

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

30.06.2014

Projekttitlel:
Potenzial der Tiefengeothermie für die
Fernwärme- und Stromproduktion in
Österreich

Projektnummer: 834451

Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/04/2013
Projektende	31/03/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	24 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
AnsprechpartnerIn	Dipl.-Ing. Kurt Könighofer
Postadresse	RESOURCES - Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit Elisabethstraße 18/II A-8010 Graz
Telefon	0043 (0)316 876 1324
Fax	0043 (0)316 876 6010
E-mail	kurt.koenighofer@joanneum.at
Website	www.joanneum.at/resources

Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich

GeoEnergie2050

AutorInnen:

K. KÖNIGHOFER, G. DOMBERGER, S. GUNCZY, M. HINGSAMER, J. PUCKER,
M. SCHREILECHNER, J. AMTMANN (JOANNEUM RESEARCH)
J. GOLDBRUNNER, H. P. HEISS (GEOTEAM)
J. FÜREDER, G. BURGSTALLER, U. PÖLZL (ENERGIE AG OBERÖSTERREICH WÄRME)

Projekt Nr.: RES.04-11.GF.031-01
Bericht Nr.: EUB-B-3/14
Freigegeben: Graz, am 30.06.2014



R. Padinger
Forschungsgruppenleiter

K. Könighofer
Projektleiter

Projekttitle

GeoEnergie2050

Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich

Projektkonsortium

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit

Energieforschung, Geophysik und Geothermie

Dipl.-Ing. Kurt Könighofer

Dipl.-Ing. Gunnar Domberger

Dipl.-Ing. (FH) Stefan Gunczy

Mag.^a Maria Hingsamer

Dipl.-Ing.ⁱⁿ (FH) Johanna Pucker

Dipl.-Ing. Dr. mont. Marcellus Schreilechner

Elisabethstraße 18/II

8010 Graz

Tel. +43/316/876-1324

Fax +43/316/876-6010

Email: kurt.koenighofer@joanneum.at

<http://www.joanneum.at>



**GEOTEAM Technisches Büro für Hydrogeologie,
Geothermie und Umwelt Ges.m.b.H.**

Ao. Univ.-Prof. Dr. Johann Emmerich Goldbrunner

Mag. Hans Peter Heiss

Bahnhofgürtel 77

8020 Graz

Tel. +43/316/269269

Fax +43/316/269269-15

Email: goldbrunner@geoteam.at

<http://www.geoteam.at>



Technisches Büro für Hydrogeologie, Geothermie und Umwelt Ges.m.b.H.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Energie AG OÖ Wärme GmbH

Dipl.-Ing. Dr. techn. Josef Füreder

Ing. Gerhard Burgstaller

Mag. Ulrike Pölzl, MPA

Böhmerwaldstraße 4

4021 Linz

Tel. +43/5/90510-6530

Fax +43/5/90510-6519

Email: josef.fuereder@energieagwaerme.at

<http://www.energieagwaerme.at>



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“, 5. Ausschreibung, durchgeführt.



1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	7
2	Einleitung	13
3	Geologische Gegebenheiten und Gewinnungstechnologien	16
3.1	Geothermisches Potenzial.....	16
3.1.1	Bearbeitungsmethodik.....	16
3.1.2	Grundlagen, Datenerhebung, Datenbestand	17
3.1.2.1	Geografische Basisdaten	17
3.1.2.2	Geologische Karten.....	18
3.1.2.3	Geophysikalische Informationen	18
3.1.2.4	Tiefbohrungen inkl. erforderlicher Datensätze und Parameter	21
3.1.2.5	Geologische Kartenwerke – Struktur und lithologischer Aufbau der Sedimentbecken	23
3.1.2.6	Geologische Profile und Schnitte.....	25
3.1.2.7	Bevölkerungsentwicklung	27
3.1.2.8	Relevante Vorprojekte.....	27
3.1.3	Beschreibung der bestehenden Nutzungen.....	27
3.1.3.1	Überblick.....	27
3.1.3.2	Oberösterreichische Molassezone	30
3.1.3.3	Steirisches Becken und Pannonisches Becken	32
3.1.4	Definitionen, Begriffsbestimmungen, Beschreibung des geothermischen Potenzials.....	34
3.1.4.1	Oberflächennahe geothermische Energie	34
3.1.4.2	Hydrothermale Energie	34
3.1.4.3	Petrothermale Energie	36
3.1.5	Methodische Vorgangsweise zur Analyse des geothermischen Potenzials	40
3.1.5.1	Analyse und Darstellung des geothermischen Potenzials	40
3.1.5.2	Eigenschaften des geothermischen Potenzials	41
3.1.5.3	Systematische, GIS-gemäße Analyse des geothermischen Potenzial	41
3.1.5.4	Geothermisches Potenzial in Österreich.....	46
3.1.6	Ergebnisse der Potenzialanalyse.....	46
3.1.6.1	Hydrothermales Potenzial	46
3.1.6.2	Petrothermales Potenzial	50
3.2	Analyse des hydrothermalen Potenzials auf Basis von Gemeinden	56
3.2.1	Auswertemethodik - Hydrothermales Potenzial in den Beckenbereichen und überschobenen Bereichen (Molassezone, Wiener Becken, Steirisches Becken, Molassezone Vorarlberg).....	56
3.2.2	Wiener Becken – Hydrothermales Potenzial	57
3.2.3	Steirisches und Pannonisches Becken – Hydrothermales Potenzial	62
3.2.4	Molasseuntergrund (OÖ, NÖ, Salzburg, Vorarlberg) – Hydrothermales Potenzial	62
3.2.5	Alpine Bereiche – Hydrothermales Potenzial.....	64

3.2.5.1	Geologische Rahmenbedingungen	64
3.2.5.2	Methodik und Informationsstand.....	64
3.2.6	Bereich mit geringem und unbedeutenden hydrothermalen Potenzial	66
4	Geografische Voraussetzungen und Umwandlungstechnologien	67
4.1	Technologieübersicht Energieumwandlungsanlagen.....	67
4.1.1	Systeme der Energieumwandlung aus tiefer Geothermie	68
4.1.2	Technologien zur Stromerzeugung aus tiefer Geothermie	71
4.2	Wärmebedarf 2020 und 2050	79
4.2.1	Methodik der Berechnung	79
4.2.2	Randbedingungen für 2020 und 2050	81
4.2.2.1	Rechtliche Randbedingungen	81
4.2.2.2	Randbedingungen für den Wärmebedarf.....	84
4.2.2.3	Berücksichtigung von Siedlungsstrukturen und Änderung der Bevölkerungszahl	84
4.2.3	Wärmebedarf 2020 und 2050	86
5	Festlegung der Rahmenbedingungen für die Potenziale	88
5.1	Geothermische Rahmenbedingungen	88
5.2	Nachfrageseitige Rahmenbedingungen.....	90
6	Potenzialermittlung 2020 und 2050	92
6.1	Methodik	92
6.1.1	Rahmenbedingungen	92
6.1.2	Realistisches Potenzial 2020.....	94
6.1.3	Langfristiges Potenzial 2050	94
6.2	Ergebnisse Potenziale 2020 und 2050	94
6.2.1	Potenziale Österreich 2020 und 2050	94
6.2.2	Realistisches Potenzial 2020.....	95
6.2.3	Langfristiges Potenzial 2050	97
7	Anwendungsbeispiele	98
7.1	Ausgewählte Anwendungsbeispiele und Basisdaten	98
7.2	Ökonomische Bewertung	99
7.2.1	Methodik	99
7.2.2	Ergebnisse	100
7.3	Ökologische Bewertung.....	102
7.3.1	Methodik	102
7.3.2	Untersuchte Umweltwirkungen.....	103
7.3.3	Datenbasis für ökologische Bewertung.....	104
7.3.4	Ergebnisse	105
8	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	108
9	Literaturverzeichnis	113
10	Anhang	116
11	Kontaktdaten.....	117

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geologische Karte von Österreich (1:500.000)	18
Abbildung 2: Informationsdichte und Vorerkundungen (Reflexionsseismik)	20
Abbildung 3: Informationsstand – Tiefbohrungen in Österreich.....	22
Abbildung 4: Workflow zur GIS-Bearbeitung geologischer Grundlagekarten	24
Abbildung 5: Geologisches Profil – Die Alpen im späten Paläogen - vor ca. 30 Millionen Jahren (aus Rocky Austria)	25
Abbildung 6: Lageplan erhobener geologischer Profile.....	26
Abbildung 7: Seit 1977 abgeteufte Thermalwasserbohrungen.....	28
Abbildung 8: Lage der geothermalen Nutzungen in Österreich.....	29
Abbildung 9: Prinzipskizze – Hydrothermale Energie.....	36
Abbildung 10: Prinzipskizze – Petrothermale Energie.....	37
Abbildung 11: Arbeitstreffen – Analyse des geothermischen Potenzials (W. Poltnig, G. Wessely, J. Goldbrunner)	40
Abbildung 12: Prognoseunsicherheit der hydrothermalen Potenzialbereiche.....	44
Abbildung 13: Workflow und Grundlagen für die Analyse des geothermischen Potenzials	45
Abbildung 14: Ausgewiesene Potenzialbereiche	47
Abbildung 15: Potenzialzonen – Hydrothermales Potenzial	49
Abbildung 16: Lageplan der Profile 1-8.....	51
Abbildung 17: Legende zu den Profilen 1-8.....	52
Abbildung 18: Profil 1-8 (siehe Lageplan)	54
Abbildung 19: Potenzialbereiche – Petrothermales Potenzial	55
Abbildung 20: Auswertungssystematik in Beckenbereichen	56
Abbildung 21: Oberkante des Aderklaaer Konglomerates (nach [WEISSENBAECK, 1996])	58
Abbildung 22: Mächtigkeit des Aderklaaer Konglomerates (nach [WEISSENBAECK, 1996]).....	58
Abbildung 23: Programmierter Berechnungsablauf – Hydrothermales Potenzial –Aderklaaer Konglomerat.....	60
Abbildung 24: Prinzipskizze zur Analyse hydrothermalen Potenzials des Aderklaaer Konglomerates	60
Abbildung 25: Molassebasis – NÖ, Wiener Becken.....	61
Abbildung 26: Geologisches Profil im Bereich von Vorarlberg	63
Abbildung 27: Lageplan zu Profil (siehe Abbildung 26).....	63
Abbildung 28: Kalkalpenbasis - Tiefenlage	64
Abbildung 29: Skizze zur Bewertung des hydrothermalen Potenzials in den Kalkalpen auf Gemeindebasis	65
Abbildung 30: Berechnungsschema – Potenzialanalyse Kalkalpen	66
Abbildung 31: Schema einer Fernwärmenutzung aus tiefer Geothermie inkl. Spitzenlastkessel und Wärmespeicher	70
Abbildung 32: Schema einer Fernwärmenutzung aus tiefer Geothermie inkl. Nachheizkessel und Wärmespeicher	71
Abbildung 33: Schematische Darstellung des ORC- und Kalina-Prozesses im Temperatur-Entropie-Diagramm [KÖHLER, 2006].....	72
Abbildung 34: Reihenschaltung einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung.....	72

Abbildung 35: Parallelschaltung einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung	73
Abbildung 36: Schema einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem ORC-Prozess und Spitzenlastkessel	73
Abbildung 37: Schema einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem Kalina-Prozess und Spitzenlastkessel	74
Abbildung 38: Wirkungsgrade geothermischer Kraftwerke mit Sekundärkreislauf.....	76
Abbildung 39: Systemwirkungsgrade ORC-Prozess und Kalina-Prozess bei Luftkühlung	76
Abbildung 40: Systemwirkungsgrade ORC-Prozess und Kalina-Prozess bei Wasserkühlung	77
Abbildung 41: ORC-Anlage – Abhängigkeit der Generatorleistung von der Schüttung (= Volumenstrom Thermalwasser) und der Rückkühlung (Wasser- bzw. Luftkühlung) für unterschiedliche Thermalwassertemperaturen (Beispiel für Österreich: Altheim) [HUENGES, 2007].....	78
Abbildung 42: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine ORC-Anlage – Beispiel Österreich	79
Abbildung 43: Schema für die Berechnung des Heizwärmebedarfs für Wohnbauten für die Gemeinden Österreichs.....	80
Abbildung 44: Beispiel für Siedlungseinheiten Molasseuntergrund Oberösterreich.....	85
Abbildung 45: Bevölkerungsveränderung 2009 bis 2050 nach Prognoseregionen in %.....	85
Abbildung 46: Errechneter Heizwärmebedarf 2020 für die Gemeinden in Österreich	87
Abbildung 47: Errechneter Heizwärmebedarf 2050 für die Gemeinden in Österreich	87
Abbildung 48: Methodik zur Berechnung der Wärmenachfrage	91
Abbildung 49: Beispiel für Berechnung der Wärmenachfrage in 2020	91
Abbildung 50: Beispiel für Siedlungseinheiten - Kalkalpinen Untergrund Wiener Becken.....	93
Abbildung 51: Geothermienutzungspotenziale 2020 und 2050 in GWh pro Jahr	95
Abbildung 52: Geothermienutzungspotenziale 2020 und 2050 in MW	95
Abbildung 53: Geothermienutzungspotenziale 2020 – Detailergebnisse in GWh pro Jahr	96
Abbildung 54: Geothermienutzungspotenziale 2020 – Detailergebnisse in MW.....	96
Abbildung 55: Geothermienutzungspotenziale 2050 – Detailergebnisse in GWh pro Jahr	97
Abbildung 56: Geothermienutzungspotenziale 2050 – Detailergebnisse in MW.....	97
Abbildung 57: Jahresdauerlinie schematisch für Fernwärmeversorgung mit Geothermie (Grundlast + Mittellast) und Spitzenlastkessel (Spitzenlast)	99
Abbildung 58: Spezifische Wärmegestehungskosten der Anwendungsbeispiele [€/MWh].....	100
Abbildung 59: Vergleich der Fernwärmepreise für Endkunden exklusive MWSt. [€/MWh]	101
Abbildung 60: Heizkostenvergleich für Endkunden [€/MWh].....	101
Abbildung 61: Schematische Darstellung der untersuchten Prozesse bei Errichtung, Betrieb und Entsorgung der Tiefengeothermieanlage.....	102
Abbildung 62: Treibhausgasemissionen der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie in Kombination mit Spitzenlastkessel (Erdgas, Heizöl).....	106
Abbildung 63: Anteile der einzelnen Lebenszyklusphasen für Tiefengeothermie in Kombination mit einem Erdgasspitzenlastkessel	106
Abbildung 64: Treibhausgasemissionen nach Art des Treibhausgases der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie im Vergleich zu den Referenzsystemen	107
Abbildung 65: Kumulierter Energieaufwand nach Art des Energieträgers der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie im Vergleich zu den Referenzsystemen	108

Abbildung 66: Energieeinsatz für Fernwärme in Österreich 2012 [STATISTIK AUSTRIA, 2013]	109
Abbildung 67: Fernwärme Österreich und Geothermiefpotenziale 2012, 2020 und 2050.....	109
Abbildung 68: Anteil der Geothermie an Fernwärme Österreich 2012, 2020 und 2050.....	110
Abbildung 69: Angenommene Entwicklung der Energiepreise von 2010 bis 2050 (Quellen: EC, DG TREN, PRIMES Model, 2006 u. 2007; EEG) [TU WIEN/EEG, 2010]	110

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Geothermische Anlagen in Oberösterreich.....	30
Tabelle 2: Thermalwasserbohrungen im Steirischen Becken.....	33
Tabelle 3: Geothermische Anlagen in Steiermark.....	33
Tabelle 4: Ergebnisse wichtiger Petrothermal-Projekte	39
Tabelle 5: Potenzialkategorien – Hydrothermales Potenzial	42
Tabelle 6: Kategorien der Prognoseunsicherheit	44
Tabelle 7: Kriterien für die Bewertung des hydrothermalen Potenzials	46
Tabelle 8: Hydrothermale Potenzialbereiche	48
Tabelle 9: Petrothermale Energie und Nutzungsparameter	50
Tabelle 10: Kriterien für die Bewertung des petrothermalen Potenzials	54
Tabelle 11: Bereiche mit unbedeutendem und geringem hydrothermalen Potenzial	67
Tabelle 12: Einsatzbereiche und Technologien zur energetischen Nutzung von Thermalwasser	68
Tabelle 13: Anwendung und Umsetzbarkeit von Kälteprozessen [PODESSER, 2003]	69
Tabelle 14: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mit einem ORC-Prozess bei einer Rückkühlung mit Wasser und Luft	77
Tabelle 15: Spezifischer Heizwärmebedarf pro 1.000m ² und Jahr für Wohnbauten.....	80
Tabelle 16: Annahmen für die Berechnung des Heizwärmebedarfs 2020 und 2050	84
Tabelle 17: Einteilungsschema für die Karten Heizwärmebedarf	86
Tabelle 18: Kriterien für die Nutzung hydrothermalen Energie für die Bereitstellung von Fernwärme	88
Tabelle 19: Faktoren zur Berechnung der Wärmenachfrage in 2020 und 2050	90
Tabelle 20: Zusammenstellung der Rahmenbedingungen für die Potenzialberechnung	93
Tabelle 21: Zusammenstellung Geothermiefotenziale 2020 und 2050.....	94
Tabelle 22: Basisdaten der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie in Kombination mit einem Spitzenlastkessel.....	98
Tabelle 23: Zusammensetzung Österreichischer Strommix 2007, davon 69% Stromaufbringung in Österreich und 31% Stromimport [BEERMANN, 2010]	104
Tabelle 24: Geothermiefotenziale Österreich 2020 und 2050	109

2 Einleitung

Aufgabenstellung

In einer zukünftigen österreichischen Energieversorgung soll geothermische Energie eine bedeutende Rolle spielen. Laut „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher, W. et al., 2010) wird als Primärenergie das technische Potenzial der Tiefengeothermie auf 211 PJ (16%) eingeschätzt. Die aktuelle Nutzung der Tiefengeothermie geschieht vorrangig in Thermalbädern und in geringem Umfang zur Wärme- und Stromerzeugung (etwa 0,3 PJ/a für Fernwärme und etwa 0,003 PJ/a für Strom im Jahre 2012, [E-CONTROL, 2013] [STATISTIK AUSTRIA, 2013]).

Die Ziele des Projektes waren:

- Ermittlung des Beitrags der Tiefengeothermie zur Strom- und Wärmebereitstellung in Österreich aus Sicht
 - der Geologie (geothermische Hoffungsgebiete, Gewinnungstechnologien und realistisch nutzbare Potenziale 2020 sowie Ausblick 2050) und
 - der Energienutzung (Umwandlungstechnologien zur Strom- und Wärmeerzeugung, Versorgungsgebiete für Fernwärme) in Karten und Datenbanken.
- Ökonomische und ökologische Bewertung ausgewählter Anwendungsbeispiele unter Berücksichtigung der österreichischen Rahmenbedingungen.
- Ableitung von Schlussfolgerungen und Empfehlungen zur energetischen Nutzung der Tiefengeothermie in Österreich

Schwerpunkte des Projektes

Bei der hydrothermalen Nutzung wird aus einem porösen oder klüftigen bzw. verkarsteten Thermalwasservorkommen heißes Wasser entnommen (Förderbohrung) und an die Erdoberfläche gefördert. Mit Hilfe von gängigen Technologien (Wärmetauscher, ORC- bzw. des Kalina-Prozess) kann die Energie im Thermalwasser bei entsprechender Temperatur und Schüttung in Wärme und Strom umgewandelt werden. Das abgekühlte Wasser wird an einer anderen Stelle wieder in den Aquifer reinjiziert (Reinjektionsbohrung). Somit ist der geothermale Kreislauf sowohl im Sinne der rechtlichen Vorschriften als auch des Nachhaltigkeitsgedankens wieder geschlossen („geothermische Dublette“).

Innerhalb des Projektes erfolgte eine systematische, bundesweite Analyse des geothermischen Potenzials aus geowissenschaftlicher Sicht. Auf Basis dieser flächendeckenden Potenzialanalyse wurden entsprechende Kartenwerke entwickelt, die eine Übersicht über das geothermische Potenzial im Sinne der Verwendung in Fernwärmenetzen über ganz Österreich auf Bundesebene bzw. Landesebene geben.

Zur Bestimmung der Wärmenachfrage wurde für alle Gemeinden in Österreich der Heizwärmebedarf auf Basis von statistischen Daten (GWZ2001 [STATISTIK AUSTRIA, 2004], spezifische Wärmebedarfskennzahlen [ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2011]) bestimmt. Davon ausgehend wurden zusätzliche Wärmeabnehmer (Industrie/Gewerbe/Dienstleistungen und kommunale Objekte) und Verluste (Erzeugungs-, Verteilverluste) berücksichtigt. In den Gemeinden wurden mittels Karten zu Siedlungsgebieten (z.B. ÖROK Atlas) jene Gebiete bestimmt, die eine entsprechende Siedlungsdichte und damit Gebäudedichte und damit einen hohen Wärmebedarf aufweisen. Zusätzlich wurden Informationen zu bestehenden und geplanten Fernwärmeversorgungen verwertet. Daraus wurden

Tabellen und Karten von den für eine Fernwärmeversorgung interessanten Regionen in Österreich erstellt.

Eine Technologieübersicht zu den Energieumwandlungsanlagen zur Nutzung der Geothermie für Fernwärme und Stromerzeugung wurde erstellt. Es zeigte sich, dass die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie unter den gegebenen Bedingungen (Bohrtiefen, Temperaturen, Prognoseunsicherheiten, Einspeisetarif etc.) für Österreich grundsätzlich wirtschaftlich nicht dargestellt werden konnte. Eine kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung ist im Einzelfall mit den jeweils gegebenen Randbedingungen zu prüfen. In der Folge wurden die Potenziale deshalb ausschließlich für Fernwärme ermittelt.

Entscheidend war in diesem Projekt die Kombination zwischen einerseits dem geothermischen Potenzial und andererseits der Wärmenachfrage (Wärmebedarf), die mit Hilfe eines geografischen Informationssystems (GIS-gestützt) erfolgt. Die interessanten Fernwärme-Regionen wurden dann den Gebieten gegenübergestellt, für die die Aussicht besteht, Tiefengeothermie nutzen zu können. Mit Hilfe dieser Bearbeitungsmethodik konnte dann – ausgehend von den Gemeinden bzw. Regionen – für Österreich (Potenzialbereiche, Bohrtiefen, Temperaturen, Prognoseunsicherheiten, Wärmenachfrage etc.) berechnet werden, wie groß das Potenzial aus Tiefengeothermie zur Fernwärmeversorgung realistisch in 2020 sein könnte („Realistisches Potenzial 2020“).

Durch thermische Gebäudesanierung und durch energieeffiziente Neubauten (wie Niedrigenergiegebäude, Passiv- und Aktivgebäude) wird sich der spezifische Wärmebedarf (kWh pro m² und Jahr) stark verändern. Unter Berücksichtigung dieser und weiterer Randbedingungen (höhere Anschlussdichte in Zentren, größere Bohrtiefen etc.) wurde für Österreich berechnet, welches Potenzial aus Tiefengeothermie zur Fernwärmeversorgung langfristig in 2050 geeignet sein könnte („Langfristiges Potenzial 2050“).

Repräsentative Anwendungsbeispiele zur Fernwärmeversorgung wurden ausgewählt. Für diese vier Anwendungsbeispiele wurde eine ökonomische und ökologische Bewertung durchgeführt.

Aus den Ergebnissen der Potenzialberechnungen konnte der Beitrag der Tiefengeothermie zur Fernwärmeversorgung in Österreich zukünftig ermittelt werden. Schlussfolgerungen und Empfehlungen wurden abgeleitet, um die energetische Nutzung von Tiefengeothermie in Österreich zu verstärken.

Einordnung in das Programm

Das Projekt behandelt prioritär energiestrategische Ziele mit den Schwerpunkten der Kriterien der Nachhaltigkeit (ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft) und der Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern. Energie aus Tiefengeothermie gilt als nachhaltig, weil es einen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen liefert, Arbeitsplätze in den Regionen schafft und regionale Emissionen aus Energieerzeugung vermeidet. Durch die verstärkte Nutzung von Tiefengeothermie können insbesondere importierte fossile Energieträger zur Wärme- und Stromproduktion ersetzt werden.

Das Vorhaben liefert des Weiteren Beiträge zu systembezogenen Zielen durch die Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger und der Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern. Tiefengeothermie gilt als erneuerbare Energiequelle. Sie wird derzeit in Österreich zum Großteil für Badezwecke genutzt und nur zum kleinen Teil zur Energiegewinnung. Die energetische Nutzung bietet ein großes Potenzial und erweitert das Angebot erneuerbarer Energiequellen für Österreich. Da aus Tiefengeothermie sowohl Wärme als auch Strom erzeugt werden kann, kann die

Vielfalt der eingesetzten Technologien (z.B. kaskadische Nutzung, ORC- und Kalina-Prozess für die Stromproduktion) erhöht werden. Dies wurde in der Technologieübersicht dargestellt.

Ergänzend liefert das Projekt einen Beitrag zum Schwerpunkt „Multiplizierbarkeit, Hebel und Signalwirkung“ durch Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem und Stärkung der technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmen. Tiefengeothermie zur Energienutzung (Wärmeversorgung) wird regional umgesetzt. Dies bedeutet, dass sowohl bei der Gewinnung (Förderung/Reinjektion) und Nutzung (Fernwärme und/oder Strom) ein hoher inländischer Wertschöpfungsanteil zu erwarten ist. Durch die Umsetzung von fortschrittlichen und richtungsweisenden Projekten wird die Technologiekompetenz und bei Tiefengeothermie auch die Klimakompetenz der inländischen Unternehmen gestärkt.

Durch Einbindung von Unternehmen als Projektpartner und Stakeholder im Projektbeirat sollen die Informationen den umsetzungsrelevanten Stellen bekannt gemacht und damit Unternehmen zur Projektrealisierung motiviert werden. Dies würde für diese Unternehmen einen Wettbewerbsvorteil bedeuten, den sie auch im Ausland einsetzen könnten.

Verwendete Methoden

Die Auswahl der geologischen Hoffungsgebiete erfolgt über GIS-gestützte Zusammenfassung publizierter und neugenerierter Kartenwerke, Studien und Projektberichte der Antragsteller. Aus diesem Datenfundus können in den einzelnen geologischen Provinzen Österreichs geothermische Hoffungsgebiete ausgewiesen werden. Am 31.7.2013 und 1.8.2013 fanden Arbeitstreffen statt, welche es sich zur Aufgabe machten, geothermisch günstige Zonen in Österreich auszuweisen und im GIS-System zu definieren und einzupflegen. Für die Bearbeitung wurden für die Gemeinden in Österreich Potenzialbereiche, Bohrtiefen, Temperaturen, Prognoseunsicherheiten etc. in Tabellen zusammengestellt.

Zur Bestimmung der Wärmenachfrage wurde für alle Gemeinden in Österreich zuerst der Heizwärmebedarf 2020 und 2050 auf Basis von statistischen Daten (Wohnflächen aus GWZ2001 [STATISTIK AUSTRIA, 2004], spezifische Wärmebedarfskennzahlen pro m² aus [ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2011]) und unter Festlegung von Rahmenbedingungen (Faktoren für Bestand, Sanierung, Neubau) berechnet und Karten für Österreich erstellt. Für die geothermischen Hoffungsgebiete wurde eine Vorauswahl der Gemeinden nach folgenden Kriterien getroffen: Mindestheizwärmebedarf (> 20 GWh/a), Geothermiepotezial 2 oder 3, Mindestbohrtiefe 2.000 m bzw. 4.600 m für eine Fördertemperatur von mindestens 70°C. Davon ausgehend wurden für die verbleibenden Gemeinden zusätzliche Wärmeabnehmer (Industrie/Gewerbe/Dienstleistungen und kommunale Objekte), Verluste (Erzeugungs-, Verteilverluste) und Fernwärmeanteil mittels Faktoren aus der Praxis (unterschiedlich für 2020 und 2050) berücksichtigt und die Wärmenachfrage berechnet. Für die Gemeinden wurden mittels Siedlungsgebietskarten jene Gebiete eruiert, die eine entsprechende Siedlungsdichte aufweisen. Zusätzlich wurden Informationen zu bestehenden und geplanten Fernwärmeversorgungen verwertet.

Die Potenziale 2020 und 2050 für die geothermischen Hoffungsgebiete wurden unter Annahme von Rahmenbedingungen als Summe der geeigneten Gemeinden bzw. Regionen berechnet. Daraus wurden Tabellen und Karten für Österreich erstellt.

Für die ökonomische Bewertung einer Fernwärmeversorgung wurden Richtwerte und Kosten aus der Praxis herangezogen. Die Kosten für Fernwärme aus Geothermie wurden mit Kosten aus bestehenden Fernwärmeversorgungen (Energieträger Biomasse, Erdgas etc.) und individueller Wärmeerzeugung in Heizungsanlagen verglichen.

Die ökologische Bewertung erfolgte auf Basis der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis – LCA), die alle Prozessschritte von der „Wiege bis zur Bahre“ beinhaltet: Geothermiebohrung, Förderung und Reinjektion. Als ein geeignetes Ergebnis zur Abschätzung der Treibhausgaswirksamkeit wurden die CO₂-Äquivalente bezogen auf die erzeugte Wärmemenge (MWh/a) errechnet, die mit Referenzsystemen (Fernwärmeversorgung mit Öl und Erdgas) verglichen wurden.

In Form eines Projektbeirates wurden Bedarfsträger aus Wirtschaft, Politik und Verwaltung umfassend in drei Sitzungen eingebunden (siehe Anhang Projektbeirat). Mit den TeilnehmerInnen des Projektbeirates wurden die Zwischen- und Endergebnisse sowie die Annahmen (Faktoren) und Rahmenbedingungen für die Potenziale 2020 (realistisch) und 2050 (langfristig) diskutiert und abgestimmt.

Aufbau der Arbeit

Ausgehend von der Aufgabenstellung und den Zielen des Projektes wurden folgende Inhalte bearbeitet:

- Geologische Gegebenheiten und Gewinnungstechnologien: geothermisches, hydrothermales und petrothermales Potenzial (Grundlagen, Datenerhebung und Methodik)
- Geografische Voraussetzungen und Umwandlungstechnologien: Technologieübersicht und Wärmebedarf (Methodik, Randbedingungen, Berechnung)
- Rahmenbedingungen für die Potenziale (ressourcenseitig und nachfrageseitig)
- Potenzialermittlung 2020 und 2050: (Methodik und Ergebnisse)
- Anwendungsbeispiele: Basisdaten, ökonomische und ökologische Bewertung (Methodik und Ergebnisse)
- Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

3 Geologische Gegebenheiten und Gewinnungstechnologien

3.1 Geothermisches Potenzial

3.1.1 Bearbeitungsmethodik

Die Beurteilung des geothermischen Potenzials im Bundesgebiet von Österreich erfolgte vorrangig auf Basis vorliegender Studien, Publikationen, Berichte und Kartenwerke, welche im Rahmen der Erhebungsarbeiten innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 systematisch aufbereitet wurden.

Neben fachlichen Studien und Publikationen war für die Bearbeitung des Projektes GeoEnergie2050 vor allem auch die Einbindung vorliegender geologischer Karten und Lagepläne zielführend um damit die erforderlichen Informationen für das gesamte Bundesgebiet systematisch zusammenzuführen.

Aufgrund der Größe des Untersuchungsgebietes und dem umfassenden Datenbestand war eine Bearbeitung des Projektes nur mit Hilfe eines geografischen Informationssystems (GIS) möglich. Die verwendete GIS-Software war ESRI-ARCGIS 10.0 und 10.1.

3.1.2 Grundlagen, Datenerhebung, Datenbestand

Die Datenerhebung hinsichtlich der geologisch-hydrogeologischen Rahmenbedingungen erfolgte durch Joanneum Research und Geoteam. Folgende Datensatztypen und Inhalte wurden für die Analyse und Darstellung des geothermischen Potenzials erhoben und zusammengeführt:

- Geografische Basisdaten
- Geologische Karten
- Geophysikalische Informationen
- Tiefbohrungen inkl. erforderlicher Datensätze
- Kartenwerke, die den tiefen Untergrund beschreiben
- Geologische Profile und Schnitte

Die Ergebnisse wurden in einer Datenbank zusammengefasst (siehe Anhang Geothermie-Datenbank Österreich) und als Karten dargestellt (siehe Anhang Geothermie-Atlas Österreich). Diese Inhalte und Datentypen werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben.

3.1.2.1 Geografische Basisdaten

Zur Darstellung von Übersichtskarten und zur Analyse des geothermischen Potenzials in Verwaltungseinheiten und Siedlungsbereichen wurde im GIS Rasterdatensätze und Vektordatensätze verwendet.

Verwendete Rasterdatensätze:

- ÖK500

Digitales Höhenmodell:

- NASA-DHM (95mx95m-Auflösung)

Vektordatensätze:

- Grenze Österreich inkl. Bundesländergrenzen
- Bezirksgrenzen
- Gemeindegrenzen
- Siedlungseinheiten
- Dauersiedlungsraum (Statistik Austria)
Dauersiedlungsraum sehr stark generalisiert konzipiert für den Kartenmaßstab 1:2.000.000 (Statistik Austria)
(http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html)
- Siedlungseinheiten 2010 (Statistik Austria)
(http://www.statistik.at/web_de/statistiken/regionales/regionale_gliederungen/Siedlungseinheiten/index.html)

Die Siedlungseinheiten (SE) sind definitionsgemäß ein zusammenhängend verbautes Gebiet von Wohnhäusern, industriellen, gewerblichen, sonstigen wirtschaftlichen und kulturellen Einrichtungen. In Österreich wurde als Untergrenze für die Ausweisung von SE eine Wohnbevölkerung von 501 Einwohnern gewählt. Unabhängig von den Gemeinden und anderen administrativen Gliederungen stellen die Siedlungseinheiten zusammenhängende verbaute Gebiete dar.

(http://www.statistik.at/web_de/statistiken/regionales/regionale_gliederungen/Siedlungseinheiten/index.html)

3.1.2.2 Geologische Karten

Die zentrale Basis für die bundesweite Darstellung des geothermischen Potenzials ist die geologische Übersichtskarte von Österreich im Maßstab 1:500.000 (siehe Abbildung 1). Diese wurde für die Projektbearbeitung als GIS-fähiger Vektordatensatz von der Geologischen Bundesanstalt angekauft. Weiters wurden bei der Geologischen Bundesanstalt online verfügbare Kartenblätter für die Detailanalyse des geothermischen Potenzials hinzugezogen.

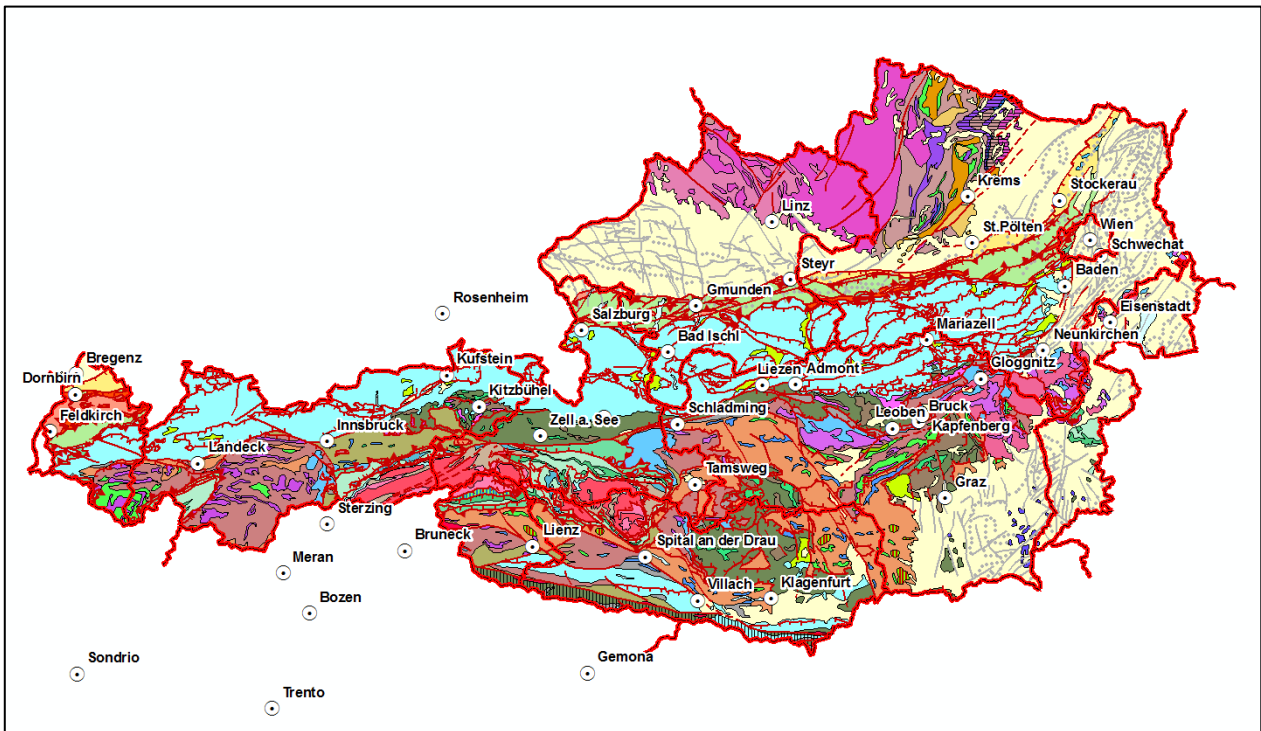


Abbildung 1: Geologische Karte von Österreich (1:500.000)

3.1.2.3 Geophysikalische Informationen

Die Erkundung des tiefen geologischen Untergrundes erfolgt neben Bohrungen meist mit Hilfe geophysikalischer Messverfahren. Reflexionsseismische Untersuchungen stellen dabei die einzige Methode dar, die regionale Informationen zum geologisch-lithologischen Schichtaufbau und zu den tektonischen Strukturen liefern kann. Weiters liefern die Ergebnisse gravimetrischer Messungen und der Magnetik generalisierte Informationen zum Aufbau der Beckenbereiche Österreichs.

Im Rahmen der Bearbeitung des Projektes GeoEnergie2050 wurden keine Neumessungen reflexionsseismischer Profile durchgeführt, sondern es wurde auf bestehende und bereits interpretierte Profile zurückgegriffen.

Die Erhebung und Darstellung des Bestandes an reflexionsseismischen Profilen in Österreich diene im Rahmen von GeoEnergie2050 auch ganz wesentlich dazu, den bereits vorhandenen Kenntnisstand des tieferen Untergrundes aufgrund von in der Vergangenheit durchgeführten Voruntersuchungen in Österreich darzustellen. In potenziellen geothermischen Gunstgebieten kann das Vorliegen von

reflexionsseismischen Messungen aus der Erdöl- und Erdgasindustrie bzw. von Thermalwassererkundungen die Kosten für die erforderliche Standorterkundung signifikant reduzieren. Abbildung 2 stellt die von der Erdölindustrie intensiv erkundeten Bereiche Österreichs dar. Wenn zukünftige, geplante Thermalwassernutzungen in diesen ausgewiesenen Bereichen vorliegen sollte in jedem Fall ein Detailrecherche hinsichtlich bestehender Voruntersuchungen der KW-Industrie (OMV, RAG) erfolgen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

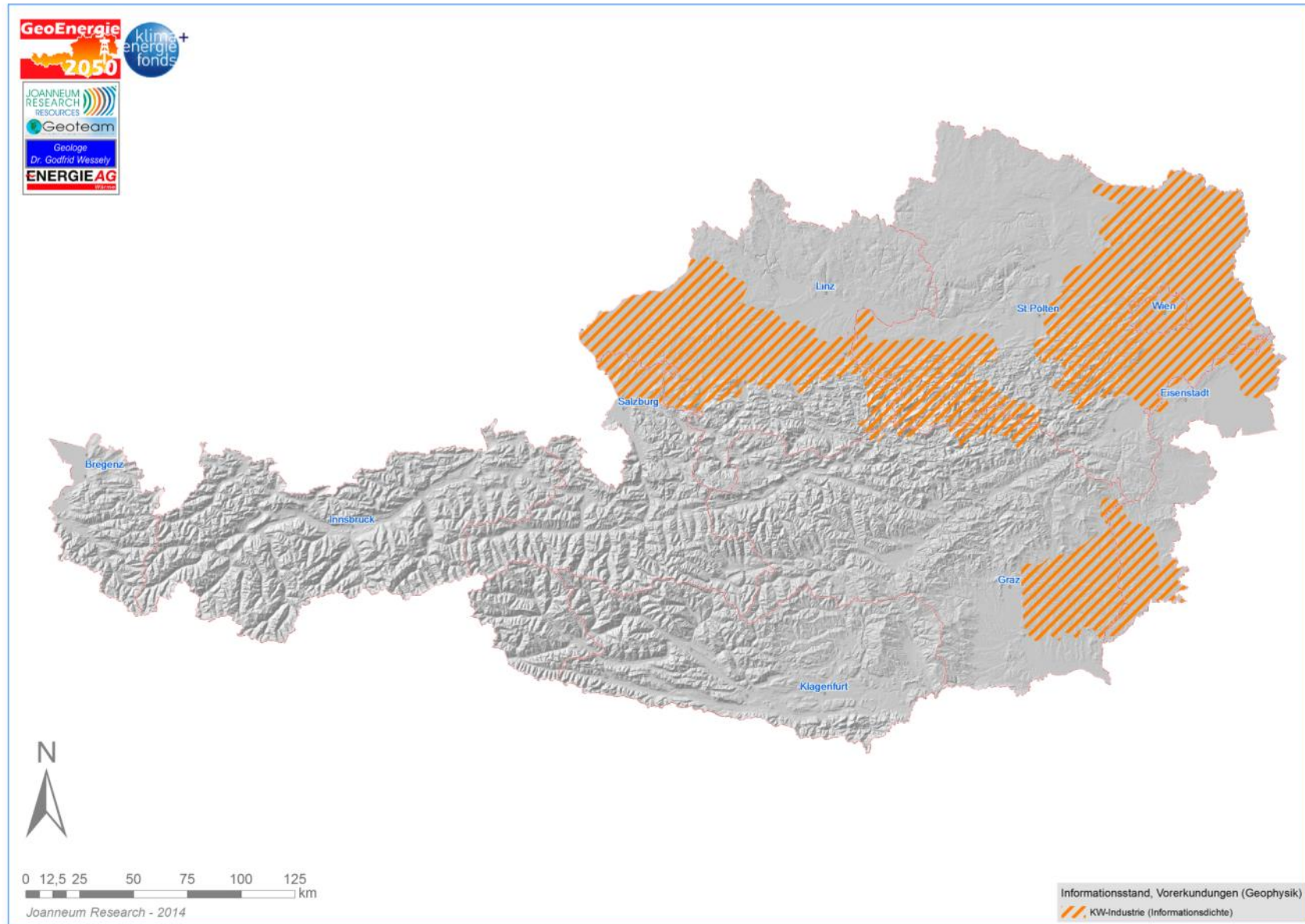


Abbildung 2: Informationsdichte und Vorerkundungen (Reflexionsseismik)

3.1.2.4 Tiefbohrungen inkl. erforderlicher Datensätze und Parameter

Bereits bestehende, gut dokumentierte Tiefbohrungen stellen in jedem Fall die wichtigste Informationsquelle im Zusammenhang mit dem geologisch-lithologischen Aufbau des Untergrundes und dem damit verbundenen geothermischen Potenzial dar.

Aus diesem Grund ist ein möglichst vollständiger Datensatz der bundesweit durchgeführten Tiefbohrungen für die Darstellung des geothermischen Potenzials erforderlich. Weiters sind Bereiche, in welchen bereits Tiefbohrungen durchgeführt wurden, hinsichtlich der Kosten für Voruntersuchungen und hinsichtlich einer Minimierung des Fündigkeitsrisikos begünstigt.

Der Datenbestand an Tiefbohrungen wurde in GeoEnergie2050 neu erhoben bzw. aus Vorprojekten eingebunden und in einer GIS-Access-Datenbank organisiert und verwaltet.

Diese Bohrungsdatenbank beinhaltet sämtliche Thermalbohrungen im Projektgebiet und die publizierten Tiefbohrungen der KW-Industrie (RAG, OMV). Im Bereich der RAG und OMV existieren noch weitere Bohrungen, die bei Bedarf im Detail erhoben werden müssen.

In Abbildung 3 sind die in der Bohrungsdatenbank vorhandenen Tiefbohrung und deren Erkundungszweck kartografisch dargestellt.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

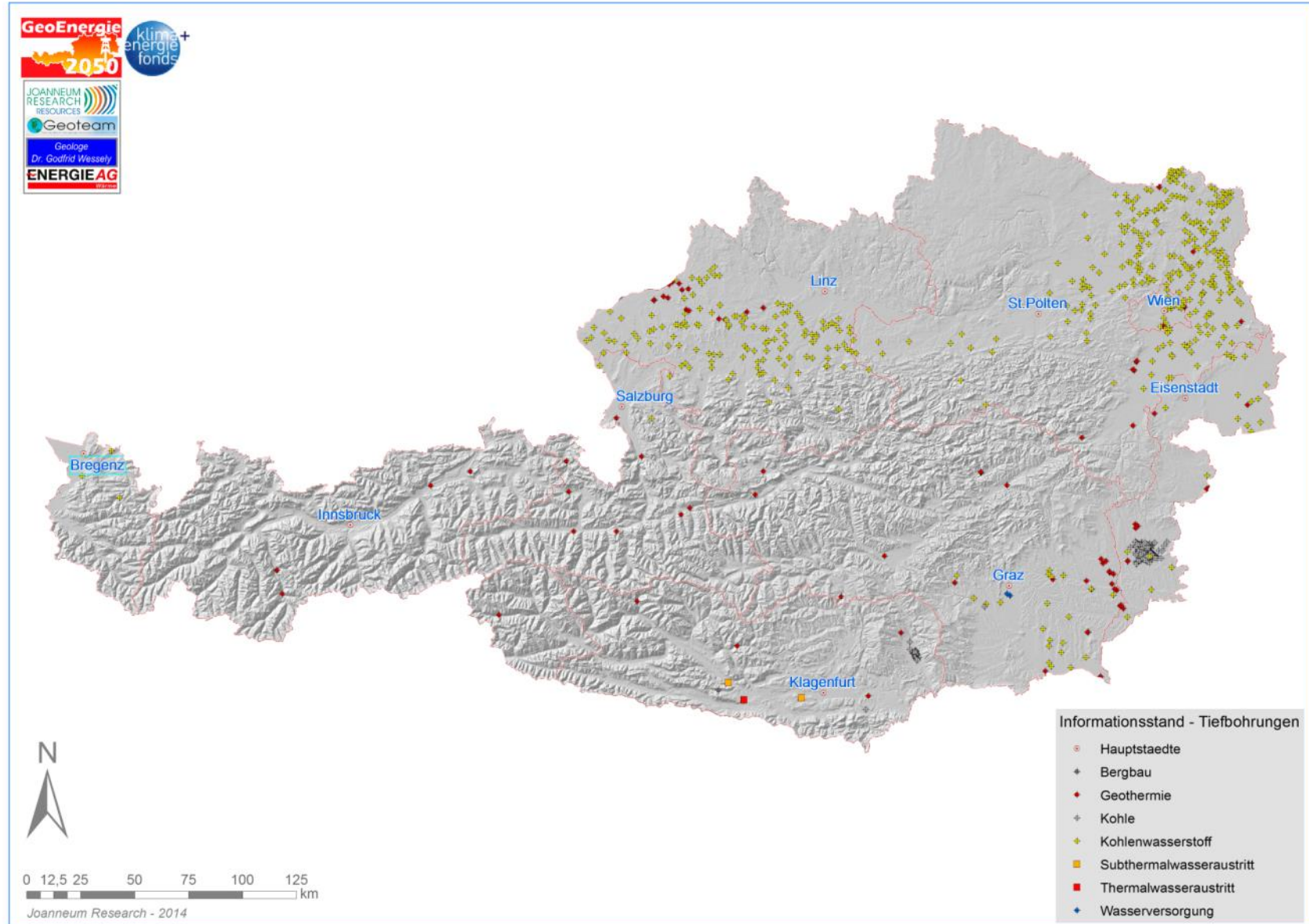


Abbildung 3: Informationsstand – Tiefbohrungen in Österreich

Die Bohrungsdatenbank umfasst Tiefbohrungen unterschiedlicher Kategorien und beinhaltet verschiedene geothermisch relevante Parameter zu den einzelnen Bohrungen.

Die bestehenden und in der Vergangenheit durchgeführten Tiefbohrungen stammen aus folgenden fachlichen Bereichen bzw. hatten folgenden Zweck:

- Kohlenwasserstoffindustrie (OMV, RAG)
 - Tiefbohrungen im Bereich der Erdöl- bzw. Erdgasfelder im Oberösterreichischen und Niederösterreichischen Molassebecken und im Wiener Becken
 - Aufschlussbohrungen für Kohlenwasserstofflagerstätten außerhalb der eigentlichen KW-Vorkommen (vorrangig im Voralpenbereich)
- Geothermie-Bohrungen
 - Tiefbohrungen mit dem Ziel der Nutzung von Thermalwasser (Förderbohrungen und Reinjektionsbohrungen, teilweise nicht fündige bzw. ungenutzte Thermalbohrungen)
- Kohlebergbau: Bohrungen, die der Erkundung von Kohlelagerstätten dienten.
- Wasserversorgung: Bohrungen, die der Erkundung und Nutzung von Trink-, Heil- und Mineralwasser dienten.

Wichtige Informationen hinsichtlich des geothermischen Potenzials können aus den zahlreichen Tiefbohrungen, welche im Rahmen der Kohlenwasserstoffprospektion niedergebracht wurden, abgeleitet werden. Von diesen Bohrungen existieren teilweise Formationstests, Informationen über den Gesteinsaufbau, geophysikalische Bohrlochmessungen und Temperaturmessungen. Die Informationen müssten bei Bedarf im Rahmen von Detailstudien von der KW-Industrie (OMV, RAG) angekauft werden.

Ergänzend ist im Zusammenhang mit den KW-Explorations- und Prospektionsbohrungen zu erwähnen, dass deren Ziele nie die Erschließung von Thermalwasser und Erkennung thermalwasserführender Horizonte war, wodurch die angewandten Testmethoden und Untersuchungsverfahren oft nicht den Anforderungen von Thermalwasserbohrungen entsprechen und thermalwasserführende Horizonte meist nicht näher untersucht wurden und dementsprechend auch nicht erkannt und dokumentiert wurden.

3.1.2.5 Geologische Kartenwerke – Struktur und lithologischer Aufbau der Sedimentbecken

Neben den oberflächengeologischen Karten sind für die Beschreibung des geothermischen Potenzials vor allem Kartendarstellungen und Publikationen, die den tiefliegenden Untergrund beschreiben, relevant.

Eine zentrale Kartenbasis für die Beschreibung des tiefen Untergrundes sind Struktur- und Mächtigkeitskarten aus dem Bereich der großen Sedimentbecken in Oberösterreich, Niederösterreich und im Wiener und im Steirischen Becken.

Folgende Kartenblätter wurden für die Bearbeitung des Projektes GeoEnergie2050 herangezogen und wurden in den weiteren Arbeitsschritten gemäß dem Workflow in Abbildung 4 GIS-gemäß verarbeitet:

- Kröll, A., Meurers, B., Oberlercher, G., Seiberl, W., Slapansky, P., Wessely, G., Zych, D.: *Karten über die Molassebasis Niederösterreichs und der angrenzenden Gebiete (inkl. Erläuterungen)*; Geologische Bundesanstalt, Wien, 2001

- Kröll, A., Gnojek, I., Heinz, H., Jiricek, R., Meurers, B., Seiberl, W., Steinhauser, P., Wessely, G., Zych, D.:
Karten über den Untergrund des Wiener Beckens und der angrenzenden Gebiete, Geologische Bundesanstalt, Wien, 1993
- Kröll, A., Meurers, B., Oberlercher, G., Seiberl, W., Slapansky, P., Wagner, L., Wessely, G., Zych, D.:
Karten über die Molassebasis Salzburg-Oberösterreich (inkl. Erläuterungen), Geologische Bundesanstalt, Wien, 2006
- Kröll, A.:
Karten über Steirisches Becken – Südburgenländische Schwelle (inkl. Erläuterungen), Geologische Bundesanstalt, Wien, 1988
- Aderklaaer Konglomerat – Mächtigkeiten und Oberkante des Aderklaaer Konglomerates
- Basiskarte der Kalkalpen

Um diese geologisch-tektonischen Basiskarten für die Beurteilung des geothermischen Potenzials heranziehen zu können, war es notwendig, die gescannten Bilddateien zu digitalisieren und in Vektordatensätze umzuwandeln. Damit wurden die ursprünglichen, für weitere Berechnungen nicht nutzbaren Bilddateien in Vektor- bzw. Z-Rasterdatensätze umgewandelt und für die analytischen Berechnungen verfügbar.

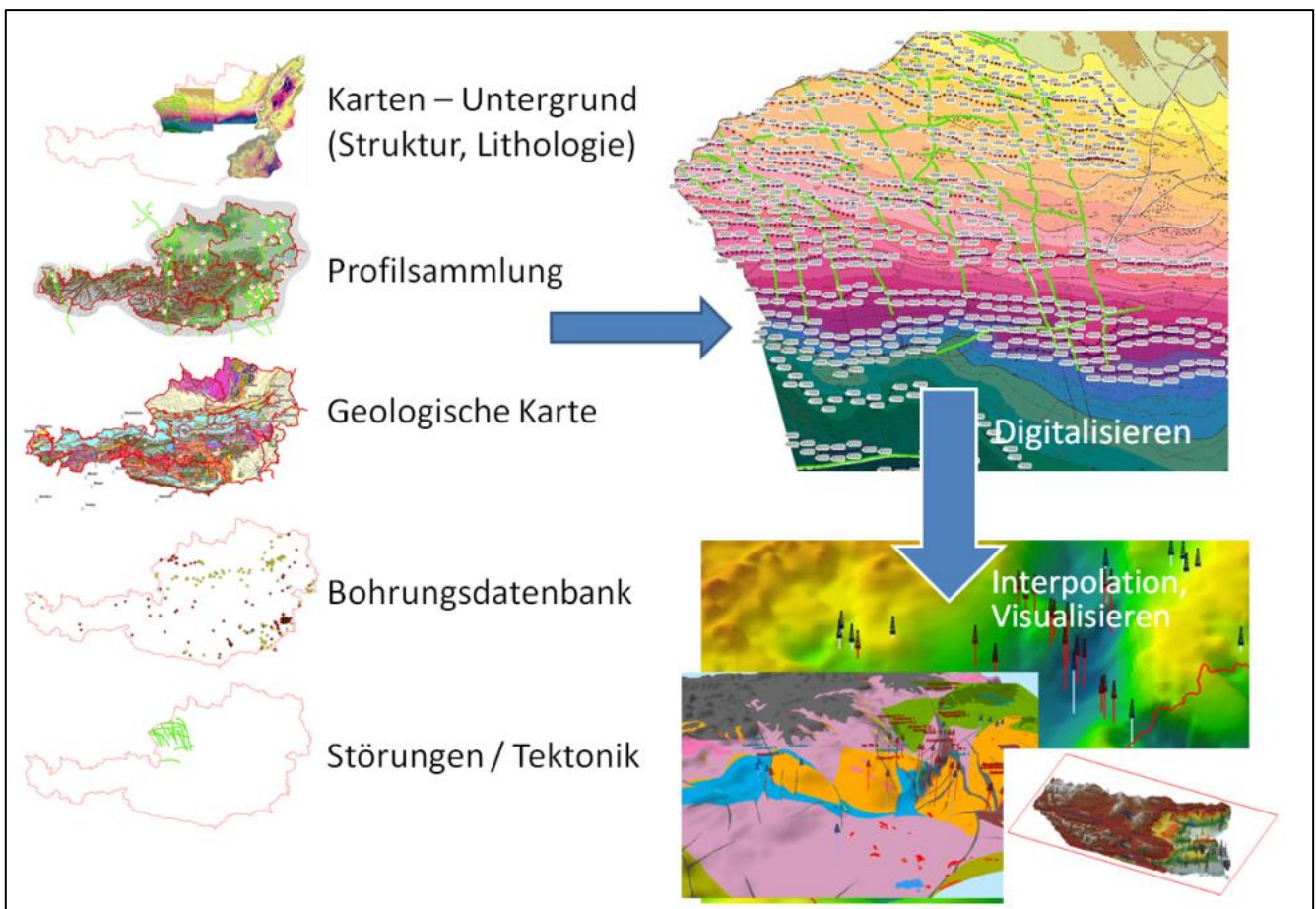


Abbildung 4: Workflow zur GIS-Bearbeitung geologischer Grundlegekarten

3.1.2.6 Geologische Profile und Schnitte

Geologische Profile dienen der räumlichen Darstellung der lithologischen und strukturellen Gegebenheiten im Bereich eines Schnittes durch die Erdkruste. Sie sind damit für die Analyse des tiefen geothermischen Potenzials von großer Bedeutung.

Im Rahmen der Datenerhebungsarbeiten wurden 232 geologische Profile aus Publikationen und Vorprojekten gesammelt, systematisch aufbereitet und für die Nutzung in Verbindung mit dem geografischen Informationssystem (GIS) bereitgestellt.

Abbildung 5 zeigt den prinzipiellen geologischen Aufbau der Alpen und des Alpenvorlandes (nördliche Molasse) anhand eines geologischen Profils. Grundsätzlich ist dieser Abbildung 5 zu entnehmen, dass der geologische Aufbau im Bereich der Alpen wesentlich komplizierter ist als im Bereich der Sedimentbecken. Aufgrund des Deckenbaues der alpinen Bereiche und vielfältigen tektonischen Überprägungen ist die Beschreibung des tiefen Untergrundes mit großen Unsicherheiten behaftet. Eine ähnliche Problematik betrifft auch die Beschreibung des Festgesteinsuntergrundes in manchen Teilen der Sedimentbecken.

Aus diesem Grund ist die bundesweite Beschreibung des tiefen geothermischen Potenzials in einigen Bereichen Österreichs mit höheren Risiken, Unsicherheiten und Interpretationsspielräumen belegt als in anderen gut bekannten geologischen Regionen.

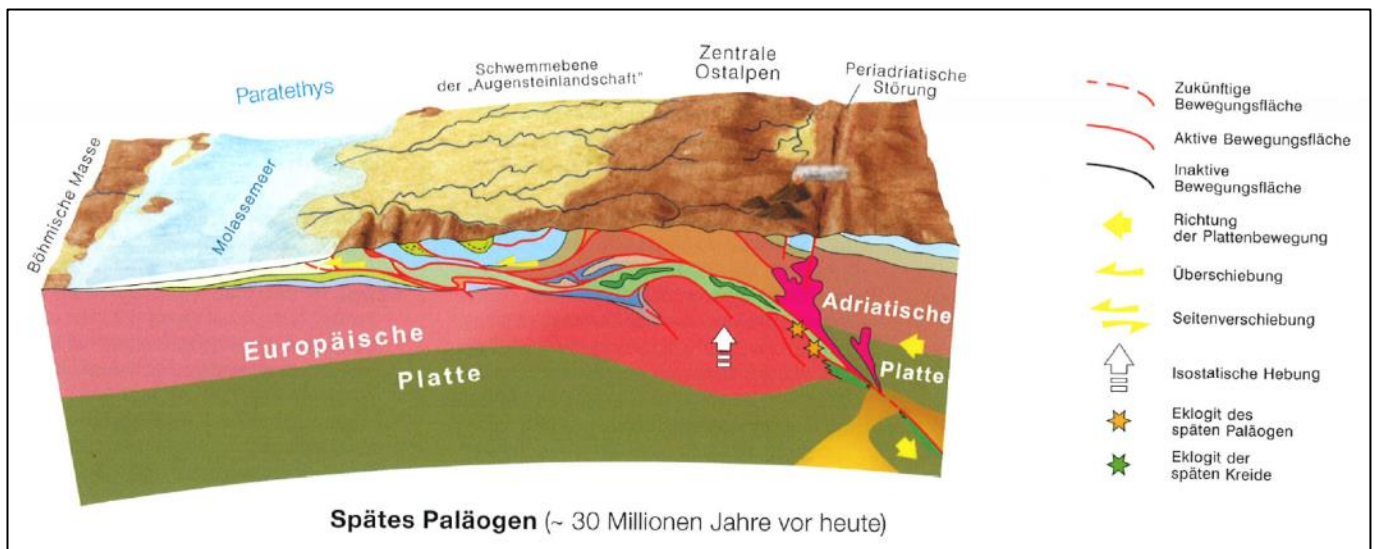


Abbildung 5: Geologisches Profil – Die Alpen im späten Paläogen - vor ca. 30 Millionen Jahren (aus Rocky Austria)

Abbildung 6 zeigt die Lage der im Projekt GeoEnergie2050 erhobenen geologischen Profile in Österreich. In der zugehörigen Profilsammlung befinden sich derzeit 232 Profile aus verschiedenen Publikationen und Vorstudien.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

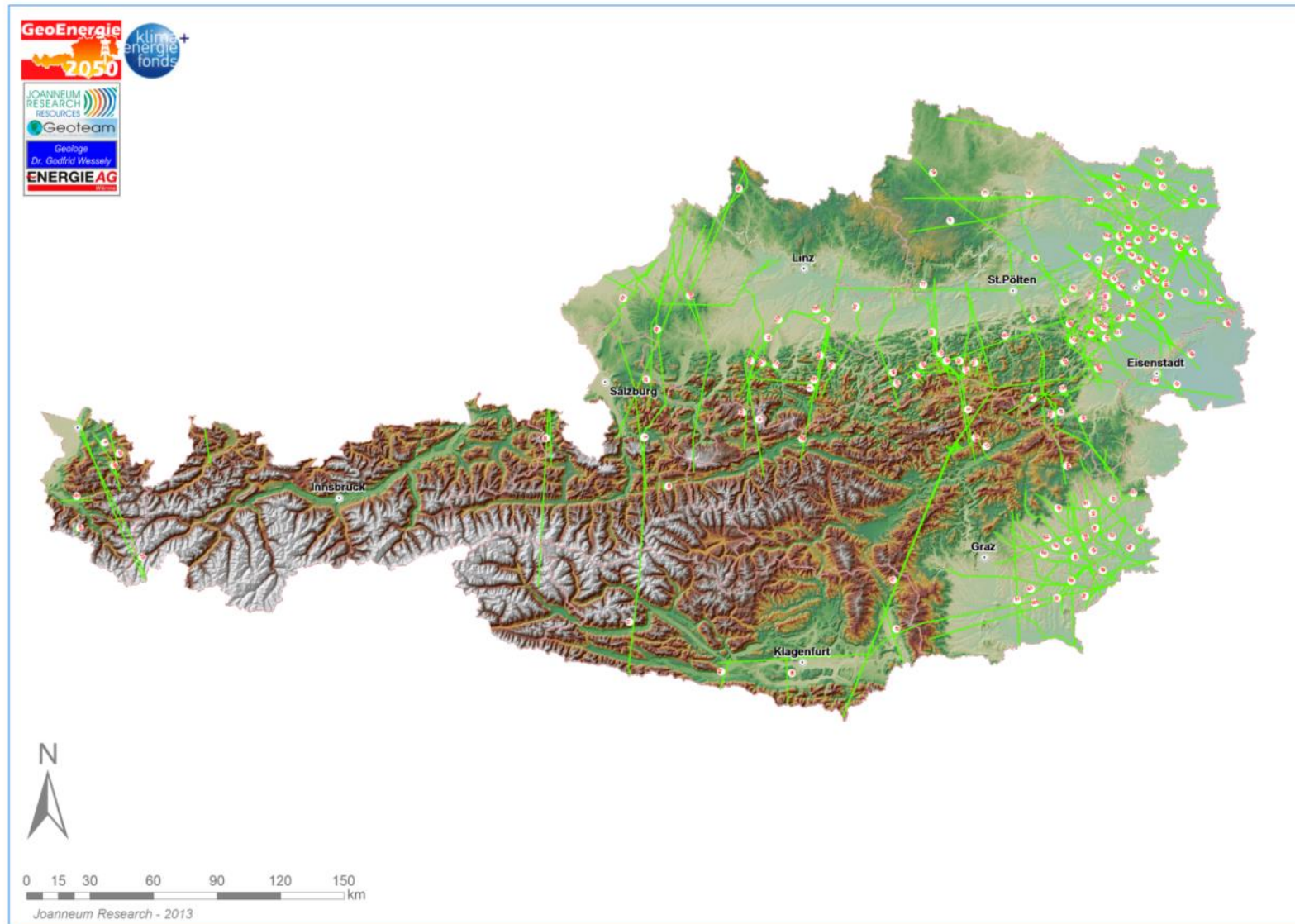


Abbildung 6: Lageplan erhobener geologischer Profile

3.1.2.7 Bevölkerungsentwicklung

Zur Dokumentation Einwohnerzahlen in den einzelnen Gemeinden wurde der Datensatz - Bevölkerung nach Gemeinden am 1.1.2012 (Statistik Austria, erstellt am 14.5.2012) - herangezogen.

3.1.2.8 Relevante Vorprojekte

Neben publizierten Unterlagen wurden im Rahmen der Projektbearbeitung auch Projektunterlagen und Datensätze herangezogen, die in früheren Projekten erarbeitet wurden.

Diese Projekte sind u.a.:

- „NANUTIWA“ – *Hydrogeologische Grundlagen für eine nachhaltige Nutzung der Tiefengrundwässer im Bereich des Oststeirischen und Pannonischen Beckens*
- „TRANSTHERMAL“ - *Geothermie der Ostalpen – Erfassung und zusammenfassende Darstellung des geothermischen Potenzials in Datenbanken, in einem Geothermieatlas und in GIS – basierten Kartenwerken im Bereich von Kärnten, Steiermark und Slowenien*
- „TRANSENERGY“ - *Transboundary Geothermal Energy Resources of Slovenia, Austria, Hungary and Slovakia*
- *Zahlreiche Detailprojekte (JR, GET)*

3.1.3 Beschreibung der bestehenden Nutzungen

3.1.3.1 Überblick

Die Erschließung von thermalen Grundwässern beschränkte sich in Österreich bis in die Mitte des vorigen Jahrhunderts auf Bereiche mit oberflächennahen Temperaturanomalien, wie z. B. im Wiener Becken (Bad Vöslau, Baden) oder das Vorkommen von Bad Gastein. Erst ab Mitte der 1970-er Jahre wurde in den großen Sedimentbecken Österreichs (Steirisches Becken, Oberösterreichische Molassezone) mit der Erschließung und Nutzung geothermaler Energie begonnen.

Durch die Erfolge der ersten Geothermiebohrungen wurden zunehmend tiefe Bohrungen abgeteuft um das Thermalwasser in Erlebnis-, Wellness- und Kurbädern zu nutzen. Seit Mitte der 1990er-Jahre wurden auch in den inneralpinen Einheiten der Ostalpen vermehrt Thermalwasserbohrungen, die ausschließlich die balneologische Nutzung des Wassers zum Inhalt hatten, niedergebracht.

In Abbildung 7 sind chronologisch die seit 1977 abgeteuften Thermalwasserbohrungen, unterschieden nach der Art der geplanten Nutzung und der Fündigkeit dargestellt. Die aktuellen geothermischen (hydrothermalen) Nutzungen liegen ausschließlich im Oberösterreichischen und Steirischen Becken (Abbildung 8).

Innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 werden im Weiteren ausschließlich die für energetische Zwecke niedergebrachten Thermalwasserbohrungen näher betrachtet.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

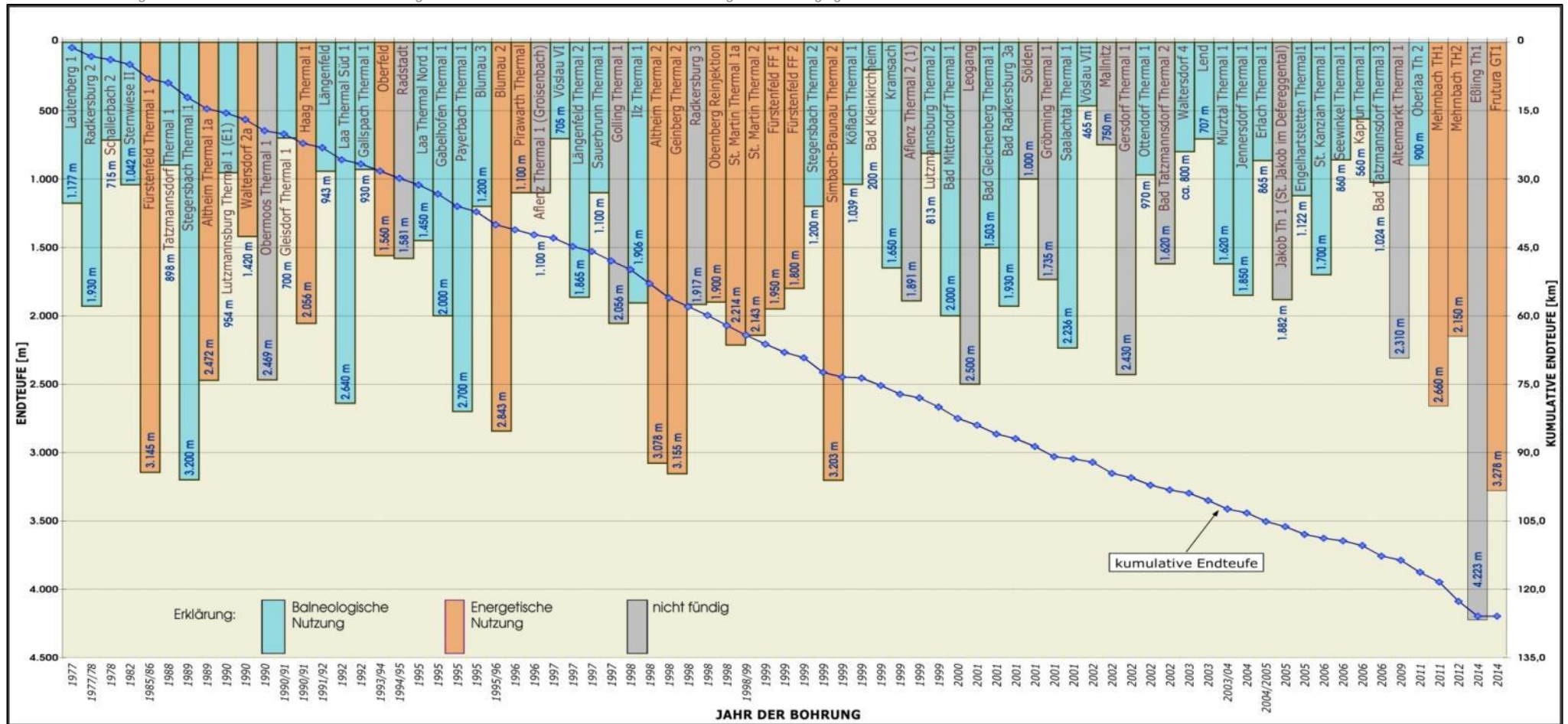


Abbildung 7: Seit 1977 abgeteufte Thermalwasserbohrungen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

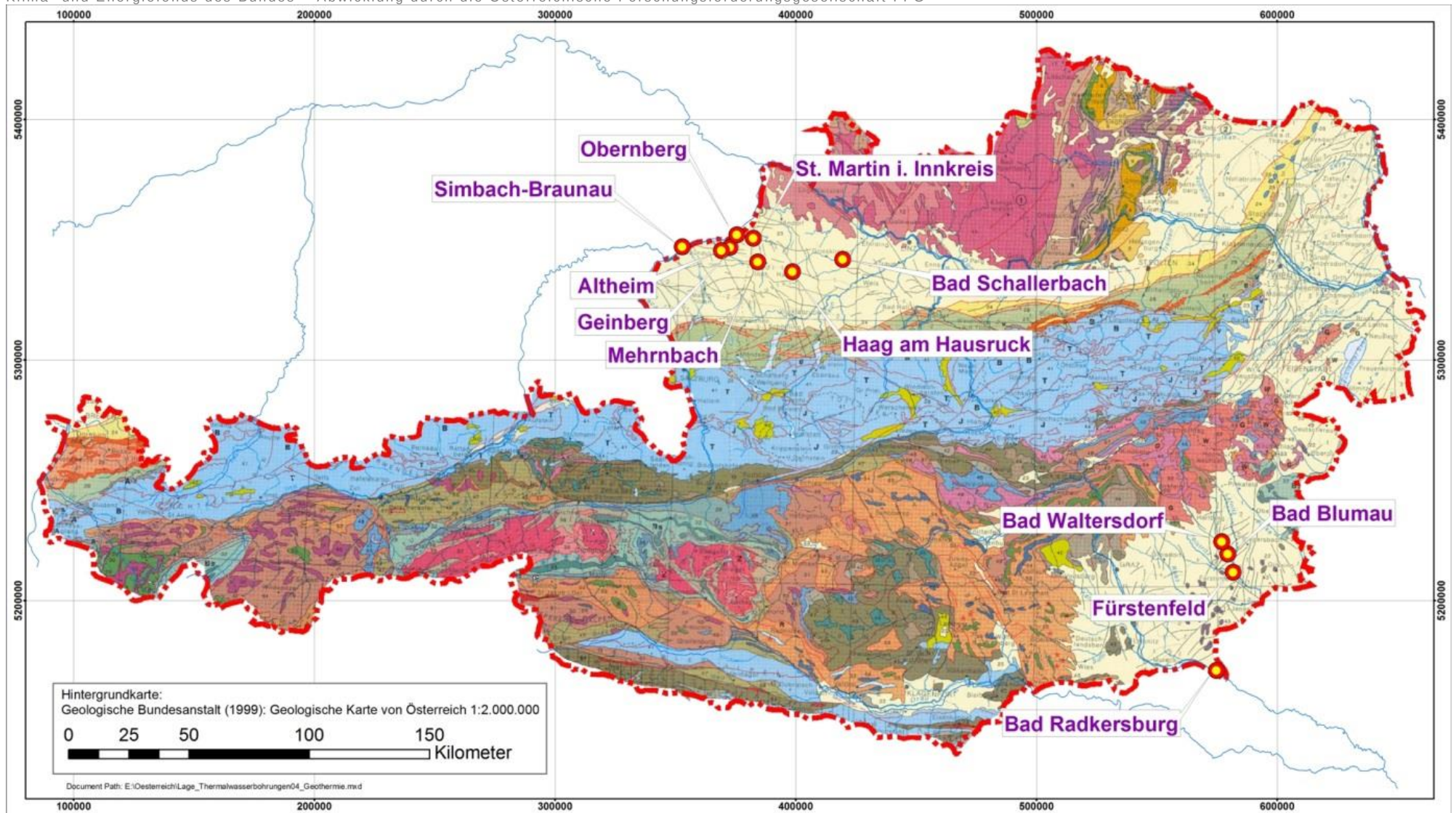


Abbildung 8: Lage der geothermalen Nutzungen in Österreich

3.1.3.2 Oberösterreichische Molassezone

Die Oberösterreichische Molassezone, die geographisch etwa dem Alpenvorland entspricht, ist ein Teilbereich der alpin-karpatischen Neogenvortiefe. Aufschließungsziel sind in diesem Bereich meist die karbonatischen Entwicklungen des Malm, die in den hangenden Bereichen verkarstet sind. Diese wurden während der alpidischen Gebirgsbildung von den nordwärts rückenden ostalpinen Einheiten überschoben und nach unten gedrückt. Zusätzlich weist das Molassebecken aufgrund von tektonischen Bewegungsvorgängen eine ausgeprägte blockförmige Zerlegung auf. Über den jurassischen Einheiten wurden mächtige, meist feinklastische Kreide- und Neogensediment abgelagert.

Die durch die Überschiebung entstandene asymmetrische Beckenform bedingt eine gegen Süden zunehmende Tiefenlage der potenziellen Erschließungsgesteine. Die in Bayern im Bereich Ingolstadt-Regensburg noch obertägig anstehenden Gesteine des Malm erreichen im oberösterreichischen Süden Tiefen zwischen 4.000 und 6.000 m.

In Oberösterreich sind derzeit sechs geothermische Anlagen in Betrieb. Sie laufen im Dublettenbetrieb. Die Geothermieranlage Mehrnbach ist nach der erfolgreichen Niederbringung der Bohrungen in der Realisierungsphase. Tabelle 1 zeigt die Kennzahlen dieser Geothermieranlagen. Ihre Leistung von 43,1 MW entspricht fast 70 % der gesamten installierten Leistung der hydrothermalen Nutzung in Österreich.

3.1.3.2.1 Geothermieranlage Altheim

Die größte Anlage ist in Altheim installiert. Der Betreiber des Projekts, die Marktgemeinde Altheim, kann in vielfacher Hinsicht als Pionier der Erschließung und Nutzung der Geothermie in Österreich gelten. Die erste, 2.462 m tiefe Bohrung (Altheim 1, bzw. 2.305 m technische Ablenkung Altheim Thermal 1a) wurde ausschließlich mit Geldern des Betreibers finanziert. Der aus dem Oberjuraaquifer mit freiem Überlauf erzielte Volumenstrom von 46 l/s bei einer Temperatur von 105 °C (siehe auch Tabelle 1) ermöglichte den Aufbau einer geothermalen Fernwärmeversorgung, die derzeit ca. 710 Abnehmer hat und rund 40 % der Einwohner Altheims versorgt. 1998/99 wurde die abgelenkte Reinjektionsbohrung Altheim Thermal 2 mit einer Endteufe von 3.078 m MD (2.165 m TVD) hergestellt und durch Einbau einer Tauchkreislumpumpe die Förderung auf bis zu 100 l/s gesteigert. Die ab 2001 in Betrieb befindliche wassergekühlte ORC-Anlage, die erste geothermische Anwendung dieser Art in Österreich, erlaubt einen Netto-Output von etwa 500 kW_{el} (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Geothermische Anlagen in Oberösterreich.

Anlage	Altheim	Geinberg	Obernberg	Simbach/ Braunau	St. Martin	Haag	Bad Schallerbach	Mehrnbach*
Nutzung	F,E	I,F,B,G	F	F	F	F	B, F	F
Installierte Leistung [MW]	18,8	7,8	1,7	9,3	3,3	2,2	5,3	
Volumenstrom [l/s]	80	25	20	74	20	20	55	
Temperatur [°C]	105	105	80	80	90	86	38	
Inbetriebnahme	1990 Dublette: 1999	1981 Dublette: 1998	1996/97	2001	2000	1995		
Länge Fernwärmenetz [km]	14,5	6	17	35	25	12		

I = Industrielle Anwendung, E = Stromerzeugung, B = Balneologie, G = Gewächshaus, F = Fernwärme
 * Dublette Mehrnbach in Realisierung.

3.1.3.2.2 Geothermieranlage Geinberg

Die Anlage in Geinberg, welche ca. 4 km von Altheim entfernt liegt, ist wegen der realisierten geothermischen Kaskade von Interesse. Die energetische Nutzung geht auf die nicht fündige vertikale Kohlenwasserstoffbohrung mit der Bezeichnung Geinberg 1 zurück, die 1978 wiedergewältigt und auf die Endteufe von 2.176 m vertieft wurde. Sie lieferte aus dem Malmaquifer Thermalwasser mit 105 °C bei einem freien Überlauf von 22 l/s. Das 1980 in Betrieb genommene Nahwärmenetz war neben Bad Waltersdorf in der Oststeiermark das erste geothermale Nutzungsprojekt in Österreich. Infolge der bereits beschriebenen regionalen Druckabsenkung sank der freie Überlauf in den 1990er Jahren bis auf 11 l/s ab. Mit Niederbringung einer zweiten, abgelenkten Bohrung (Geinberg Thermal 2, Endteufe 3.155 m MD; TVD 2.225 m) wurde eine Dublette eingerichtet, wobei Thermal 2 als Förderbohrung, Geinberg 1 als Reinjektionsbohrung dient. Der Fördermenge im freien Überlauf beträgt 25 l/s, die Reinjektionsdrücke liegen bei der Temperatur von 30 °C bei 0,01 MPa. 2013 wurde durch den Einbau einer Unterwassertauchkreiselpumpe die Fördermenge auf 52 l/s erhöht.

Die eingerichtete Kaskadennutzung mit einem genutzten Temperaturintervall von 75 K umfasst die Bereitstellung von Prozesswärme in einer Molkerei, die Fernwärmeversorgung der Ortschaft Geinberg, die Beheizung des Hotels und der Therme Geinberg, die stoffliche Nutzung im Thermalbad und die Beheizung von 1,5 ha Glashäusern mit einer kumulativen geothermischen Leistung von 7,8 MW. Der balneologisch genutzte Teilstrom (max. 2,5 l/s) wird nicht reinjiziert (Tabelle 1).

3.1.3.2.3 Geothermieranlage Simbach-Braunau

Beim Geothermieprojekt Simbach-Braunau liegt der Zielhorizont Top Purbeck/Malm unter den beiden Städten in einer Tiefe von 1.730 bis 1.850 m. Das grenzüberschreitende Geothermieprojekt ist ein Beispiel für ein erfolgreiches PPP-Modell, das die Gemeinden Simbach am Inn (Bayern), Braunau am Inn (Oberösterreich) und den Landkreis Rottal-Inn mit regionalen und überregionalen Energieversorgern zusammenführte. Durch die in Bayern angesetzte und nach Oberösterreich abgelenkte Förderbohrung Simbach-Braunau Thermal 2 (Endteufe 2.305 m MD) erfolgt die gemeinsame Nutzung des Aquifers in den Karbonaten des Purbeck/Malm. Die Neigung der ab 600 m abgelenkten Bohrung beträgt 67°, sodass eine Horizontalentfernung zwischen der vertikalen, 1.948 m tiefen Reinjektionsbohrung und der Förderbohrung auf Niveau des Aquifers von ca. 2,1 km erreicht wird

Die Fördertemperatur beträgt 80 °C, die Reinjektionstemperatur 50 – 55 °C; der wasserrechtlich genehmigte Volumenstrom wurde von 74 l/s auf 90 l/s und aktuell auf maximal 90 l/s angehoben. Die angegebene Leistung von 9,3 MW (siehe Tabelle 1) entspricht einem Volumenstrom von 80 l/s, die Fernwärme-Anschlussleistung beträgt etwa 40 MW. Aus Geothermie können etwa 68 bis 79 % der Jahreswärmemengen abgedeckt werden. Im Jahr 2005 wurden 57 GWh Wärme (630 Abnehmer) verkauft, davon stammen 41 GWh aus der Geothermie. Bemerkenswert ist die hohe Transmissivität der Karbonate des Purbeck und Malm, die eine wirtschaftlich günstige Förderung mit UW-Tauchkreiselpumpe ermöglicht; bis zu einem Volumenstrom von 35 l/s kann mit dem freien Überlauf gefahren werden.

3.1.3.3 Steirisches Becken und Pannonisches Becken

Das Steirische Becken stellt eine Randentwicklung des Pannonischen Beckens dar. Es wird durch Schwellen in einzelne Teilbecken gegliedert. Ein Becken mit großem Tiefgang und günstigen thermischen Verhältnissen ist das Fürstenfelder Becken mit Werten für den terrestrischen Wärmestrom von 95 mW/m^2 . Der Hauptaquifer liegt in den Karbonatgesteinen des oberostalpinen Grazer Paläozoikums, das als geologische Decke über dem mittelostalpinen Kristallin liegt. Die höchste Temperatur wurde bei Endteufe der Bohrung Frutura GT 1 mit 143°C in Phylliten der Blumau Formation des Grazer Paläozoikums ermittelt. Die Mehrzahl der Geothermievorkommen im oststeirischen Becken wird allerdings balneologisch genutzt (siehe [Tabelle 2](#)).

Thermalwasserführende Schichten liegen auch in der neogenen Beckenfüllung vor. Mesozoische Sedimentgesteine, die als Aquifer dienen, sind derzeit nur aus dem Raum Radkersburg, der dem Westpannonischen Becken zugeordnet wird, bekannt.

Die wichtigste Anlage ist Bad Blumau mit einer installierten geothermischen Leistung von 7,8 MW und einer diversifizierten Nutzung. Das 1997 in Betrieb gegangene Thermen- und Hotelresort ("Hundertwassertherme") ist aufgrund des Einsatzes der Geothermie energieautark. Für die energetische Nutzung wurde eine geothermische Dublette, bestehend aus der 2.843 m tiefen Vertikalbohrung Blumau 2 und der 3.145 m tiefen, wiedergewältigten ehemaligen KW-Bohrung Blumau 1/1a, eingerichtet. Beide Bohrungen stehen im karbonatischen Grazer Paläozoikum. Die mehrstufige Nutzung umfasst eine ORC Anlage ($2,5 \text{ MW}_{\text{th}}$; Temperaturintervall $110 - 85^\circ\text{C}$), die Wärmeversorgung der Therme und des Hotels ($3,5 \text{ MW}$) und die Beheizung des Outdoor Pools der Therme mit $1,5 \text{ MW}$; die Reinjektionstemperatur beträgt derzeit im Minimum 50°C . Der Volumenstrom von 30 l/s wird mit Hilfe des natürlichen Gaslifts aufgrund des entgasenden Kohlenstoffdioxidgases gefördert. Bei dieser Förderrate können Karbonatinkrustierungen durch die Zugabe von Polyphosphat in einer Teufe von 500 m weitgehend kontrolliert werden.

Die installierte luftgekühlte ORC Turbine hat eine Leistung von $250 \text{ kW}_{\text{el}}$; der Netto-Strom-Output beträgt 180 kW . Zwischen Oktober 2001 und Dezember 2002 wurden $1.560.000 \text{ kWh}$ in das öffentliche Netz eingespeist. Verwertet wird auch das mit dem Thermalwasser mit geförderte, post-vulkanische Kohlenstoffdioxid; die Abfüllanlage besitzt eine Kapazität von $1,5 \text{ to}$ flüssiges CO_2 pro Stunde.

In Bad Waltersdorf besteht im Bereich des Thermalbades ebenfalls eine energetische Nutzungskomponente (siehe [Tabelle 3](#)).

Tabelle 2: Thermalwasserbohrungen im Steirischen Becken

Bohrung	Niederbringungsjahr	Zweck	Endteufe
Binderberg 1	1972	B	1.727 m
Waltersdorf 1	1975	B/E	1.553 m
Lautenberg 1	1977	B	1.177 m
Radkersburg 2	1977/78	B	1.930 m
Blumau 1/1a	1979	E	3.046 m
Sternwiese II	1982	B	1.042 m
Fürstenfeld Thermal 1	1985/86	E	3.145 m
Tatzmannsdorf Thermal 1	1988	B	898 m
Stegersbach Thermal 1	1989	B	3.200 m
Lutzmannsburg Thermal 1	1990	B	954 m
Waltersdorf 2a	1990	E/B	1.420 m
Gleisdorf Thermal 1	1990/91	B	700 m
Blumau 3	1995	B	1.200 m
Blumau 2	1995/96	E	2.843 m
Ilz Thermal 1	1998	E	1.906 m
Radkersburg 3/3a	1998/2001	B	1.930 m
Fürstenfeld FF 1	1999	E	1.950 m
Fürstenfeld FF 2	1999	E	1.800 m
Lutzmannsburg Thermal 2	1999	B	813 m
Köflach Thermal 1	1999	B	1.039 m
Bad Gleichenberg Thermal 1	2001	B	1.503 m
Gersdorf Thermal 1	2002	B	2.430 m
Ottendorf Thermal 1	2002	B	970 m
Bad Tatzmannsdorf Thermal 2	2002	B	1.620 m
Waltersdorf Thermal 4	2002	B	1.063 m
Bad Tatzmannsdorf Thermal 3	2006	B	1.042 m

Erläuterung:
B – Balneologische Zwecke, E – Energetische Nutzung

Tabelle 3: Geothermische Anlagen in Steiermark.

Anlage	Blumau	Bad Waltersdorf
Nutzung	B,F,E	B,F,G
Installierte Leistung [MW]	7,5	2,3
Volumenstrom [l/s]	30	17
Temperatur [°C]	110	63
Inbetriebnahme	1997	

E = Stromerzeugung, B = Balneologie, G = Gewächshaus, F = Fernwärme

3.1.4 Definitionen, Begriffsbestimmungen, Beschreibung des geothermischen Potenzials

Grundsätzlich ist zwischen

- Oberflächennaher Geothermie
und
- Tiefer Geothermie

zu unterscheiden.

Der Begriff der mitteltiefen Geothermie wird der derzeit in der Fachliteratur immer wieder erwähnt, hat sich aber noch nicht vollständig durchgesetzt.

Eine weitere Differenzierung ist jeweils nutzungsseitig in

- Nutzung mit Wasserentnahme aus dem Untergrund
- Nutzung ohne Wasserentnahme aus dem Untergrund

möglich.

Innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 werden ausschließlich tiefe geothermischen Nutzungen (mit und ohne Wasserentnahme aus dem Untergrund) berücksichtigt.

Innerhalb des Projektes wird für tiefe geothermische Nutzungen mit Wasserentnahme der Begriff – hydrothermale Energie – verwendet, welche aufgrund des Temperaturniveaus einer direkten Nutzung zugeführt werden können und nicht den Einsatz von Wärmepumpen erfordern.

Für die tiefen Erdwärmennutzungen ohne Wasserentnahme wird der Begriff – petrothermale Energie – verwendet.

3.1.4.1 Oberflächennahe geothermische Energie

Um die Nutzungsmöglichkeiten von Erdwärme vollständig darzustellen ist einleitend auch die Oberflächennahe Geothermie zu erwähnen, die jedoch nicht Untersuchungsbestandteil des Projektes GeoEnergie2050 ist. Im Wesentlichen handelt es sich um Erdwärme-Nutzungssysteme, die für eine Wärmenutzung den Einsatz von Wärmepumpen erfordern bzw. auch Kühlzwecken dienen.

3.1.4.2 Hydrothermale Energie

Unter hydrothormaler Geothermie versteht man die geothermische Nutzung von Thermalwasser, welches in durchlässigen Gesteinsschichten vorhanden ist (siehe Abbildung 9).

- Nach Definition des Heilvorkommen- und Kurortegesetzes spricht man von Thermalwasser, wenn die Wassertemperatur am Austrittsort mehr als 20°C beträgt. Für eine direkte Nutzung für Fernwärmesysteme ist diese Temperatur im Normalfall jedoch viel zu gering.
- Im Vergleich zum gesamten (hydrothermal+petrothermal) geothermischen Potenzial der Erde ist das hydrothermale Energiepotenzial eher gering anzusetzen, da die Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins wasserdurchlässiger Schichten in der Erdkruste mit der Tiefe stark abnimmt. Massige Gesteinseinheiten sind jedoch nahezu überall in großer Tiefe vorhanden und ermöglichen grundsätzlich den Einsatz petrothormaler Systeme.

- Der Vorteil der hydrothermalen Energie gegenüber der petrothermalen Energie ist das große Speichervolumen der Aquifere, welche eine große Menge an Thermalwasser beherbergen und eine sehr große Wärmetauschkfläche in Porenräumen und Klüften bereitstellen. Der Gesteinsanteil in der Erdkruste, der diese Eigenschaften erfüllt ist jedoch sehr gering.
- Die zentrale Rahmenbedingung für die Nutzbarkeit des hydrothermalen Energiepotenzials ist das Vorhandensein einer wasserdurchlässigen Gesteinsschicht in ausreichender Mächtigkeit und ausreichender Tiefenlage, um die Mengen- und Temperaturerfordernisse für die energetische Nutzung zu erfüllen.
- Aus wirtschaftlicher und technischer Sicht ist weiters die Tiefenlage des Wasserspiegels in der einzelnen Thermalbohrung von großer Bedeutung, da damit die Pumpkosten einhergehen.
- Die hydrochemische Zusammensetzung des Thermalwassers ist von großer Bedeutung, da hohe und Wartungskosten der Systeme und die nachhaltige Nutzung verbunden sind.
- Die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung hydrothermalen Energie finden sich in gut wasserdurchlässigen, klüftigen oder/und verkarsteten Festgesteinen (z.B. in Karbonatgesteinen) und teilweise in klastischen Sedimentgesteinen (Sanden, Kiesen, Sandsteinen).
- Weiters weisen tektonische beanspruchte Festgesteine oft Störungsbereiche mit verbesserter Durchlässigkeit entlang dieser Störungen und dadurch erhöhter Wasserführung auf.
- Eine Unterscheidung hydrothermalen Geothermie kann entsprechend dem Temperaturniveau getroffen werden:
 - Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie (Dampf oder/und Wasser mit mehr als 175 °C)
 - Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie (Wasser mit weniger als 175 °C)

Aufgrund der in Österreich vorherrschenden geologischen Rahmenbedingungen und aller bisher bekannten geothermischen Ressourcen (Thermalwasservorkommen) werden dieser Einteilung gemäß im Projekt GeoEnergie2050 fast ausschließlich Niedrigenthalpiesysteme näher untersucht.

Die bundesweite Ausweisung von Bereichen und Gesteinseinheiten mit den erforderlichen beschriebenen Verhältnissen ist eine zentrale Aufgabe und ein wichtiger Output des Projektes GeoEnergie2050.

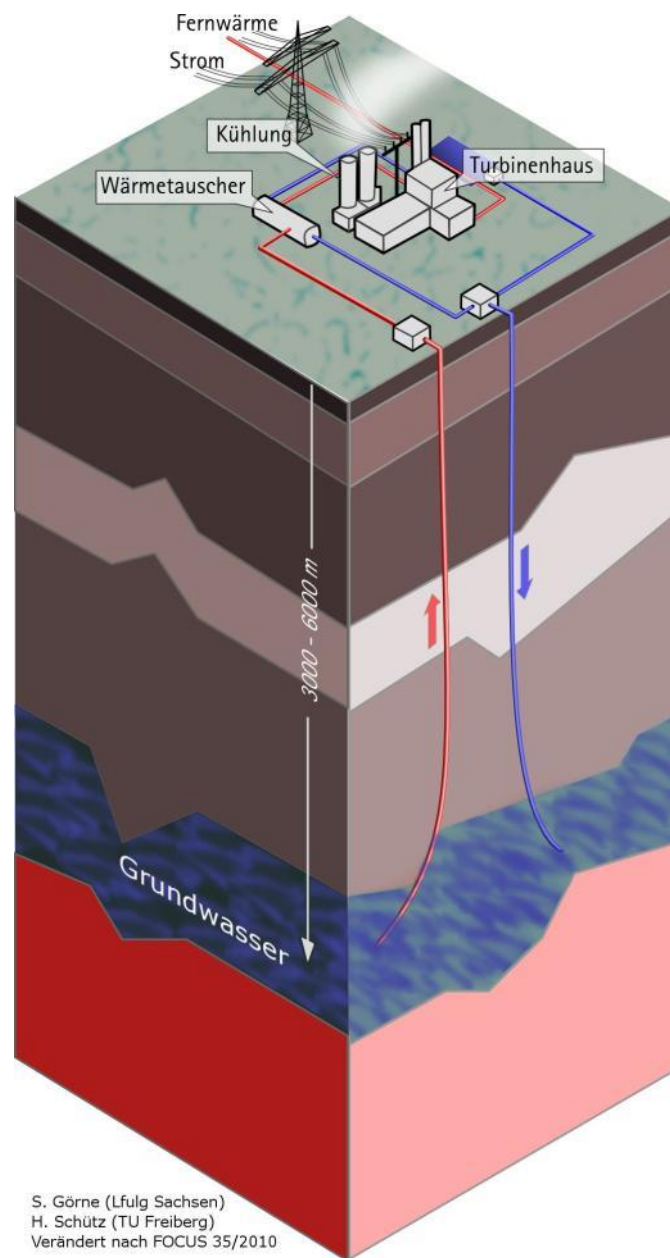


Abbildung 9: Prinzipskizze – Hydrothermale Energie

3.1.4.3 Petrothermale Energie

Die Verfahren der petrothermalen Energienutzung sind Verfahren zur Nutzung der im Erdkörper enthaltenen Erdwärme aus einer Tiefe zwischen etwa 3.000 und 6.000 Metern. Begriffe wie HDR (Hot Dry Rock), HFR (Hot Fractured Rock) und Enhanced Geothermal System (EGS) sind verschiedene Bezeichnungen, die im Zusammenhang mit der Nutzung petrothermalen Energie verwendet werden.

Das Grundprinzip der petrothermalen Verfahren ist die Herstellung und der Betrieb eines klüftigen Zirkulationssystems im Untergrund, welches als Wärmetauschoberfläche fungiert. Das künstlich eingebrachte, zirkulierende Wasser wird durch eine Injektionsbohrung in das heiße Gestein verpresst und an einer anderen Stelle mit erhöhter Temperatur wieder gefördert (siehe [Abbildung 10](#)). Im Untergrund kann es zu einer untergeordneten Zumischung von natürlichen Thermalwässern kommen,

ein Großteil des zirkulierenden Wassers entstammt jedoch nicht dem Untergrund, sondern wird von der Oberfläche zugeführt.

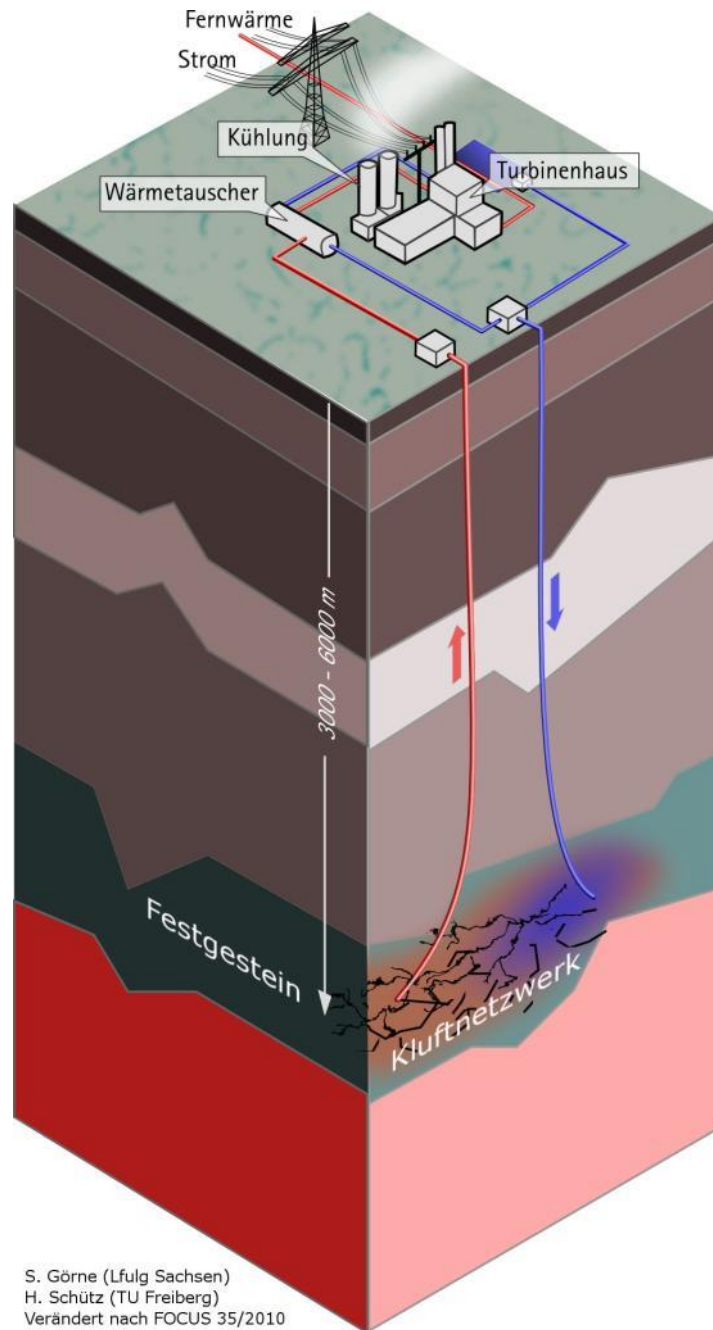


Abbildung 10: Prinzipskizze – Petrothermale Energie

Die Nutzung petrothermaler Energie erfolgt in Gesteinsschichten, die primär keine bzw. eine untergeordnete Durchlässigkeit aufweisen und daher meist keine nutzbaren Thermalwasserspeicher sind.

Mit Hilfe verschiedener technischer Maßnahmen (hydraulische Stimulation wie z.B. Fracen, aber auch Fracsäuern) werden Klüfte und damit Durchlässigkeiten erst erzeugt.

Das Wasser wird durch eine Injektionsbohrung in diese Gesteinsschichten injiziert, im Untergrund erwärmt und dann wieder entnommen und einer Nutzung zugeführt. Entsprechend hohe Oberflächen als Wärmetauscherflächen (Kluftnetze) sind daher erforderlich.

Aufgrund der internationalen Projekterfahrungen sind vor allem kristalline Gesteine (vorrangig Granit und ähnliche Gesteinstypen) geeignet um petrothermale Energie zu nutzen.

Das Potenzial von petrothormaler Energie ist zwar sehr groß, die technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch ungünstig. Da auch die technischen Risiken nicht unbedeutend sind, ist das realistische Nutzungspotenzial in entsprechenden Systemen in Österreich generell als eher gering einzuordnen.

Für eine petrothermale Nutzung kommen meist gering permeable kristalline Tiefengesteine in Frage.

- Diesbezügliche Erfahrungen liegen weltweit hauptsächlich in Granit vor
- Gneis und Vulkanit wurden bisher oft getestet
- Vulkanite werden vor allem in Gebieten genutzt, die von rezentem Vulkanismus geprägt sind (Island, Japan etc.)
- In Sedimentgesteinen und Metamorphiten liegen kaum diesbezügliche Erfahrungen vor

Kristalline Gesteine befinden sich oft im Liegenden von Sedimentgesteinen in Sedimentbecken und sind prinzipiell in allen Bereichen des Untersuchungsgebiets von GeoEnergie2050 vorhanden.

In manchen Bereichen stehen kristalline Gesteine an der Geländeoberfläche an, in anderen Bereichen sind sie von mächtigen Sedimentlagen bedeckt und erst in einigen tausend Metern Tiefe vorhanden.

Der Kristallinsockel besteht meist aus Graniten, granitähnlichen Gesteinen und Gneisen.

In Bereichen, in welchen die nutzbaren Gesteinseinheiten erst in sehr großer Tiefe vorliegen, ist deren Erschließung unwirtschaftlich.

Weltweit gibt es einige Standorte, an welchen im Bereich der petrothermalen Energie geforscht wird (siehe Tabelle 4).

Diese sind z.B.:

- Soultz-sous-Forets (Frankreich)
- Bad Urach (Deutschland)
- Cooper Basin, Hunter Valley (Australien)
- Hijiori, Ogachi (Japan)
- Fenton Hill, Coso, Desert Peak

Tabelle 4: Ergebnisse wichtiger Petrothormaler-Projekte

Projekt	Land	Beginn	Ende	Gestein	Tiefe	Temperatur
		[Jahr]	[Jahr]		[m]	[°C]
Cooper Basin	Australien	2002	aktuell	Granit	4400	240
Hunter Valley	Australien	1999	aktuell	Granit	3500	
Bad Urach	Deutschland	1976	2010	Gneiss	4500	
Falkenberg	Deutschland	1976	1985	Granit	300	
Le Mayet	Frankreich	1977	1990	Granodiorit	800	
Soultz I	Frankreich	1987	aktuell	Granit	3000-3600	170
Soultz II	Frankreich	1987	aktuell	Granit	4400-5000	200
Rosemanowes 2a	Großbritannien	1976	1992	Granit	2000	80
Rosemanowes 2b	Großbritannien	1976	1992	Granit	2300	80
Hijiori II	Japan	1988	2003	Vulkanit	2250	250
Ogachi	Japan	1990	2007	Vulkanit	700-1000	240
Fjällbacka	Schweden	1987	1993	Granit	500	
Basel	Schweiz	2006	2011	Granit	5000	
Coso	USA	2002	aktuell	Kristallin	2300-3000	
Desert Peak	USA	2002	aktuell	Vulkanite	1500	
Fenton Hill I	USA	1974	1980	Granodiorit	2700	190
Fenton Hill II	USA	1980	1993	Granodiorit	3350-4400	250

Für die Nutzung petrothormaler Energie ist auch das Vorhandensein von tiefen tektonischen Störungen von Bedeutung, da diese auch eine primäre Wasserführung aufweisen können und für Fractechniken besonders geeignet sind.

Einige maßgebliche Umsetzungsaspekte bei petrothermalen Projekten sind:

- Die thermischen Eigenschaften der Gesteinsschichten müssen den Anforderungen entsprechen. Hohe Wärmeleitfähigkeiten und spezifische Wärmespeicherkapazitäten bieten günstige Voraussetzungen.
- Für die Erzeugung des erforderlichen Kluftnetzes mittels Fracen ist die tektonische Vorbelastung, die bestehenden Gebirgsspannungen und die möglicherweise auftretende Seismizität (Erdbeben und Erschütterungen) vorzuerkunden.
- Weiters können Formationsfluide (Wässer) in den massigen Gesteinseinheiten vorhanden sein. Die oft hochmineralisierten Wässer können im Betrieb zu verschiedenen betriebsgefährdenden hydrochemischen Reaktionen (Versinterung, Verockerung, Korrosion) bzw. zu erhöhtem Wartungsaufwand führen.
- Die erforderliche Bohrtechnik und Fractechnik ist sehr aufwendig. Praktische Erfahrungen sind aus dem KW-Bereich vorhanden, jedoch reichen diese nicht aus und sind nicht unmittelbar anwendbar, da im Bereich der Geothermie wesentlich größere Durchlässigkeiten erforderlich sind als im Erdölbereich.
- Die Bohrarbeiten sind aufgrund der meist sehr harten Gesteinsschichten technisch aufwendig und kostenintensiv.
- Die Akzeptanz bei der betroffenen Bevölkerung ist bei petrothermalen Projekten nicht immer vorhanden.

3.1.5 Methodische Vorgangsweise zur Analyse des geothermischen Potenzials

Vom 31.7.2013 bis 1.8.2013 fand bei JOANNEUM RESEARCH ein Arbeitstreffen statt, welches sich zur Aufgabe machte, geothermisch günstige Zonen in Österreich auszuweisen und im GIS-System zu definieren und einzupflegen.

Beim Arbeitstreffen waren die Projektpartner Geoteam (H.P. Heiss, J. Goldbrunner), Joanneum Research (G. Domberger, W. Poltnig, M. Schreilechner) und der ehemalige ÖMV-Geologe G. Wessely und E. Wegerer (Montanuniversität Leoben) anwesend (siehe Abbildung 11).



Abbildung 11: Arbeitstreffen – Analyse des geothermischen Potenzials (W. Poltnig, G. Wessely, J. Goldbrunner)

3.1.5.1 Analyse und Darstellung des geothermischen Potenzials

Aus den beschriebenen Erfordernissen für hydrothermale und petrothermale Energienutzung des Untergrundes leiten sich Erfordernisse für die Analyse und Darstellung des geothermischen Potenzials ab.

Die Gebiete mit günstigen Rahmenbedingungen für die Nutzung geothermischer Energie werden daher nach folgender Systematik ausgewiesen:

- Vorhandensein von nutzbaren Gesteinseinheiten in entsprechender Tiefenlage
 - Gesteinstypen
 - Zu erwartende Wasserführung
 - Tiefenlage und Temperaturerwartung
 - Günstige Störungsstrukturen vorhanden
- Informationsstand aus Voruntersuchungen
- Informationen aus bestehenden Tiefbohrungen

Mit diesen Informationen wurden geothermische Gunstgebiete definiert und im GIS-System zusammengefasst dargestellt. Die weitere Bearbeitung und Filterung der Potenzialbereiche erfolgte im Rahmen der Energiebedarfsberechnungen.

Die Definition der Potenzialbereiche wird grundsätzlich in Bereiche mit möglicher Nutzung von

- Hydrothermalen Energie
- Petrothermalen Energie

erfolgen.

In diesen Kategorien erfolgt eine weitere Untergliederung geothermischer Gunstzonen in Potenzialklassen (0 bis 3).

3.1.5.2 Eigenschaften des geothermischen Potenzials

Die bundesweite Analyse des tiefen geothermischen Potenzials kann nur auf Basis verallgemeinernder Regeln und Kriterien, die mit Hilfe GIS-gestützter Methoden umsetzbar sind, erfolgen.

Innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 wurden diese qualitativ folgendermaßen definiert:

Hydrothermale Energie:

- Zielbereiche sind vorrangig Karbonatgesteine (Kalke und Dolomite) in Tiefen ab 2000m.
- Sedimentgesteine der Beckenfüllungen haben in Österreich im Allgemeinen ein vernachlässigbares Potenzial für die Nutzung der hydrothermalen Energie.
- Kristalline Gesteine sind aufgrund der ungünstigen hydraulischen Eigenschaften für eine Nutzung der hydrothermalen Energie generell als eher ungeeignet zu bezeichnen.
- Die Tiefenlage des Zielhorizontes ist einerseits maßgeblich für die wirtschaftliche Erreichbarkeit mit Tiefbohrungen und andererseits die Temperaturbedingungen der Festgesteinsaquifere im Liegenden der Sedimentbedeckung
- Störungsbereiche begünstigen oft die hydraulischen Eigenschaften der Festgesteinthermalaquifere

Petrothermale Energie:

- Kristalline Gesteine begünstigen die Nutzungsmöglichkeiten petrothermalen Energie, sind aber für die Nutzung hydrothermalen Energie ungeeignet.

3.1.5.3 Systematische, GIS-gemäße Analyse des geothermischen Potenzial

3.1.5.3.1 Bereichsdefinition, Bereichsabgrenzung

Im GIS wurden Polygone definiert, die Bereiche mit bestimmten geothermischen Eigenschaften beschreiben bzw. abgrenzen. Aufgrund des Betrachtungsmaßstabes handelt es sich um grobe Bereichsdefinitionen. Eine Detailbeurteilung von geplanten Geothermie-Standorten können diese Bereiche jedoch unter keinen Umständen ersetzen.

Die Potenzialbewertung ist eine erfahrungsbasierte, qualitative Bewertung der einzelnen Bereiche. Basis für die Abgrenzung der Bereiche waren die lithologischen Eigenschaften der Gesteinseinheiten.

3.1.5.3.2 Geothermisches Stockwerk

Aufgrund des Deckenbaues der Alpen liegen in manchen Bereichen mehrere Zielformationen vertikal übereinander vor. Um diese Möglichkeit berücksichtigen zu können, wurde den ausgewiesenen Bereichen eine Kennzahl des geothermischen Stockwerkes zugewiesen.

Stockwerk 1: Geringste Tiefenlage - Sedimentbedeckung

Stockwerk 2: Unter Stockwerk 1 – Festgestein

Stockwerk 3: Unter Stockwerk 2 - Festgestein

3.1.5.3.3 Lithologischer Aufbau

Der lithologische Aufbau der ausgewiesenen Geothermie-Bereiche beschreibt die zu erwartenden Gesteinstypen bzw. deren Anteile in den ausgewiesenen Bereichen. Vor allem werden naturgemäß Gesteinskomplexe mit günstigen geothermischen Eigenschaften ausgewiesen.

In Bereichen, in welchen nur ein untergeordnetes hydrothermales Potenzial zu erwarten ist, erfolgte keine Untergliederung in lithologische Teileinheiten. Die Gliederung der 33 Potenzialbereiche erfolgte auf Basis des bestehenden Kartenwerkes und den Projekterfahrungen der Bearbeiter.

3.1.5.3.4 Stratigrafische Zuordnung

Eine stratigrafische Zuordnung der ausgewiesenen Bereiche wurde durchgeführt wo dies eindeutig möglich war, um einerseits den geologischen Aufbau zu dokumentieren und andererseits Informationen zum Ablagerungsmilieu und zur Genese der Gesteinseinheiten abzubilden.

3.1.5.3.5 Klassifikation nach hydrothermalen Potenzial

Die 33 ausgewiesenen Gesteinsbereiche wurden entsprechend den zu erwartenden geothermischen Eigenschaften hinsichtlich deren hydrothermalen Potenzial generalisiert und klassifiziert. Dabei wurden Kategorien von 0 bis 3 gemäß folgender Tabelle 5 gebildet. Diese Kategorien sind nach hydrogeologischen Kriterien qualitativ zugeteilt, und als zusammenfassende hydrogeologische Gesamtbewertung zu verstehen. Eine Einzelbeurteilung von geplanten Geothermiestandorten kann durch diese Bewertung jedoch in keinem Fall ersetzt werden.

Die Zuteilung der einzelnen Klasse zu den Bereichen erfolgte auf Basis folgender Kriterien:

- Hydrogeologische Eigenschaften von Gesteinseinheiten
- Zu erwartende und bekannte hydraulische Eigenschaften der Gesteinseinheiten
- Erfahrungswerte aus Tiefbohrungen und bestehenden Thermalwassernutzungen

Tabelle 5: Potenzialkategorien – Hydrothermales Potenzial

Klasse	Charakteristik	Beschreibung
0	unbedeutendes hydrothermales Potenzial	thermalwasserführende Gesteinseinheiten aufgrund von großgeologischen Informationen nicht wahrscheinlich, phasenweise Standortvorerkundung erforderlich
1	geringes hydrothermales Potenzial	thermalwasserführende Gesteinseinheiten möglich (Ergiebigkeit und Temperatur nicht detailliert abschätzbar)
2	mittleres hydrothermales Potenzial	gut durchlässige, wasserführende Gesteinseinheiten mit ausreichender Temperatur möglich aber noch nicht nachgewiesen
3	hohes hydrothermales Potenzial	gut durchlässige, wasserführende Gesteinseinheiten mit ausreichender Temperatur zu erwarten

3.1.5.3.6 Prognoseunsicherheit, Prognosegrundlagen, Informationsdichte

Im Untersuchungsgebiet des Projektes GeoEnergie2050 (Österreich) liegen sehr unterschiedliche Kenntnisstände hinsichtlich des geologisch-lithologischen Aufbaus des Untergrundes betrieft, vor. Vor allem die Beckenbereiche der Molassezone (Salzburg, Oberösterreich, Niederösterreich), das Steirische Becken und das Wiener Becken sind aufgrund der intensiven Erdöl- und Erdgasprospektion und -exploration sehr gut untersucht und dokumentiert.

In Kapitel 3.1.2 ist der Stand der bestehenden reflexionsseismischen Untersuchungen, der bestehenden Tiefbohrungen und der publizierten Profile dargestellt.

Der Voralpenbereich wurde im Zuge der KW-Prospektion ebenfalls durch zahlreiche Tiefbohrungen erschlossen.

Im alpinen Raum existieren nur wenige Tiefbohrungen, welche z.T. im Rahmen von geplanten Thermalwassererschließungen niedergebracht wurden.

In manchen Bereichen liegen nur geologische Profile vor, die auf Basis der großgeologisch-tektonischen Entstehung und auf Basis der Oberflächengeologie abgeleitet und interpretiert wurden. Naturgemäß nimmt in diesen Bereichen die Interpretationsschärfe mit zunehmender Tiefe deutlich ab.

Letztendlich resultiert aus dem vorhandenen Informationsstand und der Informationsdichte bzw. dem Informationsmangel in den einzelnen Potenzialbereichen eine Prognoseunsicherheit, die im Rahmen von eventuellen Nutzungsüberlegungen und Ausweisung von Bereichen mit realistischen Potenzialen einbezogen werden muss.

Die Prognoseunsicherheit hängt einerseits mit der Kenntnis der großgeologischen-großtektonischen Rahmenbedingungen und andererseits direkt mit den vorliegenden Informationen der ausgewiesenen Bereiche zusammen.

In jenen Bereichen, wo intensive Untersuchungen z.B. aufgrund von KW-Bohrungen vorliegen, ist die Prognoseunsicherheit am geringsten.

In Teilbereichen Österreichs, in welchen der geologisch-tektonische Aufbau vergleichsweise einfach ist, kann die Prognoseunsicherheit auch ohne das Vorliegen von Detailinformationen (Tiefbohrungen, Reflexionsseismik) sehr gering sein. Ein typisches Beispiel in Österreich ist hierfür die lithologisch relativ einheitliche Böhmisches Masse.

Die größten Prognoseunsicherheiten manifestieren sich in alpinen Bereichen, die große lithologische und fazielle Unterschiede aufweisen und zudem stark tektonisch überprägt sind. Nur wenn in unmittelbarer Nähe eine Tiefbohrung existiert, reduziert sich die Prognoseunsicherheit in diesen Bereichen lokal (siehe 3.1.2.4.).

Der Kenntnisstand, die Informationsdichte und daraus resultierend die Prognoseunsicherheit (siehe Tabelle 6 und Abbildung 12) und sind bei der Ausweisung von geothermischen Potenzialen in den diesbezüglichen Berichtsabschnitten entsprechend zu berücksichtigen.

Tabelle 6: Kategorien der Prognoseunsicherheit

Klasse	Charakteristik	Begründung, Beschreibung
1	geringe Prognoseunsicherheit	bestehende Tiefbohrungen; geophysikalischer Untersuchungen vorhanden; großgeologische Zusammenhänge bekannt und einheitlich
2	mittlere Prognoseunsicherheit	keine nahen Tiefbohrungen vorhanden; keine aussagekräftigen geophysikalischen Untersuchungen vorhanden; geologischer Aufbau aus Analogien und Detailprofilen ableitbar
3	hohe Prognoseunsicherheit	komplexer geologisch-tektonischer Aufbau, geringe Informationsdichte, relevanter Tiefenbereich sehr schwer prognostizierbar

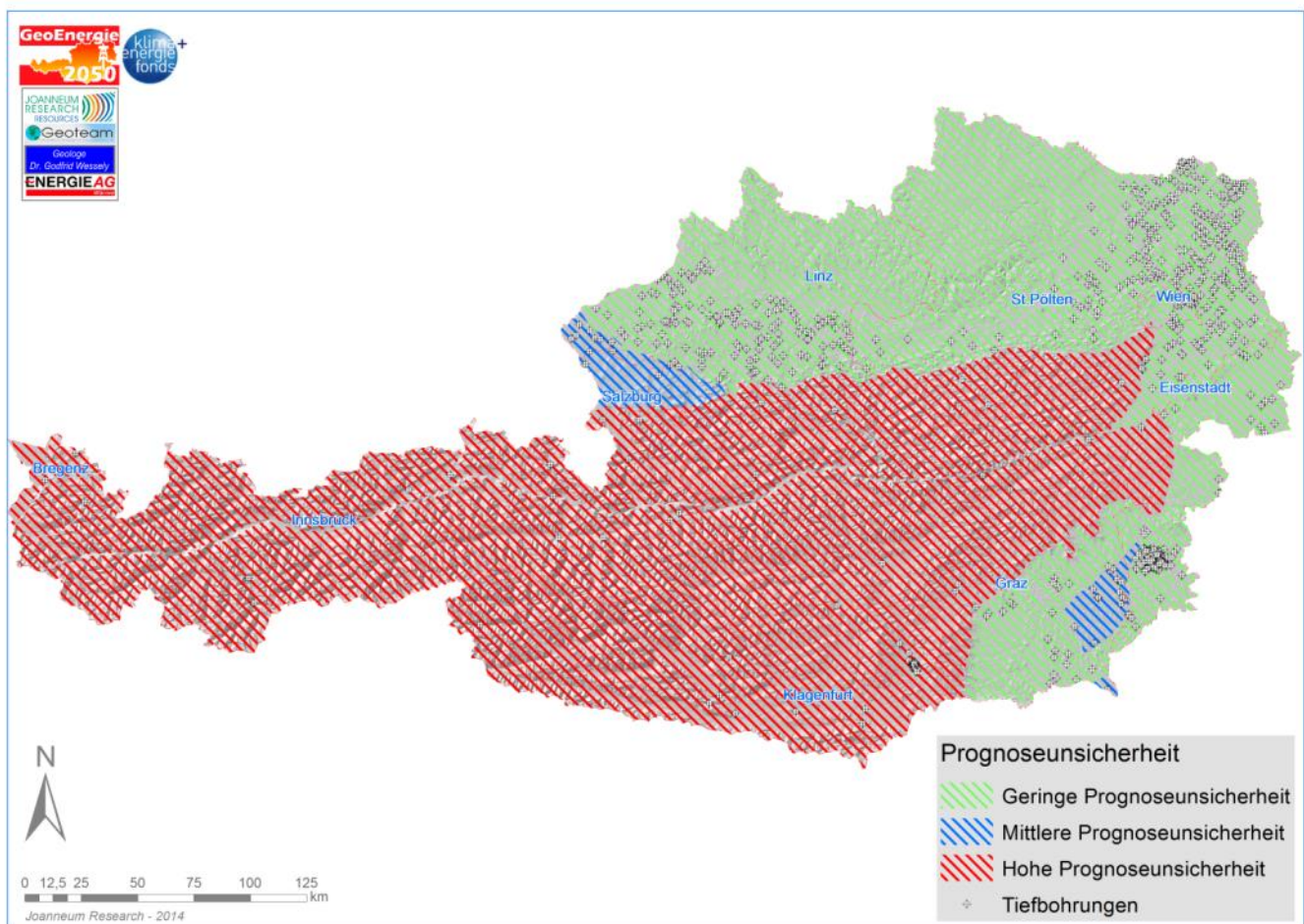


Abbildung 12: Prognoseunsicherheit der hydrothermalen Potenzialbereiche

3.1.5.3.7 Besondere Rahmenbedingungen

In manchen ausgewiesenen Bereichen liegen aufgrund der bestehenden Nutzungssituation Bedingungen vor, die die Bewilligungsfähigkeit von eventuellen Neuprojekten betreffen können.

- Erdöl- und Erdgasfelder
- Bestehende Nutzungen (energetisch, balneologisch-touristisch) von Thermalwasser

In Nahlagen zu bestehenden Tiefbohrungen aus der KW-Industrie bzw. zu Thermalbädern oder Geothermie-Anlagen ist daher im Detail zu klären, ob damit zusammenhängende eventuelle Nutzungskonflikte zu erwarten sind.

3.1.5.3.8 Darstellung des hydrothermalen Potenzials

Mit den beschriebenen Bewertungskriterien wurden 33 Bereiche ausgewiesen, die das gesamte Bundesgebiet von Österreich umfassen. In manchen Bereichen bestehen Überlappungen von Potenzialbereichen in verschiedenen Tiefenlagen und geologischen Einheiten.

Die Darstellung dieser Bereiche und der Potenzialeigenschaften erfolgt in bundesweiten Kartendarstellungen und in tabellarischer Form.

In Abbildung 13 sind wesentliche Bearbeitungsschritte für die Darstellung des geothermischen Potenzials zusammengefasst dargestellt. Eine wichtige Basis für die Darstellung des geothermischen Potenzials in den Sedimentbecken ist das Relief und die Tiefenlage des Festgesteinsuntergrundes, der mit den dargestellten Bearbeitungsschritten erarbeitet wird. Neben dem Relief und der Tiefenlage des Festgesteins ist vor allem dessen lithologischer Aufbau von Bedeutung.

Außerhalb der Sedimentbecken erfolgt die Beschreibung des geothermischen Potenzials vorrangig anhand des zu erwartenden Gesteinsaufbaues, welcher aus Profilen und durchgeführten Tiefbohrungen abgeleitet wird.

Die in Abbildung 13 dargestellten Bearbeitungsschritte sind die Grundlage für die weiteren Interpretation und die Ausweisung der geothermischen Potenziale im Untergrund.

Die dargestellte Methodik wurde vorrangig für die Analyse des hydrothermalen Potenzials entwickelt. Für das weniger bedeutende petrothermale Potenzial wurde die Zonierung übernommen und dieselben Gebiete bewertet.

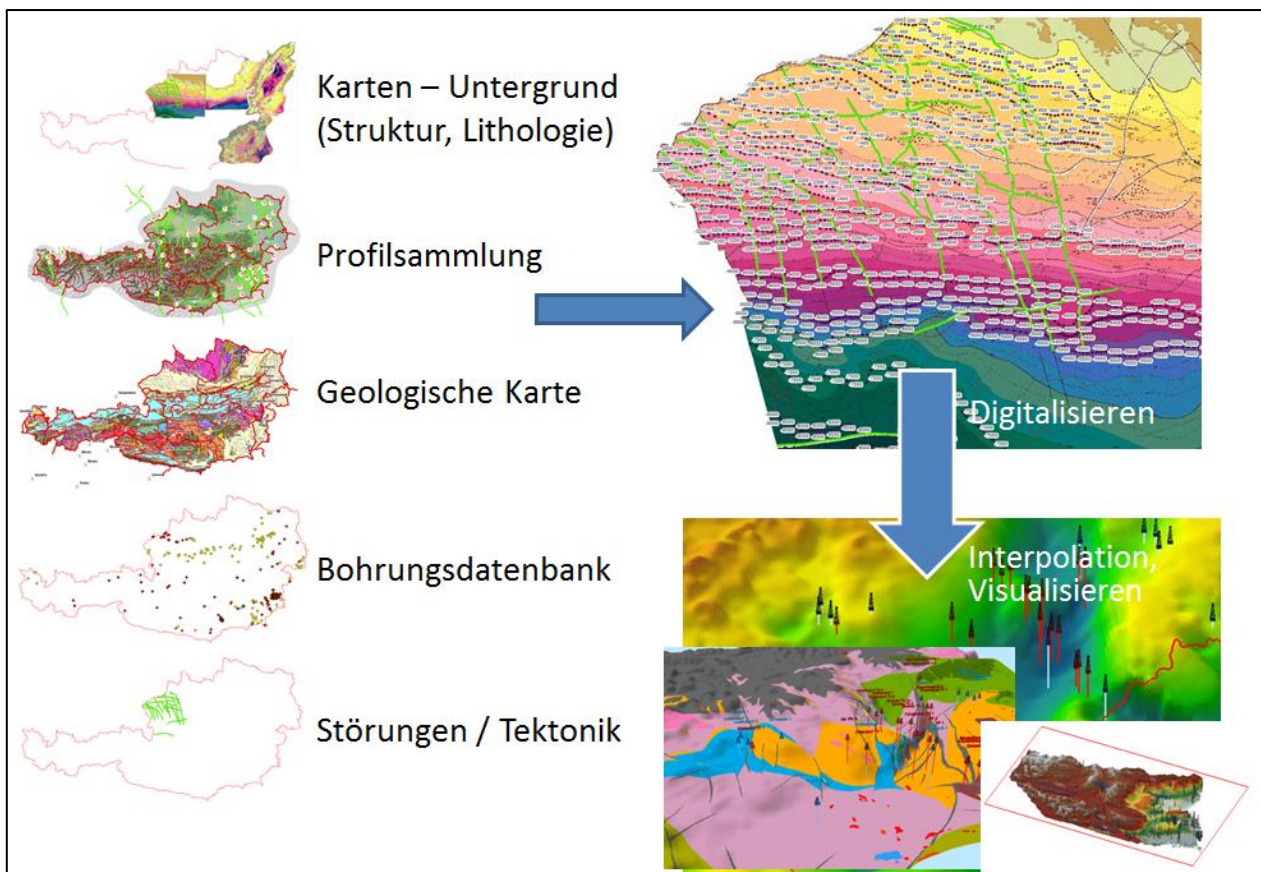


Abbildung 13: Workflow und Grundlagen für die Analyse des geothermischen Potenzials

3.1.5.4 Geothermisches Potenzial in Österreich

In den folgenden Betrachtungen wird das geothermische Potenzial in Österreich anhand des geologisch-hydrogeologischen Aufbaues von Österreich analysiert.

Hydrothermales Potenzial:

Für die Nutzung von hydrothermalen Energie bedeutet dies im Untersuchungsmaßstab des Projektes GeoEnergie2050 im Wesentlichen die Ausweisung von Gebieten, in welchen Karbonatgesteine in der erforderlichen Tiefe vorliegen. Neben der geothermisch-hydrothermalen Eignung von Karbonatgesteinen kommen auch einzelne andere Gesteinseinheiten für die Nutzung hydrothermalen Energie in Frage.

Petrothermales Potenzial:

Im Hinblick auf die Nutzung petrothermalen Energie sind im Wesentlichen Bereiche mit Gesteinen günstiger thermischer Eigenschaften in großer Tiefe bzw. sehr hoher Mächtigkeiten bis in große Tiefe auszuweisen. Vor allem kristalline Gesteine weisen gute geothermische Eigenschaften (Wärmeleitfähigkeiten, Wärmespeicherkapazitäten) auf.

3.1.6 Ergebnisse der Potenzialanalyse

3.1.6.1 Hydrothermales Potenzial

Gemäß Tabelle 7 erfolgte die Bewertung des hydrothermalen Potenzials in 4 Kategorien.

Tabelle 7: Kriterien für die Bewertung des hydrothermalen Potenzials

Klasse	Charakteristik	Beschreibung
0	unbedeutendes hydrothermales Potenzial	thermalwasserführende Gesteinseinheiten aufgrund von großgeologischen Informationen nicht wahrscheinlich, phasenweise Standortvorerkundung erforderlich
1	geringes hydrothermales Potenzial	thermalwasserführende Gesteinseinheiten möglich (Ergiebigkeit und Temperatur nicht detailliert abschätzbar)
2	mittleres hydrothermales Potenzial	gut durchlässige, wasserführende Gesteinseinheiten mit ausreichender Temperatur möglich aber noch nicht nachgewiesen
3	hohes hydrothermales Potenzial	gut durchlässige, wasserführende Gesteinseinheiten mit ausreichender Temperatur zu erwarten

Tabelle 8 fasst die definierten Bereiche zusammen, welche in Abbildung 14 geografisch dargestellt sind. Abbildung 15 stellt die definierten 33 Bereiche mit der entsprechenden Bewertung des hydrothermalen Potenzials dar.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

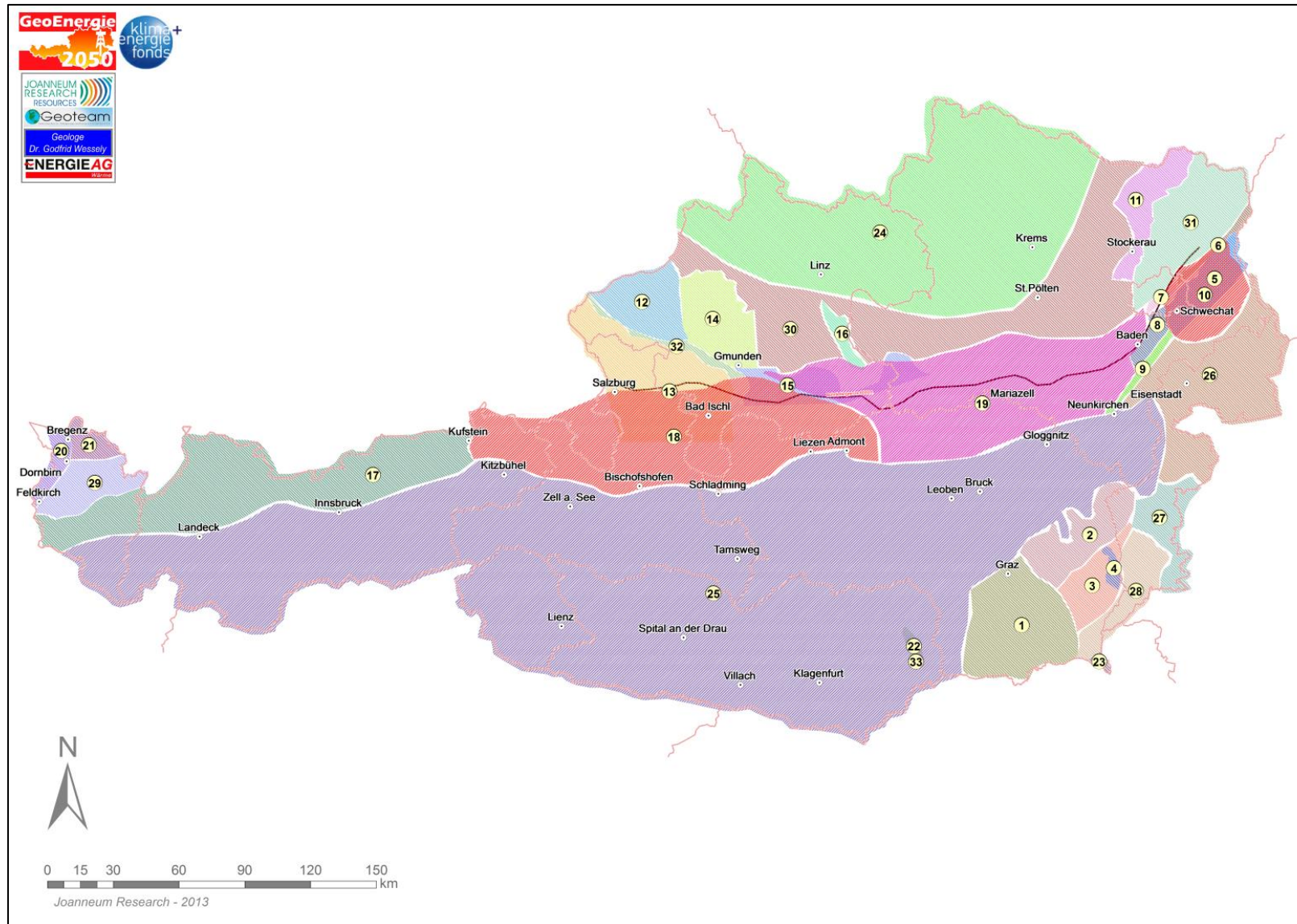


Abbildung 14: Ausgewiesene Potenzialbereiche

Tabelle 8: Hydrothermale Potenzialbereiche

Laufende Nr.	Bezeichnung	Hydrothermales Potenzial	Prognoseunsicherheit	Lithologie
1	Weststeirisches Becken	0	1	Metamorphite
2	Randbereiche - Oststeirisches Becken	0	1	Metamorphite
3	Zentrales Oststeirisches Becken	2	2	Metamorphite
4	Bereich Fürstenfeld-Waltersdorf	3	2	Metamorphite bis Karbonatgestein
5	Tirolikum - Tiefscholle	3	1	Karbonatgestein
6	Bajuvarikum - Tiefscholle	3	1	Karbonatgestein
7	Bajuvarikum - Hochscholle	2	1	Karbonatgestein
8	Tirolikum - Hochscholle	2	1	Karbonatgestein
9	Juvavikum - Hochscholle	2	1	Karbonatgestein
10	Aderklaaer Konglomerat	2	1	Konglomerat
11	Dogger, Malm - NÖ	2	1	Sandstein, Karbonatgestein
20	Rheingrabensystem (Vbgl.)	2	3	Karbonatgestein
21	Autochthon (Vorarlberg)	2	3	Karbonatgestein
22	Lavanttal - Klastische Sedimente	1	3	Grobklastika, Karbonatgestein
23	Thermalaquifer Bad Radkersburg	2	2	Karbonatgestein
12	Autochthon, Innviertel	3	1	Karbonatgestein
13	Tw. Überschobenes Autochthon, OÖ, Slzbg.	2	2	Karbonatgestein
14	Autochthon, Hochscholle Innviertel	2	1	Karbonatgestein
15	Autochthon, Innviertel-NÖ	2	3	Karbonatgestein
16	Grobsedimente, Oberkreide, Bereich Steyr	1	1	Grobsedimente
17	Kalkalpen (Tirol, Vorarlberg)	1	3	Karbonatgestein
18	Kalkalpen (vw. Salzburg)	2	3	Karbonatgestein
19	Kalkalpen (vw.NÖ, OÖ)	1	3	Karbonatgestein
24	Böhmische Masse	0	1	Kristallin
25	Zentral- und Südalpen	0	3	vorwiegend Nichtkarbonatgesteine
26	Nordburgenland	0	1	Metamorphite
27	Mittelburgenland, Bereich Rechnitz	0	1	Metamorphite
28	Südburgenländische Schwelle	0	1	Metamorphite
29	Helvetikum / Flysch - Vorarlberg	0	3	Flysch
30	Molasse OÖ-NÖ (Zone ohne hydrothermales Potenzial)	0	1	vorwiegend Kristallin
31	Wiener Becken / Flysch - NÖ (Zone ohne hydrothermales Potenzial)	0	1	Flysch
32	Molasse OÖ (Kristallinbereich)	0	1	Kristallin
33	Lavanttal-Karbonatgestein	1	3	Karbonatgestein

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

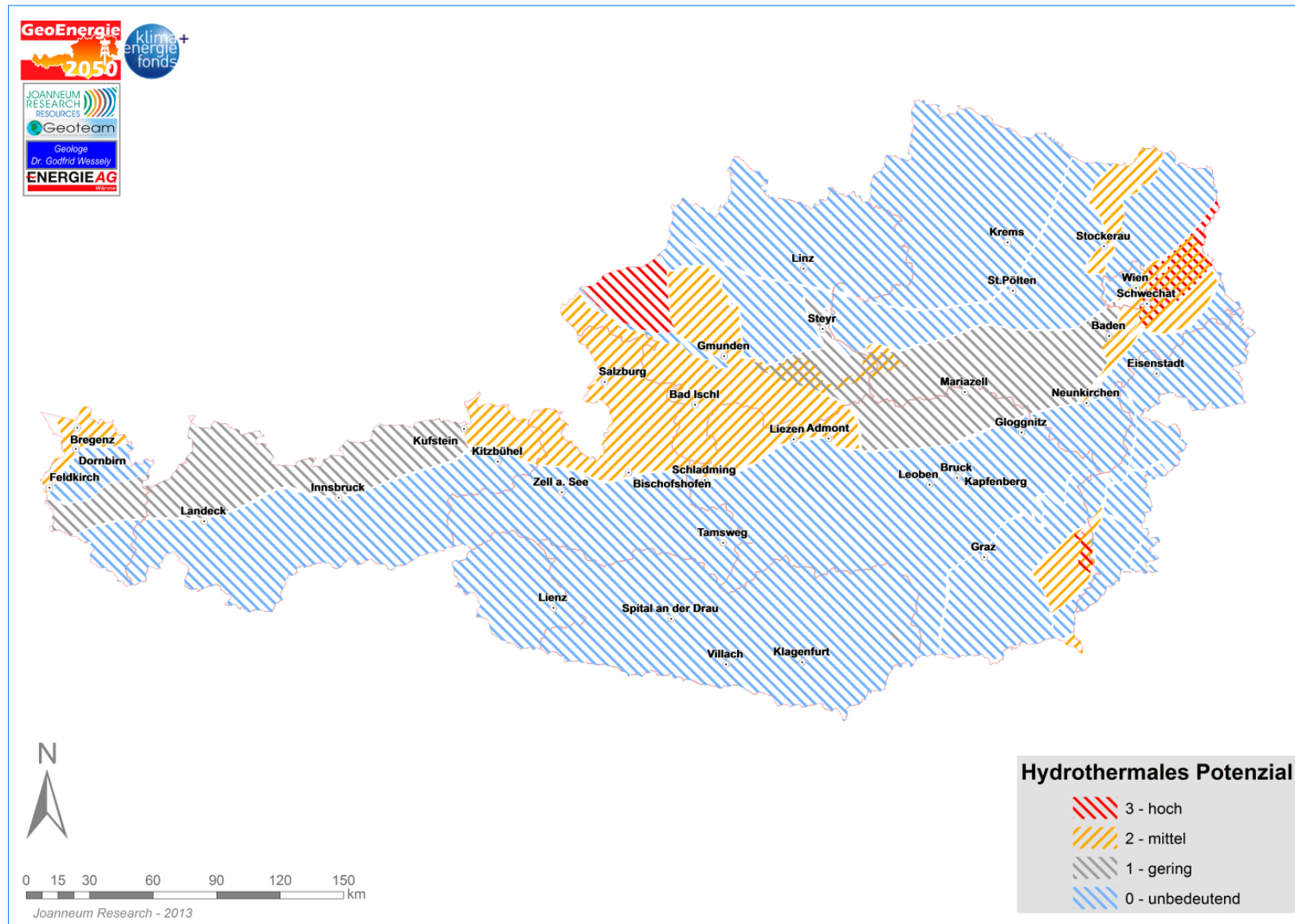


Abbildung 15: Potenzialzonen – Hydrothermales Potenzial

GeoEnergie2050

3.1.6.2 Petrothermales Potenzial

Die Grundlagen der Nutzung der petrothermalen Energie sind in Kapitel 3.1.4.3 beschrieben.

Die Analyse des petrothermalen Potenzials erfolgt auf Basis der internationalen Projekterfahrungen (siehe Tabelle 9). Ergebnisse und angestrebte Untergrundeigenschaften werden auf Basis dieser Projekterfahrungen auf die geologischen Rahmenbedingungen in Österreich übertragen.

Tabelle 9: Petrothermale Energie und Nutzungsparameter

Projekt	Land	Gestein	Bemerkungen	Distanz	Entnahme, Reinjektion	Hydraulische Pumpleistung	Thermische Leistung	Elektrische Leistung	Konfiguration
				[m]	[l/s]	[MW]	[MW]	[MW]	-
Cooper Basin	Australien	Granit	Google-Project	550	15	0,23	11	-	Triplette
Hunter Valley	Australien	Granit							
Bad Urach	Deutschland	Gneiss	EGS,HDR						
Falkenberg	Deutschland	Granit	Untersuchung						
Le Mayet	Frankreich	Granodiorit							
Soultz I	Frankreich	Granit		450	25	0,15	11	-	Dublette
Soultz II	Frankreich	Granit		600	25	0,15	14	1,5	Triplette
Rosemanowes 2a	Großbritannien	Granit		300	10	0,16	1	-	Dublette
Rosemanowes 2b	Großbritannien	Granit		300	24	0,35	4	-	Triplette
Hijiori II	Japan	Vulkanit		130	9	0,07	5	-	Triplette
Ogachi	Japan	Vulkanit		80	1,7	0,02	0,6	-	Dublette
Fjällbacka	Schweden	Granit							
Basel	Schweiz	Granit	Erdbeben, gestoppt						
Coso	USA	Kristallin	EGS						
Desert Peak	USA	Vulkanite	EGS						
Fenton Hill I	USA	Granodiorit	Kristallin	100	8	0,1	3	0,06	Dublette
Fenton Hill II	USA	Granodiorit		380	14	0,4	10	-	Dublette

Zielgesteine müssen zur Nutzung des petrothermalen Potenzials im tiefen Untergrund entsprechend diesen Erfahrungen folgende Kriterien erfüllen:

- Erforderliche Tiefenlage und darauf basierend eine ausreichende Temperatur
- Entsprechend den internationalen Projekterfahrungen ist von einer erforderlichen Temperatur des Untergrundes von etwa 200°C auszugehen. Bei einem geothermischen Gradienten von etwa 3 °C pro 100m Tiefenzunahme leitet sich daher eine Bohrtiefe von etwa 6.000 m ab.
- Kompetente Gesteine, die für die Erzeugung eines Kluftnetzes geeignet sind, müssen vorhanden sein
- Granit oder granitähnliche Gesteine wurden weltweit getestet und sind derzeit jene Gesteinstypen, die die Nutzung petrothormaler Energie am ehesten ermöglichen
- Vulkanite in vulkanisch aktiven Gebieten sind grundsätzlich geeignet, jedoch in Österreich nicht vorhanden
- Generell sind die Rahmenbedingungen in Österreich eher ungünstig für die Nutzung von petrothormaler Energie zu beurteilen

Zielgesteine in Österreich:

In den geologischen Profilen 1-8 (siehe Lageplan Abbildung 16) sind die Granit und granitähnlichen Gesteine (in rot eingezeichnet – siehe auch Legende in Abbildung 17).

An diesen geologischen Profilen zeigt sich, dass kristalline Gesteine entsprechend der großgeologischen Situation in unterschiedlichen Tiefen überall vorhanden sind (siehe Abbildung 18).

Rahmenbedingungen für die Errichtung von petrothermalen Nutzungen:

Aufgrund der kritischen technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei petrothermalen Projekten ist ein extrem hoher Planungs- und Umsetzungsaufwand erforderlich. Eine Realisierung petrothormaler Projekte ist deshalb derzeit in Österreich kaum wirtschaftlich darstellbar.

Folgende Eigenschaften sind in diesem Zusammenhang von Bedeutung:

- Die Gesteinsüberdeckung der kristallinen Grundgesteine und deren Tiefenlage variiert stark und bestimmt maßgeblich die technisch-wirtschaftliche Erreichbarkeit der petrothermal nutzbaren Schichten
- Aufgrund der relativ aufwendigen Bohrtechnik in kristallinen Gesteinen ist eine mächtige Sedimentüberlagerung günstig, da hier geringere Bohrkosten anfallen
- In den alpinen Bereichen sind kristalline Gesteine in großen Tiefen zwar oft vorhanden, jedoch von einer hoch komplexen Gebirgsüberlagerung abgedeckt, was bohrtechnisch in jedem Fall problematisch zu beurteilen ist.
- In alpinen Bereichen ist von ungünstigen geothermischen Gradienten auszugehen, was zu sehr großen Bohrtiefen (bei hoher gefordertem Temperaturniveau) führt.

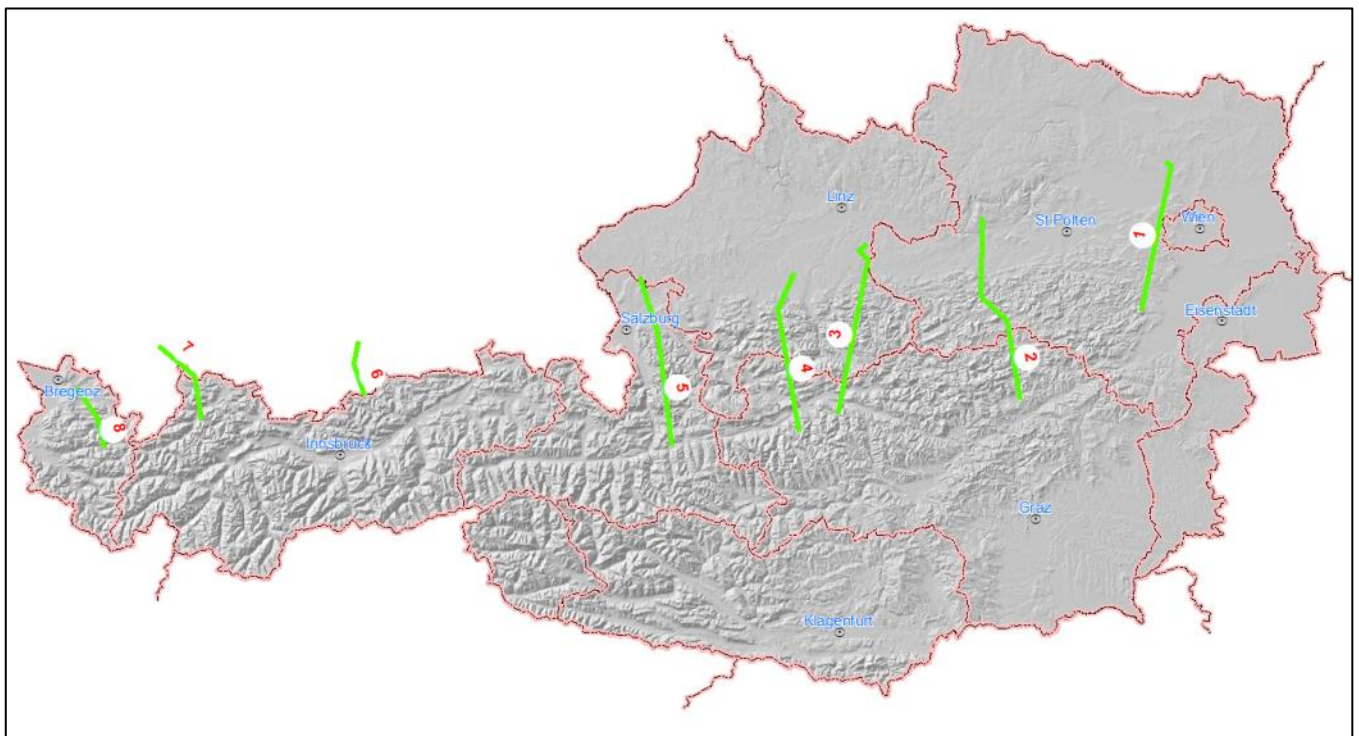
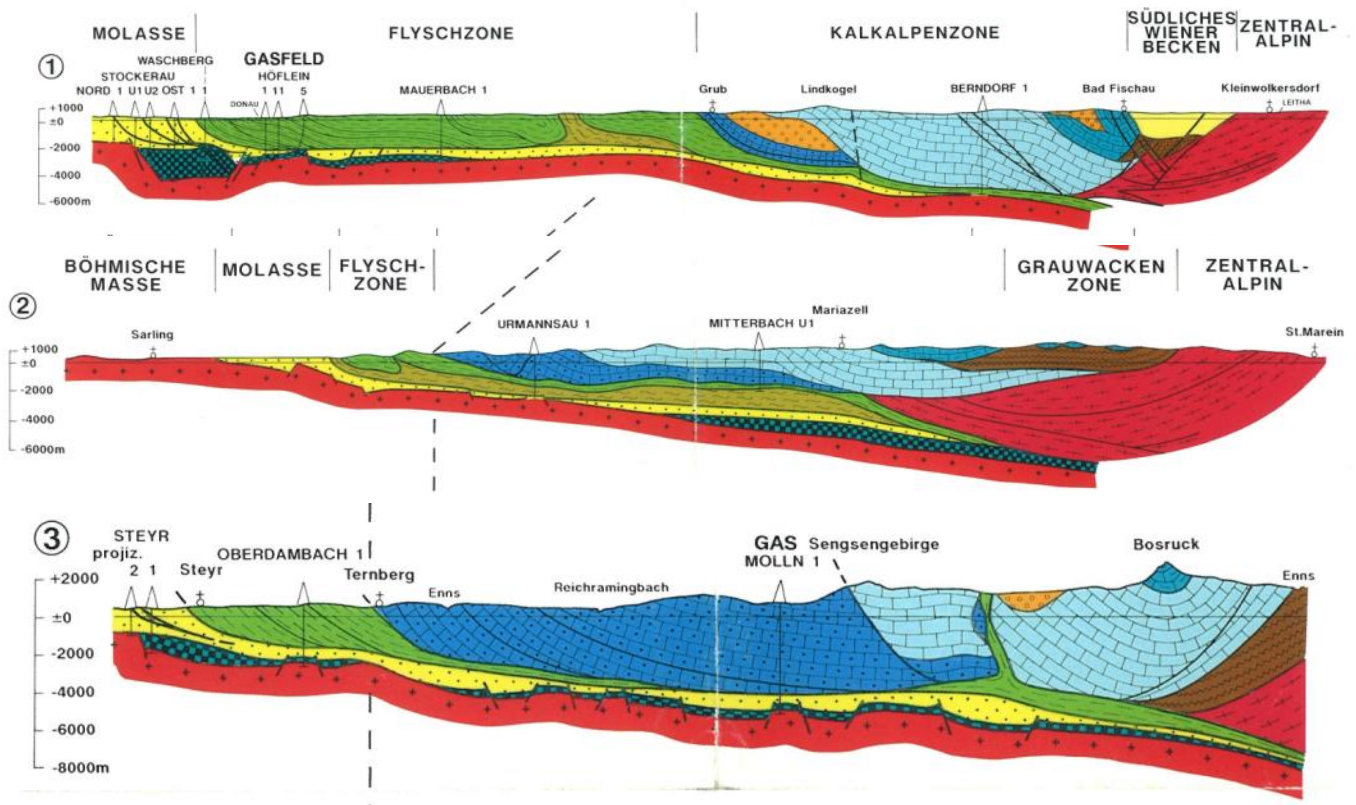


Abbildung 16: Lageplan der Profile 1-8

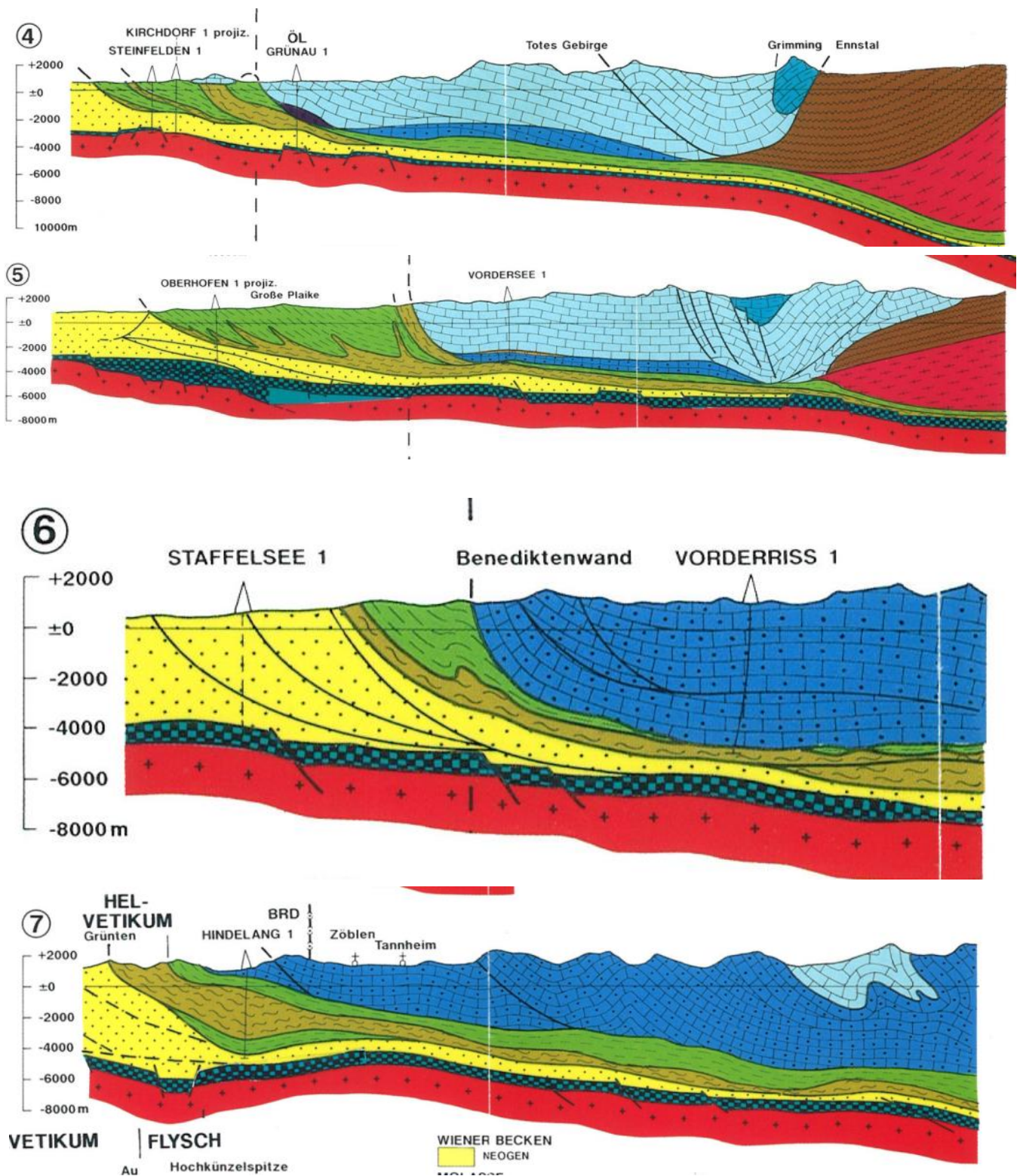


Abbildung 17: Legende zu den Profilen 1-8



Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



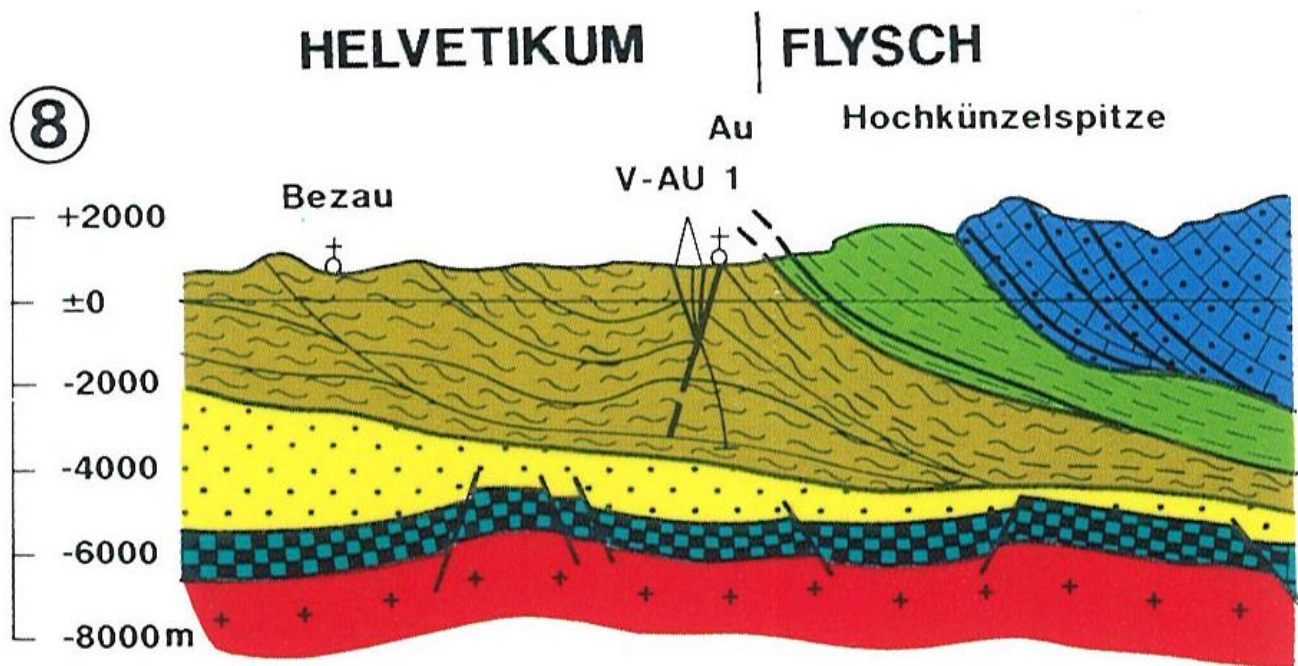


Abbildung 18: Profil 1-8 (siehe Lageplan)

In **Abbildung 19** ist das Ergebnis der Beurteilung des petrothermalen Potenzials dargestellt. Vor allem wurden Bereiche ausgewiesen, in welchen kristalline Gesteine (vor allem Granit und granitähnliche Gesteine) in einer technisch erreichbaren Tiefenlage vorliegen.

Tabelle 10 beinhaltet die Kategorien und die Kriterien für die Bewertung des petrothermalen Potenzials. Ein hohes Potenzial für die Nutzung petrothormaler Energie liegt in ganz Österreich nicht vor. Ein mittleres geothermisches Potenzial wurde im Bereich der obertage anstehenden Böhmischen Masse und im Bereich, wo sich diese im Untergrund fortsetzt, ausgewiesen.

Der gesamte Bereich der Kalkalpen weist ungünstige thermische Eigenschaften und einen sehr komplexen Gesteinsaufbau auf.

Der Bereich der Süd- und Zentralalpen wurde mit geringem petrothermalen Potenzial bewertet.

Generell ist festzustellen, dass Österreich eher ungünstige großgeologische Rahmenbedingungen für die Nutzung von petrothormaler Energie aufweist.

Tabelle 10: Kriterien für die Bewertung des petrothermalen Potenzials

Klasse	Charakteristik	Beschreibung
0	unbedeutendes petrothermales Potenzial	Granite und granitähnliche Gesteine unsicher oder erst in großen Tiefen vorhanden, geringes Temperaturniveau nachgewiesen, komplexer Deckschichtenaufbau
1	geringes petrothermales Potenzial	Granite und granitähnliche Gesteine nur kleinräumig vorhanden, geringes Temperaturniveau zu erwarten
2	mittleres petrothermales Potenzial	erhöhte Temperaturen und Granite und granitähnliche Gesteine flächenhaft vorhanden
3	hohes petrothermales Potenzial	hohe Temperaturen und Granite und granitähnliche Gesteine in geringen Tiefen vorhanden, von aktivem Vulkanismus geprägt

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

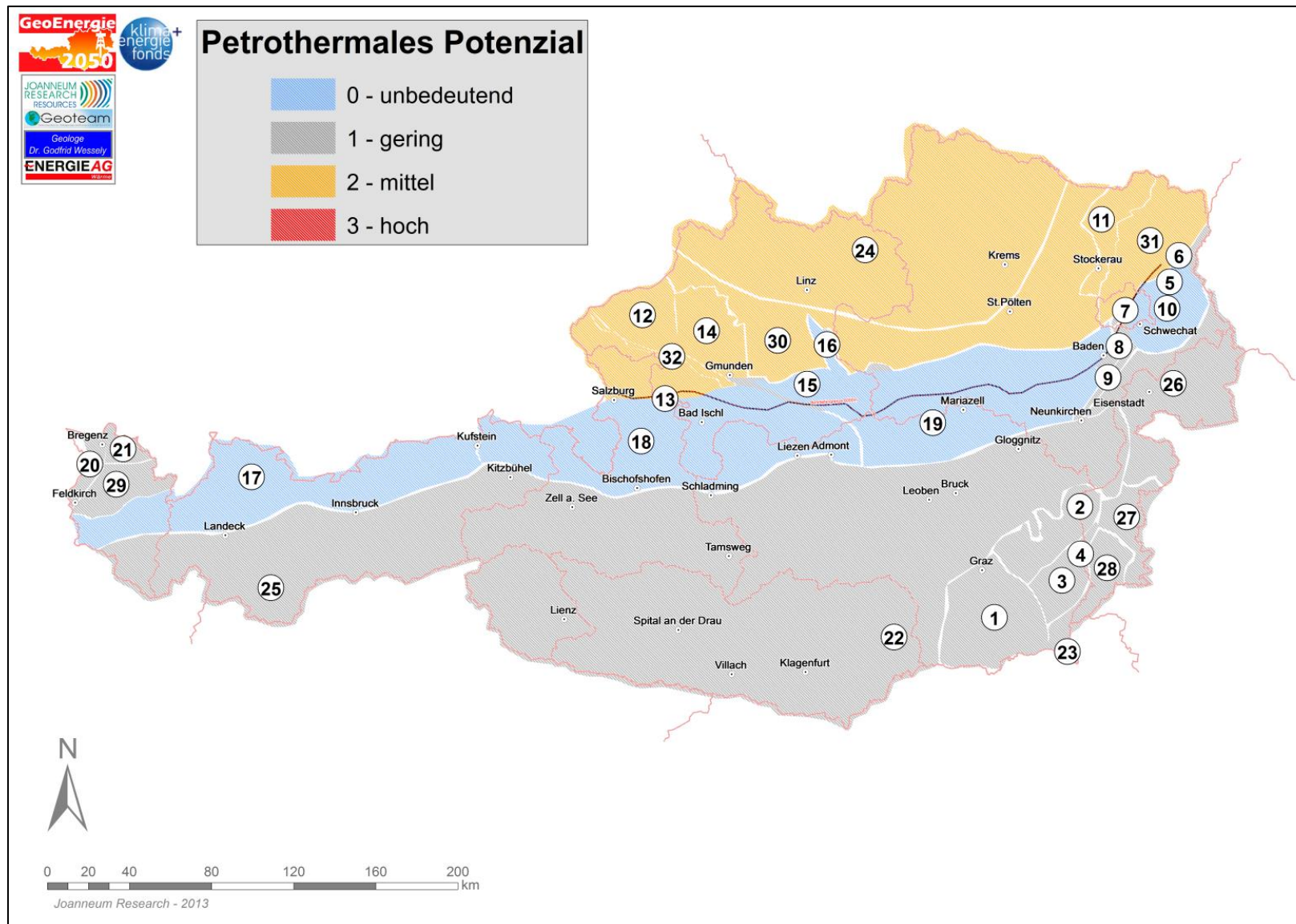


Abbildung 19: Potenzialbereiche – Petrothermales Potenzial

3.2 Analyse des hydrothermalen Potenzials auf Basis von Gemeinden

Die Darstellung des geothermischen Potenzials erfolgte auf Basis der räumlichen Verteilung der definierten Gesteinseinheiten. Um eine weiterführende Analyse des geothermischen Potenzials in Kombination mit dem Energiebedarf zu ermöglichen, war es notwendig, eine Bewertungsskala aufzustellen bzw. bewertbare Bereiche zu definieren.

Da die erforderlichen Informationen des Energiebedarfs meist auf Basis von Gemeinden vorliegen, wurden als Bewertungseinheit die Gemeinden herangezogen.

Ausgehend vom geothermischen Potenzial im Untergrund erfolgte die weiterführende Analyse des geothermischen Potenzials und die Energiebedarfsanalyse auf Basis von Gemeindegrenzen.

Aufgrund der unterschiedlichen geologischen Konstellationen und Schichtabfolgen wurden für die Potenzialanalyse auf Gemeindeebene unterschiedliche Methoden angewandt, welche in den folgenden Kapiteln beschrieben werden.

3.2.1 Auswertemethodik - Hydrothermales Potenzial in den Beckenbereichen und überschobenen Bereichen (Molassezone, Wiener Becken, Steirisches Becken, Molassezone Vorarlberg)

Die großen Sedimentbecken Österreichs bieten die günstigsten Voraussetzungen für die Nutzung tiefer hydrothormaler Energie.

Aufgrund der großtektonischen Verhältnisse können in diesen Beckenbereichen bis zu drei sich überlagernde Zielhorizonte vorhanden sein.

Die gesamte Auswertemethodik berücksichtigt diese Gegebenheiten.

Die systematische Auswertung erfolgte mit der Methodik, die in Abbildung 20 skizziert ist.

Mit dieser Auswertemethodik erhält man letztendliche Kennwerte für die einzelnen Gemeinden ganz Österreichs, bzw. jener Gemeinden, die im Bereich der jeweiligen Potenzialzonen liegen.

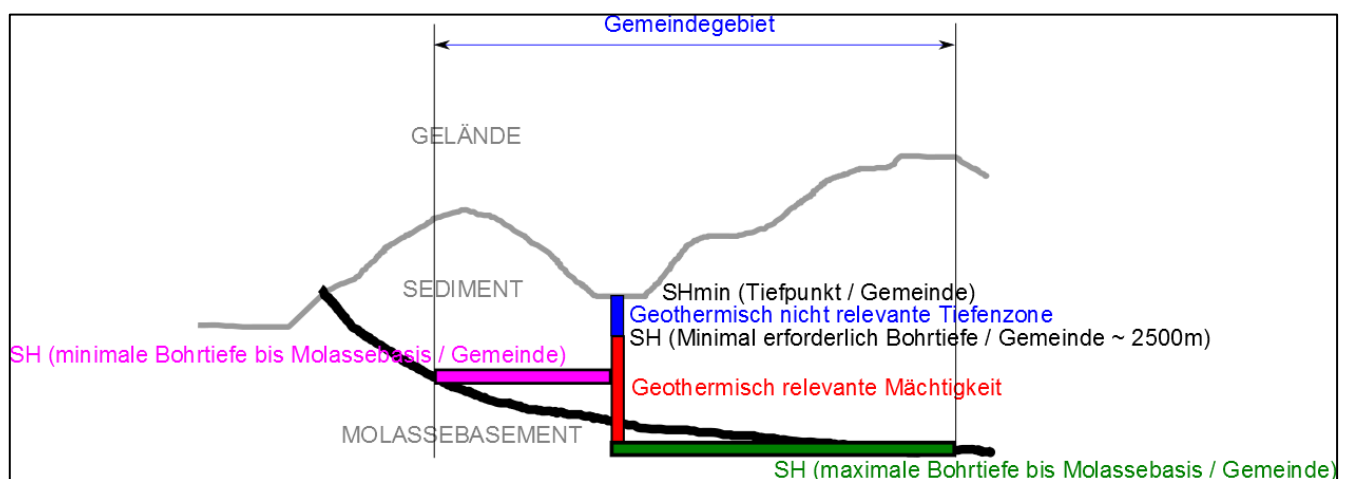


Abbildung 20: Auswertungssystematik in Beckenbereichen

Folgende Parameter werden dabei ermittelt und den Gemeinden zugeordnet.

- Minimale Bohrtiefe bis Molassebasis bzw. Neogenbasis ; dabei wird vom tiefsten Punkt in den Gemeinden ausgegangen. Der tiefste Punkt der Gemeinden wird dabei anhand des digitalen Höhenmodells (siehe 3.1.2.1) analysiert.
- Maximale Bohrtiefe bis Molassebasis bzw. Neogenbasis wird ähnlich berechnet.
- Die zu erwartende Mächtigkeit der Zielaquifere kann nicht herangezogen werden, da die Mächtigkeit nicht näher bekannt ist. Für die Analysen wird daher immer von den minimalen bzw. maximalen Bohrtiefen ausgegangen, wobei sich beide Parameter auf die Oberkante des Zielgesteins beziehen.
- Im Bereich der großen Sedimentbecken wird ein geothermischer Gradient von 3 °C/100m für die Berechnungen herangezogen. Abweichungen von diesen Werten werden eher günstigere Temperaturbedingungen anzeigen.
- Ausgehend von der maximalen und der minimalen Bohrtiefe für die einzelnen Gemeinden wurde die zugehörige maximale und minimale Temperatur ermittelt - ausgehend von der an der tiefsten Stelle der Gemeinden.
- Aus den maximalen und minimalen Temperatur wurde die mittlere Temperatur berechnet.
- Weiters wurde die mittlere Temperatur aus der mittleren Bohrtiefe (Rasterberechnung) ermittelt.

3.2.2 Wiener Becken – Hydrothermales Potenzial

Im Wiener Becken können maximal 3 geothermisch relevante Stockwerke auftreten.

Diese sind:

- Aderklaaer Konglomerat
- Karbonatgesteine des kalkalpinen Untergrund
- Karbonatgesteine – Überschobene Molassebasis

3.2.2.1.1 Hydrothermales Potenzial – im Bereich des Aderklaaer Konglomerates

Die Sedimentfüllungen der Beckenbereiche werden aufgrund der geringen zu erwartenden Ergiebigkeiten in Abhängigkeit von Mächtigkeit, Tiefenlage und Durchlässigkeiten im Allgemeinen nicht in die Analyse des geothermischen Potenzials einbezogen.

Eine Ausnahme bilden hier die Aderklaaer Konglomerate, die aufgrund der zahlreichen Tiefbohrungen einen guten Informationsstand aufweisen und Möglichkeiten der Nutzung von hydrothermalen Energie erkennen lassen.

Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die beiden Basiskarten für die Analyse der Tiefenlage und der Mächtigkeiten des Aderklaaer Konglomerates.

Diese Basiskarten wurden im GIS digitalisiert um für die weiterführenden Tiefen- und Mächtigkeitsanalysen verfügbar zu werden.

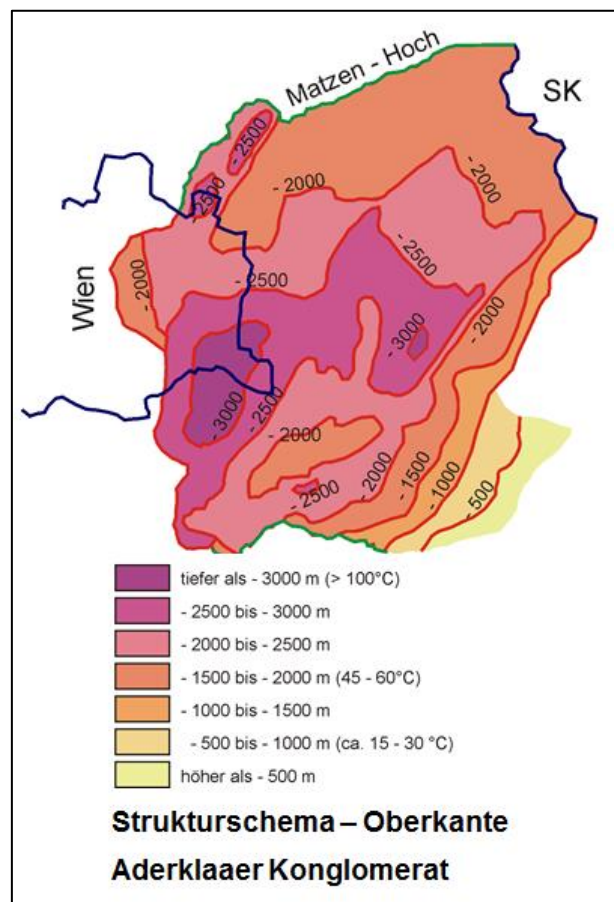


Abbildung 21: Oberkante des Aderklaaer Konglomerates (nach [WEISSENBAECK, 1996])

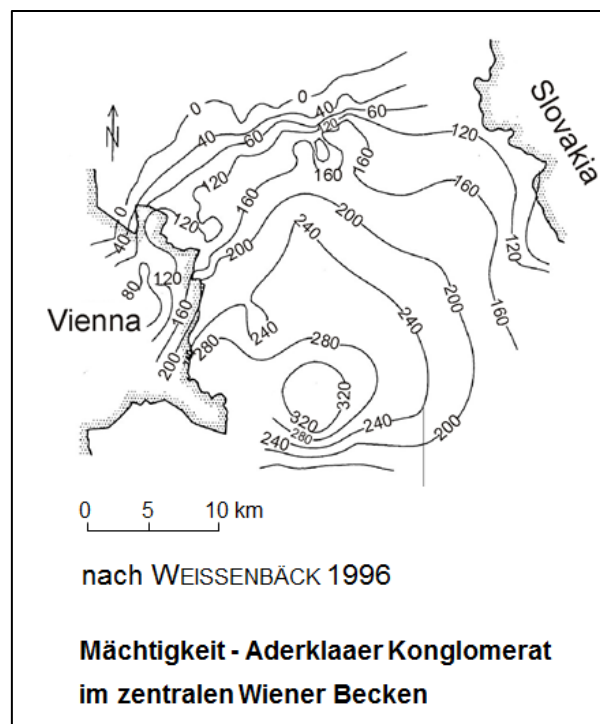


Abbildung 22: Mächtigkeit des Aderklaaer Konglomerates (nach [WEISSENBAECK, 1996])

3.2.2.1.1.1 Hydraulische Minimalkriterien des Aderklaaer Konglomerates

Für die Berechnung der minimal erforderlichen Mächtigkeit des Aderklaaer Konglomerat wird von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Minimaltemperatur: 80 °C
- Entnahmemenge: 70 l/s
- Maximale Absenkung des Wasserspiegels im Pumpbetrieb: 500 m

Anhand des Näherungsverfahrens nach [HÖLTING, 1980] wurde die Transmissivität T [m^2/s] als Quotient von Förderrate Q [m^3/s] und Absenkung s [m] mit $1,4 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ errechnet. Bei einem durchschnittlichen k -Wert für das Aderklaaer Konglomerats von $1 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}$ lässt sich aus dem Quotienten T/k eine minimal notwendige Mächtigkeit von 14 m errechnen.

Bei den nutzbaren Tiefenintervallen handelt es sich um die permeablen Lagen des Aderklaaer Konglomerats. Nach den Erfahrungen und nach geophysikalischen Bohrlochmessungen ist zu berücksichtigen, dass einige Lagen innerhalb des Aderklaaer Konglomerats als dicht anzusehen sind und daher keinen Beitrag zur Thermalwassernutzung darstellen.

Aus diesem Grund wird die minimale Gesamtmächtigkeit, welche für die Analyse des geothermischen Potenzials im Bereich der Aderklaaer Konglomerate herangezogen wird im Projekt GeoEnergie2050 mit 50m definiert.

3.2.2.1.1.2 Auswertemethodik

Nachdem beim Aderklaaer Konglomerat sowohl Oberkante als auch Unterkante bekannt, bzw. aus den beiden Basiskarten ableitbar ist, weicht die Auswertemethodik von der Molassebasis bzw. Festgesteinbasis ab.

Die Auswertemethodik umfasste folgende Berechnungsschritte:

- Bestimmung der Oberkante und der Unterkante des Aderklaaer Konglomerates aus vorliegendem Kartenmaterial (Oberkante Aderklaaer Konglomerat, Mächtigkeit Aderklaaer Konglomerat) – beide Karten wurden digitalisiert und interpoliert
- Bestimmung der mittleren, maximalen und minimalen Seehöhe der einzelnen Gemeinden als Basis für die Analyse der Bohrtiefen
- Berechnung der Unterkante des Aderklaaer Konglomerats aus Oberkante und Mächtigkeit
- Bestimmung der mittleren Bohrtiefen bis zur Oberkante des Aderklaaer Konglomerates für die einzelnen Gemeinden
- Bestimmung der mittleren Bohrtiefen bis zur Unterkante der Aderklaaer Konglomerates für die einzelnen Gemeinden
- Bestimmung der Mächtigkeit für die einzelnen Gemeinden
- Festlegung des geothermischen Gradienten: $3^\circ\text{C}/100\text{m}$ für das Aderklaaer Konglomerat
- Berechnung der zu erwartenden Temperatur auf Oberkante und Unterkante des Aderklaaer Konglomerates
- Berechnung der mittleren Tiefe und der mittleren Temperatur für die einzelnen Gemeinden

- Definition von Mindestkriterien für die Gemeinden entsprechende Filterung der Ergebnisse (siehe 3.2.2.1.1.1)

Die gesamte Auswertemethodik wurde flächendeckend für das Aderklaaer Konglomerat mit Hilfe von Programmabläufen (siehe Abbildung 23) durchgeführt.

Die Basis der beschriebenen Auswertemethodik ist in Abbildung 24 skizziert.

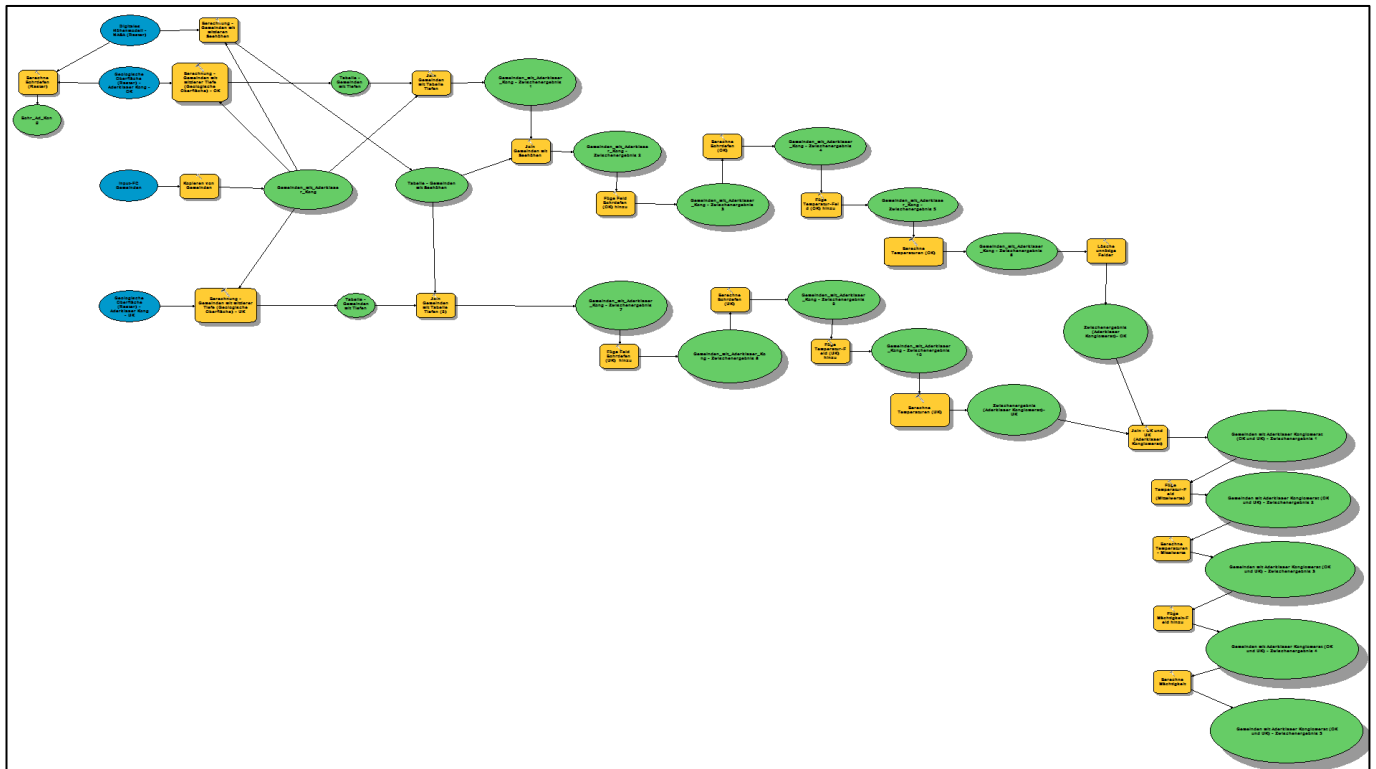


Abbildung 23: Programmierter Berechnungsablauf – Hydrothermales Potenzial –Aderklaaer Konglomerat

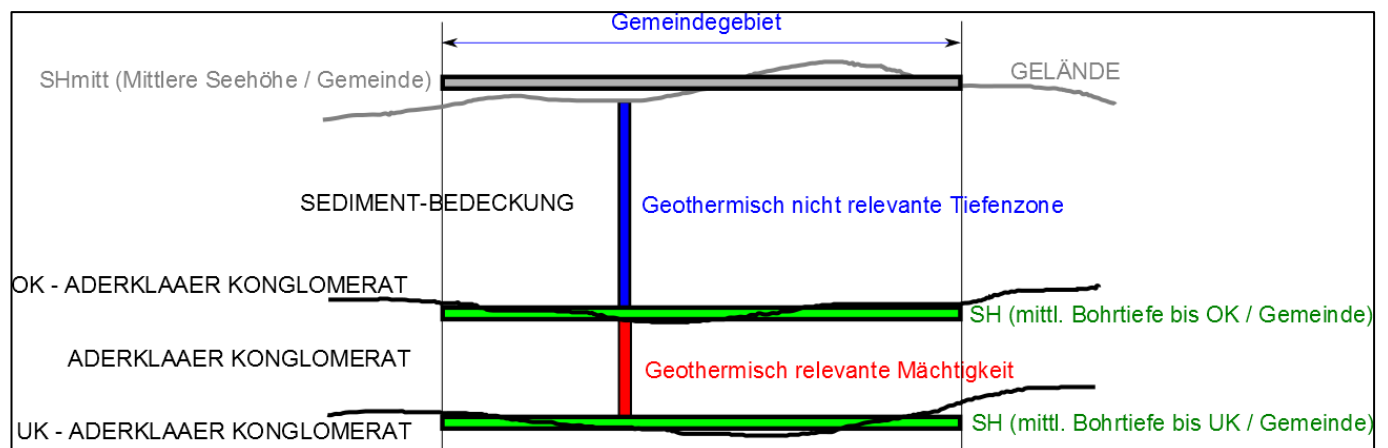


Abbildung 24: Prinzipskizze zur Analyse hydrothermalen Potentials des Aderklaaer Konglomerates

3.2.2.1.2 Kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens

Im Kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens liegen Karbonatgesteinseinheiten des Tirolikum, des Bajuvarikum und des Juvavikum vor, die potenzielle Thermalwasservorkommen beinhalten können.

Eine Gliederung ist in diesem Bereich noch aufgrund eines tektonischen Bruchsystems (Leopoldsdorfer Bruch) in Hochscholle und Tiefscholle gegeben. Im GIS-System sind dies die Potenzialzonen 5-9 (siehe dazu [Abbildung 14](#), [Abbildung 15](#) und in [Tabelle 8](#)).

Die lithologische Zuordnung kann folgendermaßen getroffen werden:

- Hauptdolomit (Obertrias)
- Dachsteinkalk (Obertrias)
- Wettersteinkalk, Wettersteindolomit (Mitteltrias)

Die Analysemethodik ist 3.2.1 dargestellt.

3.2.2.1.3 Untergrund der Molassezone im Wiener Becken

Im Liegenden des kalkalpinen Untergrundes können in Teilgebieten überschobene Karbonatgesteinskörper (Dogger, Malm-Beckenfazies, Malm-Karbonatfazies) existieren, deren hydrothermale Bedeutung jedoch sehr schwer prognostizierbar ist ([Abbildung 25](#)). Diese sind aufgrund der geologischen Genese mit den Thermalaquiferen an der Molassebasis im Bereich von Oberösterreich vergleichbar. Im Detail sind diese Schichten jedoch hinsichtlich der Thermalwasserführung nicht erkundet.

Im GIS-System ist dies die Potenzialzone 11 (siehe dazu [Abbildung 14](#), [Abbildung 15](#) und in [Tabelle 8](#)).

Die Analysemethodik ist 3.2.1 dargestellt.

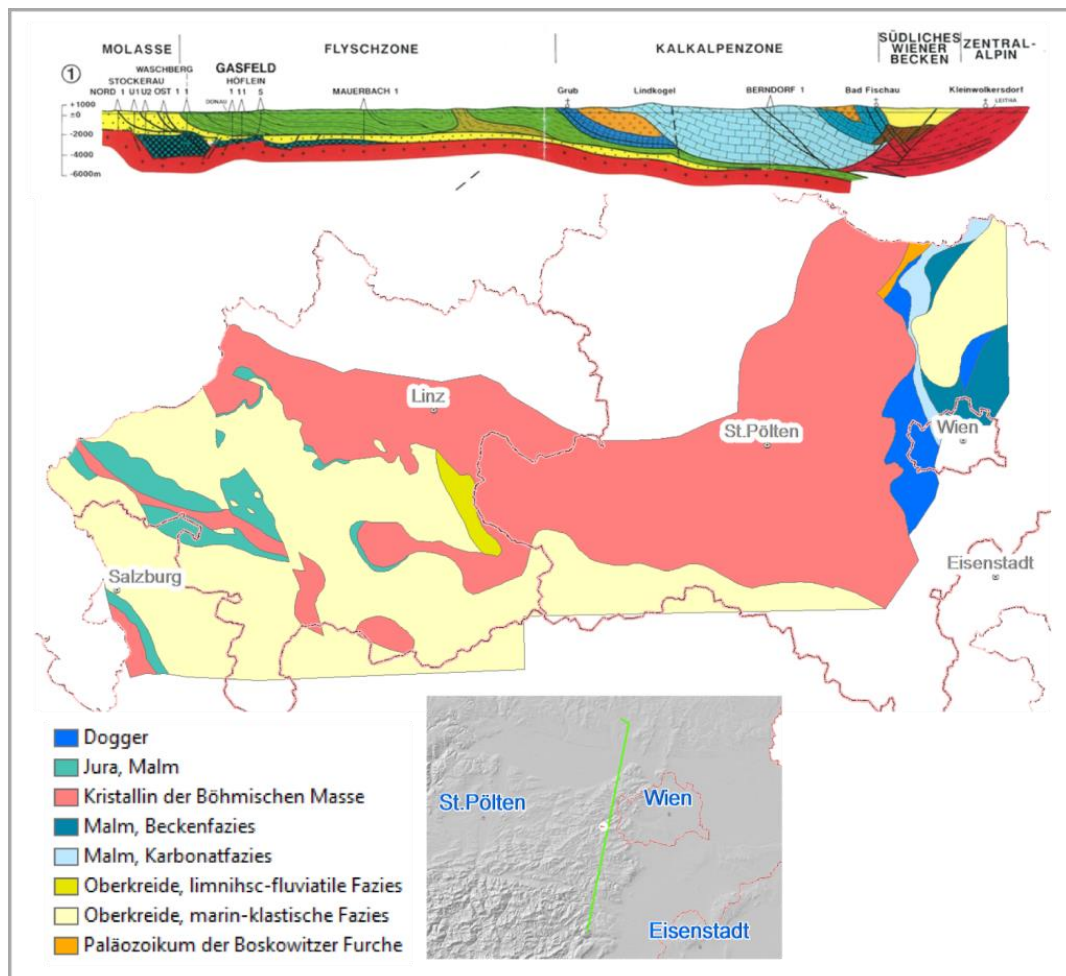


Abbildung 25: Molassebasis – NÖ, Wiener Becken

Eine lithologische Zuordnung von thermalwasserhöffigen Schichten kann folgendermaßen erfolgen:

- Karbonatgesteine des autochthonen Mesozoikums
- Verkarstete Karbonatgesteine
- Plattformfazies – eher günstig
- Beckenfazies - eher ungünstig da gering durchlässig
- Deltasandfazies unter Oberjura (Malm) im Dogger (Mitteljura)

3.2.3 Steirisches und Pannonisches Becken – Hydrothermales Potenzial

Im Bereich des Festgesteinsuntergrundes des Steirischen und Pannonischen Beckens existieren folgende Thermalaquifere:

- Paläozoische Karbonatgesteine des Steirischen Beckens (Potenzialzone 3,4)
- Mesozoische Karbonatgesteine des Pannonischen Beckens (Potenzialzone 23)

Im GIS-System ist dies die Potenzialzone 3,4 und 23 (siehe dazu [Abbildung 14](#), [Abbildung 15](#) und [Tabelle 8](#)).

Die Analysemethodik ist 3.2.1 dargestellt.

3.2.4 Molasseuntergrund (OÖ, NÖ, Salzburg, Vorarlberg) – Hydrothermales Potenzial

An der Molassebasis im Bereich von OÖ, NÖ, Salzburg (Potenzialzonen 12-15) und eventuell Vorarlberg (Potenzialzonen 200,21) können Karbonatgesteine vorliegen, die hinsichtlich einer hydrothermalen Energienutzung von Interesse sein können bzw. teilweise auch schon genutzt (in OÖ) werden.

Lithologisch-stratigrafisch sind diese Schichten Karbonatgesteine des Oberjura (Malm)

Im Bereich von OÖ, NÖ und (eingeschränkt) Salzburg ist der Untergrund durch Bohrungen aus der Kohlenwasserstoffindustrie sehr gut beschreibbar.

Im GIS-System sind die Potenzialzone 12-15 (siehe [Abbildung 14](#), [Abbildung 15](#) und [Tabelle 8](#)) zugeordnet.

Im Bereich der Malmkarbonate des Molasseuntergrundes im Bereich von OÖ sind die bedeutendsten hydrothermalen Nutzungen in Österreich (siehe Kapitel 3.1.3).

In Vorarlberg ist dies nicht der Fall: Hier gibt nur wenige Informationen zum Aufbau des tieferen Untergrundes. Dies manifestiert sich auch in der hohen Prognoseunsicherheit dieses Bereiches.

- Die westlichste Molassebohrung in Österreich ist die Tiefbohrung Dornbirn 1, die bei 2960,6 m in der Faltenmolasse eingestellt wurde. Mit der 4297m tiefen Bohrung V-Au 1 in Vorarlberg wurde ein Aufschluß im Helvetikum durchgeführt, wobei sandig-mergeliger Dogger und karbonatischer Malm des Kanisfluh-Aufbruches untersucht wurden. Im Helvetikum Vorarlbergs wurden in der Bohrung V-Au 1 sowohl in der Bommersteinserie des Dogger, als auch im Quintner Kalk Gasanzeichen beobachtet, bei Tests konnte allerdings keine Porosität nachgewiesen werden.
- Die geologischen Verhältnisse in der westlichen Molasse von Vorarlberg werden am besten durch die Aufschlußbohrung Sulzberg 1 veranschaulicht. Diese 1983-1984 abgeteufte Tiefbohrung stand in der Faltenmolasse. Sie durchbohrte mehrere Molasseschuppen und erreichte bei 4280 m die flach lagernde Molasse, die bei 4777,5 m auf das autochthone Mesozoikum des Beckenuntergrundes transgrediert.

Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die zu erwartenden lithologische Abfolge im Bereich von Vorarlberg.

Im GIS-System sind die Potenzialzone 20 ,21 (siehe dazu Abbildung 14, Abbildung 15 und Tabelle 8) zugeordnet.

Die gesamte Analysemethodik für die einzelnen Gemeinden ist in Kapitel 3.2.1 dargestellt.

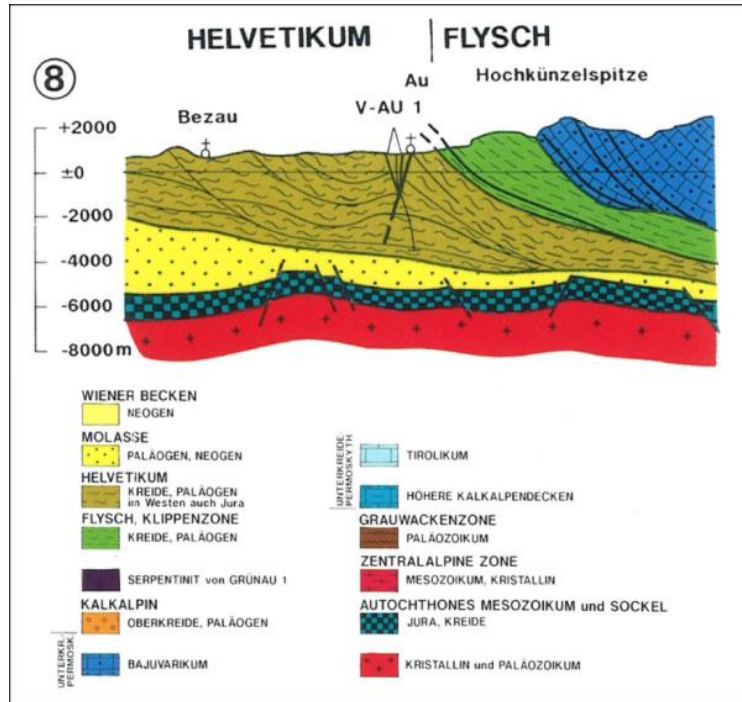


Abbildung 26: Geologisches Profil im Bereich von Vorarlberg



Abbildung 27: Lageplan zu Profil (siehe Abbildung 26)

3.2.5 Alpine Bereiche – Hydrothermales Potenzial

3.2.5.1 Geologische Rahmenbedingungen

Aufgrund von Einzelinformationen aus Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie und dem Kenntnisstand des lithologischen Aufbaus der Kalkalpen wurde der Bereich der Kalkalpen ebenfalls eine systematische Analyse des geothermischen Potenzials für die einzelnen Gemeinden im Bereich der Kalkalpen durchgeführt.

Im GIS-System sind dies die Potenzialzonen 17-19 (siehe dazu [Abbildung 14](#), [Abbildung 15](#) und [Tabelle 8](#)).

Dabei wurden die Kalkalpen entsprechend dem Deckenaufbau in 3 Teilbereiche gegliedert:

- Bereich 1 – Potenzialzone 17 - Karbonatgesteine vorwiegend Bajuvarikum
- Bereich 2 – Potenzialzone 18 – Karbonatgesteine vorwiegend Tirolikum - vermehrt Dolomite
- Bereich 3 – Potenzialzone 19 - Karbonatgesteine vorwiegend Bajuvarikum, Tirolikum, von N nach S günstiger werdend und im Nordteil nach Westen günstiger werdend

Nur Bereich 2 – Potenzialzone – wurde mit günstigeren Eigenschaften hinsichtlich des hydrothermalen Potenzials beurteilt. Die Prognoseunsicherheit ist in den gesamten Kalkalpen sehr hoch (siehe [Tabelle 8](#)).

Ausgenommen davon sind nur Bereiche in unmittelbarer Nahelage zu ehemaligen oder bestehenden Tiefbohrungen.

3.2.5.2 Methodik und Informationsstand

Ausgangsbasis für die gemeindeweise Bewertung des geothermischen Potenzials war neben der beschriebenen Zonierung die Tiefenlage der Kalkalpenbasis (siehe [Abbildung 28](#)).

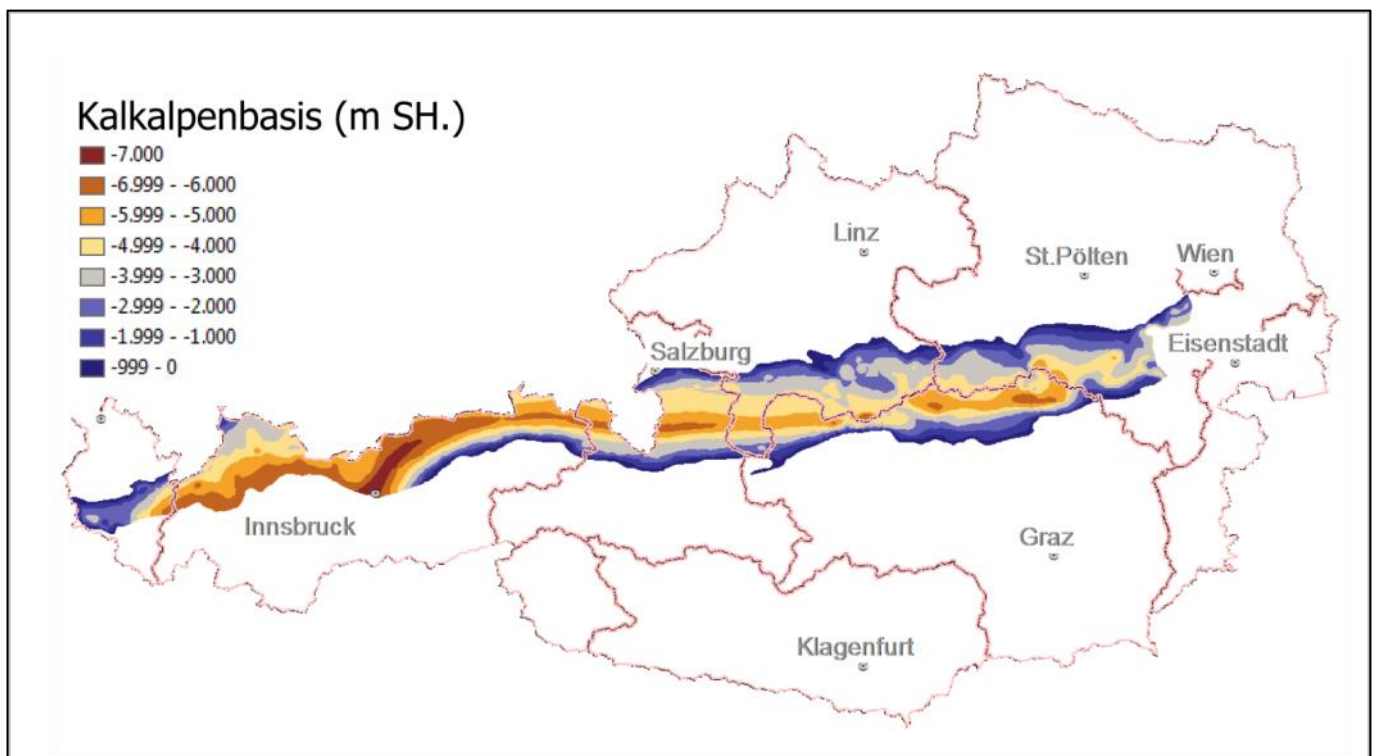


Abbildung 28: Kalkalpenbasis - Tiefenlage

Auf Basis dieser Karte erfolgte die systematische Analyse und Bewertung der Gemeinden im Bereich der Kalkalpen (siehe Abbildung 29 und Schema siehe Abbildung 30).

Folgende Parameter wurden flächendeckend im Bereich der Kalkalpen analysiert:

- Bestimmung der minimalen Seehöhe je Gemeindegebiete auf Basis des digitalen Höhenmodells:
Die minimale Seehöhe der Gemeinden repräsentiert die Talbereiche in den einzelnen Gemeinden. In den Talbereichen sind meist die Ansatzpunkte von Thermalbohrungen. Ausgehend von den entsprechenden Seehöhen werden die Bohrtiefen ermittelt.
- Festlegung des geothermischen Gradienten:
Der geothermische Gradient in den Kalkalpen wird für die Berechnung der Temperaturen mit $1,5\text{ °C}/100\text{m}$ festgelegt.
- Bestimmung des geothermisch relevanten Tiefenbereiches in den Kalkalpen = geothermisch relevante Oberfläche in den Kalkalpen.

Berechnungsannahme:

Bei einem geothermischen Gradienten von $1,5\text{ °C}/100\text{m}$ ist für die projektgemäß geforderte mittlere Mindesttemperatur von 80 °C eine minimale Bohrtiefe von 4.600 m anzustreben.

Bereiche, in denen bei einer mittleren Mindestbohrtiefe von 4.600 m die Kalkalpen bereits wieder nach unten durchörtert wurden, werden daher ausgeschieden, da die geforderte Temperatur bis zur Unterkante der Kalkalpen nicht erreicht werden wird.

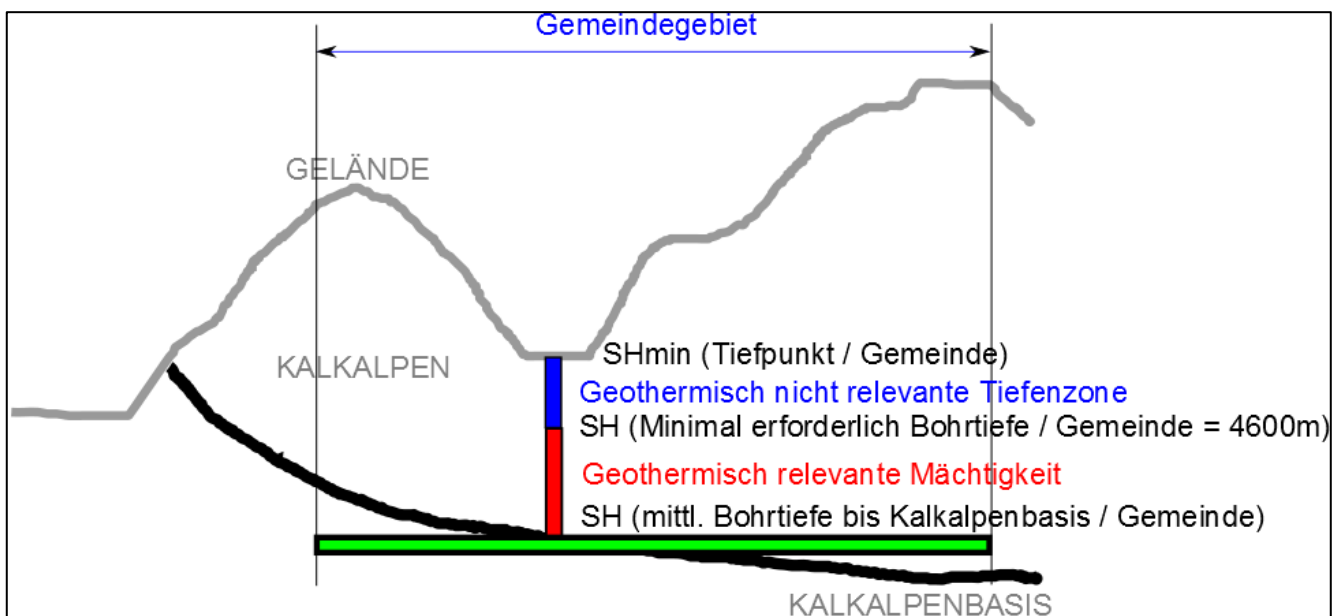


Abbildung 29: Skizze zur Bewertung des hydrothermalen Potenzials in den Kalkalpen auf Gemeindebasis

- Bestimmung der mittleren Bohrtiefen bis zur Unterkante der Kalkalpen für die einzelnen Gemeindegebiete
- Berechnung der zu erwartenden Temperaturen
- Berechnung der mittleren Aquifertiefe und der mittleren Aquifertemperatur für die einzelnen Gemeinden



Entsprechend der systematischen Analyse des hydrothermalen Potenzials im ganzen Bundesgebiet wurden auch Gebiete mit geringem und unbedeutendem hydrothermalen Potenzial im Sinne einer energetischen Nutzung ausgewiesen (siehe [Tabelle 11](#)).

Tabelle 11: Bereiche mit unbedeutendem und geringem hydrothermalen Potenzial

Laufende Nr.	Bezeichnung	Hydrothermales Potenzial	Prognoseunsicherheit	Lithologie
1	Weststeirisches Becken	0	1	Metamorphite
2	Randbereiche - Oststeirisches Becken	0	1	Metamorphite
24	Böhmische Masse	0	1	Kristallin
25	Zentral- und Südalpen	0	3	vorwiegend Nichtkarbonatgesteine
26	Nordburgenland	0	1	Metamorphite
27	Mittelburgenland, Bereich Rechnitz	0	1	Metamorphite
28	Südburgenländische Schwelle	0	1	Metamorphite
29	Helvetikum / Flysch - Vorarlberg	0	3	Flysch
30	Molasse OÖ-NÖ (Zone ohne hydrothermales Potenzial)	0	1	vorwiegend Kristallin
31	Wiener Becken / Flysch - NÖ (Zone ohne hydrothermales Potenzial)	0	1	Flysch
32	Molasse OÖ (Kristallinbereich)	0	1	Kristallin
16	Grobsedimente, Oberkreide, Bereich Steyr	1	1	Grobsedimente
17	Kalkalpen (Tirol, Vorarlberg)	1	3	Karbonatgestein
19	Kalkalpen (vw.NÖ, OÖ)	1	3	Karbonatgestein
22	Lavanttal - Klastische Sedimente	1	3	Grobklastika, Karbonatgestein
33	Lavanttal-Karbonatgestein	1	3	Karbonatgestein

4 Geografische Voraussetzungen und Umwandlungstechnologien

Ausgehend von der Gebäude- und Wohnungszählung 2000 der Statistik Austria wird der Wärmebedarf für Wohnbauten auf Gemeindeebene für 2020 und 2050 errechnet. Dazu werden Randbedingungen für 2020 und 2050 festgelegt und zusätzliche Informationen zur derzeitigen Fernwärmenutzung und der Siedlungsstrukturen zusammengestellt. Eine Übersicht zu den Energieumwandlungsanlagen wird erstellt.

4.1 Technologieübersicht Energieumwandlungsanlagen

In diesem Kapitel sind die in Österreich relevanten Technologien zur energetischen Nutzung der Energie aus tiefen hydrothermalen Vorkommen (siehe Kapitel 3.1.4.2) dargestellt.

Bis 2020 werden sich die Technologien auf Wärmeversorgungstechnologien beschränken. Folgende Entwicklungen im Bereich der Wärmeversorgung sind bis 2050 zu erwarten: Niedrigere Vorlauftemperaturen für die Fernwärme, Erhöhung der Temperaturspreizung und damit geringere Reinjektionstemperaturen. Dadurch kann auf Nachheizkessel verzichtet bzw. die Leistung des Spitzenlastkessels reduziert werden (ergänzt durch Einsatz von Heißwasserspeicher). Dies bewirkt eine Erhöhung des Deckungsgrades durch die Geothermie und damit eine Reduzierung von Betriebskosten für zusätzliche Energie (siehe Kapitel 7.2).

Die (kombinierte) Stromerzeugung wird aus derzeitiger Sicht für Österreich erst mit 2050 relevant werden können. Technologien stehen zur Verfügung, die aber unter den österreichischen Randbedingungen derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar sind (siehe Kapitel 4.1.2). Unter den aktuellen Förderbedingungen in Deutschland können derartige Projekte zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung schon derzeit wirtschaftlich betrieben werden.

Petrothermale Systeme (siehe Kapitel 3.1.4.3) mit energetischer Nutzung werden wahrscheinlich auch 2050 in Österreich keine Rolle spielen (siehe Abbildung 19). Derzeitige Technologien für petrothermale

Nutzung sind in der Demonstrationsphase (z.B. Soultz-sous-Forets (Frankreich). Bruchsal (Deutschland)). Es kommen dieselben Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung wie für tiefen hydrothermale Nutzung zur Anwendung. Aufgrund der höheren Temperaturen (z.B. 160 °C und höher) kann eine höhere Effizienz (Stromerzeugung) erreicht werden (siehe [Abbildung 38](#)).

4.1.1 Systeme der Energieumwandlung aus tiefer Geothermie

Die Nutzung der Energie aus Geothermie erfolgt direkt oder indirekt mittels Wärmetauscher (Thermalwasser/Heizungswasser), welcher für die speziellen Eigenschaften des Thermalwassers geeignet ist. Zur Stromerzeugung werden Energieumwandlungstechnologien wie Organic Rankine Cycle (ORC)- oder Kalina-Prozesse, bei denen Verdampfungsmittel, welche bei niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampfen und somit auch bei Temperaturen ab 100 °C Stromerzeugung ermöglichen, eingesetzt. Bei der kombinierten Wärme- und Stromnutzung wird meist ein Teil des Thermalwassers zur Stromerzeugung verwendet, das restliche Thermalwasser wird direkt zur Wärmeerzeugung genutzt. Wärme kann zur Deckung des Raumwärmebedarfs in Gebäuden und für industrielle Prozesse genutzt werden. Im Bereich zwischen 30 ° und 130 °C gibt es beispielhaft Nutzungsmöglichkeiten in folgenden Betrieben und Prozessen: Lebensmittel- und Getränkeindustrie (Waschen, Eindicken, Wärmebehandeln), Textilindustrie (Waschen), Holzverarbeitende Industrie (Trocknen, Beizen), Metallindustrie (Galvanisieren). Allgemein kann in Betrieben Wärme bis 110 °C für Waschen und Vorwärmen eingesetzt werden.

Unter kaskadischer Wärmenutzung wird die Nutzung von Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus nacheinander verstanden: zuerst die Nutzung auf höherem Temperaturniveau (z.B. Fernwärme), dann für Niedertemperaturwärme (z.B. Beheizung von Räumen) und letztendlich für z.B. Gewächshäuser in der Landwirtschaft.

Die Technologien zur Kälteerzeugung können ebenfalls niedrigere Ausgangstemperaturen ab 50 °C nutzen. Grundsätzlich wird bei den angeführten Technologien der Strom für die Verdichtung durch Wärme ersetzt, die das Kühlmittel verdampft. In nachfolgender [Tabelle 12](#) sind die Möglichkeiten zur Nutzung und die geeigneten Technologien mit den notwendigen Temperaturniveaus des Thermalwassers dargestellt.

Tabelle 12: Einsatzbereiche und Technologien zur energetischen Nutzung von Thermalwasser

Geothermiewasser-Nutzungen	Geothermiewasser-Temperatur °C	Gebäude	Industrielle Prozesse
Wärmeerzeugung ¹⁾			
Beheizung von Wohnbauten z.B. mit Fernwärme	80 bis 110	X	
Ganzjahreswärmebereitstellung für Niedertemperaturprozesse	60 bis 100		X
Beheizung von Glashäuser (z.B. Gemüsezuht)	30 bis 50		X
Nutzung in Thermalbäder	40 bis 60	X	
Kombinierte Wärme- und Stromerzeugung ¹⁾			
Organic Rankine Cycle (ORC)-Prozess	100 bis 130	X	X
Kalina-Prozess	90 bis 130	X	X
Kälteerzeugung			
Absorptionskälteanlage	85 bis 130	X	X
Adsorptionskälteanlage	50 bis 95	X	X
Desiccant-Kälteanlage	60 bis 95	X	
1) Kaskadische Nutzung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus möglich.			

Kältenutzung

Bei der Anwendung von Kälte kann unterschieden werden: Haushalt (Kühlschrank), Klimatechnik (+5 °C), Gefrierlagerung (-20 °C) und Schockkältetechnik (-40 °C). Für diese Anwendungen können unterschiedliche Prozesse eingesetzt werden (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Anwendung und Umsetzbarkeit von Kälteprozessen [PODESSER, 2003]

	Prozesse / Arbeitsstoff(paar)	Anwendung	Umsetzbarkeit
1	Periodische Absorption mit flüssigem Absorber / NH ₃	Kühlschrank (Haushalt)	2
2	Periodische Absorption mit festem Absorber / NH ₃	Kühlschrank (Haushalt)	2
3	Periodische Adsorption mit festem Absorber / NH ₃	Kühlschrank (Haushalt)	2
4	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine mit H ₂ / H ₂ O - NH ₃	Kühlschrank (Haushalt)	1
5a	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine / LiBr - H ₂ O	Klimatechnik (+5°C)	1
5b	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine / H ₂ O - NH ₃	Klimatechnik (+5°C)	1
5c	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine / H ₂ O - NH ₃	Gefrierlagerung (-20°C)	1
5d	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine Solar/Biomasse / H ₂ O - NH ₃	Klimatechnik (+5°C), Gefrierlagerung (-20°C)	1
5e	Kontinuierlich arbeitende Absorptionskältemaschine mit Booster / H ₂ O - NH ₃	Schockkältetechnik	1
6	Vuilleumier / He	Gefrierlagerung (-20°C)	3,4
7	Duplex - Ericsson / He	Gefrierlagerung (-20°C)	3,4
8	Duplex - Stirling / He	Gefrierlagerung (-20°C)	3
9a	Kaltdampf (Kompression) / R22	Klimatechnik (+5°C)	1
9b	Kaltdampf (Kompression) / R23	Gefrierlagerung (-20°C)	1
9c	Kaltdampf (Kompression) / R24	Schockkältetechnik	1
9d	Kaltdampf (Kompression) / R134a	Kühlschrank (Haushalt)	2
10a	Stirling / H ₂	Klimatechnik (+5°C)	2
10b	Stirling / H ₂	Gefrierlagerung (-20°C)	2
10c	Stirling / H ₂	Schockkältetechnik	2
10d	Stirling / He	Kühlschrank (Haushalt)	2
11	Ericsson / He, H ₂	---	4
12a	Joule-Brayton / Luft, offen	Klimatechnik (+5°C)	2
12b	Joule-Brayton / Luft, offen	Gefrierlagerung (-20°C)	2
13	Kompressionskältemaschine mit Lösungskreislauf / H ₂ O - NH ₃	Abgaskondensation	2
14	Erneuerbare Desiccant / H ₂ O - Luft	Klimatechnik (+5°C)	1
Umsetzbarkeit: 1 ... Ohne Entwicklungsarbeiten, 2 ... Erfahrung mit Prototypen, 3 ... Laborstadium, 4 ... Konzepte			
Arbeitsstoffe: He ... Helium, H ₂ ... Wasserstoff, LiBr ... Lithium Bromid, NH ₃ ... Ammoniak			

Fernwärmenutzung

Vorrangig erfolgt die Nutzung der Wärme aus tiefer Geothermie in Fernwärmenetzen. Dabei ist in Österreich meist ein Spitzenlast- und / oder Nachheizkessel notwendig.

Ein Spitzenlastkessel ist notwendig, wenn der Energiebedarf höher ist als die Energie, welche aus der tiefen Geothermie zur Verfügung steht. Falls für die Abdeckung der Spitzenlast ein Wärmespeicher (Heißwasserspeicher) ausreicht, kann auf einen Spitzenlastkessel verzichtet werden. Falls die Kapazität des Wärmespeichers zu gering ist, werden als Spitzenlastkessel – in Kombination mit einem Wärmespeicher – aus wirtschaftlichen Gründen vorrangig Öl- oder Gaskessel eingesetzt.

Für die Leistungsverteilung von Geothermie zu Spitzenlastkessel ist kann für größere Anlagen ein Verhältnis in der Größenordnung von einem Drittel zu zwei Drittel angenommen werden. Das Verhältnis wird aber immer vom jeweiligen Projekt bestimmt. Die Geothermie deckt dabei allerdings etwa 70% der

gesamten Wärmeversorgung (Wärmemenge), 30% werden über einen Spitzenlastkessel abgedeckt. In Abbildung 31 ist eine Fernwärmenutzung mit Spitzenlastkessel schematisch dargestellt.

Ein Nachheizkessel ist notwendig wenn das Temperaturniveau aus der Geothermie für die Wärmenutzung (Fernwärme) zu gering ist. Für die Nachheizung werden hier vor allem Gaskessel und Wärmepumpen eingesetzt, die – falls notwendig – mit einem Wärmespeicher kombiniert werden.

Abbildung 32 zeigt ein Schema einer Anlage mit Nachheizkessel und Wärmespeicher.

Beispiele für eine Nutzung der Wärme aus tiefer Geothermie in Deutschland (D) und Österreich (A) sind:

- Kaskadische Nutzung: Bad Schallerbach (A), Geinberg (A) (siehe Kapitel 3.1.3.2.2)
- Strom und Fernwärme: Altheim (A) (siehe Kapitel 3.1.3.2.1)
- Fernwärme: Simbach-Braunau (A) (siehe Kapitel 3.1.3.2.1), Neubrandenburg (D), München-Riem (D), Oberhaching-Laufzorn (D), Fernwärme Grünwald (D)

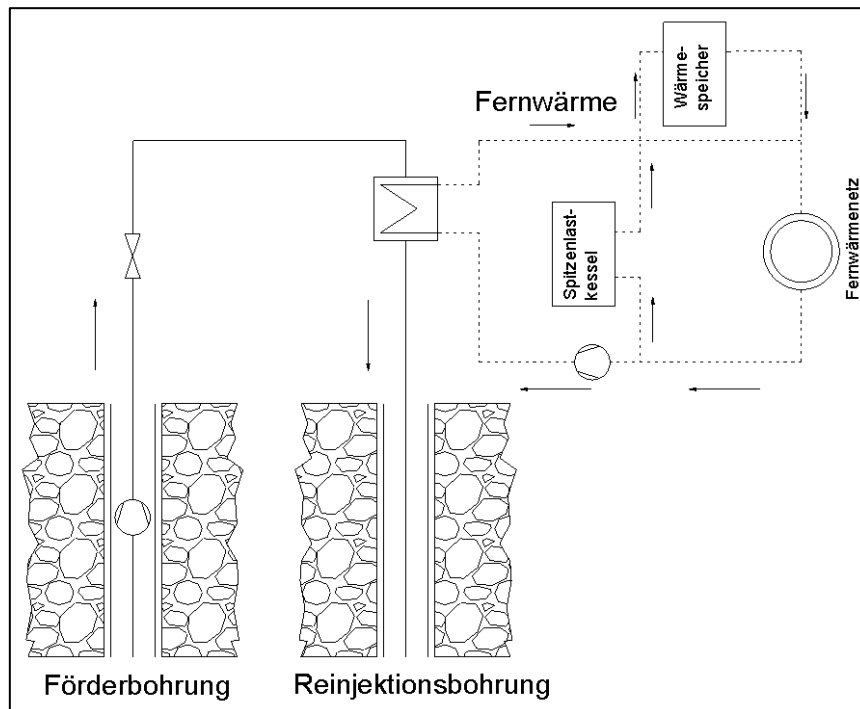


Abbildung 31: Schema einer Fernwärmenutzung aus tiefer Geothermie inkl. Spitzenlastkessel und Wärmespeicher

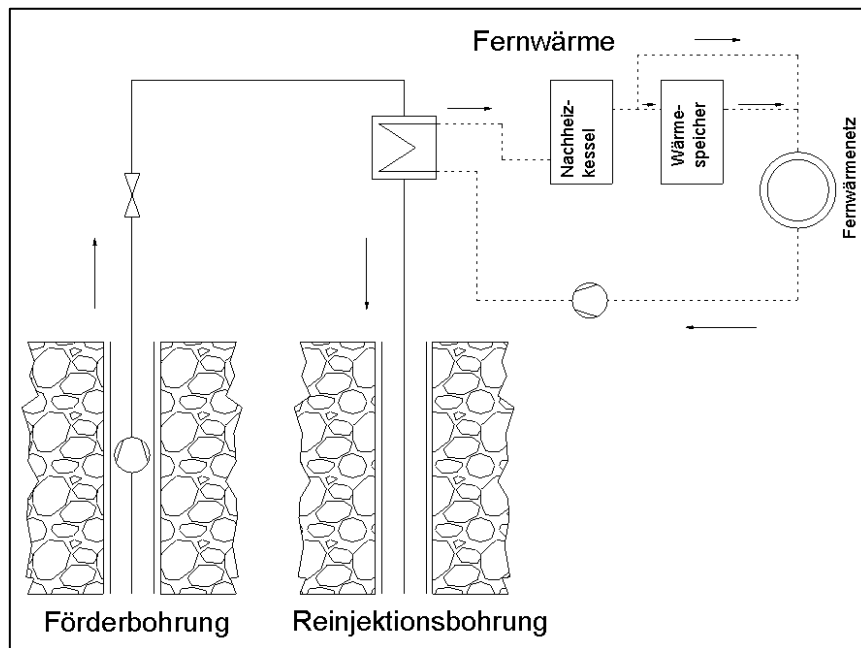


Abbildung 32: Schema einer Fernwärmenutzung aus tiefer Geothermie inkl. Nachheizkessel und Wärmespeicher

4.1.2 Technologien zur Stromerzeugung aus tiefer Geothermie

Die relevanten Technologien zur Stromerzeugung sind in Österreich der Organic Rankine Cycle (ORC-Prozess) und der Kalina-Prozess.

Der Kalina-Kreislauf (nach seinem Erfinder benannt) ist patentrechtlich geschützt (siehe z.B. Kalina, 1982, Kalina, 1984). Beide Prozesse sind Kraftwerkskreisläufe nach dem Clausius-Rankine bzw. einem leicht modifizierten Clausius-Rankine-Prozess. Als Arbeitsmittel werden Stoffe oder Gemische eingesetzt, deren Auswahl entsprechend der Temperatur des Thermalwassers erfolgt. Während sich in den ORC-Prozessen meist Reinstoffe als Arbeitsmittel finden, enthält der Kalina-Prozess mit Ammoniak-Wasser ein zeotropes Zweistoffgemisch. Damit sind die Phasenübergänge im ORC isotherm, im Kalina-Kreislauf dagegen finden Wärmezufuhr und Wärmeabfuhr jeweils bei gleitender Temperatur statt. In Abbildung 33 sind beide Prozesse, ORC-Kreislauf und Kalina-Kreislauf, in einem schematischen Temperatur-Entropie-Diagramm dargestellt. Der Kalina-Kreislauf kann durch die nicht-isothermen Phasenübergänge gut an die Wärmequelle angepasst werden. Er nähert sich der oben geforderten Dreiecksform besser an als der ORC. Damit verringern sich die Exergieverluste bei der Wärmezufuhr (externe Verluste). Durch die nicht-isotherme Verdampfung steigt zudem die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr an. Damit wird der thermische Wirkungsgrad des Prozesses angehoben.

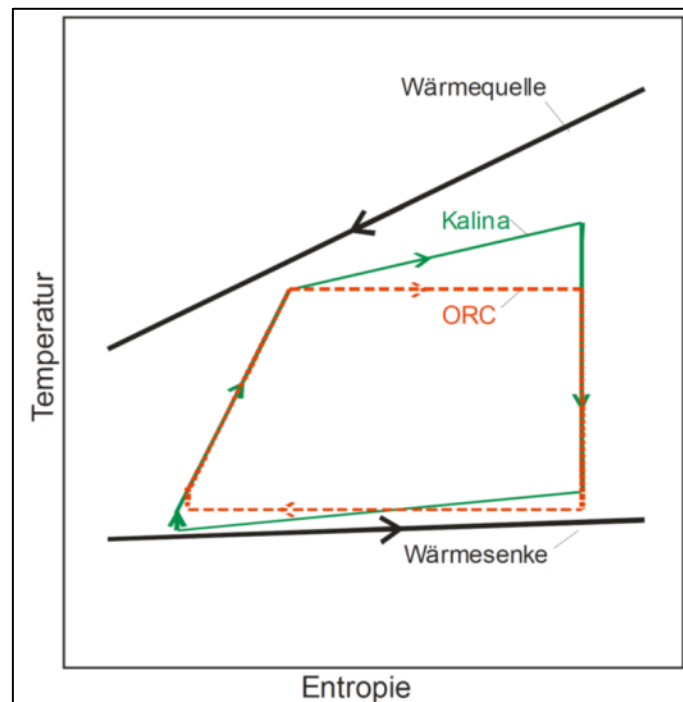


Abbildung 33: Schematische Darstellung des ORC- und Kalina-Prozesses im Temperatur-Entropie-Diagramm [KÖHLER, 2006]

Beide Technologien werden zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt. In Österreich ist dies aufgrund der derzeitigen Erfahrungen nur bei ausreichend hohen Vorlauftemperaturen (je nach Rückkühlung ab ca. 125°C) aus der Geothermie wirtschaftlich möglich.

Folgende grundlegende Schaltungsvarianten werden dabei eingesetzt:

- Serielle Schaltung der Wärme- und Stromerzeugung (Reihenschaltung) (siehe [Abbildung 34](#))
- Parallele Schaltung der Wärme- und Stromerzeugung (Parallelschaltung) (siehe [Abbildung 35](#))
- Mischschaltung aus Reihen- und Parallelschaltung

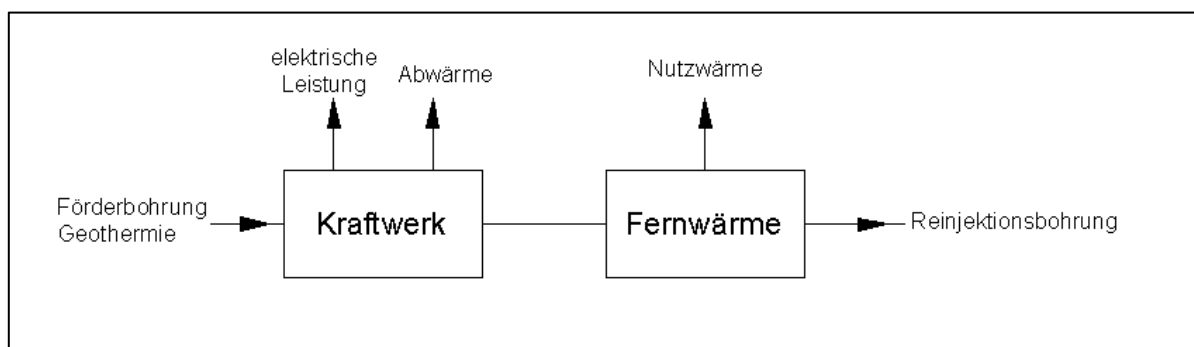


Abbildung 34: Reihenschaltung einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung

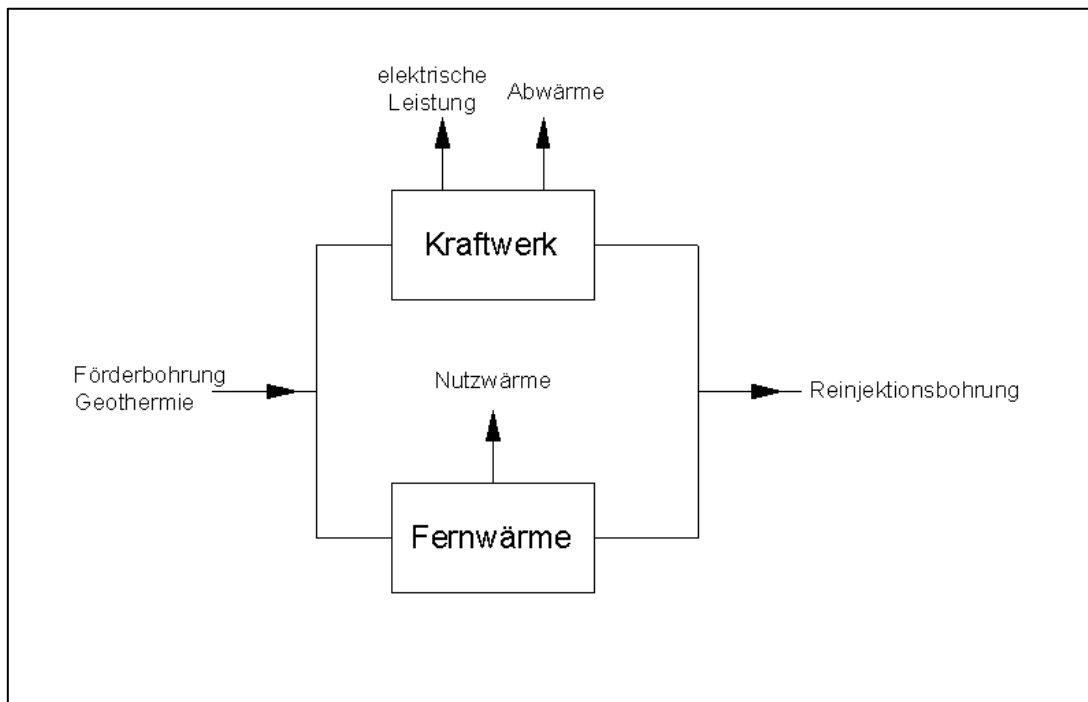


Abbildung 35: Parallelschaltung einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung

In Abbildung 36 ist die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem ORC-Prozess in einer seriellen Schaltung dargestellt. Abbildung 37 zeigt die serielle Schaltung einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem Kalina-Prozess.

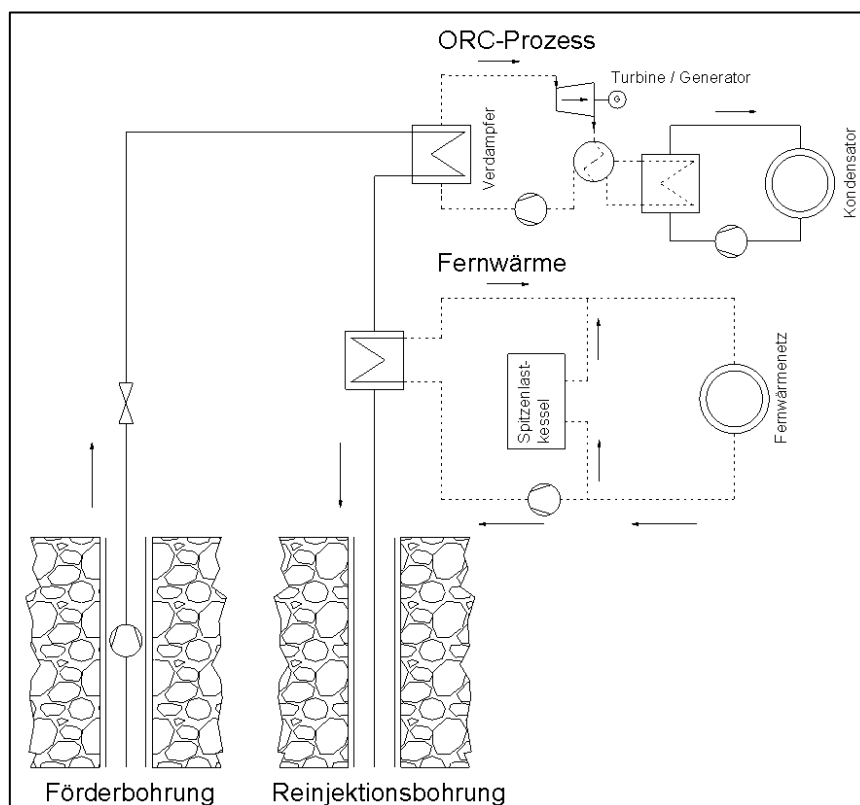


Abbildung 36: Schema einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem ORC-Prozess und Spitzenlastkessel

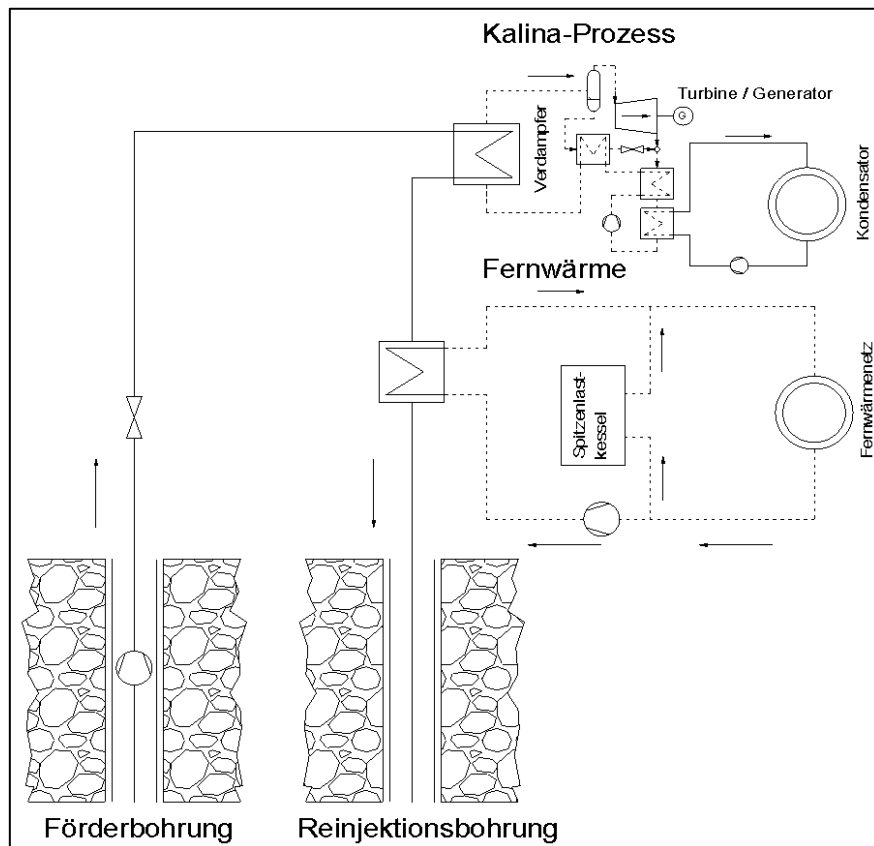


Abbildung 37: Schema einer kombinierten Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie mit einem Kalina-Prozess und Spitzenlastkessel

Systemwirkungsgrad [KÖHLER S., 2006]

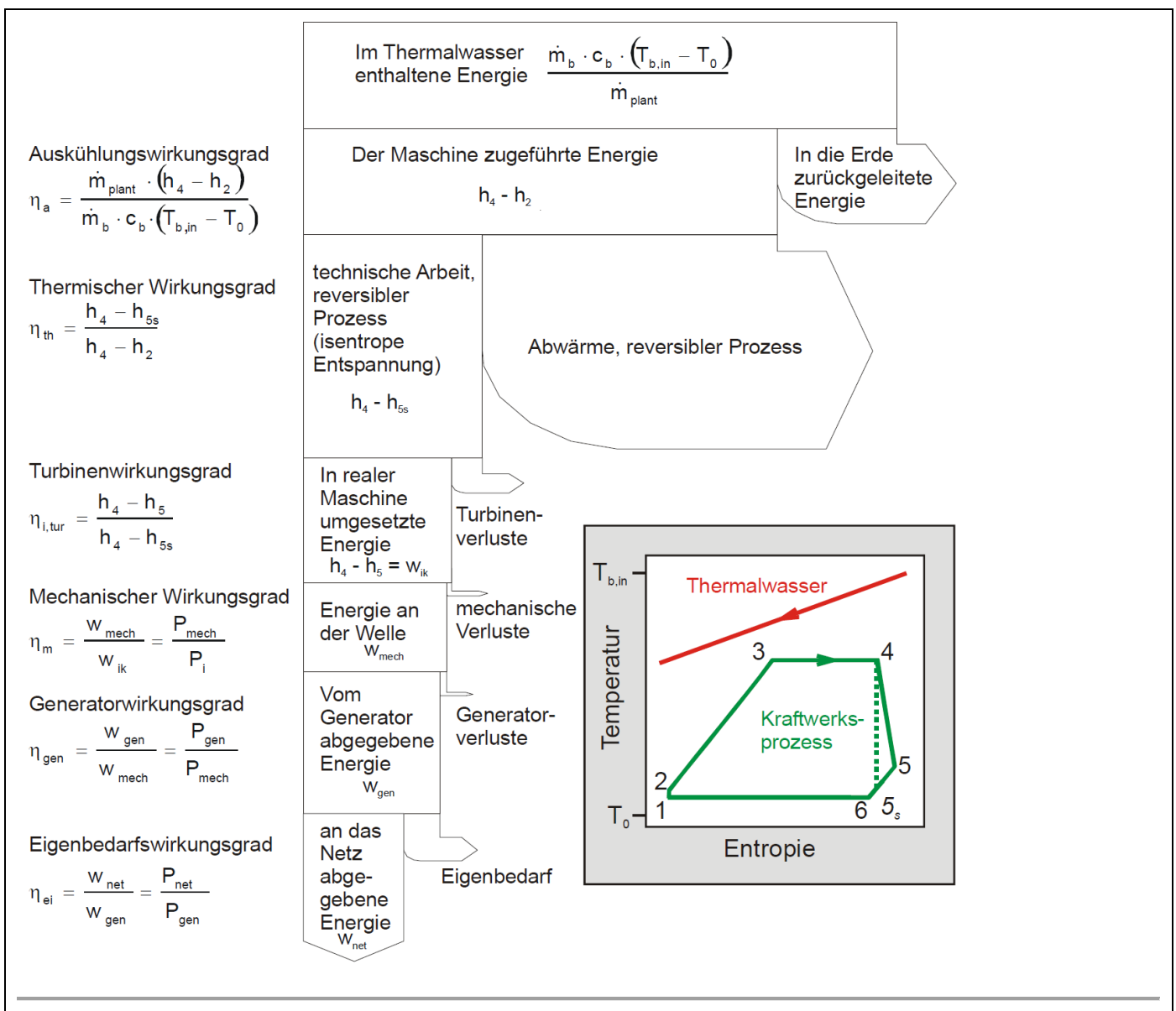
Der Systemwirkungsgrad η_s des Kraftwerkes ist der Quotient aus Netzanschlussleistung des Kraftwerkes und zur Verfügung stehender thermischer Leistung des Thermalwassers.

Er ist das Produkt aus folgenden Wirkungsgraden (siehe [Abbildung 38](#)):

- η_a : Der Auskühlungswirkungsgrad gibt an, welcher Anteil der im Thermalwasser enthaltenen Wärmeleistung an den Kraftwerkskreislauf übertragen wird.
- η_{th} : Der thermische Wirkungsgrad einer Wärmekraftmaschine ist definiert als die dem Kreislauf entzogene Arbeit (Nutzarbeit) geteilt durch die zugeführte Wärmemenge [BEJAN, 1996]. Er gibt an, welcher Anteil der zugeführten Wärme in Arbeit gewandelt wurde.
- $\eta_{i,tur}$: Der isentrope Wirkungsgrad der Turbine ist definiert als die Enthalpiedifferenz der nichtisotropen Entspannung geteilt durch die Enthalpiedifferenz der isentropen Entspannung bei gleichen Frischdampfparametern und gleichem Abdampfdruck.
- η_m : Der mechanische Wirkungsgrad ist das Verhältnis der an der Welle übertragenen Leistung w Der mechanische Wirkungsgrad ist das Verhältnis der an der Welle übertragenen Leistung w_{mech} zu der an das Fluid abgegebenen Leistung ($w_{mech} = h_4 - h_5$). zu der an das Fluid abgegebenen Leistung ($w_{mech} = h_4 - h_5$).
- η_{gen} : Der Generatorwirkungsgrad ist das Verhältnis der vom Generator abgegebenen elektrischen Leistung zu der über die Welle dem Generator zugeführten Leistung.

- η_{ei} : Der Eigenbedarfswirkungsgrad ist das Verhältnis der Netzanschlussleistung zur Generatorleistung. Der Eigenbedarf eines geothermisch angetriebenen Kraftwerkes umfasst alle für den Betrieb erforderlichen elektrischen Verbraucher. Es handelt sich im Wesentlichen um die Tiefpumpe, die Speisepumpe sowie die für die Kühleinrichtungen erforderlichen Pumpen bzw. Ventilatoren. Falls die Leistung der Tiefpumpe nicht berücksichtigt wird, wird dies explizit ausgewiesen. Die Netzanschlussleistung ist die Generatorleistung abzüglich des Eigenbedarfs.

Der Systemwirkungsgrad ist ein geeignetes Mittel, um verschiedene Anlagenvarianten an einem Standort zu vergleichen und hängt stark von der Thermalwasservorlauftemperatur und der erreichbaren Temperaturspreizung ab. Diese ist bei Wasserkühlung größer und deshalb können höhere Systemwirkungsgrade erreicht werden (siehe [Abbildung 39](#) und [Abbildung 40](#)). Für einen thermodynamischen Vergleich von Kraftwerken, die Wärmequellen unterschiedlicher Temperatur nutzen, ist der energetische Systemwerkswirkungsgrad nur bedingt geeignet.



Systemwirkungsgrad η_s

$$\eta_s = \frac{P_{\text{net}}}{\dot{m}_b c_b \cdot (T_b - T_0)} = \eta_a \cdot \eta_{\text{th}} \cdot \eta_{i,\text{tur}} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{ei}}$$

P_{net}Netzanschlussleistung des Kraftwerks

$\dot{m}_b c_b \cdot (T_b - T_0)$..thermische Leistung des Thermalwassers

η_a ... Der Auskühlungswirkungsgrad

η_{th} ... thermischer Wirkungsgrad

$\eta_{i,\text{tur}}$...Turbinenwirkungsgrad (isentrop)

η_m ... mechanischer Wirkungsgrad

η_{gen} ...Generatorwirkungsgrad

η_{ei} ... Eigenbedarfswirkungsgrad

Abbildung 38: Wirkungsgrade geothermischer Kraftwerke mit Sekundärkreislauf

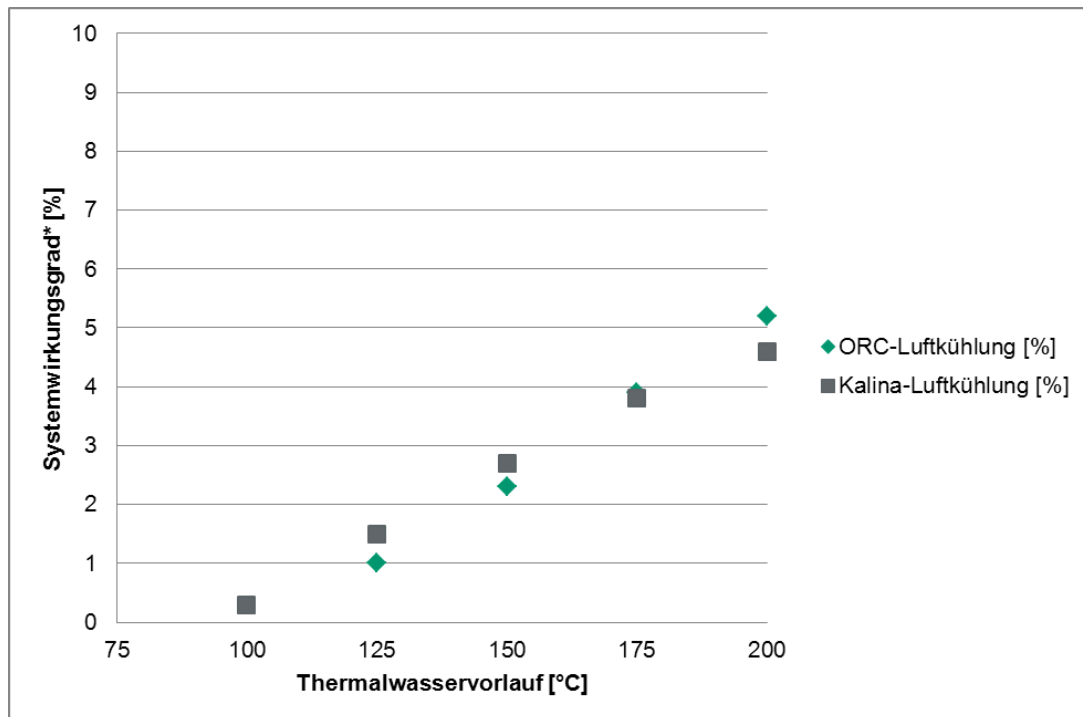


Abbildung 39: Systemwirkungsgrade ORC-Prozess und Kalina-Prozess bei Luftkühlung

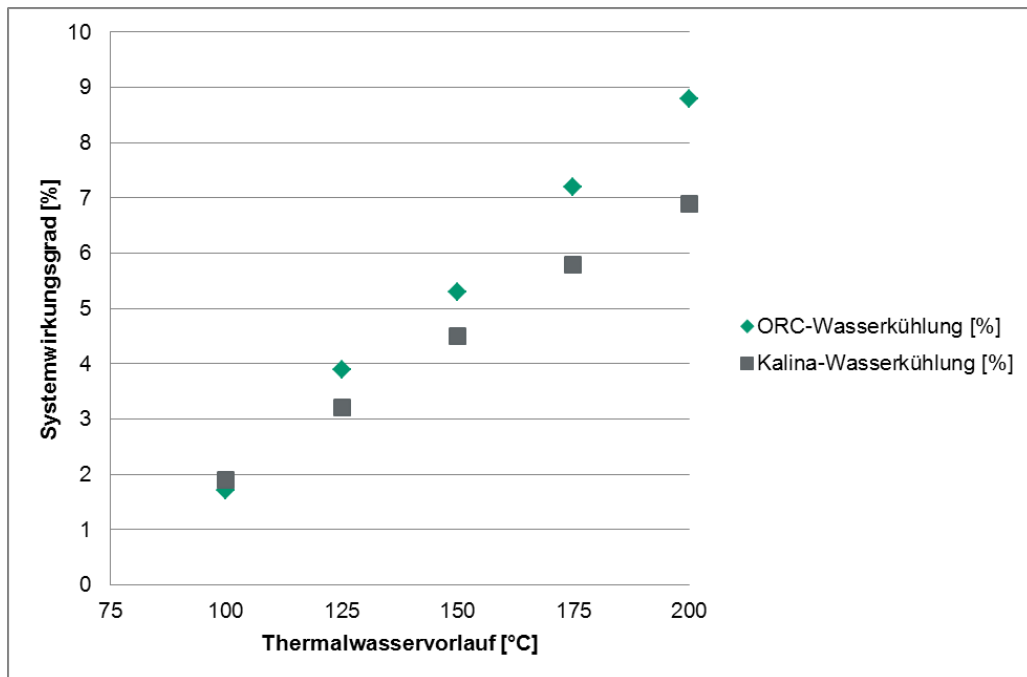


Abbildung 40: Systemwirkungsgrade ORC-Prozess und Kalina-Prozess bei Wasserkühlung

In Tabelle 14 sind drei Varianten mit unterschiedlichen Massenströmen und Temperaturen zur Stromerzeugung mit einem ORC-Prozess bei Rückkühlung mit Wasser und Luft gegenübergestellt. Die Gegenüberstellung zeigt, dass der Systemwirkungsgrad stark von der Temperatur des Thermalwassers und der Art der Rückkühlung abhängt. In Abbildung 41 ist die Abhängigkeit der Generatorleistung von der Schüttung (= Volumenstrom Thermalwasser) und der Rückkühlung (Wasser- bzw. Luftkühlung) für unterschiedliche Thermalwassertemperaturen zusammengestellt. Für Österreich ist die ORC-Anlage in Altheim eingetragen (siehe Kapitel 3.1.3.2.1).

Tabelle 14: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mit einem ORC-Prozess bei einer Rückkühlung mit Wasser und Luft

Wasserkühlung			
	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Massenstrom in kg/s	75	100	100
Temperatur in °C	100	125	150
Generatorleistung in kW	1.020	2.840	4.307
Spezifische Investitionskosten in €/kW	1.600	1.000	800
Systemwirkungsgrad	1,70%	3,90%	5,30%
Luftkühlung			
	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Massenstrom in kg/s	75	100	100
Temperatur in °C	100	125	150
Generatorleistung in kW	701	2.206	3.560
Spezifische Investitionskosten in €/kW	2.500	1.600	1.300
Systemwirkungsgrad	-0,40%	1,00%	2,30%

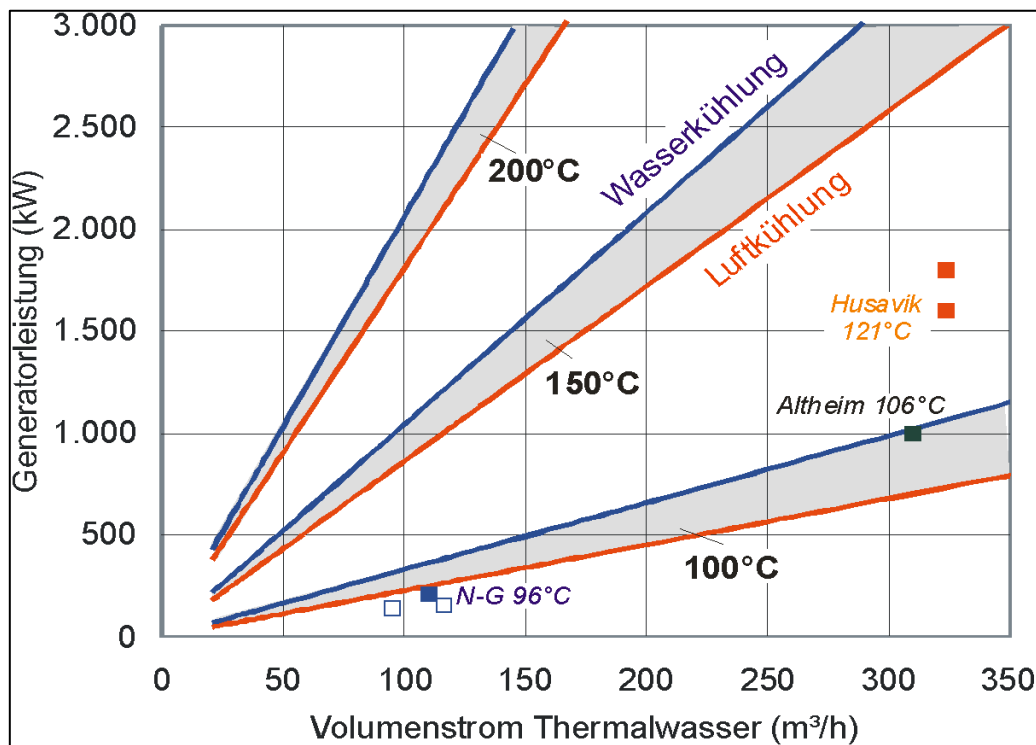


Abbildung 41: ORC-Anlage – Abhängigkeit der Generatorleistung von der Schüttung (= Volumenstrom Thermalwasser) und der Rückkühlung (Wasser- bzw. Luftkühlung) für unterschiedliche Thermalwassertemperaturen (Beispiel für Österreich: Altheim) [HUENGES, 2007]

Wirtschaftliche Abschätzung ORC-Anlage Österreich

Für eine wirtschaftliche Abschätzung des Einsatzes einer ORC-Anlage zur Stromerzeugung in Österreich wurden folgende Annahmen getroffen:

Generatorleistung: 1 MW_{el}

Spezifisch Investitionskosten: 1600 €/kW_{el} (siehe Tabelle 14: Wasserkühlung, Variante 1)

Jährliche Betriebsstunden: 5.000 Volllaststunden/a

Einspeisetarif Österreich: 74,3 €/MWh

Für diese Annahmen wurde eine Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Kapitalwertmethode durchgeführt. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in Abbildung 42 dargestellt. Die Amortisationszeit (= Kapitalwert ist Null) beträgt mit den getroffenen Annahmen etwa 24 Jahre.

Durch diese lange Amortisationszeit und den Erfahrungen mit der Stromerzeugung in ORC-Anlagen in Österreich (Braunau-Simbach (siehe Kapitel 3.1.3.2.3), Altheim, Bad Blumau) wird der kombinierte Einsatz von Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie in Österreich als derzeit nicht wirtschaftlich erachtet. Deshalb wurden die Potenziale aus tiefer Geothermie ausschließlich für Fernwärmeversorgungen erarbeitet (siehe Kapitel 6).

In Deutschland werden aufgrund besserer Rahmenbedingungen (höhere Temperaturen und Einspeisetarife) Anlagen zur Stromerzeugung aus Geothermie errichtet (siehe Abbildung 41, Thermalwassertemperatur 150°C).

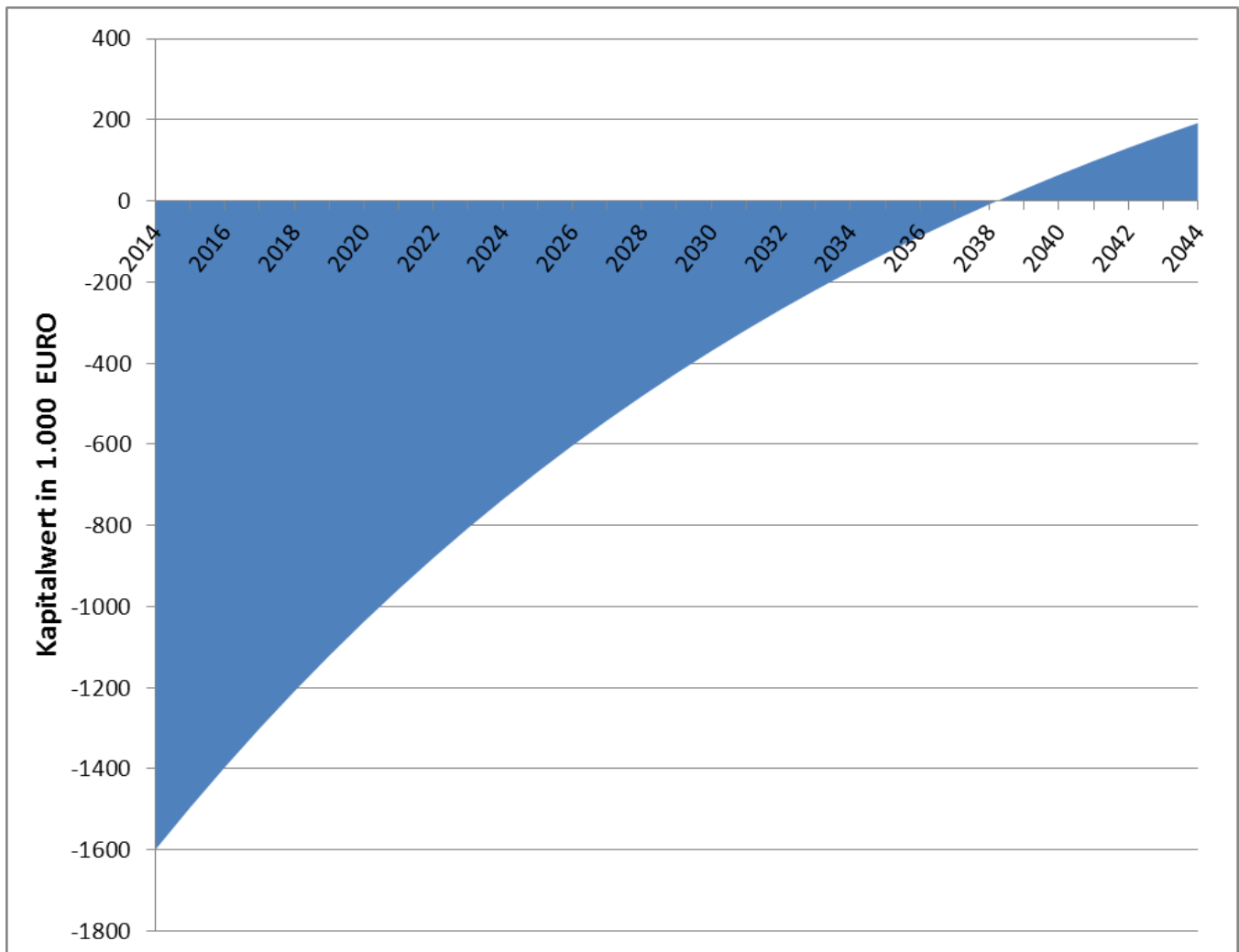


Abbildung 42: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine ORC-Anlage – Beispiel Österreich

4.2 Wärmebedarf 2020 und 2050

Der Wärmebedarf wird ausgehend von der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 (GWZ2001) mittels Kennzahlen für unterschiedliche Gebäudetypen und Altersklassen berechnet. Für 2020 und 2050 erfolgt auf Basis von Randbedingungen eine Hochrechnung. Hauptergebnis ist der Wärmebedarf pro Gemeinde und Jahr für alle Gemeinden Österreichs in 2020 und 2050. Die Ergebnisse wurden tabellarisch zusammengefasst (siehe [Anhang Heizwärmebedarf-Datenbank Österreich](#)) und für Österreich und die ausgewählten Bereiche als Karten dargestellt (siehe [Anhang Karten Heizwärmebedarf und Siedlungseinheiten](#)).

4.2.1 Methodik der Berechnung

In der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 (GWZ2001) [STATISTIK AUSTRIA, 2004] werden für sieben Bauperioden die Nutzflächen für Wohnbauten ausgewiesen für vier Bautypen (Wohngebäude mit 1 oder 2 Wohnungen, Wohngebäude mit 3 bis 10 Wohnungen, Wohngebäude mit 11 oder mehr Wohnungen und Wohngebäude von Gemeinschaften). Für sieben Bauperioden und die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH) und mehrgeschossiger Wohnbau (MWB) wurde der

spezifische Heizenergiebedarf für Bestand und sanierte Versionen errechnet [ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2011]. Die Nutzflächen und Werte für den spezifischen Heizwärmebedarf (siehe Tabelle 15) werden verknüpft. In Abbildung 43 wird die Methodik für die Berechnung des Heizwärmebedarfs für Wohnbauten für die Gemeinden Österreichs schematisch dargestellt. Die für 2020 und 2050 verwendeten Randbedingungen sind in Kapitel 4.2.2.2 zusammengestellt.

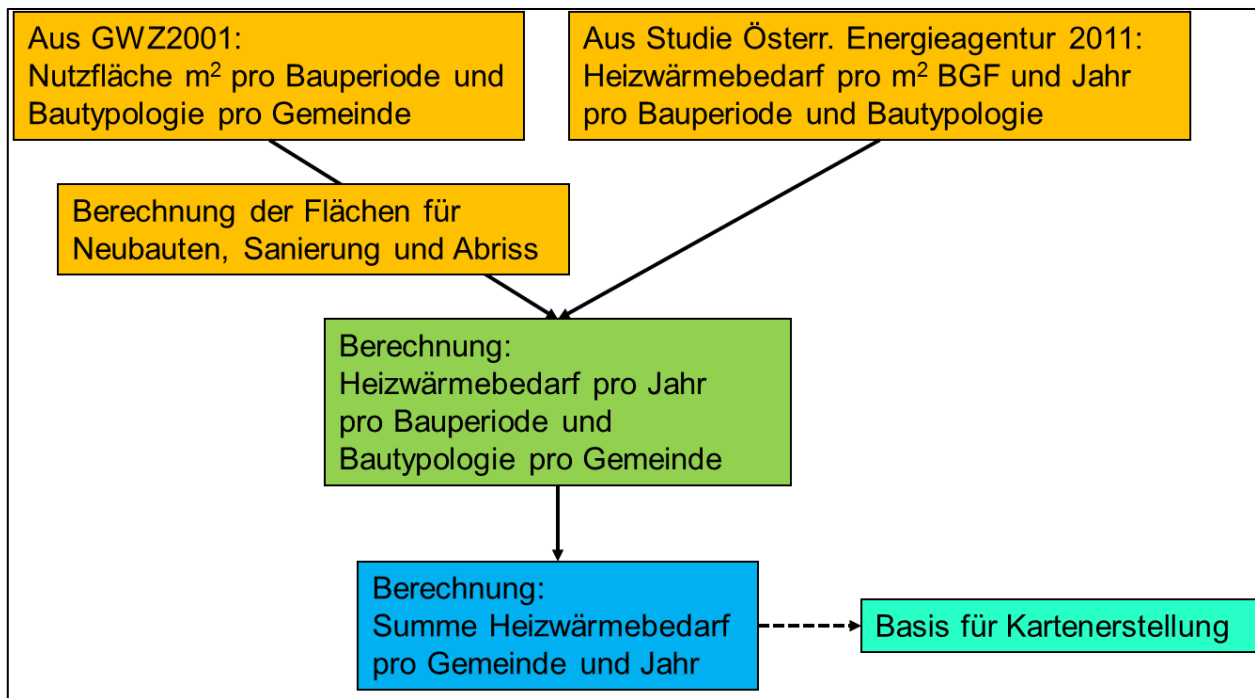


Abbildung 43: Schema für die Berechnung des Heizwärmebedarfs für Wohnbauten für die Gemeinden Österreichs

Tabelle 15: Spezifischer Heizwärmebedarf pro 1.000m² und Jahr für Wohnbauten

Heizenergiebedarf [MWh pro Jahr und 1.000m ²]					
Bauperiode	Gebäudetyp	Wohngeb mit 1 oder 2 Wohnungen	Wohngeb mit 3 bis 10 Wohnungen	Wohngeb mit 11 oder mehr Wohnungen	Wohngeb von Gemeinschaften
		EFH	MFH	MWB	MWB
vor 1919	Bestand	273	221	133	133
	Saniert	66	80	76	76
1919 bis 1944	Bestand	220	198	130	130
	Saniert	63	79	78	78
1945 bis 1960	Bestand	236	179	136	136
	Saniert	75	79	51	51
1961 bis 1980	Bestand	225	165	121	121
	Saniert	70	87	83	83
1981 bis 1990	Bestand	213	81	66	66
	Saniert	82	49	30	30
1991 bis 1999	Bestand	90	71	74	74
	Saniert	77	45	30	30
2000 bis 2010	Bestand	43	44	64	64
Neubauten		43	44	64	64

EFH ... Einfamilienhaus, MFH ... Mehrfamilienhaus, MWB ... mehrgeschossiger Wohnbau

4.2.2 Randbedingungen für 2020 und 2050

Um aus den vorhandenen Daten (GWZ2001) die Ausgangsdaten für 2020 und 2050 zu berechnen, wurden Randbedingungen zusammengestellt und festgelegt.

4.2.2.1 Rechtliche Randbedingungen

Allgemeines

Für die Niederbringung von Tiefbohrungen sind in Österreich wasserrechtliche und bergrechtliche Bewilligungen, für die Heizzentrale und die Verbindungsleitungen sind im Wesentlichen gewerberechtliche, bauliche und energierechtliche Genehmigungen erforderlich, wobei dieses Verfahren in einem durchgeführt werden kann.

Wasserrecht

Die gesetzliche Grundlage für das wasserrechtliche Bewilligungsverfahren bildet das Wasserrechtsgesetz 1959 – WRG 1959 (letzte Änderung: BGBl. I Nr. 98/2013).

Im Allgemeinen wird bei der wasserrechtlichen Bewilligung von Tiefbohrungen zwischen der Bewilligung der Niederbringungen der Bohrung(en) und der anschließenden wasserwirtschaftlichen Versuchen und der Bewilligung des Betriebs der fertiggestellten Bohrlöcher und der angeschlossenen Nutzungseinrichtungen unterschieden. Dadurch ergibt sich ein zweistufiges Verfahren.

Wesentlich für das wasserrechtliche Bewilligungsverfahren ist die Darlegung des Erschließungszieles, des in Anspruch genommenen Grundwasserleiters (Grundwasserkörper). Aus dem eingereichten Projekt muss hervorgehen, welche öffentlichen und privaten Rechte durch das Vorhaben berührt sind (Beeinflussung bzw. Beeinträchtigung von Rechten). § 103 des Wasserrechtsgesetzes beschreibt den notwendigen Umfang eines wasserrechtlichen Bewilligungsantrages.

Die Einreichung des Antrages in 4-facher Ausfertigung erfolgt bei der zuständigen Wasserrechtsbehörde (§§ 98 – 101). Bei einer Konsensmenge von über 5 l/s ist der Landeshauptmann zuständig, darunter die Bezirksverwaltungsbehörde (Bezirkshauptmannschaften und Magistrate der Städte mit eigenem Statut). Nach einer Vorprüfung des Antrages schreibt die Behörde eine mündliche Bewilligungsverhandlung aus. Geladen werden neben dem Konsenswerber die durch das Projekt betroffenen Parteien und Beteiligten. Eine Partei ist definitionsgemäß jemand, der etwas zu dulden oder zu unterlassen hat.

Aufgrund des Ergebnisses der Bewilligungsverhandlung wird von der Behörde ein Bescheid erlassen. Dieser umfasst den Bewilligungsgegenstand, Art und Umfang der erteilten Bewilligung, Auflagen und Bedingungen für die Ausführung des Projektes und die Baufristen.

Nach Fertigstellung des Projektes ist mit einem Abschlussbericht unter Anschluss der geforderten Nachweise um die Kollaudierung des Vorhabens bei der Wasserrechtsbehörde anzusuchen. Aufgrund des Antrages prüft die Behörde die Übereinstimmung der ausgeführten Arbeiten mit der Bewilligung. Im Anschluss kann um die wasserrechtliche Bewilligung der Dauernutzung angesucht werden. Hierzu ist es notwendig, den Nachweis über die sparsame Verwendung des Wassers und über den Stand der Technik der Nutzungsanlagen zu erbringen.

Im Allgemeinen wird zurzeit für wasserrechtliche Nutzungsbewilligungen ein maximaler Zeitraum von 30 Jahren eingeräumt. In wasserrechtlich sensiblen Gebieten kann die Dauer der Nutzungsbewilligung jedoch bedeutend kürzer vorgeschrieben werden. Bei einzelnen Projekten wurde in jüngster Zeit nur ein Probetrieb mit einer Dauer von max. 3 Jahren bewilligt.

§ 103. Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Bewilligung

§ 103. (1) " Ein Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Bewilligung ist mit folgenden Unterlagen - falls sich aus der Natur des Projektes nicht verschiedene Unterlagen als entbehrlich erweisen - zu versehen:

- a) Angaben über Art, Zweck, Umfang und Dauer des Vorhabens und das betroffene Gewässer;
- b) **grundbuchsmäßige Bezeichnung** der durch Anlagen beanspruchten Liegenschaften unter Anführung des Eigentümers sowie Bekanntgabe der Wasser-, Fischerei- und Einforstungsberechtigten; **Angaben darüber, ob bzw. in welcher Weise den Betroffenen Gelegenheit zur Kenntnisnahme von Vorhaben gegeben wurde, sowie über bereits vorliegende Vereinbarungen, sowie über Anträge an öffentliche Förderungsstellen nach dem Umweltförderungsgesetz oder Wasserbautenförderungsgesetz;**
- c) die Darstellung der vom Vorhaben zu erwartenden Vorteile oder der im Falle der Unterlassung zu besorgenden Nachteile;
- d) Angaben über Gegenstand und Umfang der vorgesehenen Inanspruchnahme fremder Rechte und der angestrebten Zwangsrechte (§ 60) unter Namhaftmachung der Betroffenen,
- e) die erforderlichen, von einem **Fachkundigen** entworfenen Pläne, Zeichnungen und erläuternden Bemerkungen unter Namhaftmachung des Verfassers,
- f) bei Wasserbenutzungsanlagen **Angaben über die beanspruchte Wassermenge je Sekunde, Tag und Jahr**, über die erwarteten Auswirkungen auf Gewässer sowie über die zum Schutz der Gewässer vorgesehenen Maßnahmen;
- g) bei Wasserversorgungsanlagen Gutachten über die Eignung des Wassers für den angestrebten Zweck, über allenfalls erforderliche Aufbereitungsmaßnahmen sowie über allfällige Schutzmassnahmen (§ 34) sowie Angaben über die Art der Beseitigung der anfallenden Abwässer;
- h) bei Einbringungen in Gewässer Angaben über Menge, Art und Beschaffenheit der Abwässer, insbesondere über Fracht und Konzentration schädlicher Abwasserinhaltsstoffe, und über die zum Schutz der Gewässer vorgesehenen Maßnahmen;
- k) bei genossenschaftlichen Vorhaben; l) bei Anlagen.... Gefahr von ...;
- m) Angaben darüber, welche Behörden sonst mit dem Vorhaben befasst sind;
- n) gegebenenfalls vorgesehene Überwachungs- und Betriebsprogramme;
- o) Beschreibung möglicher bundesgrenzenüberschreitender Auswirkungen.

Frühestens zwei Jahre nach Erteilung der Bewilligung bzw. spätestens sechs Monate vor Ablauf der Bewilligung kann um die Verlängerung des Wasserrechtes angesucht werden.

Erlischt die Bewilligung, z.B. durch Nichtausübung des Rechtes oder Enden der Bewilligung ohne Stellen eines Verlängerungsantrages, so werden durch die Behörde letztmalige Vorkehrungen zur Beseitigung der Anlagen vorgeschrieben. Diese umfassen bei Tiefbohrungen eine Verfüllung nach dem Stand der Technik gemäß den bergrechtlichen Vorgaben, die aus dem Kohlenwasserstoffbergbau abgeleitet sind.

Bergrecht

Die Bewilligung einer Tiefbohrung erfolgt nach dem Bundesgesetz über mineralische Rohstoffe (Mineralrohstoffgesetz - MinroG), BGBl. I Nr. 38/1999 (i.d.a.F.). In dieses wurde die Suche und Gewinnung von geothermischer Energie (gemeint ist mit Erschließungstemperaturen von über 20 °C) aus Bohrlöchern mit einer Tiefe von mehr als 300 m aufgenommen.

Zuständig für die Bewilligung ist die Montanbehörde als die Stelle des nunmehrigen Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft. Die Bergbehörde hat die bergbau-technischen Aspekte der Erschließung und Förderung von geothermischer Energie zu behandeln.

Auch das bergrechtliche Verfahren ist ein zweistufiges Verfahren. Die Niederbringung der Bohrungen wird mit einem Bescheid zur Herstellung der Bohrungen genehmigt, die Nutzung der Bohrungen mit der sogenannten "Bewilligung zur Nutzung der Sonde (Sondenbewilligung)".

Um die Bewilligung ist unter Vorlage eines Technischen Berichtes und eines Betriebsplanes anzusuchen. Das Projekt wird in einer öffentlichen Verhandlung behandelt. Zu dieser sind neben dem Konsenswerber die Grundnachbarn geladen. Weiters können an der Verhandlung diejenigen Personen teilnehmen, die sich durch das Projekt berührt fühlen (z.B. durch Emissionen). Die Öffentlichkeit erlangt von der Bewilligungsverhandlung durch Anzeige in regional verbreiteten Publikationsorganen (z.B.

Tageszeitungen) Kenntnis. Die bei der Verhandlung zugezogenen Sachverständigen (im bergrechtlichen Verfahren oftmals auch Nichtamtliche Sachverständige) haben zu beurteilen, ob nach dem besten Stand der Technik vermeidbare Emissionen unterbleiben, eine Gefährdung des Lebens oder der Gesundheit oder eine unzumutbare Belästigung von Personen gegeben ist und ob weder eine Gefährdung von dem Genehmigungswerber nicht zur Benützung überlassenen Sachen noch eine über das zumutbare Maß hinausgehende Beeinträchtigung der Umwelt und von Gewässern zu erwarten ist. Weiters ist zu beurteilen, ob bei der Herstellung des Bohrplatzes und beim Betrieb der Bohranlage keine Abfälle entstehen, die nach dem besten Stand der Technik vermeidbar oder nicht verwertbar sind.

Gewerberecht

Alle obertägigen Anlagen sind nach dem Gewerberecht einzureichen und müssen genehmigt werden. Für dieses Verfahren ist normalerweise die Bezirksbehörde zuständig. Gleichzeitig wird auch damit das Baurecht, Wasserrecht, Umweltrecht (insbesondere Schall- und Emissionsrecht), Arbeitsrecht usw. mitbehandelt. Nach der Inbetriebnahme erfolgt üblicherweise die Fertigstellung mit oder ohne einer Besichtigung vor Ort.

Vergaberecht

Die Errichtung von geothermischen Tiefbohrungen sowie auch die Errichtung der Heizzentrale (oder Wärmeübergabestation) ist eine Bauleistung und dementsprechend als Bauauftrag auszuschreiben. Als Verfahrensnorm für das öffentliche Ausschreibungsverfahren ist in Österreich die ÖNORM A 2050 "Vergabe von Aufträgen über Leistungen - Ausschreibung, Angebot, Zuschlag – Verfahrensnorm" heranzuziehen.

Das Bundesvergabegesetz 2006 (BVergG) regelt das Vergabeverfahren für öffentliche Auftraggeber (Teil 2) und Sektorenauftraggeber (Teil 3, Sektorentätigkeit umfasst unter anderem den Bereich "Gas, Wärme und Elektrizität" und "Wasser") in Österreich im Ober- und Unterschwellenbereich. Generell regelt das BVergG – maßgeblich sind die Grundprinzipien von Transparenz und Nicht-Diskriminierung - das Vergabeverfahren im Ober- und Unterschwellenbereich gleich, wobei in Letzterem das Verfahren erleichtert ist.

Auftragsvergaben oberhalb der Schwellenwerte (OSB = Oberschwellenbereich) sind EU-weit bekannt zu machen. Der Schwellenwert für Bauaufträge liegt seit 01.01.2014 gemäß Verordnung (EG) Nr. 1336/2013 vom 13.12.2013 bei 5.186.000 EUR (im klassischen und im Sektorenbereich). Demnach müssen öffentliche Auftraggeber und Sektorenauftraggeber vor Durchführung der Ausschreibung den geschätzten Auftragswert der Tiefbohrungen berechnen um zu entscheiden ob im Ober- oder Unterschwellenbereich auszuschreiben ist. (Bei getrennter Vergabe von Bauleistungen und maschinentechnischen Anlagen gelten die jeweils zutreffenden Schwellenwerte.)

Aktuell lassen sich Tiefbohrungen mit einem Preis von 1.500 – 2.000 EUR/m schätzen.

Art der Vergabeverfahren für Bauaufträge im Ober- (OSB) und im Unterschwellenbereich (USB):

- Offenes Verfahren
- Nicht Offenes Verfahren mit vorheriger Bekanntmachung
- Nicht Offenes Verfahren ohne vorherige Bekanntmachung (nur im USB)
- Verhandlungsverfahren

Aufgrund der sehr speziellen Anforderungen bei der Errichtung von Tiefbohrungen werden diese in der Regel im Nicht Offenen Verfahren je nach geschätztem Auftragswert mit oder ohne Bekanntmachung ausgeschrieben. Verhandlungsverfahren sind nur in wenigen Ausnahmefällen möglich.

Ausschreibungsunterlagen für Tiefbohrungen setzen sich aus folgenden Teilen zusammen:

- Anschreiben / Angebot (mit Auflistung der dem Angebot beizulegenden erläuternden technischen Unterlagen z.B. über die Bohranlage usw.)
- Projektbeschreibung (allgemeine Beschreibung der durchzuführenden Arbeiten, Errichtung des Bohrplatzes, Bohrarbeiten, Verrohrungen, Zementation, Geophysik, Stimulationen und Tests)
- Rechtliche Vertragsbedingungen (Reihung der Vertragsbedingungen, Preisbildung, Abrechnung, Gewährleistung usw.)
- Besondere Ausführungsbedingungen
- Leistungsverzeichnis (detaillierte Beschreibung der durchzuführenden Arbeiten in Leistungspositionen mit Angaben für die Auspreisung).

4.2.2.2 Randbedingungen für den Wärmebedarf

Dazu wurden die Ausgangsdaten aus GWZ2001 und die Werte für den spezifischen Heizwärmebedarf für Wohnbauten unterschiedlich nach Bauperiode, Bautyp und Bauzustand (Bestand/saniert) verwendet. Folgende in Tabelle 16 zusammengestellten Randbedingungen wurden dafür festgelegt. Dafür wurden statistische und sonstige Quellen ausgewertet [TU WIEN/EEG, 2010].

Tabelle 16: Annahmen für die Berechnung des Heizwärmebedarfs 2020 und 2050

		2020		2050
Faktor BGF/NWF		1,25		1,25
Faktor Neubau ¹⁾		20%		40%
Faktor Sanierung ²⁾		40%		80%
Faktor Bestand ³⁾		98%		33%
1) bezogen auf Gesamtfläche				
2) bezogen auf Fläche pro Bauperiode				
3) bezogen auf Bestand (unsaniert), berücksichtigt Abriss Altbauten				

Die gemäß diesen Randbedingungen errechneten Werte für die Bruttogeschoßflächen bildeten die Basis für die Berechnung des jährlichen Heizwärmebedarfs der Gemeinden (siehe Abbildung 43).

4.2.2.3 Berücksichtigung von Siedlungsstrukturen und Änderung der Bevölkerungszahl

Siedlungseinheiten werden in Abhängigkeit von den Einwohnern ab 500 in zehn Klassen (mit folgenden Schwellenwerten: 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000, 100.000, 200.000, 300.000 Einwohner) ausgewiesen und ermöglichen die Einschätzung von dichter besiedelten Gebieten über Gemeindegrenzen hinweg [STATISTISCHE NACHRICHTEN, 2010]. In Abbildung 44 sind beispielhaft für einen Ausschnitt von Oberösterreich (Molasseuntergrund) die Siedlungseinheiten und die Einteilung dargestellt (siehe auch Anhang Karten Heizwärmebedarf und Siedlungseinheiten).

Während die Bevölkerungszahl des gesamten Bundesgebietes mittel- und langfristig wächst, sind regional unterschiedliche Entwicklungen zu erwarten (siehe Abbildung 45). Überdurchschnittlich starke Bevölkerungszunahmen sind in Wien und Niederösterreich zu erwarten. Das südlichste Bundesland Kärnten wird hingegen mittelfristig stagnieren und langfristig mit leichten Bevölkerungsverlusten zu

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

rechnen haben. Die künftigen Bevölkerungsentwicklungen des Burgenlandes sowie von Vorarlberg und Tirol entsprechen in etwa dem Bundestrend. Das Bevölkerungswachstum Salzburgs und Oberösterreichs sowie der Steiermark fällt hingegen unterdurchschnittlich stark aus. Die stärksten Zunahmen werden auch in den kommenden Jahrzehnten in den Regionen rund um die großen Städte zu verzeichnen sein, insbesondere betrifft dies den Großraum rund um die Bundeshauptstadt Wien. Die Städte selbst werden auch an Bevölkerung gewinnen, in der Regel allerdings nicht so stark wie ihr Umland [ÖROK, 2010].

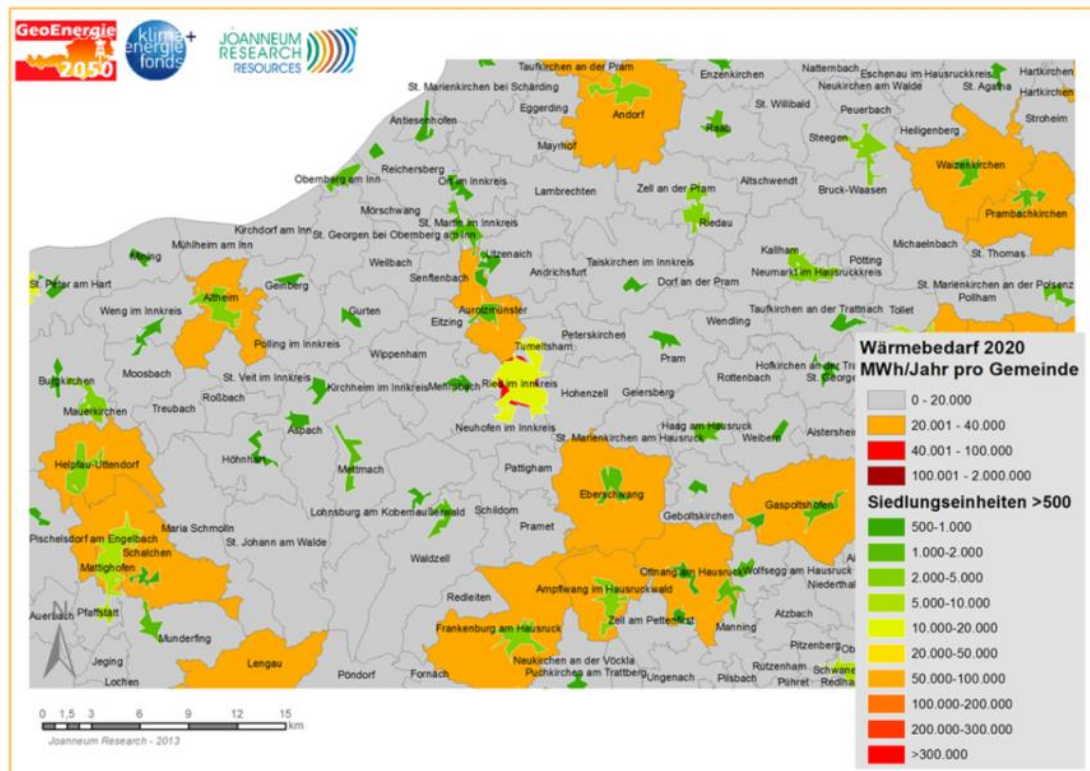


Abbildung 44: Beispiel für Siedlungseinheiten Molasseuntergrund Oberösterreich

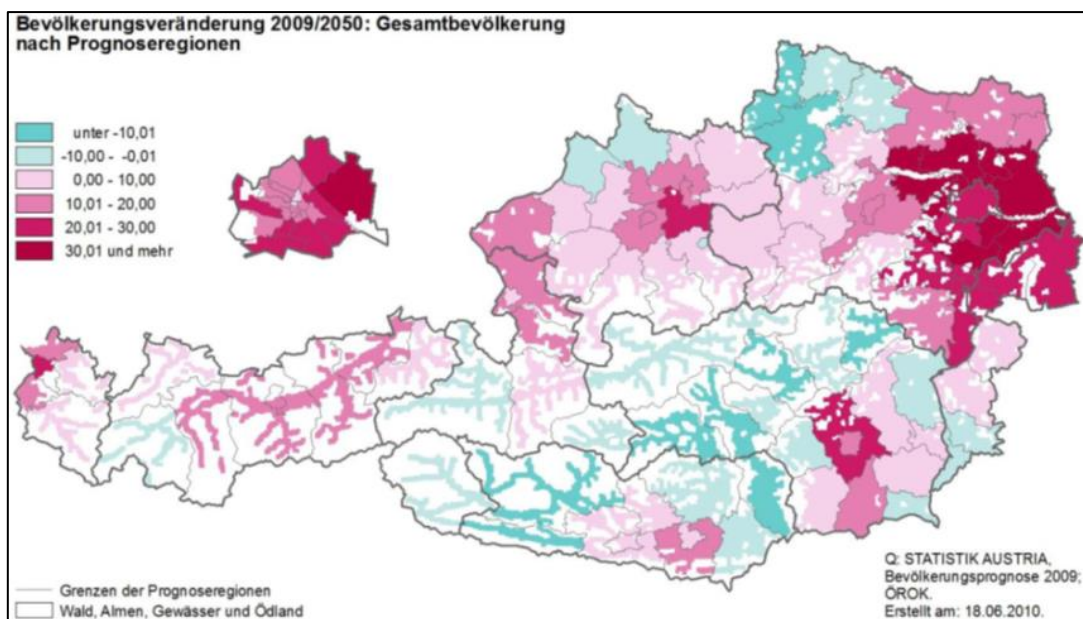


Abbildung 45: Bevölkerungsveränderung 2009 bis 2050 nach Prognoseregionen in %

Für die Ermittlung der Potenziale wurden diese Informationen in folgender Weise verwendet:

- Es werden größere Gemeinden und Städte betrachtet, für die ein entsprechend hoher Mindestwärmebedarf errechnet wurde. Zusätzlich wurden mittels der Siedlungseinheiten Gemeindeübergreifend mögliche Fernwärmeversorgungsgebiete festgelegt.
- In den betrachteten Beckenbereichen (Molassezone, Wiener Becken, Steirisches Becken, Molassezone Vorarlberg) wird es zu einer Bevölkerungszunahme kommen. Eine Fernwärmeversorgung wird damit auch zukünftig eine Möglichkeit darstellen. Gebiete mit Fernwärmeversorgungen, die für 2020 ausgewählt wurden, bleiben auch in 2050 bestehen.

4.2.3 Wärmebedarf 2020 und 2050

Unter Berücksichtigung der dargestellten Randbedingungen wurde der jährliche Heizenergiebedarf für die Gemeinden in Österreich für 2020 und 2050 errechnet (siehe [Anhang Heizwärmebedarf-Datenbank Österreich](#)). Die Einteilung nach dem Heizwärmebedarf erfolgte nach [Tabelle 17](#). Dem Wärmebedarf wurde eine Abschätzung der Wärmeleistung aus der Geothermie zugeordnet. Die Ergebnisse für Österreich sind in den nachfolgenden [Abbildung 46](#) und [Abbildung 47](#) dargestellt.

Tabelle 17: Einteilungsschema für die Karten Heizwärmebedarf

Wärmebedarf in MWh/a	Leistung Fernwärme
< 20.000	unter 10 MW
20.001 - 30.000	etwa ab 10 MW bis etwa 20 MW
30.001 - 50.000	ab etwa 20 MW bis etwa 30 MW
> 50.001	größer als 30 MW

Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass der Heizwärmebedarf (größer 20.000 MWh/a) für weniger Gemeinden dargestellt ist und sich in einigen dargestellten Gemeinden verringert. Dies ist bedingt durch die angenommenen Randbedingungen (siehe [Tabelle 16](#)) für Sanierungsrate und Neubauten. Für sanierte Bauten und Neubauten gilt ein signifikant reduzierter spezifischer Wärmebedarf (siehe [Tabelle 15](#)).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

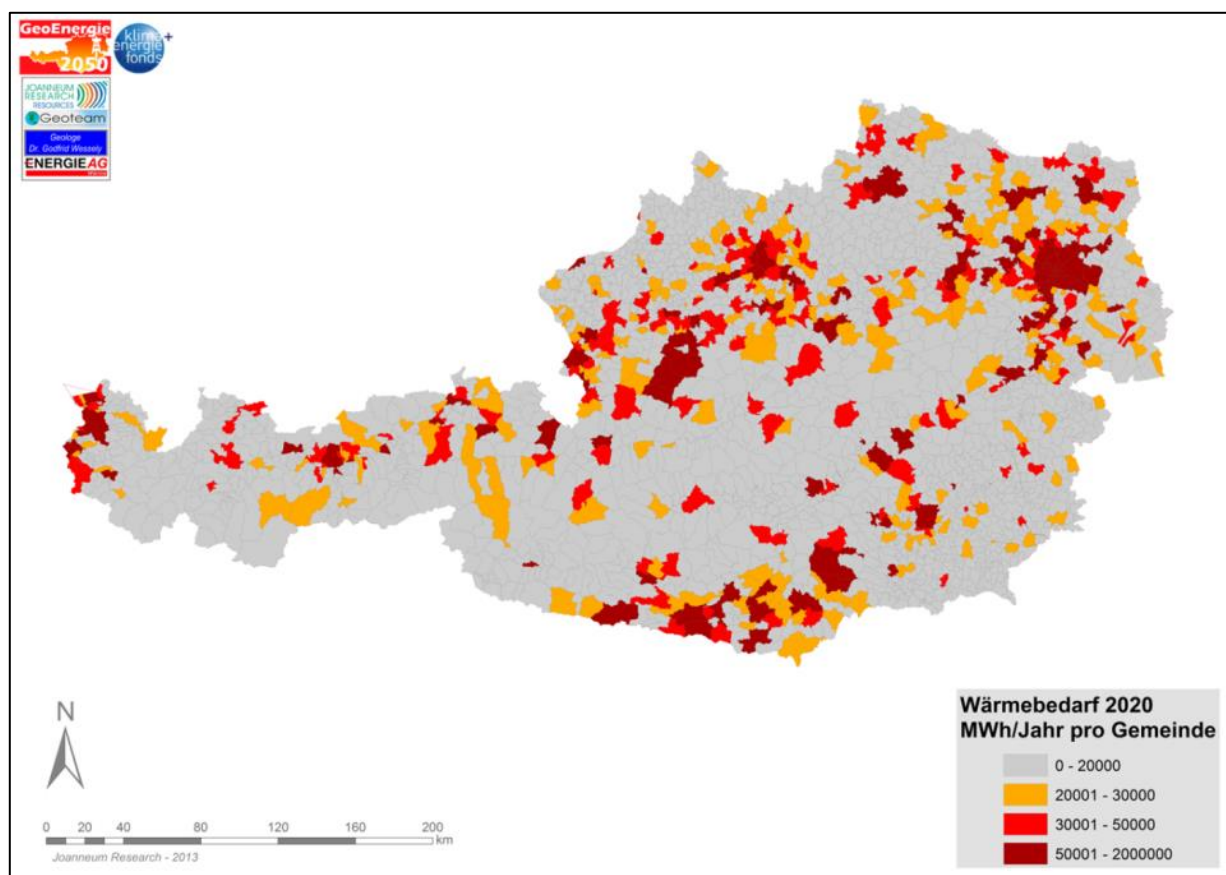


Abbildung 46: Errechneter Heizwärmebedarf 2020 für die Gemeinden in Österreich

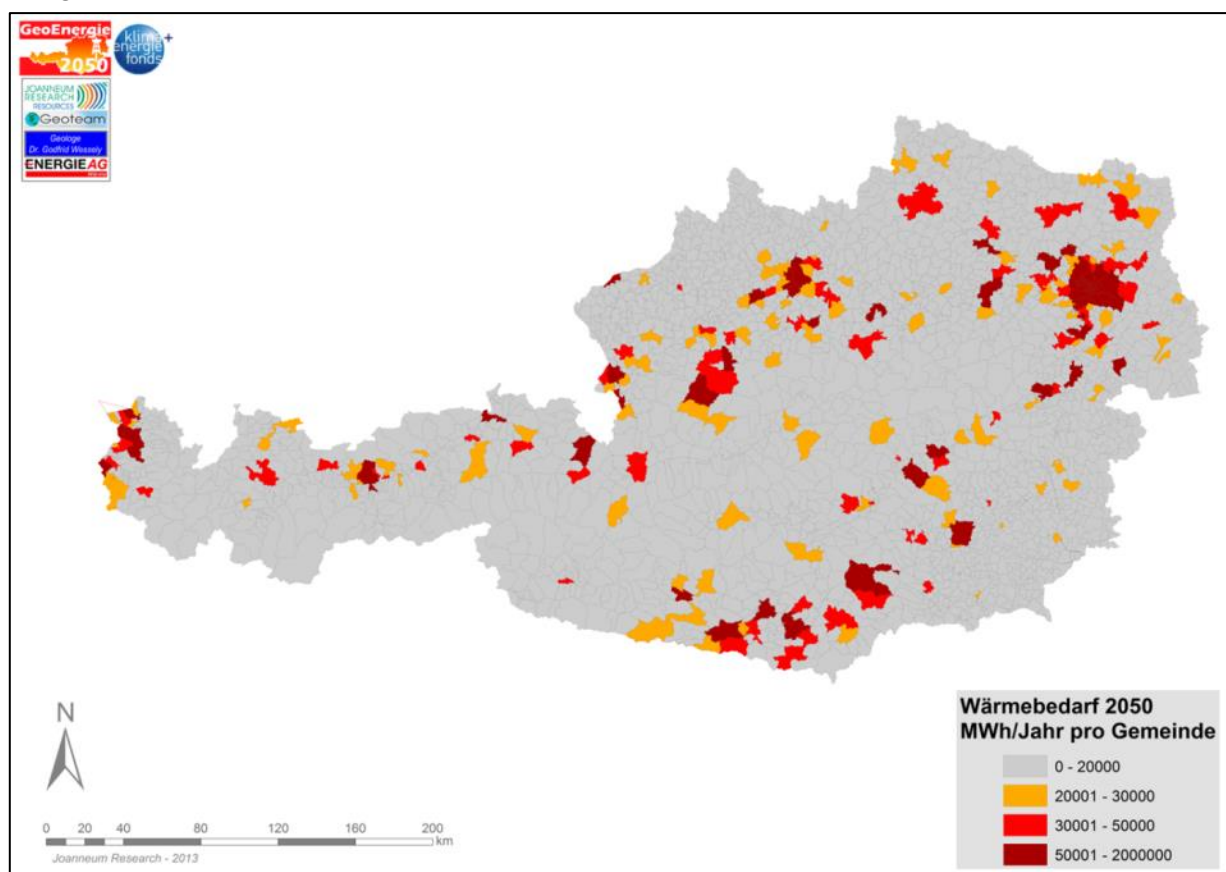


Abbildung 47: Errechneter Heizwärmebedarf 2050 für die Gemeinden in Österreich

5 Festlegung der Rahmenbedingungen für die Potenziale

Es werden nachfolgend die technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erschließung und Nutzung des hydrothermalen Potenzials analysiert und festgelegt sowie die nachfrageseitigen Rahmenbedingungen (Wärmebedarf, Annahmen für Verluste und Wärmenachfrage) erläutert.

5.1 Geothermische Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erschließung und Nutzung des hydrothermalen Potenzials analysiert und festgelegt.

Grundsätzlich ist zwischen folgenden projektphasenabhängigen Rahmenbedingungen zu unterscheiden:

- Erschließung- bzw. Bohrphase
- Betriebsphase

Da die damit zusammenhängenden Rahmenbedingungen in Wechselwirkung sind werden diese gemeinsam beschrieben. Tabelle 18 fasst wichtige Förderparameter zusammen.

Tabelle 18: Kriterien für die Nutzung hydrothormaler Energie für die Bereitstellung von Fernwärme

Mindestkriterien - Hydrothermales Potenzial	Wert	Einheit		Bemerkungen
Schüttung bzw. Entnahmerate	70	l/s		
Temperatur am Sondenkopf	70	°C		
Absenkung des Wasserspiegels in der Sonde	500	m		~550 kW Pumpenleistung
Reinjektion	500	m	ca. 50 bar	~550 kW Pumpenleistung
Spezifische Ergiebigkeit	0,14	l/s / m		

Schüttung bzw. Entnahmerate:

Die Schüttung einer frei überlaufenden Thermalwassersonde bzw. die mögliche Entnahmerate einer Thermalwassersonde mit Pumpbetrieb bestimmen in Kombination mit der Wassertemperatur die mögliche nutzbare Energieentnahmemenge.

Bei Thermalbohrungen mit Pumpbetrieb ist dabei die Lage des Ruhewasserspiegels und des abgesenkten Wasserspiegels zu berücksichtigen (siehe Absenkung des Wasserspiegels in der Sonde). Zu geringe Produktionsmengen führen zu Wirtschaftlichkeitsproblemen von Geothermieranlagen.

Temperatur am Sondenkopf:

Die erzielbare Wassertemperatur am Sondenkopf bestimmt gemeinsam mit der Entnahmemenge den Energieinhalt des geförderten Thermalwassers und ist eine wesentliche Kenngröße für die Einbindung von Geothermie in Fernwärmenetze. Im Projekt GeoEnergie2050 wurde von einer erforderlichen Mindesttemperatur von 70 °C ausgegangen.

Absenkung des Wasserspiegels in der Sonde:

Die Lage des Wasserspiegels in einer Thermalwassersonde im Verhältnis zum Sondenkopf bestimmt maßgeblich die Förderhöhe des Thermalwassers in der Bohrung. Die Förderhöhe muss von der Thermalwasserpumpe aufgebracht werden. Die elektrisch betriebenen Thermalwasserpumpen brauchen

dabei der Förderhöhe und der Fördermenge entsprechende elektrische Energiemengen, die sich in der energetisch-wirtschaftlichen Gesamtbilanz einer Anlage manifestieren. In GeoEnergie2050 wurde die Lage des Wasserspiegels im Pumpbetrieb mit maximal 500m unter Gelände definiert.

Reinjektion:

Die erforderlichen Reinjektionsdrücke an der unbedingt erforderlichen Reinjektionsbohrung gehen aufgrund der erforderlichen Reinjektionspumpenenergie ebenfalls in die energetisch-wirtschaftliche Gesamtbilanz einer Geothermieranlage ein.

Spezifische Ergiebigkeit:

Die spezifische Ergiebigkeit beschreibt die Zunahme der Tiefe des Wasserspiegels in Abhängigkeit von der Entnahmerate. Zu geringe spezifische Ergiebigkeit bewirkt zu große Absenkungen bei geringen Förderraten und damit hohe Energiekosten.

Maximale Bohrtiefe:

Innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 wurde eine maximale Bohrtiefe von 6.000 m als technisch-wirtschaftliche Grenze festgelegt. Noch tiefere Bohrungen werden überproportional teurer und sind auch hinsichtlich der technischen Machbarkeit als sehr risikobehaftet einzustufen.

Minimale Bohrtiefe:

Die minimal erforderlichen Bohrtiefen ergeben sich aus den Temperaturerfordernissen für eine zielführende Wärmenutzung. Innerhalb des Projektes GeoEnergie2050 wurde die erforderliche Minimaltemperatur mit 70°C festgelegt. In Bohrtiefen die geringer als 2.000 m sind, lässt sich diese Temperatur in Österreich nicht oder nur lokal erreichen. Ausnahmen können vereinzelte Aufstiegszonen heißer Wässer und geothermisch begünstigte Bereiche (z.B. Innviertel, Steirisches Becken) darstellen.

Hydrochemische Kriterien:

Die hydrochemische Zusammensetzung der Wässer und deren Gasgehalt bestimmen die Betriebsphase maßgeblich.

Folgende technisch-wirtschaftliche Aspekte korrespondieren mit der hydrochemischen Zusammensetzung der Wässer:

- Ausfällung von Kalk oder anderen chemischen Verbindungen in der Förderbohrung durch Druck- und Temperaturveränderungen des Wassers beim Aufstieg. Damit kann extrem hoher Wartungs- und Instandhaltungsaufwand verbunden sein.
- Korrosive Wässer, die metallische Leitungen und Verrohrungen langfristig schädigen und zerstören können
- Hydrochemisch instabile Wässer können durch Ausfällungen in der Reinjektionssonde zu sehr hohem erforderlichen Reinjektionsdruck führen.

Geänderte Rahmenbedingungen hinsichtlich Energieanforderung und Auswirkungen auf geothermisches Potenzial

Ein wichtiger Aspekt in Zusammenhang mit den geothermischen Rahmenbedingungen, die die Nutzung geothermischer Energie betreffen, ist die zeitliche Entwicklung (2020-2050) des Energiebedarfes bzw. des geforderten Temperaturniveaus des geförderten Wassers.

Aufgrund fortschreitender Sanierungsmaßnahmen und Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudebau, ist eine Reduktion der geforderten Temperaturen bzw. der geforderten Wärmemenge in den Fernwärmenetzen denkbar. Dies könnte auch eine Reduktion der wirtschaftlich nutzbaren Temperaturen des Untergrundes und dementsprechend zu einer Ausweitung möglicher Nutzungsgebiete nach sich ziehen. Im Detail konnte dies für die Berechnungen der Potenziale 2050 nicht berücksichtigt werden.

5.2 Nachfrageseitige Rahmenbedingungen

Aufbauend auf den bisherigen Ergebnissen für den Heizwärmebedarf (siehe Kapitel 4.2.3) wurde für die Wärmenachfrage folgende Vorgehensweise gewählt. Zur Berücksichtigung von Wärmeverlusten (Übergabe-, Netz- und Umwandlungsverluste), zusätzlicher Wärmeabnahme durch Industrie/Gewerbe/Dienstleistungen und kommunale Bauten (z.B. Amts-, Veranstaltungsgebäude) sowie für den Fernwärmeanteil (= Anteil der Wärmenachfrage der gesamten Gemeinde, die an eine Fernwärmeversorgung angeschlossen werden könnten) wurden Faktoren festgelegt (siehe Tabelle 19). Die Methodik ist in Abbildung 48 dargestellt.

Tabelle 19: Faktoren zur Berechnung der Wärmenachfrage in 2020 und 2050

Annahmen 2020		Annahmen 2050	
Faktor Jahreswärmeverbrauch HH		Faktor Jahresverbrauch HH RW+WW	
10%		25%	
Faktor Industrie, Kommunal zu HH		Faktor Industrie, Kommunal zu HH	
30%		30%	
Netzverluste		Netzverluste	
20%		20%	
Umwandlungsverluste		Umwandlungsverluste	
5%		5%	
Fernwärmeanteil		Fernwärmeanteil	
30%		40%	
Volllaststunden pro Jahr Geothermie		Volllaststunden pro Jahr Geothermie	
2.500		2.500	

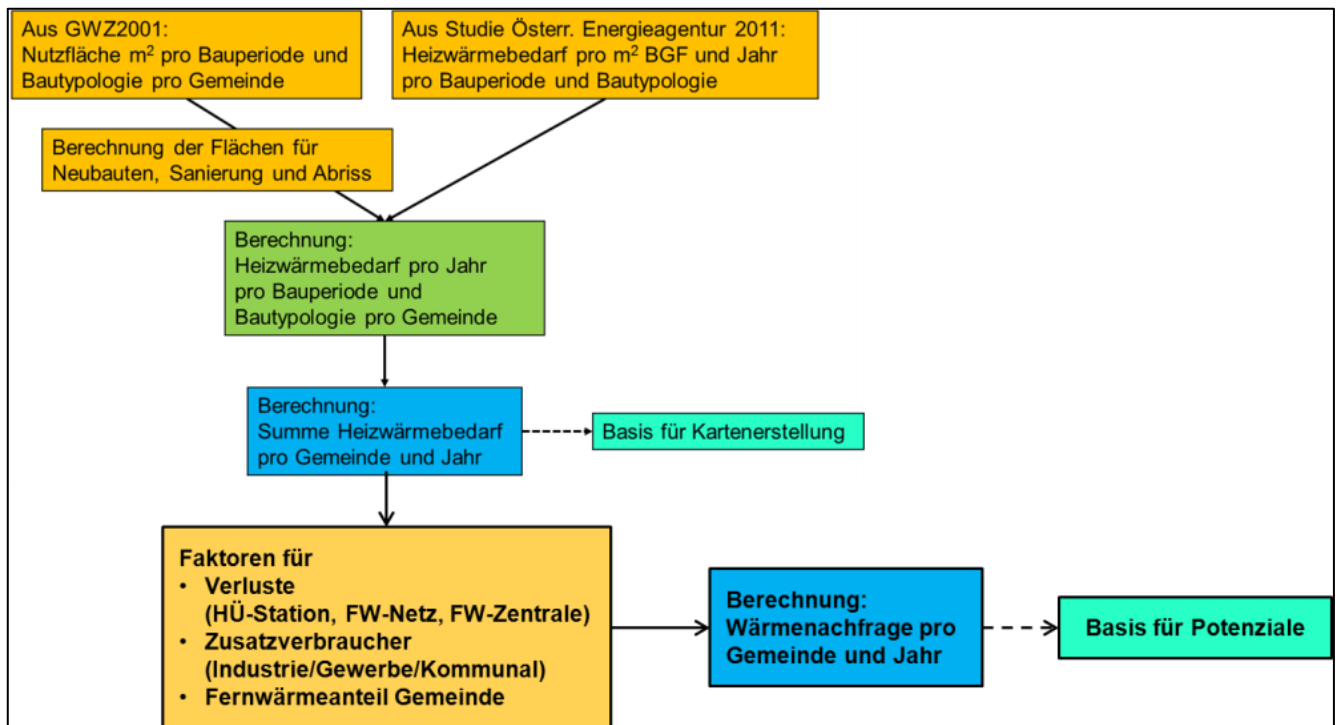


Abbildung 48: Methodik zur Berechnung der Wärmenachfrage

Mit diesen Faktoren wurde die Wärmenachfrage der Gemeinden berechnet (siehe [Abbildung 49](#)). Diese Wärmemenge muss von der Geothermie und einem Spitzenlastkessel zur Fernwärmeversorgung der Gemeinde bereitgestellt werden.

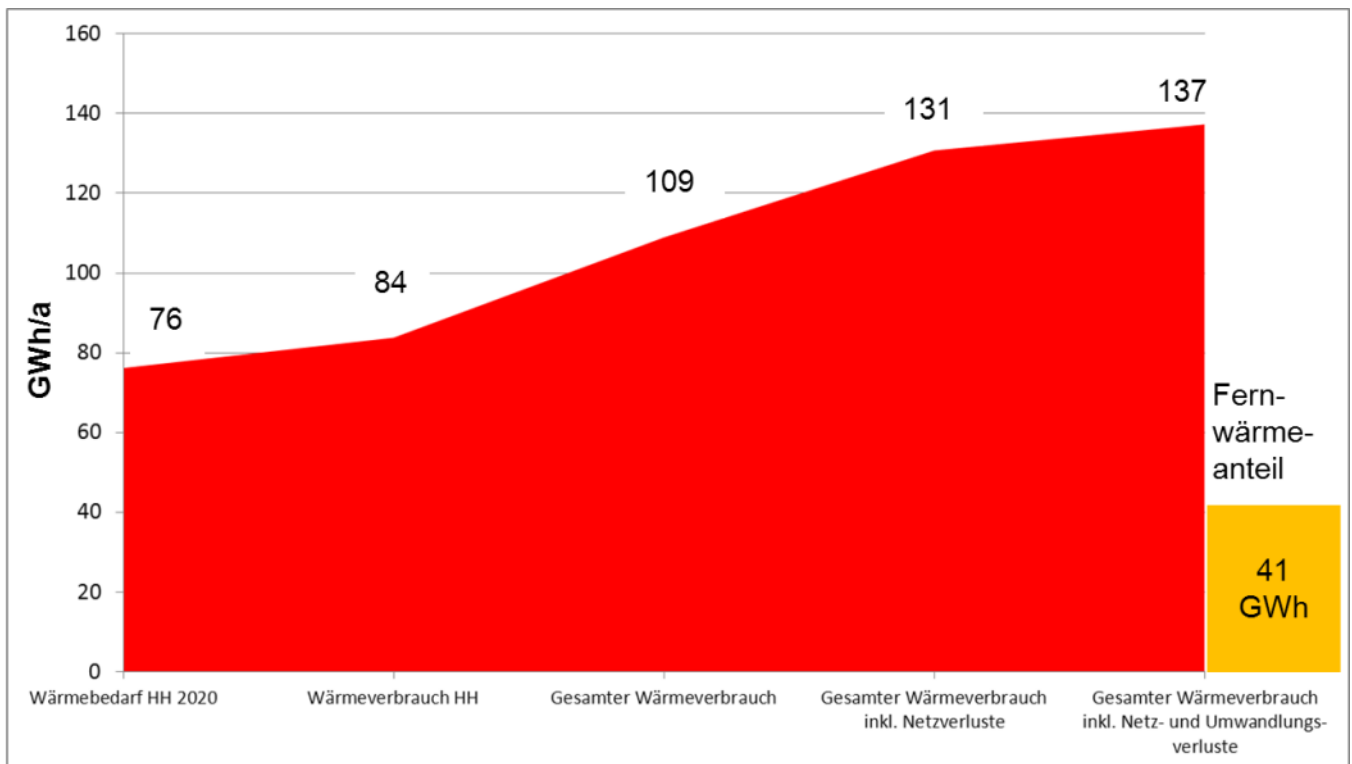


Abbildung 49: Beispiel für Berechnung der Wärmenachfrage in 2020

6 Potenzialermittlung 2020 und 2050

Ausgehend von den Ergebnissen zum Geothermiepotezial und den festgelegten Bereichen für hydrothermales Potenzial sowie den Ergebnissen zur Wärmenachfrage wurden unter Annahme von Rahmenbedingungen Potenziale aus Tiefengeothermie zur Fernwärmeversorgung für 2020 und 2050 errechnet.

6.1 Methodik

6.1.1 Rahmenbedingungen

Die Berechnung erfolgte für die in Kapitel 3.1.6 festgelegten Bereiche:

- Molasseuntergrund Oberösterreich
- Molasseuntergrund Salzburg
- Molasseuntergrund Niederösterreich
- Molasseuntergrund Vorarlberg
- Neogenbasis Steiermark/Burgenland
- Kalkalpinier Untergrund Wiener Becken
- Aderklaaer Konglomerate
- Kalkalpen
- Wien

Wien wurde getrennt betrachtet, da sich hier drei Bereiche (Molasseuntergrund, Aderklaaer Konglomerat, Kalkalpinier Untergrund Wiener Becken) überlagern und die Fernwärmenachfrage etwa ein Drittel von Österreich ausmacht.

Zur Berechnung der Potenziale wurden die Rahmenbedingungen in Tabelle 20 festgelegt und mit dem Projektbeirat abgestimmt. Weiters wurden für die Potenzialberechnung zusätzliche Informationen berücksichtigt:

- Berücksichtigung von Siedlungseinheiten (siehe Abbildung 50)
- Zusammenfassung von Gemeinden (Regionalität)
- Bestehende Fernwärme und Ausbau (FGW, Projektbeirat)
- Prognoseunsicherheit

Die Siedlungsstrukturen und Regionalität wurden verwendet, um die Fernwärmenachfrage auch über die Gemeindegrenzen zu berücksichtigen. Bestehende und zukünftig geplante Fernwärmeversorgungen wurden verwendet, um die grundsätzliche Eignung von Gemeinden für eine Fernwärmeversorgung zu erfahren. Die Aussagen zur Prognoseunsicherheit wurden genutzt, um Gebiete aus der Potenzialbetrachtung für 2020 herauszunehmen (siehe Kapitel 3.1.5.3.6 und Abbildung 12).

Tabelle 20: Zusammenstellung der Rahmenbedingungen für die Potenzialberechnung

Rahmenbedingungen	Potenzial 2020	Potenzial 2050
Schüttung [l/sek] ¹⁾	70	70
Bohrtiefe [m] ²⁾	ab 2.000 bis 6.000	über 6.000
Hydrothermales Potenzial	2 oder 3	2 oder 3
Leistung Geothermie [MW]	> 10	> 10
Rücklauftemperatur [°C] ³⁾	50	40
Fernwärmeanteil [%] ⁴⁾	30%	40%
Fernwärmenachfrage [GWh/a] ⁴⁾	> 30	> 30

1) Wird für die Berechnung der Leistung (und der Wärmemenge) aus Geothermie verwendet.

2) Bohrtiefe bestimmt die Fördertemperatur des Thermalwassers und damit die Leistung aus Geothermie. Bei Temperaturgradient von 3°C/100 m ab 2.000 m, bei Temperaturgradient von 1,5°C/100 m (Kalkalpen) ab 4.600 m.

3) Wird für die Berechnung der Leistung (und der Wärmemenge) aus Geothermie verwendet.

4) Bezogen auf die gesamte Gemeinde.

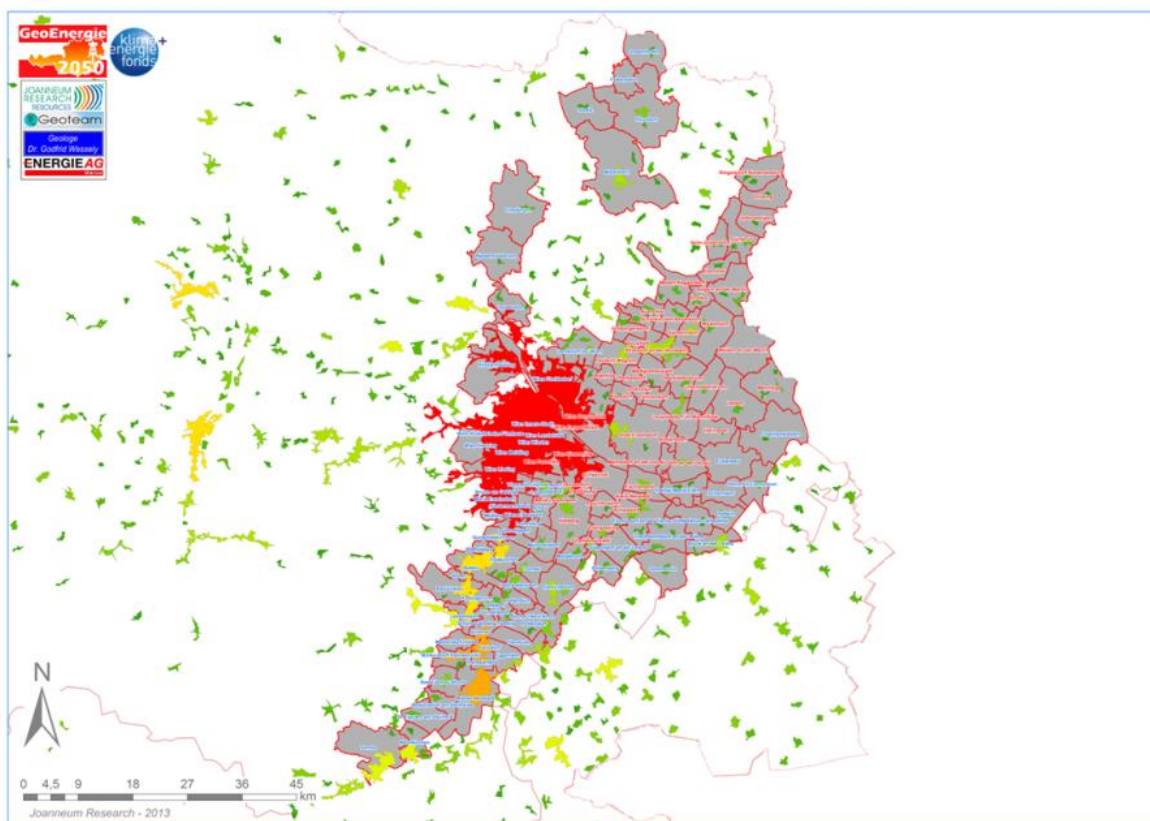


Abbildung 50: Beispiel für Siedlungseinheiten - Kalkalpine Untergrund Wiener Becken

6.1.2 Realistisches Potenzial 2020

Für 2020 wurden für ein „realistisches Potenzial“ zwei Ergebnissen errechnet: „Potenzial 2020“ und „Potenzial erweitert 2020“. Die Basis waren die Gemeinden allerdings ohne die Bereiche mit hoher Prognoseunsicherheit Kalkalpen, Aderklaaer Konglomerat und Molasseuntergrund Vorarlberg (siehe [Tabelle 6](#)).

Für „Potenzial 2020“ wurden die Gemeinden der verbleibenden Bereiche unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen aufsummiert.

Für „Potenzial erweitert 2020“ wurden ergänzend zu Potenzial Gemeinden zusätzlich berücksichtigt, die nicht alle Rahmenbedingungen erfüllen (Wärmenachfrage, Leistung Geothermie etc.), aber regional geeignet sind über die Gemeindegrenzen hinweg.

6.1.3 Langfristiges Potenzial 2050

Für 2050 wurden für ein „langfristiges Potenzial“ zwei Ergebnissen errechnet: „Potenzial 2050“ und „Potenzial erweitert 2050“. Die Basis waren die Gemeinden in allen bearbeiteten Bereichen.

Für „Potenzial 2050“ wurden dieselben Gemeinden wie für „Potenzial 2020“ verwendet. Es ändert sich die Wärmenachfrage und die Geothermienutzungspotenziale aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen (siehe [Tabelle 20](#)).

Für „Potenzial erweitert 2050“ wurden ergänzend zu „Potenzial 2050“ zusätzlich Gemeinden mit einer Bohrtiefe ab 6.000 m berücksichtigt.

6.2 Ergebnisse Potenziale 2020 und 2050

Die Potenziale aus Tiefengeothermie für Österreich werden als Geothermienutzungspotenziale in GWh/a und in MW angegeben jeweils für „Potenzial“ und „Potenzial erweitert“ (siehe Kapitel 6.1). Zusätzlich werden für die bearbeiteten Bereiche die Detailergebnisse dargestellt.

6.2.1 Potenziale Österreich 2020 und 2050

In [Tabelle 21](#) sind alle Ergebnisse für die Potenziale für Österreich in 2020 und 2050 zusammengestellt. In [Abbildung 51](#) sind die Ergebnisse für die Potenziale in GWh/a und [Abbildung 52](#) für die Leistung in MW dargestellt. Der jeweils kleinere Wert gilt für „Potenzial“ und der größere Wert für „Potenzial erweitert“. Die Berechnungen erfolgten nach der Methodik in Kapitel 6.1.

Tabelle 21: Zusammenstellung Geothermiepotenziale 2020 und 2050

Geothermiepotenziale Österreich	2020			2050		
	[GWh/a]	[TJ/a]	[MW]	[GWh/a]	[TJ/a]	[MW]
Potenzial	1.056	3.803	422	2.042	7.352	817
Potenzial erweitert	1.658	5.967	664	3.062	11.023	1.224

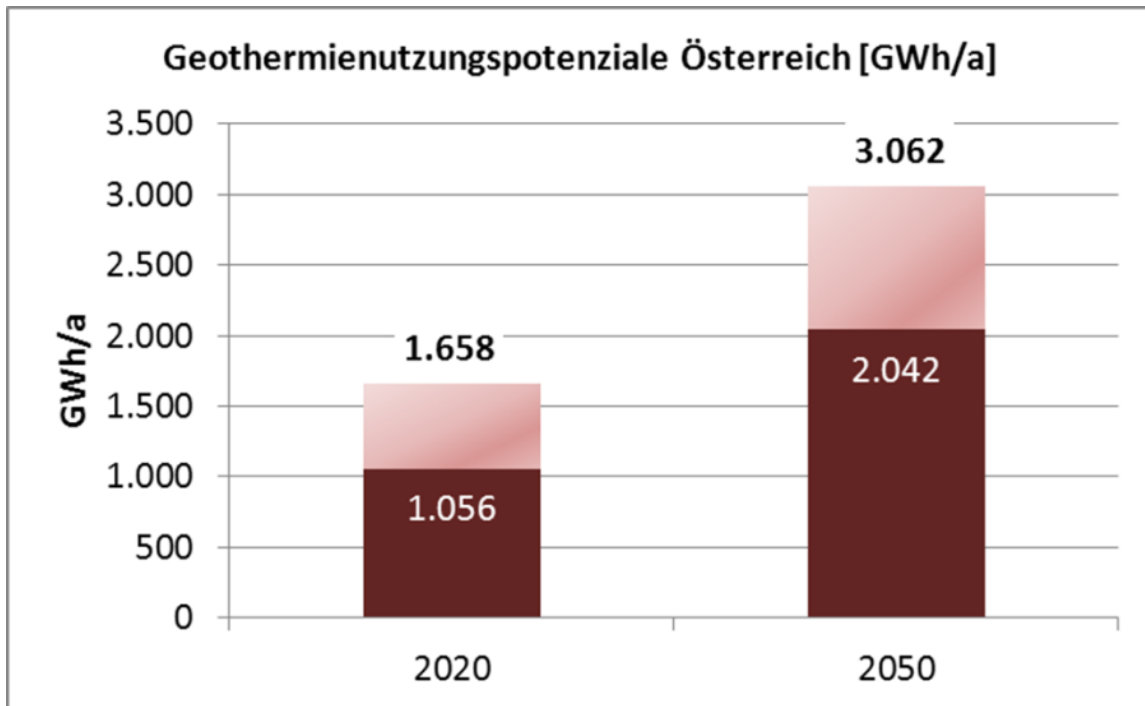


Abbildung 51: Geothermienutzungspotenziale 2020 und 2050 in GWh pro Jahr

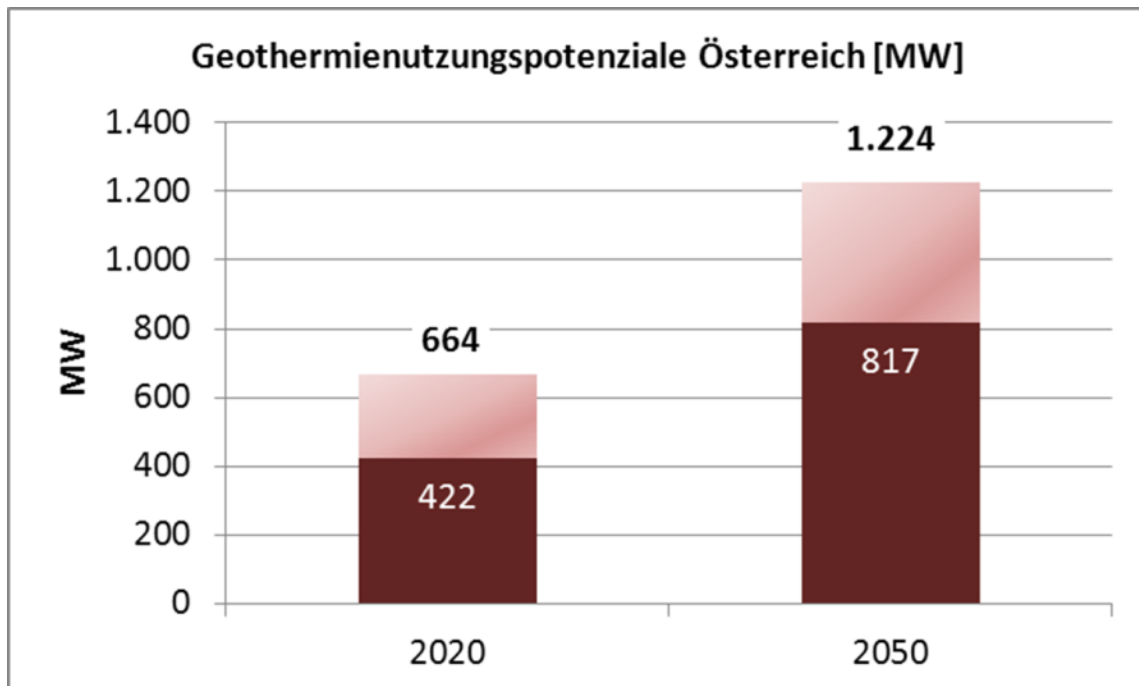


Abbildung 52: Geothermienutzungspotenziale 2020 und 2050 in MW

6.2.2 Realistisches Potenzial 2020

Für 2020 wurde das sogenannte „realistische Potenzial“ ermittelt (siehe auch [Abbildung 51](#) und [Abbildung 52](#)). Es setzt sich aus den Potenzialen der bearbeiteten Bereiche zusammen, wobei die Bereiche Kalkalpen, Aderklaaer Konglomerat und Molasseuntergrund Vorarlberg nicht berücksichtigt wurden (siehe blaue Balken in [Abbildung 53](#) und [Abbildung 54](#)). Diese Gebiete wurden wegen hoher

Prognoseunsicherheit, geringer Porosität (Kalkalpen), großen Bohrtiefen (Molasseuntergrund Vorarlberg) und unsicherer Ergiebigkeit (Aderklaaer Konglomerat) ausgeschlossen.
Insbesondere für die Molassezone (Oberösterreich, Salzburg, Niederösterreich) und das Wiener Becken (inklusive Wien) wurden hohe Nutzungspotenziale errechnet.

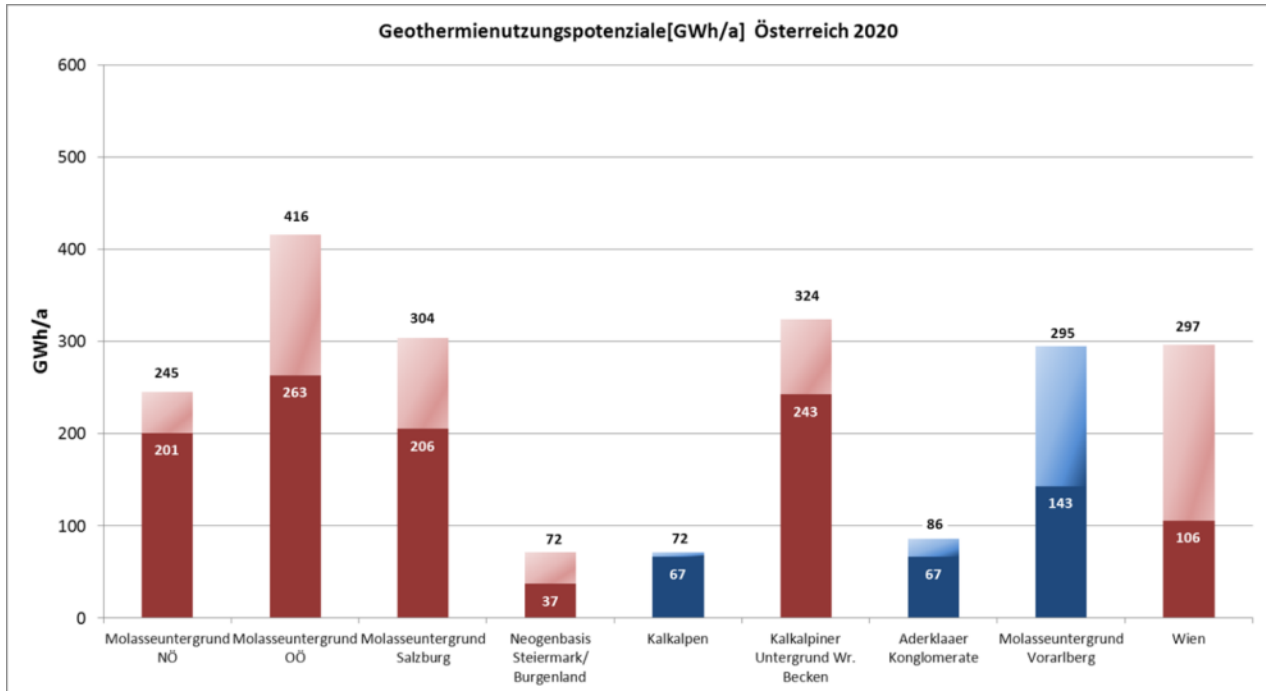


Abbildung 53: Geothermienutzungspotenziale 2020 – Detailergebnisse in GWh pro Jahr

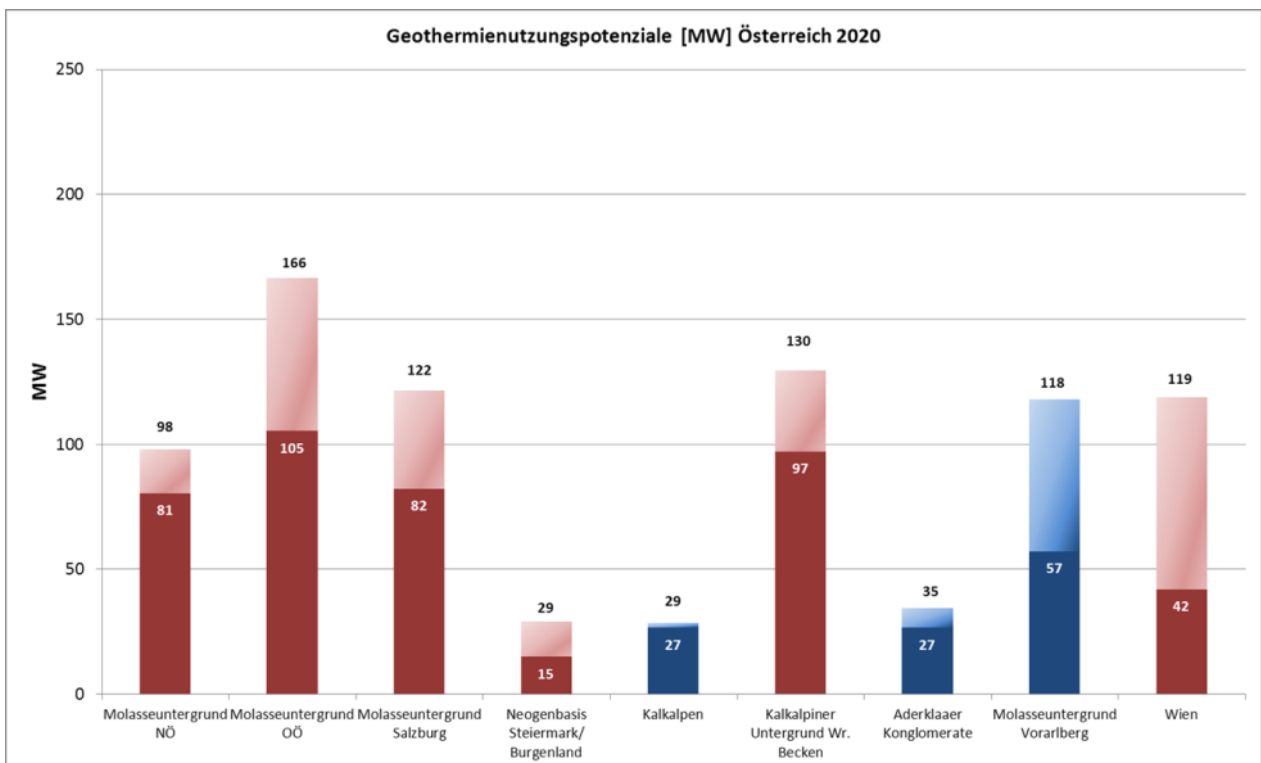


Abbildung 54: Geothermienutzungspotenziale 2020 – Detailergebnisse in MW

6.2.3 Langfristiges Potenzial 2050

Für 2050 wurde das sogenannte „langfristige Potenzial“ ermittelt (siehe auch [Abbildung 51](#) und [Abbildung 52](#)). Das langfristige Potenzial umfasst alle Bereiche. Die Detailergebnisse sind in [Abbildung 55](#) und [Abbildung 56](#) dargestellt.

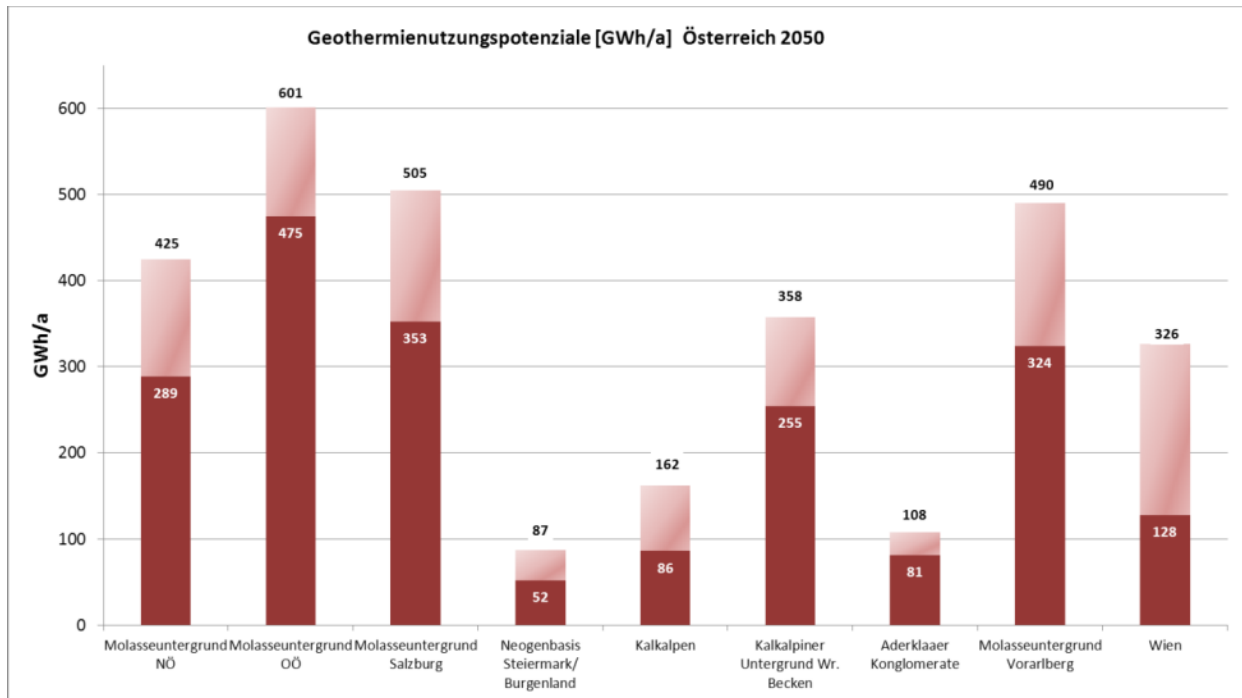


Abbildung 55: Geothermienutzungspotenziale 2050 – Detailergebnisse in GWh pro Jahr

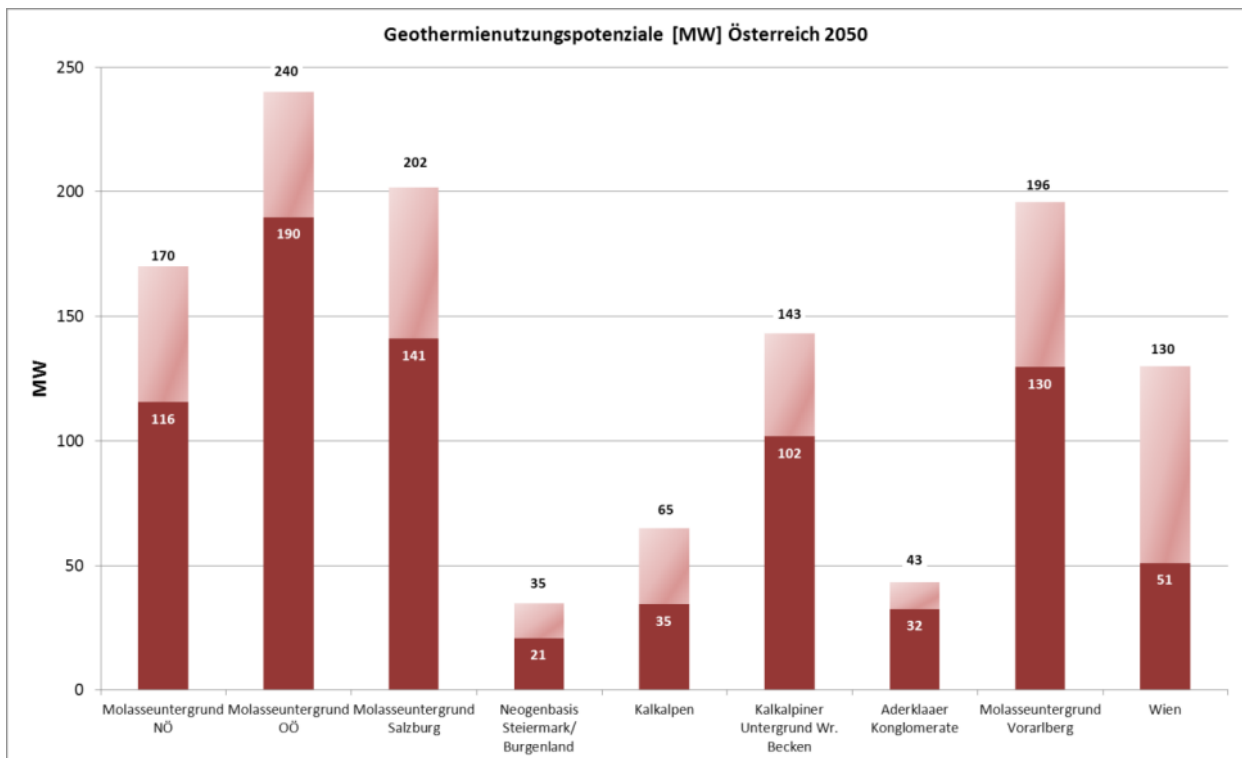


Abbildung 56: Geothermienutzungspotenziale 2050 – Detailergebnisse in MW

Es wurde angenommen, dass auch die Gebiete mit hoher Prognoseunsicherheit erkundet und Fortschritte in der Bohrtechnologie erzielt wurden. Dadurch sollte es möglich sein, diese Potenziale in 2050 zu nutzen. Die Werte der Potenziale sind höher als für 2020, da eine reduzierte Reinjektionstemperatur angenommen wurde. Damit erhöhen sich die Wärmeleistung und die Wärmebereitstellung aus der Tiefengeothermie. Insbesondere für die Molassezone in Vorarlberg wurde unter den angenommenen Rahmenbedingungen ein hohes Potenzial errechnet.

7 Anwendungsbeispiele

7.1 Ausgewählte Anwendungsbeispiele und Basisdaten

Die ökonomische und ökologische Bewertung der Tiefengeothermie wurde anhand von vier Anwendungsbeispielen durchgeführt.

Bei diesen Anwendungsbeispielen wird Tiefengeothermie in Kombination mit einem Spitzenlastkessel zur Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes genutzt. Die Benennung der Anwendungsbeispiele bezieht sich auf die von den Fernwärmekunden jährlich abgenommenen Wärmemenge: 12 GWh, 34 GWh, 40 GWh und 60 GWh.

Bei jedem Anwendungsbeispiel handelt es sich um unterschiedliche Standorte für die ein Fernwärmeprojekt mit Tiefengeothermie konzipiert wurde. Die Basisdaten zur Wärmeversorgung mit Tiefengeothermie in Kombination mit einem Spitzenlastkessel sind in Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 22: Basisdaten der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie in Kombination mit einem Spitzenlastkessel

		12 GWh	34 GWh	40 GWh	60 GWh
Geothermie					
Schüttung	[l/s]	70	70	70	75
Temperatur	[°C]	60	82	148	93
Bohrtiefe ¹⁾	[m]	3,300	4,800	9,200	4,500
Wärmeleistung	[MW]	3	9	27	12
Wärmemenge	[MWh]	10,327	30,107	45,090	53,600
Pumpstrom	[MWh/a]	657	960	2,458	3,100
Spitzenlast/Reservekessel					
Wärmeleistung	[MW]	5	15	16	30
Wärmemenge	[MWh/a]	3,953	10,693	1,873	8,040
Wärmeabgabe ans Fernwärmenetz					
Wärmemenge	[MWh/a]	14,280	40,800	46,963	61,640
Wärme aus Geothermie	[%]	72%	74%	96%	87%
Wärme aus Spitzenlast	[%]	28%	26%	4%	13%
Netzverluste	[%]	20%	20%	15%	15%
Wärmeabgabe beim Kunden					
Wärmemenge	[MWh/a]	11,900	34,000	40,838	53,600
Fernwärmenetz (Transportleitungen und Verteilnetz)					
Trassenmeter	[km]	8.5	14.8	13.5	21.5

1) Bohrtiefe ist Summe aus Förder- und Reinjektionsbohrung.

7.2 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung der Anwendungsbeispiele erfolgt für die Energieerzeugung mittels Geothermie und Spitzenlastkessel und der Energienutzung durch eine Fernwärmeversorgung. Es wurden Jahreskosten unter Berücksichtigung von Förderungen ermittelt und diese auf die jährlich verkaufte Fernwärmemenge bezogen. Die Ergebnisse sind spezifische Gestehungskosten für Fernwärme aus Geothermie mit Spitzenlastkessel exklusive MWSt. in Euro pro MWh.

7.2.1 Methodik

Die Auslegung einer Geothermieanlage mit einem Spitzenlast- bzw. Reservekessel (Öl- oder Gaskessel) und das Fernwärmenetz wurde so vorgenommen, dass zumindest 2.500 Volllaststunden oder mehr für die Geothermie zustande kommen.

Abbildung 57 illustriert anhand einer Jahresdauerlinie, wie sich die Wärmearaufbringung aus Geothermie und Spitzenlastkessel zusammensetzen können. Bis zu 2.000 Stunden im Jahr kann auch der Spitzenlastkessel in Betrieb sein. Die übrige Zeit kann aus Geothermie abgedeckt werden, sofern die Fördertemperatur ausreicht, um das Fernwärmenetz zu speisen. Ist die Fördertemperatur zu niedrig, so ist auch während der übrigen Zeit ein Nachheizen durch den Spitzenlastkessel notwendig.

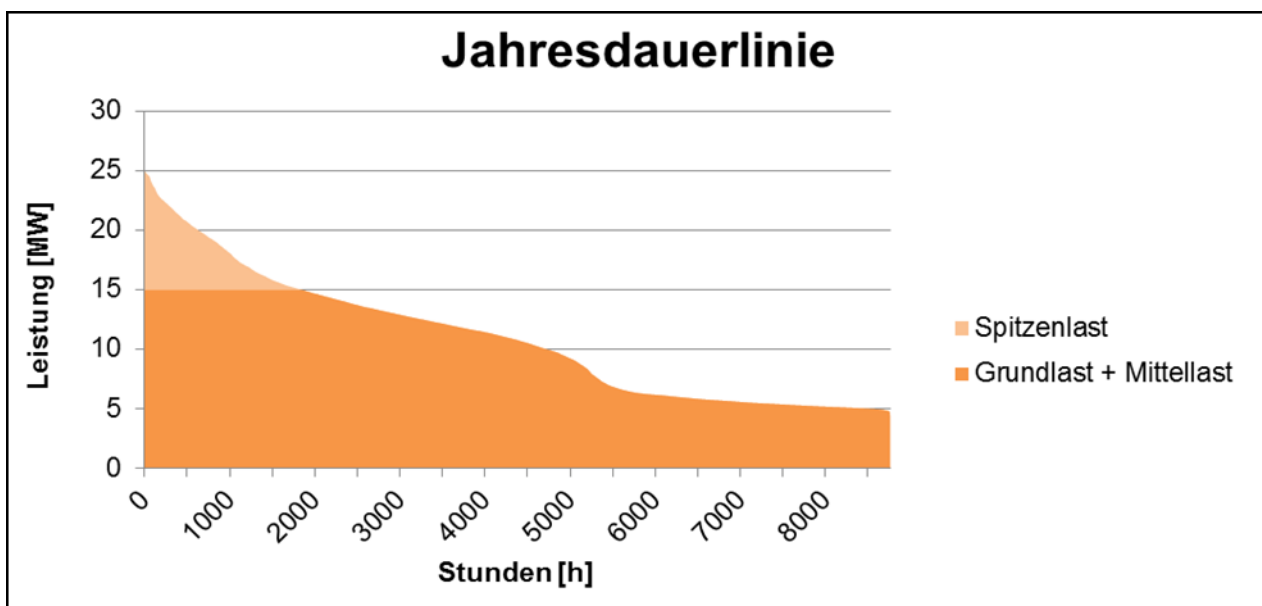


Abbildung 57: Jahresdauerlinie schematisch für Fernwärmeversorgung mit Geothermie (Grundlast + Mittellast) und Spitzenlastkessel (Spitzenlast)

In den Sommermonaten wird das Potenzial aus der Geothermiewärme nicht vollständig genutzt, hier könnte die Geothermiewärme anderweitig genutzt werden (z.B. Stromerzeugung mit ORC-Prozess). Zur Ermittlung der Gestehungskosten wurden die Investitionskosten und die Förderbeträge auf Annuitätenbasis (20 Jahre, 7% p.a.) berücksichtigt.

Die Auslegung des Fernwärmenetzes hängt von der Struktur des Versorgungsgebietes ab. Besonders die Entfernungen von Förderbohrung, Reinjektionsbohrung und Wärmezentrale können bei den einzelnen Projekten sehr differieren.

7.2.2 Ergebnisse

Nachfolgende Abbildung 58 stellt die wichtigsten Kostenpositionen in €/MWh Wärmeverkauf dar. Die Annuitäten der Förderbeträge (30% der förderbaren Kosten und maximale Förderhöhe von 5 Mio. € pro Projekt) sind als negative Beträge dargestellt. Alle Beträge aufaddiert ergeben die mittleren spezifischen Gesteungskosten der Gesamtanlage.

Den größten Einfluss auf die Höhe der Wärmegestehungskosten hat die Größe der Anlage – ausgedrückt durch die verkaufte Wärmemenge – durch Kostendegression. Einen weiteren großen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten stellen die Bohrkosten und die Kosten für das Fernwärmnetz dar. Wie aus der Grafik ersichtlich, sind die Gesteungskosten der 40 GWh–Anlage höher (84,7 €/MWh) als die Gesteungskosten der 34 GWh–Anlage (80,2 €/MWh): Dies resultiert aus einer größeren Bohrtiefe. Die Wärmegestehungskosten der 4 ausgewählten für Österreich typischen Projekte auf heutiger Preis- und Förderbasis liegen zwischen 69,2 und 142,3 €/MWh (exklusive MWSt.).

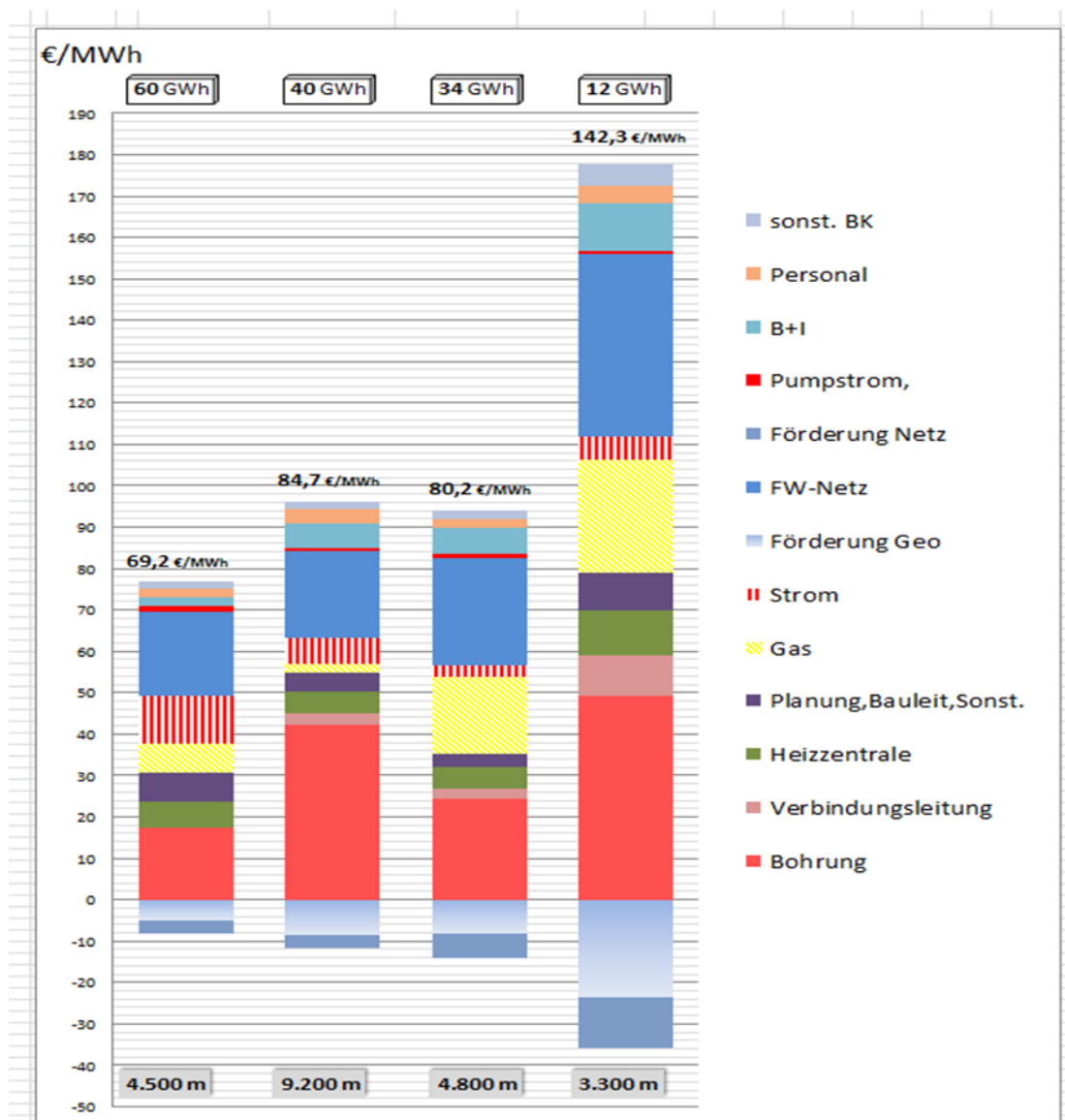


Abbildung 58: Spezifische Wärmegestehungskosten der Anwendungsbeispiele [€/MWh]

Ein Vergleich zu Fernwärmepreisen der Energie AG Oberösterreich ergibt folgendes Bild (siehe Abbildung 59): Die Durchschnittspreise bei den einzelnen Fernwärmenetzen liegen unter Berücksichtigung von größeren Abnehmer zwischen 60-65 €/MWh. Die Fernwärmepreise der Energie AG OÖ insgesamt liegen im Mittelfeld der österreichischen Fernwärmepreise. Alternative Heizkostenvergleiche exklusive MWSt. (siehe Abbildung 60) im Haushaltsbereich liegen zwischen 74,3 €/MWh (Altbau saniert) und 61,2 €/MWh (Niedrigenergiehaus Neubau).

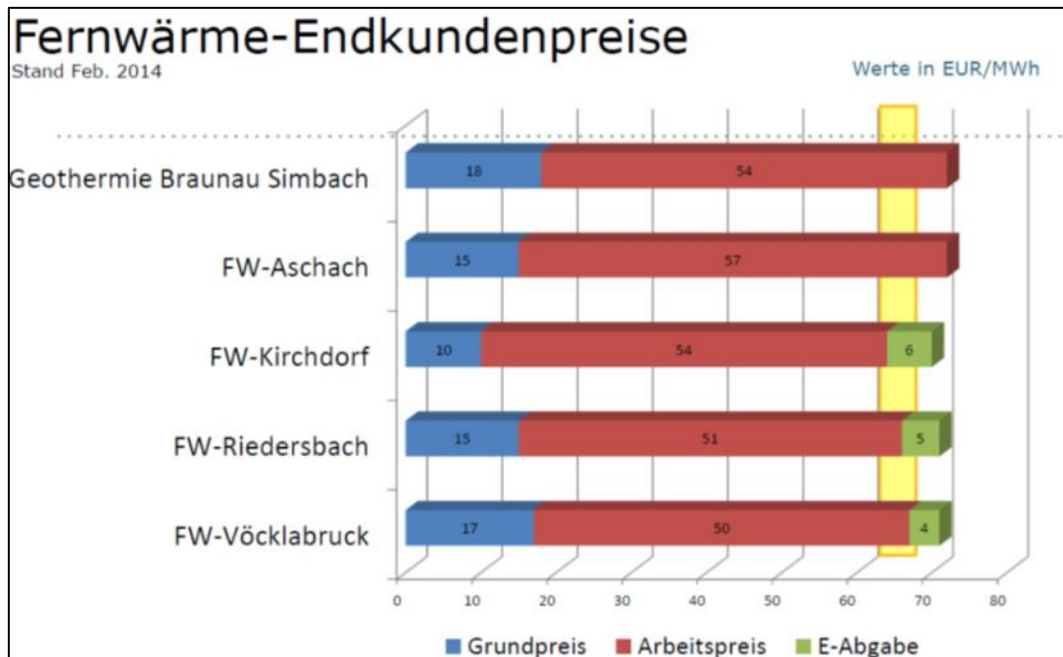


Abbildung 59: Vergleich der Fernwärmepreise für Endkunden exklusive MWSt. [€/MWh]

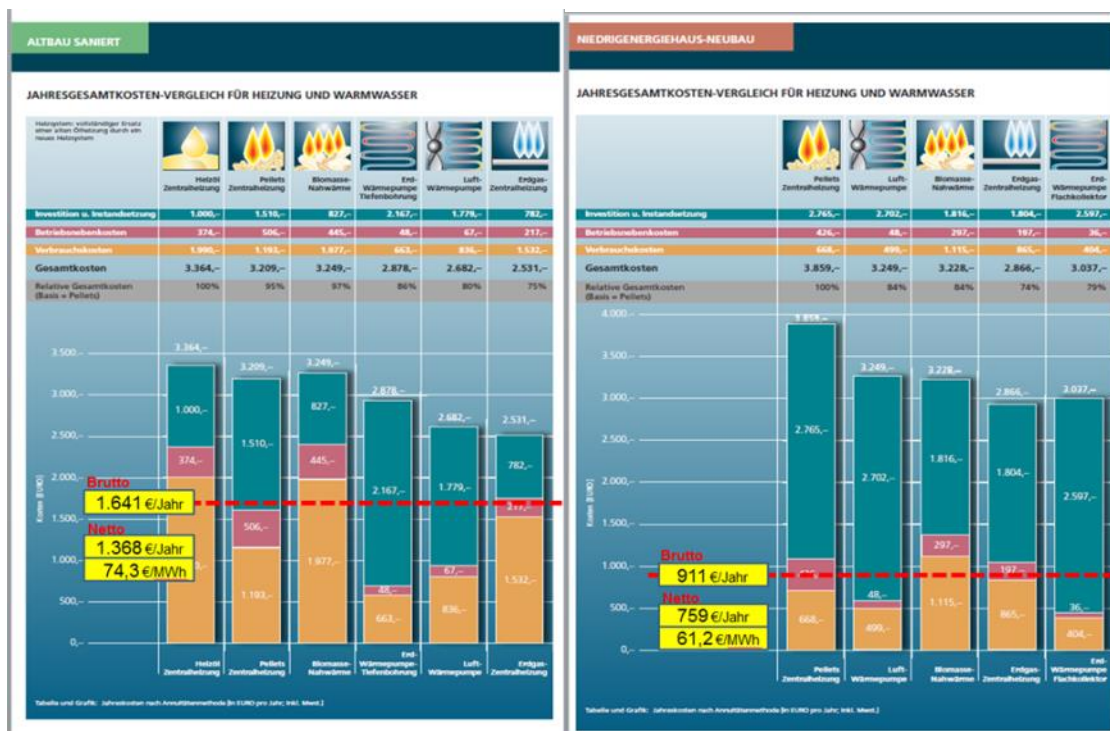


Abbildung 60: Heizkostenvergleich für Endkunden [€/MWh]

Daraus folgt, dass Geothermieprojekte mit Gestehungskosten über 70 €/MWh schwierig zu akquirieren sind, da diese Projekte gegenüber den durchschnittlichen (Fern)Wärmepreisen nicht oder nur unter bestimmten Bedingungen konkurrenzfähig sind.

7.3 Ökologische Bewertung

7.3.1 Methodik

Zur Bestimmung der Umweltwirkungen der geothermischen Energiebereitstellung wird eine ökologische Bewertung für die zuvor beschriebenen Anwendungsbeispiele durchgeführt. Für die ökologische Bewertung wird die Methode der Lebenszyklusanalyse - auch als Ökobilanz bezeichnet - angewandt. Laut EN ISO 14040:2006 „Umweltmanagement Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Ökobilanz auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlaufe des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“).

In der Lebenszyklusanalyse werden alle relevanten Stoffe und Prozesse berücksichtigt: die Errichtung und die Entsorgung der Anlagen (z.B. Errichtung der Förderbohrung und der Reinjektionsbohrung, Liquidation der Bohrungen am Ende der Betriebsdauer), Hilfsenergie beim Betrieb der Anlage (z.B. Pumpstrom, Brennstoff für Spitzenlastkessel), Hilfsmaterial beim Betrieb der Anlage und die energetische Nutzung des Thermalwassers zur Wärmebereitstellung.

Abbildung 61 gibt einen Überblick über die untersuchten Prozesse bei Errichtung, Betrieb und Entsorgung (Liquidation) der Tiefengeothermieranlage.

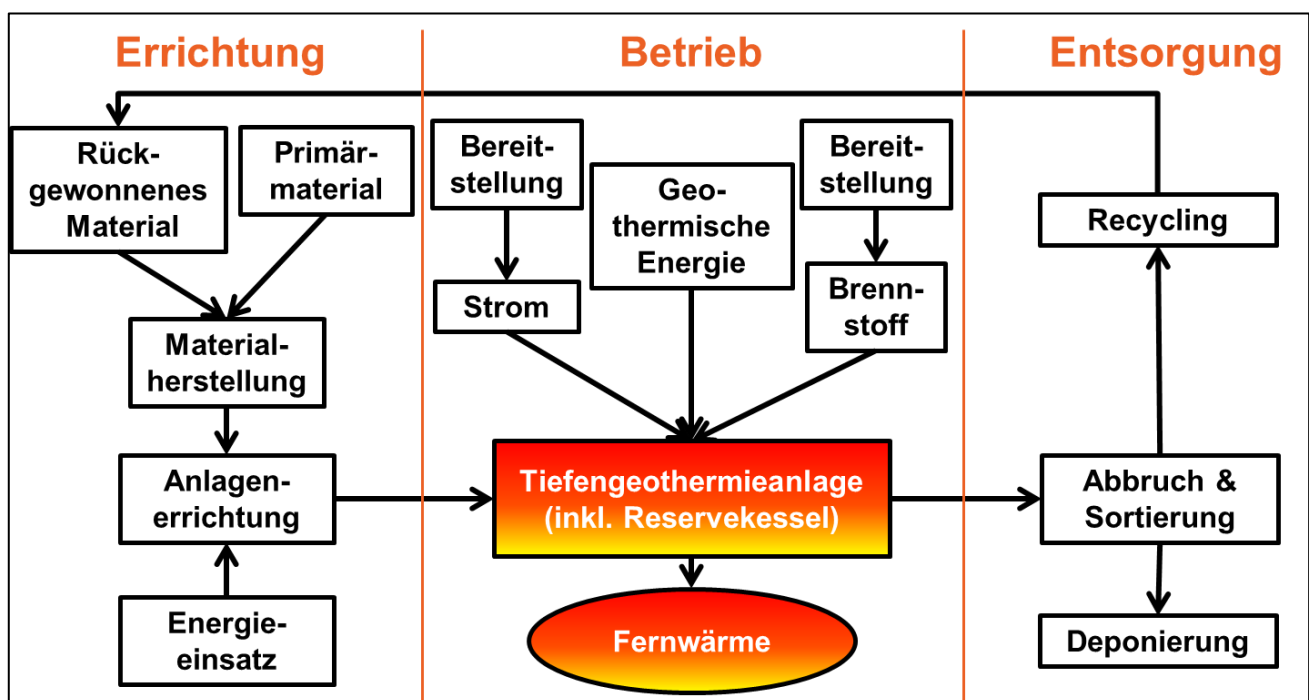


Abbildung 61: Schematische Darstellung der untersuchten Prozesse bei Errichtung, Betrieb und Entsorgung der Tiefengeothermieranlage

Ziel dieser Lebenszyklusanalyse ist die Untersuchung der Treibhausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwands für die Wärmebereitstellung mittels Tiefengeothermie im Vergleich zu fossilen und anderen erneuerbaren Möglichkeiten der Wärmebereitstellung für die ausgewählten Anwendungsbeispiele.

Die funktionelle Einheit dieser Lebenszyklusanalyse sind Treibhausgasemissionen und der kumulierte Energiebedarf bezogen auf 1 MWh Wärme am Übergabepunkt in das Fernwärmenetz:

- 1 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme}
- 1 MWh kumulierter Energieaufwand/MWh_{Wärme}

In allen Anwendungsbeispielen wird die Tiefengeothermie zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt. Zur Abdeckung des gesamten Wärmebedarfs und als Ausfallreserve kommt zusätzlich noch ein Spitzenlastkessel zum Einsatz. Für den Spitzenlastkessel werden zwei Varianten untersucht:

1. Gaskessel (Brennstoff: Erdgas)
2. Ölkessel (Brennstoff: Heizöl extraleicht)

Die Wärmebereitstellung mit Tiefengeothermie in Kombination mit einem Spitzenlastkessel wird folgenden drei Referenzsystemen gegenübergestellt, die am Übergabepunkt ins Fernwärmenetz die gleich Wärmemenge bereitstellen, wie die Tiefengeothermie in Kombination mit dem Spitzenlastkessel.

1. Gasheizwerk (Brennstoff: Erdgas)
2. Ölheizwerk (Brennstoff: Heizöl extraleicht)
3. Biomasseheizwerk (Brennstoff: Hackgut)

Die Nutzungsdauer für die Geothermieranlage wird mit 50 Jahren angenommen. Der Austausch von Anlagenkomponenten mit einer kürzeren Lebensdauer wird bei der Geothermieranlage und den Referenzsystemen in der Berechnung berücksichtigt (z.B.: Austausch von Pumpen, Spitzenlastkessel).

7.3.2 Untersuchte Umweltwirkungen

Mit der Methode der Lebenszyklusanalyse werden folgende Umweltwirkungen untersucht:

Treibhausgasemissionen

Es werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N₂O) untersucht. Als Maß für die Treibhauswirkung dieser Gase wird das Treibhausgaspotential für den Zeitraum von 100 Jahren verwendet (GWP 100 - Global Warming Potential 100). Dafür werden folgende Äquivalenzfaktoren angewandt, mit denen die Treibhauswirkung eines Kilogramms CH₄ bzw. N₂O in die äquivalente CO₂-Menge umgerechnet wird [IPCC, 2007]:

- 1 kg CO₂ = 1 kg CO₂-Äq.
- 1 kg CH₄ = 25 kg CO₂-Äq.
- 1 kg N₂O = 298 kg CO₂-Äq.

Beim Betrieb von Geothermieranlagen können direkte CO₂-Emissionen bei der Förderung und Nutzung des Thermalwassers auftreten. Die Höhe dieser CO₂-Emissionen ist u.a. abhängig vom CO₂-Gehalt im geförderten Thermalwasser.

Messungen während des Betriebs von Anlagen mit teilweise offenen Systemen ergaben für hydrothermalen Hochtemperaturfelder (>180°C) eine Schwankungsbreite der direkten CO₂-Emissionen zwischen 0 und 740 g CO₂/kWh_{elektrisch}, mit einem globalen Durchschnittswert von 120 g CO₂/kWh_{elektrisch}. Für Niedertemperaturanwendungen erreichen die CO₂-Emissionen ein Maximum von 1 g CO₂/kWh_{elektrisch}. Für geschlossene Systeme, d.h. das geförderte Thermalwasser wird über eine

Reinjektionsbohrung ohne Verluste wieder dem Untergrund zugeführt, sind die direkten CO₂-Emissionen Null. Im Rahmen des Projektes wird für Geothermieranlagen grundsätzlich von geschlossenen Systemen ausgegangen [IEA, 2011].

Bei den hier untersuchten Anwendungsbeispielen handelt es sich um geschlossene Systeme mit Reinjektionsbohrungen. Für die Lebenszyklusanalyse wird angenommen, dass während des Betriebes keine CO₂-Emissionen aus dem Thermalwasser emittiert werden.

Kumulierter Energieaufwand

Der kumulierte Energieaufwand umfasst den gesamten Energieaufwand, der mit der geothermischen Wärmebereitstellung verbunden ist. Der kumulierte Energieaufwand wird differenziert in

- fossile Energieträger (Rohöl, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Kohleminengas, Torf)
- erneuerbare Energieträger (Sonne, Wind, Biomasse, Wasser, Erdwärme)
- sonstige Energieträger (z.B. Kernkraft, Abfälle)

ausgewiesen.

Für fossile Energieträger und Biomasse wird der obere Heizwert zur Bestimmung des kumulierten Energieaufwands herangezogen. Photovoltaik, Windkraft und Erdwärme werden mit einem Umwandlungsfaktor von Sonnenenergie, Windenergie bzw. Erdwärme zu Endenergie von 1 bewertet [HISCHIER, 2010].

7.3.3 Datenbasis für ökologische Bewertung

Die Datenbasis für die ökologische Bewertung setzt sich wie folgt zusammen:

- Projektspezifische Daten zur geothermischen Anlage (siehe Abschnitt 7.1) und der geothermischen Wärmebereitstellung für die Anwendungsbeispiele ergänzt durch Literaturdaten [FRICK, 2010; KALTSCHMITT 2009; AMTMANN, 2013]
- Datenbank GEMIS – Globales Emissions-Modell integrierte Systeme, Version 4.6. [ÖKO-INSTITUT, 2010] für die Wärmebereitstellung mit Hackgut, Erdgas und Heizöl extraleicht und die Strombereitstellung
- Datenbank ecoinvent – database ecoinvent data v2.2 (2010) [SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2010] für Herstellungs- und Entsorgungsprozesse von Anlagenkomponenten und deren Materialien

Für die Erzeugung des benötigten Pumpstroms zur Förderung des Thermalwassers wird der die Stromerzeugung in Österreich inklusive Import und Export für das Jahr 2007 (Tabelle 23) angenommen [BEERMANN, 2010 basierend auf Daten der E-Control GmbH].

Tabelle 23: Zusammensetzung Österreichischer Strommix 2007, davon 69% Stromaufbringung in Österreich und 31% Stromimport [BEERMANN, 2010]

Anteile Stromerzeugung für Stromverbrauch in Österreich	
Österreich-Mix	69,2%
ENTSOE-Mix	30,8%
Wasserkraft	45,4%
Kohle	16,5%

Erdgas	15,6%
Kernenergie	9,0%
Müllverbrennung	0,6%
Biogene Brennstoffe	5,4%
Erdöl	4,1%
Wind	3,4%
PV	0,0%

7.3.4 Ergebnisse

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwands mit der Methode der Lebenszyklusanalyse ergab für die untersuchten Anwendungsbeispiele und die Referenzsysteme die in der Folge beschriebenen Ergebnisse.

Abbildung 62 zeigt die Treibhausgasemissionen der untersuchten Anwendungsbeispiele unterteilt in die Treibhausgasemissionen für Errichtung und Entsorgung und die Treibhausgasemissionen für die Wärmebereitstellung aus der Geothermie und dem Spitzenlastkessel (Erdgaskessel oder Heizölkessel) in der Betriebsphase. Die Treibhausgasemissionen für die Anlagenerrichtung und -entsorgung betragen zwischen 2 und 5 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme} und haben damit den geringsten Anteil der dargestellten Prozesse an den gesamten Treibhausgasemissionen. Bei den Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung mit Geothermie verursacht der Pumpstrom, bei Annahme des österreichischen Strommixes, zwischen 6 und 14 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme}. Die Treibhausgasemissionen aus dem Spitzenlastkessel schwanken in den Anwendungsbeispielen in Abhängigkeit vom Wärmeanteil der mittels Spitzenlastkessel gedeckt werden muss (siehe auch Abschnitt 7.1).

Die niedrigsten gesamten Treibhausgasemissionen hat das Anwendungsbeispiel „40 GWh“ mit 29 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme} mit einem Erdgasspitzenlastkessel bzw. 32 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme} mit einem Heizölspitzenlastkessel. In diesem Anwendungsbeispiel werden 96% der gesamten ins Fernwärmenetz eingespeisten Wärme mit der Tiefengeothermie bereitgestellt.

Im Gegensatz dazu können beim Anwendungsbeispiel „12 GWh“ nur 72% der Wärme mit Tiefengeothermie bereitgestellt werden. 28% müssen mit dem Spitzenlastkessel abgedeckt werden. Bei diesem Anwendungsbeispiel betragen die Treibhausgasemissionen 104 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme} mit einem Erdgasspitzenlastkessel bzw. 118 kg CO₂-Äq./MWh_{Wärme} mit einem Erdölspitzenlastkessel.

Abbildung 63 zeigt den Anteil der verschiedenen Lebenszyklusphasen an den gesamten Treibhausgasemissionen der Tiefengeothermieranlagen in Kombination mit einem Erdgasspitzenlastkessel. Durch den Einsatz eines fossilen Energieträgers im Spitzenlastkessel treten zwischen 92 und 98% der Treibhausgasemissionen in der Betriebsphase auf. Errichtung und Entsorgung machen zwischen 8 und 2% aus. In der Errichtungsphase haben Bohrung, Komplettierung und Aquifermaßnahmen den größten Anteil der Treibhausgasemissionen. Liquidation der Bohrungen, Demontage und Entsorgung von Anlagenkomponenten haben keinen signifikanten Einfluss auf die Treibhausgasemissionen des gesamten Lebenszyklus der Geothermieranlage.

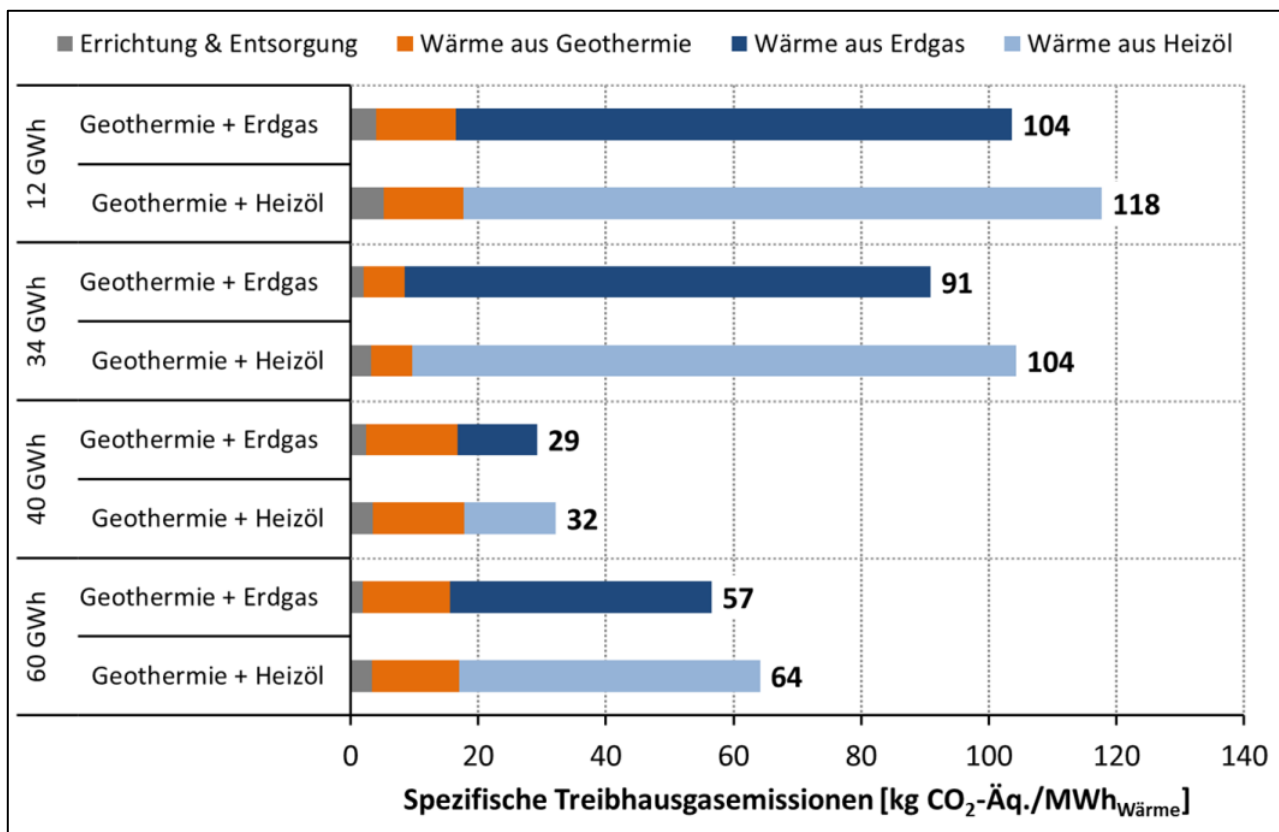


Abbildung 62: Treibhausgasemissionen der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie in Kombination mit Spitzenlastkessel (Erdgas, Heizöl)

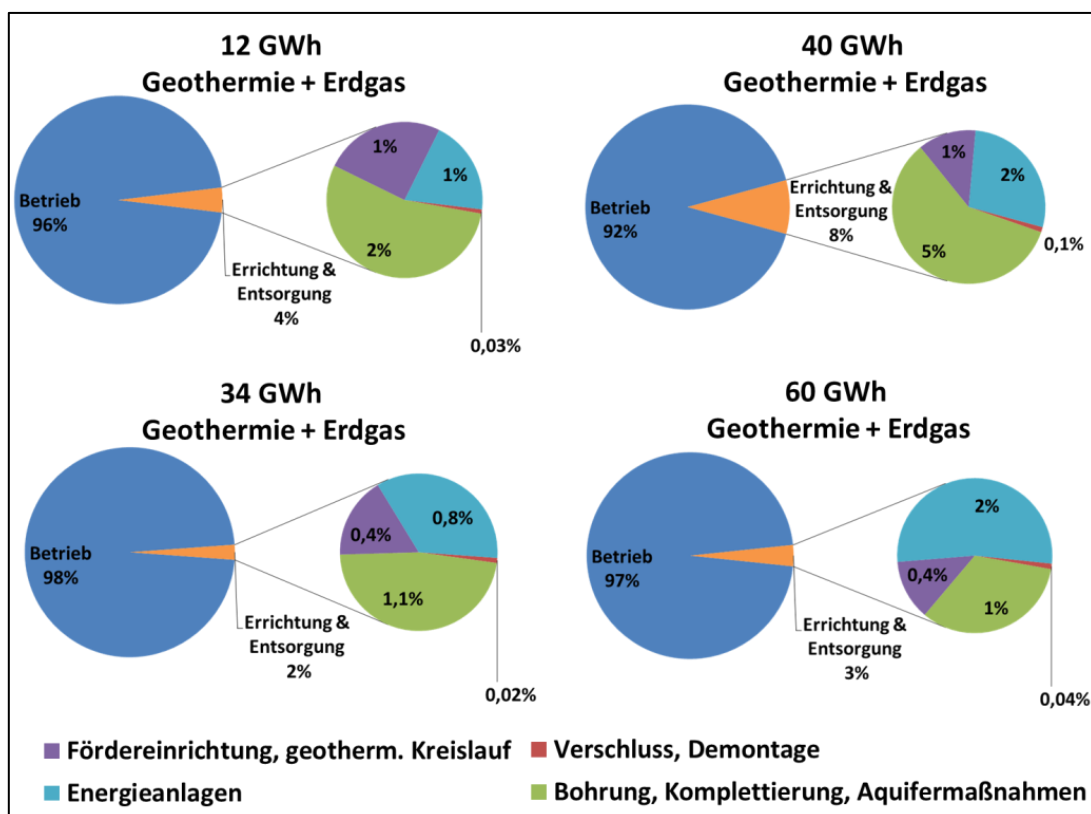


Abbildung 63: Anteile der einzelnen Lebenszyklusphasen für Tiefengeothermie in Kombination mit einem Erdgasspitzenlastkessel

Abbildung 64 zeigt die Treibhausgasemissionen unterteilt nach Art des Treibhausgases für die Anwendungsbeispiele mit Tiefengeothermie und die Referenzsysteme Gasheizwerk, Heizölheizwerk und Biomasseheizwerk. Das Treibhausgas mit dem größten Beitrag ist CO₂ (87 bis 98% bei den Anwendungsbeispielen mit Tiefengeothermie), das hauptsächlich auf die Verbrennung von fossilen Energieträgern zurückzuführen ist. Bei den Systemen mit Erdgasspitzenlastkessel machen die CH₄-Emissionen ca. 10% der gesamten Treibhausgasemissionen aus. Diese sind Großteils auf CH₄-Verluste bei der Erdgasgewinnung, dem -transport und der -nutzung zurückzuführen.

Im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen (Gasheizwerk und Ölheizwerk) erzielen die hier untersuchten Geothermieranlage in Kombination mit einem Spitzenlastkessel eine Treibhausgasreduktion in etwa zwischen 60 und 90%. Im Vergleich zu einem Biomasseheizwerk haben die Geothermieranlagen in Kombination mit einem fossilen Spitzenlastkessel ca. doppelt bis 3-fach so hohe Treibhausgasemissionen. Hier ist jedoch anzumerken, dass für eine wirtschaftliche Betriebsweise, Biomasseheizwerke auch mit fossilen Spitzenlastkesseln kombiniert werden, was hier aus ökologischer Sicht nicht betrachtet wurde.

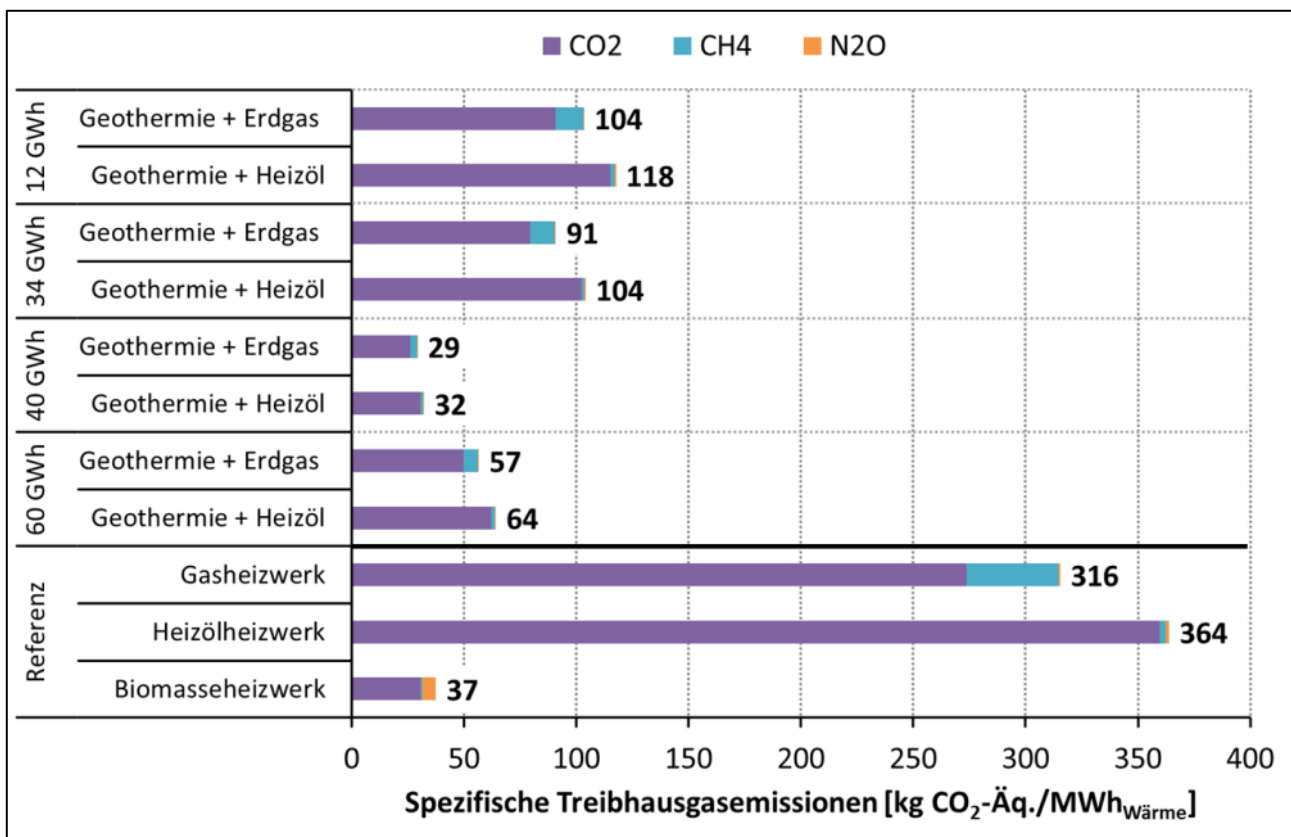


Abbildung 64: Treibhausgasemissionen nach Art des Treibhausgases der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie im Vergleich zu den Referenzsystemen

Abbildung 65 zeigt das Ergebnis der Lebenszyklusanalyse für den kumulierten Energieaufwand. Die untersuchten Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie haben mit 1,1 bis 1,3 MWh/MWh_{Wärme} einen etwas geringeren kumulierten Energieaufwand als die Referenzsysteme (1,5 bis 1,7 MWh/MWh_{Wärme}). Der Anteil an fossiler Energie kann im Vergleich zum Erdgas- und Ölheizwerk in etwa zwischen 65 bis 90% reduziert werden.

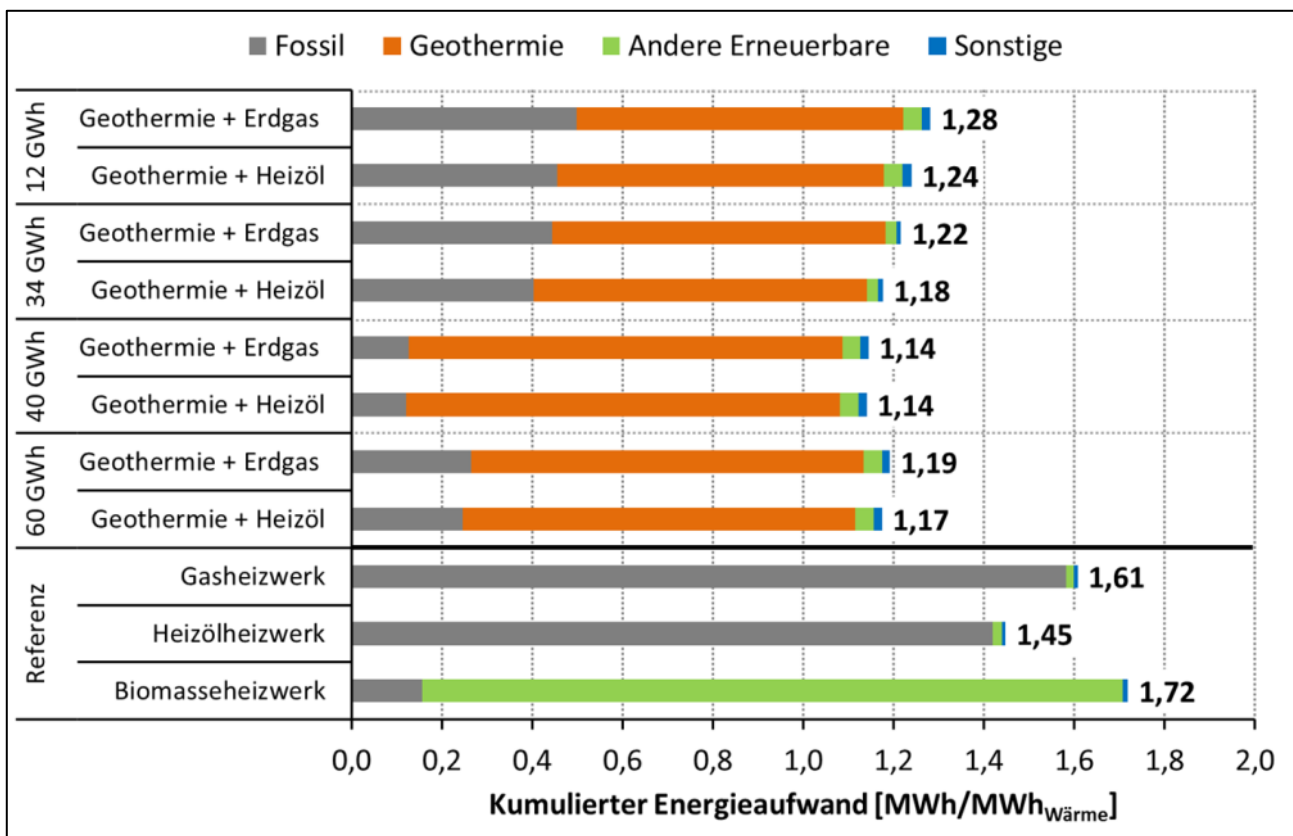


Abbildung 65: Kumulierter Energieaufwand nach Art des Energieträgers der Anwendungsbeispiele für Tiefengeothermie im Vergleich zu den Referenzsystemen

8 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Derzeit wird in Österreich Tiefengeothermie vorwiegend für balneologische Zwecke genutzt und nur untergeordnet zur Wärme- bzw. Stromerzeugung (etwa 0,3 PJ/a für Fernwärme und etwa 0,003 PJ/a für Strom im Jahre 2012, [E-CONTROL, 2013] [STATISTIK AUSTRIA, 2013]) eingesetzt (siehe Kapitel 3.1.3). Diese Tatsache ist auch aus den Daten zur Fernwärme in Österreich aus [Abbildung 66](#) ersichtlich, wo durch Geothermie etwa 0,4 % der Fernwärme in 2012 bereitgestellt wurden.

Schlussfolgerungen

Für die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie wurden allerdings unter den angenommenen Rahmenbedingungen entsprechend höhere Potenziale (siehe [Tabelle 24](#)) errechnet. In [Abbildung 67](#) wurden für 2020 und 2050 zukünftige Fernwärmemengen unter Annahme von jährlichen Steigerungsraten [FGW, 2013] errechnet und den Potenzialen aus Geothermie (Werte für „Potenzial“) gegenübergestellt. Dadurch könnten die Anteile der Fernwärme aus Geothermie etwa 4,7 % in 2020 und etwa 8,6 % in 2050 betragen (siehe [Abbildung 68](#)). Damit könnte Geothermie fossile Energieträger substituieren (siehe [Abbildung 66](#)). Eine Wärmebereitstellung aus Geothermie ist bestens zur Abdeckung der Basislast geeignet und erreicht damit hohe Volllaststunden. Das THG-Reduktionspotenzial und Reduktion des fossilen Primärenergiebedarfs durch Geothermie gegenüber Öl/Erdgas von ca. -65 % bis -90 %.

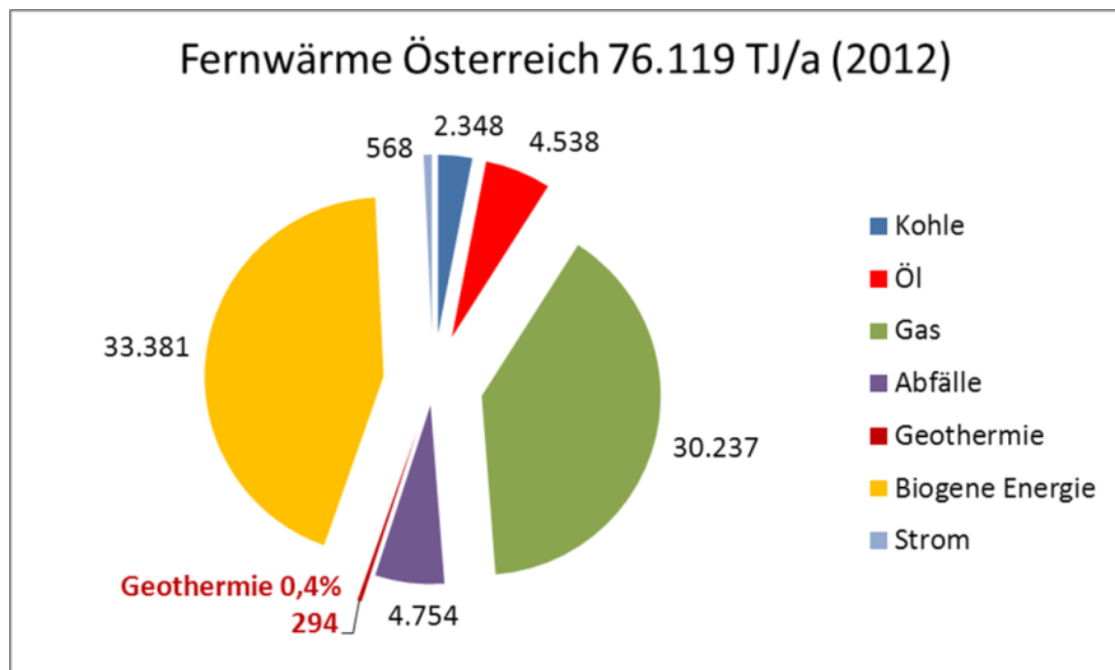


Abbildung 66: Energieeinsatz für Fernwärme in Österreich 2012 [STATISTIK AUSTRIA, 2013]

Tabelle 24: Geothermiepoteziale Österreich 2020 und 2050

Geothermiepoteziale Österreich	2020			2050		
	[GWh/a]	[TJ/a]	[MW]	[GWh/a]	[TJ/a]	[MW]
Potenzial	1.056	3.803	422	2.042	7.352	817
Potenzial erweitert	1.658	5.967	664	3.062	11.023	1.224

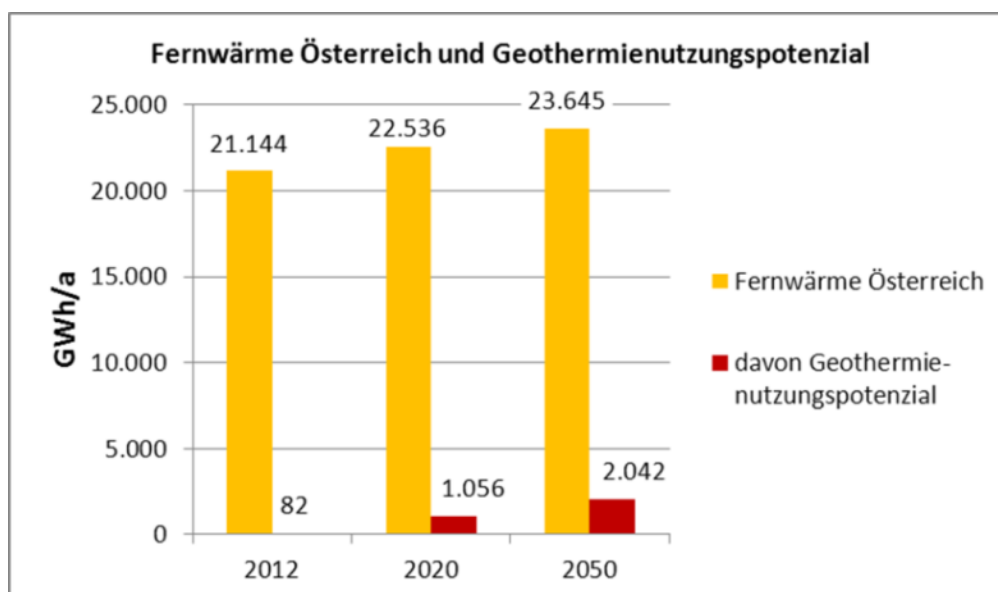


Abbildung 67: Fernwärme Österreich und Geothermiepoteziale 2012, 2020 und 2050

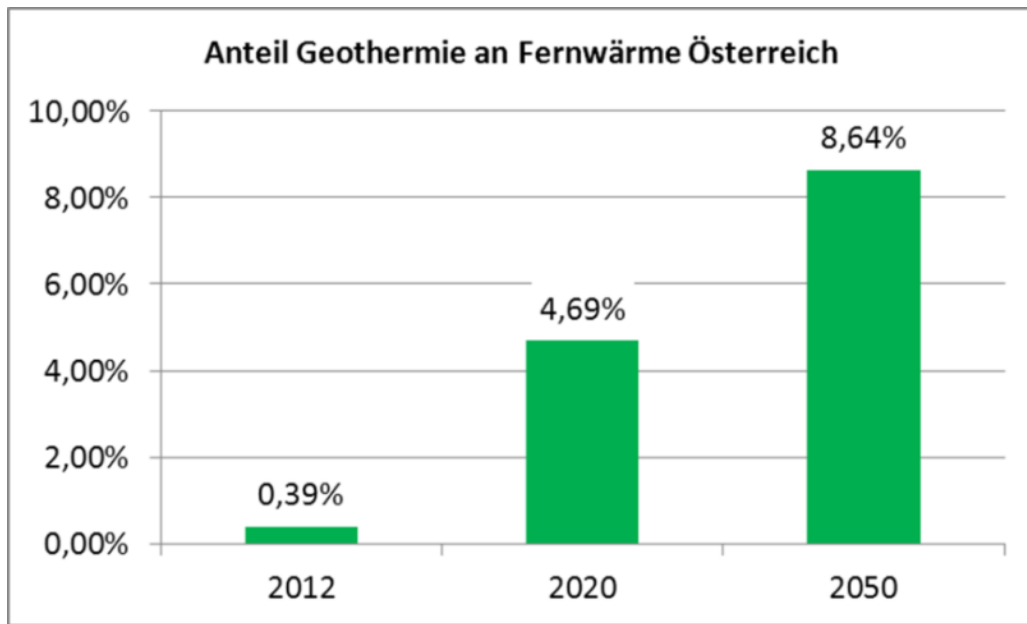


Abbildung 68: Anteil der Geothermie an Fernwärme Österreich 2012, 2020 und 2050

Ausblick Fernwärmeversorgung bis 2050

Fernwärme aus Geothermie und Spitzenlastkessel wird auch zukünftig mit Fernwärme und Wärmeerzeugung aus anderen Energieträgern konkurrieren müssen. Für die aktuelle Situation wurde dies dargestellt (siehe Kapitel 7.2.2, [Abbildung 59](#) und [Abbildung 60](#)). Eine mögliche Entwicklung von Energiepreisen für Österreich bis 2050 ist in [Abbildung 69](#) dargestellt und zeigt, dass Fernwärme konkurrenzfähig bleiben wird.

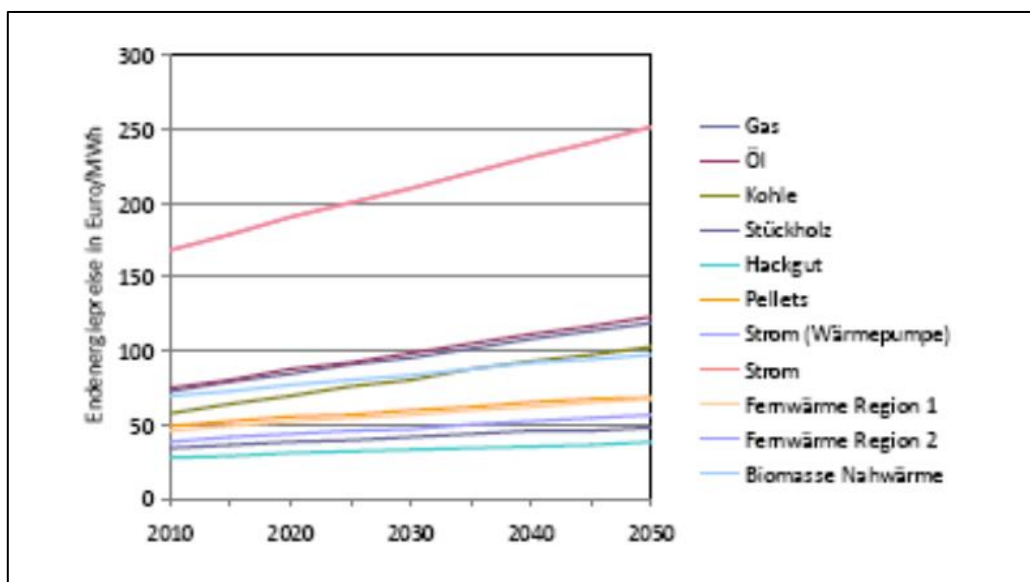


Abbildung 69: Angenommene Entwicklung der Energiepreise von 2010 bis 2050 (Quellen: EC, DG TREN, PRIMES Model, 2006 u. 2007; EEG) [TU WIEN/EEG, 2010]

Zukünftige Entwicklungen hängen insbesondere von der Ölpreisentwicklung weltweit und der Strompreisentwicklung europaweit ab. Es ist zu erwarten, dass Fernwärme aus Geothermie auch in

ferner Zukunft unter bestimmten Rahmenbedingungen konkurrenzfähig sein sollte. Es ist allerdings anzustreben Anlagen mit höheren Wärmemengen zu errichten, da diese niedrige spezifische Wärmekosten erreichen (siehe Abbildung 58).

Für die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmeversorgungen in der Zukunft sind u.a. folgende Bedingungen von Bedeutung ([ENERGIE MARKT ANALYSE e7, 2009], [TU WIEN/EEG, 2010]):

- Problematisch sind Neubaugebiete, die einen entsprechend niedrige Abnahmedichte durch geringe Bebauungsdichte (Einfamilien-, Reihenhäuser) und durch niedrigen spezifischen Wärmebedarf (Niedrigenergie- und Passivhäuser) aufweisen.
- Die Errichtung von neuen Wärmenetzen wird nur dort wirtschaftlich darstellbar sein, „wo entsprechende Abnahmedichten über die Abschreibungsdauer der Investition garantiert werden können.“ [TU WIEN/EEG, 2010]
- Die Einbindung von Bestandsgebäuden verbessert in der Regel die Wirtschaftlichkeit. Großabnehmer können die Wirtschaftlichkeit durch eine Optimierung der zeitlichen Auslastung und durch Erhöhung der Wärmenachfragedichte verbessern.
- „Große bestehende Wärmenetze in dichten urbanen Bereichen mit hoher Leistungsbelegung ... werden voraussichtlich auch langfristig wettbewerbsfähig bleiben können.“ [TU WIEN/EEG, 2010]

Die energetische Nutzung von Tiefengeothermie zur Fernwärmeversorgung hängt einerseits davon ab, ob und wie Fernwärmeversorgungen zukünftig (aus)gebaut werden können, und andererseits zu welchen Kosten geothermische Energie bereitgestellt werden kann. Konkurrenzfähige Fernwärme aus Geothermie könnte herkömmliche Energieträger (Biomasse, Öl, Erdgas) in der Fernwärmeversorgung ergänzen (Basislast) bzw. ersetzen. Damit könnte Tiefengeothermie einen Beitrag zu einer nachhaltigen Wärmebereitstellung in Österreich leisten.

Empfehlungen Fernwärmeerzeugung aus Tiefengeothermie

Damit Fernwärmeerzeugung aus Tiefengeothermie eine größere Rolle im österreichischen Energiesystem haben kann, sind bestimmte Voraussetzungen bzw. Randbedingungen notwendig:

- Mindestleistung aus Geothermie (> 10 MW) notwendig für Wirtschaftlichkeit der Nutzung und damit entsprechende Wärmenachfrage erforderlich (> 30 GWh/a).
- In geeigneten Gebieten mit entsprechender Wärmenachfrage: Durchführung von umfangreichen geologischen Vorerkundigungen: Sammlung, Bewertung und Aufbereitung (vorhandener) geophysikalischer und seismischer Daten, Definition von Geothermieaquifere, Tiefenlagen, Mächtigkeiten, Temperaturniveaus und Störungszonen dieser Aquifere.
- Entwicklung von Methoden zur Quantifizierung des Fündigkeits- und Bohrrisikos bzw. Haftungsübernahme für Fündigkeitsrisiko durch die öffentliche Hand.
- Simulation der nachhaltigen Nutzung von geothermischen Dubletten zur Energieerzeugung.
- Generell sollte eine Kostensenkung- bzw. Kostenoptimierung von Bohrungen angestrebt werden. Bohrungen in Chargen (5 bis 10 Bohrungen), um die Erfahrungen der Bohrfirmen zu nutzen und damit Kostenreduktionen zu erreichen, könnten eine Möglichkeit dazu sein.
- Förderungen für Infrastruktur „Bohrung“ erhöhen.

- Verwaltungsaufwand durch Zusammenlegung von Genehmigungsverfahren vereinfachen (derzeit Wasserrecht und Bergrecht in 2 Behörden).
- Einrichtung einer Expertengruppe zur Nutzung der Tiefengeothermie für Wärmeerzeugung: Experten aus Geologie, Bohrtechnik und Energieversorgungsunternehmen.

Empfehlungen Stromerzeugung: aus Tiefengeothermie

Die (kombinierte) Stromerzeugung wird aus derzeitiger Sicht für Österreich erst mit 2050 relevant werden können. Technologien stehen zur Verfügung, die aber unter den österreichischen Randbedingungen derzeit nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich darstellbar sind (siehe 4.1.2).

Eine Kalina-Anlage hat aus derzeitiger Sicht höhere Systemwirkungsgrade als eine ORC-Anlage.

Höhere Stromerzeugungseffizienz wird erzielt mit hohen Temperaturen (über 150°C) und entsprechender Rückkühlungskapazität (siehe Abbildung 41). Bestehende Technologien müssten weiterentwickelt und an die geothermischen Randbedingungen in Österreich (relativ geringe Temperaturen entsprechend dem geothermischen Gradienten von etwa 3-4°C/100 m, Entnahmemengen bis maximal etwa 100l/s) angepasst werden, um die (kombinierte) Stromerzeugung aus Tiefengeothermie wirtschaftlich zu machen.

In Deutschland können unter den aktuellen Bedingungen (tiefere Bohrungen mit höheren Temperaturen, Vergütung für Strom aus Geothermie laut EEG 2012 von 25 €/kWh Strom) derartige Projekte zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung schon derzeit wirtschaftlich betrieben werden.

9 Literaturverzeichnis

Literaturzitate

AMTMANN, 2013: J. Amtmann et al: THERMODENG – Systematisch-interdisziplinäre Modellierung zur optimierten Bewirtschaftung und energetischen Nutzung von Thermalwasservorkommen, Endbericht, JOANNEUM RESEARCH, Graz, 2013.

BEERMANN, 2010: M. Beermann et al: Quo Vadis Elektroauto? Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich. Projektbericht im Rahmen des Programms IV2Splus., Graz, 2010

BEJAN, 1996: A. Bejan, G. Tsatsaronis und M. Moran „Thermal Design & Optimization“, John Wiley & Sons, Inc., 542 p., New York, 1996

E-CONTROL, 2013: Ökostrombericht 2013, Energie-Control Austria 2013, Wien, Juli 2013

ENERGIE MARKT ANALYSE e7, 2009]: Entwicklungspotenziale für Fernwärme und Fernkälte in Österreich, e7 im Auftrag vom Fachverband der Gas-und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien, Juni 2009

FGW, 2013: FERNWÄRME IN ÖSTERREICH – ZAHLENSPIEGEL 2013, FGW – Fachverband der Gas - und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien 2013

FRICK, 2010: S. Frick et al: Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. Energy, 35, 5, p.2281-2294

HISCHIER, 2010: R. Hischier et al: Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. ecoinvent report No. 3, v2.2, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2010

HÖLTING, 1980: B. Hölting „Hydrogeologie. Einführung in die Allgemeine und Angewandte Hydrogeologie“, Enke Verlag, 1980, 3. Auflage 1989, 7. Auflage Spektrum Akademischer Verlag 2009 mit Wilhelm Coldewey

HUENGES, 2007: E. Huenges „Geothermische Bereitstellung von Strom, Wärme oder Kälte“, GFZ (GeoForschungsZentrum) Potsdam, Vortrag Arbeitskreis Energie DPG, Bad Honnef, 19.04.2007

IEA, 2011: International Energy Agency (IEA): Technology Roadmap Geothermal Heat and Power, International Energy Agency, Paris, 2011.

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf, abgerufen am 22.04.2014

IPCC, 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 pp.

KALTSCHMITT, 2009: M. Kaltschmitt & W. Streicher (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich – Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Vieweg + Teubner Wiesbaden, 2009.

KÖHLER, 2006: Köhler, S. „Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse - Analyse und Prozessvergleich“, GEOFORSCHUNGSZENTRUM (GFZ) Potsdam, Scientific Technical Report STR06/02, Potsdam, Januar 2006

ÖKO-INSTITUT, 2010: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.6, Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie, Darmstadt, August 2010,
<http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>

ÖROK, 2010: Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010-2030 mit Ausblick bis 2050 („ÖROK-Prognosen“), Teil 1: Endbericht zur Bevölkerungsprognose, Österreichische Raumordnungskonferenz, Alexander Hanika, Wien, 2010.

ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2011: Eine Typologie österreichischer Wohngebäude, Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien, Mai 2011

PODESSER, 2003: E. Podesser, „Umweltverträgliche Weinkühlung“, JOANNEUM RESEARCH, Graz, 2003

STATISTISCHE NACHRICHTEN, 2010: G. Katzlberger, Neuabgrenzung der Siedlungseinheiten 2010, Statistische Nachrichten 11/2010, S. 1023-1029

STATISTIK AUSTRIA, 2004: Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Hauptergebnisse Österreich, Statistik Austria, Wien, 2004

STATISTIK AUSTRIA, 2013: Energiebilanzen Österreich 1970 - 2012 Detailinformation, Wien 2013

SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2010: database ecoinvent data v2.2 (2010),
<http://www.ecoinvent.org/>

TU WIEN/EEG, 2010: A. Müller et al.: Heizen 2050 - Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr

2050, TU Wien/Energy Economics Group (EEG), Bioenergy 2020+, AEE INTEC, TU Graz/Institut für Wärmetechnik, Wien, Dezember 2010

WEISSENBAECK, 1996: Weissenbaeck, M. "Lower to Middle Miocene sedimentation model of the central Vienna Basin. – In: WESSELY, G., LIEBL, W. (eds.), Oil and Gas in alpidic thrustbelts and basins. EAGE Spec. Publ., Volume 5, London (The Geological Society); zitiert in: WESSELY, G., 2006, Niederösterreich. Verlag der Geologischen Bundesanstalt, Wien.

Fachliteratur

Bußmann, W. u.a.: Geothermie – Energie aus dem Inneren der Erde, Fraunhofer IRB-Verlag, BINE-Informationsdienst, BINE-Fachbuch, 2012

Domberger, G, Poltnig, W., Strobl E.: Erschließungspotenzial von Tiefengrundwasser in Kärnten – Hydrogeologische Bewertung, Unveröffentlichter Bericht, Joanneum Research, Graz, 2003

Hofmann, Th, Schönlaub, H.P.: Geo-Atlas Österreich, Geologische Bundesanstalt, Wien, 2007

Kröll, A., Meurers, B., Oberlercher, G., Seiberl, W., Slapansky, P., Wessely, G., Zych, D.: Karten über die Molassebasis Niederösterreichs und der angrenzenden Gebiete (inkl. Erläuterungen); Geologische Bundesanstalt, Wien, 2001

Kröll, A., Gnojek, I., Heinz, H., Jiricek, R., Meurers, B., Seiberl, W., Steinhauser, P., Wessely, G., Zych, D.: Karten über den Untergrund des Wiener Beckens und der angrenzenden Gebiete, Geologische Bundesanstalt, Wien, 1993

Kröll, A., Meurers, B., Oberlercher, G., Seiberl, W., Slapansky, P., Wagner, L., Wessely, G., Zych, D.: Karten über die Molassebasis Salzburg-Oberösterreich (inkl. Erläuterungen), Geologische Bundesanstalt, Wien, 2006

Kröll, A.: Karten über Steirisches Becken – Südburgenländische Schwelle (inkl. Erläuterungen), Geologische Bundesanstalt, Wien, 1988

Schuster, R. et.al: Rocky Austria – Geologie von Österreich – kurz und bunt, Geologische Bundesanstalt, Wien 2013

Wessely, G.: Tiefenwässer im Gebiet Niederösterreich und Wien als Potenzial geothermaler Energiegewinnung, Barbaragespräche, Payerbach 2005

10 Anhang

Projektbeirat

Geothermie-Datenbank Österreich

Geothermie-Atlas Österreich

Heizwärmebedarf-Datenbank Österreich

Karten Heizwärmebedarf und Siedlungseinheiten

11 Kontaktdaten

Projektleiter/in: **DI Kurt Könighofer**

Institut/Unternehmen: **JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH – RESOURCES**

Kontaktadresse (Adresse, Tel/Fax, e-mail; Webpage des Instituts/Unternehmen; Webpage des gegenständlichen Projekts, falls vorhanden):

Elisabethstraße 18/II, 8010 Graz; Tel: 0316/876-1324; Fax: 0316 876 6010; email:

kurt.koenighofer@joanneum.at; www.joanneum.at/resources

Auflistung der weiteren Projekt- bzw. Kooperationspartner/innen Name / Institut oder Unternehmen:

- **Geoteam Technisches Büro für Hydrogeologie, Geothermie und Umwelt Ges.m.b.H., Ao. Univ.-Prof. Dr. Johann Emmerich Goldbrunner**
- **Energie AG OÖ Wärme GmbH, Dipl.-Ing. Dr. techn. Josef Füreder, Ing. Gerhard Burgstaller**
- **Prof. Godfrid Wessely (Subvertragnehmer)**