zeigt die Lithiumgehalte und Fließraten der für die Rohstoffextraktion interessanten Geothermiestandorte sowie den prognostizierten Bedarf der Zellfertigungen. Der Bedarf wurde basierend auf den geplanten jährlichen Kapazitäten berechnet. (Datenquellen: DERA (2021a), Agemar et al. (2014a) (GeotIS), (2014b))

Fig. 4 Geothermal locations and planned battery cell production in Germany. The map shows the lithium content and flow rate of the geothermal sites of interest for raw material extraction as well as the forecast demand for cell production. The demand was calculated based on the planned annual capacities. (Data sources: DERA (2021a), Agemar et al. (2014a) (GeotIS), (2014b))

Die Thermalwasserreservoirare im Oberrheingraben sind durch das Riftsystem beeinflusst, das Subsidenz und Sedimentfüllung ermöglichte und zu einem ausgeprägten Störungsnetzwerk führte. Störungssysteme verbinden unterschiedliche Fluidreservoirare, z. B. Reservoirare des paläozoischen Grundgebirges mit Reservoiraren des mesozoisch-känozoischen Deckgebirges und ggf. Oberflächenwässern (Sanjuan et al. 2016a). Die Salinitäten von bis zu 120 g/l sowie der Wasserchemismus und die Wasserisotopie zeigen für diese Wässer eine sehr komplexe Genese aus unterschiedlichen Fluiden sowie mehreren Evaporations-, Ausfällungs- und Rücklösungsereignissen an. Auch die Verdünnung durch meteorische Wässer spielt in der weiteren Fluidentwicklung eine Rolle. Eine Anreicherung metallischer Ionen erfolgte mutmaßlich durch Wechselwirkung dieser hochsalinaren Wässer bei hohen Temperaturen ($225 \pm 25^\circ\text{C}$) mit den sedimentären Einheiten des Buntsandsteins und dem kristallinen Grundgebirge (Sanjuan et al. 2016a). Diese Wässer werden als Na-Cl-Wässer charakterisiert und sind von hohem Gasgehalt dominiert. Dabei ist CO_2 typischerweise die Hauptkomponente der enthaltenen Gase (80–90 Vol.-%). Untergeordnet befindet sich N_2 (6–10 Vol.-%) und CH_4 (2–7 %) im Fluid. Eine Ausnahme ist Landau mit ca. 48 % N_2 und 44 % CO_2 . Das Gas-Wasser-Verhältnis ist dabei unter Normalbedingungen sehr ähnlich zu dem im Norddeutschen Becken mit bis zu 1,6:1 (Eggeling et al. 2018; Sanjuan et al. 2016a).

Unter Anbetracht der unterschiedlichen geologischen Plays in Deutschland und deren Lithiumkonzentrationsverteilung ergeben sich neue Fragestellungen in Bezug auf Exploration, Ressourcenbewertung und Bewirtschaftung von geothermischen Reservoiraren für eine kombinierte stoffliche und energetische Nutzung. Die Lithiumherkunft und ein Modell zur Fluidgenese sind dabei elementar, jedoch bis heute für Fluide in Deutschland noch Teil aktiver Forschung. Hohe Lithiumkonzentrationen lassen sich nicht alleine durch hohe Temperaturen oder Reservoirtiefen erklären, wie der Vergleich zwischen den Muschelkalk- und Malm-Aquiferen im Molassebecken zeigt (Stober 2014), sondern sind ein Produkt komplexer Evaporations-, Ausfällungs- und Gesteins-Wasser-Wechselwirkungsprozesse (Regenspurg et al. 2016, 2015; Sanjuan et al. 2022, 2016a).

Bei der Betrachtung der Lithiumkonzentration im Thermalwasser relativ zum Reservoirgestein gibt es hilfreiche Erkenntnisse für die Exploration. Experimente zur Gesteins-Wasser-Wechselwirkung zeigen, dass bestimmte Reservoirgesteine des Oberrheingrabens oder des Rotliegend-Sandsteins erhöhte Potenziale für eine Abgabe von Lithium an das Formationswasser haben (Drüppel et al. 2020; Regenspurg et al. 2015). Des Weiteren zeigen die experimentellen Daten bzgl. Fluidwechselwirkungen mit Granit einen signifikanten Zusammenhang zwischen dem

Lösungspotenzial des Lithiums und der Salinität des Fluids (Drüppel et al. 2020).

Zur Genese der lithiumhaltigen Fluide im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken werden drei wesentliche Mechanismen vermutet:

- Initiale Lithiumanreicherung während der Evaporation von Meerwasser. Dieses Fluid verbleibt nach der initialen Phase in der jeweiligen Schicht und wird ggf. durch andere Wässer verdünnt. Eine Lithiumanreicherung wurde bei der Evaporation von Meerwasser in Experimenten beobachtet (z. B. Babel und Schreiber 2014).
- Wechselwirkung des Fluids mit dem entsprechenden Reservoirgestein unter erhöhter Temperatur z. B. mit dem kristallinen Grundgestein oder dem Sandstein der Unteren Trias (Sanjuan et al. 2022). Bei der Wechselwirkung mit dem granitischen Grundgestein kommt es zur Alteration von Schichtsilikaten, insbesondere von Muskovit, Biotit und Chlorit und damit zur Freisetzung von Lithium ins Fluid (Drüppel et al. 2020). Dieses an Lithium angereicherte Fluid verbleibt dann in den entsprechenden Schichten und wird ggf. durch Mischung verdünnt.
- In einem komplexeren Ansatz entsteht ein thermales Mischwasser, das Anteile aus verschiedenen Tiefen und Reservoiraren integriert (Burisch et al. 2018). Endglieder sind Meerwasser, salinare Wässer aus Halitaauflösung und eine meteorische Komponente. Die salinaren Wässer wechselwirken über einen langen Zeitraum (viele 100ka) und bei erhöhten Temperaturen mit dem Reservoirgestein und reichern dabei u. a. Lithium an. Bislang ist nicht bekannt, ob, abgesehen von Granit, triassischen Buntsandstein-, Rotliegend- und Zechsteinlagen auch andere Gesteine und sedimentäre Schichten signifikante Lithiumkonzentrationen aufweisen können.

Methoden

Für eine erste Abschätzung des maximal hypothetisch extrahierbaren Lithiums in deutschen Geothermiekraftwerken (Stand Dezember 2021) wurden standortspezifisch zwei Szenarien betrachtet. Die Szenarien wurden ausschließlich für Geothermiekraftwerke berechnet, deren Lithiumkonzentration im Fluid $> 1 \text{ mg/l}$ ist (siehe Abb. 4). Die Lithiumkonzentrationen $c \left[\frac{\text{mg}}{\text{l}} \right]$ wurden Literaturquellen entnommen (Naumann 2000; Regenspurg et al. 2015; Sanjuan et al. 2016a; Schallenberg 1999). Die Fließraten $Q \left[\frac{\text{l}}{\text{s}} \right]$ der entsprechenden Heiz- bzw. Stromkraftwerke stammen aus Informationen des Deutschen Geothermieverbandes (Dilger et al. 2021) und weiteren Literaturdaten (Egert et al. 2020; Maurer et al. 2020).

Um eine mögliche Rohstoffproduktionskapazität abzuschätzen, ist die reine Betrachtung des Produkts aus Lithi-

umkonzentration im Wasser und der Fließrate eines Geothermiekraftwerks unzureichend. Dies führt in seinen vereinfachten Annahmen zu einer Überschätzung des Potenzials. Um die potenziell extrahierbare Menge des Lithiums aus einer bestehenden Bohrung realistischer abschätzen zu können, wurden folgende reduzierende Faktoren mit einbezogen:

- **Betriebsstunden des Geothermiekraftwerks ($A = \text{Verfügbarkeit [\%]}$):** Die zuverlässigsten Geothermiekraftwerke produzieren 80–95 % der Zeit eines Jahres (Faltlhauser 2016; Uhde 2021). Für manche Standorte mit Scaling- und Korrosionsproblemen infolge einer komplexen Fluidzusammensetzung müssen allerdings zum Teil deutlich geringere Auslastungen angesetzt werden. Als erste Annäherung orientieren wir uns an den Verfügbarkeiten der stromproduzierenden Kraftwerke und nehmen den Wert einer 90 %-igen Verfügbarkeit an.
- **Nutzbarer Teilvolumenstrom q_Q [%]:** In Anlagen mit großem Gewinnungspotenzial im ORG werden Volumenströme von 70–80 l/s produziert (z. B. Dilger et al. 2021). Die Extraktionsmethoden (siehe begleitender Artikel von Goldberg et al. 2022) benötigen eine gewisse Zeit für die effiziente Extraktion und größere Mengen an Extraktionsmitteln in Form von Sorbentia, Lösungsmitteln oder Wasser. Der Platz- und Infrastrukturbedarf steigt mit dem Volumenstrom und muss mit den Bedingungen einer geothermischen Anlage in Einklang gebracht werden. Aus diesem Grund kann eine Extraktion eventuell nur auf einem Teilstrom realisiert werden (Goldberg et al. 2022). Da dieser Abschlag jedoch ohne eine großskalige Demonstration nicht valide zu quantifizieren ist, wurden dennoch 100 % des Volumenstroms angenommen.
- **Lithiumkonzentration über die Zeit:** Die geothermische Nutzung tiefer Fluide basiert in Deutschland auf Dublettsystemen (oder ähnlichen Konfigurationen). Aus Tracertests lässt sich über den Wiedererhalt an manchen Standorten ableiten, dass Teile des Fluids mehrfach gefördert werden (Egert et al. 2020; Sanjuan et al. 2016b). Im Extraktionsbetrieb würde dies zu kontinuierlich abnehmenden Lithiumkonzentrationen im Fluid führen. Da dieser Faktor sehr stark standortabhängig ist und ohne Detailinformationen *a priori* schlecht abgeschätzt werden kann, wurde in erster Annäherung von einer konstanten Lithiumkonzentration ausgegangen.
- **Rohstoffextraktionseffizienz ε [%]:** Für keine Methode ist eine vollständige Extraktion zu erwarten. Bei Laborvalidierungen wurde vielfach bis zu 90 % Lithium aus Wässern extrahiert. Bei der Skalierung und Integration in den Kraftwerksbetrieb sind hier zum Teil hohe Abschläge aus folgenden Gründen zu erwarten: komplexe Fluidzusammensetzung mit konkurrierenden Ionen, zu

kurze Verweilzeiten im Extraktionssystem, hohe Volumenströme, hohe Temperaturen u. a. m. Aus diesen Gründen wurden unterschiedliche Extraktionseffizienzen von 50 % und 90 % für die Berechnung verwendet (Tab. 1). Diese Bandbreite spiegelt die erreichten Extraktionseffizienzen unterschiedlicher Extraktionsmethoden im Labor wider (Goldberg et al. 2022).

Basierend auf den Volumenströmen, den Lithiumkonzentrationen und den reduzierenden Faktoren wurden standortspezifische, hypothetisch gewinnbare Lithiummengen auf Jahresbasis berechnet, die in Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) umgerechnet wurden ($m = \text{Masse Lithium (LCE)} \left[\frac{\text{t}}{\text{a}} \right]$):

$$m = Q \cdot A \cdot c \cdot q_Q \cdot \varepsilon \quad (1)$$

mit

- $m = \text{Masse Lithium [t/a]}$
- $Q = \text{Fließrate [l/s]}$ (Standortabhängig)
- $A = \text{Verfügbarkeit: Annahme 90 \% (329 Tage)}$
- $c = \text{Konzentration Lithium [mg/l]}$ (Standortabhängig)
- $q_Q = \text{Nutzbarer Volumenstrom: Annahme 100 \%}$
- $\varepsilon = \text{Extraktionseffizienz: Annahme 50 und 90 \%}$

Basierend auf diesem Berechnungsansatz wurden für alle Kraftwerke ein 50 % und ein 90 % Extraktionsszenario berechnet (Tab. 1). Zusammen mit den unterschiedlichen Preisprognosen wurde aus Kombination der niedrigsten Prognosen (9000 US\$/t LCE) und dem 50 % Extraktionsszenario ein Worst-Case-Szenario berechnet und aus dem 90 % Extraktionsszenario und der höchsten Preisprognose (50.000 US\$/t LCE) ein Best-Case-Szenario. Hierbei ist jedoch hervorzuheben, dass selbst das Worst-Case-Szenario auf äußerst optimistischen Annahmen basiert – mit einer konstanten Lithiumkonzentration, 90 % Verfügbarkeit und der Verwendung des kompletten Volumenstroms.

Ergebnisse

Potenzial bestehender Kraftwerksanlagen für die Lithiumextraktion

Die hohen Lithiumgehalte in bestimmten Thermalwässern stellen in Kombination mit den großen Wasservolumina in den entsprechenden Reservoirs eine vielversprechende Ressource dar (Abb. 5). Wird die Auswahl auf aktive Standorte des deutschen Teils des ORG und des NDB beschränkt, an denen erhöhte Li-Konzentrationen bekannt sind, dann ergibt sich ein kumuliertes produziertes Volumen von etwa 270 l/s. Unter Berücksichtigung der französischen Anlagen im ORG in Soultz-sous-Forêts und Rittershoffen werden insgesamt 370 l/s an lithiumhaltigen Thermalwäs-

Tab. 1 Lithiumkonzentration im Fluid, produzierter Volumenstrom und theoretisch extrahierbare Lithiummenge für Geothermiekraftwerke im Oberrheingraben und im norddeutschen Becken. Lithiumkonzentrationen stammen aus den Arbeiten von Sanjuan et al. (2016a), Regenspurg et al. (2015), Schallenberg (1999) und Naumann (2000). Die Volumenströme sind den Arbeiten von Dilger et al. (2021), Egert et al. (2020) und Maurer et al. (2020) entnommen. Marktwerte entstammen German Lithium Participation (2021)

Table 1 Lithium concentration in the fluid, produced volumetric flow, and theoretically extractable amount of lithium for geothermal power plants in the Upper Rhine Graben and the North German Basin. Lithium concentrations are from the work of Sanjuan et al. (2016a), Regenspurg et al. (2015), Schallenberg (1999) and Naumann (2000). Volumetric flows are taken from the work of Dilger et al. (2021), Egert et al. (2020), and Maurer et al. (2020)

Geothermiekraftwerk	Li-Konz. im Fluid [mg/l]	Volumenstrom Q [l/s]	Extrahierbare Li-Menge bei Effizienz: 50%/90% LCE [t/a]	Marktwert Worst-Case: 50% Extraktion bei 9000 US\$/t LCE [US\$]	Marktwert Best-Case: 90% Extraktion bei 50.000 US\$/t LCE [US\$]
Bruchsal	163	28	345/620	3.105.000	31.000.000
Insheim	168	80	1015/1826	9.135.000	91.300.000
Landau	181	70	957/1722	8.613.000	88.600.000
Soultz sous Forêts	173	30	392/705	3.528.000	35.250.000
Rittershoffen	190	70	1004/1807	9.036.000	90.350.000
Groß Schönebeck	215	15	243/438	2.187.000	21.900.000
Neustadt-Glewe	10	35	26/48	234.000	2.400.000
Waren	2,7	17	3/6	27.000	300.000
Neubrandenburg	1,8	28	4/7	36.000	350.000
Summe	–	373	3989 / 7229	35.901.000	361.450.000

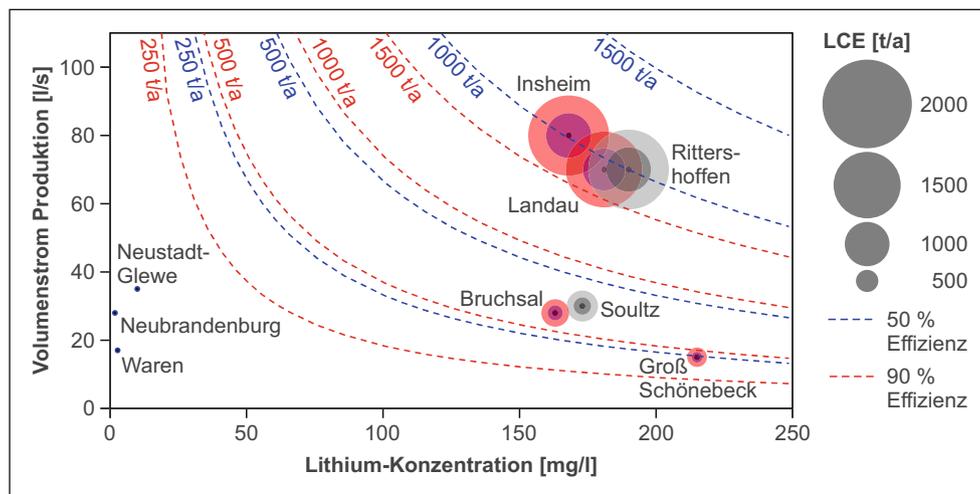


Abb. 5 Theoretisch extrahierbare Menge LCE in Tonnen pro Jahr aus den Geothermieanlagen im Oberrheingraben und dem Norddeutschen Becken für Extraktionseffizienzen von 50% (blau) und 90% (rot). Weitere Annahmen der Potenzialermittlung sind eine konstante Lithiumkonzentration über den Produktionszeitraum, nutzbarer Fluidanteil 100% und eine Verfügbarkeit der geothermischen Produktion zu 90% der Zeit

Fig. 5 Theoretically extractable amount of LCE in tons per year from the geothermal systems in the Upper Rhine Graben and the North German Basin for extraction efficiencies of 50% (blue) and 90% (red). Further assumptions for determining the potential are a constant lithium concentration over the production period, usable fluid content 100%, and the availability of geothermal production at 90% of the time

ern gefördert (Tab. 1). Diese Werte dienen als Grundlage für die Berechnung der Extraktionsszenarien entsprechend Gl. 1.

Für das Geothermiekraftwerk Insheim wurde so abhängig von der Extraktionseffizienz eine maximal extrahierbare Menge LCE von etwa 1000 bis 1800 t/a ermittelt. Ähnliche Mengen ergeben sich für Rittershoffen (1000–1800 t/a)

und Landau (950–1720 t/a). Aufgrund der niedrigeren Volumenströme in Soultz-sous-Forêts und Bruchsal können hier potenziell nur etwa 390 bis 700 t/a beziehungsweise 350 bis 620 t/a extrahiert werden. Am Standort Groß Schönebeck mit der höchsten Lithiumkonzentration (215 mg/l) führt ein hypothetischer Volumenstrom von nur 15 l/s zu einer Lithiummenge von 240 bis 440 t/a. Die drei ande-

ren Standorte in Norddeutschland (Neustadt-Glewe, Waren und Neubrandenburg) weisen Lithiumkonzentrationen zwischen 1 und 10 mg/l auf, die zu extrahierbaren Mengen von jeweils <50 t/a LCE führt.

Bei einem 50 % Effizienzscenario ergäbe sich für alle Standorte, auch unter Berücksichtigung der Standorte im französischen ORG, ein Gesamtproduktionsvolumen von ca. 4000 t LCE pro Jahr (bei 90 % Verfügbarkeit der Geothermiekraftwerke und 100 % Volumenstromnutzung). Das entspräche 3–11 % des Bedarfs für die in Deutschland geplanten Batteriezellfertigungen. Je nach eintretender Preisprognose (9000, 25.600, 50.000 US\$/t LCE) ergibt sich damit ein Marktvolumen von 36, 102 oder 200 Mio. US\$. Bei einer globalen Produktion von 420.000 t LCE im Jahr 2020 (Abb. 1) könnte der Anteil der möglichen extrahierbaren LCE-Menge aus den aufgeführten Geothermiekraftwerken etwa 1 % (2 % bei 90 % Effizienz) zum Weltmarkt beitragen und wäre damit in der gleichen Größenordnung wie aktuell die gesamte europäische Produktion (Kavanagh et al. 2018).

Diskussion

Die berechneten Szenarien zeigen ein global messbares Produktionsvolumen und für Deutschland und Europa einen relevanten Zubau. Zu vermerken ist hier, dass sich die deutsche Industrie im Wandel befindet, von einem Markt, der bislang fertige Batterien einkauft, hin zu einer eigenen Batteriezellfertigung mit entsprechendem Lithiumrohstoffbedarf. Der geplante Ausbau der Zellfertigung steht einer nicht existenten Lithiumförderung und -verarbeitung gegenüber, was eine Abhängigkeit vom globalen Lithiummarkt darstellen wird. Ein schneller Ausbau der möglichen Lithiumgewinnung aus Thermalwässern erscheint allerdings aufgrund der Vorlaufzeiten für den Bau von Geothermiekraftwerken schwierig. Bedingt durch die notwendigen Zeiten für Exploration und Genehmigungsverfahren bis hin zum Bau und dem Betrieb eines Geothermiekraftwerks, beträgt die Vorlaufzeit etwa 5–8 Jahre (Geothermie Unterhaching 2021; Uhde 2021). Für eine heimische Lithiumproduktion ist dieser Ausbau jedoch essenziell, um weitere lithiumreiche Thermalwasserreservoirs zu erschließen. Wie die Ergebnisse zeigen, ist eine hohe Fließrate elementar, um ausreichend große Mengen Lithium fördern zu können. Da bestehende Kraftwerke aufgrund der Reservoirhydraulik ihre Fließraten nur bedingt erhöhen können, stellen neue Tiefbohrungen und Geothermiekraftwerke den größten Hebel für eine relevante Lithiumproduktion aus Thermalwässern in Deutschland dar.

Extraktionsszenarien

Zum aktuellen Stand der Forschung und Technologie obliegen die Abschätzungen noch sehr großen Unsicherheiten und vielen stark vereinfachten Annahmen. Ein großer Faktor für die potenziell extrahierbare Menge an Lithium ist die Verfügbarkeit des Thermalwasserstroms sowie der Anteil des Lithiums, der daraus extrahiert werden kann. Für die Verfügbarkeit der geothermischen Anlagen wurde pauschal ein Wert von 90 % des Jahres zur Berechnung verwendet. Dieser Wert ist hoch angesetzt und orientiert sich an stromproduzierenden Kraftwerken (Faltlhauser 2016; Uhde 2021). Reine geothermische Heizkraftwerke (wie z. B. im Norddeutschen Becken) zeigen häufig aufgrund des saisonalen Wärmebedarfs deutlich geringere Verfügbarkeiten von 30–60 % (Sandrock et al. 2020). Da die Verfügbarkeit des Thermalwasserstroms die Ressourcenverfügbarkeit darstellt und linear in die Berechnungen eingeht, würden die für Heizkraftwerke angegebenen Volllaststunden die produzierbare Lithiummenge in den Szenarien um ein bis zwei Drittel reduzieren, vorausgesetzt, dass die Produktion bei einer kombinierten stofflichen Nutzung nicht umgestellt werden würde.

Ebenso kann eine Extraktionseffizienz nur von den bisherigen Tests im Labor und kleinskaligen Demonstratoren abgeleitet werden. Im Labormaßstab wurden mehrere Methoden erfolgreich validiert mit mehrheitlich guter Effizienz von zum Teil >90 %. Jedoch fehlt bislang die erfolgreiche Skalierung zum industriellen Prozess. Verfügbare Dokumentationen belegen einen Technologie-Reifegrad (TRL) von etwa 3–5 (Battistel et al. 2020; Liu et al. 2019; Ma et al. 2000; Mroczek et al. 2015; Sharma et al. 2016; Wu et al. 2019; Yu et al. 2019; Zandevakili et al. 2014). Die neunstufige Skala des Technologie-Reifegrads wurde von der NASA zur Klassifikation des Entwicklungsstandes neuer Technologien eingeführt (Mankins 2009, 1995). TRL 4–5 beschreiben dabei die Validierung einzelner Anlagenteile und erste Prototypentests. Aus der Kommunikation einzelner Akteure im Oberrheingraben, in denen von Vorort-Demonstratoren berichtet wird, lässt sich ein TRL von 5 ableiten (Eramet 2021; Vulcan Energy Resources 2021). Der nächste Schritt zu einem Demonstrator, der in Sachen Effizienz und Dimensionierung an eine spätere Industrieanlage heranreicht (TRL 6/7), stellt dabei eine ungleich höhere Hürde als alle vorherigen Schritte dar (Mankins 2009; van der Spek et al. 2017; Straub 2015). Die Skalierung einer Anlage benötigt dabei deutlich mehr Details als vorgegangene Prototypen, was meist zu unvorhergesehenen Komplikationen und einem starken Anstieg der Kosten und des Aufwands führt (Mankins 2009; van der Spek et al. 2017; Straub 2015). Die Kosten für diesen Schritt konsumieren im Normalfall das gleiche bis mehr als das doppelte Investment als das Erreichen aller vorherigen Reifegrade.

de zusammen (Mankins 2009; van der Spek et al. 2017). Der anschließende Bau und die Implementierung der ersten richtigen Industrieanlage (TRL 8) benötigt nochmals das 5–10-fache aller vorangegangener Schritte in Abhängigkeit von der Technologie (Mankins 2009; van der Spek et al. 2017). Aufgrund dieser noch fehlenden Entwicklungsschritte lässt sich nach aktuellem Wissenstand noch nicht genau bestimmen, wie groß die Extraktionseffizienz in einem späteren kontinuierlichen Extraktionsbetrieb wirklich sein wird und welche Kosten dafür zu erwarten sind.

Reservoir- und Ressourcenbewertung

Ein wesentlicher Aspekt für eine Investition in die Extraktion werthaltiger Elemente aus Thermalwasser ist das erschließbare Wasservolumen in Kombination mit der Rohstoffkonzentration. Im Gegensatz zum klassischen Bergbau wurden die schematisierten Vorgehensweisen für die Ressourcenbewertung auf salzhaltige Thermalwässer als Rohstoffvorkommen bislang nur selten angewendet. Einschätzungen für die Ressourcengröße bzgl. Thermalwässer wurden z. B. von Vulcan Energy vorgenommen. Für das Lizenzgebiet Ortenau wurde eine Ressourcengröße von 13,2 Mio. Tonnen LCE abgeschätzt (Vulcan Energy 2019), wobei die Güte der Einschätzung der Kategorie mit der höchsten Unsicherheit („inferred resource“) für eine Ressource entspricht. Eine Bewertung erfolgte über eine Klassifikation nach dem Australian Joint Ore Reserves Committee Code (JORC) aus dem Jahr 2012. Eine fundierte Abschätzung der Ressourcengröße eines Thermalwasserreservoirs ist schwierig, da viele reservoirspezifische Parameter zur Bewertung bekannt sein und z. T. noch in laufenden Forschungsprojekten evaluiert werden müssen:

- Volumen des Fluidreservoirs
- Porosität
- Natürliche und künstlich veränderte Permeabilität im Aquifer
- Mögliche Aquitarde und verheilte Klüfte, die die Permeabilität reduzieren oder verhindern
- Klüfte und Störungszonen, die eine Verbindung zu darunter und darüber liegenden Aquiferen darstellen können und einen Austausch zwischen den Schichten ermöglichen
- Details der natürlichen Tiefenzirkulation
- Verbindung des geothermischen Kreislaufs zur Tiefenwasserzirkulation (Welcher Anteil des Thermalwasserreservoirs steht damit in Verbindung? Zu welchem Grade steht die Produktions- und Injektionsbohrung in einem Kurzschlussverhältnis?)
- Herkunft des Lithiums und eine mögliche Wiederanreicherung im Reservoir

Für einen ökonomischen Betrieb einer Extraktionsanlage ist neben der Ressourcengröße auch das zeitliche Verhalten der Fluidchemie von wesentlicher Bedeutung. Besteht ein hydraulischer Kurzschluss zwischen Produktions- und Injektionsbohrung, in dem nach wenigen Wochen reinjizierte Wasservolumina an der Produktionsseite gefördert werden, würde die Lithiumkonzentration bei laufender Extraktion in kurzer Zeit (Wochen oder Monate) abnehmen und die Produktion möglicherweise unwirtschaftlich machen. Eine gute Anbindung an den Thermalwasseraquifer und ein lediglich untergeordneter Anteil an bereits reinjiziertem Wasser an der Produktionsseite, sind somit essenziell. Für den Standort Soultz-Sous-Forêts wurde bereits über Tracer-Tests nachgewiesen, dass 25 % des reinjizierten Wassers nach 90 Tagen an der Produktionsbohrung gefördert werden. Die größte Tracerkonzentration wurde dabei bereits 13 Tage nach der Injektion gemessen (Egert et al. 2020; Sanjuan et al. 2016b). Am Standort Rittershoffen beträgt der Tracer-Wiedererhalt nach 25 Tagen ca. 0,2 % (Sanjuan et al. 2016b). Würde ein komplett lithiumfreies Fluid an der Injektionsbohrung zurück in das Reservoir gepumpt werden (entsprechend 100 % Extraktionseffizienz), würde der angegebene Tracer-Wiedererhalt einer Verdünnung der Lithiumkonzentration in dem angegebenen Zeitraum entsprechen und somit zu einer kontinuierlichen Abnahme der geförderten Lithiummenge über die Zeit führen. Dieser Verdünnungsfaktor würde sich entsprechend negativ auf die produzierbare Lithiummenge übertragen. Zudem müssten die Anlagenparameter kontinuierlich an die sich ändernden Lithiumgehalte angepasst werden, was sich negativ auf die Performance auswirken würde. Die große Spannweite von 0,2–25 % Wiedererhalt des reinjizierten Fluids zeigt dabei, wie standortspezifisch dieser Faktor ist und dass eine Abnahme stark von der Anlagenkonzeption abhängt. Zum Beispiel wurde Soultz-Sous-Forêts ursprünglich als EGS-Anlage (Enhanced/Engineered Geothermal System) konzipiert, was eine design-bedingte höhere Wiedererhaltssrate injizierter Fluide bedingt. Daher kann eine Lithiumpotenzialabschätzung und deren zeitliche Änderung nicht pauschal von einem Standort auf einen anderen übertragen werden.

In diesem Zusammenhang ist der Aspekt einer möglichen „Lithium-Nachlieferung“ in Folge von Wasser-Gesteins-Wechselwirkung im Reservoir ungeklärt. Hierzu gibt es bislang aufgrund fehlender aktiver Extraktion keine In-situ-Erfahrung. Eine Einschätzung ist nur aufgrund von Laborexperimenten und damit verbundenen Simulationen in sehr vereinfachter Weise möglich, da sie die Verhältnisse im Aquifer nicht vollständig widerspiegeln können. In einer Studie von Drüppel et al. (2020) wurde z. B. das Spurenelement-Laugungsverhalten von Graniten bei Exposition in salinaren Fluiden bei 70 °C und bei 200 °C mit 2-molarer NaCl-Lösung untersucht. Bei 70 °C gelangt Lithium u. a. durch die Alteration von Schichtsilikaten wie Biotit, Chlo-

rit und Muskovit ins Fluid. Bei Experimenten bei 200 °C mit Granit und Monzonit hatte die Laugungslösung nach dem 36 Tage dauernden Experiment eine Lithiumkonzentration von 1–2 mg/l. Dieser Wert zeigt an, dass es bei hohen Temperaturen eine Nachlieferung von Lithium aus dem Gestein geben kann. Für eine genauere Betrachtung und eine Abschätzung der Größenordnung in einem Thermalwassersystem müssen die Fließwege und Kontaktzeiten mit dem Reservoirgestein sowie das Gesteins-Wasser-Verhältnis berücksichtigt werden. Mit diesem Ansatz kann dann ggf. die Größenordnung der zu erwartenden Lithiumkonzentration abgeschätzt werden, wenn ein hypothetisch lithiumfreies Fluid nach Injektion für einen ähnlichen Zeitraum durch den Thermalwasseraquifer fließt und danach wieder gefördert wird.

Allgemein bedarf es auch detaillierter Untersuchungen und Modelle für das Verhalten des behandelten Wassers im geothermischen Reservoir, das von Lithium und eventuell weiteren, bei der Extraktion hinderlichen, Ionen befreit ist. Durch eine selektive Extraktion wird das chemische Verhältnis des Thermalwassers zum Reservoirgestein verändert. Bei einer Reinjektion wird sich das Fluid einem neuen chemischen Gleichgewicht durch Gesteins-Wasser-Wechselwirkungen annähern, was zu Mineralausfällungen oder Auflösungen im Thermalwasseraquifer führen und sich entsprechend auf die Nachhaltigkeit der Produktion auswirken kann.

Ein weiterer, nicht unerheblicher Faktor in Bezug auf Gesteins-Wasser-Wechselwirkungen ist die Anwesenheit von Radionukliden in tiefen, hochsalinaren Thermalwässern (Eggeling et al. 2018; Nitschke et al. 2014; Regenspurg et al. 2014; Scheiber et al. 2019). Bei der Lithiumextraktion wird versucht, Lithium sehr selektiv vom Rest des Fluids abzutrennen, wodurch eine Anreicherung von Radionukliden aufgrund ihrer sehr unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften (z. B. deutlich größere Ionenradien der Radionuklide) eher unwahrscheinlich ist. Durch eine Fluidaufkonzentration, Temperaturabsenkung oder Veränderung der Eh-pH-Bedingungen kann aber die Bildung der aus dem Oberrheingraben bekannten Scalingmineralen verstärkt werden. Unter diesen können beispielsweise BaSr-Sulfate und Polymetallsulfide Radionuklide inkorporieren. In den Sulfaten werden ^{226}Ra und ^{228}Ra eingebaut und in die Sulfide ^{210}Pb (Nitschke et al. 2014). Die daraus resultierende Radioaktivität stellt im Anlagenbetrieb aufgrund des fehlenden direkten Kontakts normalerweise keine Gefahr für Mensch oder Umwelt dar. Über die Zeit können sich jedoch die mineralischen Ausfällungen an Rohrwänden oder Filtern anlagern, die nach ihrer Entfernung gesondert entsorgt werden müssen. Zum Beispiel wurden ausgebaute Rohrleitung von Standorten im Oberrheingraben als „Metallabfälle, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind“ (AVV – 1704 09) eingestuft, die durch Einschmelzen von

den Radionukliden gereinigt und recycelt werden konnten (Eggeling et al. 2018). Radionuklide sind deshalb kein direktes Hindernis für die Extraktion, eine aufwändigere Entsorgung von Mineralausfällungen mit möglichen Radionuklidanteilen muss aber bei einer ganzheitlichen wirtschaftlichen Betrachtung mit einbezogen werden.

Schlussfolgerungen

Die weltweite Lithiumnachfrage wird auch weiterhin stark ansteigen. Der Haupttreiber ist der steigende Bedarf an Lithium-Ionen-Hochleistungsspeichern, insbesondere zum Ausbau der E-Mobilität. Dabei wird sich der deutsche Lithiummarkt angesichts der Planungen zum Bau von Batterieproduktionsstätten an mindestens neun heimischen Standorten stark verändern. Der bisherige Import von bereits gefertigten Batterien wird durch einen Rohstoffimport ersetzt werden müssen. Allein die vorgesehene Batterieproduktion würde mit geplanten 37.000–149.000 t LCE bis zu 15 % des globalen Bedarfs im Jahr 2025 erreichen. Im selben Jahr besteht gleichzeitig nach neusten Zahlen die tatsächliche Gefahr eines globalen Lithiumdefizits von 360.000 t LCE (36 % des globalen Bedarfs), die sich aufgrund langfristiger Lieferverträge mit bereits batterieproduzierenden Ländern (China etc.) insbesondere auf neu am Markt teilnehmende Länder auswirken kann.

Bislang ist die Lithiumproduktion schlecht diversifiziert. Mehr als 80 % der gesamten Produktion stammen aus zwei Ländern, Australien und Chile. Daraus lässt sich ein geostrategisches Argument für eine Lithiumgewinnung in Deutschland (oder zumindest innerhalb Europas) ableiten. Hinzu kommt, dass bisher, unabhängig von der Lagerstätte, die Gewinnung mit Umweltbeeinträchtigungen verbunden ist, die durch die langen Transportwege bis zu den Batteriezellfertigungen noch vergrößert werden. Eine heimische Produktion aus geothermalen Fluiden könnte neue Maßstäbe hinsichtlich Minimierung des CO₂-Fußabdrucks und des Umfangs potenzieller Umweltbeeinträchtigungen setzen.

Lithium ist in Deutschland in hohen Konzentrationen in tiefen geothermalen Fluiden vorhanden. Die Konzentrationen an relevanten Standorten im Oberrheingraben liegen zwischen 160 und 190 mg/l. Im Norddeutschen Becken erreichen die Konzentrationen in der Bohrung Groß Schönebeck bis zu 215 mg/l. In Fluiden des Rotliegend wurden vereinzelt sogar knapp 400 mg/l nachgewiesen. Der Zugang zu diesen Vorkommen kann bislang nur durch Tiefbohrungen erfolgen. Die installierte Kapazität der Geothermie könnte auch momentan bereits einen ersten Beitrag leisten, den wachsenden deutschen Lithiumbedarf zu decken. In Deutschland und Frankreich sind an lithiumrelevanten Standorten (ORG und NDB) neun produzierende Tiefbohrungen aktiv. Kumuliert wird hier ein Volumen-

strom von etwa 370 l/s gefördert. Daraus können in einem sehr optimistischen Prognoseszenario (Extraktionseffizienz 90 %, Verfügbarkeit 90 %, konstante Lithiumkonzentration im geothermalen Fluid und einen nutzbaren Fluidanteil von 100 %) maximal 7200 t/a LCE produziert werden. Dies entspricht etwa 5–19 % des jährlichen Bedarfs der geplanten deutschen Batteriezellenproduktion. Es handelt sich hierbei um eine rein theoretische, stark vereinfachte Potenzialabschätzung. Dennoch zeigt sich ein Potenzial für eine verantwortungsvolle, unabhängige Rohstoffproduktion in Deutschland, die gerade bei einer drohenden Lithiumknappheit eine wichtige Rolle spielen kann.

Für die tatsächliche Machbarkeit sind die Extraktionstechnologie sowie eine konstante Lithiumkonzentration neuralgische Punkte. Sollte der Durchbruch zum industriellen Prozess gelingen, müssen für die Umsetzung noch folgende standortspezifische techno-ökonomische Schlüsselfragen geklärt werden, die in der hier durchgeführten, sehr optimistischen Betrachtung, nicht berücksichtigt werden konnten:

- Wie groß ist das Reservoir und wie nachhaltig kann es bewirtschaftet werden?
- Wie verhält sich die Lithiumkonzentration über die Zeit während der Produktion?
- Welche Extraktionsmethode macht aufgrund der Fluidchemie am meisten Sinn?
- Sind die gegenläufigen Schlüsselparameter Extraktionseffizienz und übertägige Fluidverweilzeit am Standort optimierbar? Ist dieses Design in den Anlagenprozess integrierbar?
- Wie groß sind die Volumenströme, die sich aus den verfahrenstechnischen Behandlungen ergeben. Sind diese zu bewältigen? Welcher Materialeinsatz zu welchem Preis ist notwendig?
- Welche Infrastrukturen müssen aufgebaut werden?
- Müssen Betriebsparameter der Anlage (Temperatur, Druck, Volllaststunden) für die Extraktion angepasst werden?
- Wie hoch ist der Energiebedarf?
- Wie entwickelt sich das Scalingpotenzial in allen Anlagenkomponenten durch die Kopplung mit der Lithiumextraktion?
- Welchen Einfluss hat die Extraktion (evtl. mit Vorbehandlung) auf den Chemismus des Fluids? Wie wirkt sich dies auf das Reservoir und die Anlagenkomponenten aus?
- Welche Stoffe werden dem Fluid zugegeben (Inhibitoren, Extraktionsmedien etc.) und entfernt (Rohstoff, Co-Präzipitat, Scaling)? Ist dies mit der rechtlichen Lage vereinbar?
- Welche Stoffe und Mengen fallen zur Entsorgung an?

Aufgrund der Komplexität der Thematik, der herausragenden Bedeutung der zukünftigen Rohstoffversorgung sowie des zunehmenden Interesses der Gesellschaft sollte dieser Prozess weiterhin wissenschaftlich begleitet werden. Eine verstärkte Kooperation zwischen Industrie und Forschung wäre für einen effizienten technologischen Fortschritt sehr konstruktiv.

Danksagung Die Autoren bedanken sich bei der Helmholtz-Gemeinschaft für die Forschungsförderung im Rahmen des Subtopic „Geoenergy“ im MTET (Materials and Technologies for the Energy Transition) Programm des Forschungsbereichs „Energy“. Dem BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) Client II wird für die Förderung im Rahmen des Projekts BrineMine (FKZ: 033R190B) gedankt. Besonderer Dank gebührt außerdem den Professoren für Geothermie und Reservoir-Technologie und Geochemie und Lagerstättenkunde am Institut für Angewandte Geowissenschaften am KIT, geleitet von Prof. Thomas Kohl und Prof. Jochen Kolb, für die Ermöglichung dieser Arbeit sowie für den lebhaften wissenschaftlichen Austausch. Weiterhin wuchs diese Arbeit durch viele fachliche Diskussionen, für die wir uns bei Dr. Joachim Koschikowski, Dr. Daniel Winter, Gerrit Fuelling, Klemens Slunitschek, Rebekka Reich und Michael Schmidt besonders bedanken möchten. Zuletzt gilt auch großer Dank den anonymen Gutachterinnen und Gutachtern sowie den Editoren für die konstruktiven Verbesserungsvorschläge.

Funding Open Access funding enabled and organized by Projekt DEAL.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden.

Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen.

Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Literatur

- Adams, W.: Why there's still time to avoid a lithium supply crunch (2020). <https://insights.fastmarkets.com/why-there-is-still-time-to-avoid-a-lithium-supply-crunch-final/>. Zugegriffen: 31. Januar 2022.
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schuhmacher, S., Schulz, R.: The geothermal information system for Germany—GeotIS. *ZDGG* **165**, 129–144 (2014a). <https://doi.org/10.1127/1860-1804/2014/0060>
- Agemar, T., Weber, J., Schulz, R.: Deep geothermal energy production in Germany. *Energies* **7**, 4397–4416 (2014b)
- Bäbel, M., Schreiber, B.C.: Geochemistry of evaporites and evolution of seawater. In: *Treatise on geochemistry*, Bd. 9, S. 483–560. Elsevier, Amsterdam (2014)

- Battistel, A., Palagonia, M.S., Brogioli, D., La Mantia, F., Trócoli, R.: Electrochemical methods for lithium recovery: a comprehensive and critical review. *Adv. Mater.* (2020). <https://doi.org/10.1002/adma.201905440>
- Burisch, M., Walter, B.F., Gerdes, A., Lanz, M., Markl, G.: Late-stage anhydrite-gypsum-siderite-dolomite-calcite assemblages record the transition from a deep to a shallow hydrothermal system in the Schwarzwald mining district, SW Germany. *Geochim. Cosmochim. Acta* **223**, 259–278 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.gca.2017.12.002>
- DERA: Batterieerostoffe für die Elektromobilität. DERA, Berlin (2021a)
- DERA: DERA-Rohstoffliste 2021. DERA Rohstoffinformationen, Bd. 49. DERA, Berlin (2021b)
- Dilger, G., Deinhardt, A., Reimer, D., Link, K., Zwicklhuber, K., Götzl, G.: Tiefe Geothermie-Projekte in Deutschland 2021/2022. *Geotherm. Ènerg.* **30**(100), ISSN 0948-6615, (2021)
- Drüppel, K., Stober, I., Grimmer, J.C., Mertz-Kraus, R.: Experimental alteration of granitic rocks: implications for the evolution of geothermal brines in the Upper Rhine Graben, Germany. *Geothermics* **88**, 101903 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101903>
- Egert, R., Gholami Korzani, M., Held, S., Kohl, T.: Implications on large-scale flow of the fractured EGS reservoir Soultz inferred from hydraulic data and tracer experiments. *Geothermics* (2020). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101749>
- Egging, L., Herr, K., Goldberg, V., Siefert, D., Köhler, J., Köbel, T., Reith, S.: Schlussbericht zum Verbundprojekt ANEMONA. Anlagenmonitoring als Schlüsseltechnologie für den erfolgreichen Betrieb von Geothermiekraftwerken in Deutschland. Technische Informationsbibliothek (TIB), Hannover (2018)
- Eramet: Eramet (2021). <https://www.eramet.com/en/eramet-and-electricite-de-strasbourg-announce-success-first-pilot-test-extract-lithium-geothermal>, Zugegriffen: 31. Jan. 2022
- Fallthäuser, M.: Zahlen und Fakten zur Stromversorgung in Deutschland 2016. Wirtschaftsbeirat Bayern, München (2016)
- Geothermie Unterhaching: Meilensteine: Geothermie Unterhaching (2021). https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_historie.html, Zugegriffen: 15. Juli 2022
- Goldberg, V., Kluge, T., Nitschke, F.: Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien. *Grundwasser*. <https://doi.org/10.1007/s00767-022-00522-5>, (2022)
- Hans Wedepohl, K.: The composition of the continental crust. *Geochim. Cosmochim. Acta* **59**, 1217–1232 (1995). [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00038-2](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00038-2)
- Hohmann, M.: Durchschnittlicher Preis von Lithiumcarbonat weltweit in den Jahren von 2002 bis 2018 (in US-Dollar je Tonne) (2021). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/979746/umfrage/durchschnittlicher-preis-von-lithium-weltweit/>. Zugegriffen: 31. Januar 2022
- Jones, D., Blanchard, C., Templeman, L., Fitzpatrick, L.: Is lithium a „green“ alternative ? (2021). https://www.dbresearch.com/PROD/RPS_EN-PROD/PROD000000000518496/Q%26A_series%3A_Is_lithium_a_‘green_‘_alternative%3F.pdf?undefined&reload=NfunTjMdzVdyuNFxqz3sEw9wumftGRGj5ktGV2dFcWO~6dsE0AWj62WZeRSLfc8. Zugegriffen: 31. Jan. 2022
- Kavanagh, L., Keohane, J., Garcia Cabellos, G., Lloyd, A., Cleary, J.: Global lithium sources—industrial use and future in the electric vehicle industry: a review. *Resources* **7**, 57 (2018). <https://doi.org/10.3390/resources7030057>
- Lee, J.-S., Kim, T.S., Cao, R., Choi, N.-S., Liu, M., Lee, K.T., Cho, J.: Metal-air batteries with high energy density: Li-Air versus Zn-Air. *Adv. Energy Mater.* **1**, 34–50 (2011). <https://doi.org/10.1002/aenm.201000010>
- Lide, D.R.: CRC handbook of chemistry and physics. CRC Press, Boca Raton (2005)
- German Lithium Participation: Reale Preisentwicklung und prognostizierter Preistrend für battery grade Lithiumcarbonat (2021). <https://germanlithium.com/preisentwicklung-lithium/>, Zugegriffen: 31. Jan. 2022
- Liu, G., Zhao, Z., Ghahreman, A.: Novel approaches for lithium extraction from salt-lake brines: a review. *Hydrometallurgy* **187**, 81–100 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2019.05.005>
- Lüders, V., Plessen, B., Romer, R.L., Weise, S.M., Banks, D.A., Hoth, P., Dulski, P., Schettler, G.: Chemistry and isotopic composition of Rotliegend and Upper Carboniferous formation waters from the North German Basin. *Chem. Geol.* **276**, 198–208 (2010). <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2010.06.006>
- Ma, P., Chen, X.D., Hossain, M.M.: Lithium extraction from a multicomponent mixture using supported liquid membranes. *Sep. Sci. Technol.* **35**, 2513–2533 (2000). <https://doi.org/10.1081/SS-100102353>
- Mankins, J.C.: Technology readiness levels: a white paper (1995). <http://www.hq.nasa.gov/office/codeq/trl/trl>. Zugegriffen: 31.01. 2022
- Mankins, J.C.: Technology readiness assessments: a retrospective. *Acta Astronaut.* **65**, 1216–1223 (2009). <https://doi.org/10.1016/j.actaastro.2009.03.058>
- Martin, G., Rentsch, L., Höck, M., Bertau, M.: Lithium market research—global supply, future demand and price development. *Energy Storage Mater* **6**, 171–179 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2016.11.004>
- Maurer, V., Gaucher, E., Grunberg, M., Koepke, R., Pestourie, R., Cuenot, N.: Seismicity induced during the development of the Rittershoffen geothermal field, France. *Geotherm. Energy* (2020). <https://doi.org/10.1186/s40517-020-0155-2>
- Mayrhofer, C., Niessner, R., Baumann, T.: Hydrochemistry and hydrogen sulfide generating processes in the Malm aquifer, Bavarian Molasse Basin, Germany. *Hydrogeol J* **22**, 151–162 (2014). <https://doi.org/10.1007/s10040-013-1064-2>
- Meng, F., McNeice, J., Zadeh, S.S., Ghahreman, A.: Review of lithium production and recovery from minerals, brines, and lithium-ion batteries. *Miner. Process. Extr. Met. Rev.* **42**, 123–141 (2021). <https://doi.org/10.1080/08827508.2019.1668387>
- Moeck, I.S.: Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **37**, 867–882 (2014). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.032>
- Mroczek, E., Dedual, G., Graham, D., Bacon, L.: Lithium extraction from Wairakei geothermal fluid using electrodialysis. *Proc. World Geotherm. Congr.* **6**(2015), 1–6 (2015)
- Naumann, D.: Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland – Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen. *Sci. Tech. Rep.*, Bd. STR00 / 21. GeoForschungsZentrum Potsdam, Potsdam (2000)
- Nitschke, F., Scheiber, J., Kramar, U., Neumann, T.: Formation of alternating layered Ba-Sr-sulfate and Pb-sulfide scaling in the geothermal plant of Soultz-sous-Forêts. *J. Miner. Geochem.* **191**, 145–156 (2014). <https://doi.org/10.1127/0077-7757/2014/0253>
- Regenspurg, S., Wiersberg, T., Brandt, W., Huenges, E., Saadat, A., Schmidt, K., Zimmermann, G.: Geochemical properties of saline geothermal fluids from the in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck (Germany). *Geochemistry* **70**(Supplement 3), 3–12 (2010). <https://doi.org/10.1016/j.chemer.2010.05.002>
- Regenspurg, S., Dilling, J., Mielcarek, J., Korte, F., Schkade, U.K.: Naturally occurring radionuclides and their geochemical interactions at a geothermal site in the North German Basin. *Environ Earth Sci* **72**, 4131–4140 (2014). <https://doi.org/10.1007/s12665-014-3306-6>
- Regenspurg, S., Milsch, H., Schaper, J.: Copper in geothermal brine: origin, reactions, risks, and chances. *World Geotherm. Congr.* **2015**, (2015)
- Regenspurg, S., Feldbusch, E., Norden, B., Tichomirowa, M.: Fluid-rock interactions in a geothermal Rotliegend/Permo-Carboni-

- ferous reservoir (North German Basin). *Appl. Geochem.* **69**, 12–27 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2016.03.010>
- Sandrock, M., Maaß, C., Weiselder, S., Westholm, H., Schulz, W., Löschan, G., Bausch, C., Kreuter, H., Reyer, D., Mangold, D., Riegger, M., Köhler, C.: Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefeingeothermischer Ressourcen – Abschlussbericht 31/2020. Umweltbundesamt, Dessau (2020)
- Sanjuan, B., Millot, R., Innocent, C., Dezayes, C., Scheiber, J., Brach, M.: Major geochemical characteristics of geothermal brines from the Upper Rhine Graben granitic basement with constraints on temperature and circulation. *Chem. Geol.* **428**, 27–47 (2016a). <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.02.021>
- Sanjuan, B., Scheiber, J., Gal, F., Touzelet, S., Genter, A., Villadangos, G.: Inter-well chemical tracer testing at the Rittershoffen geothermal site (Alsace, France). *Eur. Geotherm. Congr.*, S. 19–24 (2016b)
- Sanjuan, B., Gourcerol, B., Millot, R., Rettenmaier, D., Jeandel, E., Rombaut, A.: Lithium-rich geothermal brines in Europe: an update about geochemical characteristics and implications for potential Li resources. *Geothermics* (2022). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102385>
- Schallenberg, K.: Das Geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996 (1999)
- Scheiber, J., Hettkamp, T., Schindler, M., Wahl, G., Baumgärtner, J.: Schlussbericht Verbundvorhaben Sulfidinhibition und Deponierbarkeit (SUBITO): Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen durch Inhibition natürlich belasteter Ablagerungen (2019)
- Schmidt, M.: Rohstoffrisikobewertung – Lithium. Rohstoffinformationen, Bd. 33. DERA, Berlin (2017)
- Schmidt, M.: Raw material requirements for lithium-ion batteries and hydrogen electrolysis—supply risks for Europe as an industrial location? Ulm Electrochemical Talks, Ulm (2021)
- Sharma, A.D., Patil, N.D., Patwardhan, A.W., Moorthy, R.K., Ghosh, P.K.: Synergistic interplay between D2EHPA and TBP towards the extraction of lithium using hollow fiber supported liquid membrane. *Sep. Sci. Technol.* **51**, 2242–2254 (2016). <https://doi.org/10.1080/01496395.2016.1202280>
- van der Spek, M., Ramirez, A., Faaij, A.: Challenges and uncertainties of ex ante techno-economic analysis of low TRL CO₂ capture technology: lessons from a case study of an NGCC with exhaust gas recycle and electric swing adsorption. *Appl. Energy* **208**, 920–934 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.058>
- Srinivasan, V., Hafemeister, D., Levi, B., Levine, M., Schwartz, P.: Batteries for vehicular applications. In: AIP conference proceedings, S. 283–296. (2008)
- Stober, I.: Hydrochemical properties of deep carbonate aquifers in the SW German Molasse basin. *Geotherm. Energy* (2014). <https://doi.org/10.1186/s40517-014-0013-1>
- Straub, J.: In search of technology readiness level (TRL) 10. *Aerosp. Sci. Technol.* **46**, 312–320 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.ast.2015.07.007>
- Trading Economics: Lithium (2022). <https://tradingeconomics.com/commodity/lithium>, Zugegriffen: 31. Jan. 2022
- Uhde, J.: Welcome to the geothermal power plant Insheim. In: 9th European geothermal workshop (2021)
- Vulcan Energy Resources: Vulcan energy resources ASX announcement (4 December 2019), Largest JORC Lithium Resource in Europe Vulcan Zero Carbon Lithium™ Project. <https://www.investi.com.au/api/announcements/vul/269c4f08-99d.pdf>. Zugegriffen: 31. Jan. 2022. (2019)
- Vulcan Energy Resources: Quarterly activities report—march 2021 (2021)
- Wu, L., Li, L., Evans, S.F., Eskander, T.A., Moyer, B.A., Hu, Z., Antonick, P.J., Harrison, S., Paranthaman, M.P., Riman, R., Navrotsky, A.: Lithium aluminum-layered double hydroxide chlorides (LDH): formation enthalpies and energetics for lithium ion capture. *J. Am. Ceram. Soc.* **102**, 2398–2404 (2019). <https://doi.org/10.1111/jace.16150>
- Xu, C., Dai, Q., Gaines, L., Hu, M., Tukker, A., Steubing, B.: Future material demand for automotive lithium-based batteries. *Commun. Mater.* **1**, 10 (2020). <https://doi.org/10.1038/s43246-020-00095-x>
- Yu, X., Fan, X., Guo, Y., Deng, T.: Recovery of lithium from underground brine by multistage centrifugal extraction using tri-isobutyl phosphate. *Sep. Purif. Technol.* **211**, 790–798 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2018.10.054>
- Zandevakili, S., Ranjbar, M., Ehteshamzadeh, M.: Recovery of lithium from Urmia Lake by a nanostructure MnO₂ ion sieve. *Hydrometallurgy* **149**, 148–152 (2014). <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2014.08.004>

Hinweis des Verlags Der Verlag bleibt in Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutsadressen neutral.