

Interview: Geothermie im Oberrheingraben – ein Ersatz für das Steinkohlekraftwerk Mannheim?

Interview vom 19 Mai 2020 mit Herr Dr. Kristian Bär

Hintergrund

Wir haben uns mit Dr. Kristian Bär über Tiefengeothermie zur Fernwärmeerzeugung unterhalten und ihm einige Fragen gestellt. Kristian Bär ist promovierter Geothermiker an der Technischen Universität Darmstadt und erforscht seit 10 Jahren tiefengeothermische Potenziale auf deutscher (und seit 7 Jahren auch auf europäischer) Ebene. Wir haben für euch die wichtigsten Fakten des Interviews zusammengefasst. Gleichzeitig findet ihr das komplette Interview aber auch nochmal zum Nachlesen.

Relevant ist die Tiefengeothermie mit ihrem niedrigen CO₂-Ausstoß als Alternative für Wärme aus Steinkohle für Mannheim. Die MVV Energie AG hat dieses Jahr angekündigt, im Verbund mit den Stadtwerken Heidelberg und den Technischen Werken Ludwigshafen geothermische Erkundungen im südlichen Mannheim durchführen zu wollen.

Im Oberrheingraben finden sich vielversprechende Potenziale für die Tiefengeothermie, da die geologischen Schichten im Untergrund porös oder stark geklüftet sind, sodass in ihnen sehr gut das notwendige warme Wasser zirkulieren oder gespeichert werden kann. Die Hitze aus dem Erdinneren steigt aufgrund des Grabenbruchs und der dünnen Erdkruste im Oberrheingraben leichter auf als in anderen Gebieten Deutschlands, so dass über eine 3 bis 4 Kilometer tiefe Bohrung in den Untergrund bereits ausreichend heißes Wasser von mehr als 150 °C an die Oberfläche befördert werden kann, um es für Fernwärme oder Stromgewinnung zu nutzen. Außerdem sind im Oberrheingraben aufgrund von Erdöl- und Erdgaserkundungen bereits mehrere hundert Tiefbohrungen durchgeführt worden, aus denen bereits viele Erkenntnisse über den Aufbau des Untergrunds des Oberrheingrabens gezogen werden können.

Kristian Bär sieht Mannheim aufgrund der Gesteinsschichten, die geothermisch genutzt werden können, als einen Standort mit hervorragenden Voraussetzungen für die Geothermie. Eine erste Vorstudie der geothermischen Potenziale in der Umgebung von Mannheim lieferte als Ergebnis ein theoretisches Potenzial von 8,61 Terrawattstunden pro Jahr – das Vierfache dessen, was durch das Steinkohlekraftwerk Mannheim zur Verfügung gestellt wird. Davon können im besten Fall theoretisch etwa zwanzig Prozent genutzt werden, sodass sich im zweistelligen Prozentbereich Anteile der Fernwärme decken lassen sollten.

Bei sehr ambitioniertem Vorgehen könnten bis 2030 nach einer Einschätzung von Kristian Bär 8 bis 10 Geothermiekraftwerke in Mannheim gebaut werden. Ob dies räumlich, planerisch als auch politisch möglich ist und von den Genehmigungsbehörden unterstützt wird, ist in der weiteren Planung zu klären. Bei einer konservativen Schätzung der thermischen Leistung dieser auf insgesamt 250 Megawatt könnte die Geothermie einen signifikanten Anteil der Wärmeleistung ersetzen, da eine Grundlast von 200 Megawatt und eine Spitzenlast von 1000 Megawatt für Mannheim benötigt werden. Außerdem wäre es sinnvoll, bei einer Zusammenarbeit von Mannheim, Ludwigshafen und Heidelberg auch die Trassen zwischen den Fernwärmenetzen in die geplante 3D-Seismik mit einzubeziehen, um Standorte zu identifizieren, an denen direkt eingespeist werden könnte.

In der Bevölkerung gibt es oft Befürchtungen in Bezug auf Geothermie: vor allem vor einer Grundwasserverunreinigung und vor spürbaren induzierten Erdbeben (Größer Magnitude 2,5). Die Grundwasserverunreinigung, so Kristian Bär, lässt sich bei Tiefbohrungen durch den standardmäßigen mehrfachen Ausbau von Stahlrohren und Zement in der Bohrung („Multibarrierekonzept“) im Bereich der Grundwasserschichten vermeiden. Zusätzlich gibt es am Kraftwerkstandort und am Bohrplatz aber noch weitere Barriersysteme. Bezüglich induzierter Erdbeben erklärt Kristian Bär uns: Der Oberrheingraben ist eines der tektonisch aktivsten Gebiete Deutschlands. Durch Bohrungen und den Betrieb von Geothermiekraftwerken kommt es zu Spannungsänderungen. Seismizität kann dabei nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Das Risiko wird aber durch entsprechende Beobachtung und vorausschauende Planung deutlich verkleinert. Geothermieranlagen werden gemäß dem Stand der Technik und der Betriebserlaubnis durchgehend überwacht und besitzen mehrstufige Alarmsysteme, um die Anlage nötigenfalls herunterzufahren. Dadurch wird dafür gesorgt, dass Mikroseismizität entweder gar nicht auftritt oder so reduziert wird, dass sie nicht spürbar ist und keine Gefahr darstellt.

Die in der Vergangenheit aufgetretenen Probleme sind nach den heutigen Kenntnissen der Technik vermeidbar und die Betreiber haben gelernt transparent mit der Öffentlichkeit umzugehen. Ein Vorteil ist, dass durch Geothermieprojekte wie in Soultz, Landau und Insheim schon viele Erkenntnisse vorliegen, die zur Anpassung der Technik geführt haben und dafür sorgen, dass diese heute sicher genutzt werden kann.

Generell sehen wir und auch Kristian Bär in der Kopplung verschiedener Systeme und im starken Einbezug von Geothermie die beste Lösung für eine CO₂-neutrale Energie- und Wärmeerzeugung Mannheims.

Interview mit Herr Dr. Kristian Bär

Dann würde ich Sie jetzt einfach mal bitten, sich vorzustellen: Wer sind Sie denn eigentlich? Was machen Sie denn so?

Kristian Bär: Ich bin Kristian Bär, promovierter Geothermiker im Fachgebiet angewandte Geothermie der Technischen Universität Darmstadt. Ich arbeite seit 10 Jahren im Bereich der Erforschung der tiefengeothermischen Potenziale, primär auf deutscher Ebene – dem Oberrheingraben – aber inzwischen seit über 7 Jahren auch auf europäischer Ebene: Wir untersuchen europaweit, wo am besten Geothermie als erneuerbare Energieform genutzt werden kann.

Schön, dass Sie mit uns über Ihre Forschungsergebnisse sprechen. Wir haben gelesen, dass das Potenzial an Geothermie im Oberrheingraben große Chancen für die Gewinnung von erneuerbaren Energien – Wärme und Strom – bietet. Könnten Sie das für unsere Leserinnen und Leser einmal erläutern?

Kristian Bär: Ich denke, da muss man zunächst in die Geologie einsteigen, um zu verstehen, wie die lokale Situation im Oberrheingraben ist. Der Oberrheingraben ist eines von drei Gebieten in Deutschland, wo wir außergewöhnlich gute Potenziale für die tiefe Geothermie haben. Das liegt an seiner tektonischen Grabenbruchstruktur. Das ist ein kontinentaler Bruch, der sich von Frankfurt im Norden bis Basel im Süden erstreckt und der vor etwa 47 Millionen Jahren im Eozän entstanden ist. Seitdem bricht der Teil innerhalb des Grabens ein und senkt sich ab gegenüber den Bereichen, die westlich und östlich des Grabens liegen. Manche der Schichten des Oberrheingrabens haben sehr gute Eigenschaften, Wasser zu leiten: sie sind porös, und stark geklüftet, sodass jede Menge Wasser gespeichert oder zirkuliert werden kann. Im Bereich des Oberrheingrabens nimmt die Temperatur mit der Tiefe außergewöhnlich schnell zu, was gute Bedingungen für eine geothermische Nutzung sind. Die Hitze aus dem Erdmantel kann hier leichter aufsteigen als in anderen Gebieten in Deutschland, da die Kruste besonders dünn und durch die Grabenbildung zerbrochen ist. Wir haben erhöhten Wärmefluss aus der Tiefe, der heizt das Wasser in der großen Tiefe auf. Wir können mit Bohrungen in diese wasserdurchlässigen Gesteinsschichten bohren, um dort das heiße Wasser zu fördern und dann an einem Kraftwerk oberirdisch über einen Wärmetauscher der Stromproduktion oder einem Fernwärmenetz zuführen.

Es gibt da auch schon einige Projekte in der Rhein-Neckar-Region. Zum Beispiel kennen wir als Mannheimerinnen und Mannheimer das Miramar, das Spaßbad in Weinheim, was mit Thermalwasser beheizt wird. In Bruchsal steht seit 2009 eine kleine Geothermieanlage und in Brühl wurde eine vielversprechende Probebohrung vorgenommen. Wie sind denn die Forschungsergebnisse für die Region Mannheim?

Kristian Bär: Die Forschung konzentriert sich natürlich auf die gesamte Grabenstruktur. Grundsätzlich sind zwei Nutzungsarten zu unterscheiden. Zum einen gibt es die relativ einfachen rein thermischen Erschließungen wie in Weinheim, wo nur etwa 1 Kilometer tief gebohrt wurde, so dass dort aus sehr porösen Schichten des Tertiärs – die sind gar nicht so stark zerbrochen, die sind einfach gut wasserleitend – das Wasser gefördert wird. Für die Stromproduktion oder Heizwärmenutzung wollen wir aber deutlich tiefer gehen, wie in Brühl oder Bruchsal, das heißt ab Tiefen von etwa 2,5 bis um die 4 Kilometer, um dort die nötigen Temperaturen zu erreichen. Da gibt es zum einen schon einige Demonstrations- und Forschungsprojekte, bei denen so etwas getestet und erprobt wird. Das Referenzprojekt für uns im Oberrheingraben ist Soultz-sous-Forêts in Frankreich, das von europäischen, französischen und deutschen Forscher*innen über 2030 Jahre lang entwickelt wurde. Da wurden alle wesentlichen Grundlagen gelegt: wie man überhaupt so tief bohrt, wie man das Gebirge erschließt, um die nötigen Förderraten zu erreichen, was bei der Konstruktion und dem Betrieb des Kraftwerks zu beachten ist. Dort wurde sehr viel technisches Wissen gewonnen und auf Basis dessen wurde dann zum Beispiel das Kraftwerk in Landau 2005 errichtet, das auch Strom erzeugen kann.

Aus geologischer Sicht können wir sogar noch deutlich weiter zurückschauen. Bevor man überhaupt auf die Idee kam, den Oberrheingraben geothermisch zu nutzen, war er schon immer ein Gebiet, wo Öl- und Gaslagerstätten vorhanden waren. Gerade in der Zeit zwischen 1933 und 1945 wurde das damals stark gefördert, weil für die Kriegsindustrie natürlich die heimischen Rohstoffe gefördert werden mussten. Dort hat man das erste Mal festgestellt, dass auch außerhalb von Frankreich in den deutschen Teilen des Oberrheingrabens Öl und Gas vorkommen. Dann wurde mit dem Wirtschaftsaufschwung nach dem Krieg, von den 1950er Jahren bis heute der Oberrheingraben auf Erdöl und Erdgas erkundet, sodass wir sehr viele 2D-seismische Erkundungen haben – das heißt, seismische Profile des Untergrundes und Tiefbohrungen, die auch unsere geothermisch interessanten Schichten erreicht haben. Aus diesen Erkundungen haben wir schon ein gutes Bild über die Strukturen und die Tiefenlage der Formationen im Untergrund. Und aus den Bohrungen, bei denen die Temperatur gemessen wurde, wissen wir, wie heiß es in der entsprechenden Tiefe ist. Aus bohrlochgeophysikalischen Untersuchungen und Bohrkernuntersuchungen wissen wir mehr über die Eigenschaften der Gesteine: Wir können abschätzen, ob diese überhaupt porös und wasserdurchlässig genug sind, um die Förderraten zu erreichen, die wir für die Geothermie brauchen.

Das klingt ja schon mal super vielversprechend. Wir haben ja das große Problem, dass wir hier in Mannheim das Großkraftwerk (GKM) haben. 7 Millionen Tonnen CO2 werden da jährlich ausgestoßen, das sind 10 Prozent des gesamten CO2-Ausstoßes in Baden-Württemberg. Die Fernwärme ist das Kernproblem beim GKM, Strom können wir über den europäischen Strommarkt sehr gut auffangen, gleichzeitig die Fernwärme eben nicht. Wäre es denn möglich, die Fernwärme, die bisher aus dem Großkraftwerk Mannheim, dem Steinkohlekraftwerk, kommt, tatsächlich durch die Wärme aus der Geothermie zumindest teilweise zu ersetzen?

Kristian Bär: Ja, auf jeden Fall. Das sollte gar kein Problem sein. Mannheim – der Standort generell – ist dafür sogar außerordentlich gut geeignet. Wir haben mehrere Gesteinsschichten im Untergrund, die geothermisch genutzt werden könnten, natürlich auf verschiedenen Temperaturniveaus. Wir haben in einer Studie die Daten aus dem 3D-Potenzialmodell GeORG genutzt und haben als Vor-Machbarkeitsstudie das theoretische Potenzial der verschiedenen Schichten bestimmt. Für Mannheim ergibt sich ein theoretisches geothermisches Wärmeenergiepotenzial von 8,61 Terrawattstunden pro Jahr. Das ist etwa das Vierfache dessen, was vom Großkraftwerk in Mannheim an Fernwärme bereitgestellt wird.

Hierbei muss man jedoch einschränken: Wahrscheinlich kann nur ein kleiner Teil davon genutzt werden. Aber der ist sicherlich noch hoch genug, um in signifikanter Größenordnung einen Teil des Mannheimer Wärmebedarfs abzudecken.

Es gibt auch immer wieder Kritik an der Geothermie, von wegen: Wie sicher ist das Ganze? Ich glaube, dass es öfters die Sorge vor Erdbeben gibt. In Landau hat es eben auch Mikroerdbeben gegeben. In Brühl wurde zumindest ein Gemeinderatsbeschluss gekippt, weil die Angst in der Bevölkerung zu groß war, dass es dort auch Mikroerdbeben geben könnte. Was noch irgendwie im Raum steht, sind Grundwasserverunreinigungen. Was beachtet man denn, um diese Gefahren auszuschließen?

Kristian Bär: Also genau das sind die Lehren, die zum einen natürlich aus dem Forschungsprojekt in Soultz gezogen wurden, zum anderen dann auch aus den ersten kommerziellen Projekten in Landau und Insheim. Man ist jetzt technisch in der Lage, beide Probleme, die Sie genannt haben, anzugehen und mit technischen Maßnahmen zu begegnen.

Grundwasserverunreinigung wäre das eine, sicherlich leichter lösbare Problem. Das Grundwasser, das wir im Oberrheingraben nutzen, liegt in Tiefen von maximal bis zu 200 - 300 Metern. Darunter fängt das Grundwasser schon an den meisten Standorten an, zu salzig zu werden, um es als Trinkwasser zu nutzen. Und genau diese Bereiche werden bei geothermischen Bohrungen durch mehrfache Barrieren, geschützt. Die geothermische Tiefbohrung, um auf die Tiefe von 3 bis 4 Kilometer zu kommen, besteht eigentlich aus mehreren Bohrungen, die ineinander durchgeführt werden, (teleskopierte Bohrung'), sodass ausgeschlossen werden kann, dass trinkbares Grundwasser verunreinigt wird. In der Regel in haben wir drei- bis fünffache Stahlrohr-Zement-Wechsel in den Grundwasserschichten, die dafür sorgen, dass kein Tiefenwasser unkontrolliert austreten kann. Zudem hat der Kraftwerkstandort und Bohrplatz in der Regel auch mehrfache Barriersysteme: In der Regel haben wir eine Kiesschüttung als Fundament, darauf Geotextilien, sichere Folienschichten und dann Zementfundamente, plus komplette Wasserdrainage, um alles von der gesamte Anlage – falls doch mal etwas austritt – abzufangen und dann kontrolliert abtransportieren zu können. Das heißt, Grundwasserverunreinigungen können mit den technischen Möglichkeiten, die wir inzwischen haben und die auch Standard sind, bei fachtechnisch korrekter Ausführung komplett ausgeschlossen werden. Im Fall Landau, wo über einen längeren Zeitraum Sole aus der Injektionsbohrung in den oberen Grundwasserleiter ausgetreten ist, lag ein Schaden an der Bohrung vor, der durch einen Designfehler und die Missachtung des Multibarrierekonzeptes ausgelöst war.

Mikroerdbeben – wir sprechen da auch von induzierter Seismizität, weil wir zwischen natürlichen und künstlichen Ereignissen unterscheiden müssen. Wir haben aufgrund der immer noch aktiven Grabenbildung sowieso eine für Deutschland recht hohe natürliche Seismizität, sonst wäre der Oberrheingraben im Untergrund nicht so zerbrochen, wie er es ist. Die Bewegungen setzen sich weiter fort und dadurch kommt es auch immer wieder mal zu kleinen Erdbeben, wenn es an solchen Störungen ruckelt. Das ist ganz normal im gesamten Oberrheingraben.

Während des Betriebs von Geothermiekraftwerken und auch von Bohrungen ändert man den Druckzustand im Gebirge und eventuell auch an nahegelegenen Störungen. Das passiert dadurch, dass man Wasser mit hohen Fließraten in einer Bohrung produziert und in der zweiten Bohrung wieder injiziert. Man muss das Wasser über eine Bohrung fördern und über eine andere Bohrung dann – weil das Wasser sehr salzhaltig ist – nachdem es abgekühlt ist, wieder zurück in den Untergrund verpressen. Wenn man zwischen den Bohrungen einen zu großen Druckunterschied aufbauen würde, könnte theoretisch, wenn die technischen Risiken nicht richtig eingeschätzt würden, die Spannungsänderung so groß werden, dass jede Störung aktiviert werden kann. In der Realität sind die Pumpen eines Geothermiekraftwerkes für einen solchen Spannungsaufbau aber nicht stark genug und werden weit vor diesem Punkt heruntergeregelt, so dass die Drücke im Reservoir gar nicht so stark beeinflusst werden können.

Ohne entsprechendes Monitoring und eine Alarmleitung zum Kraftwerksbetreiber und zur bergrechtlichen Behörde und/oder dem geologischen Landesamt darf im Oberrheingraben außerdem kein Geothermiekraftwerk betrieben werden. Es gibt für alle Geothermiekraftwerke sogenannte Ampelsysteme, die festlegen ab welchem Seismizitätslevel welche Schritte eingeleitet werden müssen bis zum kompletten Abschalten des Kraftwerks. Es gibt hier also ein mehrstufiges Verfahren, das die Sicherheit gewährleistet und dafür sorgt, dass keine spürbare Seismizität auftritt.

Sie haben gesagt, die Erkundungen dauern wenige Wochen. Das geht ja relativ schnell. Wie wäre dann allerdings der zeitliche Ablauf, bis man ein fertiges Geothermiekraftwerk hat? Das dauert ja wahrscheinlich dann doch nochmal einen Ticken länger.

Kristian Bär: Genau, also man kann im Idealfall pro Kraftwerk mit etwa 3 bis 5 Jahren rechnen von den ersten Erkundungsschritten, die jetzt z.B. in Mannheim angegangen werden, bis zum tatsächlichen Betrieb. Das heißt, diese seismischen Erkundungen im Gelände – die Datenakquise – dauert 4 bis 10 Wochen. Die Datenauswertung dauert hier 1 bis 1,5 Jahre.

Wir haben in der Geothermie das Problem, dass die erste Tiefbohrung von uns aus Wissenschaftlersicht eigentlich eine Erkundungsbohrung sein müsste, um erstmal die Ergebnisse der 2D- oder 3D-seismischen Erkundung zu korrelieren und dann die Eigenschaften der Schichten zu überprüfen und zu testen, ob sie wirklich für eine geothermische Nutzung geeignet sind. In der Regel wird die erste Bohrung aber gleich so ausgelegt, dass sie direkt für den geothermischen Betrieb genutzt werden kann und dann in etwa 8 bis 12 Millionen Euro kostet. Diese hohen Kosten resultieren aus dem benötigten großen Bohr- und Rohrdurchmesser, um dann die Fließraten von 50 bis 100 Liter pro Sekunde an die Oberfläche zu bringen.

Wenn diese Bohrung den Zielhorizont erreicht hat, werden dann hydraulische Tests durchgeführt: Erreiche ich die Fließraten? Sind die Temperaturen im benötigten Bereich? Das heißt, entspricht die Geologie im Untergrund dem, was meine Potenzialstudien vorher ausgewiesen haben? Dann würde man anfangen, die zweite Bohrung abzuteufen, um eine hydraulische Zirkulation zwischen beiden Bohrungen zu testen. Dies stellt das klassische System einer geothermischen Dublette – einer Förderbohrung, einer Injektionsbohrung – dar. An diese wird das Kraftwerk und/oder gegebenenfalls sogar nur die Wärmeauskopplungsstation – das heißt, einen Wärmetauscher, wo vom Thermalsolenfluidstrom auf der einen Seite die Wärme auf den Fernwärmenetzfluidstrom auf der anderen Seite übertragen wird, angeschlossen. Die Regel ist aber ein Kraftwerk sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Fernwärmeauskopplung. Wenn man die zweite Bohrung erfolgreich abgeschlossen und getestet hat, die Zirkulation zwischen beiden Bohrungen wie gewünscht funktioniert, kann das Kraftwerk genau ausgelegt, bestellt und errichtet und dann in Betrieb genommen werden. Dann sind wir so etwa bei 3 bis 5 Jahren, je nachdem, als wie kompliziert sich die Bohrungen herausstellen.

Das heißt, wenn tatsächlich die ersten Bohrungen erfolgreich sind und der erste Kraftwerksstandort festgelegt wird, würde es eigentlich viel Sinn ergeben, weitere Standorte zu ermitteln und dort die nächsten Bohrungen abzuteufen und mehrere Kraftwerke direkt zu bauen?

Kristian Bär: Ja, das auf jeden Fall. Also, von der Größenordnung her müssen wir das sowieso tun, weil eine einfache Dublette nur auf eine thermische Leistung von etwa 25 bis 40 Megawatt kommt. In Mannheim müsste aber deutlich mehr thermische Leistung ersetzt werden, wenn das Kohlekraftwerk wegfällt. Die Stadt München, als Vorreiter in Deutschland, setzt schon entsprechende Entwicklungen um. Dort hat man sich zum Ziel gesetzt, in Bezug auf die Strom- und Wärmeversorgung bis 2040 komplett CO₂-neutral zu werden und hat deutschlandweit die Vorreiterrolle der Tiefengeothermie mit mehr als 30 Projekten in München und im Umland, die dort schon umgesetzt sind. Das neueste Projekt ist am Heizkraftwerk Süd – auch ein ehemaliges fossiles Kraftwerk - wo jetzt eine Geothermieanlage errichtet wird, mit aktuell 5 oder 6 Bohrungen, die dort schon niedergebracht und positiv getestet wurden. Diese Bohrungen werden alle gebündelt an einem Kraftwerkstandort an der Oberfläche genutzt.

Ich würde nochmal kurz zurückkommen auf die Wärmeleistung und die Wärmemengen, von denen in der Umgebung von Mannheim ausgegangen werden kann. Sie meinten, dass viermal so viel als reines Potenzial vorhanden ist wie Mannheim benötigt. Wie viel kann denn effektiv gefördert werden?

Kristian Bär: Im kompletten Ausbau, wenn man quasi alle Potenziale, alle gut geeigneten Standorte, die in der 3D seismischen Erkundung identifiziert werden nutzt, denke ich, dass das langfristig möglich wäre. Bis 2030 sollte es bei sehr ambitioniertem Vorgehen möglich sein - wenn die Geologie günstig genug ist - 8 bis 10 Kraftwerke zu bauen. Wenn jedes dieser Kraftwerke eine thermische Leistung von vereinfacht angenommen 25 Megawatt hat, dann hätten wir schon 250 Megawatt reine Wärmeleistung zur Verfügung. Über diese Kraftwerke könnte schon ein erheblicher Teil des Wärmebedarfs abgedeckt werden. Ich glaube, die Grundlast des Fernwärmenetzes in Mannheim liegt bei ca. 200 Megawatt und die Spitzenlast bei ca. 1000 Megawatt. Mit 250 Megawatt könnte die tiefe Geothermie bis 2030 also schon einen signifikanten Beitrag leisten.

Interview vom 19 Mai 2020 mit Herr Dr. Kristian Bär. Das Gespräch führten Leon Brülke und Pia Vogel von Mannheim kohlefrei. Wir bedanken uns ganz herzlich!



Mannheim Kohlefrei
Käfertaler Str. 162
68167 Mannheim
E-Mail: info@mannheim-kohlefrei.de
Homepage: <https://mannheim-kohlefrei.de>