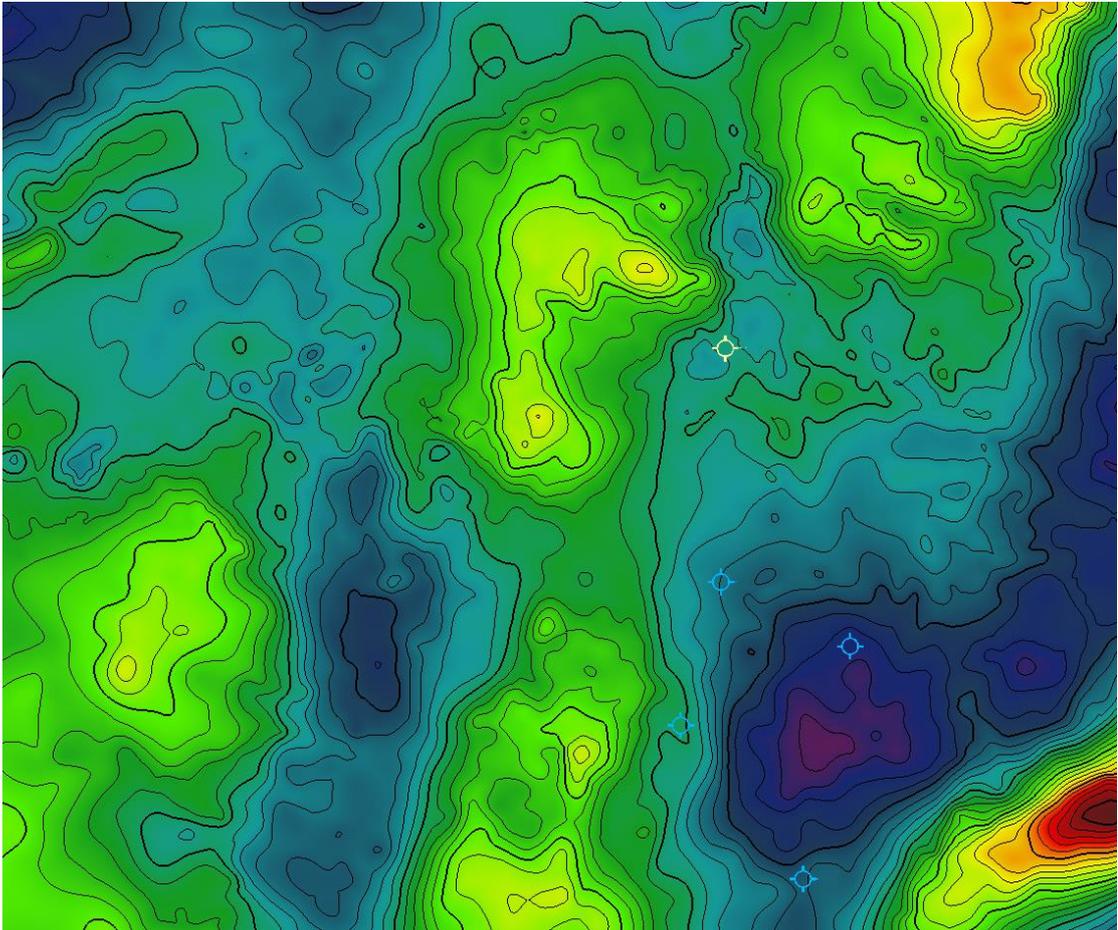


Geothermiepotenzial im Großraum Graz

2nd Opinion zur "Pre-Feasibility Geothermie Graz" und detaillierter Projektplan für die Exploration nach geothermischem Potenzial sowie dessen Erschließung



Philipp Strauss
Klaus Pelz
Wolfgang Thöny
Bernhard Novotny

30. November 2022
ES-G Geothermal Projects
OMV Exploration & Production GmbH

Inhalt

1.	Intro / Motivation	3
1.1	Funktionsweise Geothermische Dublette	3
1.2	Funktionsweise ATES.....	4
2.	2nd Opinion zur Machbarkeitsstudie von Geo5/Geoteam	5
2.1	Abgleich der Vorstudie mit der Literatur und vorhandenen Daten:	5
2.2	Detaillierter Kommentar zur Bearbeitung des Grazer Paläozoikums:	6
2.3	Detaillierter Kommentar zur Bewertung durch die Geo5/Geoteam des geothermischen Potenzials des Neogens im Steirischen Becken:	8
2.4	Kommentar zu vorgeschlagenen Untersuchungsmethoden.....	8
2.4.1	Seismik.....	9
2.4.2	Bohrung	9
2.5	Kommentar zu vorgeschlagenem weiterem Vorgehen.....	10
2.6	Generelle Bewertung der Struktur und Durchführung der Vorstudie	10
3.	Programm zur Aufsuchung, Produktion und Speicherung von geothermischer und thermischer Energie im Großraum Graz	10
3.1	Grobkostenschätzung.....	11
3.2	Risikobewertung.....	13
3.3	Projektphasen.....	13
3.3.1	Phase 0: Vorstudie.....	13
3.3.2	Phase 1: Untersuchung.....	16
3.3.3	Phase 2: Pilotanlage	23
3.3.4	Phase 3: Feldesentwicklung	23
3.3.5	Phase 4: Produktion	24
4.	Literatur	25

1. Intro / Motivation

Ziel der Stadt Graz ist es, möglichst viel geothermische Energie zu erschließen, um diese zeitnah dem Fernwärmenetz der Stadt Graz zur Verfügung stellen zu können. Zurzeit wendet die Stadt Graz ca. 1.1 TWh für das Fernwärmenetz auf, wobei zumindest 60% dieser Wärme mit fossilen Energieträgern erzeugt werden (<https://www.energie-graz.at/egg/unternehmen/geschäftsbereiche/fernwarmer>).

Der Vorschlag der OMV setzt sich zum Ziel, zumindest diese 60% der Wärmeleistung für die Fernwärme Graz mit geothermischer Energie zu ersetzen und schlägt daher ein umfangreiches Programm beginnend mit einer Untersuchungsphase bis hin zu einer geothermischen Feldesentwicklung vor.

Die Suche nach einem für das Fernwärmenetz der Stadt Graz geeigneten geothermischen Potenzial, stellt für alle in einem solchen Projekt beteiligten Partner eine große Herausforderung dar.

Mit der „*Machbarkeitsstudie über eine Nutzung von Wärmeenergie aus Tiefer Geothermie im Großraum Graz (Pre-Feasibility Geothermie Graz)*“ von Geo5/Geoteam wurde ein erster wichtiger Schritt getan, und es gilt nun, die Ergebnisse dieser Studie zu bewerten (2nd Opinion) sowie mögliche nächste Schritte zu planen. Hier gilt ein besonderes Augenmerk den Gesteinen des Grazer Paläozoikums. Ebenfalls muss die Einschätzung des Neogens in der Vorstudie genauer betrachtet werden, denn einerseits lassen geothermischer Gradient als auch das in einem Gespräch in Graz angeklungene Interesse an der saisonalen Speicherung von thermischer Energie (ATES – Aquifer Thermal Energy Storage) ein großes Potenzial im Neogen des Steirischen Beckens erkennen.

1.1 Funktionsweise Geothermische Dublette

Geothermische Dubletten pumpen heißes Lagerstättenwasser aus Reservoirs an die Oberfläche, entziehen dem Wasser über Wärmetauscher die thermische Energie und pumpen das Wasser anschließend wieder in die Lagerstätte zurück. Dort erwärmt sich das Wasser wieder und der Prozess beginnt von vorne (siehe Abb.1). Die Wärmemenge in den Reservoirs ist abhängig von der thermischen Leitfähigkeit der Gesteine unterhalb des Reservoirs und im speziellen auch abhängig von der Art der Gesteine. Die Wärme in der Erdkruste entsteht zu einem Großteil durch den Zerfall radiogener Elemente in der Erdkruste. Gesteine mit hohem Anteil solcher Elemente (z.B. Gneise, Granite) haben eine höhere thermische Produktion, Gestein mit geringem Anteil radiogener Elemente eine niedrigere (z.B. Basalte, Peridotite).

Diese Wärme wird an die Umgebung abgegeben und erwärmt die Erdkruste, inklusive der sedimentären Bedeckung. Das Ausmaß für die Zunahme der Wärme gegen die Tiefe wird mit dem geothermischen Gradienten angegeben.

Da die Gesteine und Sedimente der Erdkruste mit Wasser gesättigt sind, wird auch das Wasser

erwärmt. Das erwärmte Wasser wird in einer geothermischen Dublette gefördert und die thermische Energie aus mehreren Kilometern Tiefe gewonnen.

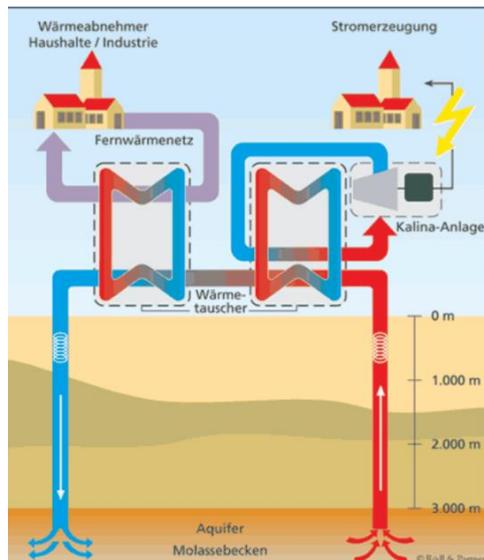


Abb. 1: Schematisches Beispiel einer geothermischen Dublette. In Rot ist der Produzent dargestellt, in Blau der Injektor. Abhängig von der Temperatur des Reservoirs kann ein Fernwärmenetz versorgt werden, oder auch elektrische Energie gewonnen werden.

Abhängig von der thermischen Leitfähigkeit des Gesteins ist wiederum die Zeit, die das Wasser, das injiziert wird, braucht, um wieder erwärmt zu werden. Um bei der Injektion ein zu schnelles Abkühlen des Wassers in der Lagerstätte um den Produzenten herum zu verhindern, wird ein ausreichend großer Abstand zwischen Produzenten und Injektor gewählt: abhängig von Art und Qualität des Reservoirs handelt es sich um mindestens 500m bis mehrere Kilometer.

1.2 Funktionsweise ATES

Ein in den Sommermonaten produzierter Energieüberschuss soll mittels eines unterirdischen saisonalen Wärmespeichers in den Wintermonaten als zusätzliche Wärmequelle zur Verfügung gestellt werden können. Dazu wird überschüssige Wärmeenergie im Sommer über einen Wärmetauscher auf das Lagerstättenwasser eines geeigneten geologischen Reservoirs übertragen, welches zuvor über eine Produktionsbohrung an die Oberfläche gepumpt wurde. Das aufgeheizte Wasser wird in einiger Entfernung über eine Injektionsbohrung zurück in das geologische Reservoir gepumpt und heizt das umliegende Gestein auf. Das so erwärmte Gestein kann die Wärmeenergie aufgrund der Trägheit des Systems für mehrere Monate speichern. In den Wintermonaten wird dieser Prozess umgekehrt und das gespeicherte heiße Wasser wird an die Oberfläche gepumpt und kann die Wärmeenergie über einen Wärmetauscher wieder abgeben. Das abgekühlte Wasser wird wieder zurück in die Lagerstätte gepumpt.

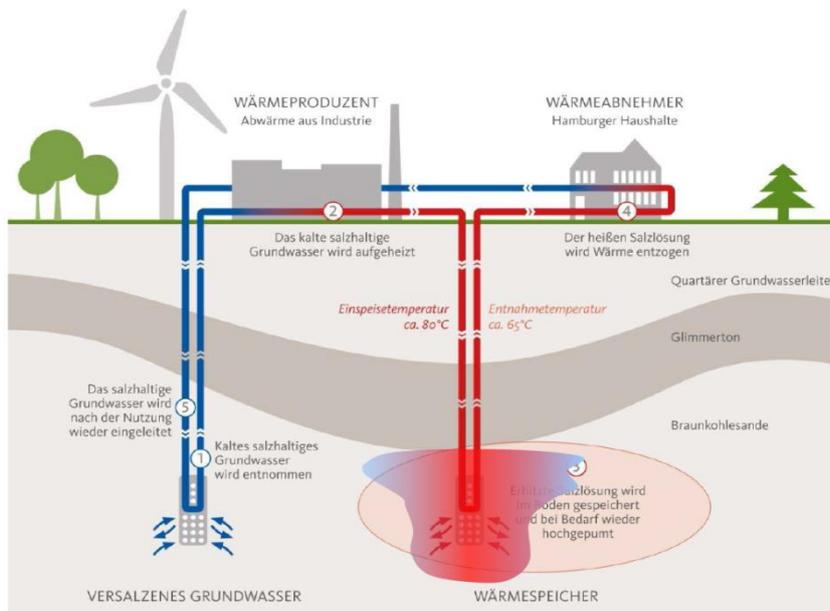


Abb. 2: Konzept eines saisonalen Wärmespeichers - Beispiel Hamburg (angelehnt an Consulaqua Hamburg)

Der zuvor erwähnte Energieüberschuss kann z.B. durch eine industrielle Anlage (Abwärme) oder auch durch eine geothermische Dublette (Wärmeüberschuss im Sommer) zustande kommen.

2. 2nd Opinion zur Machbarkeitsstudie von Geo5/Geoteam

2nd Opinion zur „Machbarkeitsstudie über eine Nutzung von Wärmeenergie aus Tiefer Geothermie im Großraum Graz (Pre-Feasibility Geothermie Graz)“ von Geo5/Geoteam inkl. Einarbeitung von digitalisierten (vectorized) Seismikdaten und Bohrungsdaten im OMV Bestand aus der Region.

2.1 Abgleich der Vorstudie mit der Literatur und vorhandenen Daten

Der Großteil der Literatur, z.B. Ebner, et al 1986; Ebner et al 1996; Kröll et al 1988; oder auch Dax, 2021, wurde berücksichtigt. Ein Teil der internen Berichte konnte nicht verifiziert werden (z.B. Geoteam Berichte oder Berichte der RAG). Positiv hervorzuheben ist, dass es Geo5/Geoteam gelungen ist, den meist sehr alten und daher auch nicht sehr gut dokumentierten Bestand an Bohrungen und Seismikdaten katalogisiert zu haben. Bis auf wenige Ausnahmen wurden auch die meisten Daten in Hinblick auf das Basement aufgelistet. Die Studie bildet eine solide Grundlage zur weiteren Bearbeitung, zeigt aber auch sehr gut die Grenzen der vorhandenen Daten und die Unsicherheiten bei der Interpretation.

2.2 Detaillierter Kommentar zur Bearbeitung des Grazer Paläozoikums

Die Gesteine des Grazer Paläozoikums umrahmen die Stadt Graz mit mächtigen und vor allem verkarstungsfähigen Kalken. Wie weit diese Einheiten nach Süden und Südosten unter die neogenen Ablagerungen des Steirischen Beckens reichen, ist von zentraler Bedeutung für das Antreffen eines wasserführenden Reservoirs in größeren Tiefen und somit mit höheren Temperaturen, die zur geothermischen Wärmeerzeugung genutzt werden können.

Der Bearbeitungsstand zur geologischen und kinematischen Entwicklung des Grazer Paläozoikums entspricht nur in wenigen Teilen moderner Explorationsarbeit. Karten zur Faziesverteilung (sogenannte *gross depositional environment maps*) der einzelnen stratigraphischen Bauteile und der potenziellen Reservoirs, und regionale seismische Linien, die die oberflächlich anstehenden Einheiten mit dem Untergrund verbinden und somit Hinweise auf die Ausdehnung der Einheiten unter der Bedeckung der neogenen Ablagerungen liefern könnten, fehlen gänzlich. Besonders im Bereich südlich und südöstlich von Graz fehlt Bohrinformation, um die Grenzen des Grazer Paläozoikums auf der Beckenuntergrundkarte in diese Richtung abzustecken. Auch besteht eine Diskrepanz zwischen der Beckenuntergrundkarte (Abb 9-2 auf S. 88) und dem Befund der Puntigam Bohrungen (Karbonate in den Bohrungen gegenüber Kristallin auf der Karte).

Einige jüngere Arbeiten versuchen, eine moderne Synthese zur Entwicklung des Grazer Paläozoikums und seiner Beziehung zu seiner Umgebung aus der jahrzehntelangen Forschungsgeschichte zu geben (beispielsweise Gasser et al., 2009). Es fehlen aber in weiten Teilen die Daten, um großräumig die punktuelle Information aus Bohrungen, zu einem schlüssigen und bilanzierbaren Bild zusammenzufügen. Fragen zur Ausdehnung von Lagerstätten wurden bislang eher im lokalen Maßstab bearbeitet und beantwortet. Die Auswertung einiger Bohrkerne aus dem Beckenuntergrund des steirischen Beckens, den Geo5/Geoteam mit renommierten Experten unternommen hat, lässt entscheidende Fragen zur Korrelation der angetroffenen Gesteine im Beckenuntergrund offen – mit möglichen Interpretationen, die vom Paläozoikum des Südburgendlands über den Sausal bis hin zum Grazer Paläozoikum reichen.

Für eine Untersuchung des Untergrunds mithilfe von neuen seismischen Profilen und Bohrungen, wie weiter unten vorgeschlagen, sollten zuvor alle bislang vorhandenen Daten zu einem robusten Modell zusammengefasst und mit der Geologie der Oberfläche abgeglichen werden. Dieses Modell zur Verbreitung der einzelnen Einheiten sollte zur operativen Planung der Seismik und Bohrungen genutzt werden. Aus diesen Modellvorstellungen müssen Vorhersagen getroffen werden, die mit der Seismik und den Bohrungen bestätigt werden können (Verbreitung der Reservoirs, Tiefenlage, Temperaturen, Schüttungsraten).

Ein weiterer Aspekt, der seiner großen Bedeutung entsprechend zu wenig herausgearbeitet erscheint, ist die Frage nach den Lagerstätteneigenschaften der Karbonate des Grazer Paläozoikums. Alle dargestellten Untersuchungen an Bohrkernen zeigen schlechte bis sehr schlechte Werte für Porositäten und Durchlässigkeiten, die auf den ersten Blick gegen eine geothermische Nutzung, die auf hohe Durchlässigkeiten setzt, sprechen. Zur Abschätzung der wahren Durchlässigkeiten werden moderne Bohrlochmessungen benötigt, denn nur die können in Verbindung mit einem Fließtext die effektiven Porositäten und Durchlässigkeiten zeigen. Auch fehlt ein Hinweis auf sehr gute Schüttungsraten beispielsweise der erfolgreichen Fruturna Geothermie-Bohrungen oder der Bohrung Ilz Thermal 1 aus diesen Karbonaten, beziehungsweise eine Auseinandersetzung mit den möglichen Gründen hinter den guten Durchlässigkeiten und auch ein Vergleich mit kaum vorhandenen Durchlässigkeiten wie beispielsweise in den Karbonaten der Bohrung Fürstenfeld Thermal 1. Somit fehlt eine Eingrenzung bzw. eine Diskussion der möglichen Ursachen für nicht produktive Bohrungen (ähnlich einer „Well Failure Analysis“).

Die Rolle von spröder Deformation an Störungszonen und deren Beitrag zur Erhöhung der Fluidwegsamkeiten wurde angesprochen und muss konsequent bei der Suche nach Strukturen im Untergrund verfolgt werden. Zusätzlich muss ein möglicher Beitrag von Verkarstung geklärt und die damit erhöhten Fluidwegsamkeiten abgeschätzt werden. Dies wird in der Geo5/Geoteam Studie ausgeschlossen (S. 74), spielt aber unterhalb der bayrischen Molasse eine nicht zu unterschätzende Rolle. Wichtige Hinweise auf mögliche Verkarstung unterhalb des Neogens des steirischen Beckens sind aus den verkarsteten mesozoischen Gesteinen in der Bohrung Radkersburg 2 abzuleiten (Zetinigg, 1993) bzw. aus der meteorischen Verdünnung des Formationswassers in der Bohrung Blumau 2 (Elster et al., 2016).

Um diese Effekte an geeigneter Stelle zu testen, muss ein Verständnis dafür hergestellt werden:

- wo sich Karst bildet (Störungszonen, Klüfte)
- wie Karst gebildet wurde (epigen, hypogen) und
- wie weit er im Untergrund erhalten sein kann (Alter der Verkarstung relativ zur Bedeckung mit neogenen Sedimenten bzw. alternativ rezent aktiver hypogener Karst)

Auf dieser fundierten Basis kann versucht werden, mit Hilfe der Seismik gezielt Zonen erhöhter Fluidwegsamkeiten zu identifizieren. Gerade in der im Bericht zitierten Situation im Großraum München und der ebenso karbonatischen Reservoirs dort, spielte das Verständnis über die Genese und die genaue Lokalisierung dieser Zonen eine kritische Rolle beim Erfolg einzelner Bohrungen. Die Kombination aus (möglicher hypogener) Verkarstung und Störungszonengesteinen ermöglichte dort gute Schüttungsraten. Für die Lokalisierung dieser Zonen im Untergrund war in Bayern die Aufnahme von 3D Seismik der entscheidende Faktor für den Erfolg der einzelnen Bohrungen.

2.3 Detaillierter Kommentar zur Bewertung durch die Geo5/Geoteam des geothermischen Potenzials des Neogens im Steirischen Becken:

Die Stadt Graz liegt am Rand des Steirischen Beckens. Südöstlich der Stadt Graz befindet sich das Gnaser Becken, welches ein Teilbecken des Steirischen Beckens darstellt. Im Gnaser Becken wurden Sedimentmächtigkeiten von zumindest 3000m festgestellt. Die genaue Mächtigkeit der neogenen Sedimente ist nicht bekannt, da keine der Explorationsbohrungen (z.B. Mitterlabill 1 oder Petersdorf 1) südöstlich von Graz den pre-neogenen Untergrund (Grazer Paläozoikum) erreicht hat. Allerdings wurde in diesen Bohrungen ein geothermischer Gradient von bis zu 4°C/100m festgestellt. Zudem gibt es vereinzelte Publikationen (z.B. Ebner et al 1986, Dax 2021), in denen sehr gute Reservoirs ausgewiesen werden. Diese Reservoirs liegen sowohl in seichten Bereichen (700 bis 900m) als auch in Bereichen von tiefer als 2600m.

Von Geo5/Geoteam wird nur die Förderung von geothermischer Energie aus seichten (und zu kalten) Bereichen des Grazer Paläozoikums in unmittelbarer Nähe zur Stadt in Betracht gezogen und das Neogen gänzlich ausgeschlossen (S.72, Anmerkung).

Anhand der Rahmenbedingungen im Gnaser Becken ist dies aber nicht nachvollziehbar, da das Basiskonglomerat des Neogens und die Sandschalerzone des Badenium in mehreren Bohrungen als fließfähig beschrieben wurde (z.B. Radkersburg), oder in den publizierten Bohrlochmessungen gute Reservoirsigenschaften erwarten lassen (z.B. Dax, 2021), und da dieses Gebiet aufgrund seiner geographischen Nähe die höchste Wahrscheinlichkeit auf eine Realisierung zumindest einer Speicherung (ATES) hat und an das Grazer Fernwärmenetz angebunden werden kann. Dies könnte mit 5-10km langen Zubringerleitungen, welche an das bestehende Netz angeschlossen werden könnten, erfolgen.

Die OMV schlägt gerade in diesem Bereich die Aufsuchung von Reservoirs vor. Die seichteren Reservoirhorizonte könnten zur Speicherung von Wärme (ATES), die tieferen für die direkte Gewinnung geothermischer Energie dienen.

2.4 Kommentar zu vorgeschlagenen Untersuchungsmethoden

Wir stimmen mit den vorgeschlagenen Arbeiten methodisch überein, würden diese aber in einem Maßstab durchführen, der eine thermisch relevante Feldentwicklung erlauben würde (1TWh). Die von Geo5/Geoteam vorgeschlagenen Maßnahmen sind methodisch richtig, aber in einer viel zu kleinen Dimension gewählt, um eine Feldentwicklung zu gewährleisten und würden daher nur zu einer weiteren Machbarkeitsstudie führen. OMV geht davon aus, dass die Stadt Graz an einer größtmöglichen Entwicklung des geothermischen Potenzials interessiert ist. Daher schlagen wir ein deutlich größeres Programm vor, mit dem die Planung einer Feldentwicklung (geothermisch und ATES) begonnen werden kann.

2.4.1 Seismik

Die von Geo5/Geoteam vorgeschlagene 2D Seismik Linien weisen eine Länge von je ca. 20 km auf. Mit diesen Linien soll das Grazer Paläozoikum genauer untersucht werden. Der Bereich deckt ein Paläozoikum mit einer Oberkante von -600m / ~30°C ab, ein Temperaturbereich, der für eine geothermische Nutzung eigentlich irrelevant ist. Zudem sind seismische Linien mit nur 20km Länge und ohne tiefe Bohrungen gemäß unserer Erfahrung nicht geeignet, tiefere Bereiche zu interpretieren. Allerdings queren die Linien zumindest in einem Fall das obertägig aufgeschlossene Paläozoikum, wodurch zumindest an einer Linie eine kleinräumige Interpretation des Prä-Neogenen Untergrundes möglich sein könnte. Die Gestaltung der Kosten weist auf eine Mischung von kommerziellen Anbietern und wissenschaftlichen Instituten hin. Dies lässt ebenfalls rückschließen, dass die Qualität für einige wenige Linien sicher gewährleistet werden kann. Ein für eine Feldesentwicklung adäquates Seismikprogramm muss anders geplant und umfassender sein.

Der Vorschlag der OMV für die Aufnahme von Seismik Daten ist in Kapitel „3.3.2 (d). Akquisition von 800 km 2D Seismik“ dargelegt.

2.4.2 Bohrung

Die Bohrung muss zum Ziel haben, die geothermischen Reservoirs so umfänglich wie möglich zu testen. Zusätzlich muss sie die Hauptrisiken abklären. Geothermische Entwicklungsprojekte haben in der Anfangsphase 3 Hauptrisiken:

- Förderrate
- Temperatur
- Geochemie des Formationswassers

Geo5/Geoteam beschreibt mit den Zielen für die vorgeschlagene Erkundungsbohrung in Summe nur das Risiko „Förderrate“. Das Problem hierbei ist aber, dass kein geothermisches Reservoir im Zielbereich der Geo5/Geoteam Studie bekannt ist und Geo5/Geoteam aufgrund der zu klein dimensionierten Seismik auch keine Teufen für ein Reservoir vorhersagen wird können. Die Geochemie findet hingegen keine Erwähnung, wobei dies ein sehr bedeutender Parameter ist. Die Bohrlochstabilität, respektive Bohrbarkeit, stellt kein großes Risiko dar. OMV hat sehr viel Erfahrung im Bohren verschiedenster Gebirgstypen und ist als Explorationsfirma grundsätzlich darauf vorbereitet auf unerwartete Lithologien zu stoßen und darauf zu reagieren. Zudem gibt es mehrere tiefe Bohrungen im Steirischen Becken, die keine massiven technischen Probleme hatten. Ebenso wenig stellt die Temperatur ein großes Risiko dar, da aus den tiefen Bohrungen im Steirischen Becken auch der thermische Gradient gut ableitbar ist (siehe auch Elster et al 2016). Die in der Studie von Geo5/Geoteam genannten Kosten werden mit heutigem Wissensstand als realistisch angesehen.

Der Vorschlag von OMV für die Abteufung einer Untersuchungsbohrung ist in Kapitel „3.3.2 (e). Abteufen und Testen einer Untersuchungsbohrung“ dargelegt.

2.5 Kommentar zu vorgeschlagener weiterer Vorgehensweise

Die von Geo5/Geoteam vorgeschlagenen Maßnahmen sind methodisch richtig, aber in einer viel zu kleinen Dimension gewählt und falsch positioniert, um eine Feldesentwicklung für ATES oder für geothermische Nutzung zu gewährleisten. Die vorgeschlagenen Maßnahmen würden nur in einer weiteren Machbarkeitsstudie münden und nicht in einer konkreten Feldesentwicklung und der gewünschten Bereitstellung von thermischer Energie. Es fehlt ein Plan für eine Test-Dublette sowie auch ein Konzept für eine Feldesentwicklung oder die dafür nötigen Business Cases.

2.6 Generelle Bewertung der Struktur und Durchführung der Vorstudie

Ein erster guter Überblick über das Grazer Paläozoikum wurde erbracht, informelle Gespräche mit Kollegen an der Geologischen Bundesanstalt haben aber gezeigt, dass eine neue Bearbeitung absolut notwendig ist. Eine Betrachtung des Neogens fehlt leider, hier wurde eine Zusammenfassung einer früheren Studie von Goldbrunner (Elster et al 2016) gegeben, das Potenzial des Neogen für die Stadt Graz aber wahrscheinlich deutlich unterschätzt.

Die vorgeschlagenen technischen Maßnahmen sind methodisch richtig, aber für eine Evaluierung des geothermischen Potenzials im Großraum Graz zu klein dimensioniert und nicht gut platziert.

Weiters findet sich in der „Machbarkeitsstudie über eine Nutzung von Wärmeenergie aus Tiefer Geothermie im Großraum Graz (Pre-Feasibility Geothermie Graz)“ von Geo5/Geoteam kein Ausblick auf eine mögliche Feldesentwicklung, welche für eine Versorgung der Stadt Graz mit geothermischer Energie notwendig ist.

3. Programm zur Aufsuchung, Produktion und Speicherung von geothermischer und thermischer Energie im Großraum Graz

Das Ergebnis der Vorstudie der OMV ist ein Projektplan für die Untersuchung des geothermischen Potenzials im Großraum Graz sowie für dessen Erschließung (Bereitstellung von Wärme für die Stadt Graz). Eine mögliche Speicherung überschüssiger Wärme in einem geeigneten geologischen Reservoir wurde ebenfalls in Betracht gezogen. Zusätzlich ist auch eine grobe Auflistung der zu erwartenden Kosten enthalten. Einer detaillierten Ausarbeitung und möglichen Umsetzung müssen weitere Gespräche mit den Auftraggebern vorausgehen.

Der vorgeschlagene Projektplan gliedert sich in mehrere Projektphasen, die klar voneinander getrennt sind. Abhängig von der Form der Zusammenarbeit müssen die beteiligten Parteien am Ende jeder Phase eine Entscheidung über die Weiterführung oder aber über einen möglichen Ausstieg treffen.

Phase 0: Vorstudie

Phase 1: Untersuchung

Phase 2: Pilotanlage

Phase 3: Feldesentwicklung

Phase 4: Produktion

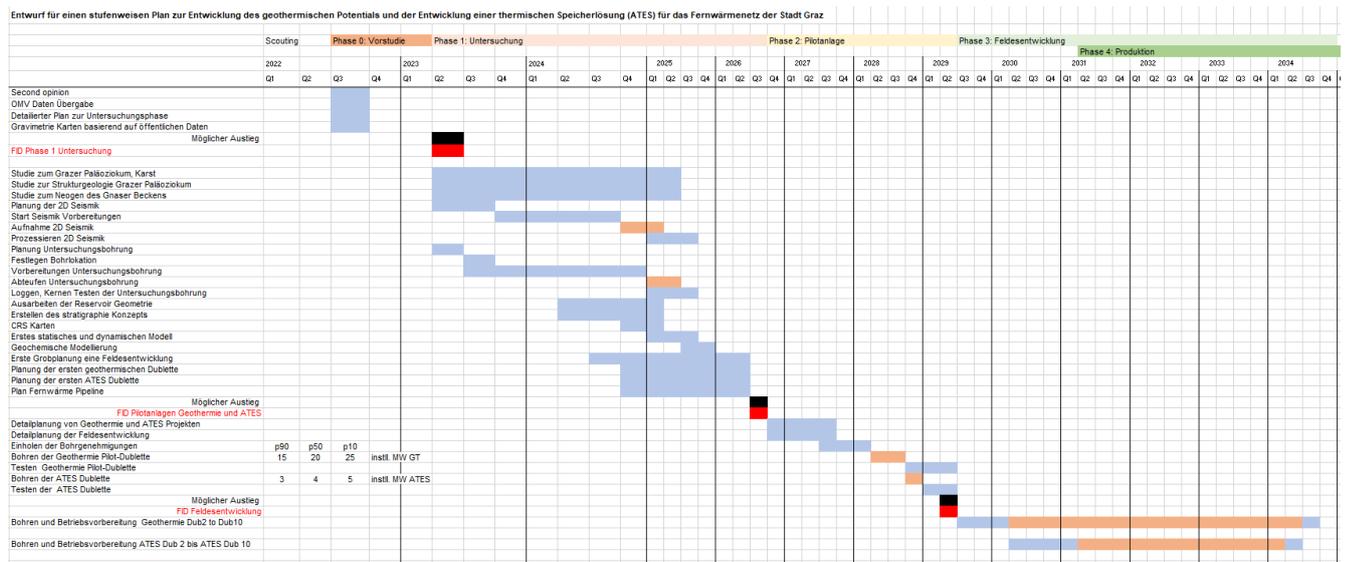


Abb. 3: Tabelle mit einem vorläufigen Projektplan beginnend mit Phase 0 Vorstudie bis zu Phase 4 Produktion.

Da speziell die 2D Seismik und die Untersuchungsbohrung lange Vorlaufzeiten für Vorbereitung und Genehmigungen haben, schlagen wir vor, die damit verbundenen Arbeiten ehestmöglich zu beginnen. Hier ist vor allem das Bergbehördeverfahren für die Untersuchungsbohrung mit 40 Wochen das längste Verfahren. Aus heutiger Sicht rechnen wir bei einem angedachten Beginn in Q2 2023 mit einer Fertigstellung aller operativen Arbeiten sowie der Studien Ende Q2 2025. Danach können detaillierte Planungen für die Bohrungen einer Pilotanlage für die Geothermie und für einen saisonalen Wärmespeicher (ATES) beginnen.

3.1 Grobkostenschätzung

Grobe Kostenschätzungen für die Geothermie-Feldesentwicklung können nachfolgender Tabelle entnommen werden. Kosten für Phase 1 und Phase 2 sind aus heutiger Sicht besser abzuschätzen als die Kosten für die weitere Feldesentwicklung. Es muss aber explizit betont werden, dass noch kein genaues Datenmaterial vorliegt, um die notwendigen Dubletten im Detail zu planen bzw. deren Kosten

schätzen zu können. Daher orientieren wir uns hierfür an den Kosten für ähnliche Bohrungen der OMV im Wiener Becken.

	Gegenstand	geliefert durch	Geschätzte Kosten
Phase 0: Vorstudie	Vorstudie	OMV	€ 30 000
<hr/>			
Phase 1: Untersuchung	Karststudie Grazer Paläozoikum	NHM	€ 300 000
	Strukturgeologie Grazer Paläozoikum	BCN	€ 300 000
	Sedimente Steirisches Becken	OMV	€ 400 000
	Lokale Aufnahmen im Gelände	Geo5	€ 200 000
	Seismik	tba	€ 5 500 000
	Untersuchungsbohrung	tba	€ 10 000 000
	Allgemeine G&G Arbeit	OMV	€ 3 000 000
			€ 19 700 000
<hr/>			
Phase 2: Pilotanlage	G&G Planung der Pilotanlagen für GT	OMV	€ 1 000 000
	G&G Planung der Pilotanlagen für ATES	OMV	€ 1 000 000
	GT Pilotanlage	OMV	€ 40 000 000
	ATES Pilotanlage	OMV	€ 4 000 000
	1. Modellierung GT Feldesentwicklung	OMV	€ 400 000
	1. Modellierung ATES Feldesentwicklung	OMV	€ 400 000
			€ 46 800 000
<hr/>			
Phase 3: Feldesentwicklung	10 Dubletten GT, 10 Dubletten ATES		€ 500 000 000
<hr/>			
Phase 4: Produktion	Instandhaltung		€ 10 000 000
<hr/>			
	Totale Kosten Feldesentwicklung		€ 576 500 000

Abb. 4: Tabelle mit einer vorläufigen und groben Kostenübersicht der einzelnen Phasen. Zu beachten ist, dass nur Phase 1 und Phase 2 aus heutiger Sicht budgetär eingeschätzt werden können Phase 3 und Phase 4 können erst zu einem späteren Zeitpunkt, nach Phase 2, genauer geplant werden. Es wurde keine Inflation oder berücksichtigt.

In der Übersicht der Kostenschätzung kann sehr gut abgelesen werden, dass Phase 1, welche ein kritischer Bestandteil des Projekts einer geothermischen Feldesentwicklung hinsichtlich technischer Planung und Risikominimierung ist, mit 3-4% den geringsten Kostenaufwand darstellt. Die Kosten für die Pilotanlage, die bereits Wärme für das Fernwärmenetz produziert und als vollwertige Anlage betrachtet werden kann, machen ca 8% der Gesamtkosten aus. Der überwiegende Teil des Budgets entfällt auf den Ausbau des geothermischen Feldes.

3.2 Risikobewertung

Die Risikobewertung eines Projekts dient der Einschätzung der Wahrscheinlichkeit, mit der Projekte wirtschaftlich dargestellt und Investitionen gerechtfertigt werden können. Die Vorgehensweise ist in der Öl- und Gasindustrie seit langem etabliert und soll auch in diesem Geothermieprojekt zur Anwendung kommen.

Für ein beliebiges geothermisches Projekt bedeutet dies folgendes: Zu Beginn eines Projekts sind noch wenige Parameter bekannt, das heißt das Risiko, dass die Förderraten, die Temperaturen oder die Chemie des Formationswassers nicht den Erwartungen entsprechen, ist relativ gesehen höher im Vergleich zu einer späteren Phase des Projekts, in der viele Unsicherheiten geklärt sind. Da wir zum heutigen Zeitpunkt weder das Reservoir, seine Tiefe, die mögliche Schüttung noch die Chemie des Fluides in der Lagerstätte kennen, ist das Funktionieren der ersten Dublette ohne weitere Voruntersuchungen riskanter, bzw. die COS (chance of success) niedriger (Abb. 5).

GT Phase 1 Untersuchung		GT Phase 2 Pilotanlage		GT 3&4 Feldesentwicklung	
19,5 m€		36,8 m€		~400 m€	
Risiko Element	Wahrscheinlichkeit	Risiko Element	Wahrscheinlichkeit	Risiko Element	Wahrscheinlichkeit
Rate	möglich	Rate	sicher	Rate	sehr sicher
Temperatur	sehr sicher	Temperatur	sicher	Temperatur	sehr sicher
Geo-Chemie	möglich	Geo-Chemie	sehr sicher	Geo-Chemie	sehr sicher
Vermeidung von induzierter Seismizität	sehr sicher	Vermeidung von induzierter Seismizität	sehr sicher	Vermeidung von induzierter Seismizität	sehr sicher
Stakeholder management	sehr sicher	Stakeholder management	sehr sicher	Stakeholder management	sicher
COS unwahrscheinlich		COS sicher		COS sehr sicher	

Abb. 5: Tabelle mit einer Darstellung der Risikobewertung der einzelnen Phasen.

Das Risiko für ein Scheitern bei der ersten Dublette wird aber durch die Arbeiten in einer „Phase 1 Untersuchung“ deutlich reduziert werden. Dies ist vor allem wichtig, da die Kosten für eine Dublette mit Vorwissen aus einer „Phase 1“ deutlich niedriger sind als die einer Dublette ohne vorhergehender Untersuchungsphase. Aus heutiger Sicht wäre eine Phase 2 ohne Untersuchungsbohrung um zumindest EUR 15 Mio. teurer und hätte aber das sehr hohe Risiko einer Untersuchungsbohrung.

3.3 Projektphasen

Im Folgenden werden die einzelnen Explorations- und Developmentphasen im Detail vorgestellt.

3.3.1 Phase 0: Vorstudie

Für den Punkt „Detaillierter Projektplan für die Exploration nach geothermischem Potenzial im

Großraum Graz sowie ein Plan für dessen Erschließung“ wurden folgende Arbeiten, die im Scope of Work definiert sind, durchgeführt:

Scope of Work

Erarbeitung eines detaillierten Erkundungs- und Erschließungskonzepts in 4 Phasen: 1) Untersuchung, 2) Pilotanlage, 3) Feldesentwicklung und 4) Produktion. Diese Phasen sind an Explorationsprogramme der Öl- und Gasindustrie angelehnt und haben methodisch ähnliche Inhalte. Zudem wird ein Business Case erstellt, der als Basis für das weitere Vorgehen dienen soll.

Die einzelnen Phasen werden mit abnehmendem Detailgrad mit Arbeitspaketen, Zeit- und Kostenschätzungen beschrieben, wobei Phasen 1 und 2 genauer definiert und abgeschätzt werden können. Phasen 3 und 4 können nur sehr grob geschätzt werden, da diese auf den Ergebnissen der Phasen 1 und 2 aufbauen. Nach jeder Phase wird eine Bewertung vorgesehen, die auch ein mögliches Ausstiegs-Szenario beinhaltet.

Neben der Studie der Geo5/Geoteam wurden OMV-inhouse Daten (Bohrungen und Seismik im Steirischen Becken) und öffentlich verfügbare Gravimetriedaten für eine erste Evaluierung verwendet.

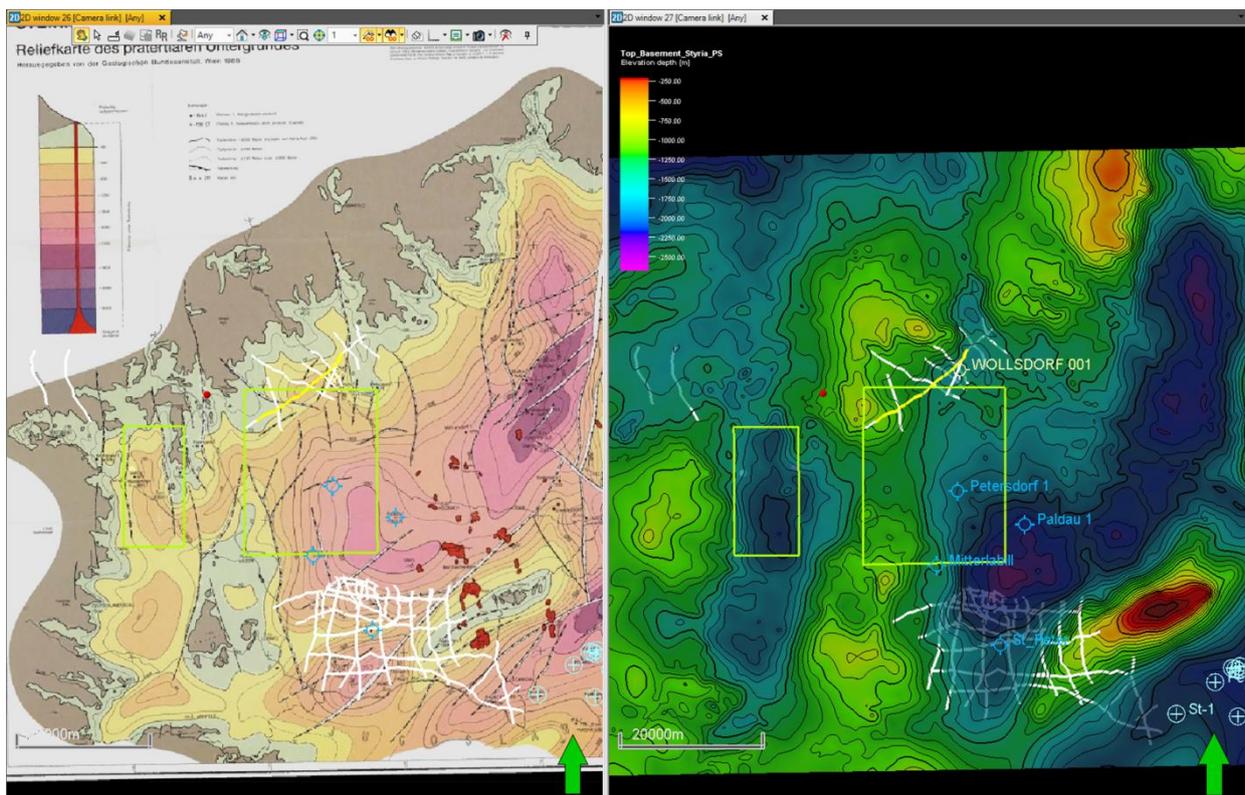


Abb. 6: Tiefenkarte des Neogenen Basements (links, Kröll et al., 1988), und Schwerekarte basierend auf Daten des Bundesamts für Eich- und Vermessungswesen BEV (rechts). Die vorgeschlagenen Kern-Untersuchungsgebiete "Weststeirisches Becken" und "Gnaser Becken" sind mit grünen Rechtecken markiert.

Aus dem Vergleich der Tiefenkarte des Basements im Steirischen Becken mit der Gravimetrie ergeben sich zwei potenzielle Arbeitsgebiete, deren Abgrenzung durch die Akquisition der 2D Linien genauer definiert wird: der nördliche Teil des Weststeirischen Beckens und der NW-Rand des Gnaser Beckens. Der Vergleich der Geologischen Karte des Basements und der Gravimetrie zeigt zudem, dass in beiden Untersuchungsgebieten die Einheiten des Grazer Paläozoikums in Tiefen von zumindest 2000m vorliegen. Bereits Ebner et al, 1986, zeigen diese Möglichkeit in einem Profil, das von Graz aus Richtung Südosten zur Bohrung Mitterlabill 1 verläuft, auf und stellen auch den Einfluss von mehreren Störungssystemen an der Becken-Basis dar (Abb. 7).

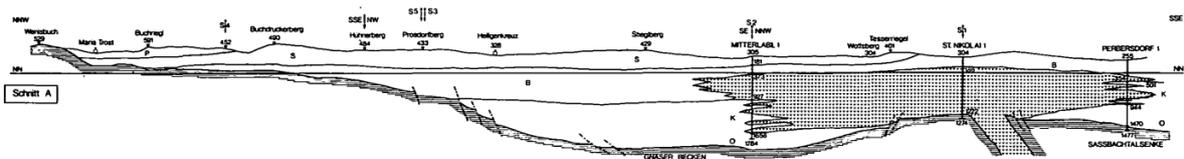


Abb.7: Geologischer Schnitt (Profil A aus Ebner et al, 1986) zur geologischen Situation im und unterhalb des steirischen Beckens von Graz zur Bohrung Mitterlabill 1. Die Gesteine des Grazer Paläozoikums finden hiernach ihre Fortsetzung bis in die tiefsten Bereiche des Gnaser Beckens.

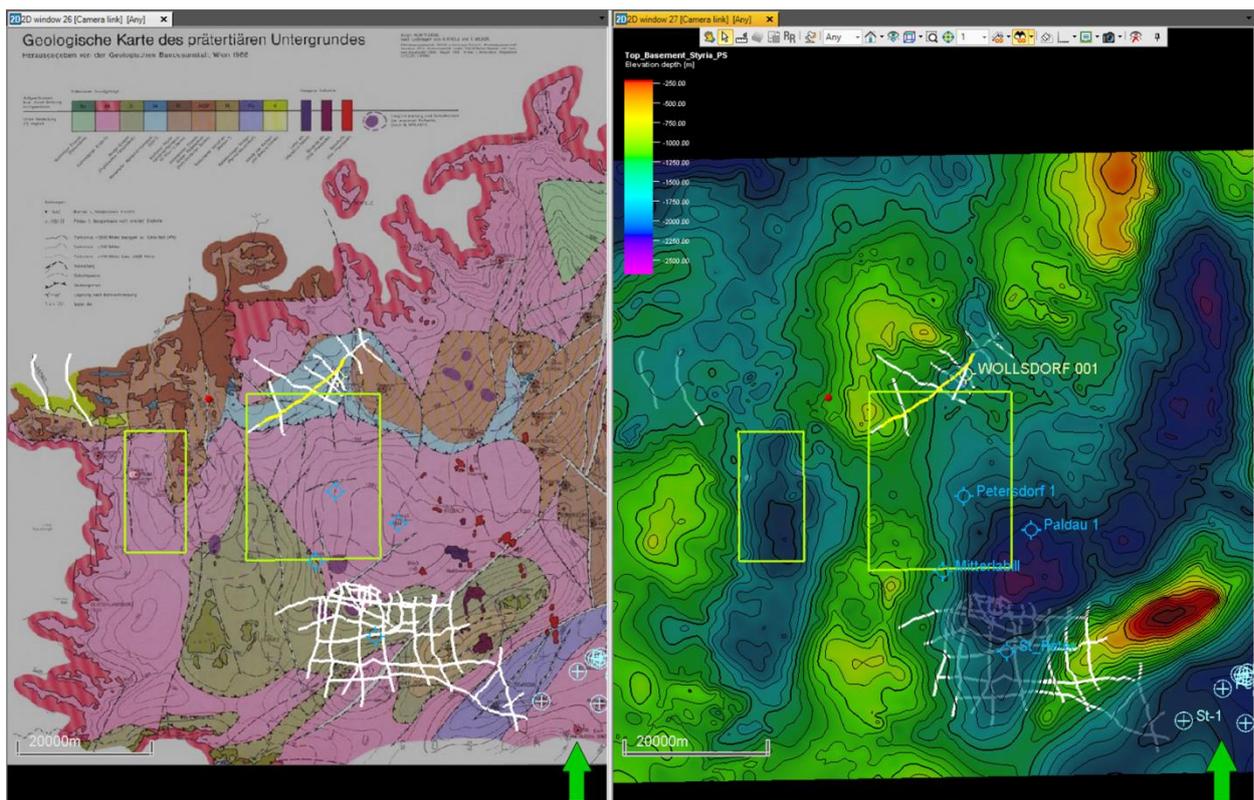


Abb. 8: Geologische Karte des Neogenen Basements (links, Kröll et al., 1988), und Schwerekarte basierend auf Daten des BEV (rechts). Die vorgeschlagenen Kern-Untersuchungsgebiete "Weststeirisches Becken" und "Gnaser Becken" sind mit grünen Rechtecken markiert. Gut ersichtlich sind die paläozoischen Sedimente an den nördlichen Rändern der Arbeitsgebiete, die dort in einer Tiefenlage zu finden sein sollten, welche eine geothermische Nutzung erlaubt.

Die OMV inhouse Daten (Seismik), decken die beiden oben genannten Zielgebiete kaum ab. Am Nordrand des Untersuchungsgebiets Gnaser Beckens finden sich sieben 2D Seismik Linien und drei Bohrungen. Die 2D Seismik der Messkampagne "Graz-Ost" stammt aus den frühen 1980er Jahren und liegt nicht digital vor, sondern kann nur als Bild dargestellt werden. Die Qualität ist als schlecht zu bewerten und für die Zwecke dieses Projekts nicht verwendbar. Einzelne Reflexionen sind zwar auszumachen, diese könnten die Oberkante des Basements darstellen.

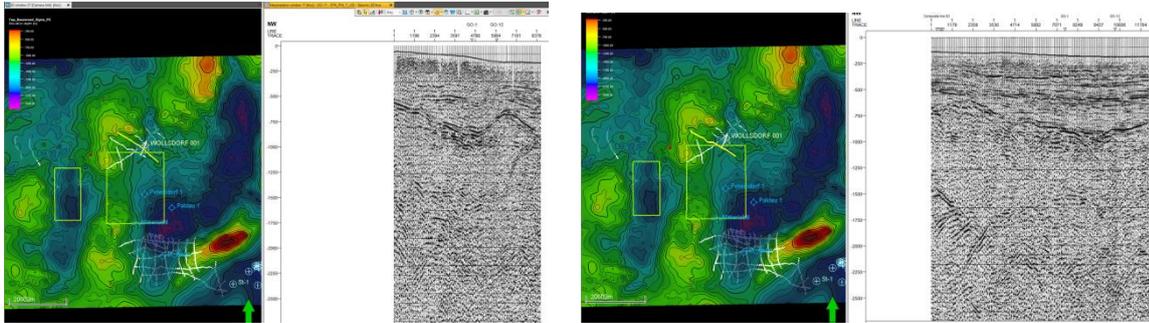


Abb. 9: Vergleich von Schwerekarten basierend auf Daten des BEV und 2D Seismik Linien der OMV. Links: 2D Seismik Linie GO-11, rechts 2D Seismik Linie GO-5.

Die vorhandenen Daten und deren Qualität lassen aber keine weiteren Untersuchungen im Hinblick auf eine geothermische Feldesentwicklung zu. Im Süden des Gnaser Beckens gibt es einen weiteren Seismik Datensatz der OMV, in diesem Gebiet finden sich aber vor allem vulkanische Einheiten, deren geothermisches Potenzial aus heutiger Sicht nicht als hoch beurteilt werden kann. Im Allgemeinen zeigen vulkanische Gesteine niedrige bis keine Permeabilität, weshalb wir dieses Gebiet vorerst aus unseren Betrachtungen ausgeschlossen haben.

3.3.2 Phase 1: Untersuchung

Phase 1 beschreibt die ersten Untersuchungen in einem Arbeitsgebiet. Es wird nach regional verbreiteten, geeigneten Speichergesteinen gesucht. Zudem werden allgemeine Rahmenbedingungen eingeschätzt, wie etwa Temperatur in der Tiefe oder die Entfernung zu einem Verbrauchernetz. In dieser Phase wird auch die generelle Architektur des Sedimentbeckens und seines Untergrundes ermittelt. Hierzu werden zum einen geophysikalische Methoden eingesetzt (Magnetik, Gravimetrie), als auch alle verfügbaren Daten gesammelt und kombiniert. Die geologische Geländearbeit beginnt ebenfalls in der Untersuchungsphase.

Sobald ein Gebiet als erfolgversprechend identifiziert wurde, werden in diesem Stadium auch erste Vorplanungen für eine Seismikkampagne und zumindest eine Probebohrung getroffen, um eine Kostenabschätzung und eine Detailplanung für die Lead Phase zu erlangen. Die in „Phase 0“ erarbeitete Kostenschätzung wird anhand der gewonnenen Daten aktualisiert und dient als Grundlage für das weitere Vorgehen.

Eine zentrale Aufgabe dieser Untersuchungsphase ist, Risiko und Kosten (siehe oben) des Investments für die Test-Dublette in Phase 2 zu reduzieren.

Diese Phase endet entweder mit einer Investment Entscheidung für die Pilot Phase oder dem Exit aus dem Projekt.

Die Phase „Untersuchung“ wird in mehrere Teile gegliedert und besteht aus:

- (a) Geologische Studie zum strukturellen Aufbau des Grazer Paläozoikums
- (b) Geologische Studie zur Verkarstung und Verteilung von Kluft- und Karstaquiferen in den Einheiten des Grazer Paläozoikums
- (c) Geologische Studie zur Stratigraphie und Reservoireigenschaften des Neogens im Steirischen Becken
- (d) Akquisition, Prozessierung und Interpretation von ca. 800 km 2D Seismik
- (e) Abteufen und Testen einer Untersuchungsbohrung
- (f) Überarbeitung des gewinnbaren thermischen Potenzials im Großraum Graz
- (g) Ausarbeitung einer geothermischen Pilot-Dublette sowie einer ATES Dublette basierend auf allen erhobenen Daten (detaillierte Kartierung in einem genau festgelegten Gebiet, Modellierung des/der potentiellen Reservoire/s, etc.)
- (h) Überarbeitung der geplanten Investmentkosten sowie Review und Entscheidung über Fortführung oder Beendigung des Programms

Detaillierte Beschreibung der einzelnen Abschnitte von Phase „Untersuchung“

- (a) Geologische Studie zum strukturellen Aufbau des Grazer Paläozoikums

Teile des Grazer Paläozoikums werden durch Karbonate aufgebaut, die zum Teil sehr gute Reservoireigenschaften aufweisen. So wird zum Beispiel die thermische Energie in den Geothermie Bohrungen der Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH aus den Karbonaten des Grazer Paläozoikums gewonnen.

Mit der Studie zum strukturellen Aufbau des Grazer Paläozoikums soll die Verteilung der geologischen Einheiten im Untergrund des Steirischen Beckens geklärt werden. Die zentrale Frage ist die Ausdehnung der Karbonate des Grazer Paläozoikums nach Süden. Zurzeit gibt es keine Informationen über geologische Einheiten unter den miozänen Sedimenten des Gnaser Teilbeckens. Eine verbesserte Vorhersage wird nach einer strukturgeologischen Bearbeitung des ober Tage aufgeschlossenen Anteils des Grazer Paläozoikums möglich sein. Für diese Studie würden wir vorschlagen, sie gemeinsam mit dem renommierten Institut Facultat de Ciències de la Terra Universität de Barcelona an der Universität von Barcelona durchzuführen.

(b) Geologische Studie zur Verkarstung und Verteilung von Kluft- und Karstaquiferen in den Einheiten des Grazer Paläozoikums

Neben der prinzipiellen Verteilung der Reservoirgesteine, ist die Beziehung von Fließfähigkeit und Klüftung, bzw der Verkarstung der Gesteine ausschlaggebend. Diese Zusammenhänge müssen großräumig in einer Studie untersucht werden. Dies speziell im Hinblick auf die Situation der Geothermie Bohrungen in München, für deren Erfolg ebenfalls die Verkarstung an Störungen ausschlaggebend ist. Die Studie dient der Klärung der Fragen nach der Art möglicher Verkarstung unter dem steirischen Becken, wie weit die Verkarstung an Störungszonen gebunden ist und wie sie die Wegsamkeiten für Fluide beeinflusst bzw. erhöht. Für diese Studie würden wir vorschlagen, sie gemeinsam mit dem Naturhistorischen Museum Wien durchzuführen.

(c) Geologische Studie zur Stratigraphie und Reservoir Eigenschaften des Neogens im Steirischen Becken

Die Sedimente des Steirischen Beckens erreichen im Gnaser Becken eine Mächtigkeit von über 3000m. Es gibt nur wenige öffentlich zugängliche Daten über den genauen Aufbau der sedimentären Abfolge im Gnaser Becken, welches ein Teilbecken des Steirischen Beckens darstellt. Die bekannte Literatur deutet allerdings klar darauf hin, dass nicht nur derselbe stratigraphische Umfang wie im Wiener Becken zu erwarten ist, sondern dass die Reservoirereigenschaften der Sedimentpakete ebenfalls sehr ähnlich ausgebildet sein dürften. Eine kürzlich durchgeführte Diplomarbeit, Dax 2021, dokumentiert ebenfalls anhand von Seismikdaten der OMV und RAG die Parallelen der Stratigraphie als auch der zu vermutenden Reservoirereigenschaften im Vergleich zum Wiener Becken. An der Basis des Neogens wurde in einigen Bohrungen ein Basiskonglomerat (bzw. –brekzie), das aufgrund seiner Durchlässigkeiten und seiner Tiefenlage ebenso ein lohnendes Ziel für geothermische Nutzung sein kann, angetroffen (z.B. Blumau 1/1a, Arnwiesen 1, Ilz Thermal 1).

Aufgrund der großen Ähnlichkeit zum Wiener Becken, würden die Arbeiten zum Neogen des Gnaser Beckens innerhalb des OMV Konzerns durchgeführt werden.

(d) Akquisition von ca. 800 km 2D Seismik

Über das Zielgebiet des nördlichen Gnaser Beckens soll eine 2D Seismik Kampagne im Umfang von ca. 800 km akquiriert werden.

Diese würde aus 16 2D Linien (8 Linien W-E und 8 Linien N-S) bestehen, wobei zwei W-E Linien sowie eine N-S Linie ca. 60 km Länge betragen soll, um eine ausreichende Abbildung der geologischen Einheiten bis in das Basement unterhalb der neogenen Beckenfüllung zu gewährleisten. Die konzeptionelle Anordnung der 2D Linien ist auf folgender Karte verdeutlicht:

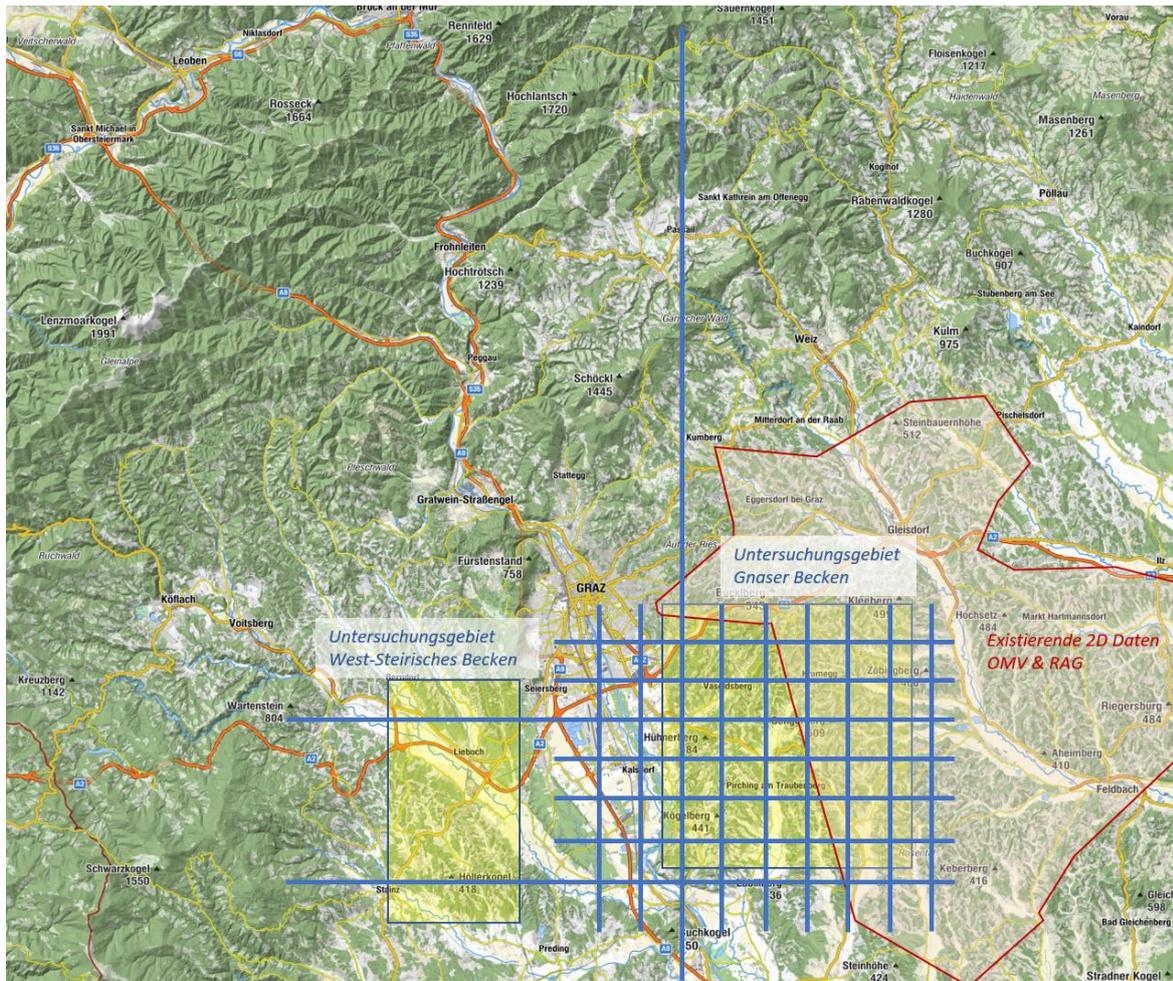


Abb. 10: Konzeptionelles Design für 2D Seismik Aufnahmen. Die Untersuchungsgebiete der OMV sind gelb eingefärbt, die vorgeschlagenen Linien in blau dargestellt. Die bestehenden 2D Daten decken das rot markierte Gebiet ab.

Die genauen Positionen der 2D Linien sowie deren Verlauf müssen in einer Detailplanung erarbeitet werden und hängen von den Gegebenheiten an der Oberfläche sowie Genehmigungen ab. In der Planung der 2D würden wir auch eine Einbindung von Geo5/Geoteam vorschlagen. Mit diesen 2D Linien wird es möglich sein, die Erstreckung der Reservoirs räumlich im Untergrund zu erfassen. Die Seismik soll das gesamte Untersuchungsgebiet, welches wir für die Definition der Feldesentwicklung als notwendig erachten, abbilden. Die thermisch interessanten Reservoirs liegen in 3000 m Tiefe an der Grenze von Neogen zu Grazer Paläozoikum. Um Gesteinsformationen von den Aufschlüssen an der Oberfläche in die Tiefe zu extrapolieren, braucht es zumindest zwei lange Seismik Linien, welche in einer kontinuierlichen Sektion den Aufschluss (z.B. Schöckl oder Koralpe) mit den Gesteinen im Untergrund des Gnaser Beckens verbindet. Die Vorhersage über die Verbreitung möglicher geothermischer Reservoirs, deren räumliche Ausdehnung sowie deren Mächtigkeiten ist eine der Hauptaufgaben der 2D Seismik. Die Zuordnung der Reservoirgesteine bleibt aber bis zum Abteufen der ersten Bohrung mit Unsicherheiten behaftet. Daher schlagen wir vor, die Arbeiten „2D Seismik“ und „Untersuchungsbohrung“ zeitgleich durchzuführen.

Weiters werden die seismischen Linien die genaue Lage des Nord-Süd verlaufenden Bruches zeigen, der das Gnaser Becken nach Westen hin begrenzt. Dieser Bruch ist laut unserem Kenntnisstand bislang nicht auf seismischen Linien abgebildet. Die Kartierung seines Verlaufes wird es erlauben, den Abstand der Dubletten zum Fernwärmenetz zu optimieren. Zudem werden wir durch die 2D Seismik in der Lage sein, Reservoirs für saisonale Wärmespeicher (ATES) in ihrer räumlichen Erstreckung genau zu definieren.

Abhängig von den Ergebnissen der Vorstudien und der 2D Seismik muss über die Akquisition einer 3D Seismik nachgedacht und entschieden werden. Bei einer wichtigen Rolle von Störungszonen für die Bereitstellung von Fluidwegsamkeiten ist die genaue Platzierung der Bohrungen entscheidend. Dafür braucht man mit großer Wahrscheinlichkeit ein 3D Abbild des Untergrunds. Der Rahmen (Ausdehnung, Tiefenlage) dafür sollte durch die 2D ausreichend definiert sein.

Planung und Durchführung von 2D und 3D Seismikkampagnen können von OMV durchgeführt werden. Die Akquisition selbst würde durch Kontraktoren durchgeführt werden. Hier hat OMV jahrzehntelange weltweite Erfahrung mit Anbietern für 2D und 3D Seismik.

Eine grobe Kostenschätzung wurde vorab ermittelt und ist in Abb. 4 ersichtlich. Da die 2D Seismik einen hohen Planungsaufwand im Gelände hat, wäre dies ein Arbeitspaket, bei dem die Zusammenarbeit mit Ingenieursfirmen wie der Geo5 oder Geoteam wünschenswert wäre.

(e) Abteufen und Testen einer Untersuchungsbohrung

Zwei der drei Risiken einer ersten Geothermie-Dublette südöstlich von Graz können nur durch eine Untersuchungsbohrung eingegrenzt werden. Das sind a) die Förderrate der Bohrung und b) die Chemie der Lagerstättenwässer. Das dritte Risiko, der geothermische Gradient, wurde schon durch Messungen der Temperatur in älteren Bohrungen ausreichend eingegrenzt (der Gradient liegt zwischen 3,5°C in Graz und 4°C pro 100m in Petersdorf 1).

Da das Gnaser Becken aus sedimentologischer und thermischer Betrachtung seitens OMV ein ideales Ziel darstellt, sollte in diesem Bereich eine Untersuchungsbohrung abgeteuft und getestet werden. Als Ausgangspunkt soll die Explorationsbohrung „Petersdorf 1“ dienen. Basierend auf weiteren vorhandenen Daten lässt sich ein Streifen zwischen Mur und Petersdorf als Zielgebiet eingrenzen. Die Planung, Abteufung sowie Komplettierung der Bohrung könnte von OMV durchgeführt werden. Da das Erlangen der bergrechtlichen Herstellungsbewilligung der Bohrung rund 45 Wochen dauert, müssten die Vorbereitungsarbeiten ehestmöglich begonnen werden. Kritische Arbeiten sind die Festlegung der Zielkoordinaten, die Planung der Bohrung und des Tests sowie die Ausschreibung der Gewerke, die Vertragsvergabe und die Einreichung des Projekts bei der Bergbehörde.

Ziele der Bohrung:

(i) Förderrate

Um die Förder- und Injektionsrate zukünftiger vollwertiger Geothermie Dubletten bestimmen zu können, müssen zum einen die Reservoire selbst beschrieben (Bohrlochmessungen und Kerne der Bohrlochseitenwand) und Fördertests bei den vielversprechendsten Horizonten durchgeführt werden. Wir empfehlen das Programm der Bohrlochmessungen möglichst einfach zu halten. Sie sollen der semi-quantitativen Beschreibung der Porosität in der Bohrung dienen. Die quantitative Bestimmung der Porosität und Permeabilität muss an Bohrkernen aus der Bohrlochwand – sogenannten Side Wall Cores – durchgeführt werden. Die Lieferfähigkeit (k/h) soll in Fördertests bestimmt werden. Für das tiefere Geothermie-Ziel schlagen wir einen zeitlich limitierten open-hole Test vor. Die seichteren Horizonte, welche für einen ATES in Frage kommen, können aus einer Verrohrung heraus mit einem cased-hole Test evaluiert werden. Der Test für den ATES sollte aus Kostengründen direkt anschließend an den Geothermietest durchgeführt werden. Ein weiterer wichtiger Teil der Untersuchungsbohrung ist die Messung der seismischen Geschwindigkeit der einzelnen geologischen Schichten (Sonic Log). Diese erlaubt die Kalibrierung der Umrechnung der 2D Seismik von Zeit zu Tiefe an einer Bohrung. Ein detailliertes Mess- und Testprogramm wird im Laufe der Vorbereitung erstellt.

(ii) Chemie des Lagerstättenwassers

Die Chemie des Lagerstättenwassers ist ausschlaggebend für die Planung der Obertageanlagen sowie die Menge an thermischer Energie, die aus dem Wasser entnommen werden kann. Eine zu starke Absenkung der Temperatur führt zum Ausfallen von gelösten Gasen und Mineralen. Zudem ist die Kenntnis der gelösten Gase wichtig für die Betriebssicherheit (H₂S) und die durch CO₂ ausgelöste mögliche Korrosion. Die Chemie der Lagerstättenwässer kann aus Proben bestimmt werden, die während eines Fördertests direkt in der Lagerstätte (in situ) genommen werden. Die Probenahme erfolgt idealerweise unter Reservoirbedingungen (downhole sampling), damit die originale Zusammensetzung, vor allem der Gase, erhalten bleibt. Die Beprobung ist Teil des Tests und wird in dessen Planung miteinbezogen.

(f) Überarbeitung des gewinnbaren thermischen Potenzials im Großraum Graz

In diesem Schritt werden die Erkenntnisse aus den vorhergehenden Arbeiten kombiniert und Gebiete ausgewiesen, in denen die höchste Erfolgsaussicht auf eine nachhaltige Produktion von thermaler Energie besteht, beziehungsweise welche Standorte für einen ATES geeignet sind. Hierzu werden sogenannte Common Risk Segment Karten (CRS Maps) erstellt, die eine Kombination aller Risiken in

einer Karte darstellen. Zu diesem Zeitpunkt kann auch erstmals die gewinnbare thermische Energie genau abgeschätzt werden. Anhand dieser Abschätzung wird ein erster konkreter Plan für die Feldesentwicklung erstellt. Dieser bezieht sich vor allem auf die Anzahl der Dubletten sowie deren Standorte. In dieser Phase werden auch Standorte für ATES ermittelt. Idealerweise können Standorte von ATES mit den Standorten der direkten geothermischen Energiegewinnung kombiniert werden und dadurch Synergien gehoben sowie Kosten eingespart werden.

- (g) Erste Ausarbeitung einer geothermischen Pilot-Dublette, einer ATES Dublette sowie einer Fernwärmeleitung basierend auf allen erhobenen Daten

Basierend auf den CRS Karten werden Standorte ermittelt, an denen Geothermie Anlagen und ATES (idealerweise kombiniert) möglich sind. Die Kombination beider Anlagen an einem Standort senkt wie bereits oben angeführt einerseits die Kosten und erlaubt andererseits einen Langzeit-Test der Geothermie Anlage, bei dem die gewonnene Wärme im ATES gespeichert werden kann. So können beide Systeme von einem Platz aus getestet werden.

Ein wichtiger Bestandteil dieser Ausarbeitung ist eine ausführliche Kartierung der 2D Seismik, die nach der Untersuchungsbohrung gut kalibriert in Tiefe umgewandelt werden kann. Anhand der Kartierung sollen erste Reservoirmodelle für das geothermische Reservoir und den saisonalen Wärmespeicher ATES erarbeitet werden. Dieses Reservoirmodell ist besonders wichtig, um den Abstand von Produktions- und Injektionsbohrungen sowie die räumliche Verteilung möglicher zusätzlicher Anlagenstandorte im Potenzialgebiet zu ermitteln. Nach der Testphase werden Reservoirkarten, Reservoirmodelle und die Berechnung der Wirtschaftlichkeit ein weiteres Mal überarbeitet.

Anschließend sollen die Vorplanungen für die Pilotanlage, den ATES als auch für die Fernwärme-Pipeline begonnen werden, da diese Vorbereitungsarbeiten sehr zeitintensiv sind. Zudem erlaubt erst die Vorplanung eine genaue Abschätzung der zu erwartenden Kosten.

- h) Überarbeitung der geplanten Investmentkosten sowie Review und Entscheidung über Fortführung oder Beendigung des Programms

Nach Überarbeitung und Neuvalidierung der Investitionskosten werden in einem Review alle gewonnenen technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Daten präsentiert, bewertet und die Entscheidung über den Bau der Pilotanlagen für Geothermie und ATES sowie der Pipeline getroffen. Kann das Projekt zu diesem Zeitpunkt wirtschaftlich dargestellt werden, geht das Programm in die nächste Phase (Planung und Bau einer Pilotanlage) über. Bei Nicht-Wirtschaftlichkeit würde das an dieser Stelle die Einstellung des Programms zur Folge haben.

3.3.3 Phase 2: Pilotanlage

In dieser Phase des Projekts wird die technische Umsetzbarkeit einer Geothermie Dublette und der ATES Dublette getestet. Dafür sollen je eine Pilotanlage idealerweise auf einem gemeinsamen Platz errichtet werden. Mit diesen Pilotanlagen werden dann in einem Testbetrieb die Rahmenbedingungen in Bezug auf Förderung von heißem Wasser, Speicherbarkeit von thermischer Energie, Materialwahl und Oberflächeninstallationen erarbeitet. Die Ergebnisse dieser Pilot-Phase bilden die Grundlage für die Planung der Feldesentwicklung für die Geothermie und ATES.

Parallel zur Errichtung des Pilot-Betriebs wird schon an der Planung der Feldesentwicklung gearbeitet. An dieser Stelle soll festgehalten werden, dass die Pilotanlagen vollwertige Geothermie- sowie ATES Anlagen darstellen, die nach Inbetriebnahme an das Fernwärmenetz angeschlossen werden können.

Ebenso wie die Phase „Untersuchung“ ist auch diese Phase in mehrere Abschnitte gegliedert:

- (a) Detailplanung und Vorbereitungsarbeiten für Bohrungen
- (b) Beginn der Planung der Feldesentwicklung
- (c) Detailplanung und Vorbereitungsarbeiten zur Errichtung einer Fernwärmehauptleitung, um in das bestehende Netz einbinden zu können
- (d) Einreichung der Bohrungen und der Fernwärmehauptleitung bei den zuständigen Behörden
- (e) Errichtung des Bohrplatzes
- (f) Abteufen und Komplettieren der Bohrungen
- (g) Testbetrieb
- (h) Review der Testphase und Entscheidung über die Feldesentwicklung Geothermie und ATES
- (i) Bau der Fernwärmehauptleitung zum Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz

Nach absolviertem Langzeittest der Geothermie-Anlage und des ATES kann über die Planung und Umsetzung der Feldesentwicklung entschieden werden. Voraussetzung dafür ist die Erteilung der Genehmigungen zum Bau der Fernwärmehauptleitung/en.

3.3.4 Phase 3: Feldesentwicklung

Die Phase „Feldesentwicklung“ teilt sich Grundsätzlich in a) die Feldesentwicklung der Geothermie und b) die Feldesentwicklung ATES. Diese sollen auch hier getrennt beschrieben werden, da diesen unterschiedliche Parameter hinsichtlich ihrer thermischen Produktion, den Errichtungskosten und den technischen Ausrüstungen zu Grunde liegen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt geht die OMV aufgrund des geothermischen Gradienten von der Möglichkeit aus, dass mit der Errichtung von 10 Geothermie-Dubletten eine Jahresleistung von rund 1 TWh erreicht werden kann. Die Leistung eines ATES liegt aus derzeitiger Sicht ca. eine Größenordnung darunter.

(a) Feldesentwicklung Geothermie

Nach gegenwärtiger Annahme gehen wir davon aus, dass 10 geothermische Dubletten errichtet werden können. Aufgrund der noch unklaren geologischen Gegebenheiten gehen wir momentan in Analogie zu anderen vergleichbaren Sedimentbecken von einer Leistung zwischen 15 und 25 MW pro Dublette aus. Dies ergibt bei einer Feldesentwicklung mit 10 Dubletten eine Anschlussleistung von 150-250MW_{th}

(b) Feldesentwicklung ATES

Für den ATES kommen am ehesten obermiozäne Deltasedimente in Frage (Ebner et al 1986; Dax 2021). Beide Autoren weisen gute bis sehr gute ca. 100m mächtige Sande aus dem Untersarmat aus. Diese Sande sind laut Beschreibungen als Delta-Sande einzustufen und bei der gegebenen Tiefe sind die Einschätzungen betreffend ihrer guten Qualität nachvollziehbar. Die Erfahrungen der OMV im Wiener Becken zeigen zudem, dass Deltasysteme, welche 100m Mächtigkeit aufweisen, zumindest 100km² Fläche bedecken. Nach gegenwärtiger Annahme gehen wir davon aus, dass in dem Untersarmat des Gnaser Beckens mehrere ATES errichtet werden können.

(c) Pipelinebau

Die Anbindung der Dubletten und des ATES an das bestehende Fernwärmenetz soll parallel zum Ausbau der Feldesentwicklung erfolgen. Es ist zu prüfen, ob die Anbindung bereits bei der Pilotanlage erfolgen soll.

3.3.5 Phase 4: Produktion

Phase 4 in diesem Untersuchungs- und Aufschließungsprogramm beschreibt die Produktion und Speicherung von thermischer Energie über den gesamten geplanten Zeitraum hinweg.

Diese Phase beginnt nach der Errichtung der ersten Geothermie Anlage bzw. des ersten ATES und läuft bis zum Abschluss der Feldesentwicklung parallel zu Phase 3. Danach besteht Phase 4 vor allem aus Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, sowie der Optimierung laufender Anlagen.

4 Literatur

- Ebner, F., Erhart-Schippek, F. & Walach, G., 1986: Erdgaspeicher Oststeiermark - Geologische Gebietsauswahl. Arch. f. Lagerst.forsch. Geol. B.-A., 7, 5-17.
- Ebner, F., & Sachsenhofer, R. 1995: Palaeogeography, subsidence and thermal history of the Neogene Styrian Basin (Pannonian basin system, Austria). *Tectonophysics* 242, 133-150.
- Elster, D., Goldbrunner, J., Wessely, G., Niederbacher, P., Schubert, G., Berka, R., Philippitsch, R. & Hörhan, T., 2016: Erläuterungen zur geologischen Themenkarte Thermalwässer in Österreich 1 : 500 000. Geologische Bundesanstalt, Wien.
- Gasser, D., Stüwe, K., Fritz, H., 2009: Internal structural geometry of the Paleozoic of Graz, *International Journal of Earth Sciences*, Volume 99, Issue 5
- Kröll, A.; Flügel, H.W.; Seiberl, W.; Weber, F.; Walach, G. & Zych, D., 1988: Steirisches Becken - Südburgenländische Schwelle 1:200.000 mit Erläuterungen. Geologische Bundesanstalt, Wien.
- Zetinigg, H. (1993): Die Mineral- und Thermalquellen der Steiermark. – Mitteilungen der Abteilung für Geologie und Paläontologie am Landesmuseum Joanneum, 50/51, 362 S., Graz.