

Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Technisch-ökonomische Analyse der Energiegewinnung aus Tiefengeothermie in Deutschland

Sören Welter
(geb. Reith)

Technisch-ökonomische Analyse der Energiegewinnung aus Tiefen- geothermie in Deutschland

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur
Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Sören Welter (geb. Reith)
geboren in Bühl (Baden)

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter: Prof. Dr. T. Kohl
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. J. Starflinger

Tag der Einreichung: 09.10.2017
Tag der mündlichen Prüfung: 27.04.2018

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek
Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)
Dr. sc. agr. L. Eltrop

2018

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.

Mein besonderer Dank gilt dem emeritierten Leiter des Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Übernahme des Hauptberichts sowie für die konstruktiven Anregungen und Hinweise bei der Erstellung der Arbeit auch nach meinem Ausscheiden aus dem Institut. Ebenso gilt mein Dank Herrn Prof. Dr. Thomas Kohl vom Institut für Geowissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie für den geowissenschaftlichen Input in die vorliegende Arbeit und die Übernahme des Mitberichts. Des Weiteren danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. J. Starflinger für die Übernahme des Mitberichts und seine Anmerkungen zur vorliegenden Arbeit. Einen wesentlichen Anteil am Gelingen dieser Arbeit hatte auch Herr Dr. sc. agr. Ludger Eltrop. Sein offenes Ohr, die vielfältigen Ratschläge, die gute Arbeitsatmosphäre sowie das kritische Lesen haben diese Arbeit wesentlich voran gebracht.

Für die freundschaftliche Arbeitsatmosphäre möchte ich mich recht herzlich bei allen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart bedanken. Die konstruktiven Diskussionen aber auch die erholsame Zerstreuung waren wichtige Säulen meiner wissenschaftlichen Arbeit. Besonders danken möchte ich bei Frau Dr. Marlies Härdtlein, Herrn Dr. Thomas Telsnig, Frau Dr. Sheetal Dattatraya Marathe, Herrn Dr. Martin Henßler und Herrn Benjamin Fleischer. Frau Dr. Marlies Härdtlein sei zusätzlich für die kritische Durchsicht des Manuskripts gedankt.

Weiterhin möchte ich die Gelegenheit nutzen und mich bei meinen Kolleginnen und Kollegen der Energie Baden-Württemberg AG Abteilung Forschung und Innovation zu bedanken. Eine kollegiale Arbeitsatmosphäre, konstruktive Diskussionen und die tägliche Arbeit mit viel Praxisbezug zu geothermischen Fragestellungen haben mir sehr bei der Fertigstellung der Arbeit geholfen. Besonders hervorheben möchte ich Frau Hanna Mergner und Herrn Dr. Thomas Kölbl, die nicht nur den Anstoß zu dieser Arbeit gaben sondern mir auch über die gesamte Zeit mit Rat und Tat zur Seite standen.

Mein Dank gilt darüber hinaus meinen Eltern und meiner Schwester, die mich auf so vielfältige Weise jederzeit unterstützt haben. Ganz besonders möchte ich mich bei meiner Frau Vicky für Ihr Verständnis in dieser intensiven Zeit, den Zuspruch, das Lektorat und die unzähligen Kleinigkeiten bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	XI
Symbol- und Abkürzungsverzeichnis.....	XIV
Verwendete Indizes	XVIII
Kurzfassung	XX
Abstract.....	XXII
1 Einleitung und Zielsetzung.....	1
1.1 Motivation und Hintergrund.....	1
1.2 Stand des Wissens.....	2
1.3 Fragestellung und Methodik.....	5
1.4 Aufbau und Gliederung der Arbeit	6
2 Grundlagen tiefegeothermischer Energienutzung	9
2.1 Ursprung geothermischer Energie	9
2.2 Nutzung tiefegeothermischer Energiequellen	10
2.3 Tiefegeothermische Energienutzung in Deutschland	14
3 Modellbeschreibung.....	17
3.1 Technisches Teilmodell - Thermodynamisch, hydraulische Beschreibung geothermischer Energienutzung	18
3.1.1 Reservoir – Integration des hydraulischen Reservoirverhaltens in das Gesamtmodell	19
3.1.2 Thermalwasserkreislauf - Thermodynamische und hydraulische Beschreibung des Thermalwasserkreislaufs	31
3.1.3 Kraftwerk und Thermalwasserpumpen - Energetische Nutzung von Thermalwasser	40
3.2 Teilmodell Ökonomie	54
3.2.1 Investitionskosten – Methodisches Vorgehen und Kostenfunktionen	56
3.2.2 Bedarfs-, betriebsgebundene Kosten, sonstige Betriebskosten und Erlöse	85

3.3	Modellierung der Versorgungsaufgabe für geothermische Heizkraftwerke	87
3.4	Risikofaktoren in der technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Stromerzeugung	90
4	Validierung der technischen Teilmodelle und Vorstellung des Basisfalls	96
4.1	Geothermische Energienutzung am Standort Bruchsal	96
4.2	Validierung der technischen Teilmodelle	99
4.2.1	Teilmodell Reservoir	100
4.2.2	Teilmodell Thermalwasserkreislauf	100
4.2.3	Teilmodell Kraftwerk	102
4.3	Basisfall	102
4.3.1	Untersuchung technisch-ökonomischer Zusammenhänge zur Definition des Basisfalls	103
4.3.2	Betrachtung von Unsicherheiten	112
5	Analyse und Bewertung technischer Maßnahmen	115
5.1	Abgelenkte Bohrungen	115
5.2	Horizontale Bohrungen	119
5.3	Multilaterale Bohrungen	122
5.4	Geothermische Heizkraftwerke	125
5.5	Gemische als Arbeitsmittel für geothermische ORC-Kraftwerke	129
5.6	Upscaling	133
5.7	Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen	138
6	Schlussbetrachtung	143
6.1	Zusammenfassung	144
6.2	Weiterer Forschungsbedarf	148
	Literaturverzeichnis	150
A	Erläuterungen zur Berechnung des Ruhewasserspiegels	180
B	Berechnung der Temperaturverluste im Thermalwasserkreislauf	183
C	Physikalische Eigenschaften des Thermalwassers	189
D	Sensitivität der Fluideigenschaften	193

E	Eingangsdaten Kunststoffmantelrohre und Stahlmantelrohre.....	196
F	Bohrungsschemata Standort Bruchsal GB I und GB II	197
G	Geometrie von Bohrungen	199
H	Detaillierte Untersuchungen KWK.....	201
I	Berechnung Wärmeübergangskoeffizient für Reinstoffe und Gemische	202
J	Untersuchung der Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von Gemischzusammensetzung und Thermalwassertemperatur.....	207
K	Auswirkungen der Umgebungstemperatur.....	213
L	Szenariovergleich Upscaling	214
M	Eingangsdaten ökonomisches Modell.....	216
N	Kosten von Verbindungsleitungen in 1-Rohr-Verlegung	219
O	Variation der Filterstrecke horizontaler Bohrungen	221
P	Methodik zur Bewertung von Risikofaktoren.....	225
Q	Risikofaktoren geothermischer Energiebereitstellung.....	229
R	Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen.....	230
S	Vergleich der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen mit dem Basisfall.....	232
T	Spezifischer und absoluter Vergleich von Barwert, Investitionskosten und bereitgestellter Energie der untersuchten technischen Maßnahmen.....	233
U	Hydraulische Beschreibung horizontaler Bohrungen	235

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Aufbau und Gliederung der Arbeit.....	7
Abbildung 2-1:	Definition von Zustandspunkten im Gesamtsystem Geothermiekraftwerk.....	11
Abbildung 2-2:	Potenzial geothermischer Stromerzeugung und KWK.....	14
Abbildung 2-3:	Untergrundtemperaturen hydrothermaler Potenzialgebiete in Deutschland.....	15
Abbildung 2-4:	Entwicklung von Leistung und Energie geothermischer Stromerzeugung 2007 - 2016.....	16
Abbildung 3-1:	Zusammenführung verschiedener Untermodelle zu einem integrierten Gesamtmodell.....	17
Abbildung 3-2:	Einordnung des Reservoirmodells im Kontext des integrierten Gesamtmodells.....	19
Abbildung 3-3:	Isotropie und Homogenität eines Grundwasserleiters.....	20
Abbildung 3-4:	Produktivität/Injektivität einer Bohrung in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur.....	23
Abbildung 3-5:	Untersuchte Konzepte zur Erschließung geothermischer Nutzhorizonte.....	25
Abbildung 3-6:	Absenkung im Nahbereich der Produktionsbohrung bei Berücksichtigung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten.....	27
Abbildung 3-7:	Gliederung des Betrachtungszeitraumes.....	28
Abbildung 3-8:	Einordnung des Thermalwasserkreislaufmodells in den Kontext des integrierten Gesamtmodells.....	32
Abbildung 3-9:	Schematische Darstellung der Rahmenbedingungen zur abschnittswisen Berechnung thermodynamischer Zustände des Thermalwassers in Röhren am Beispiel einer Produktionsbohrung.....	35
Abbildung 3-10:	Radiale Wärmeströmung in der Bohrung.....	38
Abbildung 3-11:	Einordnung des Thermalwasserkreislaufmodells in den Kontext des integrierten Gesamtmodells.....	40
Abbildung 3-12:	Schematische Darstellung eines ORC mit seinen wesentlichen Komponenten (links) und eine thermodynamische Darstellung im T,s-Diagramm (rechts).....	41
Abbildung 3-13:	Vergleich feuchter (R134a), isentroper (R141b) und retrograder (Isobutan) Arbeitsmittel im T,s-Diagramm.....	44

Abbildung 3-14:	Schematischer Vergleich eines ORC-Prozesses mit reinem Arbeitsmittels und mit einem Arbeitsmittelgemisch in einem T,s-Diagramm	49
Abbildung 3-15:	Schematische Darstellung des Temperaturgleits von Gemischen in Abhängigkeit der Gemischzusammensetzung	50
Abbildung 3-16:	Schaltungsarten geothermischer Heizkraftwerke.....	53
Abbildung 3-17:	Vergleich der Kosten von Geothermie- und Kohlenwasserstoffbohrungen in Deutschland und den USA.....	65
Abbildung 3-18:	Vergleich nationaler und internationaler Kosten von Geothermiebohrungen	66
Abbildung 3-19:	Geometrische Beschreibung abgelenkter Bohrungen	67
Abbildung 3-20:	Verhältnis der Bohrkosten von vertikalen zu horizontalen Bohrungen in der amerikanischen Kohlenwasserstoffindustrie.....	69
Abbildung 3-21:	Kostenfaktor K_{VH} - Zusammenhang zwischen vertikalen und horizontalen Bohrungen gleicher Teufe (TVD) in Abhängigkeit der horizontal erbohrten Strecke l_h	70
Abbildung 3-22:	Kosten der Installation von Verbindungsleitungen für Geothermieranlagen.....	79
Abbildung 3-23:	Vergleich der Bare module costs für den Turbosatz	81
Abbildung 3-24:	Prinzipschaubild Jahresdauerlinie	89
Abbildung 3-25:	Enge und breite Definition des Risikos als Funktion der Zeit	91
Abbildung 3-26:	Kosten und kumulierte, relative Häufigkeit der Risikofaktoren	93
Abbildung 4-1:	Temperaturlogs der geothermischen Bohrungen am Standort Bruchsal GB I und GB II	96
Abbildung 4-2:	Hydraulische Auswirkungen des Anlagenbetriebs am Standort Bruchsal	98
Abbildung 4-3:	Nutzungsdauer einer Doublette für variierende Förderraten in Abhängigkeit der horizontalen Entfernung der Zielpunkte im Aquifer [Basisfall].....	99
Abbildung 4-4:	Druck- und Temperaturverlauf vom Bohrlochtieftsten bis zum Bohrlochkopf der Produktionsbohrung	101
Abbildung 4-5:	Vergleich der Brutto- und Nettoleistung aller zulässigen Arbeitsmittel unter den Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal	105
Abbildung 4-6:	Vergleich der Kraftwerkseigenverbrauchsleistung bei verschiedenen Arbeitsmitteln unter den Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal ...	105

Abbildung 4-7:	Auswirkungen der Variation der Verdampfungstemperatur auf die Auskühlung des Thermalwassers und die Aufwölbung/Absenkung in den Bohrungen für den Standort Bruchsal.....	106
Abbildung 4-8:	Summe aller Barwerte über die Projektlaufzeit	107
Abbildung 4-9:	Zusammensetzung der Investitionskosten	107
Abbildung 4-10:	Leistungsbilanz in Abhängigkeit des Volumenstroms [R236fa]	108
Abbildung 4-11:	Abhängigkeit der Leistung und der SGK von der Ausgangstemperatur des Kraftwerks.....	109
Abbildung 4-12:	Darstellung des Barwertes für den Basisfall	111
Abbildung 4-13:	Darstellung der Bruttoleistung für den Basisfall.....	111
Abbildung 4-14:	Verteilung der Stromgestehungskosten für den Basisfall bei Berücksichtigung von Risikofaktoren	112
Abbildung 4-15:	Sensitivitätsanalyse von Risikofaktoren (RF) für die stochastische Modellierung des Basisfalls	114
Abbildung 5-1:	Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs zur Untersuchung abgelenkter Bohrungen.....	116
Abbildung 5-2:	Veränderung des Druckniveaus im Reservoir für abgelenkte Bohrungen.....	116
Abbildung 5-3:	Break-even-point-Analyse für den ökonomischen Vergleich zwischen vertikalen und abgelenkten Bohrungen.....	117
Abbildung 5-4:	Vergleich vertikaler und abgelenkter Bohrungen bei steigender Förderrate.....	118
Abbildung 5-5:	Technisch-ökonomische Bewertung abgelenkter Bohrungen im Vergleich zum Basisfall.....	119
Abbildung 5-6:	Sensitivitätsanalyse der vertikalen Durchlässigkeit horizontaler Bohrungen.....	120
Abbildung 5-7:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die SGK.....	121
Abbildung 5-8:	Technisch-ökonomische Bewertung horizontaler Bohrungen im Vergleich zum Basisfall.....	122
Abbildung 5-9:	Auswirkungen der Höhe der „junction“ über dem Hangenden auf die Kosten der Reservoirerschließung sowie die Aufwölbung in der Produktions- und Injektionsbohrung	123
Abbildung 5-10:	Technisch-ökonomische Bewertung multilateraler Bohrungen im Vergleich zum Basisfall.....	124

Abbildung 5-11:	Vergleich der thermischen und elektrischen Leistung von Parallel- und Reihenschaltung	126
Abbildung 5-12:	Technisch-ökonomischer Vergleich von Reihen-, Parallelschaltung und reiner Stromerzeugung über alle zulässigen Verdampfungstemperaturen.....	127
Abbildung 5-13:	Technisch-ökonomische Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zum Basisfall.....	128
Abbildung 5-14:	Maximale Nettoleistung in Abhängigkeit der Thermalwassereintrittstemperatur für alle untersuchten zeotropen Arbeitsmittelgemische über alle untersuchten Gemischzusammensetzungen	130
Abbildung 5-15:	Leistung, Absenkung und Stromgestehungskosten über alle zulässigen Arbeitsmittel für den Fall minimaler Stromgestehungskosten	131
Abbildung 5-16:	Technischer und ökonomischer Vergleich des zeotropen Arbeitsmittels mit den geringsten Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall.....	132
Abbildung 5-17:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Volumenstroms für die untersuchten Szenarien des Upscalings.....	136
Abbildung 5-18:	Technisch-ökonomische Bewertung von Upscaling im Vergleich zum Basisfall.....	138
Abbildung 5-19:	Technisch-ökonomischer Vergleich der untersuchten Erschließungsverfahren	139
Abbildung 5-20:	Auswirkungen von Risikofaktoren auf die Kostenkategorien des Barwerts.....	142
Abbildung 6-1:	Stromgestehungskosten der untersuchten technischen Maßnahmen in Relation zum Basisfall.....	144
Abbildung A-1:	Prinzip der kommunizierenden Röhren.....	181
Abbildung C-1:	Produktivität/Injektivität einer Bohrung in Abhängigkeit der Menge an gelösten Salzen	190
Abbildung D-1:	Sensitivität der Dichte von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität.....	193
Abbildung D-2:	Sensitivität der Wärmekapazität von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität	194
Abbildung D-3:	Sensitivität der Viskosität von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität.....	194

Abbildung F-1:	Stratigraphisches Bohrprofil GB1 Bruchsal	197
Abbildung F-2:	Stratigraphisches Bohrprofil GB2 Bruchsal	198
Abbildung G-1:	Bohrlochprofile	199
Abbildung G-2:	Geometrische Betrachtung abgelenkter Bohrungen.....	199
Abbildung G-3:	Aufteilung der Bohrungslänge (MD) in einzelne Sektionen	200
Abbildung H-1:	Detaillierte Simulationsergebnisse einer Reihenschaltung in einem geothermischen Heizkraftwerk	201
Abbildung J-1:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	207
Abbildung J-2:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	207
Abbildung J-3:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	208
Abbildung J-4:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	208
Abbildung J-5:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	209
Abbildung J-6:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	209
Abbildung J-7:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	210
Abbildung J-8:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	210
Abbildung J-9:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	211
Abbildung J-10:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	211
Abbildung J-11:	Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung	212
Abbildung K-1:	Auswirkungen der Umgebungslufttemperatur auf die Leistung des Kraftwerkes.....	213
Abbildung L-1:	Szenario 2 – Upscaling	214
Abbildung L-2:	Szenario 3 – Upscaling	214
Abbildung L-3:	Szenario „Kombination“ – Geographische Anordnung der Bohrungen bei der Kombination aller technischen Maßnahmen	215

Abbildung L-4:	Vergleich der Gesamtinvestition und der Leistung für alle Szenarien bei steigendem Volumenstrom.....	215
Abbildung M-1:	Verwendete Kosten-Indizes (normiert; 2010 = 100) und Umrechnungskurse.....	216
Abbildung M-2:	Durchschnittliche Stimulationskosten je Bohrung.....	218
Abbildung N-1:	Abmessungen von Gräben für die Verlegung von Verbindungsleitungen.....	219
Abbildung O-1:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Aufwölbung der Injektionsbohrung.....	221
Abbildung O-2:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Absenkung/Aufwölbung der Produktionsbohrung.....	221
Abbildung O-3:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Nettoleistung.....	222
Abbildung O-4:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Bruttoleistung.....	222
Abbildung O-5:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Leistungsaufnahme der Produktionspumpe.....	223
Abbildung O-6:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Investitionskosten.....	223
Abbildung O-7:	Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Erschließungskosten.....	224
Abbildung P-1:	Risikobewertung im Kontext des Risikomanagements.....	225
Abbildung P-2:	Methodik zur Bewertung von Risikofaktoren.....	226
Abbildung P-3:	Priorisierung von Risiken anhand einer „risk map“.....	227
Abbildung P-4:	Prozess der Monte Carlo Simulation.....	227
Abbildung P-5:	Definition von Szenarien entlang des Szenariotrichters zur Bestimmung diskreter Wahrscheinlichkeiten.....	228
Abbildung R-1:	Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen.....	230
Abbildung S-1:	Technisch-ökonomische Bewertung der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen im Vergleich zum Basisfall.....	232
Abbildung T-1:	Absolute Investitionskosten und Barwert der einzelnen technischen Maßnahmen.....	233

Abbildung T-2:	Investitionskosten und Barwert der technischen Maßnahmen bezogen auf die thermische Leistung der Anlage zwischen den wellheads.....	233
Abbildung T-3:	Absolut bereitgestellte thermische und elektrische Energie der verschiedenen technischen Maßnahmen.....	234
Abbildung T-4:	Bereitgestellte Energie der technischen Maßnahmen bezogen auf die thermische Leistung der Anlage zwischen den wellheads.....	234

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Überblick ausgewählter Veröffentlichungen zur technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Energiebereitstellung	2
Tabelle 3-1:	Betriebsunterbrechung durch Wartung, Instandhaltung und Instandsetzung.....	28
Tabelle 3-2:	Verrohrungskonzepte geothermischer Produktionsbohrungen.....	33
Tabelle 3-3:	Außendurchmesser viergliedriger Bohrungsschemata	34
Tabelle 3-4:	Widerstandsbeiwerte kreisrunder Komponenten des Thermalwasserkreislaufs	37
Tabelle 3-5:	Konstante Prozessparameter der ORC-Simulation	43
Tabelle 3-6:	Wirkungsgrade der Förder- und Injektionspumpe	46
Tabelle 3-7:	Untersuchte Arbeitsmittelgemische mit Angabe des kritischen Drucks, des Siedepunktes und des , Temperaturgleits	51
Tabelle 3-8:	Aufschläge auf Simulationsergebnisse verschiedener Komponenten für die realitätsnahe Auslegung.....	58
Tabelle 3-9:	Struktur der Investitionskosten inkl. Kostenfunktionen, Fertigstellungszeitpunkt und Standzeit.....	60
Tabelle 3-10:	Prozentualer Kostenbestandteil des Projektmanagements an den gesamten Projektkosten	63
Tabelle 3-11:	Bestimmtheitsmaß verschiedener Ansätze zur Bohrkostenermittlung.....	66
Tabelle 3-12:	Junction-Kosten multilateraler Bohrungen.....	72
Tabelle 3-13:	Kostendegression von Bohrlochmessungen in Abhängigkeit der Bohrungsanzahl.....	73
Tabelle 3-14:	Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für Injektionspumpen	76
Tabelle 3-15:	Abschnittsweise Definition der spezifischen Kosten von Verbindungsleitungen.....	78
Tabelle 3-16:	Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für Druckbehälter	80
Tabelle 3-17:	Komponentenkosten für die Komponenten der Stromerzeugungsanlage	81
Tabelle 3-18:	Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für die Komponenten der Stromerzeugungsanlage	82
Tabelle 3-19:	Struktur der bedarfs-, betriebsgebundenen Kosten, sonstiger Betriebskosten und Erlöse inkl. Kostenfunktionen und Bezugsgröße	85
Tabelle 3-20:	Kennzahlen zur Wärmeversorgung einer Kleinstadt.....	90

Tabelle 3-21:	Identifizierte und priorisierte Risiken geothermischer Energieerzeugung geordnet nach absteigender Bedeutung	92
Tabelle 4-1:	Reservoireigenschaften des Standorts Bruchsal und gewählte Eingangsdaten der hydraulischen Berechnungen.....	97
Tabelle 4-2:	Verrohrungsschema GB I und GB II.....	98
Tabelle 4-3:	Vergleich gemessener und simulierter Werte für Druck und Temperatur im Thermalwasserkreislauf des Geothermiekraftwerks Bruchsal	101
Tabelle 4-4:	Validierung des Kraftwerksmodells mit realen Kraftwerksdaten	102
Tabelle 4-5:	Ausgewählte technische Kenndaten der real existierenden Anlagen des geothermischen Forschungskraftwerks Bruchsal.....	103
Tabelle 4-6:	Einfluss eines Rekuperators auf ausgewählte Kennzahlen der technisch-ökonomischen Simulation.....	110
Tabelle 4-7:	Technische Rahmenbedingungen des Basisfalls.....	111
Tabelle 4-8:	Vergleich der deterministischen und stochastischen Betrachtung der Stromgestehungskosten für den Basisfall	113
Tabelle 5-1:	Vergleich der Nettoleistung des Kraftwerks für alle untersuchten, zulässigen Arbeitsmittel in Abhängigkeit der Thermalwassereingangstemperatur	129
Tabelle 5-2:	Definition Szenarien Upscaling	134
Tabelle 5-3:	Spezifische Investitionskosten im Szenario 1 für einen Volumenstrom von 50 – 200 l/s	135
Tabelle 5-4:	Technisch-ökonomischer Vergleich zulässiger Arbeitsmittel – Kombination ausgewählter Maßnahmen – SZ3	141
Tabelle 5-5:	Vergleich deterministische und stochastische Betrachtung der Stromgestehungskosten für die Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen	142
Tabelle B-1:	Abmessungen der verschiedenen Bohrungsdesigns.....	185
Tabelle B-2:	Wärmeleitfähigkeit verschiedener Materialien	187
Tabelle C-1:	Hauptbestandteile der Thermalwässer in deutschen Niederenthalpiegebieten	189
Tabelle C-2:	Validitätsgrenzen des Fluidmodells nach /Francke 2014/	191
Tabelle C-3:	Qualitative Bewertung der Sensitivität der Stoffeigenschaften von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität	192

Tabelle D-1:	Maximale Abweichung physikalischer Größen des Thermalwassers von Wasser	195
Tabelle E-1:	Eingangsdaten Kunststoffmantelrohre und Stahlmantelrohre	196
Tabelle I-1:	Allgemeine Eingangsdaten für die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten von Wärmetauschern.....	202
Tabelle M-1:	Eingangsdaten Berechnung realer und nominaler Zinssatz	217
Tabelle M-2:	Grundstückspreise für geothermische Anlagen und Bohrplätze	217
Tabelle M-3:	Materialfaktoren aller berücksichtigter Wärmeübertrager	218
Tabelle M-4:	Strompreis in Abhängigkeit der Abnahmemenge für Industriekunden...	218
Tabelle N-1:	Lichte Mindestbreite für Gräben mit Arbeitsraum in Abhängigkeit vom äußeren Leitungs- bzw. Rohrschaftdurchmesser.....	220
Tabelle Q-1:	Priorisierte Risikofaktoren geothermischer Stromerzeugung	229
Tabelle R-1:	Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen.....	231

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

Symbol	Definition	Einheit
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
\dot{q}	Wärmestromdichte	W/m ²
\dot{V}_f	Aquiferförderrate	m ³ /s
\dot{V}_{fD}	Dimensionslose Aquiferförderrate	-
K_p^0	Komponentenkosten eines Bauteils aus Standardmaterial bei Umgebungsdruck	€ ₂₀₁₄
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /s
a	Halber Abstand zwischen zwei Bohrungen	m
a	Abstand zwischen zwei Rippen	m
A	Fläche	m ²
A_0	Rohrfläche zwischen Rippen	m ²
AL	Aluminium	-
ANZ _B	Anzahl Bohrungen	#
A_{RI}	Rippenfläche	m ²
A_{SEA}	Fläche Stromerzeugungsanlage	m ²
BZZ	Bauzeitzinsen	€ ₂₀₁₄
c	Strömungsgeschwindigkeit	m/s
CLM	Menge der gebundenen Chloridatome	#
c_p	Isobare Wärmekapazität	J/(kg*K)
CS	Unlegierter Stahl	-
c_v	Isochore Wärmekapazität	J/(kg*K)
D	Außendurchmesser eines berippten Wärmetauscherrohres	m
d_a	Außendurchmesser	m
$d_{a,MR}$	Außendurchmesser des Mantelrohrs	m
d_B	Durchmesser Bohrloch	m
DE	Diskretisierungsfehler	-
d_L	Durchmesser Bohrung	m
d_R	Durchmesser Aquifer	m
E	Erlöse	€
ESP	Electrical submersible pump (engl.) = elektr. Tauchpumpe	-
g	Erdbeschleunigung	m/s ²
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor	-

h	Höhe	m
H	Massenspezifische Enthalpie	J/kg
h ₀	Höhe des Referenzpunktes	m
HB	Horizontale Bohrungen	-
HKW	Heizkraftwerk	-
h _R	Höhe Rippe	m
I	Kalkulatorischer Zinssatz	%/a
I ₀	Investitionsausgaben	€ ₂₀₁₄
II	Injektivitätsindex	m ³ /(s*MPa)
JAS	Joint Association Survey on Drilling Costs	-
K	Permeabilitätskoeffizient	m ²
K	Kosten	€ ₂₀₁₄
k	Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² *K)
k _f	Durchlässigkeitsbeiwert	m/s
k _{f,v}	Vertikaler Durchlässigkeitsbeiwert	m/s
K _{VH}	Kostenfaktor – Verhältnis horizontale zu vertikale Bohrkosten	#
l	Länge	m
l _{bohr.,ges.}	Gesamtlänge der Bohrungen (MD)	m
l _D	Dimensionslose Länge der horizontalen Bohrung	-
l _h	Horizontale Länge der Bohrung	m
M	Mächtigkeit des Grundwasserleiters	m
MB	Multilaterale Bohrungen	-
MD	Länge einer Bohrung (measured depth)	m
MM _i	Molare Masse	g/mol
NDB	Norddeutsches Becken	-
ns	Anzahl von Punktsenken	#
ORG	Oberrheingraben	-
P	Leistung	MW
p	Druck	MPa
p ₀	Statischer Druck	-
PI	Produktivitätsindex	m ³ /(s*MPa)
PM	Projektmanagement	-
Pr	Prandtl-Zahl	#
q	Diskontierungsfaktor $q = 1 + i/100$	-

RA	Relative Abkühlung	%
r_D	Dimensionslose horizontale Distanz	-
Re	Reynolds-Zahl	#
RF	Risikofaktor	-
$R_{l,E}$	Wärmewiderstand Erdreich	(m*K)/W
$R_{l,R}$	Wärmewiderstand Rohr	(m*K)/W
RP_{Ave}	Durchschnittlicher Abstand aller Punktsenken zum Beobachtungspunkt	m
RWS	Ruhewasserspiegel [gemessen ab Geländeoberkante]	m
S	Speicherkoeffizient	-
s	Absenkung/Aufwölbung	MPa; m
s_e	Verlegetiefe	m
SGK	Durchschnittliche diskontierte Stromgestehungskosten	€/kWh
s_{HD}	Dimensionslose Absenkung einer horizontalen Bohrung	-
s_{hor}	Horizontale Bohrstrecke	m
SMB	Süddeutsches Molassebecken	-
s_{PI}	Länge der direkten Verbindungslinie zwischen den Zielpunkten der Produktions- und Injektionsbohrung	m
s_R	Stärke einer Rippe eines berippten Wärmetauscherrohres	m
SS	Edelstahl (engl. stainless steel)	-
s_{SP}	Spezifischer Speicherkoeffizient	1/m
T	Temperatur	K; °C
t_B	Durchbruchzeit	s
$t_{betr.}$	Betrachtungszeitraum	s
t_D	Dimensionslose Zeit	-
tds	Summe der gelösten Stoffe im Thermalwasser (total dissolved solids)	g/l
t_{FB}	Zeitpunkt der Fertigstellung des Bauwerks vor Inbetriebnahme der Gesamtanlage	a
TG	Temperaturleit	K
t_N	Thermische Nutzungsdauer	s
$t_{ökon}$	Betrachtetes Betriebsjahr ausgehend von der Inbetriebnahme	a
TR_{GWL}	Transmissivität des Grundwasserleiters	m ² /s
$t_{unterbr.}$	Zeitraum mit unterbrochener Förderung z.B. Instandhaltung	s
t_{VBH}	Jährliche Vollbenutzungsstunden	h
TVD	Vertikale Teufe einer Bohrung (true vertical depth)	m

TWK	Thermalwasserkreislauf	-
u.GOK	Unter Geländeoberkante	m
ü.GOK	Über Geländeoberkante	m
U_{tot}	Gesamter Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils	$W/(m^2 \cdot K)$
$W(u)$	Dimensionslose Brunnenfunktion nach /Theis 1935/	-
W_{el}	Elektrische Arbeit	MWh/a
X	Dampfgehalt	%
x_{0D}	Dimensionslose Koordinate der Punktquelle	-
x_D	Dimensionslose Koordinate	-
x_i	Stoffmengenanteil in der flüssigen Phase	-
XS	Horizontale Projektion einer abgelenkten Bohrung	m
y_{0D}	Dimensionslose Koordinate der Punktquelle	-
y_D	Dimensionslose Koordinate	-
y_i	Stoffmengenanteil in der dampfförmigen Phase	-
y_M	Mittelachsenabstand in einem Wärmetauscher	m
z	Höhe	m
z_{0D}	Dimensionslose Koordinate der Punktquelle	-
ZB	Hauptbohrung	-
z_D	Dimensionslose Koordinate	-
α	Wärmeübergangskoeffizient	$W/(m^2 \cdot K)$
Δh	Enthalpiedifferenz	J/K
Z	Widerstandsbeiwert	1/m
η	Viskosität	
κ_{Aquifer}	Temperaturleitfähigkeit des Aquifers	m^2/s
λ	Rohrreibungszahl	-
λ	Wärmeleitfähigkeit	$W/(m \cdot K)$
λ_E	Wärmeleitfähigkeit Erdreich	$W/(m \cdot K)$
τ	Zeitkonstante	-
ρ	Dichte (mit verschiedenen Indizes)	kg/m^3

Verwendete Indizes

Index	Erläuterung
air	Luft
AM	Arbeitsmittel
Aquifer	Gesteinsmatrix des Nutzenhorizonts
bd,t	Bedarfsgebunden mit Zeitbezug
bt,t	Betriebsgebunden mit Zeitbezug
cr	Kritisch
D	Dimensionslos
EI	Ersatzinvestition
el	Elektrisch
EMV	Elektronik- und Maschinenbruchversicherung
F	Fluid / flüssig
FI	Förder- und Injektionseinrichtungen
Filter	Filter
Fluid	Thermalwasser
FP	Förderpumpe
FW	Fernwärmeauskopplung / Fernwärme
geo	Thermische Leistung der geothermischen Quellen am Eingang des HKW
HB	Horizontale Bohrung
HW	Heizwerk
I	Injektionsbohrung
in; i	Eingang einer Systemkomponente in Fließrichtung des Fluids
IP	Injektionspumpe
Isen	Isentrop
KS	Kondensator
KüWa	Kühlwasser
KW	Kraftwerk
LuKo	Luftkondensator
Max	Maximal nachgefragte thermische Leistung einer Versorgungsaufgabe
MB	Multilaterale Bohrung
NA	Netzanschluss an das Stromnetz
out; o	Ausgang einer Systemkomponente in Fließrichtung des Fluids
P	Produktionsbohrung

Para	Parasitäre Verbraucher in der Geothermieanlage
RL	Rücklauf
SEA	Stromerzeugungsanlage
SM	Seismisches Monitoring
sonst.	Sonstige Kosten
SP	Speisepumpe
t	Zeit
TB	Turbine
TS	Turbosatz
TW	Thermalwasser
TWK	Thermalwasserkreislauf
VB	Vertikale Bohrung
VD	Verdampfer
VL	Vorlauf
VW	Vorwärmer
WÜ	Wärmeübertrager

Kurzfassung

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich die Dekarbonisierung der Energiebereitstellung als zentrales energiepolitisches Ziel gesetzt. Während der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bereits 32,7 % erreicht hat, werden lediglich 13,4 % der Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Tiefe Geothermie trägt mit lediglich 0,025 % zum Bruttostromverbrauch und gerade einmal 0,006 % zur Wärmeerzeugung bei.

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung ist eine weitere Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung notwendig. Das technische Potenzial tiefegeothermischer Strom- und Wärmebereitstellung ist derzeit nur zu einem Bruchteil ausgeschöpft, was eine Möglichkeit zur weiteren Dekarbonisierung der Energiebereitstellung eröffnet. Trotz erster Anlagen zu Beginn der 1990er Jahre kommt der Ausbau tiefegeothermischer Energiebereitstellung nur schleppend voran. Studien zeigen, dass unter Berücksichtigung garantierter Einspeisetarife aus dem Erneuerbaren Energie Gesetz ein wirtschaftlicher Betrieb von Tiefegeothermieprojekten möglich ist. Eine mögliche Ursache für den zögerlichen Ausbau der Tiefegeothermie könnte in Unsicherheiten hinsichtlich der Fündigkeit und den zu erwartenden Investitionskosten liegen. Daraus resultierende Risikoauflagen bei der Finanzierung müssen durch die Projekte erwirtschaftet werden. Dies kann erreicht werden, wenn es gelingt Projekte zu realisieren, deren durchschnittliche Stromgestehungskosten deutlicher als bisher unter den garantierten Einspeisetarifen liegen. Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Arbeit, ob Tiefegeothermie in Deutschland durch die Einbindung innovativer technischer Maßnahmen und unter Berücksichtigung von Risikofaktoren eine signifikante Reduktion der Stromgestehungskosten erreichen kann.

Tiefegeothermische Anlagen zeichnen sich durch einen komplexen Kreislaufprozess aus. Von der Förderung des Thermalwassers als Energieträgermedium über die obertägige Energieumwandlung bis hin zur Reinjektion des ausgekühlten Thermalwassers müssen multiple Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein integriertes Simulationsmodell entwickelt, das alle Bereiche der geothermischen Energiebereitstellung technisch-ökonomisch abbildet und somit eine Bewertung technischer Maßnahmen ermöglicht. Basierend auf dem entwickelten Simulationsmodell wurden die Verbesserung der untertägigen Energiegewinnung, die Effizienzsteigerung der obertägigen Energieumwandlung, die Erhöhung des Nutzungsgrades sowie die Nutzung von Skaleneffekten detailliert technisch-ökonomisch untersucht. Unsicherheiten wurden mittels der Evaluation ausgewählter Risikofaktoren in die Untersuchungen einbezogen.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass mit der Umsetzung der untersuchten Maßnahmen eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten erreicht werden kann. Gleichzeitig verdeutlichen die Untersuchungen zu Risikofaktoren geothermischer Energiebe-

reitstellung aber auch, dass unter Berücksichtigung von Unsicherheiten die Verteilung der Stromgestehungskosten eine große Bandbreite aufweist. Für den Fall einer Anlage, die nach dem Stand der Technik realisiert werden würde, liegt der Erwartungswert der Verteilung über der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung. Kombiniert man alle untersuchten Maßnahmen für den ausgewählten Referenzstandort Bruchsal in optimaler Weise, so lässt sich im Vergleich zum Stand der Technik eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 65 % erreichen. Bei einer singulären Betrachtung zeigt die Ausnutzung von Skaleneffekten die größte Veränderung der Stromgestehungskosten. Bezogen auf die natürlichen Rahmenbedingungen im Erlaubnisfeld des Standorts Bruchsal wird eine Reduktion von -40 % erreicht. Die Steigerung des Nutzungsgrades wurde durch eine Kraft-Wärme-Kopplung abgebildet. Die Ergebnisse der Arbeit verdeutlichen, dass eine hohe Sensitivität für Rahmenbedingungen wie beispielsweise Wärmepreise besteht. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen können die Stromgestehungskosten um bis zu 28 % reduziert werden. Durch die Verbesserung der Anbindung der Bohrung an das Reservoir sind untertägige Maßnahmen je nach gewähltem Erschließungsverfahren in der Lage eine Verminderung der Stromgestehungskosten von bis zu 23 % zu erreichen. Eine Effizienzsteigerung der obertägigen Energieumwandlung ermöglicht es die Stromgestehungskosten um bis zu 17 % zu senken. Hierzu werden zeotrope Gemische als Arbeitsmittel eingeführt und die Arbeitsmittelauswahl an die Thermalwassertemperatur angepasst. Die größte Sensitivität gegenüber den untersuchten Risikofaktoren zeigten die Ergebnisse der Arbeit gegenüber Unzulänglichkeiten bei den geologischen/geophysikalischen Untersuchungen des Reservoirs, was zu einer Minderfündigkeit führen kann. Berücksichtigt man jedoch die optimale Kombination aller untersuchten technischen Maßnahmen, so liegen die simulierten Stromgestehungskosten auch bei einer Berücksichtigung von Risikofaktoren unterhalb der gesetzlichen Einspeisevergütung.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass tiefengeothermische Energiebereitstellung ein erhebliches Potenzial für eine Reduktion der Stromgestehungskosten durch technische Maßnahmen aufweist. Die Ausnutzung von Skaleneffekten sollte dabei prioritär angegangen werden. Die technisch-ökonomische Bewertung von Geothermieprojekten zeigt sich sensitiv gegenüber den untersuchten Risikofaktoren. Durch eine Kombination mehrerer technischer Maßnahmen erscheint ein weiterer Ausbau der Tiefengeothermie aus technisch-ökonomischer Sicht auch unter Berücksichtigung von Risikofaktoren vielversprechend.

Abstract

The Federal Republic of Germany has set itself the decarbonisation of energy supply as a central energy policy objective. While the share of renewable energies in the gross electricity consumption has already reached 32.7 %, only 13.4 % of heat generation is provided by renewable energies. Deep geothermal energy contributes only by 0.025 % to gross electricity consumption and just by 0.006 % to heat generation.

A further increase of the share of renewable energies in the supply of energy is necessary to achieve the climate goals of the federal government. The technical potential of deep geothermal heat and power generation is currently only used to a small fraction, which opens up the possibility of further decarbonisation of energy supply. Despite the first installations at the beginning of the 1990s, the development of deep geothermal energy makes only slow progress. Studies show that an economical operation of deep geothermal energy projects is possible, taking into account guaranteed feed-in tariffs from the Renewable Energy Act. A possible cause for the hesitant expansion of deep geothermal energy could be uncertainty as to the discovery of resources and expected investment costs. The resulting risk premiums for financing must be generated by the projects. This can be achieved if it is possible to realize projects whose average electricity consumption costs are more clearly below the guaranteed feed-in tariffs. Against this background, the present work investigates whether deep geothermal energy in Germany can achieve a significant reduction in levelized costs of electricity by incorporating innovative technical measures and taking into account risk factors.

Deep geothermal plants are characterized by a complex cyclical process. Starting from the mining of the thermal water as an energy carrier over the energy conversion at surface to the reinjection of the cooled thermal water, multiple interactions must be taken into account. For this reason, an integrated simulation model was developed, which represents all areas of the geothermal energy supply technically and economically, thus enabling an assessment of technical measures. Based on the developed simulation model, improvements in the underground energy mining, the efficiency increase of the energy conversion at surface, the increase of the utilization factor as well as the use of scale effects were investigated in detail technically and economically. Uncertainties were included in the investigations by means of the evaluation of selected risk factors.

The results of the present study show that a significant reduction in electricity generation costs can be achieved by the implementation of the measures under investigation. However, the investigations taking into account risk factors of geothermal energy show that, the distribution of electricity production costs has a wide range. For a plant realized according to the state of the art, the expected value of the distribution is above the legally guaranteed feed-in tariff. An optimal combination of all measures investigated for the selected reference site

Bruchsal, shows a reduction of the levelized costs of energy by 65 % compared to the state of the art. As a single measure, the exploitation of scale effects shows the greatest change in levelized costs of electricity. A reduction of -40 % in levelized costs of electricity is achieved with respect to the natural conditions in the permit field of the Bruchsal site. The increase in the degree of utilization was mapped by cogeneration. The results of the work clearly show that there is a high sensitivity to basic conditions such as heat prices. Under the given conditions, electricity generation costs can be reduced by up to 28 % through cogeneration. By improving the connection of the borehole to the reservoir, depending on the selected development method, underground measures are able to achieve a reduction in levelized costs of energy by up to 23 %. An increase in the efficiency of the surface energy transformation reduces the levelized costs of electricity by up to 17 %. To this end, zeotropic mixtures are introduced as working fluids and the selection of the working fluid is adapted to the thermal water temperature. The risk factor “inadequacies in geological/geophysical investigations of the reservoir” causes the greatest sensitivity of all investigated risk factors. However, taking into account the optimal combination of all the investigated technical measures, the levelized costs of energy including risk factors are below the statutory feed-in tariff.

The present work shows that deep geothermal energy supply has a considerable potential for a reduction of levelized costs of electricity by means of technical measures. The exploitation of scale effects should be a measure to be implemented with priority. The techno-economic evaluation of geothermal energy projects is sensitive to the investigated risk factors. Through a combination of several technical measures, further expansion of deep geothermal energy appears to be promising from a techno-economic point of view, even taking into account risk factors.

1 Einleitung und Zielsetzung

Im Dezember 2015 einigte sich die Staatengemeinschaft auf der Pariser Klimakonferenz völkerrechtlich bindend auf eine Begrenzung des anthropogenen Klimawandels. Am 04.11.2016 trat das Pariser Klimaabkommen in Kraft. Es soll die Erderwärmung auf maximal 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzen. Die Bundesrepublik Deutschland hat sich bereits zuvor im Rahmen mehrerer Beschlüsse Klimaschutzziele gesetzt, die darauf abzielen, den Ausstoß klimaschädlicher Gase zu reduzieren. Diese beinhalten unter anderem eine stufenweise Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien auf bis zu 80 % des Bruttostromverbrauchs in 2050 und eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Wärme auf 14 % in 2020 /UBA 2017/. Die derzeitige Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie beträgt 1 TWh während gleichzeitig 0,2 TWh elektrischer Energie bereitgestellt wurden /BMWi 2017/. Das technische Potenzial nur von Heißwasseraquiferen mit einer Temperatur über 100 °C summiert sich auf 23.000 TWh /Paschen et al. 2003/. Das Potenzial tiefengeothermischer Energie ist damit bei weitem noch nicht ausgeschöpft und könnte somit zukünftig einen größeren Beitrag zur Erfüllung dieser Ziele leisten. Neben einer ausschließlichen Wärmenutzung sind auch Anlagen zur Strombereitstellung mehrfach realisiert /BVG 2017/. Dabei sind geothermische Anlagen regelbar und weisen weltweit hohe Verfügbarkeiten von über 8000 h auf /ITG 2013b/ /Eyerer et al 2017/.

1.1 Motivation und Hintergrund

Das technische Potenzial geothermischer Stromerzeugung in Deutschland beträgt 311 TWh_{el}/a, was sich durch die Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) noch um 462 TWh_{th}/a ergänzen lässt /Paschen et al. 2003/. Mit dem technischen Potenzial geothermischer Strombereitstellung könnte theoretisch 51 % der deutschen Stromnachfrage gedeckt werden /Paschen et al. 2003/ /BMWi 2017/. Seit in Deutschland die erste Anlage zur geothermischen Stromerzeugung 2007 in Betrieb gegangen ist, konnte die installierte elektrische Leistung nur langsam auf aktuell 39 MW_{el} bzw. 0,151 TWh_{el}/a gesteigert werden /BMWi 2017/ /BVG 2017/. Daneben stellen seit 1994 geothermische Heizwerke Energie für Wärmeanwendungen zur Verfügung. Nimmt man alle Anlagen zusammen, sind derzeit 33 Anlagen in Betrieb. Die Praxistauglichkeit der Technologie konnte durch eine große Anzahl an Anlagen über mehrere Jahre demonstriert werden /BVG 2017/.

Studien basierend auf bestehenden Anlagen zeigen auch, dass ein wirtschaftlicher Betrieb unter Berücksichtigung garantierter Einspeisetarife aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) möglich ist /EEG 2017/ /Weimann 2011/ /Eyerer et al 2017/. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wäre zu erwarten, dass die Anzahl der realisierten Anlagen steigt, was derzeit mit lediglich zwei Projekten „in Bau“ nicht absehbar ist /BVG 2017/. /Weimann 2011/ führt diesen Umstand auf verschiedenen Unsicherheiten zurück. Zum einen bei der

Fündigkeit der Projekte, zum anderen aber auch bei den Investitionskosten. Die Fündigkeit der Bohrungen ist u.a. von der Verfügbarkeit und Temperatur des Thermalwassers sowie den hydraulischen Bedingungen im Reservoir abhängig. Diese Parameter können jedoch erst nach erfolgter Bohrung mit Sicherheit ermittelt werden. Gleichzeitig schwanken die Investitionskosten und hier vor allem die Bohrkosten stark zwischen den einzelnen Projekten /Lukawski et al. 2014/. Um Risikoaufschläge bei der wirtschaftlichen Bewertung ausgleichen zu können, müssten die Stromgestehungskosten stärker unterhalb des EEG-Einspeisetarifs liegen, damit sich die Erlössituation verbessert /Weimann 2011/.

1.2 Stand des Wissens

Tabelle 1-1 zeigt eine Übersicht ausgewählter Veröffentlichungen zur technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Energiebereitstellung. Nachfolgend wird kurz auf die einzelnen Veröffentlichungen eingegangen.

Tabelle 1-1: Überblick ausgewählter Veröffentlichungen zur technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Energiebereitstellung

Veröffentlichung	Untersuchungsgegenstand	Unsicherheiten berücksichtigt	Energieform
/Daniilidis et al. 2017/	Probabilistische, technisch ökonomische Bewertung eines geothermischen Wärmeprojektes	Ja	Wärme
/Eyerer et al 2017/	Analyse existierender Anlagen und des technischen/wirtschaftlichen Potenzials	Nein	Strom KWK
/Heberle 2013/	Bewertung zeotroper Arbeitsmittel am Beispiel geothermischer Energie	Nein	Strom
/Heberle et al. 2011/	Technisch-ökonomische Bewertung geothermischer KWK	Nein	KWK
/Heidinger 2010/	Modell zur technisch-ökonomischen Bewertung von EGS-Kraftwerken	Nein	Strom
/Heidinger 2014/	Erschließung von Lagerstätten mittels mehrerer stimulierter Doubletten	Ja	Strom
/Janczik 2015/	Kurz – langfristige Entwicklung geothermischer Energiebereitstellung in Deutschland	Nein	Strom, KWK
/Schlagermann 2014/	Exergoökonomische Bewertung technischer Maßnahmen	Nein	Strom, KWK
/Tester et al. 2006/	Potenziale, Technik und Ökonomie von Tiefengeothermie in den USA	Nein	Strom

/Daniilidis et al. 2017/ greifen einen Ansatz auf, der sich so auch in /Heidinger 2014/ findet. Basierend auf zuvor definierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für bestimmte Eingangsparameter wird mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation die Verteilung wirtschaftlicher Kenn-

zahlen simuliert. Die Autoren entwickeln hierzu ein technisch-ökonomisches Modell, konzentrieren sich bei der Bewertung von Unsicherheiten aber hauptsächlich auf technische Eingangsparameter als Quelle von Unsicherheit.

Basierend auf einer Analyse der Betriebsdaten von Bestandsanlagen entwickeln /Eyerer et al 2017/ ein technisch-ökonomisches Modell zur Bewertung des Potenzials hydrothermalen geothermischer Anlagen in Deutschland. Aufbauend auf den methodischen Vorüberlegungen wird das technische und wirtschaftliche Potenzial hydrothermalen geothermischer Energiebereitstellung in Deutschland quantifiziert. Die Studie nähert die Effizienz der Energieumwandlung durch eine Regressionsanalyse an und entwickelt daraus vereinfachte technisch-ökonomische Zusammenhänge. Das entwickelte Modell wird allerdings nicht zur Bewertung technischer Maßnahmen, sondern nur zur Variation technischer Eingangsparametern genutzt.

In seiner Dissertation untersucht /Heberle 2013/ den Einsatz zeotroper Arbeitsmittel zur Strombereitstellung aus geothermischer Energie. Die detaillierte Simulation des ORC-Kreislaufs wird durch den Vergleich mehrerer Stoffdatenbanken sowie durch Labormessungen hinterlegt. Darauf aufbauend wird die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber dem Kühlkonzept, der Thermalwassereingangstemperatur, der Gemischkonzentration und der Nutzung eines Rekuperators bewertet. Abschließend erfolgt eine ökonomische Bewertung. /Heberle 2013/ legt den Fokus auf die thermodynamische Prozessbewertung. Ökonomische Fragestellungen werden vereinfacht abgebildet und nicht im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen bewertet.

Neben der reinen Stromerzeugung untersuchen /Heberle et al. 2011/ die kombinierte Bereitstellung von Wärme und Elektrizität mithilfe der Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei untersuchen die Autoren nicht nur den Einsatz verschiedener Arbeitsmittel sondern auch unterschiedliche Schaltungsvarianten zwischen Wärmeauskopplung und Kraftwerk. Der Fokus der Untersuchung liegt auf einer thermodynamischen Bewertung weshalb ökonomische Fragestellungen nur vereinfacht betrachtet werden. Die Auswahl der Arbeitsmittel ist auf eine Auswahl von drei reinen Arbeitsmitteln beschränkt. Weiterhin wird die thermische Nachfrage vereinfacht in vier Stufen abgebildet.

/Heidinger 2010/ präsentiert basierend auf den Ergebnissen des Geothermie-Projektes „Soulz-sous-Forêts“ ein Modell zur technisch-ökonomischen Bewertung mit Fokus auf enhanced geothermal systems (EGS). EGS bezeichnet geothermische Reservoirs, deren hydraulische Parameter durch technische Maßnahmen verbessert wurden. Ziel ist es unwirtschaftliche Reservoirs durch eine Steigerung der Fließrate ökonomisch attraktiv zu machen (siehe /Huenges 2010/, /Schulz o.J./, /Stober, Bucher 2012/). Das Modell stellt eines der ersten seiner Art dar und weist bereits umfassende Funktionen zur technisch-ökonomischen Bewertung auf /Olasolo et al. 2016/. Neben der Bewertung des Ausgangszustands erfolgt jedoch keine

weitere Untersuchung technischer Maßnahmen. Des Weiteren ist das Modell vergleichsweise alt und damit nicht mehr auf dem aktuellen wissenschaftlichen Stand.

Im Jahr 2014 aktualisiert Heidinger seinen Ansatz um das Konzept der „Reservoirfarm“ /Heidinger 2014/. Im Gegensatz zum Stand der Technik, einer Reservoirerschließung mittels einer Doublette, bewertet der Autor die systematische Bewirtschaftung eines EGS-Reservoirs. Dabei werden schrittweise zusätzliche Bohrungen in Betrieb genommen bzw. bei Minderproduktivität stillgelegt. Die Methodik geht von einer betreibereigenen Bohranlage aus und ist stark auf petrothermale Anlagen fokussiert. Zudem werden neben dem in dieser Arbeit als „Upscaling“ bezeichneten Ansatz keine weiteren technischen Maßnahmen untersucht.

Der Schwerpunkt der Dissertation von /Janczik 2015/ liegt auf der technisch-ökonomischen Bewertung der zukünftigen Entwicklung tiefengeothermischer Strom-/Wärmebereitstellung. Hierzu entwickelt Janczik ein technisch-ökonomisches Modell. Für zentrale Eingangsparameter wird auf Basis von Literaturrecherchen die technische und ökonomische Entwicklung antizipiert. Abschließend wird anhand ausgewählter Beispiele das technisch-ökonomische Verbesserungspotenzial bewertet. Die Untersuchungen orientieren sich stark am Stand der Technik, sodass innovative technische Maßnahmen nicht berücksichtigt werden.

/Schlagermann 2014/ entwickelte ein detailliertes technisch-ökonomisches Modell zur Durchführung einer exergoökonomischen Analyse tiefengeothermischer Strombereitstellung und KWK. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass durch die Optimierung der Dimensionierung von Anlagenteilen aber auch durch innovative technische Maßnahmen eine Reduktion der Stromgestehungskosten möglich ist. Der Autor konzentriert sich in seiner Arbeit auf übertägige Maßnahmen wie die mehrstufige Entspannung des Arbeitsmittels oder die Veränderung des Turbinenwirkungsgrades.

In einer großangelegten Studie untersuchen /Tester et al. 2006/ das Potenzial der EGS-Technologie zur Bereitstellung von Energie in den USA. Neben der Bestimmung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials untersuchen die Autoren auch Technik und Ökonomie geothermischer Energiebereitstellung mit Fokus auf EGS-Anlagen in den USA. Die Studie zeigt wichtige Zusammenhänge auf beispielsweise bei der Ermittlung von Bohrungs- und Komplettierungskosten. Diese sind nur zum Teil übertragbar, da europäische und amerikanische Marktpreise zum Zeitpunkt der Untersuchung nicht vergleichbar waren /Weimann 2011/.

Die vorangegangene Literaturrecherche, konnte für die technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Energiebereitstellung einen Forschungsbedarf identifizieren, der im Rahmen der vorliegenden Arbeit geschlossen werden soll. Weiterentwicklungspotenzial besteht dabei im Wesentlichen bei der ...

- Detaillierten, integrierten Darstellung des Gesamtsystems geothermischer Energiebereitstellung
- Berücksichtigung von Unsicherheiten
- Abbildung innovativer technischer Maßnahmen
- Anwendbarkeit auf deutsche Niederenthalpiegebiete

1.3 Fragestellung und Methodik

Wie in Kapitel 1.1 erläutert, führen verschiedene Risikofaktoren zu Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten. Mangelnde oder unsichere Wirtschaftlichkeit wird als ein Grund für den geringen Zubau tiefengeothermischer Anlagen in Deutschland angeführt /Weimann 2011/. Vor diesem Hintergrund soll im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, ob ...

... Tiefengeothermie in Deutschland durch die Einbindung innovativer technischer Maßnahmen und unter Berücksichtigung von Risikofaktoren eine signifikante Reduktion der Stromgestehungskosten erreichen kann.

Um diese Fragestellung beantworten zu können soll ein integriertes Gesamtmodell zur Simulation entwickelt werden, das nachfolgende Eigenschaften aufweist:

- Detaillierte technische Abbildung des geschlossenen Prozesses der geothermischen Energiebereitstellung
- Detaillierte ökonomische Abbildung technischer Veränderungen in der Anlage
- Integration von Risikofaktoren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten
- Technisch-ökonomische Bewertung technischer Maßnahmen

Die Untersuchung des Stands des Wissens in Kapitel 1.2 zeigt, dass keines der zur Verfügung stehenden Modelle alle beschriebenen Anforderungen erfüllt. Während eine integrierte Simulation des Gesamtsystems „Geothermiekraftwerk“ in wechselnder Detailschärfe vorhanden ist, zeigt sich bei der Einbindung innovativer technischer Maßnahmen in Kombination mit der Berücksichtigung von Unsicherheiten eine Lücke. Daher wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Modell zur technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Kraftwerke entwickelt. Dabei werden geologische, hydraulische, thermodynamische, und ökonomische Aspekte detailliert abgebildet sowie Risikofaktoren eingebunden. Damit steht ein Modell zur Verfügung, das basierend auf dem methodischen Gerüst der Investitionsrechnung in der Energiewirtschaft eine Bewertung innovativer technischer Maßnahmen und die Berücksichtigung von Unsicherheiten zulässt.

Innovative technische Maßnahmen im Bereich geothermische Energiebereitstellung lassen sich in vier Felder gliedern. Der Überbegriff „Untertägige Maßnahmen“ fasst dabei alle technischen Ansätze zusammen, die dazu beitragen, dass an der Geländeoberkante ein größerer

Energiestrom zur Nutzung verfügbar ist. Bohrungen verbinden das untertägige Reservoir mit den obertägigen Anlagen zur Energieumwandlung. Dabei sind sie gleichzeitig Hauptbestandteil der Investitionskosten einer geothermischen Anlage /Frick et al. 2007/. Nachfolgend werden neben der vertikalen Reservoirerschließung abgelenkte, multilaterale und horizontale Erschließungsverfahren einer technisch ökonomischen Bewertung unterzogen. Neben untertägigen Maßnahmen lassen sich auch übertägige technische Maßnahmen identifizieren, die potenziell zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen führen. Die Effizienz der Strombereitstellung wird maßgeblich durch die Auswahl des Arbeitsmittels beeinflusst. Kohlenwasserstoffe und Kältemittel sind derzeit weit verbreitet in geothermisch angetriebenen Kraftwerksprozessen. Daneben existiert aber auch die Möglichkeit, Gemische bekannter Arbeitsmittel einzusetzen, die durch ihre thermodynamischen Eigenschaften eine Steigerung der Effizienz versprechen. Insgesamt werden in der vorliegenden Arbeit acht Arbeitsmittelgemische und fünfzehn reine Arbeitsmittel untersucht. Neben der Effizienz der Energieumwandlung beeinflusst auch der Nutzungsgrad das wirtschaftliche Gesamtergebnis. Daher soll im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, wie sich die Wärmeerlöse verschiedener Schaltungsvarianten bei der Kraft-Wärme-Kopplung auf die technisch-ökonomische Bewertung auswirken. Als letzten Maßnahmenkomplex werden die aus der Betriebswirtschaftslehre bekannten Skaleneffekte untersucht. Während in Deutschland derzeit meist nur zwei Bohrungen je Projekt abgeteuft werden, werden geothermische Kraftwerke weltweit meist durch eine Vielzahl von Bohrungen gespeist. Dieser als Upscaling /Reith et al. 2016/ /Kölbel 2013/ bezeichnete Ansatz rundet den in dieser Arbeit betrachteten Maßnahmenkatalog ab.

1.4 Aufbau und Gliederung der Arbeit

Abbildung 1-1 zeigt die Gliederung der Arbeit in sechs aufeinander aufbauenden Kapiteln. Kapitel 2 fasst die Grundlagen geothermischer Energienutzung in drei Unterkapiteln zusammen und gibt Hinweise zu weiterführender Literatur für eine vertiefte Einführung.

Kapitel 3 greift diese Einführung auf und erläutert die einzelnen Untermodelle des integrierten Gesamtmodells. Die Gruppe der technischen Untermodelle setzt sich aus Reservoir-, Thermalwasserkreislauf- und Kraftwerksmodell zusammen. Das Reservoirmodell beinhaltet im Wesentlichen die hydraulische Abbildung des Reservoirs in Abhängigkeit des Erschließungsverfahrens. Das Thermalwasserkreislaufmodell beschreibt die Berechnungen der Veränderungen von Druck und Temperatur des Thermalwassers zwischen Reservoir und Kraftwerkseingang. Abschließend erläutert das Kraftwerksmodell die Simulation der Energieumwandlung basierend auf dem Prinzip des Rankine Prozesses. Der ökonomische Teil des integrierten Gesamtmodells orientiert sich an der durch die VDI 2067 vorgegebene Struktur der Wirtschaftlichkeitsrechnung /VDI 2012/. Die Untermodelle für Investitionskosten sowie bedarfs- und betriebsgebundene Kosten präsentieren Ansätze zur Berechnung von Ausgaben

entlang des Lebenszyklus einer geothermischen Anlage. Alle ökonomischen Teilmodelle skalieren anhand technischer Eingangsparameter. Ergänzend führt Kapitel 3.3 die Herleitung einer Jahresdauerlinie als Versorgungsaufgabe für die Untersuchungen zur Kraft-Wärme-Kopplung ein. Kapitel 3.4 stellt die Grundlagen des Risikobegriffs vor und zeigt die im Rahmen der Arbeit betrachteten Risikofaktoren sowie deren Einbindung in das integrierte Gesamtmodell.

Das vierte Kapitel dient zur Einführung des im Rahmen dieser Arbeit genutzten Referenzstandorts in Bruchsal. Des Weiteren werden die im dritten Kapitel vorgestellten technischen Teilmodelle validiert. Abschließend wird der so genannte Basisfall eingeführt. Hierzu wird basierend auf einer heuristischen Optimierung für die Strombereitstellung am Standort Bruchsal eine Referenz für die Untersuchung der technischen Weiterentwicklungsmaßnahmen erstellt.

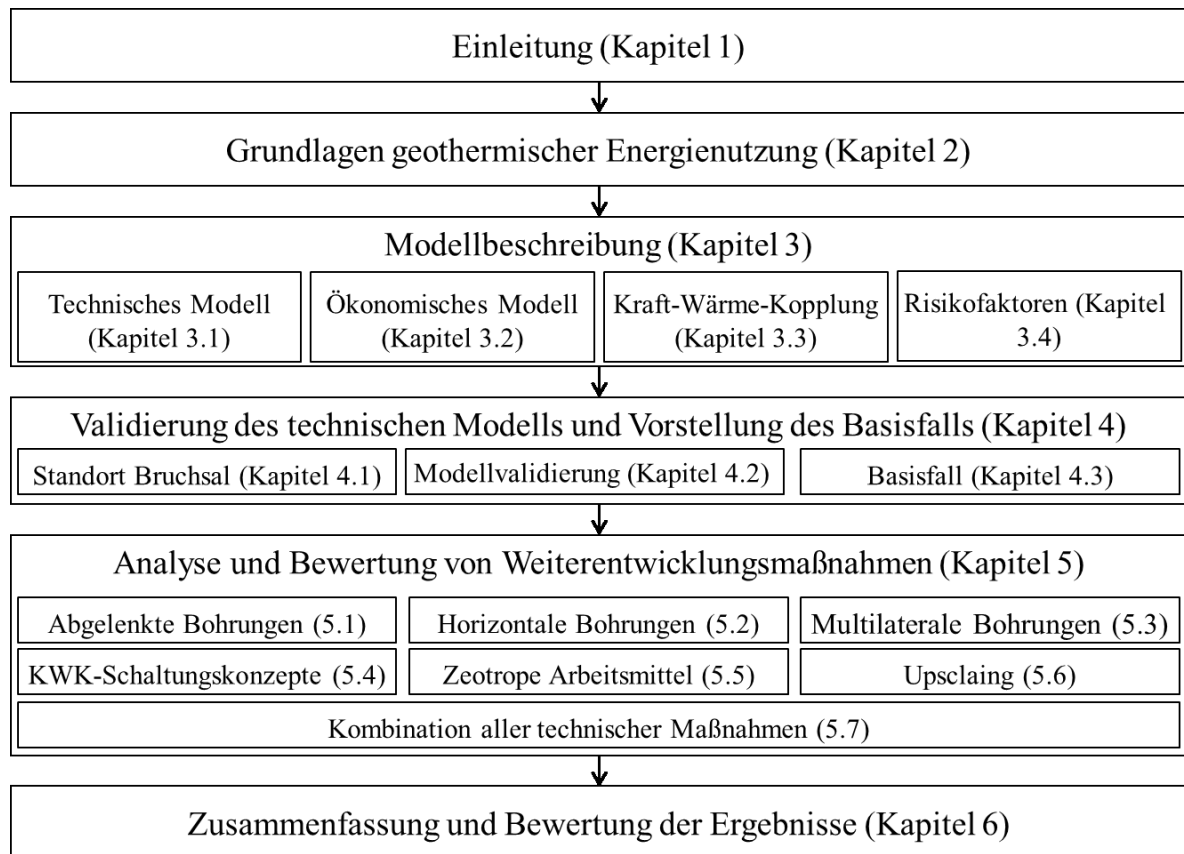


Abbildung 1-1: Aufbau und Gliederung der Arbeit

Wie in Abbildung 1-1 dargestellt, werden im fünften Kapitel die in Kapitel 1.3 vorgestellten technischen Weiterentwicklungsmaßnahmen einzeln untersucht und mit dem Basisfall verglichen. Für jede technische Maßnahme werden sensitive Rahmenbedingungen untersucht, um die beste Ausprägung einer jeden Maßnahme zu ermitteln. Zum Ende des Kapitels werden einzelnen technischen Maßnahmen, die sich in den vorangegangenen Kapiteln als vorteilhaft

erwiesen haben zusammengeführt, um eine technisch-ökonomische optimale Konfiguration anzunähern.

Abschließend werden im sechsten Kapitel die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und Empfehlungen abgeleitet. Des Weiteren gibt das sechste Kapitel einen Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf und weitere Entwicklungsmöglichkeiten.

2 Grundlagen tiefengeothermischer Energienutzung

Geothermische Energie (Erdwärme) bezeichnet: „Die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde“ /VDI 2010/. Neben Wärmeanwendungen wird geothermische Energie seit 1904 auch zur Stromerzeugung (Lardarello, Italien) genutzt /Lund 2005/. Unabhängig von der Nutzung lassen sich geothermische Lagerstätten in Hoch- und Niederenthalpiegebiete einteilen. Enthalpie wird dabei meist mit der Temperatur der Lagerstätte vereinfacht. Eine Abgrenzung erfolgt dabei in der Regel bei einer Temperatur von 200 °C /Stober, Bucher 2012/. West- und Mitteleuropa lassen sich aufgrund der durchschnittlichen Reservoirtemperaturen bei herkömmlichen Bohrtiefen als Niederenthalpiegebiete charakterisieren. Daneben wird die Nutzbarmachung geothermischer Energie auch anhand der Teufe geothermischer Systeme gegliedert. Als oberflächennah sind geothermische Anlagen bis zu einer Teufe von 400 m definiert. Anlagen mit tieferen Bohrungen werden hingegen als Tiefengeothermie bezeichnet /Stober et al. 2011/. Die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit fokussieren sich auf tiefengeothermische Energienutzung in Niederenthalpiegebieten wie sie beispielsweise in Deutschland vorkommen. Nachfolgend wird neben dem Energieangebot der Erde (Kapitel 2.1), die Technik zur Nutzung geothermischer Energie (Kapitel 2.2) sowie die Nutzung geothermischer Energie in Deutschland erläutert (siehe Kapitel 2.3). Für einen ausführlicheren Einstieg in die Thematik tiefengeothermischer Energienutzung sei auf nachfolgende Veröffentlichungen verwiesen: /Bauer et al. 2014/, /Huenges 2010/, /Stober, Bucher 2012/, /Rohloff, Kater 2011/, /Stober et al. 2011/

2.1 Ursprung geothermischer Energie

Das Innere der Erde hat eine Temperatur von rund 5000 °C. Radial zur Erdoberfläche sinkt die Temperatur mit einem Gradienten von durchschnittlich 30 °C/km auf durchschnittlich 14 °C ab /Kaltschmitt et al. 2013/. Dieses Temperaturgefälle führt zu einem terrestrischen Wärmestrom von durchschnittlich 65 W/km² an der Erdoberfläche. Dabei entstammen rund 30 % des Energiestroms der gespeicherten Wärme im Erdinneren während etwa 70 % des Energiestroms durch Zerfallsprozesse natürlicher Isotope in der Erdkruste bereitgestellt werden /Stober 2014/. Bei tiefengeothermischer Energiegewinnung übersteigt die zum wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage aus dem Untergrund gewonnene Energie (E_{ges}) die durch die terrestrische Wärmestromdichte zur Verfügung gestellte Energie (E_{ter}).

$$E_{ges} \gg E_{ter} \quad (2-1)$$

Der terrestrischen Wärmestromdichte steht eine Entnahmeleistung, die zwar anlagenspezifisch variiert, jedoch bei allen bisher realisierten Anlagen in Deutschland im Bereich mehrerer MW_{th} liegt /Jung et al. 2002/, /BVG 2017/. Geothermische Kraftwerke nutzen daher hauptsächlich die im Untergrund gespeicherte Energie. Nach dem Ende des Anlagenbetriebs regeneriert sich das System. Bei einer rein konduktiven Betrachtung geschieht dies in einem

Zeithorizont der mindestens der Produktionsdauer entspricht/Rybach 2007/. /O'Sullivan et al. 2010/ haben durch Modellrechnungen für das Feld „Wairakei-Tauhara“ gezeigt, dass nach einer 100 jährigen Nutzung, der hydraulische Ausgangszustand bereits nach wenigen Jahren erreicht ist, wohingegen der thermische Ausgangszustand erst nach 400 Jahren wiederhergestellt wird /O'Sullivan et al. 2010/. Da sich der Ausgangszustand über längere Zeiträume wiederherstellt werden geothermische Anlagen als regenerative Systeme klassifiziert /EEG 2017/. Neben den Verlusten des terrestrischen Wärmestroms erfolgt durch solare Einstrahlung ein Energieeintrag auf die Erdoberfläche. Von $172 \cdot 10^{15}$ W/a, die jährlich mittels solarer Strahlung auf die Erde treffen, werden aufgrund von Reflektion an Wolken und der Erdoberfläche noch $89 \cdot 10^{15}$ W/a absorbiert. Dieser Energie führt zu einer tages- und jahreszeitlichen Beeinflussung der Temperatur an der Erdoberfläche. Nach /Lane 1923/ und /Kohl 1998/ schwankt die Temperatur im Untergrund bis zu einer Tiefe von rund 20 m in Abhängigkeit von klimatischen Einflüssen. Ab 20 m unter Geländeoberkannte wird in Deutschland eine konstante Temperatur von etwa 10 °C (Tiefe und Temperatur abhängig vom Standort) erreicht.

2.2 Nutzung tiefergeothermischer Energiequellen

/Kaltschmitt et al. 2013/ unterscheiden bei der Nutzung geothermischer Energie offene und geschlossene Systeme. Geschlossene Systeme zeichnen sich dadurch aus, dass in Ihnen ein Wärmeträgermedium zirkuliert. Durch technische Maßnahmen (Sonde) wird der direkte Kontakt des Wärmeträgermediums mit Tiefenwässern oder –gestein verhindert. Offene Systeme nutzen hingegen eventuell in der Tiefe vorhandenes Thermalwasser als Wärmeträgermedium. Dieses wird in einem Förderbrunnen über Tage gefördert, ausgekühlt und zumeist in einem Injektionsbrunnen wieder reinjeziert. Tiefe (Teufe > 400 m) geschlossene Systeme sind nach /Kruck et al. 2009/ technisch-ökonomisch im Vergleich zu offenen Systemen nicht vorteilhaft, weshalb nachfolgend ausschließlich offene Systeme betrachtet werden. Abbildung 2-1 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines offenen Systems zur Nutzbarmachung geothermische Energie inklusive Strombereitstellung und Wärmeauskopplung. Die in Abbildung 2-1 definierten Zustandspunkte werden im weiteren Verlauf der Arbeit zur Beschreibung wichtiger Punkte einer geothermischen Anlage eingeführt. Das grundlegende Prinzip eines Geothermiekraftwerks, wie es in dieser Arbeit betrachtet wird, besteht aus der Produktion von Thermalwasser in einer Produktionsbohrung (ZP 1 – 4), des übertägigen Transports (ZP 4 – 9) und der Auskühlung (ZP 13 – 23) sowie der Reinjektion des ausgekühlten Thermalwassers in einer Injektionsbohrung (ZP 9 – 12). Um einen dauerhaften Betrieb der Anlage zu sichern, wird eine hydraulisch Kopplung der beiden Bohrungen angestrebt, sodass zumindest teilweise ausgekühltes Thermalwasser zur Produktionsbohrung fließt, sich dabei erwärmt und wieder gefördert wird.

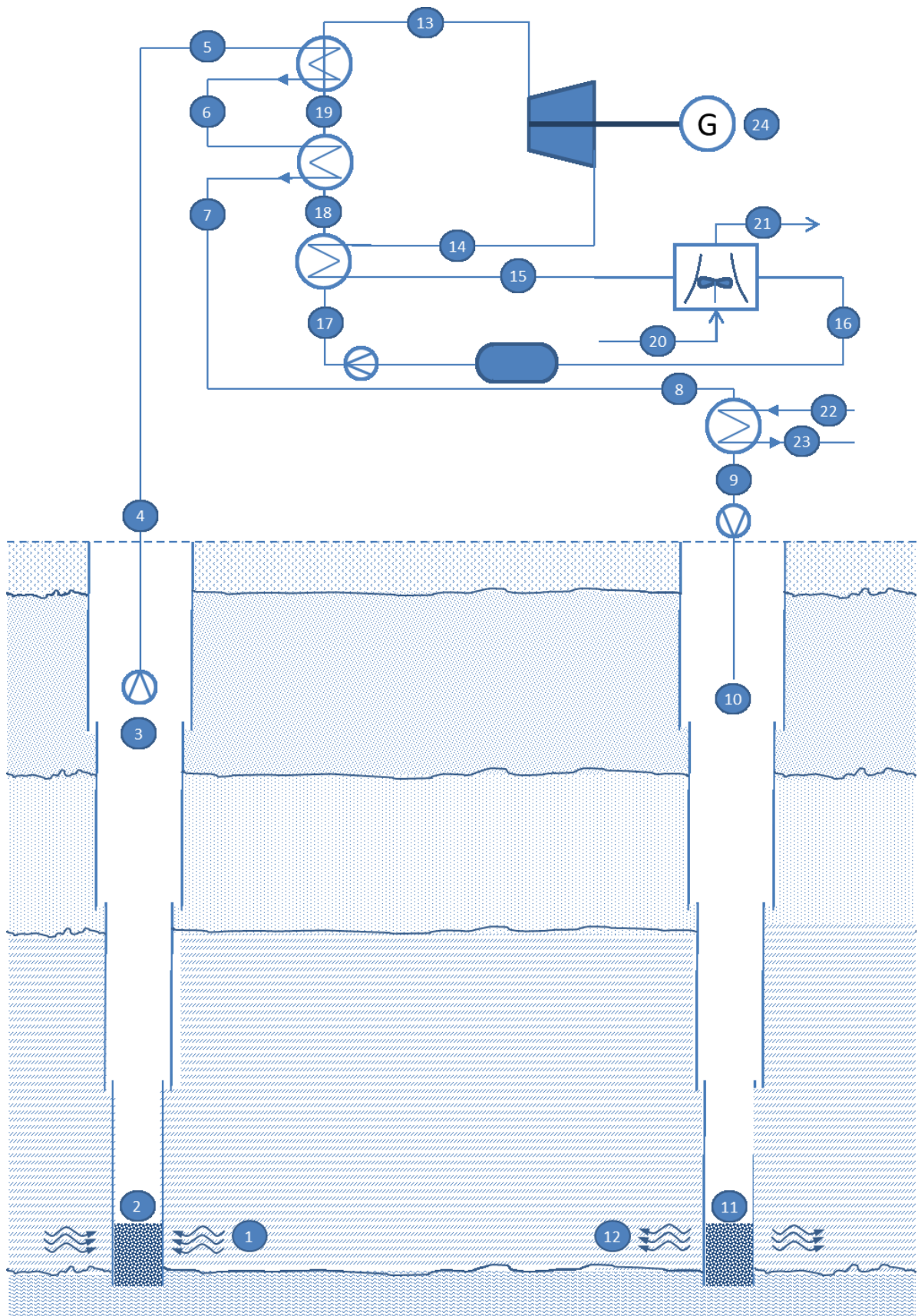


Abbildung 2-1: Definition von Zustandspunkten im Gesamtsystem Geothermiekraftwerk /eigene Darstellung/

Ist die Produktionsbohrung fündig (Thermalwasser) und kann ein ausreichend guter Anschluss der Bohrung an das Produktionsreservoir hergestellt werden, strömt das Thermalwasser mit Druckverlusten in einem eventuell vorhandenen Filter (ZP 1 – 2) in die Bohrung. Der initiale Reservoirdruck entspricht dabei meist dem hydrostatischen Druck gemessen von der Geländeoberkante. In Abhängigkeit von Temperatur, Reservoirtyp, Strömungsdruckverlusten und hydraulischen Einflüssen kann der Druck jedoch variieren. Durch den Reservoirdruck steigt das Thermalwasser in der Produktionsbohrung auf (ZP 2 – 3) und es bildet sich ein Ruhewasserspiegel aus (siehe Anhang A). Liegt dieser Ruhewasserspiegel über der Geländeoberkante fließt Thermalwasser aus der Bohrung und man spricht von einem artesischen Reservoir. In Abhängigkeit des Ruhewasserspiegels (unter oder über Geländeoberkante) müssen Druck und Fließrate am Bohrlochkopf (ZP 4) eventuell durch eine Thermalwasserpumpe (ZP 3 -4) unterstützt werden, um einen ökonomischen Betrieb zu gewährleisten. Alle in Deutschland betriebenen Projekte müssen aufgrund ihrer geologisch-hydraulischen Rahmenbedingungen eine Thermalwasserpumpe einsetzen, was die Nettoleistung des Kraftwerks schmälert. Grundsätzlich lassen sich dabei zwei Systeme unterscheiden. Gestängepumpen (engl. line-shaft-pumps (LSP)) haben den Elektromotor über Tage und übertragen die Kraft über eine lange Welle in das Bohrloch zu einer Pumpe, die unterhalb des Wasserspiegels installiert ist. Daneben existieren Unterwasserpumpen (engl. electrical submersible pumps (ESP)), die Motor und Pumpe direkt koppeln und beide Komponenten unterhalb des Wasserspiegels abhängen. Sowohl ESP als auch LSP fördern das Thermalwasser in einer Steigleitung bis zum Bohrlochkopf (ZP 4), wobei ESP ihre Energie über ein zusätzlich installiertes Stromkabel beziehen. Detaillierte Informationen zur Pumpentechnologie finden sich u.a. in /van Douwe et al. 2014/.

Der Thermalwasserkreislauf (ZP 4 – 9) verbindet die Bohrlochköpfe der Produktions- (ZP 4) und Injektionsbohrung (ZP 9). Die Rohre sind dabei in Abhängigkeit der Temperatur und der Korrosivität des Thermalwassers aus Stahl oder Kunststoffverbundwerkstoffen gefertigt und zur Vermeidung von Temperaturverlusten häufig isoliert. Die Länge des Thermalwasserkreislaufs ist u.a. abhängig von der Entfernung der Injektions- und Produktionsbohrung. Im Fall der geothermischen Anlage in Bruchsal ist aufgrund des Bohrungslayouts eine Strecke von rund 1,7 km zu überbrücken (vgl. Kapitel 4.1). Die Auskühlung des Thermalwassers erfolgt in handelsüblichen Wärmetauschern (ZP 5 – 6; ZP 6 – 7; ZP 8 – 9). Dabei wird die Energie zu elektrischem Strom veredelt (ZP 13 – 21) oder für Wärmeanwendungen auf ein geeignetes Wärmeträgermedium übertragen (ZP 22 – 23). Eine detaillierte technische Beschreibung des Thermalwasserkreislaufs, der Stromerzeugungsanlage sowie der Wärmeauskopplung für Heizzwecke findet sich in Kapitel 3.1.2 sowie Kapitel 3.1.3. Weitere Informationen vor allem aus ökonomischer Sicht werden in Kapitel 3.2.1 präsentiert. Hier finden sich auch Hinweise auf einschlägige Literatur.

Die Injektion des ausgekühlten Thermalwassers (ZP 9 – 12) muss in Abhängigkeit des Reservoirdrucks, der Anbindung der Bohrung an das Reservoir, der physikalischen Parameter des Thermalwassers (p , T , \dot{V}), sowie der hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs durch eine Injektionspumpe unterstützt werden. Im Gegensatz zu Produktionspumpen können hierfür handelsübliche Schmutzwasserpumpen verwendet werden, die über Tage installiert werden jedoch ebenfalls zu den parasitären Verlusten des Gesamtprozesses beitragen. Eine detaillierte Beschreibung der hydraulischen Prozesse in der Injektions- und Produktionsbohrung findet sich in Kapitel 3.1.1. Daneben zeigt Kapitel 3.1.1 auch den Effekt veränderter Fluideigenschaften auf die Hydraulik im Reservoir. Die physikalischen Fluideigenschaften und weitere, relevante Einflussfaktoren werden zusätzlich in Anhang C und D thematisiert.

Das Reservoir dient nicht nur als Quelle des Thermalwassers sondern auch als natürlicher Wärmetauscher und damit Energiequelle. Einer detaillierten geologischen und hydraulischen Abbildung des Reservoirs kommt daher vor dem Hintergrund einer technisch-ökonomischen Simulation eine große Bedeutung zu. Die Durchlässigkeit des Reservoirs gegenüber injiziertem Fluid sowie die Auswirkungen einer Thermalwasserentnahme auf Druck und Temperatur im Reservoir werden daher im Kapitel 3.1.1 beschrieben. Sind die hydraulischen Eigenschaften eines Reservoirs nicht ausreichend für einen ökonomischen Betrieb der Anlage müssen diese durch hydraulische oder chemische Stimulationen verbessert werden. Geothermische Reservoirs, deren hydraulische Eigenschaften mit Hilfe technischer Maßnahmen verändert wurden, werden als „Enhanced-Geothermal-Systems“ (EGS) bezeichnet. Reservoirs, die zum wirtschaftlichen Betrieb nicht solcher Maßnahmen bedürfen werden als hydrothermale Reservoirs bezeichnet. Als Überbegriffe können auch petrothermale (EGS) und hydrothermale Geothermie verwendet werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine scharfe Trennung oft schwierig ist, da hydraulische Kennzahlen wie der Durchlässigkeitsbeiwert (siehe Kapitel 3.1.1) regional stark variieren und technische Maßnahmen zur Steigerung der Produktivität auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sein können. Eine mögliche Definition findet sich in /Schulz o.J./, wo eine Verbesserung des Produktivitätsindex (siehe Kapitel 3.1.1) um den Faktor 2 als Kriterium für eine zusätzliche petrothermale Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt wurde. Weiterführende Informationen zur Stimulation geothermischer Reservoirs finden sich u.a. in /Schulte et al. 2010/ oder /Kolditz et al. 2010/. Nur bestimmte geologische Formationen eignen sich aufgrund ihrer hydraulischen Eigenschaften und der Verfügbarkeit von Thermalwasser für eine geothermische Nutzung, was unter anderem detailliert in /Stober et al. 2011/ beschrieben wird. Diese geologischen Eigenschaften unterscheiden sich für geologische Gebiete, was eine lokale Untersuchung notwendig macht. So haben beispielsweise /Stober Jodocy 2009/ und /Stober, Jodocy 2011/ für das geologische Gebiet des Oberrheingrabens die geothermisch interessanten Gesteinsformationen identifiziert und charakterisiert sowie die vorhandenen Fluide beschrieben. Daneben existieren aber auch Studien, die kleinteiligere geologische Gebiete un-

tersuchen um ein besseres Verständnis für die Geologie am Standort einer geothermischen Anlage herzustellen wie es beispielsweise durch /Meixner et al. 2014/ und /Meixner et al. 2016/ für den Standort Bruchsal dargestellt wird.

2.3 Tiefengeothermische Energienutzung in Deutschland

Zur Nutzung hydrothermaler tiefergeothermischer Energie ist, wie bereits in Kapitel 2.2 erläutert ein Reservoir notwendig, das aus geologischer Sicht in der Lage ist ausreichend große Mengen an Thermalwasser zu speichern oder weiterzuleiten. Hierfür geeignete Gebiete sind das Norddeutsche Becken, das Bayerische Molassebecken und der Oberrheingraben /Paschen et al. 2003/. Abbildung 2-2 (links) verdeutlicht die geographische Lage der Potenzialgebiete und zeigt das technische Potenzial der einzelnen Regionen auf. /Paschen et al. 2003/ identifizieren neben hydrothermalen Reservoiren (Heißwasser) auch Störungszonen und kristallines Gestein als potentielle Quellen. Alle Quellen zusammen erreichen ein technisches Angebotspotenzial der Stromerzeugung von 311 TWh_{el}/a, was im Falle einer KWK-Nutzung noch durch Wärmeauskopplung von bis zu 462 TWh_{th}/a ergänzt wird. In Relation zum deutschen Bruttostromverbrauchs entspräche dies einem Anteil von 52 % /DESTATIS 2016c/. Hydrothermale Reservoire, wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden, haben jedoch nur einen Anteil von unter 1 %.



	Stromerzeugung [TWh _{el}]	KWK (Wärmeanteil) [TWh _{th}]
Heißwasseraquifere (hydrothermal)		
NDB	~ 1.800	~ 5.000
ORG	~ 550	~ 1350
BMB	~ 150	~ 650
Störungszonen		
	~ 12.500	~ 18.000
Kristallines Gestein (EGS)		
NDB	~ 18.000	~ 28.000
ORG	~ 17.000	~ 21.000
MSK	~ 261.000	~ 388.000
Technisches Potential		
Σ	311.000	462.000
Technisches Angebotspotential (Nutzungsdauer 1000 a)		
Σ	311 TWh_{el}/a	462 TWh_{th}/a

Abbildung 2-2: Potenzial geothermischer Stromerzeugung und KWK NDB = Norddeutsches Becken, ORG = Oberrheingraben, BMB = Bayerisches Molassebecken, MSK = Mittel- & Süddeutsches Kristalin- gebiet /Stober et al. 2011/ /Paschen et al. 2003/

Während die Verfügbarkeit von Thermalwasser lokal aufgrund geologischer und technischer (Anbindung der Bohrung an das Reservoir) Faktoren stark schwanken kann, können Untergrundtemperaturen regional abgeschätzt werden. Basierend auf Messdaten abgeteufter Boh-

rungen lassen sich Temperatursimulationen erstellen, wie sie Abbildung 2-3 zeigt. Dabei wird deutlich, dass der Oberrheingraben im Vergleich zu den anderen Potenzialgebieten eine Temperaturanomale darstellt.

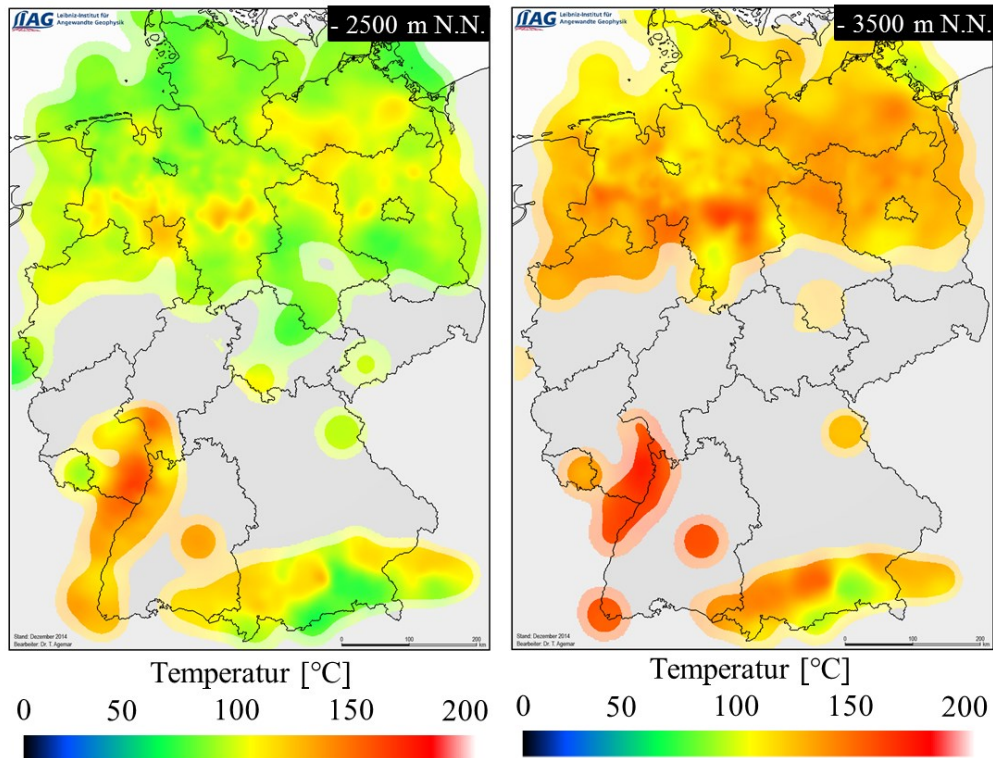


Abbildung 2-3: Untergrundtemperaturen hydrothermalmer Potenzialgebiete in Deutschland /LIAG 2017/

Die Temperaturanomale des Oberrheingrabens (ORG) spiegelt sich jedoch nicht in der Anzahl der betriebenen Anlagen. Während auf der deutschen Seite des ORG lediglich zwei Anlagen in Betrieb sind, werden im Bayerischen Molassebecken (BMB) acht Anlagen zur Stromerzeugung betrieben. Im Norddeutschen Becken (NDB) sind derzeit keine Anlagen zur Stromerzeugung am Netz. Inklusiv der geothermischen Anlagen zur Wärmebereitstellung werden damit derzeit in Deutschland 33 Geothermiestandorte zur Energiebereitstellung genutzt /BVG 2017/. Wie Abbildung 2-4 zeigt konnte die installierte Leistung sowie die bereitgestellte Energie von 2007 – 2016 kontinuierlich auf 39 MW_{el} und 151 GWh_{el}/a gesteigert werden /BMWi 2017/. Nach /BVG 2017/ befinden sich derzeit jedoch nur zwei Kraftwerke in Planung, die 2017/2018 in Betrieb gehen sollen.

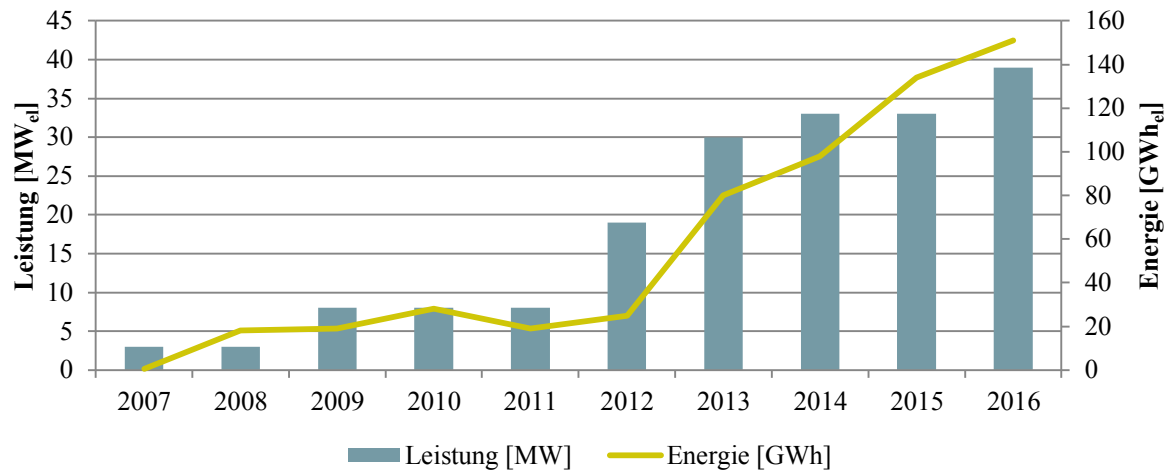


Abbildung 2-4: Entwicklung von Leistung und Energie geothermischer Stromerzeugung 2007 - 2016 /BMWi 2017/

3 Modellbeschreibung

Der Kern der vorliegenden Arbeit ist ein integriertes Gesamtmodell zur technisch-ökonomischen Simulation und Analyse der Strom- und Wärmebereitstellung aus Niederenthalpiegebieten unter Berücksichtigung von Risikofaktoren. Das integrierte Gesamtmodell beinhaltet dabei neben dem ökonomischen Teilmodell und der Bewertung von Risikofaktoren alle technischen Prozessschritte von der Produktion aus dem Aquifer über den Transport zum und die Nutzung im Kraftwerk bis hin zur Reinjektion des ausgekühlten Thermalwassers. Abbildung 3-1 zeigt die Zusammenführung der verschiedenen Untermodelle zu einem integrierten Gesamtmodell. Dabei findet eine detaillierte technisch-ökonomische Beschreibung entlang des gesamten Prozesses statt. Die technische Simulation erfolgt für einen quasistationären Zustand an definierten Zustandspunkten. Abbildung 2-1 zeigt die Zustandspunkte der technischen Teilmodelle für Reservoir, Thermalwasserkreislauf sowie Kraftwerk und Thermalwasserpumpen. Unsicherheiten durch Risikofaktoren werden mit Hilfe stochastischer Verfahren in das integrierte Gesamtmodell eingebunden.

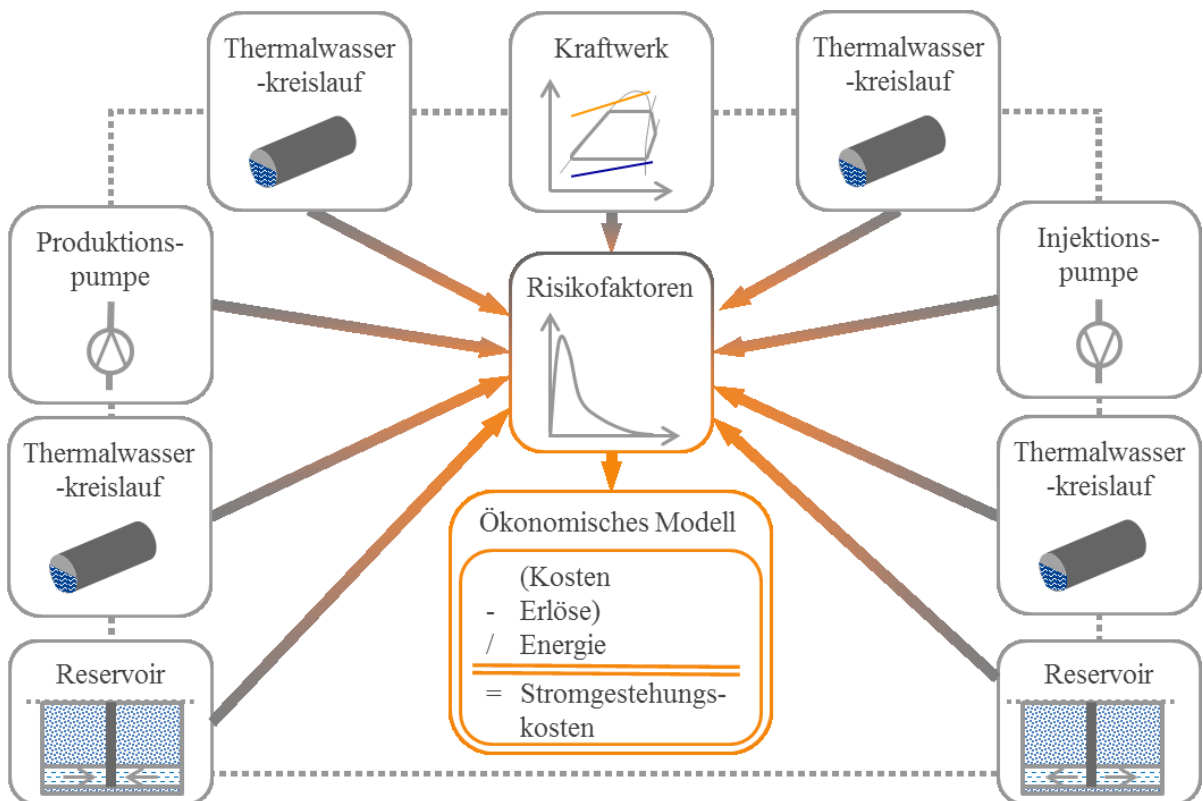


Abbildung 3-1: Zusammenführung verschiedener Untermodelle zu einem integrierten Gesamtmodell /eigene Darstellung/

Die technischen Untermodelle für Reservoir, Thermalwasserkreislauf, Kraftwerk und Thermalwasserpumpen, wie sie in Ihrer Anordnung in Abbildung 3-1 dargestellt sind, werden in Kapitel 3.1 detailliert beschrieben. Das in Kapitel 3.2 dargestellte ökonomische Teilmodell ermöglicht eine systemische Bewertung der technischen Modellergebnisse anhand der

Stromgestehungskosten. Dabei werden Investitionskosten, bedarfs- und betriebsgebundene Kosten anhand technischer Eingangsparameter ermittelt.

Darauf aufbauend wird in Kapitel 3.3 auf die Modellierung der stochastischen Einflüsse durch Risikofaktoren eingegangen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Ansätze, Methoden und Funktionen entwickelt oder aus der Literatur angepasst bzw. weiterentwickelt und schließlich zu einem integrierten Gesamtmodell gebündelt. Die verschiedenen Teilmodelle werden hierfür in MATLAB[®] implementiert. Schnittstellen bestehen zur Stoffdatenbank REFPROP[®] /Lemmon et al. 2013/ und zu Microsoft Excel[®]. REFPROP[®] wird als Teil des Kraftwerksmodells genutzt, da es validierte Daten zu einer Vielzahl von Stoffen und Stoffgemischen über einen breiten Zustandsbereich bereitstellt und durch eine direkte Schnittstelle in MATLAB[®] integriert werden kann. Die Untersuchungen zu stochastischen Einflüssen beziehen sich hauptsächlich auf nicht technische Einflüsse von Bau und Betrieb eines geothermischen Kraftwerks, sodass zur Reduzierung der Rechenzeiten auf eine Implementierung von stochastischen Elementen in MATLAB[®] verzichtet wird. Die Bewertung von Risikofaktoren wird daher in Microsoft-Excel[®] mit Hilfe des „Add-ins“ @Risk[®] der Palisade Cooperation realisiert. Eine Schnittstelle zwischen MATLAB[®] und Microsoft-Excel[®] ist implementiert, sodass alle technischen und ökonomischen Daten identisch sind. Das vorgestellte integrierte Gesamtmodell beinhaltet sowohl nicht-lineare Wirkungszusammenhänge als auch diskrete Entscheidungsvariablen, sodass eine Optimierung mit Hilfe linearer Optimierungsverfahren nicht effektiv wäre. Heuristische Optimierungsansätze sind in der Lage oben genannte Rahmenbedingungen zu integrieren und mit überschaubaren Rechenzeiten eine optimale Lösung anzunähern. Der Anspruch der Optimalität wird damit allerdings aufgegeben /Domschke, Scholl 2006/ /Fink, Rothlauf 2006/. Durch Parametervariationen können beispielsweise im Kraftwerks- oder Reservoirmodell Optima angenähert werden. Nachfolgend werden die einzelnen Untermodelle detailliert beschrieben. Die technischen Simulationen orientieren sich dabei am Weg des Thermalwassers vom Produktions- in den Injektionshorizont. Aufbauend auf den technischen Simulationsergebnissen werden ökonomische Berechnungen durchgeführt.

3.1 Technisches Teilmodell - Thermodynamisch, hydraulische Beschreibung geothermischer Energienutzung

Nachfolgend werden die in Abbildung 3-1 dargestellten Untermodellen für Reservoir, Thermalwasserkreislauf sowie Kraft-/Heizwerk und Thermalwasserpumpen detailliert beschrieben.

3.1.1 Reservoir – Integration des hydraulischen Reservoirverhaltens in das Gesamtmodell

Die nachfolgend vorgestellten Berechnungen beschreiben das hydraulische Verhalten des Reservoirs bei Erschließung durch unterschiedliche Erschließungsverfahren. Im Fokus steht dabei die Veränderung des Drucks am Bohrlochtiefsten während des Betriebs des geothermischen Kraftwerks. Abbildung 3-2 ordnet das Reservoirmodell in den Gesamtkontext des integrierten Gesamtmodells ein und zeigt die Ein- und Ausgangsparameter. Dabei kann das Reservoirmodell sowohl die Produktion als auch die Injektion von Thermalwasser abbilden.

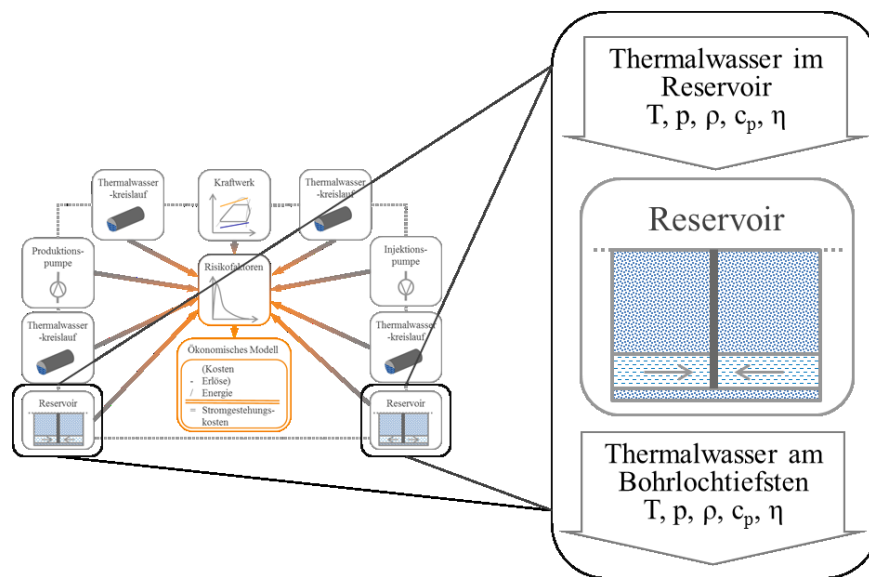


Abbildung 3-2: Einordnung des Reservoirmodells im Kontext des integrierten Gesamtmodells /eigene Darstellung/

Um eine Anwendbarkeit der nachfolgend präsentierten Berechnungsverfahren zur Abbildung des hydraulischen Reservoirverhaltens zu ermöglichen, müssen im Vorfeld Annahmen definiert werden /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. /Freze, Cherry 1979/ und /De Marsily 1986/ kommen dennoch zu dem Schluss, dass die vorgestellten Verfahren eine ausreichende Genauigkeit und damit eine praktische Relevanz besitzen.

- Das Reservoir ist unbegrenzt
- Das Reservoir ist homogen, isotrop und besitzt eine konstante Mächtigkeit
- Im Ruhezustand ist die Grundwasseroberfläche horizontal
- Die Förderrate ist konstant
- Der Brunnen ist vollkommen
- Die physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers im Aquifer sind konstant
- Es findet kein Wärmetransport zwischen Gestein und Thermalwasser statt

Für instationäre Strömungsverhältnisse im Reservoir gilt zusätzlich:

- Die Absenkung ändert sich mit der Zeit

- Bei einer Absenkung des Druckspiegels wird das Wasser unverzüglich aus dem Vorrat des Aquifers entlassen
- Der Brunnendurchmesser ist so klein, dass die Wassermenge, die sich in der Bohrung befindet, im Vergleich zum gespeicherten Wasservorrat des Aquifers vernachlässigbar ist.

Zur Berechnung der Anströmung eines Brunnens sind neben den Rahmenbedingungen hydraulische Größen zur Beschreibung des Reservoirs nötig, die nachfolgend eingeführt werden.

Die Durchlässigkeit eines porösen Gesteins gegenüber einer Flüssigkeit wird durch die Permeabilität beschrieben. Der Permeabilitätskoeffizient K beschreibt die Durchlässigkeit eines porösen Gesteins aufgrund von Eigenschaften der Gesteinsmatrix. Der Durchlässigkeitsbeiwert k_f hingegen berücksichtigt zusätzlich die Fluideigenschaften /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. Der Permeabilitätskoeffizient dient als Eingangsparameter in das Reservoirmodell, sodass die Auswirkungen von sich ändernden Fluideigenschaften auf das Verhalten des Reservoirs untersucht werden können. Beide Parameter lassen sich nach Gleichung (3-1) über die Dichte ρ_F , die Viskosität η_F und die Gewichtskraft g des Fluids verknüpfen.

$$k_f = K * \left(\frac{g * \rho_F}{\eta_F} \right) \quad (3-1)$$

Die oben definierte Isotropie-Bedingung kann für den Durchlässigkeitsbeiwert nicht aufrechterhalten werden. Der Durchlässigkeitsbeiwert ist in der Regel richtungsabhängig. Bei der Entstehung eines Grundwasserleiters lagern sich die einzelnen Sedimentpartikel, sofern sie eine flächige Form haben, bevorzugt horizontal ab. Daraus ergibt sich eine Schichtung innerhalb des Grundwasserleiters, sodass ein Grundwasserleiter in horizontaler Richtung leichter durchströmt werden kann. Die Anisotropie eines Grundwasserleiters ist demnach von den abgelagerten Sedimenten abhängig /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. Abbildung 3-3 veranschaulicht den Aufbau eines Grundwasserleiters unter den Gesichtspunkten der Isotropie und Homogenität. Die Isotropie beschreibt dabei die Art der abgelagerten Sedimentpartikel, während die Homogenität die Anordnung im Raum beschreibt.

	homogen	heterogen
isotrop		
anisotrop		

Abbildung 3-3: Isotropie und Homogenität eines Grundwasserleiters /Höltling, Coldewey 2013/

Der horizontale Durchlässigkeitsbeiwert wird in der Literatur standardmäßig als k_f bezeichnet. Um eine Unterscheidung zwischen horizontaler und vertikaler Durchlässigkeit zu ermöglichen, wird die horizontale Durchlässigkeit eines Grundwasserleiters durch $k_{f,h}$ beschrieben. Das Verhältnis zwischen horizontalem und vertikalem Durchlässigkeitsbeiwert wird mittels des Anisotropiefaktors definiert. Ein Anisotropiefaktor von 1 bedeutet, dass ein Grundwasserleiter in vertikaler wie horizontaler Richtung gleich gut durchströmt werden kann. Dies lässt sich nur durch näherungsweise kugelförmige Sedimentpartikel erreichen. Tone oder Schluffe mit plattenförmigen Sedimentpartikeln erreichen hingegen einen Anisotropiefaktor von 0,1 /Höltling, Coldewey 2013/. Exakte Werte für den Anisotropiefaktor sind stark von lokalen Gegebenheiten abhängig. /Höltling, Coldewey 2013/ und /Prinz, Strauß 2011/ geben Werte von 1 – 0,1 an. Messwerte für die vertikale Durchlässigkeit für geothermische Nutzenhorizonte sind nicht verfügbar /Stober 2015/.

Um die Durchlässigkeit der untersuchten Reservoirs über die gesamte wassererfüllte Mächtigkeit des Grundwasserleiters beschreiben zu können, wird die Transmissivität TR_{GWL} als Integral des Durchlässigkeitsbeiwerts k_f über die Mächtigkeit M des Grundwasserleiters mit Gleichung (3-2) eingeführt /Langguth, Voigt 2003/. Mit der Annahme der Isotropie in vertikaler und horizontaler Richtung lässt sich die Transmissivität zu Gleichung (3-3) vereinfachen.

$$TR_{GWL} = \int_0^M k_f \quad (3-2)$$

$$TR_{GWL} = M * k_f \quad (3-3)$$

Neben der durch die Transmissivität beschriebenen Leitungsfunktion kommt dem Aquifer auch eine Speicherfunktion zu. Diese wird durch den Speicherkoeffizienten S und bezogen auf die Mächtigkeit des Aquifers M durch den spezifischen Speicherkoeffizienten S_{SP} mit Gleichung (3-4) beschrieben /Langguth, Voigt 2003/.

$$S = S_{SP} * M \quad (3-4)$$

Entsteht ein Wasserfluss zwischen zwei Grundwasserleitern, die durch einen Grundwasserhemmer getrennt sind, wird dies als „Leakage“ bezeichnet /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. Für die nachfolgenden Betrachtungen soll diese Option jedoch ausgeschlossen werden. Es wird daher von einem abgeschlossenen Aquifer ausgegangen.

Die Leistungsfähigkeit eines Brunnens lässt sich mit dem Produktivitätsindex (PI) bzw. dem Injektivitätsindex (II) beschreiben. Bei gleichen Fluideigenschaften in einem idealen Aquifer beschreiben beide Parameter die Förder-/Injektionsrate in Abhängigkeit der Druckabsenkung. Das Reservoir lässt sich hierzu als Strömungswiderstand vereinfachen. Zwischen dem Druck am Bohrloch tiefsten p_{BH} lässt sich damit für die Produktions- und die Injektionsbohrung ein Zusammenhang zwischen Volumenstrom \dot{V} und dem ungestörten Reservoirdruck p_{res} nach Gleichung (3-5) und (3-6) herstellen /Francke 2014/.

$$p_{BH;P} = p_{res} - \frac{\dot{V}}{PI} \quad (3-5)$$

$$p_{BH;I} = p_{res} + \frac{\dot{V}}{II} \quad (3-6)$$

Da die Durchlässigkeit eines Aquifers auch von den Fluideigenschaften abhängig ist, ist die Injektivität einer geothermischen Bohrung in der Regel schlechter als die Produktivität. Dies erklärt sich durch den Einfluss von Temperatur und Druck auf die Fluideigenschaften. Der Unterschied zwischen Produktivität und Injektivität wird beispielhaft in Abbildung C-1 im Anhang dargestellt. Betrachtet man die Injektion zusätzlich unter mechanischen Gesichtspunkten, so kann dieser Effekt teilweise durch eine Aufweitung von Klüften kompensiert werden. Im Gegensatz zu Speicherkoeffizient und Transmissivität ist der Produktivitätsindex nicht ausschließlich von den Eigenschaften des Aquifers sondern auch von der Bohrung abhängig. Namentlich haben die Brunnenspeicherung und der Skineffekt einen Einfluss auf die Produktivität/Injektivität einer Bohrung /Stober et al. 2011/.

Die Brunnenspeicherung beschreibt die zeitlich begrenzte Eigenkapazität eines Brunnens mit einem großen Durchmesser in einem wenig durchlässigen Aquifer. Zu Beginn der Förderung wird der Großteil des Wassers aus der Bohrung selbst und nicht aus dem Aquifer gefördert /Langguth, Voigt 2003/. Dies widerspricht den obigen Rahmenbedingungen, welche den Brunnen als Liniensenke vereinfachen. Die Betrachtungen in dieser Arbeit erstrecken sich über mehrere 10er Jahre, sodass dieser Effekt vernachlässigt werden kann, wie /Park, Zhan 2002/ zeigen konnten.

Der Skineffekt beschreibt die Anbindung des Brunnens an den Aquifer. Damit können die durch den Ausbau und Betrieb des Brunnens veränderten Reservoireigenschaften im unmittelbaren Umfeld der Bohrung beschrieben werden /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. /Krusemann, de Ridder 1994/ beschreiben diesen Effekt als eine Art schwer durchlässige Haut, welche die Absenkung beeinflusst. Der Skinfaktor kann dabei positive (Säuerung, Stimulation) sowie negative Werte (Versandung) annehmen /Langguth, Voigt 2003/. Der Skineffekt ist ein fallspezifischer Parameter. Er wird durch den Ausbau und den Betrieb des Brunnens bestimmt und kann daher nicht analytisch bestimmt werden. Aus diesem Grund wird der Skineffekt im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt, dies kann zu einer leichten Überschätzung der Leistungsfähigkeit des Brunnens führen. Es wird dennoch von einer idealen Ankopplung des Brunnens an den Aquifer ausgegangen.

Neben den beschriebenen geologischen Eigenschaften hat auch die Temperatur des Thermalwassers einen wesentlichen Einfluss auf die hydraulischen Vorgänge im Aquifer. Wie Gleichung (3-1) zeigt, ist die Permeabilität eines Aquifers über Dichte und Viskosität des Thermalwassers mit dem Durchlässigkeitsbeiwert verknüpft. Wie in Anhang C aufgezeigt wird, ist die Dichte wiederum stark temperaturabhängig. Am Beispiel der in Abbildung 3-4

präsentierten Ergebnisse für die Produktivität und Injektivität der geothermischen Bohrungen in Bruchsal, sollen die Auswirkungen einer Temperaturänderung aufgezeigt werden. Durch die Abkühlung des Thermalwassers während der Energieauskopplung ist vor allem die Injektivität stark von der Temperatur abhängig. Diese Ergebnisse konnten auch durch /Stober et al. 2013b/ bestätigt werden. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass immer die hydraulisch beste Bohrung als Injektionsbohrung genutzt werden sollte, um die Veränderung des Grundwasserpotenzials zu minimieren.

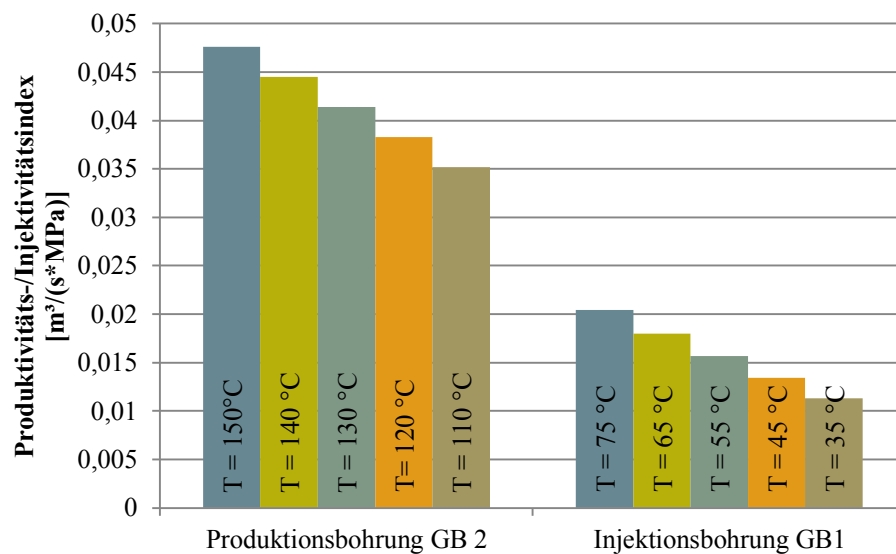


Abbildung 3-4: Produktivität/Injektivität einer Bohrung in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur [$\dot{V} = 0,026 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$; $T_{\text{Produktion}} = 132^\circ\text{C}$; $T_{\text{Injektion}} = 55^\circ\text{C}$; $p_{\text{Produktion}} = 25,28\text{MPa}$; $p_{\text{Injektion}} = 18,58\text{MPa}$; Geologische Rahmenbedingungen siehe Tabelle 4-1]

Aufbauend auf den oben beschriebenen Parametern lässt sich die Veränderung des Grundwasserpotenzials durch die Förderung/Injektion berechnen. Zur Bewertung der Auswirkungen einer Veränderung des Grundwasserpotenzials auf Förderaufwand und Abhängtiefe der Pumpe ist die Kenntnis des Ruhewasserspiegels notwendig. Geothermisch interessante Aquifere in deutschen Niederenthalpiegebieten sind häufig gespannte Grundwasserleiter /McDermott et al. 2006/. Wird der Aquifer erschlossen, so steigt der Wasserspiegel in der Bohrung so lange, bis der hydrostatische Druck in der Filterstrecke der Bohrung dem Aquiferdruck entspricht. Der sich daraus ergebende Wasserspiegel in der Bohrung wird als Ruhewasserspiegel bezeichnet. Anhand der Bernoulli'schen Druckgleichung lässt sich der Ruhewasserspiegel mit dem Prinzip der kommunizierenden Röhren erklären. Eine detaillierte Erläuterung dieser Thematik findet sich im Anhang A.

Um Setzungen und einen Druckabfall im Aquifer zu vermeiden sowie um das teils hoch mineralisierte Thermalwasser zu entsorgen, wird das ausgekühlte Thermalwasser nach der thermischen Nutzung wieder in den Aquifer injiziert. Eine thermisch hydraulische Kopplung

zwischen der/den Produktions- und Injektionsbohrungen ist daher erwünscht. Um die Injektionsbohrung entsteht durch die Injektion des ausgekühlten Thermalwassers eine Auskühlungszone, die sich mit der Zeit ausbreitet und nach einer als Durchbruchzeit t_b bezeichneten Zeitspanne die Produktionsbohrung erreicht und somit eine Veränderung der ungestörten Temperatur an der Extraktionsbohrung bewirkt /Schulz, Jobmann 1989/. Dieser Effekt beeinflusst die Vorlauftemperatur der Energieumwandlung und muss daher berücksichtigt werden. Mit Hilfe eines analytischen Ansatzes nach /Schulz, Jobmann 1989/ lässt sich in Abhängigkeit von technischen und geologischen Parametern die Nutzungsdauer einer Doublette berechnen. Basierend auf den Erhaltungssätzen für Impuls, Masse und Energie kann für einfache hydraulische Strömungsverhältnisse in Aquiferen das thermische Verhalten einer Doublette beschrieben werden. Es gelten dabei die zu Beginn des Kapitels erläuterten Grundlagen des hydraulischen Teilmodells /Schulz, Jobmann 1989/. Die thermische Durchbruchzeit t_b kann bei der Betrachtung der direkten Verbindungslinie zwischen Injektions- und Produktionsbohrung durch Gleichung (3-7) beschrieben werden.

$$t_B = \frac{\rho_{Fluid} * c_{p,Fluid}}{\rho_{Aquifer} * c_{p,Aquifer}} * \frac{4}{3} \pi * \frac{M * \left(\frac{S_{PI}}{2}\right)^2}{\dot{V}} \quad (3-7)$$

Neben der Dichte und Wärmekapazität von Aquifer ($\rho_{Aquifer}$, $c_{p,Aquifer}$) und Thermalwasser (ρ_{Fluid} , $c_{p,Fluid}$) gehen auch die Mächtigkeit M des Aquifers sowie der Volumenstrom \dot{V} des Thermalwassers und die Strecke zwischen der Injektions- und der Produktionsbohrung s_{PI} in die Gleichung mit ein. Da für die Berechnung der thermischen Durchbruchzeit der Erwärmungseffekt durch das Gebirge nicht berücksichtigt wurde, wird zusätzlich die thermische Nutzungsdauer t_n eingeführt. Diese beschreibt den Zeitpunkt an dem die Aquifertemperatur an der Extraktionsbohrung einen bestimmten Wert unterschreitet. Dieser Wert wird durch die relative Abkühlung RA (siehe Gleichung (3-8)) definiert. Dabei beschreibt T_I die Temperatur an der Injektionstemperatur, T_A die ungestörte Aquifertemperatur und $T\left(t_{betr.}, \frac{s_{PI}}{2}\right)$ die Temperatur an der Produktionsbohrung nach einem definierten Betrachtungszeitraum $t_{betr.}$ und für den Bohrungsabstand s_{PI} . Damit lässt sich unter Berücksichtigung der Temperaturleitfähigkeit des Aquifers $\kappa_{Aquifer}$ die thermische Nutzungsdauer nach Gleichung (3-9) berechnen. Alle sonstigen Variablen sind oberhalb für Gleichung (3-7) erläutert.

$$RA = \frac{T\left(t_{betr.}, \frac{s_{PI}}{2}\right) - T_A}{T_I - T_A} [\%] \quad (3-8)$$

$$t_N = \frac{\rho_{Aquifer} * c_{p,Aquifer}}{\rho_{fluid} * c_{p,fluid}} * \left(\frac{4 * \pi * \left(\frac{s_{PI}}{2}\right)^2}{3 * \dot{V}}\right)^2 * \frac{\kappa_{Aquifer}}{(erfc^{-1}(RA))^2} + t_B \quad (3-9)$$

Die Berechnung der thermischen Nutzungsdauer wurde als begrenzender Faktor in das Reservoirmodell implementiert. Der Betrachtungszeitraum darf die Nutzungsdauer nicht unter-

schreiten. Aktuelle Forschungsergebnisse am Beispiel des Großraum Münchens zeigen jedoch, dass eine gegenseitige thermische Beeinflussung von geothermischen Kraftwerken auch bei dichter Bebauung eines Gebiets nur in geringem Maße vorliegt. Auch bei der Betrachtung eines langjährigen Betriebs konzentrieren sich die thermischen Beeinflussungen auf den Nahbereich der Injektionsbohrung /Schulz et al. 2012/. Nach Erreichen der Durchbruchzeit sinkt die Temperatur an der Förderbohrung. Dieser Effekt geht einher mit einer Änderung der Fluidparameter. Dieser Änderung wird im Reservoirmodell durch eine Mittelwertbildung Rechnung getragen. Hierzu wird eine mittlere Temperatur aus ungestörter und minimaler Temperatur errechnet. Diese mittlere Temperatur dient zur Berechnung der Fluidparameter nach Erreichen der Durchbruchzeit.

Nachfolgend wird auf die Einbindung von vertikalen, abgelenkten, horizontalen und multilateralen Bohrungen in das Reservoirmodell eingegangen. Die verschiedenen Bohrkonzepte unterscheiden sich aus technischer Sicht nicht nur in Art und Aufwand der Niederbringung, sondern auch in der hydraulischen Anbindung des Reservoirs. Abbildung 3-5 zeigt schematisch die verschiedenen Erschließungskonzepte.

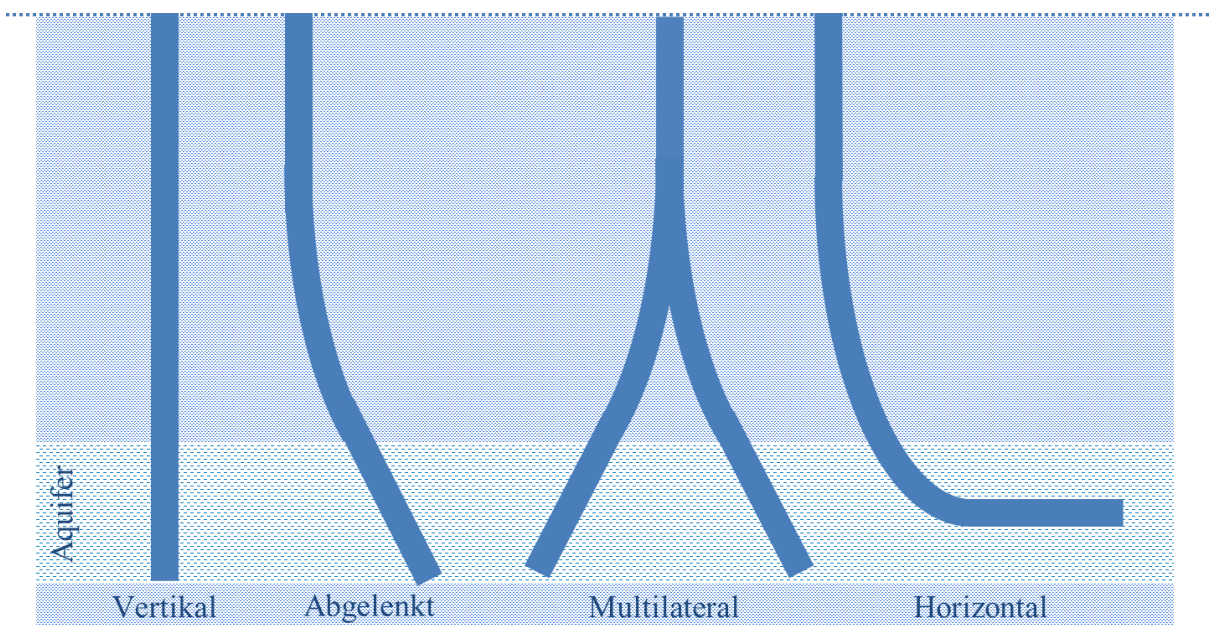


Abbildung 3-5: Untersuchte Konzepte zur Erschließung geothermischer Nutzhorizonte /eigene Darstellung/

3.1.1.1 Erschließung des Aquifers durch vertikale Bohrungen

Der Ansatz von Theis /1935/ beschreibt das hydraulische Verhalten eines Aquifers für vertikal abgeteufte Bohrungen. Der Ansatz gilt für instationäre Strömungsverhältnisse in gespannten Porenspeichern. Unter der Annahme eines unendlich ausgedehnten Grundwasserleiters lassen sich jedoch auch Aussagen zu Karst-, Kluft- und Mischsystemen machen /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/.

In Anlehnung an die Wärmeströmung entwickelte /Theis 1935/ eine Methodik zur Beschreibung der Brunnenströmung. Es beschreibt in Abhängigkeit der Zeit, der Förderrate und der Aquifereigenschaften die zeitliche und räumliche Ausdehnung der Druckwasseroberfläche. Die Änderung der Standrohrspiegelhöhe s ist dabei proportional zur Förderrate \dot{V} und umgekehrt proportional zu Transmissivität des Grundwasserleiters TR_{GWL} /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/ /Schöniger, Dietrich 2016/.

$$s = \frac{\dot{V}}{4 * \pi * TR_{GWL}} * W(u) \quad (3-10)$$

Die dimensionslose Brunnenfunktion $W(u)$ beschreibt die Herausbildung des Absenkungs-/Aufwölbungstrichters. $W(u)$ und die Integrationsvariable u sind dabei wie folgt definiert. u wiederum wird beschrieben durch den Bohrlochradius r , den Speicherkoeffizienten des Gesteins S , der Transmissivität des Grundwasserleiters TR_{GWL} und der Betrachtungsdauer t .

$$W(u) = \int_u^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \quad (3-11)$$

$$W(u) = -\gamma - \ln(u) + u - \frac{u^2}{2 * 2!} + \frac{u^3}{3 * 3!} + \frac{u^4}{4 * 4!} + \dots$$

$$u = \frac{r^2 * S}{4 * \pi * TR_{GWL} * t} \quad (3-12)$$

Mit Hilfe der Euler-Mascheroni-Konstante γ und der Taylor-Reihenentwicklung, kann die Brunnenfunktion mit ausreichender Genauigkeit durch Gleichung (3-13) dargestellt werden /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/.

$$W(u) = -0,5772 - \ln(u) + u - \frac{u^2}{2 * 2!} + \frac{u^3}{3 * 3!} + \frac{u^4}{4 * 4!} \quad (3-13)$$

Die radiale Ausdehnung des Absenkungstrichters sowie der absolute Wert der Absenkung sind abhängig vom Betrachtungszeitraum. In einem idealen Aquifer lässt sich mit der Methodik nach /Theis 1935/ im Nahbereich der Bohrung eine schnelle Änderung der Absenkung zu Beginn einer Entnahme feststellen, die über einen längeren Zeitraum in einen quasistationären Zustand übergeht /Freze, Cherry 1979/ /De Marsily 1986/. Aufgrund der stationären Betrachtung im Rahmen der vorliegenden Arbeit muss die dynamische Änderung der Absenkung auf einen fixen Zeitpunkt bezogen werden. Der Betrachtungszeitraum orientiert sich an der Nutzungsdauer kostenintensiver Komponenten des Gesamtsystems Geothermiekraftwerk. /Hondo 2015/, /Frick et al. 2010/ und /Schlagermann 2014/ haben übereinstimmend einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren gewählt. /Hondo 2015/ begründet seine Wahl mit Erfahrungen aus bestehenden Kraftwerken. /Frick et al. 2010/ sehen das Kraftwerk als limitierenden Faktor, wohingegen /Schlagermann 2014/ die fortschreitende Abnutzung von Liner und Casing in der Bohrung als Referenzpunkt nutzt. Um eine Vergleichbarkeit mit anderen Untersuchungen zu ermöglichen, wird ein Betrachtungszeitraum von 30 Jahren gewählt.

Im realen Kraftwerksbetrieb ergeben sich durch Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen Unterbrechungen des Pumpbetriebs. Die hydraulische Regeneration eines Geothermiefelds geht um mehrere Größenordnungen schneller von statten als die thermische Regeneration /O’Sullivan et al. 2010/. Im realen Kraftwerksbetrieb ergeben sich Absenkungs- und Wiederanstiegsphasen, die sich gegenseitig überlagern. Am Beispiel des Geothermiestandorts Bruchsal zeigt Abbildung 3-6 den Verlauf der Absenkung im Nahbereich der Produktionsbohrung über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren. Während des Betrachtungszeitraums wird durch geplante und ungeplante Wartungsarbeiten eine Betriebsunterbrechung notwendig, was zur hydraulischen Regeneration des Reservoirs beiträgt. Hierzu werden über ein Zeitintervall von 5 Jahren drei ungeplante (zufälliger Zeitpunkt) und fünf geplante Wartungen verteilt. Die Dauer der Wartungen wird dabei zwischen fünf und zehn Tagen per Zufallsziehung variiert.

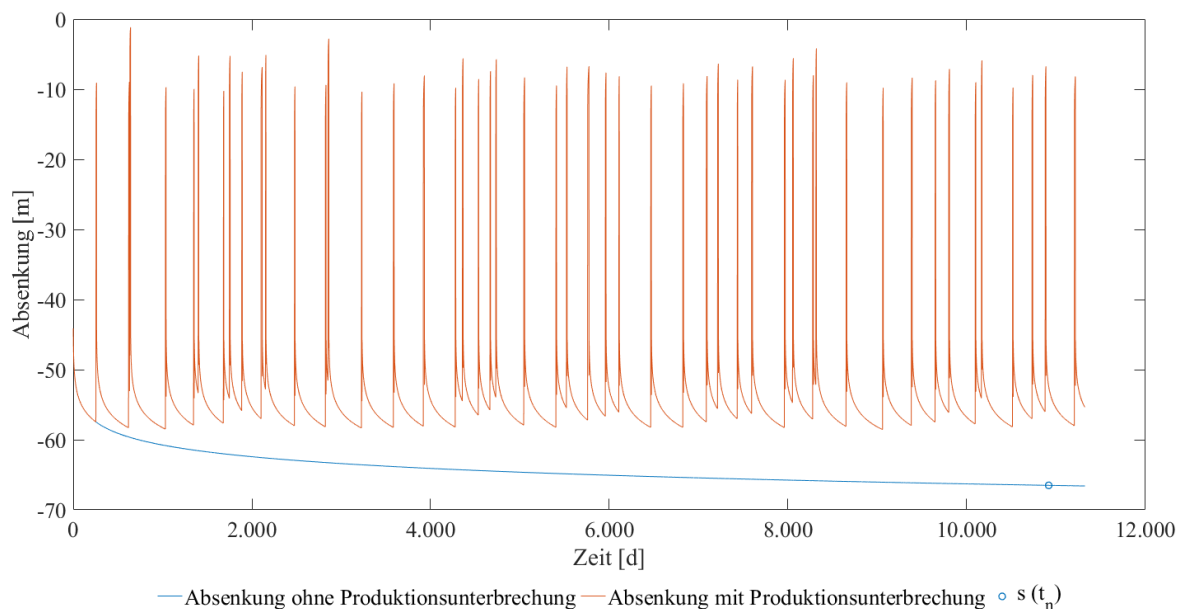


Abbildung 3-6: Absenkung im Nahbereich der Produktionsbohrung bei Berücksichtigung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten $\left[\dot{V} = 0,026 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}; T_{\text{Produktion}} = 132^\circ\text{C}; p_{\text{Produktion}} = 25,28\text{MPa}; \text{tds} = 127 \frac{\text{g}}{\text{l}}; \text{Geologische Rahmenbedingungen siehe Tabelle 4-1} \right]$

Abbildung 3-6 zeigt, dass beide Betriebsarten zu Beginn einen gleichen Verlauf der Absenkung vorweisen. Im Falle des realen Betriebs mit Produktionsunterbrechungen stellt sich jedoch bereits nach wenigen Unterbrechungen ein Trend hin zu einer konstanten Absenkung ein. Bei einer kontinuierlichen Förderung ohne Produktionsunterbrechung fällt die Absenkung höher aus. Wie Abbildung 3-6 zeigt führt dies zu einer Überschätzung der Absenkung im Vergleich zum realen Kraftwerksbetrieb. Im konkreten Beispiel liegt der für den Zeitpunkt t_n bei 14,12 m. Aufgrund des hohen Rechenaufwands wird diese Überschätzung jedoch in Kauf genommen und als konservativer Wert herangezogen.

Um den realen Kraftwerksbetrieb in der stationären Betrachtung des integrierten Gesamtmodells berücksichtigen zu können, wird für die Berechnung der Absenkung, wie in Abbildung 3-7 angedeutet, der Betrachtungszeitraum $t_{\text{betr.}}$ um den Zeitraum mit unterbrochener Förderung $t_{\text{unterbr.}}$ reduziert. Die Betriebszeiten der Förderung t_n sind dabei identisch zu den Volllaststunden der Gesamtanlage. An- und Abfahrtszyklen werden damit vernachlässigt. Eine Unterbrechung der Förderung wird für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen angenommen. In Anlehnung an /Paul-Knecht 2014/ werden die dafür vorgesehenen Zeiträume in Tabelle 3-1 gelistet.

Tabelle 3-1: Betriebsunterbrechung durch Wartung, Instandhaltung und Instandsetzung /Paul-Knecht 2014/

	Dauer [d]	Zyklus [a]	Jährliche Reduktion [d/a]
Generalrevision	21	5	4,2
Halbjährliche Instandhaltung	5	0,5	10
Unvorhergesehene Instandsetzung	14	1	14
Jährliche Produktionsunterbrechung			28,2

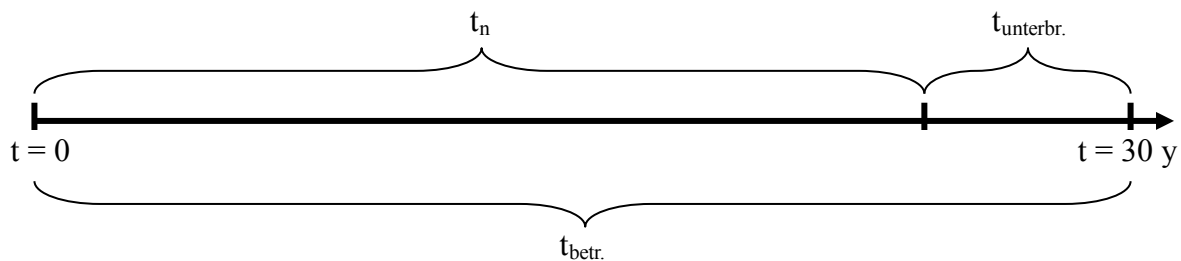


Abbildung 3-7: Gliederung des Betrachtungszeitraumes /eigene Darstellung/

Wie bereits oberhalb erläutert besteht zwischen der Förderrate und der Absenkung/Aufwölbung eine Proportionalität. Zur Begrenzung der maximalen Förderrate wird daher, in Anlehnung an die Betriebsregeln für Geothermie in Rheinland-Pfalz, eine maximal zulässige Druckänderung im Reservoir von $|4 \text{ MPa}|$ definiert /Baumgärtner 2016/. Zusätzlich konnten /Schröder, Schneider 2014/ in einer Marktstudie zeigen, dass geothermische Produktionspumpen im Durchschnitt derzeit nur bis zu einer maximalen Förderrate von 165 l/s am Markt verfügbar sind, womit der Lösungsraum durch einen zweiten Parameter eingeschränkt wird.

3.1.1.2 Erschließung des Aquifers durch abgelenkte Bohrungen

Neben vertikalen Bohrungen werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit auch abgelenkte Bohrkonzepte betrachtet. Diese werden auf Basis einer Superposition von Punktquellen nach einem Ansatz von /Williams 2013/ integriert. Hierzu wird die vertikale Projektion des verfilterten abgelenkten Teils der Bohrung in einzelne Punktsenken zerlegt, wobei die Förderrate der Bohrung gleichmäßig auf die einzelnen Senken verteilt wird. Für jede Punktsenke wird

die induzierte Absenkung in einem vollkommenen Brunnen ermittelt. Durch die Integration verschiedener Ansätze (/Theis 1935/, /Jacob 1940/, /Hantusch 1964/ u. a.) zur Beschreibung von Punktsenken lassen sich gespannte, halbgespannte und ungespannte Aquifere mit stationären und instationären Strömungsverhältnissen abbilden. Für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit wird der Ansatz nach /Theis 1935/ mit der Methodik von /Williams 2013/ verwendet, sodass die oben präsentierten Rahmenbedingungen zur Beschreibung des Aquifers und der Strömungsverhältnisse ihre Gültigkeit behalten. Im Vergleich zur Berechnung der Absenkung vertikaler Bohrungen ändern sich demnach die Förderrate und der Abstand zum Beobachtungsbrunnen für jede Punktsenke. Nach dem Prinzip der Superposition ergibt sich die Gesamtabenkung s im Beobachtungsbrunnen aus der Summe der Absenkungen aller Punktsenken. Eine detaillierte Erläuterung der Variablen und tiefergehende Informationen finden sich auf Seite 26 im Zusammenhang mit den Gleichungen (3-10) - (3-13).

$$s = \sum_{i=1}^n \frac{\dot{V}_i}{4 * \pi * TR_{GWL}} * W(u_i) \quad (3-14)$$

/Williams 2013/ führt zur Bewertung der Senkenanzahl einen Diskretisierungsfehler DE ein, welcher die Darstellung des Absenkungsprofils beschreibt. Ein Wert von $DE < 0,5$ zeigt ein relativ glattes Absenkungsprofil. Sofern obiger Wert eingehalten wird, wird mit zehn Punktsenken gerechnet. Wird der Wert überschritten, wird die Anzahl der Senken automatisch angepasst.

$$DE = \left(\frac{XS}{n_S - 1} \right) / RP_{Ave} \quad (3-15)$$

Dabei beschreibt n_S die Anzahl der Punktsenken, XS die horizontale Projektion des betrachteten Bohrlochs und RP_{Ave} den durchschnittlichen Abstand aller Punktsenken zum Beobachtungspunkt. XS , RP_{Ave} sowie der Abstand einer jeden Punktsenke zum Beobachtungsbrunnen RP_i lassen sich in einem zweidimensionalen Koordinatensystem in Abhängigkeit der Positionierung des Beobachtungsbrunnens und des Förderbrunnens durch einfache geometrische Berechnungen bestimmen. Hierzu sei auf /Williams 2013/ verwiesen.

Durch die Steigerung des Ablenkungswinkels nähern sich abgelenkte Bohrungen horizontalen Bohrungen an. /Watson, Burnet 1995/, /Perrin et al. 1999/ und /Ehlig-Economides et al. 1990/ kommen zum Schluss, dass die Annahme der Isotropie hinsichtlich der Durchlässigkeit für vertikale Bohrungen zulässig ist. Durch die Veränderung der Strömungslinien bei horizontalen Bohrungen muss die Anisotropie im Hinblick auf die Durchlässigkeit in vertikaler und horizontaler Richtung jedoch berücksichtigt werden. /Williams 2013/ konnte zeigen, dass auch bei Variation des Anisotropiefaktors die durchschnittliche Absenkung für abgelenkte Bohrungen nahezu konstant bleibt, sodass auch bei abgelenkten Bohrungen von einem isotropen Grundwasserleiter ausgegangen wird.

3.1.1.3 Erschließung des Aquifers durch multilaterale Bohrungen

Zur Beschreibung des hydraulischen Effekts multilateraler Bohrungen wird das Prinzip der Superposition angewandt. Basierend auf der Methodik zur Berechnung der Absenkung von abgelenkten Bohrungen (siehe Kapitel 3.1.1.2) wird von einer abgelenkten Bohrung mit einem lateralen Abzweig (engl. Lateral) ausgegangen, sodass eine Hauptbohrung mit zwei Armen entsteht. Beide Arme sind in einem beliebigen radialen und vertikalen Winkel zueinander positionierbar. Um eine Superposition der beiden Arme zu ermöglichen, wird von einem gemeinsamen Beobachtungspunkt ausgegangen. Abbildung 3-5 zeigt eine um 180° verdrehte Positionierung der beiden Arme. Durch diese Anordnung lässt sich der Einfluss der Bohrungsarme aufeinander minimieren. Mathematisch lässt sich die Methodik als Summe von mehreren Punktquellen nach dem Prinzip von /Williams 2013/ beschreiben. Die Förderraten der Punktquellen einer jeden einzelnen Bohrung wird durch die Indizes i und j symbolisiert. Eine detaillierte Erläuterung der Variablen und tiefere Informationen finden sich auf Seite 29 und im Zusammenhang mit den Gleichungen (3-10) - (3-13) auf Seite 26.

$$s = \sum_{i=1}^n \frac{\dot{V}_i}{4 * \pi * TR_{GWL}} * W(u_i) + \sum_{j=1}^n \frac{\dot{V}_j}{4 * \pi * TR_{GWL}} * W(u_j) \quad (3-16)$$

Durch die Betrachtung mehrarmiger Bohrungen lässt sich die Gesamtförderrate im Vergleich zu einer zweiarmigen Bohrung zwar nochmals steigern, jedoch verschlechtert sich das Verhältnis aus Produktivitätszugewinn und Kosten erheblich /Sanyal et al. 2007a/. Auch wenn es methodisch möglich wäre wird die Untersuchung daher auf zweiarmige Bohrungen beschränkt. Die hydraulischen Beeinflussungen der beiden Massenströme an der Zusammenführung von Hauptbohrung und Lateral (junction engl.) wird vernachlässigt. Es wird angenommen, dass sich der gesamte am Bohrlochkopf messbare Volumenstrom gleichmäßig auf die beiden Bohrungen verteilt. Gleichzeitig gelten für beide Bohrungen die gleichen geologischen Rahmenbedingungen, sodass diese Annahme zulässig erscheint. In der Realität ist je nach Komplettierung der junction eine selektive Förderung aus den beiden Bohrungsarmen durch technische Maßnahmen möglich /Heinzle 2014/.

3.1.1.4 Erschließung des Aquifers durch horizontale Bohrungen

Neben den bereits vorgestellten Erschließungskonzepten stellen auch horizontale Bohrungen eine Möglichkeit zur Weiterentwicklung von geothermischen Kraftwerken dar /Promis et al. 2011/. Wie bereits erläutert kann die Annahme der Isotropie für die Permeabilität von Aquiferen bei der Betrachtung von horizontalen Bohrungen nicht aufrechterhalten werden. Daher wird der Ansatz von /Park, Zhan 2002/ genutzt, welcher neben der Anisotropie auch Brunnenspeicherung, Skineffekt und Bohrungsdurchmesser berücksichtigen kann. Hierzu wird das Problem in zwei Teile getrennt. Durch eine geometrische Funktion werden einzelne Punkt-Senken entlang der horizontalen Länge des Bohrlochs verteilt und ihr hydraulischer Effekt

nach dem Superpositionsprinzip überlagert. Zur Betrachtung der Auswirkungen des Bohrungsdurchmessers wird das Bohrloch dann als Volumensenke durch die Überlagerung einzelner Liniensenken abgebildet. Die hydraulischen Eigenschaften des Grundwasserleiters werden mittels eines Punkt-Senken-Ansatzes integriert. Die Summe der Produktionsrate jeder Senke ist die Gesamtproduktionsrate. Diese unterscheidet sich von der Aquifer-Produktionsrate durch die Berücksichtigung von Skineffekt und Brunnenspeicherung. Sowohl die Gesamt- als auch die Aquifer-Produktionsrate sind zeitabhängig. Obwohl der Zufluss einer jeden Quelle von deren Position entlang der Länge des Bohrlochs abhängt, wird einheitlich über die gesamte horizontale Länge des Bohrlochs ein konstanter Zustrom angenommen. Dies reduziert den Berechnungsaufwand erheblich. Gleichzeitig wird der Fehler ab einem Verhältnis von Bohrlochlänge l_h zu Bohrdurchmesser d_B mit $l_h/d_B > 40$ vernachlässigbar /Cole Zlotnik 1994/, /Ruud, Kabala 1997/.

Wie für alle zuvor betrachteten Erschließungskonzepte gilt auch hier die Annahme eines gespannten Aquifersystems und eines im Vergleich zur Ausdehnung des Aquifers vernachlässigbaren Durchmessers der Bohrung. Nach /Park, Zhan 2002/ sind diese Annahmen ein Sonderfall, der sich durch Gleichung (3-17) als Absenkung s einer horizontalen Bohrung in Abhängigkeit einer dimensionslosen Absenkung s_{HD} beschreiben lässt. Dabei steht \dot{V} für die Gesamtförderrate der Bohrung und M für die Mächtigkeit des Aquifers. Des Weiteren wird die Permeabilität in der vertikalen K_x und der horizontalen Ebene K_y angegeben. Die Berechnung der dimensionslosen Absenkung s_{HD} findet sich im Kapitel U des Anhangs.

$$s = \frac{\dot{V} * s_{HD}}{4 * \pi * M * \sqrt{K_x * K_y}} \quad (3-17)$$

/Park, Zhan 2002/ konnten zeigen, dass die Vereinfachung der Bohrung als Linienquelle gegenüber einer Betrachtung als Volumenquelle zulässig ist, da sich die Ergebnisse bereits nach sehr kurzer Zeit angleichen. Des Weiteren zeigen sich die bereits bekannten Effekte von Brunnenspeicherung und Skineffekt auch bei horizontalen Bohrungen. Aufgrund der geringen Relevanz speziell für lange Betrachtungszeiträume in einem großräumigen Umfeld haben diese Parameter jedoch nur eine geringe Bedeutung und werden daher wie bei den vorangegangenen Erschließungskonzepten nicht berücksichtigt.

3.1.2 Thermalwasserkreislauf - Thermodynamische und hydraulische Beschreibung des Thermalwasserkreislaufs

Der Thermalwasserkreislauf stellt das Bindeglied zwischen der im Aquifer vorhandenen Energie und der thermischen Nachfrage verschiedener Nutzungspfade dar. Als Thermalwasserkreislauf werden alle thermalwasserdurchströmten Komponenten des geothermischen Kraft-/Heizkraftwerks bezeichnet. Die wesentlichen Komponenten sind dabei Förderbohrung, Verbindungsleitungen, Druckhalteeinrichtungen, Filter, Slopeguben, Wärmeübertrager und

Injektionsbohrung /Kaltschmitt et al. 2013/, /Seibt, Hoth 1997/. Im Fokus der Betrachtung von thermischen und hydraulischen Prozessen stehen dabei Bohrungen und Verbindungsleitungen. Alle anderen Komponenten werden vernachlässigt oder durch vereinfachte Verfahren abgebildet. Nachfolgend werden neben der Dimensionierung einzelner Komponenten des Thermalwasserkreislaufs auch die Ansätze zur Berechnung von Temperatur- und Druckveränderungen erläutert. Abbildung 3-8 ordnet das Teilmodell des Thermalwasserkreislaufs in den Gesamtkontext des integrierten Gesamtmodells ein und zeigt die Ein- und Ausgangsparameter. Die nachfolgend erläuterten Berechnungsschritte können für verschiedene Anforderungen adaptiert werden, sodass neben der Produktions- und Injektionsbohrung auch alle oberirdischen oder unterirdischen Thermalwasserleitungen abgebildet werden können.

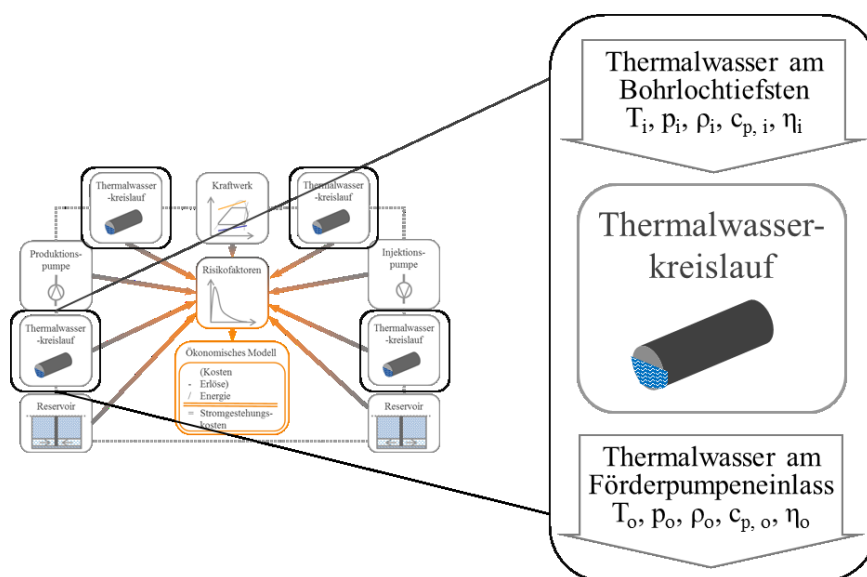


Abbildung 3-8: Einordnung des Thermalwasserkreislaufmodells in den Kontext des integrierten Gesamtmodells /eigene Darstellung/

Zur Beschreibung der Prozesse im Thermalwasserkreislauf ist eine Dimensionierung der einzelnen Komponenten nötig. Sowohl Produktions- als auch Injektionsbohrungen werden anhand der Strömungsgeschwindigkeit des Thermalwassers dimensioniert. /Brandt 2013/ gibt für die Strömungsgeschwindigkeit in der tiefsten Sektion der Bohrung einen optimalen Wert von 2 m/s an. Werden jedoch die Strömungsgeschwindigkeiten realer Bohrungen aus Bohrungsdurchmesser und Förderrate berechnet, so ergeben sich Strömungsgeschwindigkeiten von 2 – 6 m/s (siehe Tabelle 3-2). Eine Strömungsgeschwindigkeit von 5 m/s liefert bei Validierung des Gesamtmodells (siehe Kapitel 4) realitätsnahe Werte für Druck und Temperaturverluste, weshalb diese für die Simulationen genutzt wird. Tabelle 3-2 präsentiert Verrohrungsschemata geothermischer Bohrungen sowie die daraus abgeleitete Strömungsgeschwindigkeit in der tiefsten Sektion.

Tabelle 3-2: Verrohrungskonzepte geothermischer Produktionsbohrungen /Schlagermann 2014/, /Wolfgramm et al. 2007/, /Pletl et al. 2010/, /Baasch 2011/, /SGG o.J./, /Francke 2014/, /Brandt 2013/, /Mergner 2017/

		Sektion 1	Sektion 2	Sektion 3	Sektion 4	Sektion 5	Sektion 6
Bruchsal GB2	Durchmesser [“]	13 3/8	9 5/8	7	5		
	Teufe [m]	0-844	277-2025	1862- 2251	2199- 2537		
	c ($\dot{v}=26$ l/s) [m/s]				2,13		
Unter- haching Gt Uha 1a	Durchmesser [“]	18 5/8	16	13 3/8	9 5/8	7	
	Teufe [m]	0-799	799–816	816– 1935	1829– 3012	3000- 3446	
	c ($\dot{v}=150$ l/s) [m/s]					6,04	
Sauerlach	Durchmesser [“]	18 5/8	13 3/8	9 5/8	7		
	Teufe [m]						
	c ($\dot{v}=140$ l/s) [m/s]				5,64		
Pullach	Durchmesser [“]	18 5/8	13 3/8	9 5/8	7		
	Teufe [m]						
	c ($\dot{v}=50$ l/s) [m/s]				2,01		
Dürnharr GT1	Durchmesser [“]	18 5/8	13 3/8	9 5/8	8 1/2		
	Teufe [m]	0-956	956-2185	2185- 3726	3726- 4393		
	c ($\dot{v}=100$ l/s) [m/s]				2,73		
Groß Schö- nebeck Gt GrSk 04/05	Durchmesser [“]	16	13 3/8	9 5/8	7 5/8	5	
	Teufe [m]	0-723	741-2381	2305- 3165	2333- 3878	3761- 4389	
	c ($\dot{v}=7,4$ l/s) [m/s]					0,70	
Soulz-sous- Forêts GPK 2	Durchmesser [“]	28	13 3/8	9 5/8	7	8 1/2	6
	Teufe [m]	0-27	27-542	542-1431	1431- 4440	4440- 5057	5057- 5093
	c ($\dot{v}=33,3$ l/s) [m/s]				1,33	0,90	1,81

Es zeigt sich, dass geothermische Bohrungen in der Praxis meist in einem viergliedrigen Schema erstellt werden. In der Bohrindustrie haben sich gebräuchliche Verrohrungsdurchmesserkombinationen herausgebildet /Brandt 2013/. Anhand dieser auf dem Markt verfügbaren Rohrdurchmesserkombinationen wurden für die vorliegende Arbeit insgesamt neun Bohrungsdesigns abgeleitet, die in Tabelle 3-3 präsentiert werden.

Tabelle 3-3: Außendurchmesser viergliedriger Bohrungsschemata in Anlehnung an /Brandt 2013/

	Ø Sektion 4 [“]	Ø Sektion 3 [“]	Ø Sektion 2 [“]	Ø Sektion 1 [“]
Design 1	4	7	9,625	13,375
Design 2	4,5	7,625	10,75	16
Design 3	5	7,625	10,75	16
Design 4	5,5	9,625	13,375	20
Design 5	6,625	9,625	13,375	20
Design 6	7	9,625	13,375	20
Design 7	7,625	10,75	16	24
Design 8	8,625	11,75	16	24
Design 9	9,625	13,375	20	30

Die Auswahl eines Bohrungsdesigns erfolgt im Rahmen der Simulation anhand der kleinsten Abweichung der Strömungsgeschwindigkeit c in der tiefsten Sektion von einem definierten Sollwert (siehe 66). Nach Gleichung (3-18) berechnet sich die Strömungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit des Radius der tiefsten Sektion r und des Thermalwasservolumenstroms \dot{V} .

$$c = \frac{\dot{V}}{r^2 * \pi} \quad (3-18)$$

Die Länge der einzelnen Sektionen eines Bohrungsdesigns wurde ebenfalls aus den in Tabelle 3-2 präsentierten Praxisbeispielen abgeleitet und prozentual in Abhängigkeit der Gesamtlänge festgelegt. Abbildung G-3 im Anhang zeigt bildlich die Verteilung der Bohrungslänge (engl. measured depth (MD)) auf die einzelnen Sektionen.

Neben der Bohrung wird auch die Dimensionierung der Steigleitung in Abhängigkeit von \dot{V} gewählt. Für $\dot{V} > 65$ l/s wird die Steigleitung als DN 200 ausgeführt. Bei kleineren Volumenströmen wird dagegen eine Steigleitung mit DN 150 gewählt /KSB 2014/.

Die praktische Umsetzung geothermischer Kraftwerke (beispielsweise Unterhaching, Bruchsal, Freiam) zeigt, dass aufgrund geologischer, technischer oder ökonomischer Rahmenbedingungen unter Umständen ein leitungsgebundener, erdverlegter Transport von Thermalwasser nötig wird. Thermalwasserführende Transportleitungen werden in der Praxis mittels handelsüblicher Fernwärmeleitungen realisiert. Die Dimensionierung der Transportleitungen erfolgt im Rahmen dieser Arbeit anhand des Druckverlustes bezogen auf die Leitungslänge. Die Länge ergibt sich aus der Anordnung der Bohrungsansatzpunkte im Raum. Der Druckverlust einer Rohrleitung zeigt eine Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit und damit nach Gleichung (3-18) auch vom Innendurchmesser der Rohrleitung. Als wirtschaftlich akzeptabler Druckverlust wird 1 bar/km angesetzt /Schmitt et al. 2013/. Die Berechnung des Druckverlustes findet sich in Gleichung (3-19). Fernwärmeleitungen werden als Stahlmantel-

rohre (SMR) oder Kunststoffmantelrohre (KMR) gefertigt. SMR können branchentypisch von DN 25 bis DN 700 gewählt werden /ISOBRUGG o.J./. KMR hingegen stehen ebenfalls nach branchentypischen Angaben von DN 20 bis DN 1000 zur Verfügung /Brugg 2013/. Neben den ökonomischen Unterschieden ergeben sich technische Kriterien für die Materialauswahl. KMR haben eine maximale Betriebstemperatur von 140 °C während SMR bis zu 400 °C betrieben werden können /Konstantin 2013/, /ISOBRUGG o.J./. Konservativen Annahmen folgend werden Vorlauf-Leitungen im Rahmen dieser Arbeit immer als SMR ausgelegt, während Rücklauf-Leitungen als KMR ausgeführt werden.

Basierend auf den Erläuterungen zur Dimensionierung von Rohrleitungen werden nachfolgend die Berechnungen zu hydraulischen und thermodynamischen Eigenschaften des Thermalfluids entlang des Thermalwasserkreislaufs erläutert. Vereinfachend wird hierzu eine abschnittsweise Berechnung eingeführt. Die Länge eines jeden Abschnitts wird dabei mit 5 % der Gesamtlänge (MD) der Bohrung angesetzt. Die Strömung in den betrachteten Röhren wird dabei als eindimensional, nicht isothermisch und quasi stationär vereinfacht. Dies bedeutet auch, dass alle physikalischen Parameter radial konstant sind. Dies gilt ebenso für die axiale Betrachtung eines jeden Abschnitts. Die verschiedenen physikalischen Parameter werden dabei auf die axiale Mitte des Abschnittes als Referenzpunkt bezogen. Abbildung 3-9 zeigt die wesentlichen Rahmenbedingungen des abschnittswisen Berechnungsprozesses am Beispiel einer Produktionsbohrung. Für Injektionsbohrungen ändert sich neben der Fließrichtung auch die Richtung des Wärmeflusses in Abhängigkeit der Tiefe. Für ausgekühltes Thermalwasser gilt im Allgemeinen, dass ab einer bestimmten Teufe die Temperatur des Gebirges höher ist als die Temperatur des Thermalwassers. Damit ergibt sich keine Auskühlung sondern eine Erwärmung des Thermalwassers.

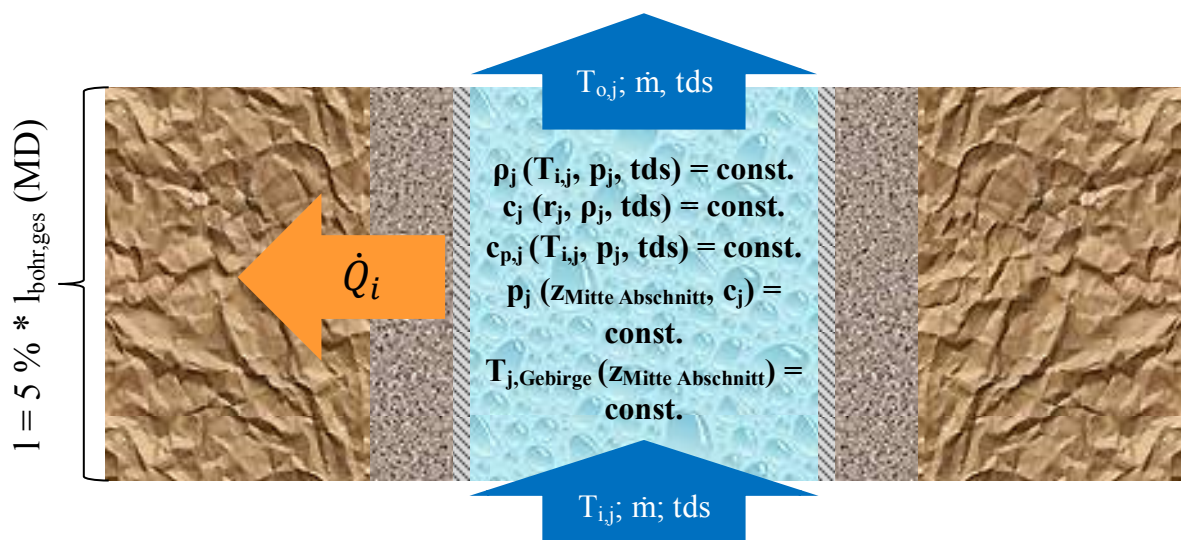


Abbildung 3-9: Schematische Darstellung der Rahmenbedingungen zur abschnittswisen Berechnung thermodynamischer Zustände des Thermalwassers in Röhren am Beispiel einer Produktionsbohrung /eigene Darstellung/

Als Eingangsparameter für jeden Abschnitt dienen die Temperatur des Thermalwassers $T_{i,i}$, der Massenstrom \dot{m} und die Masse der im Thermalwasser gelösten Salze (engl. total dissolved solids (tds)). Dabei gilt, dass \dot{m} und tds konstant sind, während die Temperatur am Eingang eines Abschnitts $T_{i,i}$ gleich der Temperatur am Ausgang des vorherigen Abschnitts $T_{e,i-1}$ ist. Die Gebirgstemperatur $T_{i,\text{Gebirge}}$ wird mittels eines durchschnittlichen Temperaturgradienten abgeschätzt, wobei die vertikale Tiefe des Referenzpunkts (TVD) als Eingangsparameter dient. Darauf aufbauend kann die Temperatur des Thermalwassers am Ausgang eines jeden Abschnitts unter Berücksichtigung der mit dem umliegenden Gestein ausgetauschten Wärme Q_i . Die einzelnen Berechnungsschritte werden nachfolgend erläutert.

Der Fluidtransport in Röhren mit kreisrundem Querschnitt wie beispielsweise Förderbohrungen oder Injektionsbohrungen lässt sich mittels der Bernoulli'schen Gleichung beschreiben. Von besonderem Interesse sind dabei die durch Wandreibung entstehenden Strömungsverluste. Wird die Betrachtung insoweit vereinfacht, als dass keine Energiezu- oder -abfuhr zwischen zwei Beobachtungspunkten auftritt, kann der Strömungsverlust als Druckverlust für den stationären Fall mittels Gleichung (3-19) ermittelt werden. Sind die Druckverluste gering, so kann die Veränderung der Dichte kompressibler Fluide vernachlässigt werden. Durch die abschnittsweise Betrachtung der thermodynamischen Zustände entlang der Rohrleitungen ist diese Vereinfachung zulässig. Der auftretende Fehler liegt dabei bei $f \approx 0,5 \cdot \Delta p_v / p_1$ /Grote, Feldhusen 2011/.

$$\Delta p_v = \left(\frac{\lambda * l}{d} \right) * \frac{\rho * c^2}{2} + \sum_{i=1}^n \frac{\zeta * \rho * c^2}{2} \quad (3-19)$$

Der Druckverlust Δp_v wird unter Berücksichtigung der Rohrreibungszahl λ , des Widerstandsbeiwertes für Einbauten ζ , der Länge l , des Durchmessers d des Rohres, der Fluidichte ρ und der Strömungsgeschwindigkeit c berechnet. Sowohl die Berechnung der Rohrreibungszahl als auch des Widerstandsbeiwertes ist von der Strömungsart abhängig. Die Unterscheidung zwischen laminarer und turbulenter Strömung erfolgt anhand der Reynolds-Zahl. Für die Berechnungen bei turbulenter Strömung werden die Widerstandsbeiwerte zusätzlich zwischen hydraulisch glatt und hydraulisch rau sowie nach Komponenten unterschieden (vgl. Tabelle 3-4). Zusätzlich wird eine technische Rauigkeit von 0,06 mm angenommen /Schlagermann 2014/.

Die Anbindung des Bohrlochs an den Aquifer erfolgt meist über einen Filter. Die Berechnung des Druckverlustes ist hierfür ein Sonderfall, da der Zufluss und damit die Strömungsgeschwindigkeit entlang des Filters zunehmen. /Fischer 2010/ nimmt einen linearen Zusammenhang zwischen Filterstrecke und Strömungsgeschwindigkeit und drückt diesen mit Gleichung (3-18) aus. Somit ist die Strömungsgeschwindigkeit $c(h_{\text{Filter}})$ an einem bestimmten Punkt entlang des Filters h_{Filter} abhängig von der Länge des Filters l_{Filter} und der Strömungs-

geschwindigkeit $c(r_{\text{Filter}})$ in Abhängigkeit des Rohrradius. Es wird angenommen, dass der Filter über seine gesamte Länge einen konstanten Durchmesser aufweist.

$$c(h_{\text{Filter}}) = \frac{h_{\text{Filter}}}{l_{\text{Filter}}} * c(r_{\text{Filter}}) \quad (3-20)$$

Wird Gleichung (3-20) in die Gleichung für Rohrreibung in kreisrunden Röhren eingesetzt und setzt man den Widerstandsbeiwert der Filterstrecke 0, so erhält man nach /Fischer 2010/ für den Druckverlust in Filtern Δp_{Filter} den Ausdruck nach Gleichung (3-21). In Gleichung (3-21) gehen ein, die Strömungsgeschwindigkeit c_{Filter} , die Dichte ρ des Thermalwassers, der Radius des Filters r_{Filter} , die Länge des Filters l_{Filter} und die Rohrreibungszahl λ .

$$\Delta p_{\text{Filter}} = \frac{1}{12} * \frac{\lambda * l_{\text{Filter}}}{r_{\text{Filter}}} * \rho * c_{\text{Filter}}^2 \quad (3-21)$$

Für die detaillierte Beschreibung der Berechnung von Eingangsparametern der Druckverlustberechnung sei auf Anhang B verwiesen.

Tabelle 3-4: Widerstandsbeiwerte kreisrunder Komponenten des Thermalwasserkreislaufs /Schlagermann 2014/

	Widerstandsbeiwerte [m⁻¹]	
	Hydraulisch glatt	Hydraulisch rau
Steigleitung	0,090	0,200
Verbindungsleitung	0,360	0,800
Sonst. Thermalwasserkreislauf	0,018	0,040

Durch die Betrachtung kurzer Abschnitte kann der Temperaturverlauf entlang des Thermalwasserkreislaufs mit konstanter Dichte und vernachlässigbarem Druckverlust je Abschnitt ermittelt werden. Dies ermöglicht eine Vereinfachung als eindimensionale Rohrströmung ohne innere Wärmequelle /Schulze et al. 2013/. Nach /Schlagermann 2014/ und /Francke 2014/ können Bohrungen dabei als Sonderfall des mehrschichtigen Hohlzylinders betrachtet werden. Die Besonderheit liegt dabei im fehlenden Wärmeübergang des Zylinders am äußeren Rand. Wie Abbildung 3-10 zeigt findet bei Thermalwasserbohrungen ein Wärmeübergang zwischen Thermalfluid und Casing statt. Mit zunehmendem radialem Abstand ergeben sich lediglich Wärmeleitungsprozesse durch verschiedene Materialien, da das umgebende Gebirge als halbumendlicher Körper angesehen werden kann, der mit ausreichendem radialem Abstand die Ursprungstemperatur aufweist. Der Wärmestrom durch die Bohrungskomplettierung ist abhängig vom Wärmeübergangskoeffizient zwischen Fluid und Casing, den Wärmeleitfähigkeiten von Casing, Zement und Gebirge sowie der Temperaturdifferenz zwischen Fluid und Gebirge.

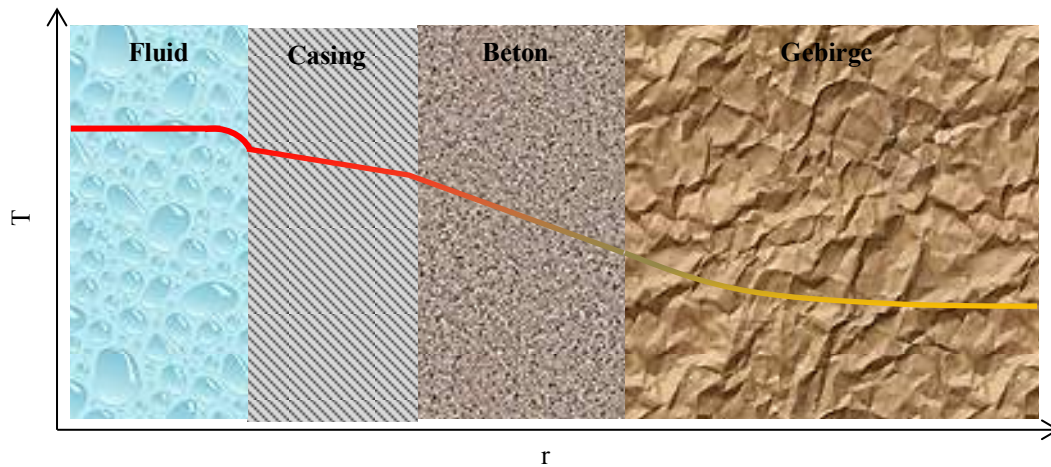


Abbildung 3-10: Radiale Wärmeströmung in der Bohrung - eigene Darstellung in Anlehnung an /Francke 2014/, /Schlagermann 2014/

Es wird von einer idealen Anbindung der Materialien sowie konstanten Wandstärken und Materialeigenschaften ausgegangen. Werte für die Wärmeleitfähigkeit verschiedener Materialien lassen sich der Literatur entnehmen, während der Wärmeübergangskoeffizient in der vorliegenden Arbeit berechnet wird. Sowohl die Literaturwerte als auch die einzelnen Berechnungsschritte zur Ermittlung des Temperaturverlustes im Thermalwasserkreislauf (Bohrung und obertägige Leitungen) werden in Anhang B detailliert erläutert.

Aufgrund der technischen Analogie von thermalwasserführenden Transportleitungen mit Fernwärmeleitungen wird der Wärmeverlust von Transportleitungen nach /VDI 2008/ berechnet. Wie bereits erläutert, werden auch Transportleitungen diskretisiert. Daher lässt sich die Ausgangstemperatur eines Abschnitts T_e aus dem Wärmeverlust über den Abschnitt $q_{l,E}$ nach Gleichung (3-22) berechnen. Die Eingangstemperatur T_i , die Dichte ρ_{TW} , die Wärmekapazität $c_{p,TW}$ und der Volumenstrom \dot{V} des Thermalwassers werden dabei auf die Mitte des Abschnitts bezogen und für den gesamten Abschnitt als konstant angenommen.

$$T_e = T_i - \frac{q_{l,E}}{\rho_{TW} * c_{p,TW} * \dot{V}} \quad (3-22)$$

$$q_{l,E} = \frac{T_i - T_{E,O}}{R_{l,R} + R_{l,E}} \quad (3-23)$$

Der Wärmeverlust $q_{l,E}$ wird in Abhängigkeit der Fluideingangstemperatur T_i , der Temperatur an der Erdoberfläche $T_{E,O}$, des auf die Länge bezogenen Rohr-Wärmewiderstandes $R_{l,R}$ und des ebenfalls auf die Länge bezogenen Erdreich-Wärmewiderstandes $R_{l,E}$ berechnet. Die Wärmewiderstände werden mittels (3-24) und (3-25) berechnet. Nach /VDI 2008/ werden dabei sowohl für die Berechnung von $R_{l,R}$ als auch für $R_{l,E}$ Vereinfachungen eingeführt und die Wärmeübergänge zwischen Fluid und Rohr als auch zwischen Erdreich und Luft vernachlässigt.

$$R_{L,E} = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_E} * \operatorname{arcosh} \left(\frac{2 * s_E}{d_{A,MR}} \right) \quad (3-24)$$

$$R_{L,R} = \frac{1}{2 * \pi} * \sum_{j=1}^n \frac{\ln \frac{r_{j+1}}{r_j}}{\lambda_j} \quad (3-25)$$

Zur Berechnung der Wärmewiderstände werden dabei die Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs λ_E , die Wärmeleitfähigkeiten der verschiedenen Schichten der Transportleitung λ_j und deren Radien r_j , der Außendurchmesser des Mantelrohres $d_{A,MR}$ sowie die Verlegetiefe des Rohres s_E benötigt. Sowohl die verwendeten Wärmeleitfähigkeiten als auch die Radien entstammen Herstellerangaben und werden in Tabelle E-1 im Anhang zusammengefasst. Die Verlegetiefe s_E bezeichnet die vertikale Strecke von der Erdoberfläche bis zum Mittelpunkt des betrachteten Rohres. Unter Berücksichtigung einer Überdeckung von 1 m berechnet sich die Verlegetiefe in Abhängigkeit des Außendurchmessers des Mantelrohres $d_{A,MR}$ nach Gleichung (3-25) /Schmitt et al. 2013/.

$$s_e = 1 + \left(\frac{d_{A,MR}}{2} \right) \quad (3-26)$$

Temperatur- und Druckveränderungen führen neben Sauerstoffeintragungen und Korrosion zu Ablagerungsprozessen in den Komponenten des Thermalwasserkreislaufs, dem so genannte Scaling. Scaling beschreibt einen durch Übersättigung und Redox-Reaktionen ausgelösten Prozess, bei dem sich Feststoffe an den Rohrinneisen des Thermalwasserkreislaufs ablagern /Miller 1980/ /Eggeling et al 2013a/ /Eggeling et al. 2013b/ /Mundhenk 2013/. Diese Vorgänge beeinflussen den Betrieb des Kraftwerkes negativ unter anderem durch /Phillips et al. 1980/:

- Zusetzen von Bohrungen und Leitungen
- Reduktion der Effizienz von Pumpen und Wärmeübertragern
- Festwerden von Ventilen

Durch die natürliche Radioaktivität der Ablagerungen ergeben sich zusätzlich steigende Anforderungen für den Arbeiterschutzes und die Entsorgung der Scales /Eggeling et al. 2013b/.

Um der Bildung von Ablagerungen entgegenzuwirken, hat sich neben chemischen Zusätzen (Inhibitoren) auch eine Druckhaltung im obertägigen Thermalwasserkreislauf als wirksames Mittel erwiesen. Im Geothermiekraftwerk Bruchsal konnten mittels einer Druckhaltung auf 22 bar Karbonatausfällungen unterbunden werden /Eggeling et al. 2013b/. Basierend darauf wird für die vorliegende Arbeit ein Zieldruck von 22 bar im obertägigen Thermalwasserkreislauf in das Thermalwasserkreislaufmodell übernommen. Die zur Druckhaltung notwendigen energetischen Aufwendungen werden bei der Berechnung der Thermalwasserpumpe berücksichtigt. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass Scaling hauptsächlich nach der Abkühlung des

Thermalwassers auftritt /Eggeling et al 2013a/. Gerade eine Reduktion der Injektionstemperatur erhöht jedoch die thermische Leistung des Geothermiekraftwerks (vgl. Gleichung (C-1)). Zur Berücksichtigung der Scaling-Problematik in der technisch-ökonomischen Optimierung wird daher eine minimale Injektionstemperatur von 55 °C eingeführt. Diese ergibt sich als Durchschnitt aus veröffentlichten Daten zum Betrieb deutscher Geothermiekraftwerke /Kölbel 2013/.

3.1.3 Kraftwerk und Thermalwasserpumpen - Energetische Nutzung von Thermalwasser

Kapitel 3.1.3 stellt die thermodynamischen Simulationen im Rahmen der vorliegenden Arbeit vor. Dabei wird neben den Gleichungen zur Beschreibung des Kraftwerksprozesses auch auf die parasitären Verbraucher und die Auslegung aller Komponenten der Energieumwandlung eingegangen. Wie Abbildung 3-12 zeigt hat das Teilmodell für Kraftwerk und Thermalwasserpumpen eine zentrale Stellung im integrierten Gesamtmodell. Die Auswahl des Arbeitsmittels im Kraftwerksprozess bestimmt die Ergebnisse des Gesamtmodells wesentlich. Ähnliches gilt für die parasitäre Leistung der Thermalwasserpumpe.

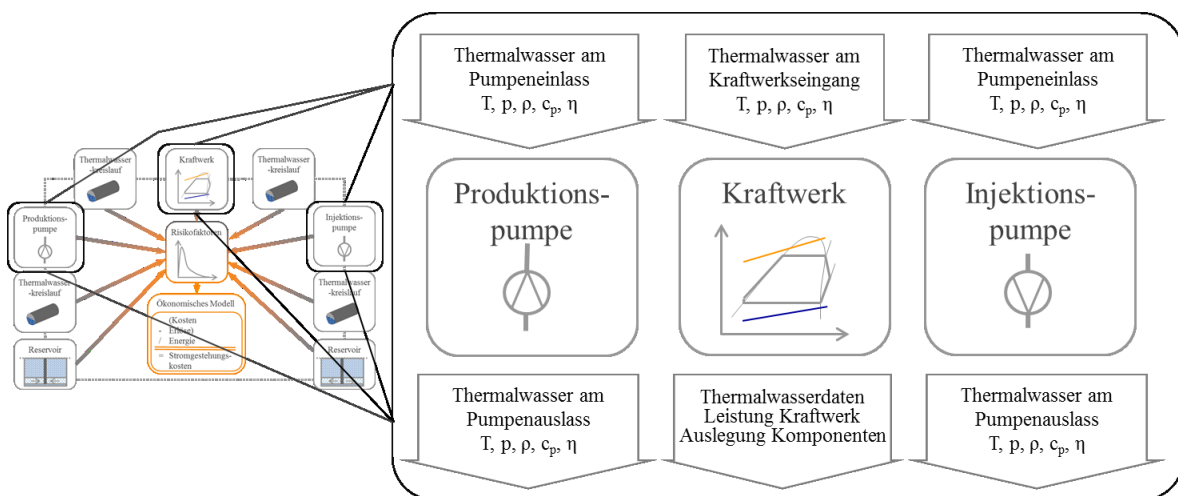


Abbildung 3-11: Einordnung des Thermalwasserkreislaufmodells in den Kontext des integrierten Gesamtmodells /eigene Darstellung/

Für die Wandlung geothermischer Energie in Elektrizität werden in Niederenthalpiegebieten Kreisprozesse nach dem Claudius-Rankine-Prinzip eingesetzt. In Niederenthalpiegebieten sind aufgrund ihrer thermodynamischen Eigenschaften „Organic Rankine Cycle“ (ORC) weit verbreitet. Die organischen Arbeitsmittel eines ORC eignen sich aufgrund ihres niedrigen Siedepunktes gut zur Verstromung geothermischer Energie. Daneben existiert das nach seinem Erfinder benannte Kalina-Konzept. Dieser ebenfalls nach dem Rankine-Prinzip funktionierende Kreisprozess nutzt ein anorganisches Gemisch aus Ammoniak und Wasser. /Drescher 2008/ und /Köhler 2005/ konnten zeigen, dass Kalina-Anlagen für geringe Thermalwassertemperaturen thermodynamische Vorteile bieten. Ökonomisch zeigen sich bei

Wasserkühlung leichte Vorteile für ORC- und bei Luftkühlung leichte Vorteile für Kalina-Kraftwerke /Köhler 2005/. Die je nach Konfiguration leichten technischen und ökonomischen Vorteile von Kalina-Kraftwerken gehen allerdings einher mit einer komplexen Anlagentechnik und Prozessführung /Mergner et al. 2010/, /Chen et al. 2010/. In der praktischen Anwendung konnten sich Kalina-Kraftwerke zudem nicht durchsetzen. Kalina-Anlagen stellen zwar rund 12 % der installierten elektrischen Leistung in Deutschland, international lässt sich dieser Trend jedoch nicht beobachten /ITG 2016/. Seit der Inbetriebnahme des Kraftwerks in Taufkirchen 2011 wurden in Deutschland keine Kalina-Kraftwerke mehr gebaut. Aus diesen Gründen liegt der Fokus der weiteren Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit auf ORC-Anlagen.

Die grundsätzliche Funktionsweise eines ORC ist in Abbildung 3-12 dargestellt. Zur besseren Orientierung sind die Erläuterungen und Abbildungen mit Zustandspunkten (ZP) beschrieben, um den Ort der Berechnung im Gesamtprozess einordnen zu können. Eine Übersicht über alle ZP der untersuchten geothermischen Anlage findet sich in Abbildung 2-1. Das Arbeitsmittel wird von der Speisepumpe auf Kondensationsdruck gebracht (ZP 16 – ZP 17) und anschließend in Vorwärmer und Verdampfer vollständig verdampft (ZP 18 – ZP 13). Nach der Entspannung über die Turbine (ZP 13 – ZP 14) wird sofern technisch möglich eine Rekuperation (ZP 14 – ZP 15 / ZP 17 – ZP 18) durchgeführt. Abschließend wird das Arbeitsmittel im Kondensator verflüssigt (ZP 15 – ZP 16).

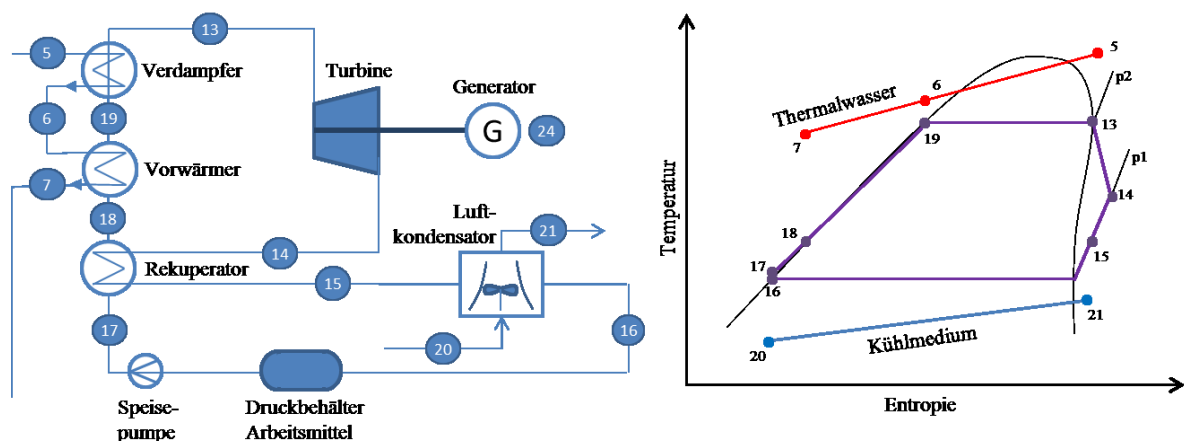


Abbildung 3-12: Schematische Darstellung eines ORC mit seinen wesentlichen Komponenten (links) und eine thermodynamische Darstellung im T,s-Diagramm (rechts) (Zustandspunkte sind durch Zahlen gekennzeichnet siehe auch Abbildung 2-1) /eigene Darstellung/

Die Berechnung des Kreisprozesses erfolgt stationär, anhand von Energiebilanzen über die einzelnen Kraftwerkskomponenten. Dabei wird von einem adiabaten Kreisprozess ausgegangen. Durch die Berücksichtigung von isentropen Wirkungsgraden, endlichen Grädigkeiten und Druckverlusten in den Wärmetauschern wird die Simulation der Realität angenähert. Nachfolgend werden die Berechnungen für die einzelnen Kraftwerkskomponenten erläutert.

Speisepumpe (ZP 16 - ZP 17)

$$P_{SP} = \frac{\dot{m}_{AM} * (h_{17} - h_{16})}{\eta_{SP,isentrop}} \quad (3-27)$$

Die elektrische Leistung der Speisepumpe, die zur Druckerhöhung aufgewendet werden muss, berechnet sich nach Formel (3-27). Dabei steht \dot{m}_{AM} für den Massenstrom des Arbeitsmittels, h_{16} und h_{17} für die Enthalpie an den Zustandspunkten 16 und 17 (siehe Abbildung 3-12). Der isentrope Wirkungsgrad der Speisepumpe $\eta_{SP,isentrop}$ wird mit 80 % angesetzt (siehe Tabelle 3-5).

Vorwärmer (ZP 18 - ZP 19)

$$\dot{m}_{TW} * (h_6 - h_7) = \dot{m}_{AM} * (h_{18} - h_{17}) \quad (3-28)$$

Der im Vorwärmer (VW) vom Thermalwasser (TW) auf das Arbeitsmittel übertragene Wärmestrom berechnet sich aus der Enthalpiedifferenz des Arbeitsmittels über den Vorwärmer. Hierzu müssen die Massenströme des Thermalwassers \dot{m}_{TW} und des Arbeitsmittels \dot{m}_{AM} sowie die Enthalpie h der jeweiligen Fluide an den Zustandspunkte 6, 7, 17 und 18 bekannt sein.

Verdampfer (ZP 19 - ZP 13)

$$\dot{m}_{TW} * (h_5 - h_6) = \dot{m}_{AM} * (h_{13} - h_{19}) \quad (3-29)$$

Die Enthalpiestrombilanz des Verdampfers (VD) ähnelt dem Vorwärmer. Maßgeblich ist die Enthalpie h am Ausgang des Verdampfers (ZP 13) (siehe Abbildung 3-12). Die Wärmebilanzgleichung um den Verdampfer dient auch zur Berechnung des Arbeitsmittelmassenstroms \dot{m}_{AM} , wobei die thermodynamischen Veränderungen des Thermalwassers berücksichtigt werden (siehe Kapitel 3.1.2). In Gleichung (3-29) gehen weiterhin die Enthalpie h der jeweiligen Fluide an den Zustandspunkten 5, 6, 13 und 19 sowie der Massenstrom des Thermalwassers \dot{m}_{TW} ein.

Turbine (ZP 13 - ZP 14)

$$P_{SEA,brutto} = \eta_{TS} * \dot{m}_{AM} * (h_{13} - h_{14}) \quad (3-30)$$

Die Bruttoleistung der Stromerzeugungsanlage $P_{SEA,brutto}$ errechnet sich aus der Enthalpiedifferenz über die Turbine. Hierzu wird die Enthalpie an den Zustandspunkten 13 und 14 (h_{13} ; h_{14}) heran gezogen. Zur Bestimmung der Enthalpie am ZP 14 wird der isentrope Wirkungsgrad der Turbine $\eta_{TB,isen}$ genutzt. Zusätzlich werden weitere Verluste des Generators und des Getriebes über deren Wirkungsgrade $\eta_{Getriebe}$ und $\eta_{Generator}$ berücksichtigt (siehe Tabelle 3-5).

$$h_{14} = \eta_{TB,isen} * (h_{14,isen} - h_{13}) + h_{13} \quad (3-31)$$

$$\eta_{TS} = \eta_{Getriebe} * \eta_{Generator} \quad (3-32)$$

Rekuperator (ZP 14 – ZP 15; ZP 17 – ZP 18)

$$\dot{m}_{AM} * (h_{14} - h_{15}) = \dot{m}_{AM} * (h_{17} - h_{18}) \quad (3-33)$$

Der Rekuperator dient zur internen Wärmerückgewinnung. Über einen Wärmetauscher wird vom entspannten Arbeitsmittel nach der Turbine Wärme auf das Arbeitsmittel vor dem Vorwärmer übertragen. Hierzu muss neben den Enthalpien an den Zustandspunkte 14, 15, 17 und 18 (h_{14} , h_{15} , h_{17} , h_{18}) auch der Massenstrom des Arbeitsmittels \dot{m}_{AM} bekannt sein.

Kondensator (ZP 15 – ZP 16)

$$\dot{m}_{air} * (h_{20} - h_{21}) = \dot{m}_{AM} * (h_{15} - h_{16}) \quad (3-34)$$

Im Kondensator (KS) wird das Arbeitsmittel verflüssigt und der Kreislauf damit geschlossen. Der Index „air“ steht für Luft als Kühlmedium. /Köhler 2005/ und /Mergner et al. 2010/ konnten zeigen, dass ein wassergekühlter Prozess thermodynamische Vorteile bietet. In Deutschland wurden bisher jedoch ausschließlich Luftkondensatoren installiert. Mit Verweis auf die Praxis soll daher auch in dieser Arbeit ein luftgekühlter Kondensator betrachtet werden. Zur thermodynamischen Beschreibung des Kondensators müssen die Enthalpien an den Zustandspunkten 15, 16, 20 und 21 (h_{15} , h_{16} , h_{20} , h_{21}) sowie die Massenströme des Kühlmediums \dot{m}_{air} und des Arbeitsmittels \dot{m}_{AM} bekannt sein.

Nachfolgend zeigt Tabelle 3-5 wesentliche konstante Prozessparameter, die bei der Simulation des ORC-Kreisprozesses angewendet wurden. Die Werte wurden aus der Literatur übernommen und bilden damit anerkannte Prozessparameter ab.

Tabelle 3-5: Konstante Prozessparameter der ORC-Simulation /Heberle 2013/, /Drescher 2008/, /Schlagermann 2014/, /Köhler 2005/, /Mergner et al. 2010/, /Chacartegui et al. 2009/

Prozessparameter	Abkürzung	Wert
Grädigkeit von Vorwärmer und Verdampfer	$\Delta T_{VD}; \Delta T_{VW}$	5 K
Grädigkeit des Kondensators	ΔT_{Kon}	8 K
Grädigkeit des Rekuperators	ΔT_{Rek}	15 K
Isentroper Wirkungsgrad Turbine	$\eta_{isen,Turbine}$	85 %
Wirkungsgrad des Getriebes	$\eta_{Getriebe}$	98 %
Wirkungsgrad des Generators	$\eta_{Generator}$	96 %
Wirkungsgrad der Speisepumpe	η_{SP}	80 %
Maximaler Betriebsdruck des ORC	$p_{ORC max}$	0,8 * p_{crit}
Max. ΔT Kühlluft	$\Delta T_{Kon,in-out}$	10 K
Temperatur Umgebungsluft	T_0	15 °C
Druckverluste in Wärmeübertragern (bezogen auf den Eingangsdruck)	Δp_{WT}	2 %

Die verwendeten Arbeitsmittel lassen sich anhand der Steigung ihrer Taulinie in retrograd (positive Steigung), isentrop (senkrecht) und feucht (negative Steigung) unterteilen. Abbil-

Abbildung 3-13 zeigt hierzu beispielhaft den Verlauf der Siede- und Taulinie von R134a (retrograd), R141b (isentrop) und Isobutan (feucht) in einem T,s-Diagramm.

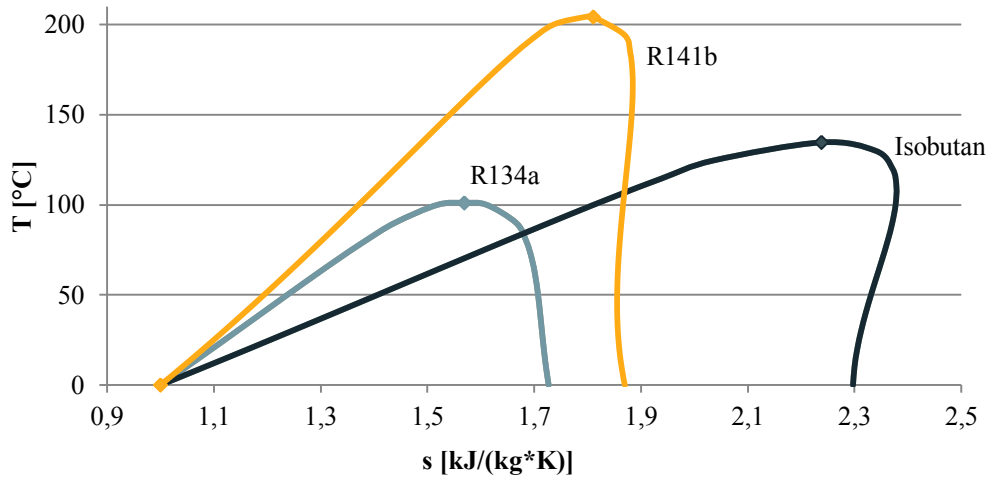


Abbildung 3-13: Vergleich feuchter (R134a), isentroper (R141b) und retrograder (Isobutan) Arbeitsmittel im T,s-Diagramm (Daten aus /Lemmon et al. 2013/)

Feuchte Arbeitsmittel bergen die Gefahr des Tropfenschlags. Durch die Entspannung des Dampfes in das Nassdampfgebiet kann es zu Erosion in der Turbine kommen, weshalb bei niedrigen Temperaturen der Wärmequelle auch kein Wasser eingesetzt werden kann, da eine starke Überhitzung notwendig wäre. Um dies zu vermeiden, wird am Ausgang der Turbine ein minimaler Dampfgehalt von 90 % definiert /Heberle 2013/. Wird dieser Wert unterschritten, so wird iterativ eine Überhitzung des Frischdampfes am ZP 13 (Verdampfer Ausgang; siehe Abbildung 3-12) durchgeführt, bis die geforderten Randparameter eingehalten werden.

Die interne Wärmerückgewinnung mittels Rekuperator überträgt einen Teil der Restwärme des Arbeitsmittels nach der Turbine auf das zu erwärmende Arbeitsmittel vor dem Vorwärmer. Durch die Wärmeauskopplung nach der Turbine sinkt die thermodynamische Mitteltemperatur der Wärmeabfuhr, was dazu führt, dass das Kühlmedium weniger erwärmt wird. Gleichzeitig steigt die thermodynamische Mitteltemperatur der Wärmezufuhr durch die Wärmeübertragung vor dem Vorwärmer, was dazu führt, dass das Thermalwasser weniger stark ausgekühlt wird. Dadurch steigt zwar der thermische Wirkungsgrad des Prozesses, jedoch sinkt der Auskühlungswirkungsgrad, da absolut weniger Wärme an den Prozess übertragen wird. Unter der Bedingung einer gleichbleibenden Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ändert sich jedoch die elektrische Leistung des Prozesses nicht. Der Massenstrom des Arbeitsmittels ergibt sich nach /Köhler 2005/ aus der Energiebilanz um den Verdampfer und ist daher unabhängig von der Eintrittstemperatur des Arbeitsmittels in den Vorwärmer. Berücksichtigt man jedoch Druckverluste in den Wärmeübertragern, so beeinflusst der Druckverlust im Kondensator den Turbinenausgangsdruck und damit die Leistung des Prozesses. Vorteile einer internen Wärmerückgewinnung ergeben sich daher hauptsächlich

lich bei einer Begrenzung hinsichtlich der maximalen Temperatur des Kühlmediums oder der minimalen Temperatur des Thermalwassers. Neben den bereits in Kapitel 3.1.2 aufgezeigten Auswirkungen einer geringen Injektionstemperatur kann eine höhere Thermalwasserausgangstemperatur auch für eine nachgeschaltete Nutzung wie etwa eine Wärmeversorgung in Reihenschaltung von Vorteil sein. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit ein Rekuperator berücksichtigt, sofern die in Tabelle 3-5 aufgezeigte Grädigkeit eingehalten werden kann.

In Tabelle 3-5 sind wesentliche Rahmenbedingungen für die Simulation des Luftkondensators aufgelistet. Der elektrische Leistungsbedarf des Luftkondensators berechnet sich nach /Schlagermann 2014/ in Abhängigkeit des Luftmassenstroms \dot{m}_{air} .

$$P_{LuKo} = \dot{m}_{air} * 0,15 \left[\frac{kW_{el}}{kg * s} \right] \quad (3-35)$$

Die Eingangstemperatur der Umgebungsluft beträgt 15 °C. Im realen Betrieb ist die Temperatur der Umgebungsluft Schwankungen unterworfen. Eine Variation der Umgebungstemperatur in Anhang K zeigt die Auswirkungen schwankender Temperaturen auf die stationäre Auslegung eines ORC. Die maximal zulässige Erwärmung wird auf 10 K festgesetzt. Die Simulation erfolgt mit der in REFPROP V9.1 für Luft vordefinierten Mischung aus Stickstoff, Sauerstoff und Argon /Lemmon et al. 2013/.

Wie für Luft werden die benötigten Stoffdaten auch für alle untersuchten Arbeitsmittel aus der Datenbanksoftware „REFPROP 9.1“ entnommen, die vom National Institute of Standards and Technology“ (NIST) entwickelt wurde /Lemmon et al. 2013/.

Neben der Speisewasserpumpe und dem Luftkondensator fallen bei Betrachtung des Gesamtsystems weitere parasitäre Verluste durch die Förder- und Injektionspumpe an. Die Leistungsbedarfe der Thermalwasserpumpen wurden nach Gleichung (3-36) abgebildet. Die Leistung der Thermalwasserpumpen $P_{FP/IP}$ berechnet sich aus dem Volumenstrom des Thermalwassers \dot{V} , der zu überwindenden Druckdifferenz Δp und dem Gesamtwirkungsgrad $\eta_{pump,ges}$ der Pumpeneinheit. Förderpumpen (FP) und Injektionspumpen (IP) unterscheiden sich dabei in der zu überwindenden Druckdifferenz Δp und dem Wirkungsgrad der Pumpe $\eta_{pump,ges}$ als Produkt der Wirkungsgrade verschiedener Einzelkomponenten (siehe Tabelle 3-6).

$$P_{FP/IP} = \dot{V} * \frac{\Delta p}{\eta_{pump,ges}} \quad (3-36)$$

mit

$$\Delta p_{FP} = \rho_{pump,in} * g * (h_0 + s + 50 + RWS) + p_{loss} + p_{Anlage} - p_{pump,in}$$

$$\Delta p_{IP} = p_{reservoir,inject} - p_{Anlage} + p_{loss}$$

$$\text{wenn } \Delta p_{IP} < 0 \text{ dann } \Delta p_{IP} = 0$$

Die zu überbrückende Druckdifferenz der Förderpumpe errechnet sich aus der Dichte des Thermalwassers am Pumpeneinlass $\rho_{\text{pump,in}}$, der Erdbeschleunigung g , der zu überwindenden Höhe sowie dem Druckverlust der Steigleitung p_{loss} , dem Zieldruck innerhalb des obertägigen Thermalwasserkreislaufes p_{Anlage} und dem Eingangsdruck der Pumpe $p_{\text{pump,in}}$. Die zu überwindende Höhe setzt sich zusammen aus der Höhe über Tage h_0 (pauschal 1 m), der Absenkung s , dem benötigten Vordruck am Pumpeneingang abgeschätzt durch 50 m Wassersäule /Schröder, Schneider 2014/ und dem Ruhewasserspiegel (RWS) der Bohrung. Die Druckdifferenz der Injektionspumpe ergibt sich aus der Differenz des Gegendrucks aus dem Reservoir $p_{\text{reservoir,inject}}$ und dem Betriebsdruck des Thermalwasserkreislaufs p_{Anlage} sowie den eventuell anfallenden Druckverlusten p_{loss} .

Tabelle 3-6: Wirkungsgrade der Förder- und Injektionspumpe /Schlagermann 2014/

Komponenten	Förderpumpe	Injektionspumpe
Frequenzumrichter	96 %	96 %
Transformator	98 %	-
Downhole Kabel	97 %	-
Motor	85 %	90 %
Pumpe	f (Casingdurchmesser)	85 %
Σ Anlage	50 – 66 %	73 %

Der Gesamtwirkungsgrad von Thermalwasserpumpen $\eta_{\text{pump,ges}}$ setzt sich aus den Wirkungsgraden mehrerer Einzelkomponenten zusammen. Tabelle 3-6 gibt hierzu einen Überblick. Der Wirkungsgrad der Pumpeneinheit wird maßgeblich durch ihre zulässigen Abmessungen beeinflusst. Während Injektionspumpen durch ihre übertägige Installation keinen Restriktionen unterliegen, sind Produktionspumpen durch den Einbau in der Förderbohrung in ihren Abmessungen limitiert. /Schlagermann 2014/ gibt für die Pumpeneinheit einen Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Casing-Innendurchmessers d [Zoll] an.

$$\eta_{FP,pumpe} = 0,04 * d + 0,37 \quad (3-37)$$

$$\text{mit } \left\{ \begin{array}{l} d < 7"; \eta_{FP,pumpe} = 0,65 \\ d > 12"; \eta_{FP,pumpe} = 0,85 \end{array} \right\}$$

Zusätzlich zu den oberhalb erläuterten Leistungsbedarfen einzelner Komponenten bewertet /Schlagermann 2014/ den elektrischen Verbrauch aller sonstigen Verbraucher der Stromerzeugungsanlage (Computer, Lüftung, Beleuchtung ...) mit einem 10-prozentigen Aufschlag auf die Leistung des Luftkondensators P_{LuKo} und der Speisepumpe P_{SP} . Unter Berücksichtigung der parasitären Leistung von Injektions- und Förderpumpe $P_{\text{IP}}/P_{\text{FP}}$ lässt sich somit die

elektrische Nettoleistung der Gesamtanlage $P_{el,ges,netto}$ aus der elektrischen Bruttoleistung $P_{el,SEA,brutto}$ mittels Gleichung (3-38) ermitteln.

$$P_{el,ges,netto} = P_{el,SEA,brutto} - 1,1 * (P_{LuKo} + P_{SP}) - P_{IP} - P_{FP} \quad (3-38)$$

Die Rahmenbedingungen der ORC-Simulation sind in Tabelle 3-5 zusammengefasst und werden nicht variiert. Zur technisch-ökonomisch optimierten Auslegung des Kraftwerksprozesses wird daher die Verdampfungstemperatur am Ausgang des Verdampfers (ZP 10) T_{10} iterativ verändert. Die minimale Verdampfungstemperatur $T_{10,min}$ wird mit 323 K festgelegt. Die maximale Verdampfungstemperatur $T_{10,max}$ wird durch eine Begrenzung des maximalen Drucks im ORC $p_{10,max}$ auf 80 % des kritischen Drucks $p_{crit,AM}$ des Arbeitsmittels festgelegt.

$$p_{10,max} = p_{crit,AM} * 0,8 \quad (3-39)$$

/Heberle 2013/ begründet diese Restriktion mit der technischen Umsetzbarkeit, wie sie u.a. in /Maizza, Maizza 2001/ ausgeführt wird. In Abhängigkeit des untersuchten Arbeitsmittels ergibt sich damit eine unterschiedlich große Anzahl von Varianten, die im Rahmen dieser Arbeit thermodynamisch berechnet und an das ökonomische Teilmodell übergeben werden.

Wie bereits in Kapitel 3.1.2 aufgezeigt wurde, führt eine niedrige Injektionstemperatur des Thermalwassers zu einem erhöhten Scaling-Risiko und einer reduzierten Injektivität. Wärmeverluste zwischen Kraftwerk und Injektionsbohrung werden dabei berücksichtigt. Die Berechnung der Thermalwassertemperatur am Kraftwerksausgang erfolgt über die Wärmebilanz des Vorwärmers. Alle Konstellationen aus Arbeitsmittel und Verdampfungstemperatur, welche die vorgegebene minimale Injektionstemperatur (siehe Kapitel 3.1.2) unterschreiten, werden aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen lässt sich die Leistung eines ORC durch verschiedene Maßnahmen steigern, die sich wie folgt gliedern lassen:

- Verbesserung von Komponentenwirkungsgraden
- Absenken der mittleren Temperatur der Wärmeabfuhr
- Anheben der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr

/Janczik 2015/ prognostiziert sowohl bei Speisewasserpumpen als auch bei Turbinen eine zukünftige Steigerung von mechanischen und isentropen Wirkungsgraden. Aus thermodynamischer Sicht führt eine Steigerung der Wirkungsgrade einzelner Komponenten zu geringeren Verlusten und damit einer gesteigerten Prozesseffizienz.

Ein Absenken der mittleren Temperatur der Wärmeabfuhr bedarf einer verbesserten Ausnutzung des Kühlmediums. Die äußeren Rahmenbedingungen wie Eintrittstemperatur des Kühlmediums oder maximale Temperatursteigerung bieten jedoch wenig Optimierungspotenzial. Durch die Senkung der Grädigkeit im Kondensator können die Kondensationsbedin-

gungen verbessert werden, jedoch ist dies mit steigenden Kosten für die Wärmeübertrager verbunden.

Das Anheben der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr ist neben der Reduktion der Grädigkeit auch durch eine Steigerung des oberen Prozessdrucks möglich. Dadurch ergeben sich jedoch gleichzeitig eine geringere Auskühlung des Thermalwassers und damit eine Reduktion des vom Thermalwasser an das Arbeitsmittel übertragenen Wärmestroms. Dadurch sinkt im Gegenzug der Arbeitsmittelmassenstrom, was zu einem geringeren Prozessaufwand führt. Das Optimum dieser beiden Effekte wird innerhalb des Kraftwerksmodells (siehe Abbildung 3-1) durch eine Iteration angenähert. Daneben konnte /Vetter 2014/ nachweisen, dass eine überkritische Fahrweise von geothermisch betriebenen ORC Anlagen eine Effizienzsteigerung verspricht. Aufgrund der Rahmenbedingungen der Simulation (siehe Tabelle 3-5), soll dieses Optimierungspotenzial jedoch nicht in die weiteren Untersuchungen einfließen.

Eine weitere Option zur Steigerung der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr bietet die Wahl mehrerer Druckstufen. Durch die stufenweise Verdampfung des Arbeitsmittels kann die Verdampfungskurve des Arbeitsmittels der Auskühlung des Thermalwassers besser angepasst werden, was eine Annäherung an den idealen Dreiecksprozess bewirkt /Köhler 2005/. /Drescher 2008/ und /Schlagermann 2014/ konnten zeigen, dass ein mehrstufiger ORC-Prozess trotz der technischen Komplexität thermodynamische und ökonomische Vorteile haben kann. Mehrstufige Prozesse bieten eine höhere Flexibilität sowohl bei der Wahl des Arbeitsmittels als auch bei der Kraftwerkseingangstemperatur. Thermodynamische Unterschiede z.B. zwischen verschiedenen Arbeitsmitteln werden durch den mehrstufigen Prozess ausgeglichen /Drescher 2008/. Bei der Wahl eines auf die Temperatur angepassten Arbeitsmittels fallen die technisch-ökonomischen Vorteile mehrstufiger Prozesse jedoch nur noch gering aus. Im Einzelfall ist daher zu prüfen, ob die höhere Komplexität nicht durch eine angepasste Arbeitsmittelwahl vermieden werden kann /Schlagermann 2014/. Mit dem geothermischen Heizkraftwerk in Sauerlach wurde die praktische Umsetzung dieses Optimierungsansatzes bereits vollzogen. Da sowohl eine theoretische Untersuchung als auch eine praktische Umsetzung dieses Ansatzes bereits vorhanden sind, soll die Untersuchung mehrstufiger Kraftwerksprozesse aus den Betrachtungen der vorliegenden Arbeit ausgeschlossen werden.

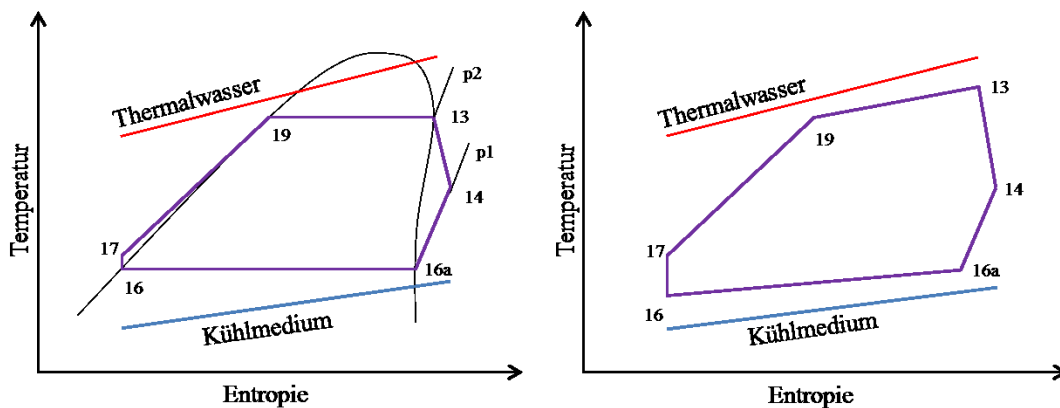


Abbildung 3-14: Schematischer Vergleich eines ORC-Prozesses mit reinem Arbeitsmittel und mit einem Arbeitsmittelgemisch in einem T,s-Diagramm /eigene Darstellung/

Verschiedenste Publikationen (siehe u.a. /Janczik 2015/, /Schlagermann 2014/, /Köhler 2005/, /Drescher 2008/) stellen die Bedeutung der Wahl des Arbeitsmittels zur Verbesserung des Wirkungsgrades von ORC-Prozessen heraus. Typische Arbeitsmittel für ORC-Prozesse finden sich dabei in der Gruppe der Paraffine, sowie chlorierte und fluorisierte Kohlenwasserstoffe /Schlagermann 2014/. Dabei ist die Wahl des optimalen Arbeitsmittels von der Thermalwassereingangstemperatur abhängig. Arbeitsmittel bieten jedoch aus thermodynamischer Sicht weiteres Potenzial zur Effizienzsteigerung des ORC-Prozesses. Durch den Einsatz von Gemischen als Arbeitsmittel kann die isotherme Verdampfung des Arbeitsmittels umgangen und eine bessere Anpassung des ORC-Prozesses an die Wärmequelle und die Wärmesenke erreicht werden, was zu geringeren exergetischen Verlusten und damit einer höheren Leistung der Anlage führt. Abbildung 3-14 stellt diesen Effekt schematisch anhand des Vergleichs eines ORC-Prozesses mit einem reinen Arbeitsmittel und einem Arbeitsmittelgemisch dar. Der Kalina-Prozess verfolgt dieses Konzept ebenfalls. Bei der Nutzung von Arbeitsmittelgemischen in ORC-Kraftwerken wird ein ähnlicher Effekt erreicht, es kann jedoch auf die Separation von Dampf und Fluid verzichtet werden, da das Arbeitsmittel vollständig verdampft wird. Dies führt zu einer Reduktion der technischen Komplexität. Durch die Vielzahl organischer Medien kann zudem ein breiter Temperaturbereich abgedeckt werden.

Die physikalisch-chemischen Eigenschaften eines Gemisches unterscheiden sich von dem der jeweiligen Reinstoffe. Die Verdampfung eines Gemisches erfolgt nicht-isotherm. Die Siede- und Taulinie zeotroper Gemische schneidet sich nur für den jeweiligen Reinstoff. Daraus folgt, dass sich im Zwei-Phasen-Gebiet bei einer bestimmten Temperatur in der Flüssig- und der Gasphase verschiedene Arbeitsmittelzusammensetzungen ergeben. Im Gegenzug ergibt sich bei einer bestimmten Gemischzusammensetzung zwischen flüssiger und gasförmiger Phase ein Temperaturunterschied, der sogenannte Temperaturgleit. Abbildung 3-15 stellt für zeotrope Gemische schematisch die Zusammensetzung der Flüssig-/Gasphase in Abhängigkeit der Gemischzusammensetzung dar.

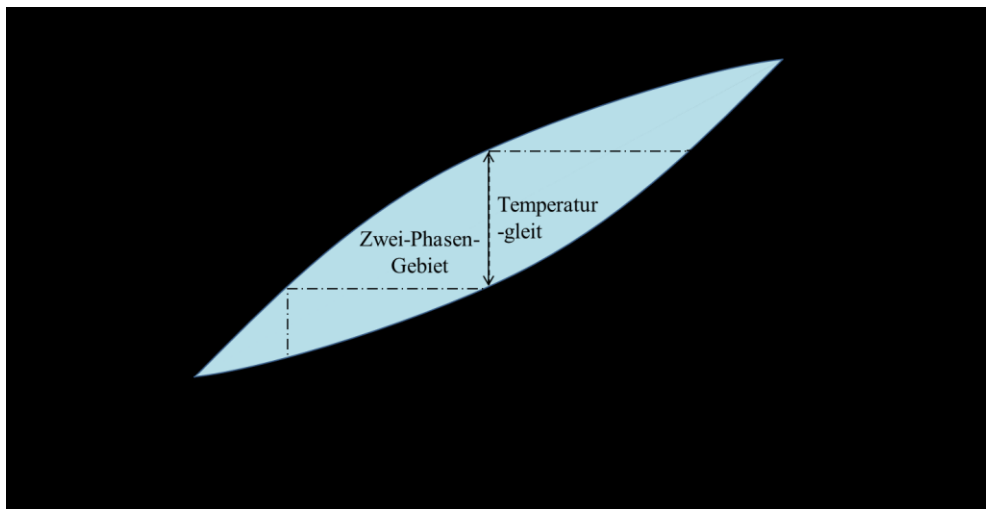


Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des Temperaturgleits von Gemischen in Abhängigkeit der Gemischzusammensetzung - eigene Darstellung in Anlehnung an /Mergner et al. 2010/

Als azeotrope Gemische werden Gemische bezeichnet, die je nach Mischungsverhältnis auch isotherm verdampfen können. Da sich der Vorteil von Gemischen aus der nicht-isothermen Verdampfung und Kondensation ergibt, sollen azeotrope Gemische nachfolgend nicht betrachtet werden.

Die Auswahl eines geeigneten Arbeitsmittels lässt sich anhand physikalischer Eigenschaften nachvollziehen. Die Druckdifferenz zwischen oberem (Eingang Turbine) und unterem Prozessdruck (Ausgang Turbine) sollte ausreichend groß sein. Dabei sollten beide Druckniveaus in technisch leicht beherrschbaren Bereichen liegen. Dies bedeutet, dass durch den oberen Prozessdruck keine zu großen Anforderungen an den Anlagenbau gestellt werden und der untere Prozessdruck oberhalb des Umgebungsdrucks liegt /Schlagermann 2014/. Gleichzeitig sollte die Dichte des Arbeitsmittels entweder in der Dampf- oder der Flüssigphase möglichst hoch sein. Dies wirkt sich aufgrund des reduzierten Massenstroms positiv auf den Anlagenbau aus /Papadopoulos et al. 2010/. Die Anforderungen an die Verdampfungsenthalpie des Arbeitsmittels werden in der Literatur kontrovers diskutiert. Während beispielsweise /Chen et al. 2010/ oder /Papadopoulos et al. 2010/ eine möglichst hohe Verdampfungsenthalpie fordern, sehen /Drescher 2008/ und /Köhler 2005/ eine geringe Verdampfungsenthalpie als sinnvoll an. /Drescher 2008/ fordert, dass das Verhältnis von Verdampfungsenthalpie zu insgesamt aufgenommener Enthalpie möglichst klein sein sollte. /Köhler 2005/ drückt dies über das Verhältnis von Wärmekapazität am Punkt der Verdampfung und der Verdampfungsenthalpie aus, welches möglichst groß sein soll. Beide Kennzahlen führen letztlich zu einer Anhebung der Verdampfungstemperatur und damit zu einer Erhöhung der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr. Dadurch wird die Arbeitsmittelerwärmung der Thermalwasseraus Kühlung angepasst, was letztlich den Kraftwerksprozess dem von /Köhler 2005/ geforderten Dreiecksprozess annähert. Generell sind isentrope Arbeitsmittel vorzuziehen. Feuchte Arbeitsmittel bergen das Risiko des Tropfenschlags in der Turbine und müssen daher gegebenenfalls über-

hitzt werden. Im Gegensatz dazu erhöhen retrograde Arbeitsmittel die abzuführende Wärme im Kondensator, da sie zuerst enthitzt werden müssen. Für retrograde Arbeitsmittel ergibt sich daher die Anforderung, dass die Wärmekapazität der Dampfphase möglichst klein sein sollte. Die Viskosität des Arbeitsmittels sollte möglichst gering sein, um einen guten Wärmeübergang und eine geringe Leistung der Speisepumpe zu erreichen /Papadopoulos et al. 2010/. Dies wirkt sich laut /Köhler 2005/ auch positiv auf eine möglichst hohe Wärmeleitfähigkeit aus, die zusätzlich durch die Oberflächenspannung bestimmt wird und ebenfalls den Wärmeübergang beeinflusst. /Schlagermann 2014/ kommt zu dem Schluss, dass die Wärmeleitfähigkeit aufgrund des isothermen Phasenübergangs nur eine geringe Rolle spielt. Da der Wärmestrom proportional zur Temperaturdifferenz ist, sieht er das Kühlmedium hier als limitierenden Faktor. Neben den physikalischen Kriterien zur Arbeitsmittelauswahl sollten auch Faktoren wie Sicherheit, die Materialverträglichkeit, Umweltverträglichkeit, Verfügbarkeit und Kosten berücksichtigt werden /Chen et al. 2010/.

Studien zur Auswahl von Arbeitsmitteln für ORC wurden u.a. durchgeführt durch /Drescher 2008/, /Mergner et al. 2010/, /Papadopoulos et al. 2010/, /Guo et al. 2011/, /Heberle 2013/, /Kang et al. 2015/, /Li et al. 2014/ und /Lecompte et al. 2014/.

Tabelle 3-7: Untersuchte Arbeitsmittelgemische mit Angabe des kritischen Drucks, des Siedepunktes und des Temperaturgleits /Lemmon et al. 2013/

	Leicht siedender Reinstoff			Schwer siedender Reinstoff			TG _{max; 0,1} MPa [K]	TG _{max; 2} MPa [K]
		p _{crit} [MPa]	Sdp [°C]		p _{crit} [MPa]	Sdp [°C]		
Gemisch 1	R134a	4,06	-26,07	R236fa	3,20	-1,49	7,09	3,89
Gemisch 2	R227ea	2,93	-16,34	R245fa	3,65	15,14	11,22	4,98
Gemisch 3	R236fa	3,20	-1,49	R365mfc	3,27	39,88	15,32	8,85
Gemisch 4	R245fa	3,65	15,14	R365mfc	3,27	39,88	5,60	3,62
Gemisch 5	Propan	4,25	-42,11	Isobutan	3,63	-11,75	8,38	5,36
Gemisch 6	Isobutan	3,63	-11,75	Isopentan	3,38	27,83	12,88	7,15
Gemisch 7	Isopentan	3,38	27,83	Isohexan	3,04	60,21	8,45	3,89
Gemisch 8	n-Pentan	3,37	36,06	n-Hexan	3,03	68,71	8,00	3,87
Reinstoffe	R142b	4,12	-9,63	R245ca	3,96	25,13		

Für die weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit werden basierend auf den zuvor genannten Studien die in Tabelle 3-7 dargestellten Arbeitsmittelgemische, die einzelnen Reinstoffe der Gemische sowie der Reinstoff R142b ausgewählt. Damit gehen acht Arbeits-

mittelgemische und dreizehn Reinstoffe in die weiteren Untersuchungen ein. Tabelle 3-7 zeigt die ausgewählten Arbeitsmittelgemische sowie die einzelnen Reinstoffe mit dem kritischen Druck p_{crit} und der Siedetemperatur S_{dp} der reinen Arbeitsmittel. Zusätzlich wird für die Arbeitsmittelgemische der Temperaturleit bei 1 bar $TG_{\text{max}; 0,1 \text{ MPa}}$ und 20 bar $TG_{\text{max}; 2,0 \text{ MPa}}$ dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich der Temperaturleit in Abhängigkeit des Druckniveaus verändert. Basierend auf den vorherigen Überlegungen zum Einsatz zeotroper Arbeitsmittelgemische ist ein ausreichend großer Temperaturleit wünschenswert. Durch die Anpassung des Temperaturprofils des ORC an die Abkühlungs- (Thermalwasser) und Aufwärmungskurve (Kühlmedium) lässt sich eine Effizienzsteigerung durch eine Reduktion der Exergieverluste erreichen. /Heberle 2013/ empfiehlt einen Temperaturleit von 3 – 20 K auf dem Druckniveau des Kondensators. Bei einem wesentlich höheren Temperaturleit ist zum Schutz der Turbine eine Separation vorzusehen, was den technischen und damit auch den ökonomischen Aufwand steigern würde. Abbildung 3-15 verdeutlicht bereits, dass sich im Phasengleichgewicht die Gemischzusammensetzung aufgrund der Verschiebung der Flüssig- und Gasphasenkonzentration ändert. Im Rahmen eines realen Kraftwerksbetriebs führt dies zu einer Anreicherung der leichter siedenden Komponenten im Kondensator und der schwerer siedenden Komponente im Verdampfer. Diese Konzentrationsverschiebung führt zu einer Minderung der Effizienzvorteile zeotroper Gemische und sollte daher vermieden werden. Bei einem höheren Temperaturleit ist mit einer stärkeren Konzentrationsverschiebung im laufenden Prozess zu rechnen, weshalb /Steinert et al. 2009/ einen Temperaturleit von 5 – 15 K empfehlen. Diese Rahmenbedingungen werden in dieser Arbeit als Richtlinie, jedoch nicht als feste Grenze genutzt. Abweichungen von bis zu 10 % werden daher toleriert. Von den in Tabelle 3-7 aufgeführten Arbeitsmittelgemischen übersteigt lediglich das Gemisch R236fa-R365mfc diese Grenze (15 K Temperaturleit) um 0,32 K. Für die Simulation werden ausschließlich binäre Gemische mit Gemischkomponenten aus der gleichen Stoffgruppe betrachtet. Die Mischung von Komponenten verschiedener Stoffgruppen kann mit REFPROP leider nicht für alle Gemische durchgeführt werden. /Chys et al. 2012/ konnten zudem zeigen, dass tertiäre im Vergleich zu binären Gemischen nur minimale Vorteile bieten, weshalb tertiäre Gemische nachfolgend nicht betrachtet werden.

Neben der Umwandlung geothermischer Energie in Elektrizität wird im Rahmen dieser Arbeit auch die Kraft-Wärme-Kopplung mittels geothermischer Heizkraftwerke untersucht. Dabei wird ein besonderes Augenmerk auf zwei mögliche Schaltungsvarianten geothermischer Heizkraftwerke gelegt, die in Abbildung 3-16 dargestellt sind. Anhand der Temperaturen der verschiedenen Medien in geothermischen Heizkraftwerken soll nachfolgend der Umwandlungsprozess erläutert werden.

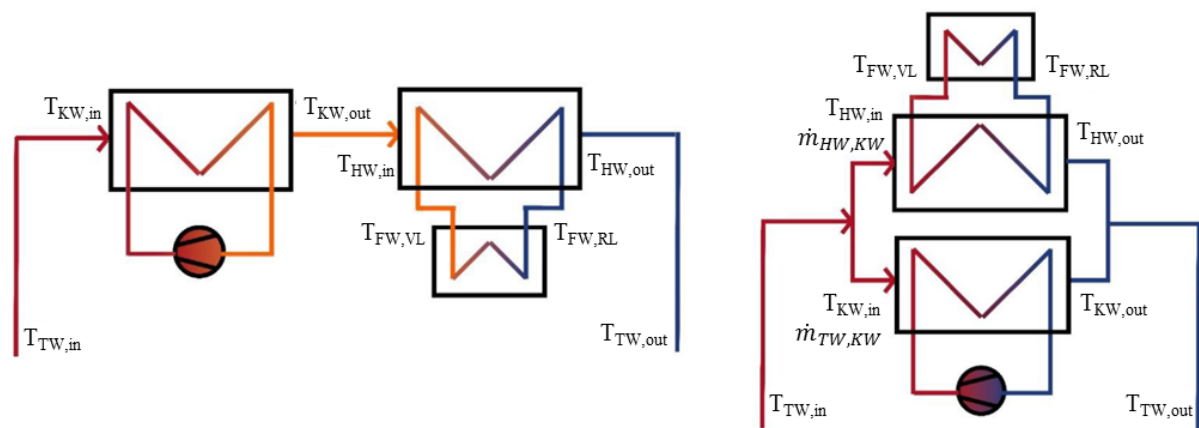


Abbildung 3-16: Schaltungsarten geothermischer Heizkraftwerke - Reihenschaltung (links) und Parallelschaltung (rechts) /eigene Darstellung/

Die Reihenschaltung stellt eine echte Kaskadennutzung dar. Das Thermalwasser wird mit einer Temperatur $T_{TW,in}$ in den Prozess eingeleitet und dem Kraftwerk mit der Kraftwerkseingangstemperatur $T_{KW,in}$ zugeführt, was die Auslegung des Kraftwerks maßgeblich beeinflusst. Das ausgekühlte Thermalwasser am Kraftwerksausgang $T_{KW,out}$ wird nachfolgend mit der Heizwerkeingangstemperatur $T_{HW,in}$ an das Heizwerk übergeben. Dort wird Wärme meist an ein Fernwärmenetz übergeben. Dabei definieren die Vorlauf- und Rücklaufemperatur des Fernwärmenetzes $T_{FW,VL}$ und $T_{FW,RL}$ nicht nur die Auslegung des Heizwerkes, sondern haben auch wesentlichen Einfluss auf den gesamten Energieumwandlungsprozess wie Kapitel H im Anhang zeigt. Das Thermalwasser wird nach der Wärmeabgabe im Heizwerk mit der Heizwerkeausgangstemperatur $T_{HW,out}$ über den Thermalwasserkreislauf zur Injektionsbohrung transportiert, wo es mit der Temperatur $T_{TW,out}$ in die Injektionsbohrung eingeleitet wird. Wie der Name vermuten lässt wird bei der Parallelschaltung der Massenstrom des Thermalwassers aufgeteilt und dem Kraft- ($\dot{m}_{TW,KW}$) und dem Heizwerk ($\dot{m}_{TW,HW}$) getrennt zugeführt, wodurch sich der wesentliche Unterschied der beiden Schaltungsvarianten ergibt. Alle sonstigen Prozesse bei der Energieumwandlung sind gleich.

Die Steuerung des Kraftwerks erfolgt mittels des Arbeitsmittelmassenstroms. /Sun, Li 2011/ geben für die Steuerung eines ORC eine Bandbreite von 25 % - 110 % des Arbeitsmittelmassenstroms im Auslegungsfall $\dot{m}_{AM,norm}$ an ($0,25 * \dot{m}_{AM,norm} < \dot{m}_{AM,norm} < 1,1 * \dot{m}_{AM,norm}$). Effizienzveränderungen von Pumpen, Wärmetauschern oder dem Turbosatz wie sie beispielsweise in /Lecompte et al. 2013/ beschrieben werden, werden vernachlässigt. Die Auswirkungen einer sich ändernden Injektionstemperatur werden berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die thermische Leistung bei einer konstanten Vorlaufemperatur von 70 °C und einer Rücklaufemperatur von 50 °C bereitgestellt wird. Die Grädigkeit des Wärmeübertragers beträgt 5 K. Die Festlegung der Vor- und Rücklaufemperatur ist ein sensibler Parameter bei der Bewertung geothermischer Heizkraftwerke. Die Untersuchungen der vorliegenden Arbeit orientieren sich an der Auslegung moderner, geothermisch beheizter Fern-

wärmenetze wie beispielsweise in München-Freiham. In dem neu entwickelten Stadtteil im Westen Münchens werden Vorlauftemperaturen von 60 °C und Rücklauftemperaturen von 35 °C angestrebt /SWM, 2015/.

3.2 Teilmodell Ökonomie

Das ökonomische Teilmodell dient zur Monetarisierung technischer Simulationsergebnisse und ermöglicht einen ökonomischen Vergleich der untersuchten technischen Maßnahmen (vgl. Kapitel 1). Zur technisch-ökonomischen Bewertung werden die durchschnittlichen, diskontierten Stromgestehungskosten (SGK - engl. LCOE – Levelized costs of energy) herangezogen.

Die Methodik zur Berechnung der SGK wurde zu Zeiten regulierter Strommärkte entwickelt. Sie ist daher nicht in der Lage, Preisschwankungen oder andere projekt- oder marktspezifische Risikofaktoren abzubilden. Diesem Defizit wird im weiteren Verlauf der Arbeit durch eine Risikobetrachtung in Kapitel 3.4 und Kapitel 4.3.2 begegnet. Nichtsdestotrotz sind die SGK eine weithin anerkannte Methodik zur Bewertung und zum Vergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien speziell vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Untersuchungen und politischer Entscheidungen. Der nach der SGK-Methodik ermittelte Elektrizitätspreis entspricht der Gewinnschwelle (break-even-point) ab der alle Kapitaldienste durch das Projekt befriedigt werden können und ein Gewinn oberhalb der erwarteten Eigenkapitalrendite erzielt wird. Zwei zentrale Annahmen liegen der SGK-Methodik zugrunde. Es wird angenommen, dass der errechnete Elektrizitätspreis über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant ist. Gleiches gilt auch für den angesetzten Zinssatz. Dieser ist mit Bedacht zu wählen und der Fragestellung anzupassen /IEA et al. 2015/.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in Anlehnung an /IEA et al. 2015/ und /Konstantin 2013/ auf Basis der Barwertmethode. Formel (3-40) zeigt die Berechnungsvorschrift der Stromgestehungskosten. Alle monetären Werte sind auf das Basisjahr 2014 bezogen. Dies entspricht dem Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage $t = 0$. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten wird im Zähler die Summe aus Investitionskosten I_0 , Bauzeitinsen BZZ, bedarfs-/betriebsgebundenen Kosten und sonstige Kosten gebildet. Hierbei ist zu beachten, dass die bedarfsgebundenen Kosten K_{bd} , die betriebsgebundenen Kosten K_{bt} , die sonstigen Kosten K_{sonst} und die Erlöse E (z.B. Erlöse aus dem Verkauf von Wärme) auf den Zeitpunkt $t = 0$ diskontiert werden, was durch den Bezug auf das betrachtete Betriebsjahr t symbolisiert wird. Um eine Vergleichbarkeit mit anderen Studien herzustellen wird ein Betrachtungszeitraum t_{betr} von 30 Jahren festgelegt (siehe Seite 26). Erlöse ergeben sich beispielsweise durch die Bereitstellung von Wärme zu einem definierten Preis im Rahmen der Betrachtung von Kraft-Wärme-Kopplung (siehe Seite 87). Im Gegensatz dazu werden die Investitionskosten nicht askontiert. Der Bezug zwischen den Investitionskosten und dem Zeitpunkt

$t = 0$ wird über die Betrachtung der Bauzeitzinsen hergestellt. Im Nenner wird die diskontierte Summe der über den gesamten Betrachtungszeitraum bereit gestellten elektrischen Arbeit gebildet. Dabei ergibt sich die jährliche elektrische, netto Arbeit $W_{el,netto}$ aus der elektrischen Nettoleistung der Anlagen $P_{el,netto}$ und den jährlichen Vollbenutzungsstunden t_{VBH} . Die durchschnittlichen jährlichen Vollbenutzungsstunden werden unter Berücksichtigung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen mit rund 8080 h angesetzt (siehe hierzu Tabelle 5-1)

$$SGK_{netto} = \frac{I_0 + BZZ + \sum_{t=1}^{t=t_{betr}} \frac{K_{bd,t} + K_{bt,t} + K_{sonst,t} - E_t}{q_t}}{\sum_{t=1}^{t=t_{betr}} \frac{W_{el,netto}}{q^t}} \quad (3-40)$$

mit

$$q = 1 + i$$

$$t = [0, \dots t_{betr} = 30a]$$

$$W_{el,netto} = P_{el,netto} * t_{VBH}$$

Als Zinssatz i wird der nominale, kalkulatorische Mischzinssatz inklusive Ertragssteuern berücksichtigt /Konstantin 2013/. Dieser beläuft sich unter den gegebenen Eingangsdaten (siehe Tabelle M-1) auf 6,97 % p.a.. Die Förderung des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) definiert sich über die Bemessungsleistung /EEG 2017/, was im Kontext dieser Arbeit der Bruttoleistung des Kraftwerkes ohne Berücksichtigung der parasitären Verluste entspricht. Studien wie beispielsweise /Weimann 2011/ oder /Kaltschmitt et al. 2014/ zeigen, dass die Stromgestehungskosten geothermischer Kraftwerke derzeit in Abhängigkeit der regionalen Geologie noch oberhalb marktüblicher Endkundenpreise liegen wie sie beispielsweise in /Klotz et al. 2014/ veröffentlicht sind (siehe Tabelle M-4). Daraus ergibt sich aufgrund des hohen parasitären Verbrauchs geothermischer Kraftwerke in Abhängigkeit der Stromabnahmemenge die Möglichkeit einer betriebswirtschaftlichen Optimierung, indem Strom günstiger eingekauft als produziert werden kann. Adaptiert man Gleichung (3-40) insofern, als dass man die Summe aller Kosten auf die Bruttoleistung $P_{el,brutto}$ bzw. die jährliche elektrische, brutto Arbeit $W_{el,brutto}$ bezieht und die Kosten des zugekauften Stroms in den bedarfsgebundenen Kosten berücksichtigt, so lässt sich unter Umständen ein betriebswirtschaftlicher Vorteil erreichen. Die in Gleichung (3-41) aufgezeigte Form der SGK-Berechnung entspricht nicht der Methodik nach /IEA et al. 2015/ und ermöglicht keinen Vergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien vor einem volkswirtschaftlichen Hintergrund. Sie entspricht jedoch der betriebswirtschaftlichen Realität und wird daher zusätzlich berechnet.

$$SGK_{brutto} = \frac{I_0 + BZZ + \sum_{t=1}^{t=t_{betr}} \frac{K_{bd,t} + K_{bt,t} + K_{sonst.,t} - E_t}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=t_{betr}} \frac{W_{el,brutto}}{q^t}} \quad (3-41)$$

mit

$$q = 1 + i$$

$$t = [0, \dots, t_{betr} = 30a]$$

$$W_{el,brutto} = P_{el,brutto} * t_{VBH}$$

Im Anschluss wird detailliert auf die einzelnen Kostenbestandteile eingegangen. Kapitel 3.2.1 erläutert zunächst die methodischen Ansätze zur Zuschlagsfaktorenmethodik. Soweit als möglich wird dieser Ansatz für alle Komponenten angewendet. Geothermiespezifische Kostenbestandteile oder nicht zufrieden stellende Datenlage führten dazu, dass auch andere Ansätze angewendet werden mussten. Im weiteren Verlauf von Kapitel 3.2.1 wird detailliert auf die einzelnen Komponenten eingegangen. Hierzu werden die verwendeten Kostenfunktionen oder die Eingangsdaten in die Zuschlagsfaktorenmethodik präsentiert. Die Erläuterungen zum ökonomischen Teilmodell werden komplettiert durch die Darstellung der Kostenfunktionen zur Berechnung von bedarfs-, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten.

3.2.1 Investitionskosten – Methodisches Vorgehen und Kostenfunktionen

Nachfolgend soll auf methodische Ansätze zur Berechnung von Bauzeitinsen und Investitionskosten eingegangen werden. Zusätzlich zu diesen methodischen Einführungen werden alle Kostenfunktionen zur Berechnung der in Formel (3-41) zusammengefassten Kostenbestandteile in diesem Kapitel sowie in Kapitel 3.2.2 detailliert erläutert.

Als Basisjahr wird das Jahr 2014 gewählt. Dies bedingt, dass Literaturwerte entsprechend angepasst werden müssen. /Turton et al. 2013/ nutzen zur Fortschreibung von Kostenfunktionen den „chemical engineering plant cost index“ (CEPCI), welcher die Kostensteigerung im amerikanischen Chemieanlagenbau beschreibt. Kostenfunktionen, die aus /Turton et al. 2013/ übernommen wurden, wurden mittels des CEPCI auf das Basisjahr 2014 umgerechnet. Wie alle Kostenangaben in Fremdwährung werden sie anhand jährlicher Durchschnittswerte nach /BMF, 2002 – 2015/ auf €₂₀₁₄ umgerechnet. Investitionskosten aus allen sonstigen Quellen werden auf Basis des Index der Erzeugerpreise /DESTATIS 2016b/ auf das Basisjahr übertragen. Bedarfs- und betriebsgebundene Kosten hingegen werden mit Hilfe des Verbraucherpreisindex /DESTATIS 2016a/ angepasst. Ein Vergleich aller verwendeter Indizes und der Wechselkurse zeigt Abbildung M-1.

Daneben ist auch von einer zukünftigen Veränderung der Kosten für Dienstleistungen und Ersatzinvestitionen auszugehen. Vor diesem Hintergrund wurde eine Preissteigerung im öko-

nomischen Teilmodell berücksichtigt. Die Preissteigerung repräsentiert dabei einen Durchschnitt der Jahre 2000 – 2014. Dabei wird für Investitionen eine durchschnittliche, jährliche Preissteigerung von 0,93 % /DESTATIS 2016b/, für alle sonstigen Güter und Dienstleistungen 1,56 % /DESTATIS 2016a/ und für Energie 4,5 % /DESTATIS 2015a/ angesetzt.

Während sich Preissteigerungen auf die Zukunft beziehen fallen bei großen Projekten, die sich über längere Zeiträume erstrecken, Ausgaben bereits vor der Inbetriebnahme zum Zeitpunkt $t = 0$ an. Die Ausgaben, die für die Verzinsung dieses Kapitals bis zum Zeitpunkt $t = 0$ anfallen, nennt man Bauzeitzinsen. Bei der Bestimmung der Investitionsausgaben zum Inbetriebnahmezeitpunkt müssen die Bauzeitzinsen BZZ berücksichtigt werden. Sie errechnen sich laut /Konstantin 2013/ nach Gleichung (3-42) aus den Investitionsausgaben I_0 , dem Zinssatz q über die Zeit t von der Fertigstellung des Bauwerks t_{FB} bis zur Inbetriebnahme der Gesamtanlage zum Zeitpunkt $t = 0$. Für die Berechnung der Bauzeitzinsen wird im Gegensatz zu den Stromgestehungskosten jedoch der reale, kalkulatorische Zinssatz ohne Ertragssteuern angesetzt /Konstantin 2013/. Dieser beläuft sich auf 4,15 % p.a. (siehe Tabelle M-1).

$$BZZ = \sum_{t=t_{FB}}^{t=0} I_0 * q^t - I_0 \quad (3-42)$$

Zur Bestimmung der Investitionskosten wird so weit möglich auf Ansätze aus der Literatur zurückgegriffen. In der einschlägigen Literatur zur technisch-ökonomischen Bewertung von ORC-Kraftwerken (vgl. /Lemmens 2015/, /Kazemi, Samadi 2014/, /Astolfi et al. 2014/) wird für die parameterabhängige Kostenberechnung häufig die aus der Chemiebranche stammende Kostenfaktormethode (engl. Module costing technique) genutzt. Dabei werden die Gesamtkosten einer Anlage anhand der Kosten ihrer Hauptkomponenten abgeschätzt und die Zusammenführung der Einzelkomponenten in die Gesamtanlage durch Zuschlagsfaktoren bewertet. Die einzelnen Komponenten werden bezogen auf charakteristische Größen skaliert und mittels Zuschlagsfaktoren für Material und Druck an die aus der Prozesssimulation abgeleiteten technischen Parameter angepasst.

Für die Ermittlung von Komponentenkosten lassen sich drei grundsätzliche Ansätze unterscheiden /Gebhardt et al. 2002/. Die besten Ergebnisse werden dabei durch detaillierte Herstellerangebote erzielt /Turton et al. 2013/. Liegen solche Angebote nicht vor, können die Kosten einer Einzelkomponente über Globalfaktoren abgeschätzt werden. Diese einfachste Art der Kostenberechnung stellt einen linearen Zusammenhang zwischen einer charakteristischen Größe wie beispielsweise elektrische Bruttoleistung und den Komponentenkosten her. Dieser lineare Zusammenhang kann jedoch nur für einen kleinen Wertebereich unterstellt werden /Gebhardt et al. 2002/. Um Skaleneffekte berücksichtigen zu können, schlagen /Turton et al. 2013/ eine Berechnung der Kosten auf Basis des Potenzgesetzes vor. Sind die Kosten und der Wert der charakteristischen Größe einer Komponente bekannt so lassen sich die Kosten einer Komponente mit einer anderen charakteristischen Größe nach Gleichung

(3-43) berechnen. Dabei bezeichnet K die Kosten der Komponente und n den Degressionskoeffizienten. Die charakteristische Größe der Komponente X ist häufig durch die Leistung oder Fläche der Komponente gegeben. Der Index a bezeichnet die Komponente mit den gewünschten Eigenschaften während der Index b die Komponente mit den bekannten Eigenschaften beschreibt.

$$\frac{K_a}{K_b} = \left(\frac{X_a}{X_b}\right)^n \quad (3-43)$$

Nach der „six-tenths-rule“ wird als Degressionsexponent meist ein Wert von 0,6 gewählt. Dieser kann jedoch auch erheblich abweichen, sodass wenn möglich komponentenspezifische Werte gewählt werden sollten, die aus Literaturquellen wie /Turton et al. 2013/ oder /Astolfi et al. 2014/ bezogen werden können. Für einen gegebenen Gültigkeitsbereich (Bandbreite der charakteristischen Größe) der Korrelation lässt sich Gleichung (3-43) auch zu Gleichung (3-44) vereinfachen.

$$K_a = F * X_a^n \quad (3-44)$$

mit $F = \frac{K_b}{X_b^n}$

Die charakteristischen Größen werden aus den in Kapitel 3.1 erläuterten technischen Simulationen abgeleitet. Um Sicherheitsreserven und Unsicherheiten bei der Auslegung zu berücksichtigen, empfiehlt /Schlagermann 2014/ für die ökonomischen Berechnungen die in Tabelle 3-8 dargestellten Aufschläge für ausgewählte Komponenten.

Tabelle 3-8: Aufschläge auf Simulationsergebnisse verschiedener Komponenten für die realitätsnahe Auslegung /Schlagermann 2014/

Komponente	Zuschlag Leistung	Sicherheitszuschlag Druck
Förderpumpe	15 %	-
Verpresspumpe	10 %	20 %
Verrohrung Thermalwassersystem	-	20 %
Kondensatpumpe	-	15 %
Wärmeübertrager TW berührt	20 %	20 %
Wärmeübertrager andere	-	15%

Auf Basis der nach obiger Methodik bestimmten Komponentenkosten lassen sich mit der Kostenfaktormethodik die Gesamtkosten der Komponenten nach Integration in die Anlage bestimmen. Dies beinhaltet unter anderem die Kosten für die Montage der Komponente, eventuell notwendige Rohrleitungen und Isolierung, den Anstrich, Gebäude, Apparategerüste, Fundamente oder weitere Baunebenkosten /Gebhardt et al. 2002/. /Turton et al. 2013/ bezeichnen diese Kosten als „bare-module-costs“ K_{BM} . Diese berechnen sich nach Gleichung

(3-45) in Abhängigkeit der Komponentenkosten K_p^0 in Kombination mit dem Zuschlagsfaktor „bare-module-cost-factor“ F_{BM} .

$$K_{BM} = K_p^0 * F_{BM} \quad (3-45)$$

Die Indizes p und 0 in Gleichung (3-45) bezeichnen eine Komponente, die bei annähernd gleichem Umgebungsdruck arbeitet und aus einem gängigen Material, meist unlegiertem Stahl, hergestellt wurde. Andere Materialien oder Druckbedingungen können durch eine Anpassung des Zuschlagsfaktors integriert werden.

Um die Gesamtkosten der Integration („total module costs“) K_{TM} zu berechnen, berücksichtigen /Turton et al. 2013/ weitere Kosten für Unsicherheit, Planung und Abwicklung. Durchschnittlich werden dafür 18 % von K_{BM} angesetzt wie Gleichung (3-46) zeigt.

$$K_{TM} = \sum_{i=1}^n K_{TM,i} = 1,18 * \sum_{i=1}^n K_{BM,i} \quad (3-46)$$

Die Gesamtkosten beziehen sich dabei auf kleine bis mittlere Änderungen an einer bestehenden Anlage. Soll ein Neubau „auf der grünen Wiese“ berücksichtigt werden müssen die „grass-root-costs“ K_{GR} angesetzt werden. /Turton et al. 2013/ empfehlen in diesem Fall einen zusätzlichen Kostenaufschlag von 50 % auf die „bare-module-costs“ $K_{BM,i}^0$.

$$K_{GR} = K_{TM} + 0,5 * \sum_{i=1}^n K_{BM,i}^0 \quad (3-47)$$

Die Kosten für Planung, Abwicklung und Erschließung werden gesondert betrachtet (siehe Tabelle 3-9), sodass diese Kostenpositionen hier nicht berücksichtigt werden müssen. Gleiches gilt für Unsicherheit, da mögliche Risiken gesondert im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden (siehe Kapitel 3.3).

Um den sich ändernden Anforderungen an Druckbeständigkeit und Material einer Komponente zu entsprechen, führen /Turton et al. 2013/ die Material- und Druckfaktoren F_M und F_P ein. Materialfaktoren können aus Tabellenwerken entnommen werden (siehe /Turton et al. 2013/) oder werden in Abhängigkeit der Komponente und des Arbeitsdruckes berechnet. Für Wärmeübertrager, Druckbehälter und Pumpen wird der Zuschlagsfaktor nach (3-48) berechnet.

$$F_{BM} = B_1 + B_2 * F_M * F_P \quad (3-48)$$

Während B_1 und B_2 komponentenspezifische Faktoren sind, die aus Tabellenwerken entnommen werden (siehe /Turton et al. 2013/) berechnet sich der Druckfaktor für Pumpen und Wärmeübertrager nach Gleichung (3-49). Dabei ist zu beachten, dass der Druck p in barü angegeben werden muss. C_1 , C_2 und C_3 sind ähnlich wie bei Gleichung (3-48) komponentenspezifische Faktoren, die in Tabellenwerken nachgeschlagen werden können.

$$\log_{10} F_P = C_1 + C_2 * \log_{10} p + C_3 * (\log_{10} p)^2 \quad (3-49)$$

Für Druckbehälter mit einer Wandstärke größer 0,0063 m kann der Druckfaktor nach Gleichung (3-50) in Abhängigkeit des Drucks p in barü und des Durchmessers D des Druckbehälters berechnet werden /Turton et al. 2013/.

$$F_P = \frac{\frac{(p + 1) * D}{2 * [850 - 0,6 * (p + 1)]} + 0,00315}{0,0063} \quad (3-50)$$

Der Zuschlagsfaktor aller weiteren Komponenten wird nach Gleichung (3-51) berechnet.

$$F_{BM} = F_M * F_P \quad (3-51)$$

Die Berechnung von Kosten basierend auf der vorgestellten Methodik ist fehlerbehaftet. /Lemmens 2015/ geht von einer Genauigkeit der Kategorie 3 nach /AACE 2016/ aus, was einer Genauigkeit von – 20 % bis + 30 % entspricht. Diese Einordnung genügt laut /AACE 2016/ allerdings immer noch für Budgetautorisationen und -kontrollen. /Schlagermann 2014/ nähert sich der Frage der Verlässlichkeit der Kostenzuschlagsmethodik mit einem Ansatz von /Gebhardt et al. 2002/, wonach der relative Fehler σ der Gesamtkalkulation mit der Anzahl der betrachteten Einzelpositionen n sinkt, was bedeutet: Je detaillierter die Planung, desto kleiner der zu erwartende Fehler.

$$\sigma_{Investitionskosten} = \frac{\sum_{i=1}^n \sigma_{Investitionskosten,i}}{\sqrt{n}} \quad (3-52)$$

Während die Zuschlagsfaktorenmethodik für Komponenten der übertägigen Anlagen eine gute methodische Grundlage bildet, lassen sich geothermiespezifische Kostenpositionen, wie beispielsweise die Erkundung und Erschließung des Reservoirs mit dieser Methodik nicht abbilden. Dies gilt auch für bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten, sodass hier auf Ansätze aus der Literatur zurückgegriffen wird oder eigene Ansätze entwickelt werden (siehe nachfolgende Ausführungen und 3.2.2).

Die Berechnung der Investitionskosten gliedert sich in insgesamt 11 Gruppen. Tabelle 3-9 listet neben den einzelnen Untergliederungspunkten auch Hinweise zu den hinterlegten Kostenfunktionen, dem Zeitpunkt der Fertigstellung einer jeden Komponente vor dem Inbetriebnahmezeitpunkt (ZP Fertigst.) und der Standzeit der einzelnen Komponenten. Tabelle 3-9 dient dabei als Übersicht. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Kostenfunktionen erfolgt im Anschluss.

Tabelle 3-9: Struktur der Investitionskosten inkl. Kostenfunktionen, Fertigstellungszeitpunkt und Standzeit

	Berechnungsansatz	ZP Fertigst.	Standzeit
I Grundstück		- 3,5 Jahre	Betriebsdauer
a Grundstück und Erschließung Bohrplätze	f (Bundesland)		
b Grundstück und Erschließung Kraftwerk	f (Bundesland)		
II Exploration		- 4 Jahre	Betriebsdauer
a Ankauf, Prozessieren und Bewertung von Altdaten	181.000 € (pauschal je Projekt)		

b	Anfertigung 3D-Seismik (inkl. Prozessieren & Bewertung)	25.100 €/km ²		
III	Vorplanung, Genehmigung, Projektmanagement		- 5 Jahre	Betriebsdauer
a	Projektmanagement	6 % * (I+V+VII+VIII+IX+X)		
b	Genehmigung, Beratung (Ober- und Untertage)	150.700 € (pauschal je Projekt)		
c	Energiekonzept und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	100.500 € (pauschal je Projekt)		
IV	Technische Planung			Betriebsdauer
a	Technische Planung & Überwachung unter Tage	1,5 % * (V a bis V e)	- 2,5 Jahre	
b	Technische Planung & Überwachung über Tage	1,5 % * (VII+VIII+IX+X)	- 2 Jahre	
V	Erschließung Reservoir		- 2 Jahre	Betriebsdauer
a	Bohrkosten (inkl. Komplettierung)	f (Bohrverfahren, l _{MD} , l _{Hor.})		
b	Herstellung Bohrplatz	251.000 € (pauschal je Projekt)		
c	Einrichten Bohrplatz	251.000 € (pauschal je Projekt)		
d	Umsetzen Bohrgerät (Mehrere Bohrungen pro Bohrplatz)	60.300 € (pauschal je Projekt)		
e	Rekultivierung Bohrplatz	50.200 € (pauschal je Projekt)		
f	Stimulation	f (Anzahl Bohrungen)		
g	Bohrlochmessungen	65 €/m		
h	Zirkulationstest (1/Kraftwerk)	352.000 € (pauschal je Projekt)		
i	Produktionstest	150.700 € (pauschal je Projekt)		
VI	Förder- und Injektionseinrichtungen		- 1,5 Jahre	4 Jahre
a	Förderpumpe	f (Leistung)		
b	Stromkabel	f (Leistung)		
c	Steigleitung	f (Strecke)		
d	Serviceleistungen (Pumpeneinbau)	f (Zeit)		
e	Injektionspumpe	f (Leistung)		
VII	Thermalwasserkreislauf		-1,5 Jahre	Betriebsdauer
a	Verrohrung, MSR, Armaturen	f (Länge, Druck)		
b	Verbindungsleitung	f (Leistung, Art, Länge)		
c	Filter, weitere Druckbehälter, Slope	f (Volumen)		
VIII	Kraftwerk		- 0,5 Jahre	
a	Turbosatz	f (Leistung)		25 Jahre
b	Speisewasserpumpe	f (Leistung)		10 Jahre
c	Wärmeübertrager	f (Fläche)		10 Jahre
d	Luftkondensator	f (Fläche)		25 Jahre
e	Mess-, Steuer-, und Regelungstechnik	8 % * (IX a bis IX d)		25 Jahre
f	Anlagenperipherie	12 % * (IX a bis IX e)		Betriebsdauer
IX	Fernwärmeauskopplung		- 0,5 Jahre	
a	Wärmeübertrager	f (Fläche)		10 Jahre
b	Spitzenlastkessel	f (Leistung)		25 Jahre
X	Netzanbindung		- 0,5 Jahre	Betriebsdauer

	a Anbindung Stromnetz	f (Leistung)	
XI	Sonstiges		Betriebsdauer
a	Montageversicherung über Tage	0,2 % * (VIII+IX+X+XI)	- 2 Jahre
b	Bohrisikoversicherung	3,5 % * (VI a bis VI e)	- 3,5 Jahre
c	Lost-in-hole	f (Anzahl Bohrungen)	- 3,5 Jahre
d	Haftpflichtversicherung	f (Anzahl Bohrungen)	- 3,5 Jahre
e	Seismisches Monitoring	148.300 € (pauschal je Projekt)	- 3,5 Jahre
f	Öffentlichkeitsarbeit	104.750 € (pauschal je Projekt)	- 4 bis -1 Jahre

3.2.1.1 Grundstück

Geothermische Kraftwerke haben einen vergleichsweise geringen Flächenverbrauch /Reith et al. 2013a/. Dennoch müssen für Bohrplatz und Kraft-/Heizkraftwerk Grundstücke erworben werden. Die Kosten für Grundstücke variieren in Abhängigkeit des Bundeslandes und der Erschließung des Grundstückes. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit wurde die Kategorie „sonstiges Bauland“ ausgewählt. Die Kosten für diesen Baulandtyp sind sehr stark vom Bundesland abhängig. Sie schwanken zwischen 7,02 €/m² in Thüringen und 168,76 €/m² in Berlin. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Grundstücke bereits vollständig erschlossen sind. Für die nachfolgenden Berechnungen sind die Grundstückskosten als Funktion der Fläche und des Bundeslandes hinterlegt. Die Grundstückskosten je m² für jedes Bundesland finden sich im Anhang in Tabelle M-2. Während die Fläche für Bohrplätze (BP) nach /Seitz 2015/ mit 6'000 m²/BP fix angenommen wird, wird für reine Stromerzeugungsanlagen als auch für Heizkraftwerke die Grundstücksfläche A_{SEA} nach Gleichung (3-53) in Abhängigkeit der elektrischen Bruttoleistung $P_{el,brutto}$ bestimmt. Für die Datenerhebung wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit bestehende nationale und internationale Anlagen anhand von Luftbildern vermessen.

$$A_{SEA} = -3 * e^{-5} * P_{el,brutto}^2 + 2,37 * P_{el,brutto} - 88,53 \quad (3-53)$$

3.2.1.2 Exploration

Die Exploration und Bewertung der geothermischen Ressource erfolgt mittels geologischer und geophysikalischer Verfahren. Die benötigte Datenbasis kann zum einen durch den Ankauf von Altdaten oder durch die Durchführung einer 3D-Seismikkampagne erreicht werden. In der Praxis findet sich meist eine Kombination. /Schlagermann 2014/ setzt für den Kauf von Altdaten einen pauschalen Wert von 181.000 €₂₀₁₄ an, der nachfolgend übernommen wird. Die Kosten für eine 3D-Seismikkampagne skalieren stark mit der untersuchten Fläche, der verwendeten Technik und der Bebauung. Als Mittelwert aus Expertenbefragungen gibt /Schlagermann 2014/ einen Wert von 25.100 €₂₀₁₄/km² untersuchte Fläche an. Für die untersuchte Fläche entwickelt /Schlagermann 2014/ wiederum auf Basis von Expertenbefragungen einen Ansatz, mit dem in Abhängigkeit des Bohrungsabstands a_B , der Teufe (TVD) z , des

erfassten Volumens um die Bohrung, der Seitenlänge b und des Sicherheitszuschlags c die Fläche der Seismikkampagne berechnet werden kann.

$$A_{Seismik} = (z + 2 * c + b + (2 * a_B)) * (z + 2 * c + b) \quad (3-54)$$

Die Seitenlänge des erfassten Volumens um die Bohrung wird mit $b = 1$ km angesetzt, während der Sicherheitszuschlag auf 1,5 km festgelegt wird.

3.2.1.3 Vorplanung, Genehmigung, Projektmanagement

Für die Kosten des Projektmanagements (PM) wird nach /Burghardt 2012/ ein prozentualer Anteil des gesamten Projektvolumens angesetzt, wobei nach dem Investitionsvolumen des Projekts differenziert wird.

Tabelle 3-10: Prozentualer Kostenbestandteil des Projektmanagements an den gesamten Projektkosten /Burghardt 2012/

	Kleine Projekte (um 0,25 M€)	Mittlere Projekte (um 2,5 M€)	Große Projekte (um 50 M€)
PM-Kostensatz [%]	8 %	4 %	2 %

/Baumgart 2012/ und /Maack 2011/ argumentieren jedoch, dass durch die große Individualität und Komplexität sowie die langen Projektlaufzeiten bei Geothermieprojekten tendenziell höhere Kosten zu erwarten sind. /Schlagermann 2014/ führt an, dass viele Projekte derzeit noch Pilotcharakter haben, sieht jedoch auch nach der Kommerzialisierung noch einen erheblichen Aufwand im PM und setzt daher den prozentualen Anteil an den Gesamtkosten auf 8 % fest. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Anzahl an Projekten und den Abschätzungen nach /Burghardt 2012/ werden die PM-Kosten in der vorliegenden Arbeit auf 6 % der Investitionskosten (Kat I; IV – XI; Tabelle 3-9) festgesetzt.

Der Aufwand für über- sowie untertägige Genehmigungsprozesse und Beratungsleistungen sowie die Erstellung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und eines Energiekonzepts skalieren nach /Schlagermann 2014/ nur geringfügig mit der Projektgröße, weshalb beide Aufwendungen mittels Pauschalen nach /Schlagermann 2014/ berücksichtigt werden.

3.2.1.4 Technische Planung

Die Kosten der technische Feinplanung sowie die Überwachung der Bauarbeiten sowohl Untertage $K_{Tech.Plannung\ Untertage}$ als auch über Tage $K_{Tech.Plannung\ Übertage}$, werden nach /Sperber 2005/ und /Schlagermann 2014/ mit 1,5 % der betroffenen Anlagenteile angesetzt (siehe Tabelle 3-9). Dies beinhaltet Arbeitsschritte wie beispielsweise die Bohrfadplanung oder die thermodynamische Modellierung der ORC-Anlage.

$$K_{Tech.Plannung\ Übertage} = 1,5 \% * (K_{TWK} + K_{KW} + K_{FW} + K_{sonst.}) \quad (3-55)$$

$$K_{Tech.Plannung\ Untertage} = 1,5 \% * K_{FI} \quad (3-56)$$

3.2.1.5 Erschließung des Reservoirs

Die Kosten für die Erschließung des Reservoirs haben nach Literaturquellen einen Anteil von 40 - 70 % /Frick et al. 2007/, /Kaltschmitt et al. 2014/, /Tester et al. 2006/ an den gesamten Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerks und somit einen großen Einfluss auf die ökonomische Bewertung eines Geothermieprojektes. Nachfolgend werden die Kosten für die Erschließung des Reservoirs in die Herstellung des Bohrplatzes, die „schlüsselfertige“ Erstellung der Bohrung, Bohrlochmessungen, Produktionstest, das Versetzen der Bohranlage, mögliche Stimulationsmaßnahmen und den Zirkulationstest unterteilt.

Die Bohrkosten sind in der Realität von vielfältigen Einflüssen abhängig. Neben den geologischen Bedingungen, der Bohrteufe, dem Bohrfad und dem eingesetzten Equipment haben auch weiche Faktoren wie etwa Unvorhergesehenes, die Erfahrung der Bohrmannschaft, markt-/landesspezifische Einflüsse oder gesetzliche Auflagen einen Einfluss auf die Kosten. In der Literatur hat sich eine Abschätzung der Bohrkosten basierend auf der erbohrten Strecke (measured depth (MD)) durchgesetzt. /Schlagermann 2014/ analysiert insgesamt dreizehn Ansätze zur Berechnung der Bohrkosten als Funktion der Teufe. Diese basieren meist auf einer Regressionsanalyse historischer Kostendaten. Es zeigt sich, dass die verschiedenen Ansätze eine grobe Übereinstimmung aufweisen. Aufgrund der oben genannten Gründe variieren jedoch die realen Bohrkosten (vgl. Abbildung 3-18) und damit auch die darauf aufbauenden Ansätze zur Bohrkostenberechnung. /Schlagermann 2014/, /Tester et al. 2006/ und /Sperber 2005/ kommen übereinstimmend zu dem Schluss, dass für eine realitätsnahe Abschätzung der Bohrkosten eine exponentielle Gleichung der Form

$$y = A * e^{B*x} \quad (3-57)$$

am besten geeignet ist. Die exponentielle Steigerung der Bohrkosten mit der erbohrten Strecke lässt sich durch die mit der Teufe steigende Härte des Gesteins erklären. Härteres Gestein ist in der Regel schlechter erbohrbar. Dadurch ergibt sich eine Verringerung des Bohrfortschritts und eine geringere Standzeit der verwendeten Bohrwerkzeuge /Sperber 2005/, was in Summe zu einer längeren Bohrdauer und damit auch zu höheren Kosten führt.

Im Gegenteil zu den USA gibt es in Deutschland/Europa keinen Index, der eine anonymisierte Bewertung aktueller und historischer Bohrkosten zulässt /Weimann 2011/. Eine Übertragung der Bohrkosten amerikanischer Öl- und Gasbohrungen auf Deutschland/Europa bildet die Realität nur unzureichend ab. Auch wenn technisch große Ähnlichkeiten zwischen Kohlenwasserstoffbohrungen und Geothermiebohrungen bestehen, ist eine direkte Übertragung aufgrund unterschiedlicher Massenströme, Temperaturen, Durchmesser und Zielhorizonte nicht zielführend /Lukawski et al. 2014/. Abbildung 3-17 zeigt allerdings, dass nationale Geothermiebohrungen zwar immer noch tendenziell höhere Kosten aufweisen als Öl- und Gasbohrungen in den USA, aber die Kosten sich annähern. Die durchschnittlichen Bohrkosten in den USA haben sich aufgrund von hohen Öl- und Gaspreisen sowie einer hohen Bohranla-

genauslastung seit 2000 um 135 % gesteigert, sodass nahezu das Niveau deutscher Geothermiebohrungen erreicht wird /Lukawski et al. 2014/.

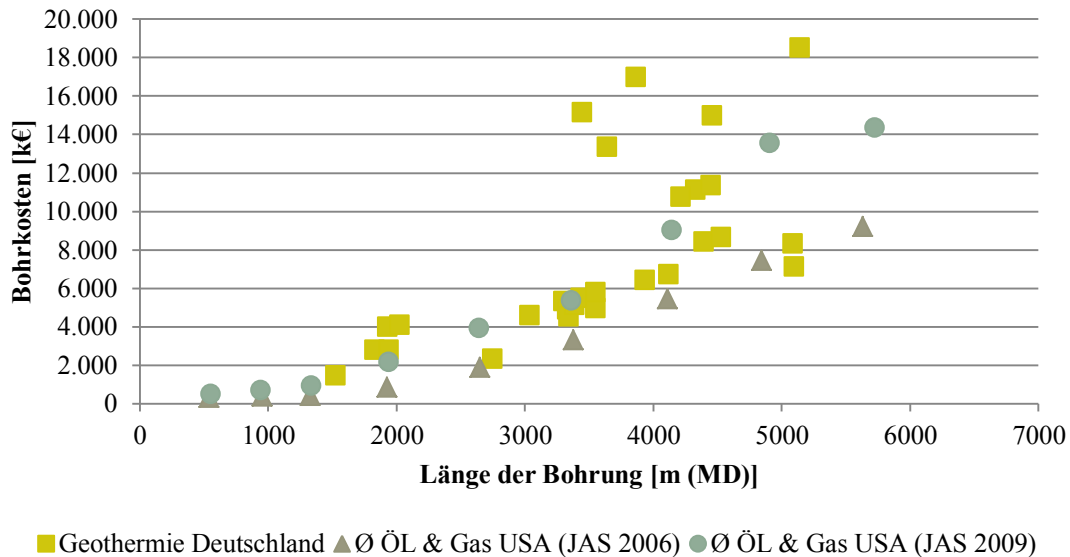


Abbildung 3-17: Vergleich der Kosten von Geothermie- und Kohlenwasserstoffbohrungen in Deutschland und den USA /Weimann 2011/, /Tester et al. 2006/, /Lukawski et al. 2014/

Betrachtet man vor dem Hintergrund dieser Entwicklung in der amerikanischen Bohrbranche die Bohrkosten internationaler und nationaler geothermischer Projekte kann die unbefriedigende statistische Datenbasis erweitert und für die vorliegende Arbeit ein Ansatz zur Berechnung von Bohrkosten erarbeitet werden. In Abhängigkeit der erbohrten Strecke z_{MD} können mit Gleichung (3-58) die Kosten von vertikalen Bohrungen K_{VB} ermittelt werden /Reith 2015/.

$$K_{VB}[\text{€}] = 1128,4 * e^{(0,00048588 * z_{MD})} * 10^3 \quad (3-58)$$

/Schlagermann 2014/ konnte, wie bereits erwähnt, die grundsätzliche Übereinstimmung verschiedener Ansätze zur Berechnung von Bohrkosten aus der Literatur zeigen. Vergleicht man den Ansatz aus Formel (3-58) mit Hilfe des Bestimmtheitsmaßes mit den aktuellen Ansätzen von /Janczik 2015/ und /Schlagermann 2014/ (Ansatz nach /Guth 2011/), so zeigt Gleichung (3-58) sowohl für nationale als auch für internationale Bohrkosten die beste Übereinstimmung mit realen Bohrkosten. Abbildung 3-18 veranschaulicht die drei Ansätze zur Bohrkostenberechnung und die genutzten realen Bohrkosten.

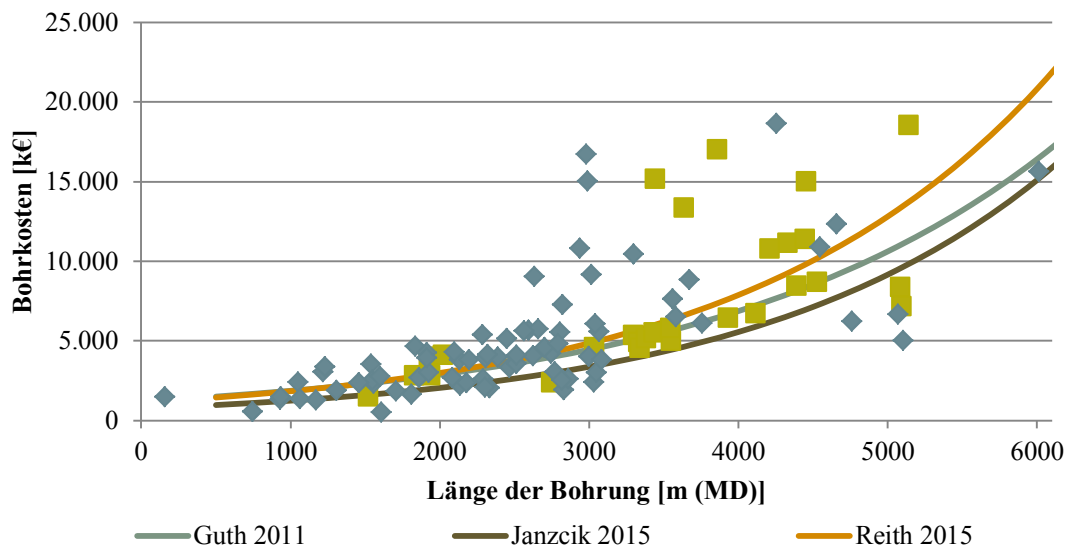


Abbildung 3-18: Vergleich nationaler und internationaler Kosten von Geothermiebohrungen /Blum et al. 2008/, /Weimann 2011/, /Lukawski et al. 2014/

Die Güte einer Regressionsgleichung, wie sie Formel (3-58) darstellt lässt sich mit Hilfe des Bestimmtheitsmaßes (R^2) bewerten. Wird der Zusammenhang zwischen einer abhängigen und einer unabhängigen Variablen beschrieben, gibt R^2 das Verhältnis der Gesamtvarianz zur Varianz der Regressionsgleichung an. Dabei kann R^2 nur Werte zwischen 0 und 1 annehmen, wobei große Werte eine gute Übereinstimmung der Regressionsgleichung mit den untersuchten Werten zeigen. Tabelle 3-11 zeigt R^2 für den im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Ansatz im Vergleich zu den Ansätzen von /Janczik 2015/ und /Schlagermann 2014/ (Ansatz nach /Guth 2011/).

Tabelle 3-11: Bestimmtheitsmaß verschiedener Ansätze zur Bohrkostenermittlung

	R^2 für nationale Bohrungen	R^2 für nationale und internationale Bohrungen
/Guth 2011/	0,28	0,39
/Janczik 2015/	0,20	0,19
Formel (3-58)	0,37	0,40

Durch die Abhängigkeit der Bohrkostenformel (Formel (3-58)) von der erbohrten Strecke können sowohl vertikale als auch abgelenkte Bohrungen mit obigem Ansatz beschrieben werden. /Schlagermann 2014/ erklärt dies mit dem erbohrten Volumen. Bei abgelenkten Bohrungen und bei einer Veränderung des Bohrungsaufbaus, verändert sich das erbohrte Volumen im Vergleich zu einer vertikalen Bohrung. Hierzu liefern bereits /Legarth 2003/ und /Tester et al. 2006/ Ansätze bzw. statistische Daten. Der dabei entstehende Fehler liegt laut /Legarth 2003/ allerdings unter den standardmäßig berücksichtigten Sicherheitsaufschlägen. Der Bohrungsverlauf wird als vertikale Bohrung mit einmaliger Ablenkung und konstantem

Ablenkungswinkel (siehe Typ 1 Abbildung G-1) vereinfacht. Hierzu wird von einer vertikalen Bohrung ausgehend an einem definierten Punkt (Kick-off Point (KOP)) einmalig eine Neigung der Bohrung um den Winkel α eingestellt. Diese wird bis zum Zielpunkt der Bohrung beibehalten. Der Azimutwinkel der Bohrung spielt im Rahmen der ökonomischen Betrachtung keine Rolle. Eine Darstellung der Dimensionen einer abgelenkten Bohrung findet sich in Abbildung 3-19.

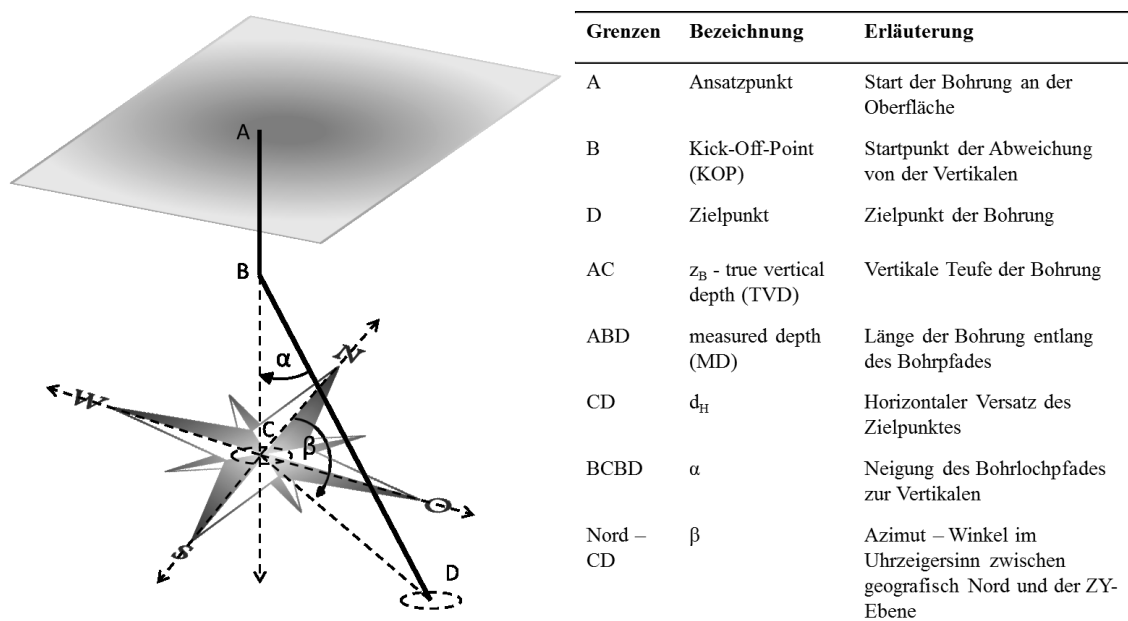


Abbildung 3-19: Geometrische Beschreibung abgelenkter Bohrungen - eigene Darstellung in Anlehnung an /Ngugi 2002/

Im Rahmen des ökonomischen Teilmodells wird die Bohrungslänge z_{MD} so gering als möglich gewählt, um die Bohrkosten zu minimieren. Dies führt dazu, dass der KOP möglichst tief angesetzt werden muss. Aus ökonomischen Gesichtspunkten macht dies Sinn, da so erst spät mit der teureren Richtbohrtechnik gebohrt werden muss. In der Realität würde man jedoch aus Gründen der Bohrlochstabilität die geologischen Bedingungen als primäres Kriterium zur Wahl des KOP heranziehen. Die Minimierung von z_{MD} wird im Rahmen dieser Arbeit begrenzt durch eine maximal zulässige Neigung des Bohrlochs α_{max} von 60° /Legarth 2003/ /Ngugi 2002/ und die Randbedingung, dass der Bohrpfad bis zum Erreichen des Hangenden des Nutzenhorizonts den Neigungswinkel α erreicht haben muss. Bei der Berechnung von z_{MD} wird der Bohrpfad realitätsnah als Kurve mit einem Fortschritt von $10^\circ/30m$ modelliert /Legarth 2003/, /Ngugi 2002/, /EPA 2010a/. Formel (3-59) beschreibt die Berechnung von z_{MD} für den Fall, dass mit gegebenem KOP für den gewählten Winkel die gewünschte Neigung des Bohrlochs vor Erreichen des Hangenden des Nutzenhorizonts erreicht werden kann. Formel (3-60) und (3-61) beschreiben den gegenteiligen Fall. Dabei wird ein neuer Winkel $\delta < \alpha$ eingeführt, der in Abhängigkeit der Aquifermächtigkeit M , dem horizontalen Versatz des Zielpunktes d_H , der horizontalen Strecke des Kreises s_K und dem Radius der Kurve r_K berech-

net werden kann (vgl. Formel (3-61)). Des Weiteren geht noch die vertikale Tiefe der Bohrung z_{TVD} in die Berechnungen ein. Zusätzliche geometrische Berechnungen und Darstellungen finden sich in Anhang G.

$$\forall \left(\frac{d_H - s_K}{\tan \alpha} \right) > M$$

$$z_{MD} = z_{TVD} - \sin \alpha * r_K - \frac{d_H - s_K}{\tan \alpha} + \frac{\alpha}{10^\circ} * 30m + (d_H - s_K) / \sin \alpha \quad (3-59)$$

$$\forall \left(\frac{d_H - s_K}{\tan \alpha} \right) \leq M$$

$$z_{MD} = z_{TVD} - M - \sin \delta * r_K + \frac{\delta}{10^\circ} * 30m + \frac{M}{\cos \delta} \quad (3-60)$$

$$\text{mit} \left(\frac{d_H - r_K + r_K * \cos \delta}{\tan \delta} \right) = M \quad (3-61)$$

Für die Abbildung geothermischer horizontaler Bohrungen existieren in der Literatur nur wenige Ansätze. /Kaiser 2011/ ermittelt Bohrkosten für Gasbohrungen in den USA in Abhängigkeit der Länge der Bohrung (z_{MD}), basierend auf Daten des Joint Association Survey on Drilling Costs (JAS). /Legarth 2003/ kommt beim Vergleich der Gesamtkosten vertikaler, abgelenkter und horizontaler, geothermischer Bohrungen basierend auf der Bohrlochlänge (z_{MD}) zu dem Schluss, dass bei gleicher Bohrlochlänge (z_{MD}) nur geringfügige Abweichungen der Gesamtkosten zwischen den einzelnen Bohrungstypen zu beobachten sind. In Deutschland ist derzeit nur eine geothermische Bohrung als horizontale Bohrung ausgeführt /Kibellus 2015/. Weder in der Geothermie noch in der deutschen Kohlenwasserstoffindustrie sind statistische Daten zur Überprüfung der Angaben von /Legarth 2003/ verfügbar. Eine Alternative wäre ein analytischer Ansatz, der auf der Basis einer aufwendigen Abschätzung von Kostenkomponenten die Gesamtkosten errechnet. Hierzu ist allerdings ein erhebliches Expertenwissen notwendig. Zur Ermittlung der Bohrkosten horizontaler Bohrungen wird daher auf Erfahrungen aus der amerikanischen Kohlenwasserstoffindustrie zurückgegriffen. 2009 wurden in den USA 22 % der Bohrungen als horizontale Bohrungen ausgeführt. Dabei entfielen 33 % der erbohrten Strecke auf horizontale Bohrungen /Lukawski et al. 2014/. Abbildung 3-20 zeigt das durchschnittliche Verhältnis der Bohrkosten vertikaler Bohrungen zu horizontalen Bohrungen mit vergleichbarer Teufe (TVD) ausgedrückt durch den Kostenfaktor K_{VH} . Wie Abbildung 3-20 zeigt sind die untersuchten horizontalen Bohrungen durchschnittlich 2,26-mal teurer als vergleichbare vertikale Bohrungen. Neben dem Kostenfaktor K_{VH} wird auch die horizontale Länge l_H der untersuchten Bohrungen gezeigt.

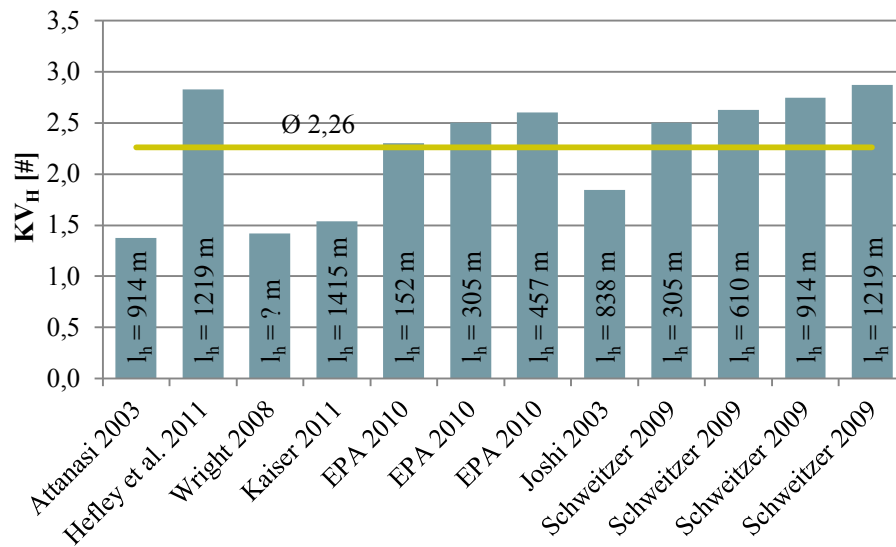


Abbildung 3-20: Verhältnis der Bohrkosten von vertikalen zu horizontalen Bohrungen in der amerikanischen Kohlenwasserstoffindustrie /Attanasi 2003/, /Hefley et al. 2011/, /Wright 2008/, /Kaiser 2011/, /EPA 2010b/, /Joshi 2003/, /Schweitzer 2009/

Die Auswertung verschiedener Studien führt zu dem Schluss, dass horizontale Bohrungen im Durchschnitt um den Faktor 2,26 teurer sind als vertikale Bohrungen mit einer ähnlichen Tiefe (TVD). Dies lässt sich u.a. durch den geringeren Bohrfortschritt in der horizontalen Ebene erklären. Der Bohrfortschritt wird maßgeblich durch den Anpressdruck des Bohrmeißels beeinflusst. Der Anpressdruck wiederum entsteht durch die auf das Bohrgestänge wirkende Schwerkraft. Bei einer Umlenkung dieser Kraft in die Horizontale reduziert sich der Anpressdruck. Der Bohrfortschritt sinkt von 70 – 100 m/d in der vertikalen Ebene auf 25 – 50 m/d in der horizontalen Ebene /Kibellus 2015/. Hinzu kommen Stabilitätsprobleme und teureres Equipment was die Kosten weiter steigert. Formel (3-62) zeigt daher einen Ansatz, der die Kosten horizontaler, geothermischer Bohrungen beschreibt. Eine Verifizierung des Ansatzes ist aufgrund der nicht vorhandenen statistischen Daten nicht möglich. Die Kosten horizontaler Bohrungen K_{HB} berechnet sich in Abhängigkeit der vertikalen Tiefe des Zielpunktes z_{TVD} und der horizontalen Länge der Bohrung l_H .

$$\forall l_H > 0$$

$$K_{HB} = 1128,4 * e^{0,00048588 * z_{TVD}} * (1,3985 * l_H^{0,1003} - 0,46) * 10^3 \quad (3-62)$$

Formel (3-62) setzt sich zum einen aus dem bereits bekannten Ansatz zur Berechnung vertikaler und abgelenkter Bohrungen, zum anderen aus dem Kostenfaktor K_{VH} , der in Abhängigkeit der horizontal erbohrten Strecke (l_H) basierend auf den Studien von /Schweitzer 2009/ und /EPA 2010b/ berechnet wird, zusammen (vgl. Abbildung 3-21). Aus den in Abbildung 3-20 betrachteten Studien lässt sich eine durchschnittliche horizontale Bohrstrecke l_H von 760 m ermitteln. Gleichzeitig zeigt Abbildung 3-20, dass die Kosten für die untersuchten horizontalen Bohrungen im Mittel um einen Faktor (K_{VH}) von 2,26 über den Kosten einer

rein vertikalen Ausführung der Bohrung liegen. Die Studien von /Schweitzer 2009/ und /EPA 2010b/ ermöglichen es, im Gegensatz zu den anderen untersuchten Studien, einen Zusammenhang zwischen horizontaler Bohrstrecke und dem Kostenfaktor K_{VH} herzustellen. Bei einer ausschließlichen Betrachtung der Studien von /Schweitzer 2009/ und /EPA 2010b/ (vgl. Trendlinie Abbildung 3-21) ergibt sich für die mittlere horizontale Bohrstrecke von 760 m ein Kostenfaktor K_{VH} von 2,72, was über dem Durchschnitt aller Studien (K_{VH} ; alle Studien = 2,26; siehe Abbildung 3-20) liegt. Über die Differenz dieser beiden Werte lässt sich die als Trendlinie angedeutete Funktion vertikal verschieben, sodass eine „angepasste Funktion“ entsteht. Diese ermöglicht es eine Abhängigkeit des Kostenfaktors K_{VH} zur horizontalen Bohrstrecke herzustellen, bildet aber gleichzeitig den durchschnittlichen Kostenfaktor aller Studien ab.

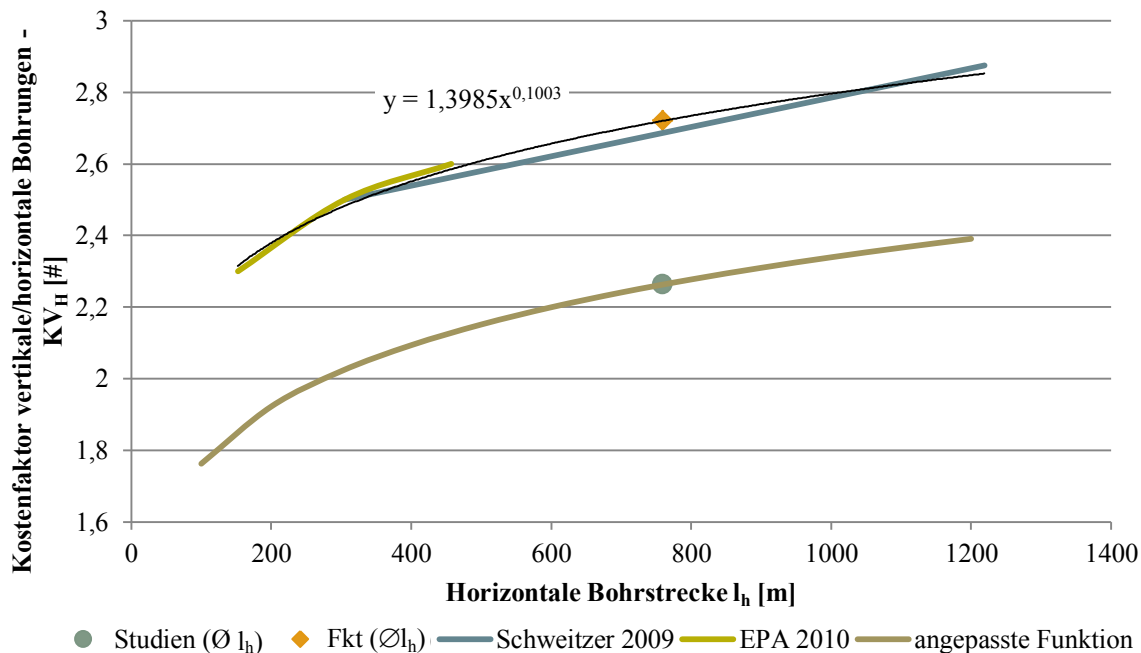


Abbildung 3-21: Kostenfaktor K_{VH} - Zusammenhang zwischen vertikalen und horizontalen Bohrungen gleicher Teufe (TVD) in Abhängigkeit der horizontal erbohrten Strecke l_h /Schweitzer 2009/, /EPA 2010b/

Ähnlich wie horizontalen Bohrungen sind auch multilaterale Bohrungen in der Kohlenwasserstoffindustrie entwickelt worden und dort weit verbreitet. In Deutschland ist derzeit nur eine geothermische Bohrung als multilaterale Bohrung ausgeführt /Baumgärtner 2015/. International finden multilaterale Bohrungen auch in der Geothermie bereits seit vielen Jahren Anwendung /Henneberger et al. 1995/, /Tester et al. 2006/, /Sanyal et al. 2007a/ und /Peter et al. 2015/. Erfahrungswerte abgeteufter, multilateraler Bohrungen zeigen eine Produktionssteigerung von etwa 30 – 80 % bei einer Kostensteigerung von 30 - 50 % im Vergleich zu einer vertikalen Bohrung /Sanyal et al. 2007a/. Für die Ermittlung der Kosten geothermischer, multilateraler Bohrungen sind nur wenige Ansätze veröffentlicht. In der einschlägigen Literatur für geothermische Bohrungen in Deutschland sind multilaterale Bohrungen bisher

nicht berücksichtigt. Das „Wellcost Lite model“ nach /Tester et al. 2006/ bietet grundsätzlich die Möglichkeit, multilaterale Bohrungen abzubilden. Es bedarf aber aufgrund des analytischen Ansatzes sehr vieler Eingangsdaten und eines großen Aufwandes. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher basierend auf den oben beschriebenen Ansätzen eine Kostenfunktion für multilaterale, geothermische Bohrungen entwickelt. /Yeten 2003/ berechnet die Kosten für multilaterale Kohlenwasserstoffbohrungen basierend auf einer abschnittsweisen Kostenschätzung, wobei er die Kosten für die Hauptbohrung und des Laterals getrennt betrachtet. Die Kosten für die Abzweigung des Laterals von der Hauptbohrung werden je Lateral pauschal zu den Kosten der Gesamtbohrung hinzuaddiert. Diesem Ansatz folgend wird mit Formel (3-63) folgender Ansatz zur Kostenabschätzung multilateraler, geothermischer Bohrungen in Deutschland festgelegt.

$$K_{MB} = (a * e^{(b * z_{MD,ZB})} + \sum_{i=1}^{N_{Lat}} a * (e^{(b * z_{MD,ZB+Lat})} - e^{(b * z_{MD,ZB})})) * 10^3 + \sum_{i=1}^{N_{Lat}} K_{jun} \quad (3-63)$$

mit $a = 1128,4; b = 0,00048588$

Der Ansatz basiert auf den bereits vorgestellten Ansätzen zur Kostenberechnung abgelenkter Bohrungen aus Formel (3-58) in Kombination mit der Berechnung der Bohrungslänge z_{MD} aus Formel (3-59) und Formel (3-60). In (3-58) wird zwischen der Länge der zentralen Bohrung (ZB) sowie die Länge von zentraler Bohrung und Lateral (ZB + Lat). Des Weiteren werden die Kosten der „junction“ K_{jun} einbezogen. Formel (3-58) ermöglicht eine beliebige Anzahl von Laterals N_{Lat} zu betrachten. Die Kosten für die Erstellung des Laterals errechnen sich aus den Kosten einer abgelenkten Bohrung, deren Länge z_{MD} sich aus der Länge der Zentralbohrung und des Laterals zusammensetzt. Diese Kosten werden vermindert um die Kosten der Zentralbohrung. So können die mit der Teufe steigenden Bohrkosten abgebildet werden.

Tabelle 3-12 zeigt die Ermittlung der Junction-Kosten K_{jun} . Basierend auf den untersuchten Studien, die sich sowohl mit Kohlenwasserstoff- als auch mit Geothermiebohrungen befassen, wurde ein Mittelwert gebildet. Aufgrund mangelnder statistischer Daten für multilaterale, geothermische Bohrungen konnte der Unterschied zwischen Kohlenwasserstoff- und Geothermiebohrungen sowie die geologischen Randbedingungen nicht abgebildet werden. Dies führt dazu, dass keine Unterscheidung zwischen der Ausführung der Junction (vgl. Kapitel 5.3), den verwendeten Durchmessern oder der Teufe gemacht werden kann. Eine genauere Erläuterung zur Ausführung von junctions in Bezug auf geothermische Bohrungen findet sich in /Heinzle 2014/.

Tabelle 3-12: Junction-Kosten multilateraler Bohrungen (Währungsumrechnung siehe Kapitel 3.2.1)

Quelle:	Kosten Junction [\$; Jahr]	Kosten Junction [€; 2014]
/Onwunalu, Durlofsky 2010/	1,50E+06 \$ ₂₀₁₀	1,19E+06 € ₂₀₁₄
/Yeten 2003/	6,00E+05 \$ ₂₀₀₃	6,53E+05 € ₂₀₁₄
/Burkhamsin et al. 2010/	1,00E+06 \$ ₂₀₁₀	7,95E+05 € ₂₀₁₄
/Abukhamsin 2009/	1,00E+06 \$ ₂₀₀₉	7,71E+05 € ₂₀₁₄
/Peter et al. 2015/ ¹	1,00E+06 \$ ₂₀₁₄	7,53E+05 € ₂₀₁₄
/Tester et al. 2006/	1,65E+06 \$ ₂₀₀₆	1,45E+06 € ₂₀₁₄
Mittelwert		9,36E+05 € ₂₀₁₄

/Brett, Millheim 1986/, /Eggeling et al. 2011/ und /Lukawski et al. 2014/ konnten zeigen, dass eine zunehmende Erfahrung bei der Abteufung von Bohrungen im gleichen Feld mit einer Kostenreduktion jeder weiteren Bohrung einhergeht. Dieser Effekt lässt sich vor allem durch zunehmende geologische Kenntnisse über das Bohrfeld erklären. /Eggeling et al. 2011/ schätzen die Kosten des vierten Bohrlochs im Vergleich zum ersten Bohrloch des gleichen Bohrfeldes auf 75 %. /Lukawski et al. 2014/ geben für das vierte Bohrloch eine Bandbreite der Kosten von 72 % - 94 % mit einem Durchschnitt von 84 % an. Bei bestmöglichem Lerneffekt kann laut /Lukawski et al. 2014/ eine Reduktion auf 70 % der Kosten der ersten Bohrung möglich sein. Für das in der vorliegenden Arbeit entwickelte ökonomische Teilmodell wird eine lineare Kostenreduktion auf 80 % bis zur vierten Bohrung und 75 % bis zur zehnten Bohrung angenommen.

Bohrplätze dienen zum Schutz des Erdreichs vor unerwünschtem Eindringen von Feststoffen oder Flüssigkeiten wie etwa Bohrspülung und zur Herstellung einer sicheren Standfläche für die Bohranlage. Ihre Herstellung, Einrichtung und Rekultivierung ist daher mit nicht unerheblichen Kosten verbunden. Diese belaufen sich auf 251.000 €₂₀₁₄ /Seibt 2002/ übernommen.

Durch die Ablenkung von Bohrungen ergibt sich die Möglichkeit mehrere Bohrungen von einem Bohrplatz abzuteufen. Hierzu muss jedoch die Bohrplattform versetzt werden. Dieser Vorgang ist mit Kosten verbunden und wird nach /Schlagermann 2014/ als Pauschale für jeden Vorgang angesetzt (siehe Tabelle 3-9).

Bohrlochmessungen zur Bestimmung von Druck, Temperatur, Güte der Zementierung, Zusammensetzung des Thermalwassers und weiterer Parameter sind unerlässlich für die Ausle-

¹ Berechnungen basierend auf /Peter et al. 2015/ mit dem Bohrkostenmodell nach Formel (3-58)

gung der obertägigen Anlagen und dienen zur Kontrolle der Bohrung. Basierend auf Experteninterviews gibt /Schlagermann 2014/ die Kosten für die Bohrlochmessungen in Abhängigkeit der vermessenen Strecke mit 65 €/m an, da diese maßgeblich durch die Befahrung des Bohrlochs beeinflusst werden. Ähnlich zur Kostenreduktion von Bohrungen lässt sich auch bei Bohrlochmessungen eine deutliche Reduktion der Kosten für mehrere Messungen innerhalb eines geothermischen Feldes beobachten. /Schlagermann 2014/ begründet dies mit einem sinkenden Informationsbedarf bei steigender Erfahrung in einem geothermischen Feld. Tabelle 3-13 zeigt die angenommene Kostenreduktion.

Tabelle 3-13: Kostendegression von Bohrlochmessungen in Abhängigkeit der Bohrungsanzahl /Schlagermann 2014/

	Erste Bohrung	Zweite Bohrung	Dritte Bohrung	4 + n Bohrungen
Kostendegression	100 %	70 %	50 %	35 %

Produktions- und Zirkulationstests ergänzen die Bohrlochmessungen durch eine Bewertung der hydraulischen Eigenschaften des erbohrten Reservoirs. Im Gegensatz zu Bohrlochmessungen lassen sich diese Messungen jedoch hinreichend genau mit pauschalen Werten abschätzen. Eine Reduktion des Aufwandes mit einer steigenden Anzahl an Bohrungen ist nicht zu beobachten. Produktionstest werden pauschal mit 150.700 €₂₀₁₄ und Zirkulationstest mit 352.000 €₂₀₁₄ angesetzt /Skiera 2007/.

Wie in Kapitel 2.2 dargestellt kann Stimulation neben der Schaffung eines künstlichen Wärmetauschers (vgl. enhanced geothermal systems) auch zur besseren Anbindung der Bohrung an das Reservoir genutzt werden. Aus diesem Grund werden unter Umständen auch bei hydrothermalen Anlagen Stimulationsmaßnahmen durchgeführt. Der Effekt einer Stimulation ist sehr stark von den gegebenen Bedingungen abhängig und lässt sich auch bei einer detaillierten Betrachtung der geologischen Rahmenbedingungen nur schwer vorhersagen. Einem konservativen Ansatz folgend wird im Rahmen dieser Arbeit daher für jede Bohrung eine Stimulation berücksichtigt. Die erwartete Produktivitätssteigerung kann jedoch aufgrund der komplexen Zusammenhänge nicht abgebildet werden. Aktuelle Forschungsaktivitäten beispielsweise in dem EU-Forschungsprojekt „DESTRESS“ untersuchen neben der technischen Umsetzung auch die Vorhersagbarkeit von Produktionssteigerungen durch Stimulation in geothermischen Bohrungen. Die Kosten einer Stimulation sind von der Dauer, der benötigten Pumpenleistung sowie den eingesetzten Zusätzen wie beispielsweise Säuren abhängig und können ohne exakte Kenntnis der geologischen Rahmenbedingungen nicht abgeschätzt werden. Daher wird auf einen pauschalen Ansatz zurückgegriffen. Basierend auf Literaturwerten werden Kosten von 532.000 €/Bohrung angesetzt. Abbildung M-2 im Anhang zeigt die ausgewerteten Literaturwerte. Aufgrund reduzierter Mobilisierungskosten werden die Kosten bei

jeder zusätzlichen Stimulation auf dem gleichen Bohrplatz um 1/3 reduziert /Schlagermann 2014/.

3.2.1.6 Förder- und Injektionseinrichtungen

Sofern kein artesischer Brunnen mit einem ausreichenden Volumenstrom vorliegt muss die Förderrate einer geothermischen Produktionsbohrung durch eine Förderpumpe gesteigert werden. Keines der deutschen Geothermiekraftwerke verfügt jedoch über eine Bohrung mit ausreichender artesischer Förderrate /van Douwe et al. 2014/. Während die Nutzung von Produktionspumpen damit obligatorisch ist, werden Injektionspumpen nur eingesetzt, wenn der Gegendruck des Reservoirs den Betriebsdruck des Thermalwasserkreislaufs übersteigt.

Produktionspumpen zeigen derzeit im praktischen Einsatz nur geringe Standzeiten von unter einem Jahr /Schröder, Schneider 2014/ und führen durch Ersatzinvestitionen, aber auch durch die hohen Kosten des Pumpenausbaus, zu erheblichen Kosten. So belaufen sich die Kosten des Pumpenausbaus auf bis zu 40 % der Investitionskosten einer Pumpe /Schlagermann 2014/. Im Betrieb speziell von geothermischen Heizkraft- oder Heizwerken führt ein Pumpenausfall zusätzlich zu sehr hohen Kosten für die Befriedigung der Wärmenachfrage aus alternativen Energiequellen /Thomas 2013/. Durch Professionalisierung des Pumpentauschs im Schadensfall und das Vorhalten einer Ersatzpumpe konnten die Ausfallzeiten für geplante Pumpenwechsel um 82 % auf 73 h reduziert werden. Für ungeplante Ausfälle konnten Wechselzeiten beispielsweise durch Bereitschaftsverträge mit Kranunternehmen um 73 % auf 173 h erheblich verkürzt werden /van Douwe et al. 2014/.

Die Technik zur Förderung von Fluiden stammt aus der Kohlenwasserstoffindustrie und wurde auf die Anforderungen der Geothermie skaliert. Während hohe Temperaturen bis zu 300 °C, hohe Abhängtiefen über 1000 m unter Geländeoberkante (u.GOK) und aggressive Umgebungen in der Kohlenwasserstoffindustrie beherrscht werden, stellen vor allem der hohe elektrische Leistungsbedarf auf engstem Raum und die variierenden Betriebszustände eine Herausforderung dar /Thomas 2013/. Dagegen zeigen Betriebserfahrungen, dass geothermische Heizwerke mit einer Fluidtemperatur von < 100 °C auch Standzeiten von über fünf Jahren erreichen /Schröder, Schneider 2014/. /Paul-Knecht 2014/ konnte zeigen, dass bei einer Steigerung der Pumpenstandzeit auf 5 Jahre die Grenzkosten der geothermischen Stromerzeugung um etwa 8 % gesenkt werden können.

Kostenfunktionen für Produktionspumpen finden sich beispielsweise in /Legarth 2003/, /Heidinger et al. 2006/ oder /Janczik 2015/. Allen Autoren gemein ist eine Abhängigkeit der Kosten vom geförderten Volumenstrom. Der Zuschlagsfaktorenmethodik folgend sind die Hauptkomponenten einer Förderpumpe Frequenzumrichter, Transformator, elektrischer Antrieb (sowohl elektrische Tauchkreislumpen (ESP, electrical submersible pumps engl.) als auch Gestängepumpen (LSP, lineshaft pumps engl.)), Pumpeneinheit und Steigleitung. Zu-

sätzlich benötigen ESP ein Stromkabel und LSP eine Welle mit Führungsrohr. /Schlagermann 2014/ führt an, dass diese Komponenten besser über ihre Leistung und Menge beschrieben werden können. Zusätzlich bildet er die Kostenfunktionen für die Komponenten anhand aktueller Herstellerangebote, was nach /Turton et al. 2013/ zu bevorzugen ist. Daher wird der Ansatz aus /Schlagermann 2014/ für die Berechnung der Kosten der Fördereinrichtungen übernommen. Dabei wurden allerdings nur Angebote für ESP berücksichtigt, sodass LSP nachfolgend nicht betrachtet werden können. Die Gesamtkosten werden leistungs- und mengenspezifisch nach Gleichung (3-64) berechnet. Der bare module cost factor F_{BM} (siehe Seite 59) wird für Förderpumpen lediglich mit 1,1 angesetzt, da der Ein-/Ausbau separat durch Gleichung (3-70) abgebildet wird. Damit werden Kosten für Energie, Arbeitsmittel, Koordinierung und Planung berücksichtigt.

$$K_{Produktionspumpe} = (K_{leistungsspez.} + K_{mengenspez.}) * 1,1 \quad (3-64)$$

Basierend auf der hydraulischen Leistung P_{hydr} werden die Kosten für das gesamte Fördersystem exklusive Steigleitung, Stromkabel sowie Ein- und Ausbau berechnet. Nach /Schlagermann 2014/ zeigt Gleichung (3-65) die Kostenfunktion für eine Standardausführung, während mit Gleichung (3-66) die Kosten für die Edelstahlvariante berechnet werden können. Wie in Tabelle 3-8 beschrieben wird dabei mit einem Aufschlag von 15 % auf die simulierten hydraulischen Leistungen gerechnet. Um den aggressiven Installationsbedingungen Rechnung zu tragen und einem konservativen Ansatz zu folgen, wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich die Edelstahlausführung gewählt. Neben der hydraulischen Leistung P_{hydr} der Pumpe gehen die Förderrate des Thermalwassers \dot{V} und die durch die Pumpe zu überbrückende Druckdifferenz Δp in die Berechnung mit ein.

$$K_{leistungsspez.}[\text{€}_{2014}] = P_{hydr.} * (11,741 * P_{hydr.}^{-0,319}) \quad (3-65)$$

$$K_{leistungsspez.}[\text{€}_{2014}] = P_{hydr.} * (14,212 * P_{hydr.}^{-0,319}) \quad (3-66)$$

$$\text{mit } P_{hydr.} = \dot{V} * \Delta p$$

Die Kosten für Steigleitung und Stromkabel werden mengenspezifisch nach (3-67) berechnet. Dabei wird für Steigleitungen von einer linearen Abhängigkeit von der Länge der Steigleitung $l_{Steigleitung}$ ausgegangen (3-68). Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Kosten im Wesentlichen vom Stahlpreis abhängen und damit sehr volatil sind. Die Kosten für das Stromkabel werden ebenfalls mit einem linearen Ansatz abgebildet sind jedoch nach (3-69) sowohl von der übertragenen Leistung als auch von der Länge $l_{Stromkabel}$ des Kabels abhängig.

$$K_{mengenspez.} = K_{Steigleitung} + K_{Stromkabel} + K_{Ein-/Ausbau} \quad (3-67)$$

$$K_{Steigleitung}[\text{€}_{2014}] = 80 * l_{Steigleitung} \quad (3-68)$$

$$K_{Stromkabel}[\text{€}_{2014}] = l_{Stromkabel} * (0,0216 * P_{hydr.} + 77) \quad (3-69)$$

Die Kosten für Ein- und Ausbau werden nach Gleichung (3-70) berechnet. Dabei wird eine Tagespauschale von 5.024 €₂₀₁₄ angesetzt. Der Zeitbedarf wird in Abhängigkeit der Ein-/Ausbaugeschwindigkeit berechnet, die mit 250 m/d angesetzt wird. Zusätzlich werden vier Tage aufgeschlagen, die für Wartezeit, Pumpenzusammenbau, Demobilisierung und Mobilisierung eingeplant werden müssen. Des Weiteren werden pauschal 10.047 €₂₀₁₄ für die Demobilisierung und Mobilisierung des Equipments eingerechnet.

$$K_{Ein-/Ausbau}[\text{€}_{2014}] = 5.024 \left[\frac{\text{€}}{\text{Tag}} \right] * \left(\frac{\text{Abhängtiefe [m]}}{250 \left[\frac{\text{m}}{\text{Tag}} \right]} + 4 \right) + 10.047[\text{€}] \quad (3-70)$$

Für die Kosten der Injektionspumpe wird in der Literatur häufig der Ansatz nach /Turton et al. 2013/ genutzt (u.a. /Astolfi et al. 2014/, /Kazemi, Samadi 2014/). /Schlagermann 2014/ zeigt jedoch auf, dass im Vergleich zu Angebotswerten und Literaturquellen (z.B. /Köhler 2005/) der Ansatz nach /Turton et al. 2013/ eine deutliche Überschätzung der Kosten um 20 % aufweist. Daher empfiehlt er die Verwendung modifizierter Eingangsparameter für Gleichung (3-44). Die Kostenfunktion für die Komponentenkosten der Injektionspumpen K_{IP} werden in Abhängigkeit der elektrischen Leistung der Injektionspumpe $P_{el,IP}$ nach Gleichung (3-71) berechnet /Schlagermann 2014/ /Bejan et al. 1996/². Der Gültigkeitsbereich von Gleichung (3-71) ist 20 – 200 kW_{el}. Die Eingangsparameter für die Berechnung von F_{BM} (siehe Gleichung (3-48)) werden ebenfalls aus /Schlagermann 2014/ übernommen und sind in Tabelle 3-14 dargestellt.

$$K_{p,IP}^0 = 1500 * P_{el,IP}^{0,46} \quad (3-71)$$

Tabelle 3-14: Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für Injektionspumpen /Schlagermann 2014/

Komponente	Parameter zur Berechnung des Druckfaktors F_p		Materialfaktor F_M	Parameter zur Berechnung des Zuschlagsfaktors F_{BM}
	Druck < 10 barü	Druck > 10 barü		
Injektionspumpe	C1 = 0,00000	C1 = - 0,39350	2,30	B1 = 1,89
	C2 = 0,00000	C2 = 0,39570		B2 = 1,35
	C3 = 0,00000	C3 = - 0,00226		

3.2.1.7 Thermalwasserkreislauf

Wie in Kapitel 3.1.2 erläutert besteht der Thermalwasserkreislauf aus allen thermalwasserberührten Bauteilen einer Geothermieanlage. Aufgrund ihrer Sonderstellung werden Bohrungen

² Degressionsexponent Injektionspumpe: /Holland, Wilkinson 1997/ geben einen Wert von 0,67 an. Da sich /Bejan et al. 1996/ jedoch explizit auf Energietechnik beziehen wird der Wert nach /Bejan et al. 1996/ gewählt.

und Wärmetauscher gesondert betrachtet, sodass nachfolgend die Ansätze zur Berechnung der Kosten für die obertägige Verrohrung inklusive Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Druckbehälter wie beispielsweise Filter sowie Verbindungsleitungen erläutert werden.

In der einschlägigen Literatur zur technisch-ökonomischen Bewertung von Geothermieranlagen berücksichtigt nur /Schlagermann 2014/ die Kosten obertägiger Rohrleitungen. Die von /Schlagermann 2014/ entwickelte Gleichung (3-72) basiert auf der Software Thermoflex mit dem Modul PEACE der Firma Thermoflow und wurde an reale Kostendaten aus dem Geothermiekraftwerk Bruchsal angepasst. In Abhängigkeit des Volumenstroms \dot{V} und der Länge der obertägigen Rohrleitungen $l_{Rohr\ obert.}$ werden die Kosten für obertägige Rohrleitungen inklusive aller Mess-, Steuer- und Regelungseinrichtungen (MSR) für einen Referenzdruck von 15 barü berechnet. Liegt ein anderer Druck p vor, so wird dieser in Anlehnung an die Zuschlagsfaktoren-Methodik mit dem Faktor $F_{P,Rohr}$ basierend auf /Schlagermann 2014/ nach Gleichung (3-73) angepasst.

$$K_{Rohr\ obert.}[\text{€}_{2014}] = l_{Rohr\ obert.} * (55.261 * \dot{V} + 1155) * F_{P,Rohr} \quad (3-72)$$

$$F_{P,Rohr} = \begin{cases} \forall p = 15\text{ barü}: 1 \\ \forall p <> 15\text{ barü}: 1 + \alpha * (p - 15[\text{barü}]) \end{cases} \quad (3-73)$$

mit

$$\alpha = 0,03 \text{ (obertägige Rohrleitungen)}$$

$$\alpha = 0,02 \text{ (Verbindungsleitungen)}$$

Werden Bohrungen von verschiedenen Bohrplätzen abgeteuft müssen diese zur Herstellung eines Kreislaufs mit einer in der Regel erdverlegten Verbindungsleitung verknüpft werden. Geothermische Verbindungsleitungen sind technisch identisch zu Fernwärmeleitungen, sodass anhand von Literaturwerten eine Kostenfunktion abgeleitet werden kann. In Abhängigkeit der Medientemperatur werden Fernwärmeleitungen in verschiedenen Werkstoffen ausgeführt. In der Literatur finden sich Kostenfunktionen für drei verschiedene Temperaturklassen. Bis 130 °C werden günstige Kunststoffmantelrohre (KMR) verlegt. Während höhere Temperaturen Stahlmantelrohre (SMR) erfordern, wobei hier wiederum zwischen Betriebstemperaturen von 150 °C (SMR 150) und 180 °C (SMR 180) unterschieden wird. Standardmäßig werden Fernwärmeleitungen als 2-Rohr-Systeme in einem Graben verlegt /Schmitt et al. 2013/. Für geothermische Verbindungsleitungen (VBL) ist dies nicht immer notwendig, sodass eine Kostenfunktion für 1-Rohr-Verlegung abgeleitet werden musste. Die Herleitung findet sich in Anhang N. Die aus der Literatur entnommenen Kostenfunktionen basieren auf einer Regressionsanalyse branchenüblicher Erfahrungswerte. Es zeigt sich, dass ein Auslegungsdruck von 15 barü weit verbreitet ist /Paar et al. 2013/, weshalb für die Anpassung der Kosten von Verbindungsleitungen auf den Druckzuschlagsfaktor $F_{P,Rohr}$ nach Gleichung (3-73) zurückgegriffen wird. Die Anpassung der Kosten bezieht sich allerdings nur auf den

Rohrleitungsbau, der nach /Schmitt et al. 2013/ 39 % der Gesamtkosten ausmacht. Die Dimensionierung der Rohrleitungen wird in Kapitel 3.1.2 detailliert erläutert. Nachfolgend zeigt Tabelle 3-15 die abschnittsweise Definition der spezifischen Kosten der Verbindungsleitung $K_{VBL, spez.}$. Die Kosten der Verbindungsleitung berechnen sich dann nach Gleichung (3-74) in Abhängigkeit der Verbindungsleitungslänge l , der spezifischen Leitungskosten $K_{VBL, spez.}$ und des Druckzuschlagsfaktors $F_{P, Rohr}$ (siehe Gleichung (3-73)).

$$K_{VBL} = l * K_{VBL, spez.} * (0,61 + 0,39 * F_{P, Rohr}) \quad (3-74)$$

Dabei ergibt sich $K_{VBL, spez.}$ in Abhängigkeit der Medientemperatur T (Betriebstemperatur nach Tabelle 3-15), des Durchmessers $d_i(DN)$ (siehe Tabelle 3-15) der Verlegeart (siehe Tabelle 3-15) und dem Rohrmaterial. Eine graphische Darstellung der Kostenfunktionen der spezifischen Leitungskosten zeigt Abbildung 3-22.

Tabelle 3-15: Abschnittsweise Definition der spezifischen Kosten von Verbindungsleitungen /Schmitt et al. 2013/ /eigene Berechnungen siehe Anhang N/

Ma- te- rial	Betr. T [°C]	DN _{min}	DN _{max}	Verlege- art	$K_{VBL, spez.}$ [€/m]
KMR	< 130	25	300	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 1,09 * d_i(DN) + 92,71$
KMR	< 130	25	300	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 1,95 * d_i(DN) + 166$
KMR	< 130	300	600	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 2,20 * d_i(DN) - 239,96$
KMR	< 130	300	600	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 3,94 * d_i(DN) - 429,64$
SMR	~ 150	25	300	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 1,35 * d_i(DN) + 494,25$
SMR	~ 150	25	300	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 2,41 * d_i(DN) + 884,95$
SMR	~ 150	300	600	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 2,69 * d_i(DN) + 90,19$
SMR	~ 150	300	600	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 4,82 * d_i(DN) + 161,49$
SMR	~ 180	25	300	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 1,36 * d_i(DN) + 600,46$
SMR	~ 180	25	300	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 2,44 * d_i(DN) + 1075,46$
SMR	~ 180	300	600	1-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 2,73 * d_i(DN) + 190,40$
SMR	~ 180	300	600	2-Rohr	$K_{VBL, spez.} = 4,90 * d_i(DN) + 340,91$

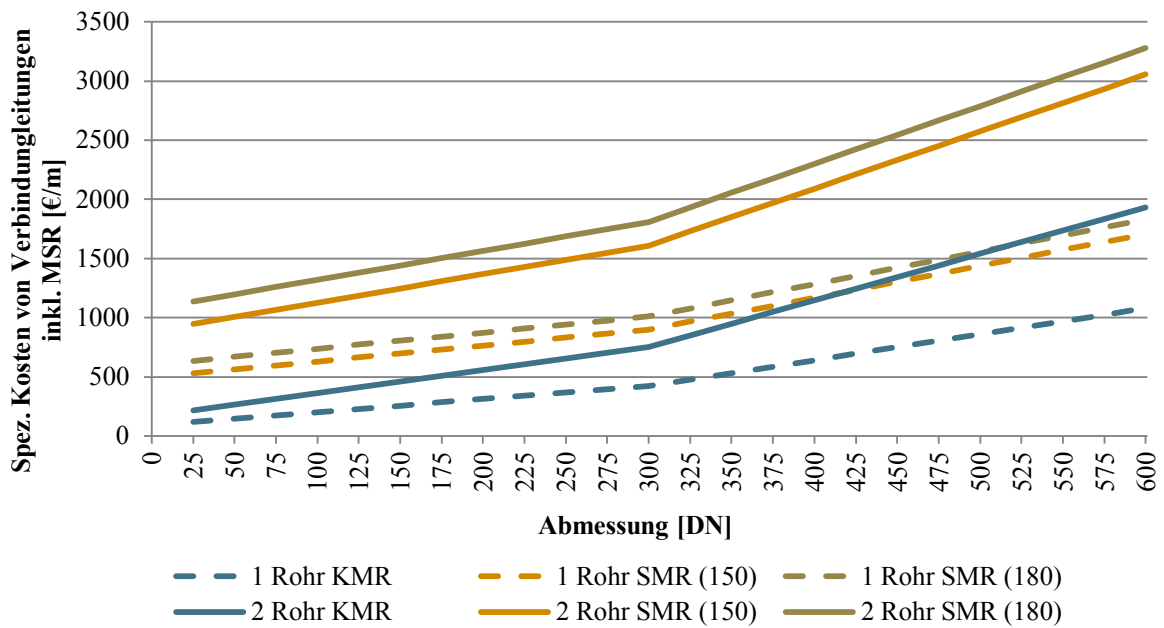


Abbildung 3-22: Kosten der Installation von Verbindungsleitungen für Geothermieanlagen /Schmitt et al. 2013/, /eigene Berechnungen siehe Anhang N/

Die Kosten des Druckbehälters werden nach /Turton et al. 2013/ in Abhängigkeit des Behältervolumens V_{DB} berechnet. Vereinfachend wird angenommen, dass es sich dabei um einen Zylinder handelt. Nimmt man nun für den Zylinder ein Verhältnis von 2:1 zwischen Höhe und Durchmesser an, so lässt sich das Behältervolumen mit Hilfe des hydraulischen Durchmessers nach Gleichung (3-75) in Abhängigkeit der Strömungsgeschwindigkeit c und des Volumenstroms \dot{V} berechnen.

$$V_{DB} = \frac{\pi}{2} * \left(\frac{4 * \dot{V}}{c * \pi} \right)^{1,5} \quad (3-75)$$

/Schlagermann 2014/ gibt eine maximale Strömungsgeschwindigkeit von 0,15 m/s an, mit der nachfolgend gerechnet wird.

Die Komponentenkosten der Druckbehälter K_{DB} werden mittels einer Regressionsgleichung nach /Turton et al. 2013/ für aufrecht stehende Behälter ohne Einbauten berechnet. In geothermischen Anlagen sind Druckbehälter im wesentlichen Filter, die allerdings Einbauten aufweisen. Nach /Schlagermann 2014/ kompensiert diese Vereinfachungen jedoch die systematische Überschätzung der Gleichung nach /Turton et al. 2013/. In Anlehnung an die technischen Ausführungen der Geothermiekraftwerke in Bruchsal und Soultz-sous-Forêts werden je zwei redundante Filter vor den Wärmetauschern und vor der Injektion berücksichtigt. Die Komponentenkosten für Druckbehälter K_{DB} werden in Abhängigkeit des Behältervolumens V_{DB} nach Gleichung (3-76) berechnet. Mittels Indizes werden die Komponentenkosten K_{DB} auf €_{2014} umgerechnet (siehe hierzu Abbildung M-1 im Anhang).

$$\ln(K_{p,DB}^0)[\$_{2001}] = 3,4974 + 0,4485 * \ln(V_{DB}) + 0,1047 * [\ln(V_{DB})]^2 \quad (3-76)$$

Dem „bare-module-costing“-Ansatz (siehe Kapitel 3.2.1) folgend muss zur Berechnung der Gesamtkosten der Komponente nach Integration in die Anlage der „bare-module-cost-factor“ F_{BM} berechnet werden. Die Parameter zur Berechnung des Zuschlagsfaktors für den Druckbehälter nach Gleichung (3-48) und Gleichung (3-50) sind in Tabelle 3-16 angegeben.

Tabelle 3-16: Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für Druckbehälter /Schlagermann 2014/

Komponente	Parameter zur Berechnung des Druckfaktors F_P	Materialfaktor F_M	Parameter zur Berechnung des Zuschlagsfaktors F_{BM}
Filter	$c = 0,15 \text{ m/s}$ Durchmesser : Höhe = 1:2	1,77	$B1 = 2,25$ $B2 = 1,82$

3.2.1.8 Kraftwerk, Fernwärmeauskopplung und Netzanbindung

Für die thermodynamische Modellierung der Stromerzeugungsanlage werden die Komponenten Speisepumpe, Wärmetauscher, Turbine inkl. Generator und Kondensator betrachtet (siehe Abbildung 3-12). In Anlehnung an die Zuschlagsfaktorenmethodik nach /Turton et al. 2013/ wird diese Einteilung für die ökonomische Modellierung übernommen. Zusätzlich werden nachfolgend die technisch verwandten Komponenten Netzanbindung und Fernwärmeauskopplung betrachtet.

Aktuelle Studien zur technisch-ökonomischen Bewertung von ORC-Anlagen wie beispielsweise /Heberle, Brüggemann 2015/, /Kolahi et al. 2016/ oder /Le et al. 2014/ nutzen zur ökonomischen Bewertung der Hauptkomponenten eines ORC die Kostenfunktionen nach /Turton et al. 2013/. /Schlagermann 2014/ konnte durch den Vergleich mit aktuellen Angeboten geothermischer Anlagen für mehrere Komponenten eine deutliche Überschätzung der Kosten durch die Kostenfunktionen nach /Turton et al. 2013/ nachweisen. Abbildung 3-23 zeigt am Beispiel der „bare module costs“ des Turbosatzes³ die Unterschiede zwischen den Ansätzen nach /Schlagermann 2014/ und /Turton et al. 2013/. Je nach gewählter Turbinenart liegen die Unterschiede im Mittel bei 41 % bzw. 54 %. Für andere Komponenten zeigt sich ein ähnliches Bild. Nach /Turton et al. 2013/ stellen Richtpreisangebote die beste Form der Kostenermittlung dar. /Schlagermann 2014/ passt seine Kostenfunktionen anhand von Kosten realer Anlagen an. Da keine aktuelleren oder detaillierteren Daten verfügbar sind wird für die Komponenten des Kraftwerks auf die Kostenfunktionen von /Schlagermann 2014/ zurückgegriffen. Somit werden die Kosten der einzelnen Komponenten basierend auf der Kostenfaktormethode nach Gleichung (3-44) und Gleichung (3-45) berechnet. Nach /Schlagermann 2014/; /Bejan et al. 1996/; /Reith 2015/; /Bory et al. 2011/ und /Spang, Roetzel 2013/ lassen sich die

³ Turbosatz = Turbine, Ölsystem der Turbine, Getriebe, Generator, Regelungstechnik

Komponentenkosten für Turbosatz, Speisepumpe, Wärmeübertrager, luftgekühltem Kondensator, Netzanschluss, Mess- und Regelungstechnik sowie der Integration der Einzelkomponenten in die Gesamtanlage (BoP) durch die Gleichungen (3-77) – (3-87) beschreiben. Die Komponentenkosten in Tabelle 3-17 werden in Abhängigkeit der elektrischen Bruttoleistung der Gesamtanlage $P_{el,brutto}$, der elektrischen Leistung der Speisepumpe P_{SP} , der effektiven Wärmeübertragerfläche $A_{WÜ}$ und der Wärmeübertragerfläche des Luftkondensators A_{LuKo} ausgedrückt.

Tabelle 3-17: Komponentenkosten für die Komponenten der Stromerzeugungsanlage /Schlagermann 2014/; /Bejan et al. 1996/; /Reith 2015/; /Bory et al. 2011/; /Spang, Roetzel 2013/

Komponente	Formel	Gültigkeitsbereich	
Turbosatz	$K_{p,TS}^0 = 2500 * P_{el,brutto}^{0,6}$	500 – 10.000 kW _{el}	(3-77)
Speisepumpe	$K_{p,SP}^0 = 1500 * P_{el,SP}^{0,48}$	50 – 2.000 kW _{el}	(3-78)
Wärmeübertrager	$K_{p,WÜ}^0 = 2500 * A_{WÜ}^{0,59}$	1.000 – 20.000 m ²	(3-79)
Luftgekühlter Kondensator	$K_{p,LuKo}^0 = 55 * A_{LuKo}^{0,89}$	10.000 – 250.000 m ²	(3-80)
Netzanschluss an das Stromnetz	$K_{p,NA}^0 = 4400 * P_{el,brutto}^{0,6}$	500 – 10.000 kW _{el}	(3-81)
Übergeordnete MSR	$K_{p,MSR}^0 = (K_{p,TS}^0 + K_{p,SP}^0 + K_{p,WÜ}^0 + K_{p,LuKo}^0 + K_{p,NA}^0) * 1,08$		(3-82)
Balance of Plant	$K_{p,BoP}^0 = (K_{p,TS}^0 + K_{p,SP}^0 + K_{p,WÜ}^0 + K_{p,LuKo}^0 + K_{p,NA}^0) * 1,12$		(3-83)

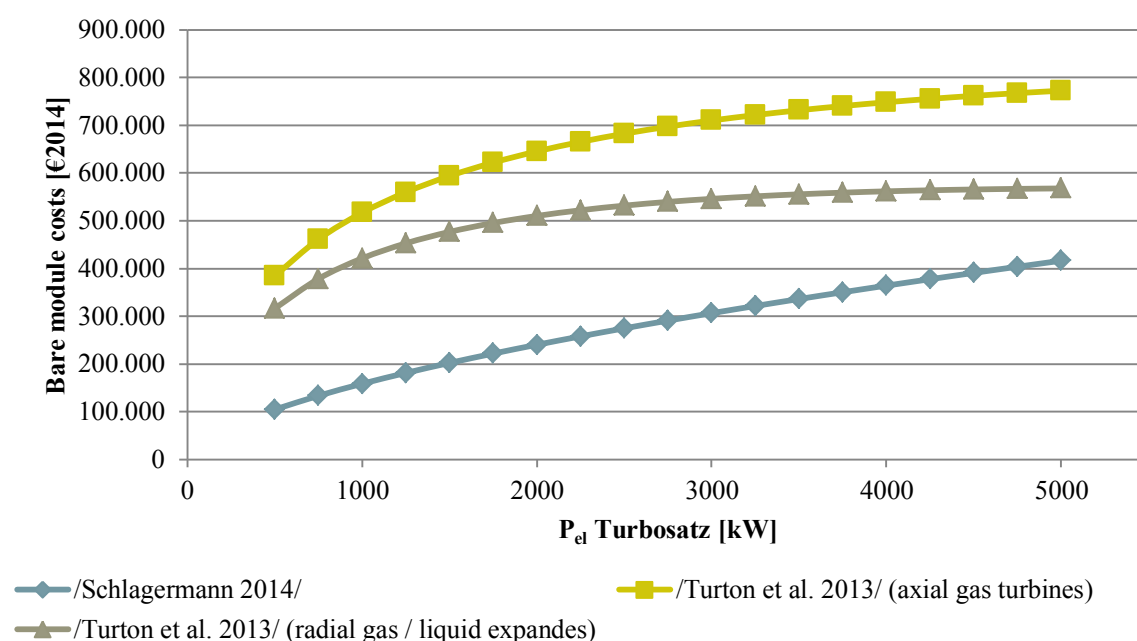


Abbildung 3-23: Vergleich der Bare module costs für den Turbosatz /Schlagermann 2014/, /Turton et al. 2013/

Nach Gleichung (3-45) müssen zur Berechnung der „bare-module-costs“ K_{BM} Kostenfaktoren beispielsweise zur Berücksichtigung des Arbeitsdrucks berücksichtigt werden (siehe S. 59f). Die Eingangsparameter zur Berechnung dieser Zuschlagsfaktoren sind in Tabelle 3-18 aufgelistet.

Tabelle 3-18: Parameter zur Berechnung der Zuschlagsfaktoren für die Komponenten der Stromerzeugungsanlage /Turton et al. 2013/

Komponente	Parameter zur Berechnung des Druckfaktors F_p		Materialfaktor F_M	Parameter zur Berechnung des Zuschlagsfaktors F_{BM}
Turbosatz	-	-	6,13	-
Arbeitsmittel-pumpe	Druck < 10 barü C1 = 0,00000 C2 = 0,00000	Druck > 10 barü C1 = -0,39350 C2 = 0,39570	1,60	B1 = 1,89 B2 = 1,35
Wärmeübertrager	Druck < 5 barü C1 = 0,00164 C2 = 0,00627	Druck > 5 barü C1 = 0,03881 C2 = -0,39570	Siehe Tabelle M-3	B1 = 1,63 B2 = 1,66
Luftgekühlter Kondensator	C1 = -0,12500 C2 = 0,15361 C3 = -0,02861		CS = 1,00 AL = 1,42 SS = 2,93	B1 = 0,96 B2 = 1,21
Anschluss Stromnetz				$F_{BM} = 1,2$

Die Kosten des Turbosatzes sind bei gleicher elektrischer Leistung sehr stark vom Gegen-/Kondensationsdruck aber auch von den Frischdampfparametern und der Generatorspannung abhängig /Gebhardt et al. 2002/. /Gebhardt et al. 2002/ greifen diese Parameter auf und entwickeln Korrekturfaktoren für einen Turbosatz mit Wasser als Arbeitsmittel, die jedoch nicht verwendet werden können, denn:

- Die Gültigkeit der Korrekturfaktoren deckt die Parameter typischer Betriebssituationen von ORC-Anlagen nur unzureichend ab.
- Zur Vermeidung von Tröpfchenschlag muss die Frischdampf Temperatur beim Arbeitsmittel Wasser deutlich höher sein als bei organischen Arbeitsmitteln. Die höheren thermischen Belastungen führen zu höheren Kosten u.a. bei den Turbinenschaukeln /Quoilin et al. 2013/.
- Druck und Temperatur sind bei bestimmten Dampfzuständen physikalisch aneinander gebunden. Daher sind auch die Belastungen durch den Druck bei organischen Arbeitsmitteln geringer /Quoilin et al. 2013/.
- Das geringere Enthalpiegefälle eines ORC führt zusätzlich zu geringeren Drehzahlen und damit zu geringeren Belastungen der Schaufelenden /Quoilin et al. 2013/.
- Spezifische Kosten für organische Arbeitsmittel sind in der Literatur oder in anderen öffentlich zugänglichen Quellen nicht veröffentlicht /Astolfi et al. 2014/.

In Summe führen die genannten Gründe dazu, dass die Auswirkungen unterschiedlicher Arbeitsmittel auf die Kosten des Turbosatzes nur über die elektrische Leistung abgebildet werden können. Dies führt dazu, dass die in Tabelle 3-17 dargestellten vereinfachenden „Bare-Module-Cost“-Faktoren verwendet werden müssen und der Gegen-/Kondensationsdruck sowie Frischdampfparameter und Generatorspannung nicht berücksichtigt werden können.

In der Praxis haben sich Wärmeübertrager ausgeführt als Rohrbündelwärmeübertrager im Gegenstromprinzip bewährt (siehe Kraftwerke in Soultz-sous-Forêts, Insheim und Rittersofen), weshalb durch das ökonomische Teilmodell nur Wärmetauscher dieses Typs betrachtet werden. Die Kostenfunktion skaliert dabei über die effektive Wärmetauscherfläche A . Ist der Gesamt-Wärmedurchgangskoeffizient U_{tot} bekannt, so kann die effektive Wärmeübertragerfläche A in Abhängigkeit des Wärmestroms \dot{Q} und der mittleren, logarithmischen Temperaturdifferenz $\Delta T_{m,log}$ nach /Heberle, Brüggemann 2015/ durch Gleichung (3-84) berechnet werden. Der Faktor F_{PW} berücksichtigt zusätzlich den Phasenübergang im Wärmetauscher. Für alle Wärmeübertrager mit Phasenwechsel wird $F_{PW} = 1$ und für alle Wärmeübertrager ohne Phasenwechsel $F_{PW} = 0,95$ /Kolahi et al. 2016/ zugrunde gelegt. Zur Berechnung der mittleren, logarithmischen Temperaturdifferenz $\Delta T_{m,log}$ wird zusätzlich die minimale ΔT_{min} und die maximale ΔT_{max} Temperaturdifferenz im Wärmetauscher benötigt.

$$A = \frac{\dot{Q}}{U_{tot} * \Delta T_{m,log} * F_{PW}} \quad (3-84)$$

$$\text{mit } \Delta T_{m,log} = \frac{\Delta T_{max} - \Delta T_{min}}{\ln \frac{\Delta T_{max}}{\Delta T_{min}}}$$

/Gorenflo 2013/ und /Mergner et al. 2010/ präsentieren experimentelle Ergebnisse, die zeigen dass der Wärmedurchgangskoeffizient von Gemischen im Vergleich zu Reinstoffen abnimmt. Durch den abnehmenden Wärmedurchgangskoeffizienten steigen die benötigte Wärmeübertragungsflächen und damit auch die Kosten der Wärmeübertrager. Eine detaillierte Herleitung der Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten für Reinstoffe und Gemische zeigt Anhang K.

Für die Wärmeauskopplung zur Fernwärmeversorgung müssen zusätzliche Komponenten berücksichtigt werden. Die Kosten des Wärmeübertragers werden analog zu allen anderen Wärmeübertragern berechnet. Der Spitzenlastkessel dient zur Sicherung einer hohen Versorgungssicherheit, kann jedoch auch für eine betriebswirtschaftliche Optimierung zwischen erneuerbarer Kapazität mit hohen Volllaststunden und fossiler Kapazität mit niedrigen Volllaststunden genutzt werden. Die spezifischen Kosten des Spitzenlastkessels werden mittels Gleichung (3-85) nach /Erdmann, Dittmar, 2010/ berechnet. Dabei sind die spezifischen Kosten des Spitzenlastkessels $K_{spz,SPLK}$ ausschließlich von der thermischen Leistung P_{SPLK} des Kessels abhängig.

$$K_{SPZ,SPLK} = 227,91 * P_{SPLK}^{-0,1276} \left[\frac{\text{€}_{2014}}{\text{kW}_{th}} \right] \quad (3-85)$$

Eine rechtliche Grundlage zur Durchleitung von Wärme durch bestehende Netze wie beispielsweise im Strom- und Gassektor, gibt es im Wärmesektor nicht /AGFW 2016/. Der Anschluss an ein Fernwärmenetz ist damit von Vereinbarungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber abhängig. Diese kann nicht antizipiert werden. Die Wärmelieferung wird daher als „frei Kraftwerk“ angenommen und es werden keine Kosten für Fernwärmenetze berücksichtigt.

Für die Anbindung der Stromerzeugungsanlage an das Stromnetz wird von einer leistungsabhängigen Skalierung der Netzanschlusskosten ausgegangen. In der Realität sind die Kosten allerdings auch stark von der Entfernung des zugewiesenen Netzanschlusspunktes abhängig /Reith 2015/. Aufgrund der entfernungsabhängigen Kostenbestandteile der Netzanschlusskosten wird von einem Referenzfall mit einer Distanz zwischen Kraftwerk und Netzanschlusspunkt von 1.500 m ausgegangen. Anhand der Daten aus /Reith 2015/ werden eine Trafostation mit 88.990 €₂₀₁₄ und Leitungskosten mit 125 €₂₀₁₄/m angenommen, woraus sich die in Tabelle 3-17 gezeigten Kostenfaktoren ableiten lassen.

Die Steuerung der Anlage sowie die Installation der benötigten Peripherie werden nach /Schlagermann 2014/ bezogen auf die Gesamtkosten der Stromerzeugungsanlage berechnet. Dieser Ansatz erscheint zielführend, da die Kosten mit der Komplexität und Größe der Anlage skalieren. Somit werden für die Gesamtsteuerung der Anlage 8 % der Komponentenkosten angesetzt. Die Einbindung in die Peripherie („Balance of plant“) wird zusätzlich mit 12 % der Komponentenkosten bewertet.

3.2.1.9 Sonstige Kosten

Risikofaktoren, die in der Bauphase auftreten, werden in geothermischen Projekten mittels Versicherungen an Dritte abgetreten. Hierfür werden Montageversicherung, Bohrrisikoversicherung, Lost-in-hole-Versicherung und Haftpflichtversicherung inklusive Bergschäden abgeschlossen. Das Konstrukt der Fündigkeitsversicherung konnte sich jedoch aufgrund des hohen Risikos nicht durchsetzen /Kliesch 2015/. Die Versicherungsprämien werden nach /Kliesch 2015/ mittels pauschaler Prozentsätze bezogen auf die Kosten des Kraftwerks K_{KW} , der Fernwärmeauskopplung K_{FW} , der Netzanbindung K_{NA} , sonstiger Kosten K_{sonst} , der Bohrkosten (in Abhängigkeit des Erschließungsverfahrens) $K_{VB;MB;HB}$ oder in Abhängigkeit der Anzahl an Bohrungen Anz_B berechnet.

$$K_{Montageversicherung} = 0,2 \% * (K_{KW} + K_{FW} + K_{NA} + K_{sonst.}) \quad (3-86)$$

$$K_{Bohrrisikoversicherung} = 3,5 \% * K_{VB;MB;HB} \quad (3-87)$$

$$K_{Lost-in-hole} = 120.000 * Anz_B \quad (3-88)$$

$$K_{Haftpflicht} = 45.000 * Anz_B \quad (3-89)$$

Zur Überwachung der Seismizität während der Erschließung des Reservoirs ist es mittlerweile nahezu obligatorisch, ein Seismisches-Überwachungssystem zu errichten. Neben behördlichen Auflagen können auch Versicherungsklauseln ein Seismisches-Überwachungssystem notwendig machen. Daneben dient es zur Steuerung und Bewertung möglicher Stimulationsmaßnahmen, kann jedoch auch in der Öffentlichkeitsarbeit aktiv eingesetzt werden. Für die Errichtung des Systems werden nach /Gaucher 2012/ 148.300 €₂₀₁₇ angesetzt. Der spätere Betrieb wird nach /Paul-Knecht 2014/ mit jährlichen Ausgaben von 40.000 €₂₀₁₇ bewertet.

/Reith et al. 2013a/ und /van Douwe et al. 2014/ zeigen, welche hohe Bedeutung Öffentlichkeitsarbeit bei der Entwicklung von geothermischen Projekten hat. Im Bereich des Oberrheingrabens stehen die Projekte in Brühl, Landau oder Straßburg beispielhaft für die negativen Auswirkungen einer ablehnenden öffentlichen Meinung gegenüber geothermischen Projekten. Aus diesem Grund werden für die Dauer der Errichtung der Gesamtanlage nach /Stahl 2012/ jährlich Ausgaben von 104.750 €₂₀₁₄ angesetzt. Während des Betriebs können diese Ausgaben auf 40.000 €₂₀₁₇/a reduziert werden /Paul-Knecht 2014/.

3.2.2 Bedarfs-, betriebsgebundene Kosten, sonstige Betriebskosten und Erlöse

Im Gegensatz zu den Investitionskosten, werden bedarfs- und betriebsgebundene Kosten, sonstige Betriebskosten und Erlöse im Rahmen der Barwertmethodik als jährliche Ausgaben/Einnahmen angesetzt. Tabelle 3-19 gibt einen Überblick über die einzelnen Kostenbestandteile und die Ansätze zur Berechnung der Kosten.

Tabelle 3-19: Struktur der bedarfs-, betriebsgebundenen Kosten, sonstiger Betriebskosten und Erlöse inkl. Kostenfunktionen und Bezugsgröße

Ansatz zur Berechnung der Kosten	
XII Bedarfsgebundene Kosten	
a Eigenbedarf der Anlage	Netto: $P_{el,netto} = P_{el,brutto} - P_{para}$; Brutto: Strompreis
b Sonstige Kosten (Inhibitoren, ...)	$1\% * (K_{FI} + K_{TWK} + K_{KW} + K_{FW} + K_{NA} + K_{SM})$
XIII Betriebsgebundene Kosten	
a Seismisches Monitoring	40.000 €/a
b Wartung und Instandhaltung über Tage	$3\% * (K_{FI} + K_{TWK} + K_{KW} + K_{FW} + K_{NA})$
c Wartung und Instandhaltung unter Tage	$0,5\% * (K_{VHB;MB} + K_{SM})$
d Personalkosten	125.320 €/a ($P_{th} < 30 [MW_{th}]$); 178.240 €/a ($P_{th} > 30 [MW_{th}]$)
XIV Sonstige Betriebskosten und Erlöse	
a Haftpflichtversicherung	90.000 €/a
b Elektronik-, Maschinenbruchversicherung	$0,6\% * (K_{FI} + K_{TWK} + K_{KW} + K_{FW} + K_{NA} + K_{SM})$
c Betriebsunterbrechungsversicherung	$0,6\% * \text{Ertrag} (t_{betr.})$
d Öffentlichkeitsarbeit	40.000 €/a
e Erlöse (Wärme)	25 €/MWh _{th}

Die in Tabelle 3-19 aufgezeigten Ansätze zur Bewertung von Kosten und Erlösen ergeben sich in Abhängigkeit der elektrischen Nettoleistung $P_{el,netto}$, elektrischen Bruttoleistung $P_{el,brutto}$, der Leistung der parasitären Verbraucher P_{Para} und der thermischen Leistung der Gesamtanlage P_{th} . Des Weiteren gehen die Kosten der Förder- und Injektionseinrichtungen K_{FI} , des Thermalwasserkreislaufs K_{TWK} , des Kraftwerks K_{KW} , der Anlagen zur Fernwärmeauskopplung K_{FW} , der Stromnetzanbindung K_{NA} , der Bohrung (in Abhängigkeit des Erschließungsverfahrens $K_{VB;HB;MB}$) sowie des seismischen Monitorings K_{SM} in die Berechnungen ein.

Die bedarfsgebundenen Kosten repräsentieren, die für die Erzeugung einer kWh elektrischer Energie zusätzlich benötigten Produktionsmittel. Hauptbestandteil dieser Kostenkategorie ist der Eigenbedarf der Anlage. Dieser wird im Rahmen der SGK_{netto} -Methodik (siehe S. 55) bei der Berechnung der Nettoleistung berücksichtigt. Folgt man jedoch der SGK_{brutto} -Methodik (siehe S. 56) muss der Eigenbedarf über den anzulegenden Strompreis monetarisiert werden. Hierzu wird die elektrische Leistung der parasitären Verbraucher Luftkondensator, Speisewasserpumpe, Injektionspumpe und Produktionspumpe berücksichtigt. Die Leistung der einzelnen Komponenten ergibt sich aus der thermodynamischen Modellierung (siehe Kapitel 3.1.3). Zusätzlich wird für weitere Verbraucher wie MSR, Beleuchtung und sonstige Einrichtungen ein pauschaler Verbrauch von 10 % der Leistung von Luftkondensator und Speisewasserpumpe angesetzt /Schlagermann 2014/. Der Strompreis wird aus der Literatur entnommen (siehe Tabelle M-4 im Anhang). Sonstige bedarfsgebundene Kosten fallen u.a. für die Inhibitoren zur Vermeidung von Korrosion und Ablagerungen, für Entsorgungskosten für z.B. Filtermaterial oder den Austausch des Arbeitsmittels an. Diese Kosten werden nach /Schlagermann 2014/ mit 1 % der kapitalgebundenen Kosten (vgl. Tabelle 3-9 K_{FI} ; K_{TWK} ; K_{KW} ; K_{FW} ; K_{NA} ; K_{SM}) angesetzt.

Die betriebsgebundenen Kosten für das seismische Monitoring wurden bereits in Kapitel 3.2.1.9 erläutert. Zusätzlich werden u.a. Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt. Diese werden prozentual in Abhängigkeit der Investitionskosten getrennt für oberirdische und unterirdische Komponenten berechnet. Für die oberirdischen Komponenten (Tabelle 3-9 K_{FI} ; K_{TWK} ; K_{KW} ; K_{FW} ; K_{NA}) werden 3 % der Investitionskosten angenommen. Aufgrund der schwierigen Zugänglichkeit sind die Möglichkeiten für Wartung und Instandhaltung der unterirdischen Komponenten begrenzt. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden daher nur mit 0,5 % der Investitionskosten (Tabelle 3-9 $K_{VB;HB;MB}$; K_{SM}) angesetzt /Schlagermann 2014/. Daneben zählen auch die Personalkosten zu den betriebsgebundenen Kosten. Die Höhe der Personalkosten werden anhand der thermischen Leistung mit einer Fallunterscheidung ermittelt (siehe Gleichung (3-90)). Für Anlagen mit einer thermischen Leistung P_{th} kleiner 30 MW_{th} werden 1 Ingenieur und 1 Techniker angesetzt. Für größere Anlagen wird zusätzlich mit einem weiteren Techniker kalkuliert.

$$K_{\text{Personal}} = \begin{cases} P_{th} < 30 [MW_{th}]: & (72.397 + 52.921) \\ P_{th} > 30 [MW_{th}]: & (72.397 + 52.921 + 52.921) \end{cases} \quad (3-90)$$

Zu den Personalkosten zählen auch die Kosten für die Fernüberwachung der Anlage, welche mit 25 % der Personalkosten bewertet werden /Paul-Knecht 2014/.

Sonstige betriebsgebundene Kosten setzen sich zusammen aus Kosten für Öffentlichkeitsarbeit und Versicherungen für den Kraftwerksbetrieb. Die Kosten für Öffentlichkeitsarbeit wurden bereits in Kapitel 3.2.1.9 erläutert. Während des Betriebs der Anlage werden in der Regel eine Haftpflicht-, Elektronik-, Maschinenbruch-, und Betriebsunterbrechungsversicherung zur Absicherung der entsprechenden Risiken abgeschlossen /Kliesch 2015/. Während die Haftpflichtversicherung pauschal mit 90.000 €/a angesetzt werden kann, wird der jährliche Beitrag zur Elektronik- und Maschinenbruchversicherung K_{EMV} mit einem prozentualen Anteil von 0,6 % an den Investitionskosten der elektrischen Komponenten (Tabelle 3-9 K_{FI} ; K_{TWK} ; K_{KW} ; K_{FW} ; K_{NA} ; K_{SM}) berechnet. Hierfür werden die Kosten der Förder- und Injektionseinrichtungen K_{FI} , des Thermalwasserkreislaufs K_{TWK} , des Kraftwerks K_{KW} , der Anlagen zur Fernwärmeauskopplung K_{FW} , der Stromnetzanbindung K_{NA} sowie des seismischen Monitorings K_{SM} heran gezogen.

$$K_{EMV} = 0,6 \% * (K_{FI} + K_{TWK} + K_{KW} + K_{FW} + K_{NA} + K_{SM}) \quad (3-91)$$

Die Betriebsunterbrechungsversicherung K_{BU} wird in Abhängigkeit des Ertrags errechnet. Dieser wird stark vereinfacht als Mischkalkulation (gemittelte Vergütung über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren) nach Gleichung (3-92) berechnet /Kliesch 2015/. Dabei werden lediglich die elektrische Bruttoleistung P_{brutto} und die jährlichen Volllaststunden VLH für die Berechnung benötigt.

$$K_{BU} = (P_{brutto} * VLH * 0,2) * 0,006 \quad (3-92)$$

Die Methodik der SGK sieht vor, dass Erlöse mit den jährlichen Kosten verrechnet werden (siehe Gleichungen (3-40)/(3-41). Bei einer Betrachtung von KWK aus geothermischen Heizkraftwerken muss zur Berechnung der Erlöse daher ein anlegbarer Wärmepreis festgelegt werden. Nach /Kühne 2016/ und /Ertle 2017/ kann unter Berücksichtigung der angenommenen Rahmenbedingungen (frei Kraftwerk, hohe Volllaststundenzahl) hierfür ein durchschnittlicher Wärmepreis von 25 €/MWh_{th} angenommen werden.

3.3 Modellierung der Versorgungsaufgabe für geothermische Heizkraftwerke

Nach Gleichung (3-40) können die SGK durch eine Reduktion der Kosten, eine Steigerung der bereitgestellten elektrischen Energiemenge oder aber eine Steigerung der sonstigen Erlöse reduziert werden. Eine Möglichkeit zur Generierung von Zusatzerlösen liegt in der kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung der so genannten Kraft-Wärme-Kopplung. Praktische Beispiele für geothermische Heizkraftwerke in Deutschland finden sich beispielsweise in Grünwald, Sauerlach oder Unterhaching. Allen Anlagen gemein ist der wärmegeführte

Betrieb. Um eine realitätsnahe, technisch-ökonomische Bewertung geothermischer KWK-Anlagen durchführen zu können, sollte dies anhand eines konkreten Versorgungsfalls erfolgen. Zwischen den untersuchten Varianten ändern sich technische Randbedingungen wie Volumenstrom oder Produktionstemperatur was dazu führt, dass sich die thermische Leistung zwischen den verschiedenen untersuchten Anlagenkonfigurationen ändert. Wie die Gleichungen (3-93) - (3-95) zeigen wird die Versorgungsaufgabe anhand der thermischen Leistung der Anlage ermittelt. Für jede untersuchte Anlagenkonfiguration wird daher eine Versorgungsaufgabe in Form einer Jahresdauerlinie berechnet.

Mit dem Verfahren nach Sochinsky wird ein fiktiver Versorgungsfall in Form einer Jahresdauerlinie (nach der Größe geordnete Nachfrage je Zeiteinheit) konstruiert /Blesl et al. 2009/. Hierfür wird mittels Gleichung (3-93) für eine frei wählbare zeitliche Diskretisierung eine thermische Nachfrage je Zeiteinheit berechnet. Erfolgt die Berechnung über alle Zeiteinheiten so ergibt sich die Jahresdauerlinie.

$$P_{th}(t) = P_{th,max} * (1 - (1 - m_0) * t^{\frac{m-m_0}{1-m}}) \quad (3-93)$$

$$m_0 = \frac{P_{th,min}}{P_{th,max}} \quad (3-94)$$

$$m = \frac{Q_{gesamt}}{P_{th,max} * t_{Betrieb}} \quad (3-95)$$

Dabei steht $P_{th,max}$ [MW_{th}] für die maximal nachgefragte Wärmebedarfsleistung und $P_{th,min}$ [MW_{th}] für die minimal nachgefragte Wärmebedarfsleistung. Q_{gesamt} [GWh_{th}] steht für die über den gesamten Betrachtungszeitraum nachgefragte Wärmeenergie, was der Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht. Der Betrachtungszeitraum wird durch $t_{Betrieb}$ angegeben. Für Wärmenetze wird eine ganzjährige Wärmenachfrage unterstellt, wodurch sich ein Betrachtungszeitraum von 8760 h/a ergibt.

Bei einer konsistenten Anwendung der Stromgestehungskostenmethodik (siehe Kapitel 3.2) ist eine energetische Nettobetrachtung der Anlage notwendig. Elektrische Verbraucher wie Thermalwasserpumpen, Luftkühler oder Speisepumpe müssen von der Klemmenleistung des Generators (Bruttoleistung) abgezogen werden um die Nettoleistung der Anlage zu erhalten. Die maximal zur Verfügung stehende Wärmeleistung zur Einspeisung in das Fernwärmenetz ist damit geringer als die durch die geothermischen Quelle bereit gestellte thermische Leistung $P_{th,geo}$. Der Eigenverbrauch der Gesamtanlage muss durch das Kraftwerk bereitgestellt werden. Die maximale Wärmebedarfsleistung $P_{th,max}$ ergibt sich somit aus der thermischen Leistung der geothermischen Quelle abzüglich der thermischen Leistung, die zur Deckung der parasitären, elektrischen Verbraucher des Geothermie-HKW benötigt wird. $P_{th,max}$ definiert die maximale thermische Leistung, die im Rahmen der Versorgungsaufgabe befriedigt werden kann. Die Umrechnung der elektrischen Leistung der parasitären Verbraucher auf die entsprechende thermische Leistung $P_{th,para}$ erfolgt mit dem Kraftwerkswirkungsgrad.

$$P_{th,max} = P_{th,geo} - P_{th,para} \quad (3-96)$$

Abbildung 3-24 zeigt neben einer Jahresdauerlinie nach Sochinsky auch die thermische Leistung der geothermischen Quelle $P_{th,geo}$, die gesamte nachgefragte Wärmeenergie Q_{gesamt} , die maximale nachgefragte Wärmebedarfsleistung $P_{th,max}$ sowie die minimal nachgefragte Wärmebedarfsleistung $P_{th,min}$.

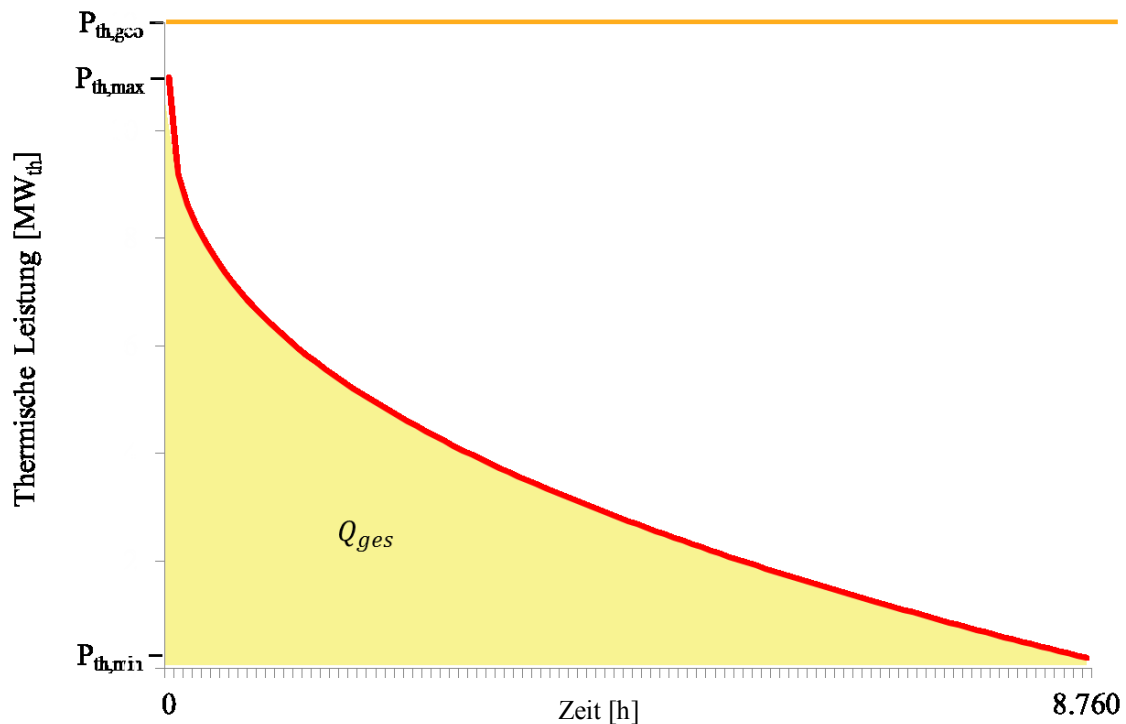


Abbildung 3-24: Prinzipschaubild Jahresdauerlinie /eigene Darstellung/

Die über den Betrachtungszeitraum nachgefragte Wärmemenge Q_{gesamt} berechnet sich basierend auf $P_{th,max}$ unter Zuhilfenahme der Siedlungstypenmethode nach /Blesl 2014/. Die Wärmenachfrage eines Versorgungsgebietes lässt sich anhand der Siedlungsstruktur im Wohnbereich sowie der Nachfrage aus den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie und dem kommunalen Sektor bestimmen. Beispielsweise haben ländliche, dörfliche Siedlungen mit vielen Einfamilienhäusern eine spezifisch geringere Wärmenachfrage als urbane Siedlungen bestehend aus Mehrfamilienhäusern, Industrie, GHD und kommunalen Einrichtungen (siehe hierzu /Blesl et al. 2009/). Im Rahmen dieser Untersuchung wird angenommen, dass das Geothermie-HKW eine Kleinstadt mit Wärme versorgen soll. /Blesl et al. 2009/ haben anhand der Stadt Rottweil die Verteilung der Siedlungstypen sowie der Sektoren Industrie, GHD und Kommunal einer Kleinstadt erfasst. Basierend auf dieser Verteilung lassen sich Kennzahlen für die spezifische minimale Wärmebedarfsleistung $P_{th,spez,WBL,min}$ und den Gesamtwärmebedarf $Q_{spez,gesamt}$ bezogen auf die Siedlungsfläche berechnen (siehe Tabelle 3-20). Für $P_{th,spez,WBL,min}$ wird angenommen, dass ganzjährig eine konstante Wärmenachfrage durch Brauchwarmwasser und Niedertemperatur-Prozesswärme besteht.

Die Berechnung der minimalen thermischen Leistung $P_{th,min}$ und des insgesamt nachgefragten Wärmebedarfs Q_{gesamt} erfolgt mit den Kennzahlen aus Tabelle 3-20 nach den Gleichungen (3-97) und (3-98).

$$P_{th,min} = \frac{P_{th,max}}{P_{th,spez.WBL,max}} * P_{th,spez.WBL,min} \quad (3-97)$$

$$Q_{Gesamt} = \frac{P_{th,max}}{P_{th,spez.WBL,max}} * Q_{spez.gesamt} \quad (3-98)$$

Für die Berechnung der Kennzahlen in Tabelle 3-20 wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) berücksichtigt. Bei der Betrachtung mehrere Verbraucher werden die Bedarfe der einzelnen Verbraucher addiert. Der GZF beschreibt das Verhältnis der tatsächlichen Wärmenachfrage zur Summe der Einzelnachfragen und trägt damit der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage einzelner Verbraucher Rechnung /Blesl et al. 2009/.

Tabelle 3-20: Kennzahlen zur Wärmeversorgung einer Kleinstadt basierend auf /Blesl et al. 2009/

	$Q_{spez.gesamt}$ (Wärmebedarf) [GWh _{th} /(a*km ²)]	$P_{th,spez.WBL,max}$ (Max. Wärmebedarfsleistung mit GZF) [MW _{th} /km ²]	$P_{th,spez.WBL,min}$ (Min. Wärmebedarfsleistung mit GZF) [MW _{th} /km ²]
Kennzahl	75,09	29,35	0,51

Um eine ganzjährigen Wärmeversorgung (8760 h) durch das Fernwärmenetzes zu ermöglichen, muss unter Berücksichtigung von Wartung, Instandhaltung und ungeplanten Ausfällen der Geothermieanlage ein Reserveheizkessel berücksichtigt werden. Dieser deckt die in Tabelle 3-1 dargestellten Nichtverfügbarkeiten des geothermischen Heizkraftwerkes (677 h/a) ab. Der Heizkessel wird mit Öl betrieben. Die Betriebskosten des Heizkessels werden mittels eines Heizwertes von 40,2 GJ/t /Konstantin 2013/ und Brennstoffkosten von 451,63 €/t /DESTATIS 2015b/ berechnet. Neben den in Kapitel 3.2.1.8 dargestellten Investitionskosten werden keine weiteren Kosten berücksichtigt.

3.4 Risikofaktoren in der technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Stromerzeugung

Der Begriff des Risikos wird umgangssprachlich aber auch in der wissenschaftlichen Literatur vielfältig definiert. Wirkungsbezogen lässt sich Risiko als die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Ereignisses in Kombination mit den Auswirkungen des Ereignisses beschreiben /Kaplan, Garrick 1981/ /Bos, Wilschut 2013/. Wichtig ist dabei hervorzuheben, dass Risiko nur durch die Kombination beider Eigenschaften beschrieben werden kann. Abbildung 3-25 stellt Risiko als die Abweichung von einem deterministisch geplanten, zukünftigen Wert dar. Die Stärke der positiven oder negativen Abweichung ist wiederum durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion gegeben. Dabei beschreibt die enge Definition des Risikos nur die

negative Abweichung von einem deterministischen Zielwert während die breite Definition auch positive Abweichungen berücksichtigt. Das Risiko eines Projektes vereint die einzelnen Risikofaktoren. Risikofaktoren lassen sich definieren als Eigenschaften, Prozesse oder Ereignisse (z.B. Feuer, öffentliche Akzeptanz, Hydraulische Reservoireigenschaften ...), deren Auswirkungen mit einer diskreten oder stetigen Wahrscheinlichkeitsfunktion verknüpft sind /Reith, et al. 2017/. Die Unsicherheit der einzelnen Risikofaktoren wird als Risiko zusammengefasst und beschreibt die Auswirkungen aller Risikofaktoren auf eine untersuchte Zielgröße (z.B. SGK) /Bos, Wilschut 2013/.

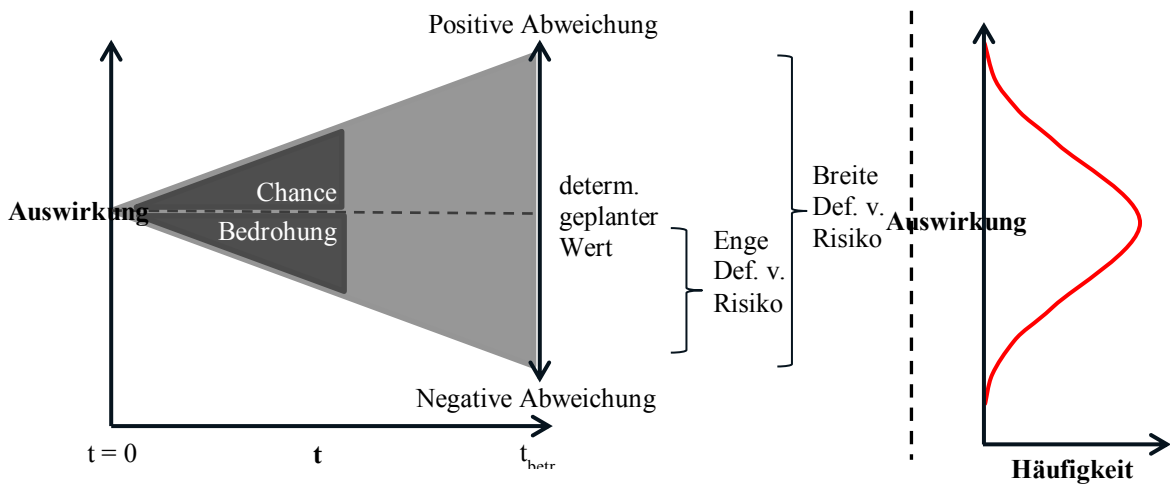


Abbildung 3-25: Enge und breite Definition des Risikos als Funktion der Zeit /Schneck 2010/, /Kaplan, Garrick 1981/, /DIN 2011/

Die Betrachtung von Unsicherheiten im Zusammenhang mit der technisch-ökonomischen Bewertung von geothermischer Energieerzeugung ist keine grundsätzlich neue Herangehensweise. In den Arbeiten von /Guth 2011/ und /Skiera 2007/ wurden die Auswirkungen von Unsicherheiten geologischer aber auch ökonomischer Parameter auf die SGK untersucht. Die vorliegende Arbeit untersucht daher bewusst bisher in der Literatur nicht gewürdigte Risikofaktoren, die sich auf die Kosten der Errichtung und des Betriebs geothermischer Kraftwerke auswirken.

Ein wesentlicher Aspekt bei der Betrachtung von Risikofaktoren ist die Datenverfügbarkeit. Öffentlich zugängliche Daten zu Risikofaktoren im Zusammenhang mit geothermischen Projekten sind spärlich und wenn dann meist nur für technische Parameter wie beispielsweise hydraulische Gesteinsparameter (siehe /Stober Jodocy 2009/) erfasst. Negative Auswirkungen auf das Risiko (z.B. Schadensfälle durch havariertes Equipment in der Bohrung) könnten über Versicherungsdaten erfasst werden. Diese Daten gehören jedoch zum Betriebsgeheimnis von Versicherungen und sind daher nicht zugänglich. Für die Ermittlung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen wird daher die Expertenbefragung, der so genannte „educated guess“ (deutsch: begründete Vermutung) genutzt. Diese im Rahmen der Risikobewertung häufig eingesetzte Methodik der Gruppenbefragung liefert speziell im Fall der Nicht-Verfügbarkeit

von Daten oder bei der Bewertung von seltenen Ereignissen eine gute Datenbasis /Bos, Wilschut 2013/. Der auf Expertenbefragung beruhende Bewertungsprozess von Risikofaktoren wird detailliert in Anhang P beschrieben. Die Identifikation und Priorisierung der nachfolgend untersuchten Risikofaktoren wurde im Rahmen eines Forschungsprojektes mit Verbundpartner durchgeführt /Reith et al. 2016/. Im Zeitraum von August 2013 bis April 2015 wurden mehrere Workshops in Form einer moderierten Diskussion durchgeführt. Das Ergebnis dieser Workshops wird in Form der priorisierten Auswahl aus allen identifizierten Risikofaktoren in Tabelle 3-21 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung inklusive der gewählten Szenarien findet sich in Anhang Q.

Tabelle 3-21: Identifizierte und priorisierte Risiken geothermischer Energieerzeugung geordnet nach absteigender Bedeutung

#	Risikofaktor	Beschreibung
1.	Bohrtechnisches Risiko (Stabilität)	Stabilitätsproblem durch Aufquellen in den offenen Bohrungen im Oberrheingraben
2.	Korrosion (Casing)	Wasserchemismus, Materialauswahl, elektrochemische Prozesse
3.	Unzureichende Lebensdauer der Komponenten (Thermalwasserpumpe)	Materialermüdung, falsche Materialauswahl, falsche Betriebsweise, mangelnde Wartung, falsche Auslegung
4.	Bohrtechnisches Risiko (Spülungsverlust)	Vollständiger Spülungsverlust
5.	Bohrtechnisches Risiko (Bohrstrang mit ggf. Verlust der Bohrung)	Feststeckender oder abgerissener Bohrstrang
6.	Bohrtechnisches Risiko (Nachfall)	Stabilitätsproblem in den offenen Bohrungen im Oberrheingraben; Nachfall. Bohrer kann in jedem Fall gezogen werden (Unterschied zu Risiko 5)
7.	Änderungsrisiko (gesetzliche Änderungen und Fördermittelregelungen)	Gesetzliche Rahmenbedingungen und Fördermittelregelungen ändern sich. Kontingentierung
8.	Planungsmängel und unzulänglichkeiten Geologie und Geophysik	Falsches Explorationskonzept. Nicht Miteinbeziehung von historischen Daten. Geologische Unsicherheiten
9.	Auflagen und Bedingungen baurechtliche Genehmigung (Kraftwerk)	Baurechtsamt: Umgang mit Gefahrstoffen z. B. Ammoniak, Schallschutz, Bebauungsplan Optik
10.	Verlust der Bohrung (Bohr-, Test-, und Betriebsphase)	Mangelnde Aufsicht und Erfahrung beim Einbau der Test-, Produktionspumpe

Eine empirische Datengrundlage für die Quantifizierung der Risikofaktoren hinsichtlich Höhe der Auswirkung und Wahrscheinlichkeitsverteilung ist in der Literatur nicht vorhanden. Aus diesem Grund wurden in einer Expertenbefragung für jeden Risikofaktor vier Szenarien (Best, Plan, Medium, Worst) definiert und beschrieben. Basierend auf den definierten Szenarien wurden mittels Expertenbefragung diskrete Wahrscheinlichkeiten und Auswirkungen ermittelt. Durch die Kombination der diskreten Wahrscheinlichkeiten und Auswirkungen konnte für jeden Risikofaktor eine Wahrscheinlichkeitsverteilung erstellt werden, welche die Grundlage für die nachfolgende Monte Carlo Simulation darstellt. Es wird angenommen, dass zwischen den einzelnen Risiken eine stochastische Unabhängigkeit besteht. Stochasti-

sche Unabhängigkeit schließt aus, dass die Auslöser unterschiedlicher Ereignisse untereinander verkettet sind. Vor dem Hintergrund der komplexen Zusammenhänge zwischen Geologie, Errichtung und Betrieb einer geothermischen Anlage wurde die Bewertung der Risikofaktoren auf das geologische Gebiet des Oberrheingrabens fokussiert, um die Prämisse der stochastischen Unabhängigkeit aufrecht erhalten zu können. Streng genommen gelten die identifizierten Risiken daher nur für dieses geologische Gebiet.

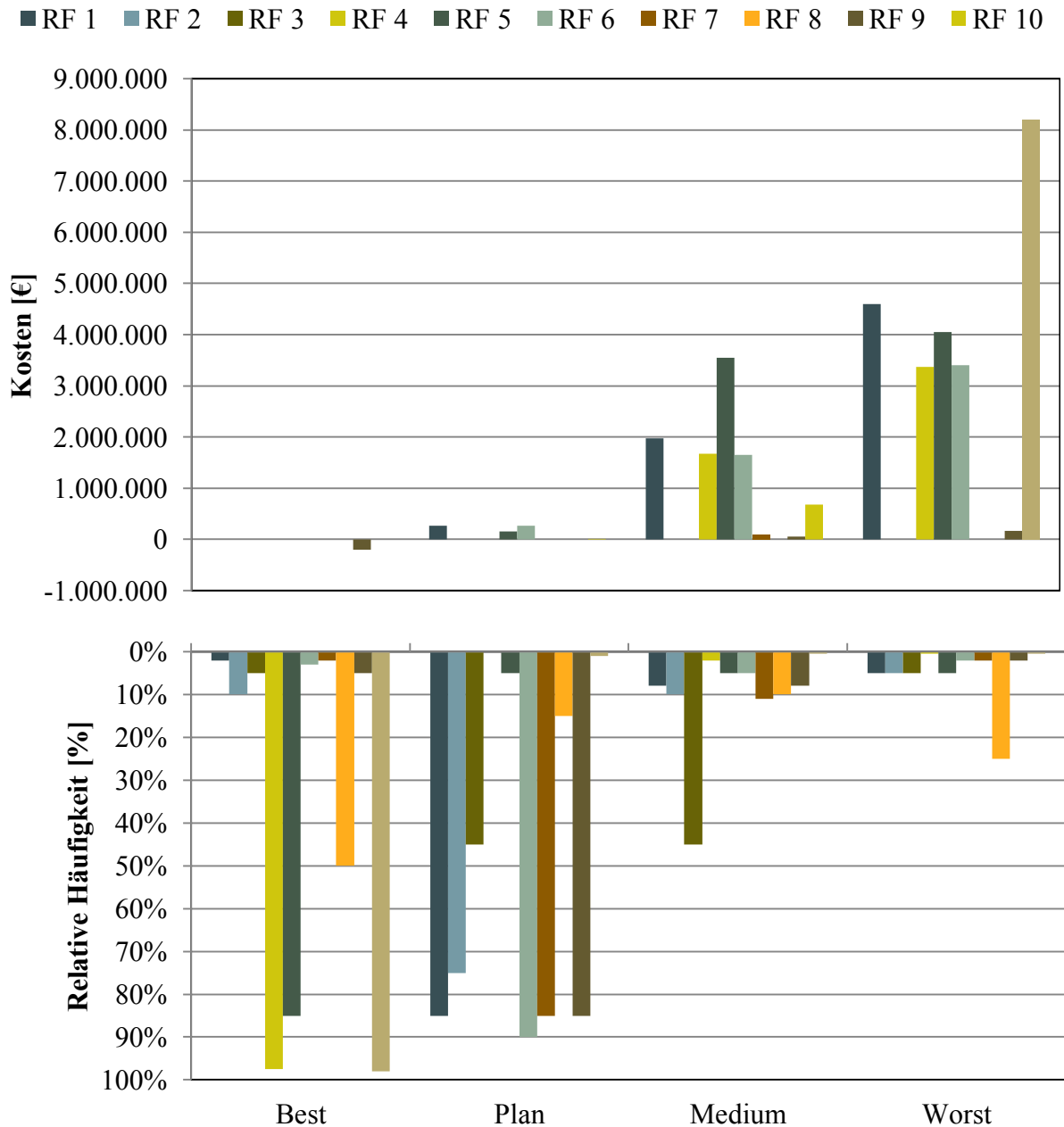


Abbildung 3-26: Kosten und kumulierte, relative Häufigkeit der Risikofaktoren /Reith et al. 2016/

Abbildung 3-26 zeigt oben die Kosten der Auswirkungen bei den betrachteten Risikofaktoren und unten die relative Häufigkeit. Dem Plan-Szenario wird eine hohe Wahrscheinlichkeit zugewiesen, während das „Worst-Case“-Szenario meist nur einen niedrigen einstelligen Pro-

zentwert aufweist. Für Risikofaktoren, bei denen sich Plan- und Best-Szenario gleichen ergab die Expertenbefragung keine Verbesserungsmöglichkeit eines realistischen Planszenarios.

Die Kostenbewertung eines jeden Risikofaktors für jedes Szenario wurde, wiederum basierend auf Expertenbefragungen, anhand der in Tabelle 3-9 präsentierten Kostenkategorien durchgeführt /Reith et al. 2016/. Für die untersuchten Risikofaktoren im Zusammenhang mit dem Bohrungsablauf (Risikofaktoren 1, 4, 5, 6, 10; siehe Tabelle 3-21) wurden im Rahmen der Expertenbefragung zum Teil hohe Kosten ermittelt. Dies lässt sich im Wesentlichen durch die angenommenen Verzögerungen und die hohen Tagessätze der bohrtechnischen Anlagen erklären. Für eine Bohrplattform inklusive der gesamten Peripherie und des Personals wurden Tagessätze von 50.000 € angenommen. Risikofaktoren für die keine Kosten aufgeführt sind wurden gesondert berücksichtigt und werden nachfolgend erläutert.

Risikofaktor 2 beschreibt die Möglichkeit von Korrosion im Thermalwasserkreislauf des Geothermiekraftwerks. Das Auftreten von Korrosion wird je Bohrloch und Jahr simuliert. Dabei ist in jedem Bohrloch und jedem Jahr, in Abhängigkeit der hinterlegten Verteilung, Korrosion möglich. Tritt entlang eines Zeitstrahls von der Inbetriebnahme bis zum Betrachtungsende Korrosion in einem Bohrloch auf, so wird für alle Bohrlöcher ab diesem Jahr bis zum Ende des Kraftwerksbetriebes ein Inhibitor eingesetzt. Die Kosten des Inhibitors werden als bedarfsgebundene Kosten in die Gesamtrechnung einbezogen. Ab dem 5. Betriebsjahr ist zusätzlich in jedem Bohrloch die Möglichkeit eines Durchbruchs vorgesehen, wobei angenommen wird, dass nur ein Durchbruch pro Jahr möglich ist.

Risikofaktor 3 adressiert die Unsicherheit im Zusammenhang mit der Lebensdauer der Produktionspumpe. Im „Best“- , „Plan“- und „Medium“-Szenario ändert sich lediglich die Lebensdauer der Pumpe. Das „Worst“-Szenario sieht hingegen einen Totalausfall der Pumpe vor. Zur Implementierung dieses Risikos wurde daher eine getrennte Betrachtung von Änderung der Lebensdauer und Totalausfall vorgenommen. Während die Lebensdauer aller anderen Komponenten fix ist, wird die Lebensdauer der Produktionspumpe im Bereich von 3 - 5 Jahren variiert. Die Ausfallzeit für einen Pumpenwechsel wird über die Verfügbarkeit der Produktionspumpe integriert. Die Möglichkeit eines Totalausfalls wird für jede Produktionspumpe separat ebenfalls über die Verfügbarkeit der Pumpe modelliert. Eine Ersatzinvestition wird nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass bei Unterschreitung der minimalen Lebensdauer ein Garantiefall vorliegt.

Gesetzliche/verwaltungsrechtliche Änderungen werden durch Risikofaktor 7 abgebildet. Dabei haben das „Best“- , „Plan“- und „Medium“-Szenario rein monetär gesehen nur geringe Auswirkungen. Das „Worst“-Szenario hingegen sieht einen Verlust der Betriebserlaubnis vor. Dies setzt die Verfügbarkeit des Kraftwerkes auf 0 h/a, sodass zwar Kosten entstehen aber keine Energie produziert wird. Dies treibt die Gestehungskosten nach oben und macht das Kraftwerk unwirtschaftlich.

Die Abschätzung der Leistung eines Geothermiekraftwerks vor den Produktionstests ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Diese Unsicherheit wird durch Risikofaktor 8 über einen Performance-Faktor (PF) abgebildet. Für jede Produktionsbohrung wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilung des PF hinterlegt. Im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation wird der PF dann anhand der hinterlegten Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt und bei der Berechnung der jährlich produzierten Energie berücksichtigt.

Risikofaktor 9 beschreibt die Möglichkeit zusätzlicher Auflagen beim Bau des Kraftwerkes. Ähnlich wie bei Risikofaktor 7, sind auch hier die monetären Auswirkungen vergleichsweise gering. Aufgrund der relativ späten Realisierung des Kraftwerks im Projektablauf fallen jedoch Verzögerungen aufgrund der Bauzeitzinsen stark ins Gewicht.

Durch die oberhalb für jeden Risikofaktor präsentierten diskreten Wahrscheinlichkeiten und die dazugehörigen Auswirkungen der vier Szenarien, werden kontinuierliche Wahrscheinlichkeitsfunktionen angenähert. Die Kombination aus Wahrscheinlichkeitsfunktion und Auswirkungen für jeden Risikofaktor wird mittels einer Monte-Carlo-Simulation zur statistischen Auswertung des Einflusses der untersuchten Risikofaktoren auf die technisch-ökonomische Bewertung geothermischer Energiebereitstellung genutzt (siehe Anhang P).

4 Validierung der technischen Teilmodelle und Vorstellung des Basisfalls

Die im Kapitel 3 vorgestellten technischen Teilmodelle werden nachfolgend validiert, sowie ein Basisfall definiert. Die in dieser Arbeit untersuchten technischen Maßnahmen werden in Relation zum Basisfall gesetzt und Veränderungen bewertet. In Kapitel 4.1 wird zunächst der Geothermie Standort Bruchsal eingeführt. Darauf aufbauend werden in Kapitel 4.2, so weit als möglich anhand technischer Daten des Geothermiestandorts Bruchsal, die technischen Teilmodelle validiert. Abschließend wird in Kapitel 4.3 ein Basisfall definiert und bewertet, der im weiteren Verlauf der Arbeit als Referenz für die Bewertung der untersuchten technischen Maßnahmen dient.

4.1 Geothermische Energienutzung am Standort Bruchsal

Erste Überlegungen zur Nutzung der geothermischen Energie am Standort Bruchsal entstanden in den 70er Jahren, wurden jedoch nach Abklingen der Ölkrise nicht weiter verfolgt. In den 80er Jahren wurden dann doch zwei vertikale Bohrungen abgeteuft, die jedoch nach erfolgreicher Niederbringung nicht zur Energieversorgung genutzt wurden. Die Nutzung der geothermischen Energie erfolgt heute zu Forschungszwecken. Mittels eines Volumenstroms von rund 26 l/s wird ein Kalina-Kraftwerk mit 550 kW_{el, brutto} gespeist. Der Standort liegt etwa 20 km nordöstlich der Stadt Karlsruhe auf der Ostseite des Oberrheingrabens. Die geologische Struktur des Oberrheingrabens zeichnet sich neben ihrer vor allem an den Seitenrändern des Grabens stark geklüfteten Struktur durch einen überdurchschnittlichen Temperaturgradienten aus. Wie Abbildung 4-1 zeigt, übersteigen beide Bohrungen den durchschnittlichen kontinentalen Temperaturgradienten von 3 K/100 m deutlich. GB I und GB II sind 1.877 m und 2.542 m tief (TVD) und weisen am Bohrloch tiefsten Reservoirtemperaturen von 119 °C und 133 °C auf.

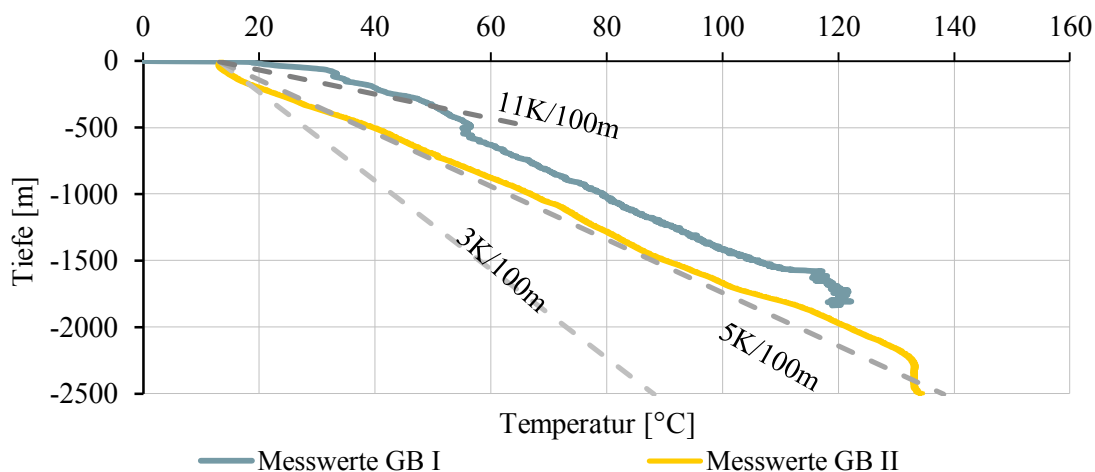


Abbildung 4-1: Temperaturlogs der geothermischen Bohrungen am Standort Bruchsal GB I und GB II /eigene Darstellung/

Die Zielpunkte der beiden Bohrungen sind horizontal 1.143 m und vertikal 686 m voneinander entfernt. An der Oberfläche sind beide Bohrungen etwa 1,5 km voneinander entfernt. Die Verbindung erfolgt mittels einer 1.780 m langen erdverlegten Thermalwasserleitung. Aufgrund der höheren Temperatur dient die Bohrung GB II als Produktionsbohrung. Das Thermalwasser ist mit 118 g/l (GB I) und 127 g/l (GB II) stark salzhaltig /Stober, Jodocy 2011/. Neben der hohen Salinität stellt der Gasgehalt eine Herausforderung für den Kraftwerksbetrieb dar. Mit einem Verhältnis der wässrigen Phase zur Gasphase von 1:1,6 müssen Maßnahmen wie eine Druckhaltung im Thermalwasserkreislauf ergriffen werden, um die Gasphase in Lösung zu halten. Den größten Anteil an der Gasphase hat CO₂ mit über 90 Vol.-% /Kölbel et al. 2010/.

Die Reservoireigenschaften für den Standort Bruchsal wurden basierend auf /Fischer 2010/ ermittelt. /Fischer 2010/ wertete eine Förderphase im April 2009 mit verschiedenen Verfahren zur Bestimmung der Reservoireigenschaften aus. Die Ergebnisse für hydraulische Parameter wie Permeabilität und Mächtigkeit erklären die gemessenen Absenkungsdaten gut, sodass sie für die hydraulischen Berechnungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit herangezogen werden können. Die Transmissivität und der Permeabilitätskoeffizient werden basierend auf den Eingangsdaten von /Fischer 2010/ nach Gleichung (3-3) bzw. (3-1) berechnet. Die exakten Werte für den Standort Bruchsal ergeben sich durch den Vergleich mit Betriebsdaten /Schlagermann 2014/, wobei von einer Förderrate von 0,026 m³/s ausgegangen wird. Die notwendigen Parameter zur hydraulischen Beschreibung des Reservoirs werden in Tabelle 4-1 zusammengefasst.

Tabelle 4-1: Reservoireigenschaften des Standorts Bruchsal und Eingangsdaten der hydraulischen Berechnungen /Fischer 2010/ /Schlagermann 2014/ /Fritz et al. 1986/

	Min./Max. Werte	Eingangsdaten
Transmissivität $TR_{GWL} \left[\frac{m^2}{s} \right]$	$2.1 \cdot 10^{-4} - 1.1 \cdot 10^{-3}$	-
Durchlässigkeitsbeiwert $k_f \left[\frac{m}{s} \right]$	$1.0 \cdot 10^{-6} - 3.3 \cdot 10^{-6}$	-
Spezifischer Speicherkoeffizient $S_{SP} [m^{-1}]$	$8.9 \cdot 10^{-8} - 4.3 \cdot 10^{-7}$	$9.2 \cdot 10^{-8}$
Aquifermächtigkeit $M_{INJEKTION} [m]$	190 - 535	350
Aquifermächtigkeit $M_{PRODUKTION} [m]$	200 - 1.210	500
Permeabilitätskoeffizient $K_{INJEKTION} [m^2]$	$3.3 \cdot 10^{-14} - 1.0 \cdot 10^{-13}$	$6.5 \cdot 10^{-14}$
Permeabilitätskoeffizient $K_{PRODUKTION} [m^2]$	$2.7 \cdot 10^{-14} - 9.0 \cdot 10^{-14}$	$5.5 \cdot 10^{-14}$
Gesamtlösungsinhalt (NaCl; CaCl ₂ ; KCl) $\left[\frac{g}{l} \right]$	-	98,93; 21,97; 6,40

Zur Validierung des Thermalwasserkreislauf-Modells und zur Erklärung von Temperatur- und Druckverlusten im Thermalwasserkreislauf ist die exakte Kenntnis des Bohrungsdesigns von Bedeutung. Tabelle 4-2 zeigt den Aufbau der Bohrungen GB I und GB II am Standort

Bruchsal. Eine bildliche Darstellung inklusive des stratigraphischen Aufbaus der durchteuften Schichten findet sich in Anhang F.

Tabelle 4-2: Verrohrungsschema GB I und GB II /Fritz et al. 1986/, /Fritz Planung 1988/

GB I			GB II		
Teufe [m u. GOK]	Innen-Ø [“]	Besonderheit	Teufe [m u. GOK]	Innen-Ø [“]	Besonderheit
0 – 157	10 3/4		0 – 844	13 3/8	
157 – 497	13 3/8		0 – 277	10 3/4	
497 – 1.574	9 5/8		277 – 1.863	9 5/8	
1.574 – 1.874	7	verfiltert	1.863 – 2.199	7	
			2.199 – 2.542	5	verfiltert

Die oberhalb beschriebenen Produktionsbedingungen des Standorts Bruchsal führen wie in Kapitel 3.1.1 aufgezeigt zu einer Absenkung/Aufwölbung im Aquifer. Abbildung 4-2 zeigt die simulierte Druckänderung für den Standort Bruchsal (Kapitel 3.1.1).

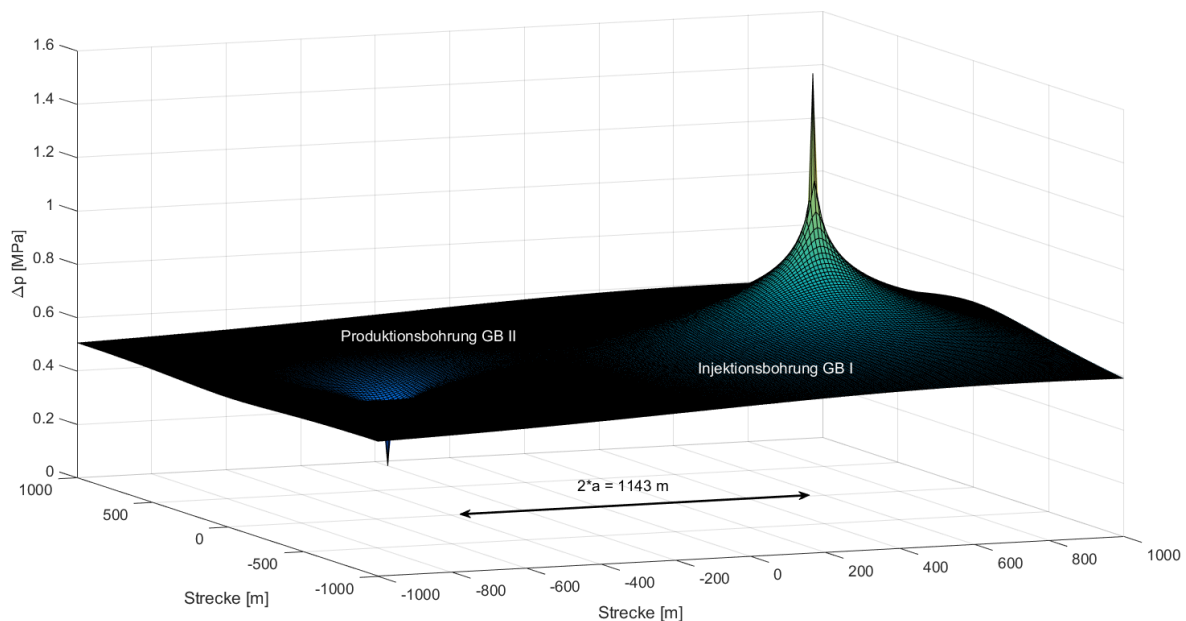


Abbildung 4-2: Hydraulische Auswirkungen des Anlagenbetriebs am Standort Bruchsal
 $\dot{V} = 0,026 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$; $T_{\text{Produktion}} = 132^\circ\text{C}$; $T_{\text{Injektion}} = 55^\circ\text{C}$; $p_{\text{Produktion}} = 25,28\text{MPa}$; $p_{\text{Injektion}} = 18,58\text{MPa}$

Deutlich zu erkennen ist neben der rotationssymmetrischen Ausbreitung der Druckänderung auch die deutlich stärkere Beeinflussung durch die Injektion im Vergleich zur Produktion. Dies lässt sich durch die veränderten Thermalwassereigenschaften nach der Auskühlung über Tage erklären. Bezogen auf die Druckänderung sind Injektionsbohrungen damit in der Regel der limitierende Faktor des Gesamtsystems. Aus diesem Grund sollte die hydraulisch bessere

Bohrung als Injektionsbohrung genutzt werden. Die radiale Ausdehnung ist weitläufig, nimmt jedoch mit steigendem Radius annähernd exponentiell ab. Trotz des großen horizontalen Abstands der beiden Bohrungen ergeben die Simulationen im Rahmen dieser Arbeit dennoch eine hydraulische Beeinflussung von +0,92 MPa für die Produktions- und -0,36 MPa für die Injektionsbohrung.

Ausgehend von den in Tabelle 4-1 dargestellten Eingangsparametern, der Methodik zur thermischen Beeinflussung zwischen Injektions- und Produktionsbohrung nach /Schulz, Jobmann 1989/ (siehe Gleichung (3-9)) und einer reaktiven Abkühlung RA von 0,1 (siehe Gleichung (3-8)) zeigt Abbildung 4-3 die Nutzungsdauer einer Doublette für verschiedene Förderraten.

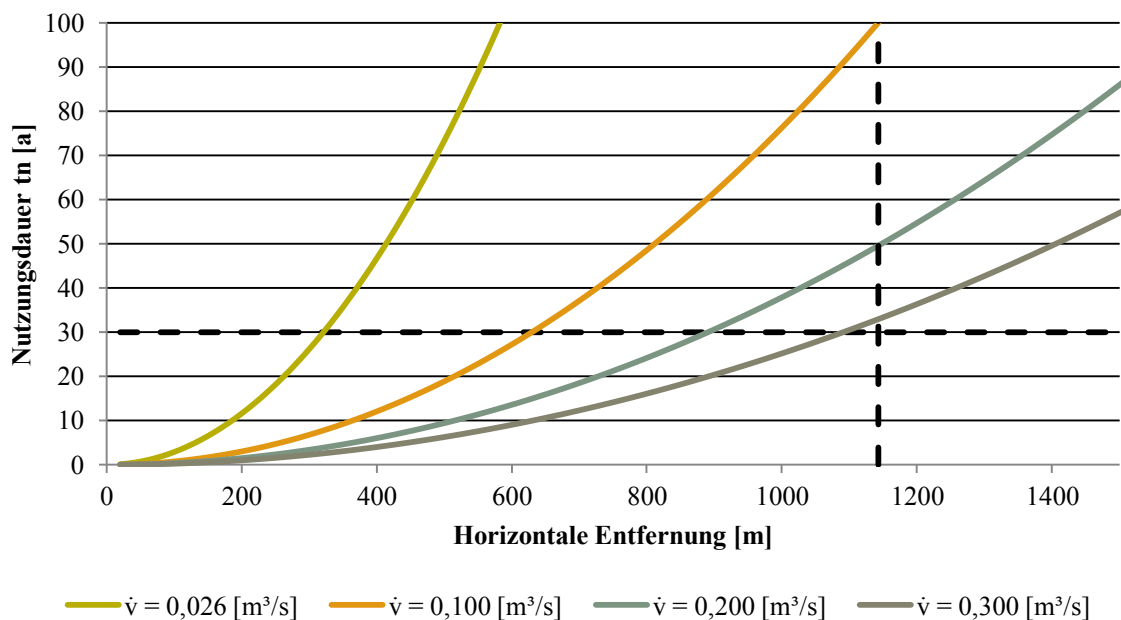


Abbildung 4-3: Nutzungsdauer einer Doublette für variierende Förderraten in Abhängigkeit der horizontalen Entfernung der Zielpunkte im Aquifer [Basisfall]

Die gestrichelten Linien deuten die Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal an. Für einen Betrachtungszeitraum von 30 a, bei einer horizontalen Entfernung von 1.143 m zeigt sich, dass nur bei einer extremen Steigerung der Förderrate oder einer deutlichen Annäherung der Bohrungszielpunkte mit einer thermischen Beeinflussung innerhalb des Betrachtungszeitraums zu rechnen wäre.

4.2 Validierung der technischen Teilmodelle

Die im Rahmen dieser Arbeit genutzten technischen Teilmodelle werden soweit möglich durch Daten realer Kraftwerke validiert. Hierzu werden unter anderem Daten der Energienutzung am Geothermiestandort Bruchsal heran gezogen. Nachfolgend werden die Teilmodelle für das Reservoir, den Thermalwasserkreislauf und das Kraftwerk validiert.

4.2.1 Teilmodell Reservoir

Die Ansätze zur Beschreibung der hydraulischen Effekte von vertikalen, abgelenkten, multilateralen und horizontalen Bohrungen werden aus der Literatur übernommen und in MATLAB[®] implementiert (siehe Kapitel 3.1.1). Untersuchungen zur Hydraulik am Standort Bruchsal wurden von /Fischer 2010/ durchgeführt. /Fischer 2010/ validiert den Ansatz nach /Theis 1935/ (vertikale Bohrungen) durch reale Messwerte mehrerer Pumpversuche. Eine Validierung der Ansätze von /Williams 2013/ (abgelenkte und multilaterale Bohrungen) und /Park, Zhan 2002/ (horizontale Bohrungen) ist aufgrund fehlender Bohrungen am Standort Bruchsal nicht möglich. Dennoch werden alle vorgestellten Ansätze übernommen, da eine exakte Validierung aufgrund fehlender Daten nicht möglich ist.

4.2.2 Teilmodell Thermalwasserkreislauf

Das Teilmodell des Thermalwasserkreislaufs (siehe Kapitel 3.1.2) simuliert die Veränderungen von Druck, Temperatur, Dichte, Wärmekapazität und Viskosität im Thermalwasserkreislauf. Wie die Anhänge C und D zeigen, besteht eine direkte Abhängigkeit von Dichte, Wärmekapazität und Viskosität von Druck, Temperatur und Salinität des Thermalwassers. Da die Salinität für einen bestimmten Standort als konstant angenommen werden kann, werden zur Validierung des Thermalwasserkreislaufmodells die Veränderungen von Druck und Temperatur nachmodelliert und mit realen Messwerten einer stationären Betriebsphase des Geothermiekraftwerks Bruchsal verglichen. Messwerte liegen jedoch nur für die Produktionsbohrung und die Auskühlung im Wärmetauscher vor, sodass auf eine Darstellung der Injektionsbohrung verzichtet wird. Eine detaillierte Beschreibung des Thermalwasserkreislaufmodells sowie der technischen Eingangsparameter finden sich im Kapitel 3.1.2 und im Anhang B.

Der Aufbau der Bohrung wird nach Tabelle 4-2 modelliert. Als Produktionspumpe wird eine ESP auf 455 m u.GOK abgehängt. Der Gesamtwirkungsgrad der Pumpe ergibt sich nach Formel (3-37) und Tabelle 3-6 zu rund 52 %. Die Steigleitung wird nach /KSB 2014/ als DN 150 Rohr ausgeführt. Es wird angenommen, dass der Ringraum mit einem vordefinierten Luftgemisch nach /Lemmon et al. 2013/ gefüllt ist. Über Tage wird der Thermalwasserkreislauf 1 m über Geländeoberkante (ü.GOK) über eine Strecke von 150 m bis zum Kraftwerk geführt. Die Leitungen werden ebenfalls als DN 150 ausgeführt. Allerdings mit einer radialen Dämmung von $d = 0,15$ m. Die Auskühlung im Kraftwerk variiert mit dem Arbeitsmittel. Für eine ORC-Anlage mit Rekuperator und Isobutan als Arbeitsmittel sowie einem Luftkondensator zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen den Simulationsergebnissen und den Messdaten am Standort Bruchsal

Abbildung 4-4 zeigt die Simulationsergebnisse des Thermalwasserkreislaufmodells für die Entwicklung von Temperatur und Druck entlang des Thermalwasserkreislaufs vom Bohrlochtiefsten der Produktionsbohrung (ZP1) über den Eingang der Thermalwasserpumpe

(ZP3), den Bohrlochkopf (ZP4), dem Kraftwerkseingang (ZP5) bis zum Kraftwerksausgang (ZP7) in Relation zu publizierten Messwerten aus /Schlagermann 2014/. Ein tabellarischer Vergleich der in Abbildung 4-4 dargestellten Werte ergänzt um die Auskühlung im Kraftwerk findet sich zusätzlich in Tabelle 4-3.

Tabelle 4-3 zeigt, dass die prozentuale Abweichung zwischen simulierten und gemessenen Werte im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegt. Größere Abweichungen ergeben sich lediglich für den Wärmeverlust über Tage. Dies lässt sich durch die zum Zeitpunkt der Messung fehlende überirdische Isolierung erklären /Schlagermann 2014/. Die Abweichungen lassen sich durch Messungenauigkeiten, Abweichungen des Fluidmodells und Vereinfachungen des Thermalwasserkreislaufmodells erklären. Sie bilden die Realität dennoch ausreichend genau ab, sodass das Thermalwasserkreislaufmodell für die weiteren Untersuchungen verwendet werden kann.

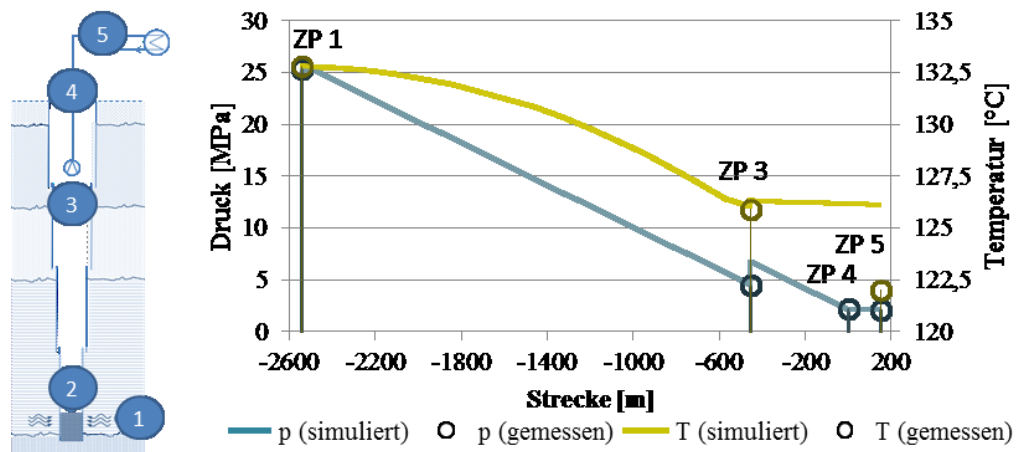


Abbildung 4-4: Druck- und Temperaturverlauf vom Bohrlochtieftsten bis zum Bohrlochkopf der Produktionsbohrung - Messwerte /Schlagermann 2014/

Tabelle 4-3: Vergleich gemessener und simulierter Werte für Druck und Temperatur im Thermalwasserkreislauf des Geothermiekraftwerks Bruchsal - Grundlage sind Messwerte eines quasi-stationären Anlagenbetriebs vom 02.09.2013 mit Betrieb des Kraftwerkes am Standort Bruchsal – Messwerte /Schlagermann 2014/

ZP	gemessene Werte		simulierte Werte		ΔT %	Δp %
	Temperatur [°C]	Druck [MPa]	Temperatur [°C]	Druck [MPa]		
1	132,80	25,28	132,80 ¹	25,28 ¹	-	-
3	125,90	4,45	126,06	4,54	0,1 %	2,1 %
4	-	2,16	126,18	2,16 ¹	-	-
5	122,00	2,09	126,12	2,14	3,4 %	2,4 %
7	66,80	2,00	67,63	2,05	1,2 %	2,6 %

¹ vorgegebene Werte

4.2.3 Teilmodell Kraftwerk

/Aneke et al. 2011/ veröffentlichen Messwerte des geothermischen ORC-Kraftwerk in Chena (Alaska, USA), welche zur Validierung des Kraftwerksmodells herangezogen werden. Daten des Geothermiekraftwerks Bruchsal können nicht zur Validierung herangezogen werden, da es sich um einen Kalina-Kreislauf handelt, der im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden soll (siehe Kapitel 3.1.3). Zusätzlich zu den angegebenen Rahmenbedingungen wurde in Übereinstimmung mit /Aneke et al. 2011/ ΔT am Pinch-Point des Verdampfers und des Kondensators auf 2 K festgelegt. Tabelle 4-4 zeigt für die meisten Kennzahlen eine sehr gute Übereinstimmung zwischen simulierten und realen Werten. Lediglich die Leistung der Speisewasserpumpe wird durch die Simulation deutlich unterschätzt. Leider veröffentlichen /Aneke et al. 2011/ keine detaillierten Daten zur Speisewasserpumpe, sodass eine Nachverfolgung der Abweichung nicht möglich ist. Alle anderen Werte liegen im Bereich der zu erwartenden Abweichungen zwischen Simulation und realen Messerwerten, sodass eine ausreichende Genauigkeit des Kraftwerksmodells vorliegt.

Tabelle 4-4: Validierung des Kraftwerksmodells mit realen Kraftwerksdaten /Aneke et al. 2011/

	/Aneke et al. 2011/	Simulation Kraftwerksmodell	Δ [%]
\dot{m}_{TW} [kg/s]	33,39	33,39 ¹	
T_{TW} [°C]	73,33	73,33 ¹	
$T_{KuWa,in}$ [°C]	4,44	4,44 ¹	
\dot{m}_{KuWa} [kg/s]	101,68	101,68 ¹	
Arbeitsmittel	R134a	R134a ¹	
$\eta_{Turbine}$	0,8	0,8 ¹	
$p_{Turbine,in}$ [bar]	16	15,60	2,51 %
$p_{Turbine,out}$ [bar]	4,39	4,37	0,35 %
P_{brutto} [kW]	250	247,07	1,17 %
P_{SP} [kW]	40	15,50	61,26 %
T_{inj} [°C]	54,44	53,29	2,12 %
$T_{KuWa,out}$ [°C]	10	10,23	2,32 %
\dot{m}_{AM} [kg/s]	12,17	13,11	7,74 %

¹ Aus /Aneke et al. 2011/ übernommene Rahmenbedingungen

4.3 Basisfall

Um die in Kapitel 5 untersuchten technischen Maßnahmen bewerten zu können wird nachfolgend ein Basisfall definiert. Dieser soll für alle nachfolgenden Untersuchungen als Referenz dienen um die untersuchten technischen Maßnahmen vergleichen zu können. Hierzu wird der Geothermiestandort Bruchsal mit dem in Kapitel 3 vorgestellten integrierten Ge-

samtmodell als Kraftwerk zur Stromerzeugung simuliert. Damit lassen sich in Kapitel 4.3.1 grundlegende technisch-ökonomische Zusammenhänge aufzeigen und mit dem Basisfall eine Referenz für die nachfolgenden Untersuchungen definieren. Die Ergebnisse der technisch-ökonomischen Bewertung dieses Basisfalls werden in Kapitel 4.3.2 um den Einfluss von Unsicherheiten durch Risikofaktoren ergänzt. Tabelle 4-7 zeigt abschließend die technischen Rahmenbedingungen des Basisfalls.

4.3.1 Untersuchung technisch-ökonomischer Zusammenhänge zur Definition des Basisfalls

Aufgrund langjähriger Forschungstätigkeiten besteht für den Geothermie-Standort Bruchsal eine gute Datenverfügbarkeit. Dieser Umstand wird nachfolgend dazu genutzt grundlegende technisch-ökonomische Zusammenhänge aufzuzeigen. Dazu werden die in Kapitel 4.1 erläuterten Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal aufgegriffen und unter den Aspekten Arbeitsmittelauswahl, Wahl der Verdampfungstemperatur, Ökonomische Bewertung, Anpassung des Massenstroms und Einsatz eines Rekuperators in den Kapiteln 4.3.1.1 - 4.3.1.6 beleuchtet. Aufbauend auf den gewonnen Erkenntnissen wird in Kapitel 4.3.1.7 ein Basisfall definiert, der für die Untersuchung technischer Maßnahmen in Kapitel 5 als Referenz dienen soll. Tabelle 4-5 fasst, ausgewählte in Kapitel 4.1 vorgestellte, technische Kenndaten der real existierenden Anlagen am Standort Bruchsal zusammen. Die Untersuchungen in den Kapiteln 4.3.1.1 - 4.3.1.6 beruhen auf diesen Grundannahmen und entwickeln sie weiter.

Tabelle 4-5: Ausgewählte technische Kenndaten der real existierenden Anlagen des geothermischen Forschungskraftwerks Bruchsal

Bezeichnung	Einheit	Wert
Volumenstrom Thermalwasser	m ³ /s	0,026
Reservoirtemperatur Produktion (GB2)	°C	132,8
Teufe Produktionsbohrung	m	2542
Reservoirtemperatur Injektion (GB1)	°C	119,0
Teufe Injektionsbohrung	m	1877
Anzahl Bohrungen	#	2
Erschließungsverfahren	-	Vertikal
Kraftwerkseingangstemperatur	°C	125,9
Arbeitsmittelgemisch	-	Ammoniak-Wasser
Installierte Bruttoleistung	kW _{el}	550
Länge der Verbindungsleitung	m	1780
Gelöste Salzmenge (GB2)	g/l	127

4.3.1.1 Arbeitsmittelauswahl

Am Standort Bruchsal wird eine Stromerzeugungsanlage nach dem „Kalina-Prinzip“ mit einem Ammoniak-Wasser-Gemisch als Arbeitsmittel betrieben. Wie in Kapitel 3.1.3 erläutert soll diese Kraftwerkstechnologie für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit keine Rolle spielen. Standardmäßig werden derzeit zur geothermischen Strombereitstellung ORC-Kraftwerke mit Reinstoffen als Arbeitsmittel eingesetzt. Als erster Schritt zur Definition eines Basisfalls werden daher Reinstoffe als Arbeitsmittel untersucht. Insgesamt werden in Tabelle 3-7 dreizehn Reinstoffen präsentiert, die nachfolgend für den Basisfall zur Auswahl stehen. Das Arbeitsmittel R227ea erfüllt die in Kapitel 3.1.3 erläuterten Rahmenbedingungen nicht, sodass es hier nicht ausgewertet wird. Diverse Autoren wie beispielsweise /Köhler 2005/, /Drescher 2008/ und /Schlagermann 2014/ konnten zeigen, dass durch eine angepasste Auswahl eines Arbeitsmittels (Reinstoff) eine Optimierung der elektrischen Nettoleistung des Kraftwerks möglich ist. So zeigt Abbildung 4-5, dass in Abhängigkeit des Arbeitsmittels, unter den Rahmenbedingungen des Standorts Bruchsal (siehe Tabelle 4-5), Unterschiede bei der Nettoleistung des Kraftwerks von 23 % sowie der Bruttoleistung von 43 % beobachtet werden können. Dabei werden der beste untersuchte Reinstoff R134a/Propan und der schlechteste untersuchte Reinstoff R142b miteinander verglichen. Es zeigt sich auch, dass der Eigenverbrauch des Kraftwerks sehr stark vom gewählten Arbeitsmittel abhängt. Während die Eigenverbräuche bei Isopentan, R245ca, Isohexan, Pentan, Hexan und R365mfc im Bereich von 41,3 % der Bruttoleistung liegen, zeigen R134a und Propan als Arbeitsmittel mit der höchsten Netto-/Bruttoleistung lediglich Werte von 48,3 % bzw. 52,1 %. Abbildung 4-6 zeigt hierzu die Zusammensetzung der parasitären Leistung der untersuchten Arbeitsmittel. Während die Leistung der Produktionspumpe nahezu konstant bleibt und die Leistung des Luftkondensators nur geringfügig variiert, zeigt sich der Einfluss der verschiedenen Arbeitsmittel vor allem beim Leistungsbedarf der Speisepumpe. So variiert der Anteil der Speisepumpe am Eigenverbrauch zwischen 1 % und 35 %. Dies lässt sich durch die großen Unterschiede in den Verdampfungsdrücken erklären. Während Hexan bei 360 K bereits bei 0,17 MPa verdampft benötigt R134a einen Druck von 3,04 MPa. Der Anteil am Eigenverbrauch für den Luftkondensator schwankt lediglich zwischen 27 % und 38 %.

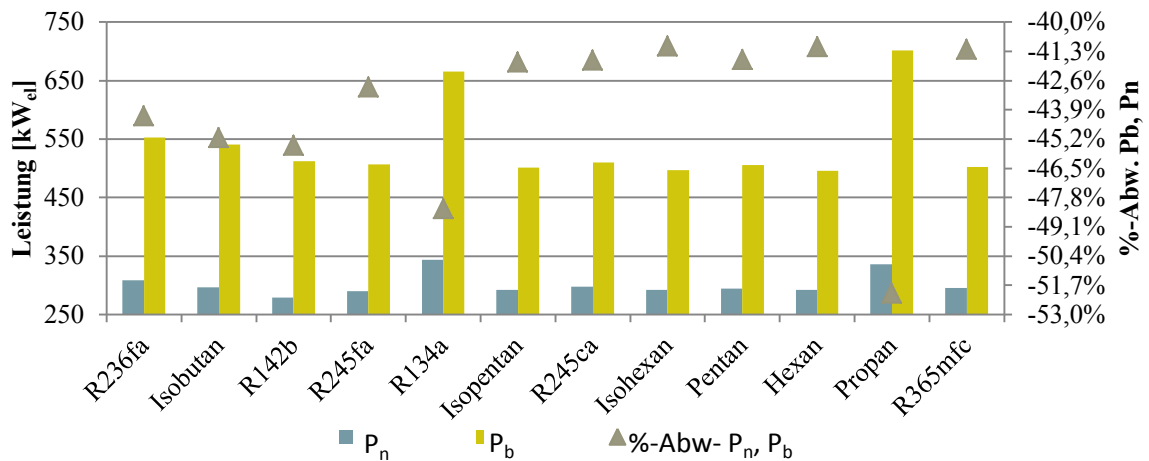


Abbildung 4-5: Vergleich der Brutto- und Nettoleistung aller zulässigen Arbeitsmittel unter den Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal [$\dot{V} = 0,026 \frac{m^3}{s}$; ohne R227ea]

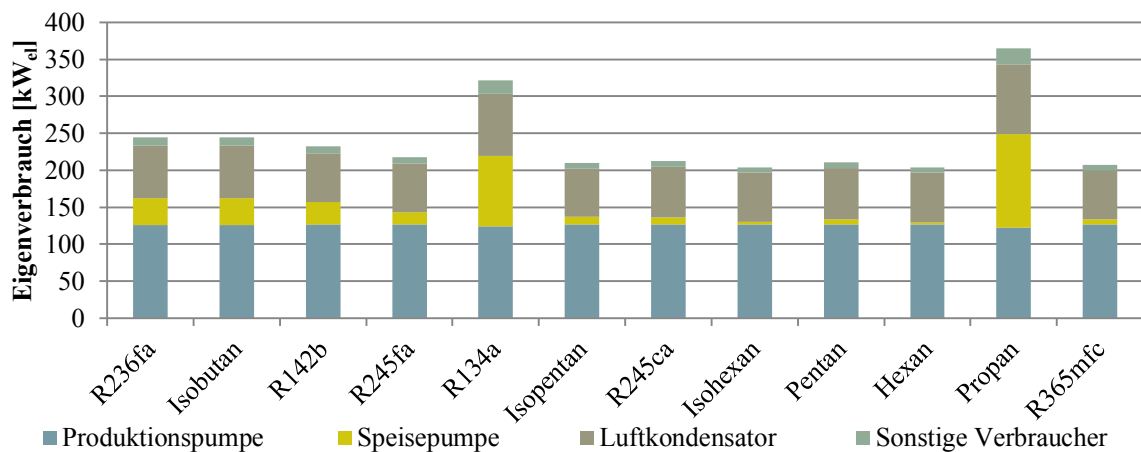


Abbildung 4-6: Vergleich der Kraftwerkseigenverbrauchsleistung bei verschiedenen Arbeitsmitteln unter den Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal [$\dot{V} = 0,026 \frac{m^3}{s}$; ohne R227ea]

Am Forschungsstandort Bruchsal wird zur Demonstration der geothermischen Stromerzeugung ein Kalina-Kraftwerk betrieben. Die Anlage ist auf eine Bruttoleistung von 550 kW_{el} ausgelegt. Wie in Kapitel 3.1.3 erläutert konnte sich diese Technologie jedoch nicht durchsetzen und wird daher im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Die in Abbildung 4-5 präsentierten Untersuchungen zur Arbeitsmittelauswahl am Standort Bruchsal für ORC-Kraftwerke zeigen, dass mit dem Arbeitsmittel R236fa eine Bruttoleistung von 552 kW_{el} simuliert werden kann. Der Basisfall soll die technischen Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal nachempfinden. Aus diesem Grund wird für die weiteren Untersuchungen das Arbeitsmittel R236fa für den Basisfall gewählt.

4.3.1.2 Einfluss der Verdampfungstemperatur auf die Leistung der Thermalwasserpumpen

Die Verdampfungstemperatur hat nicht nur Einfluss auf die elektrische Brutto- und Nettoleistung des Kraftwerks, sondern auch auf die Auskühlung des Thermalwassers. Mit steigender Verdampfungstemperatur reduziert sich die Auskühlung und führt damit zu einer steigenden Temperatur am Ausgang des Kraftwerks. Dieser Effekt wirkt sich wiederum nahezu linear auf die Absenkung in der Produktionsbohrung s_p und die Aufwölbung in der Injektionsbohrung s_i aus. Wie Abbildung 4-7 zeigt, nimmt mit sinkender Auskühlung des Thermalwassers die Aufwölbung in der Injektionsbohrung ab, da sich Dichte und Viskosität des injizierten Thermalwassers ändern. Durch die Druckausbreitung im Reservoir führt dies zu einer Steigerung der Absenkung in der Produktionsbohrung. Somit hat die Wahl der Verdampfungstemperatur Einfluss auf die Leistung der Injektions- und Produktionspumpe/n.

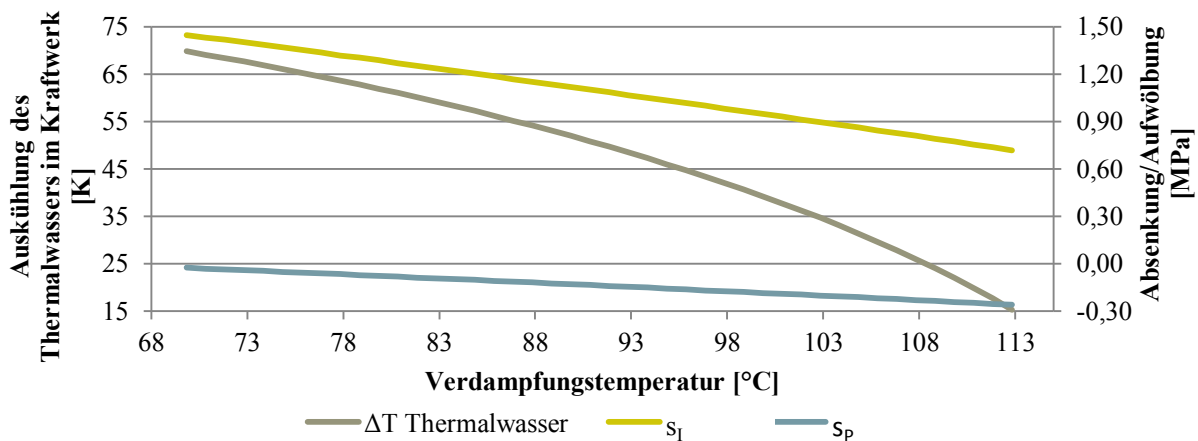


Abbildung 4-7: Auswirkungen der Variation der Verdampfungstemperatur auf die Auskühlung des Thermalwassers und die Aufwölbung/Absenkung in den Bohrungen für den Standort Bruchsal [R236fa; $\dot{V} = 0,026 \frac{m^3}{s}$]

4.3.1.3 Ökonomische Bewertung

Nachfolgend erfolgt eine detaillierte ökonomische Bewertung der in Tabelle 4-5 dargestellten geothermischen Stromerzeugung am Standort Bruchsal. Dabei wird lediglich, wie in Kapitel 4.3.1.1 erläutert, das Arbeitsmittel R236fa eingeführt. Damit ergibt sich die nachfolgend in Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9 präsentierte Zusammensetzung des Barwertes und der Investitionskosten.

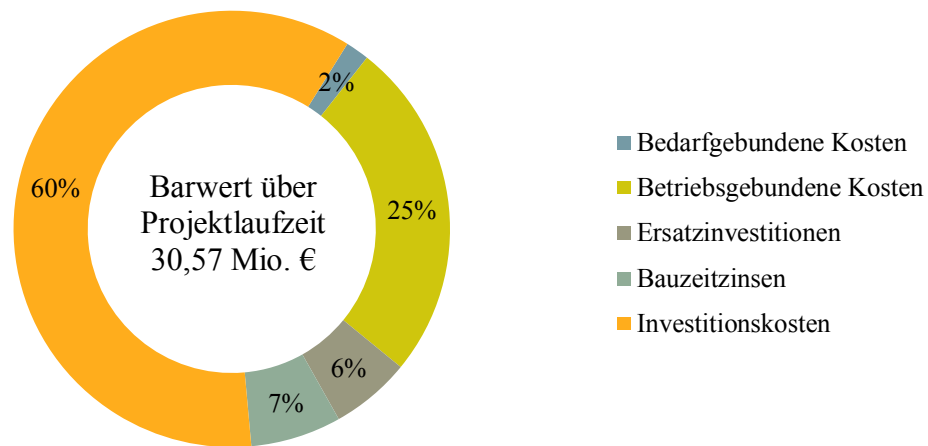


Abbildung 4-8: Summe aller Barwerte über die Projektlaufzeit [$\dot{V} = 0,026 \frac{m^3}{s}$; R236fa]

Der Barwert wird mit 60 % maßgeblich von den Investitionskosten bestimmt. Als weiterer großer Kostenblock sind die betriebsgebundenen Kosten zu nennen, wobei hier mit 47 % vor allem die Wartungs- und Instandhaltungskosten eine große Bedeutung haben. Nicht mit eingerechnet sind dabei Kosten für den Austausch ganzer Komponenten, die als Ersatzinvestitionen in Abbildung 4-8 gesondert aufgeführt sind. Die Bauzeitzinsen gehen mit 7 % als drittgrößter Bestandteil in die ökonomische Gesamtbewertung ein. Dies zeigt, dass der lange Realisierungszeitraum eines Geothermieprojekts mehr Beachtung erfahren sollte, da die Finanzierungsstruktur gerade in der frühen Realisierungsphase stark von Eigenkapital geprägt ist.

Die Investitionskosten werden von den Kosten für die Erschließung des Reservoirs und der Errichtung des Kraftwerks dominiert, wie Abbildung 4-9 zeigt. Die Erschließung des Reservoirs hat einen Anteil von 51 % an den Investitionskosten, und liegt damit im Bereich einschlägiger Literaturangaben von 40 – 70 % /Frick et al. 2007/, /Kaltschmitt et al. 2014/, /Tester et al. 2006/.

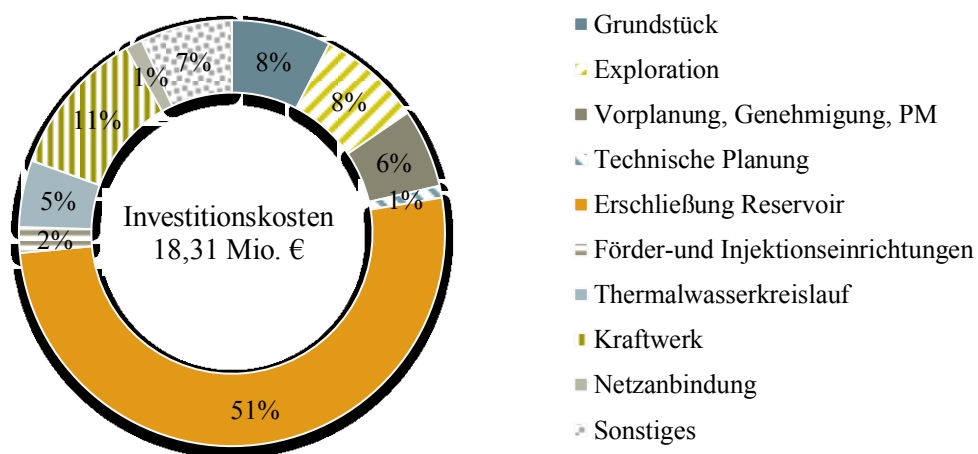


Abbildung 4-9: Zusammensetzung der Investitionskosten [$\dot{V} = 0,026 \frac{m^3}{s}$; R236fa]

4.3.1.4 Technisch-ökonomische Optimierung durch Anpassung der Förderrate

/Guth 2011/, /Paul-Knecht 2014/ und /Reith 2015/ konnten zeigen, dass sich eine Steigerung der Förderrate bis zu einem gewissen Grad positiv auf die Stromgestehungskosten (SGK) auswirken kann. Abbildung 4-10 zeigt diese Untersuchung für den Standort Bruchsal. Dabei wird neben der prozentualen Veränderung der SGK (linke Ordinate) und der maximale Absenkung/Aufwölbung (obere Abszisse) auch die Bruttoleistung (rechte Ordinate) in Abhängigkeit der Förderrate dargestellt. Die SGK erreichen ihr Minimum für eine Förderrate von 125 l/s. Die in Kapitel 3.1.1.1 definierte maximale Absenkung/Aufwölbung von |4 MPa| wird jedoch nur bis zu einer Förderrate von 85 l/s eingehalten. Mit weiter zunehmender Förderrate steigt die Bruttoleistung des Kraftwerks zwar weiter an, die Kraftwerkseigenverbrauchsleistung nimmt aber überproportional zu, sodass die Nettoleistung mit steigender Förderrate wieder abnimmt. Verantwortlich sind dabei im Wesentlichen die Förder- und Injektionseinrichtungen. Aufgrund der Beschränkung der Aufwölbung/Absenkung Δs , werden die minimalen, zulässigen SGK für eine Förderrate von 85 l/s erreicht. Für den Basisfall wird somit von einer Förderrate von 85 l/s in Kombination mit R236fa als Arbeitsmittel ausgegangen.

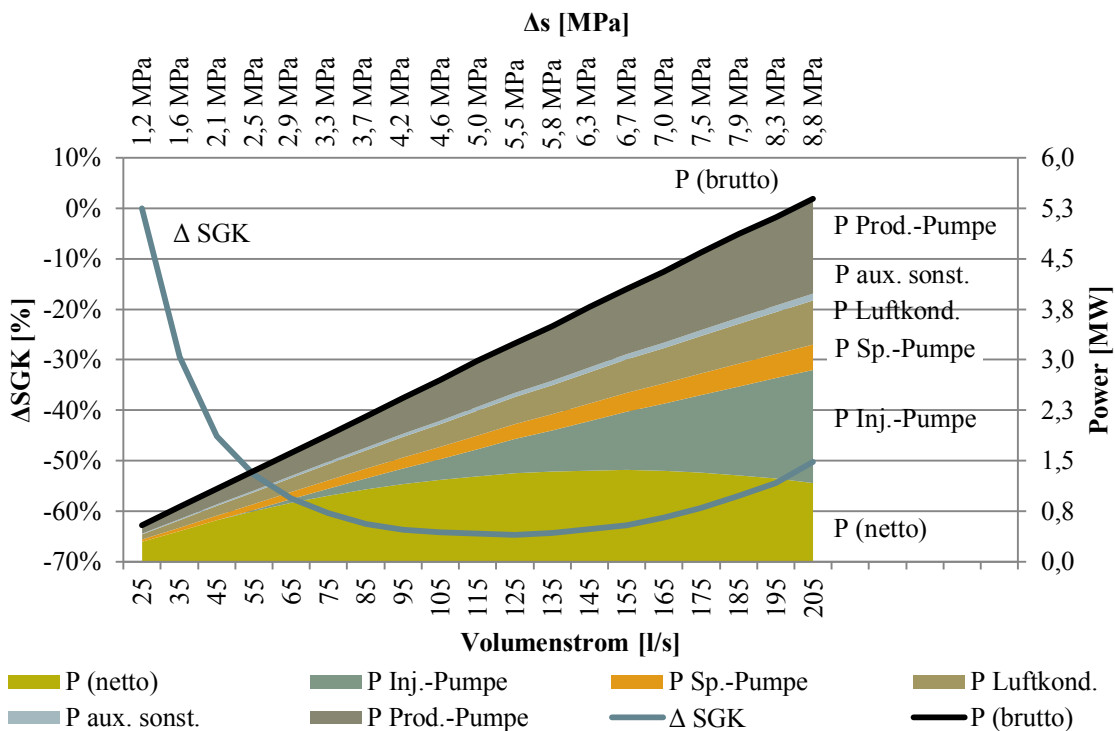


Abbildung 4-10: Leistungsbilanz in Abhängigkeit des Volumenstroms [R236fa]

4.3.1.5 Bedeutung der Thermalwasserausgangstemperatur für die technisch-ökonomische Bewertung

Neben der Untersuchung von Auswirkungen einer gesteigerten Förderrate soll auch die Bedeutung der Thermalwasserausgangstemperatur dargestellt werden. Die Thermalwasseraus-

gangstemperatur am Kraftwerk wird indirekt durch die Verdampfungstemperatur gesteuert (siehe Kapitel 4.3.1.2). Neben der Aufwölbung/Absenkung hat sie auch große Auswirkungen auf eine mögliche Kaskadennutzung des Thermalwassers. Die Thermalwasserausgangstemperatur limitiert die Vorlauftemperatur einer möglichen Kaskadennutzung und definiert damit mögliche Nutzungsarten. Abbildung 4-11 bestätigt die Ergebnisse von /Köhler 2005/. Die Thermalwasserausgangstemperatur wird nach unten durch das Risiko von Ausfällungen bei niedrigen Temperaturen begrenzt. Die maximale Leistung (brutto und netto) wird jedoch auch nicht mit der minimal zulässigen Ausgangstemperatur erreicht. /Köhler 2005/ begründet dies mit dem sinkenden thermischen Wirkungsgrad bei sinkender Ausgangstemperatur. Abbildung 4-11 verdeutlicht außerdem, dass das technisch-ökonomische Optimum nicht zwangsläufig mit der maximalen Leistung einhergeht. Aus ökonomischer Sicht lohnt es sich im untersuchten Fall sogar, eine höhere Ausgangstemperatur und damit eine geringere Leistung in Kauf zu nehmen. Die in Kapitel 3.2 eingeführte Kennzahl der brutto SGK zeigt im untersuchten Beispiel nicht nur wie erwartet deutlich geringere Werte, sondern im Vergleich zu den netto SGK auch einen veränderten Verlauf und ein abweichendes Optimum. Die geringere Steigung der brutto SGK ergibt sich durch die unterschiedliche ökonomische Bewertung des Kraftwerkseigenverbrauchs. Es bleibt also festzuhalten, dass die technische Auslegung eines geothermischen Kraftwerks nach volks- bzw. betriebswirtschaftlichen Kriterien unterschiedlich ausfallen kann.

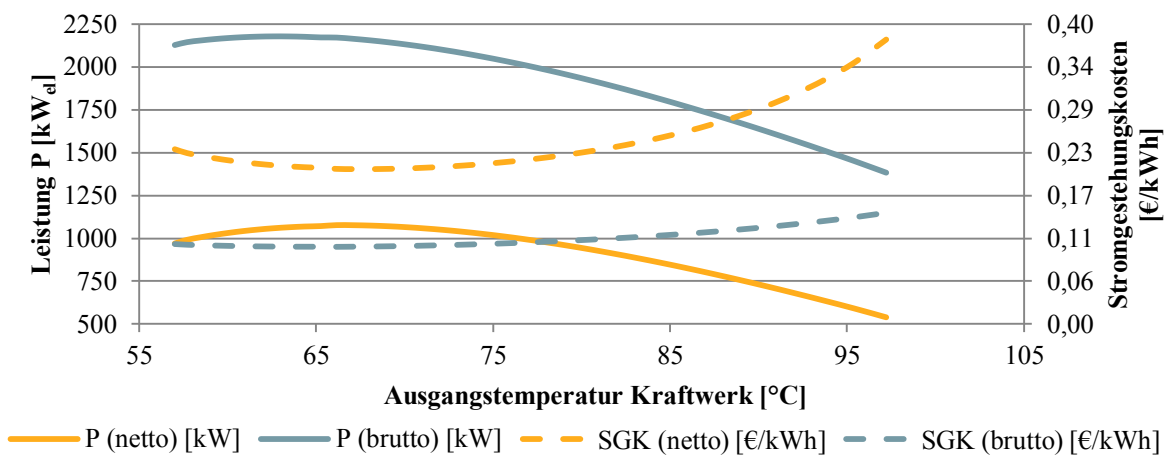


Abbildung 4-11: Abhängigkeit der Leistung und der SGK von der Ausgangstemperatur des werks $[R236fa; \dot{V} = 0,085 \frac{l}{s}]$

4.3.1.6 Bewertung eines Rekuperators

Die regenerative Speisewasservorwärmung mittels eines Rekuperators führt zu einer geringeren Auskühlung des Thermalwassers und reduziert den Kühlbedarf im Kondensator. Daraus ergibt sich eine leichte Steigerung der elektrischen Nettoleistung. Gleichzeitig steigen jedoch auch die Kosten der Stromerzeugungsanlage (Kosten SEA) durch den zusätzlichen Wärmetauscher (Rekuperator). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird pauschal von einer Grädig-

keit des Rekuperators von 15 K ausgegangen (siehe Tabelle 3-5). Mit dieser angenommenen Grädigkeit ist der Einsatz eines Rekuperators thermodynamisch nicht möglich, weshalb in Tabelle 4-6 keine Fläche ausgewiesen wird. Erst durch die Senkung der Grädigkeit, kann der Rekuperator durch das Modell genutzt werden. Die Simulationsergebnisse für eine Grädigkeit von 5K, 10K und 15K zeigt Tabelle 4-6. Die Reduktion der Kraftwerkseigenverbrauchsleistung geht einher mit einer Steigerung der Kosten und führt dazu, dass der Effekt des Rekuperators in den untersuchten Fällen nahezu vernachlässigt werden kann. Für keine der untersuchten Grädigkeiten ergibt sich eine Senkung der Stromgestehungskosten. Somit werden die Ergebnisse von /Köhler 2005/ und /Schlagermann 2014/ bestätigt. Die gewünschten technischen Auswirkungen des Rekuperators wie steigende Thermalwasserausgangstemperatur und geringerer Kühlbedarf sind minimal und haben im vorliegenden Fall kaum Auswirkungen. Im Fall einer Kaskadennutzung sind diese jedoch zu prüfen. Daher wird im Basisfall kein Rekuperator genutzt.

Tabelle 4-6: Einfluss eines Rekuperators auf ausgewählte Kennzahlen der technisch-ökonomischen Konfiguration $[R236fa; \dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; \min. SGK(\text{netto}); \text{Temp. } KW_{out} = \text{Kraftwerksausgangstemperatur}; SGK = \text{Stromgestehungskosten}; P(\text{netto}) = \text{Nettoleistung}; \text{Kosten SEA} = \text{Kosten der Stromerzeugungsanlage}]$

	Fläche Re- kuperator	Temp. KW _{out}	SGK (netto)	P (netto)	Kosten SEA
Basisfall - G(Rek) = 15 K	0 m ²	68,1 °C	0,21 €/kWh	1074 kW	4,46 Mio. €
	Veränderung zum Basisfall				
G(Rek) = 5 K	718 m ²	+ 4,56%	+ 1,99%	+ 2,83%	+ 9,76%
G(Rek) = 10 K	523 m ²	+ 2,19%	+ 1,37%	+ 2,72%	+ 8,14%

4.3.1.7 Technische Annahmen für den Basisfall

Der Basisfall repräsentiert die technische Konfiguration einer geothermischen Stromerzeugungsanlage wie sie nach dem Stand der Technik am Standort Bruchsal errichtet werden könnte. Aufbauend auf den vorangegangenen Untersuchungen in den Kapiteln 4.3.1.1 - 4.3.1.6 definiert Tabelle 4-7 die Rahmenbedingungen des Basisfalls. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die zu untersuchenden technischen Maßnahmen in Relation zum Basisfall bewertet. Abbildung 4-12 und Abbildung 4-13 zeigen ergänzend zentrale Ergebnisse der technisch-ökonomischen Bewertung des Basisfalls.

Tabelle 4-7: Technische Rahmenbedingungen des Basisfalls

Bezeichnung	Einheit	Wert
Volumenstrom Thermalwasser	m ³ /s	0,085
Reservoirtemperatur Produktion	°C	132,8
Teufe Produktionsbohrung	m	2.542
Teufe Injektionsbohrung	m	1.877
Anzahl Bohrungen	#	2
Erschließungsverfahren	-	Vertikal
Kraftwerkseingangstemperatur	°C	130,1
Arbeitsmittel	-	R236fa
Arbeitsmittelmassenstrom	kg/s	118,9
Verdampfungstemperatur	°C	89,85
Verdampfungsdruck	MPa	1,56
Kondensationstemperatur	°C	31,5
Kondensationsdruck	MPa	0,34
Länge der Verbindungsleitung	m	1.780
Injektionstemperatur	°C	62,1
Δp Produktionsbohrung	MPa	-0,3
Δp Injektionsbohrung	MPa	4,0

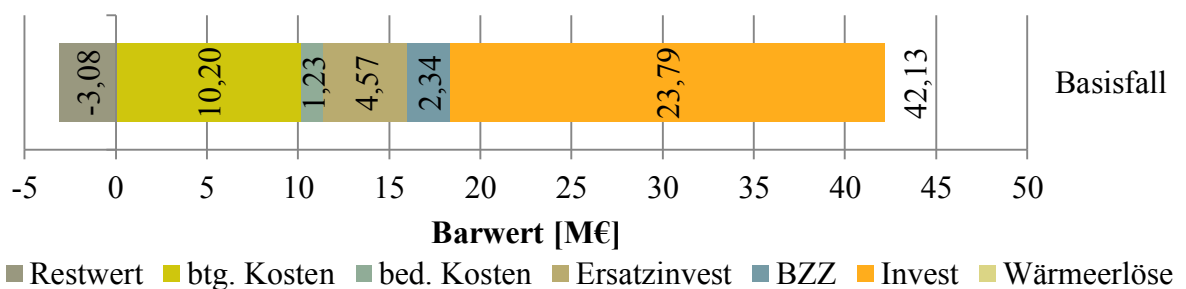


Abbildung 4-12: Darstellung des Barwertes für den Basisfall

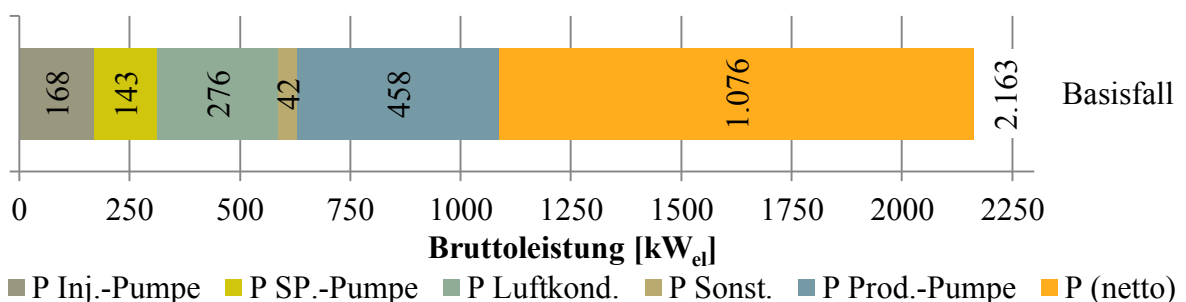


Abbildung 4-13: Darstellung der Bruttoleistung für den Basisfall

4.3.2 Betrachtung von Unsicherheiten

Die Methodik der Stromgestehungskosten eignet sich gut für einen theoretischen, deterministischen Vergleich verschiedener Erzeugungsformen vor dem Hintergrund eines regulierten Marktes. Technische sowie marktwirtschaftliche Unsicherheiten können mit dieser Methodik nur unzureichend erfasst werden /IEA et al. 2015/. Für einen volkswirtschaftlichen Technologievergleich tritt die Bedeutung von technologiespezifischen technischen Unsicherheiten in den Hintergrund. Nimmt jedoch die betriebswirtschaftliche Bedeutung einer technisch-ökonomischen Untersuchung zu, wie es beispielsweise bei einer singulären Betrachtung eines Projektes oder einer Technologievariation der Fall ist, so steigt auch die Bedeutung von Unsicherheiten. Daher sollen mit der in Kapitel 3.3 erläuterten und in Anhang P vertieften Methodik zur technisch-ökonomischen Bewertung von Risikofaktoren die in Tabelle 3-21 aufgelisteten Risikofaktoren in der technisch-ökonomischen Bewertung berücksichtigt werden.

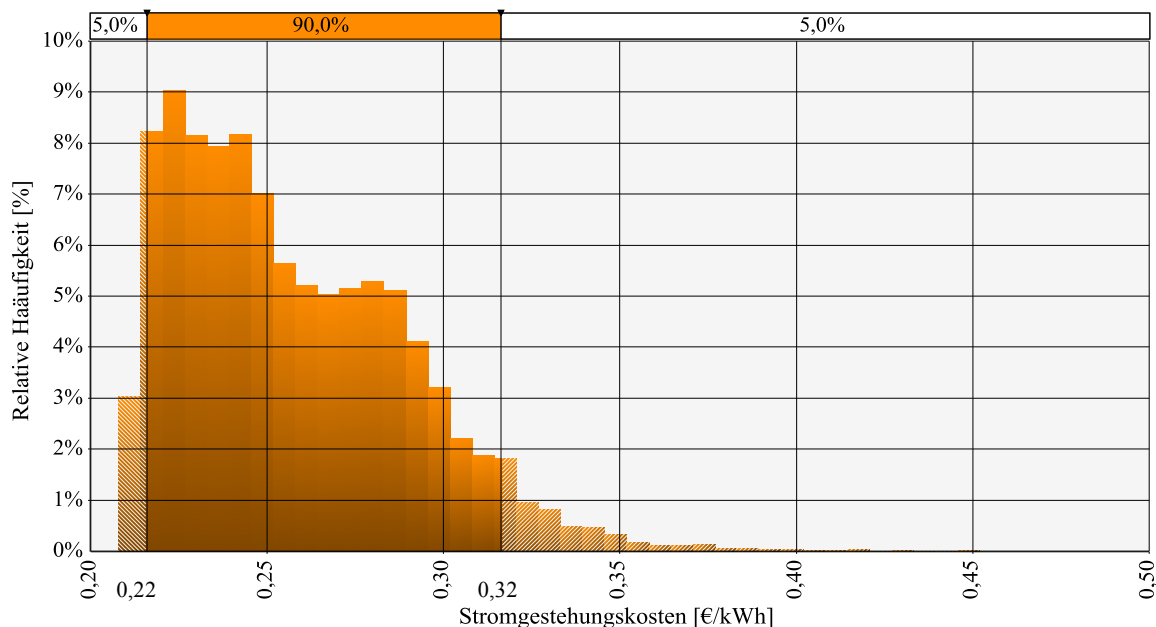


Abbildung 4-14: Verteilung der Stromgestehungskosten für den Basisfall bei Berücksichtigung von $\text{ren} \left[\dot{V} = 0,085 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}; R236fa \right]$

Abbildung 4-14 zeigt das Histogramm der Verteilung der Stromgestehungskosten für den Basisfall unter Berücksichtigung von Risikofaktoren. Die 10.000 Simulationsdurchläufe der Monte-Carlo-Simulation werden in Gruppen zusammengefasst. Auf der Ordinate wird die relative Häufigkeit einer jeden Gruppe abgetragen, während auf der Abszisse die dazugehörigen Stromgestehungskosten abzulesen sind. Dabei wird deutlich, dass die relative Häufigkeit für höhere Stromgestehungskosten abnimmt, sodass wie Tabelle 4-8 zeigt, der Erwartungswert der Verteilung trotz der Breite der Verteilung eher bei niedrigen SGK liegt. Hohe Stromgestehungskosten und damit voraussichtlich unwirtschaftliche Projekte sind damit unwahrscheinlicher. Im Vergleich zur deterministischen Betrachtung zeigt sich eine deutliche Steigerung der Stromgestehungskosten. Vergleicht man die deterministischen Berechnungen

mit dem Erwartungswert $E(X)$ der Verteilung der SGK so steigen die SGK bei Berücksichtigung von Unsicherheiten um 24 % (siehe Tabelle 4-8). Die Gründe hierfür zeigt Tabelle 4-8 anhand der wesentlichen Eingangsparameter der Stromgestehungskostenrechnung. Der Erwartungswert der Volllaststunden und der bereitgestellten elektrischen Energie sinkt um 2 % und 4 %, während die Investitionsausgaben um 20 % steigen. Dies führt zum Anstieg der SGK um 24 %.

Tabelle 4-8: Vergleich der deterministischen und stochastischen Betrachtung der Stromgestehungskosten für den Basisfall

	Basisfall - deterministische Bewertung	Basisfall – stochastische Bewertung			$\Delta\%$ zur det. Bewertung
		Min	$E(X)$	Max	
Ø Volllaststunden [h/a]	8240	0	8083	8288	-1,91 %
Ø Elektr. Energie [$GWh_{el,netto}/a$]	8,87	0	8,49	9,81	-4,28 %
Investitionsausgaben inkl. Bauzeit-zinsen (und Risikofaktoren) [M€]	23,79	25,22	28,49	49,86	19,76 %
Stromgestehungskosten [€/kWh]	0,21	0,21	0,26	0,45	23,81 %

Um den Einfluss einzelner Risikofaktoren (RF) auf die Stromgestehungskosten bewerten zu können, zeigt Abbildung 4-15 die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse in Form eines Tornadodiagramms. Die Sensitivität des Zielwertes für bestimmte Risikofaktoren gibt den Verantwortlichen ein Indiz dafür, welche Maßnahmen zur Risikominderung prioritär durchgeführt werden sollten. Risikofaktor 8 (Planungsmängel und -unzulänglichkeiten Geologie und Geophysik) integriert die Unsicherheiten technischer, vom Reservoir abhängiger Parameter wie Thermalwassertemperatur oder Volumenstrom stark vereinfacht mittels eines Faktors. Die Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation identifiziert diesen Faktor als einflussreichsten, stochastischen Parameter der Untersuchung. Damit konnte gezeigt werden, dass die Unsicherheit physikalischer Thermalwasserparameter einen deutlich größeren Einfluss auf die technisch-ökonomische Bewertung hat als alle anderen hier untersuchten Risikofaktoren. Des Weiteren haben die Risikofaktoren 5, 1, 10 und 6 einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse. Diese Risikofaktoren wirken direkt auf die Bohrkosten. Aufgrund der hohen Kosten für Anlagenmiete, sind die monetäre Auswirkung dieser Risikofaktoren und damit auch die Sensitivität der SGK vergleichsweise hoch. Als letzter Risikofaktor werden „Auflagen und Bedingungen baurechtliche Genehmigung (Kraftwerk)“ (RF9) angeführt. Dieser Risikofaktor geht hauptsächlich über das Projektmanagement und Verzögerungen in die Gesamtrechnung mit ein.

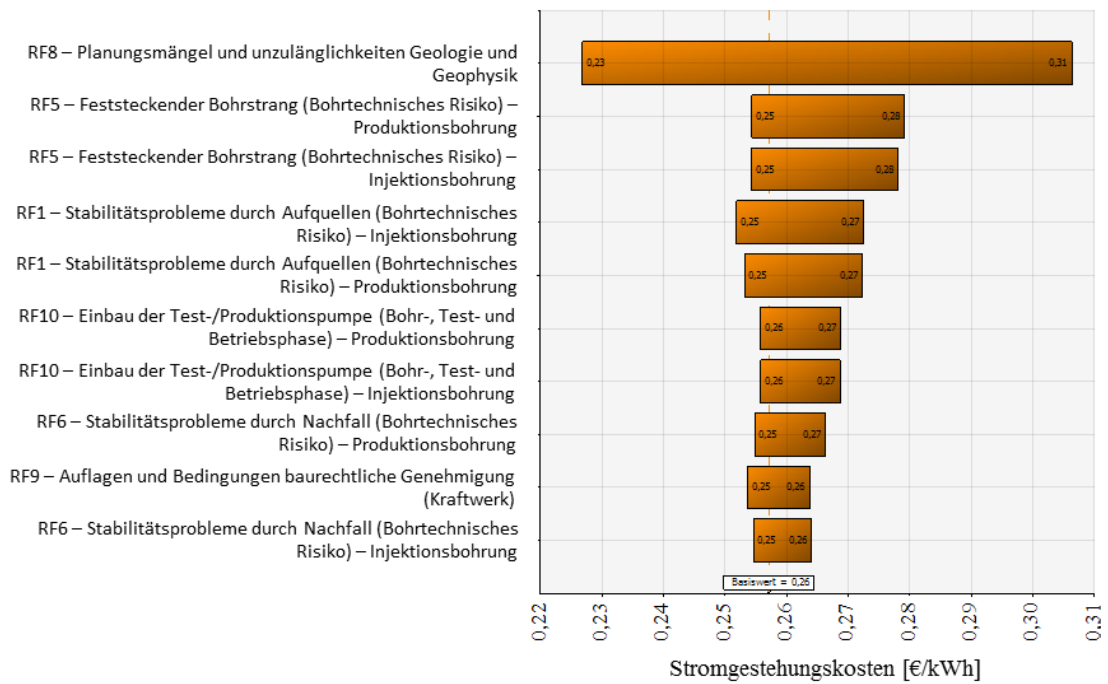


Abbildung 4-15: Sensitivitätsanalyse von Risikofaktoren (RF) für die stochastische Modellierung des Basisfalls

5 Analyse und Bewertung technischer Maßnahmen

Die vorliegende Arbeit untersucht die technisch-ökonomischen Auswirkungen innovativer technischer Maßnahmen auf die Bereitstellung tiefeingeothermischer Energie. In Kapitel 1.3 wurden technischen Maßnahmen vorgestellt, die nachfolgend einer technisch-ökonomischen Bewertung unterzogen werden. Im Einzelnen sind dies:

- Erschließen des Reservoirs mit abgelenkten Bohrungen
- Erschließen des Reservoirs mit horizontalen Bohrungen
- Erschließen des Reservoirs mit multilateralen Bohrungen
- Untersuchung von Schaltungskonzepten der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung
- Einsatz zeotroper Arbeitsmittel
- Erschließung eines geothermischen Feldes mit mehr als zwei Bohrungen – „Up-scaling“

Jeder Aspekt wird unter den Rahmenbedingungen des Basisfalls simuliert (siehe Tabelle 4-7) und in Relation zum Basisfall bewertet. Die Bewertung der einzelnen Maßnahmen erfolgt ohne Berücksichtigung von Unsicherheiten. Abschließend erfolgt eine Kopplung ausgewählter technischer Maßnahmen, um das Potenzial technisch-ökonomischer Verbesserungen in der geothermischen Energiebereitstellung aufzuzeigen.

5.1 Abgelenkte Bohrungen

Das integrierte Gesamtmodell bietet die Möglichkeit, abgelenkte Bohrungen technisch-ökonomisch zu bewerten (siehe Kapitel 3.1.1). Abbildung 5-1 zeigt den schematischen Aufbau des Bohrungsverlaufs im untersuchten Fall. Im Gegensatz zum Basisfall werden beide Bohrungen von einem Bohrplatz abgeteuft, womit auf eine Verbindungsleitung verzichtet werden kann. Abgesehen von der Ausführung und damit auch der Länge (MD) der Bohrungen bleiben alle Parameter des Basisfalls konstant (siehe Tabelle 4-7). Dies beinhaltet insbesondere die vertikale Teufe der Bohrung. Der horizontale Abstand der Zielpunkte im Reservoir ist ebenfalls gleich. Ergibt sich jedoch nach Gleichung (3-9) eine thermische Durchbruchzeit kleiner als die festgelegte Nutzungsdauer ($t_n = 30a$), so wird der horizontale Abstand angepasst. Durch die Ablenkung ändert sich neben der Bohrungslänge auch die Kontaktfläche mit dem Reservoir. Dabei wird angenommen, dass die Bohrungen über die gesamte Mächtigkeit des Reservoirs verfiltert sind. Aus technischer Sicht ändern sich Druck und Temperaturverluste sowie die Absenkung bzw. Aufwölbung. Ökonomisch ergeben sich einerseits steigende Bohrkosten durch die steigende Bohrungslänge (MD) andererseits aber auch Einsparungen im Bohrplatzbau und bei der Verbindungsleitung.

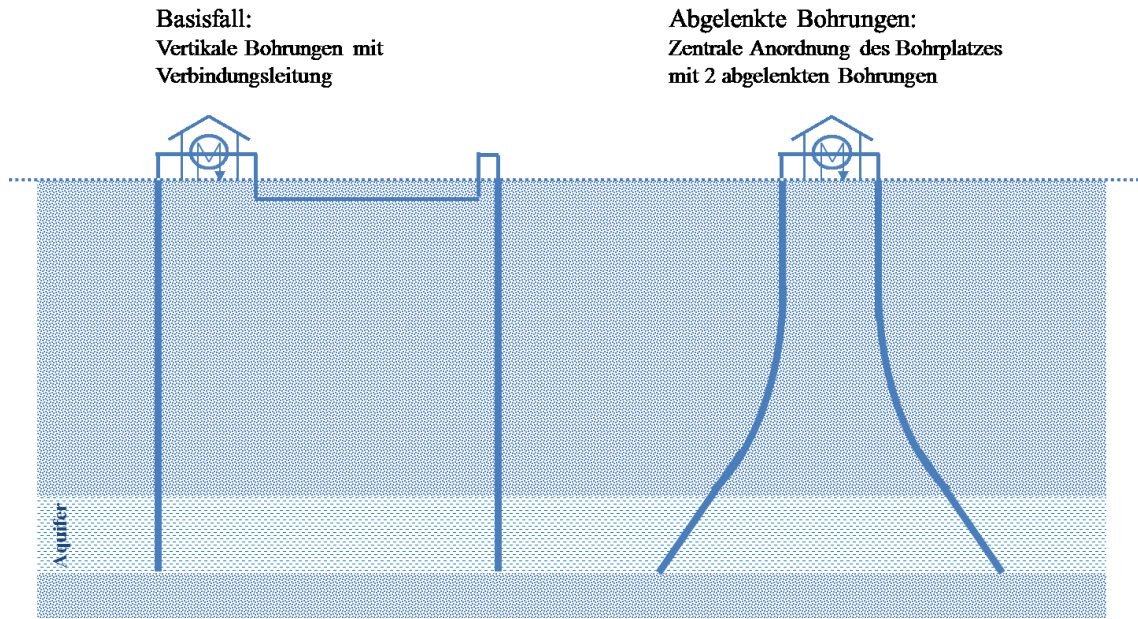


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs zur Untersuchung abgelenkter Bohrungen /eigene Darstellung/

Hydraulisch ergibt sich im Vergleich zu vertikalen Bohrungen durch die größere Kontaktfläche der Bohrung im Reservoir eine geringere Veränderung des Druckniveaus im Untergrund. Abbildung 5-2 stellt neben der kombinierten Betrachtung von Produktions- und Injektionsbohrung auch die jeweils separate Betrachtung der beiden Bohrungen dar. Es wird deutlich, dass die durch die Produktionsbohrung verursachte Absenkung (blau) von der durch die Injektionsbohrung (transparent) verursachte Aufwölbung überlagert wird und so in Summe eine Aufwölbung über den gesamten Betrachtungsbereich entsteht (grün).

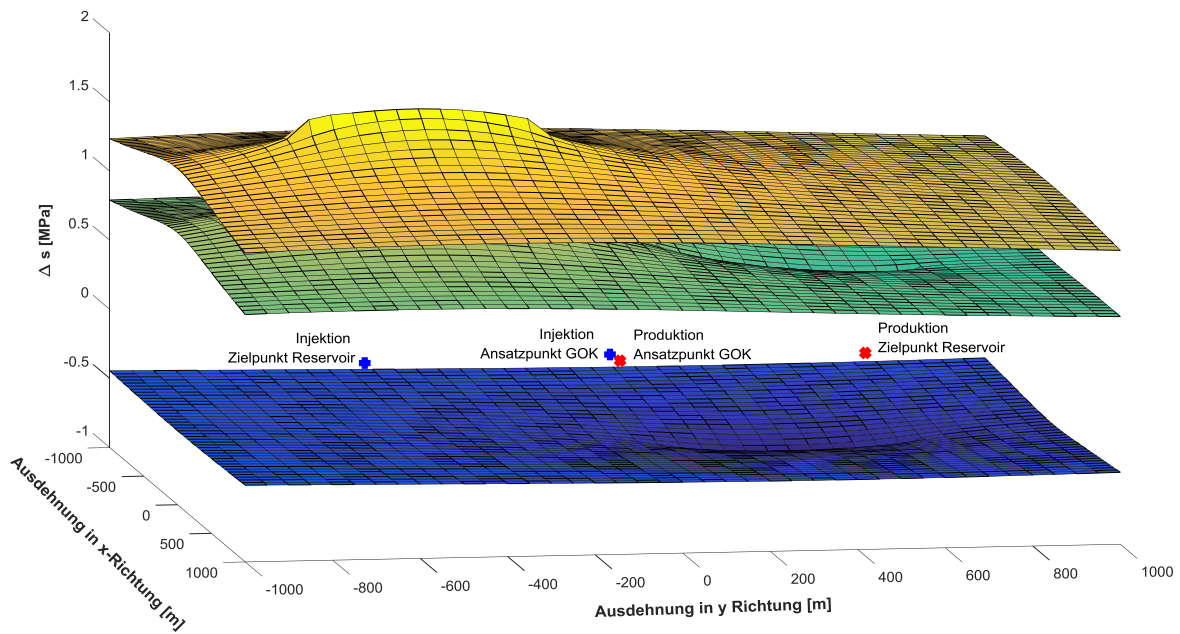


Abbildung 5-2: Veränderung des Druckniveaus im Reservoir für abgelenkte Bohrungen [$\dot{V} = 0.085 \frac{m^3}{s}$; R236fa]

Abgelenkte Bohrungen ermöglichen das Abteufen mehrerer Bohrungen von einem Bohrplatz. Lässt man technische und geologische Fragestellungen außer Acht, lässt sich ein ökonomischer Vergleich mittels einer Break-even-point-Analyse ziehen. Abbildung 5-3 zeigt in Abhängigkeit des horizontalen Abstandes von Ansatz- und Zielpunkt und der Teufe (TVD) das ökonomisch vorteilhaftere Erschließungsverfahren auf. Es zeigt sich, dass mit steigenden Teufen und Abständen die ökonomischen Vorteile der abgelenkten Bohrungen schwinden.

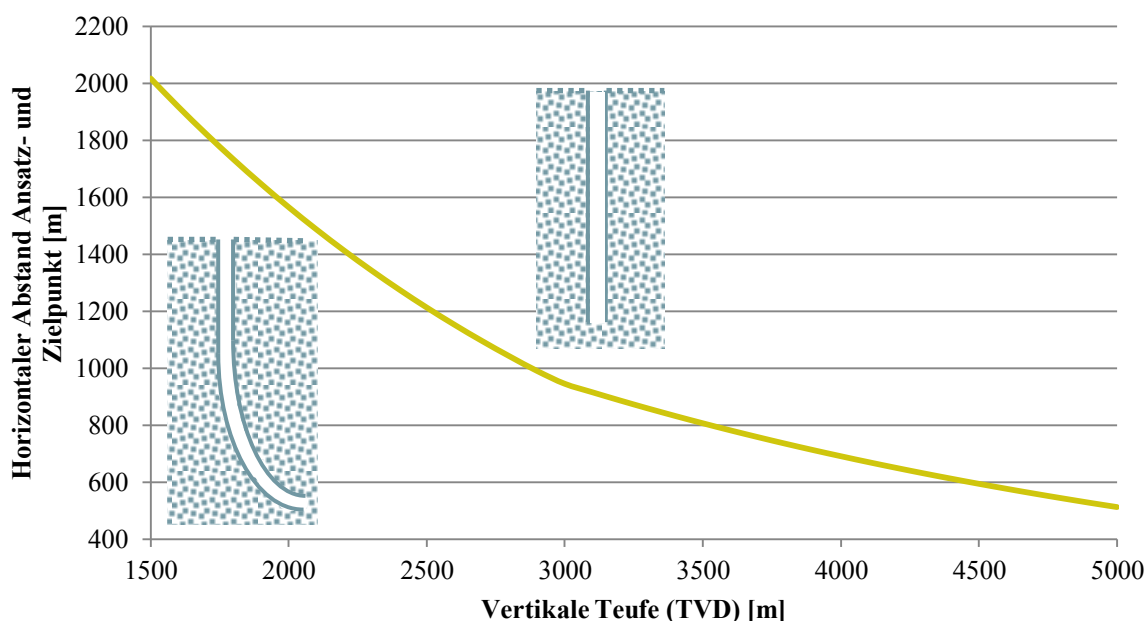


Abbildung 5-3: Break-even-point-Analyse für den ökonomischen Vergleich zwischen vertikalen und abgelenkten Bohrungen /eigene Darstellung/

Technisch zeigen sich entlang der längeren, abgelenkten Bohrung größere Temperaturverluste, sodass die Kraftwerkseingangstemperatur im Vergleich zu vertikalen Bohrungen niedriger liegt. Thermische Wechselwirkungen zwischen einzelnen Bohrungen werden im Thermalwasserkreislaufmodell nicht abgebildet, wodurch ein leichter Vorteil für abgelenkte Bohrungen zu erwarten ist. Aufgrund einer fehlenden Datengrundlage können diese Effekte nicht zufriedenstellend abgebildet oder die Größenordnung des Fehlers abgeschätzt werden. Vertikalen und abgelenkten Erschließungskonzepten gleich sind die sinkenden Temperaturverluste bei steigender Förderrate. Die gegenläufige Entwicklung der Kraftwerkseingangstemperatur zeigt sich speziell bei der Bruttoleistung der beiden Konzepte. Hier erzielen vertikale Bohrungen eine höhere Leistung bei hohen Förderraten. Durch die bessere hydraulische Anbindung der Bohrungen an das Reservoir und die veränderte räumliche Ausdehnung der Druckänderung ergeben sich jedoch höhere Nettoleistungen, da geringere parasitäre Verluste zu beobachten sind. Abbildung 5-4 stellt diese Zusammenhänge bildlich dar.

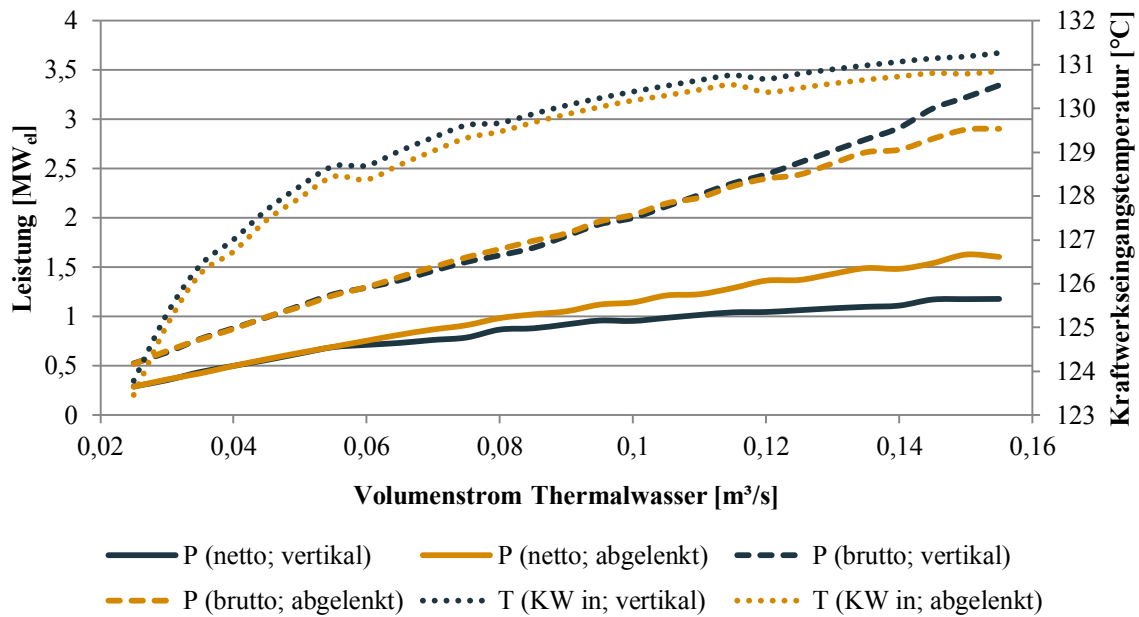
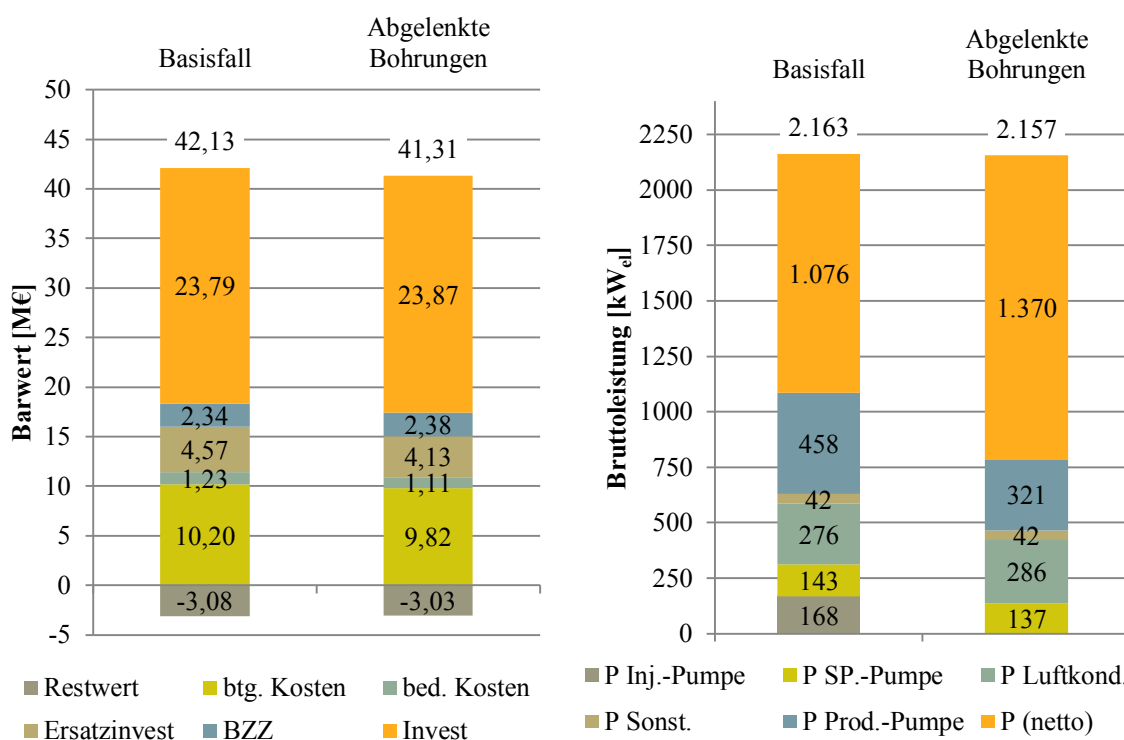


Abbildung 5-4: Vergleich vertikaler und abgelenkter Bohrungen bei steigender Förderrate [R236fa]

Vergleicht man den Basisfall mit einer Erschließung durch abgelenkte Bohrungen, so zeigen sich Unterschiede zwischen den beiden Varianten im Wesentlichen bei der Aufschlüsselung der Bruttoleistung. Abbildung 5-5 zeigt hierzu zentrale technisch-ökonomische Kennzahlen. Ergänzend wird in Anhang R eine detaillierte Aufschlüsselung der Investitionsausgaben der untersuchten, technischen Maßnahmen im Vergleich zum Basisfall präsentiert. Obwohl die Kosten der Reservoirerschließung für abgelenkte Bohrungen im Vergleich zum Basisfall um 9,15 % steigen, steigen die Investitionsausgaben nur minimal. Die steigenden Erschließungskosten werden kompensiert durch sinkende Ausgaben für den Thermalwasserkreislauf und die Förder-/Injektionseinrichtungen. Da die Kosten für die Reservoirerschließung früh im Projektlauf auftreten, steigen die Bauzeitinsen leicht. Die betriebsgebundenen Kosten werden nur geringfügig von der Reservoirerschließung beeinflusst. Durch die bessere Anbindung der abgelenkten Bohrung an das Reservoir bedarf es keiner Injektionspumpe. Deshalb zeigt sich hier eine Reduktion der Kosten. Gleichzeitig sinkt auch der Leistungsbedarf der Produktionspumpe. Im Fall abgelenkter Bohrungen führt die heuristische technisch-ökonomische Optimierung auch zu einer sinkenden Verdampfungstemperatur, was sich auch in einer um 2 K niedrigeren Kraftwerksausgangstemperatur ausdrückt. Diese thermodynamische Veränderung führt letztlich auch zu einer Veränderung der Leistungsaufnahme von Kondensator und Speisepumpe. Die, über den Lebenszyklus betrachtet, leicht sinkenden Kosten und die um 27 % steigende Nettoleistung führen zu einer Reduktion der SGK um 23 % auf 0,16 €/kWh. Es konnte somit gezeigt werden, dass durch die Verbesserung der hydraulischen Anbindung an das Reservoir mittels abgelenkter Bohrungen die SGK signifikant reduziert werden können.



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungskosten	
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%
Basisfall	42,13		1.076		0,21	
Abgelenkte Bohrungen	41,31	-1,9%	1.370	27,3%	0,16	-23,0%

Abbildung 5-5: Technisch-ökonomische Bewertung abgelenkter Bohrungen im Vergleich zum Basisfall $\left[\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa \right]$

5.2 Horizontale Bohrungen

Horizontale Bohrungen sind in der Kohlenwasserstoffindustrie weit verbreitet. In Deutschland wurde im Bereich der geothermischen Energiegewinnung bisher nur das Projekt Kirchweidach mittels horizontaler Bohrungen erschlossen /ITG 2016/. Gründe dafür sind u.a. die technische Komplexität und die damit steigenden Kosten. Durch die geringere Auflast am Bohrlochtiefsten reduziert sich die Bohrleistung von 70 – 100 m/d auf etwa 25 – 50 m/d, was sich durch zeitabhängige Anlagenmieten direkt auf der Kostenseite niederschlägt /Kibellus 2015/. Für horizontale Bohrungen wird davon ausgegangen, dass die Bohrung horizontal in der Mitte des Aquifers verläuft. Damit ergibt sich eine im Vergleich zu anderen Erschließungskonzepten geringere vertikale Teufe. Unterstellt man eine Dominanz des konvektiven Wärmetransports im Aquifer, so bleibt die Temperatur des Thermalwassers annähernd konstant. Der Aquiferdruck wird basierend auf der Logik des hydrostatischen Drucks linear in Abhängigkeit der reduzierten Teufe angepasst.

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 angedeutet, hat die vertikale Durchlässigkeit einen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von horizontalen Bohrungen. /Ehlig-Economides et al. 1990/ identifizieren, neben der Mächtigkeit des Aquifers und der Länge der verfilterten Bohrung, das Verhältnis von vertikaler zu horizontaler Durchlässigkeit als sensitiven Parameter für die Entscheidung zwischen horizontaler und vertikaler Ausführung der Bohrung. Dabei lässt sich der zusätzliche Aufwand für die Niederbringung einer horizontalen Bohrung nur bei einer guten vertikalen Durchlässigkeit rechtfertigen. Abbildung 5-6 zeigt daher die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse. Ausgehend von einem isotropen Aquifer werden die SGK sowie die Absenkung/Aufwölbung in den beiden Bohrungen in Abhängigkeit der vertikalen Durchlässigkeit dargestellt und ins Verhältnis zum Basisfall gesetzt.

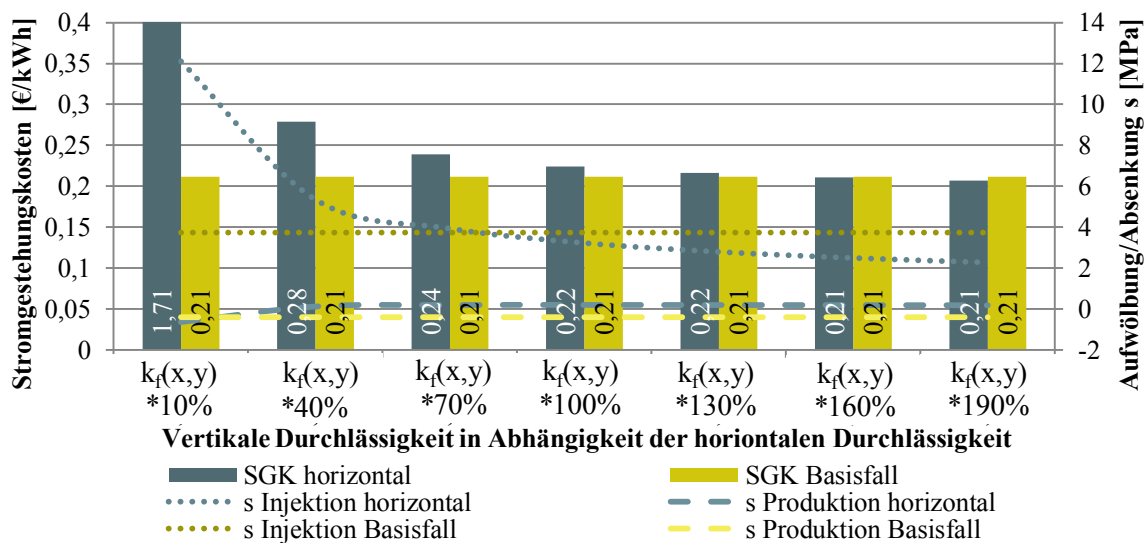


Abbildung 5-6: Sensitivitätsanalyse der vertikalen Durchlässigkeit horizontaler Bohrungen [$\dot{V} = 0,085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236 \text{ fa}$; $s_{hor} = 760 \text{ m}$]

Ein Vorteil der horizontalen Erschließung gegenüber dem Basisfall lässt sich erst ab einer vertikalen Durchlässigkeit im Verhältnis zur horizontalen Durchlässigkeit von 160 % feststellen (siehe Abbildung 5-6). Eine weitere Steigerung der vertikalen Durchlässigkeit führt nur zu minimalen Verbesserungen. Im Gegensatz dazu führen negative Abweichungen der vertikalen Durchlässigkeit vom isotropen Zustand sowohl bei den SGK als auch bei der Druckantwort des Aquifer zu deutlich negativen Veränderungen. Für die Bedingungen am Standort Bruchsal erscheinen horizontale Bohrungen daher nur bei guter oder sehr guter vertikaler Durchlässigkeit sinnvoll. Gemessene Daten oder begründete Annahmen zur vertikalen Durchlässigkeit am Standort Bruchsal liegen nicht vor. Daher wird nachfolgend, wie in Kapitel 3.1.1 dargelegt von einem isotropen Aquifer ausgegangen.

Die Literaturrecherche zu den Bohrkosten horizontaler Bohrungen ergab eine durchschnittliche horizontale Bohrstrecke von 760 m, die auch in die Untersuchungen zur vertikalen Durchlässigkeit einfluss (siehe Abbildung 5-6). Ausgehend von diesem Richtwert werden im Anschluss in Anlehnung an /Ehlig-Economides et al. 1990/ für den isotropen Aquifer die

horizontale Strecke der Produktions- als auch der Injektionsbohrung variiert. Dabei gilt, dass die gesamte horizontale Bohrstrecke verfiltert ist.

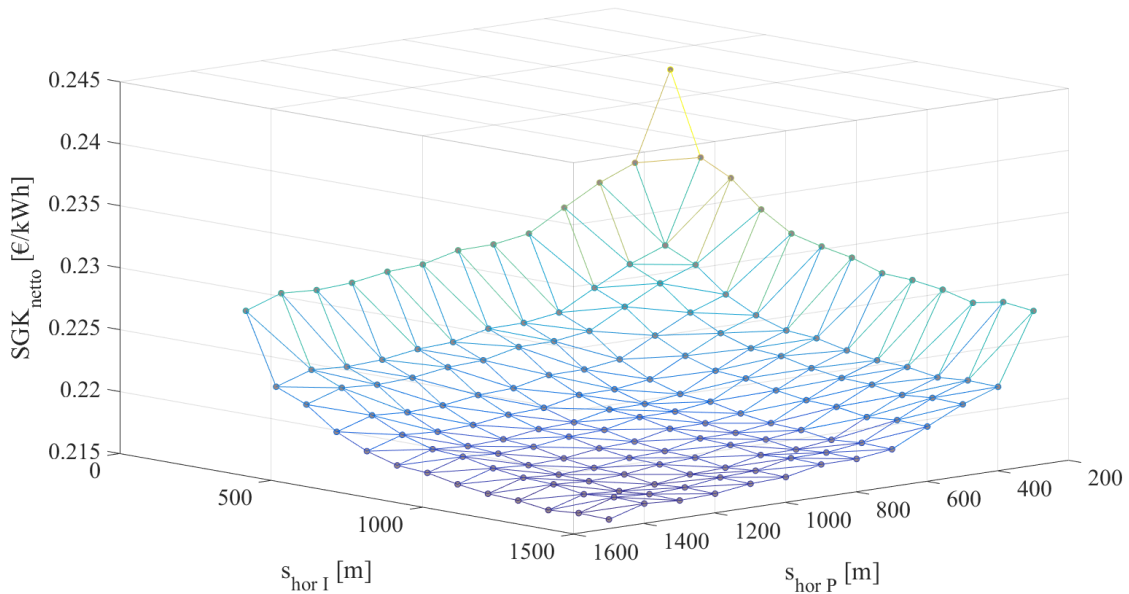
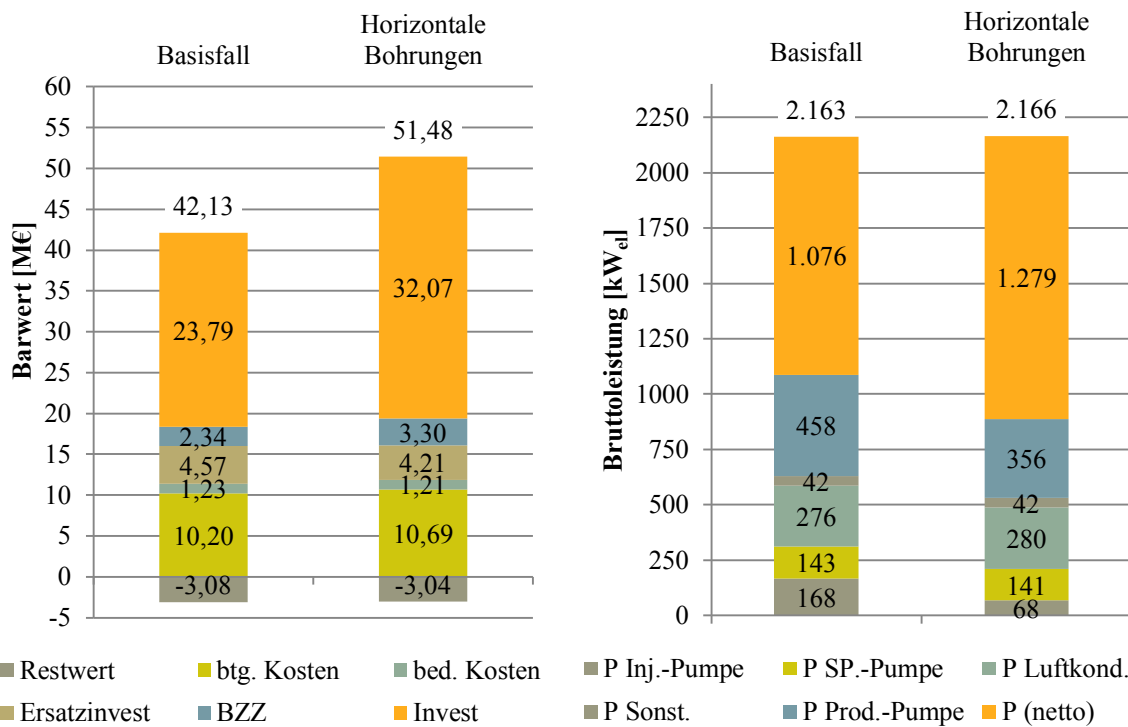


Abbildung 5-7: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die SGK [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x,y) = k_f(z)$]

Im Rahmen der Genauigkeit einer heuristischen Optimierung mit 100 m Schritten zeigt Abbildung 5-7 ein Minimum der SGK von 0,22 €/kWh bei $s_{\text{hor,I}} = 1300 \text{ m}$ und $s_{\text{hor,P}} = 1500 \text{ m}$. Die Auswirkung der Filterlänge ($\hat{=}$ horizontaler Bohrstrecke) lässt sich am Beispiel der Produktionsbohrung anschaulich erläutern. Durch eine kurze Filterstrecke ergibt sich bei konstanter Förderrate eine Absenkung in der Produktionsbohrung. Dies führt dazu, dass die Leistung der Produktionspumpe relativ zu längeren Filterstrecken ansteigt, was sich letztlich in hohen Stromgestehungskosten äußert. Ergänzend hierzu zeigt Anhang O die Netto- und Bruttoleistung des Kraftwerks, die Leistung der Produktionspumpe, die Absenkung in der Produktions- und Injektionsbohrung sowie die Investitions- und Erschließungskosten jeweils in Abhängigkeit der horizontalen Bohrstrecke. Die Mächtigkeit des Aquifers geht als fixer Eingangsparameter in die Berechnungen ein und wird daher nicht variiert.

Basierend auf den obigen Ergebnissen erfolgt der Vergleich der horizontalen Erschließung mit dem Basisfall für einen isotropen Aquifer, eine horizontale Länge der Produktionsbohrung von 1500 m und eine horizontale Bohrstrecke der Injektionsbohrung von 1300 m. Abbildung 5-8 ergänzt durch Anhang R, fasst die zentralen technisch-ökonomischen Kennzahlen zusammen. Dabei wird deutlich, dass bei horizontalen Bohrungen im Gegensatz zu abgelenkten Bohrungen für eine Förderrate von $0,085 \text{ m}^3/\text{s}$ eine Injektionspumpe benötigt wird. Der im Vergleich zum Basisfall geringere Leistungsbedarf beider Thermalwasserpumpen führt dazu, dass sich die Investitionskosten für Förder- und Injektionseinrichtungen um 17 % reduzieren. Nennenswerte Reduktionen anderer Bestandteile der Investitionskosten ergeben sich jedoch nicht. Dagegen steigen die Erschließungskosten um 81 %. In Summe führt dies

zu einer Steigerung der Investitionskosten um 35 %. Zusammen mit höheren Bauzeitinsen und betriebsgebundenen Kosten, erhöht sich der Barwert um 23 %. Die Leistungsaufnahme der Thermalwasserpumpe verringert sich im Vergleich zum Basisfall um 47 %. Auf der Injektionsseite wird dadurch ein Druckunterschied von 0,6 MPa ausgeglichen. In Summe sinkt die parasitäre Leistung um 19 %, wodurch die Nettoleistung wächst. Somit zeigt sich, dass horizontale Bohrungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen einen positiven technischen Einfluss haben. Die Stromgestehungskosten steigen jedoch durch eine horizontale Erschließung um 4 %.



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungskosten	
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%
Basisfall	42,13		1.076		0,21	
Horizontale Bohrungen	51,48	22,2%	1.279	18,8%	0,22	4,4%

Abbildung 5-8: Technisch-ökonomische Bewertung horizontaler Bohrungen im Vergleich zum Basisfall $[\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa; s_{hor,I} = 1300m; s_{hor,P} = 1500m]$

5.3 Multilaterale Bohrungen

Multilaterale Bohrungen bieten durch die Verästelung des Hauptbohrlochs die Möglichkeit, einen Aquifer mit einer Hauptbohrung an mehreren Stellen zu erschließen. In Deutschland wurden multilaterale Bohrungen aufgrund ihrer Komplexität bisher lediglich einmal praktisch umgesetzt. In der Projektplanung werden multilaterale Bohrungen jedoch häufig als Ertüchti-

gungsmaßnahme bei Minderfündigkeit berücksichtigt /ITG 2013a/. Diese Option geht einher mit höheren Bohrkosten je Bohrung und einer gegenseitigen hydraulischen Beeinflussung der Bohrungsäste. Die Auswirkungen dieser Maßnahmen sollen daher nachfolgend untersucht werden.

/Sanyal et al. 2007a/ konnten zeigen, dass die Produktivität einer multilateralen Bohrung abhängig von der Höhe der „Junction“ über dem Liegenden des Aquifer („deviation height“) und dem gewählten Ablenkungswinkel ist. Dabei gilt, dass mit steigender „deviation height“ und wachsendem Ablenkungswinkel die Produktivität zunimmt, wobei die Produktivitätssteigerung gegen ein Maximum strebt. Steigende „deviation height“ und Ablenkungswinkel führen nach /Sanyal et al. 2007a/ zu einer längeren Filterstrecke und damit zu einer besseren Anbindung an das Reservoir.

Für den Basisfall sind im Gegensatz zu /Sanyal et al. 2007a/ feste horizontale Abstände der Zielpunkte von Produktions- und Injektionsbohrung definiert. Gleichzeitig wurde festgelegt, dass die Ablenkung des Bohrlochs bis zum Erreichen des Aquifer vollendet sein muss, um bohrtechnische Risikofaktoren zu begrenzen. Basierend auf Zielpunkt und „deviation height“ wird der Ablenkungswinkel berechnet. Es wird von einer minimalen vertikalen Bohrstrecke von 300 m ausgegangen, weshalb die Untersuchung der „deviation height“ auf 1.500 m begrenzt wird.

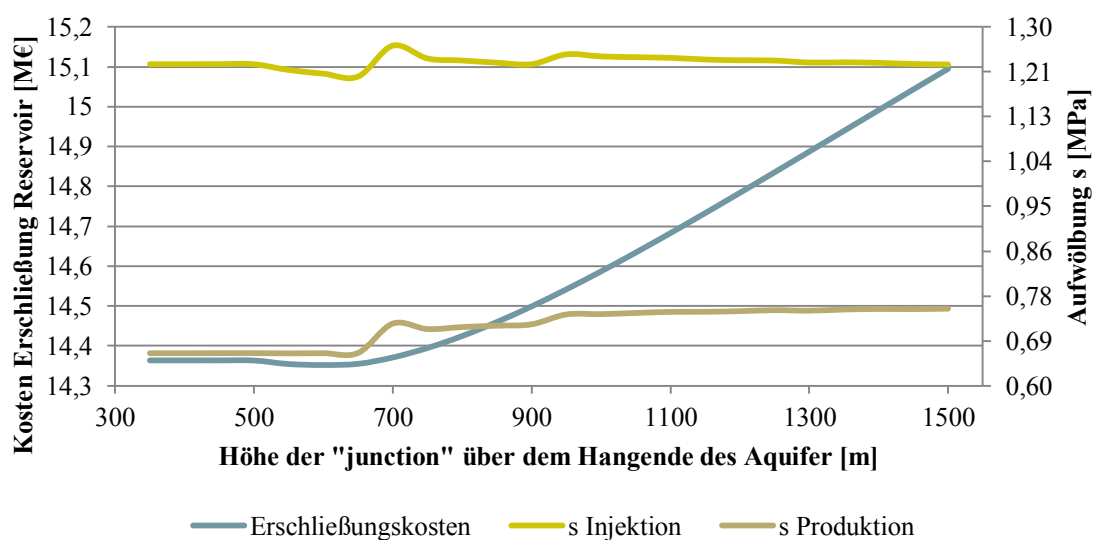
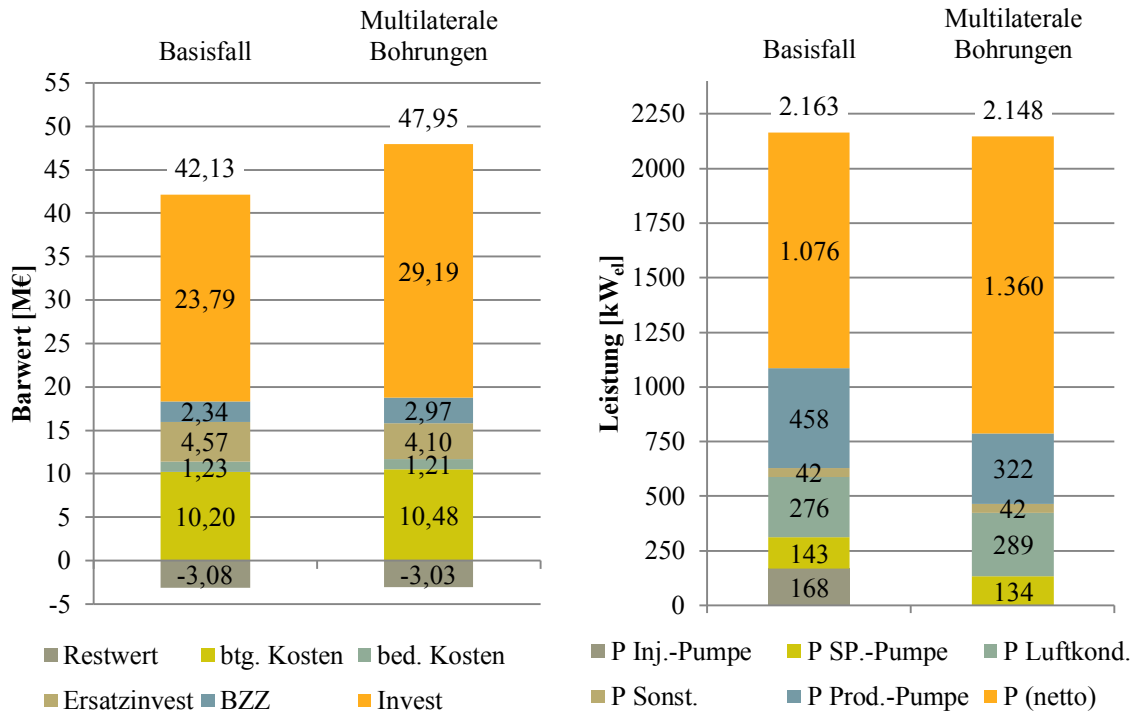


Abbildung 5-9: Auswirkungen der Höhe der „junction“ über dem Hangenden auf die Kosten der Reservoirerschließung sowie die Aufwölbung in der Produktions- und Injektionsbohrung [$\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa$]

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen zeigt Abbildung 5-9 die Auswirkungen der Höhe der „junction“ über dem Liegenden auf die Aufwölbung in der Injektions- und Produktionsbohrung sowie die Kosten der Erschließung des Reservoirs. Mit steigender „deviation height“ nimmt der Ablenkungswinkel ab und damit die Bohrstrecke zu, da die Summe der Bohrmeter

aus der Hauptbohrung und den beiden Laterals steigt. Dies äußert sich in steigenden Erschließungskosten. Gleichzeitig zeigen sich nur geringfügige hydraulische Änderungen in der Produktions- und Injektionsbohrung. Ein technisch-ökonomisches Optimum ergibt sich für eine „deviation heigth“ von 600 m.



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungskosten	
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%
Basisfall	42,13		1.076		0,21	
Multilaterale Bohrungen	47,95	13,8%	1.360	26,3%	0,19	-8,9%

Abbildung 5-10: Technisch-ökonomische Bewertung multilateraler Bohrungen im Vergleich zum Basisfall [$\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa; DH = 600m$]

Für eine „deviation heigth“ von 600 m präsentiert Abbildung 5-10 technisch-ökonomische Kennzahlen zur Bewertung multilateraler Bohrungen. Die Investitionskosten steigen im Vergleich zum Basisfall um 22 %. Wie Anhang R zeigt, treten die größten positiven/negativen Veränderungen bei den Kosten für die Thermalwasserpumpen und den Erschließungskosten auf. Die Erschließung des Reservoirs verteuert sich um 53 %. Durch die gute Anbindung an das Reservoir kann eine kleinere Produktionspumpe verbaut werden. Auf die Injektionspumpe wird sogar gänzlich verzichtet. Beide Effekte führen in Summe zu einer Kostenreduktion von 29 % bei den Fördereinrichtungen. Neben den Investitionskosten fallen andere Veränderungen im Barwert mäßig aus. Aufgrund der höheren Erschließungskosten erhöhen sich die Aufwendungen für Bauzeitinsen und betriebsgebundene Kosten. Gleichzeitig sinken die

Ersatzinvestitionen und die bedarfsgebundenen Kosten aufgrund der fehlenden Injektions- und der kleineren Produktionspumpe. Die Kraftwerkseingangstemperatur für den multilateralen Fall liegt rund 0,5 K unter dem Basisfall. Dadurch ergibt sich im technisch-ökonomisch optimalen Fall eine geringere Verdampfungstemperatur, was zu leichten Einbußen bei der Bruttoleistung führt. Durch den Wegfall der Injektionspumpe reduziert sich die parasitäre Leistung bereits um 15 %. In Kombination mit den anderen Verbrauchern reduziert sich die parasitäre Leistung um 28 %. Während die Produktionspumpe im Basisfall noch eine Absenkung von rund 0,4 MPa ausgleichen muss, ergibt sich durch multilaterale Bohrungen eine Aufwölbung von rund 0,7 MPa. Ausgedrückt in elektrischer Leistung bedeutet dies eine Reduktion des Förderaufwands um 134 kW_{el}. Die beschriebenen Effekte tragen zu einer Steigerung der Nettoleistung von 26 % bei. Der Barwert der betrachteten Investitionsalternative erhöht sich im Vergleich zum Basisfall um 14 %, wodurch die Stromgestehungskosten um 9 % gesenkt werden können. Somit konnte gezeigt werden, dass durch multilaterale Bohrungen trotz der steigenden Investitionskosten eine Senkung der Stromgestehungskosten möglich ist.

5.4 Geothermische Heizkraftwerke

Kraft-Wärme-Kopplung kombiniert die Bereitstellung von Strom und Wärme. Ziel ist es dabei, die eingesetzte Energie möglichst effizient zu nutzen, den Gesamtwirkungsgrad der Anlage zu steigern und damit einen ökonomischen Beitrag zum Gesamtergebnis zu leisten. Geothermische Heizkraftwerke können entweder als Reihen- oder Parallelschaltung realisiert werden (siehe Abbildung 3-16). Nachfolgend soll daher am Beispiel des Standorts Bruchsal anhand einer fiktiven Versorgungsaufgabe eine generelle technisch-ökonomische Analyse geothermischer Heizkraftwerke erfolgen. Als Varianten werden zudem Reihen- und Parallelschaltungen geothermischer Heizkraftwerke untersucht. Die Untersuchungen werden für eine Förderrate von 0,085 m³/s durchgeführt, worauf auch die Auslegung des Kraftwerks ausgerichtet wird, sodass die gesamte zur Verfügung stehende Energie zur Strombereitstellung genutzt werden könnte.

Abbildung 5-11 zeigt die abgegebene thermische und elektrische Leistung eines geothermischen Heizkraftwerks mit Reihen- und Parallelschaltung. Dabei wird wie in Kapitel 3.3 dargestellt die Versorgungsaufgabe als Jahresdauerlinie in stündlicher Auflösung abgefahren. Der Verlauf der Jahresdauerlinie ist dabei abhängig von der Schaltungsart, da sich die verfügbare thermische Leistung verändert (siehe Kapitel 3.3). Unter den in Tabelle 3-5 dargestellten Prozessparametern wählt die Simulation keinen Rekuperator aus. Die Berechnungen wurden separat für alle zulässigen Verdampfungstemperaturen durchgeführt, gezeigt wird jeweils die Konfiguration mit den niedrigsten SGK. Dabei fällt auf, dass die Parallelschaltung eine höhere thermische Leistung ermöglicht. Durch die Aufspaltung des Thermalwassermassenstroms auf das Kraft- und das Heizwerk sind keine Restriktionen hinsichtlich der Ther-

malwassertemperatur am Kraftwerksausgang gegeben. Bei einer Reihenschaltung muss die Kraftwerksausgangstemperatur oberhalb der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes liegen. Damit kann bei der Parallelschaltung das gesamte, zulässige Temperaturfenster (minimale Injektionstemperatur) für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Gleichzeitig wird durch die Parallelschaltung jedoch eine niedrigere elektrische Leistung zur Verfügung gestellt. Wird die vorgegebene Versorgungsaufgabe abgefahren, nimmt die Wärmenachfrage schrittweise ab. Dies führt dazu, dass nach einer bestimmten Zeitspanne die Kraftwerksausgangstemperatur bei einer Reihenschaltung der thermodynamisch optimalen Kraftwerksausgangstemperatur entspricht. Die geforderte Vorlauftemperatur der Wärmeversorgung liegt im untersuchten Fall bei 70 °C. Diese Temperatur entspricht bei einer reinen Stromerzeugung nahezu der thermodynamisch optimalen Thermalwassertemperatur am Kraftwerksausgang. Eine Reihenschaltung liefert diese Kraftwerksausgangstemperatur bereits nach 890 h von 8760 h, sodass durch die Reihenschaltung eine echte Kaskadennutzung ohne Einschränkungen für die Strombereitstellung entsteht. Eine detaillierte Erläuterung hierzu findet sich in Anhang H.

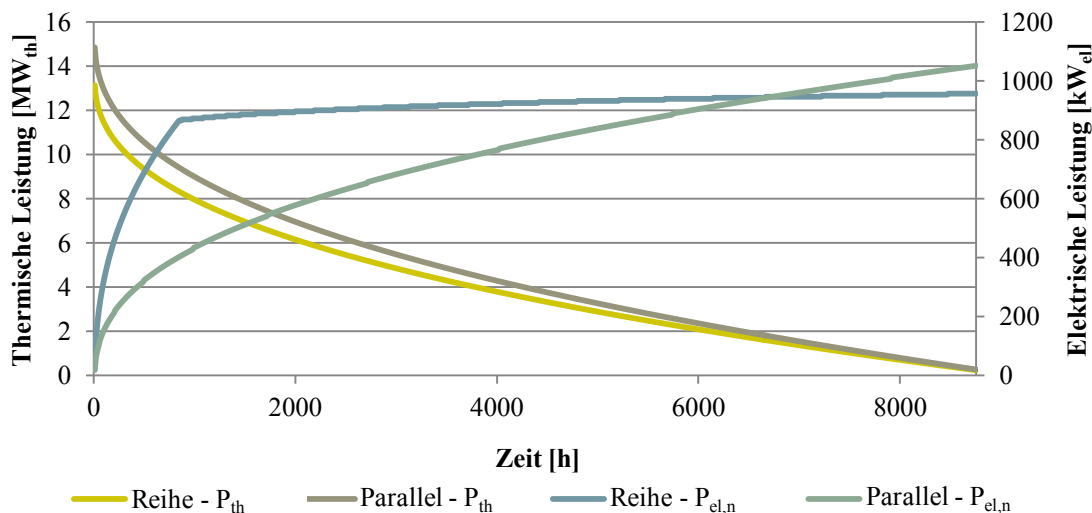


Abbildung 5-11: Vergleich der thermischen und elektrischen Leistung von Parallel- und Reihenschaltung $\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa; T12(Reihe) = 374K; T12(Parallel) = 365K$

Vergleicht man Reihen- und Parallelschaltung vor einem technisch-ökonomischen Hintergrund, so zeigt sich ein Vorteil für die Reihenschaltung. Abbildung 5-12 vergleicht hierzu die Stromgestehungskosten, die jährlich bereitgestellte elektrische Energiemenge und die jährlichen Wärmeerlöse über alle simulierten Verdampfungstemperaturen in der Stromerzeugungsanlage. Für die Reihenschaltung ergibt sich ein deutliches Optimum hinsichtlich der bereitgestellten elektrischen Energie und der Stromgestehungskosten oberhalb einer Verdampfungstemperatur von 370 K. Wie in Kapitel 3.1.3 erläutert wird von einer Vorlauftemperatur des Wärmenetzes von 70 °C ausgegangen. Höhere Vorlauftemperaturen würden bei der Reihenschaltung höhere Kraftwerksausgangstemperaturen erfordern. Wie Abbildung 5-12 jedoch zeigt würde dies weiterhin zu einem Vorteil der Reihenschaltung führen. Anhang H

erläutert hierzu den technischen Hintergrund. Obwohl die Wärmeerlöse einer Parallelschaltung über einen weiten Untersuchungsbereich deutlich höher liegen, sind die SGK höher als bei einer Reihenschaltung. Daraus lässt sich schließen, dass die Stromgestehungskosten im Vergleich zum angesetzten Wärmepreis noch zu hoch sind, um die Reduktion der elektrischen Energiemenge bei der Parallelschaltung zu kompensieren. Die Investitionskosten für die Reihenschaltung steigen um 3,3 % und für die Parallelschaltung um 6,3 %. Zusätzlich zeigt Abbildung 5-12, dass die elektrische Energiemenge für alle KWK-Varianten deutlich unter der reinen Stromerzeugung liegt. Wie Abbildung 5-13 zeigt sinkt die bereitgestellte Energie über den Betrachtungszeitraum um rund 31 % für die Parallelschaltung und um rund 17 % für die Reihenschaltung. Trotz der Reduktion im Nenner der SGK-Gleichung (siehe Gleichung (3-40)) liegen die SGK der KWK-Varianten meist unterhalb der reinen Stromerzeugung. Dieses Ergebnis lässt sich damit erklären, dass die Erlöse aus der Wärmeversorgung im technisch-ökonomisch besten Fall mit 20,41 M€ für die Parallel- und 18,06 M€ für die Reihenschaltung negativ in den Barwert eingehen.

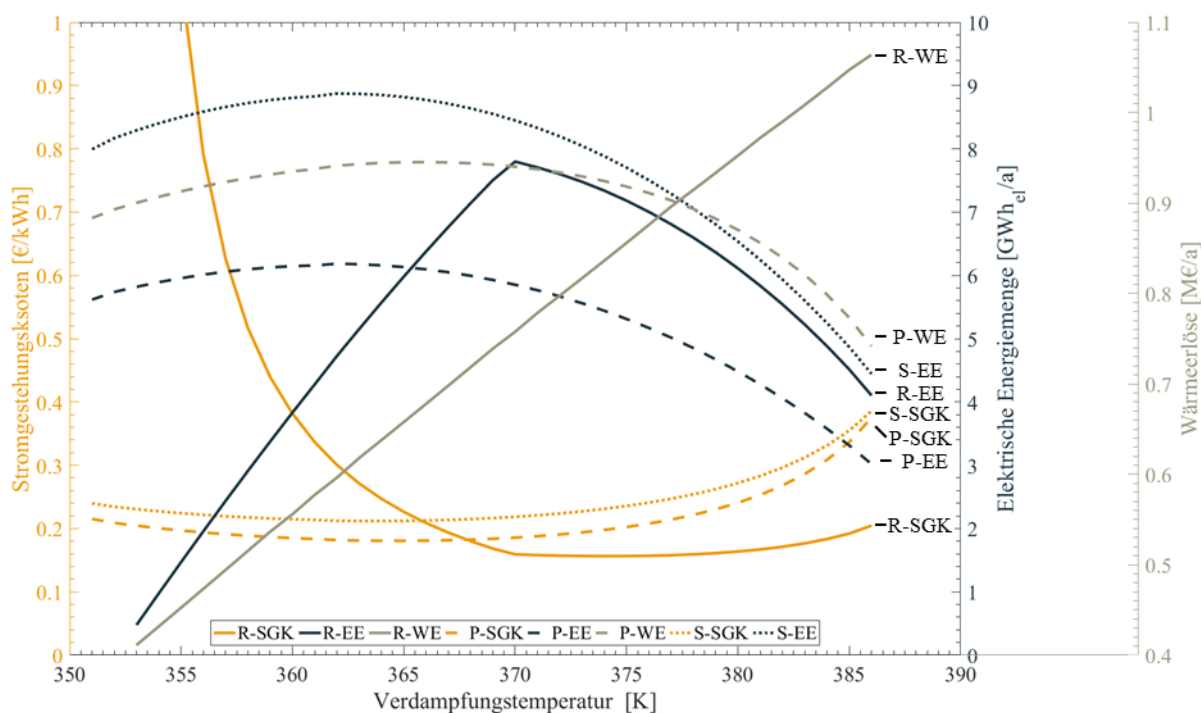
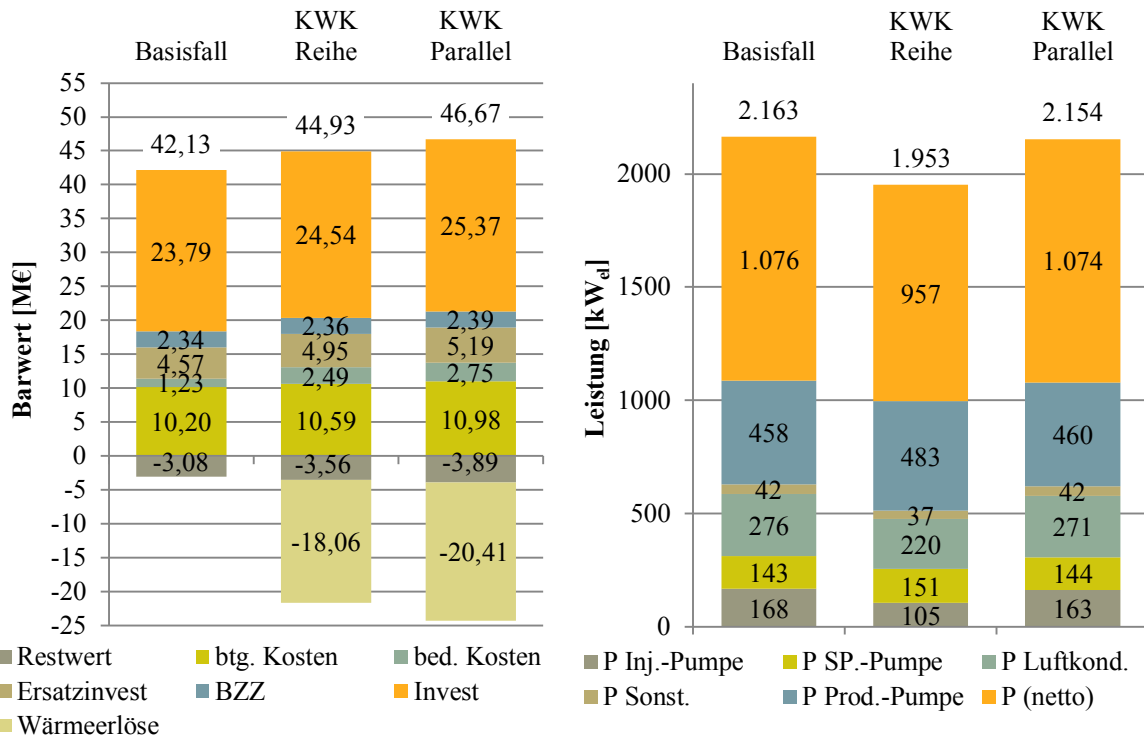


Abbildung 5-12: Technisch-ökonomischer Vergleich von Reihen-, Parallelschaltung und reiner Stromerzeugung über alle zulässigen Verdampfungstemperaturen ($\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa$) R = Reihenschaltung; P = Parallelschaltung; S = Reine Stromerzeugung; SGK = Stromgestehungskosten; EE = Elektrische Energiemenge; WE = Wärmeerlöse

Abbildung 5-13 fasst wesentliche Kennzahlen der technisch-ökonomischen Bewertung zusammen. Der Anstieg der Summe aus Investitionskosten, bedarfsgebundenen Kosten und betriebsgebundenen Kosten von bis zu 10 % wird durch Wärmeerlöse überkompensiert. In Summe sinkt der Barwert im Vergleich zum Basisfall für die Parallelschaltung um 41 % und für die Reihenschaltung um 39 %. Wie Abbildung R-1, zeigt wird der Anstieg der Investiti-

onskosten durch die Kosten des Heizwerkes verursacht. Für die Reihenschaltung ergeben sich Zusatzkosten von 1,36 M€ und für die Parallelschaltung von 1,51 M€, die sich jeweils auf Wärmetauscher und Spitzenlastkessel verteilen. Dabei hat der Wärmetauscher je nach ausgekoppelter Wärmeleistung einen Anteil von 28 – 43 %.



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungs-kosten		Elektrische Energie ⁴		Thermische Energie ⁴
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%	[GWh/30a]	Δ-%	[GWh/30a]
Basisfall	42,13		1.076		0,21		189		-
KWK parallel	46,67	10,8%	1.074	-0,2%	0,17	-17,5%	131	-30,4%	816
KWK reihe	44,93	6,7%	957	-11,1%	0,15	-27,9%	156	-17,1%	722

Abbildung 5-13: Technisch-ökonomische Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zum Basisfall $[\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa]$

Im Vergleich zum Basisfall zeigen sich auch Veränderungen bei der Nettoleistung und den Bestandteilen der parasitären Leistung. Die beobachteten Veränderungen lassen sich auf die Auswahl der technisch-ökonomisch optimalen Verdampfungstemperatur zurückführen. Wäh-

⁴ Der Stromgestehungskosten-Methodik folgend (siehe Kapitel 3.2) wird hier die diskontierte Energiemenge präsentiert

rend im Basisfall die minimalen SGK mit einer Verdampfungstemperatur von 364 K erreicht werden, so steigt die Verdampfungstemperatur für Parallelschaltungen auf 365 K und für Reihenschaltungen auf 374 K.

Thermische und elektrische Energie müssen nach den ersten beiden Hauptsätzen der Thermodynamik unterschieden werden. Im Rahmen der Stromgestehungskostenrechnung wird dieser thermodynamische Unterschied methodisch durch die Reduktion der Kosten um die Wärmeerlöse abgebildet. Dieser Umstand führt zu einer großen Sensitivität der Ergebnisse gegenüber dem angesetzten Wärmepreis. Für die in Abbildung 5-13 dargestellten Ergebnisse der Parallelschaltung ergibt sich beispielsweise für die Variation des Wärmepreises von 70 % - 130 % eine nahezu lineare Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom angesetzten Wärmepreis. Diese variieren von 0,13 €/kWh – 0,21 €/kWh, wobei mit steigenden Wärmepreisen im Rahmen der heuristischen Optimierung auch die Verdampfungstemperatur angepasst und damit mehr Wärme und weniger Elektrizität „verkauft“ wird.

Für alle KWK-Varianten konnte eine Verdampfungstemperatur identifiziert werden, die Stromgestehungskosten unterhalb der reinen Stromerzeugung aufweist. Somit zeigt sich die KWK unter den Annahmen zum Wärmepreis, den Vor- und Rücklauftemperaturen sowie der weiteren technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen als wirksame Maßnahme zur Reduktion der Stromgestehungskosten.

5.5 Gemische als Arbeitsmittel für geothermische ORC-Kraftwerke

Die Anpassung der Arbeitsmittelauswahl an die Temperatur des Thermalwassers hat einen großen Einfluss auf die Leistung des Kraftwerkes. Bei einer Betrachtung der Nettoleistung ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Produktions- und Injektionspumpe ergibt sich in Abhängigkeit der Temperatur ein erhebliches Optimierungspotenzial. Tabelle 5-1 zeigt hierzu über alle untersuchten zeotropen Arbeitsmittelgemische und Reinstoffe die minimal und maximal erzielbare Leistung in Abhängigkeit der Thermalwassereintrittstemperatur.

Tabelle 5-1: Vergleich der Nettoleistung des Kraftwerks für alle untersuchten, zulässigen Arbeitsmittel in Abhängigkeit der Thermalwassereingangstemperatur

	100°C	110°C	120°C	130°C	140°C	150°C	160°C	170°C	180°C	190°C	200°C
P_{\max} [MW]	0,86	1,16	1,53	1,98	2,55	3,08	3,85	4,36	5,13	5,99	6,80
P_{\min} [MW]	0,60	0,88	1,20	1,55	1,94	2,39	2,89	3,45	4,07	4,77	5,56
Delta [%]	29,6%	24,5%	21,8%	21,9%	23,6%	22,5%	24,9%	20,9%	20,6%	20,2%	18,2%

Über alle untersuchten Thermalwassereintrittstemperaturen liegt die maximale Verbesserung eines Gemisches im Vergleich zu einem Reinstoff bei 29,6 %. Die minimale Verbesserung liegt allerdings nur bei 1,96 %. Somit konnte gezeigt werden, dass zeotrope Arbeitsmittelgemische unter den untersuchten Rahmenbedingungen eine Steigerung der Nettoleistung ge-

genüber den untersuchten Reinstoffen bewirken können. Detaillierte Schaubilder der Ergebnisse finden sich in Anhang J.

Abbildung 5-14 zeigt zusätzlich für Thermalwassereintrittstemperaturen von 100 °C bis 200 °C die Arbeitsmittelgemische/Reinstoffe mit der maximal zu erzielenden Nettoleistung. Die Gemischzusammensetzung wurde anhand des Anteils der leichter flüchtigen Komponente zwischen 0 % und 100 % variiert. Daher wurden für alle Arbeitsmittelgemische auch die Reinstoffe betrachtet. Auffällig ist dabei, dass für keine der untersuchten Thermalwassereintrittstemperaturen ein Reinstoff die maximale Nettoleistung liefert. Für jedes zeotrope Arbeitsmittelgemisch, das für eine bestimmte Thermalwassereintrittstemperatur ein Optimum darstellt, wurde zusätzlich, sofern thermodynamisch möglich, die Leistung bei höherer und niedrigerer Thermalwassereingangstemperatur eingezeichnet. Es wird deutlich, dass ein bestimmtes Arbeitsmittelgemisch in der Regel nur für einen engen Temperaturbereich eine optimale Wahl darstellt. Des Weiteren ist zu erkennen, dass nur für R245fa – R365mfc [0,9:0,1], R227ea – R245fa [0,6:0,4] und Isobutan – Isopentan [0,7:0,3] ein Ergebnis bei höheren Temperaturen angegeben werden kann. Alle anderen Arbeitsmittelgemische verletzen bei höheren Temperaturen die in Kapitel 3.1.3 erläuterten Rahmenbedingungen hinsichtlich des maximalen Drucks. Wie bereits in /Köhler 2005/ und /Schlagermann 2014/ erläutert, zeigt sich somit, dass ein Arbeitsmittel möglichst nahe dem kritischen Punkt verdampft werden sollte.

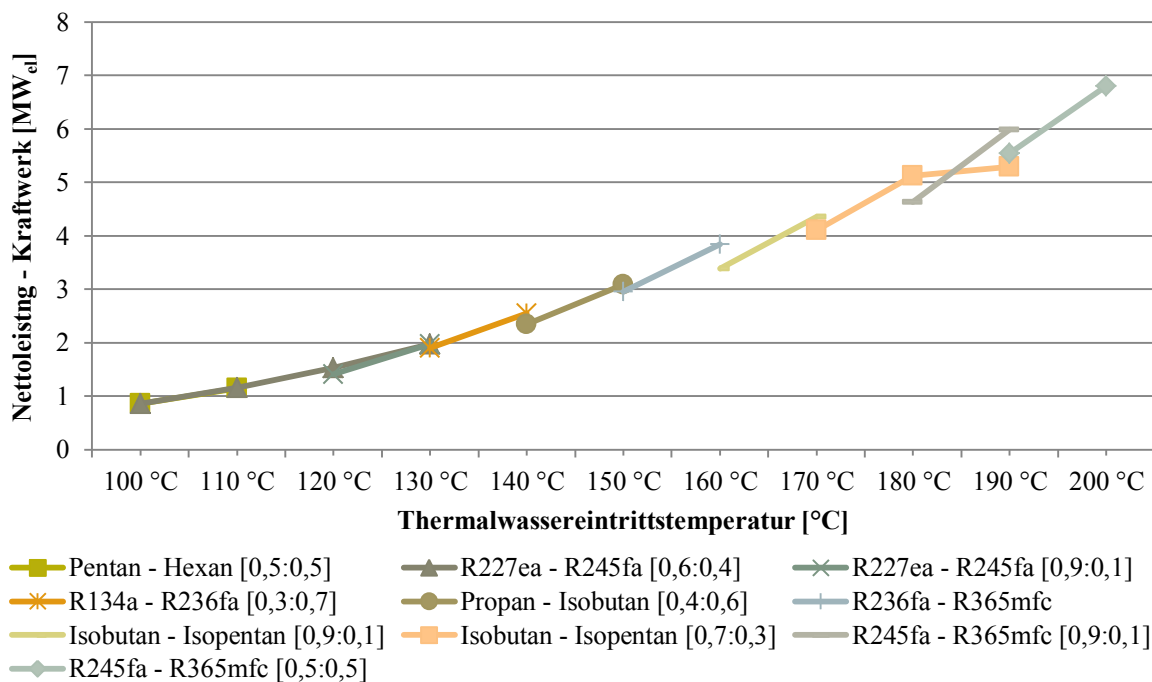


Abbildung 5-14: Maximale Nettoleistung in Abhängigkeit der Thermalwassereintrittstemperatur für alle untersuchten zeotropen Arbeitsmittelgemische über alle untersuchten Gemischzusammensetzungen [$\dot{V} = 0,1 \frac{m^3}{s}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

Gemische besitzen im Vergleich zu Reinstoffen einen geringeren Wärmeübergangskoeffizienten und bedürfen einer höheren Wärmeübertragerfläche. Experimentelle Untersuchungen, zeigen, dass der Wärmeübergangskoeffizient von Gemischen signifikant geringer ist als bei Reinstoffen. Dies lässt sich durch Stofftransport- und Diffusionsvorgänge während des Wärmeübergangs erklären /Heberle 2013/. Dies bedingt eine Abschnittsweise Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten. Das Verhältnis von Gas- zu Flüssigphase und auch der Anteil der leicht und schwer siedenden Gemischbestandteile ändern sich je nach Position im Wärmeübertrager. In der vorliegenden Arbeit wurden die Wärmeübertrager in je fünf Abschnitte unterteilt.

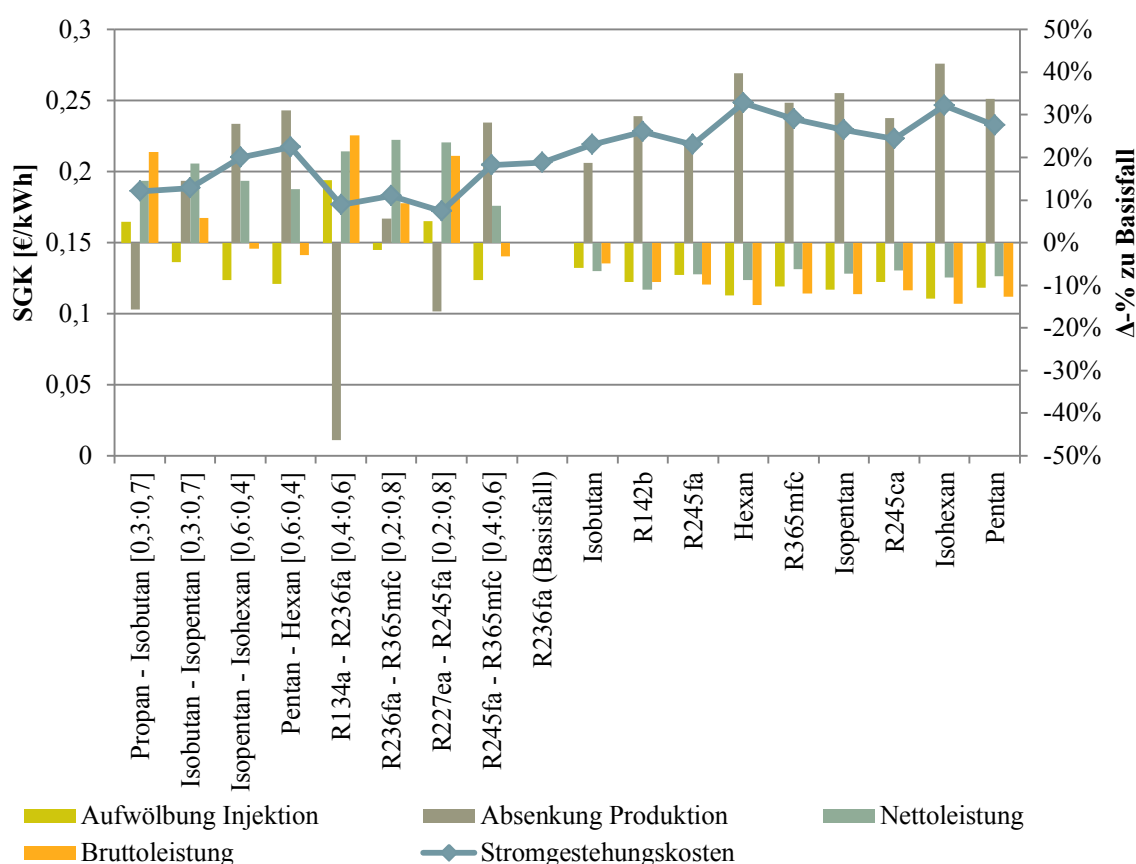
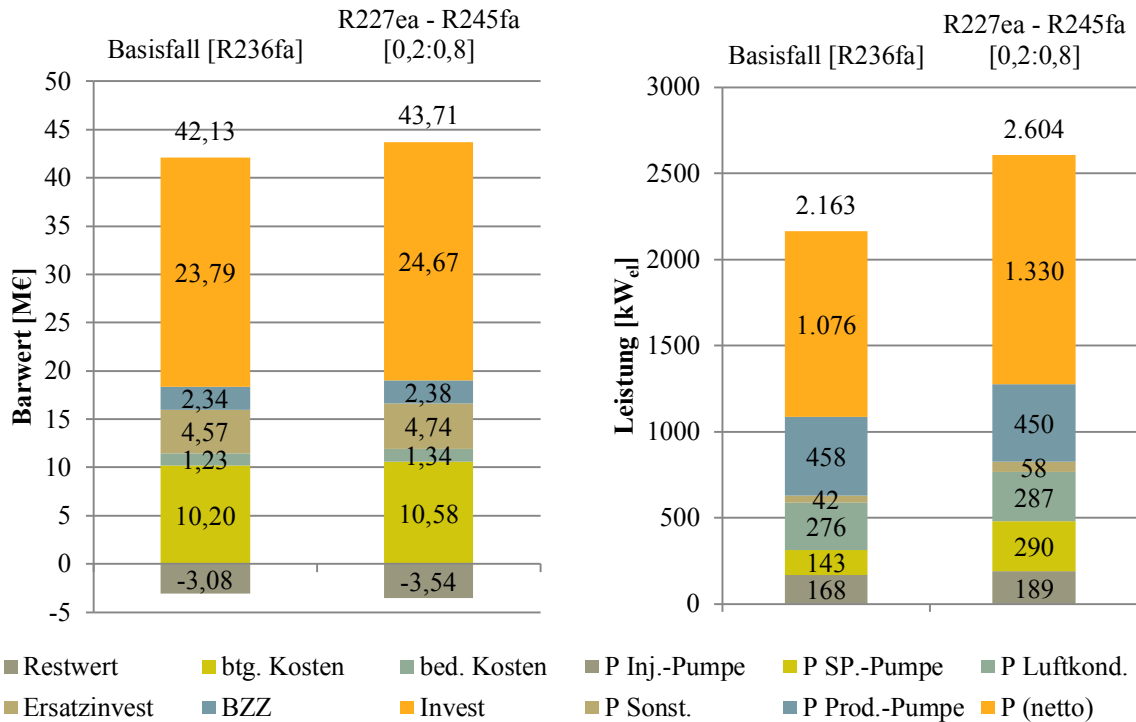


Abbildung 5-15: Leistung, Absenkung und Stromgestehungskosten über alle zulässigen Arbeitsmittel für den Fall minimaler Stromgestehungskosten $[\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}]$

Die Auswirkungen der Arbeitsmittelauswahl und die Unterschiede zwischen Gemischen und Reinstoffen beschränken sich nicht nur auf die Verdampferfläche. Arbeitsmittelmassenstrom, Injektionstemperatur oder die Drücke im Kraftwerk haben einen großen Einfluss auf die integrierte Bewertung des Gesamtsystems. Abbildung 5-15 zeigt hierzu für den Basisfall mit einer Förderrate von $0,085 \frac{m^3}{s}$ die Stromgestehungskosten sowie relativ zum Basisfall Bruttoleistung, Nettogleistung, die Aufwölbung in der Injektionsbohrung $s_{\text{Injektion}}$ und die Absenkung in der Produktionsbohrung $s_{\text{Produktion}}$. Die niedrigsten SGK werden mit dem Arbeitsmittelgemisch R227ea – R245fa erreicht. Abbildung 5-15 zeigt aber auch, dass das Arbeitsmittel über

die Temperatur am Kraftwerksausgang einen erheblichen Einfluss auf die Druckantwort des Aquifer hat. So liegt die Kraftwerksausgangstemperatur beim Gemisch R134a – R236fa bei 74,2 °C wohingegen das Gemisch R235fa – R365mfc mit 58,2 °C aus dem Kraftwerkskreislauf austritt (jeweils für den Fall minimaler Stromgestehungskosten).



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungskosten	
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%
Basisfall	42,13		1.076		0,21	
R227ea - R245fa [0,2:0,8]	43,71	3,8%	1.330	23,6%	0,17	-16,7%

Abbildung 5-16: Technischer und ökonomischer Vergleich des zeotroper Arbeitsmittels mit den geringsten Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall $[\dot{v} = 0,085 \frac{m^3}{s}]$

Zur Einordnung der Ergebnisse vergleicht Abbildung 5-16 die technisch-ökonomisch beste Arbeitsmittel, eine Mischung von R227ea - R245fa [0,2:0,8] mit dem Basisfall. Bemerkenswerte Veränderungen des Barwertes lassen sich nur bei Investitions- und betriebsgebundenen Kosten ausmachen. Die Steigerung der betriebsgebundenen Kosten lässt sich auf die Investitionskosten zurückführen. Sowohl bei Versicherungen als auch bei Wartung und Instandhaltung schlagen sich die steigenden Investitionskosten der Stromerzeugungsanlage (siehe Abbildung R-1 und Tabelle R-1) direkt nieder. In Summe steigen die Investitionskosten um 3,7 %. Gleichzeitig steigt aber die Bruttoleistung im Vergleich zum Basisfall um 20 %. Die Verdampfungstemperatur von R227ea - R245fa liegt im gewählten Fall um 14 K höher als im Basisfall, wodurch die Enthalpiedifferenz über die Turbine um 3 % und der Arbeitsmittel-

massenstrom um 17 % steigen. Durch den erhöhten Arbeitsmittelmassenstrom und den höheren Verdampfungsdruck steigt auch die Leistung der Speisepumpe um 103 %. Die für das Gemisch um 4 K geringere Kraftwerksausgangstemperatur führt wie bereits erwähnt zu leichten Veränderungen bei der Leistungsaufnahme der Thermalwasserpumpen. In Summe steigt die Nettoleistung dennoch um 24 %, was zu einer Reduktion der SGK von 17 % führt. Die Wahl des Arbeitsmittels in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur hat damit einen entscheidenden Einfluss auf die technische und ökonomische Bewertung eines Geothermiekraftwerks. R227ea - R245fa [0,2:0,8] liefert bei Berücksichtigung aller untersuchten Arbeitsmittelgemische und Reinstoffe die niedrigsten Stromgestehungskosten. Es zeigt sich somit, dass eine anlagenspezifische Auswahl des Arbeitsmittels und der Vergleich zwischen Reinstoffen und Gemischen unerlässlich sind.

5.6 Upscaling

Upscaling (engl. Hochskalieren) beschreibt die Abkehr von der klassischen Dublette hin zu einem Reservoirmanagement mittels mehrerer Bohrungen wie es in den Hochenthalpiegebieten in Italien, den USA oder in Island üblich ist. Dabei wird ein Reservoir durch mehrere Injektions- und Produktionsbohrungen erschlossen und das Thermalwasser in einer zentralen Anlage ausgekühlt. Vorteile dieses Ansatzes liegen in den zu erwartenden Skaleneffekten und der Streuung des Risikos. Nachteile sind beispielsweise die absolut steigenden Kosten und die technische Komplexität. Skaleneffekte sind bereits aus vielen anderen Anwendungen bekannt, sollen jedoch im Rahmen dieser Arbeit auf die Geothermie übertragen werden. Vor dem Hintergrund der petrothermalen Energiegewinnung präsentiert /Heidinger 2014/ das Konzept der „Reservoirfarm“, welches die systematische Erschließung eines petrothermalen Reservoirs über multiple Bohrungen vorsieht. Dabei konnte er zeigen, dass u.a. durch die Steigerung der Bohrungsanzahl eine Reduktion Stromgestehungskosten erzielt werden kann. Nachfolgend werden die Möglichkeiten des Upscaling technisch-ökonomisch detailliert für hydrothermale Reservoirbedingungen am Beispiel des geothermischen Standorts Bruchsal evaluiert. Dazu werden drei Szenarien untersucht, deren Unterscheidungsmerkmale in Tabelle 5-2 dargestellt werden. Zusätzlich zeigen Abbildung L-1 und Abbildung L-2 für das Szenario 2 (SZ2) und Szenario 3 (SZ3) die Positionierung der Bohrungen. Szenario 1 (SZ1) unterscheidet sich von SZ2 nur dadurch, dass lediglich zwei Produktionsbohrungen (GBP II, GB II) und drei Injektionsbohrungen (GBI III, GBI II, GB I) simuliert werden. /Stober et al. 2013a/ zeigen, dass die Masse der gelösten Salze im Oberrheingraben spezifisch mit der Tiefe ansteigt. Es ergeben sich jedoch starke Unterschiede zwischen den einzelnen Nutzenhorizonten. Die höchste gemessene Mineralisierung im Buntsandstein beträgt 128,4 g/kg. Die Mineralisierung von GB1 und GB2 ist nahezu gleich und liegt nur knapp unterhalb der maximal gemessenen Werte des Buntsandsteins. Aus diesen Gründen wird für alle verwendeten Teufen die gleiche Mineralisation des Basisfalls übernommen.

In SZ3 werden tiefere Produktionsbohrungen abgeteuft und dadurch höhere Reservoirtemperaturen erschlossen. Die gesteigerten Reservoirtemperaturen schlagen sich in einer höheren Thermalwassertemperatur am Kraftwerkseingang nieder. Das im Basisfall verwendete Arbeitsmittel R236fa erfüllt unter diesen Voraussetzungen die in Kapitel 3.1.3 definierten Rahmenbedingungen für SZ3 nicht. Um eine Vergleichbarkeit unter den einzelnen Szenarien zu ermöglichen, werden alle in diesem Kapitel untersuchten Szenarien mit Isobutan als Arbeitsmittel simuliert. Der Verdampfungsdruck von Isobutan liegt über einen weiten Temperaturbereich unterhalb der in Kapitel 3.1.3 definierten Schwelle von 80 % des kritischen Drucks des Arbeitsmittels.

Tabelle 5-2: Definition Szenarien Upscaling /Fischer 2010/, /Schlagermann 2014/, /Kölbel 2016/

	Szenario 1 (SZ1)	Szenario 2 (SZ2)	Szenario 3 (SZ3)
# Bohrungen	3 Injek. / 2 Prod.	5 Injek. / 5 Prod.	6 Injek. / 4 Prod.
Salinität (tds) [g/l]	127	127	127
Aquifermächtigkeit [m]	350 / 500	350 / 500	350; 500 / 500
Erschließungsart	Vertikal	Vertikal	Vertikal
Teufe (TVD) [m]	1877 / 2542	1877 / 2542	1877; 2542 / 3200
Permeabilität [m ²]	6,5 ⁻¹⁴ / 5,5 ⁻¹⁴	6,5 ⁻¹⁴ / 5,5 ⁻¹⁴	6,5 ⁻¹⁴ ; 5,5 ⁻¹⁴ / 5,5 ⁻¹⁴
Aquiferdruck [MPa]	18,59 / 25,28	18,59 / 25,28	18,59; 25,28 / 32
Aquifertemperatur [°C]	119 / 132	119 / 132	119; 132 / 160

Die Szenarien sollen die Möglichkeiten aufzeigen, die durch ein gezieltes Feldmanagement entstehen. SZ1 umfasst im Vergleich zum Basisfall drei zusätzliche Bohrungen. Dabei werden aufgrund der geringeren hydraulischen Leistungsfähigkeit von Injektionsbohrungen, mehr Injektions- als Produktionsbohrungen abgeteuft. SZ2 beleuchtet eine weitere Steigerung der Bohrungsanzahl auf insgesamt 10 Bohrungen, allerdings mit einem ausgeglichenen Verhältnis zwischen Injektions- und Produktionsbohrungen. SZ3 schöpft die Möglichkeiten des Erlaubnisfeldes Bruchsal aus und erschließt den Buntsandstein am westlichen Rand des Erlaubnisfeldes in größerer Tiefe, sodass höhere Temperaturen zu erwarten sind. Wie in den anderen Szenarien werden auch in SZ3 die Injektionsbohrungen flacher abgeteuft um Kosten zu sparen.

Nachfolgend wird unter anderem eine Maximierung der Förderrate je Bohrung untersucht. Begrenzender Faktor dieser Untersuchungen ist die maximal zulässige hydraulische Potenzialänderung von 4 MPa in einer Bohrung (siehe Kapitel 3.1.1). Durch die hydraulische Beeinflussung zwischen den einzelnen Bohrungen muss die maximal zulässige Förderrate für die Summe aller Bohrungen daher für jedes Szenario getrennt simuliert werden. Eine gezielte Injektion/Produktion in/aus bestimmten Bohrungen kann aufgrund unterschiedlicher hydraulischer Parameter und Abstände zwischen den einzelnen Bohrungen im Vergleich zu einer

Gleichverteilung eine Steigerung des insgesamt geförderten Thermalwassermassenstroms ermöglichen. Hierbei handelt es sich jedoch um ein nichtlineares Optimierungsproblem, was im Rahmen dieser Arbeit ausgeklammert werden soll. Es wird daher angenommen, dass die Fließrate gleichmäßig auf die Injektions- und Produktionsbohrungen verteilt ist.

In Kapitel 3.2 wird detailliert das ökonomische Teilmodell erläutert. Während Dienstleistungen, bedarfs- und betriebsgebundene Kosten häufig durch lineare Zusammenhänge oder Pauschalen abgebildet werden, zeichnen sich vor allem technische Komponenten wie Kraftwerk und Bohrungen durch Skaleneffekte aus. Dabei kommen entweder Degressionsexponenten nach /Turton et al. 2013/ oder mengenabhängige Kostenreduktionen (z.B. Bohrkosten) zum Tragen. Tabelle 5-3 zeigt den Einfluss von Skaleneffekten anhand der spezifischen Investitionskosten bei einer Variation der Förderrate von 50 – 200 l/s für SZ1. Ziel dieser Simulationsrechnungen ist es den Einfluss von Skaleneffekten aufzuzeigen und eine Maximierung der Förderrate unter den hydraulischen Bedingungen des SZ1 zu untersuchen.

Tabelle 5-3: Spezifische Investitionskosten im Szenario 1 für einen Volumenstrom von 50 – 200 l/s

	Volumenstrom [l/s]						
	50 [l/s]	75 [l/s]	100 [l/s]	125 [l/s]	150 [l/s]	175 [l/s]	200 [l/s]
Nettleistung [kW_{el}]	594	1.027	1.433	1.787	2.124	2.445	2.760
Grundstück [€/kW_{el}]	5.681	3.435	2.563	2.135	1.867	1.680	1.541
Exploration [€/kW_{el}]	2.432	1.406	1.007	808	680	590	523
Vorplanung, Genehmigung, Projektmanagement [€/kW_{el}]	3.330	2.036	1.530	1.277	1.118	1.010	923
Technische Planung [€/kW_{el}]	544	342	262	222	197	181	167
Erschließung Reservoir [€/kW_{el}]	34.286	19.820	14.200	11.387	9.580	8.323	7.373
Förder- und Injektionseinrichtungen [€/kW_{el}]	985	699	588	514	466	423	368
Thermalwasserkreislauf [€/kW_{el}]	2.336	1.826	1.646	1.547	1.490	1.542	1.506
Kraftwerk & MSR [€/kW_{el}]	5.167	4.077	3.579	3.359	3.254	3.149	3.086
Netzanbindung [€/kW_{el}]	570	443	384	356	338	324	313
Sonstiges [€/kW_{el}]	3.763	2.179	1.564	1.256	1.058	921	817
Σ Invest [€/kW_{el}]	59.096	36.263	27.325	22.860	20.048	18.142	16.617

Tabelle 5-3 zeigt für das Szenario 1 die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der elektrischen Leistung für variierende Volumenströme der Gesamtanlage. Die Kosten für die „Erschließung des Reservoirs“ haben den größten Anteil an den Investitionskosten. Sie sind allerdings unabhängig von der Förderrate und zeigen daher im Vergleich zu den skalierenden Kostenpositionen wie beispielsweise „Kraftwerk & MSR“ eine deutlich stärkere spezifische Reduktion. Die spezifischen Kosten für die „Erschließung des Reservoirs“ reduzieren sich beim Vergleich eines Volumenstroms von 50 l/s gegenüber 200 l/s um 365 % während die spezifischen Kosten für „Kraftwerks & MSR“ lediglich um 67 % sinken. Alle Kostenpositionen zeigen, wenn auch in unterschiedlicher Intensität, die erwartete Degression, sodass aus ökonomischer Sicht eine hohe Förderrate anzustreben ist.

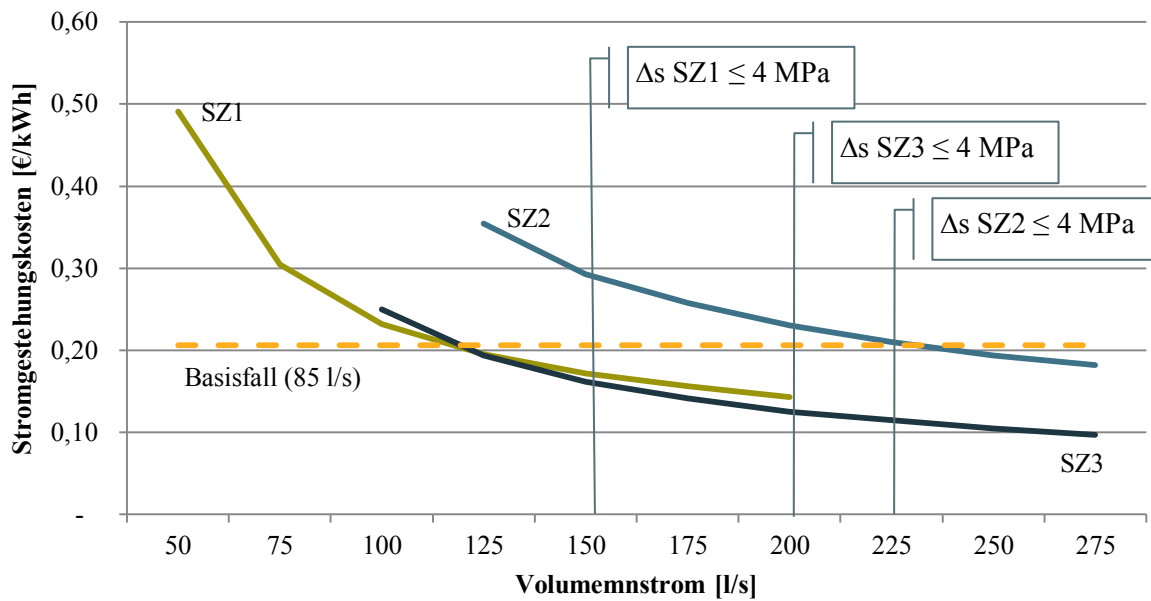
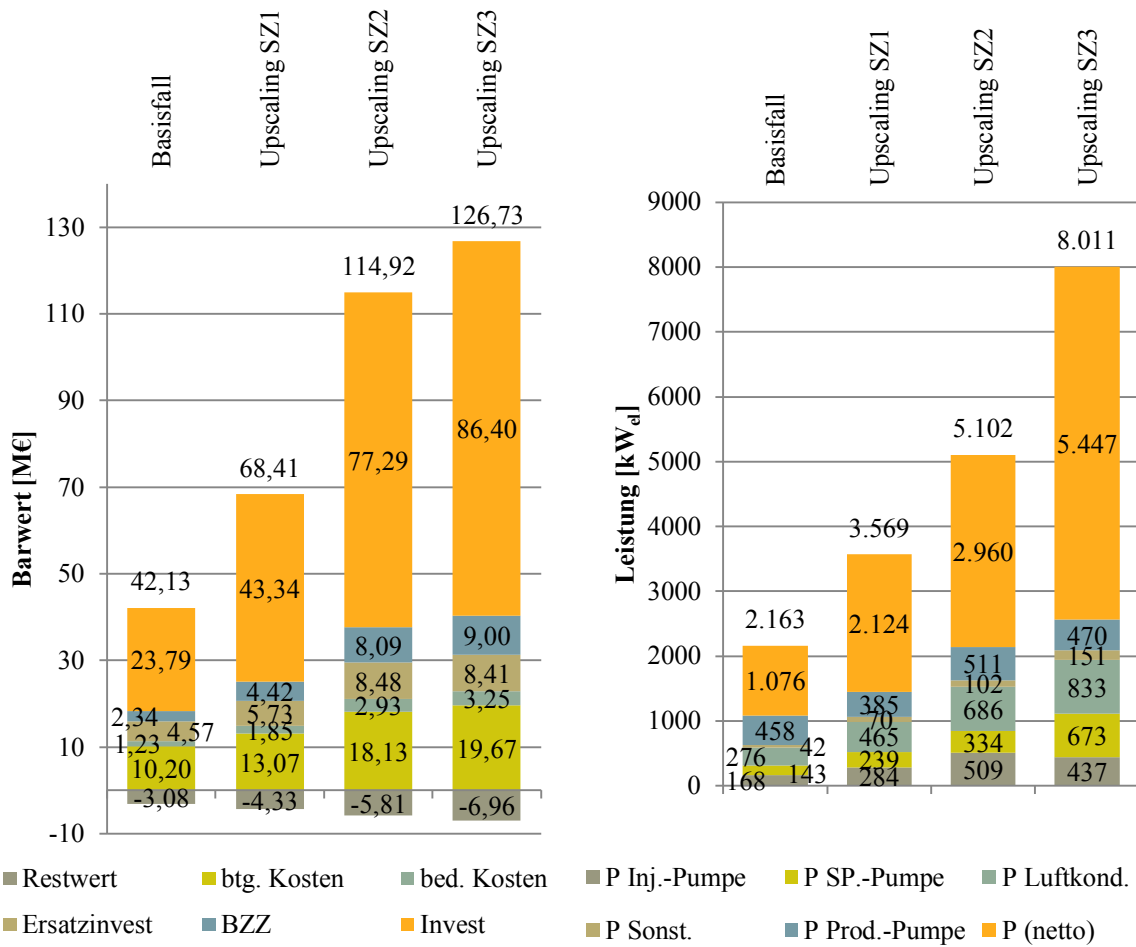


Abbildung 5-17: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Volumenstroms für die untersuchten Szenarien des Upscalings (Arbeitsmittel Isobutan)

Wie Tabelle 5-3 zeigt, führt eine Steigerung der Gesamtförderrate zu einer Degression der spezifischen Investitionskosten. Aus hydraulischer Sicht werden jedoch trotz einer im Vergleich zum Basisfall gesteigerten Bohrungsanzahl für vergleichsweise geringe Förder-/Injektionsraten hohe Änderung der Aufwölbung/Absenkung je Bohrung simuliert. Da sich mehrere hydraulische Prozesse subsummieren wird daher pro Bohrung die Förderrate des Basisfalls von 85 l/s nicht erreicht. Für SZ1 können so maximal 75 l/(s*Produktionsbohrung) für SZ2 45 l/(s*Produktionsbohrung) und für SZ3 40 l/(s*Produktionsbohrung) gefördert werden. Höhere Förderraten je Bohrung verletzen die Rahmenbedingungen zur maximalen Druckänderung im Reservoir von 4 MPa. Abbildung 5-17 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten für die drei Szenariovarianten in Abhängigkeit der Gesamtförderrate. Zusätzlich wird die nach Kapitel 3.1.1.1 maximal zulässige Förderrate markiert und zum Vergleich die Förderrate des Basisfalls dargestellt. Es wird deutlich, dass es Optimierungspotenzial hinsichtlich der Anzahl der Bohrungen gibt. SZ2 kann trotz einer größeren maximalen Förderrate in keinem der untersuchten Fälle geringere SGK als SZ1 erreichen. Neben dem in Abbildung 5-17 aufgezeigten Volumenstrom spielt auch die Temperatur des Thermalwassers eine maßgebliche Rolle. Für eine Förderrate von 150 l/s erreicht SZ3 aufgrund der höchsten Kraftwerkseingangstemperatur von 150,6 °C, im Vergleich zu 129,5 °C (SZ1) und 123,8 (SZ2), die geringsten SGK aller untersuchten Szenarien. Die Temperaturverluste zwischen Reservoir und Kraftwerkseingang variieren in Abhängigkeit der Förderrate. So steigt die Kraftwerkseingangstemperatur im SZ3 von 147,2 °C auf 155,8 °C bei einer Steigerung der Gesamtförderrate von 100 l/s auf 200 l/s. Bei der maximalen Förderrate wird in SZ1 eine Kraftwerkseingangstemperatur von 129,5 °C im SZ2 von 128,4 °C und im SZ3 von 155,8 °C

erreicht. SZ3 zeigt trotz eines aufgrund der Entfernung geringeren hydraulischen Ausgleichs zwischen Injektions- und Produktionsbohrungen geringere Stromgestehungskosten als die anderen Szenarien. Die technisch-ökonomische Vorteilhaftigkeit von SZ1 und SZ3 gegenüber SZ2 kann auch als Indiz dafür gewertet werden, dass wie bereits diskutiert, die hydraulische Anbindung der Injektion wichtiger ist als die Anbindung der Produktion an das Reservoir. Dieser Effekt kann u.a. durch mehr Produktions- als Injektionsbohrungen erreicht werden. Ein Vergleich zu anderen Maßnahmen zur Verbesserung der Injektivität wie Stimulation wird in dieser Arbeit ausgespart. Abbildung L-4 zeigt ergänzend für alle Szenarien die absoluten Werte für Nettoleistung, Bruttoleistung und Investitionen.

Die technische Maßnahme „Upscaling“ zeigt nur für zwei Szenarien eine Verbesserung der Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall. Wie Abbildung 5-18 verdeutlicht, kann in den Szenarien SZ1 und SZ3 eine Reduktion der SGK erreicht werden, während SZ2 zu einer minimalen Steigerung führt. Die ökonomische Bewertung wird deutlich von den Investitionskosten und im Speziellen von den Erschließungskosten dominiert. Liegt der Anteil der Erschließung an den Investitionskosten im Basisfall noch bei 39 %, so steigt dieser Wert im SZ1 auf 47 %, im SZ2 auf 51 % und im SZ3 auf 52 %. Spezifisch pro Bohrung zeigt sich jedoch ein gegenläufiger Trend. Während im Basisfall noch 4,69 M€/Bohrung ausgegeben werden müssen, sinkt dieser Wert für SZ1 auf 4,07 M€/Bohrung und für SZ2 auf 3,97 M€/Bohrung. Im SZ3 wird das Produktionsreservoir tiefer erschlossen, sodass die Kosten hier bei 4,50 M€/Bohrung liegen. Dieser ökonomische Nachteil wird jedoch mit einer deutlich gesteigerten Kraftwerkseingangstemperatur ausgeglichen. SZ1 und SZ2 zeigen aufgrund der Temperaturverluste in der Vorlaufleitung eine um 1 – 2 K niedrigere Kraftwerkseingangstemperatur. SZ3 hingegen erreicht eine Kraftwerkseingangstemperatur von 151,5 °C, was einer Steigerung zum Basisfall von 21,4 K entspricht. Zusammen mit der erhöhten Gesamtförderrate ergibt sich damit für SZ3 eine prozentuale Veränderung der Bruttoleistung von 270 % im Vergleich zum Basisfall. Bemerkenswert dabei ist, dass bei allen untersuchten Upscalingszenarien der Anteil des Eigenverbrauchs an der Bruttoleistung im Vergleich zum Basisfall sinkt. Im Basisfall hat die parasitäre Leistung noch einen Anteil von 50 % an der Bruttoleistung. Diese Kennzahl sinkt für SZ1 auf 40 % für SZ2 auf 42 % und für SZ3 auf 32 %. Somit konnte gezeigt werden, dass Upscaling eine Option zur Senkung der Stromgestehungskosten sein kann, aber nicht muss. Eine detaillierte hydraulische Betrachtung des bewirtschafteten Reservoirs, sowie eine ökonomische Optimierung unter Berücksichtigung von Skaleneffekten sind zu empfehlen.



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungskosten	
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%
Basisfall $[\dot{V}_{ges} = 85 \frac{l}{s}]$	42,13		1.076		0,21	
Upscaling SZ1 $[\dot{V}_{ges} = 150 \frac{l}{s}]$	68,41	62,4%	2.124	97,4%	0,17	-16,8%
Upscaling SZ2 $[\dot{V}_{ges} = 225 \frac{l}{s}]$	114,92	172,8%	2.960	175,0%	0,21	1,6%
Upscaling SZ3 $[\dot{V} = 200 \frac{l}{s}]$	126,73	200,8%	5.447	406,1%	0,13	-39,4%

Abbildung 5-18: Technisch-ökonomische Bewertung von Upscaling im Vergleich zum Basisfall

5.7 Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen

Die in den Kapiteln 5.1 bis 5.6 untersuchten technischen Maßnahmen beleuchten die Erschließung des Reservoirs, die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, die Arbeitsmittelauswahl und das Upscaling. Dabei wurde besonders das Kostensenkungspotential der einzelnen Maßnahmen aufgezeigt. Es ist davon auszugehen, dass durch eine Kombination der Einzel-

maßnahmen ein weiteres Kostensenkungspotential erschlossen werden kann. Dies soll nachfolgend untersucht werden.

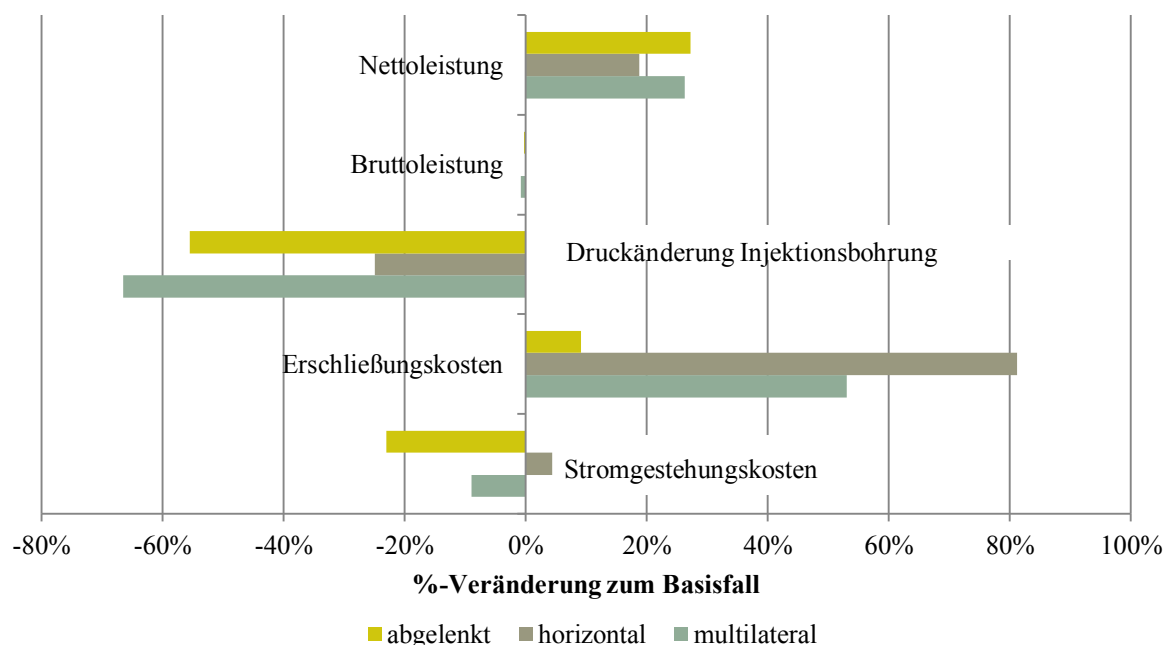


Abbildung 5-19: Technisch-ökonomischer Vergleich der untersuchten Erschließungsverfahren $\left[\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}; R236fa \right]$

Die Ergebnisse dieser Arbeit konnten zeigen, dass abgelenkte und multilaterale Erschließungskonzepte einer vertikalen Erschließung überlegen sind. Eine horizontale Erschließung ist für die Rahmenbedingungen des Basisfalls aus technisch-ökonomischer Sicht nicht zu empfehlen. Abbildung 5-19 zeigt zur Erläuterung die prozentuale Veränderung von Nettoleistung, Bruttoleistung, Druckänderung der Injektionsbohrung, Aufwendungen für die Erschließung des Reservoirs und die Stromgestehungskosten. Während die Bruttoleistung nur leicht aufgrund der minimal unterschiedlichen Kraftwerkseingangstemperaturen schwankt, zeigt die Nettoleistung für alle Erschließungsverfahren im Vergleich zum Basisfall eine deutliche Steigerung. Durch die bessere Anbindung an das Reservoir sinken die Druckänderung in der Injektionsbohrung und damit auch die parasitären Verluste durch die Injektionspumpe. Dieser Effekt überkompensiert die um bis zu 80 % (horizontale Erschließung) gestiegenen Erschließungskosten nur bei abgelenkten und multilateralen Bohrungen und führt für diese Erschließungsverfahren damit zu sinkenden Stromgestehungskosten. Bei horizontalen Bohrungen stellt sich die Situation konträr dar. Während die Nettoleistung im Vergleich zu den anderen Erschließungsverfahren weniger stark steigt, verdoppeln sich die Erschließungskosten nahezu. Basierend auf den Stromgestehungskosten als Entscheidungsparameter zeigen somit abgelenkte Bohrungen für die Bedingungen des Basisfalls die besten technisch-ökonomischen

Ergebnisse. Für die Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen wird daher die Erschließung des Reservoirs mit abgelenkten Bohrungen simuliert.

Wie in Kapitel 5.4 gezeigt, können mittels der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Wärmeerlöse die Stromgestehungskosten um 17 – 30 % im Vergleich zum Basisfall gesenkt werden. Für die Kraftwerkseingangstemperaturen des Basisfalls stellt die Reihenschaltung unter den gegebenen Rahmenbedingungen die technisch-ökonomisch bessere Lösung dar, weshalb diese bei den nachfolgenden Betrachtungen zur Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen berücksichtigt wird.

Upscaling als technische Maßnahme wird in Kapitel 5.6 untersucht. Dabei wird deutlich, dass durch eine Steigerung der Anzahl an Produktions- und Injektionsbohrungen der Thermalwasservolumenstrom unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Vergleich zum Basisfall gesteigert werden kann. Dies führt jedoch nicht in allen untersuchten Szenarien auch zu einer Senkung der Stromgestehungskosten gegenüber dem Basisfall. Szenario 3 erreicht aufgrund der höheren Kraftwerkseingangstemperaturen die niedrigsten SGK, weshalb dieses Szenario als Basis der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen in diesem Kapitel dienen soll.

Sowohl in der einschlägigen Literatur (siehe Kapitel 4.3.1) als auch in den Ergebnissen dieser Arbeit lässt sich deutlich ablesen, dass die Auswahl eines geeigneten Arbeitsmittels maßgeblich von der Temperatur des Thermalwassers am Kraftwerkseingang abhängig ist. Kapitel 5.5 und Anhang J zeigen einen Vorteil für zeotrope im Vergleich zu reinen Arbeitsmitteln. Aufgrund der höheren Thermalwassereingangstemperatur im Szenario 3, der Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Kopplung und der Anwendung abgelenkter Bohrungen ist eine erneute Berechnung des Thermalwasservolumenstroms notwendig. Durch die Anwendung abgelenkter Bohrungen kann im Vergleich zu den Untersuchungen in Kapitel 5.6 die Förderrate von 200 l/s auf 225 l/s angehoben werden.

Tabelle 5-4 zeigt in Abhängigkeit der Arbeitsmittel die technischen und ökonomischen Ergebnisse der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen. Kombiniert werden, basierend auf den vorangegangenen Erläuterungen, die Erschließung des Reservoirs mit abgelenkte Bohrungen, die kombinierte Bereitstellung von Strom und Wärme in Heizkraftwerken sowie das Upscaling im Szenario 3. Die in Kapitel 3.1.3 definierten technischen Rahmenbedingungen werden nur von sechzehn Arbeitsmitteln/Arbeitsmittelgemischen erfüllt. Es wird deutlich, dass die niedrigsten SGK nicht durch minimale Investitionskosten oder maximale thermische/elektrische Energieausbeute gekennzeichnet sind. Daher ist bei der Durchführung eines geothermischen Projektes immer eine umfassende Untersuchung aller zur Verfügung stehender Arbeitsmittel zu empfehlen. Die minimalen Stromgestehungskosten werden durch das Gemisch R236fa - R365mfc bei einem Mischungsverhältnis von 0,8:0,2 erreicht und belaufen sich auf 0,072 €/kWh.

Tabelle 5-4: Technisch-ökonomischer Vergleich zulässiger Arbeitsmittel – Kombination ausgewählter Maßnahmen – SZ3

	P_b [MW _{el}]	P_n [MW _{el}]	Mischungs -verhältnis	SGK _{netto} [€/kWh]	K_{Inv} [M€]	E_{th} [MWh _{th} /a]	$E_{el, netto}$ [MWh _{el} /a]
Propan - Isobutan	8,97	6,26	0:1	0,076	95,62	108.160	48.286
Isobutan - Isopentan	8,15	5,75	0,9:0,1	0,075	95,79	118.940	45.871
Isopentan - Isohexan	7,74	6,03	0,6:0,4	0,088	99,08	98.883	49.221
Pentan - Hexan	7,24	5,52	1:0	0,089	94,82	99.062	45.011
R236fa - R365mfc	8,88	6,56	0,8:0,2	0,072	98,34	114.980	51.708
R227ea - R245fa	9,75	7,11	0,4:0,6	0,073	98,54	107.270	53.907
R245fa - R365mfc	7,54	5,58	1:0	0,082	94,61	107.500	44.949
Isobutan	8,97	6,26	-	0,076	95,62	108.160	48.286
R142b	7,65	5,25	-	0,08	94,3	117.420	42.066
R245fa	7,54	5,58	-	0,082	94,61	107.500	44.949
Hexan	7,10	5,49	-	0,097	98,21	96.492	44.933
R365mfc	7,33	5,61	-	0,09	96,45	99.926	45.639
Isopentan	7,32	5,55	-	0,088	95,19	100.350	45.197
R245ca	7,40	5,60	-	0,086	94,73	100.920	45.417
Isohexan	7,12	5,49	-	0,096	97,84	98.012	44.924
Pentan	7,24	5,52	-	0,089	94,82	99.062	45.011

Wie in Kapitel 4.3.2 deutlich wird haben Unsicherheiten durch Risikofaktoren einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Ergänzend zu den deterministischen Untersuchungen soll daher der Einfluss von Unsicherheiten auf die Ergebnisse der Kombination ausgewählter Maßnahmen beschrieben werden. Tabelle 5-5 zeigt hierzu wichtige Eingangsparameter der Stromgestehungskostenrechnung und vergleicht die deterministische mit der stochastischen Bewertung. Zusätzlich verdeutlicht Abbildung 5-20 den Einfluss von Risikofaktoren anhand des prozentualen Anteils der untersuchten Kostenkategorien am Barwert und deren Veränderung durch Berücksichtigung von Risikofaktoren. Für jede Kostenkategorie ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung dargestellt.

Dabei ist vor allem die steigende Bedeutung der Bauzeitinsen bemerkenswert. Während bei der deterministischen Betrachtung in Kapitel 4.3 der prozentuale Anteil der Bauzeitinsen am Barwert noch bei 7 % lag, so steigt der Erwartungswert in dem hier betrachteten Szenario auf 9,57 % (Min. = 8,9 %; Max. = 18,4 %). Dies lässt sich zum einen mit den gestiegenen Kosten für die Erschließung des Reservoirs, zum anderen aber auch mit dem Einfluss zeitlicher Verzögerungen begründen. Über alle Kostenkategorien hinweg liegt der Erwartungswert der Summe risikoinduzierter Verzögerungen für den Zeitpunkt der Fertigstellung bei 158 d (Min. = 6 d; Max. = 1260 d). Die risikoinduzierten Kosten selbst haben zwar eine große Bandbreite von -1,8 % bis 17,2 % des Barwertes, der Erwartungswert liegt jedoch nur bei 2,2 %. Neben

den Investitionsausgaben mit einem Erwartungswert von 64,2 % haben die betriebsgebundenen Kosten mit einem Erwartungswert von 14,1 % den größten Einfluss auf den Barwert. Risikomanagement (siehe Abbildung P-1 im Anhang) kann durch das proaktive Management von Risikofaktoren die Bandbreite der Unsicherheit reduzieren, womit ein substantzieller Beitrag zur Realisierbarkeit von Geothermieanlagen geleistet werden kann, indem das Risiko für Investoren gesenkt wird.

Tabelle 5-5: Vergleich der deterministischen und stochastischen Betrachtung der Stromgestehungskosten für die Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen

	Deterministische Bewertung	Stochastische Bewertung			$\Delta\%$ zur det. Bewertung
		Min	E(X)	Max	
Ø Volllaststunden [h/a]	8240	0	8083	8287	-1,91%
Ø Elektr. Energie [GWh _{el,netto} /a]	51,71	0	50,21	57,19	-2,90%
Ø Therm. Energie [GWh _{th,netto} /a]	114,98	0	111,65	127,16	-2,90%
Investitionsausgaben inkl. Bauzeit- zinsen (und Risikofaktoren) [M€]	98,34	110,81	115,23	171,45	17,18%
SGK _{netto} [€/kWh]	0,07	0,07	0,11	0,25	57,14%

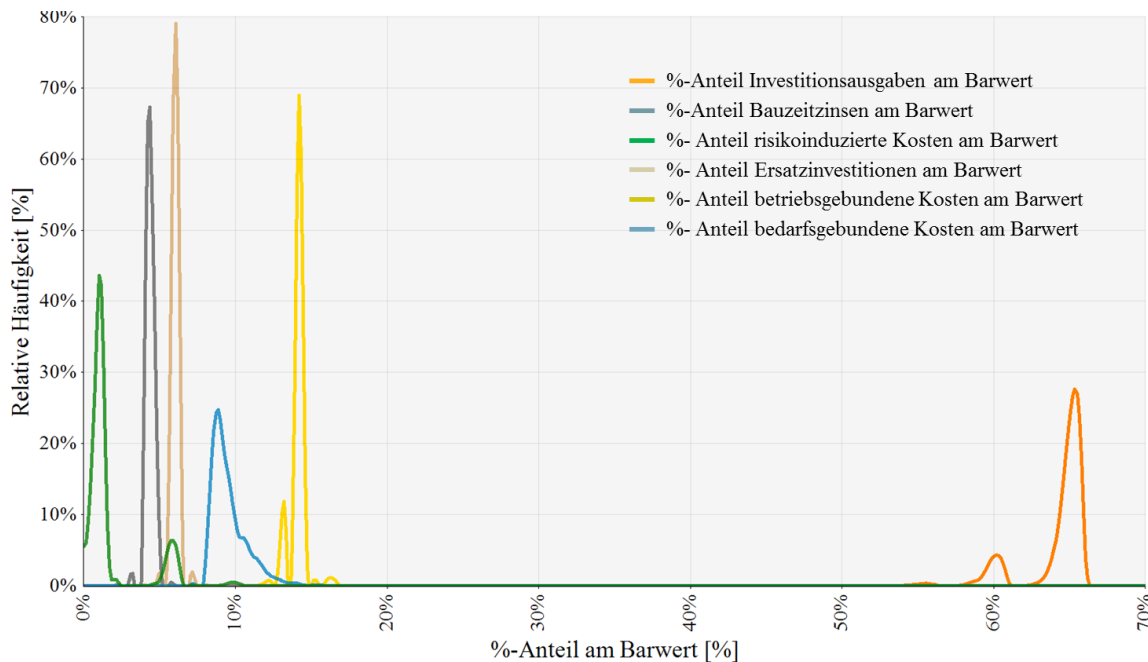


Abbildung 5-20: Auswirkungen von Risikofaktoren auf die Kostenkategorien des Barwerts

6 Schlussbetrachtung

Teil der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf nationaler und internationaler Ebene ist eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und bei der Bereitstellung von Wärme. Geothermische Kraft- und Heizkraftwerke haben im Praxiseinsatz gezeigt, dass sie technisch in der Lage sind, das große technische Potenzial tiefergeothermischer Energie in Deutschland nutzbar zu machen. Dabei zeichnen sie sich durch ihre Regelbarkeit und hohe Verfügbarkeiten aus. Dennoch ist die installierte thermische und elektrische Leistung sowie die Anzahl der in Bau befindlichen Anlagen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieformen gering. Die hohen Investitionskosten in Kombination mit dem Mengenrisiko der thermischen Leistung bis zum Zirkulationstest von Produktions- und Injektionsbohrungen werden in der Literatur als Gründe für die zögerliche Entwicklung der Tiefengeothermie genannt. Zwei Risikoarten stehen bei der Bewertung geothermischer Energienutzung heraus. Neben dem Mengenrisiko, das durch Nicht- oder Minderfündigkeit gegeben ist, bremst auch das Investitionsrisiko durch technische Unwägbarkeiten die Installation neuer geothermischer Anlagen. Um die mögliche Entwicklung tiefergeothermischer Energienutzung zu bewerten, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit das technisch-ökonomische Potenzial der Technologie untersucht. Durch die Integration innovativer, technischer Maßnahmen und unter Berücksichtigung von Unsicherheiten wurde eine Bewertung anhand der Stromgestehungskosten durchgeführt. Innovative technische Maßnahmen zielen auf eine effizientere oder kostengünstigere Bereitstellung geothermischer Energie. Stromgestehungskosten als Bewertungskriterium eignen sich für eine solche Untersuchung, da sie nicht durch Markt- oder Preisrisiken beeinflusst werden und damit einen technisch-ökonomischen Vergleich verschiedener technischer Maßnahmen ermöglichen.

Technisches Entwicklungspotenzial kann grundsätzlich für alle Bereiche geothermischer Energiebereitstellung unterstellt werden. Daher wurden neben technischen Maßnahmen zur Verbesserung der untertägigen Anlagenteile, die Effizienz der Energieumwandlung, die Steigerung des Nutzungsgrades sowie die Nutzung von Skaleneffekten untersucht. Die untersuchten technischen Maßnahmen decken dabei ein breites Themenspektrum ab. Neben hydraulischen und thermodynamischen müssen dazu auch ökonomische Fragestellungen adressiert werden. Daher wurde ein integriertes Gesamtmodell zur Simulation einer Anlage zur tiefergeothermischen Energienutzung mit einem hohen technisch-ökonomischen Detaillierungsgrad erstellt. Das Thermalwasser als Energieträger gibt dabei die Struktur des geschlossenen geothermischen Prozesses vor. Hierzu wird zunächst basierend auf einer vorgegebenen Förderrate die Druckabsenkung im Produktionshorizont hydraulisch abgebildet. Darauf aufbauend erfolgt, neben der Auslegung der Bohrung und der sonstigen Komponenten des Thermalwasserkreislaufs die Berechnung von Druck und Temperaturverlusten zwischen Reservoir und Kraftwerkseingang. Dabei und in allen folgenden Prozessschritten werden auch

physikalische Veränderungen des Thermalwassers berücksichtigt. Die Nutzbarmachung der Energie im Kraft-/Heizkraftwerk wird mittels eines Organic-Rankine-Prozesses unter Anwendung verschiedener Arbeitsmittel simuliert. Zur Vervollständigung des Prozesses wird der Thermalwasserkreislauf zwischen Kraftwerksausgang und Injektionsreservoir ausgelegt sowie thermodynamisch simuliert und die Injektion des ausgekühlten Thermalwassers hydraulisch bewertet. Dies inkludiert eine hydraulische Kopplung von Injektions- und Produktionsbohrung. Auf Basis des vorgestellten integrierten Gesamtmodells können technische Maßnahmen detailliert technisch-ökonomisch untersucht und vergleichend bewertet werden.

6.1 Zusammenfassung

Stromgestehungskosten zur Bewertung von Technologien setzen technische und ökonomische Aspekte in Relation und haben sich daher als Kennzahl etabliert. Abbildung 6-1 zeigt die Reduktion der Stromgestehungskosten durch die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten technischen Maßnahmen im Vergleich zu einem zuvor definierten Basisfall. Dabei zeigt sich, dass unter den Rahmenbedingungen dieser Arbeit die Anwendung der beiden technischen Maßnahmen „horizontale Bohrungen“ und „Upscaling im Szenario 2“ keine Reduktion der Stromgestehungskosten zur Folge haben. Alle anderen untersuchten technischen Maßnahmen führen zu einer Verbesserung der Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall. Als Basisfall wurde im Rahmen dieser Arbeit ein geothermisches Kraftwerk am Standort Bruchsal definiert. Wichtige technische Parameter sind dabei die Erschließung des Reservoirs mit einer Doublette (2542 m; 1877 m), eine Reservoirtemperatur von 132 °C, eine Förderrate von 0,085 m³/s und der Einsatz des Kältemittels R236fa als Arbeitsmittel.

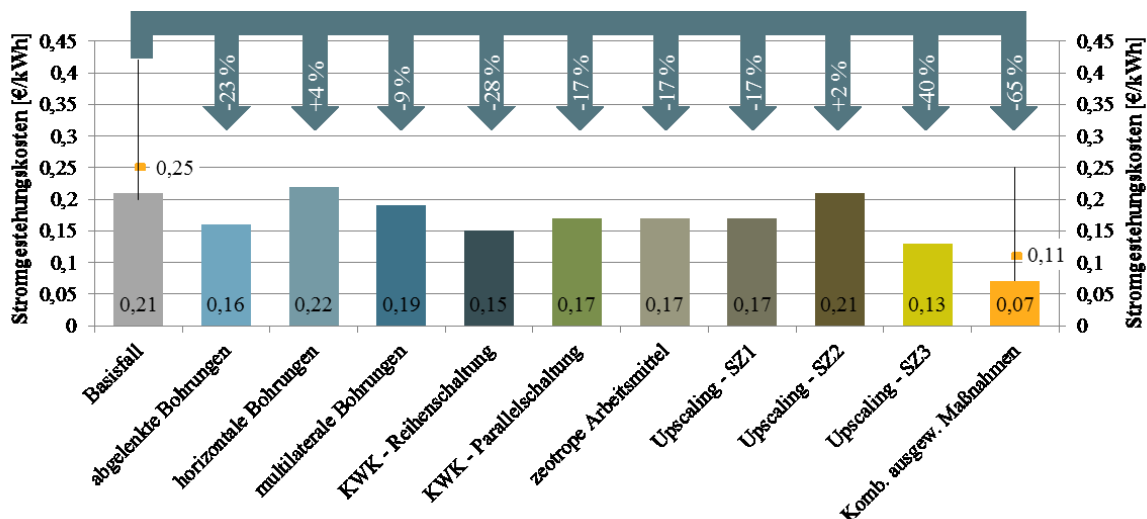


Abbildung 6-1: Stromgestehungskosten der untersuchten technischen Maßnahmen in Relation zum Basisfall

Bei der Kombination ausgewählter Maßnahmen kann eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 65 % gegenüber dem Basisfall erreicht werden (siehe Abbildung 6-1). Daneben zeigt Abbildung 6-1 aber auch am Beispiel des „Basisfalls“ und der „Kopplung ausgewählter

Maßnahmen“, dass sich unter Berücksichtigung der untersuchten Risikofaktoren eine große Bandbreite der Ergebnisse einstellt. Der Erwartungswert der Verteilung liegt nahe am deterministischen Ergebnis der Berechnungen. Dies relativiert die große Bandbreite der Ergebnisse einer probabilistischen technisch-ökonomischen Untersuchung.

Die drei untersuchten Erschließungsverfahren haben zum Ziel, die Kontaktfläche der Bohrung mit dem thermalwasserführenden Reservoir zu erhöhen. Abgelenkte Bohrungen, tun dies, indem der Produktionshorizont in einem Winkel $0^\circ < x < 90^\circ$ durchteuft wird. Daraus ergibt sich auch die Option, alle Bohrungen von einem Bohrplatz abzuteufen. In Abhängigkeit des horizontalen und vertikalen Abstands vom Bohransatzpunkt lässt sich damit aus rein ökonomischer Sicht eine Funktion des Break-even-points zwischen vertikalen und abgelenkten Bohrungen erstellen. Daneben zeigen sich aber auch aus technischer Sicht Unterschiede zwischen vertikalen und abgelenkten Bohrungen. Die Veränderung der Kraftwerkseingangstemperatur durch eine längere Bohrungsstrecke abgelenkter Bohrungen und die damit verbundene größere Auskühlung wird durch hydraulische Effekte aufgewogen. Die verbesserte Anbindung an das Reservoir verändert den Bedarf an parasitärer Leistung für die Thermalwasserpumpen und erhöht die Nettoleistung. Wie Abbildung 6-1 zeigt sinken die Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall um 23 %.

Horizontale Bohrungen haben ebenfalls das Ziel, die Kontaktfläche mit dem Reservoir zu erhöhen. Der verfiltrierte Teil des Bohrlochs wird dabei durchgehend mit einem Winkel von 90° zur Vertikalen im Reservoir geführt. Bei der Entstehung geothermischer Reservoirs haben sich meist flächige Partikel abgelagert. Dies führt dazu, dass die vertikale Permeabilität häufig geringer ausfällt als die horizontale. Während bei vertikalen und abgelenkten Bohrungen der horizontale Zufluss dominiert sind horizontale Bohrungen deutlich stärker von der vertikalen Permeabilität abhängig. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass horizontale Bohrungen nur bei sehr guter vertikaler Permeabilität vorteilhaft sind. Des Weiteren konnte gezeigt werden, dass diesem Effekt trotz steigender Bohrkosten mit langen horizontalen Bohrungen entgegen gewirkt werden kann. Unter der Annahme eines isotropen Aquifers ergibt sich im optimalen Fall dennoch eine Steigerung der Stromgestehungskosten um 4 %.

Multilaterale Bohrungen sind das technisch anspruchsvollste Erschließungsverfahren. Aus einer Hauptbohrung werden mehreren Bohrungen abgezweigt und das Reservoir so an mehreren Stellen durchteuft. Die deutlich verbesserte Anbindung an das Reservoir wird mit einer Steigerung der Erschließungskosten von 82 % im Vergleich zum Basisfall erkauft. Ausgehend von einem fixen Zielpunkt im Reservoir wurde die Höhe der Abzweigung der Einzelbohrungen variiert. Es zeigt sich, dass tiefe Verzweigungen vorteilhaft zu bewerten sind. Eine heuristische Optimierung ergab dabei eine maximale Reduktion der Stromgestehungskosten von 9 %.

Die Steigerung des Nutzungsgrades durch Kraft-Wärme-Kopplung führt in Abhängigkeit der Schaltungsvariante zu einer Senkung der Stromgestehungskosten von 17 % bei Parallel- bzw. 28 % bei Reihenschaltungen. Parallelschaltungen bieten mehr Freiheitsgrade bei der Regelung der Anlage, sind in der Lage eine höhere thermische Leistung und mehr thermische Energie bereit zu stellen, koppeln jedoch eine geringere elektrische Energiemenge aus. Die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit haben gezeigt, dass die Vorteilhaftigkeit von Reihen- oder Parallelschaltung im Wesentlichen von der Verdampfungstemperatur und der Vorlauftemperatur der Wärmesenke abhängig ist. Über die Verdampfungstemperatur lässt sich die Kraftwerksausgangstemperatur des Thermalwassers steuern. Liegt diese in der Nähe der Vorlauftemperatur der Wärmesenke entsteht eine echte Kaskadennutzung und es ergeben sich Vorteile für die Reihenschaltung.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass eine an die Kraftwerkseingangstemperatur angepasste Arbeitsmittelauswahl einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten eines Geothermieprojekts hat. Die maximale Veränderung der Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall wurde mit -17 % ermittelt. Auffallend dabei ist, dass in keinem der untersuchten Fälle eine technische Konfiguration mit dem Ziel der Maximierung der elektrischen Leistung zu einer Minimierung der Stromgestehungskosten führt. Des Weiteren zeigten die Untersuchungen, dass sich über die Kraftwerksausgangstemperatur hydraulische Effekte ergeben, die bei der Ermittlung der technisch-ökonomisch optimalen Konfiguration berücksichtigt werden müssen. Zeotrope Arbeitsmittel haben trotz des instationären Wärmeübergangs Vorteile gegenüber Reinstoffen. Für den Basisfall ergibt sich durch den Einsatz eines Gemisches eine maximale Steigerung der elektrischen Nettoleistung um 24 %.

Stand der Technik tiefergeothermischer Anlagen in Deutschland ist die Erschließung des Reservoirs mit einer Doublette. Upscaling beschreibt die Möglichkeit das zur Verfügung stehende Erlaubnisfeld durch mehrere Bohrungen zu erschließen. Damit lässt sich nicht nur die Förderrate erhöhen, sondern auch die vorhandenen geologischen Strukturen können optimal genutzt werden. Durch die Steigerung der Bohrungsanzahl in den Upscaling-Szenarien müssen die Wechselwirkungen mehrerer Bohrungen berücksichtigt und eine neue Förderrate ermittelt werden. Im Rahmen der ökonomischen Betrachtung führt die Maximierung der Förderrate dazu, dass die spezifischen Investitionskosten sinken. Für die Untersuchung des Upscaling wurden drei Szenarien gebildet. Szenario 1 besteht aus drei Produktions- und zwei Injektionsbohrungen mit einer Reservoirtemperatur von 132 °C. In Szenario 2 wird die Anzahl der Bohrungen bei gleicher Reservoirtemperatur gesteigert. Insgesamt werden fünf Produktions- und fünf Injektionsbohrungen abgeteuft. Szenario 3 nutzt das Erlaubnisfeld des Geothermiestandorts Bruchsal optimal. Insgesamt vier Produktions- und sechs Injektionsbohrungen erschließen eine maximale Reservoirtemperatur von 160 °C. Ein Vergleich zwischen Szenario 1 und Szenario 2 deutet an, dass es eine optimale Anzahl an Bohrungen gibt. Szenario

rio 1 erreicht unter den gleichen technischen Rahmenbedingungen mit weniger Bohrungen geringere Stromgestehungskosten. Szenario 3 nutzt die geologischen Gegebenheiten des Erlaubnisfeldes Bruchsal aus. Das Produktionsreservoir wird dabei in großer Tiefe erschlossen um höhere Temperaturen zu erreichen. Die Injektionsbohrungen werden im Szenario 3 vergleichsweise flach abgeteuft. In Summe führt dies zu einer Senkung der Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisfall um 40 %.

Führt man die untersuchten technischen Maßnahmen mit der höchsten Stromgestehungskostenreduktion zusammen, so ergibt sich eine Kombination des Upscaling-Szenarios 3 zusammen mit der Nutzung zeotroper Arbeitsmittel, der Kraft-Wärme-Kopplung sowie abgelenkter Bohrungen. Die Kombination dieser Maßnahmen führt in Summe bei einer deterministischen Betrachtung zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von 65 % auf 0,07 €/kWh (siehe Abbildung 6-1). Berücksichtigt man Unsicherheiten so steigt der Erwartungswert der Verteilung auf 0,11 €/kWh. Die Abbildung von Risikofaktoren mittels Zeitverzögerung und Zusatzkosten hat damit einen Einfluss auf das Ergebnis. Die Auswirkungen der Betrachtung von Unsicherheiten auf den Anteil der einzelnen Kostenkategorien am Barwert wurden in der vorliegenden Arbeit detailliert mittels Verteilungsfunktionen beschrieben.

Der methodische Ansatz einer integrierten, technisch-ökonomischen Simulation der Gesamtanlage hat sich als sinnvoll erwiesen. An mehreren Stellen wird deutlich, dass die Wechselwirkungen zwischen Hydraulik, Thermodynamik und Ökonomie erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben und somit immer in Kombination betrachtet werden sollten. Bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass nicht nur die untersuchten Risikofaktoren sondern auch die technischen und ökonomischen Eingangsparameter einer Unsicherheit unterliegen. Zusätzlich wurden für die technische und ökonomische Modellierung Vereinfachungen eingeführt. In Summe führt dies dazu, dass die absoluten Ergebnisse dieser Arbeit kritisch hinterfragt werden können. Der durch die genannten Punkte verursachte Fehler konnte nicht untersucht werden, sodass keine Bandbreite der Ergebnisse angegeben werden kann. Es bleibt dennoch festzuhalten, dass das vorgestellte Modell einen vertretbaren Ansatz zur Bewertung technischer Maßnahmen in der geothermischen Energiebereitstellung darstellt. Daneben hat sich gezeigt, dass die entwickelte Methodik zur Integration von Risikofaktoren in die technisch-ökonomische Bewertung mit überschaubarem Aufwand praktisch umsetzbar ist. Durch die strukturierte Berücksichtigung von Unsicherheiten können Investitionsentscheidungen durch eine probabilistische Bewertung der Einflussgrößen unterstützt werden. Dabei zeigt sich, dass die Verteilung der Stromgestehungskosten sehr breit ist, die Standardabweichung jedoch eine geringe Varianz aufweist. Die Reduktion der Breite der Verteilung, beispielsweise durch verbesserte Explorationstechnologie sollte das Ziel zukünftiger Forschungsaktivitäten sein, um die Attraktivität geothermischer Energiegewinnung für Investoren zu erhöhen. Bei der Bewertung der einzelnen technischen Maßnah-

men konnte gezeigt werden, dass eine einzelfallspezifische Bewertung unerlässlich ist. Die Freiheitsgrade auch innerhalb einzelner technischer Maßnahmen sind groß, sodass es auch hier jeweils einer eigenständigen Optimierung bedarf. Des Weiteren zeigt die vorliegende Arbeit, dass erhebliche Potenziale zur Senkung der Stromgestehungskosten tiefegeothermischer Energiebereitstellung bestehen. Die untersuchten Maßnahmen könnten neben anderen dazu beitragen geothermische Energie zu einer zukünftig wettbewerbsfähigen Energiequelle zu machen. Dabei zeigen Upscaling, Kraft-Wärme-Kopplung und abgelenkte Bohrungen den größten Einfluss auf die als Kennzahl untersuchten Stromgestehungskosten, weshalb diese Maßnahmen prioritär angegangen werden sollten. Zusammenfassend lässt sich tiefegeothermische Energiebereitstellung damit als Technologie mit großem Optimierungspotenzial charakterisieren.

6.2 Weiterer Forschungsbedarf

Ausgehend von den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit lassen sich weitere interessante Fragestellungen ableiten. Dies umfasst eine detaillierte Modellierung zur verbesserten Abbildung der Realität und eine Einschränkung des Lösungsraums durch weitere Rahmenbedingungen im Rahmen der heuristischen Optimierung.

Eine Möglichkeit zur verbesserten Abbildung der Realität ergibt sich beispielsweise bei der ökonomischen Bewertung von Erschließungsverfahren. Der entwickelte Ansatz zur Berechnung der Bohrkosten stellt eine Regressionsanalyse veröffentlichter Bohrkosten in Abhängigkeit der erbohrten Strecke dar. Die Untersuchungen zeigen, dass diese Vereinfachung die Realdaten gut abbildet. Dennoch können neben der Bohrungslänge viele weitere Parameter identifiziert werden, die einen Einfluss auf die Kosten einer Bohrung haben. Der in dieser Arbeit hauptsächlich für übertägige Komponenten angewandten Kostenfaktormethode (engl. Module costing technique) folgend, wäre die Entwicklung eines Bohrkostenmodells wünschenswert, dass die Gesamtkosten einer Bohrung anhand der Kosten ihrer Hauptkomponenten (Bohranlagenmiete, Bohrservices ...) ermittelt. Dies schließt unter anderem die Berücksichtigung geologischer Rahmenbedingungen am untersuchten Standort ein. Hierzu wäre allerdings ein detailliertes geologisches Modell notwendig. Basierend auf einer geologischen Beschreibung des untersuchten Standorts könnte auch die hydraulische Abbildung des Reservoirs verbessert werden. Die Aussagekraft gerade im Hinblick auf die größten parasitären Verbraucher, Produktions- und Injektionspumpe, könnten durch ein detaillierteres hydraulisches Modell gesteigert werden. Unter diesen Voraussetzungen ließ sich auch die Platzierung der Bohrungen im Upscaling Fall und damit das hydraulische Feldmanagement optimieren. Beide Ansätze erfordern eine lineare Optimierung, die zusätzlichen durch einen Finite-Elemente-Ansatz unterstützt werden müsste. Der Themenkomplex Feldmanagement könnte weiterhin durch die gezielte Steigerung/Absenkung der Produktion/Injektion in einzelne Bohrungen zur optimalen hydraulischen Nutzung des Reservoirs ergänzt werden. Die Arbeit

konnte zeigen, dass eine optimale Anbindung der Bohrungen an das Reservoir erhebliche Auswirkungen auf die technisch-ökonomische Bewertung eines Projektes hat. Neben der Steigerung der Bohrungsanzahl oder verschiedenen Erschließungsmaßnahmen, kämen auch Stimulationsmaßnahmen zur Verbesserung der Reservoiranbindung in Frage. In Abhängigkeit des Reservoirs, der Bohrungskomplettierung und diverser geophysikalischer Parameter kann Stimulation die Kommunikation zwischen Bohrung und Reservoir verbessern.

Wie im Rahmen der Arbeit aufgezeigt wurde, unterscheidet sich Thermalwasser je nach Lagerstätte physikalisch erheblich von reinem Wasser. Viele niederenthalpe Lagerstätten enthalten eine große Menge nicht-kondensierbarer Gase wie beispielsweise CO₂. Unter Reservoirbedingungen befinden sich diese Gase meist in Lösung, entlösen sich jedoch im Thermalwasserkreislauf. Durch die Berücksichtigung eines Mindestdrucks für das Thermalwassers konnte im Rahmen dieser theoretischen Arbeit auf die Modellierung der Gasphase verzichtet werden. Im praktischen Betrieb ist zumindest eine teilweise Entlösung zu beobachten. Deren Auswirkungen auf Wärmeübertragung, Fluidströmung oder auch Korrosion könnten in zukünftigen Arbeiten berücksichtigt werden.

Die ökonomischen Auswirkungen der Arbeitsmittelwahl auf die Anlagentechnik wurden mittels physikalischer Parameter abgebildet, auf deren Basis die einzelnen Kraftwerkskomponenten skalieren. Daneben lassen sich weitere ökonomische Parameter wie beispielsweise Arbeitsmittelkosten identifizieren. Die Brennbarkeit und Wassergefährdungsklasse verschiedener Arbeitsmittel könnte ein weiteres Unterscheidungskriterium sein. Diese Rahmenbedingungen lassen sich monetär durch Schutzmaßnahmen abbilden. Die Integration dieser zusätzlichen Kosten könnte die Auswahl eines optimalen Arbeitsmittels aus technisch-ökonomischer Sicht beeinflussen. Daneben könnten zukünftige Arbeiten auch die Umweltverträglichkeit von Arbeitsmitteln mit in die Auswahl einbeziehen.

Die Verfügbarkeit empirischer Daten zur Unsicherheit von Eingangsparametern der technisch-ökonomischen Bewertung geothermischer Anlagen ist derzeit noch ungenügend. Daher wurde eine Methodik zur Identifikation, Priorisierung und Evaluierung von Risikofaktoren entwickelt. Der auf Expertenwissen basierende Ansatz ist aufgrund der persönlichen Erfahrung der befragten Experten nicht vollkommen objektiv. Deshalb ist zu empfehlen die empirische Datengrundlage zu Risikofaktoren der geothermischen Energiebereitstellung weiter auszubauen um probabilistische Elemente bei der technisch-ökonomischen Bewertung umfassender abbilden zu können. Des Weiteren stellen die erhobenen Daten zu Risikofaktoren eine Momentaufnahme dar. Durch Lerneffekte, Forschung und Entwicklung kann ein dynamischer Prozess unterstellt werden, der zu einer stetigen Veränderung führt und zukünftig eine Neubewertung der Risikofaktoren nach sich zieht.

Literaturverzeichnis

/AACE 2016/

Association for the advancement of cost engineering (AACE): Cost estimate classification system as applied in engineering, procurement and construction for the process industries. Morgantown (USA), 2016.

/Abukhamsin 2009/

Abukhamsin, A. Y.: Optimization of well design and location in a real field. Stanford: Stanford University, 2009.

/AGFW 2016/

Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: Drittzugang zu Fernwärmenetzen. <https://www.agfw.de/recht/zugang-zu-fernwaermenetzen/>, 02.10.2016.

/Alcalá 2012/

Alcalá, L. M.: Acid stimulation of geothermal wells in Mexico, El Salvador and the Philippines. In: Geotermia 26 (2013), S. 17 – 32.

/Aneke et al. 2011/

Aneke, M.; Agnew, B.; Underwood, C.: Performance Analysis of the Chena Binary Geothermal Power Plant. Applied Thermal Engineering, Elsevier, 2011. <10.1016/j.applthermaleng.2011.02.028>. <hal-00741184>.

/Attanasi 2003/

Attanasi, E. D.: Economics of Undiscovered Oil in Federal Lands on the National Petroleum Reserve, Alaska. o.O.: US Geological Survey, 2003.

/Astolfi et al. 2014/

Astolfi, M.; Romano, M. C.; Bombarda, P. Macchi, E.: Binary ORC power plants for the exploitation of medium – low temperature sources – Part B: Techno-economic optimization. In: Energy 66 (2014), S. 435 - 446.

/Baasch 2011/

Baasch, R.: Pullach schlägt neues Kapitel in der Geothermiegeschichte auf. In: Geothermie Energie, 1 (2011), Heft 70, S. 10 – 11.

/Baehr, Stephan 2010/

Baehr, H. D.; Stephan, K.: Wärme- und Stoffübertragung. 7. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.

/Bauer et al. 2014/

Bauer, M.; Freeden, W.; Jacobi, H.; Neu, T. (Hrsg): Handbuch Tiefe Geothermie – Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung. 1.Auflage. Heidelberg: Springer Spektrum-Verlag, 2014.

/Baumgart 2012/

Baumgart, C.: Finanzierung von Geothermieprojekten. *enpros Geothermie Work Shop*. Nürnberg, 2012.

/Baumgärtner 2016/

Baumgärtner J.: Persönliche Mitteilung zu den Betriebsregeln geothermischer Kraftwerke in Rheinland-Pfalz. Bestec GmbH. 11.02.2016. (Interviewer: Reith, S.)

/Baumgärtner 2015/

Baumgärtner J.: Persönliche Mitteilung zu Technik und Kosten multilateraler, geothermischer Tiefbohrungen. Bestec GmbH. 21.08.2015. (Interviewer: Reith, S.)

/Bejan et al. 1996/

Bejan, A.; Tsatsaronis, G; Moran, M.: Thermal design and optimization. 1. Auflage. Hoboken (USA): John Wiley & Sons, Inc., 1996.

/Bell, Ghaly 1973/

Bell, J.; Ghaly, A.: An approximate generalized design method for multicomponent / partial condensers. In: AIChE Symp. Ser. Heat Transf. 69 (1973), S. 72 - 79.

/Bettin, Spieweck 1990/

Bettin, H. und Spieweck, F.: Die Dichte des Wassers als Funktion der Temperatur nach Einführung der Internationalen Temperaturskala von 1990. In: PTB-Mitteilungen 100. 1990, S. 195 -196.

/Birner 2013/

Birner, J. Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im süddeutschen Molassebecken. Berlin: Freie Universität Berlin, 2013.

/Birner et al. 2013/

Birner, J; Bartels, J.; Wolfgramm, M.; Schlagermann, P.; Mergner, H.: Dichte, Viskosität und Wärmekapazität hochmineralisierter Thermalwässer in Abhängigkeit von Temperatur, Druck und Gesamtlösungsinhalt. In: bbr - Leitungsbau, Brunnenbau, Sonderheft Geothermie (2013). S. 90 - 97.

/Blesl 2014/

Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas eine Energiesystem und Technikanalyse. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. 2014.

/Blesl et al. 2009/

Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmeetlas Baden-Württemberg – Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. 2009.

/Blum et al. 2008/

Blum et al.: Kosten und Risiken Geothermaler Tiefbohrungen in Deutschland. Tübingen: Eberhard Karls Universität Tübingen, 2008.

/BMF, 2002 – 2015/

Bundesministerium der Finanzen: Umsatzsteuer-Umrechnungskurse: Gesamtübersicht für das Jahr JJJJ (gesamte Reihe von 2004 – 2015). Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 2003 – 2015.

/BMWi 2017/

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.: Erneuerbare Energien – Deutschland – Energiedaten Tabelle 20 Stand: 10.03.2017. Berlin, 2017.

/Bory et al. 2011/

Bory, D.; Mergner, H.; Schlagermann, P.: Specific cost of electrical power including consideration for depreciation of investment cost, as well as originating from alternative, notably renewable, sources. Forschungsprojekt LOVE, 2011.

/Bos, Wilschut 2013/

Bos, C. F. M.; Wilschut, F.: Assessing the uncertainty in the performance predictions of natural subsurface systems that are used for CO₂ storage. ULTimateCO₂ - Deliverable D6.1. Utrecht, 2013.

/Brandt 2013/

Brandt, W.: Training Course on Geothermal Electricity – Session V: Drilling. In: GEOE-LEC – Training course on geothermal electricity. Potsdam, 15.04.2013 – 18.04.2013.

/Brett, Millheim 1986/

Brett, J.; Millheim, K.: The Drilling Performance Curve : a Yardstick for Judging Drilling Performance. In: SPE15362, S.12. 1986.

/Broll, Wahl 2012/

Broll, U. Wahl, J. E.: Risikomanagement im Unternehmen. Real- und finanzwirtschaftlicher Ansatz für internationale Unternehmen und Finanzintermediäre. 1. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.

/Brugg 2013/

Brugg: PREMANT-Fernwärmeleitung (Stand 08.01.2015). http://www.pipesystems.com/domains/pipesystems_com/data/free_docs/Premant/PRE_UNO_Katalog_D_INT.pdf, 23.05.2016.

/Brünger 2011/

Brünger, C.: Nutzenkonsistente Risikobewertung – Die Risk-Map im Kontext rationaler Entscheidungen. Wiesbaden: Gabler-Verlag, 2011.

/Burghardt 2012/

Burghardt M.: Projektmanagement – Leitfaden für die Planung, Überwachung und Steuerung von Projekten. 9. Auflage. Erlangen: Publicis Publishing, 2012.

/Burkhamsin et al. 2010/

Burkhamsin, A. Y.; Aramco S.; Farshi, M. M.; Aziz, K.: Optimization of Multilateral Well Design and Location in a Real Field Using a Continuous Genetic Algorithm. SPE/DGS Annual Technical Symposium and Exhibition. Al-Khobar, Saudi Arabia, 04. – 07.04.2010.

/BVG 2017/

Bundesverband Geothermie: Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland – Stand Februar 2017. http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projekte/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2017.pdf. 10.07.2017.

/Chacartegui et al. 2009/

Chacartegui, R.; Sánchez, D.; Muñoz, J.M.; Sánchez, T.: Alternative ORC bottoming cycles for combined cycle power plants. In: Applied Energy 86 (2009), S. 2162 – 2170.

/Chemical Engineering 2016/

Ohne Autor: Economic Indicators. In: Chemical Engineering (April 2016), S. 96.

/Chen et al. 2010/

Chen, H.; Goswami D. Y.; Stefanakos E. K.: A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010), S. 3059 – 3067.

/Chys et al. 2012/

Chys, M.; Van den Broek, M.; Vanslambrouck, B.; De Paepe, M.: Potential of zeotropic mixtures as working fluids in organic Rankine cycles. In: Energy 44 (01) (2012) S. 623-632.

/Cole Zlotnik 1994/

Cole K.; Zlotnik, V.: Modification of Dagan's numerical method for slug and packer test interpretation. In: Computational methods in water resources, X (1994). Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers.

/Daniilidis et al. 2017/

Daniilidis, A.; Alpsy, B.; Herber, R.: Impact of technical and economic uncertainties on the economic performance of a deep geothermal heat system. In: Renewable Energy 114 (2017) S. 805 – 816

/De Marsily 1986/

De Marsily, G.: Quantitative Hydrogeology: Groundwater Hydrology for Engineers. Paris: Academy Press, 1986.

/DESTATIS 2016a/

Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindizes für Deutschland – Lange Reihen ab 1948. Wiesbaden, 2016.

/DESTATIS 2016b/

Statistisches Bundesamt: Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte. Wiesbaden, 2016

/DESTATIS 2016c/

Statistisches Bundesamt: Erzeugung Erneuerbare Energieträger. https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabelle_n/ErneuerbareEnergie.html. 10.07.2016.

/DESTATIS 2015a/

Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung. Wiesbaden, 2015

/DESTATIS 2015b/

Statistisches Bundesamt: Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) Preise für leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Motorbenzin und Dieselkraftstoff. Wiesbaden, 2015

/DESTATIS 2014/

Statistisches Bundesamt: Preise – Kaufwerte für Bauland – 2. Vierteljahr 2014. Wiesbaden, 2014.

/DIN 2012/

DIN 4124:2012-01, Baugruben und Gräben. Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten.

/DIN 2011/

DIN ISO 31000:2009, Risk management – principles and guidelines.

/Dominghaus et al. 2012/

Dominghaus, H.; Elsner, P.; Eyerer, P. Hirth, T.: Kunststoffe – Eigenschaften und Anwendungen. 8. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.

/Domschke, Scholl 2006/

Domschke, W.; Scholl, A.: Heuristische Verfahren. In: Jenaer Schriften zur Wirtschaftswissenschaft (08/2006). Jena: Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät Friedrich-Schiller-Universität Jena.

/Drescher 2008/

Drescher, U.: Optimierungspotenzial des Organic Rankine Cycle für biomassebefeuerte und geothermische Wärmequellen. Bayreuth: Universität Bayreuth, 2008.

/Driesner 2007/

Driesner, T.: The system H₂O–NaCl. Part II: Correlations for molar volume, enthalpy, and isobaric heat capacity from 0 to 1000 C, 1 to 5000 bar, and 0 to 1 X_{NaCl}. In: Geochimica et Cosmochimica Acta, 71 (2007), S. 4902–4919.

/EEG 2017/

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) vom 22.12.2016, BGBl. I 2014, S. 1066.

/Eggeling et al 2013a/

Eggeling, L.; Genter, A.; Kölbel, T.; Münch, W.: Impact of natural radionuclides on geothermal exploitation in the Upper Rhine Graben. In: Geothermics 47 (2013), S. 80– 88.

/Eggeling et al. 2013b/

Eggeling, L.; Sauter, M.; Wiegand, B.: Radiologische Monitoringsysteme geothermischer Stromerzeugungsanlagen im Oberrheingraben. In: bbr - Leitungsbau, Brunnenbau, Sonderheft Geothermie (2014). S. 80 - 85.

/Eggeling et al. 2012/

Eggeling, L.; Kölbel, T.; Schlagermann, P.; Angelino, L.; Dumas, P.: Technical Report on Grid Access. EU Forschungsprojekt GEOELEC, 2012.

/Eggeling et al. 2011/

Eggeling, L.; Kölbel, T.; Schlagermann, P.; Münch, W.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland. In: Chemie Ingenieur Technik, 83 (2011), No. 11, S. 1–12.

/Ehlig-Economides et al. 1990/

Ehlig-Economides, C.; Ebbs, D.; Fetkovich, M.; Meethan, D. N.: Factoring anisotropy into well design. In: Oilfield Review, (October 1990), S. 24 – 33.

/EnBW 2017/

Energie Baden-Württemberg AG: Geologisches Profil der Bohrungen GB1 und GB2 am Standort Bruchsal (Unveröffentlicht). Karlsruhe, 2017.

/Einsele et al. 1983/

Einsele, G.; Josopait, V.; Seiler, K.; Werner, J.: Tiefe Grundwässer - Bedeutung, Begriffe, Eigenschaften, Erkundungsmethoden. In: Schriftenreihe des Deutschen Verbandes für Wasserwirtschaft und Kulturbau DVWK, 61 (1983). Hamburg – Berlin.: S. 1 - 107.

/EPA 2010a/

United States Environmental Protection Agency: Issues Concerning the use of Horizontal Wells in the Injection of Carbon Dioxide for Geologic Sequestration. 2010.

/EPA 2010b/

United States Environmental Protection Agency: Directional Drilling Technology. 2010.

/Erdmann, Dittmar, 2010/

Erdmann, G.; Dittmar, L.: Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Technische Universität Berlin. Berlin, 2010.

/Ertle 2017/

Ertle S.: Persönliche Mitteilung zu anlegbaren Preisen in der Fernwärmeversorgung. EnBW AG. 12.05.2017. (Interviewer: Reith, S.)

/Eyerer et al 2017/

Eyerer, S.; Schifflechner, C.; Hofbauer, S.; Wieland, C.; Zosseder, K.; Bauer, W.; Baumann, T.; Heberle, F.; Hackl, C.; Irl, M.; Spliethoff, H.: Potenzial der hydrothermalen

Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland. Geothermie-Allianz Bayern. München, 2017.

/Fermi et al. 2013/

Fermi, A.; Foresti, A.; Gaia, M.: Increasing Energy Efficiency and Sustainability in Metallurgical Processes with ORC Technology. EMC 2013. Weimar, Gesellschaft der Metallurgen und Bergleute e.V (Hrsg.), Weimar, 2013. S. S. 845 - 854.

/Fink, Rothlauf 2006/

Fink, A.; Rothlauf, F.: Heuristische Optimierungsverfahren in der Wirtschaftsinformatik. In: Working papers in information systems 1 (10/2006). Universität Mannheim, Fakultät für Informationssysteme, Mannheim.

/Fischer 2010/

Hydraulische Versuche unter geothermalen Bedingungen am Beispiel der Geothermianlage Bruchsal im Rahmen des LOGRO-Projekts. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2010.

/Flores et al. 2005/

Flores, M.; Davies, D.; Couples, G.; Palsson, B.: Stimulation of geothermal wells, can we afford it?. In: World Geothermal Congress, 24. – 29. April 2005 in Antalya (Türkei), Proceedings, 2004.

/Francke 2014/

Francke, H.: Thermo-hydraulic model of the two-phase flow in the brine circuit of a geothermal power plant. Berlin: Technische Universität Berlin, 2014.

/Francke 2013/

Francke, H.: Brine property calculation (liquid). Geoforschungszentrum Potsdam, Potsdam, 2013.

/Frey, Nießen 2001/

Frey, H. C.; Nießen, G.: Monte Carlo Simulation – Quantitative Risikoanalyse für die Versicherungsindustrie. München: Gerling Akademie Verlag, 2001.

/Freze, Cherry 1979/

Freeze, R. A.; Cherry, J. A.: Groundwater. Englewood Cliffs: Prentice-Hall. Inc, 1979.

/Frick et al. 2010/

Frick, S.; Kaltschmitt, M.; Schröder, G.: Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. In: Energy. 17 (2010). Bd. 35. S. 2281 - 2294.

/Frick et al. 2007/

Frick, S.; Huenges, E.; Jung, R.; Kaltschmitt, M.: Ökonomische Analyse einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. In: VGB PowerTech. 4 (2007).

/Fritz et al. 1986/

Fritz, J.; Bertleff, B. Hedin, K.; Joachim, J.; Käß, W.; Kozirowski, G.; Leiber, J.; Maus, H.; Schweizer, R.; Stober, I.; Strayle, G.; Werner, J.: Geothermisches Demonstrationsprojekt Bruchsal – Geothermiebohrung GB Bruchsal 2 zur Reinjektion hochsalinaren Heißwassers – Forschungsbericht 03 E – 6111 - B. Bruchsal, Freiburg, Berlin, 1986.

/Fritz Planung 1988/

Fritz Planung GmbH. Schlussbericht geothermisches Projekt Bruchsal. Bruchsal, Stadtwerke Bruchsal GmbH (unveröffentlicht), 1988.

/Gaucher 2012/

Gaucher, E.: Microseismic monitoring of geothermal fields: more than a traffic light system. In: Internationale Geothermiekonferenz 2012, 22.05 – 25.05.2012, Freiburg.

/Gebhardt et al. 2002/

Gebhardt, M.; Kohl, H.; Steinrötter, T.: Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V.. Duisburg, 2002.

/Gleißner 2013/

Gleißner, W.: Risikobewertung für Investitionen: Bestimmung risikogerechter Finanzierungsstrukturen und Renditeanforderungen durch Simulationen. In: Gleich, R.; Klein, A. (Hrsg.), Der Controlling-Berater – Investitions- und Projektcontrolling. 30 (2013). Haufe-Verlag. S. 213 – 236.

/Gorenflo 2013/

Gorenflo, D.: Behältersieden (Sieden in freier Konvektion). In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.), VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Grote, Feldhusen 2011/

Grote, K.-H.; Feldhusen, J.: Taschenbuch für den Maschinenbau. 23. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2011.

/Guo et al. 2011/

Guo, T.; Wang, H. X.; Zhang, S. J.: Fluids and parameters optimization for a novel cogeneration system driven by low temperature geothermal sources. In: *Energy*. 36 (2011), S. 2639 - 2649.

/Guth 2011/

Guth, A.: 2011.: Monte-Carlo-Simulation der Stromgestehungskosten im Oberrheingraben. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2011.

/Halliburton 2012/

Halliburton: API Casing Chart. 2012.

/Hantusch 1964/

Hantusch, M. S.: Hydraulics of wells. In: *Advances in Hydrosience*. 1 (1964), S. 281 – 432.

/Heberle, Brüggemann 2015/

Heberle, F.; Brüggemann, D.: Thermo-economic analysis of zeotropic mixtures and pure working fluids in organic Rankine cycles for waste heat recovery. In *Proceedings of the 3rd International Seminar on ORC Power Systems (ASME-ORC 2015)*, Brussels (Belgium), 12–14 October 2015.

/Heberle 2013/

Heberle, F.: Untersuchung zum Einsatz von zeotropen Fluidgemischen im Organic Rankine Cycle für die geothermische Stromerzeugung. In: Brüggemann, D. (Hrsg.). *Thermodynamik: Energie, Umwelt, Technik*. Bd. 22. Berlin: Logos Verlag, 2013.

/Heberle et al. 2011/

Heberle, F.; Preißinger, M.; Brüggemann, D.: Thermoeconomic evaluation of combined heat and power generation for geothermal applications. In *World Renewable Energy Congress – Sweden, Linköping (Sweden)*, 8 – 13 May 2011.

/Hefley et al. 2011/

Hefley, W. E.; Seydor, S.M.; Bencho, M. K.; Chappel I.; Dizard, M.; Hallman, J.; Herkt, J.; Jiang, P. J.; Kerec, M.; Lampe, F.; Lehner, C. L.; Wei, T.; Birsic, B., Coulter, E.; Hatter, E. M.; Jacko, D.; Mignoga, S.; Park, N.; Riley, K.; Tawoda, T.; Clements, E.; Harlovic, R.: *The Economic Impact of The Value Chain of Marcellus Shale Well*. Pittsburgh, 2011.

/Hehn 2016/

Hehn, R.: Persönliche Mitteilung zu Stimulationskosten. és géothermie. 13.07.2016. (Interviewer: Karadag, C.)

/Heidinger 2014/

Heidinger, P.: Neue Sicht auf die Nutzung petrothermaler Energie - Reservoirfarmen. In: C. R. Erdöl Erdgas Kohle 130 (2014), S. 63–69.

/Heidinger 2010/

Heidinger, P.: Integral modeling and financial impact of the geothermal situation and power plant at Soultz-sous-Forêts. In: C. R. Geoscience 342 (2010), S. 626–635.

/Heidinger et al. 2006/

Heidinger, P.; Dornstädter, J.; Fabritius, A.: HDR economic modelling: HDRec software. In: Geothermics 35 (2006), S. 683–710.

/Heinzle 2014/

Heinzle, H.: Technische Beschreibung und Gegenüberstellung von multilateralen Erschließungsverfahren. In: Risikomanagement und Qualitätssicherung an Bohrungen – 5. VDI-Fachtagung Geothermische Technologien, 18. – 19. März 2014 in Düsseldorf, VDI-Berichte Nr. 2198, Düsseldorf: VDI-Fachverlag, 2014, S. 61 – 69.

/Henneberger et al. 1995/

Henneberger, R. C.; Gardner M. C.; Chase D.: Advances in multiple-legged well completion methodology at the Geysers geothermal field, California. 1995.

/Herwig, Moschallski 2014/

Herwig, H.; Moschallski A.: Wärmeübertragung – Physikalische Grundlagen – Illustrierende Beispiele – Übungsaufgaben mit Musterlösungen. 3. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2014.

/Holland, Wilkinson 1997/

Holland, F.A.; Wilkinson, J.K.: Process Economics. In: Perry's Chemical Engineers' Handbook, 7. Auflage. New York(USA): McGraw-Hill, 1997.

/Holthaus 2007/

Holthaus, U.: Ökonomisches Modell mit Risikobetrachtung für die Projektentwicklung – Eine Problemanalyse mit Lösungsansätzen. Dortmund: Universität Dortmund, 2007.

/Hölting, Coldewey 2013/

Hölting, B.; Coldewey, G.: Einführung in die Allgemeine und Angewandte Hydrogeologie. 8. Überarb. Aufl. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Hondo 2015/

Hondo, H.: Life Cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. In: Energy. 2005, Bd. 30, S. 2042 - 2056.

/Huenges 2010/

Huenges, E. (Hrsg.) : Geothermal Energy Systems – Exploration, Development and Utilization. 1. Auflage. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.

/IEA et al. 2015/

Organization for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency.: Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition. Paris, 2015.

/ISOBRUGG o.J./

ISOBRUGG GmbH: Fernwärmeleitungen STAHLMANTELROHR - Systembeschreibung. <http://www.isobrugg.de/katalogd.pdf>, 23.05.2016.

/ITG 2016/

INFORMATIONSPORTAL TIEFE GEOTHERMIE: Projekte Tiefe Geothermie. <http://www.tiefegeothermie.de/projekte?page=3>, 16.01.2016.

/ITG 2013a/

INFORMATIONSPORTAL TIEFE GEOTHERMIE: Verbessertes Risikomanagement durch multilaterale Bohrungen. <http://www.tiefegeothermie.de/top-themen/verbessertes-risikomanagement-durchmultilaterale-bohrungen>, 19.08.2015.

/ITG 2013b/

INFORMATIONSPORTAL TIEFE GEOTHERMIE: Betreiberumfrage zeigt: Geothermie bietet verlässliche Wärme für viele tausend Haushalte. <http://www.tiefegeothermie.de/top-themen/betreiberumfrage-zeigt-geothermie-bietet-verlaessliche-waerme-fuer-viele-tausend-haushalt>, 14.07.2017.

/Jacob 1940/

Jacob, C. E.: On the flow of water in an elastic artesian aquifer'. In: Transactions, American Geophysical Union. 21 (1964), S. 574 – 586.

/Jakoby 2013/

Jakoby, W.: Projektmanagement für Ingenieure – Ein praxisnahes Lehrbuch für den systematischen Projekterfolg. 2. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Janczik 2015/

Janczik, S.: Tiefe Geothermie in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse des Standes und möglicher Entwicklungen. Hamburg: Verlag Dr. Kovac, 2015.

/Joshi 2003/

Joshi, S. D.: Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Long Beach, California, U.S.A., 19–24 May 2003.

/Jung et al. 2002/

Jung, R.; Röhling, S.; Ochmann, N.; Rogge, S.; Schellschmidt, R.; Schulz, R.; Thielmann, T.: Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, 2002.

/Kaiser 2011/

Kaiser, M. J.: Profitability assessment of Haynesville shale gas wells. In: Energy 38 (2012). S.: 315-330.

/Kaltschmitt et al. 2014/

Kaltschmitt, M.; Janczik, S.; Kupfermann, G. A.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Hamburg: 2014.

/Kaltschmitt et al. 2013/

Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Kaltschmitt 1999/

Kaltschmitt, M.: Energie aus Erdwärme: Geologie, Technik und Energiewirtschaft. Stuttgart: Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1999.

/Kang et al. 2015/

Kang, Z.; Zhu, J.; Lu, X.; Li, T.; Wu, X.: Parametric optimization and performance analysis of zeotropic mixtures for an organic rankine cycle driven by low-medium temperature geothermal fluids. In: Applied Thermal Engineering 89 (2015), S. 323 – 331.

/Kaplan, Garrick 1981/

Kaplan, S.; Garrick, J.: On the quantitative definition of risk. In: Risk Analysis 1 (1981), S. 11 – 27

/Kazemi, Samadi 2014/

Kazemi, N.; Samadi, D.: Thermodynamic, economic and thermos-economic optimization of a new proposed ORC for energy production from geothermal resources. In: Energy Conversion and Management 121 (2016), S. 391–401.

/Kern 1950/

Kern, D. Q.: Process heat transfer. Mc.Graw Hill - Verlag, 1950.

/Kibellus 2015/

Kibellus, B.: Kosten, horizontaler, geothermischer Tiefbohrungen. H. Anger's Söhne Bohr- und Brunnenbaugesellschaft mbH. 02.04.2015. (Interviewer: Reith, S.)

/Kind, Saito 2013/

Kind, M.; Saito, Y.: Strömungssieden gesättigter, reiner Flüssigkeiten. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.), VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Kliesch 2015/

Kliesch, M.: Aufwendungen für Versicherungen in Geothermieprojekten. Marsh GmbH. 18.03.2015. (Interviewer: Reith, S.)

/Klöpsch et al. 2009/

Klöpsch, M.; Besier, R.; Wagner, A.: Wirtschaftliche Dämmung von KMR – Reicht für Kunststoffmantelrohre die Standarddämmung?. In: Euro Heat&Power, 38 (2009) Heft 12. S. 46 - 54.

/Klotz et al. 2014/

Klotz, E.-M.; Koepp, M.; Peter, F.; Thamling, N.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I.; Eikmeier, B.; Fette, M.; Janßen, K.; Jochem, E.; Reitze, F.; Schön, M.; Toro, F.; Gailfuß, M.: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.

/Kolditz et al. 2010/

Kolditz, O.; Blöcher, M. G.; Clauser, C.; Diersch, H.-J. G.; Kohl, T.; Kühn, M.; McDermott, C. I.; Wang, W. Watanbe, N.; Zimmermann, G.; Bruehl, D.: Geothermal Reservoir Stimulation. In: Geothermal Energy Systems – Exploration, Development and Utilization. Hrsg.: Huenges, E.. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.

/Kohl 1998/

Kohl, T.; Palaeoclimatic temperature signals — can they be washed out?. In: Tectonophysics, 291 (1998). S. 225 – 234.

/Kohl 2011/

Kohl, T.: GeoPark (Unveröffentlichte Aktennotiz). Bohrlochmessungen und geochemische Untersuchungen. Karlsruhe, 2011.

/Köhler 2005/

Köhler, S.: Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse – Analyse und Prozessvergleich. Berlin: Technische Universität Berlin, 2005.

/Kolahi et al. 2016/

Kolahi, M.; Yair, M.; Mahmoudi, S. M. S.; Mohammadkhani, F.: Thermodynamic and economic performance improvement of ORCs through using zeotropic mixtures: Case of waste heat recovery in an offshore platform. In: Case Studies in Thermal Engineering 8 (2016). S. 51–70.

/Kölbel 2016/

Kölbel, T.: Persönliche Mitteilung zu geologischen Parametern des Reservoirs am Geothermiestandort Bruchsal. Energie Baden-Württemberg AG. 18.05.2016. (Interviewer: Reith, S.)

/Kölbel 2013/

Kölbel, T.: Design von Geothermiekraftwerken – Konsequenzen aus ersten Betriebserfahrungen. In: Internationale Geothermiekonferenz 2013, 15.05 – 17.05.2013, Freiburg.

/Kölbel 2010/

Kölbel, T.: Grundwassereinfluss auf Erdwärmesonden: Geländeuntersuchungen und Modellrechnungen. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2010.

/Kölbel et al. 2010/

Kölbel, T.; Schlagermann, P.; Münch, W.; Rettenmaier, D.; Zorn, R.: Geothermiekraftwerk Bruchsal: Erste Messergebnisse. In: bbr - Leitungsbau, Brunnenbau, Sonderheft Geothermie (2010). S. 2 - 7.

/KonTraG 1998/

Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) vom 27.04.1998.

/Konstantin 2013/

Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Körner 1969/

Körner, M.: Messungen des Wärmeübergangs bei der Verdampfung binärer Gemische. In: Wärme- und Stoffübertragung 2 (1969). S. 178 – 191.

/Kretschmar et al. 2015/

Kretschmar, H.-J.; Stoecker, I.; Kunick, M.: Property Library for the Industrial Formulation IAPWS-IF97 for water and steam. Zittau, 2015.

/Kruck et al. 2009/

Kruck, C.; Lo, R.; Eltrop, L.; Walker-Hertkorn, S.; Orywall, P; Kölbel, T.: Nutzung der Tiefengeothermie in Stuttgart – Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Zentrum für Energieforschung Stuttgart e.V.. Stuttgart, 2009.

/Krusemann, de Ridder 1994/

Krusemann, G. P.; de Ridder, N. A.: Analysis and Evaluation of pumping test data. 2. Auflage. Wageningen: Ilri Public, 1994.

/KSB 2014/

KSB Aktiengesellschaft: Baureihenheft 3400.5/07-DE G3 – 50 Hz Unterwassermotorpumpen. Frankenthal, 2014.

/Kuder 2011/

Kuder, J.: Methoden zur Berechnung von Fluidparametern. Hannover: Leibnitz Institut für angewandte Geophysik, 2011.

/Kühne 2016/

Kühne, J.: Power-to-(District)Heat – Kraft-Wärme-Kopplung anders betrachtet. In: Berliner Energietage. 13.04.2016, Berlin.

/Lacal Arantegui 2011/

Lacal Arantegui, R.: Current costs of geothermal power. EC geothermal electricity workshop. Brüssel (Belgien), 2011.

/Lane 1923/

Lane, A. C.: Geotherms of Lake Superior Copper Country. In: Bulletin of the geological society of America, 34 (1923), S. 703 – 720.

/Laliberté Cooper 2004/

Laliberté, M.; Cooper, E.: Model for calculating the density of aqueous electrolyte solutions. In: Journal of Chemical Engineering, 49 (2004), S. 1141 – 1151.

/Langguth, Voigt 2003/

Langguth, R.; Voigt, R.: Hydrogeologische Methoden. Aachen: Springer Verlag, 2003.

/Le et al. 2014/

Le, V. L.; Kheiri, A.; Feidt, M.; Pelloux-Prayer, S.: Thermodynamic and economic optimizations of a waste heat to power plant driven by a subcritical ORC using pure and zeotropic working fluid. In: Energy 78 (2014). S. 622 – 638.

/Lecompte et al. 2014/

Lecompte, S.; Ameel, B.; Ziviani, D.; van den Broek, M.; De Paepe, M.: Exergy analysis of zeotropic mixtures as working fluids in Organic Rankine Cycles. In: Energy Conversion and Management, 85 (2014), S. 727 – 739.

/Lecompte et al. 2013/

Lecompte, S.; Huisseune, M.; van den Broek, M.; De Schampheleire, S.; De Paepe, M.: Part load based thermos-economic optimization of the Organic Rankine Cycle (ORC) applied to a combined heat and power (CHP) system. In: Applied Energy, 111 (2013), S. 871 – 881.

/Legarth 2003/

Legarth, A.: Erschließung sedimentärer Speichergesteine für eine geothermische Stromerzeugung. Berlin: Technische Universität Berlin, 2003.

/Lemmens 2015/

Lemmens, S.: A perspective on costs and cost estimation techniques for organic rankine cycle systems. In: 3rd International Seminar on ORC Power Systems. 12. – 14.10.2015, Brüssel.

/Lemmon et al. 2013/

Lemmon, E.W., Huber, M.L., McLinden, M.O. NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 9.1, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg, 2013.

/Li et al. 2014/

Li, Y.-R.; Du, M.-T.; Wu, C.-M.; Wu, S.-Y.; Liu, C.: Potential of Organic Rankine cycle using zeotropic mixtures as working fluids for waste heat recovery. In: *Energy*, 77 (2014), S. 509 – 519.

/LIAG 2017/

Leibniz-Institut für angewandte Geophysik.: Temperaturkarten Deutschlands unterschiedlicher Tiefen. <http://www.liag-hannover.de/online-dienste-downloads/downloads/digitale-karten.html>. 10.07.2016.

/Lohmann 1972/

Lohman, S. W.: *Ground-Water-Hydraulics*. Washington: U. S. department of the interior, 1972.

/Lukawski et al. 2014/

Lukawski M. Z.; Anderson B. J.; Augustine C.; Capuano L. E. Jr.; Beckers K. F.; Livesay B.; Tester J. W.: Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling. In: *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 118 (2014), S. 1–14.

/Lund 2005/

Lund, J. W.: 100 years of geothermal power product. In: *Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 31. Januar – 2. Februar 2005 in Stanford (USA), Proceedings, Stanford: Stanford University, 2005.

/Maack 2011/

Maack, R.: *Current Costs of Geothermal Power Technologies. EC Geothermal Electricity Workshop*. Brüssel, 2011.

/Maizza, Maizza 2001/

Maizza, V.; Maizza A.: Unconventional working fluids in organic Rankine-cycles for waste energy recovery systems. In: *Applied Thermal Engineering* 21 (2001), Nr. 3, S. 381 – 390.

/Mao, Duan 2009/

Mao, S.; Duan, Z.: The Viscosity of Aqueous Alkali-Chloride Solutions up to 623 K, 1,000 bar, and High Ionic Strength. In: The Journal of Thermophysics 30 (2009), S. 1510 – 1523

/Mao, Duan 2008/

Mao, S.; Duan, Z.: The P,V,T,x properties of binary aqueous chloride solutions up to T = 573 K and 100 MPa. In: The Journal of chemical Thermodynamics 40 (2008), S. 1046 – 1063

/McDermott et al. 2006/

McDermott, C. I.; Randriamanjatoa, A. R.; Tenzer, H. K.: Simulation of heat extraction from crystalline rocks: The influence of coupled processes on differential reservoir cooling. In: Geothermics 35 (2006), S. 321-344.

/Megdenberg, Nemuth 2011/

Megdenberg, J.; Nemuth, T.: Potenzial der Monte-Carlo-Simulation für Risikoanalyse im Projektmanagement. In: BBB-Kongress 2011, Dresden.

/Meixner et al. 2016/

Meixner J.; Schill, E.; Grimmer, J. C.; Gaucher, E.; Kohl, T.; Klingler, J.: Structural control of reservoirs in extensional tectonic settings: An example from the upper rhine graben. In: Journal of Structural Geology, 82 (2016), S. 1 – 15.

/Meixner et al. 2014/

Meixner J.; Schill, E.; Gaucher, E.; Kohl, T.: Inferring the in situ stress regime in deep sediments: An example from the Bruchsal geothermal site. In: Geothermal energy, 7 (2014).

/Mergner 2017/

Mergner, H.: Persönliche Mitteilung zum Betrieb des geothermischen Kraftwerks Soultz-sous-Forêt. EnBW AG. 15.06.2017. (Interviewer: Reith, S.)

/Mergner et al. 2010/

Mergner, H.; Heberle, F.; Brüggemann, D.: Thermodynamische Betrachtung von zeotropen Arbeitsmitteln im ORC. In: LTTT-Bericht Nr. DA-10-08-1, Bayreuth, 2010.

/Miller 1980/

Miller, R. L.: Chemistry and materials in geothermal systems. In: Casper, L. A.; Pinchback, T.R. (Eds.): Geothermal Scaling and Corrosion, vol. 717, ASTM Special Technical Publication. S. 3–10, 1980.

/Mundhenk 2013/

Mundhenk, N.: Corrosion and scaling in utilization of geothermal energy in the Upper Rhine graben. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2013.

/Ngugi 2002/

Ngugi, P. K.: Technical, economic and institutional evaluation of adopting directional drilling by KENGEN, Kenya. Reykjavik: The United Nations University - Geothermal Training Programme, 2002.

/NTNU 2016/

Norwegian University of science and technology: Chemical engineering plant cost index (Stand 2011). http://www.nt.ntnu.no/users/magnehi/cepci_2011_py.pdf, 31.08.2016.

/Olasolo et al. 2016/

Olasolo, P.; Juárez, M. C.; Olasolo, J.; Morales, M. P.; Valdani, D.: Economic analysis of enhanced geothermal systems (EGS). A review of software packages for estimating and simulating costs. In: Applied Thermal Engineering, 104 (2016), S. 647 – 658.

/Onwunalu, Durlofsky 2010/

Onwunalu, J. E.; Durlofsky, L. J.: Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type. In: Computers and Geosciences, 14 (2010), S. 183 – 198.

/O'Sullivan et al. 2010/

O'Sullivan, M.; Yeh, A.; Mannington, W.: Renewability of geothermal resources. In: Geothermics, 2 (2010), S. 314 - 320.

/Paar et al. 2013/

Paar, A.; Herbert, F.; Pehnt, M.; Ochse, S.; Richter, S.; Maier, S.; Kley, M.; Huther, H.; Kühne, J.; Weidlich, I.: Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main: 2013.

/Papadopoulos et al. 2010/

Papadopoulos, A. I.; Stijepovic M.; Linke, P.: On the systematic design and selection of optimal working fluids for Organic Rankine Cycles. In: Applied Thermal Engineering, 30 (2010), S. 760 – 769.

/Park, Zhan 2002/

Park, E.; Zhan, H.: Hydraulics of a finite-diameter horizontal well with wellbore storage and skin effect. In: *Advances in Water Resources* 25 (2002) S. 389–400.

/Paschen et al. 2003/

Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Karlsruhe, 2003.

/Paul-Knecht 2014/

Paul-Knecht, C.: Energiewirtschaftliche Einordnung der geothermischen Elektrizitätserzeugung. Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (Band 715). Stuttgart, 2014.

/Perrin et al. 1999/

Perrin, D.; Paron, M.; Gaillor, G.: Oil and gas field development techniques – well completion and servicing. Paris: Editions TECHNIP, 1999.

/Peter et al. 2015/

Peter, P.; Kusumah, Y. I.; Ryder A.: Evaluation of Production Multilateral Well in Salak Geothermal Field, Indonesia. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne: 2015.

/Phillips et al. 1980/

Phillips, S. L. ; Marthur, A. K. ;Garrison, W.: Treatment methods for geothermal brine. In: Casper, L. A.; Pinchback, T.R. (Eds.): *Geothermal Scaling and Corrosion*, vol. 717, ASTM Special Technical Publication. S. 3–10, 1980.

/Pletl et al. 2010/

Pletl, C.; Angerer, J.; Graf, R.; Stoyke, R.; Toll, H.: Bohrerfahrungen bei Deutschlands größtem Geothermieprojekt. In: *bbr – Fachmagazin für Leitungsbau, Brunnenbau und Geothermie*, 3 (2010), S. 38 – 47.

/Prinz, Strauß 2011/

Prinz, H.; Strauß, R.: *Ingenieurgeologie*. 5. Auflage. Heidelberg: Spektrum Akademischer-Verlag, 2011.

/Promis et al. 2011/

Promis M.-P.; Lalo, P.; Ungemach, P.; Antics, M.: Geothermal well architecture, a key issue in sustainable reservoir development. In: *Sustainable earth science conference & exhi-*

bition – Technologies for sustainable use of the deep sub-surface 2011, 08.11 – 11.11.2011, Valencia (ES).

/Quoilin et al. 2013/

Quoilin, S.; van de Broek, M.; Declaye, S.; Dewallef, P.; Lemort, V.: Techno-economic survey of ORC systems. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 22 (2013). S. 168 – 186.

/Reith, et al. 2017/

Reith, S.; Mergner, H.; Kölbel, T.: Risk mitigation for geothermal wells. In: International geothermal congress Turkey, 22. – 23. May 2017 in Izmir (Turkey), 2015.

/Reith et al. 2016/

Reith, S.; Eltrop, L.; Fingerhut, C.; Kliesch, M.; Kärstner, M.; Müller, J.: Risikominderung und Optimierung von Geothermiekraftwerken – Upscaling Bruchsal. Stuttgart, 2016 (Unveröffentlichter Forschungsbericht).

/Reith 2015/

Reith, S.; Eggeling, E.; Schlagermann, P.; Kölbel, T.: Grid integration of geothermal electricity. In: European Geothermal Congress, 2. – 4. November 2015 in Essen, Proceedings, 2015.

/Reith et al. 2013a/

Reith, S.; Kölbel, T.; Schlagermann, P.; Pellizzone, A.; Allansdottir, A.: Public acceptance of geothermal electricity production. Karlsruhe, 2013.

/Reith et al. 2013b/

Reith, S.: Techno-economic analysis of different drilling concepts in a holistic model of a geothermal power plant. In: Der Geothermiekongress, 3. – 7. Juni 2013 in Pisa (Italien), Proceedings, 2013.

/Richter 2015/

Richter, B.: Task Force Ausschreibungsmodelle Geothermie – Wirtschaftsforum Geothermie. Rödl & Partner GbR. 12.05.2015. (Interviewer: Reith, S.)

/Rogge 2004/

Rogge, S.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland Ökonomie, Ökologie und Potenziale. Berlin: Technische Universität Berlin, 2004.

/Rohloff, Kater 2011/

Rohloff, K.; Kater, A.: Geothermische Stromerzeugung – Kraftwerkstechnologie und Technologie zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. 1. Auflage. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011.

/Rubinstein, Kroesse 2008/

Rubinstein, R. Y.; Kroesse, D. P.: Simulation and the Monte Carlo method. 2. Auflage. Hoboken: John Wiley & sons, 2008.

/Ruud, Kabala 1997/

Ruud, N. C.; Kabala, Z. J.: Response of a partially penetrating well in a heterogeneous aquifer: integrated well-face flux vs. uniform well-face flux boundary conditions. In: Journal of Hydrologie, 194 (1997), S. 76 – 94.

/Rybach 2007/

Rybach, L.: Geothermal Sustainability. In: GHC Bulletin. September 2007, S. 1-7.

/Sanyal 2004/

Sanyal, S. K.: Cost of geothermal power and factors that affect it. In: Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, 26. – 28. Januar 2004 in Stanford (USA), Proceedings, Stanford: Stanford University, 2004.

/Sanyal et al. 2007a/

Sanyal, S. K.; Morrow, J. W.; Henneberger, R. C.; Granados, E. E.: Well productivity enhancement by drilling multi-legged wells a quantitative assessment. In: Geothermal resource council transactions. 2007, Bd. 31, S. 257 - 262.

/Sanyal et al. 2007b/

Sanyal, S. K.; Morrow, J. W.; Butler S. J.; Robertson-Tait, A.: Cost of electricity from enhanced geothermal systems. In: Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, 22. – 24. Januar 2007 in Stanford (USA), Proceedings, Stanford: Stanford University, 2007.

/Schlagermann 2014/

Schlagermann, P.: Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens. Karlsruhe: Technische Universität München, 2014.

/Schlünder 1983/

Schlünder, E.U.: Heat transfer in nucleate boiling of mixtures. In: International chemical engineering 23 (1983), S. 589 - 599.

/Schmitt et al. 2013/

Schmitt, F.; Caspar, J.; Holler, S.; Klöpsch, M: Wärmetransport im Wettbewerb zu dislozierter Wärmeerzeugung. Mannheim, 2013.

/Schneck 2010/

Schneck, O.: Risikomanagement – Grundlagen, Instrumente, Fallbeispiele. 1. Auflage. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.

/Schnorrenberg, Goebels 1997/

Risikomanagement in Projekte – Methoden und ihre praktische Anwendung. Wiesbaden: Vieweg-Verlag, 1997.

/Schöniger, Dietrich 2016/

Schöniger, M.; Dietrich, J.: HydroSkript – Hydraulische Tests zur Bestimmung der Leitfähigkeit. 03.03.2016, http://www.hydroskript.de/html/_index.html?page=/html/hykp1108.html, 09.05.2016.

/Schröder, Schneider 2014/

Schröder, H.; Schneider, J.: Tiefpumpen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit in der tiefen Geothermie. In: Umwelt Technologie und Energie in Bayern – Profile Porträts Perspektiven. München: media min GmbH & Co. KG. 2014/2015.

/Schulte et al. 2010/

Schulte, T.; Zimmermann, G.; Vuataz, F.; Portier, S.; Tischner, T.; Junker, R.; Jatho, R.; Huenges, E.: Enhancing geothermal reservoirs. In: Geothermal Energy Systems – Exploration, Development and Utilization. Hrsg.: Huenges, E.. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.

/Schulz o.J./

Schulz, R.: Nutzung petrothermaler Technik – Entwurf 2.0. Clearingstelle EEG. Berlin, o.J..

/Schulz et al. 2012/

Schulz, R.; Thomas, R.; Dussel, M.; Lüschen, E.: Geothermische Charakterisierung von karstig-klüftigen Aquiferen im Großraum München. Hannover: Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, 2012.

/Schulz et al. 2007/

Schulz, R.; Jung, R.; Pester, S.; Schellschmidt, R.: Quantification of explorations risks for hydrogeothermal wells. In: Proceedings European Geothermal Congress 2007. Unterhaching: 30.05 – 01.06.2007.

/Schulz, Jobmann 1989/

Schulz, R.; Jobmann, M.: Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken – Teilgebiet: Hydrogeothermik. Hannover: Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, 1989.

/Schulze et al. 2013/

Schulze, M.; Böck, L.; Sattelmayer, T.; Polifke, W.: Wärmetransportphänomene – Wärme und Stoffübertragung. Technische Universität München – Lehrstuhl für Thermodynamik. München, 2013.

/Schweitzer 2009/

Schweitzer, R. T.: A study of the effects of well and fracture design in a typical Marcellus shale well. Morgantown: West Virginia University, 2009.

/Seibt 2002/

Seibt, P.: Aufschluss geothermischer Speicher – Stand der Technik. Fachtagung Geothermische Stromerzeugung - eine Investition in die Zukunft. Landau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz. 2002.

/Seibt, Hoth 1997/

Seibt, A.; Hoth, P.: Untersuchungen im Thermalwasserkreislauf. In: Hoth, P., Seibt, A., Kellner, T., Huenges, E. (Eds.), Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, Geoforschungszentrum Potsdam Scientific technical report, 97/15 (1997), S. 116 - 131.

/Seitz 2015/

Seitz, J.: Erarbeitung eines Investitionskostenmodells mit fallspezifischen Eingangsvariablen für tiefengeothermische Strom- und Wärmeerzeugung in Niederenthalpiegebieten. Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (Band 764). Stuttgart, 2015.

/SGG o.J./

Süddeutsche Geothermie-Projekte Gesellschaft: Projekt Dürnharr – Ablauf der Bohraktivitäten. http://www.sgg-bayern.de/pdf/ssg_duerrnhaar.pdf, 19.05.2016.

/Shah 1979/

Shah, M. M.: A general correlation for heat transfer during film condensation inside pipes. In: International Journal of heat and mass transfer 22 (1979), S. 547 - 556.

/Sieder, Tate 1936/

Sieder, E. N.; Tate, G. E.: Heat transfer and pressure drop of liquids in tubes. In: Industrial and engineering chemistry 28 (1936), S. 1429 - 1435.

/Silver, R.S. 1963/

Silver, R. S.: An approach to a general theory of surface condensers. In: Proceedings of the institute of mechanical engineering, Part 1, 179 (1964), S. 339 - 376.

/Skiera 2007/

Skiera, E.: Kosten- und Risikoanalyse einer hydrothermalen Tiefbohrung im Molassebecken, Universität Tübingen. Tübingen, 2007.

/Spang, Roetzel 2013/

Spang, B.; Roetzel, W.: Kosten und Wirtschaftlichkeit von Wärmeübertragern. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.), VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Sperber 2005/

Sperber, A.: Vertragsformen für das Teufen von Tiefbohrungen und deren Einfluss auf die Kosten eines Bohrprojektes. Berlin: Umweltforum, 2005.

/Spitzner 2013/

Spitzner, M. H.: Wärmeleitfähigkeit von Erdreich, Holz, Holzwerkstoffen, allgemeinen Baustoffen und Mauerwerk. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.), VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Stahl 2012/

Stahl, L.: Das Geothermieprojekt Bernried. In: enpros Geothermie-Workshop 2012, 25.10 – 26.10.2012, Nürnberg.

/Steinert et al. 2009/

Steinert, D.; Heberle, F.; Obermeier, A.; Brüggemann, D.: Entwicklung eines effizienten Niedertemperatur-Kraftwerks auf Basis der ORC-Technologie. In: LTTT-Bericht Nr. DA-09-06-1, Bayreuth, 2009.

/Stephan 2013/

Stephan, P.: Wärme und verschiedene Arten der Wärmeübertragung. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.), VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.

/Stieglitz, Heinzel 2012/

Stieglitz, R.; Heinzel, V.: Thermische Solarenergie – Grundlagen, Technologien, Anwendungen. 1. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.

/Stober 2015/

Stober, I.: Persönliche Mitteilung zu hydraulischen Testdaten geothermischer Nutzenhorizonte. Karlsruhe Institut für Technologie. 21.08.2015. (schriftliche Mitteilung)

/Stober 2014/

Stober, I.: Thermisches Regime der Erde. In: Handbuch Tiefe Geothermie – Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung. Hrsg.: Bauer, M.; Freeden, W.; Jacobi, H.; Neu, T.. Heidelberg: Springer Spektrum-Verlag, 2014.

/Stober et al. 2013a/

Stober I.; Wolfgramm, M.; Birner, J.: Hydrochemie der Tiefenwässer in Deutschland. In: Zeitschrift für geologische Wissenschaften, 5/6 (2013/14), Bd. 41/42, S. 339 – 380.

/Stober et al. 2013b/

Stober I.; Jodocy, M.; Burisch, M.: Auswirkungen der physikalischen Eigenschaften von Tiefenwässern auf die thermische Leistung von Geothermieanlagen und die Aquiferparameter. In: Zeitschrift für geologische Wissenschaften, 1-2 (2013), Bd. 41, S. 9 – 20.

/Stober, Bucher 2012/

Stober, I.; Bucher, K.: Geothermie. 1. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.

/Stober, Jodocy 2011/

Stober I.; Jodocy, M.: Hydrochemie der Tiefenwässer im Oberrheingraben. In: Zeitschrift für geologische Wissenschaften, 10 (2011), Bd. 39, S. 39 – 57.

/Stober et al. 2011/

Stober, I.; Fritzer, T.; Obst, K.; Schulz, R.: Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. 3. Auflage. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011.

/Stober Jodocy 2009/

Stober I.; Jodocy, M.: Eigenschaften geothermischer Nutzhorizonte im baden-württembergischen und französischen Teil des Oberrheingrabens. In: Grundwasser – Zeitschrift der Fachsektion Hydrologie, 14 (2009), S. 127 – 137.

/Sun, Li 2011/

Sun, J.; Li, W.: Operation optimization of an organic rankine cycle (ORC) heat recovery power plant. In: Applied Thermal Energy, 31 (2011), S. 2032 – 2041.

/SWM, 2015/

Stadtwerke München: Fernwärme und Rücklufttemperatur in modernen Fernwärmenetzen. München, 2015.

/Tester et al. 2006/

Tester, J. W.; Livesay, B.; Anderson, B. J.; Moorre, M. C.; Batchelor, A. S.; Nichols, K.; Blackwell, D. D.; Petty, S.; DiPippo, R.; Toksöz, N. M.; Drake, E. M.; Veatch, R. W. Jr.; Garnish, J. T.: The future of geothermal energy. Idaho Falls: Idaho National Laboratory, 2006.

/Theis 1935/

Theis, C.: The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage. In: American Geophysics, (1935), Bd. 16, S. 519-524.

/Thomas 2013/

Thomas, T.: Tiefe Geothermie bringt Pumpen an ihre Leistungsgrenze. In: VDI-Nachrichten 46 (2015), S. 13.

/Turton et al. 2013/

Turton, R.; Bailie, R. C.; Whiting, W. B.; Shaeiwitz, J. A.; Bhattacharyya, D.: Analysis, synthesis, and design of chemical processes. 4. Auflage. Boston: Pearson Education, 2013.

/UBA 2017/

Umweltbundesamt: Klimaschutzziele Deutschlands. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/klimaschutzziele-deutschlands#textpart-1>, 14.07.2017.

/van Douwe et al. 2014/

van Douwe, A.; Hegele, H.; Iberl, P.; Martin, U.; Utz, A.; Weimann, T.: Förderpumpen in der Geothermie. In: Handbuch Tiefe Geothermie – Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung. Hrsg.: Bauer, M.; Freeden, W.; Jacobi, H.; Neu, T.. Heidelberg: Springer Spektrum-Verlag, 2014.

/van Douwe, Kluge 2012/

van Douwe, A., Kluge, J.: Akzeptanz, Information und Kommunikation – Grundlagen für den Erfolg geothermischer Projekte. In: bbr - Leitungsbau, Brunnenbau, 2 (2014). S. 48 - 52.

/VDI 2012/

Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Blatt 1 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf, 2012.

/VDI 2010/

Verein Deutscher Ingenieure: VDI 4640 Blatt 1 – Thermische Nutzung des Untergrunds – Grundlage, Genehmigung, Umweltaspekte. Düsseldorf, 2008.

/VDI 2008/

Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2055 Blatt 1 - Wärme und Kälteschutz von betriebstechnischen Anlagen in der Industrie und in der technischen Gebäudeausrüstung. Düsseldorf, 2008.

/Vetter 2014/

Vetter, C.: Thermodynamische Auslegung und transiente Simulation eines überkritischen Organic-Rankine-Cycles für einen leistungsoptimierten Betrieb. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2014.

/von Böckh, Wetzel 2014/

von Böckh, P.; Wetzel, T.: Wärmeübertragung – Grundlagen und Praxis. 5. Auflage. Heidelberg: Springer-Verlag, 2014.

/Vose 2008/

Vose, D.: Risk Analysis: A quantitative guide. 3. Auflage Hoboken: John Wiley & sons, 2008.

/Wack 2007/

Wack, J.: Risikomanagement für IT-Projekte. 1. Auflage. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag, 2007.

/Wagner 2004/

Wagner, W.: Wärmeübertragung. 6. Auflage. Würzburg: Vogel-Buchverlag, 2004.

/Watson, Burnet 1995/

Watson, I.; Alister, D.-B.: Hydrologie – An Environmental Approach 1. Aufl. Boca-Raton: Lewis Publishers, 1995.

/Weimann 2011/

Weimann, T.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Augsburg: Wirtschaftsforum Geothermie, 2011.

/Williams 2013/

Williams, D. E.: Drawdown distribution in the vicinity of nonvertical wells. In: Groundwater, 5 (2013), Bd. 51, S. 745 - 751.

/Wolfgramm et al. 2007/

Wolfgramm, M.; Bartels, J.; Hoffmann, F.; Kittl, G.; Lenz, G.; Seibt, P.; Schulz, R.; Thomas, R.; Unger, H. J.: Unterhaching geothermal well doublet: structural and hydrodynamic reservoir characteristic; Bavaria (Germany). In: Proceedings European Geothermal Congress 2007, 30. May – 01. June Unterhaching, Germany, S. 1 – 6.

/Wright 2008/

Wright, J. D.: Economic Evaluation of Shale Gas Reservoirs. In: Proceedings of the SPE Shale Gas production Conference, 16. – 18.11. Fort Worth, Texas, USA, 2008.

/Yeten 2003/

Yeten B.: Optimum Deployment of nonconventional wells. Stanford: Stanford University, 2003.

/Zhang et al. 1997/

Zhang, H.-L.; Chen, G.-H.; Han, S.-J.: Viscosity and density of H₂O + NaCl + CaCl₂ and H₂O + KCl + CaCl₂ at 298.15 K. In: Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 42 (1997), S. 526 – 530.

A Erläuterungen zur Berechnung des Ruhewasserspiegels

Für die Berechnung von Fluidparametern, Pumpenergie und Wärmeverlusten ist die Kenntnis des Ruhewasserspiegels (RWS) in der Bohrung ein wichtiger Parameter. Bohrungen sind teleskopartig aufgebaute Röhren. Die Druckverhältnisse lassen sich daher mit der Bernoulli'schen Druckgleichung beschreiben. Nach der Bernoulli'schen Druckgleichung ist der Druck p in der Höhe h einer Wassersäule abhängig von der darüber liegenden Wassersäule, der Fluidichte ρ und dem statischen Druck p_0 , der auf die Wassersäule wirkt. Dieser Zusammenhang wird durch Gleichung verdeutlicht.

$$p = \rho_{fluid} * g * h_{Fluidsäule} + p_0 \quad (A-1)$$

Ein geothermisches System kann unter Zuhilfenahme der Bernoulli'schen Druckgleichung als ein System kommunizierender Röhren abstrahiert werden. Geothermische Bohrungen sind auf Höhe des Grundwasserleiters über einen verfilterten Bohrlochabschnitt an einen Aquifer angebunden. Die Durchlässigkeit des Aquifers sowie die Anbindung der Bohrung an den Aquifer bestimmen dabei mit welcher Verzögerung der Aquifer auf Änderung von p , h oder ρ in der Bohrung reagiert. Sehr lange Reaktionszeiten implizieren die Betrachtung der Bohrung als geschlossenes System, während bei kurzen Reaktionszeiten die Betrachtung nach dem System der kommunizierenden Röhren zulässig ist. Bei der geothermischen Energiebereitstellung wird eine möglichst hohe Förderrate bei möglichst geringem Förderaufwand angestrebt. Dies impliziert eine gute Anbindung der Bohrung an den Aquifer und somit kurze Reaktionszeiten. Daher ist im Rahmen dieser Betrachtung eine Abstraktion von geothermischen Bohrungen als System kommunizierender Röhren zulässig.

Die Fluidichte ρ als Parameter der Bernoulli'schen Druckgleichung ist abhängig von Temperatur, Druck und Salinität, wie auch in Anhang C erläutert wird. Druck und Temperatur müssen in der Bohrung jedoch ortsabhängig bestimmt werden. Zur Vereinfachung wird daher einer mittlere Fluidichte in der Bohrung ρ_L und im Aquifer ρ_R eingeführt.

Wie in Abbildung A-1 angedeutet wird die Bohrung als eine Röhre mit geringem Durchmesser abstrahiert (linke Röhre) d_L , während der Aquifer durch eine Röhre mit sehr großem Durchmesser (rechte Röhre) d_R dargestellt wird. Dies führt dazu, dass eine Änderung der Höhe h_l (gestrichelte Linie) in der linken Röhre nur eine sehr geringe Änderung der Höhe h_r bewirkt, da sich das in der linken Röhre verdrängte Volumen auf eine sehr große Fläche in der rechten Röhre verteilt. Dies wird ausgedrückt durch Gleichung (A-2).

$$\Delta V = A * \Delta h \quad (A-2)$$

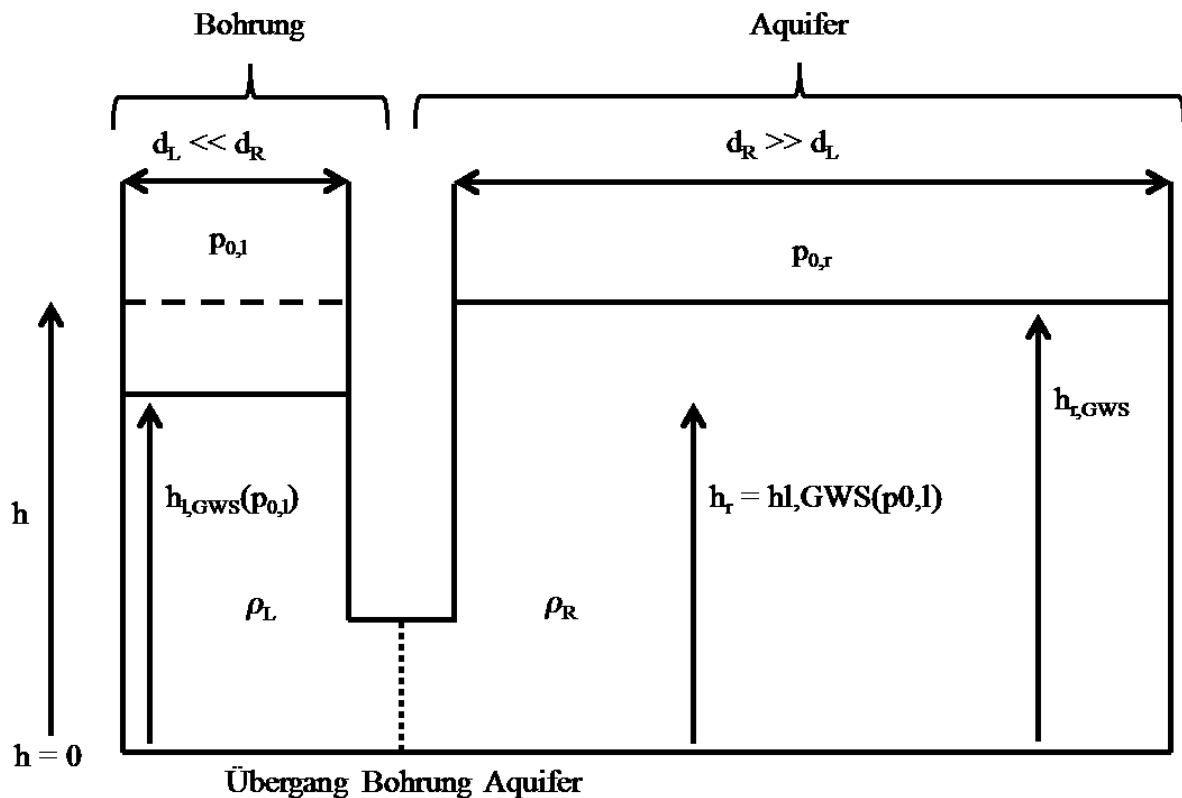


Abbildung A-1: Prinzip der kommunizierenden Röhren

Der Druck p_l an in einer beliebigen Höhe h_l der linken Röhre lässt sich mit Gleichung (A-3) ausdrücken.

$$p_l = p_{0,l} + \rho_l * g * (h_{l,GWS}(p_{0,l}) - h_l) \quad (\text{A-3})$$

Der Wasserspiegel in der linken Röhre $h_{l,GWS}$ ist von dem über dem Wasserspiegel anliegenden statischen Druck $p_{0,l}$ abhängig. Daneben gehen noch die Dichte des Wassers ρ_l , die Gewichtskraft g in die Berechnungen ein. Beachtet man nun das der Durchmesser der linken Röhre deutlich kleiner ist als der Durchmesser der rechten Röhre $d_L \ll d_R$ und nimmt man an, dass der statische Druck auf der rechten Seite $p_{0,r}$ konstant ist, so ändert sich bei einer Änderung des Wasserspiegels in der linken Röhre $h_{l,GWS}(p_{0,l})$ der Wasserspiegel in der rechten Röhre $h_{r,GWS}$ um den Betrag $\Delta h_{r,GWS} \ll \Delta h_{l,GWS}(p_{0,l})$, was vernachlässigbar ist (gestrichelte Linie).

Der hydrostatische Druck in der rechten Wassersäule p_r wiederum ist durch (A-4) gegeben. Dabei sind die Bezeichnungen der Variablen analog zu den oberhalb erläuterten Bezeichnungen für die linke Röhre.

$$p_r = p_{0,r} + \rho_r * g * (h_{r,GWS} - h_r) \quad (\text{A-4})$$

Auf Höhe des Wasserspiegels der linken Säule entspricht der hydrostatische Druck in der rechten Wassersäule h_r dem Druck oberhalb des Wasserspiegels in der linken Säule $p_{0,l}$ wie Gleichung (A-5) verdeutlicht.

$$p_r = p_{0,l} = p_{0,r} + \rho_r * g * (h_{r,GWS} - h_{l,GWS}(p_{0,l})) \quad (A-5)$$

Setzt man nun (A-5) für $p_{0,l}$ in (A-3) ein, so erhält man:

$$p_l = p_{0,r} + g * (\rho_r * h_{r,GWS} - \rho_r * h_{l,GWS}(p_{0,l}) + \rho_l * (h_{l,GWS}(p_{0,l}) - \rho_l * h_l)) \quad (A-6)$$

Das Ziel der Berechnung ist den RWS zu ermitteln. Daher wird Gleichung (A-5) nach $h_{l,GWS}(p_{0,l})$ aufgelöst. So erhält man Gleichung (A-7):

$$h_{l,GWS}(p_{0,l}) = \frac{p_{0,r} - p_{0,l}}{\rho_r * g} + h_{r,GWS} \quad (A-7)$$

Als unbekannter Parameter in Gleichung (A-7) bleibt $h_{r,GWS}$. Daher wird (A-6) nach $h_{r,GWS}$ aufgelöst und das Ergebnis (A-8) in (A-7) eingesetzt, sodass sich Gleichung (A-9) ergibt.

$$h_{r,GWS} = \frac{p_l - p_{0,r}}{\rho_r * g} + h_{l,GWS}(p_{0,l}) - \frac{\rho_l * (h_{l,GWS}(p_{0,l}) + \frac{\rho_l * h_l}{\rho_r})}{\rho_r} \quad (A-8)$$

$$h_{l,GWS}(p_{0,l}) = \frac{p_l - p_{0,l}}{\rho_l * g} + h_l \quad (A-9)$$

Somit konnte gezeigt werden, dass der RWS in einer geothermischen Bohrung lediglich vom Ringraumdruck $p_{0,l}$ sowie dem Druck p_l und der Fluidichte ρ_L am Punkt h_l in der Bohrung abhängig ist.

B Berechnung der Temperaturverluste im Thermalwasserkreislauf

Wie in Kapitel 3.1.2 erläutert wird der Thermalwasserkreislauf und dabei im Speziellen die Bohrung in einzelne Abschnitte diskretisiert. Durch die Betrachtung kurzer Bohrungsabschnitte kann der Temperaturverlauf entlang der Bohrung mit konstanter Dichte und vernachlässigbarem Druckverlust je Abschnitt berechnet werden. Dies ermöglicht eine Vereinfachung als eindimensionale Rohrströmung ohne innere Wärmequelle /Schulze et al. 2013/. Diese lässt sich unter Berücksichtigung von massengebundenem Energietransport, axialer Wärmeleitung, radialer Wärmeleitung und Dissipation durch Gleichung (B-1) beschreiben.

$$0 = -\rho * c * A * c_p * \frac{\partial T}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial z} * \left(\lambda * A * \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \dot{q}_U * U + c * \tau * U \quad (\text{B-1})$$

Dabei bezeichnet ρ die Fluidichte, c die Strömungsgeschwindigkeit des Fluids, A die Rohrfläche senkrecht zur Strömungsrichtung, c_p die Wärmekapazität des Fluids, z die Laufvariable in Strömungsrichtung, λ die Wärmeleitfähigkeit des Fluids, \dot{q}_w die Wärmestromdichte in radialer Richtung, U den Umfang der Röhre sowie τ die Schubspannung. Geht man davon aus, dass die Längswärmeleitung im Vergleich zum massegebundenen Transport genauso vernachlässigbar ist wie die Dissipation, so vereinfacht sich Gleichung (B-2) zu:

$$0 = -\rho * c * A * \frac{\partial T}{\partial z} + \dot{q}_U * U + c * \tau * U \quad (\text{B-2})$$

Nur bei Betrachtung von ausreichend kleinen Abschnitten in einem quasi-stationären Zustand sowie der Nutzung von Mittelwerten für Fluidichte, -temperatur und Gebirgstemperatur ist Gleichung (B-2) zulässig. Ist die Differenz zwischen Ein- und Austrittstemperatur zudem gering und lässt sich die Wärmestromdichte \dot{q} mit der auf den Innenumfang des Rohres bezogenen Wärmedurchgangskoeffizient k nach Gleichung (B-3) ausdrücken, so lässt sich die Austrittstemperatur des Fluids aus dem diskreten Rohrabschnitt mit Gleichung (B-4) beschreiben /Schulze et al. 2013/, /Schlagermann 2014/.

$$\dot{q} = k * (T_0 - T(z)) \quad (\text{B-3})$$

$$T_e = T_0 + (T_i - T_0) * e^{\frac{-k * U * z}{\rho * c * A * c_p}} \quad (\text{B-4})$$

T_e steht dabei für die Austrittstemperatur aus dem diskreten Rohrabschnitt, T_i beschreibt die Eingangstemperatur, T_0 die Umgebungstemperatur und $T(z)$ für die Temperatur an einer bestimmten Stelle der Bohrung in Abhängigkeit der Tiefe z . Für den Sonderfall der Bohrung ist die Umgebungstemperatur gleich der ungestörten Gebirgstemperatur. Alle sonstigen Variablen wurden bereits im Zusammenhang mit Gleichung (B-1) erläutert. Die Wärmedurchgangszahl k lässt sich nach /Stephan 2013/ unter Berücksichtigung des Wärmewiderstandes R und der Rohrfläche senkrecht zur Strömungsrichtung A durch (B-5) beschreiben.

$$k = \frac{1}{R * A} \quad (\text{B-5})$$

Wie in Kapitel 3.1.2 erläutert kann eine Bohrung als Sonderfall eines mehrschichtigen Hohlzylinders beschrieben werden. Der Unterschied zur allgemeingültigen Betrachtung eines mehrschichtigen Hohlzylinders liegt im fehlenden Wärmeübergang am äußeren Rand der Bohrung. Die allgemeine Form zur Berechnung des Wärmewiderstandes eines mehrschichtigen Hohlzylinders findet sich u.a. in /Herwig, Moschallski 2014/ oder /Wagner 2004/. Angepasst an den Spezialfall von Bohrungen lässt sich der Wärmewiderstand durch Gleichung (B-6) ausdrücken /Schlagermann 2014/.

$$R_{Bohrung} = \frac{1}{2 * \pi * l} * \left(\frac{1}{\alpha_{TW} * r_1} + \frac{\ln \frac{r_2}{r_1}}{\lambda_{Casing}} + \frac{\ln \frac{r_3}{r_2}}{\lambda_{Beton}} + \frac{\ln \frac{r_4}{r_3}}{\lambda_{Gebirge}} \right) \quad (B-6)$$

Neben der Länge l des betrachteten Abschnittes gehen auch die Wärmeleitfähigkeiten λ_i der einzelnen Materialien der Wärmeübergangskoeffizient α sowie die Radien r_i ein. Basierend auf den in Tabelle 3-3 präsentierten Bohrungsschemata wurden anhand von Datenblättern für Casings /Halliburton 2012/ und typischen Meißelgrößen /Brandt 2013/ die Innen- und Außenradien der verschiedenen Materialien berechnet. Es wird angenommen, dass der Raum zwischen Casing und Bohrlochwand vollständig mit Zement gefüllt ist. Tabelle B-1 zeigt für die verschiedenen Sektionen alle notwendigen Radien. Für die Berechnung des Wärmewiderstandes nach Gleichung (B-6) ist der äußere Radius des durch die Bohrung beeinflussten Gebirges notwendig. Ab dieser Entfernung vom Mittelpunkt der Bohrung erreicht das Gebirge im Rahmen der idealisierten Modellvorstellung die ungestörte Ausgangstemperatur. /Schlagermann 2014/ definiert hierzu basierend auf Messdaten aus dem Geothermiekraftwerk Bruchsal einen funktionalen Zusammenhang zwischen der Temperaturdifferenz von Gebirge und Thermalwasser sowie dem Radius des thermisch beeinflussten Gebirges. Der Zusammenhang basiert auf dem stationären Betrieb mit $\dot{V} = 26$ l/s des Kraftwerkes, ist also eigentlich auch nur für diesen gültig. Basierend auf einer Maximalabschätzung für Temperatur und Volumenstrom im Kraftwerk sowie einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich des Radius der thermischen Beeinflussung konnte eine maximale Änderung der Austrittstemperatur von 2 % ermittelt werden. Unter realitätsnahen technischen Rahmenbedingungen liegt die Sensitivität lediglich bei 0,5 % /Schlagermann 2014/, sodass dieser Fehler akzeptiert werden kann. Die zu wählende Formel sowie der Radius r_4 sind abhängig von der Temperaturdifferenz ΔT zwischen der Thermalwassertemperatur T_{TW} und der Temperatur des Gebirges $T_{Gebirge}$.

$$\Delta T = T_{TW} - T_{Gebirge}$$

$$\forall \Delta T \leq 50K$$

$$r_4 = 3,173E - 6 * \Delta T^3 - 7,098E - 4 * \Delta T^2 + 5,246 * E - 2 * \Delta T + 0,3197 \quad (B-7)$$

$$\forall \Delta T \geq 50K$$

$$r_4 = 1,371 * \Delta T^{0,0371} \quad (B-8)$$

Tabelle B-1: Abmessungen der verschiedenen Bohrungsdesigns /Brandt 2013/, /Halliburton 2012/

	Nr.:	Innenradius [m]	Innendurchmesser [“]	Aussenradius [m]	Aussendurchmesser [“]	Bohrungsradius [m]	Bohrungsdurchmesser [“]
1. Sektion	1	0,161	12,715	0,170	13,375	0,222	17,5
	2	0,194	15,250	0,203	16	0,254	20
	3	0,194	15,250	0,203	16	0,254	20
	4	0,243	19,124	0,254	20	0,330	26
	5	0,243	19,124	0,254	20	0,330	26
	6	0,243	19,124	0,254	20	0,330	26
	7	0,291	22,949	0,305	24	0,381	30
	8	0,291	22,949	0,305	24	0,381	30
	9	0,364	28,686	0,381	30	0,457	36
2. Sektion	1	0,115	9,063	0,122	9,625	0,156	12,25
	2	0,129	10,192	0,137	10,75	0,187	14,75
	3	0,139	10,920	0,137	10,75	0,187	14,75
	4	0,161	12,715	0,170	13,375	0,222	17,5
	5	0,161	12,715	0,170	13,375	0,222	17,5
	6	0,161	12,715	0,170	13,375	0,222	17,5
	7	0,194	15,250	0,203	16	0,254	20
	8	0,194	15,250	0,203	16	0,254	20
	9	0,243	19,124	0,254	20	0,330	26
3. Sektion	1	0,083	6,538	0,089	7	0,111	8,75
	2	0,090	7,125	0,097	7,625	0,121	9,5
	3	0,090	7,125	0,097	7,625	0,121	9,5
	4	0,115	9,063	0,122	9,625	0,156	12,25
	5	0,115	9,063	0,122	9,625	0,156	12,25
	6	0,115	9,063	0,122	9,625	0,156	12,25
	7	0,129	10,192	0,137	10,75	0,187	14,75
	8	0,141	11,084	0,149	11,75	0,187	14,75
	9	0,161	12,715	0,170	13,375	0,222	17,5
4. Sektion	1	0,046	3,640	0,051	4	0,075	5,875
	2	0,052	4,090	0,057	4,5	0,084	6,625
	3	0,058	4,560	0,064	5	0,083	6,5
	4	0,064	5,012	0,070	5,5	0,100	7,875
	5	0,077	6,049	0,084	6,625	0,108	8,5
	6	0,083	6,538	0,089	7	0,111	8,75
	7	0,090	7,125	0,097	7,625	0,121	9,5
	8	0,103	8,097	0,110	8,625	0,135	10,625
	9	0,115	9,063	0,122	9,625	0,156	12,25

Der Wärmeübergang zwischen Thermalwasser und Casing wird durch den Wärmeübergangskoeffizient α charakterisiert. Dieser ergibt sich nach /Herwig, Moschallski 2014/ nach Gleichung (B-9).

$$\alpha = \frac{Nu * \lambda}{L} \text{ mit } L = d_{Rohr} = 2 * r_1 \quad (\text{B-9})$$

Neben der Wärmeleitfähigkeit λ des Thermalwassers und der kennzeichnenden Abmessung L ist die Nußelt-Zahl Nu ein wesentlicher Einflussfaktor. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen der kennzeichnenden Abmessung des Körpers und der Dicke der Grenzschicht, die sich nach Prandtl durch Reibung in einer Rohrströmung bildet /Wagner 2004/. Dabei ist die Nußelt-Zahl von der Geometrie des durchströmten Rohres, der Prandtlzahl Pr (siehe Gleichung (B-10)) und der Reynoldszahl Re (siehe Gleichung (B-11)) abhängig /von Böckh, Wetzel 2014/. In Gleichung (B-10) gehen die Wärmekapazität c_p , die dynamische Viskosität η und die Wärmeleitfähigkeit λ des Thermalwassers ein. Für die Berechnung der Reynoldszahl in Gleichung (B-11) wird zusätzlich die Strömungsgeschwindigkeit v , der Rohrdurchmesser d_{Rohr} und die Dichte des Thermalwassers ρ benötigt.

$$Pr = \frac{c_p * \eta}{\lambda} \quad (\text{B-10})$$

$$Re = \frac{v * d_{Rohr} * \rho}{\eta} \quad (\text{B-11})$$

Mittels der Prandtl- und der Reynoldszahl lassen sich turbulente und laminare Strömungssysteme gegeneinander abgrenzen. Für eine Reynoldszahl $Re \leq 2.300$ geht man von einer laminaren Strömung aus, $Re \geq 10.000$ markiert dagegen eine turbulente Strömung. Zwischen den beiden Grenzwerten befindet sich der Übergangsbereich zwischen den beiden Strömungsformen /von Böckh, Wetzel 2014/. Für verschiedene Wertebereiche von Reynolds- und Prandtlzahl finden sich in der Literatur verschiedenen Berechnungs-/Approximationsverfahren zur Herleitung der Nußelt-Zahl. Für laminare Strömung mit $Re \leq 2.300$ wird der Ansatz nach /Grote, Feldhusen 2011/ genutzt. Dabei werden neben der Reynoldszahl Re und der Prandtlzahl Pr auch der Rohrdurchmesser d_{Rohr} und die Länge des betrachteten Abschnitts in Gleichung (B-12) eingesetzt.

$$Nu = \frac{3,657}{\tanh\left(2,264 * X^{\frac{1}{3}} + 1,7 * X^{\frac{2}{3}}\right)} + \frac{0,0499}{X} * \tanh X \quad (\text{B-12})$$

$$\text{mit } X = \frac{l}{d_{Rohr} * Re * Pr}$$

Der Übergangsbereich zwischen laminarer und turbulenter Strömung wird über eine Verknüpfung beider Strömungsregime nach /Wagner 2004/ abgedeckt. In Abhängigkeit der Reynoldszahl wird dabei anhand des Parameters γ eine Gewichtung zwischen den Ansätzen für laminare und turbulente Strömung vorgenommen.

$$\forall 2300 < Re < 10^4$$

$$Nu = (1 - \gamma) * Nu_{lam} + \gamma * Nu_{turb, Re < 10^6} \quad (B-13)$$

Bei der Betrachtung turbulenter Strömungsregime werden zwei Ansätze gewählt, die sich in ihrem Gültigkeitsbereich unterscheiden. Für $10^4 < Re < 10^6$ wird Gleichung (B-14) nach /Grote, Feldhusen 2011/ genutzt, während für $10^6 < Re < 10^7$ ein Ansatz nach /von Böckh, Wetzel 2014/ herangezogen wird. Alle Variablen wurden bereits oberhalb definiert.

$$\forall \begin{cases} 10^4 < Re < 10^6 \\ 0,6 < Pr < 1000 \end{cases}$$

$$Nu = \frac{\frac{\xi}{8} * Re * Pr}{1 + 12,7 + \sqrt{\frac{\xi}{8} * (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)}} * \left(1 + \left(\frac{d_{Rohr}}{l} \right)^{\frac{2}{3}} \right) \quad (B-14)$$

$$\text{mit } \xi = (0,78 * \ln Re - 1,5)^{-2}$$

$$\forall \begin{cases} 10^6 < Re < 10^7 \\ 0,6 < Pr < 1000 \end{cases}$$

$$Nu = \frac{\frac{\xi}{8} * Re * Pr}{1 + 12,7 + \sqrt{\frac{\xi}{8} * (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)}} * \left(1 + \left(\frac{d_{Rohr}}{l} \right)^{\frac{2}{3}} \right) \quad (B-15)$$

$$\text{mit } \xi = 1,8 * \log(Re - 1,5)^{-2}$$

Die Wärmeleitfähigkeiten der einzelnen Materialien wurden der Literatur entnommen und finden sich in Tabelle B-2.

Tabelle B-2: Wärmeleitfähigkeit verschiedener Materialien /Spitzner 2013¹, /Francke 2013², /Schlagermann 2014³, /Lemmon et al. 2013⁴, /Klöpisch et al. 2009⁵

Materialien	Wärmeleitfähigkeit $\left[\frac{W}{m \cdot K} \right]$
Stahl (gesamter Thermalwasserkreislauf)	50 ¹
Zementation	1,1 ²
Gebirge	3 ^{2,3}
Luft	f(T,p) ⁴
Erdreich	1,5 ⁵
Isolierung Obertageleitung	0,068 ³

Die Berechnung von Temperaturverlusten obertägiger Teile des Thermalwasserkreislaufs wird analog zur Berechnung des Temperaturverlustes für Bohrungen durchgeführt. Durch die angenommene Isolation obertägiger Anlagenteile können diese ebenfalls als mehrschichtiger Hohlzylinder beschrieben werden. Die Berechnung des Temperaturverlustes erfolgt somit nach Gleichung (B-4). Obertägige Anlagenteile erfahren an ihrem äußeren Rand eine freie

Konvektion, sodass im Gegensatz zu erdberührten Bohrungen ein zusätzlicher Wärmeübergang berücksichtigt werden muss. Daher wird der Wärmewiderstand des mehrschichtigen Hohlzylinders in seiner allgemeinen Form durch Gleichung (B-16) nach /Herwig, Moschallski 2014/ eingeführt.

$$R = \frac{1}{2 * \pi * l} * \left(\frac{1}{\alpha_i * r_i} + \sum_{j=1}^n \frac{\ln \frac{r_{j+1}}{r_j}}{\lambda_j} + \frac{1}{\alpha_a * r_a} \right) \quad (\text{B-16})$$

Die Indizes i und a beziehen sich dabei auf die Radien bzw. Wärmeübergangskoeffizienten an der Innen- bzw. Außenseite des betrachteten Bauteils. Der Index j bezeichnet die betrachteten Materialschichten. Die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten für erzwungene Konvektion wurden durch die Gleichungen (B-9) - (B-15) eingeführt. Der Wärmeübergangskoeffizient am Übergang zwischen Thermalwasserkreislauf und der umgebenden Luft wird nach /von Böckh, Wetzel 2014/ durch Gleichung (B-17) berechnet.

$$\alpha_a = \left[0,752 + 0,387 * Ra_L^{\frac{1}{6}} * f_3(Pr) \right]^2 * \frac{\lambda_{air}}{L} \quad (\text{B-17})$$

$$Ra = \frac{g * \pi^3 * d_a^3 * (T_W - T_{air})}{2^3 * T_{air} * \nu^2}$$

$$f_3(Pr) = \left(1 + 0,721 * Pr^{-\frac{9}{16}} \right)^{-\frac{8}{27}}$$

$$L = \frac{\pi * d_a}{2}$$

Gleichung (B-17) stellt eine Approximation der Nußelt-Zahl dar. Dabei werden neben der Rayleigh-Zahl Ra, der Prandtl-Zahl Pr, der Wärmeleitfähigkeit λ_{air} und der kennzeichnenden Abmessung L auch der Außendurchmesser des Hohlzylinders d_a , die Lufttemperatur T_{air} und die Wandtemperatur T_W berücksichtigt. Da die Wandtemperatur nach /von Böckh, Wetzel 2014/ in Abhängigkeit von α_a berechnet wird, wird hier ein iteratives Vorgehen zur Berechnung von α_a implementiert.

In Anlehnung an /KSB 2014/ werden die Abmessungen der obertägigen Elemente des Thermalwasserkreislaufs für $\dot{V} < 65$ l/s mit DN 150 und $\dot{V} > 65$ l/s mit DN 200 ausgeführt. Beiden Fällen gleich ist eine 0,15 m starke radiale Isolierung des betrachteten Rohrs.

C Physikalische Eigenschaften des Thermalwassers

Für die Untersuchung von geothermisch angetriebenen Kreisprozessen werden die physikalischen Eigenschaften der Thermalwässer häufig vernachlässigt oder durch die Betrachtung von reinem Wasser ersetzt siehe u.a. /Kang et al. 2015/, /Guo et al. 2011/, /Köhler 2005/.

Betrachtet man jedoch den gesamten Prozess geothermischer Energienutzung inklusive des Thermalwasserkreislaufs und des Reservoirs, kommt der detaillierten Beschreibung der physikalischen Eigenschaften von Thermalwässern ein großer Stellenwert zu.

Die Thermalwässer in Deutschland sind sehr spezifisch. Ihre Zusammensetzung unterscheidet sich zum einen zwischen den geothermisch interessanten Regionen Norddeutsches-Becken, Süddeutsches-Molassebecken und dem Oberrheingraben, zum anderen aber auch nach dem genutzten Horizont und der Teufe. Mit Ausnahme der Thermalwässer aus dem Oberjura des Süddeutschen Molassebeckens können die Thermalwässer als hoch mineralisierte, oft auch gasreiche Thermalwässer beschrieben werden /Stober et al. 2013a/. Über alle Regionen und Nutzenhorizonte hinweg zeigen die Untersuchungen von /Stober et al. 2013a/, dass die Zusammensetzung der Tiefenwässer maßgeblich von den Elementen Natrium (Na), Kalium (K), Kalzium (Ca) und Chlor (Cl) bestimmt wird. Das macht eine Vereinfachung des Thermalwassers als NaCl-KCl-CaCl₂-Lösung für die Thermalwässer in Deutschland zulässig. Tabelle C-1 zeigt die Thermalwasserzusammensetzung in deutschen Niederenthalpiegebieten.

Tabelle C-1: Hauptbestandteile der Thermalwässer in deutschen Niederenthalpiegebieten /van Douwe et al. 2014/

		Norddeutsches Becken	Oberrhein- graben	Bayerisches Molassebecken
Gas-Flüssig-Verhältnis	[l/l]	0,30	0,18	0,25
Gelöste Feststoffe (TDS)	[mg/l]	190.755	124.864	984
Kationen				
Natrium (Na ⁺)		55.524	34.723	142
Kalium (K ⁺)		1.777	2.853	29
Calcium (Ca ²⁺)		21.187	7.395	91
Sonstige		2.142	1.176	54
Anionen				
Chlorid (Cl ⁻)		131.243	68.884	262
Sonstige		1.251	1.090	380
Sonstige Feststoffe		103	194	91

Bei der Betrachtung des Thermalwasserkreislaufes konnte /Schlagermann 2014/ zeigen, dass die Thermalwassereigenschaften einen erheblichen Einfluss auf die durch Strömungsverluste

verursachten Zustandsänderungen haben. Unter den Rahmenbedingungen am Standort Bruchsal ergeben sich bei der Berechnung von Temperatur-, Druck- oder Enthalpieänderungen durch Strömungsverluste in einem 100 m Rohrstück Abweichungen von bis zu 8 % aufgrund der Mineralisierung des Thermalwassers. Zusätzlich konnten /Stober et al. 2013b/ den Einfluss der Salinität von Thermalwässern auf die thermische Leistung einer Geothermieanlage und die Aquiferparameter aufzeigen. Für die thermische Leistung ergeben sich in Abhängigkeit von Temperatur und Salinität Abweichungen zwischen der spezifischen thermischen Leistung [kJ/(m³*K)] von reinem Wasser und Thermalwasser von bis zu 9 %.

Bei der Bewertung von Thermalwässern kann zwischen der Qualität und der Quantität unterschieden werden. Beide Dimensionen sind in Form von Volumenstrom \dot{V} sowie Dichte ρ_F und Wärmekapazität $c_{p,F}$ des Fluids in der Gleichung der thermischen Leistung vertreten (Formel (C-1)). Die Qualität des Thermalwassers hat einen erheblichen Einfluss auf den Betrieb der Anlage. Gleichzeitig sind auch hoch salinare Thermalwässer mit technischen Mitteln beherrschbar /Stober et al. 2013b/ /Schulz et al. 2007/.

$$P = \rho_F * c_{p,F} * \dot{V} * \Delta T \quad (C-1)$$

Die Quantität in Form der Förderrate ist wesentlich von der zulässigen/angestrebten Absenkung s und damit von den Aquiferparametern abhängig. Die Eigenschaften des Aquifers werden durch Transmissivität und Speicherkoeffizient beschrieben, die wiederum von der Dichte und der Viskosität des Thermalwassers abhängig sind. Abbildung C-1 verdeutlicht anschaulich anhand der Daten des Standorts Bruchsal, dass die Thermalwassereigenschaften einen erheblichen Einfluss auf die Produktivität und Injektivität einer Bohrung haben.

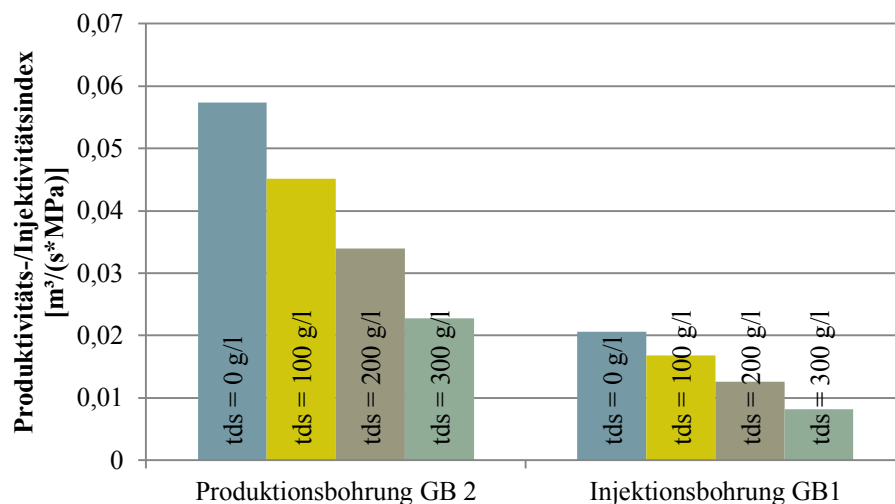


Abbildung C-1: Produktivität/Injektivität einer Bohrung in Abhängigkeit der Menge an gelösten Salzen $\left[\dot{V} = 0,026 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}; T_{\text{Produktion}} = 132^\circ\text{C}; T_{\text{Injektion}} = 55^\circ\text{C}; p_{\text{Produktion}} = 25,28\text{MPa}; p_{\text{Injektion}} = 18,58\text{MPa} \right]$

Trotz der großen Abweichungen in relevanten Parametern (siehe Abbildung C-1), die sich aufgrund der Vereinfachung der Thermalwasserzusammensetzung ergeben, stehen nur unzureichende Messdaten für Thermalwässer aus deutschen Niederenthalpiegebieten zur Verfügung. Diesem Umstand wird derzeit durch mehrere Forschungsprojekte u.a. am Geoforschungszentrum Potsdam und am Institut für nukleare Entsorgung Karlsruhe begegnet.

Aus diesem Grunde wird das Modell nach /Francke 2014/ zur Berechnung der physikalischen Eigenschaften von Thermalwässern angepasst. In Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Massenanteil von NaCl, KCl und CaCl₂ werden Dichte, Viskosität, Wärmekapazität und Enthalpie der flüssigen Phase des Thermalwassers berechnet. Das Modell deckt einen breiten Untersuchungsbereich ab, mit dem sich die Zustände in deutschen Niederenthalpiegebieten beschreiben lassen (siehe Tabelle C-2).

Tabelle C-2: Validitätsgrenzen des Fluidmodells nach /Francke 2014/

	Temperatur [°C]	Druck [MPa]	Menge gelöster Salze [mol/kg]
NaCl	0 – 300	0,1 – 100	0 – 6
KCl	0 – 270	0,1 – 50	0 – 4,5
CaCl ₂	0 – 250	0,1 – 60	0 – 6

Aus dem praktischen Betrieb von Geothermieranlagen speziell im Oberrheingraben und dem norddeutschen Becken ist bekannt, dass zum Teil größere Mengen gelöster Gase im Thermalwasserkreislauf vorliegen /Schlagermann 2014/, /Francke 2014/. Diese Gase verändern die physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers, die Wärmeübertragung in den Wärmetauschern und führen zu Korrosion im Thermalwasserkreislauf. Durch Druckhaltung im Thermalwasserkreislauf sowie einer Separation des Gases wird versucht die negativen Auswirkungen der Gasphase zu begrenzen. Diese Maßnahmen werden auch im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt, sodass die einphasige Betrachtung des Thermalfluids zulässig erscheint. /Francke 2014/ kombiniert zur Berechnung der Thermalwassereigenschaften verschiedene Ansätze aus der Literatur sowie eigene Ansätze. Für die Berechnung der Dichte der flüssigen Phase des Thermalwassers nutzt Francke das Modell von /Mao, Duan 2008/. Um die Dichte auch im Gemisch der drei untersuchten Salze korrekt berechnen zu können, wird die Mischungsregel nach /Laliberté Cooper 2004/ verwendet. Zur Berechnung der Enthalpie wird für NaCl das Modell nach /Driesner 2007/ verwendet. Für die anderen Salze entwickelte /Francke 2014/ einen eigenen Ansatz basierend auf der temperaturabhängigen Wärmekapazität der Salzlösungen. Die Berechnung der Wärmekapazität wiederum wird über die scheinbare, molare Wärmekapazität hergeleitet /Francke 2014/. Die Wärmeleitfähigkeit des Gemischs wird sowohl von /Schlagermann 2014/ als auch von /Francke 2014/ mit der Wärmeleitfähigkeit von reinem Wasser vereinfacht. Beide Autoren kommen zu dem Schluss, dass nur geringe Abweichungen auftreten. Die Viskosität der Lösung wird nach /Francke 2014/ mit den

Modellen von /Mao, Duan 2009/ (NaCl, KCl) und /Zhang et al. 1997/ (CaCl_2) berechnet. Beide Modelle ermitteln eine relative Viskosität im Vergleich zu Wasser, die dann über eine lineare Mischungsregel umgerechnet wird. /Francke 2014/ nutzt hier eine Mischungsregel, welche die Gemische nach ihrem molaren Anteil gewichtet. Für tiefergehende Informationen sei hier auf /Francke 2014/ verwiesen. Alle Daten für reines Wasser wurden mit der von /Kretzschmar et al. 2015/ bereit gestellten Funktion für MATLAB[®] berechnet.

Das Fluidmodell nach /Francke 2014/ wurde sowohl mit Literaturwerten als auch mit gemessenen Werten aus dem Geothermiestandort Groß-Schönebeck validiert. In beiden Fällen zeigt das Fluidmodell eine sehr gute Übereinstimmung. Abweichungen von unter 1,5 % liegen im Rahmen der Messungenauigkeit und können für die nachfolgenden Berechnungen toleriert werden. In-situ- oder Laborwerte zu den physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers am Standort Bruchsal liegen nicht vor, sodass eine Validierung für den Standort Bruchsal nicht möglich ist. Für detaillierte Ergebnisse der Validierung sei auf /Francke 2014/ verwiesen.

Tabelle C-3 zeigt eine qualitative Bewertung der Sensitivität der physikalischen Eigenschaften von Thermalfluiden in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität. Eine detailliertere Darstellung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigt Anhang D.

Tabelle C-3: Qualitative Bewertung der Sensitivität der Stoffeigenschaften von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität (steigend ↗; fallend ↘; starker Einfluss +; mittlerer Einfluss ○; schwacher Einfluss -)

	Verhalten			Bewertung des Einflusses		
	ρ	c_p/c_v	η	ρ	c_p/c_v	η
Temperatur ↗	↘	↗	↘	+	○	+
Druck ↗	↗	↘	↗	-	-	-
Salinität ↗	↗	↘	↗	+	+	○

D Sensitivität der Fluideigenschaften

Das in dieser Arbeit verwendete Modell nach /Francke 2014/ bestimmt die physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers anhand von Druck, Temperatur und Salinität des Fluids. In Anhang C wurden die Auswirkungen der Salinität und speziell die Vereinfachung des Thermalwassers als reines Wasser bereits am Beispiel der Produktivität/Injektivität von Bohrungen untersucht. Nachfolgend sollen daher lediglich die generellen Sensitivitäten der Fluideigenschaften sowie die Abweichungen zu reinem Wasser aufgezeigt werden. Für die Untersuchungen wurde der Anteil von NaCl, KCl und CaCl₂ an der gelösten Stoffmenge aus dem Basisfall übernommen und mit der Stoffmenge skaliert. Der Untersuchungsbereich erstreckt sich dabei von 2 – 60 MPa, 1 – 200 °C und 0 – 300 g/l. Ein Phasenwechsel des Thermalwassers findet in diesem Untersuchungsbereich nicht statt. Dampfdruck, Gefrierpunkt und kritischer Punkt des Fluids ändern sich in Abhängigkeit der Salinität.

Abbildung D-1 bis Abbildung D-3 zeigen exemplarisch für ausgewählte Salinitäten die Sensitivität von Dichte, Wärmekapazität und Viskosität in Abhängigkeit von Druck und Temperatur. Die Stoffwerte für Fluide mit tds > 0 g/l wurden mit dem Modell nach /Francke 2014/ ermittelt. Während für reines Wasser das Modell von /Kretzschmar et al. 2015/ genutzt wurde. Eine qualitative Bewertung der Sensitivitäten wird in Tabelle C-3 gegeben.

Abbildung D-1: Sensitivität der Dichte von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität (1 – 200 °C; 0 – 300 g/l; 2 – 60 MPa)

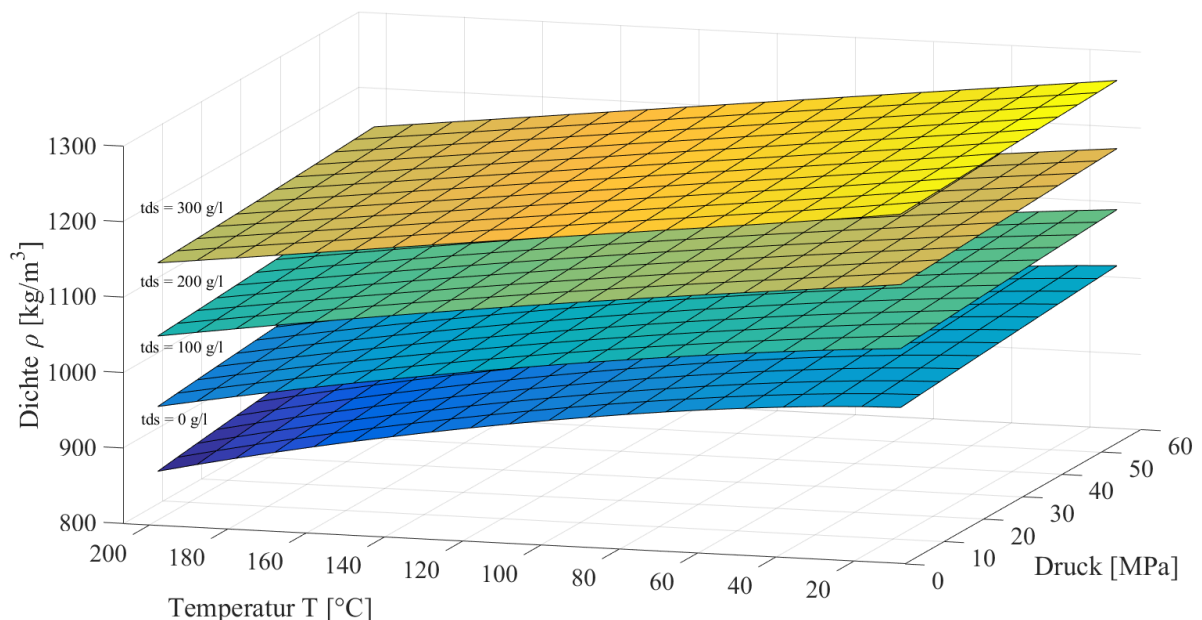


Abbildung D-2: Sensitivität der Wärmekapazität von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität (1 – 200 °C; 0 – 300 g/l; 2 – 60 MPa)

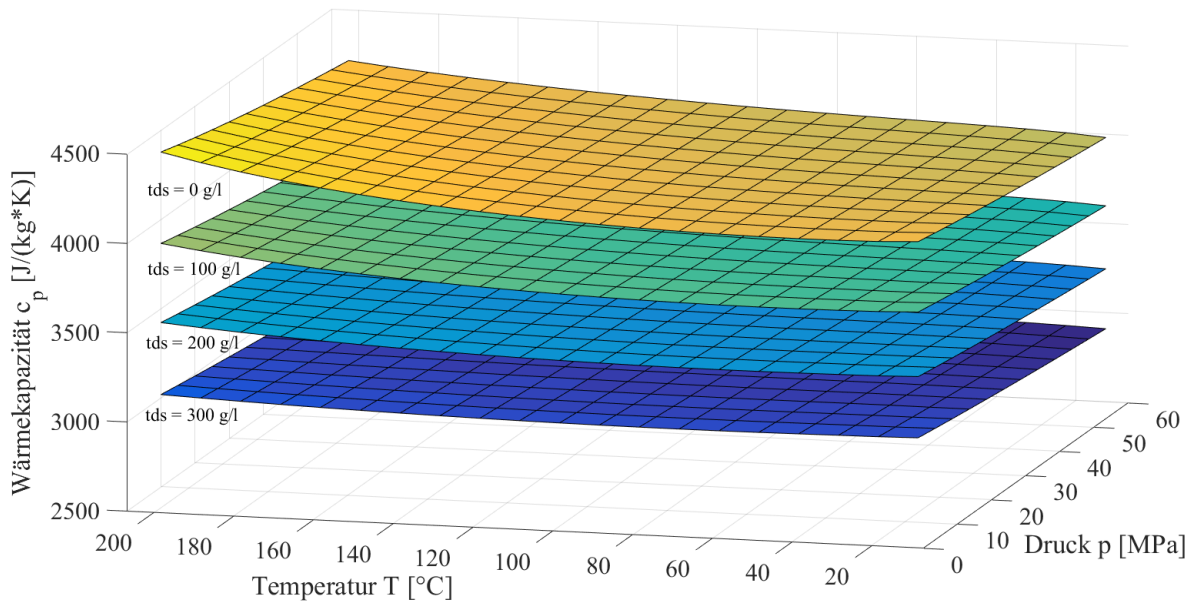
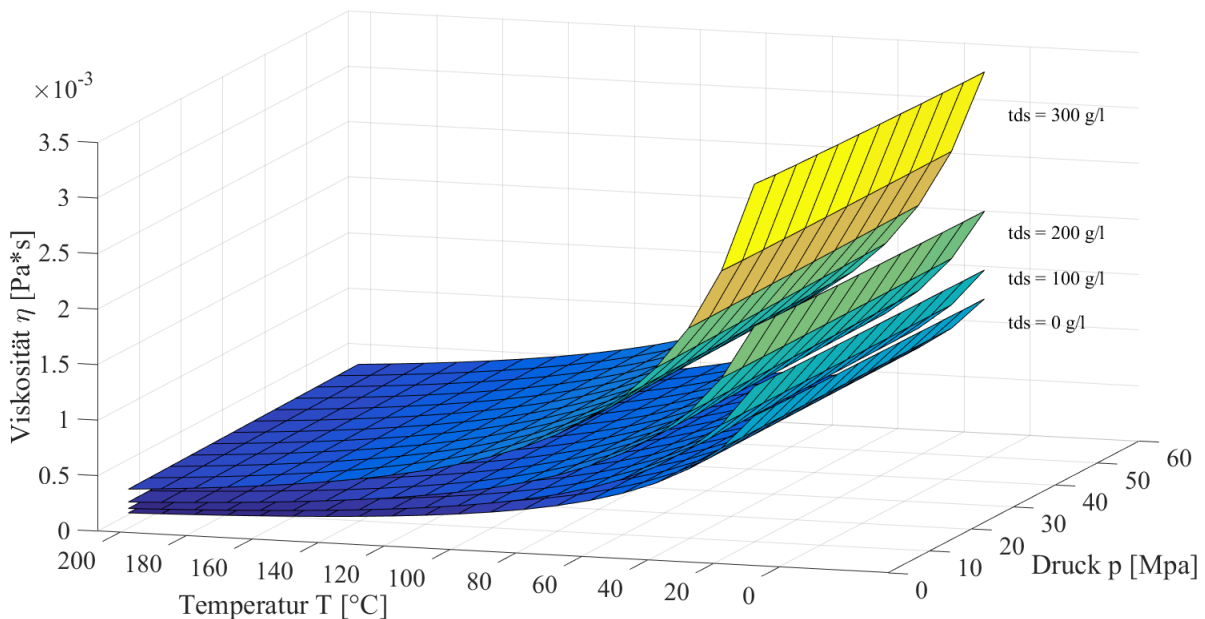


Abbildung D-3: Sensitivität der Viskosität von Thermalwasser in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und Salinität (1 – 200 °C; 0 – 300 g/l; 2 – 60 MPa)



Es zeigt sich, dass die Salinität wie erwartet einen starken Einfluss auf die untersuchten Stoffwerte hat. Während bei Viskosität und Dichte die Stoffwerte mit steigender Salinität zunehmen, sinken diese bei der Wärmekapazität. Mit steigender Salinität sinkt auch die Ähnlichkeit zum Verhalten von reinem Wasser, sodass eine einfache Abschätzung mit Zuschlagsfaktoren bei steigenden tds-Werten ungenauere Ergebnisse liefern würde. Allen Stoffwerten gemein sind eine geringe Druck- und eine hohe Temperaturabhängigkeit. Vor allem die Viskosität zeigt sich sehr sensitiv für Temperaturveränderungen.

Die maximale Abweichung des Thermalwassers von reinem Wasser wird in Tabelle D-1 dargestellt. Die Maxima zeigen sich bei allen untersuchten Stoffeigenschaften für die Extremwerte des Untersuchungsbereichs. Während Dichte und Wärmekapazität eine relativ konstante Abweichung über den ganzen Untersuchungsbereich mit Maxima bei niedrigen Drücken und hohen Temperaturen zeigen, weist die Viskosität ihr Maximum bei niedrigen Temperaturen und hohen Drücken auf.

Tabelle D-1: Maximale Abweichung physikalischer Größen des Thermalwassers von Wasser (1 – 200 °C; 0 – 300 g/l; 2 – 60 MPa)

	Prozentuale Abweichung von Wasser	Physikalischer Zustand bei maximaler Abweichung		
		Temperatur [°C]	Druck [MPa]	Stoffmenge [g/l]
Dichte [kg/m ³]	32,0 %	200	2	300
Wärmekapazität [J/(kg*K)]	30,3 %	200	2	300
Viskosität [Pa*s]	161,0 %	1	60	300

F Bohrungsschemata Standort Bruchsal GB I und GB II

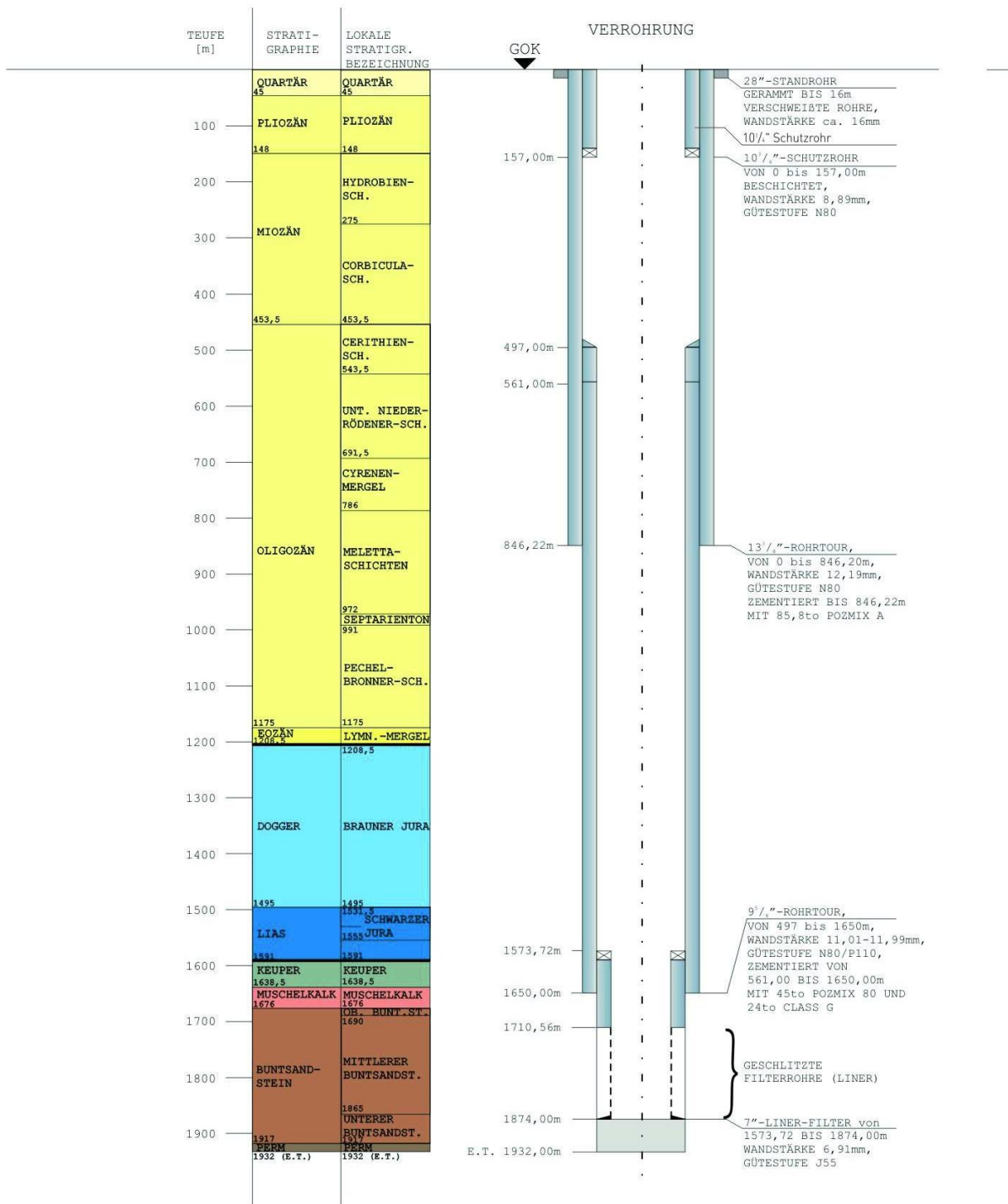


Abbildung F-1: Stratigraphisches Bohrprofil GB1 Bruchsal /EnBW 2017/

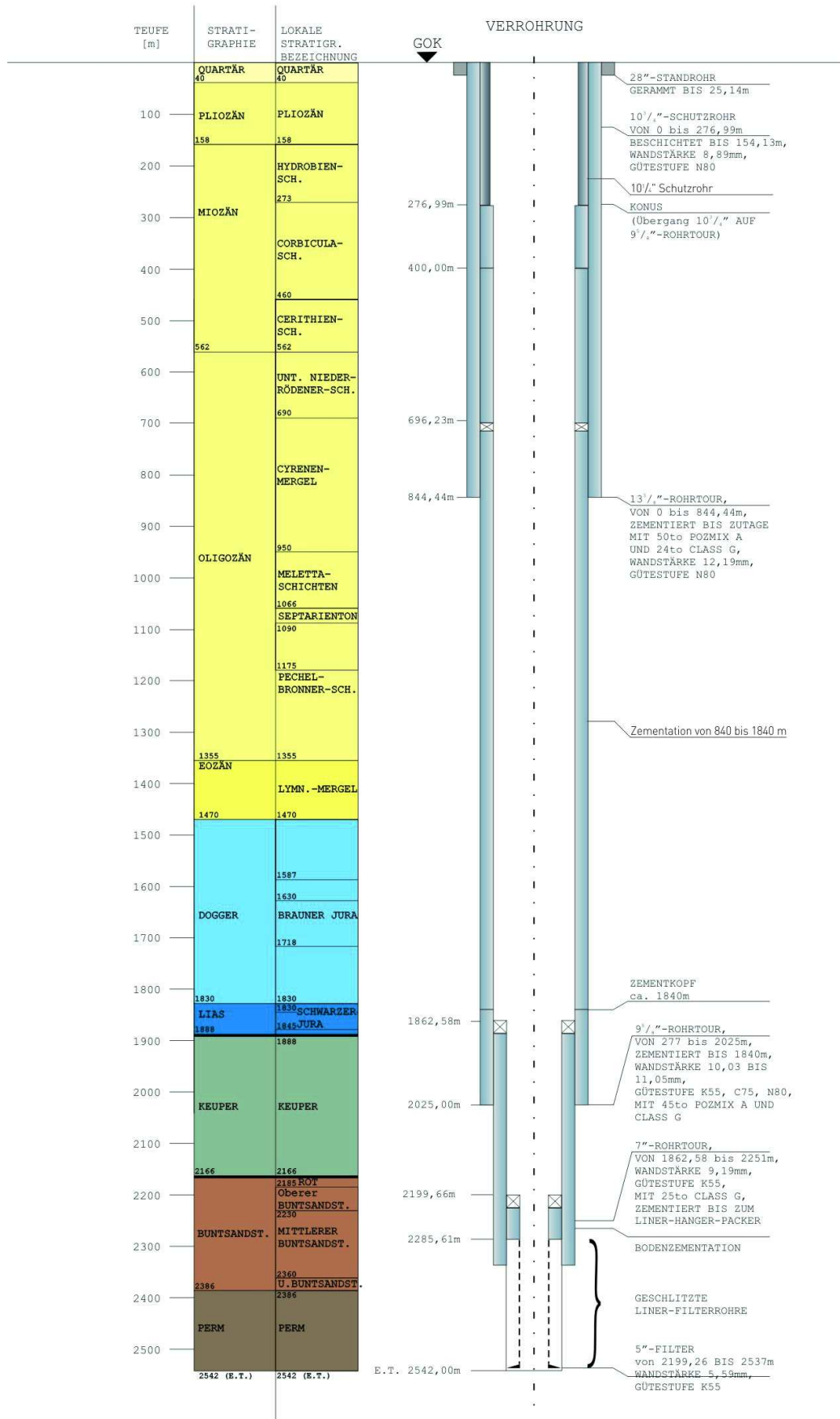


Abbildung F-2: Stratigraphisches Bohrprofil GB2 Bruchsal /EnBW 2017/

G Geometrie von Bohrungen

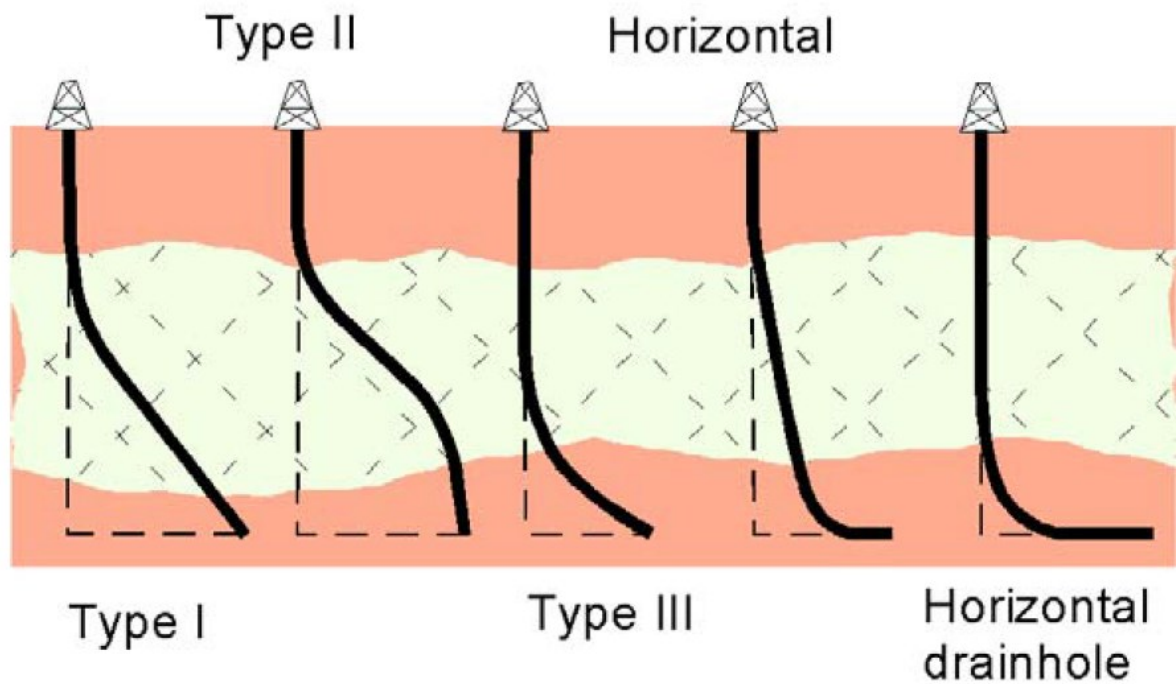


Abbildung G-1: Bohrlochprofile /Ngugi 2002/

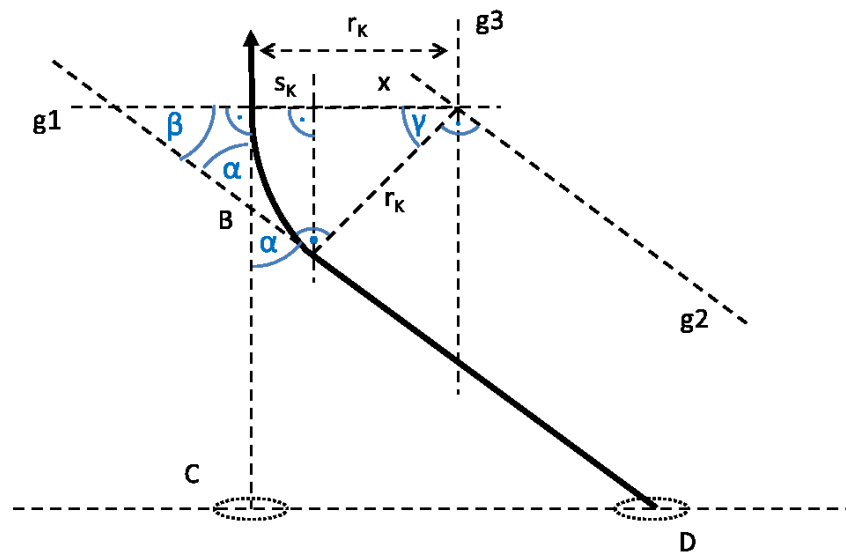


Abbildung G-2: Geometrische Betrachtung abgelenkter Bohrungen

$$\beta = 90 - \alpha \quad (G-1)$$

$$\gamma = 90 - \beta \quad (G-2)$$

$$\rightarrow \gamma = \alpha \quad (G-3)$$

$$\rightarrow s_k = r_k - r_k * \cos \alpha \quad (G-4)$$

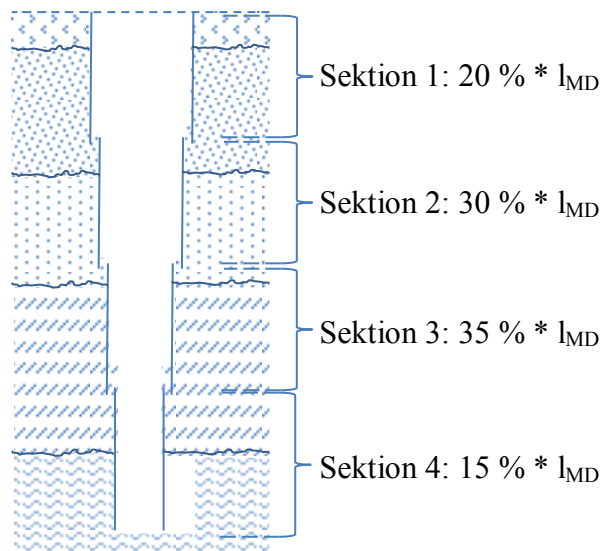


Abbildung G-3: Aufteilung der Bohrungslänge (MD) in einzelne Sektionen

H Detaillierte Untersuchungen KWK

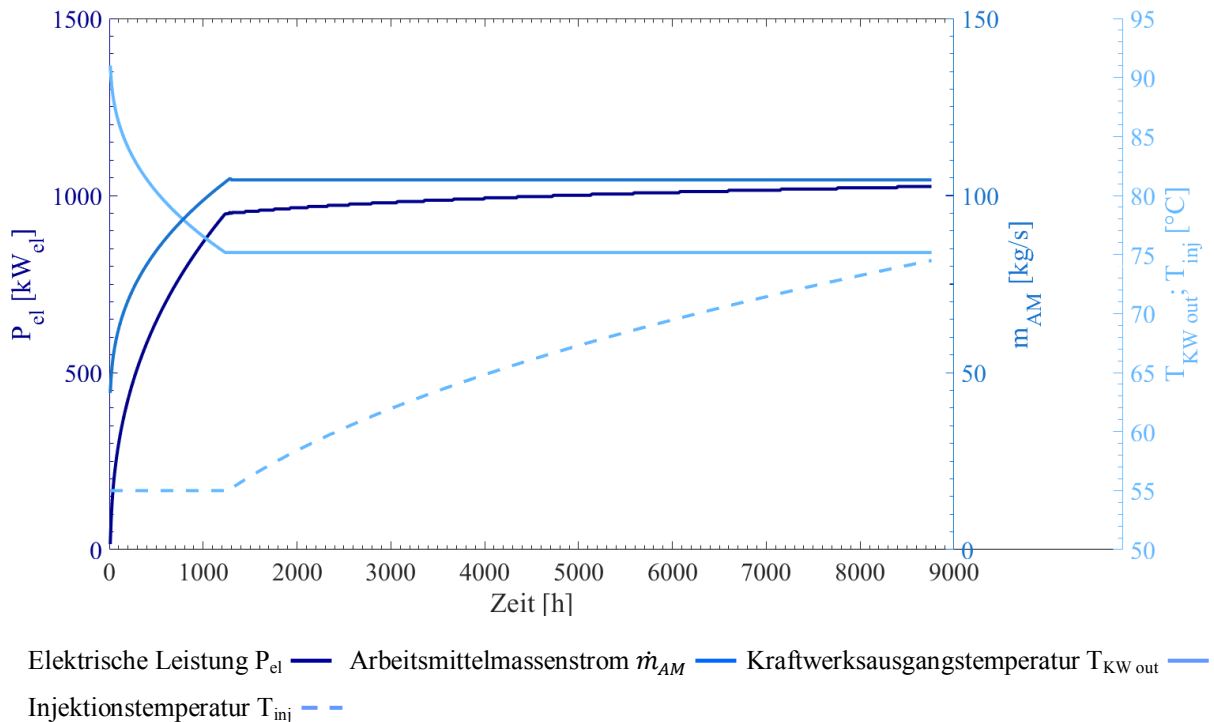


Abbildung H-1: Detaillierte Simulationsergebnisse einer Reihenschaltung in einem geothermischen Heizkraftwerk ($\dot{V} = 0,085 \frac{m^3}{s}$; $R236fa$; $T_{12} = 370\ K$)

Abbildung H-1 zeigt am Beispiel des Arbeitsmittels R236fa, einer Verdampfungstemperatur von 370 K und einem Volumenstrom von 85 l/s die Simulation einer Reihenschaltung. Die Kraftwerksausgangstemperatur bei einer solitären Betrachtung der Strombereitstellung würde in diesem Fall 347,62 K betragen. Bei einer Vorlauftemperatur von 70 °C und einer angenommenen Grädigkeit des Wärmetauschers von 5 K befindet sich die „optimale“ Kraftwerksausgangstemperatur bereits sehr nahe an der durch Vorlauftemperatur und Grädigkeit vorgegebenen Temperatur. Wie Abbildung 3-24 zeigt ist die nachgefragte thermische Leistung der Versorgungsaufgabe als Jahresdauerlinie absteigend sortiert. Nimmt die thermische Leistung ab, kann die Kraftwerksausgangstemperatur reduziert und die elektrische Leistung mittels des Massenstroms gesteigert werden. Für die gegebene Konfiguration tritt diese Situation bereits nach 1.240 h ein. Die Steigerung der elektrischen Leistung ergibt sich durch die Anpassung der parasitären Leistung von Produktions- und Injektionspumpe aufgrund der Steigerung der Injektionstemperatur von 55 °C auf 74,5 °C bei minimaler thermischer Leistungsnachfrage.

I Berechnung Wärmeübergangskoeffizient für Reinstoffe und Gemische

Bei der Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten in Wärmetauschern treten zwei Effekte auf, die eine detaillierte Berechnung notwendig machen. Zum einen konnte /Körner 1969/ zeigen, dass sich der Wärmeübergangskoeffizient beim Phasenübergang in Abhängigkeit des Dampfgehalts ändert. Eine Berechnung der Wärmeübertragerfläche mit einem konstanten Wärmeübergangskoeffizienten und einer konstanten logarithmischen Temperaturdifferenz führt damit zu einer Fehleinschätzung der Kosten für Wärmeübertrager. Zum anderen zeigt die experimentelle Bestimmung von Wärmeübergangskoeffizienten von Gemischen organischer oder anorganischer Flüssigkeiten, dass die Wärmeübergangskoeffizienten beim Phasenwechsel im Vergleich zu Reinstoffen deutlich abnehmen. Eine einfache Interpolation zwischen den Wärmeübergangskoeffizienten der Reinstoffe führt zu überhöhten Ergebnissen /Baehr, Stephan 2010/.

Die Berechnung der Wärmeübergangskoeffizienten wird in Anlehnung an /Heberle, Brüggemann 2015/ durchgeführt. Die Abmessungen der Wärmetauscher und zentrale Annahmen werden übernommen und in Tabelle I-1 dargestellt.

Tabelle I-1: Allgemeine Eingangsdaten für die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten von Wärmetauschern /Heberle, Brüggemann 2015/

Beschreibung	Einheit	Wert
Rohrinnendurchmesser	[m]	0,02
Stärke der Rohrwand	[m]	0,002
Fluidgeschwindigkeit	[m/s]	1,5
Luftgeschwindigkeit	[m/s]	20
Rohranordnung Verdampfer und Vorwärmer	-	Fluchtend
Rohranordnung Kondensator	-	Versetzt
Wärmeleitfähigkeit Stahl	[W/(m*K)]	20
Konstante β_f	[m/s]	0,0002
Konstante B_0	-	1
Rippenhöhe h_R	[m]	0,003
Rippenabstand a_R	[m]	0,002
Rippenbreite s_R	[m]	0,0002

Der Wärmeübergangskoeffizient U_{tot} berechnet sich für alle Wärmeübertrager nach Gleichung (I-1) in Abhängigkeit des Innenradius r_i und des Außenradius r_a , der Wärmeüber-

gangskoeffizienten α_i und α_a an der Innen- und Außenseite des Rohres sowie die Wärmeleitfähigkeit des Rohres λ_R /Heberle, Brüggemann 2015/.

$$\frac{1}{U_{tot}} = \frac{1}{\alpha_a} + \frac{r_a}{\alpha_i * r_i} + \frac{r_a * \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}{\lambda_R} \quad (I-1)$$

Der Wärmeübergangskoeffizient an der Innen- und Außenseite des Rohres lässt sich mittels der Nußelt-Zahl Nu für eine bestimmte Strömungssituation berechnen. Nach /Wagner 2004/ ergibt sich zwischen dem Wärmeübergangskoeffizient α , der charakteristischen Länge L und der Wärmeleitfähigkeit des Fluids λ_F der in (I-2) aufgezeigte Zusammenhang.

$$Nu = \frac{\alpha * L}{\lambda_F} \quad (I-2)$$

Die charakteristische Länge muss für jeden Körper gesondert berechnet werden. Bei kreisrunden Rohren ist L der Innendurchmesser d_i des Rohres. Durch die Anordnung der Rohre im Wärmetauscher muss L auf der Außenseite des Vorwärmers und des Verdampfers nach Gleichung (I-3) berechnet werden /Heberle 2013/. Dabei steht y_M für den Mittelachsenabstand der Rohre. /Heberle, Brüggemann 2015/ geben ein Verhältnis zwischen dem Mittelachsenabstand und dem Außendurchmesser des Rohres d_a von 1,22 an, sodass y_M in Abhängigkeit von d_a berechnet werden kann. Für den Kondensator wird angenommen, dass berippte Rohre verwendet werden. Aufgrund der speziellen Bauart ergibt sich ein anderer Zusammenhang, der mit Gleichung (I-4) für Rundrippenrohre nach /Wagner 2004/ beschrieben wird. Die Variable h_R beschreibt hier die Höhe der Rippe.

$$L = \frac{4 * \left(y_M^2 - \frac{\pi}{4} * d_a^2\right)}{d_a * \pi} \quad (I-3)$$

$$L = \frac{\pi}{2} * \sqrt{d_a^2 + h_R^2} \quad (I-4)$$

Die Berechnung des Wärmeübergangs vom Thermalwasser an der Innenseite des Vorwärmers wird mittels Gleichung (I-5) nach einem Ansatz von /Sieder, Tate 1936/ durchgeführt. Die Berechnung der Reynolds-Zahl Re und der Prandtl-Zahl Pr wurde bereits in Anhang B erläutert.

$$Nu = 0,027 * Re^{0,8} * Pr^{0,33} \quad (I-5)$$

Auf der Rohraußenseite des Vorwärmers wird der Wärmeübergang an das Arbeitsmittel mittels Gleichung (I-6) nach /Kern 1950/ berechnet.

$$Nu = 0,36 * Re^{0,55} * Pr^{0,33} \quad (I-6)$$

Die Stoffwerte des Thermalwassers und des Arbeitsmittels werden anhand eines Mittelwertes der jeweiligen Ein- und Austrittsdrücke und -temperaturen berechnet.

Wie oberhalb erläutert muss der Wärmeübergang beim Phasenwechsel gesondert betrachtet werden. Für reine Arbeitsmittel im Verdampfer wird daher Gleichung (I-7) nach /Kind, Saito

2013/ eingeführt, der gesuchte Wärmeübergangskoeffizient α (X) wird in Abhängigkeit des Dampfgehalts X berechnet. Letztlich fußt der Ansatz auf einem Verhältnis der Wärmeübergangskoeffizienten α von flüssiger (Index l) und gasförmiger (Index g) Phase der untersuchten Flüssigkeit. Die jeweiligen Wärmeübergangskoeffizienten werden nach Gleichung (I-5) berechnet. Zusätzlich gehen auch die Dichten der flüssigen ρ_l und der gasförmigen ρ_g Phase in die Berechnung ein.

$$\frac{\alpha(X)}{\alpha_l} = \left\{ \begin{array}{l} (1-X)^{0,01} * \left[(1-X)^{1,5} + 1,9 * x^{0,4} * \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0,37} \right]^{-2,2} + X^{0,01} \\ * \left[\left(\frac{\alpha_l}{\alpha_g} \right) * (1 + 8 * (1-X)^{0,7}) * \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0,67} \right]^{-2} \end{array} \right\}^{0,5} \quad (I-7)$$

Um die Wärmeübergangseigenschaften von Gemischen abbilden zu können wird ein Ansatz von /Schlünder 1983/ übernommen, der in Gleichung (I-8) dargestellt wird. Der gesuchte Wärmeübergangskoeffizient α wird als Verhältnis zum idealen Wärmeübergangskoeffizient α_{id} berechnet, der sich nach (I-9) als einfache Interpolation zwischen Reinstoffen ergibt.

$$\frac{\alpha_{id}}{\alpha} = 1 + \frac{\alpha_{id}}{\dot{q}} * \sum_{i=1}^{i=n-1} (T_{s,n} - T_{s,i}) * (y_i - x_i) * \left(1 - e^{-B_0 * \frac{\dot{q}}{\rho_f * \beta_f * \Delta h_{VD}}} \right) \quad (I-8)$$

$$\alpha_{id} = \left(\frac{x_1}{\alpha_1} + \frac{x_2}{\alpha_2} + \dots + \frac{x_n}{\alpha_n} \right)^{-1} \quad (I-9)$$

Die Konstanten β_f und B_0 werden in Tabelle I-1 präsentiert. Die Variable T_s bezeichnet die Siedetemperatur der untersuchen Reinstoffe für den im Verdampfer anliegenden Druck. Der Stoffmengenanteil der Komponente i in der flüssigen und in der gasförmigen Phase werden durch x_i und y_i repräsentiert. Zuletzt gehen noch ρ_f , die Dichte des flüssigen Gemisches, und Δh_{VD} , die Enthalpiedifferenz über den Verdampfer, in die Berechnungen mit ein. Die Wärmestromdichte \dot{q} wird aus der mittleren, logarithmischen Temperaturdifferenz und dem Wärmedurchgangskoeffizienten U_{tot} berechnet. Dieser Vorgang läuft iterativ und bedarf eines Startwertes, der aus /Schlagermann 2014/ übernommen wird.

Aufgrund der Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten mit dem Dampfgehalt des Gemisches empfehlen /Baehr, Stephan 2010/ den Verdampfungsprozess in Abschnitte mit gleich großer Änderung des Strömungsdampfgehalts ΔX zu unterteilen. Nach /Shah 1979/ genügt bereits eine Unterteilung in $\Delta X < 0,4$ um einen linearen Zusammenhang zwischen dem Dampfgehalt und dem Wärmeübergangskoeffizient herstellen zu können, sodass für die Mitte des betreffenden Abschnitts näherungsweise der mittlere Wärmeübergangskoeffizient des Abschnitts berechnet werden kann. Die Gesamtfläche des Wärmetauschers ergibt sich aus der Summe der Flächen je Abschnitt. In der vorliegenden Arbeit wurden insgesamt fünf Abschnitte betrachtet. Dabei wird die Veränderung des Wärmestroms je Abschnitt berücksichtigt. Damit können die Ein- und Ausgangsparameter jedes Abschnitts berechnet werden. Ba-

sierend auf dem sich ändernden Wärmeübergangskoeffizienten eines jeden Abschnitts ändert sich auch die gesamte Wärmeübertragungsfläche.

Für die Kondensation reiner Arbeitsmittel wird in Abhängigkeit des Dampfgehalts X sowie der Reynolds- und der Prandtl-Zahl die Nußelt-Zahl nach Gleichung (I-10) berechnet /Baehr, Stephan 2010/. Eingesetzt in Gleichung (I-2) lässt sich der Wärmeübergangskoeffizient berechnen. Der reduzierte Siededruck p' berechnet sich aus dem kritischen Druck p_{cr} des Arbeitsmittelgemisches und dem Siededruck des Gemisches bei gegebener Temperatur p_s .

$$Nu = 0,023 * Re_l^{0,8} * Pr_l^{0,4} * \left[(1 - X)^{0,8} + \frac{3,8 * X^{0,76} * (1 - X)^{0,04}}{p'^{0,38}} \right] \quad (I-10)$$

$$\text{mit } p' = \frac{p_s}{p_{cr}}$$

Wie bereits für den Verdampfer wird auch für den Kondensator eine Reduktion des Wärmeübergangskoeffizienten von Gemischen berücksichtigt. Dies geschieht für die Kondensation mit Ansätzen nach /Silver, R.S. 1963/ und /Bell, Ghaly 1973/ mit Gleichung (I-11). TG_{LuKo} beschreibt hierbei den Temperaturgleit des Gemisches über den Kondensator, Δh_{LuKo} die Enthalpiedifferenz ebenfalls über den Kondensator und $c_{p,g}$ die Wärmekapazität des Gemisches in der Gasphase. Der gesuchte Wärmeübergangskoeffizient des Gemisches α_{eff} ergibt sich mit dem Wärmeübergangskoeffizienten in Abhängigkeit des Dampfgehalts $\alpha(X)$, (siehe Gleichung (I-10)) und dem Wärmeübergangskoeffizienten der Gasphase α_g . Der Wärmeübergangskoeffizient der Gasphase in Gleichung (I-11) wird mit Gleichung (I-12) berechnet.

$$\frac{1}{\alpha_{eff}} = \frac{1}{\alpha(X)} + \frac{Z_g}{\alpha_g} \quad (I-11)$$

$$\text{mit } Z_g = X * c_{p,g} * \frac{TG_{LuKo}}{\Delta h_{LuKo}}$$

$$Nu = 0,023 * Re_{air}^{0,8} * Pr_{air}^{0,4} \quad (I-12)$$

Für die Berechnung des Wärmeübergangs an der Außenseite berippter Wärmeübertragerrohre in einem Luftkondensator wurde Gleichung (I-13) nach /von Böckh, Wetzel 2014/ genutzt. Die Faktoren zur Berechnung der Richtung des Wärmestroms und des Einflusses der Rohranzahl bedürfen weiterer Eingangsparameter, die nicht allgemeingültig angenommen werden können, weshalb diese hier vernachlässigt werden. Der Fehler liegt nach /von Böckh, Wetzel 2014/ im niedrigen einstelligen Prozentbereich. C ist ein Faktor zur Beschreibung der Rohrordnung und wird aufgrund der versetzten Anordnung nach /von Böckh, Wetzel 2014/ mit 0,38 angenommen. Die Reynoldszahl Re_{da} wird auf die Außenfläche des unberippten Rohres bezogen und nicht auf den hydraulischen Durchmesser gleiches gilt für die Prandtl-Zahl Pr . Das Flächenverhältnis wird gebildet aus der Fläche des unberippten Rohres A , der Fläche zwischen den Rohren A_0 und der Rippenfläche A_{RI} . Die Länge der Rohre l kann nach dem Einsetzen in Gleichung (I-13) gekürzt werden, weshalb diese nicht angegeben werden muss.

Daneben gehen noch der Außendurchmesser des unberippten Rohres d_a , die Rippenbreite s_R , der mittig gemessene Rippenabstand t_R und der Außendurchmesser des berippten Rohres D in die Berechnungen mit ein.

$$Nu_{da} = C * Re_{da}^{0,6} * \left[\frac{A_{RI} + A_0}{A} \right]^{-0,15} * Pr^{\frac{1}{3}} \quad (\text{I-13})$$

mit

$$A = \pi * d_a * l$$

$$A_0 = \pi * d_a * l * \left(1 - \frac{s_R}{t_R} \right)$$

$$A_{RI} = 2 * \frac{\pi}{4} * (D^2 - d_a^2) * \frac{l}{t_R}$$

J Untersuchung der Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von Gemischzusammensetzung und Thermalwassertemperatur

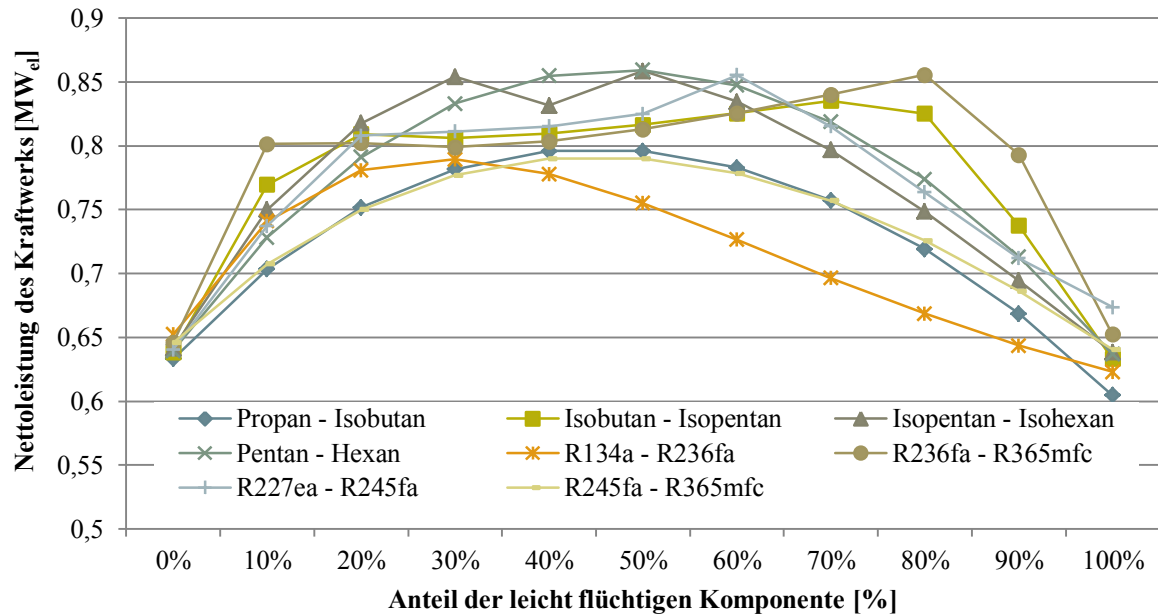


Abbildung J-1: Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 100 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

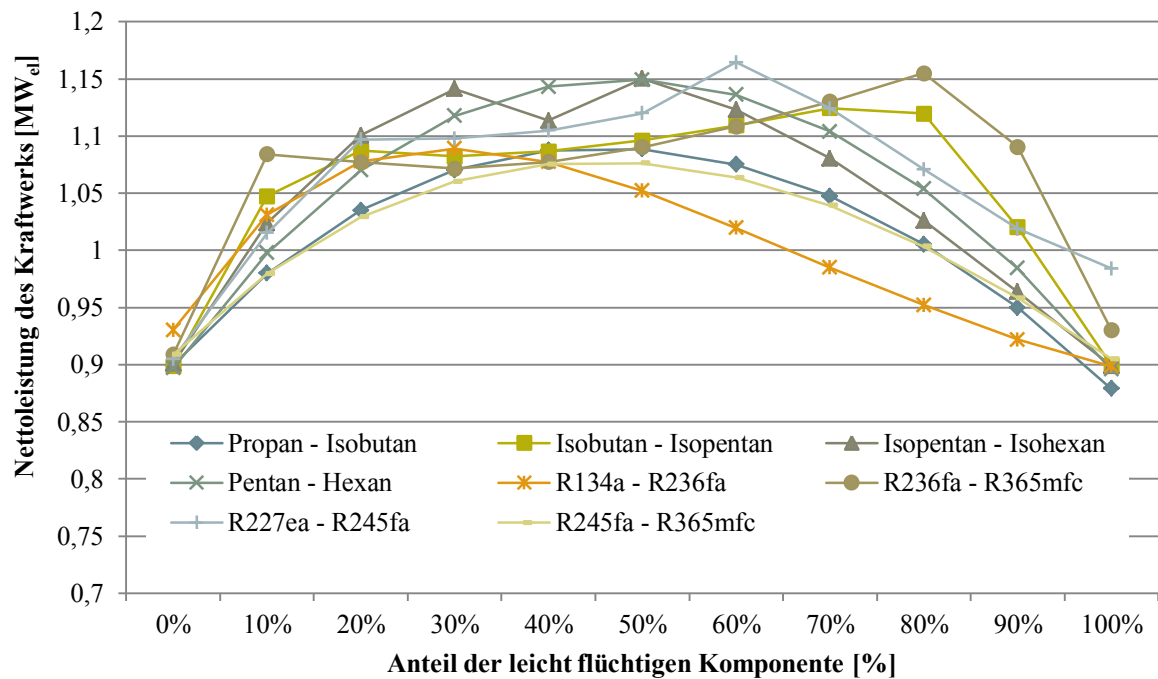


Abbildung J-2: Nettoleistung des Kraftwerkes für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 110 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

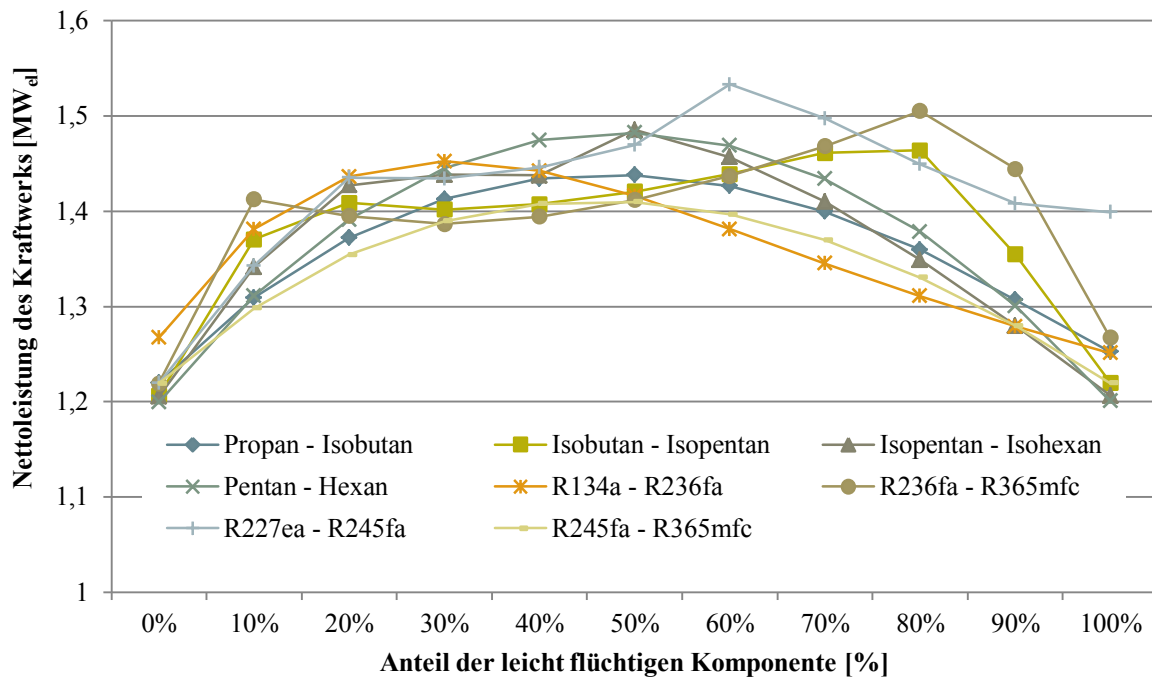


Abbildung J-3: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{v}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 120 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

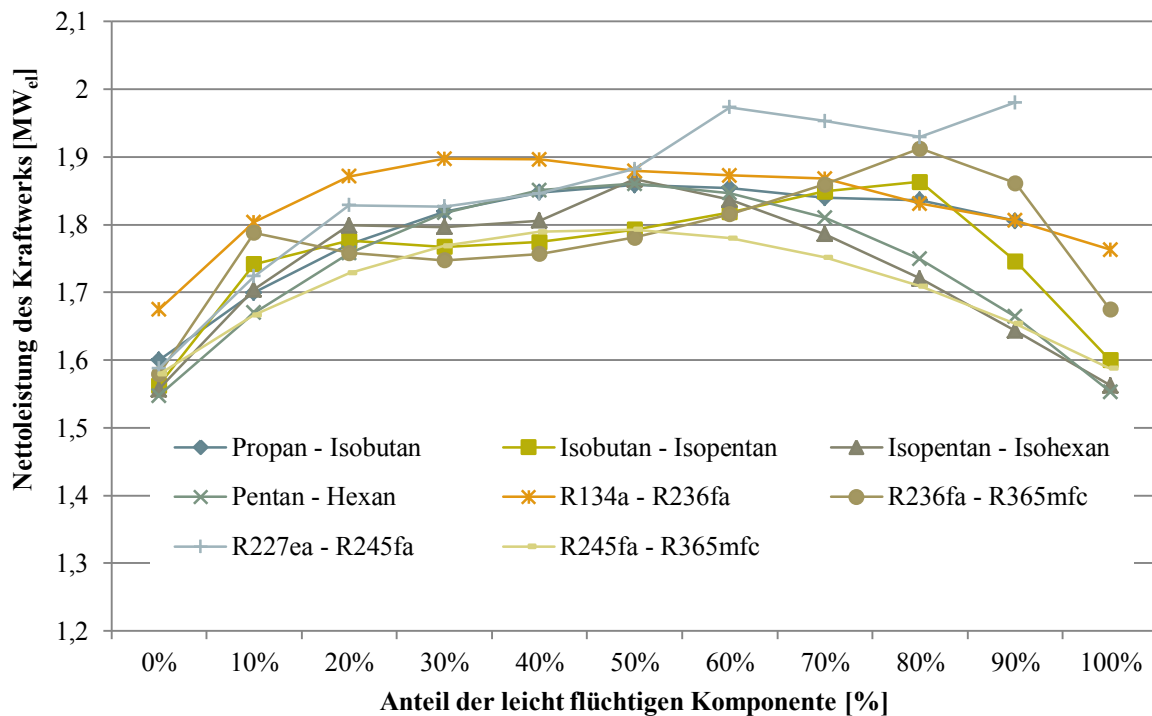


Abbildung J-4: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{v}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 130 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

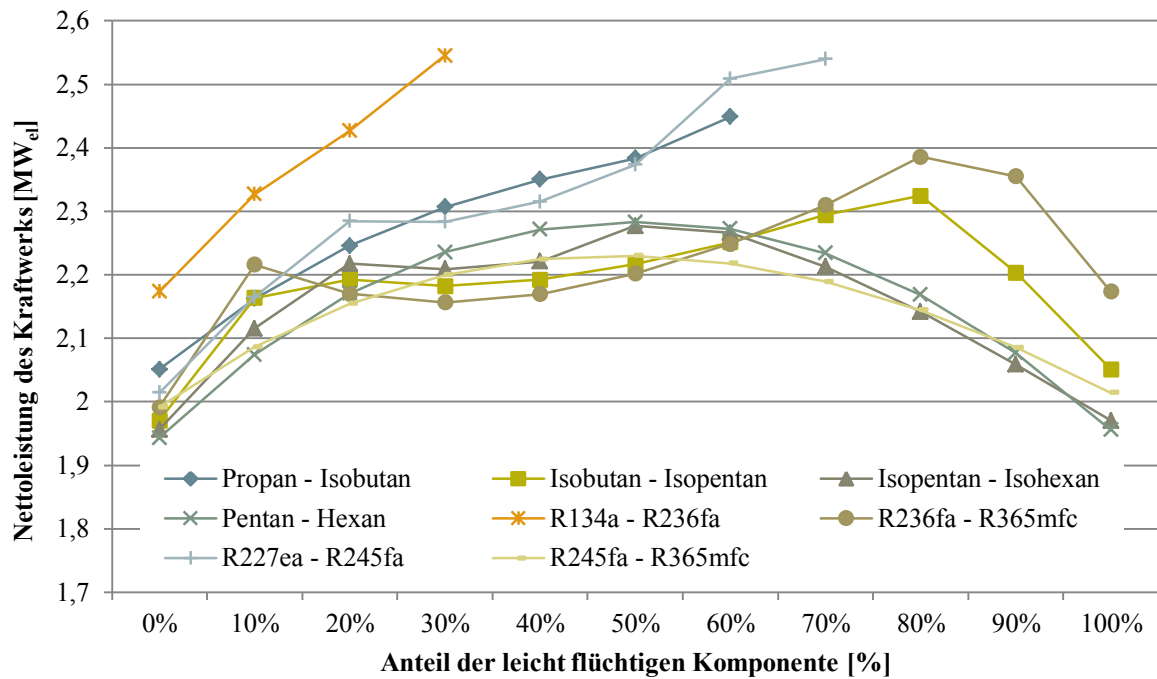


Abbildung J-5: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 140 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

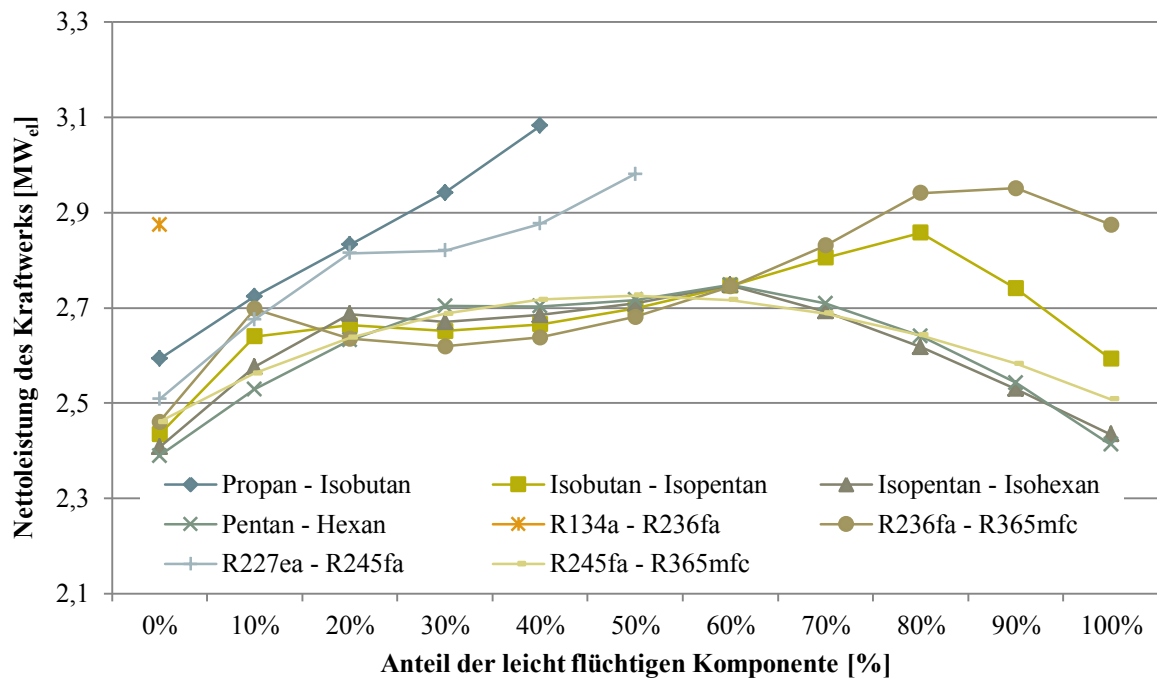


Abbildung J-6: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 150 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

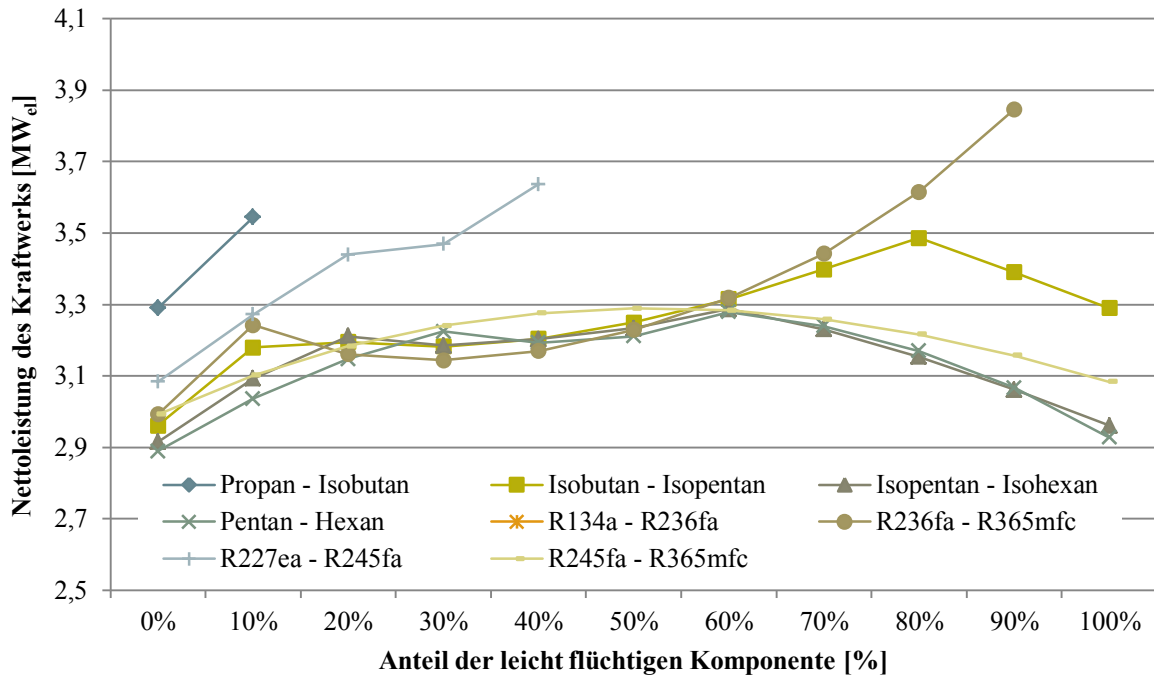


Abbildung J-7: Nettoreistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 160 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

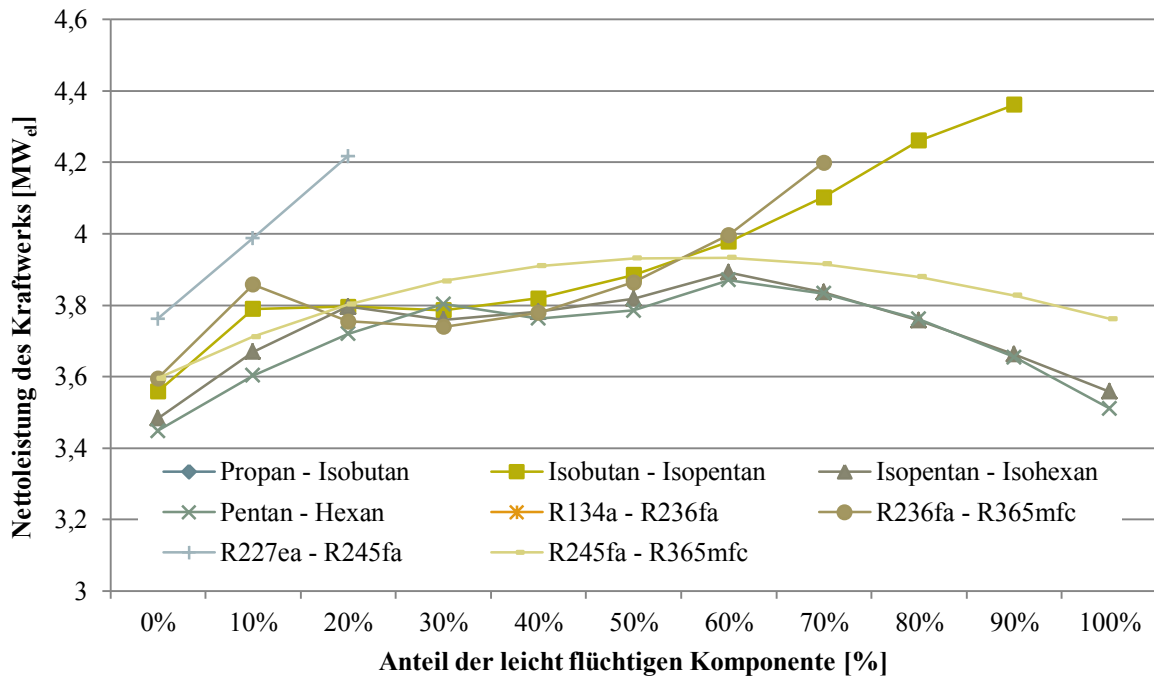


Abbildung J-8: Nettoreistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{V}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 180 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

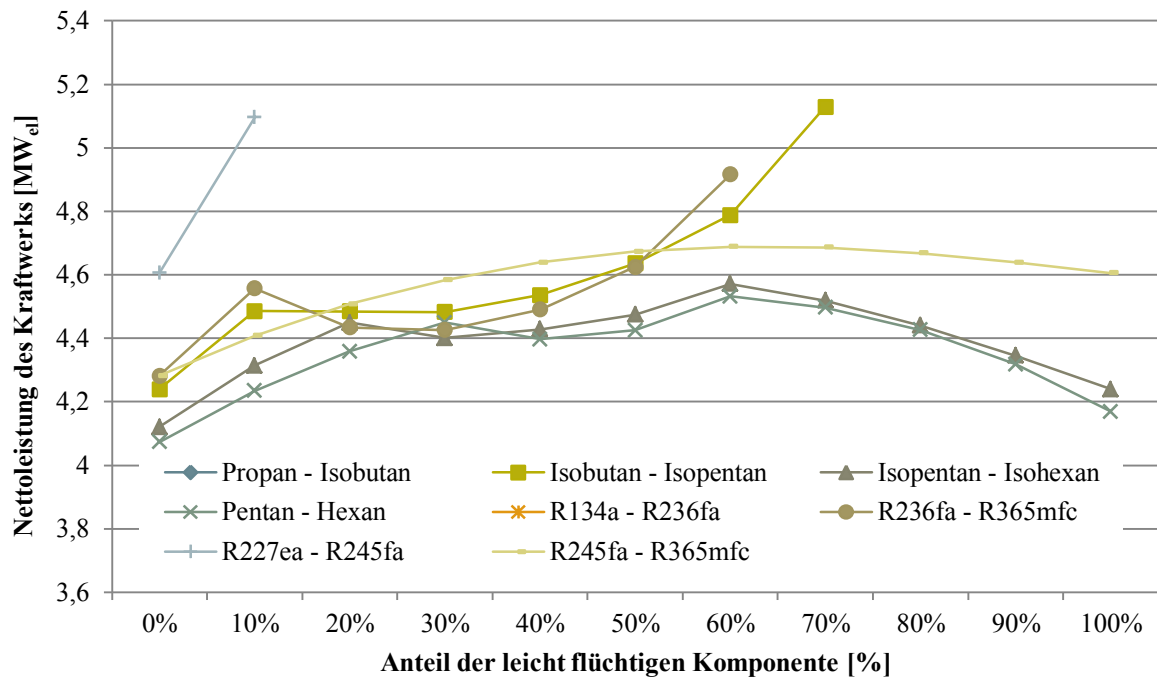


Abbildung J-9: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{v}_{in} = 0,1$; $T_{in} = 180$ °C; $tds = 127$ g/l; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

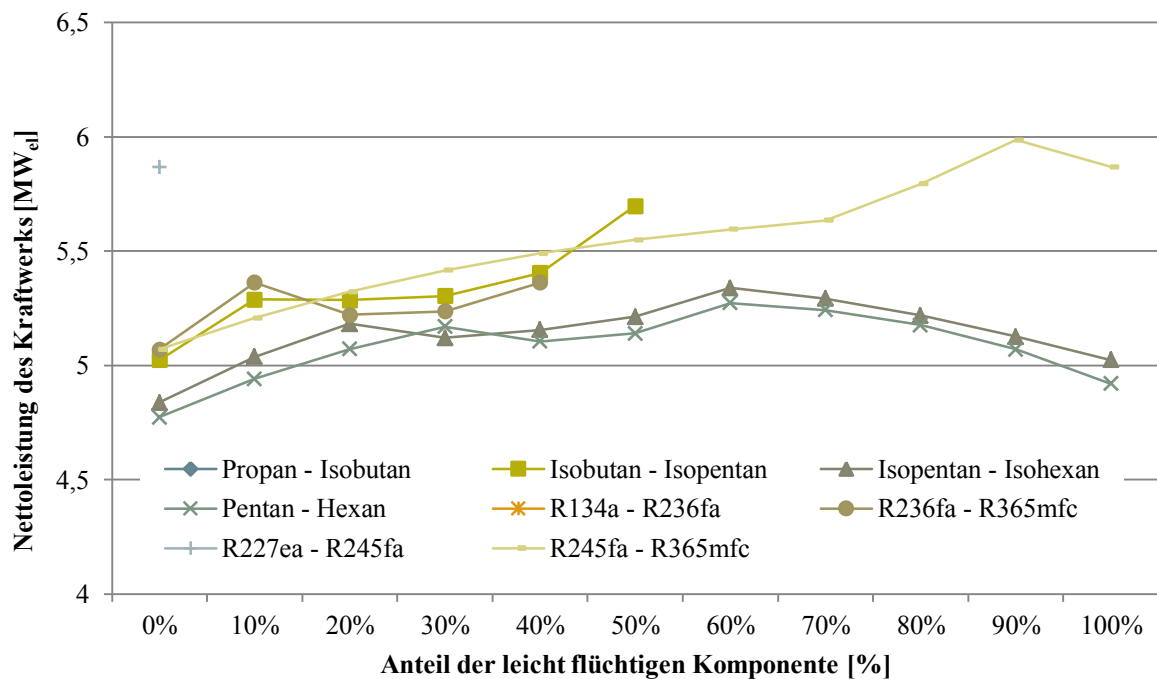


Abbildung J-10: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{v}_{in} = 0,1$ m³/s; $T_{in} = 190$ °C; $tds = 127$ g/l; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

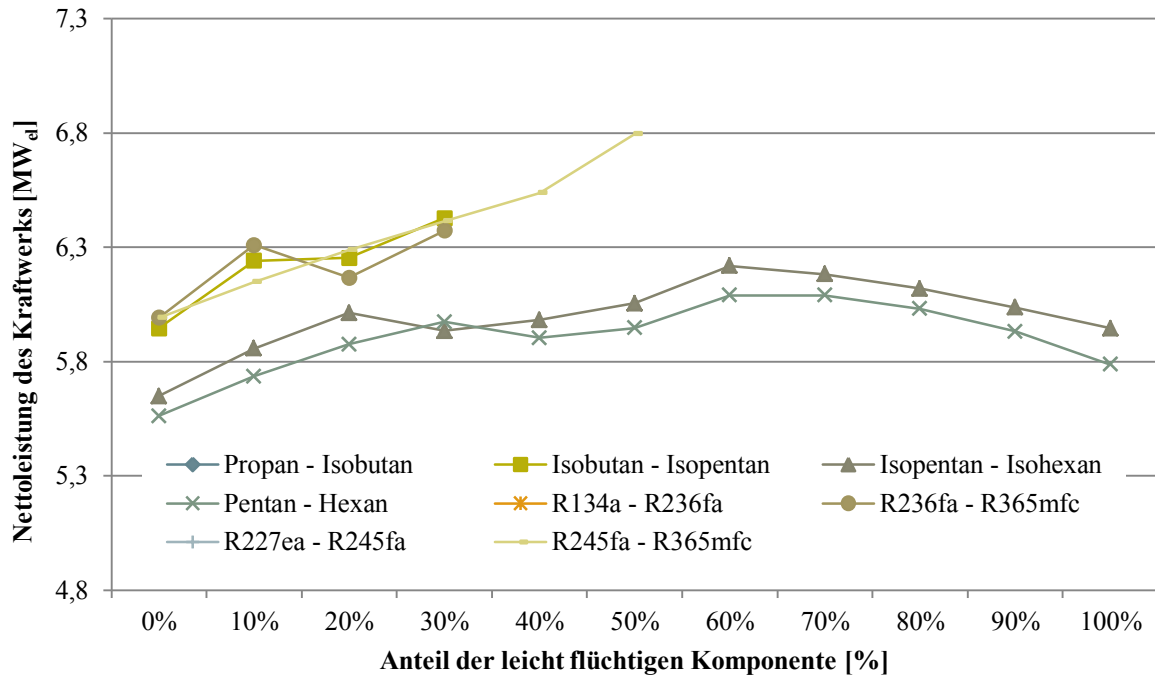


Abbildung J-11: Nettoleistung des Kraftwerks für die untersuchten Arbeitsmittel in Abhängigkeit der zulässigen Gemischzusammensetzung [$\dot{v}_{in} = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$; $T_{in} = 200 \text{ °C}$; $t_{ds} = 127 \text{ g/l}$; ohne Injektionspumpe; ohne Förderpumpe]

K Auswirkungen der Umgebungstemperatur

Die Umgebungstemperatur geht als Eingangsparameter in die thermodynamische Simulation des ORC-Kreisprozesses mit ein und bestimmt dabei die Lufttemperatur am Eingang des Luftkondensators. Durch die in Kapitel 3.1.3 definierte maximale Temperaturerhöhung von 10 K ist damit die Bandbreite möglicher Kondensationstemperaturen festgelegt. Abbildung K-1 zeigt am Beispiel des Basisfalls nachfolgend die Auswirkungen einer veränderten Kondensationstemperatur. Da es sich bei den Simulationen um eine stationäre Auslegung der Gesamtanlage handelt ist damit nur begrenzt eine Aussage zum dynamischen Betrieb einer bestehenden Anlage über den Jahresverlauf möglich.

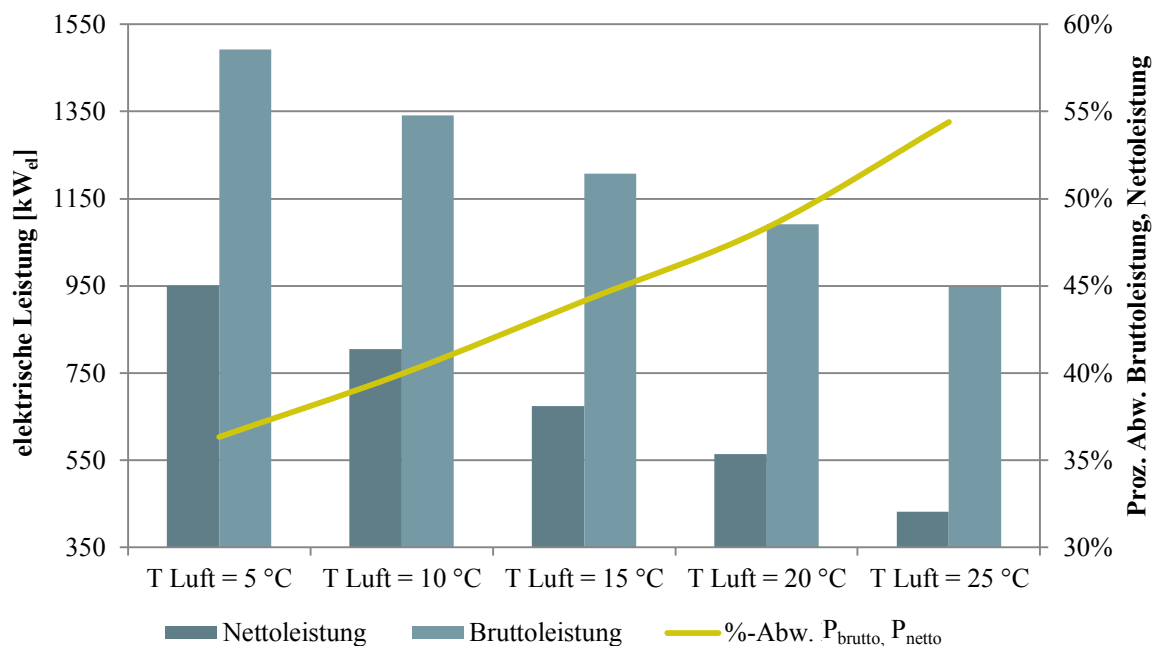


Abbildung K-1: Auswirkungen der Umgebungslufttemperatur auf die Leistung des Kraftwerks (R236fa; $\dot{V} = 0,055 \text{ m}^3/\text{s}$)

Am Beispiel des Basisfalls (siehe Kapitel 4.3) zeigt sich ein näherungsweise linearer Zusammenhang sowohl zwischen der Bruttoleistung als auch der Nettoleistung und der Eingangstemperatur der Luft am Luftkondensator. Grundsätzlich werden damit die generellen Erfahrungen aus dem Kraftwerksbetrieb sowohl von regenerativen als auch von konventionellen Dampf-Kraftwerken bestätigt. Wie Abbildung K-1 zeigt nimmt allerdings mit der Umgebungstemperatur auch die Effizienz des Kraftwerksbetriebs ab, was sich an der steigenden prozentualen Abweichung zwischen Brutto- und Nettoleistung ablesen lässt.

L Szenariovergleich Upscaling

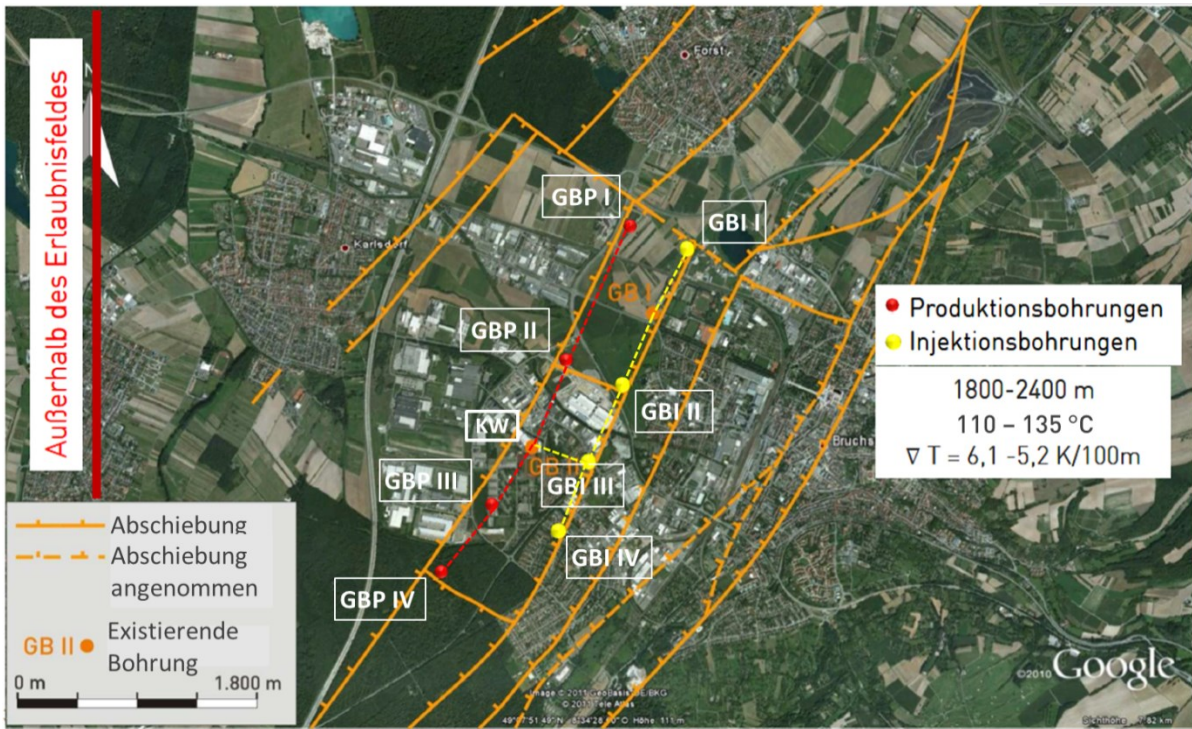


Abbildung L-1: Szenario 2 – Upscaling

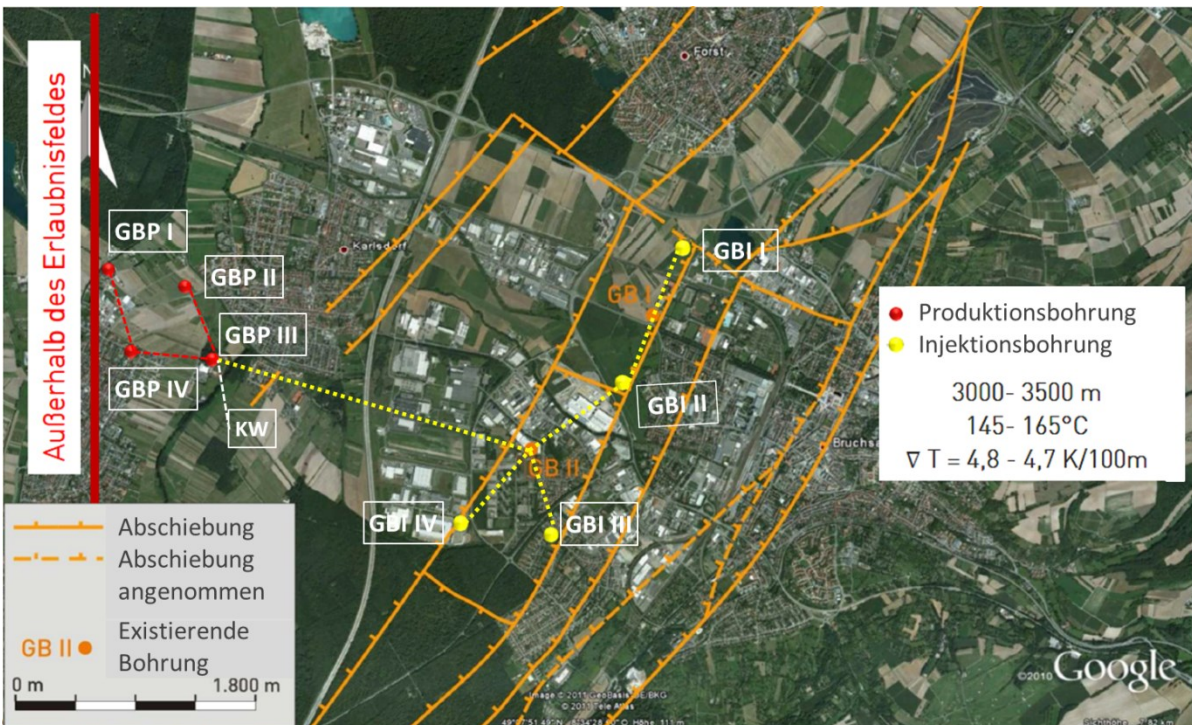


Abbildung L-2: Szenario 3 – Upscaling

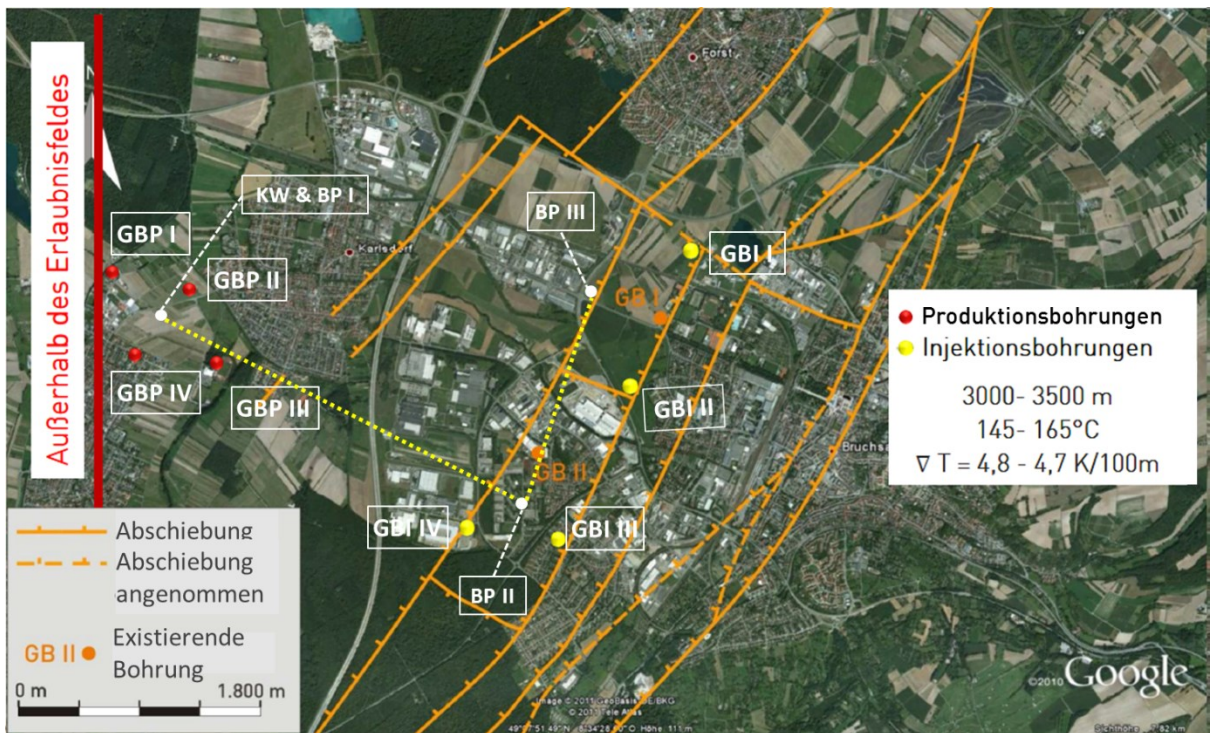


Abbildung L-3: Szenario „Kombination“ – Geographische Anordnung der Bohrungen bei der Kombination aller technischen Maßnahmen

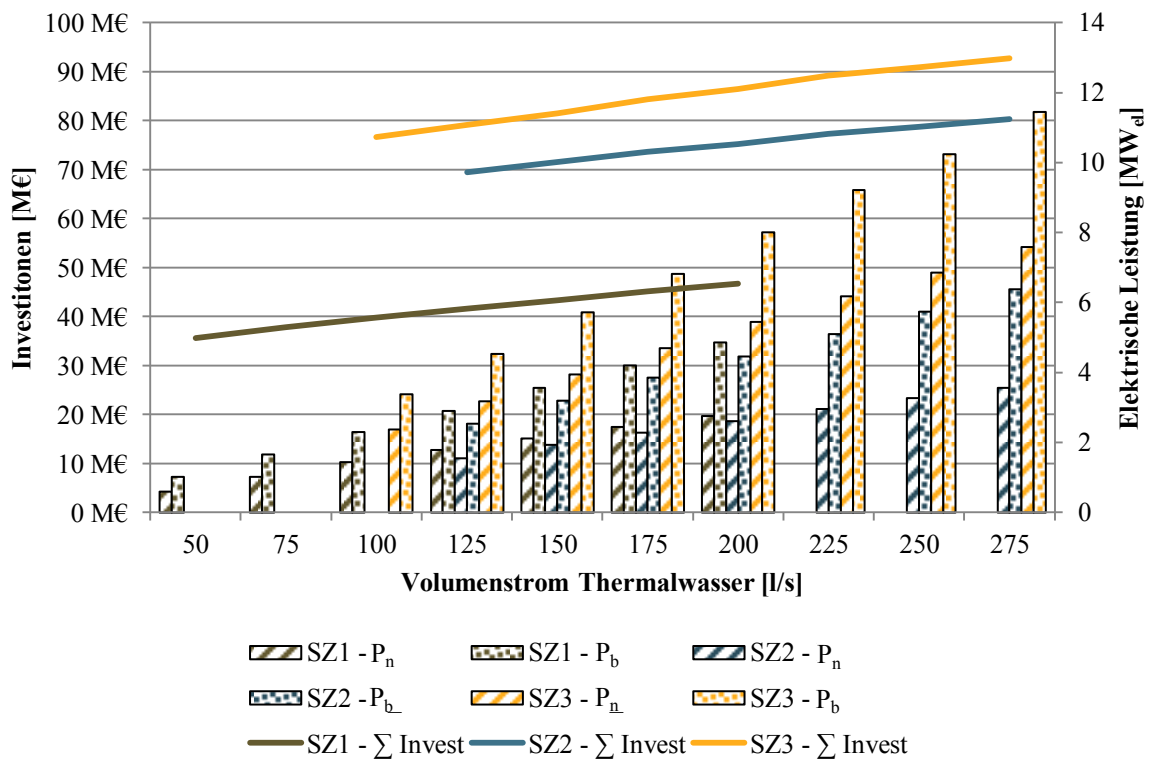


Abbildung L-4: Vergleich der Gesamtinvestition und der Leistung für alle Szenarien bei steigendem Volumenstrom

M Eingangsdaten ökonomisches Modell

Abbildung M-1: Verwendete Kosten-Indizes (normiert; 2010 = 100) und Umrechnungskurse /DESTATIS 2016a;/ /DESTATIS 2016b;/ /NTNU 2016;/ /Chemical Engineering 2016;/ /BMF, 2002 – 2015/

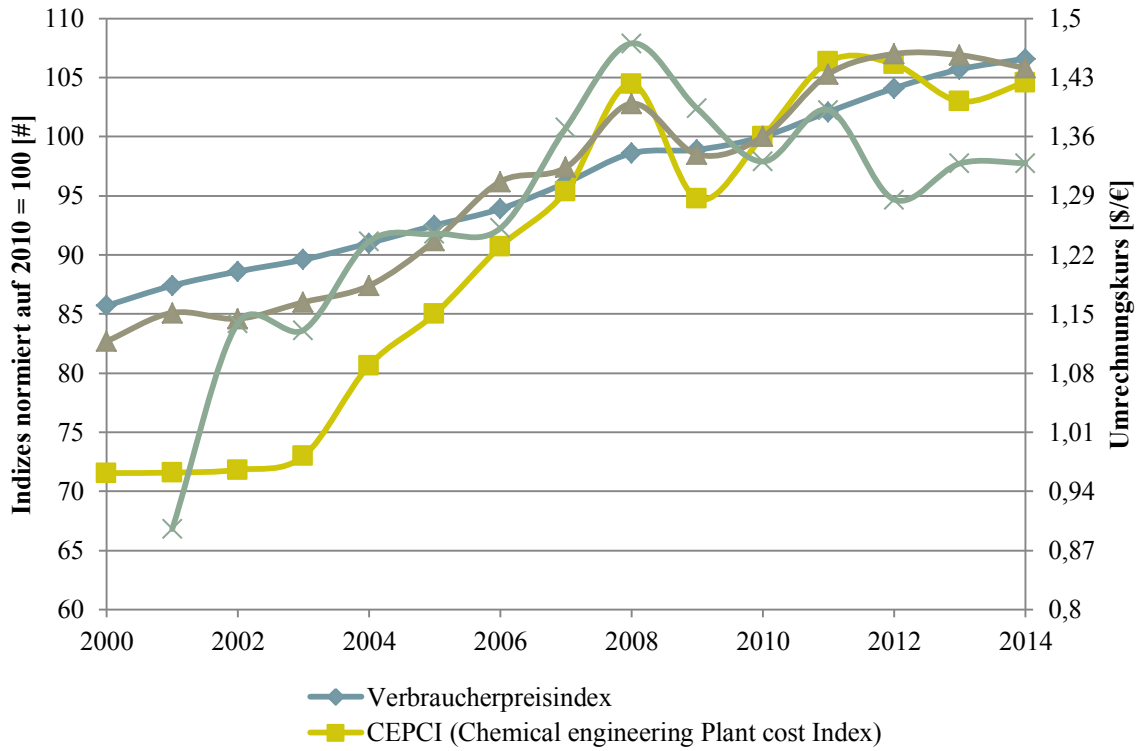


Tabelle M-1: Eingangsdaten Berechnung realer und nominaler Zinssatz /Konstantin 2013/

Position	Messzahl	Hebesatz	Steuersatz	Eigenkapital	Fremdkapital
Kapitalanteile				30,00%	70,00%
EK-Rendite/FK-Zinssatz nach steuern, nominal				12,00%	3,00%
Mischzinssatz nach Steuern, real				4,11%	
Körperschaftsteuer KSt	-	-	15,00%	2,12%	-
Gewerbsteuer GewSt	3,50%	360,00%	12,60%	1,73%	0,11%
Solidaritätszuschlag SolZ	-	-	3,75%	0,10%	0,01%
Rendite / Zinssatz inkl. KSt und GewSt, nominal				15,95%	3,11%
Kalkulatorischer Mischzinssatz, inkl. KSt und GewSt, nominal					6,97%
./. Inflationsrate					1,50%
Kalkulatorischer Zinssatz, real, inkl. Steuern					5,36%
Ohne KSt und GewSt, real					4,15%

Tabelle M-2: Grundstückspreise für geothermische Anlagen und Bohrplätze /DESTATIS 2014/

[€/m ²]	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NRW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
Sonstiges Bauland	58,85	168,8	104,4	77,5	-	65,91	164,9	8,26	29,26	38,34	47,51	31,05	25,76	9,03	12,58	7,02

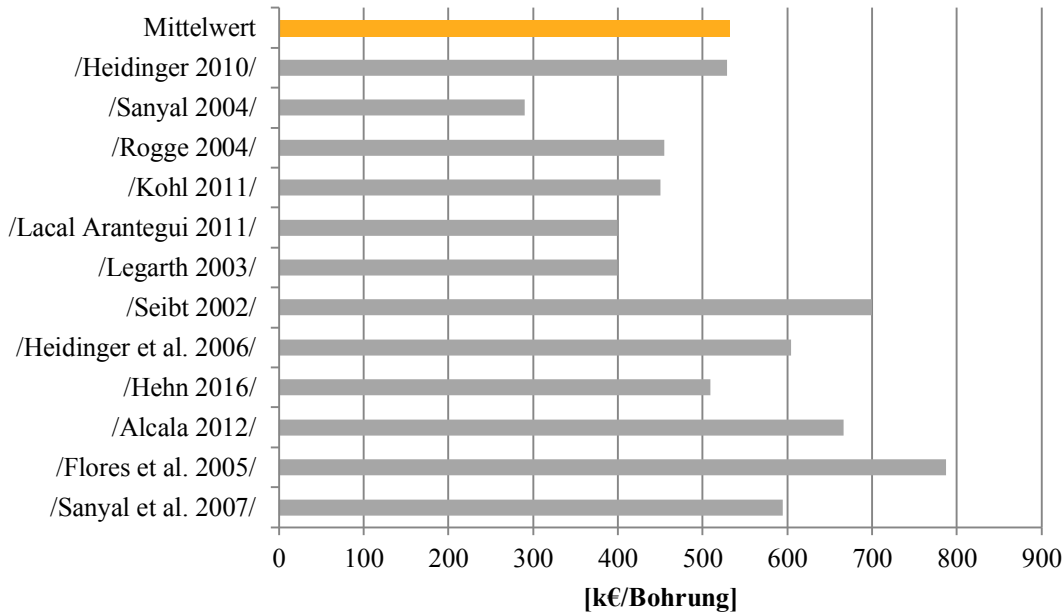


Abbildung M-2: Durchschnittliche Stimulationskosten je Bohrung

Tabelle M-3: Materialfaktoren aller berücksichtigter Wärmeübertrager /Turton et al. 2013/; /Schlagermann 2014/

Komponente	Materialfaktor F_M
Verdampfer	2,73
Vorwärmer	2,73
Kondensator (Luft)	2,93
Rekuperator	1,00
Fernwärmeauskopplung	2,73

Tabelle M-4: Strompreis in Abhängigkeit der Abnahmemenge für Industriekunden /Klotz et al. 2014/

[GWh]	$x < 0,05$	$0,05 \geq x < 0,2$	$0,2 \geq x < 1$	$1 \geq x < 10$	$10 \geq x < 100$	$x \geq 100$
[€-Cent ₂₀₁₄ /kWh]						
Strompreis für Industriekunden	24,62	23,75	20,02	18,16	14,08	5,10

N Kosten von Verbindungsleitungen in 1-Rohr-Verlegung

Die Kosten für die Verlegung von Verbindungsleitungen können anhand von Literaturangaben ermittelt werden (siehe /Schmitt et al. 2013/). Hierzu werden die Kosten für die Verlegung von Fernwärmeleitungen auf geothermische Verbindungsleitungen übertragen. Bei der Verlegung von Fernwärmeleitungen werden jedoch in der Regel immer zwei Leitungen in einen Graben verlegt. Dies ist bei geothermischen Verbindungsleitungen nicht immer notwendig, sodass für diese Fälle eine Kostenfunktion entwickelt werden musste.

/Schmitt et al. 2013/ berechnen die Auswirkungen unterschiedlicher Rohrabmessungen auf die Kosten mittels Faktoren die sich aus den relativen Veränderungen von Aushubvolumen F_V und Straßenbau F_S zu einem Referenzwert ergibt. Gleichung (N-1) und Gleichung (N-2) zeigen die Berechnung des Volumenfaktors und des Flächenfaktors, wobei b für die Breite und h für die Höhe des Grabens (gemessen von der Grabensohle) in [m] steht.

$$F_V = \frac{b_{\text{Graben,neu}} * h_{\text{Graben,neu}}}{b_{\text{Graben,ref.}} * h_{\text{Graben,ref.}}} \quad (\text{N-1})$$

$$F_S = \frac{b_{\text{Graben,neu}}}{b_{\text{Graben,ref.}}} \quad (\text{N-2})$$

Durch die Verlegung von nur einer Leitung reduziert sich die Breite des auszuhebenden Grabens. Die Abmessungen eines Grabens zur Verlegung von Fernwärmeleitungen werden nach DIN 4124 /DIN 2012/ und /Schmitt et al. 2013/ bestimmt. Abbildung N-1 vergleicht die Abmessungen eines Grabens für die Verlegung von Fernwärmeleitungen.

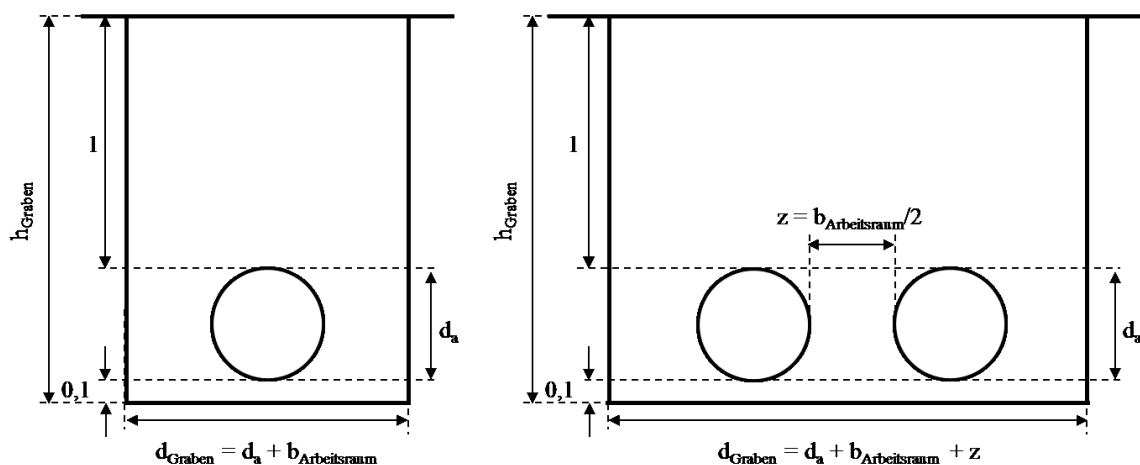


Abbildung N-1: Abmessungen von Gräben für die Verlegung von Verbindungsleitungen /Schmitt et al. 2013/ /DIN 2012/ (Maßangaben in [m])

Während die Breite des Arbeitsraums $b_{\text{Arbeitsraum}}$ bei beiden Verlegungskonzepten gleich ist, reduziert sich die Breite des Grabens bei der Ein-Rohr-Verlegung, da der Abstand zwischen den beiden Leitungen z und der Außendurchmesser einer Leitung d_a nicht berücksichtigt

werden müssen. Die Breite des Arbeitsraums wird in Abhängigkeit des Außendurchmessers der Leitungen durch die DIN 4124 vorgegeben.

Tabelle N-1: Lichte Mindestbreite für Gräben mit Arbeitsraum in Abhängigkeit vom äußeren Leitungs- bzw. Rohrschaftdurchmesser /DIN 2012/

Äußere Leitungs- bzw. Rohrschaftdurchmesser [m]	Lichte Mindestbreite $b_{\text{Arbeitsraum}}$ Verbauter Graben; Regelfall [m]
Bis 0,40	$b_{\text{Arbeitsraum}} = d_a + 0,40$
mehr als 0,40 bis 0,80	$b_{\text{Arbeitsraum}} = d_a + 0,70$
mehr als 0,80 bis 1,40	$b_{\text{Arbeitsraum}} = d_a + 0,85$
mehr als 1,40	$b_{\text{Arbeitsraum}} = d_a + 1,00$

Die Kosten für die Verlegung von Verbindungsleitungen lassen sich nach /Schmitt et al. 2013/ in 61 % für den Tiefbau und 39 % für den Rohrleitungsbau unterteilen. Der Tiefbau wiederum kann in Straßenbau mit einem Anteil von 24 % und Aushub mit einem Anteil von 37 % an den Gesamtkosten unterteilt werden. Die Kosten des Tiefbaus lassen sich mit Hilfe der in Gleichung (N-1) und (N-2) berechneten Faktoren anpassen. Die Kosten des Rohrleitungsbaus werden vereinfachend halbiert. Somit ergeben sich unter Einbeziehung des Volumenfaktors F_V und des Straßenbaufaktors F_S die Kosten für die Verlegung einer Verbindungsleitung im Ein-Rohr-Verfahren nach Gleichung (N-3).

$$K_{VBL,1-Rohr} = K_{VBL,2-Rohr} * ((0,39 * 0,5) + (0,37 * F_V) + (0,24 * F_S)) \quad (N-3)$$

O Variation der Filterstrecke horizontaler Bohrungen

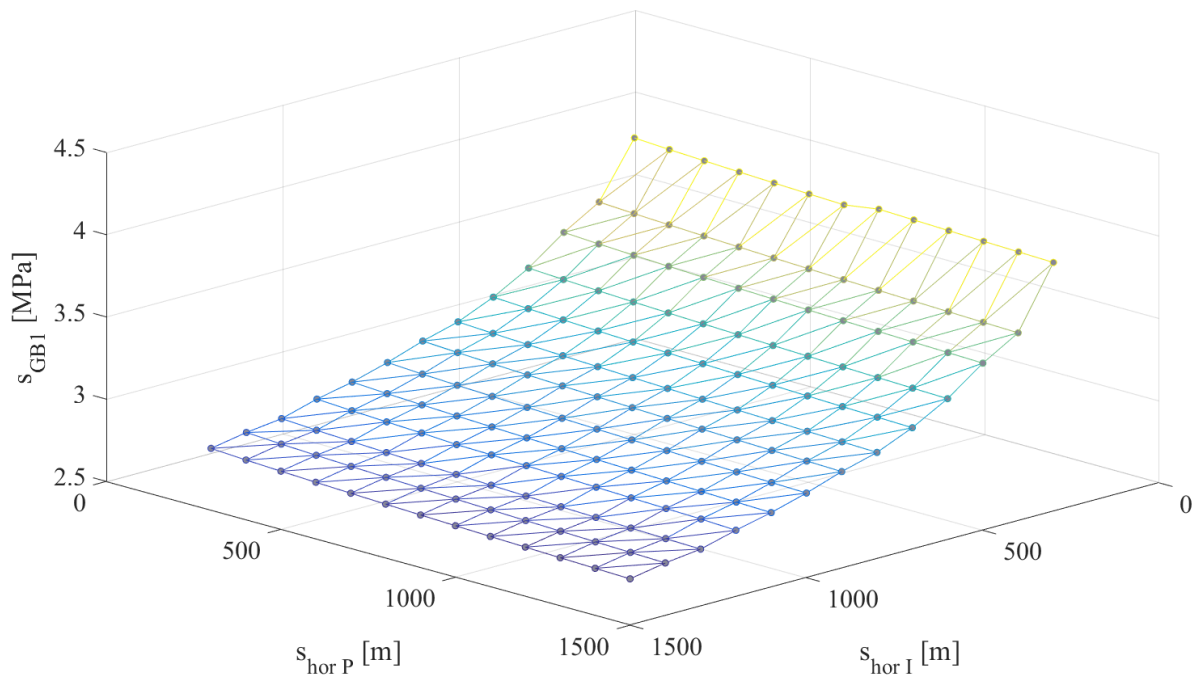


Abbildung O-1: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Aufwölbung der Injektionsbohrung [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

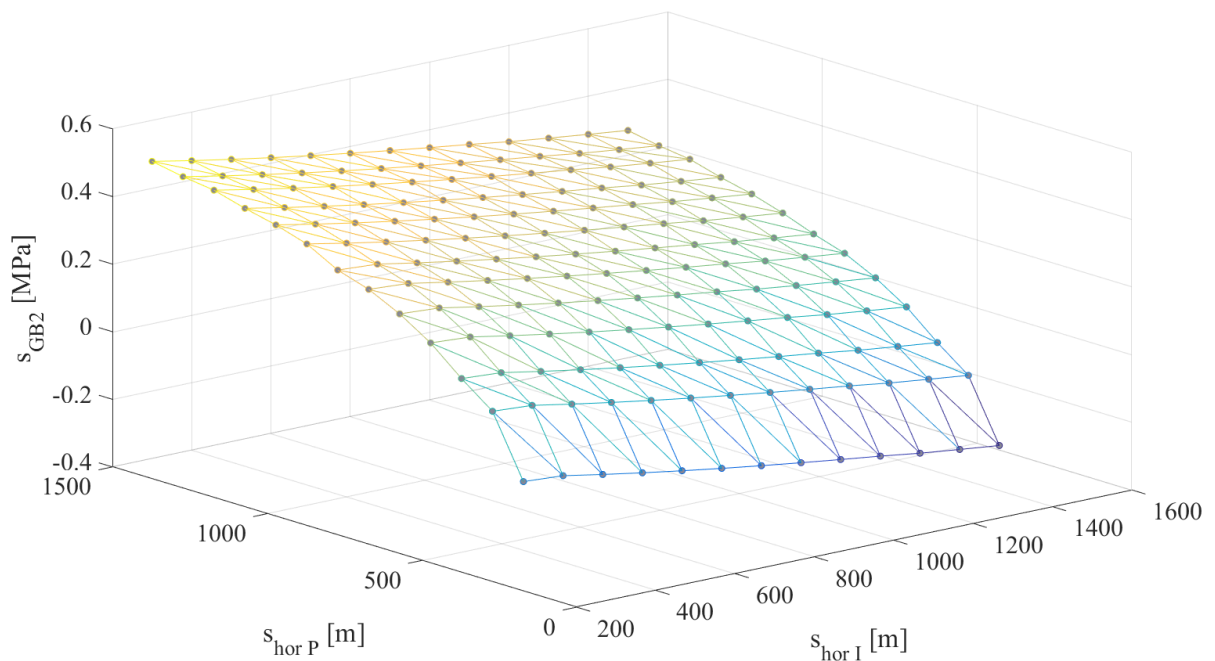


Abbildung O-2: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Absenkung/Aufwölbung der Produktionsbohrung [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

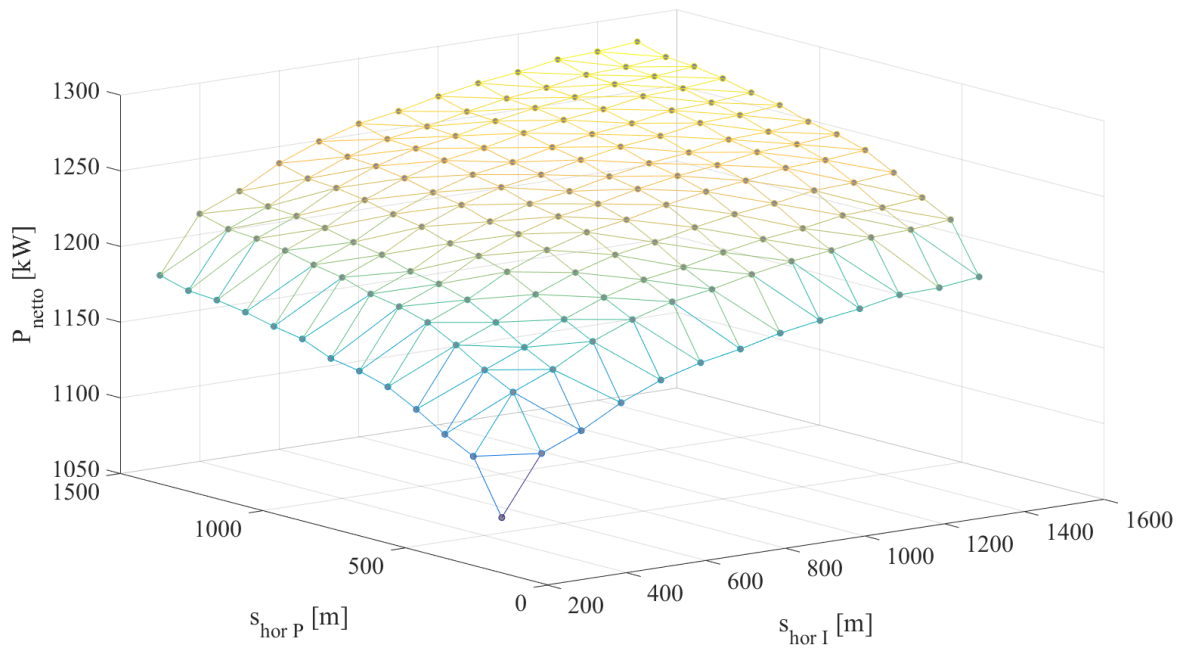


Abbildung O-3: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Nettoleistung [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

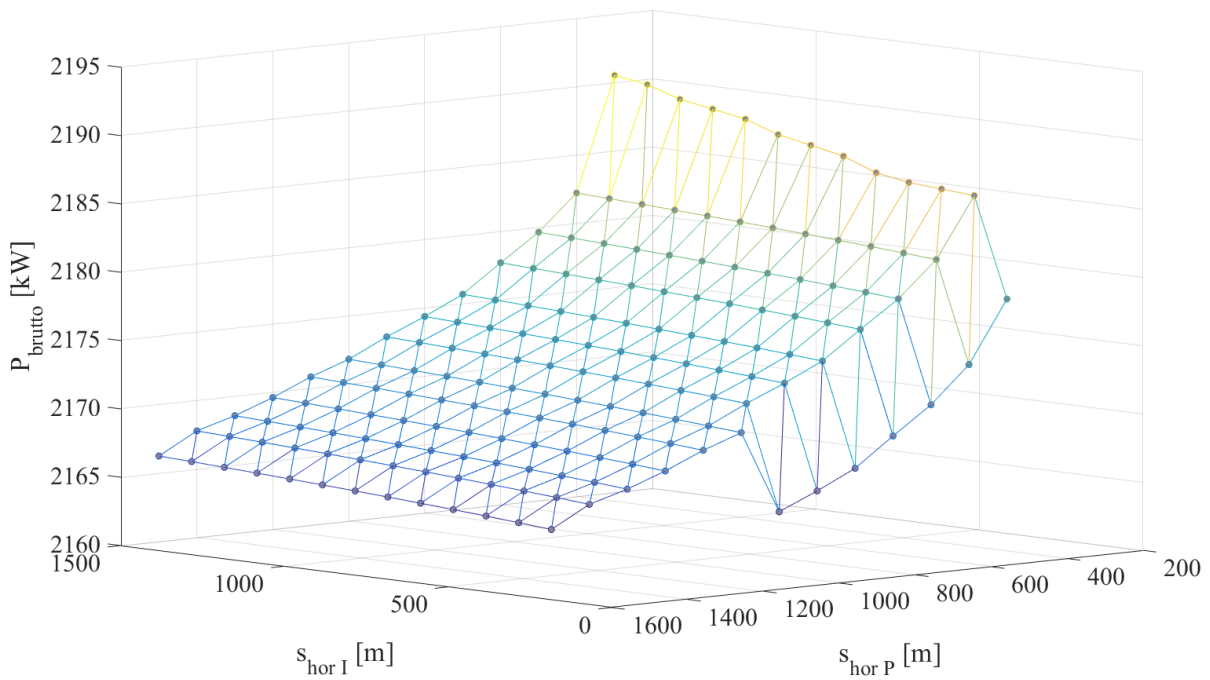


Abbildung O-4: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Bruttoleistung [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

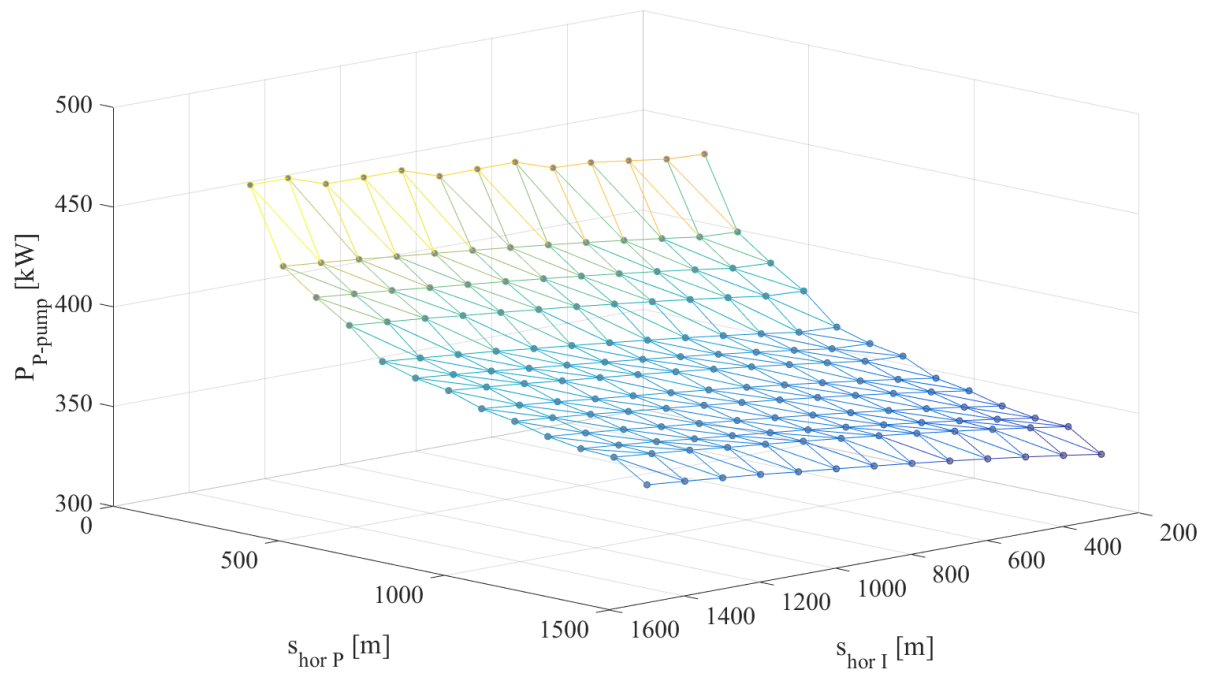


Abbildung O-5: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Leistungsaufnahme der Produktionspumpe [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

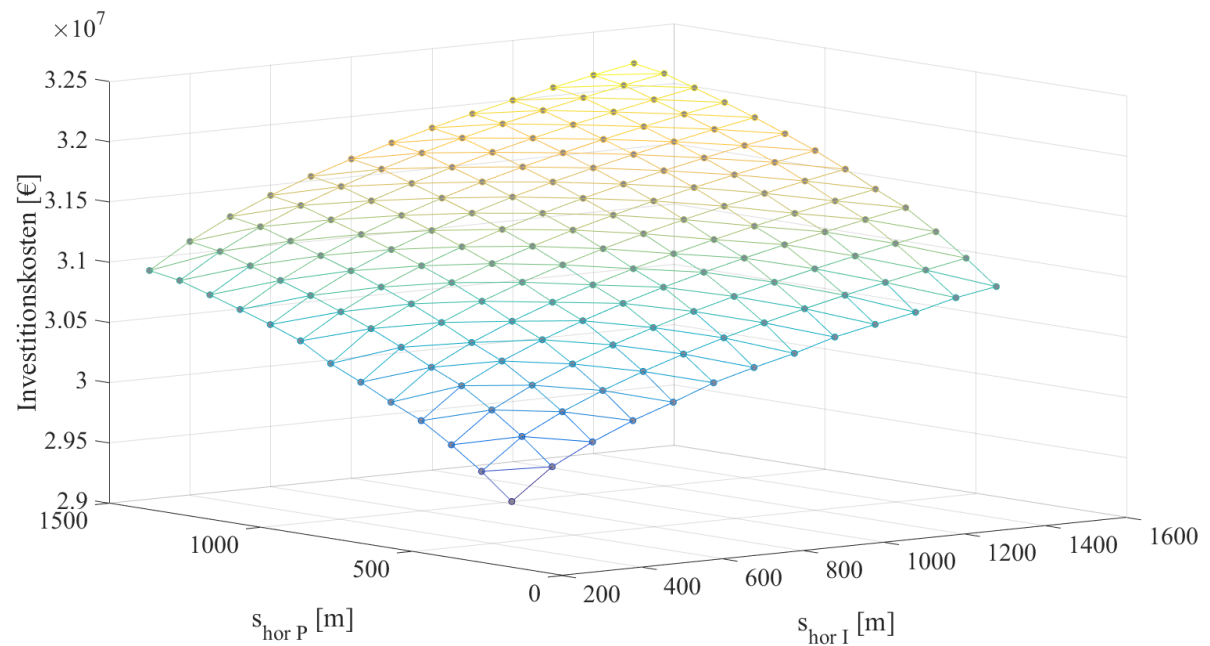


Abbildung O-6: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Investitionskosten [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

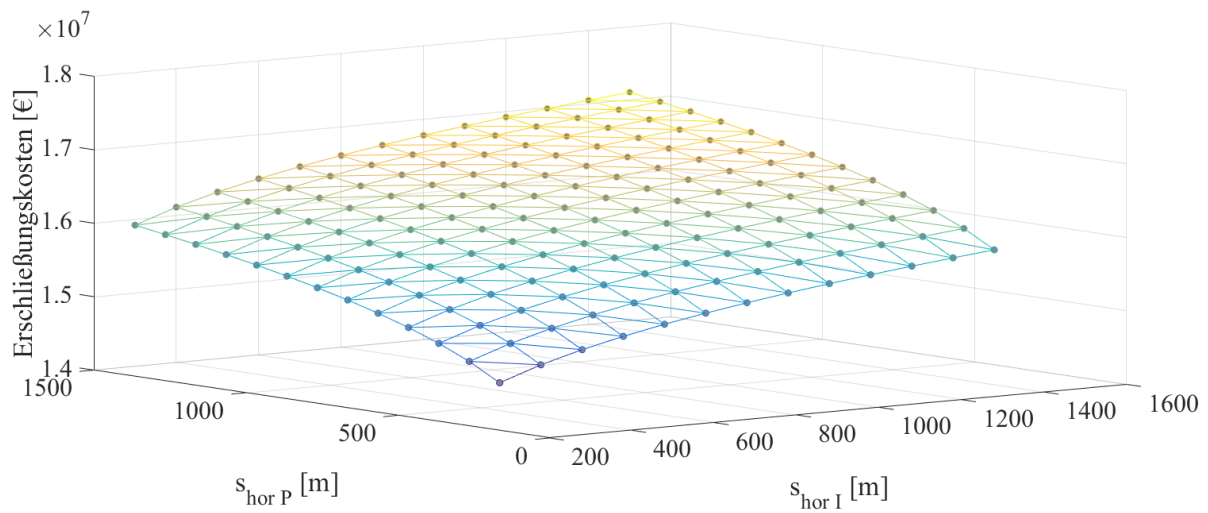


Abbildung O-7: Auswirkung der Variation der horizontalen Bohrstrecke von Injektions- und Produktionsbohrung auf die Erschließungskosten [$\dot{V} = 0.085 \text{ m}^3/\text{s}$; $R236fa$; $k_f(x, y) = k_f(z)$]

P Methodik zur Bewertung von Risikofaktoren

Wie Abbildung P-1 zeigt ist die Risikobewertung Grundlage des Risikomanagements und hat damit eine sehr große wirtschaftliche aber auch rechtliche Bedeutung für ein Unternehmen oder Projekt, als Teil der Geschäftstätigkeit des Unternehmens /Broll, Wahl 2012/, /Gleißner 2013/, /KonTraG 1998/.

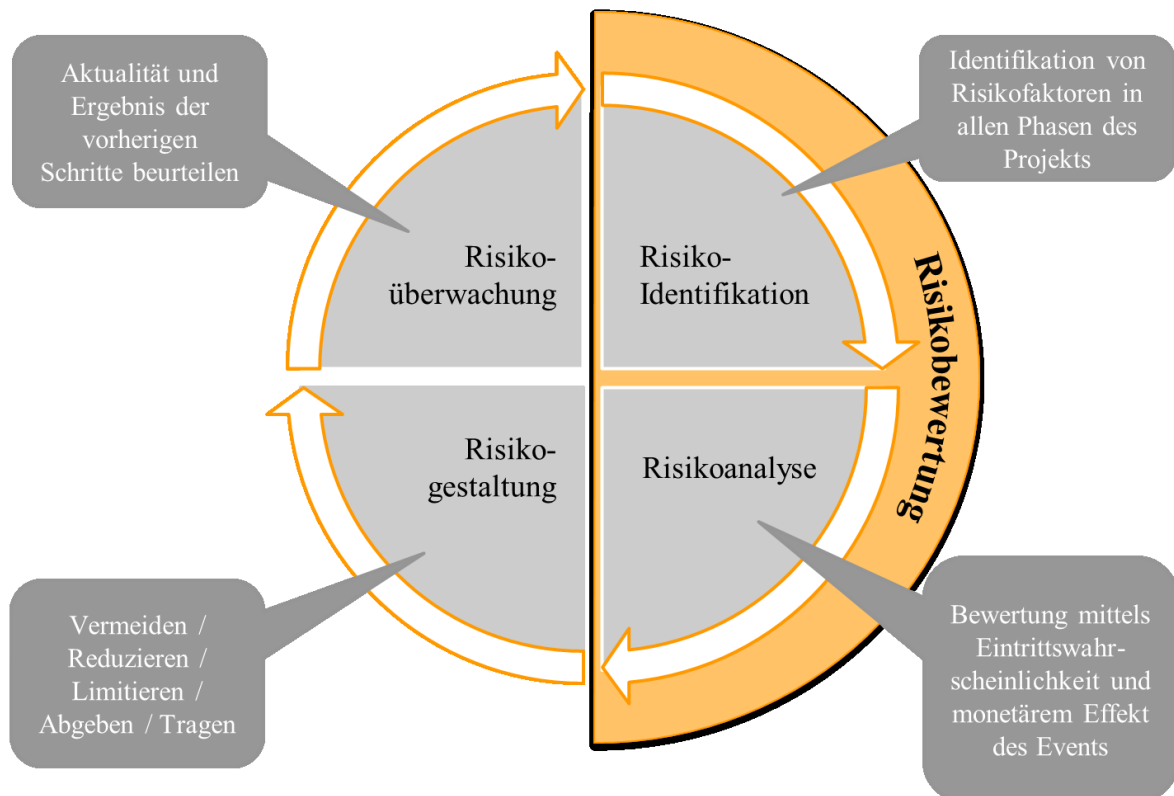


Abbildung P-1: Risikobewertung im Kontext des Risikomanagements /Holthaus 2007/, /Jakoby 2013/

Für die Identifikation und Analyse der Risikofaktoren im Zusammenhang mit geothermischer Energiebereitstellung wurde die in der einschlägigen Fachliteratur beschriebene Methodik (siehe u.a. /Bos, Wilschut 2013/, /Gleißner 2013/, /Megdenberg, Nemuth 2011/) abgewandelt. In Anlehnung an das Pareto-Prinzip soll eine effiziente Bewertung von Risikofaktoren mit einem in der unternehmerischen Praxis umsetzbaren Aufwand erreicht werden.

Abbildung P-2 zeigt die angewandte Methodik. In einem ersten Schritt werden relevante Projektphasen identifiziert und kategorisiert. Eine feste Struktur hilft bei der nachfolgenden, auf Expertenwissen beruhenden, Identifikation von Risikofaktoren. In diesem Prozessschritt werden in einer moderierten Expertendiskussion entlang der einzelnen Projektphasen relevante Risikofaktoren identifiziert. Aufbauend auf dem so generierten Inventar wird eine Priorisierung vorgenommen, die ebenfalls auf einer Expertenbefragung basiert.

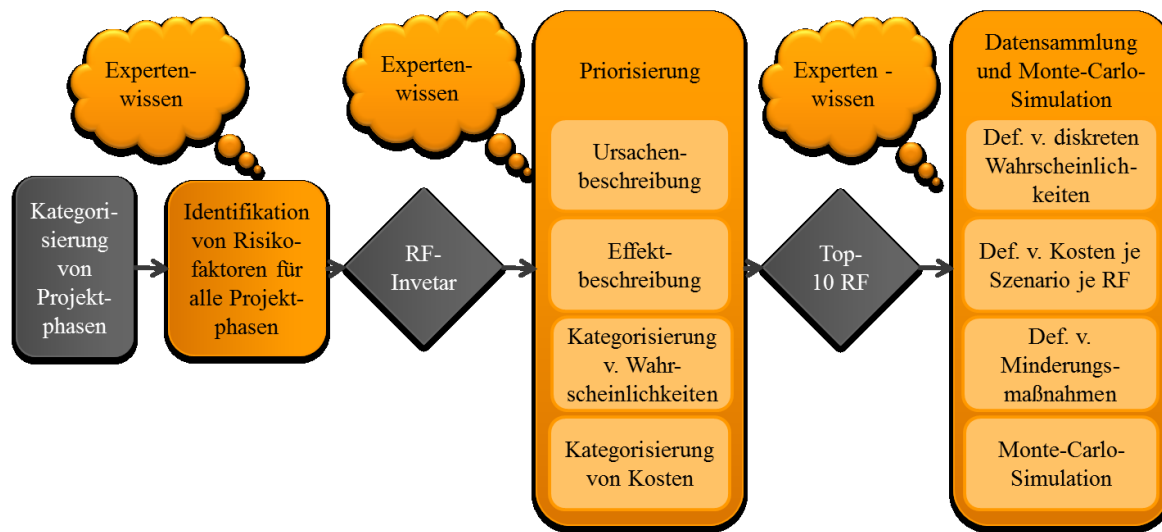


Abbildung P-2: Methodik zur Bewertung von Risikofaktoren

Die Priorisierung soll den Aufwand bei der späteren Modellierung von Risikofaktoren reduzieren. Alle identifizierten Risikofaktoren werden hierzu hinsichtlich ihrer Ursache und des Effekts beschrieben. Darauf aufbauend lässt sich für jeden Risikofaktor ein Szenario erstellen, welches die schlimmste, realistisch zu erwartende Ausprägung aufweist. Dieser so genannte „worst-case“ wird mittels einer diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilung und einer Kostenschätzung bewertet. Um die Bewertung zu vereinfachen können sowohl für die binominale Wahrscheinlichkeit als auch für die Kosten Kategorien gebildet werden. Die mittels Expertenbefragung gewonnenen Daten werden für jedes Risiko in einer „risk map“ (siehe hierzu /Brünger 2011/) abgetragen. Abbildung P-3 zeigt anhand eines fiktiven Beispiels den Aufbau einer „risk map“. Die schwarz markierten Risikofaktoren weisen die höchste Wahrscheinlichkeit und die höchsten Kosten auf. Diese sollten daher priorisiert behandelt werden. Wie in Abbildung P-3 so wurden auch in der vorliegenden Arbeit zehn Risikofaktoren priorisiert. Die Anzahl der zu priorisierenden Risikofaktoren wurde im Rahmen einer Expertenbefragung bestimmt. Die nicht priorisierten Risikofaktoren scheidet aus der Betrachtung aus, womit der Aufwand für die weitere Untersuchung reduziert wird.

Zur Bewertung der priorisierten Risikofaktoren wird die Methodik der Monte-Carlo-Simulation angewendet. Die Monte-Carlo-Simulation bietet die Möglichkeit die Auswirkungen des stochastischen Verhaltens einzelner zufälliger Ereignisse im Kontext eines Gesamtsystems zu evaluieren. Die Stochastik des Gesamtsystems wird simuliert indem aus den Dichtefunktionen aller stochastischen Ereignisse eine Stichprobe gezogen wird /Wack 2007/. Abbildung P-4 verdeutlicht die Methodik einer Monte-Carlo-Simulation. Basierend auf gegebenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden Zufallsziehungen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Ziehungen gehen als Eingangsdaten in ein Modell zur Berechnung der gewünschten Kenngrößen ein. Dieser Vorgang wird beliebig häufig wiederholt, sodass als Ergebnis eine Verteilung der Zielgröße in Abhängigkeit der unsicheren Eingangsgrößen ent-

steht. Das Prinzip der Monte-Carlo-Simulation wird neben dem Risikomanagement auch in verschiedensten wissenschaftlichen Teildisziplinen erfolgreich eingesetzt. Für eine tiefere theoretische Einführung sei u.a. auf /Frey, Nießen 2001/, /Vose 2008/, /Rubinstein, Kroesse 2008/ oder /Schnorrenberg, Goebels 1997/ verwiesen.

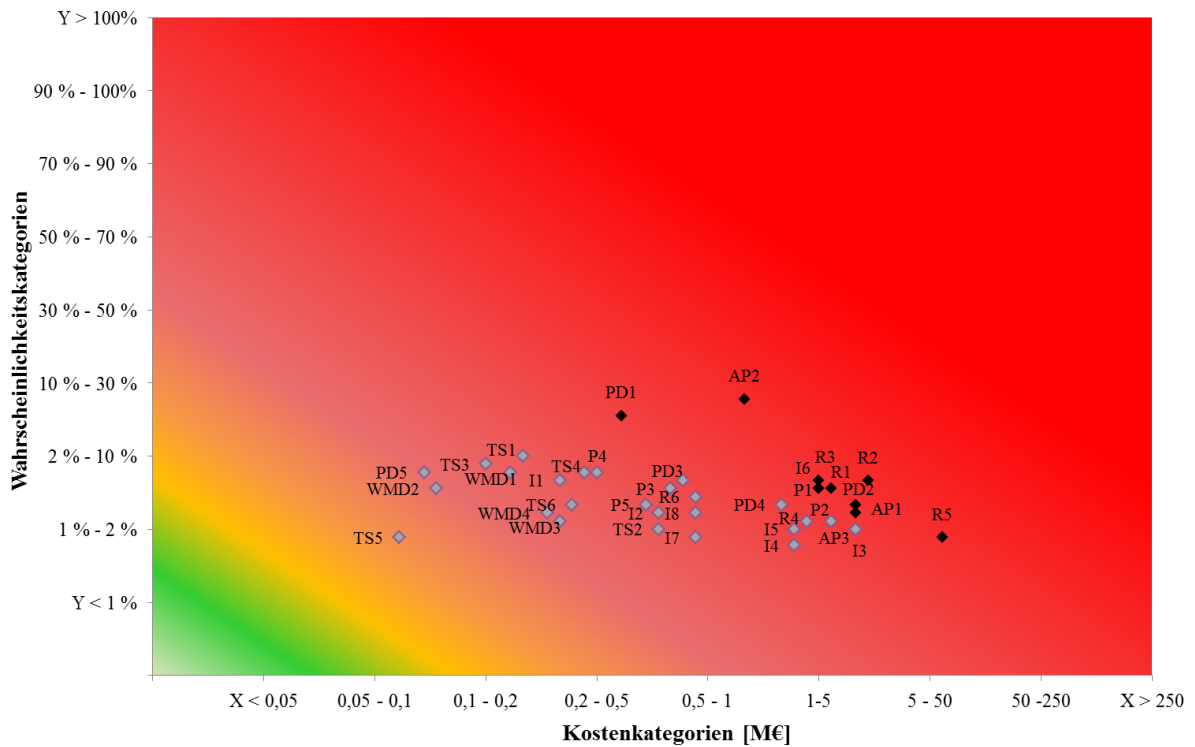


Abbildung P-3: Priorisierung von Risiken anhand einer „risk map“

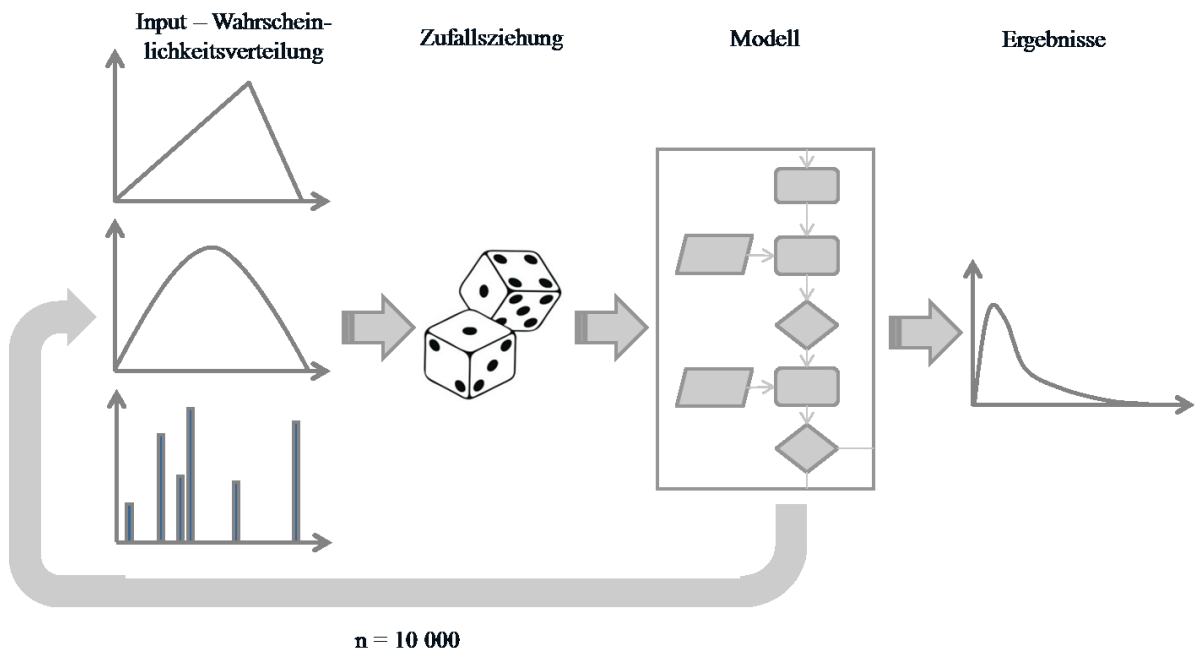


Abbildung P-4: Prozess der Monte Carlo Simulation

Wie Abbildung P-4 zeigt ist die Wahrscheinlichkeitsfunktion der untersuchten Risikofaktoren ein zentraler Eingangsparameter. Der Einfluss jedes Risikofaktors auf das Gesamtergebn wird durch die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Höhe der Auswirkungen bestimmt. Für die Quantifizierung dieser beiden Größen sollten nach Möglichkeit empirische Daten herangezogen werden, die jedoch für Risikofaktoren geothermischer Energienutzung nur spärlich zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund wird das Instrument der Expertenbefragung eingesetzt. Um eine Expertenbefragung praktisch durchführbar zu gestalten werden diskrete Wahrscheinlichkeitsfunktionen eingesetzt. Hierzu werden vier Szenarien (Best, Plan, Medium, Worst) unterschieden, welche die gesamte Bandbreite der möglichen Auswirkungen abdecken. Dabei beschreibt das Planszenario den Modus der Verteilung, während alle anderen Fälle eine im Rahmen der Expertenbefragung definierte positive oder negative Abweichung darstellen. Abbildung P-5 verdeutlicht die Verteilung der Szenarien über den bereits aus Kapitel 3.3 bekannte Szenariotrichter. Die Auswirkungen der Szenarien können anhand einer detaillierten Szenariobeschreibung monetär bewertet werden. Die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Szenarios wird prozentual im Verhältnis zu den anderen Szenarien ausgedrückt, wobei die Summe aller Szenarien 1 ergibt.

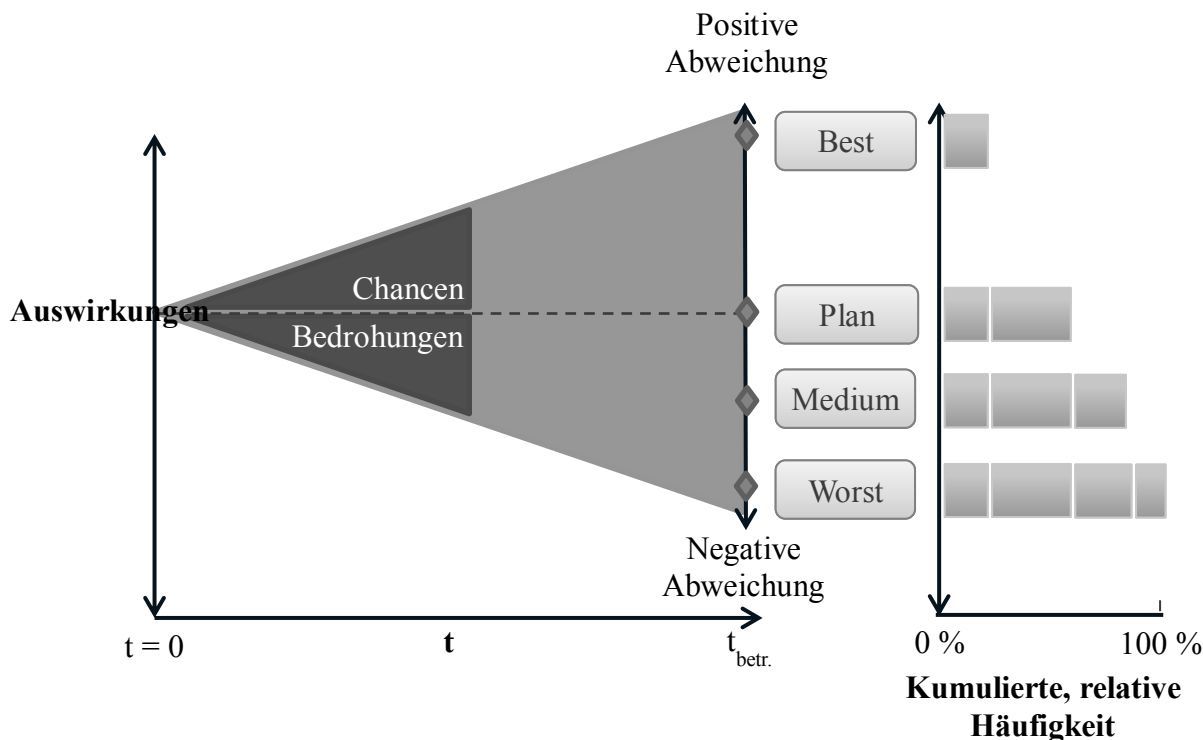


Abbildung P-5: Definition von Szenarien entlang des Szenariotrichters zur Bestimmung diskreter Wahrscheinlichkeiten

Q Risikofaktoren geothermischer Energiebereitstellung

Tabelle Q-1: Priorisierte Risikofaktoren geothermischer Stromerzeugung

#	Risikofaktor	Beschreibung	Szenario	Szenariobeschreibung
1.	O3 Bohrtechnisches Risiko (Stabilität)	Stabilitätsproblem durch Aufquellen in den offenen Bohrungen im Oberbehringraben.	Plan Best Medium Worst	Tritt nicht auf. Einmaliges Nachräumen. 2-3 Tage Verzögerung. Kosten für Reamer. Räumen notwendig. Teures Spülungssystem muss eingesetzt werden. 7-30 Tage Verzögerung. Verlust der Sektion, Verlust des Equipments, Redrill der Sektion. 2-3 Monate Verzögerung. Ablenkung der Bohrung - Abschaben des Casings, Neuplanung der Bohrung, kleinere Casinggröße im Aquifer
2.	K2 Korrosion (Casing)	Wasserchemismus, Materialauswahl, elektrochemische Prozesse.	Best Plan Medium Worst	Korrosion schreitet langsamer voran als erwartet. Casing schafft sich regulär im Prozess ab. Korrosion schreitet schneller voran als erwartet. Verwendung eines Inhibitors. Leckage, Mehrkosten für Neubeschaffung und Austausch. Betriebsstillstand hauptsächlich in Revision verlegt.
3.	M2 Unzureichende Lebensdauer der Komponenten (Thermalwasserpumpe)	Materialermüdung, falsche Materialauswahl, falsche Betriebsweise, mangelnde Wartung, falsche Auslegung	Best Plan Medium Worst	Längere Lebensdauer als erwartet. Lebensdauer der Pumpe verdoppelt sich. Lebensdauer wie erwartet. Lebensdauer kürzer als erwartet. Die Standzeit verringern sich um 10% Stillstand, Mehrkosten für erhöhte Instandhaltung, Mehrkosten für Komponentenaustausch.
4.	P3 Bohrtechnisches Risiko (Spülungsverlust)	Vollständiger Spülungsverlust	Plan Best Medium Worst	tritt nicht auf. tritt nicht auf. 7-30 Tage Verzögerung. Zusätzlicher Einsatz von Spülungsmaterial; setzen eines Liners im Reservoir; wenn nicht im Reservoir: Versuch die Verluste zu Bekämpfen durch Zuschlagsstoffe / Verlustzementation Festwerden des Bohrstrangs, Verlust der Sektion, kein Austrag, Zwei Monate Verzögerung.
5.	Q3 Bohrtechnisches Risiko (Bohrstrang mit ggf. Verlust der Bohrung)	Feststeckender oder abgerissener Bohrstrang.	Best Plan Medium Worst	Tritt nicht auf. Kurzer Zeitverlust ca. 3 Tage; Keine Schäden am Equipment Zwei Monate Verzögerung. Fishing Equipment, erfolgreiches Fishing
6.	N3 Bohrtechnisches Risiko (Nachfall)	Stabilitätsproblem in den offenen Bohrungen im Oberbehringraben; Nachfall. Bohrer kam in jedem Fall gezogen werden; Unterschied zu Risiko 5	Best Plan Medium Worst	Verlust der Sektion (Fishing nicht erfolgreich, wird früh erkannt und dann direkt gebohrt), Verlust des Equipments, Redrill der Sektion. Zwei Monate Verzögerung. Kosten für nicht-erfolgreiches Fishing. tritt nicht auf. Räumen der Sektion (Räumen erfolgreich). Kosten für Spezialwerkzeug. 3 Tage Verzögerung. Räumen der Sektion (Räumen erfolgreich), Kosten für Spezialwerkzeug. 4 Wochen Verzögerung. Verlust der Sektion, Kosten Spezialwerkzeug (Räumen nicht erfolgreich); Zementation; Redrill der Sektion. 2 Monate Verzögerung.
7.	K3 Änderungsrisiko (gesetzliche Änderungen und Fördermittelregelungen)	Gesetzliche Änderungen und Fördermittelregelungen ändern sich. Kontingentierung.	Best Plan Medium Worst	Erläuterung bei Auflagen (kein seismisches Monitoring in der Betriebsphase). Keine signifikanten Änderungen. UVP/UVS-Pflichtig (Umweltverträglichkeitsprüfung kommt hinzu) Nicht-Genehmigungsfähigkeit (Betriebsplan wird nicht genehmigt), Nicht-Wirtschaftlichkeit durch Mehrkosten oder geringere Erlöse (=Änderung der Förderung). -> Projektbeendigung. Erwartungswert übertrifft um +10 %, Wärmemenge höher als erwartet
8.	Y2 Planungsmängel und -unzulänglichkeiten Geologie und Geophysik	Falsches Explorationskonzept. Nicht-Mittelbeziehung von historischen Daten Geologische Ungewissheiten.	Best Plan Medium Worst	Erwartungswert erfüllt Unterschreitung des Erwartungswertes um -10 %. Stromproduktion wirtschaftlich darstellbar Wärmemenge unzureichend für Stromproduktion; Reduktion der Wärmemenge um -20 %
9.	J Auflagen und Bedingungen baurechtliche Genehmigung (Kraftwerk)	Baurechtsamt: Umgang mit Gefahrstoffen z. B. Ammoniak, Schallschutz, Bebauungsplan Optik.	Best Plan Medium Worst	Erläuterung der Auflagen. Erwartungsgemäße Auflagen. Erhöhte Anforderungen durch Auflagen. Mehrkosten durch Zeitverzögerung und zusätzliche Installationen.
10.	E Verlust der Bohrung (Bohr-, Test- und Betriebsphase)	Mangelnde Aufsicht und Erfahrung beim Einbau der Test-, Produktionspumpe.	Best Plan Medium Worst	Keine Zeitverzögerung Zusätzliche Zeitaufwand bei Ausführung. Keine Beschädigung und kein fishing Beschädigung und Reparatur/Austausch der Pumpe. Fishing erfolgreich Mehrkosten durch Redrilling. Fishing nicht erfolgreich

R Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen

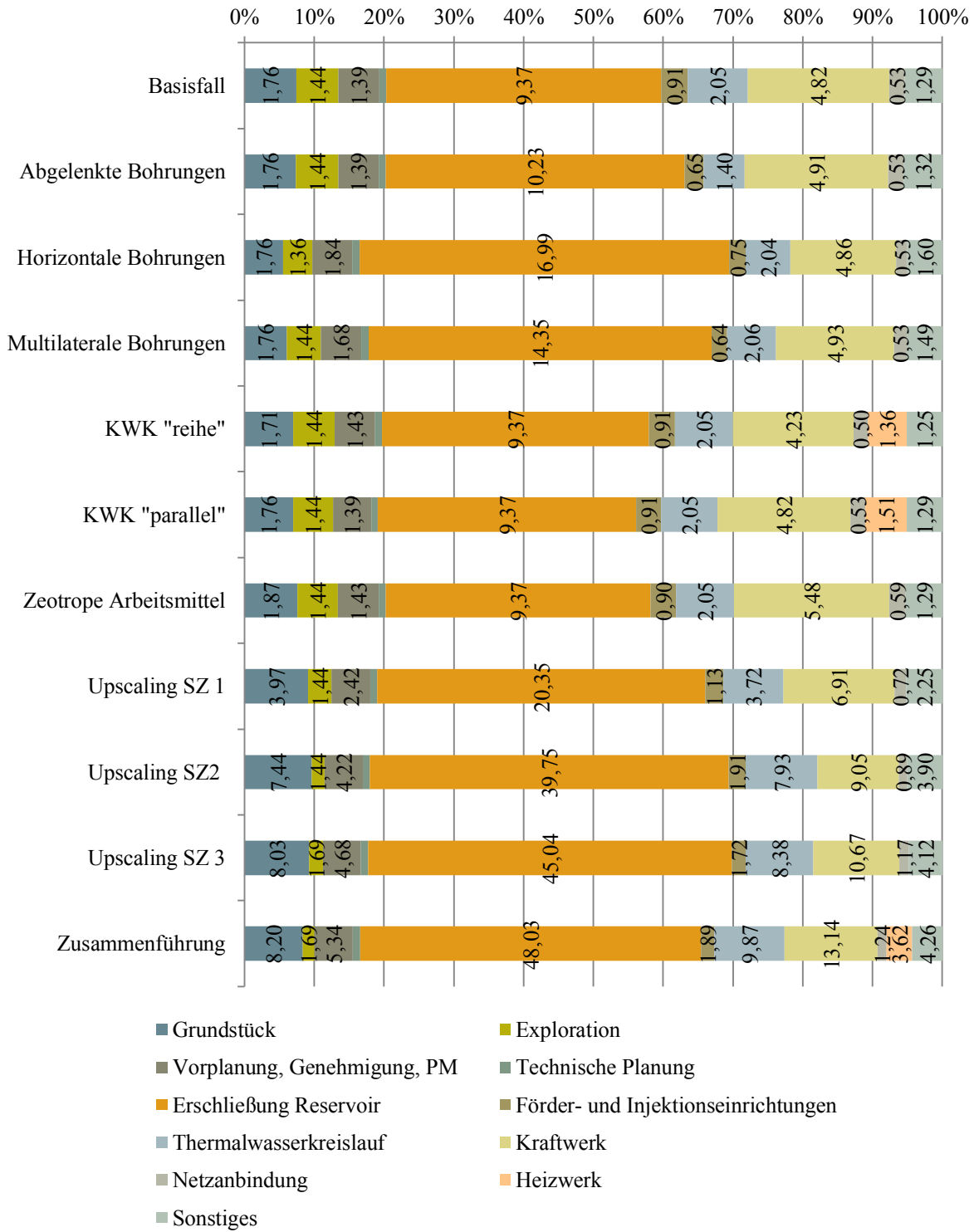
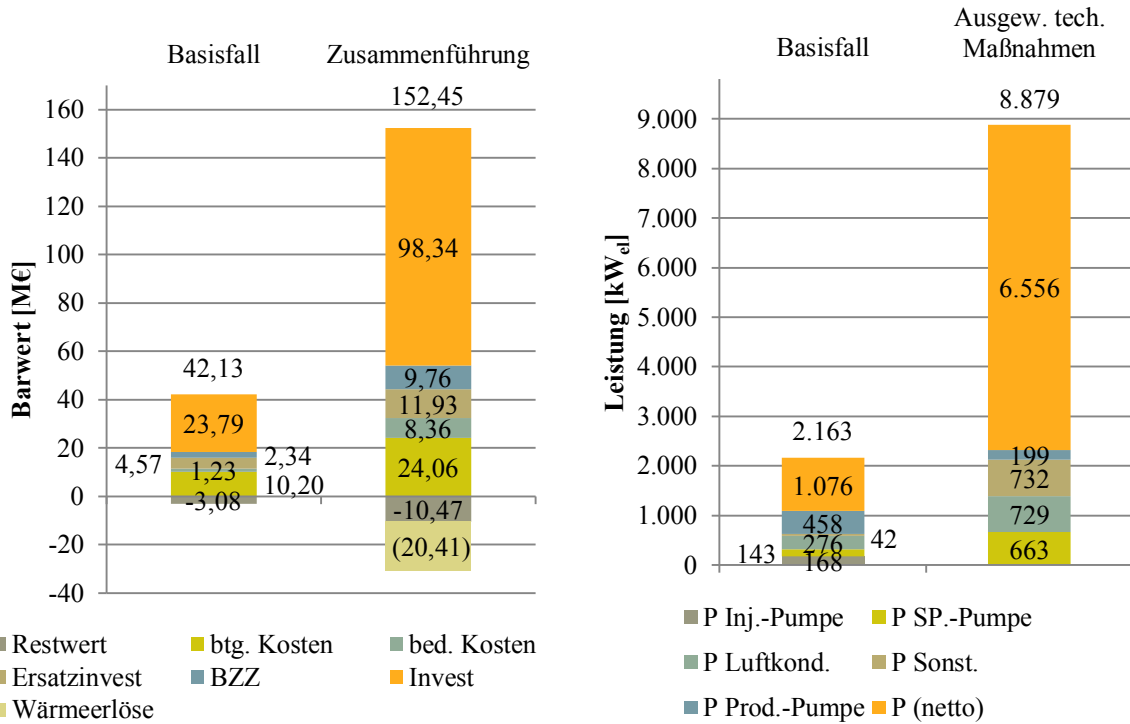


Abbildung R-1: Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen

Tabelle R-1: Vergleich der Investitionskosten der untersuchten technischen Maßnahmen

		Grundstück	Exploration	Vorplanung, Genehmigung, PM	Technische Planung	Erschließung Reservoir	Förder- und Injektions- einrichtungen	Thermal- wasser- kreislauf	Kraftwerk	Netz- anbindung	Heizwerk	Sonstiges	Σ Investitions- kosten
Basisfall	[M€]	1,76 M€	1,44 M€	1,39 M€	0,24 M€	9,37 M€	0,91 M€	2,05 M€	4,82 M€	0,53 M€	0,00 M€	1,29 M€	23,79 M€
abgelenkte	[M€]	1,76 M€	1,44 M€	1,39 M€	0,24 M€	10,23 M€	0,65 M€	1,40 M€	4,91 M€	0,53 M€	0,00 M€	1,32 M€	23,87 M€
Erschließung	Δ-%	-0,08%	0,00%	0,18%	0,09%	9,15%	-28,12%	-31,60%	1,81%	-0,17%		2,58%	0,32%
horizontale	[M€]	1,76 M€	1,36 M€	1,84 M€	0,35 M€	16,99 M€	0,75 M€	2,04 M€	4,86 M€	0,53 M€	0,00 M€	1,60 M€	32,07 M€
Erschließung	Δ-%	0,04%	-6,08%	32,44%	46,79%	81,22%	-17,21%	-0,05%	0,76%	0,08%		24,20%	34,79%
multilaterale	[M€]	1,76 M€	1,44 M€	1,68 M€	0,31 M€	14,35 M€	0,64 M€	2,06 M€	4,93 M€	0,53 M€	0,00 M€	1,49 M€	29,19 M€
Erschließung	Δ-%	-0,21%	0,00%	20,90%	30,56%	53,11%	-29,41%	0,50%	2,24%	-0,43%		16,06%	22,66%
KWK "reihe"	[M€]	1,71 M€	1,44 M€	1,43 M€	0,25 M€	9,37 M€	0,91 M€	2,05 M€	4,23 M€	0,50 M€	1,36 M€	1,25 M€	24,50 M€
KWK "parallel"	Δ-%	-2,80%	0,00%	3,12%	4,70%	0,00%	0,14%	0,00%	-12,36%	-5,96%		-2,56%	2,99%
Zeotrope	[M€]	1,76 M€	1,44 M€	1,39 M€	0,24 M€	9,37 M€	0,91 M€	2,05 M€	4,82 M€	0,53 M€	1,51 M€	1,29 M€	25,31 M€
Arbeitsmittel	Δ-%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	6,36%
Upscaling SZ1	[M€]	1,87 M€	1,44 M€	1,43 M€	0,25 M€	9,37 M€	0,90 M€	2,05 M€	5,48 M€	0,59 M€	0,00 M€	1,29 M€	24,67 M€
Upscaling SZ2	Δ-%	5,81%	0,00%	3,29%	4,58%	0,00%	-0,51%	0,00%	13,73%	11,78%		0,13%	3,70%
Upscaling SZ3	[M€]	3,97 M€	1,44 M€	2,42 M€	0,43 M€	20,35 M€	1,13 M€	3,72 M€	6,91 M€	0,72 M€	0,00 M€	2,25 M€	43,34 M€
Zusammen- führung	Δ-%	124,83%	0,00%	74,33%	82,33%	117,11%	25,15%	81,59%	43,38%	35,04%		74,91%	82,13%
	[M€]	7,44 M€	1,44 M€	4,22 M€	0,77 M€	39,75 M€	1,91 M€	7,93 M€	9,05 M€	0,89 M€	0,00 M€	3,90 M€	77,29 M€
	Δ-%	321,56%	0,00%	204,16%	228,72%	324,05%	110,32%	287,66%	87,61%	67,33%		203,32%	224,83%
	[M€]	8,03 M€	1,69 M€	4,68 M€	0,89 M€	45,04 M€	1,72 M€	8,38 M€	10,67 M€	1,17 M€	0,00 M€	4,12 M€	86,40 M€
	Δ-%	355,54%	17,04%	237,86%	275,57%	380,47%	90,05%	309,67%	121,40%	119,35%		220,56%	263,10%
	[M€]	8,20 M€	1,69 M€	5,34 M€	1,05 M€	48,03 M€	1,89 M€	9,87 M€	13,14 M€	1,24 M€	3,62 M€	4,26 M€	98,34 M€
	Δ-%	365,11%	17,04%	285,09%	344,01%	412,34%	108,71%	382,55%	172,64%	133,32%		231,46%	313,27%

S Vergleich der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen mit dem Basisfall



	Barwert		Nettoleistung		Stromgestehungs-kosten		Diskont. el. Energie		Diskont. th. Energie
	[M€]	Δ-%	[kW]	Δ-%	[€/kWh]	Δ-%	[GWh/30a]	Δ-%	[GWh/30a]
Basisfall	42,13		1.076		0,21		189		-
Kombination	152,45	261,9%	6.556	509,1%	0,07	-64,91%	1102	484,24%	2.483

Abbildung S-1: Technisch-ökonomische Bewertung der Kombination ausgewählter technischer Maßnahmen im Vergleich zum

fall $\left[\dot{V} = 0,225 \frac{m^3}{s}; R236fa - R365mfc [0,8; 0,2]; KWK Reihe; Upscaling SZ3 \right]$

T Spezifischer und absoluter Vergleich von Barwert, Investitionskosten und bereitgestellter Energie der untersuchten technischen Maßnahmen

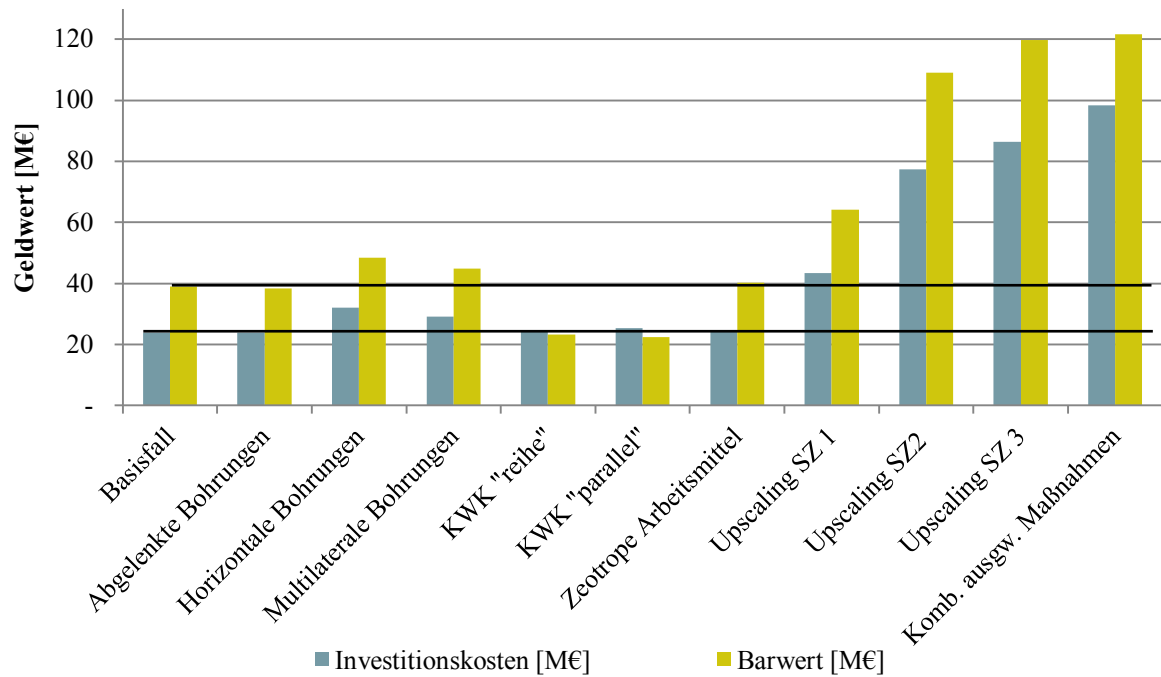


Abbildung T-1: Absolute Investitionskosten und Barwert der einzelnen technischen Maßnahmen

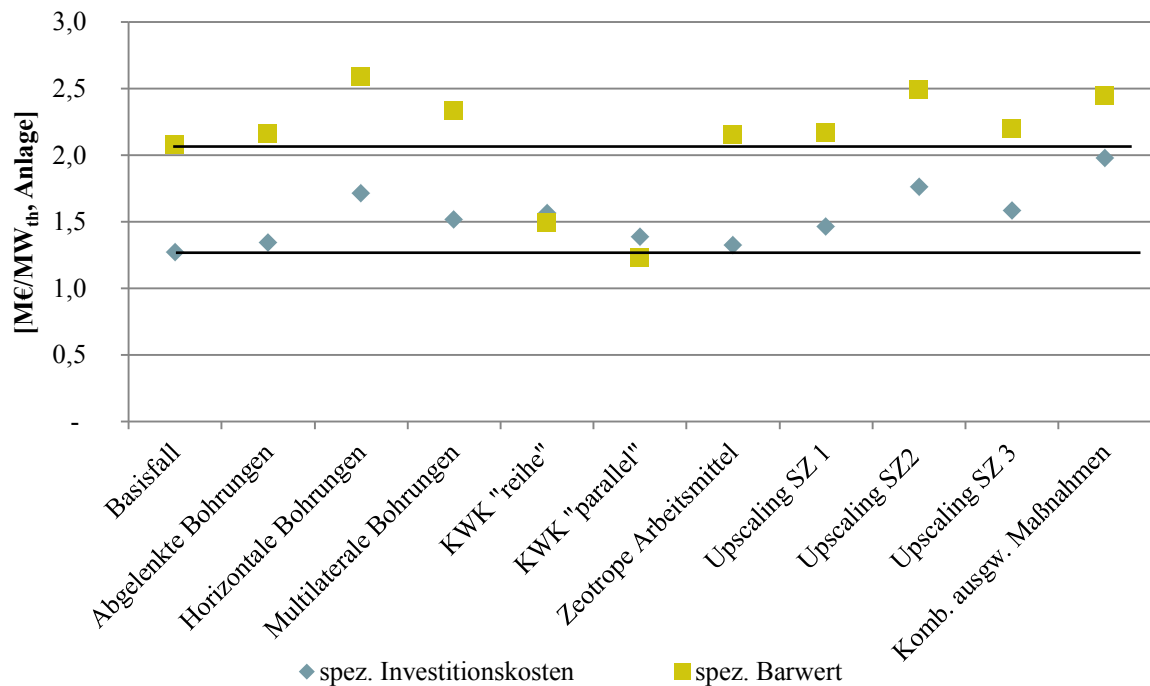


Abbildung T-2: Investitionskosten und Barwert der technischen Maßnahmen bezogen auf die thermische Leistung der Anlage zwischen den wellheads

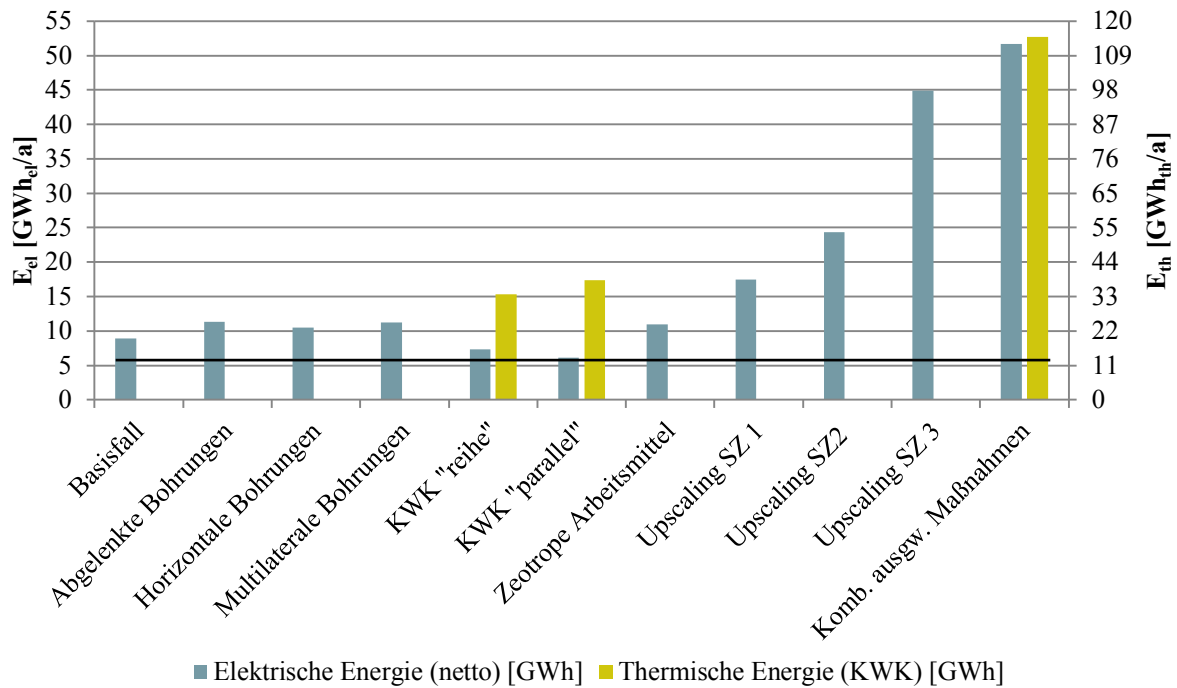


Abbildung T-3: Absolut bereitgestellte thermische und elektrische Energie der verschiedenen technischen Maßnahmen

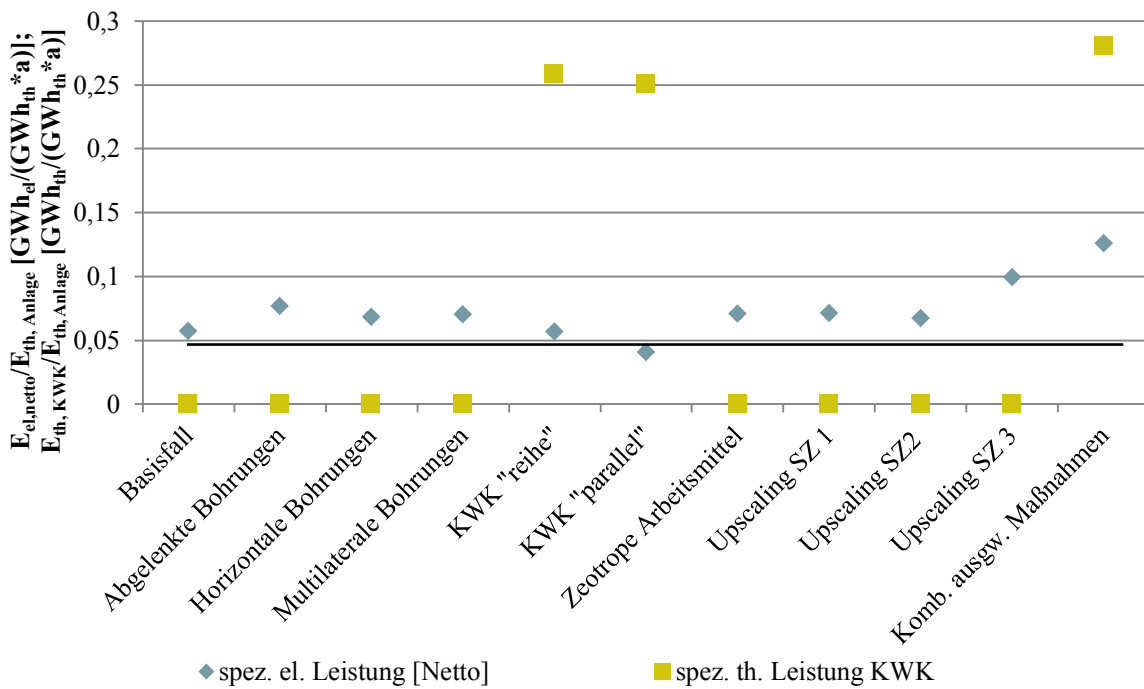


Abbildung T-4: Bereitgestellte Energie der technischen Maßnahmen bezogen auf die thermische Leistung der Anlage zwischen den wellheads

U Hydraulische Beschreibung horizontaler Bohrungen

Wie in Kapitel 3.1.1.4 erläutert beschreiben /Park, Zhan 2002/ die Absenkung einer horizontalen Bohrung in Abhängigkeit einer dimensionslosen Absenkung s_{HD} . Nachfolgend soll die Berechnung der dimensionslosen Absenkung dargestellt werden.

Zunächst werden die dimensionslosen Koordinaten des Beobachtungspunktes für die x-, y-, und z-Ebene (U-1) - (U-3) berechnet. Die Absenkung wird später für diesen Punkt im Raum berechnet. Hierzu werden die longitudinalen (x), transversalen (y) und vertikalen Koordinaten (z) benötigt. Daneben geht die Mächtigkeit des Aquifers M und die Permeabilität K in der x/y- und z-Ebene in die Berechnungen ein.

$$x_D = \frac{x}{M} * \sqrt{\frac{K_z}{K_x}} \quad (\text{U-1})$$

$$y_D = \frac{y}{M} * \sqrt{\frac{K_z}{K_y}} \quad (\text{U-2})$$

$$z_D = \frac{z}{M} \quad (\text{U-3})$$

Des Weiteren wird die dimensionslose Länge der Bohrung l_D zur Berechnung von s_{HD} benötigt. Hier gehen die horizontale Länge der Bohrung l_H , die Mächtigkeit des Aquifers M und die Permeabilität K in Richtung der x- bzw. z-Achse ein.

$$l_D = \frac{l_H}{M} * \sqrt{\frac{K_z}{K_x}} \quad (\text{U-4})$$

Ein weiterer Eingangsparameter ist die dimensionslose Aquiferförderrate \dot{V}_{fD} dabei wird die Aquiferförderrate \dot{V}_f in Relation zur Förderrate \dot{V} gesetzt.

$$\dot{V}_{fD} = \frac{\dot{V}_f}{\dot{V}} \quad (\text{U-5})$$

Wie Abbildung 3-6 zeigt hat der Betrachtungszeitraum einen wesentlichen Einfluss auf die fortschreitende Absenkung der Bohrung. /Park, Zhan 2002/ integrieren den Betrachtungszeitraum über die dimensionslose Zeit t_D aus Gleichung (U-6). In Gleichung (U-6) geht die Permeabilität entlang der z-Achse K_z der spezifische Speicherkoeffizient S_s , die Mächtigkeit des Aquifers M und die reale Betrachtungszeit t ein.

$$t_D = \frac{K_z}{S_s * M^2} * t \quad (\text{U-6})$$

Durch einsetzen der Gleichungen (U-1) und (U-2) in (U-7) erhält man die dimensionslose horizontale Distanz zwischen der untersuchten Punktquelle und dem Untersuchungspunkt r_D .

Zusätzlich werden die dimensionslosen Koordinaten der Punktquelle auf der x- und y-Achse x_{0D} und y_{0D} benötigt.

$$r_D = \sqrt{(x_D - x_{0D})^2 + (y_D - y_{0D})^2} \quad (\text{U-7})$$

Des Weiteren gehen die Parameter λ_1 und λ_2 in die Berechnungen ein. Diese werden in Gleichung (U-8) und (U-9) berechnet. Hierzu werden die dimensionslose Länge der Bohrung l_D sowie die Zeitkonstante τ und die dimensionslose Koordinate x_D benötigt.

$$\lambda_1 = \frac{\frac{l_D}{2} + x_D}{2 * \sqrt{\tau}} \quad (\text{U-8})$$

$$\lambda_2 = \frac{\frac{l_D}{2} - x_D}{2 * \sqrt{\tau}} \quad (\text{U-9})$$

Setzt man die Gleichungen (U-3), (U-4), (U-5), (U-6), (U-7), (U-8) und (U-9) in Gleichung (U-10) ein, so erhält man unter Berücksichtigung der Zeitkonstante τ , der Anzahl der Punktquellen n und der dimensionslosen z-Koordinaten der Punktquellen die dimensionslose Absenkung für einen gegebenen Beobachtungspunkt.

$$s_{HD}(x_D, y_D, z_D, x_{0D}, y_{0D}, z_{0D}, t_D) = \frac{\pi}{l_D} * \int_0^{t_D} \dot{V}_{fD}(t_D - \tau) * e^{-\frac{r_D^2}{4\tau}} * \{erf(\lambda_1 + \lambda_2)\} * \left[\begin{array}{l} 1 + 2 * \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n * \pi * z_D) \\ * \cos(n * \pi * z_{0D}) \\ * \exp(-n^2 * \pi^2 * \tau) \end{array} \right] \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad (\text{U-10})$$

Erklärung

Ich, Sören Welter (geb. Reith), geboren am 17. Juni 1986 in Bühl (Baden), erkläre hiermit, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der in der Arbeit angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungskommission vorgelegt.

Karlsruhe, den 07. Dezember 2018

Sören Welter (geb. Reith)

Inhalt

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung kann Tiefengeothermie als erneuerbare Energieform beitragen. Eine mögliche Ursache für den bisher zögerlichen Ausbau der Tiefengeothermie könnte in Unsicherheiten hinsichtlich der Fündigkeit und den zu erwartenden Investitionskosten liegen. Daraus resultierende Risikoaufschläge könnten finanziert werden, wenn es gelingt die Stromgestehungskosten weiter zu senken. Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Arbeit, ob Tiefengeothermie in Deutschland durch die Einbindung innovativer technischer Maßnahmen und unter Berücksichtigung von Risikofaktoren eine signifikante Reduktion der Stromgestehungskosten erreichen kann.

Tiefengeothermische Anlagen zeichnen sich durch einen komplexen Kreislaufprozess aus. Von der Förderung des Thermalwassers als Energieträgermedium über die obertägige Energieumwandlung bis hin zur Reinjektion müssen multiple Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Arbeit ein integriertes Simulationsmodell entwickelt, das alle Bereiche der geothermischen Energiebereitstellung technisch-ökonomisch abbildet und somit eine Bewertung technischer Maßnahmen ermöglicht. Basierend auf dem entwickelten Simulationsmodell wurden die Verbesserung der untertägigen Energiegewinnung, die Effizienzsteigerung der obertägigen Energieumwandlung, die Erhöhung des Nutzungsgrades sowie die Nutzung von Skaleneffekten detailliert technisch-ökonomisch untersucht. Unsicherheiten wurden mittels der Evaluation ausgewählter Risikofaktoren in die Untersuchungen einbezogen.

Es konnte gezeigt werden, dass tiefengeothermische Energiebereitstellung ein erhebliches Potenzial für eine Reduktion von Stromgestehungskosten durch technische Maßnahmen aufweist. Kombiniert man ausgewählte Maßnahmen lässt sich im Vergleich zum Stand der Technik eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 65 % erreichen. Die Ausnutzung von Skaleneffekten sollte dabei prioritär angegangen werden. Die technisch-ökonomische Bewertung von Geothermieprojekten zeigt sich jedoch sensitiv gegenüber den untersuchten Risikofaktoren. Durch eine Kombination mehrerer technischer Maßnahmen erscheint ein weiterer Ausbau der Tiefengeothermie aus technisch-ökonomischer Sicht auch unter Berücksichtigung von Risikofaktoren vielversprechend.