

**Energiespeicherung in Salzkavernen
mit superkritischem CO₂
ESsCO₂**



**INSTITUT FÜR
GEBIRGSMECHANIK
GMBH**



A COMPANY OF
 **GEOSTOCK**
ENTREPOSE



**FACULTY
OF MECHANICAL
ENGINEERING
CTU IN PRAGUE**

Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂

ESsCO2

Auftraggeber: Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Geschäftsbereich Energiesystem: Integration (ESI)
Entwicklung und Systemintegration von Energiespeichern (ESI3)
FKZ: 03ET6154

Teilprojekt A: Kavernenauslegung und Thermodynamik
FKZ: 03ET6154A

Teilprojekt B: Technische Auslegung und Betriebsmodell
FKZ: 03ET6154B

Verbundpartner: IfG - Institut für Gebirgsmechanik GmbH
Friederikenstr. 60, 04279 Leipzig
Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH
Berliner Chaussee 2, 15749 Mittenwalde

assoziierter Partner: CTU - Czech Technical University in Prague
Department of Energy Engineering

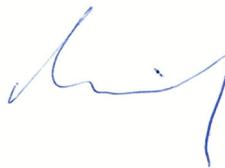
Projektleiter: Dr.-Ing. habil. Wolfgang Minkley

Bearbeiter: Dr. Mathias Brandt
Dipl.-Phys. Dieter Brückner
Dipl.-Geol. Dirk Naumann
Prof. Václav Dostál
Dr. Jan Stepanek
Dipl.- Ing. Jürgen Lehman
Dipl.- Ing. Matthias Schwabe
Dipl.- Ing. Martina Pischner

Ort, Erstelldatum: Leipzig, 20.12.2022



Dr. Christoph Lüdeling
— Prokurist —



Dr.-Ing. habil. Wolfgang Minkley
— Projektleiter —

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Forschungsbericht zugrundeliegende Verbundvorhaben ESsCO₂ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET6154 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1	Projektziel.....	22
2	Projekteinordnung.....	24
2.1	Situation im Energiesektor.....	24
2.2	Situation im Stromsektor.....	28
2.3	Verfügbare Speichertechnologien.....	31
3	Projektbeschreibung.....	36
3.1	Prinzip der Energiespeicherung mit superkritischem CO ₂ (ESsCO ₂).....	36
3.2	Turbinen/Kompressoren für superkritisches CO ₂	38
3.3	ESsCO ₂ als CO ₂ -Senke durch Carbon Capture, Utilization and Storage.....	41
4	Dimensionierung der Kavernen und geomechanische Auslegungsberechnung.....	45
4.1	Festlegung Volumen und Teufenlage.....	45
4.2	Ableitung minimaler und maximaler Speicherdrücke.....	46
5	Experimentelle gesteinsmechanische Untersuchungen.....	47
5.1	Planung der Versuche und Konstruktion spezieller Versuchsaufbauten.....	47
5.2	Herstellung von Steinsalzprüfkörpern und Zementprüfkörpern.....	50
5.3	Bestimmung Perkolationschwelle, Einsetzen druckgetriebener Perkolation (Steinsalz/CO ₂ bzw. Zement/CO ₂).....	53
5.3.1	Steinsalz-Versuch #1.....	55
5.3.2	Steinsalz-Versuch #2.....	57
5.3.3	Steinsalz-Versuch #3.....	58
5.3.4	Steinsalz-Versuch #4.....	60
5.3.5	Steinsalz-Versuch #5.....	61
5.3.6	Steinsalz-Versuch #6.....	62
5.4	Zyklisch belastungsgeregelte thermomechanische Triaxialversuche.....	64
5.4.1	Steinsalz-Versuch #7.....	64
5.4.2	Steinsalz-Versuch #8.....	65
5.4.3	Steinsalz-Versuch #9.....	66
5.5	Versuche zum Dichtheits- und Schädigungsverhalten von Zementstein.....	67
5.5.1	Zement-Versuch #1.....	68
5.5.2	Zement-Versuch #2.....	69

5.5.3	Zement-Versuch #3.....	70
5.5.4	Zement-Versuch #4.....	72
5.6	Auswertung der Versuchsreihen und Ergebnisinterpretation	73
6	Thermomechanische Berechnungen mit fluidmechanischer und Wärmetransport-Kopplung.....	79
6.1	Implementierung thermodynamische Zustandsgleichung CO ₂	79
6.2	Berechnung maximale Ausspeise- und Einspeiserate	81
6.3	Simulation Aufheizung des superkritischen CO ₂ in der Kaverne	88
6.4	Berechnung zum Wärmespeichervermögen und Temperatenausgleich.....	93
6.4.1	Temperaturverteilung im Salzstock	93
6.4.2	Räumliche und zeitliche Temperaturverteilung im Umfeld der Hochdruckkaverne bei konstanter Fluidtemperatur.....	96
6.4.3	Thermische Gewinn/Verlustleistung der Kaverne	99
6.5	Thermodynamische Berechnungen zum Temperaturgang bei zyklischer Belastung 101	
6.6	Berechnungen zur thermomechanischen Schädigung an der Kavernenkontur.....	103
6.6.1	Kontinuumsmechanisches 3D Modell.....	105
6.6.2	Diskontinuumsmechanisches 2D Modell	115
6.7	Berechnung visko-plastische Volumenkonvergenzraten der Kavernen.....	119
6.8	Zusammenfassung der Ergebnisse der numerischen Simulation	120
7	Technische Auslegung der CO ₂ -Turbine und des Kompressors	121
7.1	The simulation code	121
7.2	Preliminary design of the compressor and the turbine	122
7.3	General performance of the cycle, electric power as a function of pressure and temperature in the caverns, thermodynamic analysis.....	129
7.3.1	Design points of the turbine and the compressor.....	129
7.3.2	Operating pressure range	133
7.4	Development of a turbomachinery concept and design	135
7.5	Wall heat transfer and cold start.....	143
7.6	Single and Two-phase pressure drop and wall heat transfer	146
7.7	Inlet and outlet to/from the caves.....	152

7.8	Turbine and compressor performance during operation	157
7.9	Effect of impurities on the efficiency	159
7.10	Optimization of the efficiency.....	160
7.11	Other configurations.....	162
7.12	In-Mine configuration.....	162
7.13	Development of the basic economic model for the operation.....	165
7.13.1	Evaluation Methodology	165
7.13.2	Total capital cost	165
7.13.2.1	Contingency	166
7.13.2.2	Cash flow	166
7.13.2.3	Escalation	166
7.13.2.4	Interest during construction (IDC).....	166
7.13.2.5	Operation and maintenance costs.....	169
7.13.2.6	Fuel costs.....	171
7.13.2.7	Decommissioning.....	171
7.13.2.8	Total busbar costs.....	172
7.13.3	Cost of components	172
7.13.3.1	Cost of Heat Exchangers according to (Dostal, Driscoll, & Hejzlar, 2004) 172	
7.13.3.2	Cost of Turbomachinery according to (Dostal, Driscoll, & Hejzlar, 2004)	173
7.13.3.3	Component cost correlations according to (Alfani, Supercritical CO2 cycles for flexible power generation : techno-economic optimization and part-load operational strategies, 2021).....	174
7.13.3.4	Cost correlations by Carlson et al.....	176
7.13.3.5	Cost correlations by Weiland et al.	176
7.13.3.6	Turbomachinery cost correlations	177
7.13.3.6.1	Turbines.....	177
7.13.3.6.2	Compressors.....	179
7.13.3.6.3	Gearboxes, generators and motors.....	180
7.13.3.6.4	Heat exchangers cost correlation.....	182

7.13.3.6.5	Primary heaters.....	183
7.13.3.6.6	Recuperators	184
7.13.3.6.7	Direct dry air coolers	186
7.13.4	Conclusion	187
8	Technische Auslegung Kaverneninstallation (AP6)	188
8.1	Auslegung der untertägigen technischen Anlagen.....	188
8.1.1	Mehrbarrierenkonzept	188
8.1.2	Gaskavernenspeicher - Stand der Technik.....	190
8.1.3	Auslegung der untertägigen technischen Anlagen für die Speicherung von sCO ₂ 192	
8.1.3.1	Randbedingungen und Verrohrungsszenarien	192
8.1.3.2	Berechnungsgrundlagen und Annahmen für die Rohrdimensionierung ..	193
8.1.3.3	Ergebnisse Dimensionierungsberechnungen	196
8.1.3.4	Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften des Förderstranges	198
8.1.3.5	Bewertung der Ergebnisse	198
8.1.3.6	Fazit Verrohrungsschema	199
8.1.4	Kavernenherstellung	200
8.1.4.1	Prinzip Kavernenherstellung.....	201
8.1.4.1.1	Gesamtablauf.....	201
8.1.4.1.2	Betriebsart, Lösemittel	202
8.1.4.1.3	Blanket.....	202
8.1.4.2	Solkonzept	204
8.1.4.3	Betriebsdaten für Soltechnische Anlagen	205
8.1.5	Temporäre Anpassung der Untertageinstallation zur Erstbefüllung	207
8.2	Auswirkungen des Speichermediums sCO ₂ auf Werkstoffe, Materialauswahl	207
8.2.1	Zementauswahl.....	207
8.2.2	Korrosionsvorgänge an Metallen bei Beaufschlagung mit sCO ₂	209
8.2.2.1	Angenommene Zusammensetzung des sCO ₂ für die Korrosionsbetrachtungen an Werkstoffen aus der Tiefbohrtechnik	210
8.2.2.2	Einfluß von Verunreinigungen im sCO ₂ auf die Korrosion.....	211

8.2.2.3	Weitere Einflussfaktoren auf die Korrosionsrate	212
8.2.2.4	Zusammenfassung der Auswirkungen von sCO ₂ auf Stahlwerkstoffe	213
8.2.3	Auswahl von Rohrmaterialien	213
8.2.3.1	Betrachtete Rohrtouren	214
8.2.3.1.1	Technische Rohrtouren	214
8.2.3.1.2	Letzte zementierte Rohrtour	214
8.2.3.1.3	Förderrohrtour	215
8.2.4	Korrosionsschutzmaßnahmen	216
8.2.4.1	Beschichtung	217
8.2.4.2	Inhibitoren	217
8.2.4.3	Trocknung des Gases und der Kaverne	217
8.2.5	Beeinflussung sonstiger Materialien	218
8.3	Ausrüstungen und Einbautechniken	219
8.3.1	Bohrlochzementage	219
8.3.2	Optimierungsansätze Rohrdimensionierung	222
8.3.3	Schweißtechnische Verarbeitung der ausgewählten Stähle	222
8.3.4	Untere Abdichtung Förderrohrtour	224
8.3.4.1	Packer	224
8.3.4.2	Sonderlösung Versaflex Packer	224
8.3.4.3	Sonderlösung Doppelrohrsektion	224
8.3.5	Untertage Sicherheitsabsperrventil USAV	225
8.4	Nachweis- und Monitoringsysteme	226
8.4.1	Dichtheitsnachweis, initialer Test	226
8.4.1.1	Vorbemerkung	226
8.4.1.2	Anforderungen an einen Dichtheitstest	226
8.4.1.3	Stand der Technik	228
8.4.1.3.1	In-situ-Balance-Methode	229
8.4.1.3.2	In-situ-Kompensationsmethode	230
8.4.1.3.3	Obertägige-Balance-Methode	232
8.4.2	Funktionstest vor der Erstbefüllung mit dem Speichermedium	232

8.4.3	Spezielle Anforderungen an Dichtheitsteste für die Speicherung von sCO ₂ ...	233
8.4.3.1	Sicherheitsanforderungen bei der Testausführung	234
8.4.3.2	Prüf- und Akzeptanzkriterien	234
8.4.4	Akzeptanzkriterien.....	235
8.4.5	Prüfmedium.....	236
8.4.6	Prüfdruck.....	237
8.4.7	Testdauer und Fehlerbetrachtung	237
8.4.8	Auswertungs- und Berechnungsverfahren.....	238
8.4.8.1	Grundlagen	238
8.4.8.2	Rahmenbedingungen für Dichtheitstest.....	239
8.4.8.3	Testablauf und Auswertung Dichtheitstest.....	240
8.4.8.3.1	Auswertung	241
8.4.8.4	Testablauf und Auswertung Funktionstest.....	243
8.4.8.4.1	Auswertung	244
8.4.9	Monitoring	247
8.4.9.1	Phase 1 – Planung.....	248
8.4.9.1.1	Planung von Monitoringsystemen im Bereich Kavernenkopf.....	248
8.4.9.1.2	Festlegung von Grenzwerten	248
8.4.9.1.3	Sensorische Überwachung	249
8.4.9.2	Phase 2 – Betrieb CO ₂ - Speicherung.....	249
8.4.9.2.1	Visuelle Überwachung	249
8.4.9.2.2	Sensorische Überwachung	250
8.4.9.2.3	Mechanische Prüfungen / Überwachungen.....	251
8.4.9.3	Auslegung von Monitoringsystemen im Bereich des Kavernenkopfes für die Speicherung von sCO ₂	253
8.4.9.3.1	Übersicht relevanter zu überwachender Betriebsparameter	254
8.4.9.3.2	Einbindung der Rohrtouren und Messstellen in den Kavernenkopf	255
8.4.9.3.3	Monitoringsysteme zur Erfassung von Axiallaständerungen.....	257
8.4.9.4	Details zur Ausführung der sensorischen Überwachung	260
8.4.9.5	Überwachung USAV / Controlline.....	260

8.4.9.6	Überwachung Dichtheit Kavernenbohrung	261
8.4.9.7	Wireline Messverfahren in der Kaverne.....	262
8.4.9.7.1	Bohrlochmessverfahren	263
9	Technisches Konzept und Auslegung der obertägigen Einrichtungen (AP7)	266
9.1	Entwicklung des Anlagen-Gesamtkonzeptes (CO ₂ und Strom).....	266
9.1.1	Technische Daten und Gestaltungsgrundsätze	266
9.1.2	Betriebszustände und –parameter.....	268
9.1.3	Anlagenkomponenten	270
9.1.4	Konzeptionelles Prozessfließbild	273
9.1.4.1	Grundsätzliches	273
9.1.4.2	Turbinenbetrieb (Energieausspeicherung).....	274
9.1.4.3	Verdichterbetrieb (Energieeinspeicherung)	275
9.1.5	Elektrische Betriebsanlagen.....	276
9.1.6	Auswirkung von Betrieb und betrieblichen Störungen.....	277
9.1.7	Nebenanlagen.....	278
9.2	Medienbedingte Auswahl von Material, Konstruktionsvorgaben und Fertigungsverfahren.....	278
9.2.1	Gefährdungsanalyse und Materialauswahlkonzept.....	278
9.2.2	Technisches Regelwerk und Kenntnisstand	280
9.2.3	Einfluss von Verunreinigungen im CO ₂	281
9.2.4	Einfluss von Salzsole	281
9.2.5	Auslegungsgrundsätze.....	282
9.2.5.1	Planung und Errichtung.....	282
9.2.5.2	Design und Auslegungsparameter	282
9.2.5.3	Liefernormen für Rohrleitungen und Fittings.....	283
9.2.5.4	Rohrspezifikation.....	283
9.2.5.5	Einschraubverbindungen.....	283
9.2.5.6	Dichtungen/Elastomere	284
9.2.6	Rohrleitungsklassen	284
9.2.6.1	Berechnungsgrundlagen	284

9.2.6.2	Zuschlag c1 für Wanddickenunterschreitungen	285
9.2.6.3	Zuschlag c2 - Korrosionszuschlag	285
9.2.6.4	Festigkeitskennwerte und Sicherheitsbeiwerte	286
9.2.6.5	Auslegungstemperatur	286
9.2.6.6	Auslegungsdruck	286
9.2.6.7	Ergebnisse der Berechnungen	286
9.2.7	Vorgaben für Fertigung, Montage, Prüfung und Betrieb	287
9.3	Technische Auslegung der Komponenten zur Anbindung von Kavernen/Kompressor/Turbinen/ Stromanschluss	287
9.3.1	Grundlagen	287
9.3.1.1	CO ₂ -Zustandsgleichungen	287
9.3.1.2	CO ₂ -Stoffeigenschaften	288
9.3.2	sCO ₂ -Trocknungsverfahren	289
9.3.2.1	Zulässiger Wassergehalt zur Begrenzung der Korrosion	289
9.3.2.2	Wassergehalt von sCO ₂	290
9.3.2.3	Hydratbildungsbedingungen von sCO ₂	292
9.3.2.4	Restsolemengen in Salzkavernen	293
9.3.2.5	Verfahrensauswahl	294
9.3.2.6	Auslegungsbeispiel für Adsorption an Molekularsieb A4	295
9.3.2.7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	297
9.3.3	Freiwasser-Abscheidung	297
9.3.4	Komponenten zur Befüllung	300
9.3.5	Sonstige Komponenten für den Turbinenbetrieb	301
9.3.5.1	Regel-, Absperr- und Sicherheitsarmaturen	301
9.3.5.2	Vorwärmer	301
9.3.5.3	Nachkühler	302
9.3.6	Sonstige Komponenten für den Verdichterbetrieb	303
9.3.7	Elektrotechnische und E-/MSR-Betriebsanlagen	303
9.3.8	Elektrischer Netzanschluss	305
9.3.8.1	Allgemeines	305

9.3.8.2	Wahl des geeigneten Anschlusspunktes	305
9.3.8.3	Netzurückwirkungen.....	307
9.3.8.4	Zertifizierung der Erzeugungsanlage.....	307
9.3.8.4.1	Allgemeines	307
9.3.8.4.2	Zertifizierung	309
9.3.8.4.3	Entscheidungshilfe für die Zertifizierung.....	310
9.3.8.4.4	Einheitenzertifikat (EZE-Zertifikat).....	311
9.3.8.4.5	Anlagenzertifikat (EZA-Zertifikat).....	311
9.3.8.4.6	Prototypen - Zertifizierung	312
9.3.8.4.7	Inbetriebsetzungserklärung nach VDE 4110	313
9.3.9	Nebenanlagen.....	313
9.3.9.1	Brenngasversorgung.....	313
9.3.9.2	Druckluftversorgung	314
9.3.9.3	Entspannungssystem	314
9.3.10	Sonstiges	314
9.4	Auslegung der sicherheitstechnischen Einrichtungen und Bauwerke	314
9.4.1	Allgemeines	314
9.4.2	Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Druck.....	316
9.4.3	Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Temperatur.....	318
9.4.4	Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Phasenwechsel	319
9.4.5	Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Korrosion.....	319
9.4.6	Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Emissionen.....	319
9.4.7	Sonstiges	321
10	Technischer Betrieb unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (AP8) 323	
10.1	Planung der Inbetriebnahme der Kavernen inkl. Erstbefüllungskonzept	323
10.1.1	Inbetriebnahmevoraussetzungen	323
10.1.2	CO ₂ -Quelle für Erstbefüllung	323
10.1.3	Erstbefüllung einer Kaverne mit CO ₂	324
10.1.4	Soleabstoß.....	328

10.1.5	Maßnahmen bei Unterbrechung der Befüllung	329
10.1.6	Entleerung einer Kaverne (Fluten).....	330
10.2	Erstellung eines Betreibermodells durch Aufstellen von Business-Cases und prinzipielle Wirtschaftlichkeitsanalyse	332
10.2.1	Grundlagen	332
10.2.2	Beschreibung des anzunehmenden Geschäftsmodells	334
10.2.3	Abschätzung der Investitionskosten	336
10.2.3.1	Grundsätze der Kostenschätzung	336
10.2.3.2	Vergleichbare Investitionskosten eines Erdgasspeichers	337
10.2.3.3	Hochgerechnete Investitionskosten aus den Hauptkomponenten	337
10.2.3.4	Detaillierte Investitionskostenschätzung	337
10.2.3.5	Vergleichbare Investitionskosten eines Druckluftspeichers	338
10.2.4	Abschätzung der Betriebskosten.....	341
10.2.4.1	Personalkosten	341
10.2.4.2	Wartungs- und Instandhaltungskosten	341
10.2.4.3	Sonstige variable Betriebskosten	342
10.2.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	343
10.2.5.1	Zielstellung eines Businessplanes/Betreibermodells	343
10.2.5.2	Erfolgsaussichten eines Businessplanes/Betreibermodells	343
10.2.5.3	Abschätzung einer Wirtschaftlichkeitsschwelle.....	344
10.2.5.4	Wirtschaftlichkeitsschwelle unter Berücksichtigung von CO ₂ Erlösen	347
10.2.6	Zusammenfassung.....	348
10.3	Erste, standortunabhängige Prüfung genehmigungsrechtlicher Aspekte und zeitliche Abschätzung der Verfahrensdauer für die Umsetzung des Projektes	349
10.3.1	Begriffliche und Genehmigungsrechtliche Einordnung nach vorhandenen Rechtsnormen.....	349
10.3.2	Bergrecht, Einordnung nach Bundesberggesetz (BBergG)	350
10.3.3	Umweltverträglichkeitsprüfung und andere Umweltprüfpflichten.....	354
10.3.4	Einordnung nach der Störfallverordnung	357
10.3.5	Abschätzung der Verfahrensdauer	357

10.3.6	Akzeptanz im Anlagenumfeld	359
10.3.7	Besonderheiten des Elektroenergieanschlusses	359
11	Ausblick	361
11.1	sCO ₂ -Energiespeicherbergwerk	361
11.2	Transkritische Energiespeicherung mit CO ₂	364
11.3	Adiabate Druckluftspeicherung	370
11.4	Verwahrung von Kavernen mit CO ₂	373
11.4.1	Konventionelle Kavernenverwahrung mit Sole	373
11.4.2	Natürliche Analoga zur Langzeitspeicherung von CO ₂ im Salzgebirge	375
11.4.3	Vorteil der Kavernenverwahrung mit CO ₂	378
12	Zusammenfassung	380
13	Literaturverzeichnis	387

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1 Einsatzgebiete und technische Parameter von sCO ₂ -Turbinen (Dennis, 2015)	41
Tabelle 5-1 Versuche zur Bestimmung der Perkolationschwelle; Typen und Versuchsbedingungen sowie Druckdifferenzen beim Durchtritt	74
Tabelle 6-1 Eingangsparameter für Temperaturverteilung im Salzstock	94
Tabelle 8-1 Szenarien Rohrtourdimensionierung	192
Tabelle 8-2: Annahmen Porendruck	193
Tabelle 8-3: Annahmen für Frac-Druck	194
Tabelle 8-4: Annahmen für Plastische/Drückende Formationen	194
Tabelle 8-5: Ergebnisse der Dimensionierungsberechnungen	196
Tabelle 8-6: Vor- und Nachteile verschiedener Blanketarten	203
Tabelle 8-7: Zusammenfassung Soldaten	205
Tabelle 8-8: Auslegungsparameter für Soltechnische Anlagen, entsprechend exemplarischen Solparametern	206
Tabelle 8-9: Angenommene exemplarische Zusammensetzung zur Betrachtung der Korrosionserscheinungen an Stählen aus der Tiefbohrtechnik (nach API 5C)	210
Tabelle 8-10: Übersicht verfügbare Axiallast-Monitoringsysteme	259
Tabelle 8-11: Dimensionierung Messstellen	260
Tabelle 9-1 Auslegungsparameter sCO ₂ -Rohrleitungssysteme	282
Tabelle 9-2 Kerbschlagzähigkeitswerte, gefordert	283
Tabelle 9-3 Bauteilnormen, empfohlen	283
Tabelle 9-4 Berechnungsstandards	284
Tabelle 9-5 Bauteilvorschriften	285
Tabelle 9-6 Wanddickenzuschlag C1	285
Tabelle 9-7 Werkstoff-Festigkeitskennwerte	286
Tabelle 9-8 Wassergehalte von CO ₂	292
Tabelle 9-9 Abschätzung der Vorwärmerleistung und –kosten	301
Tabelle 9-10 Abschätzung der Nachkühlerleistung und –kosten	303
Tabelle 10-1 Parameter sCO ₂ -Gaserstbefüllung/Soleentleerung	324
Tabelle 10-2 Sättigungskonzentrationen und –dichten reiner NaCl-Sole	329
Tabelle 10-3 Spezifische Investkosten für einen ESsCO ₂ -Speicher	343
Tabelle 11-1 Wärmekapazitäten verschiedener Stoffe in Abhängigkeit von Temperatur und Druck	368
Tabelle 11-2 Leistungsparameter für adiabaten Druckluftspeicher Pilotanlage Staßfurt mit Hochtemperatur-Hochdruck Wärmespeicher über Tage nach (Moser P., 2014) (Crotofino & Hübner, 2008)	372

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Primärenergieverbrauch in Deutschland, im Rückblick der letzten 30 Jahre und mit Zielen in 10 und 30 Jahren	24
---	----

Abbildung 2-2 Anteiliger Primärenergieverbrauch nach Energieträgern vor 30 Jahren und heute	25
Abbildung 2-3 Eingespeiste Nuklearenergie nach Weltregionen (nach IAEA).....	25
Abbildung 2-4 Stromerzeugung regenerative Energien und Verbrauch in Deutschland 6.10. bis 6.11.2019 (Agora, 2019)	29
Abbildung 2-5 Zukünftiger Speicherbedarf zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern in Abhängigkeit vom Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland (Buttler & Spliethoff, 2016)	31
Abbildung 2-6 Speichertechnologien für Strom und Einsatzbereiche (Zeller & Totschnig, 2016). In der Grafik sind Pumpspeicher in Österreich mit langen Entladezeiten angegeben.	32
Abbildung 2-7 Pumpspeicher-Wasser-Kraftwerk Goldisthal, Realisierungszeitraum 30 Jahre: Speichervolumen 12 Mio. m ³ , Gesamtleistung 4 x 265 MW = 1060 MW, Arbeitsvermögen 8480 MWh, Entladezeitraum 8,3 h, Anfahrzeit 98 s	33
Abbildung 2-8 Druckluftspeicherung in Salzkavernen mit Gasturbinen-Kraftwerk Huntorf (Crotogino, 2003)	34
Abbildung 2-9 Adiabates Druckluftspeicherprojekt ADELE mit 50 m hohem Hochtemperatur-Hochdruck-Wärmespeicher an der Tagesoberfläche (Moser, 2014).....	35
Abbildung 3-1 Grundprinzip für ein Kavernenspeicherkraftwerk im Salzgebirge mit Hochdruck- und Niederdruckkaverne und übertägiger Anordnung von sCO ₂ -Turbine und Kompressor.....	36
Abbildung 3-2 Links: Superkritischer CO ₂ Brayton Kreislauf mit Rekuperator für einen Kernreaktor. Rechts: Größenvergleich von Dampf-, Helium- und superkritischer CO ₂ - Turbine (Dostál et al., 2004 und 2006)	39
Abbildung 3-3 Prototyp sCO ₂ -Turbine mit einer Leistung von 10 MW für Temperaturen bis 704°C und Drücke bis 248 bar (25 MPa) skalierbar bis 450 MW https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/us-engineers-achieve-hottest-sco2-turbine-solarreserve-sell-australian-csp	39
Abbildung 3-4 Prinzip geothermisches Kraftwerk mit CO ₂ -Kreislauf (Glos et al., 2019).....	40
Abbildung 3-5 Links: Durch eine Sprengung am 1.10.2013 geöffnete natürlich entstandene CO ₂ Kaverne mit einem Volumen von ca. 100.000 m ³ in der Grube Unterbreizbach Rechts: CO ₂ -Gletscher nach einem Bohrloch blow-out.....	42
Abbildung 3-6 Links: Geplantes CO ₂ -Pipeline Transportnetz von Open Grid Europe (OGE) grün: Startnetz 964 km bis 2028, grau: späterer Netzausbau. Rechts: Verbleibende CO ₂ Emissionen in Deutschland 2045 aus Industrie und Energiesektor https://co2-netz.de/en	44
Abbildung 4-1 Vorschlag geometrische Auslegung der Kavernenbauwerke links) Niederdruckkaverne 800.000 m ³ und rechts) Hochdruckkaverne 1.000.000 m ³	45
Abbildung 5-1 Blick in das Prüflabor des IfG Leipzig mit den servohydraulischen Prüfmaschinen	48
Abbildung 5-2 Servohydraulisches Prüfsystem D2000 (links) mit eingesetzter beheizbarer Triaxialzelle und Durchströmungskonfiguration (rechts).	49
Abbildung 5-3 Links: (im Hintergrund) Prüfmaschine mit beheizter Triaxialzelle sowie CO ₂ - Druckgasflasche, Wasserersetzer und Druckbooster; Rechts: Druckbooster (MAXIMATOR)	50
Abbildung 5-4 Prinzipdarstellung von axialer (links) sowie radialer Konfiguration (rechts). In der radialen Konfiguration markieren die blauen Linien die Metallgaze bzw. die Sinterplatte, die migriertes Fluid entlang der Mantel- und Stirnflächen auffangen und ableiten.	52

Abbildung 5-5 Fertig präparierte Prüfkörper aus Links: Steinsalz und Rechts: Zement.....	53
Abbildung 5-6 Phasendiagramm von Kohlenstoffdioxid CO ₂ (Quelle: Wikipedia).....	54
Abbildung 5-7 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #1 bei 50°C Zelleninnentemperatur	56
Abbildung 5-8 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #1. Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (in Auflicht bzw. Durchlicht) bzw. Rechts: nach Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)	56
Abbildung 5-9 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #2 bei 80°C Zelleninnentemperatur	57
Abbildung 5-10 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #2. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Durchlicht) bzw. Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit verfärbter zentraler Druckkammer) nach Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)	58
Abbildung 5-11 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #3 mit erstem Durchschlag, Verheilungsphase und zweiten Durchschlag bei 80°C Zelleninnentemperatur.....	59
Abbildung 5-12 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #3. Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auf- und Durchlicht) bzw. Rechts daneben: nach dem Versuch und Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten).....	59
Abbildung 5-13 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #4 bei Raumtemperatur; Extensionsregelung mit aktivem Axialspannungsabbau ab ca. 25,5 h und massiver Durchschlag bei 28,2 h Versuchsdauer	61
Abbildung 5-14 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #4. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auflicht); Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit deutlich verfärbter zentraler Druckkammer) nach Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)	61
Abbildung 5-15 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #5 bei 30°C Zelleninnentemperatur	62
Abbildung 5-16 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #6 bei 120°C Zelleninnentemperatur	63
Abbildung 5-17 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #6. Links: Prüfkörper NACH dem Versuch (im Auflicht) mit zahlreichen punktuellen Austrittsstellen des Farbtacers; Rechts: NACH dem Versuch (im Durchlicht); mit deutlich verfärbtem Bereich der Druckkammer; der Schichtung folgend).....	63
Abbildung 5-18 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #7 mit zyklischer Belastung (orange: Ent- und Wiederbelastung der Axialspannung) bei 30°C Zelleninnentemperatur.....	65
Abbildung 5-19 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #8 mit zyklischer Belastung (orange: Belastung / Entlastung der Axialspannung); Temp.: 50°C	66
Abbildung 5-20 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #8. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auflicht); Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit deutlich verfärbtem Bereich der zentralen Druckkammer) nach Injektion des Farbtacers (mit zahlreichen punktuellen Durchtrittspunkten)	66
Abbildung 5-21 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #9 mit zyklischer Belastung (orange: Belastung / Entlastung der Axialspannung); Temp.: 23°C (Raumtemperatur)	67
Abbildung 5-22 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #1; Temp.: 23°C	69

Abbildung 5-23 Prüfkörper des ersten Zement-Dichtheitsversuches; mittig in den Fotos ist der Bereich der Druckkammer am Ende der Injektionssonde zu erkennen.....	69
Abbildung 5-24 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #2; Temp.: 30°C; 2-facher Durchschlag bei -8 bzw. -1,5 MPa Druckdifferenz $\sigma_{\min} - p_{fl}$	70
Abbildung 5-25 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #3; Temp.: 50°C	71
Abbildung 5-26 Fotodokumentation des Austritts des Farbtracers welcher den CO ₂ -Durchtritt visualisiert	71
Abbildung 5-27 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #4; Temp.: 80°C	72
Abbildung 5-28 Fotodokumentation des Austritts des Farbtracers welcher den CO ₂ -Durchtritt visualisiert (Zement-Versuch #4)	73
Abbildung 5-29 Laborversuche zur Perkolationschwelle von sCO ₂ /CO ₂ an Steinsalzprüfkörpern (hellgrüne Punkte) und Bohrlochzement (dunkelgrüne Dreiecke) im Temperaturbereich von 20°C bis 120°C und Definition maximaler Speicherdruck (gestrichelte rote Linie)	76
Abbildung 5-30 Perkolationschwelle von Steinsalz bei Druckbeaufschlagung mit verschiedenen Fluiden im flüssigen, gasförmigen und superkritischem Aggregatzustand im Temperaturbereich von 20°C bis 180°C	77
Abbildung 6-1 Moody Diagramm zur graphischen Bestimmung des Darcy Reibungsfaktors (Quelle: Wikipedia)	82
Abbildung 6-2 Mittlere Strömungsgeschwindigkeit als Funktion des Rohrtourdurchmessers für verschiedene Massenstromraten und eine Dichte von 600 kg/m ³	84
Abbildung 6-3 Druckverlust pro km Rohrtour als Funktion des Rohrdurchmessers für verschiedene Flussraten	85
Abbildung 6-4 Druckverlauf in 0,3 m Rohrtour zu Beginn eines Entspannungszyklus, berechnet mit Comsol Multiphysics. Achsenbeschriftung bezieht sich jeweils auf die Lage, Farbskala in oben genannten Einheiten	87
Abbildung 6-5 Verlauf der a) Strömungsgeschwindigkeit, b) Temperatur c) Dichte und d) Reynoldszahl in einer 0,3148 m Rohrtour zu Beginn eines Entspannungszyklus	88
Abbildung 6-6 Theoretische Leistung der Turbine unter adiabatischen Bedingungen als Funktion von Druck und Temperatur am Eingang bei festgelegtem Ausgangsdruck (TU Prag)	90
Abbildung 6-7 Theoretische Leistung der Turbine unter adiabatischen Bedingungen als Funktion von Druck und Temperatur am Eingang bei festgelegtem Ausgangsdruck im erweiterten Temperaturbereich (TU Prag)	91
Abbildung 6-8 Aufgenommene Energie um eine bestimmte Zieltemperatur in der Hochtemperaturkaverne einzustellen	93
Abbildung 6-9 Temperaturverteilung in zwei generischen Salzstockmodellen (links, blau) Salzstockoberkante bei 300 m Teufe (rechts, rot) Salzstockoberkante bei 700 m, Kavernen schematisch dargestellt	94
Abbildung 6-10 Temperaturverlauf entlang der Symmetrielinie Salzstockmitte, (gepunktet) numerisch, (durchgezogen) Approximation mit linearen Abschnitten (blau) Salzstockkante bei 300 m Teufe (rot) Salzstockkante bei 700 m Teufe, sowie konservative Approximation, die in keinem Bereich die Temperatur überschätzt	95

Abbildung 6-11 (links) Lokationen der betrachteten Messpunkte (rechts) Temperatur als Funktion der Zeit an ausgewählten Messpunkten für einen initialen Temperaturunterschied von 9,5 KC	97
Abbildung 6-12 Temperaturprofil entlang horizontaler Symmetrieebene der Kaverne für verschiedene Zeitstufen	98
Abbildung 6-13 11 (links) Lokationen der betrachteten Messpunkte (mitte) Temperatur als Funktion der Zeit an ausgewählten Messpunkten für einen initialen Temperaturunterschied von 50°C (rechts) Temperaturprofil entlang horizontaler Symmetrieebene der Kaverne für verschiedene Zeitstufen	99
Abbildung 6-14 Wärmeverluste beziehungsweise Gewinne als Funktion der Zeit für verschiedene initiale Temperaturdifferenzen zwischen Gleichgewichtswert und CO ₂ -Temperatur.....	100
Abbildung 6-15 Zu erwartender Druck in der Hoch- (rot, rechts) und Niederdruckkaverne (blau, links) als Funktion der Zeit in den ersten 10 Speicherzyklen.....	102
Abbildung 6-16 Zu erwartende Temperatur in der Hoch- (rot, rechts) und Niederdruckkaverne (blau, links) als Funktion der Zeit in den ersten 10 Speicherzyklen.....	103
Abbildung 6-17 Temperaturverteilung im Umfeld der Kaverne nach einer langsamen Erstbefüllung (thermisches Gleichgewicht wird angenommen).....	106
Abbildung 6-18 Temperaturverlauf im CO ₂ (links, Magenta) sowie in Kavernenkontur im Sumpf (links und rechts grün) und Dach (links rot, rechts Cyan) der Kaverne über 5 (links) bzw. 30 (rechts) Zyklen	107
Abbildung 6-19 von-Mises Vergleichsspannung im entleerten Zustand nach 45 Speicherzyklen.....	108
Abbildung 6-20 Akkumulierte Schädigung nach 45 Zyklen aus deviatorischer (links) und tensiler Belastung (rechts).....	109
Abbildung 6-21 Ausnutzungsgrad der Festigkeit im Druckminimum nach 45 Zyklen	109
Abbildung 6-22 Initiale Temperaturverteilung und Temperaturgang im Sumpf und Dach der Kaverne über die ersten drei Zyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe.....	111
Abbildung 6-23 Minimale und Maximale Spannungskomponenten nur bei Temperaturänderung (links) und nur bei Druckänderung (rechts) für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe	112
Abbildung 6-24 Minimale und Maximale Spannungskomponenten bei Temperatur- und Druckänderung für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe.....	113
Abbildung 6-25 von-Mises Vergleichsspannung im entleerten Zustand nach 4 Speicherzyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe.....	114
Abbildung 6-26 Ausnutzungsgrad der Festigkeit im Druckminimum nach 4 Zyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe	115
Abbildung 6-27 Zerlegung in Voronoielemente im konturnahen Bereich, nach Entfernung bereits abgelöster Elemente nach 180 Tagen.	116
Abbildung 6-28 Minimale Hauptspannung im Druckminimum nach 180 Zyklen	117
Abbildung 6-29 Maximale Hauptspannung im Druckminimum nach 180 Tagen.....	118
Abbildung 6-30 Fluiddruck auf den Gesteinskontakten im Druckminimum nach 180 Zyklen	119
Abbildung 6-31 Konvergenz der Hochdruckkaverne über einen Zeitraum von 500 Tagen (blau: Zyklische Befüllung, Rot, mittlere Druck)	120

Abbildung 8-1: schematische Darstellung einer Packerkomplettierung für die Erdgasspeicherung - Stand der Technik.....	191
Abbildung 8-2: Schematische Darstellung Packerkomplettierung	192
Abbildung 8-3: schematische Darstellung einer für ESsCO ₂ geeigneten und realisierbaren Kavernenkomplettierung.....	200
Abbildung 8-4: Entwurfparameter Kavernendimensionierung als Zielvorgabe für das Solkonzept	204
Abbildung 8-5 Darstellung der überlagerten Konturen der einzelnen Soletappen LPC (links) und HPC (rechts), nicht maßstäblich	206
Abbildung 8-6: Schematische Darstellung der In-situ-Balance-Methode (hier: SoMIT®-Verfahren)	229
Abbildung 8-7: Schematische Darstellung der In-situ-Kompensationsmethode	231
Abbildung 8-8: Schematische Darstellung des Funktionstestes.....	233
Abbildung 8-9: Druckverläufe im Tubing und im RR Tubing - Teststrang beim Dichtheitstest	241
Abbildung 8-10: Entwicklung Verlustrate unter Prüfdruck über den Testzeitraum.....	242
Abbildung 8-11: Druckverlauf Steigraum Ringräume während des Funktionstests	245
Abbildung 8-12: Visuelle Auswertung hydraulischer Drucktest	246
Abbildung 8-13: Druckänderungsrate zur Auswertung hydraulischer Druckteste.....	247
Abbildung 8-14: Übersicht zu überwachender Kräfte und Drücke im Bereich der Bohrlochinstallation	254
Abbildung 8-15: Übersicht Einbindungen verschiedener Rohrtouren in den Kavernenkopf.....	255
Abbildung 8-16: Bestandteile einer Rohrtourabdichtung im Kavernenkopf.....	256
Abbildung 8-17: Kräfteverlauf in Rohrtouren.....	257
Abbildung 9-1 Enthalpie-Druck-Diagramm [www.chemicalogic.com].....	269
Abbildung 9-2 Korrekturfaktor für CO ₂ -Wassergehalt über Sole (Hassanzadeh, 2011).....	291
Abbildung 9-3 Horizontaler Abscheider mit Boot (Peco-Facet, 2009)	299
Abbildung 9-4 Zertifizierungsablauf (aus: E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)	310
Abbildung 10-1 Durchschnittliche spezifische Investitionskosten von Speichertechnologien (Fraunhofer, 2014)	339
Abbildung 10-2 spezifische Investitionskosten nach Technologie und Anwendungsfall (Fraunhofer, 2014)	339
Abbildung 10-3 Bandbreite für Investitionen in Großspeicher (Genoese, 2013).....	340
Abbildung 10-4 Durchschnittliche Instandhaltungskosten (Becker, 2000).....	342
Abbildung 10-5 Erlöspotenzial Elektroenergie (Spotpreise_Stromboerse_Leipzig, 2021) ...	346
Abbildung 10-6 Preisentwicklung EU-Emissionshandel EEX CO ₂ - Zertifikate (EEX EUA) 2022 (https://first-energy.net/co2-zertifikate/co2-preisentwicklung).....	347
Abbildung 11-1 Berechnungen zur sCO ₂ -Turbinenleistung in Abhängigkeit vom Eingangsdruck und der Temperatur bei Turbinenausgangsdruck von 7,4 MPa.	361

Abbildung 11-2 Berechnungen zur sCO ₂ -Turbinenleistung in Abhängigkeit vom Eingangsdruck und der Temperatur bei einem Turbinenausgangsdruck von 10 MPa (Minkley et al., 2021)	362
Abbildung 11-3 Prinzipschema sCO ₂ -Energiespeicherbergwerk in einem Salzstock mit Leistung im GW-Bereich.....	363
Abbildung 11-4 Energy Dome: Transkritische adiabatische CO ₂ Energiespeicherung übertage (Maccarini, 2021): Hochdrucktanks aus Stahl bei Drücken < 100 bar, Niederdrucktank für Atmosphärendruck mit Kunststoffhülle, Pilotprojekt 2,5 MW Leistung, kommerziell 25 MW und 100 MWh	365
Abbildung 11-5 Prinzip der transkritischen adiabaten Druckspeicherung von CO ₂ mit Hochdrucktank HPT und thermischen Energiespeicher TES im Schacht, Niederdruckreservoir LPR in Grubenbauen, CO ₂ -Turbine und Kompressor übertage (Bartela, Sotorek-Osikowska, Dykas, & Stanek, 2021)	366
Abbildung 11-6 Transkritische thermomechanische Energiespeicherung mit CO ₂ . Bei 300°C und 170 bar beträgt die Dichte des superkritischen CO ₂ in der Kaverne 163 kg/m ³ und der gravitationsbedingte Druckverlust von der untertägigen Kaverne bis zum Eingang der CO ₂ -Turbine übertage nur 15 bar	367
Abbildung 11-7 Temperaturentwicklung bei transkritischer Kompression von CO ₂	368
Abbildung 11-8 Grundprinzip der transkritischen thermomechanischen adiabatischen CO ₂ -Energie-speicherung mit Hochdruckspeicherkaverne und stillgelegtem Salzbergwerk als Niederdruckreservoir in einem geschlossenen Kreislauf (Minkley, Brandt, Dostal, & J., Energy storage in salt caverns with supercritical CO ₂ , 2022)	370
Abbildung 11-9 Kavernenförmiger Hochtemperatur-Hochdruck Wärmespeicher übertage für adiabaten Druckluftspeicher bestehend aus druckstabiler Betonumhüllung und Wärmespeichermaterial (Crotogino & Hübner, 2008)	371
Abbildung 11-10 Prozessfließbild des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks (links) sowie Kompressoraustrittstemperatur und-druck für gegebene isentrope Wirkungsgrade (rechts), (Zunft S. e., 2011)	372
Abbildung 11-11 Gekoppelte mechanisch-hydraulische Modellberechnung zum Auspressen von Sole aus verschlossener Kaverne durch druckgetriebene Perkolation	374
Abbildung 11-12 Druckaufbau in der Kaverne BAS-2 beim In- situ-Test zur Kavernenverwahrung mit Sole (van Heekeren et al., 2009)	375
Abbildung 11-13 Blick in den Eingangsbereich des Kavernenhohlraums nach dem CO ₂ -Ausbruch vom 01.10.13 in der Grube Unterbreizbach (links) und geologisches Profil der Salzlagerstätte (blau) mit Dimensionen des Kavernenhohlraums (rechts)	377
Abbildung 12-1 Verschiedene CO ₂ -Preise: Empfehlung für das Umweltministerium vom DIW bzw. dem Sachverständigenrat für Wirtschaft (MCC/PIK) sowie Umsetzung durch das Klimakabinett und Nachbesserung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes – BEHG am 8. Oktober 2020 im Bund.....	384

1 Projektziel

Zur Erlangung von Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 ist ein grundlegender Umbau im Energiesektor geplant. Bei der Stromerzeugung wird dabei auf einen verstärkten Ausbau von Windenergie und Photovoltaikanlagen gesetzt, mit der Zielstellung ein Vielfaches der gegenwärtig installierten Leistung zu erreichen. Um die dadurch generierten extremen volatilen Stromerzeugungsspitzen bei steigenden Leistungsgradienten möglichst ohne Abregelung und Netzüberlastung auffangen zu können, werden Spitzenlastspeicher bzw. Kurzzeitspeicher erforderlich. Bei Erzeugungslücken müssen sie kurzfristig einspringen, um die Netzstabilität zu gewährleisten (Spitzenlastglättung).

Die wetterabhängigen erneuerbaren Energien auf Basis von Wind und Sonne sind mit einer geringen gesicherten Leistung von nur wenigen Prozent nicht grundlastfähig. Da in Deutschland die Kernkraftwerke bis Mitte April 2023 und die fossilen Kohlekraftwerke bis spätestens 2038 abgeschaltet werden sollen, verbleibt als Brückentechnologie bis zur Entwicklung einer großtechnisch einsetzbaren Wasserstofftechnologie und dem Bau von Langzeitspeichern für H₂ und synthetisches Methan aus Wasserstoff und CO₂ durch Power-to-Gas nur fossiles Erdgas.

Neben Backup-Gasturbinenkraftwerken sind Energiespeicher, Kurzzeit- und Langzeitspeicher, zur Glättung von tages- und jahreszeitlichen Schwankungen ein essentieller Baustein für ein versorgungssicheres Stromnetz beim weiteren Ausbau der regenerativen Energien Wind und Sonne in Deutschland, um die zunehmend volatile und nicht bedarfsgerechte Stromerzeugung mit ihrer geringen gesicherten Leistung in das Energiesystem zu integrieren.

Projektziel ist die Entwicklung eines Grundkonzeptes für eine neuartige Speichertechnologie, ein innovatives, emissionsfreies Kavernenspeicherkraftwerk mit superkritischem CO₂ als Druckspeichermedium in einem geschlossenen Kreislauf. Ein sCO₂-Kurzzeitenergiespeicher ist vergleichbar einem Pumpspeicherkraftwerk mit dem Unterschied, dass statt Wasser superkritisches CO₂ verwendet wird und die Speicherung nicht an der Tagesoberfläche in einem Ober- und Unterbecken erfolgt, sondern in einer Hoch- und Niederdruckkaverne untertage im Salzgebirge. Zielgröße für ein Kavernenspeicherkraftwerk mit sCO₂ bestehend aus zwei Kavernen ist eine Leistung von 100 MW.

Im Unterschied zu Pumpspeicherkraftwerken ist das Potential zur Speicherung in Salzkavernen in Deutschland bei weitem nicht ausgeschöpft. Gerade in Norddeutschland befinden sich geeignete Salzstöcke in unmittelbarer Nähe der Regionen, in denen auch der meiste Wind-

strom on- und offshore erzeugt wird, sodass ein großskaliger Energiespeicherbau bei geringem Flächenverbrauch möglich ist.

Superkritische CO₂-Turbinen stellen eine technische Erneuerung der Energieumwandlung dar, an deren Entwicklung weltweit für verschiedene Anwendungsbereiche geforscht wird.

Für das langfristige Ziel zur Erreichung der Klimaneutralität sind für die verbleibenden CO₂-Quellen aus Industrie und anderen Bereichen CO₂-Senken erforderlich. Hierfür kann der Bau von sCO₂-Energiespeichern durch Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) einen wichtigen Beitrag leisten.

Die angestrebte Stromerzeugung allein auf Basis Erneuerbarer Energien setzt einen Durchbruch bei den Energiespeichertechnologien voraus.

Zur Erreichung des Projektzieles wurden die folgenden fachlichen Arbeitspakete von den Projektpartnern Institut für Gebirgsmechanik GmbH (IfG), Czech Technical University in Prague, Department of Energy Engineering (CTU) und Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH (UGS) bearbeitet:

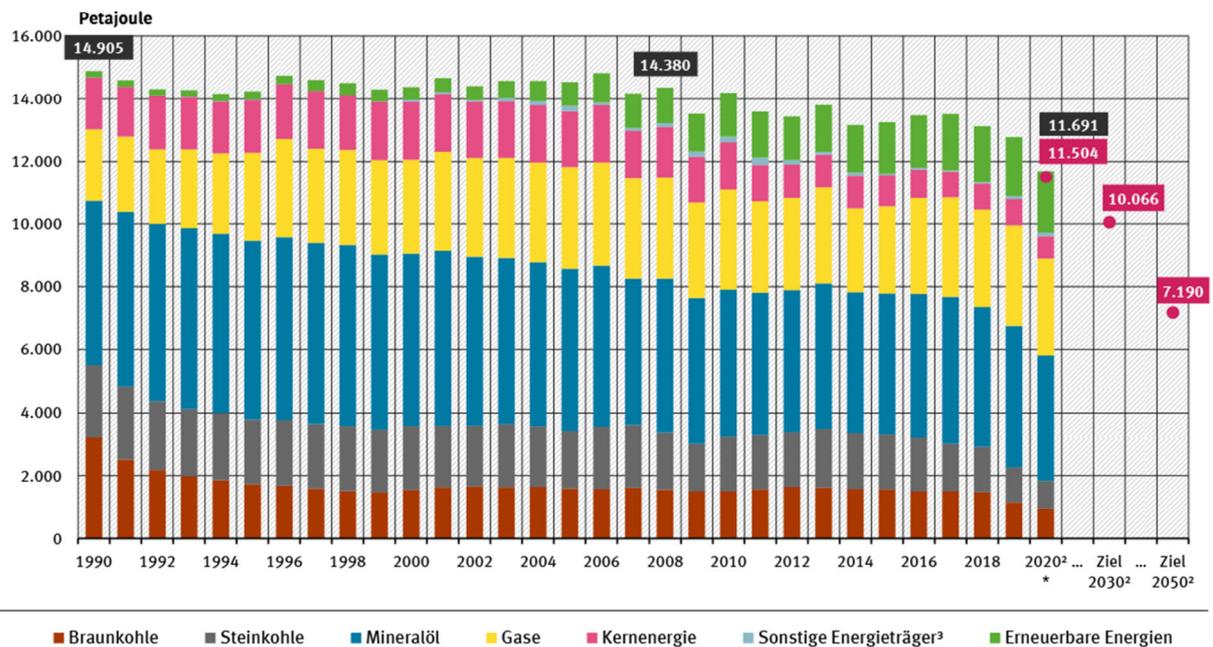
- Dimensionierung der Kavernen und geomechanische Auslegungsberechnungen (IfG)
- Experimentelle gesteinsmechanische Untersuchungen im servohydraulischen Versuchsfeld (IfG)
- Thermomechanische Berechnungen mit fluidmechanischer- und Wärmetransport-Kopplung (IfG)
- Technische Auslegung der superkritischen CO₂-Turbine und des Kompressors sowie Abschätzung ökonomischer Grunddaten für Turbomaschinerie (CTU)
- Technische Auslegung Kaverneninstallation (UGS)
- Technisches Konzept und Auslegung der obertägigen Einrichtungen (UGS)
- Technischer Betrieb unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (UGS)

2 Projekteinordnung

2.1 Situation im Energiesektor

In den nächsten Jahrzehnten stehen der gesamten Welt mit hoher Wahrscheinlichkeit erhebliche Veränderungen im Energiesektor bevor. Auch wenn nicht alle Staaten hierbei die gleichen Ziele teilen, zeichnet sich doch ab, dass Kohlenwasserstoffe, die bisher für den größten Teil der Primärenergie eingesetzt werden, (siehe Abbildung 2-1 für das Beispiel Deutschland, nach Umweltbundesamt) an Bedeutung verlieren werden.

Primärenergieverbrauch¹



* vorläufig

¹ Berechnungen auf der Basis des Wirkungsgradansatzes

² Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung: Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% (Basisjahr 2008)

³ Ziel der Energieeffizienzstrategie 2050: Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2030 um 30% und bis 2050 um 50% (Basisjahr 2008)

³ sonstige Energieträger: Grubengas, nicht-erneuerbare Abfälle und Abwärme sowie der Stromaustauschsaldo

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2019, Stand 09/2020; für 2019, 2020, AG Energiebilanzen, Primärenergieverbrauch, Stand 12/2020

Abbildung 2-1 Primärenergieverbrauch in Deutschland, im Rückblick der letzten 30 Jahre und mit Zielen in 10 und 30 Jahren

Eine solche Tendenz ist bereits über die letzten 30 Jahre zu beobachten (siehe Abbildung 2-2). Auffallend ist hierbei, dass insbesondere der Einsatz von Kohle zurückgegangen ist. Der Verbrauch von Mineralöl ist in absoluten Zahlen zurückgegangen, bleibt anteilig aber konstant. Der Verbrauch von Gas hat sowohl in absoluten, als auch in relativen Zahlen zugenommen. Hierbei ist das Jahr 2020 vielleicht nicht in allen Punkten als repräsentativ zu betrachten, die für die folgenden Überlegungen notwendigen Schlussfolgerungen können dennoch ohne erhebliche Fehler gezogen werden.

Primärenergieverbrauch¹ nach Energieträgern

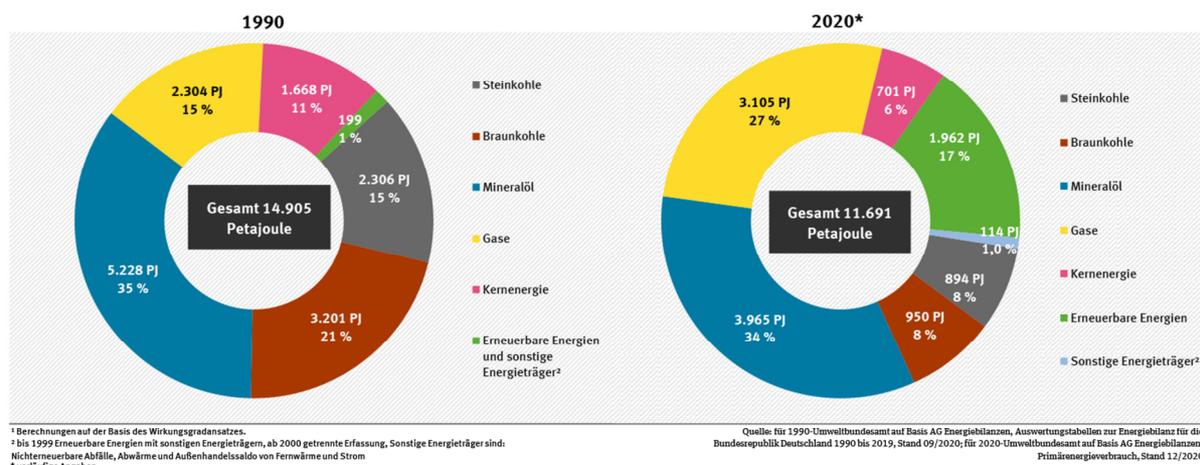


Abbildung 2-2 Anteiliger Primärenergieverbrauch nach Energieträgern vor 30 Jahren und heute

Dies ergibt sich vor allem aus der Betrachtung derjenigen Energieträger, die nicht zur Kohlenwasserstoffgruppe gehören, der Kernenergie und den Erneuerbaren Energien.

Deutlich ist zu erkennen, dass sich der Anteil der Kernenergie in Deutschland halbiert hat, und die Abschaltung der verbleibenden Kapazität steht unmittelbar bevor. Diese Tendenz ist nicht in allen Staaten weltweit zu beobachten, verschiedene Staaten bauen Erzeugungskapazität zu, oder ersetzen zumindest existente Kapazität. In Abbildung 2-3 ist die jährlich erzeugte Energie aus Kernkraftwerken zu sehen. Seit ca. 20 Jahren ist hier nur noch ein geringer Zuwachs zu verzeichnen.

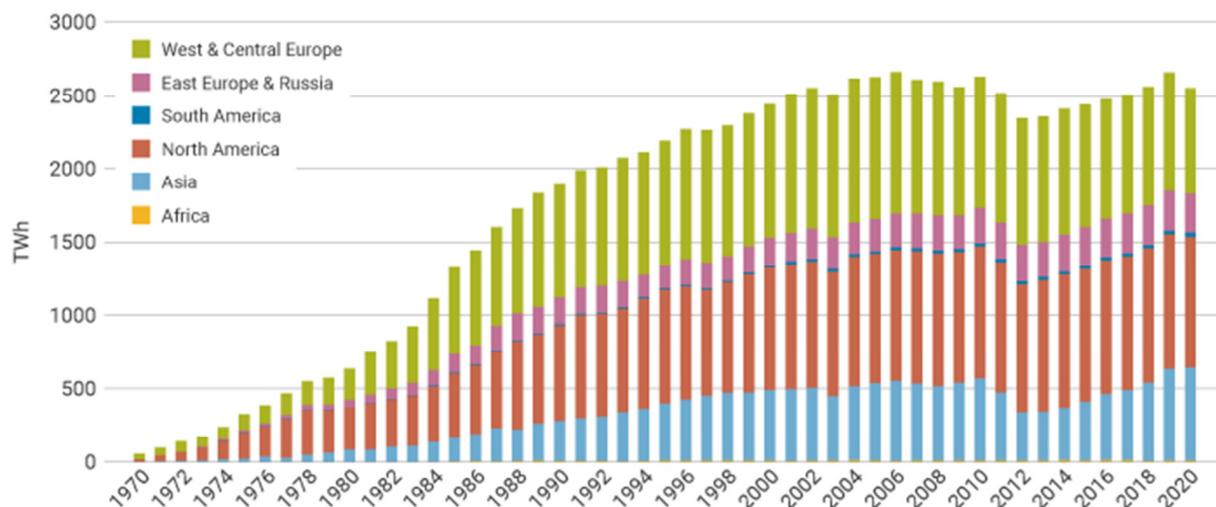


Abbildung 2-3 Eingespeiste Nuklearenergie nach Weltregionen (nach IAEA)

Besonders fällt auf, dass bis 1986 ein kontinuierlicher Zuwachs der neugebauten Kapazität erfolgte, was zu einem überlinearen Anwachsen der bestehenden Kapazität in diesem Zeitraum führte (vergleiche Abbildung 2-3). In den darauffolgenden Jahren ist ein deutlicher Rückgang der jährlich neu installierten Kapazität zu verzeichnen. Seit ca. 25 Jahren verharrt diese weltweit auf niedrigem Niveau. Da die bestehenden Anlagen altern, ist mit einer zunehmenden Außerdienststellung der vor 40 bis 60 Jahren installierten Erzeugerkapazität zu rechnen. Sollte ein Ersatz durch andere Nuklearanlagen erfolgen, werden die neuen Anlagen die gegenwärtigen Sicherheitsstandards einhalten müssen, die an nahezu allen Standorten weltweit gestiegen sind. Ob dies erfolgen wird, hängt sowohl von der Akzeptanz in der Bevölkerung als auch von der Frage ab, ob ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb möglich ist.

Allerdings wird weltweit auch an verschiedenen Nukleartechnologien geforscht. In China z.B. (Zhang Z. W., 2006) (Zhang Z. H., 2014) wird die in Deutschland in der damaligen Kernforschungsanlage Jülich begonnene Entwicklung (Küppers, Hahn, Heinzl, & Weil, 2014) (Cleve, 2020) eines heliumgekühlten Hochtemperaturreaktors auf Thoriumbasis (AVR, THTR 300) fortgeführt (Martin, 2016). 2020 ging der erste 105 MW Block dieser Bauart (HTR-PM Hochtemperatur-Pebbel Bed Module) in Shidaowan in Betrieb. In den nächsten Jahren sollen 18 weitere Module errichtet werden, die als Brennstoff Thorium verwenden, das als Abfallprodukt bei der Gewinnung Seltener Erden derzeit ungenutzt anfällt. Die Prozesswärme bei hohen Temperaturen ist insbesondere geeignet zur Herstellung von Wasserstoff durch thermische Spaltung von Wasser und zur Synthese von Kohlendioxid (CO₂) und Wasser (H₂O) zu Methan oder höherwertigen Kohlenwasserstoffen.

Eine weitere Entwicklung, die in den USA begann (Oak Ridge National Laboratory), ist der Flüssigsalzreaktor (Molten Salt Reactor), an dem u.a. in China und den USA geforscht wird (Hargraves, 2021). In China hat bereits ein 2 MW Thorium-Flüssigsalzreaktor den Testbetrieb aufgenommen (Nature, 2021). Salzreaktoren werden bei 600-700 °C und atmosphärischem Druck betrieben, so dass keine Probleme hinsichtlich Sicherheitsbehälter, verdampfendes Kühlmittel oder Unfällen mit schmelzendem Brennstoff bestehen (MIT NRL, 2020). Bei den hohen Temperaturen sind superkritische CO₂-Turbinen zur Umwandlung von Wärme in mechanische Energie und damit elektrischen Strom geeignet (Hargraves, 2021) (Zou, 2019).

In Deutschland wurde das Konzept als Dual-Fluid-Reaktor (DFR) vom privaten Institut für Festkörper-Kernphysik in Berlin weiterentwickelt und patentiert mit dem Ziel, die Vorteile des Flüssigsalzreaktors und der metallgekühlten Reaktoren zu vereinen. Als Vorzüge des Reak-

tors werden neben anderen eine nachhaltige Ressourcennutzung aufgrund der hohen Energiedichte genannt (<https://de.wikipedia.org/wiki/Dual-Fluid-Reaktor>).

Es gibt auch Untersuchungen, zur Kombination der beiden klimafreundlichen Energiequellen Kernenergie und erneuerbare Energien, indem in hybriden Systemen aus Small Modular Nuclear Reactor (SMR) und Solarkraftwerken eine Ausbalancierung zwischen der fluktuierenden und Grundlast generierenden Erzeugung unter Nutzung des superkritischen CO₂-Brayton-Zyklus erreicht wird (Touveron, 2019).

Deutschland hat als einzige große Industrienation per Gesetz die technische Nutzung der Kernkraft ausgeschlossen. Für eine hochkomplexe Industriegesellschaft, in welcher elektrischer Strom zum wichtigsten Energieträger wird, kann die einseitige Ausrichtung auf eine wetterabhängige Stromerzeugung, die inhärent nicht grundlastfähig ist, ohne Diversifizierung, zu einem Verlust an Sicherheit führen, nicht zuletzt im Hinblick auf zukünftig zunehmende Extremwetterereignisse und andere katastrophale Entwicklungen.

Die relevante rechtliche Lage hat zur Konsequenz, dass die verbleibende Kernenergie ersetzt werden muss. Selbiges gilt für den Einsatz von Kohle zu Stromerzeugungs- und Wärmegewinnungszwecken.

Ob, und in welchem zeitlichen Abstand, Öl und Gas folgen werden, hängt maßgeblich davon ab, mit welcher Geschwindigkeit die Erneuerbaren Energien ausgebaut werden können. Allerdings wird fossiles Gas noch über einen längeren Zeitraum als Brückentechnologie bei der Stromerzeugung in Deutschland benötigt, bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien ist über die letzten 30 Jahre ein systematisches Wachstum zu beobachten. Im Gegensatz zu allen anderen Energieträgern existiert hier für die wichtigsten Erzeuger, Windkraft und Photovoltaik, jedoch der Nachteil, dass sich der Energieträger nicht bevorraten lässt, und eine verlässliche Versorgung nur im langfristigen Mittelwert möglich ist. Dem wird durch verschiedenste Konzepte versucht zu begegnen. Zum einen sei hier eine gezielte Laststeuerung, also die Anpassung der Nachfrage an das Angebot zu nennen. Dieses Verfahren ist in der Lage einen Teil der häufig auftretenden kleineren Angebotsfluktuationen zu begegnen.

Als eine weitere Maßnahme dient der Ausbau der Übertragungskapazität, um regionale Unterschiede in der Erzeugungskapazität und dem Verbrauch der elektrischen Energie auszu-

gleichen. Zugleich können damit witterungsbedingte regionale Unterschiede in der tatsächlichen generierten elektrischen Energie teilweise ausgeglichen werden. Allerdings könnte ein europaweites Energieübertragungsnetz großräumige Fluktuationen auch nur begrenzt ausgleichen, da eine hohe Korrelation der Windstärke in allen nord- und mitteleuropäischen Ländern besteht. Außerdem setzt es den Willen vieler Nationen sowohl zum Ausbau des Leitungsnetzes als auch zur Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen voraus.

Selbst unter Annahme optimaler Bedingungen ist zu erwarten, dass mindestens auf saisonale Schwankungen in der Erzeugungsmenge aus Windkraft und Photovoltaik durch das Vorhalten erheblicher Energiereserven reagiert werden muss (Langzeitspeicher). Unter realistischen Betrachtungen des zu erwartenden Netzausbaus ist auch eine tageweise Versorgung aus Energiespeichern von Nöten. Zusätzlich muss mit dem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland auch auf kurzfristige Fluktuationen geeignet reagiert werden (Kurzzeitspeicher).

2.2 Situation im Stromsektor

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, vorrangig der Wind- und Solarenergie und der Abschaltung Grundlast erzeugender Kernkraftwerke bis Mitte April 2023 sowie Kohlekraftwerke bis spätestens 2038, nimmt der Bedarf an Speicherkapazität für elektrische Energie in Deutschland zu. Zur Veranschaulichung der Problemstellung zeigt Abbildung 2-4 die Stromerzeugung regenerativer Energien und den Verbrauch in Deutschland für einen Monat Ende 2019 (Agora, 2019). Die Versorgungslücke zwischen der wetterabhängigen, volatilen Stromerzeugung der regenerativen Energien und dem Verbrauch von bis zu 50 GW (Abbildung 2-4) wird gegenwärtig noch durch die Grundlast erzeugende Kernenergie und regelbare Braunkohlen-, Steinkohlen- und Gaskraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen.

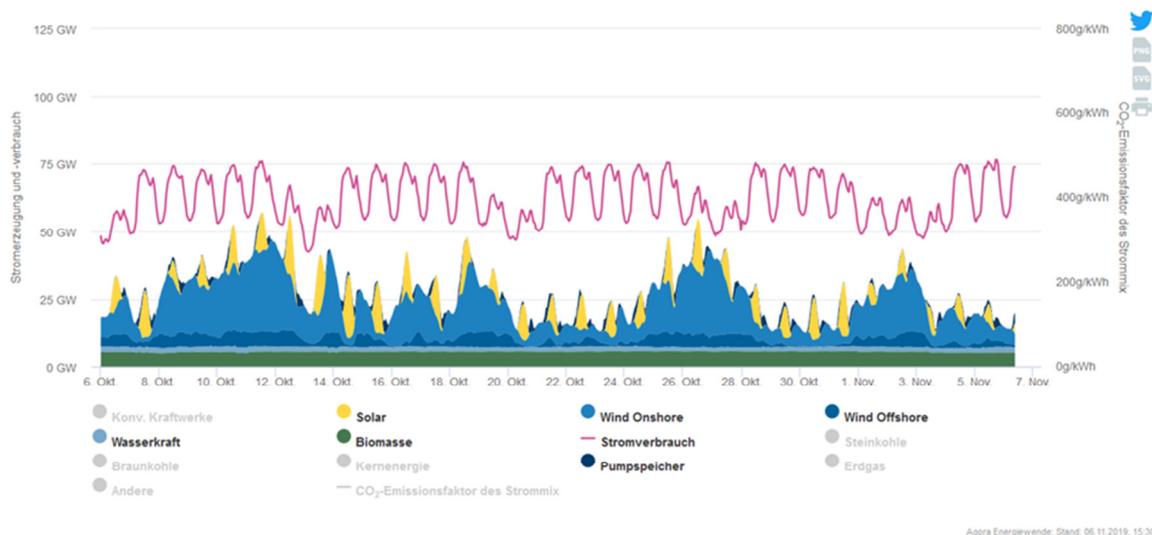


Abbildung 2-4 Stromerzeugung regenerative Energien und Verbrauch in Deutschland 6.10. bis 6.11.2019 (Agora, 2019)

Auch der geplante weitere Ausbau der volatilen regenerativen Energien wird wegen der relativ geringen territorialen Größe Deutschlands die Diskrepanz zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung nicht beseitigen. Der Grund dafür liegt in der nicht bedarfsgerechten, Stromerzeugung und der relativ geringen gesicherten Leistung der regenerativen Energien von 1 – 7 % in Deutschland (Haubrich, 2006) (Buttler & Spliethoff, 2016).

Bei einer Versorgungssicherheit von 99 %, wie sie im Stromsektor in Deutschland üblich ist, sind nur rund 6 % der Nennleistung oder weniger als ein Drittel der durchschnittlichen Leistung, die bei Windkraftanlagen bei 21 % der Nennleistung liegt, als gesichert anzusehen (Sinn, 2008).

Zurzeit existiert in Deutschland noch eine entsprechend große Reservekapazität schnell aktivierbarer Spitzenlastkraftwerke zur Gewährleistung von Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Die in den Turbinen und Generatoren mit ihren rotierenden Massen in konventionellen Großkraftwerken gespeicherte Rotationsenergie (Momentanreserve) beträgt zwar nur ca. 15 MWh, kann aber innerhalb von 30 Sekunden (Primärregelleistung) mit einer hohen Durchschnittsleistung von ca. 15 GW abgerufen werden (Kneiske, Barth, & Raab, 2013). Dies wird sich in Zukunft mit der Abschaltung konventioneller Kraftwerke und der Einspeisung regenerativer Energie ändern. Der dadurch entstehende Bedarf an flexibler Erzeugung sowie an Regelenergie macht zusätzliche Energiespeicher notwendig (Gerhard, Trümper, & Weinmann, 2013).

Es gibt Abschätzungen, dass die Reserveleistung in einem elektrischen Netz generell um ca. 200 MW für je 1 GW zusätzlich installierte Windkraftleistung erhöht werden muss, um die

Systemstabilität zu gewährleisten (Mercangöz, Hemrle, Kaufmann, Z'Graggen, & Ohler, 2012).

Die Absicherung der Energieversorgung in wind- und sonnenschwachen Stunden (Dunkelflaute) soll in Deutschland neben der Erschließung von Speichermöglichkeiten durch Gaskraftwerke bzw. Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit einer Gesamt Netto-Nennleistung von rund 50 GW erfolgen (TransnetBW, 2020). In der aktuellen Leitstudie der Deutsche Energie-Agentur (dena, 2021). zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 wird ein Bestand an steuerbaren Kraftwerken vor allem aus wasserstofffähigen Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Kraftwerke) und Spitzenlastkraftwerken mit einer Leistung von insgesamt 50 GW für erforderlich gehalten. Darüber hinaus sollen Gaskraftwerke, die ausschließlich methanbasierte Gase verbrennen mit einer Leistung von 9 GW am Markt verbleiben, die hauptsächlich eine Reservefunktion erfüllen.

Dies entspricht einer Stand-by-Leistung der Backup-Gaskraftwerke in der Größenordnung des Stromverbrauchs, der heute auf Basis eines Energiemix aus Kohle, Erdgas, Kernenergie und erneuerbaren Energien in Deutschland erzeugt wird. Die gesamte installierte Erzeugungskapazität, die benötigt wird, um die gleiche Nachfrage zu decken, steigt mit der zunehmenden Verbreitung der un stetigen erneuerbaren Erzeugungskapazität erheblich an.

Um die zunehmende schwankende Stromerzeugung aus Windkraftwerken und Photovoltaik mit ihrer geringen gesicherten Leistung in das Energiesystem zu integrieren, wird auch ein Ausbau der Speicherinfrastruktur erforderlich. Ausgehend von 7 GW Speicherleistung, überwiegend aus Pumpspeicherleistung, wurde ein Zubau bis 2050 auf 30 GW Speicherleistung im 95 %-Klimapfad unter Nutzung neuer Speichertechnologien für notwendig gehalten (BCG, 2018). In der aktuellen dena-Studie wird ein Speicherbedarf von 15 GW für 2045 prognostiziert (dena, 2021).

Der in Abbildung 2-5 aus unterschiedlichen Studien angegebene Bedarf an Zubau von Speicherleistung bis maximal 45 GW schwankt stark in Abhängigkeit von den jeweils angesetzten Randbedingungen und den teilweise nicht realistischen Annahmen: Flexibilisierung des Energiesystems, Demand-Side Management, Annahme Europäisches Verbundnetz mit 80 GW an solarthermischen Kraftwerken in Spanien und Nordafrika, Nutzung der skandinavischen Pumpspeicher, Größe der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien, Höhe der Stromimporte.

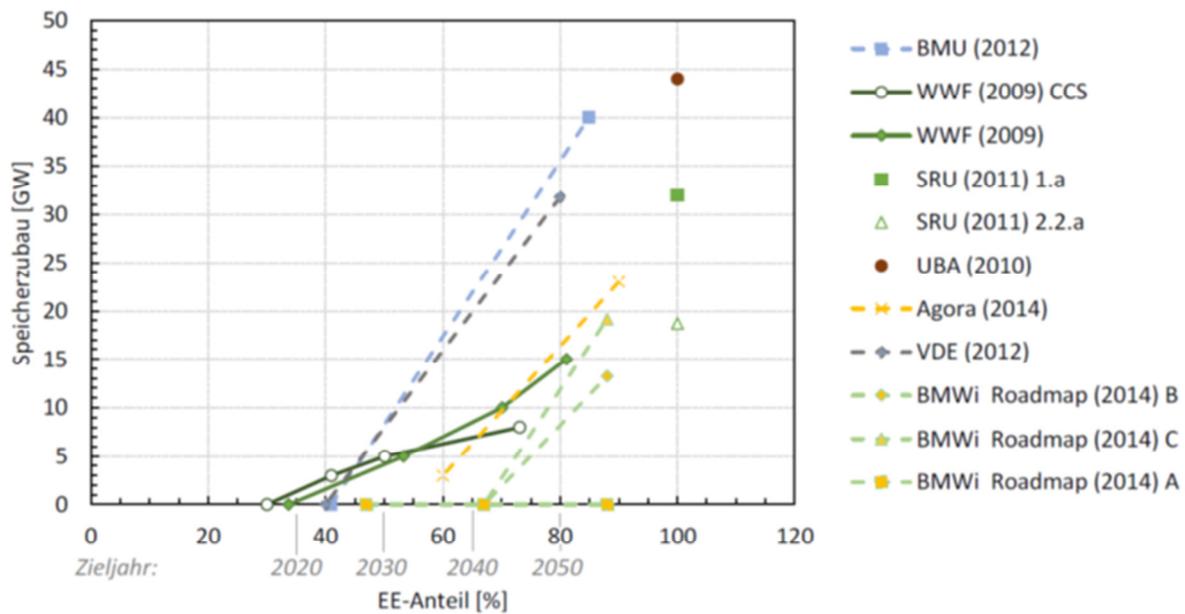


Abbildung 2-5 Zukünftiger Speicherbedarf zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern in Abhängigkeit vom Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland (Buttler & Spliethoff, 2016)

Mit dem geplanten Ausbau der installierten Leistung von Windenergie und Photovoltaikanlagen in Deutschland um ein Vielfaches zur Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 (dena, 2021) werden Spitzenlastspeicher (Kurzzeitspeicher) erforderlich, die die Erzeugungsspitzen und -lücken möglichst ohne Abregelung und Netzüberlastung auffangen (Spitzenlastglättung).

Eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende setzt den Ausbau bestehender Speicherlösungen und die Neuentwicklung von effizienten Kurzzeitspeichern voraus. Dabei werden neben Batteriespeichern auch großtechnische Energiespeicher vergleichbar zu Pumpspeicherkraftwerken erforderlich sein (Minkley, Brandt, Dostal, Stepanek, & Lehmann, Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂, 2021) (Minkley, Brandt, Dostal, & J., Energy storage in salt caverns with supercritical CO₂, 2022).

2.3 Verfügbare Speichertechnologien

Abbildung 2-6 gibt einen Überblick über verschiedene Speichertechnologien für Strom und ihre Einsatzbereiche. Zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung durch den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind vor allem die zentralen Großspeicher für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit von Bedeutung, von denen z.Z. allein die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland genutzt werden (dena, 2015)

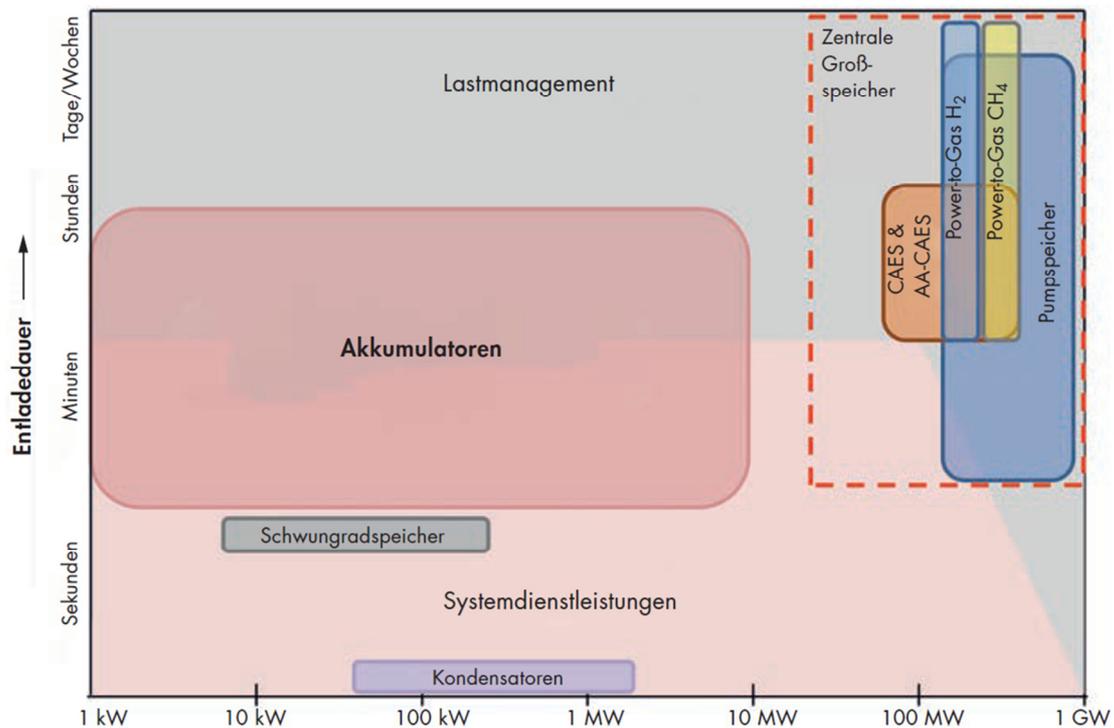


Abbildung 2-6 Speichertechnologien für Strom und Einsatzbereiche (Zeller & Totschnig, 2016). In der Grafik sind Pumpspeicher in Österreich mit langen Entladezeiten angegeben.

In Deutschland werden 36 Pumpspeicherkraftwerke mit Leistungen zwischen 1 MW ...1 GW betrieben, die täglich 4–8 Stunden Strom liefern. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 70%. Die gesamte Pumpspeicherleistung beträgt etwa 7 GW bei einer Gesamtspeicherkapazität von 40 GWh. Pumpspeicherkraftwerke sind mit ihrem Ober- und Unterbecken an eine bestimmte Geomorphologie gebunden und benötigen bei Speichervolumina bis über 10 Mio. m³ eine große Fläche (Abbildung 2-7). Aufgrund dieser nur in Süd- und Mitteldeutschland gegebenen Voraussetzungen und des großen Eingriffs in die Natur ist ein weiterer Ausbau dieser Speichertechnologie in Deutschland nicht zu erwarten. Außerdem besteht wegen der Gletscherschmelze heute schon eine Wasserknappheit in den Alpen. Bei der Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ wird die Ressource Wasser geschont und als Speichermedium Kohlendioxid in einem geschlossenen Kreislauf verwendet und der Atmosphäre entzogen.

Der mit dem wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zunehmende Bedarf an Speichern resultiert u.a. aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) und gesicherter Leistung sowie der Aufnahme von Stromüberschüssen und Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Weitere Faktoren sind Entlastung des Stromnetzes und Vermeidung von Netzausbau z.B. durch Großspeicher im Norden Deutschlands zur Homogenisierung der Windenergieeinspeisung (Buttler & Spliethoff, 2016).



Abbildung 2-7 Pumpspeicher-Wasser-Kraftwerk Goldisthal, Realisierungszeitraum 30 Jahre: Speichervolumen 12 Mio. m³, Gesamtleistung 4 x 265 MW = 1060 MW, Arbeitsvermögen 8480 MWh, Entladezeitraum 8,3 h, Anfahrzeit 98 s

Im Unterschied zu Pumpspeicherkraftwerken ist das Potential zur Speicherung in Salzkavernen in Deutschland bei weitem nicht ausgeschöpft. Gerade in Norddeutschland befinden sich geeignete Salzstöcke in unmittelbarer Nähe der Regionen, in denen auch der meiste Windstrom on- und offshore erzeugt wird, sodass ein großskaliger Energiespeicherbau bei geringem Flächenverbrauch möglich ist.

Das Speicherpotenzial der Salzformationen Norddeutschlands bietet hervorragende geologischen Voraussetzungen für die Errichtung von Kavernenspeichern, wie durch die BMW-Projekte InSpEE/InspEE-DS belegt wird (Donadei, Pollok, Schneider, & Zapf, 2018). Im Projekt InSpEE wurden 240 Salzstrukturen im Norddeutschen Becken als potenziell geeignet zur Anlage von Kavernenspeichieranlagen ausgewiesen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Umwidmung bzw. Nachnutzung eines Teils der gegenwärtig vorhandenen mehr als 300 Speicher- und Soleproduktionskavernen in Deutschland zur Energiespeicherung mit sCO₂.

In Deutschland sind verschiedene Studien und Projekte zur Stromspeicherung in Salzkavernen mit dem Arbeitsmedium Sole (Häfner, 2013), Druckluft (RWE, 2012) oder der chemischen Speicherung in Form einer Redox-Flow-Batterie in Salzkavernen (EWE, 2017) durchgeführt worden. Die Druckluftspeicherung (Compressed Air Energy Storage – CAES) in Salzkavernen ist die einzige Technologie, die bisher großtechnisch eingesetzt wird. In Hüntorf wird seit 1978 die Druckluftspeicherung in zwei ca. 150000 m³ großen Salzkavernen zusammen mit einem Gasturbinen-Kraftwerk (Abbildung 2-8) mit einer Leistung von 320 MW

und einer Entladedauer von zwei Stunden bei einem Wirkungsgrad von 42 % betrieben (Radgen, 2008).

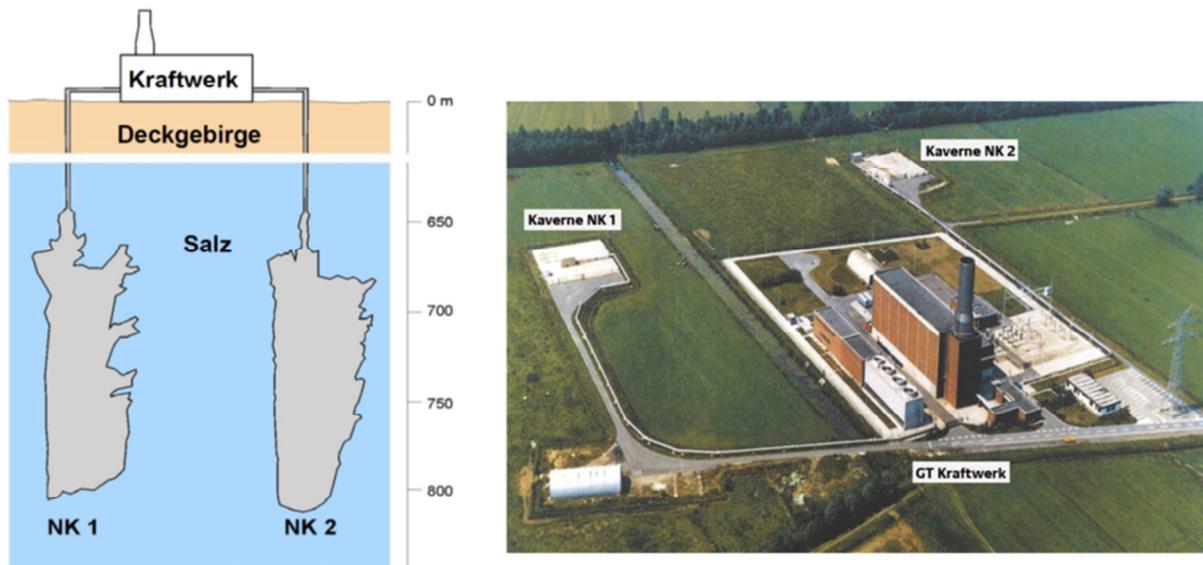


Abbildung 2-8 Druckluftspeicherung in Salzkavernen mit Gasturbinen-Kraftwerk Huntorf (Crotagino, 2003)

Die Kavernen des Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerks in Huntorf sind mit 20“ (50,8 cm) Rohrtouren aus glasfaser-verstärktem Kunststoff mit der Gasturbine übertage verbunden, durch die Druckluft-Entnahmerate von 417 kg/s bei Strömungsgeschwindigkeiten bis zu 35 m/s über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren realisiert wurden (Crotagino, Mohmeyer, & Scharf, Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation, 2001).

Ein Nachteil der Verwendung des Arbeitsmedium Luft besteht darin, dass sie sich bei der Komprimierung auf den erforderlichen Druck von 6,5 MPa auf 650 °C erhitzt. Diese hohen Temperaturen würden in der Kaverne im umgebenden Salzgestein hohe Kriechraten und Verformungen hervorrufen, sodass das Kavernenvolumen nach kurzer Zeit durch Konvergenz verloren wäre. Die komprimierte Luft wird deshalb vor der Einspeicherung in die Kavernen abgekühlt und die Wärme an die Umgebung ungenutzt abgegeben. Bei der Ausspeicherung kühlt sich die Luft so stark ab, dass ein Brennstoff zugegeben werden muss, um eine Vereisung der Turbine zu verhindern.

Um den Wirkungsgrad zu erhöhen, sind Entwicklungsarbeiten für einen adiabaten Druckluftspeicher im Projekt ADELE (Zunft S. e., 2011) (Moser P. , 2014) durchgeführt worden, bei dem die Kompressionswärme in einem Hochtemperatur-Hochdruck-Wärmespeicher an der Tagesoberfläche zwischengespeichert und nach Ausspeicherung der Druckluft aus der Kaverne wieder zugeführt werden sollte (Abbildung 2-9). Das Konzept erwies sich als technisch

sehr aufwendig und zu teuer, so dass die Entwicklungsarbeiten eingestellt wurden (Zunft S. , 2015).

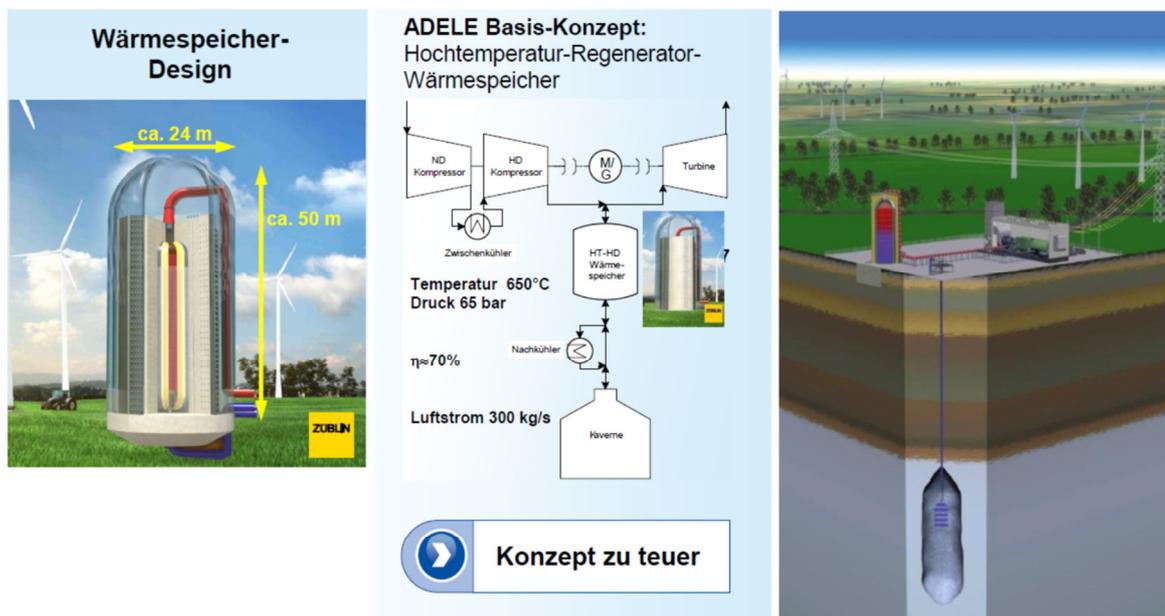


Abbildung 2-9 Adiabates Druckluftspeicherprojekt ADELE mit 50 m hohem Hochtemperatur-Hochdruck-Wärmespeicher an der Tagesoberfläche (Moser, 2014)

Als Langzeitspeicher dient die chemische Energiespeicherung von Wasserstoff (HYPOS, 2022), von Erdgas bzw. synthetischen Kohlenwasserstoffen (Power-to-X Technologien) in Salzkavernen als Treib- und Brennstoff und zur Stromerzeugung in Gasturbinenkraftwerken für die Überbrückung von Wochen/ Monaten.

3 Projektbeschreibung

3.1 Prinzip der Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ (ESsCO₂)

Die Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie ein Pumpspeicherkraftwerk mit dem Unterschied, dass statt Wasser superkritisches CO₂ verwendet wird und die Speicherung nicht an der Tagesoberfläche in einem Ober- und Unterbecken erfolgt, sondern in einer Hochdruck- und Niederdruckkaverne untertage im Salzgebirge erfolgt. Das Grundkonzept von ESsCO₂ besteht in einem innovativen, emissionsfreien Kavernenspeicherkraftwerk mit superkritischem CO₂ (sCO₂) als Arbeitsmedium in einem geschlossenen Kreislauf.

Die Dichte von Salzgesteinen gegenüber superkritischen CO₂ ist durch natürliche Analoga, wie der aus dem Tertiärvulkanismus über Jahrmillionen bis heute eingeschlossenen und unter hohen Druck stehenden CO₂-Vorkommen im Werra-Kaligebiet belegt (Minkley W. , Knauth, Fabig, & Farag, 2015). Zusätzlich liegen Jahrzehnte lange Erfahrungen bei der behälterlosen Hochdruckspeicherung von Erdgas sowie Fluiden wie Stickstoff und Ethylen unter superkritischen Zustandsbedingungen in Salzkavernen vor.

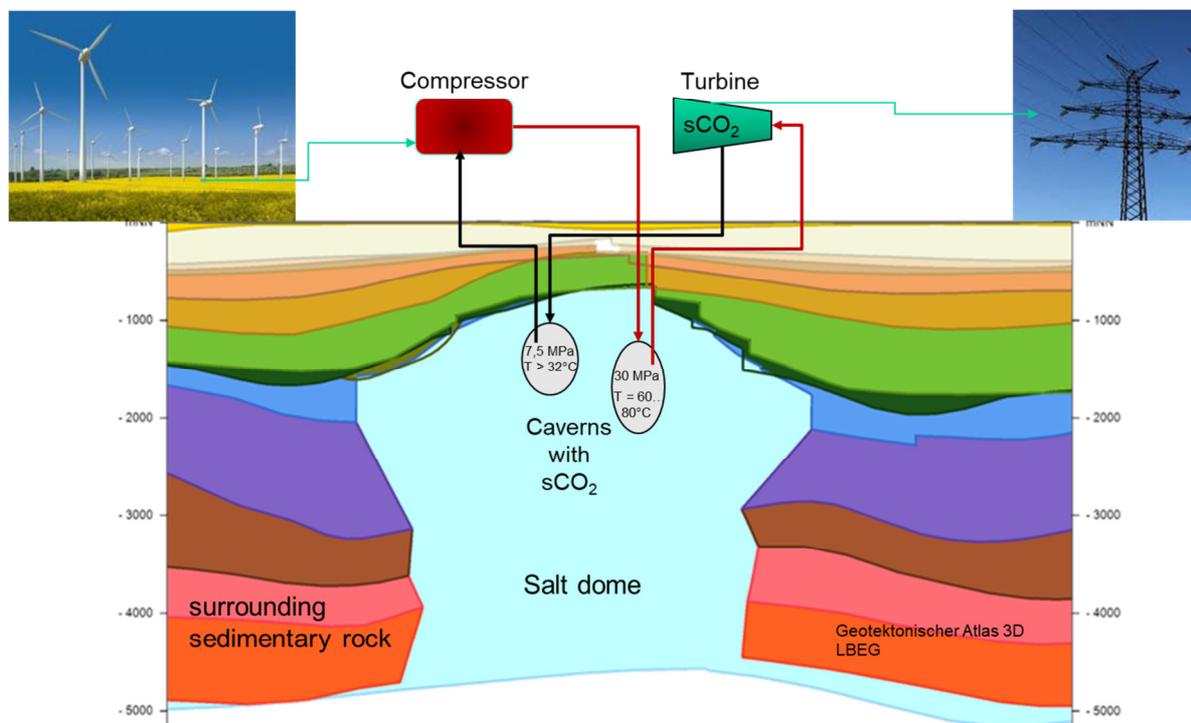


Abbildung 3-1 Grundprinzip für ein Kavernenspeicherkraftwerk im Salzgebirge mit Hochdruck- und Niederdruckkaverne und übertägiger Anordnung von sCO₂-Turbine und Kompressor

Das Grundprinzip der Energiespeicherung geht von zwei Kavernen im Salzgebirge aus (Abbildung 3-1), in denen sCO₂ unter unterschiedlichen Druck- und Temperaturbedingungen gespeichert wird. Bei einem Überschuss an regenerativer Stromerzeugung wird sCO₂ in einer der Kavernen komprimiert, bei Energiebedarf fließt sCO₂ in umgekehrte Richtung und treibt eine superkritische CO₂-Turbine an, die über Rohrleitungen mit den beiden Kavernen im Untergrund verbunden ist.

Bei Verwendung von superkritischem CO₂ zur Energiespeicherung entfällt das Problem der starken Aufheizung des Arbeitsmediums, zum einen, weil der Druck in der vorgeschlagenen Konfiguration nur im Bereich über dem kritischen Punkt erhöht wird, zum anderen auf Grund der höheren Wärmekapazität des Mediums. Außerdem bietet es weitere Vorteile gegenüber Druckluft:

- superkritisches CO₂ ($T > 31^{\circ}\text{C}$, $p > 7,4 \text{ MPa}$), ein Phasenübergang zwischen gasförmig und flüssig findet oberhalb dieser Werte nicht mehr statt
- Temperaturänderung bei Kompression geringer als von Luft
- Temperaturänderung in Kaverne bei Druckspiel $\Delta p = 1 \text{ MPa}$ ca. $\Delta T \approx 1 \text{ }^{\circ}\text{K}$
- Dichte von sCO₂ bei den hohen Kavernenspeicherdrücken 0,5...0,8 g/cm³
- Wirkungsgrad höher als bei Druckluftspeichern in Verbindung mit Gasturbinen
- kompakte Bauweise von sCO₂-Turbine und Kompressor
- Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken wird sehr viel weniger Land verbraucht, da sich das Reservoir vollständig unterirdisch befindet.
- Geeignete Standorte für Kavernen in Norddeutschland, dem Hauptverbreitungsgebiet von Salzdiapiren, in unmittelbarer Nähe der Regionen, in denen auch der meiste Windstrom (on- und offshore) erzeugt wird.
- Das Funktionsprinzip ist vergleichsweise einfach (zum Beispiel verglichen mit adiabatischen Druckluftspeichern) und baut größtenteils auf bereits vorhandenen Technologien auf. Prototypen von Kompressoren und Turbinen für sCO₂ werden im Zusammenhang mit Kernkraftwerken der IV. Generation und anderen Anwendungen getestet.
- Die Nutzung von sCO₂ zur Energiespeicherung in Salzkavernen würde außerdem einen Beitrag zur Senkung des in die Atmosphäre freigesetzten CO₂ beitragen. In einer Kaverne mit 1 Mio. m³ Hohlraumvolumen lassen sich ca. 500 Mio. m³ CO₂ unter Normbedingungen speichern.

Der maximale Speicherdruck wird durch die im Kavernendach wirkende minimale Hauptspannung im Salzgebirge begrenzt und liegt in 1500 m Tiefe bei 30 MPa. Der minimale

Speicherdruck muss über dem Druck am kritischen Punkt von 7,4 MPa liegen, um den superkritischen Zustand des CO₂ aufrecht zu halten. Dies stellt keine Einschränkung dar, weil für Kavernen im Salzgebirge immer ein minimaler Speicherdruck aufrechterhalten werden muss, um die kriechbedingte Volumenkonvergenz der Kaverne zu reduzieren und die Stabilität zu gewährleisten. Die Kavernen können in verschiedenen Teufen angelegt werden, um unterschiedliche Speicherdrücke zu realisieren.

Für die Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂ können neue Kavernen in Salzstöcken gesolt oder bestehende Kavernen umgerüstet werden. Auch Kavernen die zur Endverwahrung stillgelegt und mit Sole gefüllt verschlossen wurden, könnten einer Nachnutzung als Energiespeicher mit sCO₂ nach Rekomplettierung der Rohrtouren zugeführt werden. Durch den Wegfall der Herstellungskosten für den Speicherhohlraum ließen sich die Investitionskosten bei dieser Speichertechnologie reduzieren.

Die obertägige Anlage enthält einen Kompressor und eine Turbine, beide können theoretisch durch dieselbe Maschine realisiert sein. Für die Größe der Anlage ist hierbei vorteilhaft, dass Turbomaschinen für superkritisches CO₂ wesentlich kompakter gebaut werden können, als zum Beispiel Dampfturbinen (Abbildung 3-2). Im obertägigen Bereich sind weiterhin Anlagen zur Gasreinigung, Trocknung und Konditionierung vorhanden, welche insbesondere zur Erstbefüllung der Anlage notwendig sind.

Die Kombination Kavernenspeicherkraftwerk mit superkritischem CO₂ und Windenergieanlagen eignet sich zur Netzstabilisierung (Sekundärregelung) analog einem Spitzenspeicherkraftwerk (kurze Anfahrzeit von Minuten) und zum anderen zur effektiven Vorratshaltung, d.h. zur Homogenisierung der Windkraft-Einspeisung, um auf diesem Weg eine Steigerung der geringen gesicherten Leistung von Windkraftanlagen in Richtung Grundlastfähigkeit zu erreichen (Backup-Kraftwerk).

3.2 Turbinen/Kompressoren für superkritisches CO₂

An der Entwicklung effizienter sCO₂-Zyklen und kompakter Turbinen zur Erzeugung elektrischer Energie aus verschiedenen Wärmequellen wie Solarenergie, Kernreaktoren der IV. Generation und fossilen Energieträgern wird weltweit geforscht. Der Vorteil von superkritischem CO₂ liegt in der deutlich höheren Energiedichte, woraus sich die wesentlich kompaktere Bauweise im Vergleich zu konventionellen Wärmekraftmaschinen ergibt, die zukünftig durch sCO₂-Turbinen ersetzt werden sollen (Abbildung 3-2).

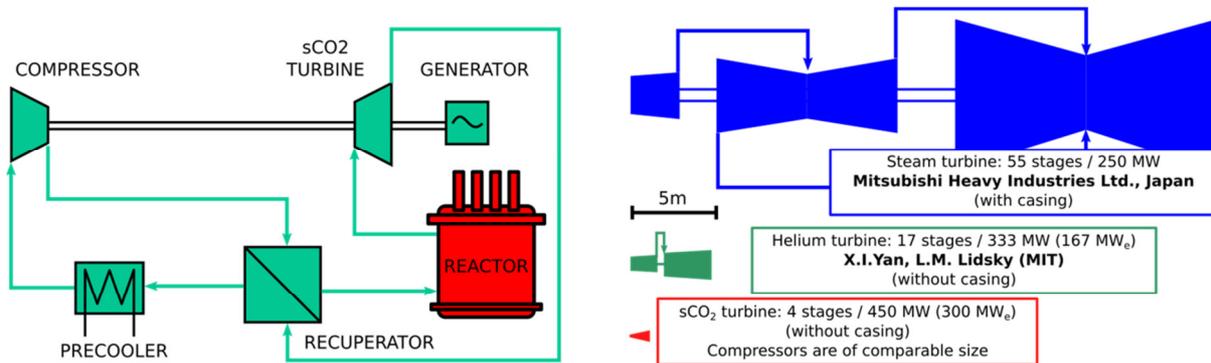
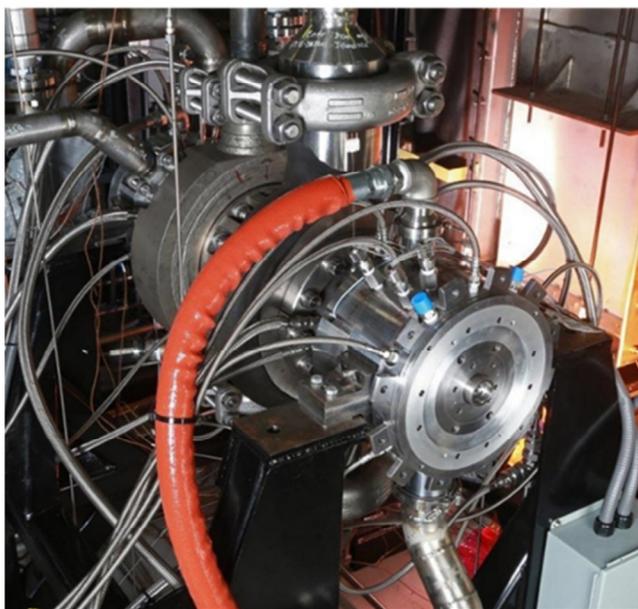


Abbildung 3-2 Links: Superkritischer CO₂ Brayton Kreislauf mit Rekuperator für einen Kernreaktor. Rechts: Größenvergleich von Dampf-, Helium- und superkritischer CO₂-Turbinen (Dostál et al., 2004 und 2006)

sCO₂-Turbinen stellen eine technische Erneuerung der Energieumwandlung dar und sollen in naher Zukunft konventionelle Dampfturbinen als Wärmekraftmaschinen ablösen und neben einer Effizienzsteigerung den Wasserverbrauch reduzieren (Persichilli, 2012) (Ahna, et al., 2015).



Engineers at General Electric and the Southwest Research Institute (SWRI) have designed, built and tested the world's highest-temperature supercritical carbon dioxide (sCO₂) turbine. (704°C and pressures 248 bar)

The 10 MW turbine is the "size of a desk" and has yielded the highest power density for an industrial turbine.

The turbine can withstand the tough operating conditions of CSP plants and is scalable to as much as 450 MW.

This will not only improve [CSP] plant efficiency but also improve the efficiency of fossil and nuclear power plants, as well as lower the cost of waste heat recovery and energy storage.

The turbine was developed with \$6.8 million of funding from the U.S. Department of Energy (DOE)....

Abbildung 3-3 Prototyp sCO₂-Turbinen mit einer Leistung von 10 MW für Temperaturen bis 704°C und Drücke bis 248 bar (25 MPa) skalierbar bis 450 MW <https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/us-engineers-achieve-hottest-sco2-turbine-solarreserve-sell-australian-csp>

Europa hat hier einen Nachholbedarf gegenüber den USA und Asien. Neben ESsCO₂ sind z.Z. nur drei Forschungsprojekte in Europa bekannt: sCO₂-Flex (sco2-flex, 2019), (sco2-4-npp, 2019) und CARBOSOLA (BMWK, 2019), wo in Zusammenarbeit mit der Siemens AG

am Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf eine Versuchsanlage im Megawatt-Leistungsbereich entwickelt werden soll.

Die Technik zur Stromerzeugung, die sCO₂-Turbinen und Kompressoren, sind keine Nischenentwicklungen für nur einen speziellen Anwendungsfall (Tabelle 3-1). Die ersten Prototypen für den Leistungsbereich 10 MW sind bereits erhältlich (Abbildung 3-3), bzw. befinden sich in der Erprobung (Brun, Friedman, & Dennis, 2017) (Le Moullec, et al., 2019) (Allison T., 2020). An der Entwicklung marktreifer Produkte arbeiten u.a. Sandia National Laboratories, General Electric, Toshiba und Siemens.

Die Öl- und Gas-Division von Siemens Energy in den USA arbeitet bereits daran für den kanadischen Energiekonzern TC Energy eine Gasverdichterstation mit sCO₂-Turbinen auszurüsten, damit dieser seine Abwärme künftig effizienter in Strom umwandeln kann (<https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2020/waste-heat-to-power-with-sco2-turbines.html>). Die sCO₂-Turbine (9 MW) sollte planmäßig 2021 ans Netz gehen. Die Siemens Energy Technology Development in Deutschland beabsichtigt in naher Zukunft sCO₂-Turbinen zur Verfügung zu stellen, die größere Mengen an Abwärme in Strom umwandeln können (Forschungsprojekt CARBOSOLA mit TU Dresden, 2019). Dabei setzt Siemens zunächst auf die Verwendung bewährter Module der Turbinentechnik (Glos, 2018). Diese Forschungsergebnisse können zur Erhöhung des Wirkungsgrades bei der Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ (ESsCO₂) genutzt werden.

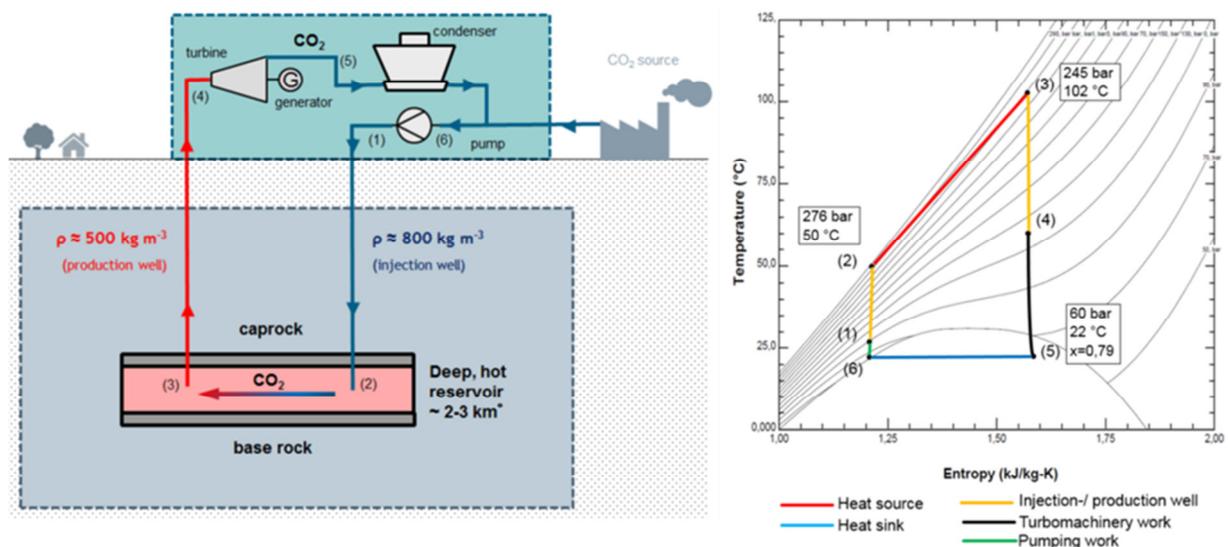


Abbildung 3-4 Prinzip geothermisches Kraftwerk mit CO₂-Kreislauf (Glos et al., 2019)

Siemens arbeitet auch an Studien der geothermischen Energiegewinnung basierend auf einem neuen sCO₂-basierten geothermischen Konzept (Sudhoff, 2019). Abbildung 3-4 zeigt

das Grundprinzip eines geothermischen Kraftwerks mit einem sCO₂-Kreislauf zur Stromerzeugung. Die Wärmeenergie wird dabei aus einem geothermischen Reservoir mit einer Temperatur von ca. 100 °C in 2 – 3,5 km Tiefe entnommen, in das CO₂ über eine Bohrung injiziert wird. Bei einem Eingangsdruck von 16 MPa und einer Eingangstemperatur von 86 °C an der übertägig installierten Turbine wird eine Leistung von etwa 20 MW berechnet. Der Massenfluss von 820 kg/s durch die 4 Förderrohrtouren ist dabei durch den Durchmesser von 16“ (41 cm) beschränkt (Glos, 2018). Durch eine Vervielfachung der Injektions- und Produktionsbohrungen kann die erreichbare Leistung erhöht werden.

Die sCO₂-Turbines werden für verschiedene Anwendungsfälle und Einsatzgebiete bei hohe Temperaturen (bis 1500 °C) und Drücken bis zu einigen hundert bar entwickelt (Tabelle 3-1). Für die Anwendung zur Energiespeicherung mit sCO₂ im geschlossenen Kreislauf in Salzkaavernen sind die Materialanforderungen insbesondere was die Temperaturen betrifft deutlich geringer (< 100 °C). Allerdings ergeben sich spezielle Anforderungen aus den veränderlichen Ein- und Ausgangsdrücken, die eine Anpassung und Optimierung der Turbomaschine erfordern (Druckbereich 10-30 MPa).

Tabelle 3-1 Einsatzgebiete und technische Parameter von sCO₂-Turbines (Dennis, 2015)

Application	Size [MWe]	Temperature [°C]	Pressure [MPa]
Nuclear (NE)	10 – 300	350 – 700	20 – 35
Fossil Fuel (FE) (Indirect heating)	300 – 600	550 – 900	15 – 35
Fossil Fuel (FE) (Direct heating)	300 – 600	1100 – 1500	35
Concentrating Solar Power (EERE)	10 – 100	500 – 1000	35
Shipboard Propulsion	<10 – 10	200 – 300	15 – 25
Waste Heat Recovery (FE)	1 – 10	< 230 – 650	15 – 35
Geothermal (EERE)	1 – 50	100 – 300	15



3.3 ESsCO₂ als CO₂-Senke durch Carbon Capture, Utilization and Storage

Bei der Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ wird als Arbeitsmedium Kohlendioxid verwendet, das aus der Energieerzeugung fossiler Brennstoffe oder aus industriellen Produktionsprozessen stammen kann. Das nicht brennbare, nicht giftige und nicht explosive Arbeitsmedium sCO₂ wird während der Energiespeicherung in ausgesolten Kavernen im

Salzgebirge dicht eingeschlossen. Es handelt sich also um Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS).

In einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk lassen sich Mio. Tonnen CO₂ speichern. Nach Ende der Nutzung als Energiespeicher nach Jahrzehnten können die Kavernen mit dem enthaltenen sCO₂ langzeitsicher mit einem dichten Verschluss im Steinsalzgebirge verwahrt werden. Die Dichtheit von Salzgesteinen gegenüber superkritischem CO₂ ist durch experimentelle Untersuchungen und natürliche Analoga (Minkley et al. 2015a und 2021), wie der aus dem Tertiärvulkanismus über Jahrmillionen bis heute eingeschlossenen und unter hohen Druck stehenden CO₂-Vorkommen im Werra-Kaligebiet belegt (Abbildung 3-5).



Abbildung 3-5 Links: Durch eine Sprengung am 1.10.2013 geöffnete natürlich entstandene CO₂ Kaverne mit einem Volumen von ca. 100.000 m³ in der Grube Unterbreizbach Rechts: CO₂-Gletscher nach einem Bohrloch blow-out

Bei einem großtechnischen Ausbau der Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ als Arbeitsmedium in Speicherkavernen im Salzgebirge können mehrere hundert Mio. Tonnen CO₂, was der gegenwärtig jährlichen Kohlendioxid-Emission der Energiewirtschaft in Deutschland entspricht, langzeitsicher gespeichert werden. CO₂ als nicht giftiges Gas kann auch bei druckgetriebener Perkolations (Minkley, Knauth, & Brückner, Discontinuum-mechanical behaviour of salt rocks and the practical relevance for the integrity of salinar barriers, 2013) (Minkley W. , Knauth, Brückner, & Lüdeling, 2015) keine Verunreinigung der Lithosphäre und von Grundwasserleitern hervorrufen.

In der Leitstudie (dena, 2015) wird festgestellt, dass alle umfassenden Maßnahmen zur Treibhausgasminde rung nicht ausreichen werden, um 2045 Klimaneutralität zu erreichen: „Zusätzlich braucht es Strategien zur CO₂-Abscheidung und aktiven CO₂-Entnahme, um un-

vermeidbare Prozessemissionen oder Residualemissionen, etwa in der Landwirtschaft, auszugleichen. Hierfür wird bereits bis 2030 der Einsatz von CCU/S benötigt (2 Millionen Tonnen). Bis 2045 steigt der Bedarf der geologischen Speicherung von CO₂ auf jährlich 24 Millionen Tonnen an“.

In Sachsen-Anhalt in Deutschland ist ein erstes Projekt zur Nachnutzung von Solkavernen im Steinsalz als CO₂-Senke bzw. CCUS in Planung. In Europa existieren bzw. sind gegenwärtig insgesamt 51 CCUS-Anlagen und Projekte in Planung mit einer jährlichen Speicherung von etwa 50 Mio. Tonnen CO₂ bis 2030 (IOGP, 2021). Weltweit wurden seit 1996 bis 2020 insgesamt 197 Mio. Tonnen CO₂ geologisch gespeichert (Zhang, Jackson, & Krevor, 2022).

Der Pipeline-Betreiber Open Grid Europe (OGE) plant in Deutschland den Bau eines Transportnetzes für CO₂. Die im Erstausbau rund 1000 Kilometer lange CO₂-Pipeline mit einem Durchmesser von bis zu 70 Zentimetern soll bis zu 18 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr von den Industriezentren zu mehreren Häfen an der Nordseeküste transportieren (Abbildung 3-6, links). Die Trassenführung verläuft über Gebiete mit Salzdiapiren im Untergrund, die für die Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ in Kavernen geeignet sind.

OGE geht davon aus, dass trotz aller Anstrengungen zur Dekarbonisierung in der Industrie und im Energiesektor ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) auch im Jahr 2045 noch ca. 42 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr in Deutschland emittiert werden (Abbildung 3-6, rechts). Davon stammen ca. 26 Mio. Tonnen aus schwer vermeidbaren Prozessemissionen, vor allem aus der Zement- und Chemieindustrie. Jährlich können etwa 24 Millionen Tonnen CO₂ aufgefangen und gespeichert (CCS) werden.

Prognosen gehen davon aus, dass nach der Abscheidung weitere 10 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr genutzt bzw. recycelt werden können (CCU). Dazu kann ESsCO₂ bei einem großtechnischen Ausbau der Energiespeicherung mit dem Arbeitsmedium CO₂ einen Beitrag leisten.

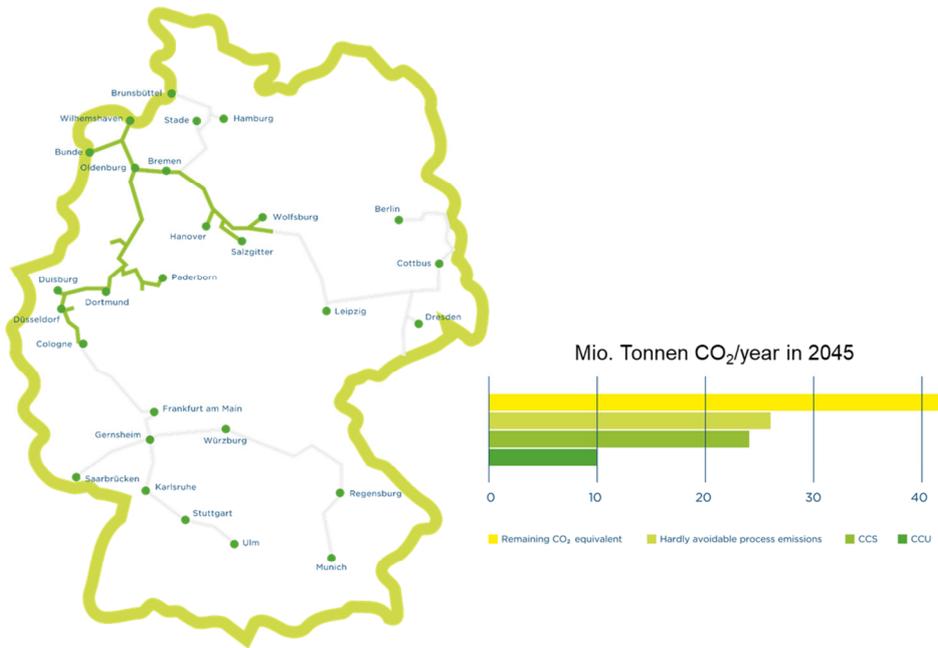


Abbildung 3-6 Links: Geplantes CO₂-Pipeline Transportnetz von Open Grid Europe (OGE) grün: Startnetz 964 km bis 2028, grau: späterer Netzausbau. Rechts: Verbleibende CO₂ Emissionen in Deutschland 2045 aus Industrie und Energiesektor <https://co2-netz.de/en>

4 Dimensionierung der Kavernen und geomechanische Auslegungsberechnung

4.1 Festlegung Volumen und Teufenlage

Zur Durchführung des Projektes war es notwendig, allen Projektpartnern einheitliche Ausgangsparameter zur Verfügung zu stellen. Entscheidend für die thermodynamischen Eigenschaften des Gesamtsystems sind die jeweiligen Volumina der Speicherkavernen, sowie die Tiefe, in der sich dieselben befinden. Dabei gilt, dass größere Kavernen bei gleichem Druckspiel einen größeren Energieinhalt fassen können, jedoch mit steigender Kavernengröße die geomechanische Stabilität beeinträchtigt wird. Es wurde aus diesem Grund entschieden, unter Anwendung von einfachen Prototypgeometrien diejenige Kavernengeometrie auszuwählen, für die erwartet werden kann, dass sie den mechanischen Belastungen standhalten wird.

Dabei wurde von einer Geometrie mit halbkugelförmigem Sumpf und halbkugelförmigem Kavernendach ausgegangen, weil von dieser eine besonders hohe mechanische Stabilität erwartet werden kann.

Überschlägige Vorberechnungen haben ergeben, dass Volumina von $1.000.000 \text{ m}^3$ für die Hochdruckkaverne und 800.000 m^3 für die Niederdruckkaverne zu einem guten Verhältnis für den Wirkungsgrad des Energiespeichers führen. Insbesondere wird die Energiemenge, also indirekt auch die Laufzeit des Kavernenspeichers mit steigendem Kavernenvolumen vergrößert. Hier wären größere Kavernen von Vorteil, mit steigendem Volumen wird aber auch der Querschnitt des überspannten Hohlraumes grösser. Der gewählte Durchmesser von 90 m stellt nach den Erfahrungen des IfG einen langzeitsicheren Betrieb sicher.

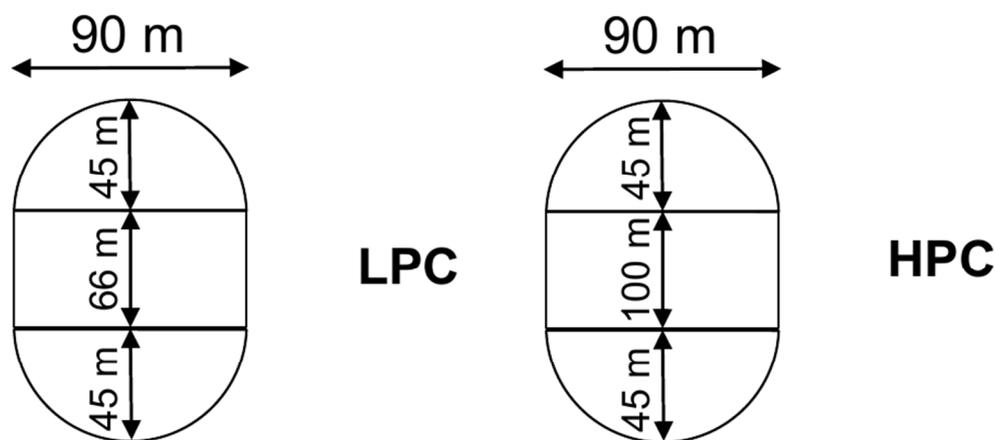


Abbildung 4-1 Vorschlag geometrische Auslegung der Kavernenbauwerke links) Niederdruckkaverne 800.000 m^3 und rechts) Hochdruckkaverne $1.000.000 \text{ m}^3$

Eine Abbildung der vorgeschlagenen Auslegung der Kavernenbauwerke (Hochdruckkaverne HPC, Niederdruckkaverne LPC) ist in Abbildung 4-1 zu sehen. Auf einem zylindrischen Kavernenkörper befinden sich ein halbkugelförmiger Kavernensumpf und ein halbkugelförmiges Kavernendach, um einen gleichmäßigen Lastübertrag ins Gebirge zu gewährleisten.

Weiterhin wurden in diesem Zusammenhang die Kavernenteufen festgelegt. Die angegebenen Teufen beziehen sich auf den unteren Abschluss der letzten zementierten Rohrtour, also einen Punkt, der sich nahe dem Kavernendach befindet. Mit Hinblick auf die technische Realisierbarkeit wird für die Hochdruckkaverne eine Teufe $z_{HPC} = -1500$ m und für die Niederdruckkaverne eine Teufe von $z_{LPC} = -800$ m vorgeschlagen. Die Niederdruckkaverne ist technisch auch bei geringerer Teufe denkbar, in den geologischen Formationen von besonderem Interesse, den norddeutschen Salzstöcken, ist aber nicht immer sichergestellt, dass in geringeren Teufen auch Kavernen sicher gesolt werden können. Dabei ist eine hinreichende Überdeckung mit Steinsalz im Hangenden nötig, um die Fluiddichtheit garantieren zu können.

4.2 Ableitung minimaler und maximaler Speicherdrücke

Aus den vorangegangenen Überlegungen zur Kavernenteufe lassen sich leicht überschlägige Annahmen für die minimalen und maximalen Speicherdrücke treffen. Dabei ist in erster Linie entscheidend, dass der kritische Druck von Kohlendioxid (7,39 MPa) nicht unterschritten werden darf, um den superkritischen Zustand des CO_2 aufrechtzuerhalten.

Weiterhin sind Annahmen über die vorzufindenden Gebirgsspannungen zu treffen. Dabei kommen für die Kavernensolung vor allem großräumige homogene Salzformationen (Salzkissen, Salzstöcke) in Frage, in denen ein isotroper Spannungszustand vorzufinden ist, das heißt, die Gebirgsspannung in allen Raumrichtungen identisch ist.

Die Größenordnung des Überlagerungsdrucks ergibt sich aus der Dichte der im Hangenden vorzufindenden Gesteine. Die Dichte von Steinsalz liegt bei 2160 kg/m^3 , im Deckgebirge sind Dichten von typischerweise 2300 kg/m^3 anzutreffen. Nur oberflächennah sind teilweise unverfestigte Sedimente vorherrschend, die mit einer Dichte von ca. 1800 kg/m^3 zu veranschlagen sind. Da die Kavernen verhältnismäßig tief angelegt werden sollen und leichte Sedimentschichten oft keine große Mächtigkeit haben, soll hier von einer mittleren Gebirgsdichte von $>2200 \text{ kg/m}^3$ ausgegangen werden.

Um den maximal zulässigen Speicherdruck zu bestimmen der unter Wirkung der Erdbeschleunigung g in einer Teufe z realisiert werden kann, muss nun noch ein Sicherheitsfaktor von 0,9 berücksichtigt werden:

$$p_{max} \approx 0.9 * \frac{2200kg}{m^3} * g * z \approx 0.02 \frac{MPa}{m} * z$$

In den vorgesehenen Teufen von 800 bzw. 1500 m ergeben sich also maximale Speicherdrücke von 16 MPa bzw. 30 MPa. Bei den gemachten Näherungen wird darauf verzichtet, abdeckend im Sinne einer konservativen Gebirgsmodellierung zu sein, da für ein tatsächliches Kavernenbauwerk ohnehin standortspezifische Betrachtungen angestellt werden müssen.

In Konsequenz der vorangegangenen Überlegungen wurden die Volumina der Hochdruckkaverne zu 1.000.000 m³ und der Niederdruckkaverne zu 800.000 m³ festgelegt. Weiterhin wurde der Maximaldruck für die Hochdruckkaverne $p \leq 30$ MPa und für die Niederdruckkaverne $p \leq 16$ MPa festgelegt. Als Minimaldruck für beide Kavernen und jeden Teil der Verrohrung wurde der kritische Druck des Kohlendioxids von $p_{krit} = 7,38$ MPa festgehalten. Damit kann das Auftreten eines Phasenübergangs sicher ausgeschlossen werden. Der zulässige Bereich für die Fluidtemperatur in den Kavernen wurde im Hinblick auf die Geschwindigkeit der Kavernenkonvergenz unterhalb von $\theta < 80$ °C gewählt.

5 Experimentelle gesteinsmechanische Untersuchungen

5.1 Planung der Versuche und Konstruktion spezieller Versuchsaufbauten

Die Untersuchung des Dichtheitsverhaltens mit Bestimmung der Perkolationschwelle und die Ermittlung des Einsetzens druckgetriebener Perkolations an Salzgesteinen aber auch an Baustoffen – welche z.B. zum Bohrloch- oder Streckenverschluss eingesetzt werden – gehören zu Standardversuchen, welche im gesteinsmechanischen Labor des Instituts für Gebirgsmechanik Leipzig durchgeführt werden. Meist kommen als Medium dabei Stickstoff oder Wasserstoff für Gaspermeabilitätsversuche sowie diverse Öle oder Lauge für Lösungspereabilitätsuntersuchungen zum Einsatz.

Zur Realisierung der Laborversuche wurde Prüftechnik eingesetzt, welche standardmäßig zur Durchführung von uniaxialen und triaxialen Druckversuchen zur Bestimmung materialspezifischer Festigkeitskennwerte eingesetzt wird. Dazu gibt es – abhängig von der Gesteinsfestigkeit und der Probengröße – verschiedene Prüfanlagen, die sich im Wesentlichen in ihrer Prüfkraft unterscheiden. Die Steuerung der leistungsfähigen servo-hydraulischen Prüfsysteme erfolgt allgemein mittels der MTS-System-Software TestStar, wobei mittels des

Programmmoduls MPT (MultiPurpose TestWare) komplexe Testprozeduren, je nach Versuchsart und –durchführung, programmiert und automatisch durchgeführt werden können.

Für die aktuellen Untersuchungen wurde eine servo-hydraulische Prüfmaschine D2000 (Hersteller: GL Test Systems) mit $F_{\max} = 2000 \text{ kN}$ eingesetzt (siehe Abbildung 5-1 sowie Abbildung 5-2 links). Mittels einer Druckzelle (Abbildung 5-2 rechts) können somit routinemäßig triaxiale Festigkeitsuntersuchungen nach dem Kármán-Prinzip durchgeführt werden. Die Axialspannung (oder die Axialverformung) und der Manteldruck können über die Servohydraulik unabhängig voneinander geregelt werden. Der gewünschte Manteldruck ($p_c^{\max} = 100 \text{ MPa}$) wird durch einen Druckübersetzer erzeugt. Die Manteldruckmessung erfolgt mit einem Druckaufnehmer (Hersteller: Hottinger/Baldwin). Die Genauigkeit (bzw. Abweichung gemäß Kalibrierprotokollen) der Kraft- und Druckmessung beträgt $< 0,5\%$. Die Axialverformung des Prüfkörpers wird als Verschiebung des Druckstempels, der die Axialbelastung vermittelt, außerhalb der Druckzelle, d.h. nicht am Prüfkörper, als Mittelwert von drei induktiven Wegaufnehmern, die im Winkel von 120° zueinander angeordnet sind, gemessen. In den nachfolgend beschriebenen Versuchen war die Messgröße Axialverformung nicht von entscheidender Relevanz. Über externe Heizmanschetten können zudem Temperaturen innerhalb der Zelle erreicht werden, die denen in situ entsprechen. Die Versuchsdurchführung von Versuchen bei triaxialer Einspannung erfolgt dabei in Anlehnung an die Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Geotechnik.

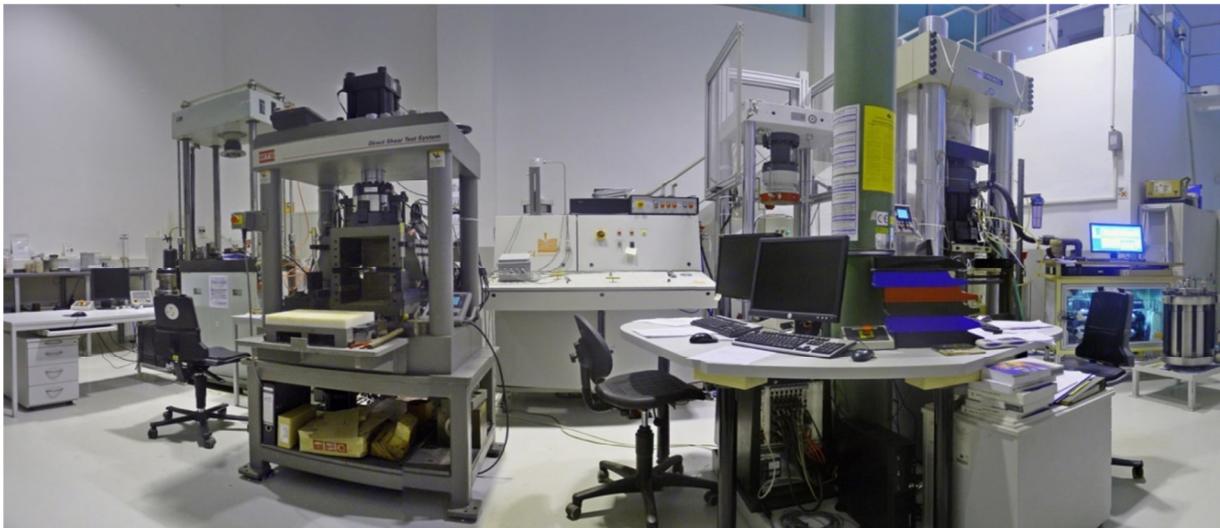


Abbildung 5-1 Blick in das Prüflabor des IfG Leipzig mit den servohydraulischen Prüfmaschinen

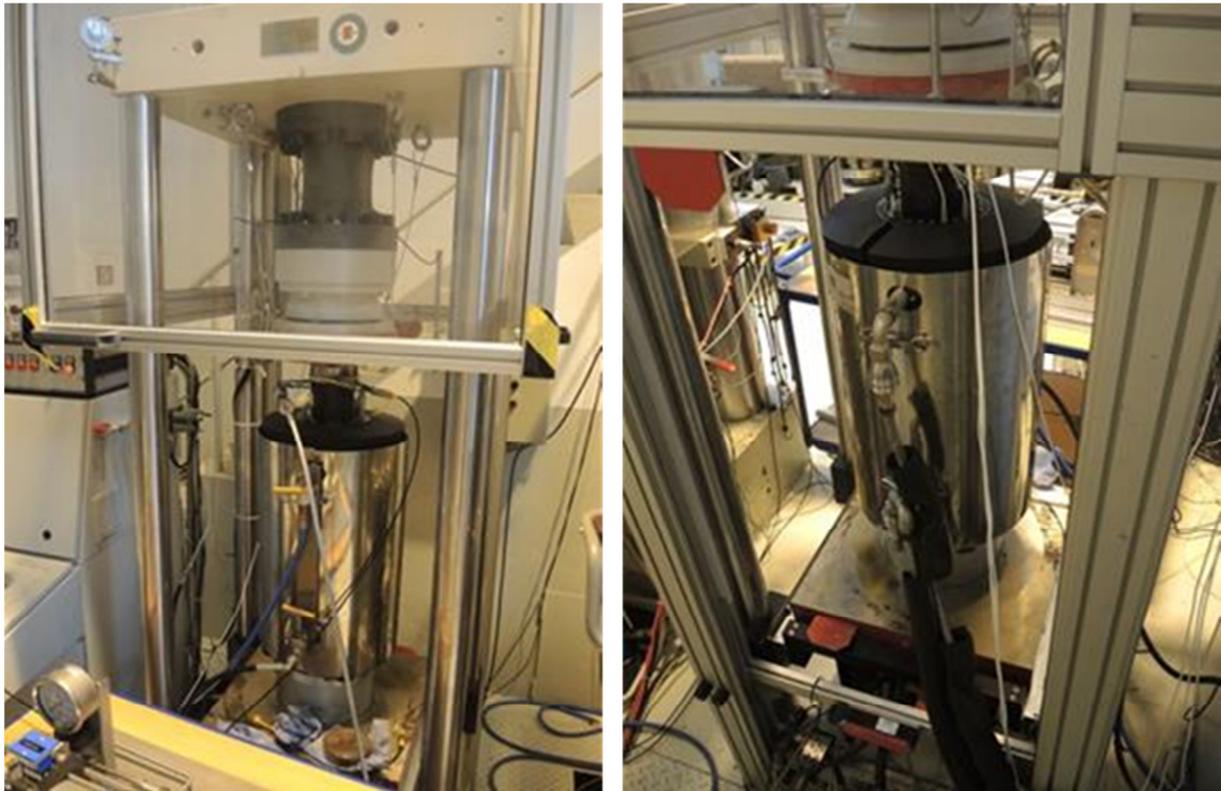


Abbildung 5-2 Servohydraulisches Prüfsystem D2000 (links) mit eingesetzter beheizbarer Triaxialzelle und Durchströmungskonfiguration (rechts).

Mit der vorhandenen Prüftechnik können somit in-situ-Spannungsbedingungen in Festigkeits- und Verformungsversuchen adaptiert werden. Durch externe Heizungen (Aufheizen von Spezialöl oder durch Heizelemente um die Triaxialzelle) bzw. interne Heizelemente (Heizspiralen innerhalb der Prü fzelle) lassen sich erhöhte Temperaturen von bis zu 180°C erreichen. Mit der vorhandenen Prüftechnik lassen sich somit die in-situ-Bedingungen hinsichtlich Druck und Temperatur nachbilden.

Bei den vorliegenden Laboruntersuchungen im Rahmen des Forschungsprojektes wurden die einzustellenden Temperaturen innerhalb der Triaxialzelle nicht, wie sonst üblich, durch eine (die Zelle ummantelnde) Heizmanschette erreicht, sondern mittels eines externen Heizaggregates, in welchem ein spezielles Silikon-Thermo-Öl auf die Zieltemperatur erhitzt wurde und dann in die Zelle gefördert wurde. Ein interner Thermofühler, der probennah innerhalb der Zelle installiert wurde, ermöglichte eine permanente Regelung der Zellinnentemperatur. Dies entspricht nicht Standardbedingungen, war aber zur Erreichung der hohen Temperaturen erforderlich und bedeutet erhöhte Anforderungen an spezielle Öle, aber auch Dichtungen und Dämmelemente. Diese wurden teils extra im Rahmen des Projektes beschafft und eingebaut.

Auch für die Einstellung bzw. Regulierung des Injektionsdruckes waren Anpassungen gegenüber Standardverfahren erforderlich. Im Falle des Einsatzes von z.B. Stickstoff reicht zumeist der Flaschendruck in Kombination mit Druckregulierern aus, um die notwendigen Fluiddrücke aufzubringen. Für den Fall des Einsatzes von Flüssigkeiten (z.B. gesättigte Steinsalzlösung) kommen spezielle Pumpensysteme (z.B. Spindelpumpen QUIZIX) zum Einsatz, mit denen sich extrem präzise auch sehr kleine Injektionsraten realisieren lassen.

Im vorliegenden Projekt wurde CO₂ als Medium verwendet, was den Einsatz eines speziellen Druckboosters (MAXIMATOR, siehe Abbildung 5-3) erforderte, der den ursprünglichen Flaschendruck (< 40 bar) auf Prüfdrücke von z.B. 350 bar erhöht.

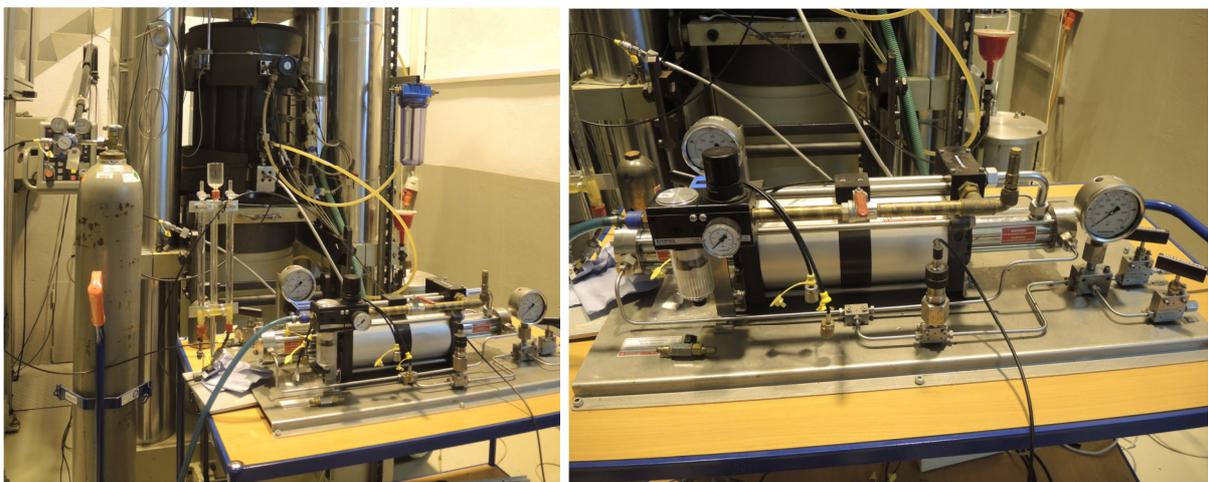


Abbildung 5-3 Links: (im Hintergrund) Prüfmaschine mit beheizter Triaxialzelle sowie CO₂-Druckgasflasche, Wasserersetzer und Druckbooster; Rechts: Druckbooster (MAXIMATOR)

5.2 Herstellung von Steinsalzprüfkörpern und Zementprüfkörpern

Untersucht wurden zylindrische Steinsalzprüfkörper, welche aus Bohrkernen verschiedener Salzlagerstätten in Deutschland präpariert wurden. Es handelte sich einerseits um homogenes, fein- bis mittelkristallines Steinsalz aus der flachen Lagerung der Lokationen Bernburg (Großteil der Untersuchungen) bzw. um – im Vergleich etwas heterogeneres – Steinsalz aus einer Kavernenbohrung im nordwestdeutschen Raum (Entnahmebereich ca. 1200 m uNN).

Bei den Ausgangsbohrkernen (Durchmesser reichlich 100 mm, maximale Länge 1 m) bzw. Kleinblöcken (Kantenlänge ca. 60 cm) handelt es sich um Material aus dem IfG-Fundus, die ursprünglich für andere Projekte gewonnen wurden. Die Kerne wurden mittels geeigneter Bohrungsspülung aus dem anstehenden Gebirge extrahiert. Die jeweils gewonnenen Kernstücke wurden in Plastikfolie eingeschweißt und lagerten seit einigen Monaten im Kernlager

des IfG Leipzig bei ca. 30°C Raumtemperatur und 25% relativer Luftfeuchte. Die Kleinblöcke wurden direkt im Salzbergwerk aus dem anstehenden Gebirge gewonnen. Dies erfolgte durch Loch-an-Loch-Bohrungen (Durchmesser ca. 100 mm) mittels Luftspülung. Danach wird der Block am konturentfernten Teil aus dem Gebirge gebrochen (und teils noch vor Ort vorkonfektioniert).

Zur Prüfkörperpräparation wurden die Kernstücke bzw. Quader mittels einer Gesteinssäge (Model WOCO) auf ca. 300 mm Länge vorkonfektioniert (und beide Quader als zylindrische Kerne ausgebohrt). Mittels schonendem Abdrehen und Glätten der Mantelflächen und Stirnflächen auf einer Drehbank wurden danach Prüfkörper mit definierten Abmessungen hergestellt. Die Abmessungen der Prüfkörper waren dabei 90 mm (Durchmesser) und 180 mm (Länge), was den geometrischen Verhältnissen entspricht, wie sie in den entsprechenden Vorschriften, Normen und Empfehlungen enthalten sind z.B. (Deutsche Gesellschaft für Geotechnik e.V., September 2022).

Unmittelbar vor Versuchsbeginn erfolgte die Vermessung der Prüfkörper. Die Höhe sowie der Durchmesser der Prüfkörper wurden mit einer digitalen Schublehre auf $\pm 0,01$ mm gemessen und die Masse auf 0,1 g genau bestimmt. Die Rohdichte ρ der zylindrischen Prüfkörper wurde aus der Masse und dem Volumen der Prüfkörper berechnet. Ultraschalluntersuchungen (Durchschallen der Probe) dienen vorwiegend der Überprüfung der Intaktheit der Prüfkörper bzw. der Homogenität der Prüfkörper. In diese kompakten Prüfzylinder wurden – je nach angestrebter Durchströmungsrichtung – Sackbohrungen gebohrt, welche als druckbeaufschlagter Bereich („Druckkammer“) fungierten.

Generell kann die Durchströmung der Proben axial (vertikal) oder radial (horizontal) erfolgen. Die Durchströmungsrichtung hängt dabei im Wesentlichen von der Spannungsorientierung ab; die jeweilige Ausführung von Injektions- und Ableitungsinstallation wird entsprechend angepasst. In Abbildung 5-4 ist dazu jeweils eine Prinzipskizze einschließlich der Proben- und Strömungsgeometrie dargestellt. Ummantelt wird die Probe zudem mit einem temperatur- und druckbeständigen schlauchartigen Spezialgummimantel, welcher ein Eindringen von Öl (Manteldruckmedium) verhindert.

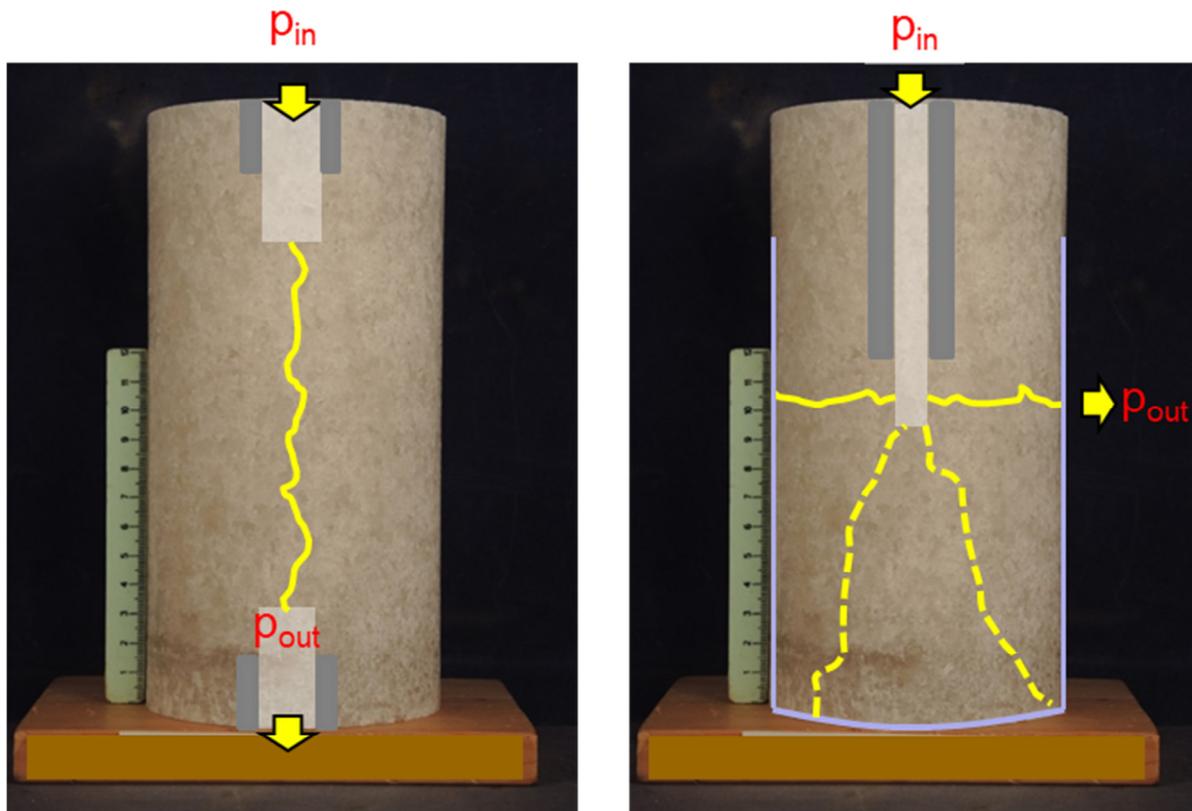


Abbildung 5-4 Prinzipdarstellung von axialer (links) sowie radialer Konfiguration (rechts). In der radialen Konfiguration markieren die blauen Linien die Metallgaze bzw. die Sinterplatte, die migriertes Fluid entlang der Mantel- und Stirnflächen auffangen und ableiten.

Im vorliegenden Projekt wurde ausschließlich die radiale Durchströmungsgeometrie angewendet. Das bedeutet, es wurde von der oberen Stirnfläche der Probe her eine einzelne zentrale Sackbohrung (Durchmesser 10 mm) bis kurz vor die Prüfkörpermitte gebohrt (Bohrlochtiefe ca. 80 mm) und in diese wurde eine Messinghülle verklebt. Danach wurde durch die Messinghülle hindurch eine kleinere Bohrung bis zur Prüfkörpermitte eingebracht (Tiefe ca. 90 mm). Somit erhält man eine Druckkammer (Durchmesser ca. 4 mm und Höhe ca. 10 mm) im zentralen Bereich der Probe, von der aus das Medium in radialer Richtung zur Mantelfläche migrieren kann. Mittels einer feinmaschigen Metallgaze – welche sich zwischen Probenmantelfläche und Gummimantel befindet – wird das möglicherweise austretende Medium aufgefangen und kann zur unteren Stirnfläche wandern, wo es durch eine aufgelegte Sinterplatte gesammelt und zur Ausgangsseite geleitet wird. Diese Konfiguration hat den Vorteil, dass das Risiko einer Probenumströmung (entlang der Stirn- und Mantelflächen) minimiert wird.

In der Probe durch den Versuch entstandene Wegsamkeiten können unabhängig von ihrer Form oder Orientierung (vollflächig/lokal, horizontal/diagonal/vertikal) visuell erfasst werden,

indem man nach Versuchsende und Probenausbau einen Farbtracer (mittels Gasdruck) injiziert und mögliche Austrittsstellen aufzeigt

Im Falle der Untersuchungen an Zement wurden nach nachfolgend beschriebener Vorgehensweise Prüfkörper hergestellt. Zur Anwendung kam dabei ein Bohrlochzement, wie er in diversen Salzbergwerken zu Bohrlochverschlussmaßnahmen eingesetzt wird (Hersteller Fa. van Mannekus; auf MgO-Basis). Der Trockenbaustoff wurde mit einer gesättigten Salzlösung angemischt und das Zement-Anmachlösungs-Gemisch in KG-Rohre (Durchmesser 110 mm; Höhe 500 mm) eingegossen. Nach einer Abbindezeit von > 28 Tagen wurden die Proben – nach ähnlicher Vorgehensweise wie für Salzkerne beschrieben – präpariert (Teilstück heraustrennen, KG-Rohr entfernen; Ablängen und Plandreihen etc.). Auch hier wurden nach oben beschriebener Vorgehensweise Bohrungen für die Installation einer Druckkammer eingebracht.

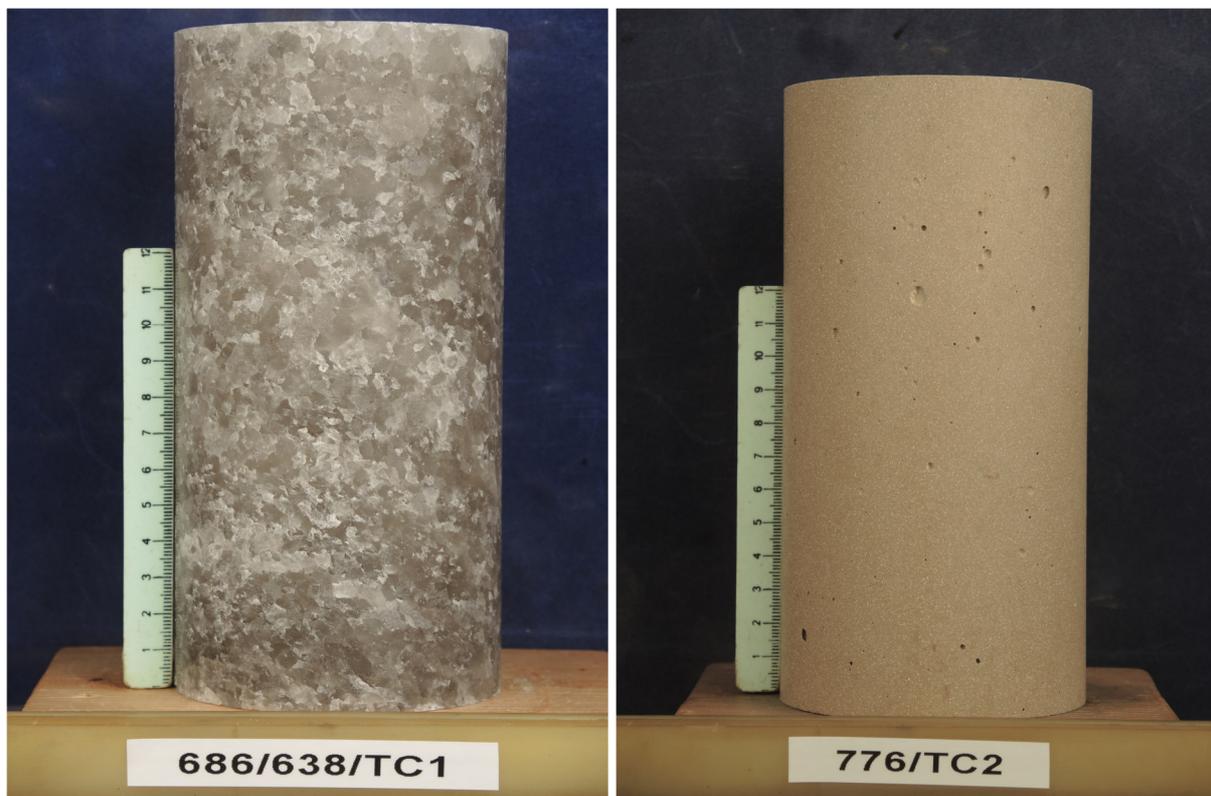


Abbildung 5-5 Fertig präparierte Prüfkörper aus Links: Steinsalz und Rechts: Zement

5.3 Bestimmung Perkolationschwelle, Einsetzen druckgetriebener Perkolations (Steinsalz/CO₂ bzw. Zement/CO₂)

Die bei der Energiespeicherung in Salzavernen mit superkritischen CO₂ auftretenden thermo-mechanischen und fluiddynamischen Beanspruchungen wurden im Projekt in den servohydraulischen Versuchsständen simuliert. Zielstellung der am IfG durchgeführten Laborversuche war der experimentelle Nachweis der Dichtheit von Steinsalz und Zement zur Bohr-

lochabdichtung als Voraussetzung für die behälterlose Hochdruckspeicherung von sCO₂ in Salzkavernen bei Temperaturen bis 120°C.

Gemäß der Aufgabenstellung und geplanten Laborversuche laut der Arbeitspakete waren diverse Einzelversuche an Steinsalzprüfkörpern erforderlich, um die Perkolationschwelle bzw. das Einsetzen druckgetriebener Perkolations zu untersuchen. Veränderliche Randbedingungen bei den Versuchen waren dabei die einzustellenden Spannungs- bzw. Druckbedingungen und das Temperaturregime während der Versuche. Dabei wurden einige Versuche unterhalb der kritischen Temperatur für CO₂ von 31°C durchgeführt, zumeist jedoch oberhalb. Weiterhin wurde in allen Versuchen – nach meist stufenweiser Annäherung und Erhöhung – auch der für sCO₂ notwendige Druck von 7,4 MPa überschritten (siehe kritischer Punkt P_c in Abbildung 5-6).

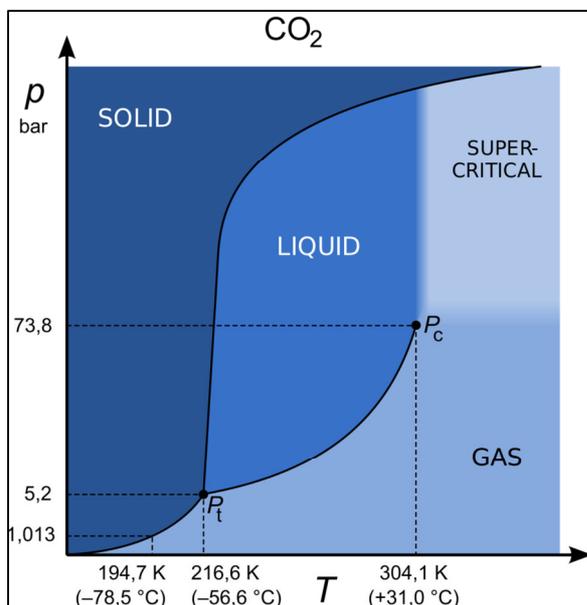


Abbildung 5-6 Phasendiagramm von Kohlenstoffdioxid CO₂ (Quelle: Wikipedia¹)

Der grundsätzliche Versuchsablauf gliederte sich in drei Abschnitte:

- i. Nach dem Einbau der Probe wurde zunächst in der Initialisierungsphase die Zelle auf die Zieltemperatur gebracht und dann der vorgesehene isotrope Spannungszustand hergestellt. Die reine Aufheizphase dauerte jeweils etwa 8 h so dass von einer homogenen Temperaturverteilung ausgegangen werden kann. Es sei darauf hingewiesen, dass bei allen Versuchen in der isotropen Phase die Axialspannung

1

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/1/1b/Colored_phase_diagram_of_carbon_dioxide_%28multi_language%29.svg/1200px-Colored_phase_diagram_of_carbon_dioxide_%28multi_language%29.svg.png

σ_{ax} immer geringfügig (1 – 2 MPa) über dem Manteldruck σ_{conf} lag. Dies verhinderte ein mögliches Abheben der Druckstempel von der Probe, was bei absolut identischer axialer und radialer Spannung auftreten kann.

- ii. Nachdem Druck und Temperatur entsprechend der geplanten Versuchsbedingungen eingestellt wurden (quasi-hydrostatische Bedingungen) wurde in dieser Phase der injizierte Fluidruck stufenweise erhöht und im Falle eines Durchschlages an der Ausgangsseite dokumentiert (Erfassung einer Rate; n ml/min).
- iii. Kam es nicht bereits in der 2. Phase zu einem Fluiddurchschlag, sollte in der 3. Phase ein Fluiddurchbruch provoziert, indem die Axialspannung in der sogenannte Extensionsregelung unter den Fluiddruck abgesenkt wurde. Dazu wurde in Verformungsregelung geschaltet, d.h. der Axialstempel wurde mit definierter Rate ($2,5 \times 10^{-7} \text{ s}^{-1}$ bzw. $2,5 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$) aus der Zelle gefahren, so dass die Axialspannung absank.

Im Anschluss an die Perkolationsversuche wurde der Fluiddruck heruntergefahren und die Probe entlastet. Danach kühlte die Zelle mit der eingebauten Probe passiv ab, das heißt, die Heizung wurde ausgeschaltet und das System kühlte über einen mehrstündigen Zeitraum auf Raumtemperatur ab. Es wurde davon ausgegangen, dass durch diese schonende Abkühlung keine weitere Schädigung induziert wird.

Danach wurden die Prüfkörper ausgebaut und über die Injektionsbohrung wurde ein flüssiger Fartracer injiziert. Bei Aufbringen von 2-3 bar mittels Druckluft migrierte dieser Tracer in die Probe und nutzte dafür die zuvor geschaffenen Wegsamkeiten. Somit konnten bei punktuelltem, vernetztem oder flächigem Austritt die Durchtritts- bzw. Durchschlagsstellen lokalisiert und visualisiert werden. Es konnten nicht in allen Fällen Austrittstellen festgestellt werden.

5.3.1 **Steinsalz-Versuch #1**

Im Versuch #1 wurden 50°C als Versuchstemperatur eingestellt und isotrope Spannungsbedingungen von $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20 \text{ MPa}$.

Der aufgebrauchte Fluidruck wurde stufenweise beginnend von 0,5 bis 15 MPa erhöht. Ab einer Erhöhung des Fluiddruckes auf 11 MPa konnte ein minimaler Durchfluss mit einer Rate von 0,5 ml/min detektiert werden. Mit weiterer Erhöhung des Fluiddruckes stellte sich eine Rate von knapp unter 1 ml/min ein. Wie vorab beschrieben, wurde nach gewisser Zeit in Extensionsregelung umgestellt, d.h. die Axialspannung fällt – bei weiterhin konstantem Mantel-

druck – ab (siehe orangefarbene Kurve in Abbildung 5-7). Bei einem Abfall der minimalen Einspannung auf 10 MPa (und darunter) kommt es zu einem deutlichen Anstieg des Durchflusses und schließlich zum Durchschlag ($\sigma_{\min} = 7,6 \text{ MPa}$, $p_{fi} = 14 \text{ MPa}$). Beim Durchschlag lag die Druckdifferenz $\sigma_{\min} - p_{fi}$ also bei $-6,4 \text{ MPa}$.

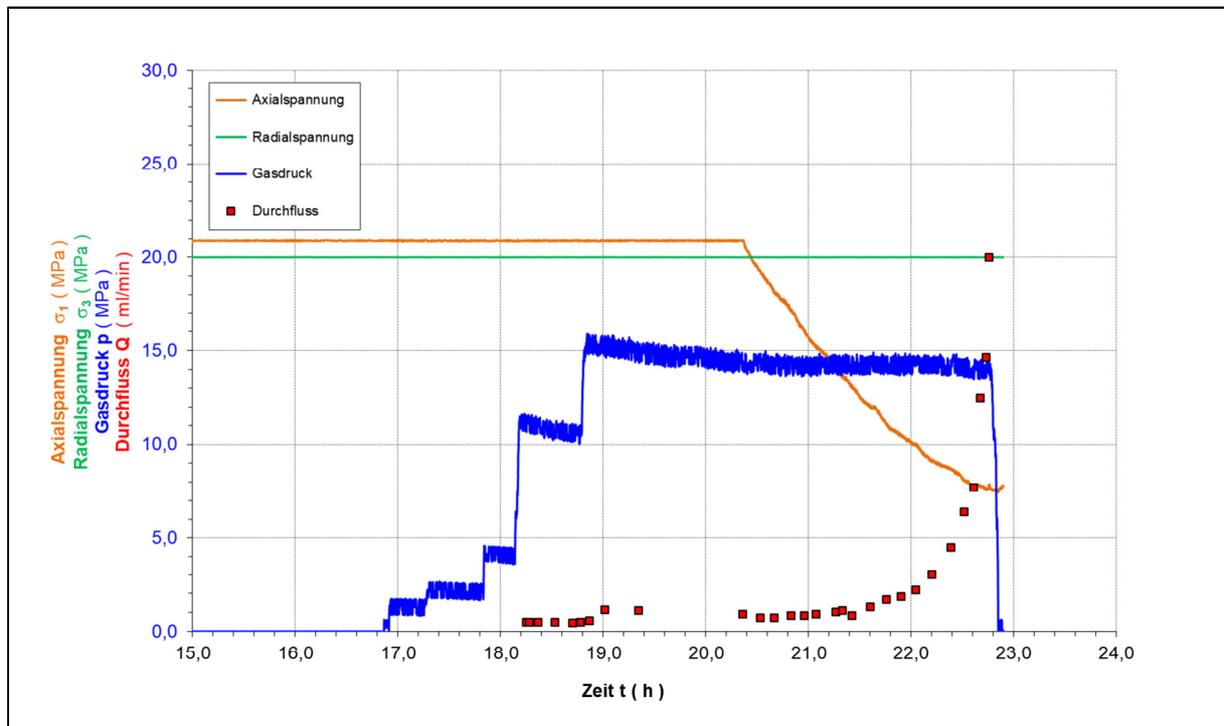


Abbildung 5-7 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #1 bei 50°C Zelleninnentemperatur

Wie erwähnt wurde nach Ausbau der Probe ein Farbtracer eingebracht. Dadurch konnten punktuelle Austrittsstellen farblich visualisiert werden (siehe Abbildung 5-8)

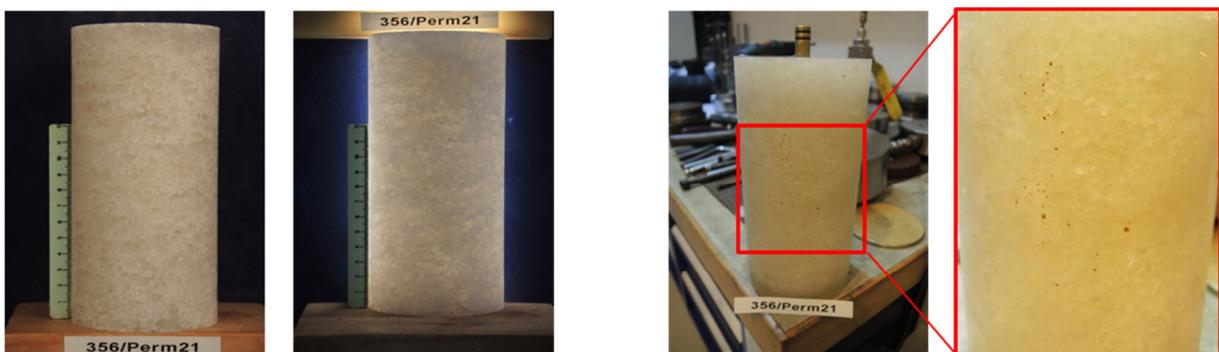


Abbildung 5-8 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #1. Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (in Aufricht bzw. Durchlicht) bzw. Rechts: nach Injektion des Farbtracers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)

5.3.2 Steinsalz-Versuch #2

Der Versuch #2 an Steinsalz wurde bei gleichen isotropen Spannungsbedingungen von $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20 \text{ MPa}$ durchgeführt, allerdings bei 80°C als Versuchstemperatur (im Gegensatz zu 50°C bei Versuch #1). Aufgrund der höheren Mobilität (Kriechfähigkeit) des Steinsalzes wurden andere Versuchsergebnisse als zuvor erwartet.

Auch hier wurde der aufgebrauchte Fluiddruck stufenweise von 0,5 bis auf 15 MPa erhöht. Anfänglich konnte bei keiner der eingestellten Fluiddruckstufen ein Durchfluss registriert werden. Erst ab Umstellung in Extensionregelung, also Reduzierung der Axialspannung unterhalb des (konstanten) Manteldruckes) kommt es zu Durchflüssen ($< 1 \text{ ml/min}$). Bei weiterem Abfall der Axialspannung weit unterhalb des Manteldruckes und unterhalb des Fluiddruckes kommt es zu einem signifikanten Anstieg des CO_2 -Durchflusses und schließlich zum Durchschlag ($\sigma_{min} = 7,6 \text{ MPa}$, $p_{fi} = 15 \text{ MPa}$). Beim Durchschlag lag die Druckdifferenz $\sigma_{min} - p_{fi}$ also bei $-7,4 \text{ MPa}$, d.h. nahezu identische Werte wie beim Versuch #1 (bei 50°C).

Der Versuchsverlauf ist in Abbildung 5-9 dargestellt.

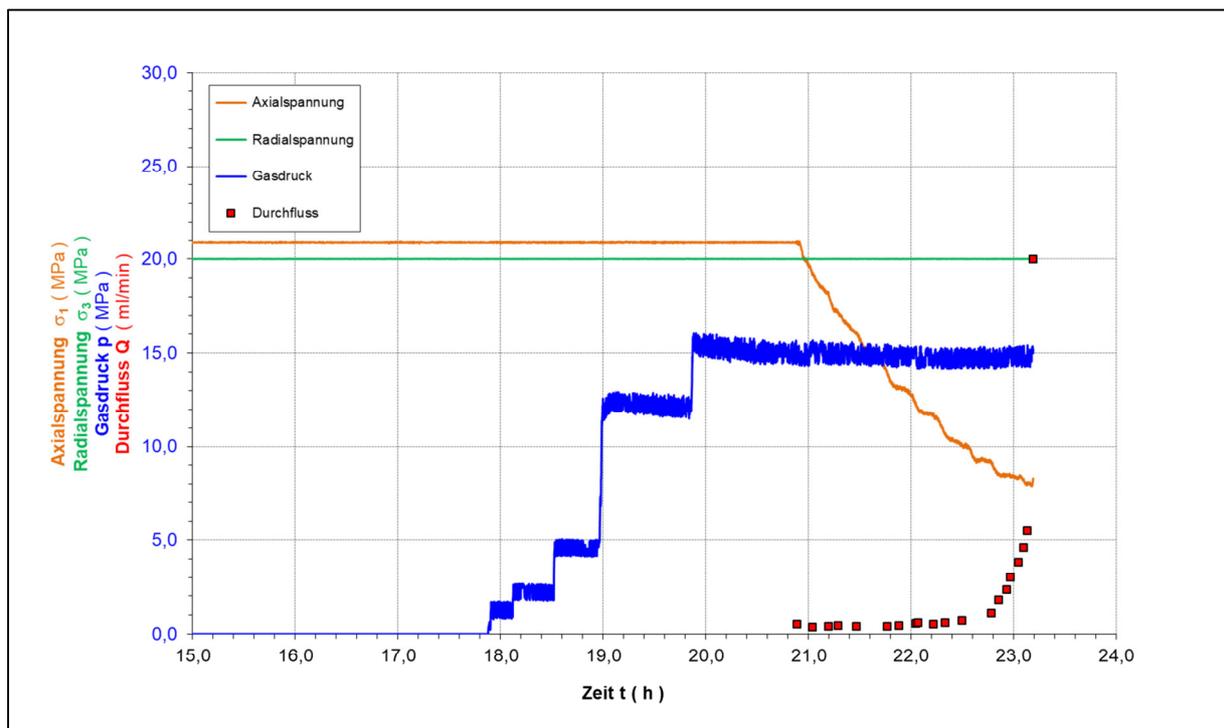


Abbildung 5-9 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #2 bei 80°C Zelleninnentemperatur

Auch hier wurde nach Ausbau der Probe ein Farbtracer eingebracht. Dadurch konnten zahlreiche punktuelle Austrittsstellen farblich visualisiert werden (siehe Abbildung 5-10). Zudem zeigte sich im Durchlichtbild „NACH dem Versuch“, dass sich im Bereich der zentralen

Druckkammer der Farbtracer ausgebreitet hat (dunkle wolkige Verfärbung im zweiten Foto von links in der nachfolgenden Abbildung).

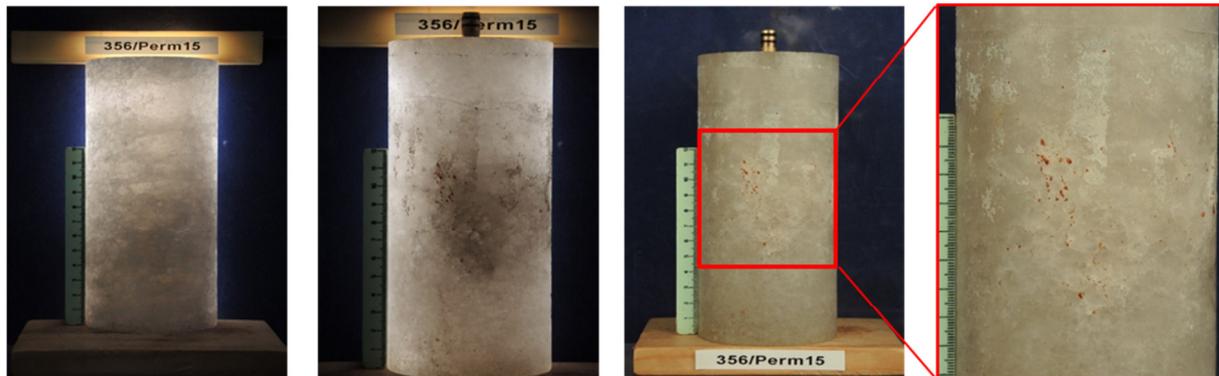


Abbildung 5-10 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #2. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Durchlicht) bzw. Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit verfärbter zentraler Druckkammer) nach Injektion des Farbtracers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)

5.3.3 Steinsalz-Versuch #3

Im dritten Versuch welcher an einer Steinsalzprobe realisiert wurde, wurden nochmals die isotropen Spannungsbedingungen von $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20 \text{ MPa}$ und eine Versuchstemperatur von 80°C (wie im Versuch #2) eigenstellt, allerdings sollte hier noch eine Verheilungsphase nach einem ersten CO_2 -Durchtritt umgesetzt werden. Dazu wurden, basierend auf den Erfahrungen der vorangegangenen Versuche, die CO_2/sCO_2 Druckstufen bereits anfänglich höher gewählt (5 bzw. 10 MPa). Dabei wurde kein Durchfluss festgestellt. Auch eine Druckerhöhung auf 15 bzw. 17 MPa führte zu keinem Durchfluss. Erst eine Absenkung der Axialspannung (auf ca. 12 MPa) durch Extensionsregelung führte zu einem spontanen Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{min} - p_{fl} = -5,0 \text{ MPa}$. Danach wurden nochmals isotrope Spannungsbedingungen von 20 MPa eingestellt und die Probe konnte ohne Fluidruckbelastung etwa 15 h verheilen. Nach Fluidruckaufbringung von etwa 16 MPa konnte kein Durchtritt von CO_2 registriert werden. Erst die erneute Unterschreitung der minimalen Spannung um 5 MPa unterhalb des Fluiddruckes führte zu einem erneuten spontanen Fluiddurchfluss. In Abbildung 5-11 sind diese Fluiddurchflüssen nach ca. 70 h bzw. 94 h Versuchsdauer bei jeweiligen Spannungs- und Fluidruckbedingungen dargestellt. Die Verheilungsphase nach dem ersten Durchschlag liegt im Bereich 71...87 h Versuchsdauer. Der Versuchsverlauf und die aufgetretenen Phänomene (gleiche notwendige Spannungsdifferenz für zweiten Durchschlag) bestätigen das Verheilungsvermögen nach kurzer Zeit (bei entsprechenden Spannungsbedingungen und erhöhter Temperatur).

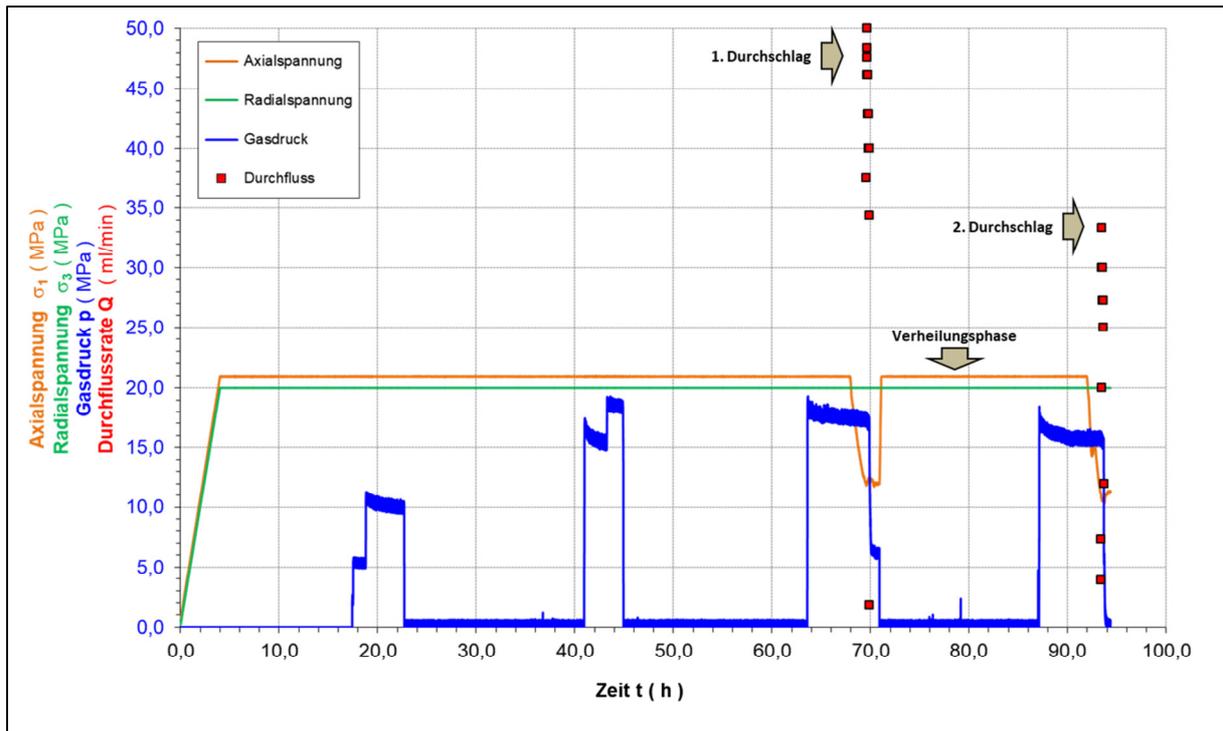


Abbildung 5-11 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #3 mit erstem Durchschlag, Verheilungsphase und zweiten Durchschlag bei 80°C Zelleninnentemperatur

In Abbildung 5-12 ist die verwendete Steinsalzprobe vor und nach dem Versuch dokumentiert. In der Durchlichtaufnahme (2. Bild von links) kann man die leicht einfallende Schichtung in dieser Probe erkennen. An einer solchen Schichtfläche kam es offenbar im unteren Bereich der Probe um Durchschlag (siehe farbige Durchtrittspunkte in den rechten Aufnahmen).



Abbildung 5-12 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #3. Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auf- und Durchlicht) bzw. Rechts daneben: nach dem Versuch und Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)

5.3.4 Steinsalz-Versuch #4

Während die Temperaturen während der vorangegangenen Versuche #1...3 signifikant erhöht waren (50 bzw. 80°C), wurde Versuch #4 bei Raumtemperatur realisiert. Die Einspannungen $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20 \text{ MPa}$ waren identisch zu den ersten Versuchen.

Der CO₂-Fluiddruck wurde erneut beginnend bei 0,5 MPa aufgebracht, bis 15 MPa erreicht wurden, d.h. etwa 5 MPa unterhalb der isotropen Einspannung. Bereits ab 10 MPa Fluiddruck konnte ein geringer Fluiddurchfluss (ca. 2 ml/min) festgestellt werden, der sich bei 15 MPa Fluiddruck leicht auf ca. 3 ml/min erhöhte. Dieser Zustand blieb allerdings auch bei Absenkung der axialen Einspannung (in Extensionsregelung) erhalten und erst mit Unterschreitung von 5 MPa unterhalb des Fluiddruckes kam es zur signifikanten Erhöhung des Durchflusses und letztlich bei einer Druckdifferenz $\sigma_{min} - p_{fl} = -6,7 \text{ MPa}$ zum Durchschlag. Dieser Wert ist nur geringfügig abweichend von den Resultaten aus den vorangegangenen Versuchen.

Der Versuchsverlauf dieses Versuches bei Raumtemperatur ist in Abbildung 5-13 dargestellt. Eine Fotodokumentation (siehe Abbildung 5-14) zeigt die massiven Verfärbungen innerhalb der Probe durch den Farbtracer, was ein Indikator für zahlreiche Wegsamkeiten um die Druckkammer herum darstellt.

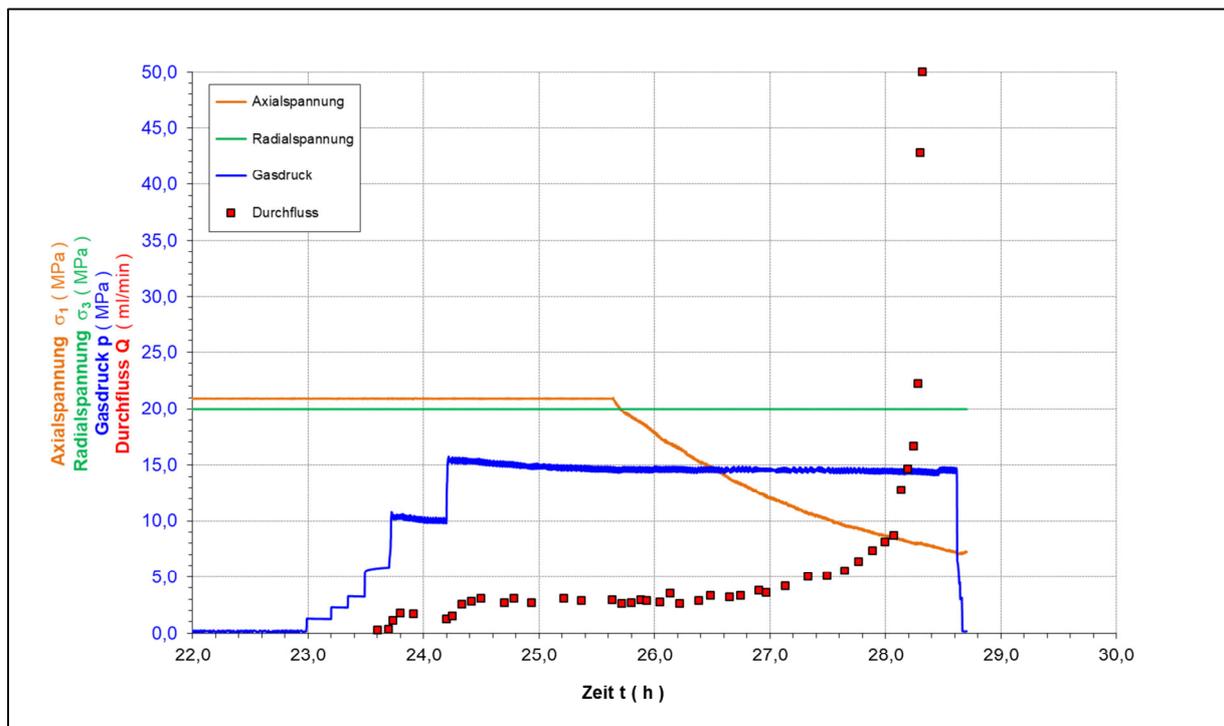


Abbildung 5-13 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #4 bei Raumtemperatur; Extensionsregelung mit aktivem Axialspannungsabbau ab ca. 25,5 h und massiver Durchschlag bei 28,2 h Versuchsdauer

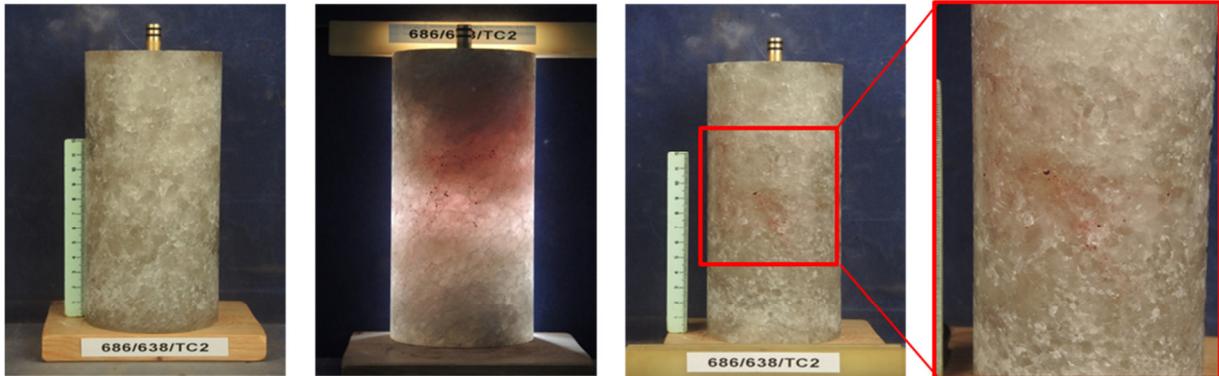


Abbildung 5-14 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #4. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auflicht); Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit deutlich verfärbter zentraler Druckkammer) nach Injektion des Farbtacers (mit punktuellen Durchtrittspunkten)

5.3.5 Steinsalz-Versuch #5

Wie bereits erwähnt, wurden in den Versuchen #1...3 die Temperaturen signifikant erhöht und im Versuch #4 Umgebungstemperatur eingehalten. Der 5. Versuch wurde letztlich bei leicht erhöhter Temperatur realisiert: 30°C. Bei wiederum $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20$ MPa (Quasi-isotrope Einspannung) wurde der Fluiddruck erneut stufenweise bis 15 MPa angehoben. Da es zu keinem CO₂-Durchtritt in dieser Phase kam, wurde wieder in Extensionsregelung die axiale Spannung abgesenkt, identisch zu den ersten Versuchen. Erst kurz vor dem eingetretenen Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{min} - p_{fl} = -6,5$ MPa konnte auf der Probenausgangsseite eine einsetzende und dann rasch steigende Durchflussrate festgestellt werden.

Nach dem Ausbau der Probe und einer Tracer-Injektion konnte in dieser Probe allerdings keine offensichtliche Austrittsstelle detektiert werden.

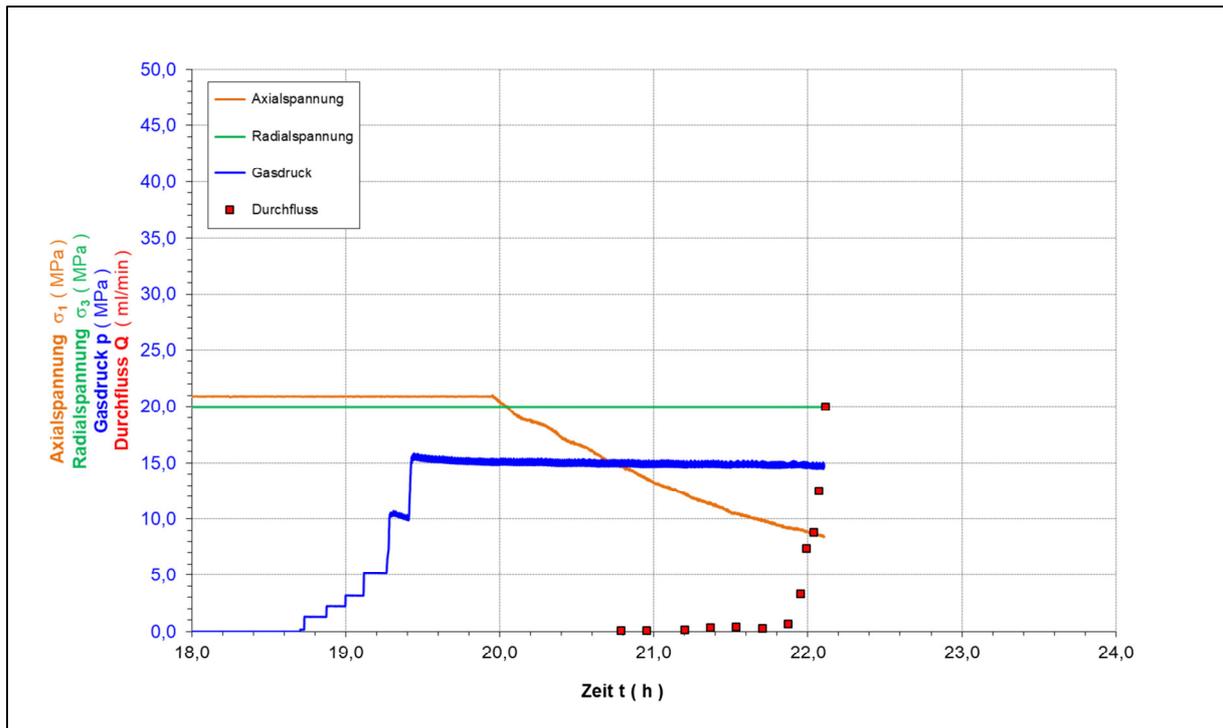


Abbildung 5-15 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #5 bei 30°C Zelleninnentemperatur

5.3.6 Steinsalz-Versuch #6

In den vorangegangenen 5 Versuchen wurde ein Temperaturfenster von 23 bis 80°C Versuchstemperatur abgedeckt. Im 6. Steinsalzversuch wurde die Temperatur nochmals deutlich erhöht. Hier wurden 120°C realisiert. Im Gegensatz zu den ersten Versuchen (bei 20 MPa) wurde eine isotrope Einspannung von 30 MPa gewählt. Bei $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 30$ MPa wurde der Fluiddruck auf 25 MPa eingestellt. Dabei kam es nach kurzer Fluiddruckbelastung bereits zu einem offensichtlichen Durchfluss (ca. 18 ml/min). Nach weiterer Erhöhung des Fluiddruckes auf 29 MPa stieg der Durchfluss rasant an (100...160 ml/min), was für einen eindeutigen Durchschlag spricht. Die Druckdifferenz $\sigma_{min} - p_{fl} = 1,0$ MPa ist hier positiv, da sich der Fluiddruck noch unterhalb der Minimalspannung befand. Dies spricht für eine Vorschädigung oder aufgelockerte Probenverhältnisse.

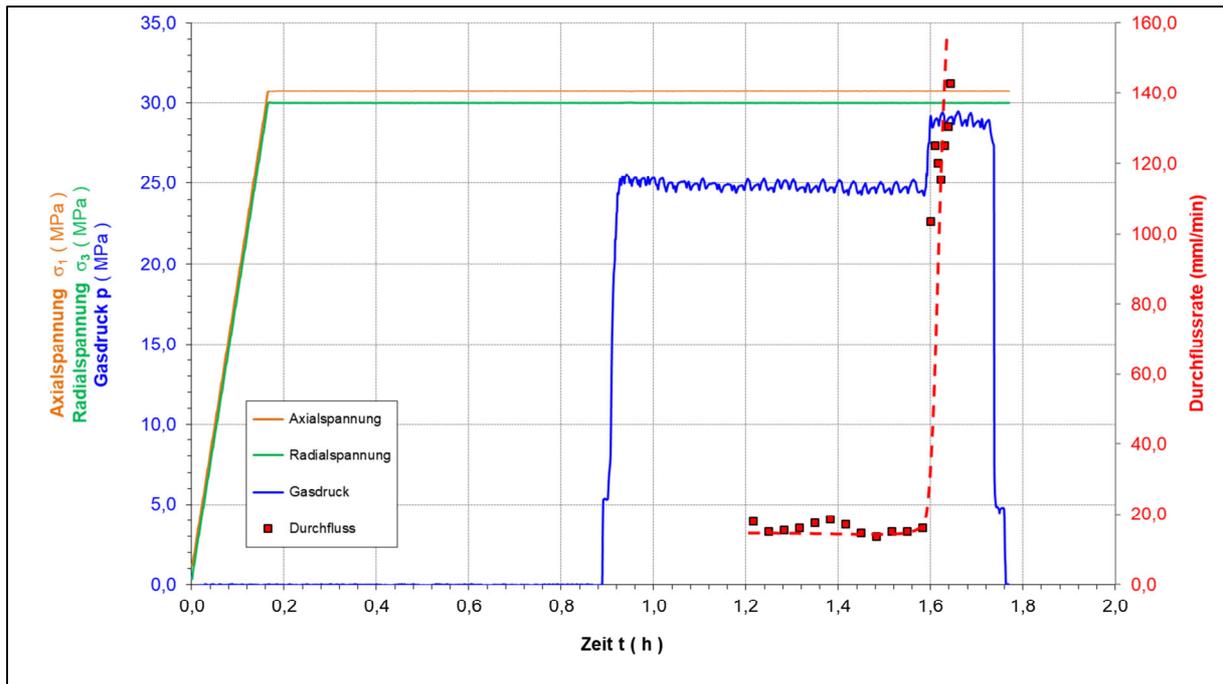


Abbildung 5-16 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #6 bei 120°C Zelleninnentemperatur

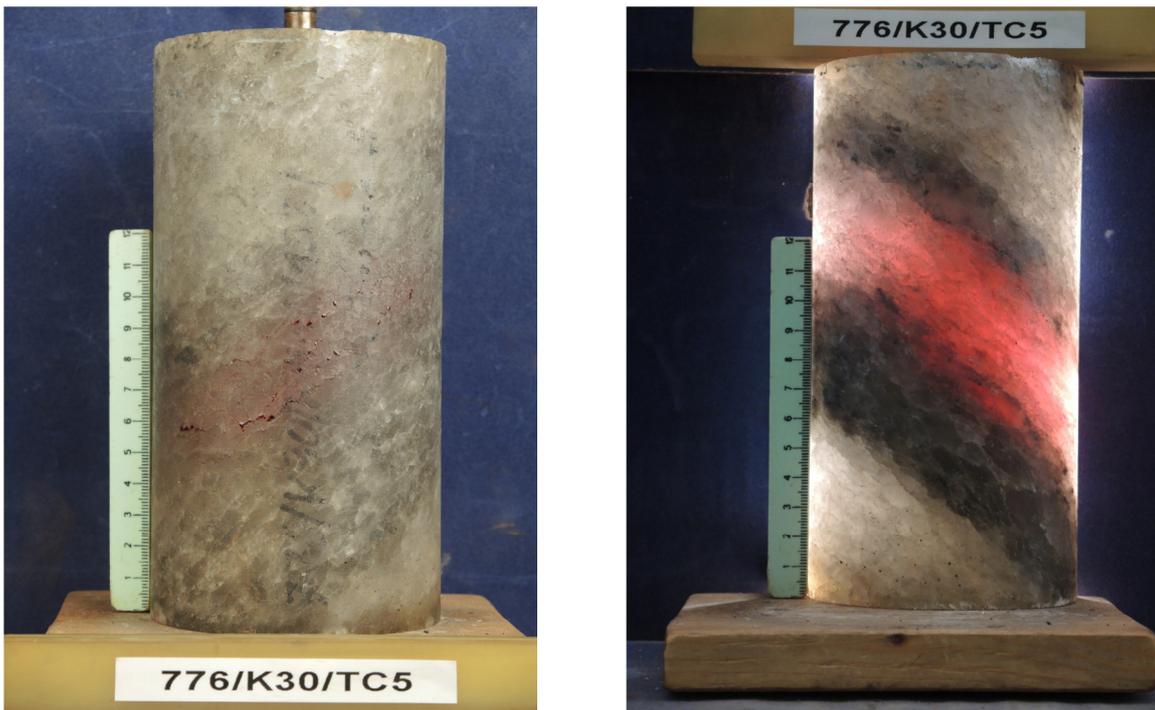


Abbildung 5-17 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #6. Links: Prüfkörper NACH dem Versuch (im Aufricht) mit zahlreichen punktuellen Austrittsstellen des Farbtracers; Rechts: NACH dem Versuch (im Durchlicht); mit deutlich verfärbtem Bereich der Druckkammer; der Schichtung folgend)

5.4 Zyklisch belastungsgeregelte thermomechanische Triaxialversuche

Die experimentellen Untersuchungen zur thermomechanischen Beanspruchung von Steinsalz bei der zyklischen Speicherung wurden in Echtzeit mit dem servohydraulischen Prüfsystem des IfG simuliert. Die thermomechanischen und fluiddynamischen Beanspruchungen des Steinsalzes an der Kavernenkontur beim Ein- und Ausspeichervorgang wurden aus numerischen Simulationsrechnungen ermittelt (vergl. Kap. 0) und dem servohydraulischen Prüfsystem im Versuchsfeld als Steuersignale zur Verfügung gestellt. Die Versuche liefen jeweils über eine Woche, wobei die zyklischen Beanspruchungen denen eines sCO₂- Kurzzeitspeichers mit täglicher Entladung und Aufladung entsprachen.

5.4.1 Steinsalz-Versuch #7

Im ersten Versuch mit zyklischer Belastung wurde eine Steinsalzprobe bei isotroper Einspannung von $\sigma_{ax} = \sigma_{conf} = 20$ bzw. 17 MPa auf 50°C aufgeheizt und danach mit 8 MPa CO₂-Fluiddruck beaufschlagt. Im Anschluss daran wurde wiederholend in 8 Zyklen bei gleichbleibend konstantem Manteldruck (17 MPa) die Axialspannung zügig auf 9 MPa abgesenkt und langsam wieder auf isotrope 17 MPa erhöht. Während dieser zyklische Ent- und Wiederbelastungsphasen und konstantem Fluiddruck konnte kein Fluiddurchtritt durch die Probe festgestellt werden.

Erst nach Reduzierung der radialen Einspannung (knapp über dem anliegenden Fluiddruck) und Absenkung der axialen Belastung unterhalb des Fluiddruckes kam es zu einem abrupten Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{min} - p_{fl} = -1,0$ MPa.

Vermutlich wurde die Probe durch die Spannungsverhältnisse während der zyklischen Beanspruchung soweit beeinflusst, dass eine geringe Differenz zwischen Manteldruck, Fluiddruck und minimaler Spannung (hier Axialspannung) ausreichend ist, um einen Durchschlag zu provozieren.

Der Versuchsverlauf dieses Versuches bei 30°C ist in Abbildung 5-18 dargestellt.

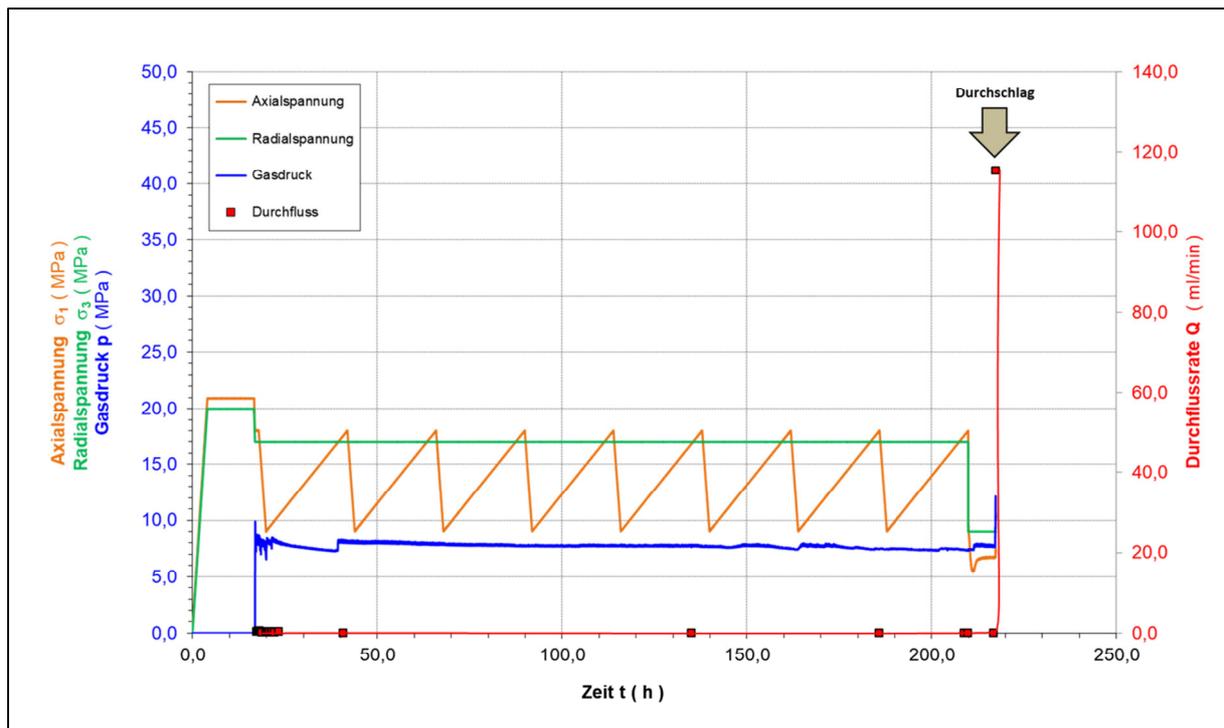


Abbildung 5-18 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #7 mit zyklischer Belastung (orange: Ent- und Wiederbelastung der Axialspannung) bei 30°C Zelleninnentemperatur

5.4.2 Steinsalz-Versuch #8

Im zweiten zyklischen Versuch (Steinsalz-Versuch #8) wurde die Fahrweise variiert. Diesmal wurden nach anfänglich isotroper Einspannung von 20 MPa sowohl der Manteldruck als auch die Axialspannung auf 8 MPa reduziert, was auch dem aufgebrachtten Fluiddruck entspricht. Die Versuchstemperatur lag bei 50°C, somit Konditionen die sCO₂ entsprechen.

Die Zyklen der Belastung und Entlastung wurden ebenso abgeändert. Die Belastung erfolgte zügig, während die Entlastung diesmal langsam erfolgte. Dies wiederholte sich sieben Mal, danach verblieb die Axialspannung in ihrer niedrigen Stufe und der Versuch wurde in Extension weitergefahren. Dadurch fiel die minimale Spannung auf 5,7 MPa und es kam zum Fluiddurchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{\min} - p_{fi} = -2,3$ MPa (siehe Abbildung 5-19).

In Abbildung 5-20 ist nach Tracerinjektion deutlich der verfärbte Bereich der zentralen Druckkammer zu erkennen, ebenso wie zahlreiche punktuelle Austritte.

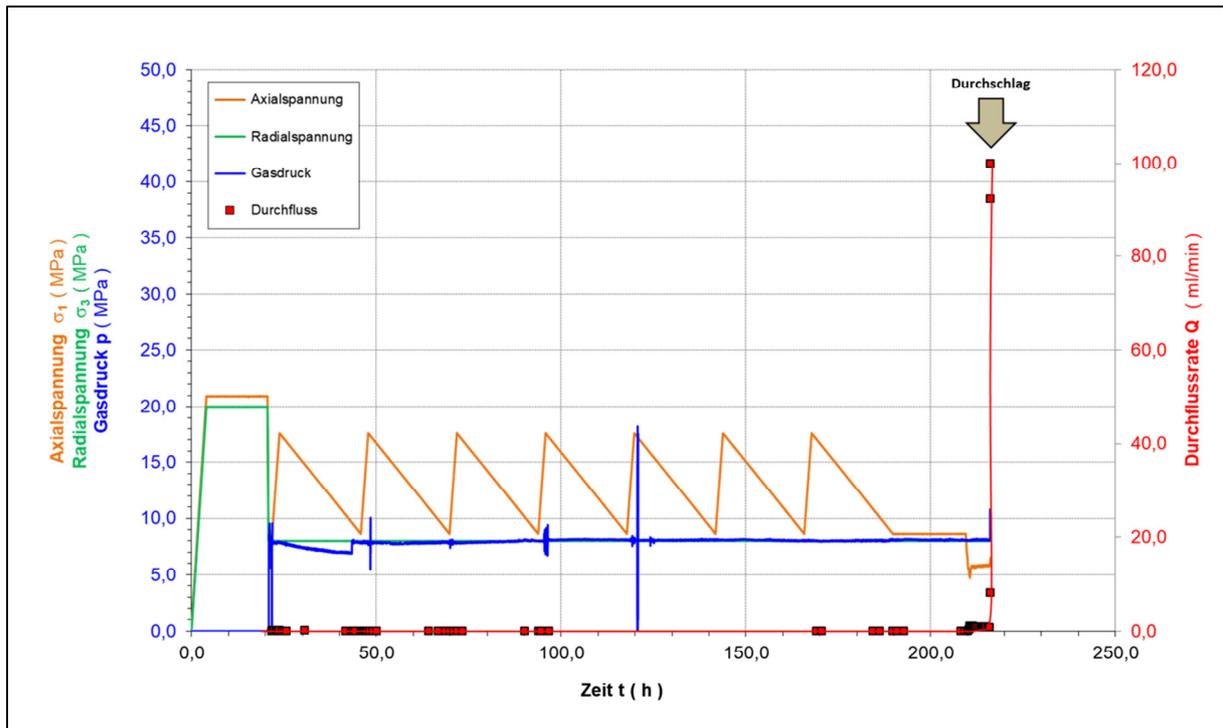


Abbildung 5-19 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #8 mit zyklischer Belastung (orange: Belastung / Entlastung der Axialspannung); Temp.: 50°C

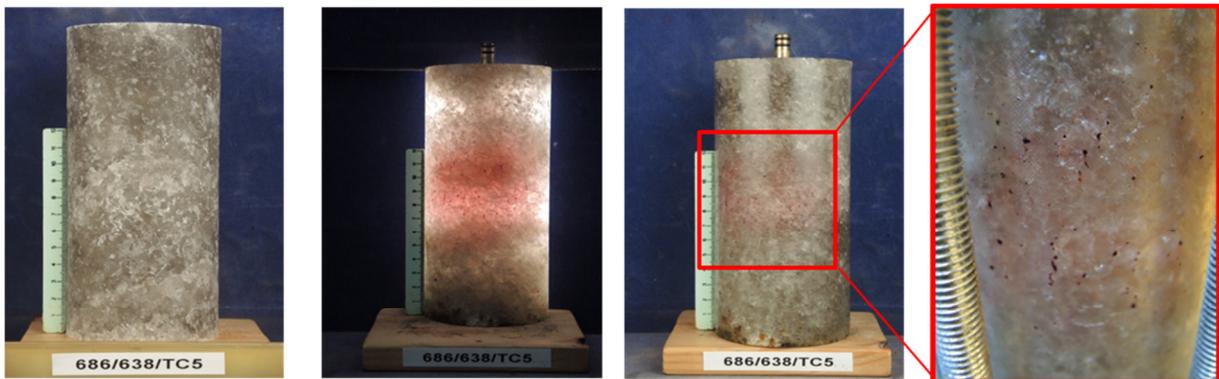


Abbildung 5-20 Fotodokumentation des Steinsalz-Prüfkörpers aus Versuch #8. Ganz Links: Prüfkörper VOR dem Versuch (im Auflicht); Rechts daneben: nach dem Versuch (im Durchlicht; mit deutlich verfärbtem Bereich der zentralen Druckkammer) nach Injektion des Farbtracers (mit zahlreichen punktuellen Durchtrittspunkten)

5.4.3 Steinsalz-Versuch #9

Ein dritter zyklischer Versuch (Steinsalz-Versuch #9) wurde analog zu Versuch #8 durchgeführt, diesmal allerdings nicht bei 50°C Versuchstemperatur, sondern bei Raumtemperatur.

Erneut wurden nach anfänglich isotroper Einspannung von 20 MPa sowohl der Manteldruck als auch die Axialspannung auf 8 MPa reduziert, was auch dem aufgetragenen Fluiddruck entspricht. Die Zyklen der Belastung und Entlastung wurden ebenso beibehalten. Die Belastung erfolgte also erneut zügig, während die Entlastung wiederum langsam erfolgte. Dies wurde erneut 7-fach wiederholt und danach verblieb die Axialspannung in ihrer niedrigen Stufe und der Versuch wurde in Extension weitergefahren. Dadurch fiel die minimale Spannung auf 5,7 MPa und es kam zum Fluiddurchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{\min} - p_{fl} = -2,4 \text{ MPa}$ (siehe Abbildung 5-21). Auch nach Tracerinjektion konnte die Durchtrittsstelle nicht visualisiert werden.

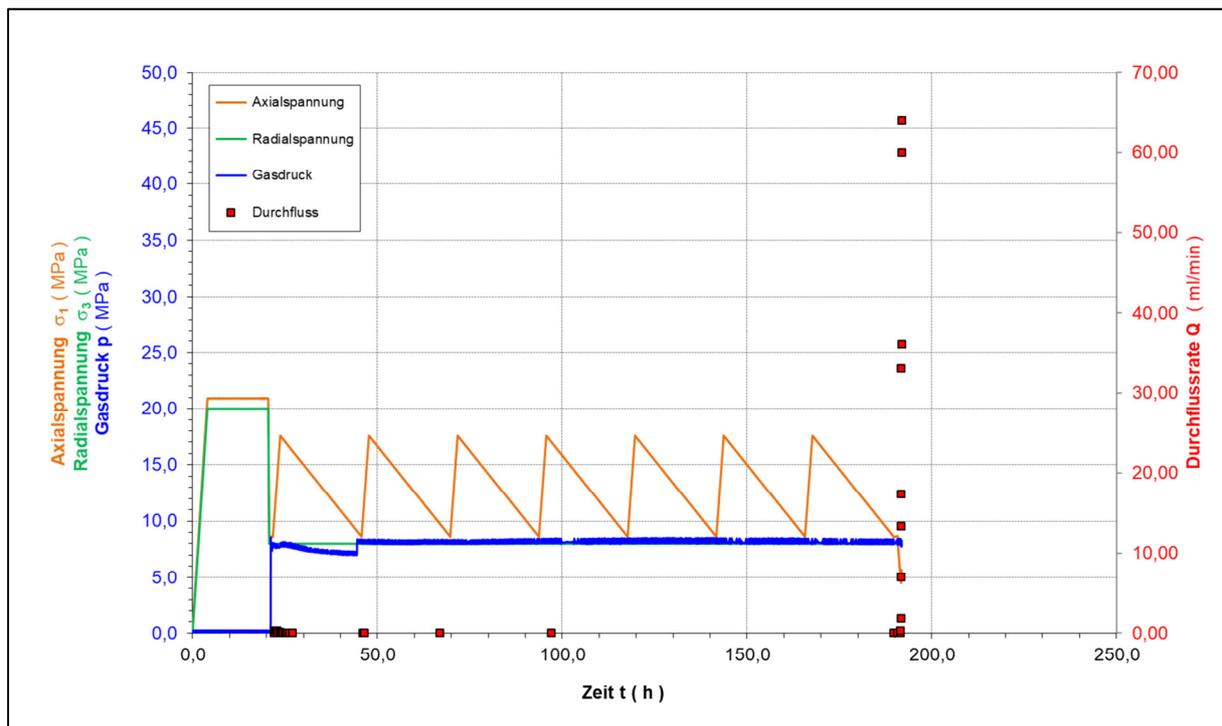


Abbildung 5-21 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck/Durchfluss vs. Zeit) von Versuch #9 mit zyklischer Belastung (orange: Belastung / Entlastung der Axialspannung); Temp.: 23°C (Raumtemperatur)

5.5 Versuche zum Dichtheits- und Schädigungsverhalten von Zementstein

Wie vorab beschrieben, wurden neben natürlichen Steinsalzproben auch Zementproben hinsichtlich der Dichtheitseigenschaften untersucht. Der Borlochzement auf MgO-Basis wurde mit Anmischlösung hergestellt und konnte mehr als 28 Tage abbinden. Nach der Prüfkörperpräparation wurde ebenfalls eine Druckkammer eingebracht, über die mittels CO_2 eine Druckbeaufschlagung erfolgen konnte.

5.5.1 Zement-Versuch #1

Im ersten Versuch mit einer Zementprobe wurde eine isotrope Einspannung von 17 MPa bei Raumtemperaturbedingungen eingestellt. Danach wurde – wie bei den Steinsalzversuchen – der CO₂-Fluiddruck stufenweise erhöht und bis an die Einspannung herangefahren. Da es zu keinerlei Fluidfluss kam, wurde auch hier Extensionsregelung gewählt um die Axialspannung unter den Fluiddruck (und unter die radiale Einspannung) abzusenken. Allerdings kommt es hier nicht wie im Steinsalz – welches andere Materialeigenschaften als Zement aufweist – zu einer klassischen Extension. Vielmehr bestand hier die Gefahr eines abrupten echten Fracs und eines kompletten Aufreißens der kompakten Zementprobe.

Nach einer etwa 8-stündigen Phase ohne anliegenden Fluiddruck wurde die Probe erneut aktiv angeströmt. Allerdings konnte der Druck nicht konstant gehalten werden (Defekt des Kompressors) und erst nach etwa 17 h Versuchsdauer konnte erneut stufenweise der Fluiddruck erhöht werden, in Regionen weit oberhalb der minimalen (bzw. isotropen) Einspannung. Mit Erreichen von 30 MPa Fluiddruck kam es zum Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{\min} - p_{fl} = -13$ MPa. Dies war allerdings nicht auf der Ausgangsseite detektierbar, sondern konnte nur durch eine eindeutige Reaktion des Druckübersetzers (welcher die Volumenbilanz im ölgefüllten Ringraum um die Probe repräsentiert) festgestellt werden. Vermutlich hat das migrierte CO₂ den Raum zwischen Probe und Gummiummantelung „aufgebläht“ und konnte nicht über die Ausgangsseite entweichen. In der Abbildung 5-22 ist der Verlauf des Versuches dargestellt und der Zeitpunkt des Durchschlages markiert.

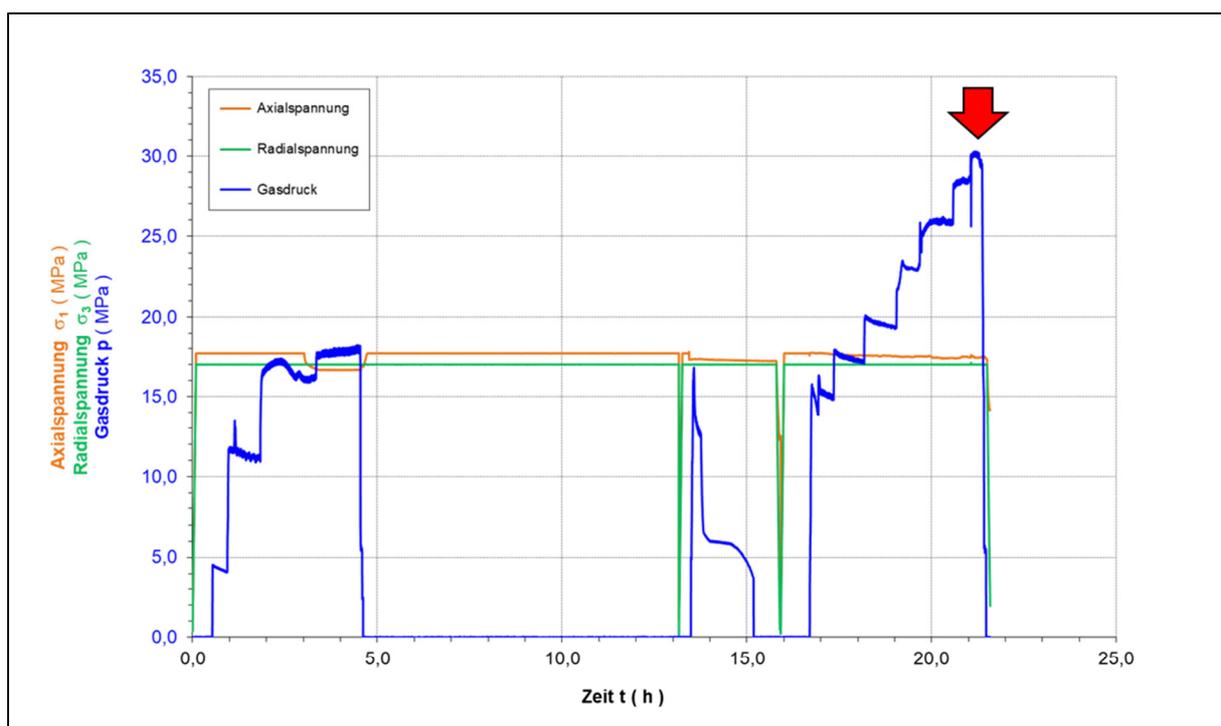


Abbildung 5-22 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #1; Temp.: 23°C

In Abbildung 5-23 ist der Zustand der Zementprobe nach Versuchsende fotografisch dokumentiert. Da kein Tracer an der Mantelfläche austrat (und somit keine möglichen Austrittsstellen vorlagen), wurde die Probe längs aufgeschnitten. Man erkennt deutlich den Bereich der Druckkammer. Die roten Verfärbungen stammen vom Tracer; allerdings nicht entlang von potentiellen Wegsamkeiten, sondern verschmiert durch den Sägeprozess. Weiterhin erkennt man, dass im Zement zahlreiche (Luft-)Poren enthalten sind, der Zement aber ansonsten einen sehr kompakten und dichten Eindruck macht.



Abbildung 5-23 Prüfkörper des ersten Zement-Dichtheitsversuches; mittig in den Fotos ist der Bereich der Druckkammer am Ende der Injektionssonde zu erkennen

5.5.2 Zement-Versuch #2

Der zweite Zementversuch wurde ebenso bei isotroper Einspannung von 17 MPa begonnen, allerdings bei 30°C Versuchstemperatur. Der Fluiddruck wurde bis zur isotropen Einspannung erhöht bzw. leicht überschritten. Danach führte erneut die Extensionsregelung zu einer geringen Absenkung der Axialspannung / minimalen Einspannung. Eine weitere stufenweise Erhöhung des Fluiddruckes bis 25 MPa führte zu einem (Fluid-)Druckverlust bzw. Reaktion im Druckübersetzer, was als Durchtritt interpretiert wurde, allerdings nicht zu einem direkten Austritt auf der Ausgangsseite führte (siehe Abbildung 5-24 bei ca. 5 h). Die Druckdifferenz betrug $\sigma_{\min} - p_{fl} = -8 \text{ MPa}$.

Nach einer fluiddrucklosen Phase wurde die isotrope Einspannung auf 25 MPa erhöht und der Fluiddruck auf 21 bzw. 25 MPa erhöht. Beim Versuch der weiteren Erhöhung bei gleichzeitiger Spannungsextension kam es zum erneuten Durchschlag (Druckdifferenz -1,5 MPa). Nach dem Ausbau waren keine offensichtlichen Austrittsstellen erkennbar.

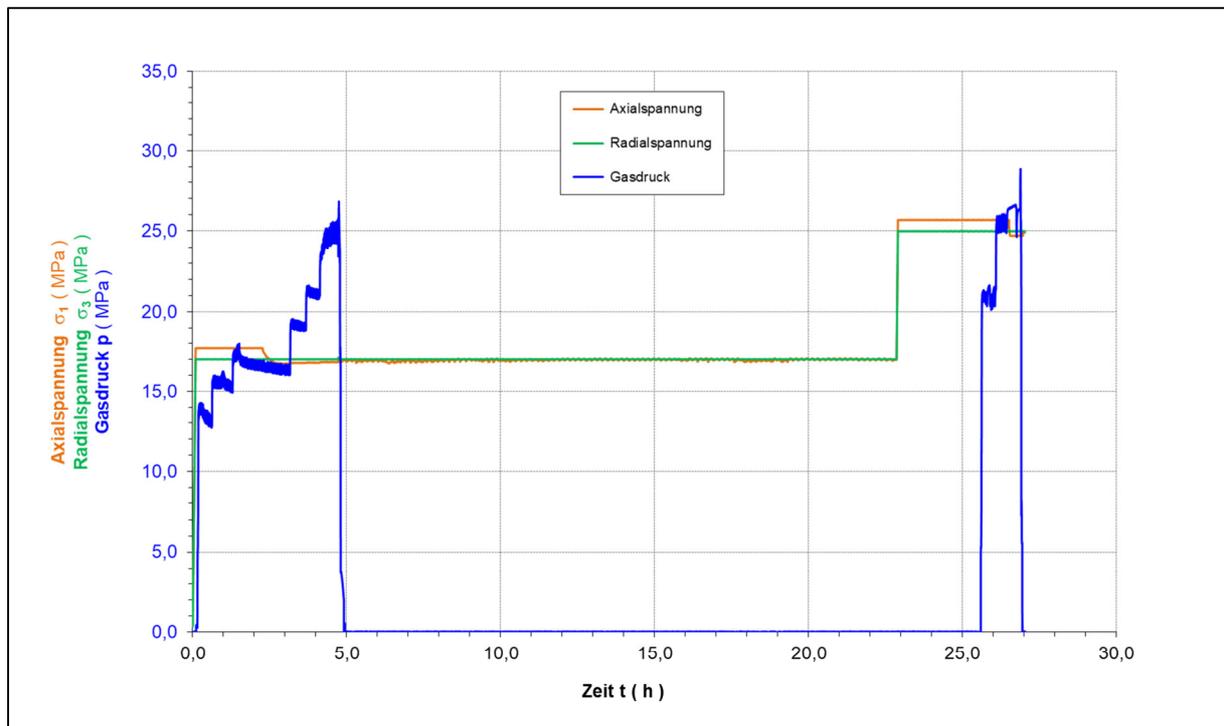


Abbildung 5-24 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #2; Temp.: 30°C; 2-facher Durchschlag bei -8 bzw. -1,5 MPa Druckdifferenz $\sigma_{\min} - p_{fl}$

5.5.3 Zement-Versuch #3

Beim dritten Zementversuch wurden 25 MPa isotrope Einspannung bei 50°C Versuchstemperatur eingestellt. Der CO₂-Fluiddruck wurde wiederum stufenweise erhöht und bis an die Einspannung herangefahren und danach darüber hinaus. Bis zu einem Fluiddruck von 33 MPa wurde keine Reaktion oder ein Austritt registriert. Mit Erhöhung des Fluiddrucks auf 35 MPa kam es zum spontanen Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{\min} - p_{fl} = -10$ MPa (siehe Diagramm / Kurvenverlauf in Abbildung 5-25). Dieser konnte durch den Farbtracer markiert werden und zeichnet den sprödebruchartigen entstandenen makroskopischen Riss nach (siehe Abbildung 5-26).

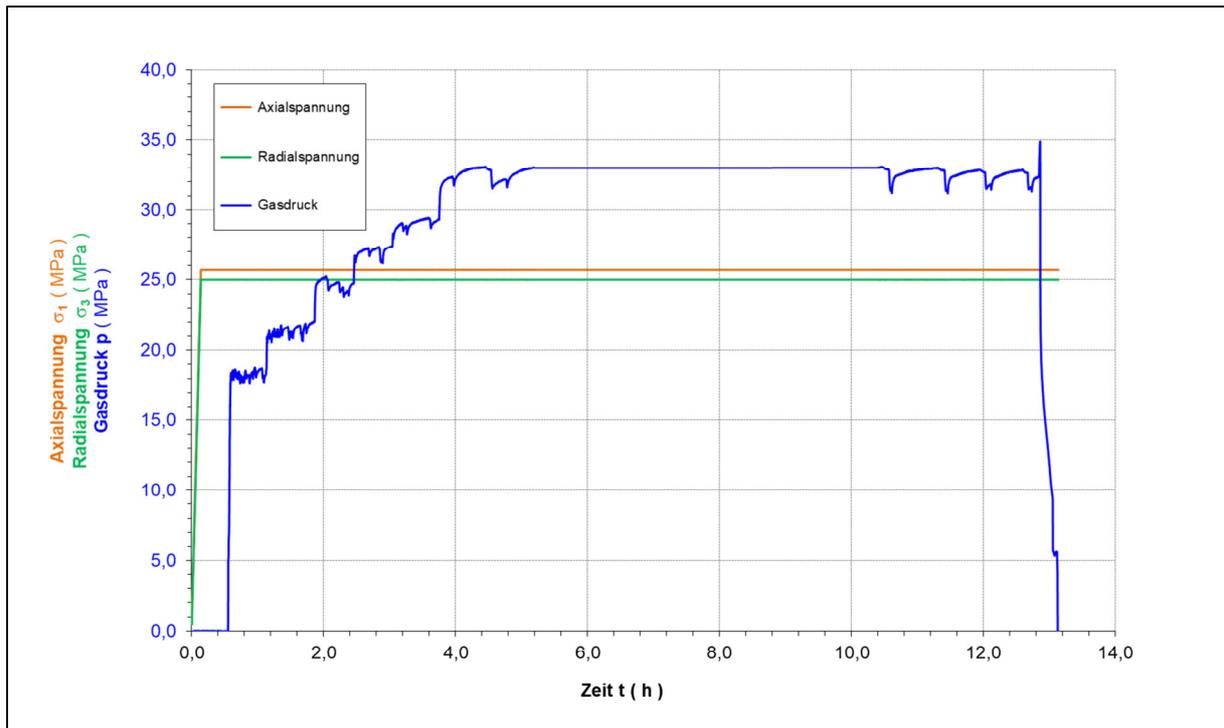


Abbildung 5-25 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #3; Temp.: 50°C

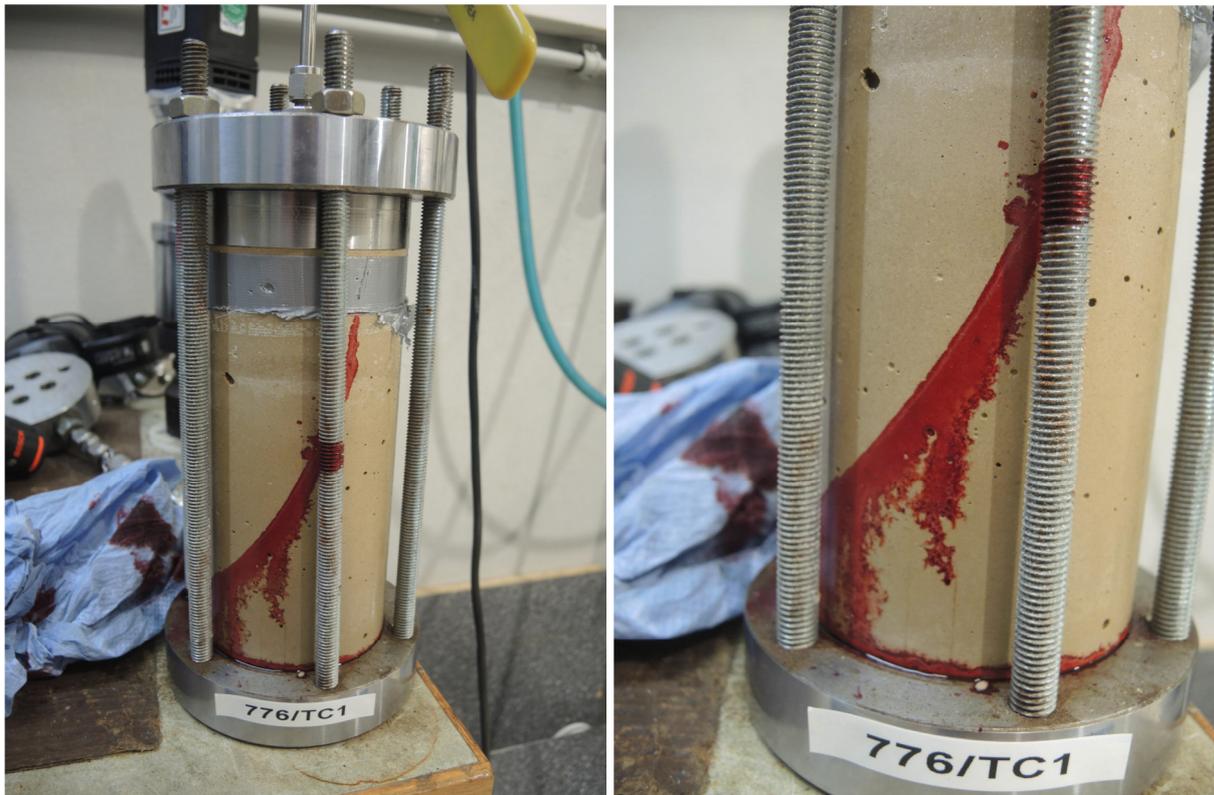


Abbildung 5-26 Fotodokumentation des Austritts des Farbtacers welcher den CO₂-Durchtritt visualisiert

5.5.4 Zement-Versuch #4

Der vierte der Zementversuche wurde wie in den vorangegangenen Versuchen bei 25 MPa isotroper Einspannung aber bei 80°C Versuchstemperatur durchgeführt. Der CO₂-Fluiddruck wurde bereits am Anfang auf 20 MPa angefahren und danach stufenweise erhöht. Nach Erreichen des Niveaus der isotropen Einspannung wurde, da bisher kein Fluiddurchtritt stattfand, der Druck auf 29 MPa bzw. 31 MPa erhöht. Bei Versuch der Erhöhung auf 33 MPa kam es zum abrupten Durchschlag bei einer Druckdifferenz von $\sigma_{\min} - p_{fi} = -6,9$ MPa (siehe Diagramm / Kurvenverlauf in Abbildung 5-27). Dieser konnte erneut durch den Farbtracer markiert werden und zeichnet einen makroskopischen Riss nach (siehe Abbildung 5-28).

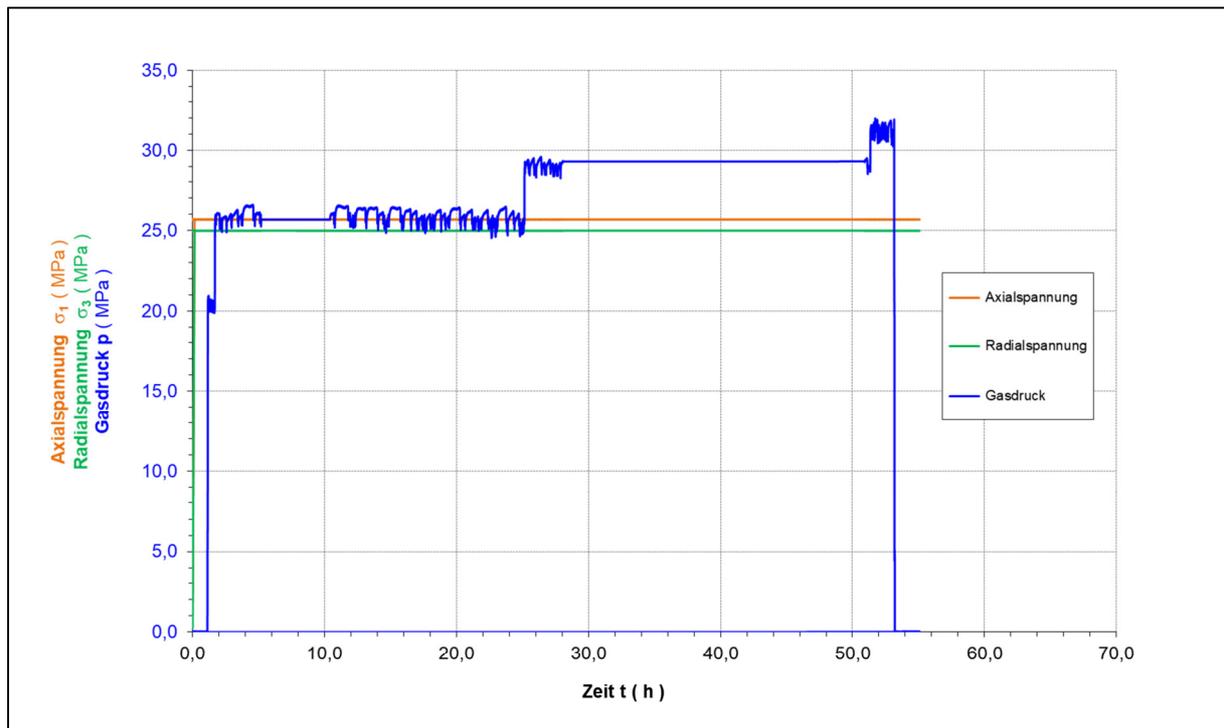


Abbildung 5-27 Versuchsverlauf (Spannung/Fluiddruck vs. Zeit) von Zement-Versuch #4; Temp.: 80°C



Abbildung 5-28 Fotodokumentation des Austritts des Farbtacers welcher den CO₂-Durchtritt visualisiert (Zement-Versuch #4)

5.6 Auswertung der Versuchsreihen und Ergebnisinterpretation

Primäre Zielstellung der Laborversuche war der experimentelle Nachweis der Dichtheit von Steinsalz bei der behälterlosen Hochdruckspeicherung von sCO₂ für die Energiespeicherung in Salzkavernen bei Temperaturen bis 120°C. Ein weiteres wesentliches Untersuchungsziel war das des Dichtheitsverhalten von Zement zur Abdichtung der letzten zementierten Rohrtour der Bohrlochinstallation bei dem anstehenden Speichermedium sCO₂ unter hohem Druck.

In der nachfolgenden Tabelle (Tabelle 5-1) sind die Spannungs- und Druckbedingungen, und Versuchstemperaturen sowie die Druckdifferenzen zum Zeitpunkt des Durchschlages sowohl für die Steinsalzversuche als auch für die Zementversuche zusammengefasst.

Tabelle 5-1 Versuche zur Bestimmung der Perkolationschwelle; Typen und Versuchsbedingungen sowie Druckdifferenzen beim Durchtritt

Material	Versuchstyp	Nummer	Temperatur	σ_{conf}^1	σ_{min}^2	p_{fl}^3	Δp^4
			°C	MPa	MPa	MPa	MPa
Steinsalz	const./Einstufen	1	50	20	7,6	14	-6,4
Steinsalz	const./Einstufen	2	80	20	7,6	15	-7,4
Steinsalz	const./Einstufen	3 (1)	80	20	12	17	-5,0
		3 (2)			11	16	-5,0
Steinsalz	const./Einstufen	4	23	20	7,6	14,3	-6,7
Steinsalz	const./Einstufen	5	30	20	8,3	14,8	-6,5
Steinsalz	const./Einstufen	6	120	30	30	29	1,0
Steinsalz	zyklisch	7	50	17	7	8	-1,0
Steinsalz	zyklisch	8	50	8	5,7	8	-2,3
Steinsalz	zyklisch	9	23	8	5,7	8,1	-2,4
Zement	const./Einstufen	1	23	17	17	30	-13,0
Zement	const./Einstufen	2 (1)	30	17	17	25	-8,0
		2 (2)					
Zement	const./Einstufen	3	50	25	25	35	-10,0
Zement	const./Einstufen	4	80	25	25	32,7	-7,7

¹ σ_{conf} : Manteldruck, ² σ_{min} : minimale Hauptspannung, ³ p_{fl} : sCO₂/CO₂ Fluiddruck, ⁴ $\Delta p = \sigma_{min} - p_{fl}$, jeweils beim Durchschlag,

Salzgesteine sind in ihrer geologischen Entwicklung über Jahrtausende kompaktiert und dehydriert worden und besitzen unter ungestörten, näherungsweise isotropen Einspannungsbedingungen im Gebirge keinen vernetzten Porenraum.

Ein Integritäts- bzw. Dichtheitsverlust von Salzkavernen kann durch fluiddruck-getriebene Generierung hydraulischer Fließwege bei Annäherung des Kaverneninnendruckes an die minimale Hauptspannung im umgebenden Salzgebirge eintreten (Fokker, Smit, & Bart., 2022).

Polykristalline Salzgesteine wie Steinsalz stellen auf mikromechanischer Ebenen ein Diskontinuum aus miteinander verwachsenen Salzkristallen dar. Die druckgetriebene Öffnung und Vernetzung von Wegsamkeiten (druckgetriebene Perkolation), also die Generierung von Konnektivität durch Öffnung von Kanälen entlang der Korngrenzen der Salzkristalle erfolgt bei Überwindung der durch die Normalspannung σ_N (ggf. zuzüglich kohäsiver/adhäsiver Kornbindungen σ_Z) bestimmten Perkolationschwelle (Minkley, Knauth M., & Wüste, Integrity of salinar barriers under consideration of discontinuum-mechanical aspects, 2012).

$$p_c \leq f \cdot (\sigma_N + \sigma_Z)$$

mit $f \leq 1$

Die Normalspannung σ_N entspricht bei isotropem Spannungszustand im Salzgebirge der minimalen Hauptspannung σ_{MIN} .

Die druckbedingte Öffnung von Korngrenzen kann bereits bei Fluiddrücken unterhalb der Normalspannung (minimalen Hauptspannung) auftreten, wenn $f < 1$ ist. Dies kann z.B. der Fall sein für Diskontinuitäten und Schichtflächen, geschädigte Steinsalzbereiche oder als Folge von Verunreinigungen und veränderter physikalisch-chemischer Eigenschaften.

Die Auswertung der Versuche entsprechend obiger Beziehung zeigt, dass eine Überwindung der Perkolationschwelle im Allgemeinen erst bei Drücken oberhalb der minimalen Hauptspannung eintritt. D.h. für einen Fluiddurchschlag muss zusätzlich eine Zugfestigkeit σ_{zug} infolge kohäsiver/adhäsiver Kornbindungen im Steinsalz überwunden werden. Die wirksame mittlere Zugfestigkeit liegt in der Größenordnung von 6 MPa (Abbildung 5-29). Das Ergebnis ist analog einem Gasfrac-Versuch, bei dem ein Aufreißen im Salzgebirge bei hoher Druckaufbaurrate erst bei Drücken deutlich über der minimalen Hauptspannung eintritt. Auch bei den Versuchen war die Druckaufbaurrate relativ hoch, wie bei der Energiespeicherung mit sCO_2 , sodass im Allgemeinen zusätzliche kohäsive/adhäsive Kornbindungskräfte für einen Fluiddurchschlag überwunden werden müssen.

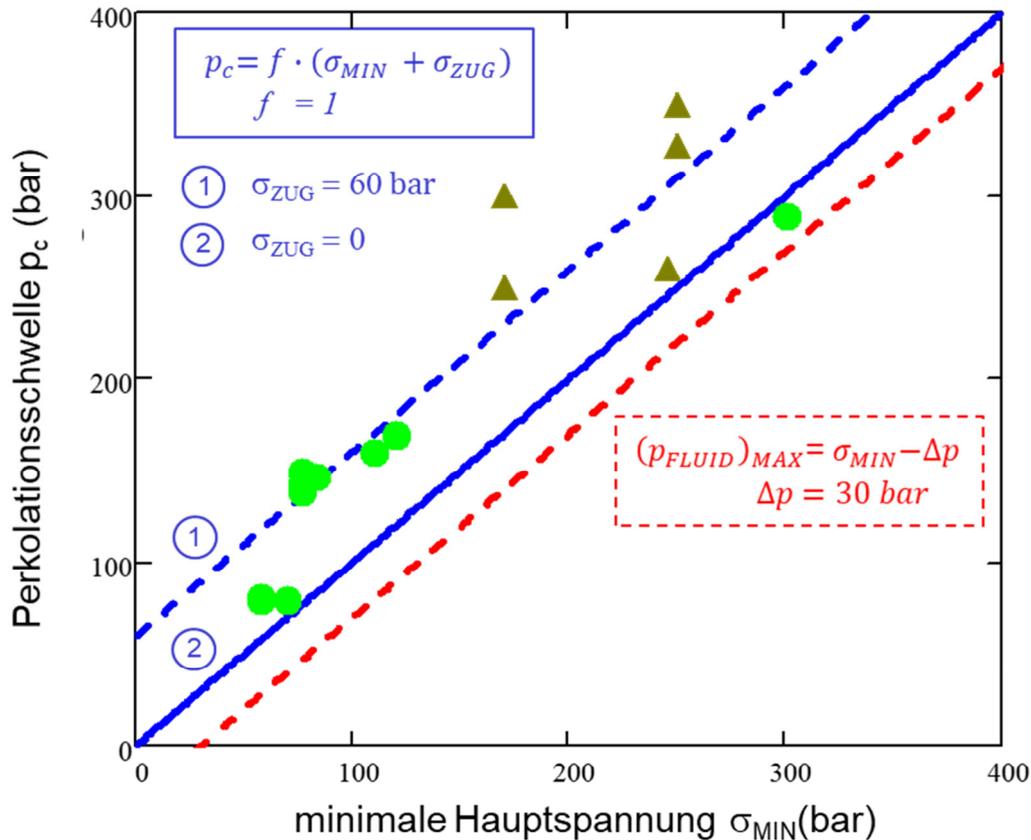


Abbildung 5-29 Laborversuche zur Perkolationsschwelle von sCO₂/CO₂ an Steinsalzprüfkörpern (hellgrüne Punkte) und Bohrlochzement (dunkelgrüne Dreiecke) im Temperaturbereich von 20°C bis 120°C und Definition maximaler Speicherdruck (gestrichelte rote Linie)

Die Versuche zeigen auch, dass bei zyklischer Belastung infolge mechanischer Schädigung die kohäsiven/adhäsiven Kornbindungen zwischen den Steinsalzkristallen geschwächt werden und die Zugfestigkeit bei einem sCO₂/CO₂- Durchschlag nur noch bei 1 ...2 MPa liegt (siehe Tabelle 5-1 und Abbildung 5-18 sowie Abbildung 5-19).

Aus den Versuchen am Bohrlochzement ist abzuleiten, dass für einen Dichtheitsverlust bei Druckbeaufschlagung mit sCO₂/CO₂ generell eine höhere Zugfestigkeit im Vergleich zum Steinsalz zu überwinden ist (siehe Tabelle 5-1 und Abbildung 5-29).

Die experimentellen Untersuchungsergebnisse zur Bestimmung der Perkolationsschwelle von Steinsalz bei Druckbeaufschlagung mit sCO₂/CO₂ sind in vorliegende Labor- und in situ-Untersuchungen zum Dichtheitsverhalten von Salzgesteinen unter Druckwirkung verschiedener Fluide (Minkley, Brückner, & Lüdeling, Percolation in salt rocks, 2018) eingeordnet worden Abbildung 5-30.

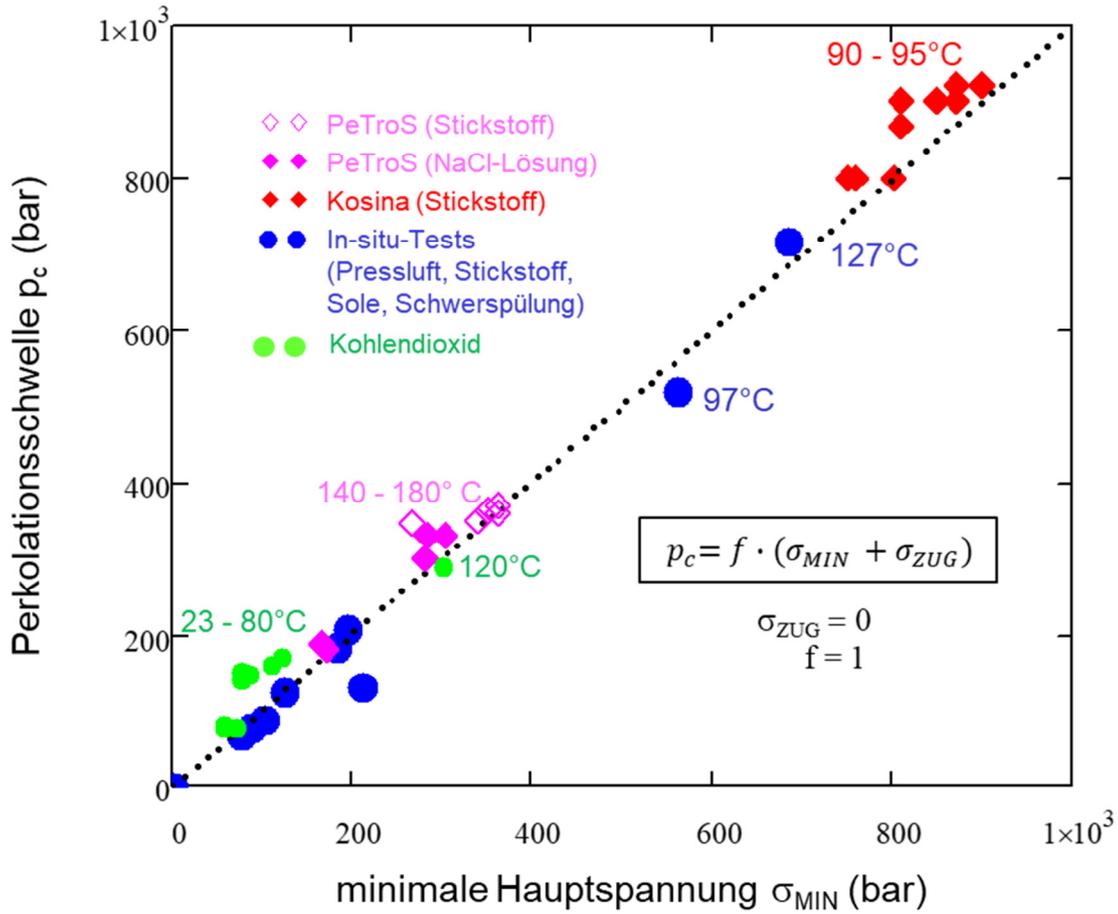


Abbildung 5-30 Perkolationsschwelle von Steinsalz bei Druckbeaufschlagung mit verschiedenen Fluiden im flüssigen, gasförmigen und superkritischen Aggregatzustand im Temperaturbereich von 20°C bis 180°C

Die experimentellen Untersuchungsergebnisse deuten darauf hin, dass die Perkolationsschwelle von Steinsalz bei anstehendem Kohlendioxid etwas höher liegt als bei Salzlösung (siehe Abbildung 5-30). Ein Grund hierfür könnte sein, dass Wasser polar ist und Salz als ebenfalls polarer Stoff darin gut löslich ist und damit Drucklösung an den Korngrenzen bei anstehenden Salzlösung begünstigt wird, während CO₂ ein unpolares Fluid ist und die Bindungskräfte an den Korngrenzen bei einem CO₂-Druckanstieg weniger geschwächt werden.

Aus den experimentellen Untersuchungen zur Bestimmung der Perkolationsschwelle und dem Einsetzen von druckgetriebener sCO₂-Perkolation im Steinsalz und im Zementstein kann ein Sicherheitsbeiwert für den maximal zulässigen Speicherdruck bei der Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂ abgeleitet werden:

$$n \geq \frac{1}{\left[1 - \frac{\Delta p}{\sigma_{MIN}}\right]}$$

mit: $\Delta p = \sigma_{MIN} - p_{FLUID}$

Die obige Definition des Sicherheitsbeiwertes (Minkley & Menzel, Geomechanische Problemstellungen bei der Nachnutzung grossvolumiger Kaligruben zur Hochdruckspeicherung von Gas, 1995) für die Festlegung des zulässigen Speicherdruckes hat den Vorteil, dass ein konstantes Sicherheitsniveau zwischen maximalem sCO₂-Speicherdruck und der Perkolationschwelle unabhängig von der Teufenlage der Speicherkavernen eingehalten wird (Abbildung 5-29).

Die Druckdifferenz zwischen minimaler Hauptspannung σ_{MIN} im Bereich der letzten zementierten Rohrtour (LzRT) und dem maximalen Fluiddruck p_{FLUID} des gespeicherten sCO₂ in der Kaverne sollte für einen sicheren Speicherbetrieb bei $\Delta p \geq 3 \text{ MPa}$ liegen. Für den maximal zulässigen Fluiddruck des superkritischen CO₂ in der Kaverne folgt:

$$(p_{Fluid})_{MAX} = \frac{\sigma_{MIN}}{n}$$

Aus dem definierten Sicherheitsbeiwert für die Fluiddruckbelastbarkeit im Salzgebirge ergibt sich auf der Basis der experimentellen Untersuchungen mit $\Delta p = 3 \text{ MPa}$ für die Hochdruckkaverne in 1500 m Teufe (LzRT) bei einem Teufendruckgradienten von 0,022 MPa/m für den maximal zulässigen sCO₂- Speicherdruck $(p_{Fluid})_{MAX} = 30 \text{ MPa}$.

6 Thermomechanische Berechnungen mit fluidmechanischer und Wärmetransport-Kopplung

Die mechanische Integrität der Speicherkavernen ist von zentraler Bedeutung für den dauerhaften Betrieb des Kavernenspeichers. Die periodische Änderung der thermodynamischen Zustandsgrößen Druck und Temperatur kann für die mechanische Stabilität des Kavernenspeichers eine erhebliche Belastung darstellen. Dies wird im vorliegenden Kapitel im Detail untersucht. Dabei wird auch insbesondere darauf eingegangen, ob eine Gefährdung der Zementierung der Rohrtour möglich ist. Diese ist entscheidend, um die Dichtheit des CO₂ Gasspeichers gegenüber der Umwelt zu gewährleisten.

6.1 Implementierung thermodynamische Zustandsgleichung CO₂

Verschiedene Gründe führten zur Wahl von CO₂ als Arbeitsmedium im vorliegenden Projekt. Zum einen gibt es natürlich entstandene Vorkommen von CO₂ im Steinsalz des Werrareviere, wobei erhebliche Volumina von bis zu >100.000 m³ bei der bergmännischen Erschließung der Kali- und Salzvorkommen angetroffen wurden. Diese müssen zuvor über geologische Zeiträume gasdicht eingeschlossen gewesen sein. Dabei stand das CO₂ im thermischen und mechanischen Gleichgewicht mit dem Salzgebirge, und befand sich bei entsprechenden Tiefen zwangsläufig im superkritischen Zustand. Die prinzipielle Möglichkeit eines dauerhaft sicheren Einschlusses ist damit belegt.

Zum anderen besteht ein Nachteil der existierenden Druckluftspeichertechnologie darin, dass bei der Kompression ein erheblicher Anteil der zugeführten Arbeit in Wärme umgewandelt wird. Diese führt zu einer Temperatursteigerung des Arbeitsmediums, welche aber nur in endlichem Maße vom Gebirge toleriert werden kann. Mit steigender Temperatur sinkt die Viskosität im Steinsalz exponentiell. Dies führt zu einem exponentiellen Anstieg der Kriechverformung, welche das nutzbare Kavernenvolumen reduziert, und zu einem mechanischen Versagen der Speicherkaverne führen kann. Beispielhaft soll hier die adiabatische Kompression von 75 bar auf 300 bar bei einer Ausgangstemperatur von 31.9 °C angeführt werden, also von Bedingungen knapp oberhalb des kritischen Punktes bis zum Maximaldruck des Kavernenspeichers. Während sich CO₂ nur auf rund 82 °C erwärmt, erreicht Luft eine Endtemperatur von 182 °C. Dies hat erhebliche Konsequenzen für die Kavernen des Speichers. Während bei 82 °C mit hoher Wahrscheinlichkeit auch dauerhaft ein sicherer Betrieb der Speicherkavernen gewährleistet werden kann, ist dies bei 182 °C nahezu ausgeschlossen. Ursache für diese nicht unerheblichen Unterschiede ist die höhere Wärmekapazität des CO₂.

Um die thermodynamischen Effekte der periodischen Kompression und Entspannung von CO₂ numerisch handhaben zu können, muss die thermodynamische Zustandsgleichung in

die entsprechenden Numeriksysteme integriert werden. Da sich die zu berücksichtigenden thermodynamischen Zustände in der Nähe des kritischen Punktes befinden, ist eine Näherung mit Hilfe des Modells des idealen Gases nicht ausreichend. Auch übliche Näherungslösungen für reale Gases geben die Eigenschaften in der Nähe des kritischen Punktes nur unzureichend wieder.

Eine Lösung bietet die Methode von Span und Wagner (Span & Wagner, 1996), die eine systematische Anpassung an nahezu alle bekannten Messwerte thermodynamischer Eigenschaften von CO₂ mittels einer Reihenentwicklung der freien Helmholtzenergie vornimmt. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Eigenschaften in der Umgebung des kritischen Punktes gelegt. Mit diesem Verfahren können Abweichungen der errechneten thermodynamischen Zustandsgrößen von den gemessenen von unter 1 % erreicht werden, typischerweise von unter 0,1 %.

Die Zustandsgleichung nach Span und Wagner ist in der Programmbibliothek Fluidcal implementiert. Diese ist in FORTRAN programmiert und verfügt über eine C Schnittstelle. Entsprechend kann die Bibliothek, oft unter Einsatz von gezielt programmierten C++ Schnittstellen, in die verwendeten Numerikprogramme eingefügt werden. Insbesondere wurden Adapterschnittstellen für Matlab, Python und Comsol Multiphysics implementiert.

Im Verlauf einer realistischen Simulation zeigt sich jedoch, dass, wegen der Komplexität der zugrundeliegenden Funktion, ein Aufruf der Fluidcal Bibliothek einen nicht unerheblichen Teil der gesamten Rechenzeit in Anspruch nimmt. Deswegen wurden zur Verbesserung der numerischen Performance die entsprechenden Schnittstellen so angepasst, dass die benötigten thermodynamischen Zustandsgrößen als Funktion von Druck und Temperatur über den für das vorliegende Projekt relevanten Bereich einmal berechnet und als Stützstellen für eine Interpolation im Speicher abgelegt werden. Alle folgenden Simulationen können auf die Wertetabellen zugreifen und benötigen deutlich weniger Rechenzeit zur Bestimmung der thermodynamischen Zustandsgrößen.

Die dabei entstehenden zusätzlichen Ungenauigkeiten hängen von der Dichte der gewählten Stützstellen ab und können mit vertretbarem Aufwand auf unter 1 % reduziert werden.

Eine weitere, ebenfalls auf den Arbeiten von Span und Wagner basierende Bibliothek ist das frei verfügbare Programm Coolprop, welches auch thermodynamische Zustandsgrößen anderer Stoffe bestimmen kann. Die Bibliothek ist in C++ geschrieben, es existieren Schnittstellen für eine Vielzahl von Programmiersprachen und Rechensoftware, unter andere Matlab und Python. Diese Bibliothek wurde insbesondere zur Berechnung der Kreisprozesse und zur Optimierung der Turbomaschinerie eingesetzt.

6.2 Berechnung maximale Ausspeise- und Einspeiserate

Zur Festlegung der Leistung des Energiespeichers mit superkritischem CO₂ ist entscheidend, wie hoch die Massenflussrate über die Turbine ist. Aus dieser und aus dem Verhältnis des Druckes vor und hinter der sCO₂-Turbine lässt sich deren Leistung bestimmen. Das Druckverhältnis hängt hierbei von den aktuellen Drücken in der Hoch- und Niederdruckkaverne ab. Generell lässt sich sagen, dass die abgegebene Leistung proportional zur Massenflussrate ist, solange diese die Druckverhältnisse nicht beeinflusst. Demzufolge wurden Überlegungen zum Einfluss der Massenflussrate auf die Druckverhältnisse angestellt.

In diesem Zusammenhang dürfen die Reibungsverluste in den Rohrleitungen zwischen Kavernen und Turbine nicht zu groß sein.

Ausgehend von ersten Abschätzungen sollen einige genauere Betrachtungen angestellt werden. Um die angestrebte Leistung von 100 MW zu erreichen, wurde geschätzt, dass ca. 4000 kg/s bei den zu erwartenden Druckverhältnissen durch die Turbine fließen müssen.

Für diese Flussrate und realistische Rohrquerschnitte wird zuerst die Reynoldszahl abgeschätzt:

$$Re = \frac{\rho}{\mu} v D$$

Wobei ρ die Dichte, μ die dynamische Viskosität ($2 \cdot 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{s} < \mu < 8 \cdot 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{s}$) im relevanten Druck und Temperaturbereich, v die Strömungsgeschwindigkeit und D den Rohrdurchmesser bezeichnet. Für alle technisch realistischen Varianten bei tiefliegenden Kavernen mit Bohrungen von übertage liegt der Rohrinne Durchmesser unter 50 cm. Die Massenflussrate bestimmt sich mit der Querschnittsfläche A zu:

$$Q = \rho \dot{V} = \rho v A = \rho v D^2 \frac{\pi}{4} = \frac{4000 \text{ kg}}{\text{s}}$$

Daraus ergibt sich:

$$Re = \frac{4Q}{\pi D \mu} \geq 1 \cdot 10^8$$

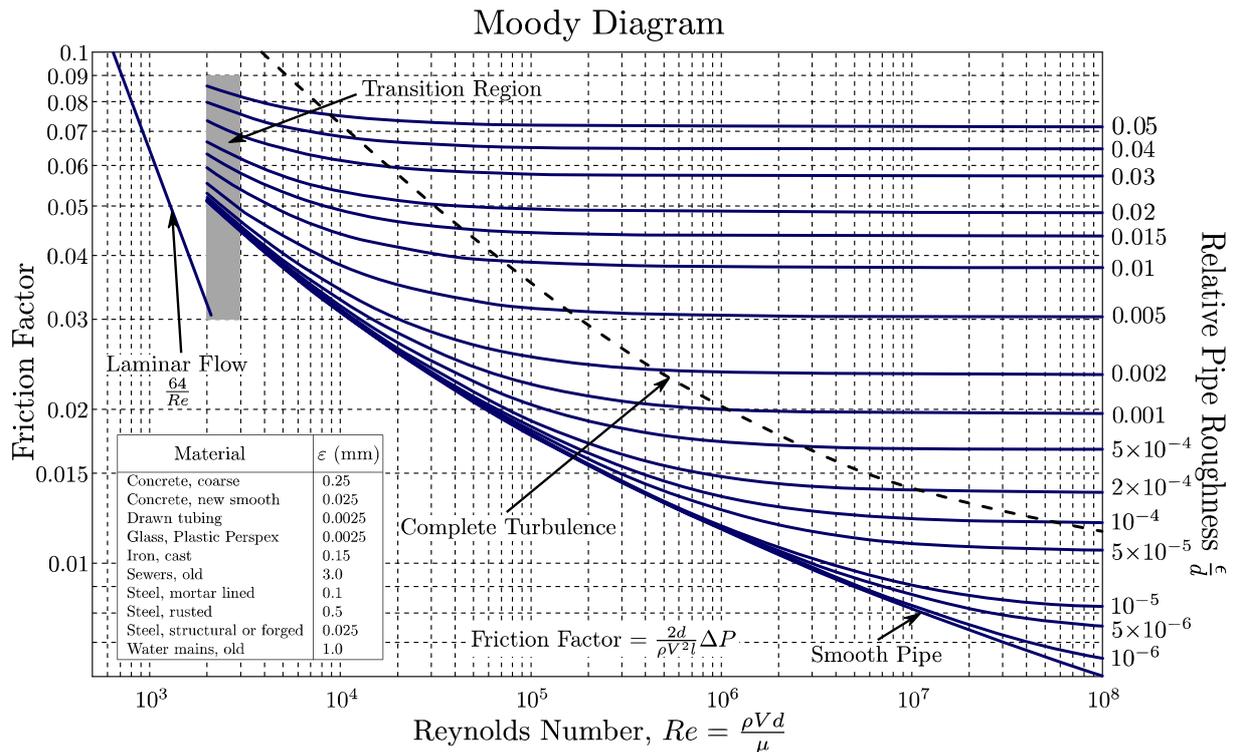


Abbildung 6-1 Moody Diagramm zur graphischen Bestimmung des Darcy Reibungsfaktors (Quelle: Wikipedia)

Aus dem Moody-Diagramm (Abbildung 6-1) folgt damit, dass sich die Strömung eindeutig im turbulenten Bereich befindet und dass für realistische Rohrtourrauheiten ϵ der Darcy-Reibungsfaktor λ nur unwesentlich von der tatsächlichen Reynoldszahl, sondern vom Verhältnis ϵ/D abhängt. Im Laufe der Betrachtungen werden vor allem zwei Querschnitte Berücksichtigung finden, die im Bereich zwischen 0,3 m und 0,5 m liegen. Die Rohrtourrauheiten ϵ sind auch im Extremfall nur im Bereich von 0,5 mm (Stahl, verrostet) bis 0,0025 mm (Stahlrohr, kunststoffbeschichtet) zu erwarten, woraus sich, wieder im Extremfall $5 \cdot 10^{-6} < \frac{\epsilon}{D} < 0,001$ ergibt. Dies entspricht einem Reibungsfaktor von 0,0075 bis 0,02.

Es ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass wegen hoher Rostentwicklung im Druckluftspeicherwerk Huntorf die Förderrohrtour bei einer Überarbeitung ausgebaut, und durch eine aus Kunststoff ersetzt wurde. Diese unterliegt in der solehaltigen Druckluft nicht wie die Stahlrohrtour der Korrosion, allerdings ist damit zu rechnen, dass durch mitgeführte Partikel und die hohen Strömungsgeschwindigkeiten, durch Abrasion eine Aufrauung der Rohrtour erfolgt. Demzufolge wird für alle initialen Berechnungen zur Förderrate davon ausgegangen, dass neuwertige Stahlrohr Touren mit einer Oberflächenrauheit von 0,15 mm Verwendung finden. Je nach eingesetzter Rohrtour ergibt sich ein Reibungsfaktor von 0,015 bis 0,017, unter der Annahme von Rohrtourdurchmessern von 0,3 m bis 0,5 m.

Im folgenden Abschnitt wird argumentativ dargelegt, warum diese Durchmesser gewählt werden. Intuitiv lässt sich leicht erkennen, dass ein größerer Querschnitt die Reibungsverluste herabsetzen sollte, dies wird im Folgenden quantifiziert. Auch auf die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten wird eingegangen. Die mittlere Strömungsgeschwindigkeit lässt sich mit

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

ermitteln. Es existieren verschiedene Ansätze, durch die die Strömungsgeschwindigkeit nach oben begrenzt wird. Dies ist im Wesentlichen Sicherheitsaspekten geschuldet. Im Umfeld der Gasspeichertechnologie haben sich Geschwindigkeitsobergrenzen von 20 bis 30 m/s etabliert.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese oft ursprünglich aus dem Bereich der Erdgasförderung kommen, wo häufig aus porösen absandenden Formationen gefördert wird. Diese Sandentstehung trägt dazu bei, dass Partikel von verhältnismäßig großer Härte durch die Rohrtouren gefördert werden, und es dabei zu erheblicher Abrasion in den Rohrtouren kommen kann. Die so gewonnene Geschwindigkeitsobergrenze erweist sich auch in anderen Anwendungen als sicher, auch wenn keine Sandpartikel zu erwarten sind. Da zusätzlich im Allgemeinen die angestrebten Förderraten bei den eingesetzten Rohrtouren und den genannten Geschwindigkeiten erreicht werden können, besteht keine Notwendigkeit, hier Änderungen vorzunehmen.

Im Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf wird Luft mit einer Massenflussrate von 417 kg/s (Hoffeins, Romeyke, Hebel, & Sütterlein, 1980) auf die Turbine geleitet. Der Rohrtourinnendurchmesser beträgt dabei 0,5 m, bei einer gleichzeitigen Ausspeicherung über zwei Rohrtouren. Dabei ist die maximale Strömungsgeschwindigkeit auf 20 m/s festgelegt (Crotogino, Mohmeyer, & Scharf, Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation, 2001).

Aus Abbildung 6-2 ist ersichtlich, dass für technisch umzusetzende Rohrtourdurchmesser 0,3 m (13 3/8“) und 0,5 m (20“) diese Strömungsgeschwindigkeit nicht ausreichend ist.

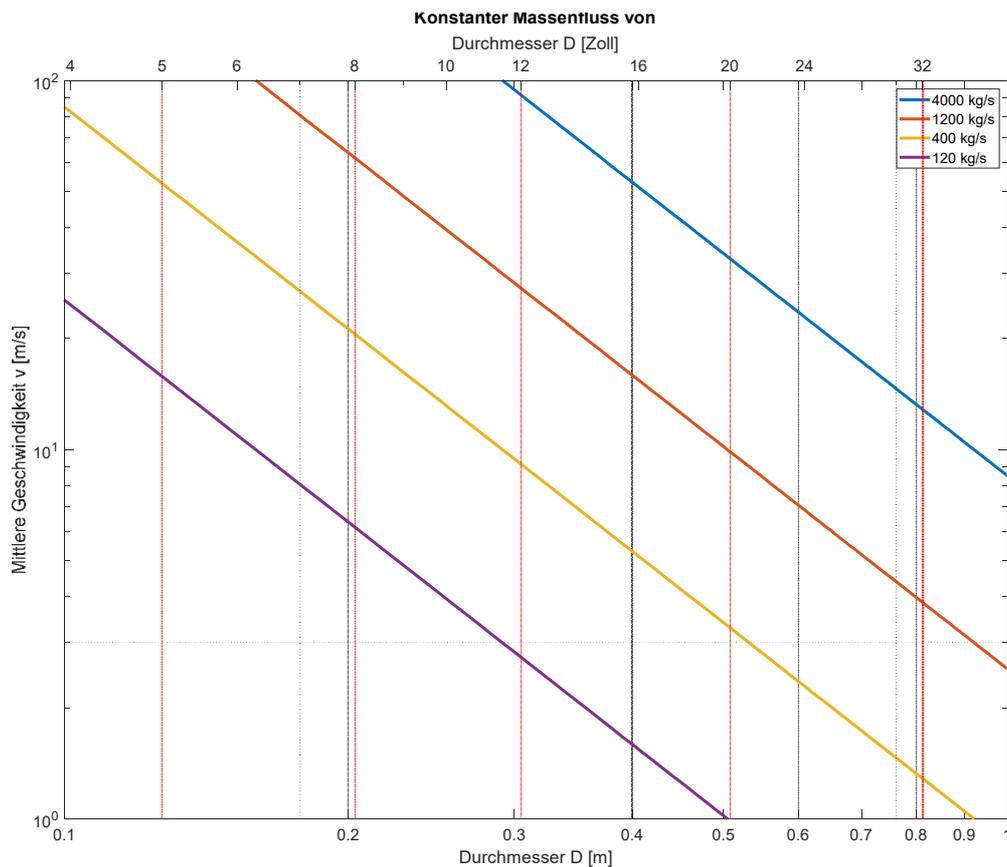


Abbildung 6-2 Mittlere Strömungsgeschwindigkeit als Funktion des Rohrtourdurchmessers für verschiedene Massenstromraten und eine Dichte von 600 kg/m^3

Nach Angaben der DNV, der weltweit größten Klassifizierungsgesellschaft für maritime Operationen, mit einem ausgedehnten Engagement im Bereich Öl und Gas, ist in „DNVGL-RP-O501“ (DNV, 2015) festgelegt, dass Salz sowie auch Lehm und Silt zu den nicht erosiven Substanzen gehören, da sie auf der Mohs-Härteskala unter 3 einzuordnen sind, und deswegen an Stahl keine Erosion verursachen können, solange die Strömungsgeschwindigkeit auf $< 100 \text{ m/s}$ begrenzt bleibt.

Eine weitere, entscheidende Überlegung ist die, welche Druckverluste sich durch Reibung bei den angesprochenen Geschwindigkeiten ergeben.

Dazu sollen folgende überschlägige Berechnungen angestellt werden:

$$\frac{\Delta p}{L} = \lambda \frac{\rho v^2}{2D} = \lambda \frac{\rho}{2D} \left(\frac{4Q}{\pi \rho D^2} \right)^2 = \frac{8\lambda Q^2}{\pi^2 \rho D^5}$$

Es ergibt sich eine Abhängigkeit vom Rohrtourdurchmesser in fünfter Ordnung. Es ist demzufolge entscheidend, diesen zu maximieren. Der zu erwartende Druckverlust pro km ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Dabei fällt auf, dass auch für eine Rohrtourdurchmesser von $0,5 \text{ m}$

(20") für eine Massestromrate von 4000 kg/s ein Druckverlust von 100 bar/km zu erwarten ist.

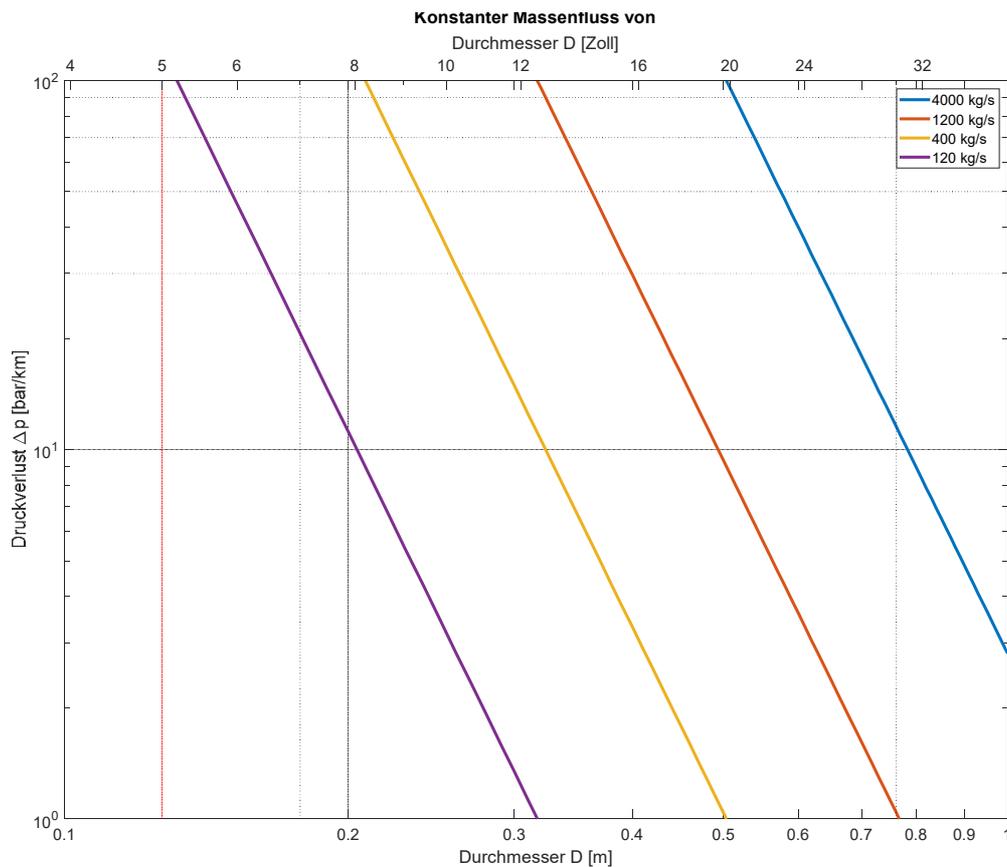


Abbildung 6-3 Druckverlust pro km Rohrtour als Funktion des Rohrdurchmessers für verschiedene Flussraten

Bei einem initialen Maximaldruck von 300 bar, einem Minimaldruck von 75 bar, und minimaler Rohrtourlänge von 2300 m ist ein Betrieb des Energiespeichers unter diesen Bedingungen keinesfalls möglich. Für einen Massenstrom von 1200 kg/s ist der Druckverlust auf 10 bar begrenzt, was durchaus tolerabel scheint. In diesem Fall ist dann die Leistung der Turbine auf ca. 30 MW begrenzt. Diesem Problem kann aber durch das Parallelschalten von 3 Rohrtouren, vorzugsweise aus 3 separaten Kavernen, begegnet werden. Diese Konfiguration benötigt ebenfalls 3 Niederdruckkavernen, was aber von einem einzigen Bohrplatz realisierbar ist. Wird eine Installation mittels 0,3 m (13 3/8") Rohrtour gewählt, ist eine Massenstromrate von 400 kg/s pro Rohrtour realistisch. Entsprechend kann mit 10 MW pro angeschlossene Kaverne gerechnet werden. Die hier angegebenen Leistungszahlen berufen sich alle auf den vorgenannten geschätzten Zusammenhang zwischen Massenflussrate und Leistung, und werden in Abschnitt 7.2 sowie Abschnitt 7.3.1 konkretisiert.

Wie in Abschnitt 8.1 dargelegt, ist mit gegenwärtig marktverfügbaren Rohren eine Installation mit einer 0,5 m Förderrohrtour in der gewählten Teufenlage (welche bestimmte Wandstärken erforderlich macht) und bei den zu erwartenden chemischen Beanspruchungen (Vorhandensein von Wasser in CO₂ erfordert hochlegierte Stähle) nicht zu realisieren. Für die 0,3 m Förderrohrtour sind die meisten notwendigen Komponenten gegenwärtig aus Serienfertigung zu beziehen. Für eine gesetzlich geforderte Sicherheitseinrichtung trifft dies nicht zu, sie wäre mit erheblichem Aufwand zu entwickeln. Die im Folgenden gezeigten Betrachtungen beschränken sich auf die 0,3 m Förderrohrtour, lassen sich aber analog auch für die 0,5 m Rohrtour anstellen.

Um exaktere numerische Ergebnisse für die Druckverluste in den Rohrtouren zu bekommen, wurden mit dem „pipe flow modul“ von Comsol Multiphysics die Transportvorgänge in den Rohrtouren untersucht. Dazu wurden zu den vertikalen Förderrohrtouren noch horizontal Elemente von je 500 m Länge angenommen, welche repräsentativ für alle übertägigen Elemente stehen sollen. Dabei werden keine Änderungen des Rohrtourquerschnittes angesetzt. Auch wird auf unterschiedliche Reibungsfaktoren bewusst verzichtet. Im Bereich der Turbine wurde eine adiabatische Expansion angesetzt, die in der Realität nicht ideal zu erwarten ist. Druck und Temperatur wurden nun so gewählt, dass eine maximale Druckänderung in der Turbine auftritt, ohne dass dabei Druck oder Temperatur die Werte am kritischen Punkt unterschreiten.

Als Druckverlustterme sind die Gravitation und die Rohrreibung nach Churchill berücksichtigt. Sowohl die Kavernen als auch die Rohrtouren werden zunächst als thermisch isoliert von der Umgebung betrachtet. Initial werden hier beispielhaft in der Hochdruckkaverne ein Druck von 30 MPa und eine Temperatur von 60 °C angesetzt. Dies entspricht dem Basisfall für den Betrieb des sCO₂ Energiespeichers, welcher von allen Projektpartnern angenommen wird. Unter diesen Bedingungen ist aus gebirgsmechanischer Sicht ein Betrieb ohne ernsthafte Schwierigkeiten möglich.

Um in jedem Abschnitt der Rohrtour einen hinreichenden Abstand vom kritischen Punkt, sowohl in Druck als auch in Temperatur zu gewährleisten, wird in der Niederdruckkaverne mit einem Druck von 12,6 MPa begonnen. Der Massenfluss zu Beginn des Ausspeichervorgangs wird auf 500 kg/s festgelegt. Das Ergebnis einer solchen Berechnung ist in Abbildung 6-4 dargestellt. Ein Teil der Druckdifferenz zwischen den beiden Kavernen muss für die Rohrreibung und für die Überwindung des Teufenunterschiedes zwischen beiden Kavernen aufgewendet werden. Auf die Gasexpansion über die sCO₂-Turbine entfallen ca. 8,2 MPa.

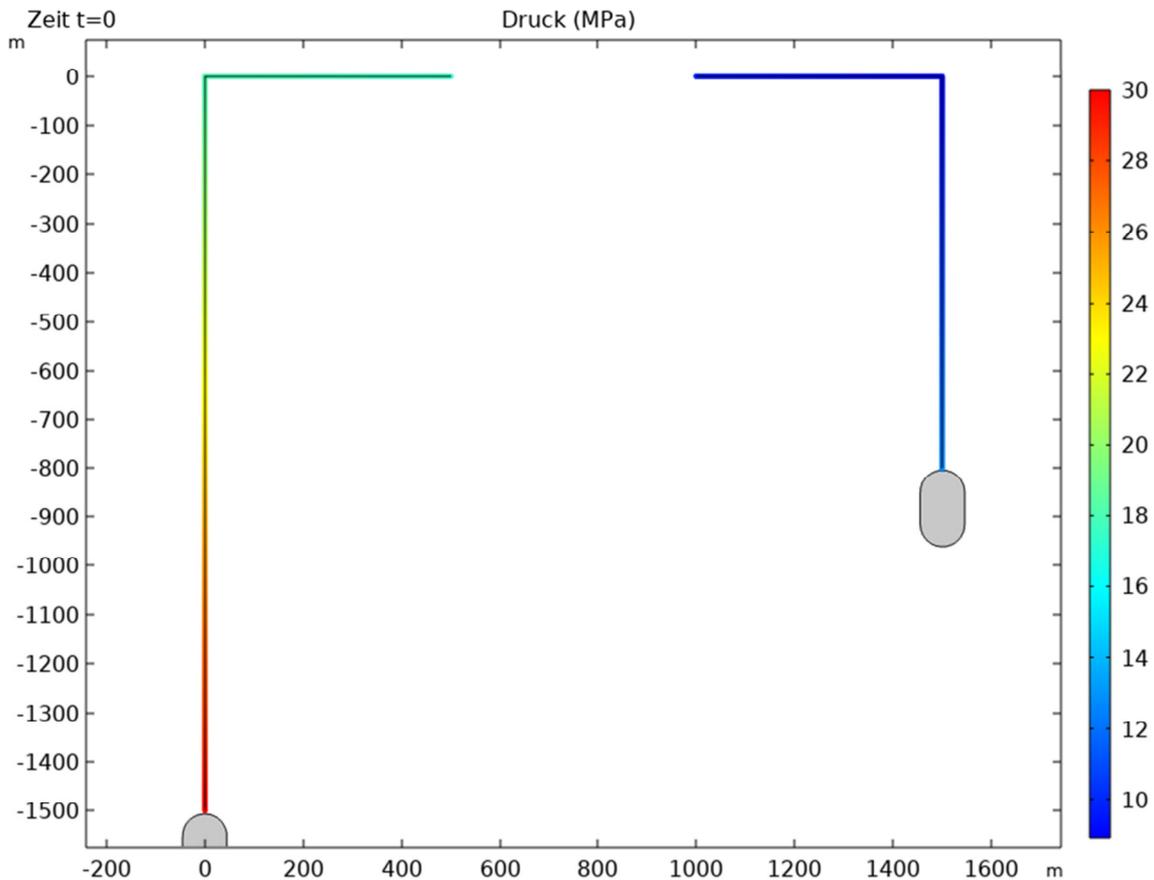


Abbildung 6-4 Druckverlauf in 0,3 m Rohrtour zu Beginn eines Entspannungszyklus, berechnet mit Comsol Multiphysics. Achsenbeschriftung bezieht sich jeweils auf die Lage, Farbskala in oben genannten Einheiten

Der sich dabei ergebende Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit, Temperatur, Dichte und Reynoldszahl ist in Abbildung 6-5 dargestellt. Für die gewählten Eingangsparameter ergeben sich mittlere Strömungsgeschwindigkeiten von unter 10 m/s. Für diese ist nicht mit ernsthaften Problemen in Form von Erosion an den Rohrtouren oder Turbinenschaufeln zu rechnen. Auch lässt sich mit den gewählten Eingangsparametern sowohl für die Temperatur als auch für den Druck ein hinreichender Sicherheitsabstand zum kritischen Punkt sicherstellen. Am Turbineneingang ergibt sich eine Temperatur von ca. 44,8 °C. Für die Dichte ergeben sich Werte, die leicht über den abgeschätzten liegen, für die Reynoldszahl liegen sie etwas darunter. Die qualitative Gültigkeit der zuvor gemachten Aussagen wird damit jedoch nicht gefährdet. Für die nun deutlich realistischer gewählten Eingangsparameter ergibt sich näherungsweise eine initiale Leistung der Turbine von 3,6 MW.

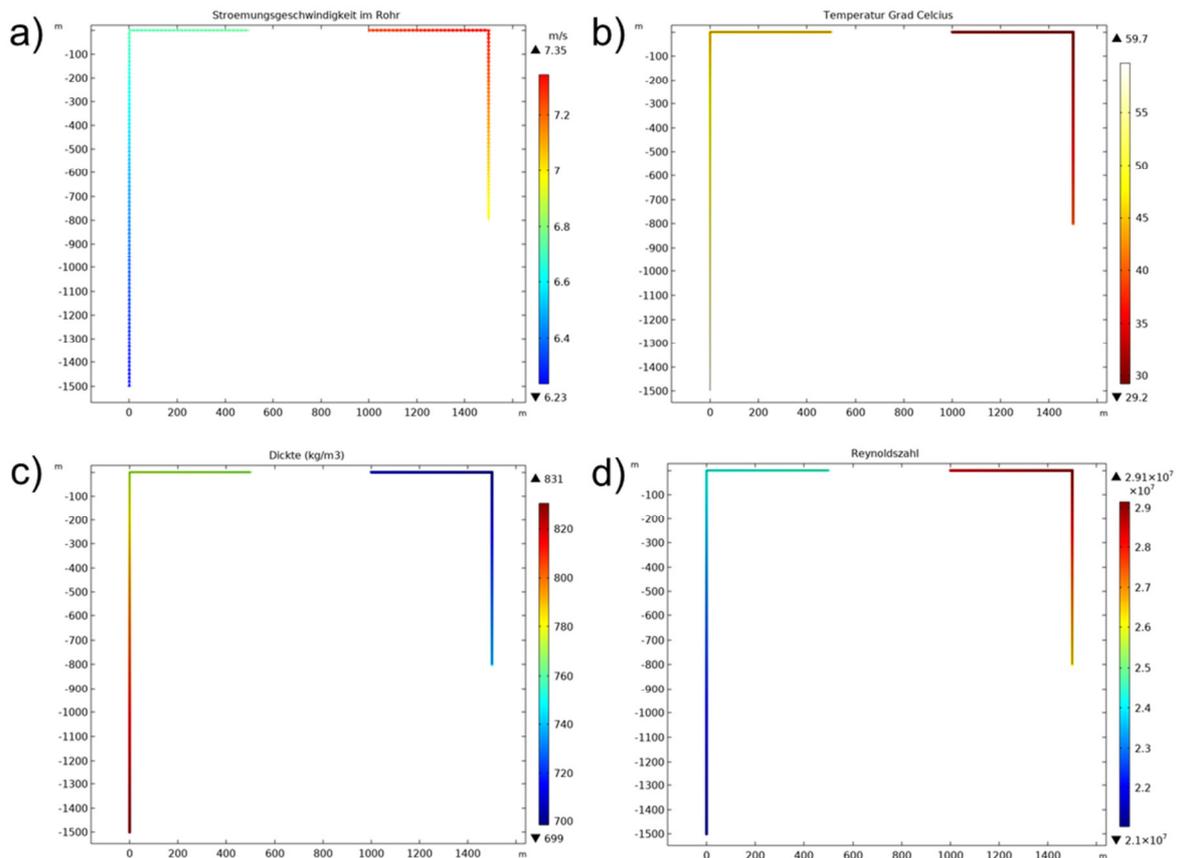


Abbildung 6-5 Verlauf der a) Strömungsgeschwindigkeit, b) Temperatur c) Dichte und d) Reynoldszahl in einer 0,3148 m Rohrtour zu Beginn eines Entspannungszyklus

Eine detaillierte numerische Bestimmung der maximalen Flussrate unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades von Turbine und Kompressor wird in Abschnitt 7.10 erfolgen. Dabei wird auch eine genauere Untersuchung der Wärmeverluste entlang der Rohrtour stattfinden. Weiterhin wird eine Optimierung bezüglich der Eingangsparameter vorgenommen. Eine detaillierte Betrachtung zur Verfügbarkeit und Realisierbarkeit der verschiedenen Rohrtourquerschnitte findet in Abschnitt 8.1. statt.

6.3 Simulation Aufheizung des superkritischen CO₂ in der Kaverne

In der Nähe des kritischen Punktes sind die thermodynamischen Zustandsvariablen starke Funktionen von Druck und Temperatur. Während der Druckunterschied bei der Gasexpansion durch den Druck des darüber liegenden Gebirges, und die Notwendigkeit über dem kritischen Druck zu arbeiten gegeben ist, kann die Temperatur aus thermodynamischer Sicht problemlos erhöht werden. Gebirgsmechanisch gibt es dabei Grenzen, die sich zum einen aus einer thermisch reduzierten Viskosität ergeben, welche erhöhte Volumenkonvergenzraten zur Folge hat. Auf diese wird in Abschnitt 6.6 im Detail eingegangen. Weiterhin ist zu prüfen, inwieweit periodische Temperaturfluktuationen während der Ein- und Ausspeisepha-

sen zu einer mechanischen Schädigung der Kavernenkontur führen und inwieweit diese ggf. von einer veränderten Fluidtemperatur abhängt. Hierzu wurden numerische Untersuchungen durchgeführt. Diese sind in Abschnitt 6.5 dargelegt.

Im vorliegenden Abschnitt soll im Wesentlichen auf den Einfluss einer erhöhten mittleren Zyklustemperatur, auf die im Zyklus abrufbare Leistung und den Wirkungsgrad Bezug genommen werden. Dabei wird die Temperatur am Turbineneingang als entscheidender Parameter für Leistung und Wirkungsgrad betrachtet, wobei unterstellt wird, dass die Hochdruckkaverne zu Beginn eines Zyklus bei maximalem Druck vorzufinden ist und die Niederdruckkaverne bei minimalem Druck. Demzufolge erbringt zu Beginn eines Zyklus bei optimierter Flussrate der Energiespeicher maximale Leistung an der Turbine. Die initialen Turbinenleistungen werden im Folgenden verglichen.

Dabei wird angenommen, dass der Druck am Ausgang der Turbine 10 MPa beträgt. Dies stellt nicht die optimale Situation dar, befindet sich aber in einem Bereich, der nur wenige Prozent vom Optimum entfernt liegt. Eine präzisere Optimierung der Prozessparameter findet in Abschnitt 7.3.1 bzw. 7.10 statt.

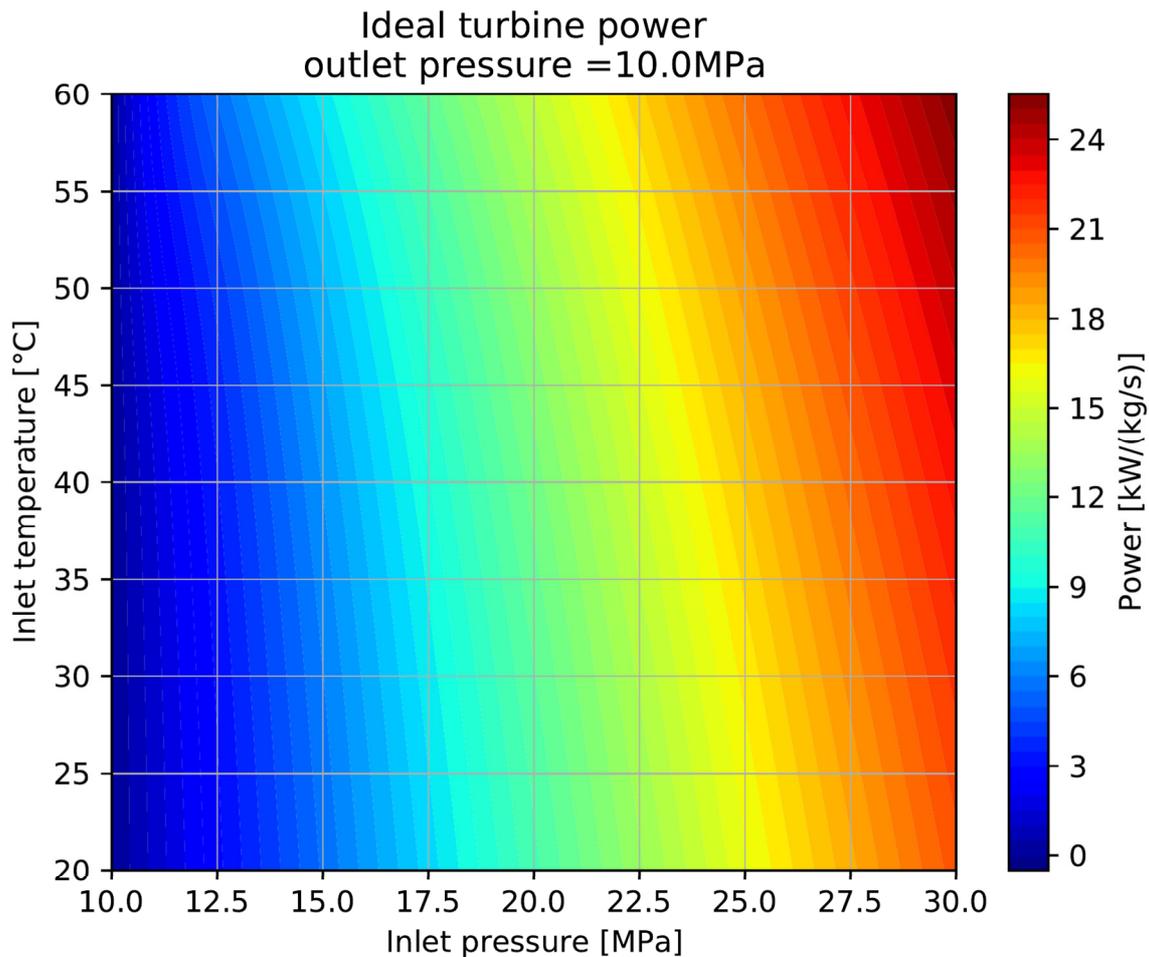


Abbildung 6-6 Theoretische Leistung der Turbine unter adiabatischen Bedingungen als Funktion von Druck und Temperatur am Eingang bei festgelegtem Ausgangsdruck (TU Prag)

In Abbildung 6-6 ist die in der Turbine umgesetzte Leistung pro Einheit Massenfluss dargestellt. Erwartungsgemäß nimmt diese mit steigendem Eingangsdruck nahezu linear zu. Da jedoch die gebirgsmechanischen Verhältnisse und die Länge der Rohrtour festgelegt sind, ist mit einer Begrenzung im Bereich von ca. 16 MPa zu rechnen. Auch führen höhere Flussraten zu niedrigeren Eingangsdrücken. Eine Erhöhung der Temperatur liefert ebenfalls einen nahezu linearen Anstieg der umgesetzten Leistung. Auch führen höhere Temperaturen zu einer leicht reduzierten Dichte und damit zu geringerem Druckverlust aufgrund des Eigengewichtes der Flüssigkeitssäule in der Rohrtour. Ausgehend von einer Temperatur von 40 °C am Turbineneingang kann ein Anstieg der umgesetzten Leistung von ca. 1 % pro 1 °K Temperaturzuwachs erwartet werden.

Um eine genauere Vorstellung vom Optimierungspotential zu erhalten, das mit einer Erhöhung der Temperatur in der Hochdruckkaverne einhergeht, wurden von der TU Prag Rechnungen für die Ausbeute des Gesamtzyklus über einen größeren Bereich der Temperatur am Turbineneingang angestellt. Hierzu wurde der Temperaturbereich bis auf 160 °C am Eingang der Turbine erweitert. Dies entspricht ungefähr einer Temperatur von 180 °C in der Hoch-

druckkaverne, einer Temperatur, bei der mit erheblicher gebirgsmechanischer Schädigung zu rechnen ist. Der Turbinenausgangsdruck wurde, wie schon zuvor, auf 10 MPa festgelegt. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in Abbildung 6-7 dargestellt.

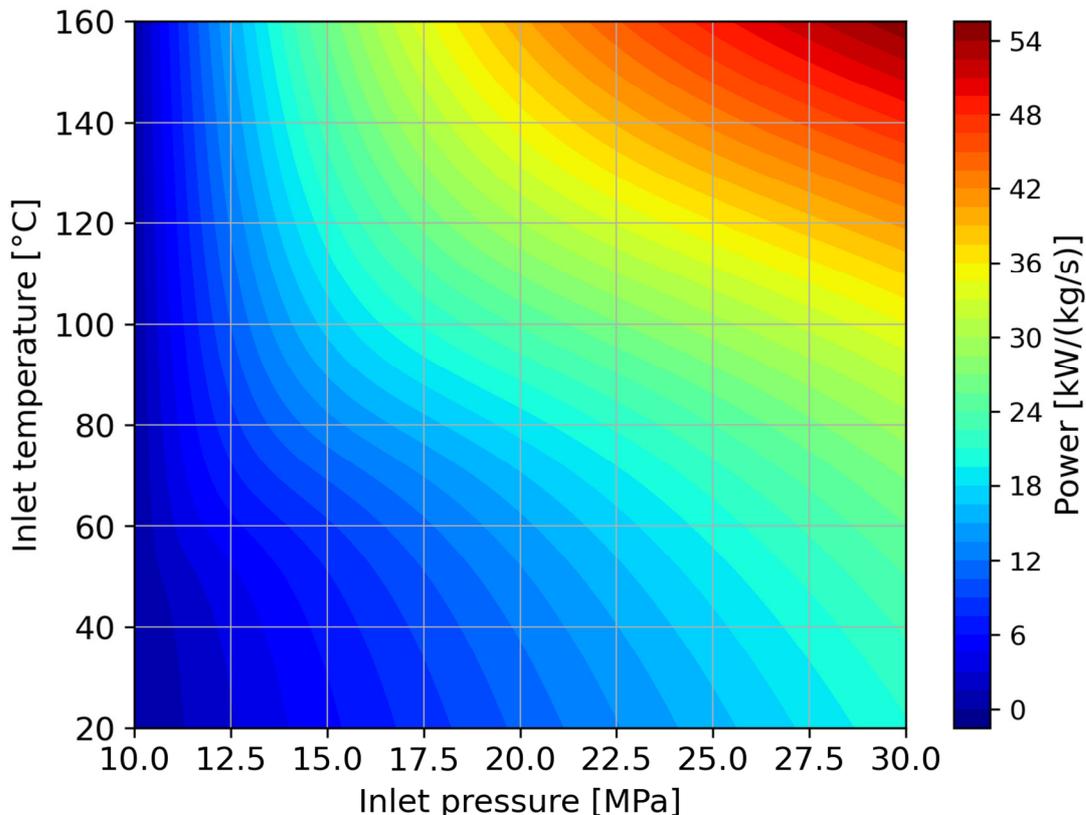


Abbildung 6-7 Theoretische Leistung der Turbine unter adiabatischen Bedingungen als Funktion von Druck und Temperatur am Eingang bei festgelegtem Ausgangsdruck im erweiterten Temperaturbereich (TU Prag)

Für den ungefähr zu erwartenden Turbineneingangsdruck von 16 MPa ergibt sich bei einer Temperatur in der Hochdruckkaverne nahe der Gebirgstemperatur am Eingang der Turbine ca. 40°C, was zu einer spezifischen Leistung von 9 kW/(kg/s) führt. Hebt man die Temperatur um ca. 60 °K an, ist eine Verdoppelung der spezifischen Ausgangsleistung auf 18 kW/(kg/s) zu beobachten, eine Erhöhung um 110 °K ergibt eine spezifischen Ausgangsleistung von 27 kW/(kg/s). Für eine Flussrate von 400 kg/s lassen sich so ca. 7.2 MW bzw. 10.8 MW initiale mechanische Leistung realisieren.

Eine Ausnutzung dieses Leistungszuwachses erscheint auf dem ersten Blick erstrebenswert. Drei entscheidende Fragen sind allerdings im Vorfeld zu klären: wie hoch ist der energetische Aufwand, das CO₂ auf die entsprechende Temperatur zu erwärmen, wie groß ist der energetische Aufwand die eingestellte Temperatur dauerhaft zu halten, also wie viel Wärmetransport findet in das umliegende Gebirge statt und welche zusätzliche Schädigung tritt

am Gebirge als Folge der erhöhten Temperatur auf und wie beeinflusst das die Standzeit der Speicherkaverne.

Bereits zur Beantwortung der ersten Frage sind einige Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen ist nicht davon auszugehen, dass das CO₂ beim ersten Einbringen in die Kaverne mit der notwendigen Temperatur angeliefert wird. Demzufolge ist für alle Betriebszustände eine Erwärmung des eingebrachten CO₂ notwendig. Aus Kenntnis des angestrebten Endzustandes kann die notwendige Füllmasse an CO₂ eindeutig bestimmt werden. Aus der Bestimmung der Wärmetransportkennzahlen und der notwendigen Wärme kann beurteilt werden ob, oder in welchem Umfang dies durch selbstständigen Wärmetransport aus dem umliegenden Gebirge erfolgen kann oder in welchem Umfang zusätzliche Wärme eingesetzt werden muss.

Eine Erhöhung der Temperatur in der Hochdruckkaverne führt zu einer reduzierten Dichte, also einer niedrigeren Gesamtmasse des CO₂, wenn gleichzeitig der Maximaldruck erhalten werden soll, was aus gebirgsmechanischer Sicht erforderlich ist. Die im Folgenden als zum Aufheizen notwendige Wärmemenge ausgewiesene Größe bezieht sich auf die bei der Zieltemperatur benötigte Gesamtmasse CO₂ in der Hochdruckkaverne und den Temperaturunterschied zu 60°C. Wegen der abweichenden Dichte würde die Hochdruckkaverne eine größere Masse CO₂ fassen können; die Differenzmasse wird in der folgenden Rechnung nicht mit erwärmt. Als Konsequenz ergibt sich hieraus jedoch, dass der Temperaturanpassung im laufenden Betrieb enge Grenzen gesetzt sind, da man ansonsten die Masse CO₂ den Temperaturbedingungen angleichen müsste. Eine optimierte Temperatur sollte in der Planungsphase gefunden werden, oder CO₂ sollte während einer Optimierungsphase in einer Reserkaverne vorgehalten werden.

Die benötigte Wärmemenge um eine bestimmte Temperatur in der Hochdruckkaverne einzustellen, ist in Abbildung 6-8 dargestellt. Die dabei aufzuwendende Wärmemenge berücksichtigt nicht, dass das CO₂ bei der Erstbefüllung wahrscheinlich mit einer niedrigeren Temperatur angeliefert wird, noch wird berücksichtigt, welche Temperatur durch die Kompression bei der Kavernenbefüllung bereits erreicht wird. Die aufzuwendende Wärme liegt dabei in der Größenordnung von einigen GWh. Diese Energie kann durch Aufheizen des CO₂ in der Kaverne zugeführt werden, wird in der Regel aber bereits zur Kompression des CO₂ bei der Erstbefüllung aufgewendet werden, wobei sich sogar Temperaturen oberhalb der Zieltemperatur einstellen können. Um dies genauer zu bewerten, ist in erster Linie entscheidend, unter welchen Druck das CO₂ am Standort angeliefert wird.

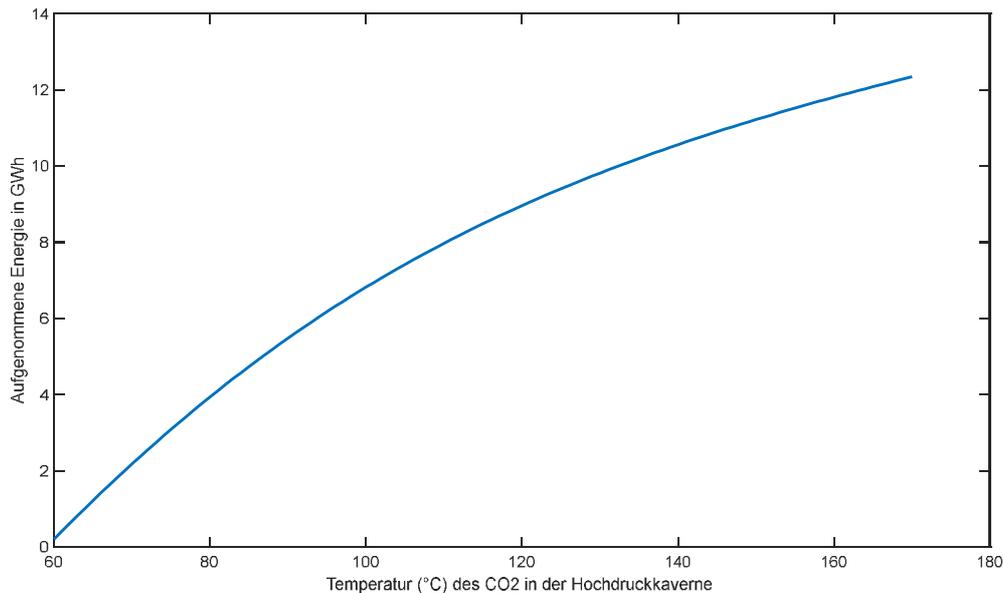


Abbildung 6-8 Aufgenommene Energie um eine bestimmte Zieltemperatur in der Hochtemperaturkaverne einzustellen

6.4 Berechnung zum Wärmespeichervermögen und Temperatenausgleich

6.4.1 Temperaturverteilung im Salzstock

Um zu bewerten, mit welcher Rate Wärme aus der Kaverne in das umgebende Gebirge abgegeben wird, muss zuerst ermittelt werden, wie die Temperaturverteilung im Salzgebirge ist. Die Wärmeleitfähigkeit von Salz ist höher als die im Deck- und Nebengebirge und erreicht das Zwei- bis Dreifache der dort anzutreffenden Werte. Demzufolge findet im Salz ein verstärkter Wärmetransport aus tieferliegenden Schichten statt. Auch ist Salz in der Regel leichter als das Nebengebirge, dies führt bei hinreichender Salzmächtigkeit, und in Anwesenheit von geologischen Schwächezonen im Deckgebirge zum Salzstockaufstieg. Dabei spielt die Lagerstättengeometrie eine große Rolle, in welcher Form findet der Salzaufstieg statt, wie tief liegt das Sockelniveau der Salzformation, wie hoch liegt die Salzstockkante. Im Folgenden sollen zwei generische, stark vereinfachte Modelle eines Salzstocks betrachtet werden, die sich nur in der Mächtigkeit des Deckgebirges unterscheiden.

In Abbildung 6-9 sind beide Varianten schematisch dargestellt, sie unterscheiden sich nur dahingehend, dass die Salzstockoberkante links in 300 m Teufe zu finden ist und rechts in 700 m. Eine noch tiefer liegende Salzstockoberkante erlaubt keine hinreichende Salzüberdeckung der Niederdruckkaverne bei einer Anordnung in 800 m Tiefe, um einen langzeitsicheren Einschluss des CO₂ zu gewährleisten. Die Temperaturverteilung wurde mittels COMSOL Multiphysics bestimmt, hierzu wurden folgende Parameter angesetzt:

Tabelle 6-1 Eingangsparmeter für Temperaturverteilung im Salzstock

Parameter	Wert
Wärmeleitfähigkeit Steinsalz	5,8 W/(m*K)
Dichte Steinsalz	2150 kg/m ³
Wärmekapazität Steinsalz	860 J/(kg*K)
Wärmeleitfähigkeit Deckgebirge	2,2 W/(m*K)
Dichte Deckgebirge	2300 kg/m ³
Wärmekapazität Deckgebirge	900 J/(kg*K)
Temperatur Tagesoberfläche	6,85°C
Temperatur Modellbasis	120°C

Sowohl Salzgestein als auch Deckgebirge werden dabei als ungestört und homogen betrachtet. Die Berechnung wurde bis zum thermischen Gleichgewicht fortgesetzt. Insbesondere durch den Vergleich beider Modelle in Abbildung 6-9 sieht man deutlich, wie die erhöhte Wärmeleitfähigkeit im Salzstock die Temperaturverteilung beeinflusst, besonders im oberen Bereich des Salzstockes ist die Temperatur gegenüber der im Deckgebirge erhöht.

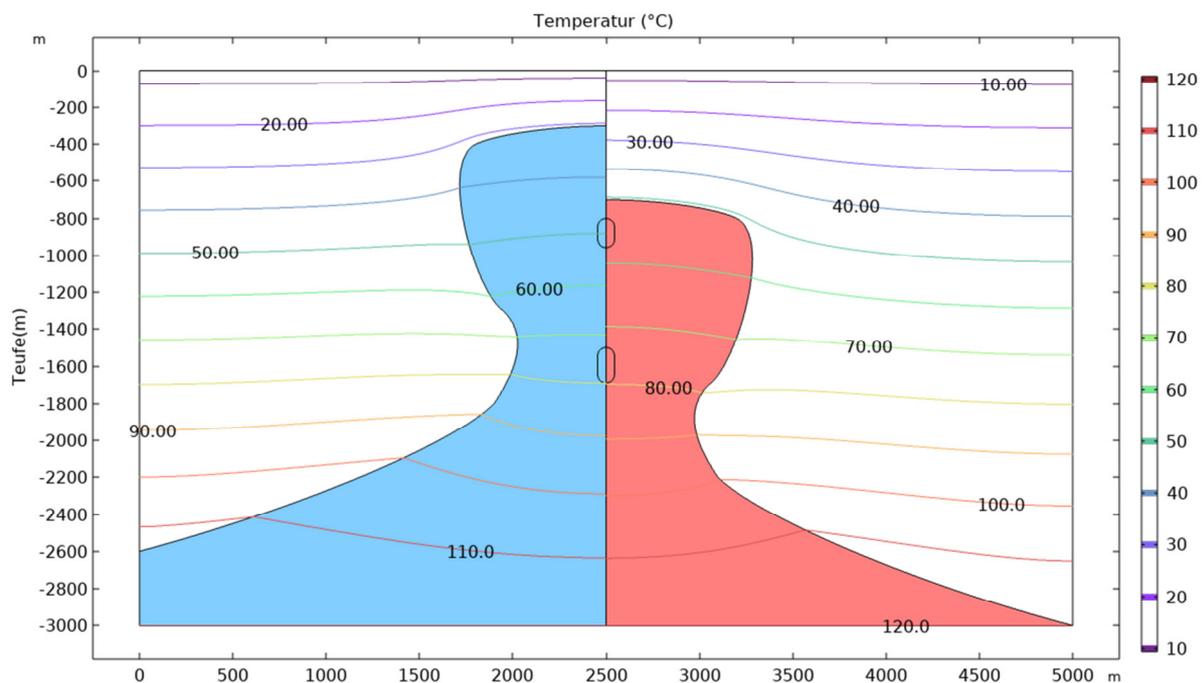


Abbildung 6-9 Temperaturverteilung in zwei generischen Salzstockmodellen (links, blau) Salzstockoberkante bei 300 m Tiefe (rechts, rot) Salzstockoberkante bei 700 m, Kavernen schematisch dargestellt

Abbildung 6-10 zeigt den Temperaturverlauf entlang der Symmetrielinie (die jeweilig andere Hälfte des Salzstockes ist in Abbildung 6-9 nicht dargestellt). Zusätzlich zu den numerisch

ermittelten Temperaturverteilungskurven sind jeweils Approximationen mit linearen Abschnitten dargestellt. Zusätzlich sind mit vertikalen Linien die Positionen der Hochdruckkaverne (1610 m – 1500 m Teufe) und der Niederdruckkaverne (956 m – 800 m Teufe) angedeutet. Man erkennt, dass auf die jeweilige Lage der Salzstockkante bezogen die approximative Kurve im für die Kavernen relevanten Bereich nur ca. 1 K von der numerisch berechneten Kurve abweicht. Weiterhin stimmen die Kurven im Bereich der Hochdruckkaverne auch für die beiden modellhaft angenommenen Positionen der Salzstockoberkante sehr gut überein. Die im Folgenden gemachten Betrachtungen können also im Rahmen der in diesem Projekt durchgeführten generischen Modellierung als repräsentativ für eine große Zahl von in der Realität anzutreffenden Salzformationen angenommen werden. Die Anwendung der Approximation vereinfacht die Berechnung des Wärmetransportes erheblich, die dabei hinzukommenden Fehler sind geringer als die durch die Einführung einer generischen Stratigraphie.

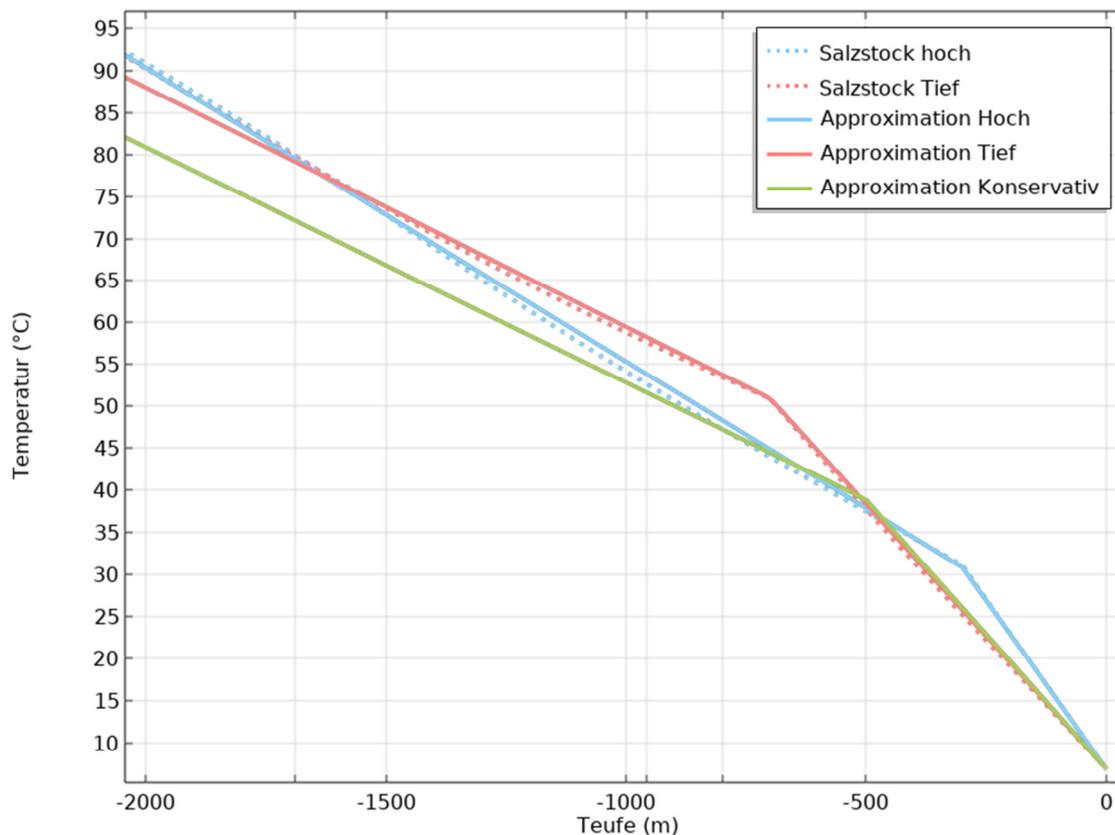


Abbildung 6-10 Temperaturverlauf entlang der Symmetrielinie Salzstockmitte, (gepunktet) numerisch, (durchgezogen) Approximation mit linearen Abschnitten (blau) Salzstockkante bei 300 m Teufe (rot) Salzstockkante bei 700 m Teufe, sowie konservative Approximation, die in keinem Bereich die Temperatur überschätzt

Dies gilt insbesondere, da für die folgenden Berechnungen eine konservative Approximation zum Einsatz kommt, die in keinem Teufenbereich die Temperatur überschätzt. Dies hat zur

Folge, dass in der Regel davon auszugehen ist, dass die Leistungskennzahlen in situ ca. 10 % besser sein werden, als hier abgeschätzt. Dies hängt von den individuellen geophysikalischen Bedingungen vor Ort ab.

6.4.2 **Räumliche und zeitliche Temperaturverteilung im Umfeld der Hochdruckkaverne bei konstanter Fluidtemperatur**

Die Ermittlung des Wärmetransportes zwischen dem CO₂ in der Kaverne und dem umliegenden Gebirge kann nun auf ähnliche Weise mittels der finiten Elemente Methode berechnet werden. Dabei wird die zuvor ermittelte Temperaturverteilung auf Basis einer weiter vereinfachten Geologie als Anfangsbedingung vorgegeben und der zeitliche Verlauf des Wärmetransportes explizit untersucht. Hierzu wird die im vorangegangenen Abschnitt gezeigte konservative Temperaturverteilung angesetzt. Die Geologie wird als homogen angesetzt und das Modell auf ein achsensymmetrisches 2D-Modell reduziert, wobei die Achse der Kavernenachse entspricht. Die laterale Ausdehnung wird auf 1500 m reduziert. Die vertikale Ausdehnung bleibt gleich und die zuvor ermittelte linear approximierte Temperaturverteilung wird als Anfangswert und Randbedingung aufgegeben. Weiterhin wird an der Kavernenkontur ab dem Beginn der Rechnungen die Temperatur des CO₂ angesetzt. Dieses Vorgehen beinhaltet die implizite Annahme, dass sich jedweder Kaverneninhalt (Sole, CO₂ oder bei Nachnutzung bestehender Gas- oder Ölkavernen das Gas oder Öl) im thermischen Gleichgewicht mit dem Gebirge befanden. Diese Vereinfachung berücksichtigt nicht die Geschichte der Kavernenentstehung und Erstbefüllung der Kaverne, erlaubt aber qualitative Aussagen über Zeitskalen des Wärmetransportes und die Größenordnung der Temperaturänderung als Funktion von Zeit und Abstand zur Kavernenkontur. Als weitere Vereinfachung wird auf die zyklische Temperaturänderung aufgrund der Ein- und Ausspeisevorgänge verzichtet, diese werden explizit im Abschnitt 6.5 betrachtet. Die Temperaturänderung im CO₂ wird also schlagartig aufgebracht, was in der Praxis nicht auftreten kann; dies führt zu einem numerischen Einschwingen in den ersten Stunden. Die zu beobachten numerischen Nichtidealitäten sind aber klein gegenüber dem tatsächlichen Temperaturunterschied, sowie räumlich und zeitlich stark begrenzt. Dennoch wird der erste Punkt zur Temperaturverteilung erst nach 24 Stunden abgenommen.

Abbildung 6-11 zeigt links die Lokationen der untersuchten Referenzpunkte, diese befinden sich auf der horizontalen Symmetrieebene der Kaverne in einem Abstand von 3 m, 6 m und 9 m von der Kavernenkontur. Die x-Achse in Abbildung 6-12 liegt entlang der Verbindungslinie dieser Referenzpunkte.

Abbildung 6-11 zeigt rechts den Temperaturverlauf für die individuellen Referenzpunkte. Dabei ist die Temperatur des Fluids in der Kaverne (CO_2 , Sole ...) um einen konstanten Betrag von $9,5^\circ\text{C}$ unter die initiale Gebirgstemperatur abgesenkt. Da durch die angestrebte zyklische Beladung der Kaverne von über Tage die Temperatur gezielt stabilisiert wird, wird die Rückwirkung des Gebirges auf die Fluidtemperatur hier ignoriert. Die Kurven an den individuellen Referenzpunkten zeigen ein Abklingen der Temperaturdifferenz, wobei die Geschwindigkeit des Temperaturabfalls mit steigendem Abstand von der Kavernenkontur abnimmt. Dies ist auf den zunehmenden thermischen Widerstand zwischen der Kaverne und dem untersuchten Messpunkt mit zunehmendem Abstand zurückzuführen. Eine halblogarithmische Darstellung (nicht abgebildet) zeigt, dass die Temperaturdifferenz über einen weiten Bereich exponentiell abnimmt, sich aber für lange Zeiten gegenüber einem exponentiellen Abklingen noch verlangsamt.

Eine analytische Lösung sowohl des Problems einer zylinderförmigen Wärmequelle oder Senke, als auch einer kugelförmigen Wärmequelle oder -senke ist möglich, führt aber auf komplexe Integrale von Besselfunktionen, die ebenfalls numerisch gelöst werden müssen. Im Ergebnis ergibt sich der hier angeführte langsamer als exponentieller Abfall der Temperaturdifferenz. In der Realität ist stets mit komplexeren Kavernengeometrien zu rechnen, weswegen eine numerische Bestimmung mittels finiter Elemente in nahezu allen Fällen Verwendung finden wird.

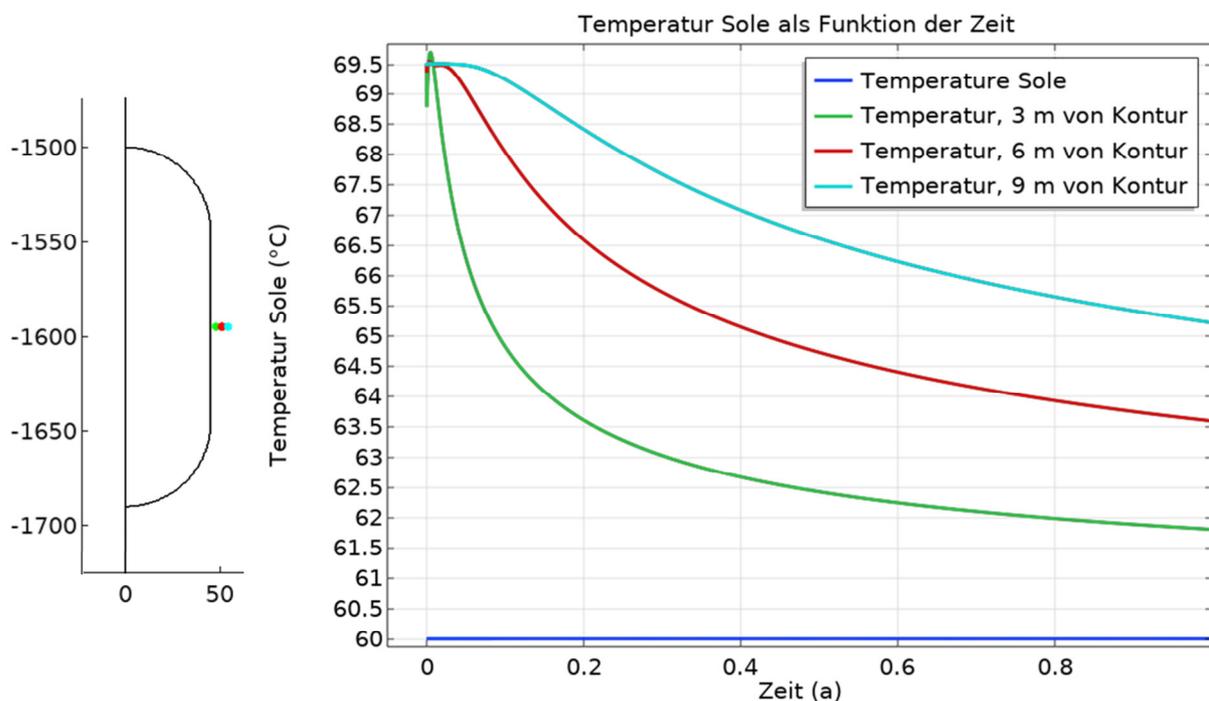


Abbildung 6-11 (links) Lokationen der betrachteten Messpunkte (rechts) Temperatur als Funktion der Zeit an ausgewählten Messpunkten für einen initialen Temperaturunterschied von $9,5\text{ K}$

Der Prozess des Wärmetransportes lässt sich auch für diskrete Zeiten als Funktion des Ortes darstellen, hierfür wird die durch die zuvor dargestellten Messpunkte definierte Achse gewählt. In Abbildung 6-12 wird die Temperatur als Funktion des Abstandes von der Kavernenachse in Abständen von je einem Monat dargestellt. Wie schon für die Darstellung als Funktion der Zeit, ist deutlich zu sehen, wie sich die Ausbreitung der durch das CO₂ signifikant abgekühlten Zone verlangsamt.

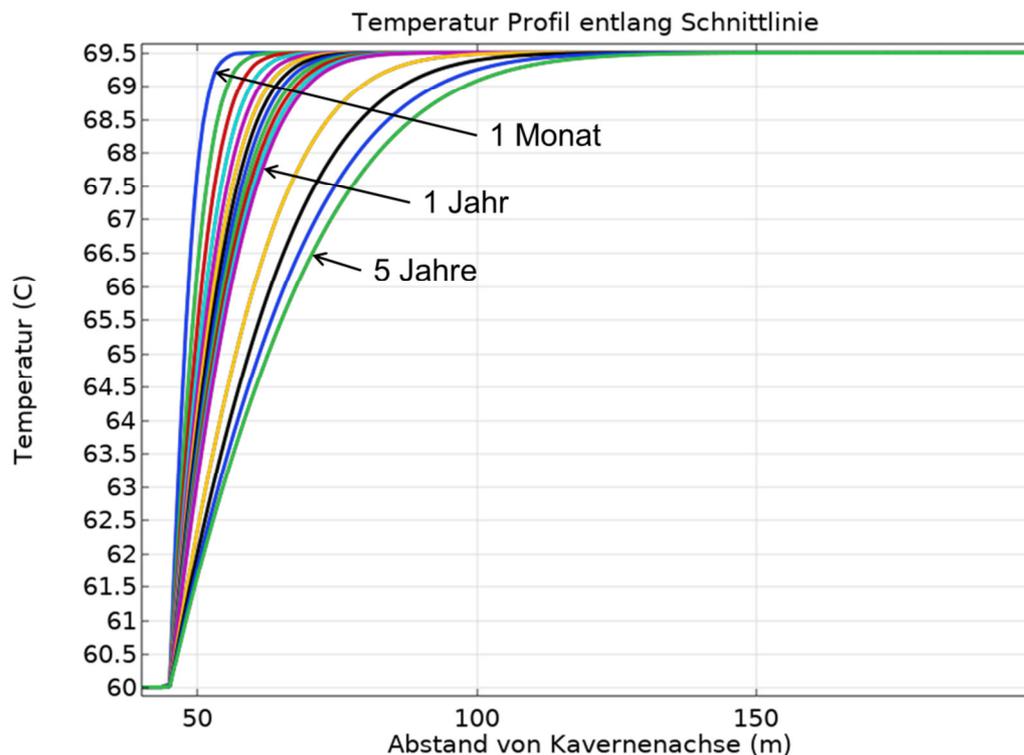


Abbildung 6-12 Temperaturprofil entlang horizontaler Symmetrieebene der Kaverne für verschiedene Zeitstufen

Wie in Abschnitt 6.3 dargestellt, lässt sich die Ausbeute an elektrischer Energie während eines Ausspeichervorgangs erhöhen, indem die Temperatur des CO₂ in der Hochdruckkaverne erhöht wird. Abbildung 6-13 (Mitte) zeigt den zeitlichen Verlauf der Temperatur an den ausgewählten Messpunkten für eine um 60°C gegenüber dem Basisfall angehobene Temperatur sowie (rechts) das zeitabhängige Temperaturprofil entlang der horizontalen Symmetrieebene. Für diesen Fall, ist wie in Abschnitt 6.3 dargestellt mit einer Verdoppelung der elektrischen Leistungsausbeute zu rechnen. Wie im Basisfall ist das Gebiet mit veränderten Temperaturen stark in der Nähe der Kavernenkantur lokalisiert, ein Eindringen erfolgt mit einer sich ständig verringernden Geschwindigkeit. Auch nach mehreren Jahren hat sich noch kein stationäres Gleichgewicht eingestellt.

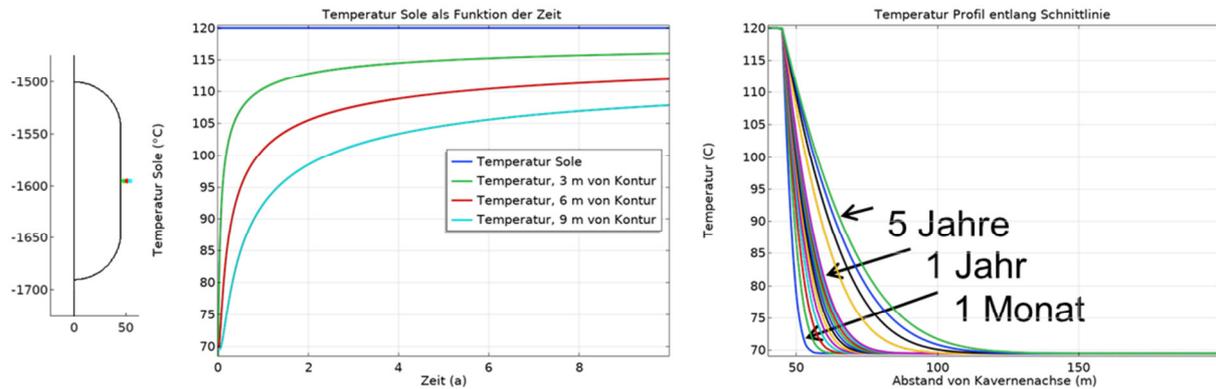


Abbildung 6-13 11 (links) Lokationen der betrachteten Messpunkte (mitte) Temperatur als Funktion der Zeit an ausgewählten Messpunkten für einen initialen Temperaturunterschied von 50°C (rechts) Temperaturprofil entlang horizontaler Symmetrieebene der Kaverne für verschiedene Zeitstufen

6.4.3 Thermische Gewinn/Verlustleistung der Kaverne

Ein Bestandteil des in Abschnitt 6.4.2 vorgestellten Modells ist die Bestimmung des Wärmeflusses. Es kann somit direkt anhand dieses Modells bewertet werden, welche Wärmemenge zu welchen Zeiten über die Kavernenkontur entweicht. Da die Temperatur als Randbedingung des Modells aufgebracht ist, wird implizit unterstellt, dass diese Wärme in irgendeiner Form nachgeführt wird.

In Abbildung 6-14 werden die Wärmeverlustleistung für drei verschiedene Szenarien verglichen. Die Temperatur in der Kaverne wurde im Vergleich zum Gleichgewichtswert um 40, 60 und 110 °K angehoben. Dabei wurde eine doppelt logarithmische Darstellung gewählt. Der parallele Verlauf der 3 Kurven rührt daher, dass die Wärmeverluste proportional zum Temperaturunterschied sind. Auch ist erkennbar, dass die an das Gebirge abgegebene Leistung mit zunehmender Standzeit zurückgeht. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf den Wirkungsgrad des CO₂-Kavernen-Energiespeichers.

Während im Basisfall (HTC 60°C) ein totaler Energiegewinn eines Zyklus von 10,4 MWh zu verzeichnen ist, kann im Fall einer Hochdruckkavernentemperatur von 100 °C bereits mit einem Energiegewinn eines Zyklus von 20,1 MWh gerechnet werden. Dem steht ein mechanischer Energieaufwand während der Kompression von 23,3 MWh bzw. von 30,9 MWh gegenüber. Es verbessert sich also der rein mechanische Wirkungsgrad von vormals 44,6 % auf 65 %.

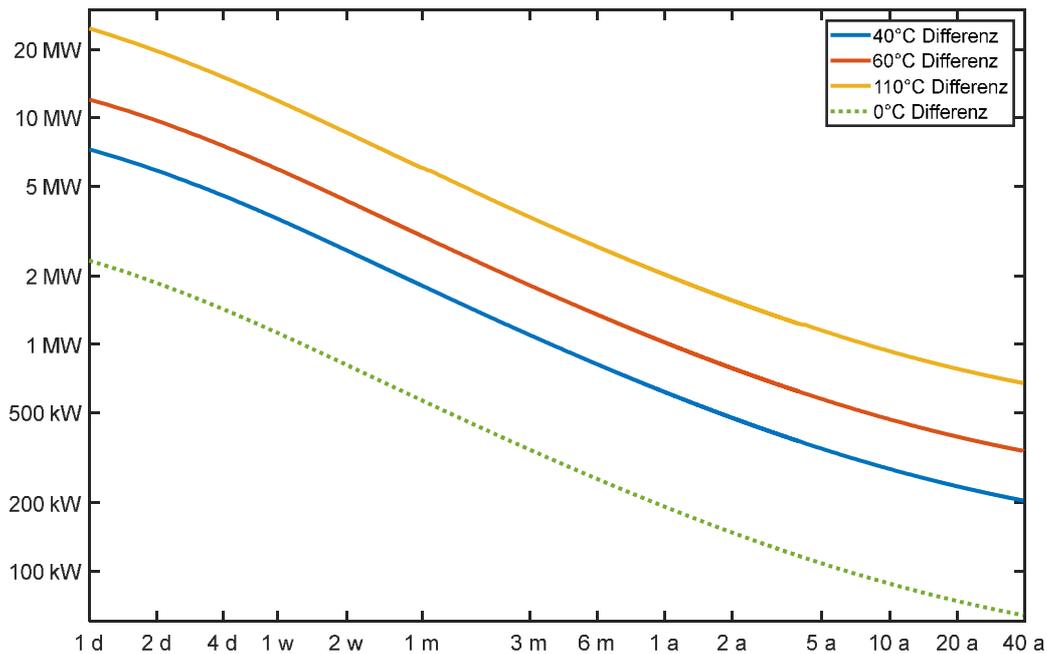


Abbildung 6-14 Wärmeverluste beziehungsweise Gewinne als Funktion der Zeit für verschiedene initiale Temperaturdifferenzen zwischen Gleichgewichtswert und CO_2 -Temperatur

Dem Kohlendioxid muss hierfür jedoch Wärme zugeführt werden. Im ersten Zyklus sind hierfür ca. 180 MWh nötig, weswegen der Wirkungsgrad auf ca. 10% sinkt. Nach 30 Zyklen müssen pro Zyklus nur noch ungefähr 43 MWh aufgewendet werden, was einen Wirkungsgrad von 27% ergibt. Nach einer Laufzeit von einem Jahr müssen noch 15 MWh zur Kompensation der Wärmeverluste aufgebracht werden, der Wirkungsgrad beträgt 44%. Für den daran anschließenden Betrieb verbessert sich der Wirkungsgrad langsam weiter, bleibt dabei aber stets unter den theoretisch möglichen 65%. Voraussetzung hierbei ist aber ein ständiger Betrieb des Speicherwerkes, um ein Abkühlen der Konturregion zu verhindern.

Im realen Betrieb ist zu beachten, dass bereits vor Beginn des ersten Zyklus die Kaverne mit CO_2 befüllt werden muss. Wie in Abbildung 6-8 gezeigt, wird hierbei eine beträchtliche Energiemenge benötigt, um das CO_2 auf die Startbedingungen zu komprimieren und zu erwärmen. Dabei ist für realistische Anlieferungsszenarien ($p_{\text{CO}_2} \leq 35 \text{ bar}$) bereits die Kompressionsarbeit ausreichend um eine Temperatur $> 100^\circ\text{C}$ zu erreichen. Demzufolge ist damit zu rechnen, dass bereits während der Befüllung eine Erwärmung des Gebirges stattfindet. Die genauen Umstände der Erstbefüllung werden in Abschnitt 10.1 dargelegt.

6.5 Thermodynamische Berechnungen zum Temperaturgang bei zyklischer Belastung

Als Konsequenz der Aus- und Einspeicherung des CO₂ ändern sich neben dem Druck auch die Temperaturen in den Kavernen. Die entsprechenden Berechnungen wurden von der TU Prag durchgeführt. Dabei wurde eine konstante Massenstromrate angesetzt und die Annahme getroffen, dass während eines Zyklus kein Wärmeübertrag aufgrund des sich verändernden Druckes stattfindet, die Gasexpansion oder -kompression in der Kaverne also adiabatisch verläuft. Anhand der Simulationen der Turbinenleistung, siehe Abschnitt 7.3.1, kann bestimmt werden, bis zu welchem Punkt eine Entspannung aus der Hochdruckkaverne sinnvoll ist. Aufgrund der nicht unerheblichen Druckverluste durch Reibung und Schwerkraft, ist diese Druckänderung während der Entspannungsphase verhältnismäßig klein gegenüber dem Ausgangsdruck.

Eine graphische Darstellung der zu erwartenden Druckverhältnisse wird in Abbildung 6-15 gegeben. Für die Hochdruckkaverne ergibt sich eine Druckänderung während eines Zyklus von maximal 18 bar, für die Niederdruckkaverne von etwa 20 bar. Die Zyklusführung ist derart konzipiert, dass die ursprünglichen Drücke in jedem Zyklus wieder erreicht werden.

Abbildung 6-16 zeigt den Temperaturgang als Funktion der Zeit in der Hoch- und Niederdruckkaverne. Diese sind für den vorbestimmten Basisfall berechnet, bei dem die Temperatur in der Hochdruckkaverne initial bei 60°C und in der Niederdruckkaverne bei 30 °C liegt. Auch hier sind die Fluktuationen während eines Zyklus verhältnismäßig klein, die Temperatur der Hochdruckkaverne schwankt um 2 °K, die der Niederdruckkaverne um ca. 2,5 °K. Ob als Ergebnis dieser Schwankungen mit einer Schädigung der Kavernenkontur zu rechnen ist, wird in Abschnitt 6.6 untersucht.

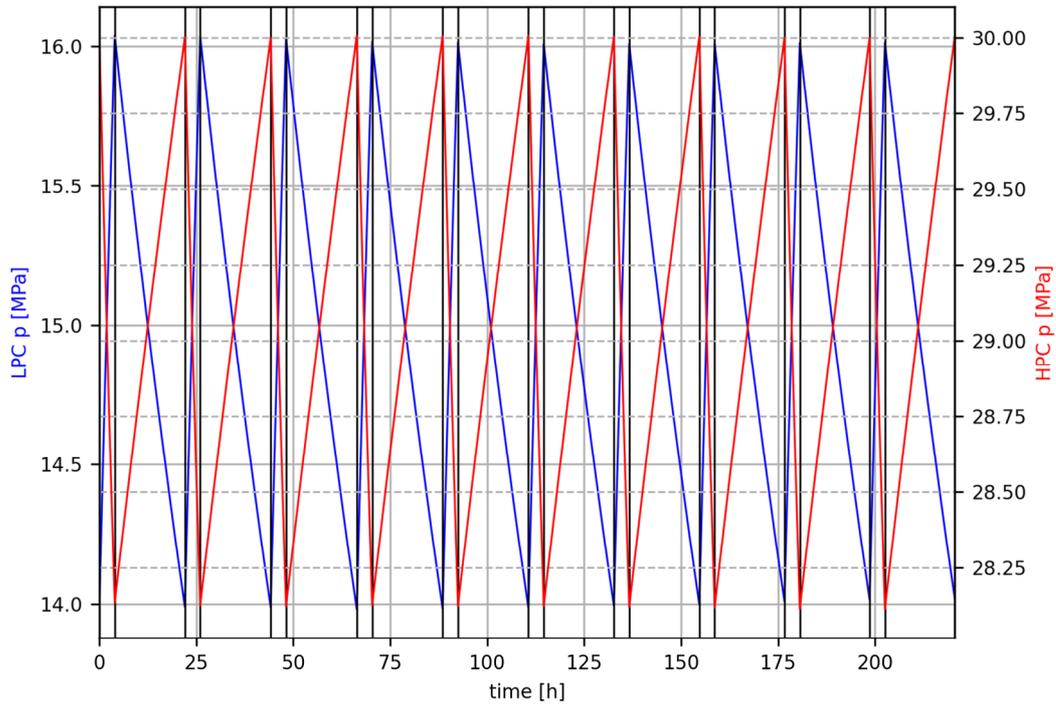


Abbildung 6-15 Zu erwartender Druck in der Hoch- (rot, rechts) und Niederdruckkaverne (blau, links) als Funktion der Zeit in den ersten 10 Speicherzyklen

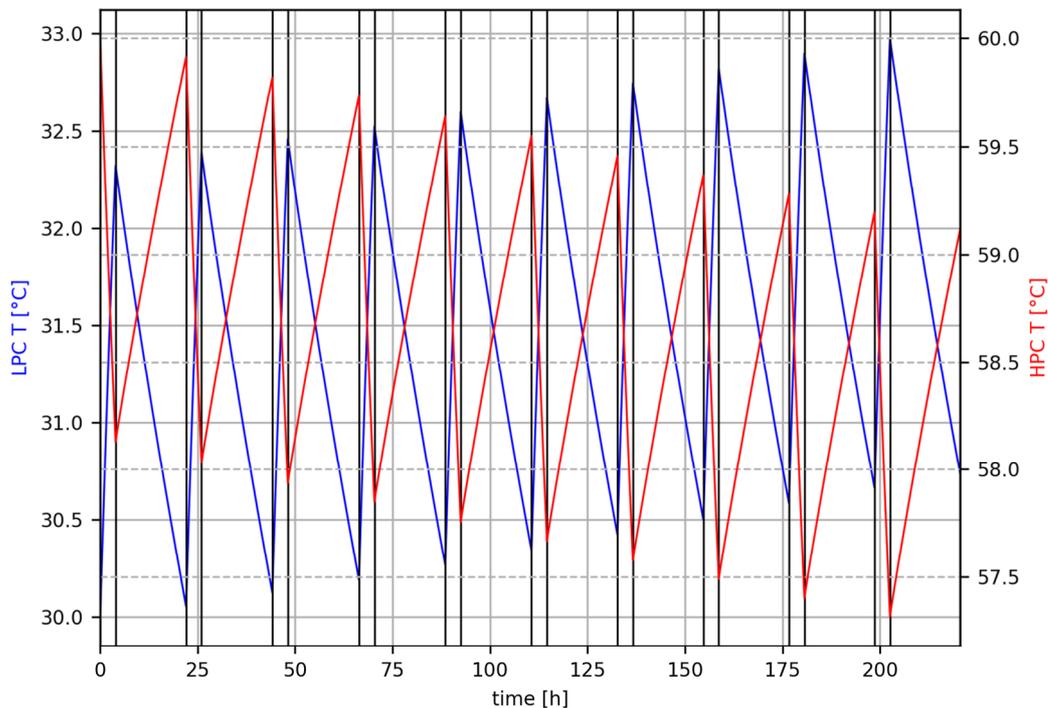


Abbildung 6-16 Zu erwartende Temperatur in der Hoch- (rot, rechts) und Niederdruckkaverne (blau, links) als Funktion der Zeit in den ersten 10 Speicherzyklen

6.6 Berechnungen zur thermomechanischen Schädigung an der Kavernenkontur

Um die Effekte der schnellen Temperatur- und Druckwechsel auf die Integrität des Kavernenbauwerkes bewerten zu können, wurden verschiedene geomechanische Modellierungswerkzeuge eingesetzt. Diese unterscheiden sich anhand ihrer mathematischen Formulierung in kontinuumsmechanische und diskontinuumsmechanische Modelle. Beide haben verschiedene Vor- und Nachteile, und aus diesem Grund verschiedene Einsatzszenarien.

Im kontinuumsmechanischen Modell wird ein gewählter untertägiger Modellausschnitt in kleine Gitterelemente, die Zonen, zerlegt. Diese Zerlegung ist fest. Es entsteht dabei ein System der Bewegungsgleichungen, das algebraisch gelöst wird. Dabei profitiert der Lösungsalgorithmus stark davon, dass nur direkt benachbarte Zonen wechselwirken und dass das entstehende Problem gut parallelisierbar ist. Entsprechend lassen sich auf geeigneter Computerhardware auch großskalige Probleme in vernünftigen Zeiten bei guter Detailwiedergabe untersuchen.

Im diskontinuumsmechanischen Modell wird der Modellausschnitt zusätzlich in sogenannte Blöcke zerlegt, die ihrerseits wieder in Zonen unterteilt werden. Innerhalb eines Blockes erfolgt die Lösungsbestimmung wie zuvor dargestellt. Die Blöcke selbst sind untereinander durch Kontakte verbunden, die sich lösen und neuverbinden können. Damit lassen sich geologische Störungen sehr präzise modellieren, auch ist die Ausbreitung von Flüssigkeiten mittels der druckgetriebenen Perkolation physikalisch korrekt modellierbar. Leider führt die Aufteilung in die Blockstruktur aber zu einer größeren Zahl möglicher Wechselwirkungen und Bedingungen zwischen den Blöcken, was dazu führt, dass nicht in vollem Umfang von der verfügbaren parallelen Rechenleistung Gebrauch gemacht werden kann. Demzufolge müssen die Modelle in der Regel einfacher strukturiert sein, gezielt Ausschnitte untersucht werden oder Ersatzmodelle in zwei Dimensionen untersucht werden.

Beiden Verfahren ist gemein, dass zur Bestimmung der Lösungen spezielle viskoelastoplastische Stoffmodelle verwendet werden, die gezielt und in jahrzehntelanger Verfeinerung entwickelt wurden, um das Verhalten von Salzgesteinen korrekt abzubilden (Minkley W., Gebirgsmechanische Beschreibung von Entfestigung und Sprödbrechungserscheinungen im Carnallit. Schriftenreihe des Institutes für Gebirgsmechanik – Band 1, 2004) (Minkley & Mühlbauer, Constitutive models to describe the mechanical behaviour of salt and the imbedded weakness planes, 2007). Ebenfalls verwenden beide Verfahren dieselbe grundlegende Methodik, das Verfahren der finiten Differenzen. Auch werden in beiden Methoden die täglichen Druckwechsel im Detail nachgebildet, um eine realistische Spannungssituation und -veränderung zu bekommen. Dies erfordert jedoch eine sehr hohe Zahl von Rechendurchgängen, um bewerten zu können, ob mögliche Schädigung erst in langen Zeiträumen auftritt.

6.6.1 *Kontinuumsmechanisches 3D Modell*

Bei jeder numerischen Modellierung ist es entscheidend, nachdem ein Modell geometrisch und in seinen Materialeigenschaften erstellt wurde, die Anfangs- und Randbedingungen festzulegen. Die geometrische Auslegung der Hochdruckkaverne ist in Abbildung 4-1 rechts) zu sehen.

Bei der Frage nach der mechanischen Stabilität der Kavernenkantur sind dabei Druck und Temperatur von entscheidender Bedeutung. Während sich der Druck quasi instantan ändern lässt, haben die Betrachtungen aus Abschnitt 6.4.2 gezeigt, dass eine Änderung der Temperatur des CO₂ sich nur sehr langsam in eine Änderung der Gebirgstemperatur überträgt. Um dennoch reproduzierbare Ausgangsbedingungen zu haben, wurde im Folgenden davon ausgegangen, dass die Temperatur zu Beginn der zyklischen Speichernutzung sich im thermischen Gleichgewicht mit dem Gebirge befindet. Dies ist eine erhebliche Idealisierung gegenüber der tatsächlichen Befüllung.

In der Realität führt bereits der Solvorgang zu einer Absenkung der Gebirgstemperatur im Umfeld der Kaverne. Diese Abkühlung wird vermutlich bei der Erstbefüllung kompensiert, vielleicht überkompensiert. Um hierzu genaue Aussagen machen zu können, wäre es notwendig den thermodynamischen Zustand des angelieferten CO₂ zu kennen. Da dies im Moment unbekannt ist, und Vermutungen angestellt werden müssen, wird an dieser Stelle die einfachste Möglichkeit angenommen, die Kaverne befindet sich zum Beginn des Entspannungsprozesses bereits bei der geplanten Zieltemperatur. Der entsprechende Zustand ist in Abbildung 6-17 dargestellt.

Um die Integrität der Speicherkaverne zu gewährleisten, ist im Vorfeld sicherzustellen, dass auch die technische Dichtheit zu jedem Zeitpunkt der Betriebshistorie gegeben ist. Hierfür ist notwendig, dass an der letzten zementierten Rohrtour der Speicherdruck 85 % der Horizontalspannung nicht überschreitet. Dies ist standortabhängig entsprechend zu planen.

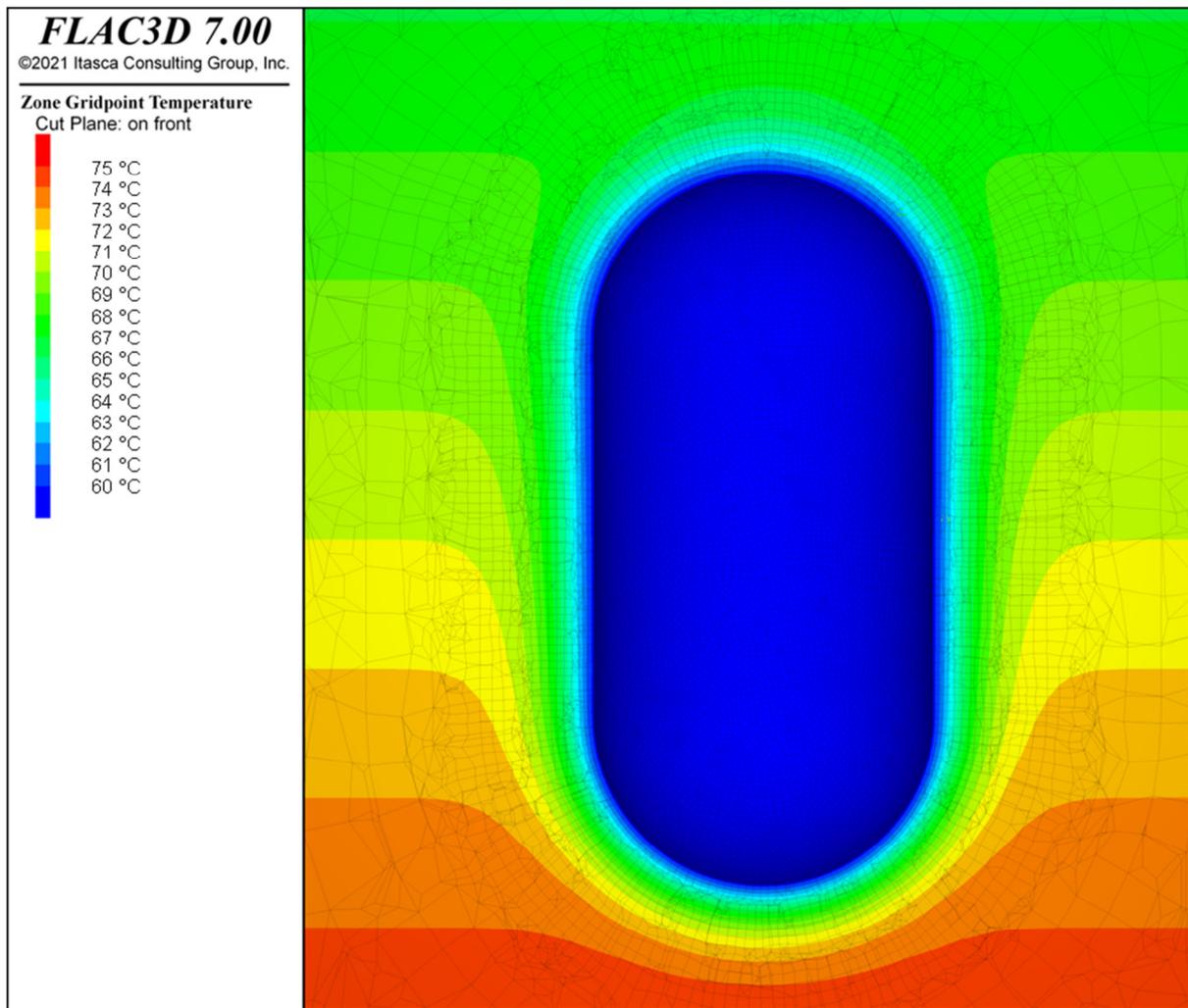


Abbildung 6-17 Temperaturverteilung im Umfeld der Kaverne nach einer langsamen Erstbefüllung (thermisches Gleichgewicht wird angenommen)

Im Anschluss wird mit dem Anlegen der zyklischen Randbedingungen an die Kavernenkontur begonnen. Dabei wird der Druck in der Kaverne über 2 Stunden vom berechneten Maximum auf was berechnete Minimum abgesenkt (ca. 2 MP, siehe Abbildung 6-15) wobei die Temperatur ebenfalls fällt (ca. 2 K, siehe Abbildung 6-16). In den folgenden 22 Stunden, wird durch Zurückspeichern von CO₂ der Ausgangszustand wieder hergestellt, entsprechend steigen Druck und Temperatur. Dies ist für das Beispiel der Temperatur in Abbildung 6-18 dargestellt.

Man erkennt, dass die Temperaturänderung nur mit deutlicher Verzögerung in die Kavernenkontur übertragen wird. Da zu dieser Zeit bereits die Wiederbefüllung der Kaverne erfolgt, überträgt sich auch nur die Hälfte der gesamten Hubhöhe der Temperaturänderung auf die Kavernenkontur. Für weiter von der Kontur entfernte Zonen ist der Betrag noch geringer, wie bereits in Abschnitt 6.4.2 dargelegt.

Im ersten Zyklus ist eine Anpassung an den Mittelwert der Zyklustemperatur zu beobachten, diese setzt sich auch exponentiell gedämpft über die weiteren Zyklen fort, hat aber nach 30 Zyklen keinen sichtbaren Einfluss mehr. Dies ist auch durch die Wahl der Anfangsbedingungen begründet, und sollte für jeden Standort, unter Kenntnis der tatsächlichen Startbedingungen und des Speicherregimes verifiziert werden.

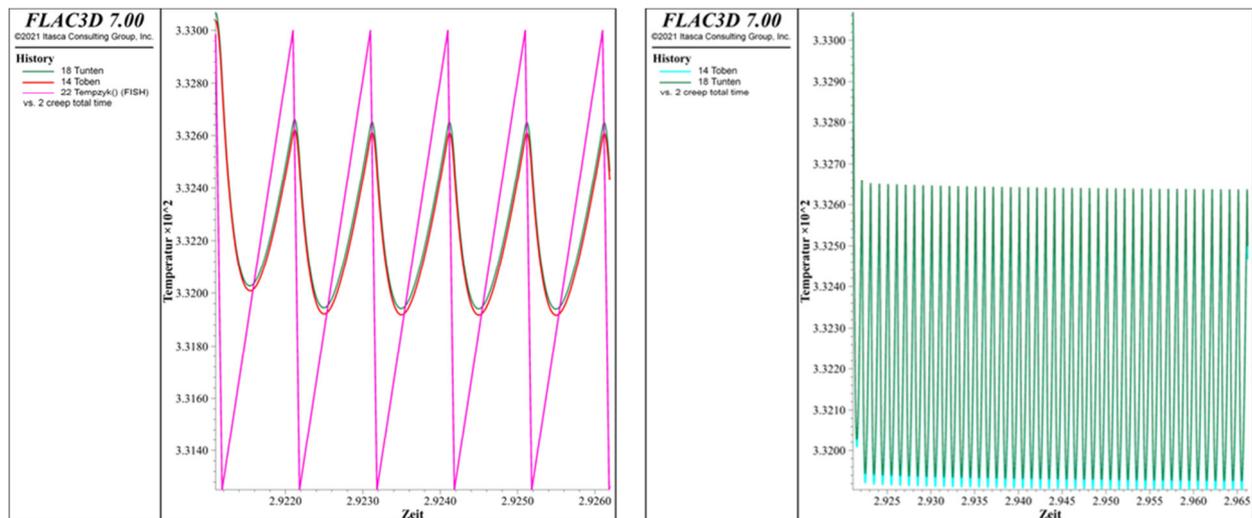


Abbildung 6-18 Temperaturverlauf im CO₂ (links, Magenta) sowie in Kavernenkontur im Sumpf (links und rechts grün) und Dach (links rot, rechts Cyan) der Kaverne über 5 (links) bzw. 30 (rechts) Zyklen

Im Ergebnis der Druck und Temperaturänderung ändert sich der Spannungszustand im Umfeld der Kaverne. Der Druck wirkt radial auf die Kavernenkontur und verändert damit vor allem die Spannungskomponente in diese Richtung. Die Temperaturänderung bewirkt eine Kontraktion oder Expansion des Gesteins im betroffenen Gebirgsbereich. Diese führt zu einer zusätzlichen allseitigen tensilen beziehungsweise kompressiven Spannungsänderung. Da der betroffene Bereich aber vor allem auf die Kavernenkontur begrenzt ist, erfolgt in erster Näherung vor allem eine Änderung der tangentialen Spannungskomponente.

Um die Magnitude der auftretenden Spannungsänderungen zu bewerten, ist die von-Mises Vergleichsspannung ein guter Indikator. Selbige ist in Abbildung 6-19 für einen leeren Speicherzustand nach 45 Zyklen gezeigt. Dabei ist zu erkennen, dass die größten Spannungsunterschiede im Dach der Kaverne auftreten. Entsprechend ist davon auszugehen, dass in diesem Bereich die größte Kavernenkonvergenz zu beobachten ist. Der Vergleich mit dem entleerten Zustand wird gewählt, weil hier die größten Spannungsunterschiede im Vergleich zum Zustand nach der Gasbefüllung zu beobachten sind.

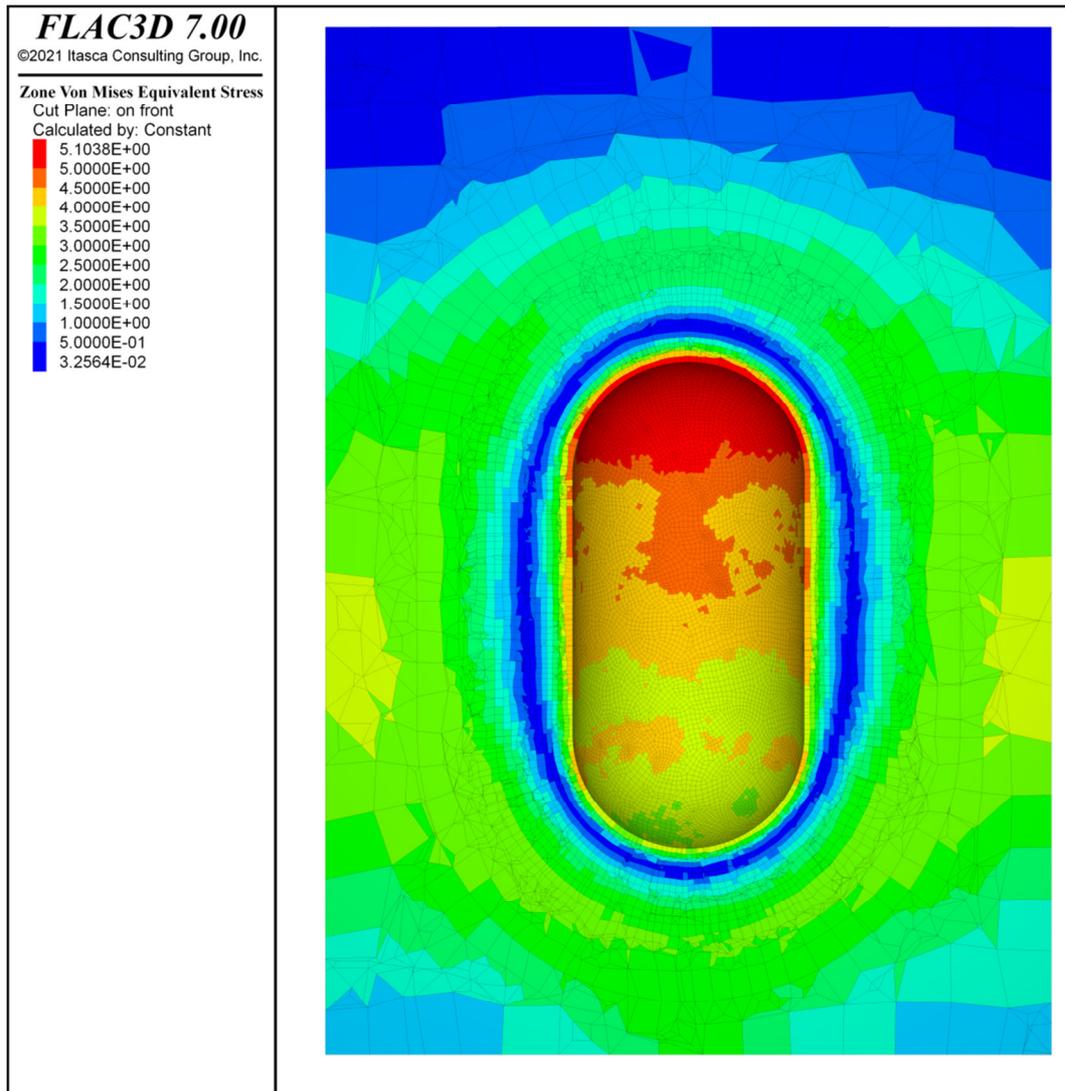


Abbildung 6-19 von-Mises Vergleichsspannung im entleerten Zustand nach 45 Speicherzyklen

Für die Langzeitstabilität ist hierbei entscheidend, ob die Festigkeitsgrenzen des Gebirges bei der Entleerung des Speichers überschritten werden. Auch hierfür ist der Moment größter Spannungsdifferenz entscheidend. Für den angelegten Druckzyklus ist in Abbildung 6-20 die akkumulierte plastische Schädigung des Gebirges nach 45 Zyklen dargestellt.

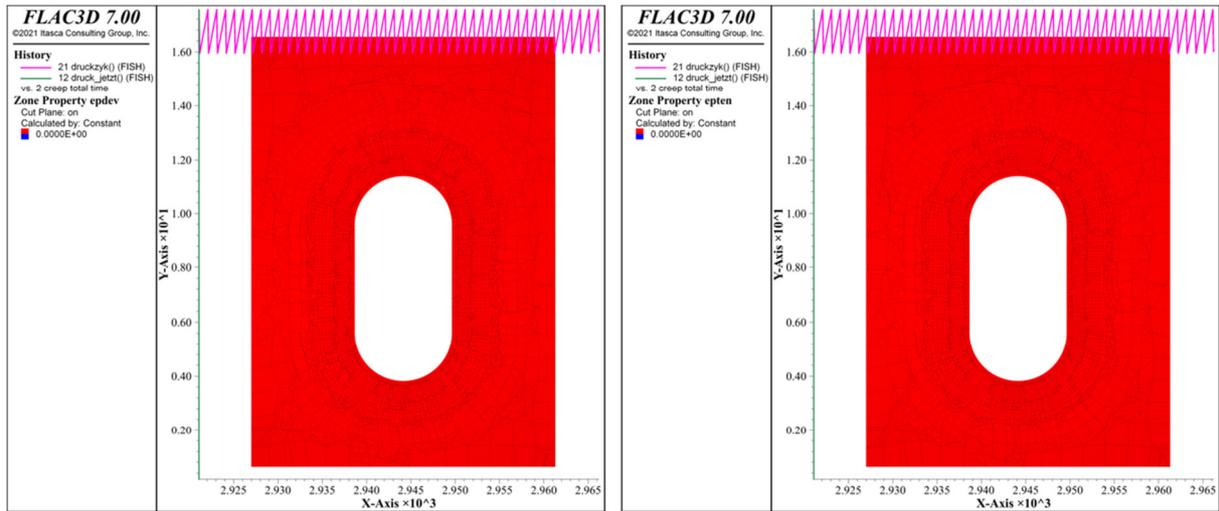


Abbildung 6-20 Akkumulierte Schädigung nach 45 Zyklen aus deviatorischer (links) und tensiler Belastung (rechts)

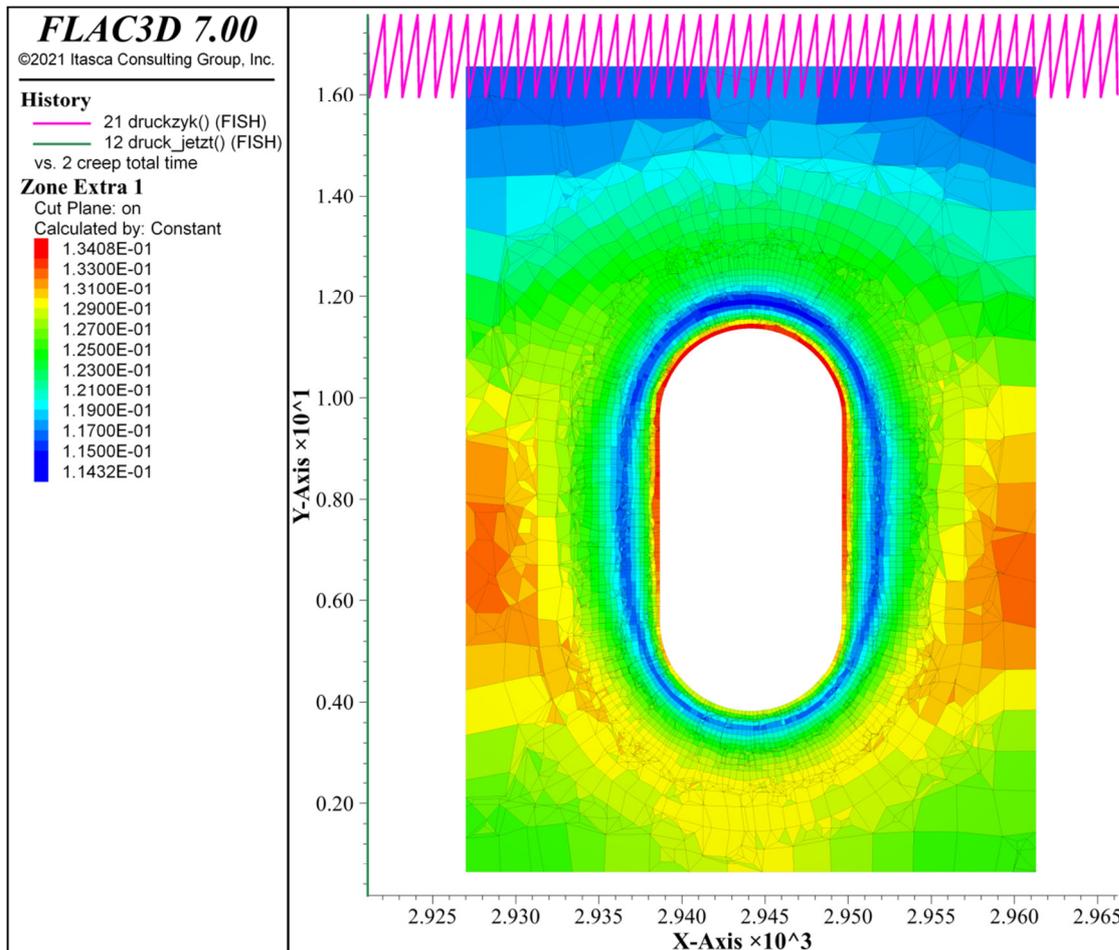


Abbildung 6-21 Ausnutzungsgrad der Festigkeit im Druckminimum nach 45 Zyklen

Dabei ist zu erkennen, dass weder durch die deviatorischen Spannungsunterschiede, noch durch das Auftreten von Zugspannungen eine plastische Schädigung zu erwarten ist.

Für zweites ist verantwortlich, dass in der Teufe der Hochdruckkaverne bei den auftretenden Druck und Temperaturänderungen es nie zum Auftreten von Zugspannungen kommt. Dies ist in der Niederdruckkaverne ebenfalls der Fall.

Da tensile Schädigung für den vorliegenden Speicherzyklus generell nicht zu erwarten ist, wird im Folgenden die Ausnutzung der Festigkeit gegen deviatorische Schädigung betrachtet. Diese wird in (Minkley W. , Gebirgsmechanische Beschreibung von Entfestigung und Spröbrucherscheinungen im Carnallitit. Schriftenreihe des Institutes für Gebirgsmechanik – Band 1, 2004) definiert.

$$\sigma_{1,B} = \sigma_D + \frac{\sigma_{MAX} - \sigma_D}{\sigma_\phi + \sigma_3} * \sigma_3 + \sigma_3$$

Setzt man nun die im Modell auftretende Differenzspannung zur maximal zulässigen Differenzspannung ins Verhältnis, erhält man den Ausnutzungsgrad der Festigkeit. Dieser ist in Abbildung 6-21 gezeigt. Man erkennt, dass im konturnahen Bereich wie erwartet die größte relative Belastung zu verzeichnen ist. Diese beläuft sich auf ca. 13,5% der angesetzten Festigkeit. Natürlich gibt es hier Unterschiede je nach Eigenschaften des Steinsalzes, in das die Kaverne gesolt wird. Bei einer derartig niedrigen Auslastung ist jedoch damit zu rechnen, dass in sehr vielen Lagerstätten geeignete Bedingungen angetroffen werden. Ursächlich ist hierbei in erster Linie die hohe Einspannung in der Teufe von 1500 m, die eine hohe Festigkeitsreserve zulässt.

Es wurde weiterhin ein extremer Belastungszyklus modelliert, der im Wesentlichen die Druckverluste durch Reibung und Schwerkraft ignoriert, und dadurch eine deutlich größere Hubhöhe in Druck (12 MPa) und Temperatur (9 K) aufweist. Eine solche Situation wäre näherungsweise vorzufinden, wenn man die Turbomaschinerie untertage anordnet. Der Temperaturverlauf über die ersten drei Zyklen ist in Abbildung 6-22 dargestellt.

Man erkennt auch hier, dass von den 9 K aufgegebenem Temperaturunterschied zwischen Druckmaximum und -minimum nur 6 K im Gebirge an der Kavernenkantur wirksam werden. Dennoch ist mit einem deutlich höheren thermomechanischen Effekt zu rechnen als im vorangegangenen Beispiel. Auch die Druckänderung ist entsprechend erhöht. Um den Einfluss der Temperatur- und Druckänderung detailliert verstehen zu können, wurden mehrere Simulationsläufe durchgeführt, zuerst wurde die Druckänderung nicht berücksichtigt. Danach wurde eine Simulation ohne Temperaturänderung durchgeführt, und abschließend eine, bei der sowohl Druck als auch Temperatur variiert wurden. Abbildung 6-23 (links) zeigt den Spannungsverlauf der ersten fünf Zyklen bei Temperaturänderung. Während es nur eine sehr geringe Änderung der maximalen Hauptspannung gibt, sinkt die minimale Hauptspannung mit sinkender Temperatur. Die Temperaturänderung hat eine Spannungsänderung von ca. 2 MPa zur Folge. Abbildung 6-23 (rechts) zeigt den Spannungsverlauf der ersten fünf Zyklen der Druckänderung. Die Magnitude der Spannungsänderung entspricht ungefähr den angelegten 12 MPa. Zu beachten ist, dass die maximale und minimale Komponente wechseln.

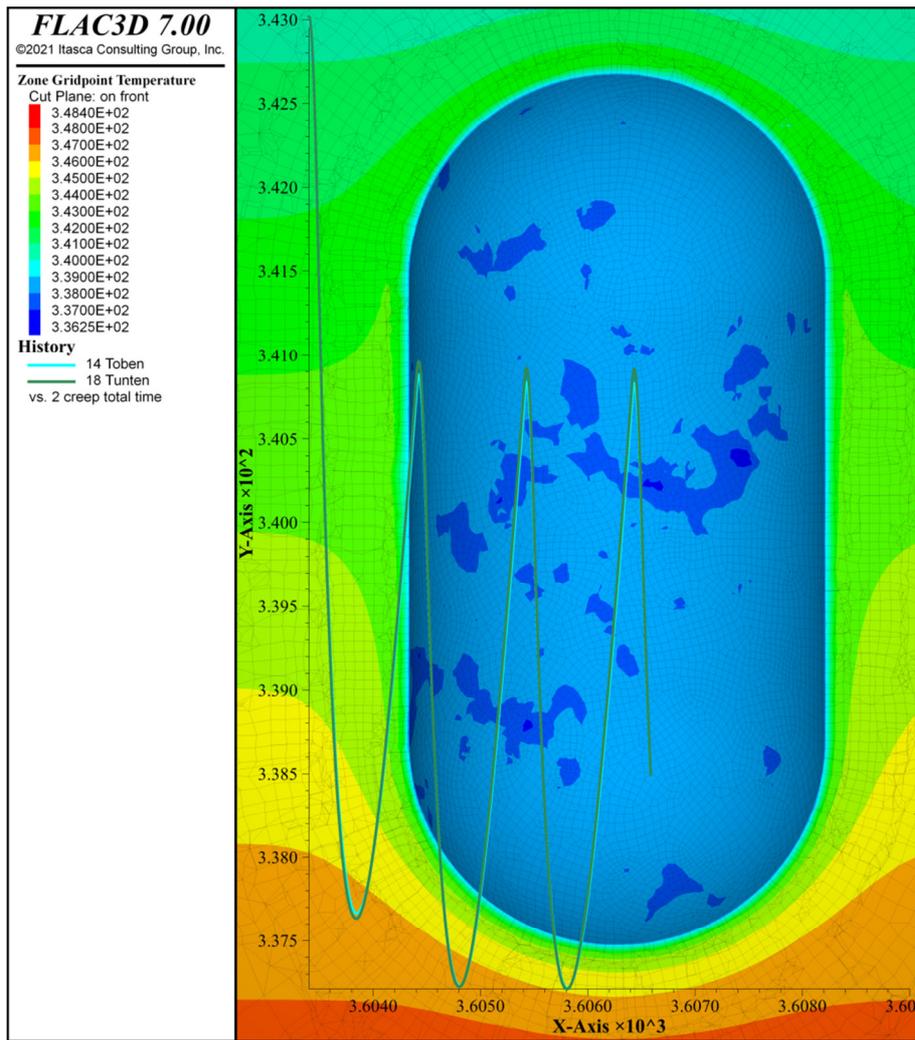


Abbildung 6-22 Initiale Temperaturverteilung und Temperaturgang im Sumpf und Dach der Kaverne über die ersten drei Zyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe

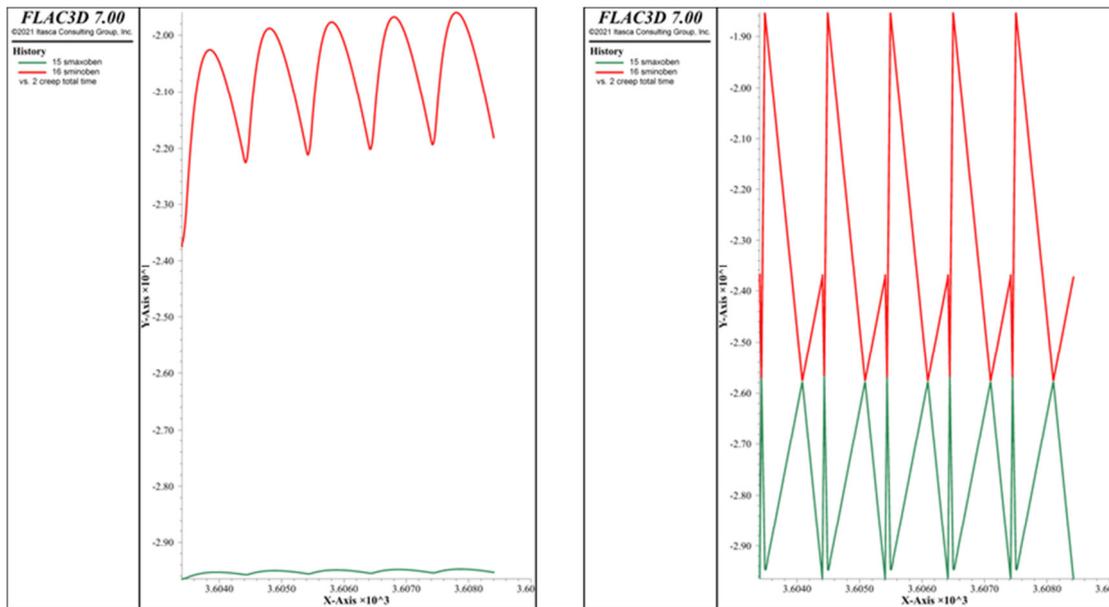


Abbildung 6-23 Minimale und Maximale Spannungskomponenten nur bei Temperaturänderung (links) und nur bei Druckänderung (rechts) für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe

Im Druckminimum ist die minimale Hauptspannung am niedrigsten und entspricht der radialen Spannungskomponente. Steigt der Druck, steigt die radiale Spannungskomponente. Gleichzeitig sinken wegen der Querdehnung die anderen Spannungskomponenten. Deswegen ändert sich, welche Komponente des Spannungstensors die minimale Hauptspannung ist und die radiale Spannung wird zur maximalen Hauptspannung. Ausgerüstet mit diesen Vorbetrachtungen lässt sich auch das Verhalten der Hauptspannungen verstehen, wenn sich diese sowohl mit der Temperatur als auch mit dem Druck ändern. Deutlich ist der Einfluss des Druckes zu erkennen auf diejenigen Spannungskomponenten, die im Druckminimum minimal ist. Dies entspricht wieder der radialen Spannung. Der zeitliche Verlauf der dazu senkrechten tangentialen Komponente ist nun beeinflusst durch die vom Druck verursachte, durch Querdehnung vermittelte Spannungskomponente senkrecht zur Radialspannung und der thermomechanischen Spannungskomponente.

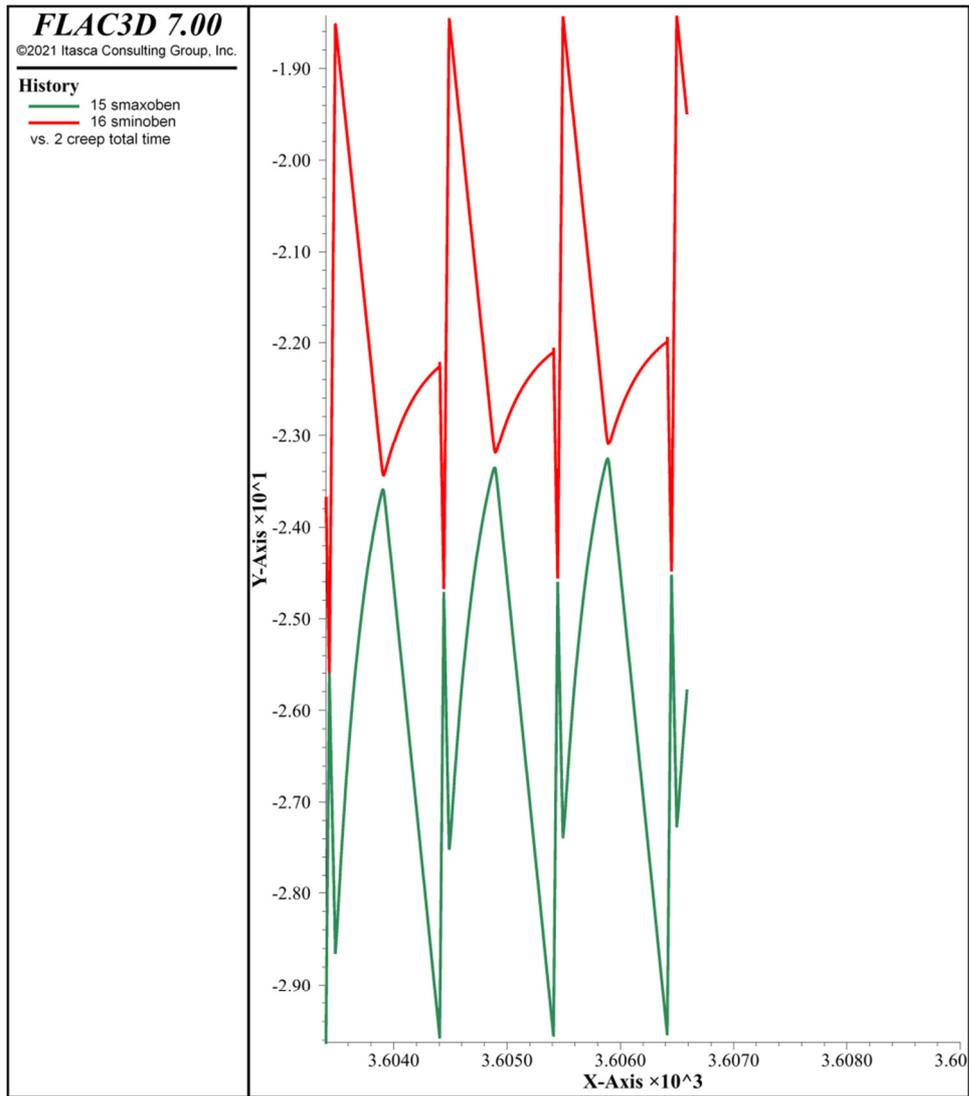


Abbildung 6-24 Minimale und Maximale Spannungskomponenten bei Temperatur- und Druckänderung für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe

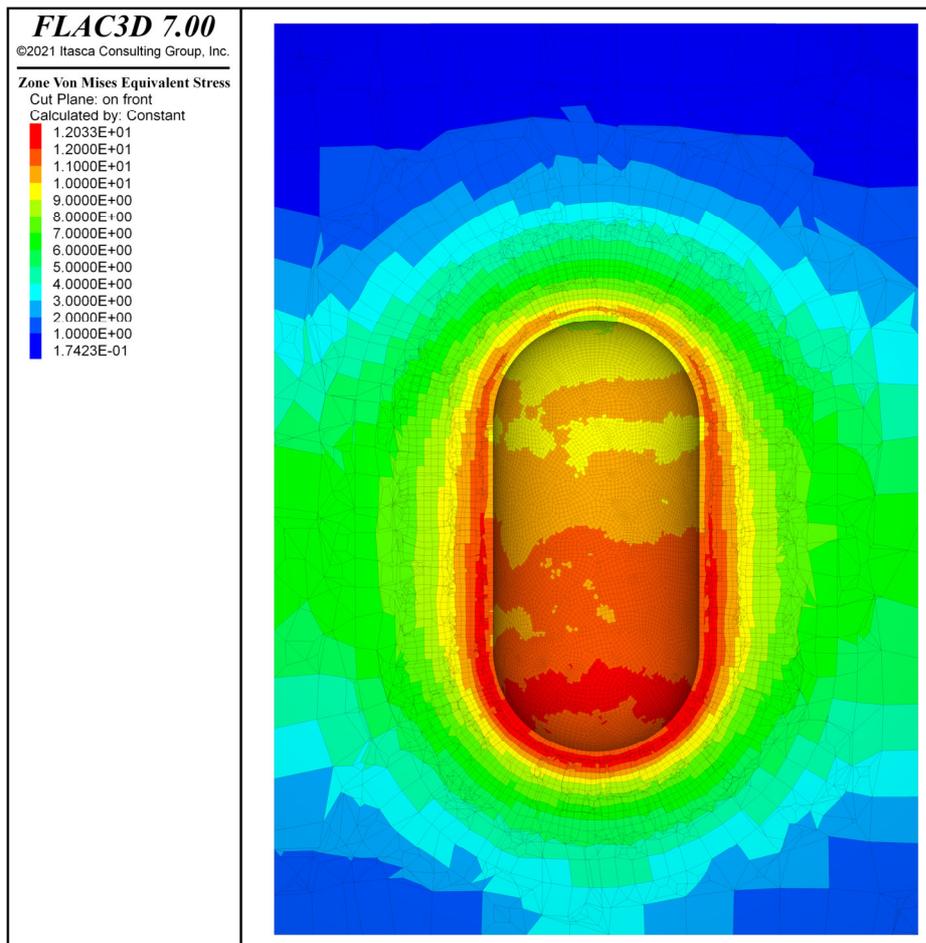


Abbildung 6-25 von-Mises Vergleichsspannung im entleerten Zustand nach 4 Speicherzyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe

Abbildung 6-25 zeigt die von-Mises Vergleichsspannung im Druckminimum nach 4 Speicherzyklen. Das Maximum der Vergleichsspannung zeigt sich diesmal im unteren Teil der Kaverne. Die Magnitude von ungefähr 12 MPa entspricht nahezu der angelegten Druckänderung.

Ausgehend vom Spannungszustand kann wieder der Grad der Festigkeitsausnutzung berechnet werden. Dieser ist in Abbildung 6-26 dargestellt. Für den Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe ergibt sich eine maximale Auslastung der Festigkeit in der Mitte der Kaverne von 17 %. Auch dieser Wert garantiert eine hinreichende Festigkeitsreserve, so dass mit einem großräumigen Versagen nicht zu rechnen ist.

In der Realität besteht das Salzgebirge jedoch aus zahllosen kleinen Kristalliten. Man beobachtet in der Praxis ein Abschalen der Kontur, was nahelegt, dass Prozesse entlang der Kristallitkontaktflächen eine Auflösung der Kavernenkontur erlauben. Dem wird im folgenden Abschnitt genauer nachgegangen.

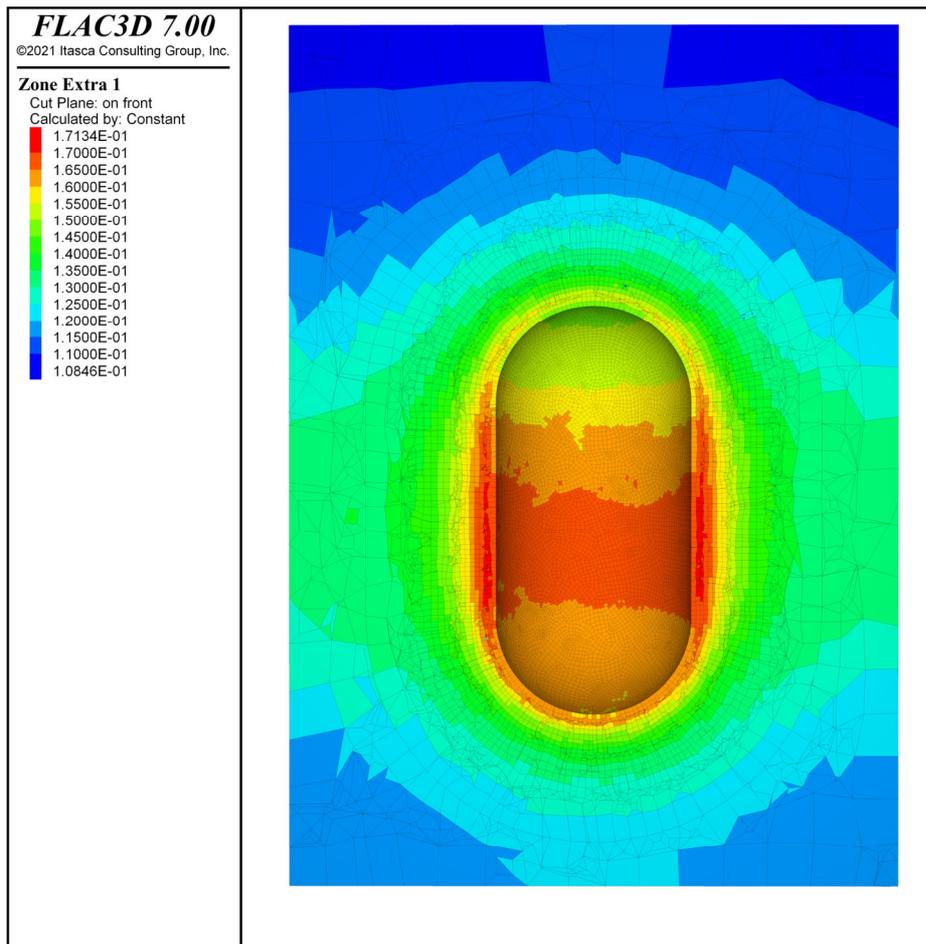


Abbildung 6-26 Ausnutzungsgrad der Festigkeit im Druckminimum nach 4 Zyklen für einen Zyklus mit vergrößerter Hubhöhe

6.6.2 Diskontinuumsmechanisches 2D Modell

In der Natur ist Gebirge immer inhomogen anzutreffen, auf verschiedenen Größenskalen durchziehen Störungen, Klüfte, Gesteins- und Kristallgrenzflächen die Struktur. Der Einfluss dieser Diskontinuitäten kann im kontinuumsmechanischen Modell nur näherungsweise berücksichtigt werden. Dabei liegt im Salzgebirge hier der günstige Fall vor, dass durch das viskoelastische Verhalten Klüfte sich von selbst schließen und verheilen. Dies begünstigt die Behandlung mittels kontinuumsmechanischer Modelle. Allerdings führt die Ablagerung der Salzgesteine zu einer geschichteten Ausbildung, an deren Trennflächen auch weiterhin reduzierte Festigkeiten bestehen können. Insbesondere in Anwesenheit von Fluidüberdrücken besteht die Möglichkeit, dass sich einige dieser Trennfläche öffnen und einen Transport des Fluids ermöglichen. Der Aufbau eines derartigen Fließwegenetzwerkes wird als druckge-

triebene Perkolaton bezeichnet (Minkley, Knauth, & Brückner, Discontinuum-mechanical behaviour of salt rocks and the practical relevance for the integrity of salinar barriers, 2013). Im Folgenden wird untersucht werden, ob mittels dieses Mechanismus eine Perkolaton des CO₂ in das umliegende Salzgebirge möglich ist. Dabei wird ein diskontinuumsmechanisches 2D Modell erstellt, was durch die reduzierte Dimension eine wesentlich feinere Zerlegung in Blöcke erlaubt. Diese Blöcke werden im Umfeld der Speicherkaverne mittels Voronoizerlegung generiert (Knauth, 2019) (Wikipedia). Eine graphische Darstellung ist in Abbildung 6-27 zu sehen.

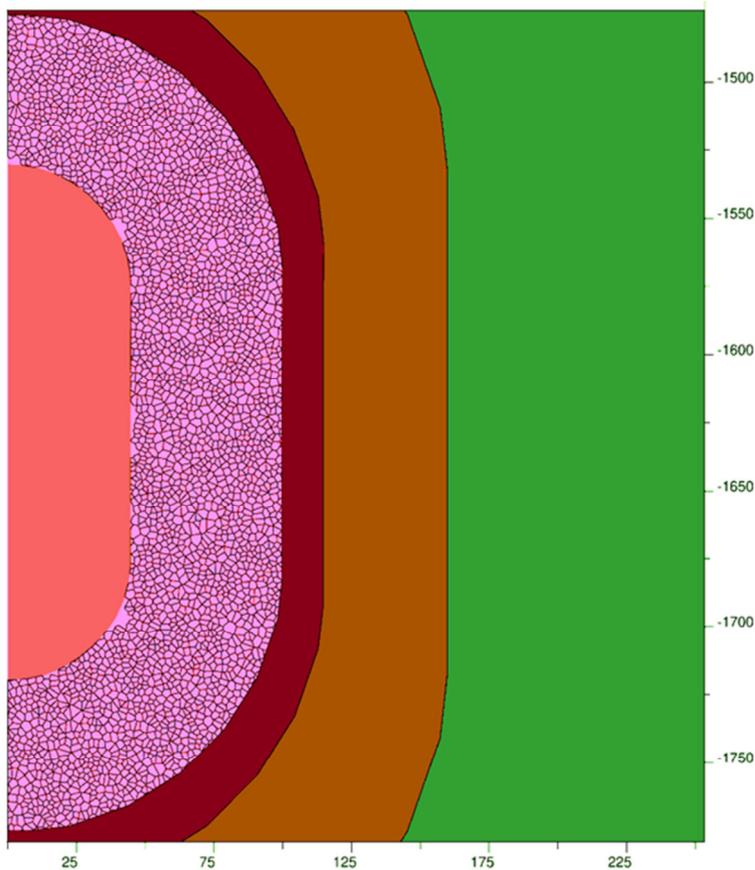


Abbildung 6-27 Zerlegung in Voronoielemente im konturnahen Bereich, nach Entfernung bereits abgelöster Elemente nach 180 Tagen.

Dabei wurde die Zerlegung nur in dem Bereich unmittelbarer Konturnähe ausgeführt, um eine möglichst feine Zerlegung, bei gleicher Elementanzahl zu realisieren. Im Laufe der numerischen Berechnung wird weiterhin berücksichtigt, dass Elemente, die an allen Seiten von Fluid umströmt sind, nicht mehr in einem festen Verbund mit dem Gebirge stehen, und deshalb in die Kaverne fallen. Derartige Prozesse wurden in der Realität beobachtet. Da hier im 2D Modell deutlich weniger Kontakte zu den benachbarten Blöcken existieren als in einem 3D Modell, ist dieses Vorgehen konservativ, überschätzt also die Konturschädigung.

Um ein Bild davon zu bekommen, wie gravierend die Schädigung ausfallen kann, wurden alle Berechnungen mit dem Zyklus vergrößerter Hubhöhe, also 12 MPa durchgeführt. Allerdings wurde dabei, insbesondere mit Rücksicht auf die Rechenzeit, auf die Berücksichtigung der Temperaturänderung verzichtet.

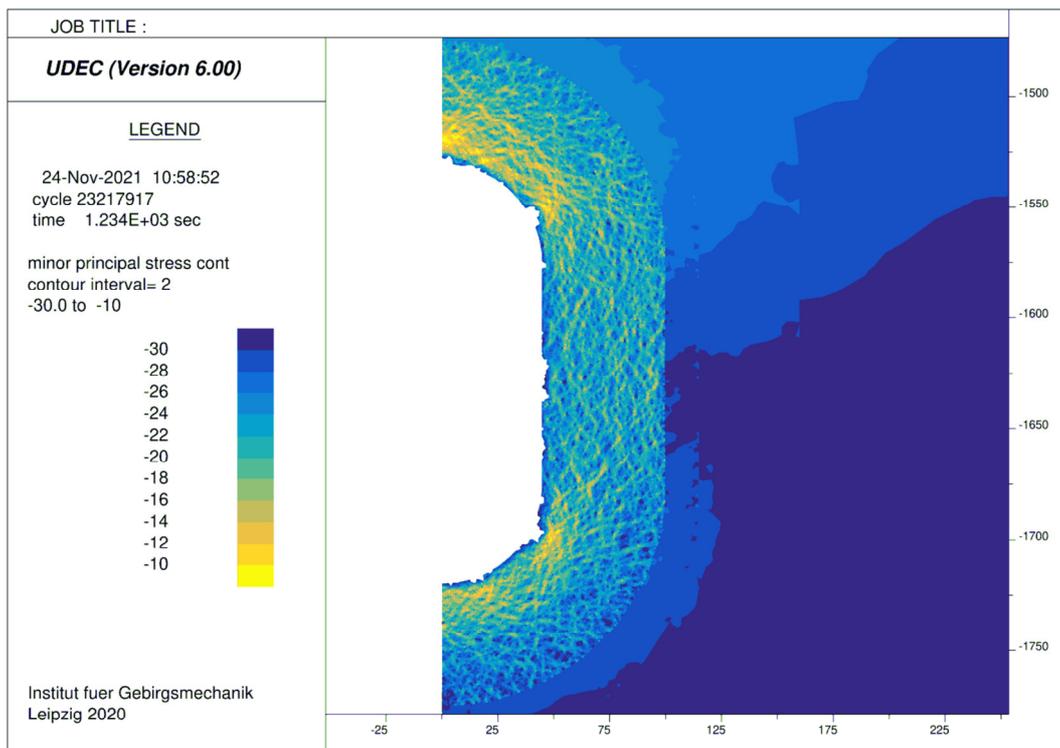


Abbildung 6-28 Minimale Hauptspannung im Druckminimum nach 180 Zyklen

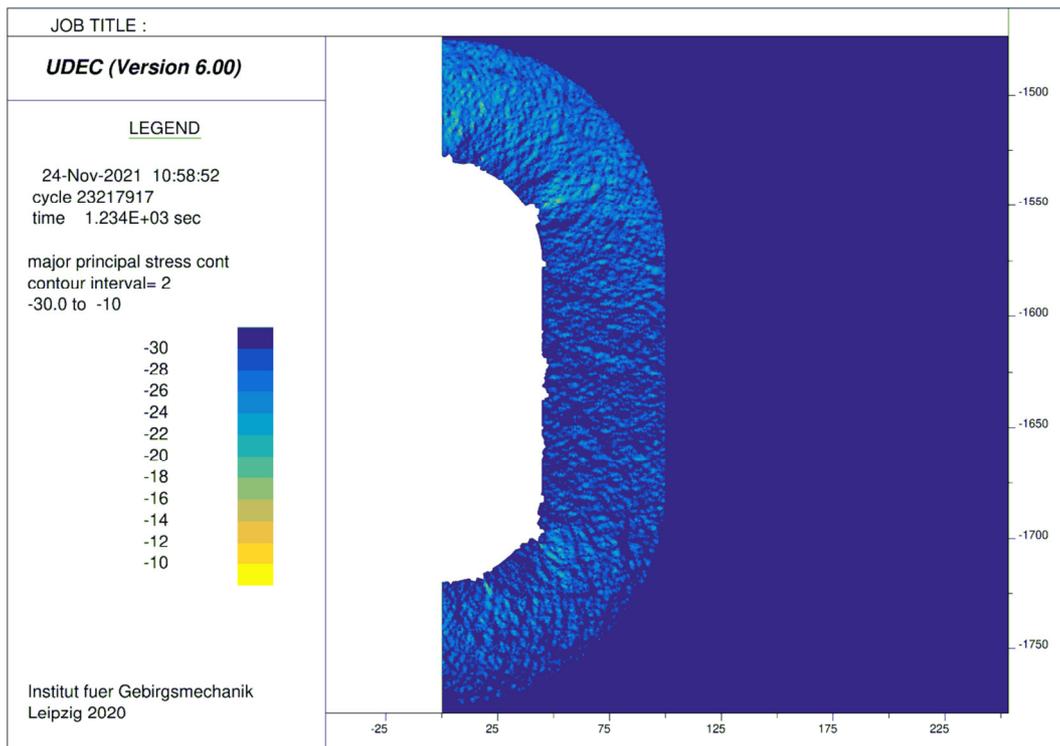


Abbildung 6-29 Maximale Hauptspannung im Druckminimum nach 180 Tagen

Dies lässt sich insbesondere durch den geringen Beitrag zur Spannungsänderung (vergleiche Abbildung 6-23 (rechts) und Abbildung 6-24) begründen.

Der Spannungszustand im Druckminimum nach 180 Zyklen ist in Abbildung 6-28 und Abbildung 6-29 dargestellt. Dabei ist zu beobachten, dass sowohl die minimale als auch die maximale Hauptspannung im zerlegten Bereich der Kavernenkontur reduziert ist, die minimale Hauptspannung teilweise stark. Diese ist bis zu 20 MPa niedriger als im Grundspannungszustand. Besonders sind Absenkungen im Kavernendach, und in Bereichen zu sehen, in denen sich die Krümmung der Kavernenkontur stark ändert. Auffallend ist weiterhin, dass dies besonders in Bereichen der Fall ist, wo Gesteinskontakte parallel zur Kontur verlaufen. Diese werden bei sinkendem Kaverneninnendruck, durch Absenkung der Radialspannung besonders entlastet. Dies begünstigt, dass der Fluidruck die minimale Hauptspannung überwinden kann und es zu einer Abschalung in der Kavernenkontur kommt.

Allerdings ist der Kaverneninnendruck in diesem Moment ebenfalls abgesenkt sodass das Fluid nur bedingt auf die entlasteten Kontakte vordringen kann.

Man erkennt dies in Abbildung 6-30, wo sowohl die aus der Kontur bereits gefallenen Gesteinsblöcke, als auch der auf die Kontakte vorgedrungene Fluidruck dargestellt sind. Das Vordringen des Fluidrucks auf den Gesteinskontakten nach 180 Zyklen betrifft nur einen Bereich wenige Meter von der Kavernenkontur.

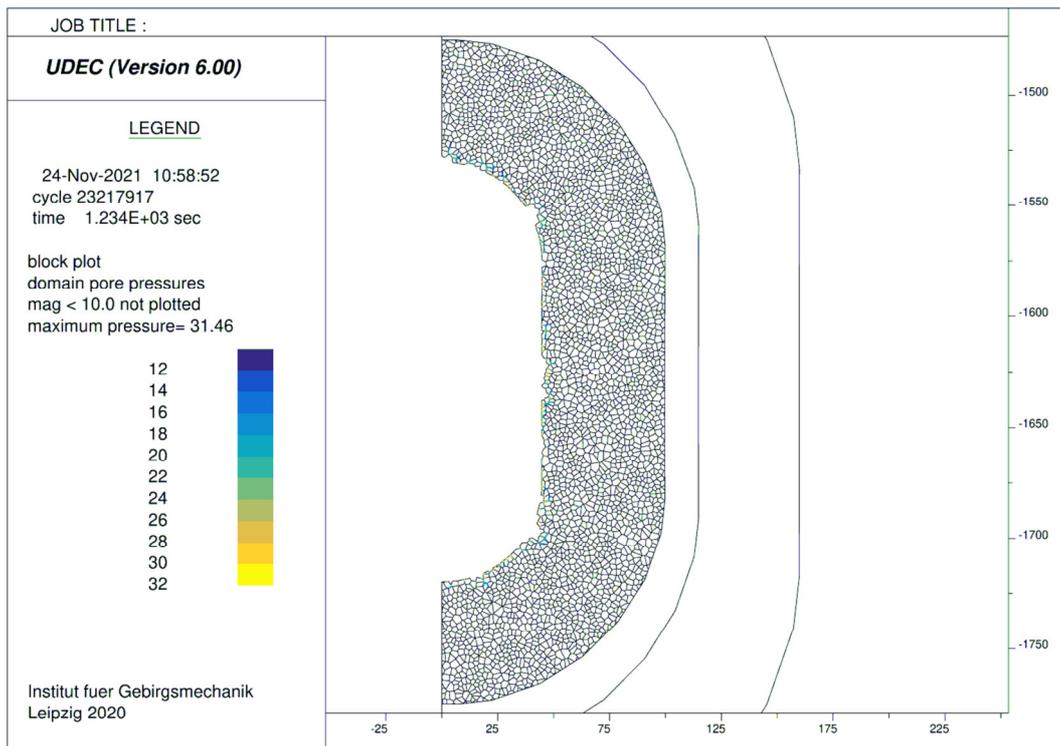


Abbildung 6-30 Fluiddruck auf den Gesteinskontakten im Druckminimum nach 180 Zyklen

6.7 Berechnung visko-plastische Volumenkonvergenzraten der Kavernen

Da der Druck des CO_2 in der Kaverne im Mittel unter dem Gebirgsdruck in der Umgebung der Kaverne liegt, kriecht das Salz in den Hohlraum. Dieser Prozess ist bekannt als Konvergenz, und begrenzt die Standzeit jedes Hohlraums im Salz. Die Geschwindigkeit mit der diese Konvergenz stattfindet hängt ab von der deviatorischen Spannung im Salz und dessen Viskosität.

Für einen generischen Satz von Gesteinsparametern wurden nun 500 tägliche Ausspeisungs- und Befüllungszyklen berechnet, um die Geschwindigkeit der Konvergenz in einem repräsentativen Zeitraum bewerten zu können. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-31, blaue Kurve, dargestellt. Dabei ist zu sehen, dass das Volumen der Kaverne linear abnimmt, und zwar mit einer Rate von ca. 0,17% pro Jahr. Da die Berechnung über 500 Zyklen sehr zeitintensiv ist, kann man nun davon ausgehen, dass auch eine Bewertung mit deutlich weniger Zyklen möglich ist. Eine andere Alternative stellt eine überschlagsmäßige Berechnung mit Hilfe des mittleren Druckes dar. Da die Druckänderungsraten gering sind, ist hier eine schneller Berechnung möglich. Deren Ergebnisse sind in Abbildung 6-31, rote Kurve, dargestellt. Man erkennt, dass nahezu identische Ergebnisse ausgewiesen werden können.

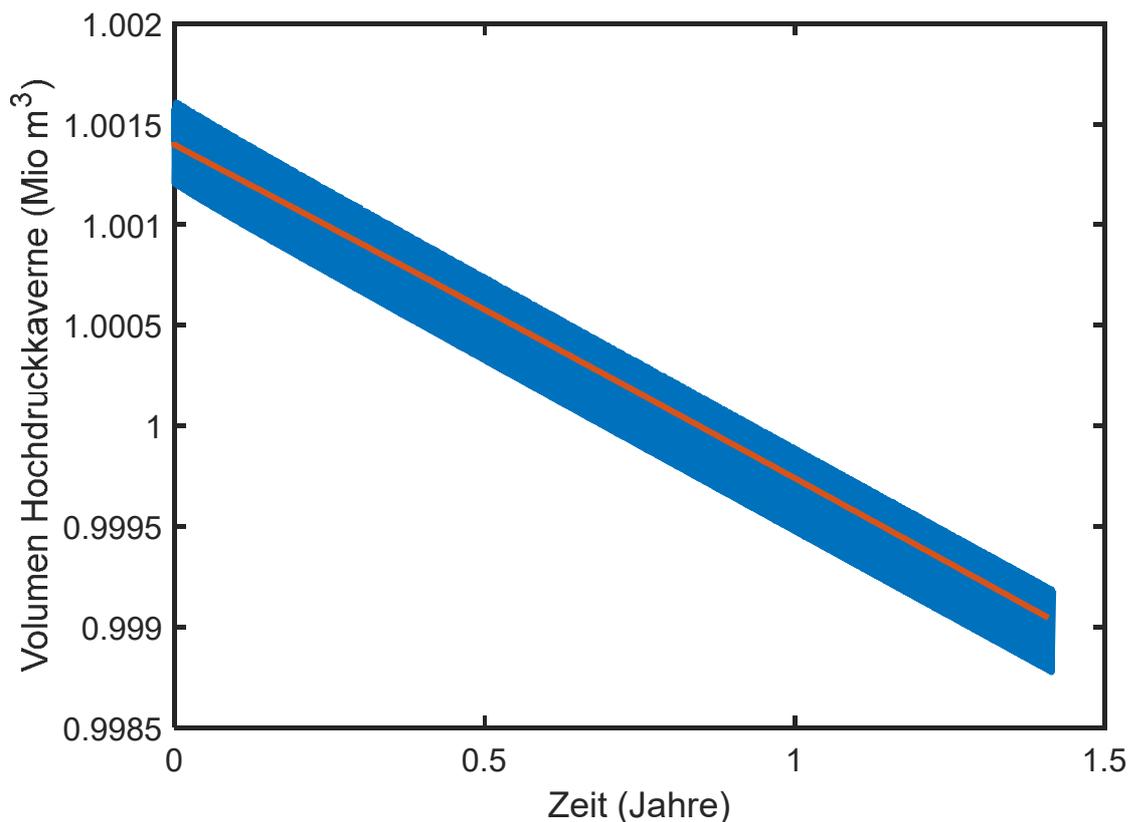


Abbildung 6-31 Konvergenz der Hochdruckkaverne über einen Zeitraum von 500 Tagen (blau: Zyklische Befüllung, Rot, mittlere Druck)

6.8 Zusammenfassung der Ergebnisse der numerischen Simulation

In geomechanischen Berechnungen wurde die thermische und mechanische Beanspruchung insbesondere an der Kavernenkontur für den Basisfall und bei untertägiger Anordnung von sCO₂-Turbine und Kompressor untersucht. Für den Basisfall sind die thermischen und mechanischen Beanspruchungen mit Temperatur- und Druckschwankungen um einige Grad bzw. einige Megapascal in den Kavernen relativ gering. Für ein Energiespeicherbergwerk wurden bei Wegfall der Druckverluste durch Schwerkraft und Reibung Beanspruchungen bei Druck- und Temperaturschwankungen von 12 MPa und 9 K untersucht. Der Ausnutzungsgrad der Festigkeit des Salzgesteins liegt bei der zyklischen Beanspruchung des Energiespeichers an der Kavernenkontur zwischen 10 % und 20 %, was ausreichend für die globale Standsicherheit ist.

Im Ergebnis gekoppelter hydraulisch-diskontinuumsmechanischer Berechnungen wurde festgestellt, dass eine begrenzte druckgetriebene sCO₂-Perkolation in der Kavernenkontur stattfindet und lokal Konturabschalungen eintreten können, wie sie auch beim zyklischen Betrieb von Gasspeicherkavernen beobachtet wurden.

7 Technische Auslegung der CO₂ -Turbine und des Kompressors

7.1 The simulation code

The thermodynamic simulation of the system was performed on a specially created computational code at CTU in Prague. This code is written in Python and uses the CoolProp library.

The main configuration files with all parameters and calculation constants are loaded into the simulation first.

The program includes sections on the mechanics of fluid flow in pipelines, turbine design, heaters and coolers, changes in caves, heat conduction in rock, postprocessing, optimization, and more. The simulation then takes place in the following order:

- Input initialization and processing
- Turbine regime
 - Turbine initialization and operating point search (adiabatic 0-timestep, only for the first time)
 - Turbine power generation (interrupted by time, small pressure difference or insufficient power)
- Interval for a change in caves, if on (off by default)
- Compressor mode
 - Compressor initialization (first time only)
 - System pressurization (interrupted by high cave pressure or low compressor suction pressure)
- Interval for a change in caves, if on (off by default)
- The following turbine and compressor mode

Single time step consists of an iterative process containing:

- pipeline flow solutions
- enthalpy change on the turbine or compressor
- change in caverns (inflow, outflow)
- heat conduction in the pipeline and surrounding rock
- heat conduction around caverns
- heating or cooling of flowing gas on heat exchangers (if used)
- check interruption criteria (operational or errors)

This calculation is based on the base design that has the following parameters and boundary conditions from Table 7-1.

Table 7-1 Initial conditions of the base design

Low-pressure cavern	
Initial temperature	30 °C
Initial pressure	14 MPa
Volume	0.8 mil. m ³
Depth	800 m
High-pressure cavern	
Initial temperature	60 °C
Initial pressure	30 MPa
Volume	1.0 mil. m ³
Depth	1500 m
Pipes	
Diameter	13 3/8" (ND500 on surface)
Roughness	0.15 mm
Heat conduction	
Cavern wall depth	50 m
Scheme	explicit

7.2 Preliminary design of the compressor and the turbine

In the first approach, the turbine and compressor were replaced by simplified relationships for their simulation within the main code. In addition to the changing parameters during the simulation, Stodola's cone law was implemented in the program for off-design calculations. The basic calculation of the turbine and compressor may depend on their assumed thermodynamic efficiency. Turbine thermodynamic efficiency is defined as

$$\eta_{tdT} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2i}}$$

Where h_1 is the inlet enthalpy, h_2 is the outlet enthalpy and h_{2i} is the isentropic outlet enthalpy. In the case of the compressor, the situation is slightly different. There is efficiency defined as

$$\eta_{tdC} = \frac{h_1 - h_{2i}}{h_1 - h_2}$$

Therefore, we approach the calculation of efficiency in the opposite direction, which corresponds to the exchange of expansion for compression. In the calculations, the efficiency of the turbine or compressor is chosen (or is the result of the design) and the enthalpy at the output is then a function of the input parameters and efficiency.

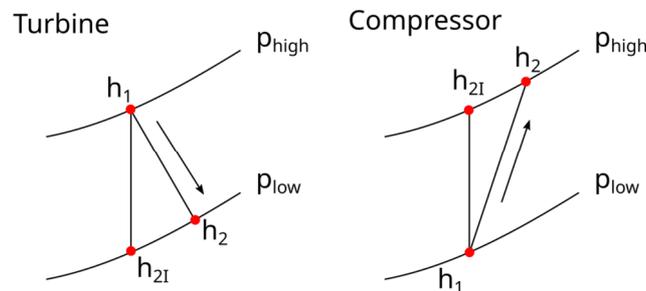


Figure 7-1 Thermodynamic efficiency of the turbine and the compressor

Figure 7-2 shows a performance map for a turbine with isentropic expansion for different inlet temperatures and pressures. The outlet pressure is a constant value here, 10 MPa. The first and obvious dependence is an increase in power with temperature and pressure. This corresponds to a larger enthalpic drop. Less obvious is the nonlinear dependence that this map shows. The reason is the nonlinear nature of the power represented by the power isolines. In this study, the inlet pressure (according to the pressure losses in the high-pressure pipeline) is around 17 MPa and the inlet temperature (at a steady, almost adiabatic flow) is between 45 and 50°C. This puts a turbine power limit of approximately 8 kW/kg/s (kJ/kg). The outlet pressure of 10 MPa corresponds with the outlet pressure achievable at the low-pressure pipeline inlet (at the turbine regime start).

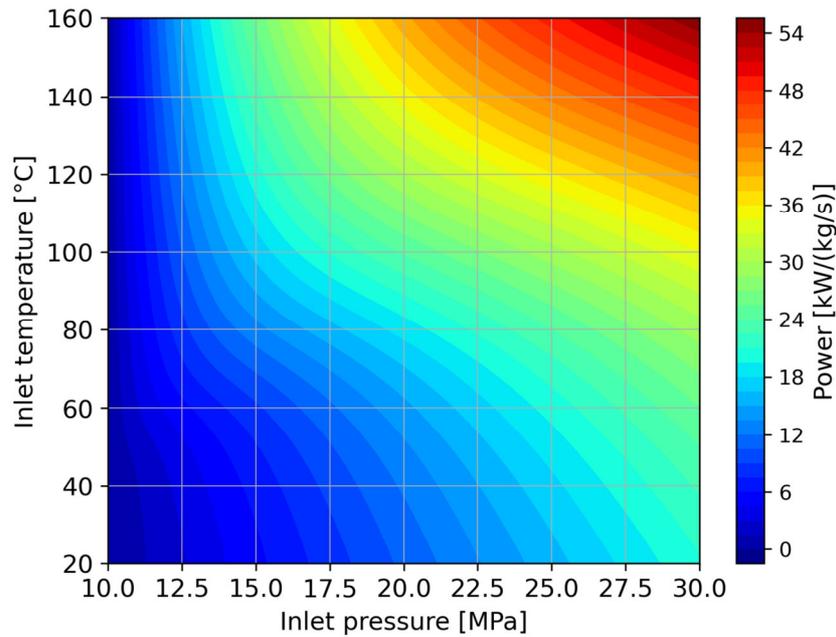


Figure 7-2 Turbine ideal work per kg/s of CO2 on inlet temperature and pressure

During operation, however, the parameters in the caverns change, and with them the boundary conditions on the turbine, which negatively affect efficiency/performance. Gas expansion in a high-pressure cavern leads to a decrease in pressure and temperature, and compression in a low-pressure cavern leads to an increase in counterpressure.

In the case of an axial turbine, the Stodola cone law can be used for the off-design flow rate calculation („des“ lower index stands for design point optimum value, 1 for inlet and 2 for outlet point).

$$\dot{m} = \frac{p_1}{p_{1des}} \left(\frac{T_{1des}}{T_1} \right)^{0.5} \left(\frac{1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^2}{1 - \left(\frac{p_{2des}}{p_{1des}} \right)^2} \right)^{0.5} \dot{m}_{des} \left[\frac{kg}{s} \right]$$

$$\eta = \eta_{des} - 2 \left[\frac{n}{n_{des}} \left(\frac{\Delta h_{ad}}{\Delta h_{addes}} \right)^{0.5} - 1 \right]^2$$

Using these two equations, it is possible in an iterative calculation to determine the new flows through the system and, through efficiency, the outlet temperature behind the turbine, which is closely linked to what is happening in the low-pressure cavern. Therefore it remains to determine the design point.

The design point was determined from the boundary conditions in the caves (see Table 7-1), pipeline parameters, etc. It turned out that there is an optimal operating point for the turbine when the power is at its maximum. At this point, the flow is maximal with such pressure drop (especially friction which depends on the flow) that they do not significantly affect this performance.

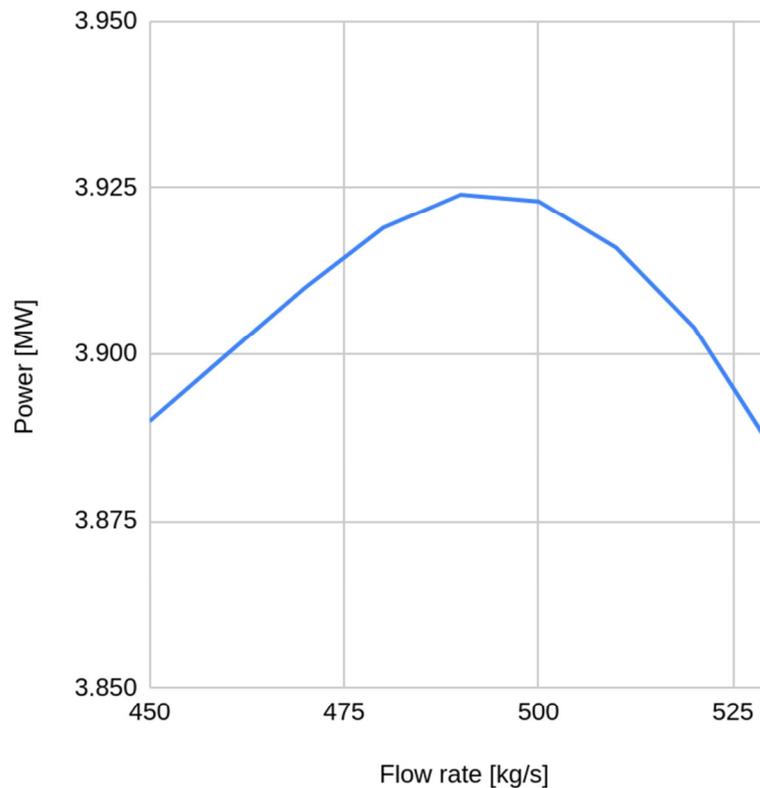


Figure 7-3 Dependence of turbine performance on mass flow rate

For example, the maximum output shown in Figure 7-3 is achieved at a flow rate of around 495 kg/s in the case of 13 3/8 "pipes with given roughness. The exact value depends on the boundary conditions, but it is very close to 500 kg/s, as numerous parametric calculations have shown.

The dependence of the ideal compressor work on inlet temperature and pressure is shown in Figure 7-4. In this parametric calculation, the outlet pressure was kept constant at 17 MPa, so the pressure ratio is changing within the performance map. There is visible a rapid power increase near the line beginning close to the critical point at ~31°C and 7.4 MPa in the figure. Lower power with rising inlet pressure is due to a lower pressure ratio related to constant outlet pressure. In the base design, the temperature and pressure inlet parameters, and so

the outlet pressure is given by pressures and temperatures within the caves. The inlet temperature falls during the recharge phase from 32 to 22°C and the inlet pressure from 9.9 to 7.6 MPa. On the opposite side, the outlet pressure rises from 16.6 to 17.9 MPa. The value of 17 MPa for the map represents the mean value of the outlet pressure. Basically, the initial conditions for the compressor regime are the end conditions after the turbine run.

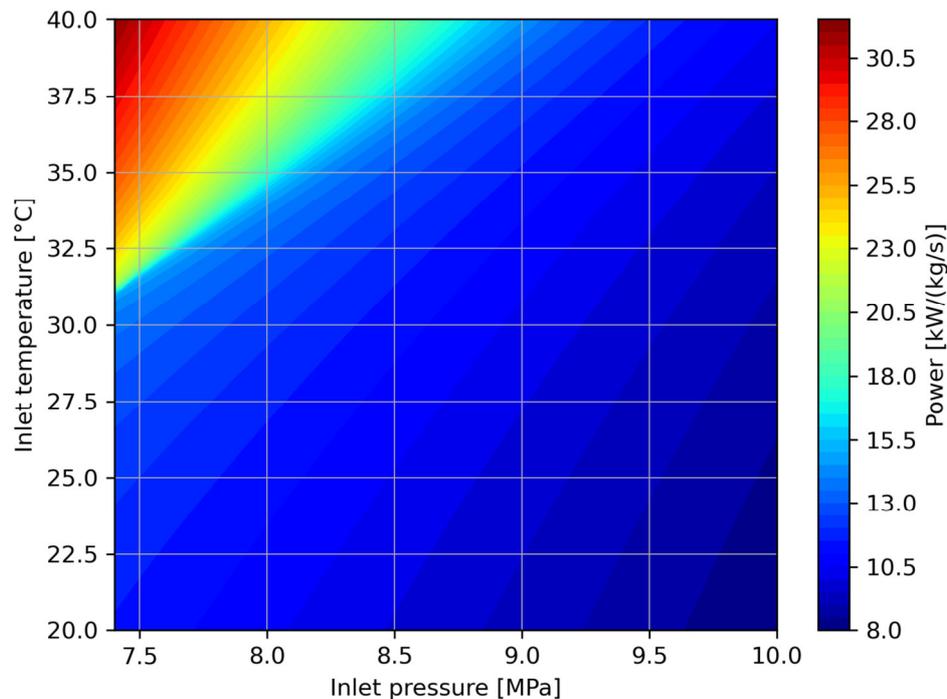


Figure 7-4 Ideal compressor work on inlet pressure and temperature

In contrast to the turbine, determining the design point of a compressor and its characteristics is a much more complex issue than in the case of a turbine. In the case of a compressor, its power input is exponentially dependent on the flow and thus there is no clearly defined optimal design point. The design flow in compressor mode is thus mainly due to the compromise between power input and system charging time. From the performed calculations it turned out that the maximum reasonable value of the compressor mass flow is to consider as a design one-quarter of the optimal flow of the turbine. This corresponds to values around 100-120 kg/s under the given boundary conditions. The dependence of the compressor input power on its flow rate is shown in Figure 7-5 below.

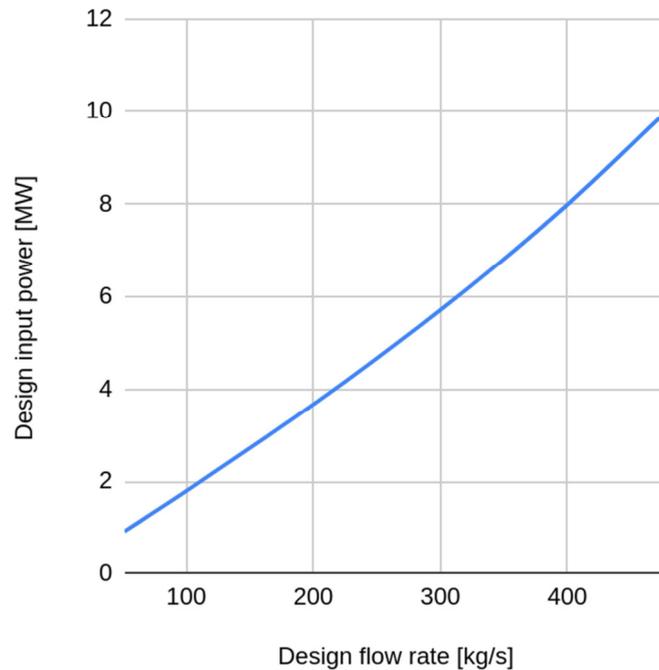


Figure 7-5 Compressor input power on design flow rate

At the same time, in the case of a compressor, the relation for the conversion of off-design states of the compressor is not very useful. To some extent, affine relationships can be used to convert revolutions to efficiency and flow rate, but the detailed dependence on the change of input parameters cannot be applied and is the result of detailed industrial design and experimental measurements.

In this simplified model, the dependence of the compressor parameters is modeled using a polynomial obtained from the compressor characteristics with similar parameters.

The actual efficiency of the compressor is then calculated from the actual mass flow rate and the mass flow rate is given by the pressure ratio. These parameters are changing during the compressor regime and thus the calculation must be calculated iteratively.

$$\eta = (-1.723e - 7) m^2 + (0.896e - 3) m - 0.21062$$

The compressor pressure ratio is defined as a ratio of inlet and outlet pressures

$$p_{ratio} = \frac{p_{out}}{p_{in}}$$

Based on the compressor quadratic characteristic function it can be concluded that there are two possible flow rates for a given compression ratio but only one of them is physically possible. The individual constants and the known relations for solving the quadratic equation are as follows

$$a = -6.2443e-7; \quad b = 1.762e-3; \quad c = 1.8184 - p_{ratio}$$

$$D = b^2 - 4ac$$

$$m = \frac{-b - D^{0.5}}{2a}$$

In this simulation, the compression ratio is given by pressures in the caves and thus the mass flow rate is driven by these boundary conditions. The resulting dependence of the mass flow on the compression ratio is shown in Figure 7-6. And this dependence is almost linear.

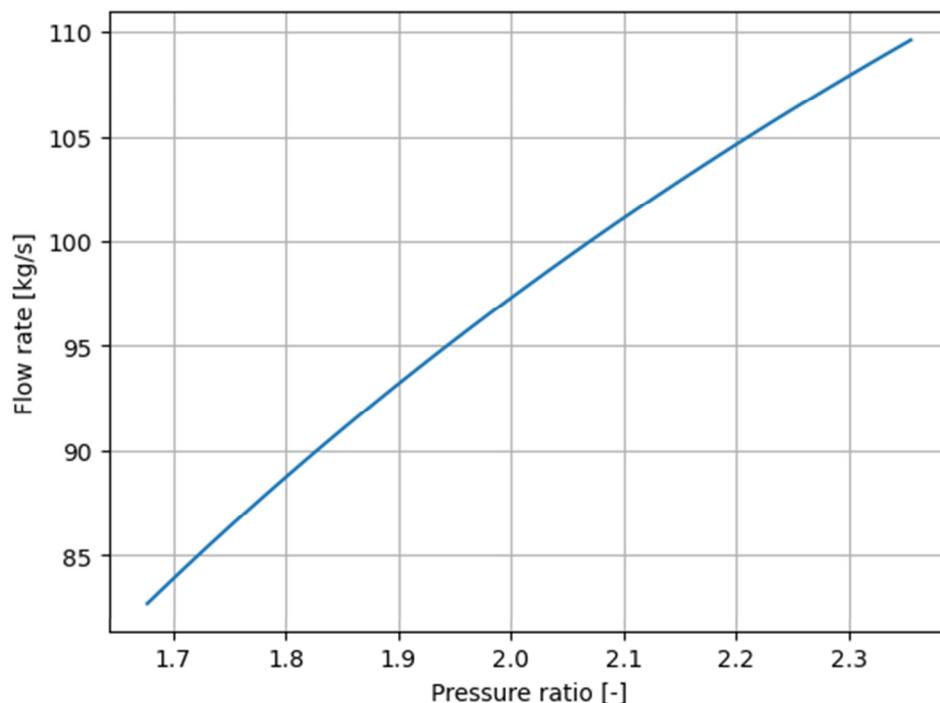


Figure 7-6 Compressor mass flow rate on pressure ratio

During the calculation, the optimal operating point was chosen at a pressure ratio that does not correspond to the initial state. The optimal point is at a lower compression ratio so that the compressor moves around the maximum efficiency for a longer period and reduces energy consumption during the entire compression phase. The maximum compressor efficiency

is approximately 85% in this case. The efficiency dependence on the pressure ratio is shown in Figure 7-7 below.

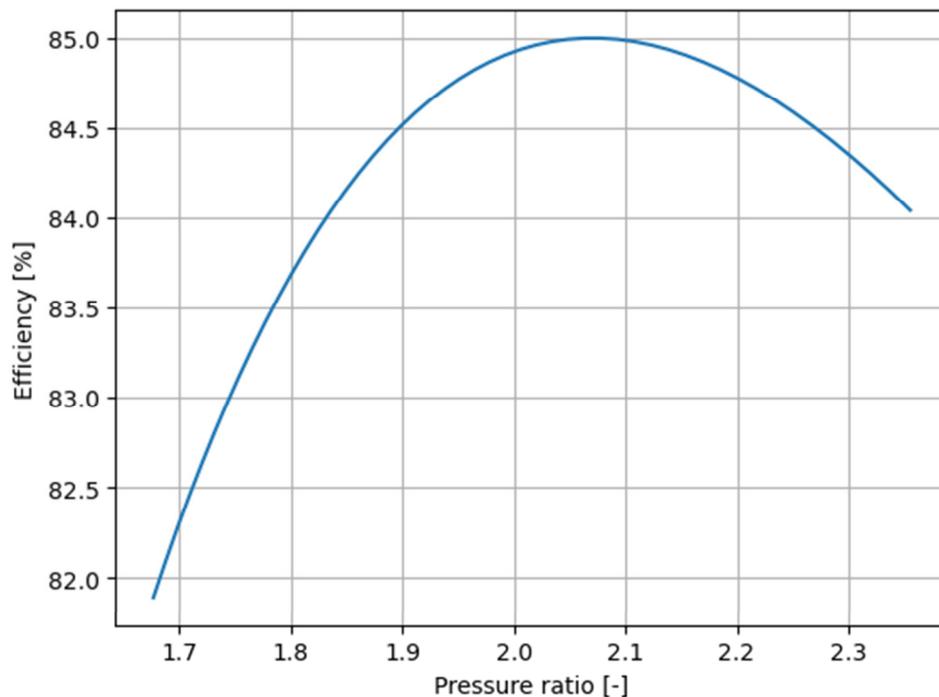


Figure 7-7 Compressor efficiency on pressure ratio

Finally, the resulting compressor input power is calculated using the above efficiency, mass flow and pressure levels.

7.3 General performance of the cycle, electric power as a function of pressure and temperature in the caverns, thermodynamic analysis

7.3.1 Design points of the turbine and the compressor

The general performance of the cycle is strictly determined by given boundary conditions. The dependence of the turbine's maximum power per kilogram of sCO₂ is shown in Figure 7-2 for an ideal turbine and a wide range of temperatures and pressures. The turbine's maximum performance on inlet temperature and pressure for pressure and temperature range close to the resulting boundary conditions from the base design is shown in Figure 7-8. These performances are also calculated with real turbine efficiency of 87%.

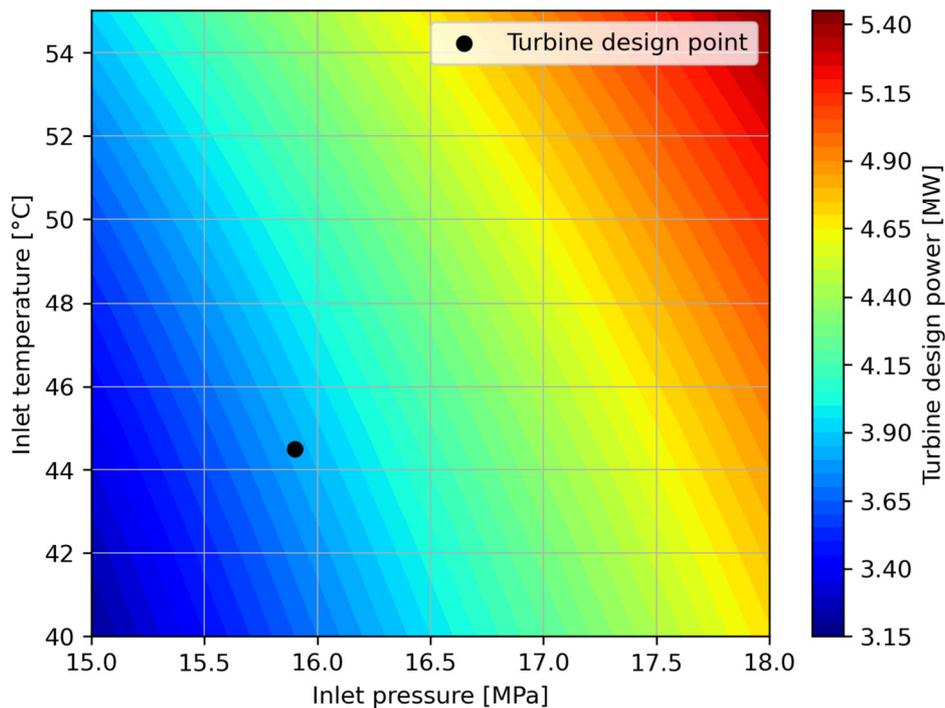


Figure 7-8 Turbine design power on inlet temperature and pressure

The volume of caves influences discharging and recharging times. The main degree of freedom that impacts the performance is the inlet pressure and the pressure difference between caves.

Maximum absolute pressures in the caves are given by the maximum allowable depth pressure gradient. This gradient is 20 kPa per meter. For the cave depths of 1500 m for the high-pressure cave and 800 m for the low-pressure cave, in the base design, the resulting maximum pressure limits are 30 MPa and 16 MPa respectively. Maximum temperature in the system also affects the maximum performance, but the influence is not as high as in the case of pressure (see Figure 7-2). Temperatures in the caves are chosen at 60°C for HPC and 30°C for LPC. The maximum initial temperature of the cave is either given by the depth function or by constraints from the point of view of geomechanics. The maximum temperature of 30°C is chosen due to its positive impact on the compression work during the recharging phase. This temperature is close to the critical point of CO₂ and in this region, the isobars are close to each other, so the energy needed to compress the fluid is relatively low.

An interesting fact regarding the depth and maximum pressure in the system is as follows. If the depth of the high-pressure cave is 1500 m, then the average density in the pipeline will be ~750 kg/m³. This gives only the gravitational pressure drop of ~11 MPa resulting in the turbine inlet pressure with friction around 16 MPa (with optimum flow rate). If the high-

pressure cave will be situated at a depth of, for example, 2000 m, then the maximum pressure will be 40 MPa. This seems to be straightforward to place the cave as low as possible. But in this depth, the average density in the pipeline will be $\sim 870 \text{ kg/m}^3$. Moreover, we have another 500 m of pipeline with a higher friction pressure drop. The result is that the positive effect on the cave maximum pressure is nullified by higher pressure drops. The same effect is on the low-pressure side. This means that the maximum performance (from maximum pressure) is not clearly a function of cave depths. This means that the base design is basically fixed to the inlet pressure for the turbine around 16 MPa.

The more important thing, which is closely connected with increasing depth is the temperature of the rock and thus the higher temperature of the CO_2 flowing to the turbine. The initial temperature of the CO_2 was chosen equal to 60°C for the high-pressure cavern and 30°C for the low-pressure cavern. Another approach is to use the temperature-depth function, but this function is given by conditions at a specific site. The effect of the function and equilibrium states will be described later. The dependence of the turbine power on inlet temperature is shown in Figure 7-9. The dependence is calculated for an inlet pressure of 15.9 MPa and outlet pressure of 9.4 MPa (see turbine preliminary design Table 7-4).

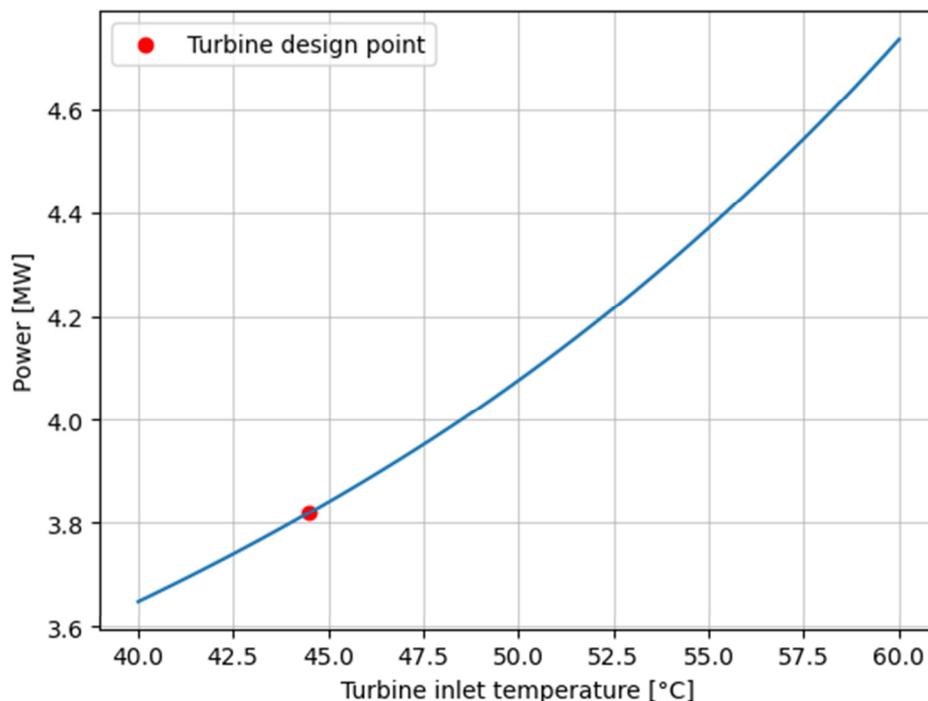


Figure 7-9 Turbine power on inlet temperature

While the turbine works relatively far from the critical point, the compressor inlet pressure may be close to the critical one and the input power dependence on the inlet temperature is much more non-linear. This dependence is shown in Figure 7-10.

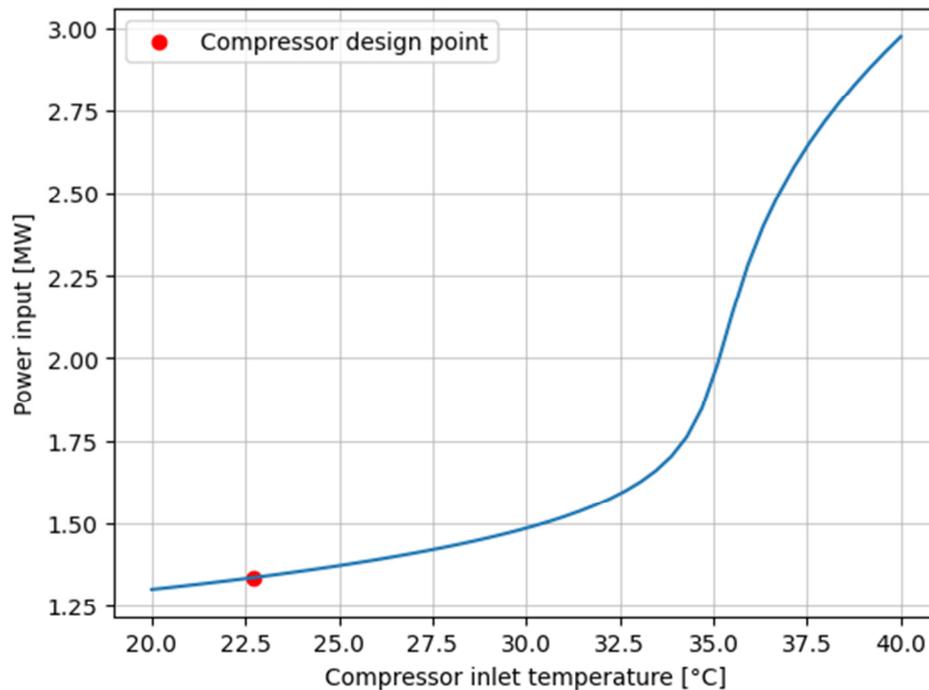


Figure 7-10 Compressor input power on inlet temperature

The compressor design point is located at the pressure ratio, where the compressor efficiency characteristics meet their maximum. It is reasonable to place this point not at the start or end of the compression phase, but between these points. In this case, the conditions during compression will be close to the optimum ones for a longer period and the consumed power will be minimized. Conducted parametric studies showed, that the optimum point for the base design lies at the position in Table 7-2. From these data it can be concluded, that the compressor will be more similar to the pump as the working point is on the left from the two-phase region in the T-s diagram. This also indicates that the device will be radial or diagonal.

In classical heat cycles, the intake temperature of 23°C is not achievable because the lowest temperature in the cycle is limited by the coolant temperature and the minimum temperature difference within the cooler. This temperature is normally higher than 30°C. But in this closed system, the minimum temperature is reached with gas expansion in the pipeline and this leads to those low temperatures (below environment temperature).

Table 7-2 Compressor design point parameters

Inlet pressure	8.1	MPa
Inlet temperature	22.7	°C
Outlet pressure	17.5	MPa
Pressure ratio	2.16	-
Efficiency	85	%
Flow rate	100	kg/s
Input power	1.335	MW

The maximum pressure in the cave is a clear limitation. In the case of the turbine mode, the limit point is the pressure in the low-pressure cave (16 MPa for 800 m). Once this pressure is reached, the flow of CO₂ is stopped and energy production is stopped. Otherwise, the compressor mode is the limit pressure in the high-pressure cave (30 MPa for 1500 m). It, therefore, remains to determine the initial pressure in the low-pressure cave.

It turned out that the minimum value of this pressure is given by the state of the fluid at the inlet to the compressor. During the pumping of gas, the pressure in the cave decreases, it further expands in the pipeline and the pressure is the lowest in front of the compressor. If two-phase flow must not occur in the pipeline, it is necessary that the pressure in front of the compressor is always higher than the critical one, more than 7.5 MPa.

7.3.2 Operating pressure range

The pressure at the beginning of compression must be set according to the parameters that will be at its end. This makes this task challenging to optimize. Simulations have shown, that the total pressure drop in the low-pressure pipe is approximately 6.5 MPa. This pressure drop means that if the system is to be at critical pressure at all times (with a small margin), the initial pressure in the low-pressure cave must be at least 14 MPa. The total pressure range is therefore from 14 to 16 MPa.

Once the operating points for the turbine and compressor were found, a number of parametric studies were performed to obtain a cyclically operating system. The main difference between the sCO₂ system and the air storage of energy is that the air storage has an infinitely large low-pressure storage tank with almost constant parameters - the atmosphere. Here, everything must be perfectly thermodynamically tuned so that the system can be operated over and over again without parameter diversions.

Compression, expansion, pipeline losses, and heat accumulation lead to changes in temperature and pressure, which without further intervention lead to irreversibility to the starting point during one cycle. Without any adjustments to temperatures, the low-pressure cave heats up and the high-pressure cavern cools down. These deviations result in the initial pressure not being reached and as a consequence arising between mass imbalance cycles. Figure 7-11 and Figure 7-12 show pressure changes during operation without any adjustments. The first Figure 7-11 shows as the low-pressure maximum pressure interrupts the turbine regime (marked points). Subsequently, Figure 7-12 shows the interruption by compressor inlet pressure limit of 7.5 MPa. It is evident, after two or three cycles, that the system is not able to get to initial states, i.e., use the full range of pressures.

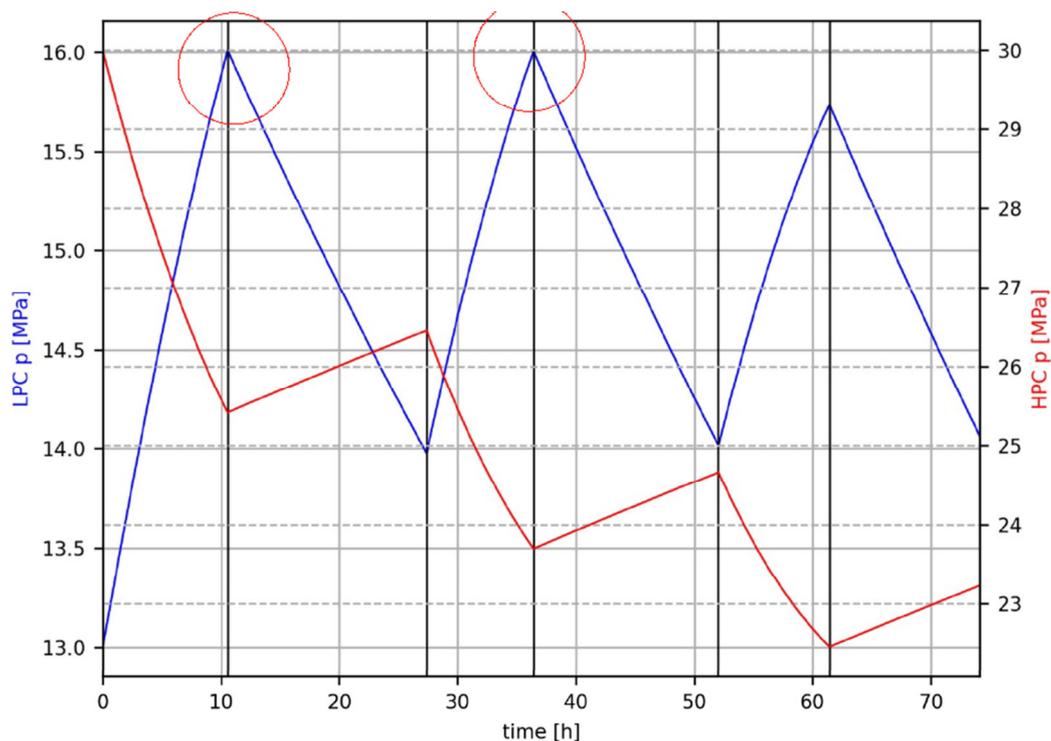


Figure 7-11 Low-pressure and high-pressure cave pressures in time

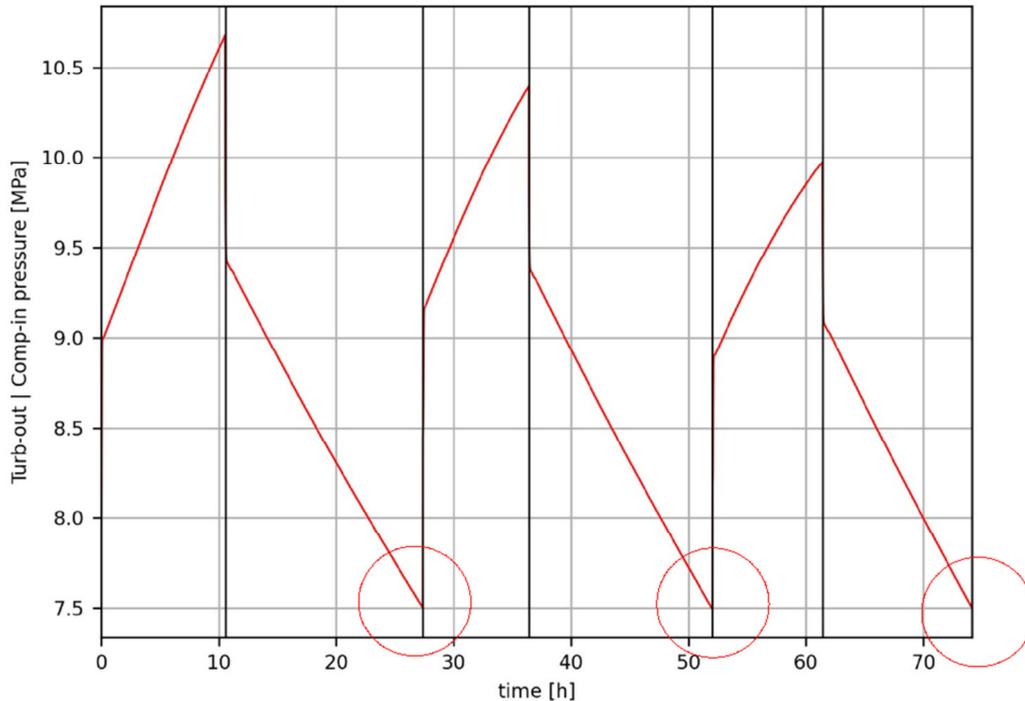


Figure 7-12 Combined turbine outlet and compressor inlet pressures in time

The main problem causing the system divergence was the gradual heating of the low-pressure cave. The temperature at the turbine outlet is too high, so after "gravitational compression", CO₂ entered the cave warmer and the temperature rose. This was solved by inserting a cooler behind the turbine.

7.4 Development of a turbomachinery concept and design

Due to the large differences in flow rates and parameters overall, the turbine and compressor cannot be effectively realized in a single machine.

For this flow and thus the power level, the turbine is chosen as axial. Its design is based on the thermodynamic design of a turbine with a stator and rotor blades in serially arranged stages. In contrast, the compressor will most likely be radial. However, the following description of the machine solution is similar for both. But the detailed design of a compressor (especially radial) is a demanding development that requires years of development and an experienced industrial company that deals with their development. The turbine, on the other hand, is roughly relatively easy to design and this preliminary design is described below.

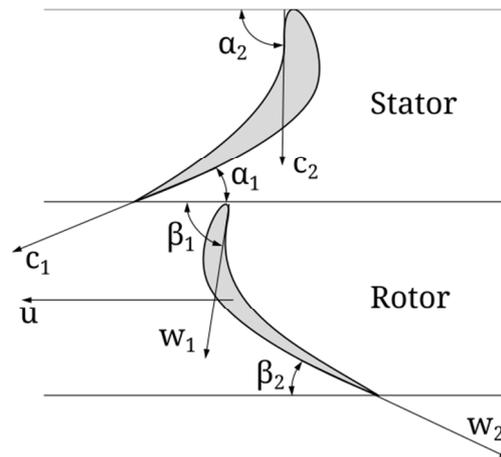


Figure 7-13 Stator and rotor blade profiles of an axial turbine

The basic design of the geometry of the blades, the number of stages, and diameters are based on a relatively straightforward procedure that works with the continuity equation and momentum change of the working fluid in the stage.

The basic geometry of the stage is shown in Figure 7-13. The main angles are visible here. Absolute angles (with index 1) are related to the stator, and relative angles (with index 2) are related to the rotor. Relative angles and their associated velocity vectors are affected by the circumferential velocity given by the diameter and revolutions.

A complex turbine design code was developed at CTU, that may be called from the simulation code to create an ad-hoc turbine design for given conditions. The code may be split into two parts: the first one uses a brute-force technique for localization of the maximum global efficiency point, and the second one uses a downhill Nelder-Mead algorithm for fine optimization. In addition to the basic design of the turbine, the code is also equipped with a part for the design of the blade geometry, which is decisive in terms of strength and other dimensions that are not the result of the basic design.

First, the enthalpy drop is calculated from the equation

$$dh_{ad} = \frac{c_{ad}^2}{2} = \frac{1}{2} \left(\frac{u}{\Pi} \right)^2 \quad [\text{kJ/kg}]$$

Where Π is a velocity ratio (optimized parameter) defined as u/c_{ad} and u is the peripheral velocity

$$u = \pi D n \quad [\text{m/s}]$$

Subsequently, it is possible to determine the enthalpy gradients for the stator and rotor due to the reaction R as

$$dh_{ads} = dh_{ad}(1 - R); dh_{adR} = dh_{ad}R$$

The reaction R is one of the optimized parameters. Figure 7-13 also shows important angles of the stator and rotor blades. Some of these angles are known (or optimized) other angles are resulting from the calculations. It is first necessary to estimate the diameters of the root or mean circle. Subsequently, it is possible to determine the length of the stator blade with known angles and velocities using conservation of mass law.

$$l_1 = 0.5 \left[\sqrt{D_{root}^2 + \frac{4m}{\pi\mu_1 c_{1ad} \sin(\alpha_1) \rho_{1ad}}} - D_{root} \right] \quad [\text{m}]$$

Where adiabatic velocity c_{1ad} is defined as:

$$c_{1ad} = \sqrt{2dh_{ads} + c_0^2}$$

Then the following parameters must be calculated

$$c_1 = \varphi c_{1ad}; u_1 = \pi(D_{root} + l_1)n; w_1 = \sqrt{c_1^2 u_1^2 - 2u_1 c_1 \cos(\alpha_1)}; w_{2ad} = \sqrt{2dh_{adR} + w_1^2}$$

With these new relative velocities, a length of the rotor blade can be obtained as

$$l_2 = 0.5 \left[\sqrt{D_{root}^2 + \frac{4m}{\pi\mu_2 w_{2ad} \sin(\beta_2) \rho_{2ad}}} - D_{root} \right] \quad [\text{m}]$$

Finally, we get a complete set of velocities to construct velocity triangles.

$$w_2 = \psi w_{2ad}; u_2 = \pi(D_{root} + l_2)n; c_2 = \sqrt{w_2^2 u_2^2 - 2u_2 w_2 \cos(\beta_2)}$$

These velocity triangles are shown in Figure 7-14 and they are essential for blade design and machine performance.

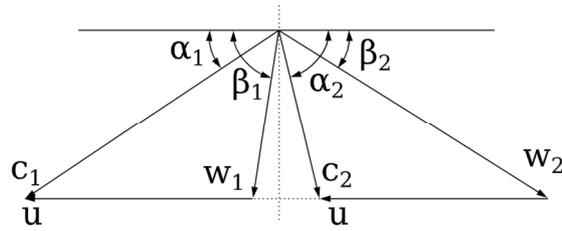


Figure 7-14 Velocity triangles of stator and rotor blades

The situation around the lengths of the blades is not as clear-cut as it might seem. The radius changes along the blade and with it the entrainment velocity u . This changes the geometry of the triangle in height and the blade must adapt to this. That means twisting (see Figure 7-15).

There are several approaches to solving long blades and their geometry. The approach chosen in this study is based on the radial equilibrium condition. This condition takes the velocity rotor c close to 0:

$$\text{curl}(c) = -\frac{\partial c_u}{\partial a}i + \left(\frac{\partial c_r}{\partial a} - \frac{\partial c_a}{\partial r}\right)j + \frac{1}{r} \frac{\partial(r c_u)}{\partial r}k = 0$$

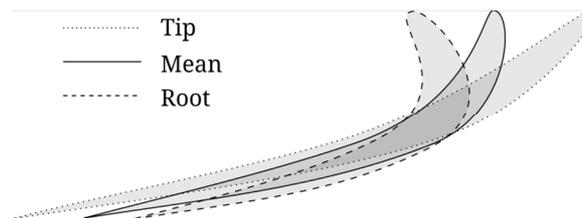


Figure 7-15 Changing angles with blade height

Simplified, the radial equilibrium is met when product of radial component of absolute velocity and radius is constant value along blade.

$$\Gamma = c_u r = \text{const.}$$

With this assumption, we are able to calculate the twisting of the blade along its height.

$$u_{(r)} = 2\pi r n; c_{u(r)} = \frac{\Gamma}{r}; \alpha_{(r)} = \tan^{-1}\left(\frac{tg(\alpha)r_{mean}}{r}\right); \beta_{(r)} = 90 - \tan^{-1}\left(\frac{c_{u(r)} - u_{(r)}}{c_a}\right)$$

The creation of a complete 2D cross-section of the blade is much more complex and problematic. The exact design of the blade is a matter of detailed design and know-how of an industrial company engaged in the design of blade machines. In this study, a sophisticated algorithm was developed for the rapid design of such a cross-section using inscribed circles and Bezier curves. To do this, it is necessary to specify several limit parameters such as the allowable blade stress, the maximum Mach number, etc. The result is an envelope of points that form the blade profile. From this envelope, the center of gravity, bending, forces, and other properties of the blades can be calculated. In addition, it is the only way to obtain the width of the blade and thus the length of the turbine. The graphic idea of how the profile is based is shown in Figure 7-16.

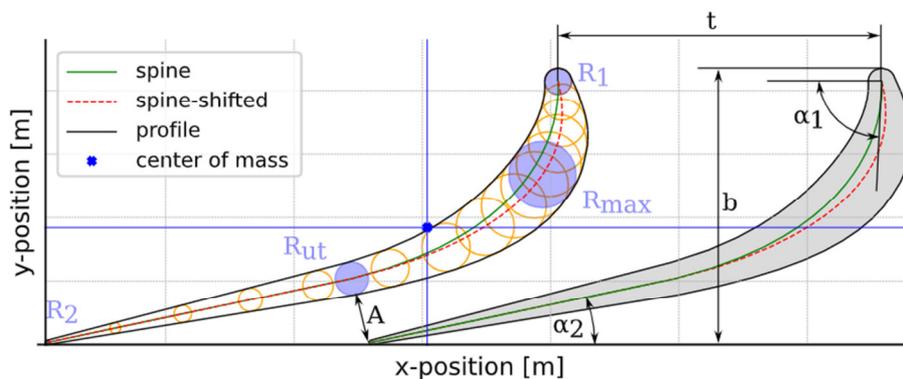


Figure 7-16 Blade profile design

For the base design boundary conditions, the resulting axial turbine is the 3-stage unit with a thermodynamic efficiency of 86.75% and with a design power of 3.831 MW. Stress limits for the calculation were chosen as maximum bend stress for the blades of 20 MPa (based on value for steam turbines) and 300 MPa for the maximum tensile stress (centrifugal). The maximum Mach number was chosen as 0.9 to keep the turbine subsonic. However, the velocities in the designs were deeply subsonic. Input parameters, admission, and emission parameters of the turbine are listed in Table 7-3.

Table 7-3 Input values and Inlet/Outlet parameters of the sCO₂

Constants and guessed parameters	Value	Unit
μ_1	96.0	[%]
μ_2	96.0	[%]
φ	97.0	[%]
ψ	97.0	[%]

R	0.5318	[-]
Π	0.6281	[-]
Admission (inlet) parameters		
T	44.5	[°C]
p	15.9	[MPa]
Density (ρ)	762.0	[kg/m ³]
h	295.22	[kJ/kg]
s	1.27	[kJ/kg/K]
c inlet	10.0	[m/s]
m	500.0	[kg/s]
Revolutions	50.0	[1/s] (3000.0[1/min])
medium	CO ₂	
Emission parameters		
T	33.5	[°C]
p	9.4	[MPa]
Density (ρ)	710.8	[kg/m ³]
h	287.6	[kJ/kg]
s	1.28	[kJ/kg/K]
c outlet	12.17	[m/s]
c outlet (axial)	12.03	[m/s]

Table 7-4 shows detailed results of the turbine's preliminary design. It is evident that sCO₂ turbine dimensions are small due to the high density of the fluid. On the other hand, high density and high power for such a small device result in relatively high forces due to momentum change within the rotor and stator nozzle. This leads to thicker blades.

Table 7-4 Main results of the sCO₂ turbine preliminary design calculation

Results	Value	Unit
Stages	3	[-]
L first blade	42.4	[mm]
L last blade	50.5	[mm]
L _{total}	0.354	[m]

D_root	0.321	[m]
α_1	14.749	[°]
β_2	12.0	[°]
η	86.746	[%]
Power	3.831	[MW]
Torque	12.1937	[kNm]
F_axial	7.5	[kN] (0.8 tons)
Stress_bend	19.29	[MPa]
Stress_tensile	9.7	[MPa]

Additional results for individual turbine stages are listed in Table 7-5 and Table 7-6. These results show inlet pressure and temperature per stage and their geometric parameters.

Table 7-5 Turbine stage parameters

Stage	p_in [MPa]	t_in [°C]	p_1 [Pa]	t_1 [°C]	β_1 [°]	α_2 [°]
1	15.9	44.5	14.79	42.9	108.8	84.4
2	13.414	40.8	12.598	39.4	131.3	91.7
3	11.337	37.2	10.5713	35.8	135.2	98.5

Table 7-6 Turbine stage parameters

Stage	R [-]	Π [-]	L1 [mm]	L2 [mm]	η [%]
1	0.548	0.699	42.4	46.6	86.8
2	0.593	0.762	47.5	48.5	86.9
3	0.591	0.784	49.5	50.5	86.8

The turbine blade plan with individual blade lengths is plotted in Figure 7-17. The plan shows the slightly increasing length of blades along the turbine. These lengths are in range from 4 to 5 cm with constant root diameter of approximately 32 cm. The slight increase in blade length is given by small density change along the expansion line within the turbine.

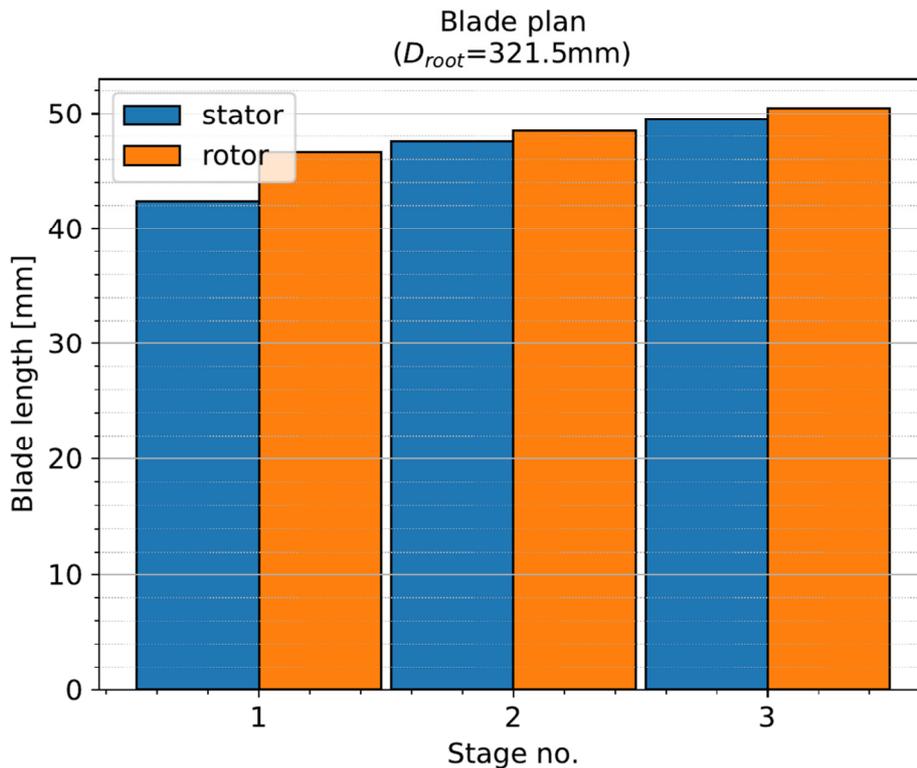


Figure 7-17 Turbine blade plan (lengths)

Individual stages and their blades were checked if the blade is a “long blade”. The long blade is an assumed blade with a length/diameter ratio of 0.05 or greater. This means that a blade with a length over 5% of its diameter needs to be solved as a long blade with the previously described radial equilibrium method. The resulting angles and from the 2D profile resulting widths are shown in Figure 7-18. These lines (dotted=root, full=mean, dashed=tip) represent individual spine lines of the blades. The blue ones are stators and the red ones are rotors. These lines are aligned at the inlet edge which is not technically accurate, the image is a more illustrative view of the shapes, spacing, and widths of the blades.

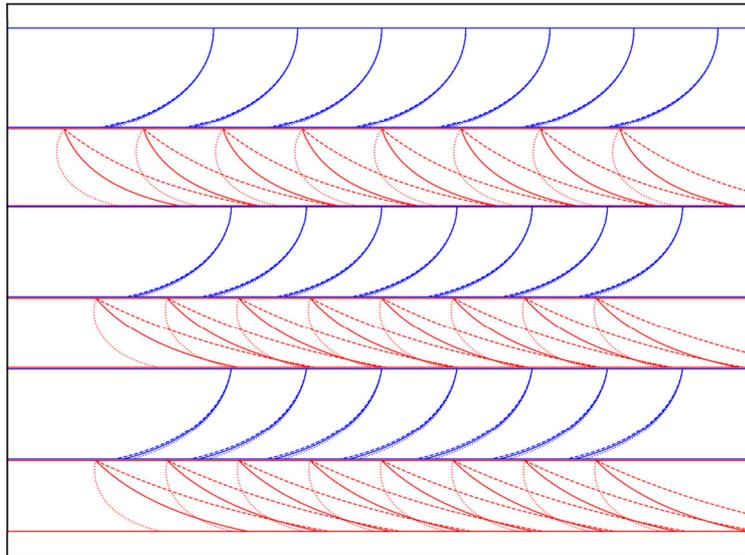


Figure 7-18 Turbine blade camber (or spine) lines

Turbine optimization code outputs are as follows:

- Efficiency
- Torque
- Axial forces
- Turbine dimensions (diameters, all individual stages and blades dimensions)
- Velocity triangles (fluid velocities, stator/rotor angles)
- Reaction, U/Cad
- Table of parameters along the expansion line

7.5 Wall heat transfer and cold start

Hand in hand with time-dependent CO₂ temperature in pipes goes the need wall heat transfer solution. If the wall heat transfer is assumed, then the initial wall temperature is driven by the function of depth. This leads to relatively low temperatures near the surface, where the minimum temperatures are close to 10°C.

The depth dependent rock temperature is calculated through formula in two regions as

$$T = (-4.107142857e - 5)h^2 + 0.08625 h + 279.535$$

If the depth is less than 500 m and

$$T = 0.02862559 h + 297.7535$$

If the depth is below 500 m. Plotted dependence of the temperature is in Figure 7-19.

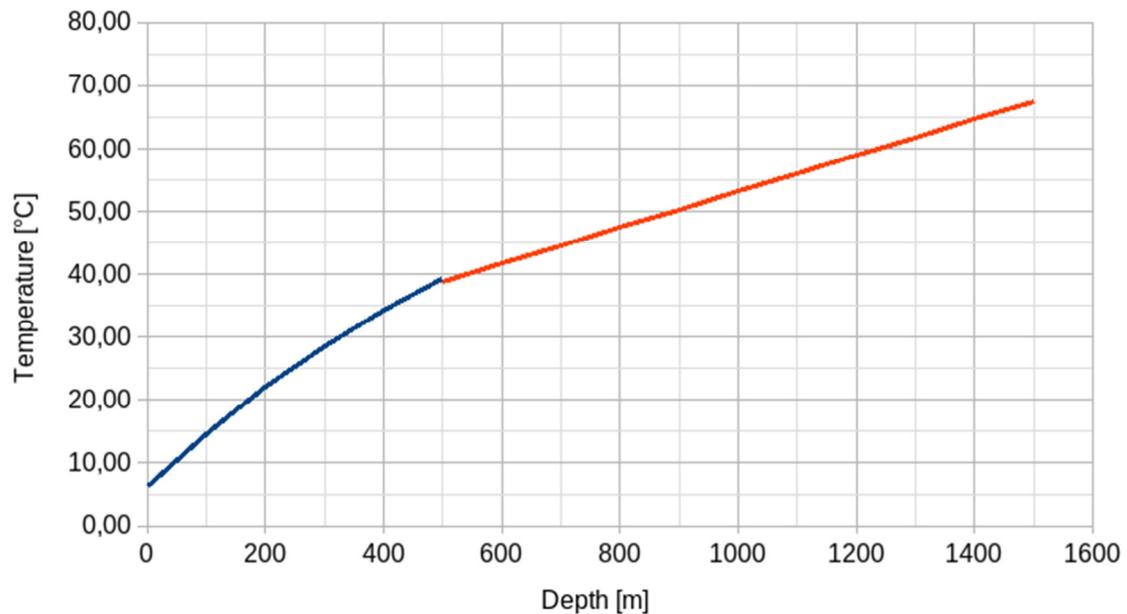


Figure 7-19 Rock temperature-depth dependence

Two approaches how to calculate wall heat temperatures were developed and incorporated into the CTU code:

- 1) Transient wall heating is calculated numerically by the explicit method in composite cylindrical geometry with an adaptive node size for individual materials. This approach is a detailed solution. Its disadvantage is a slower calculation and smaller time step for the numerical stability. An example of numerical solution of transient heat transfer and conduction for 50°C CO₂ in pipe at 750 m depth is shown in Figure 7-20.

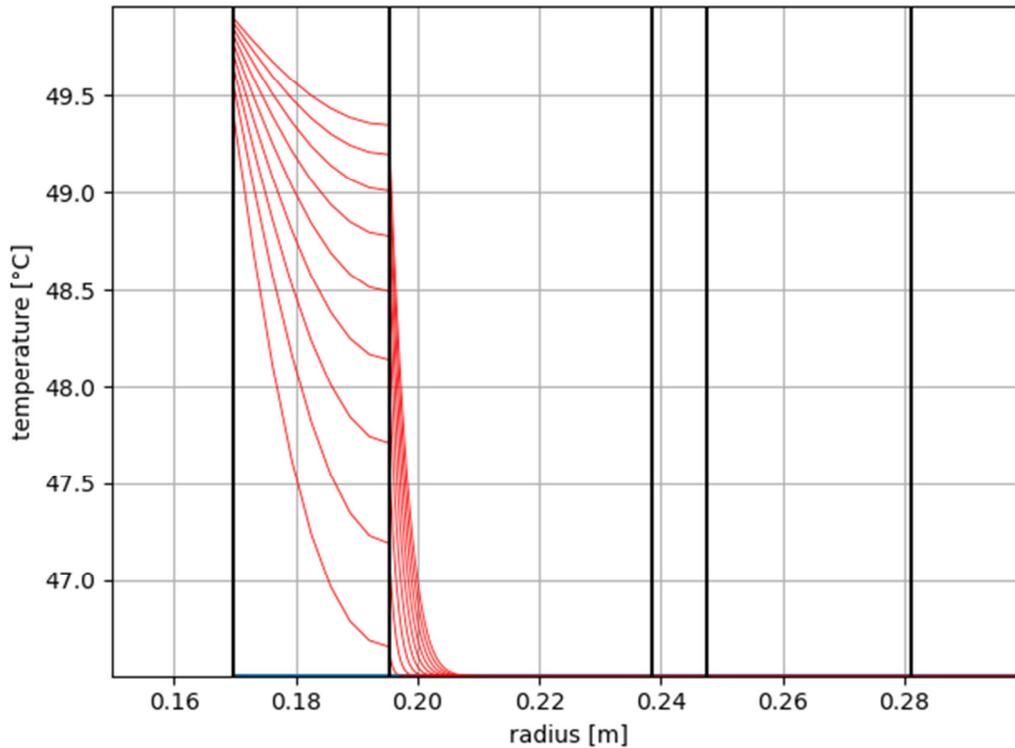


Figure 7-20 Explicit transient heat conduction in composite wall of the pipe

- 2) Simplified heat-up of the adiabatic wall. This approach takes the pipe as a uniform annular volume with an adiabatic condition on the outer diameter. Benchmark calculations showed that this method is fully sufficient compared to a detailed solution due to the high thermal resistivity of the insulating layer of nitrogen or aerogel (underground insulation). This is also evident in Figure 7-20 where a negligible amount of heat is conducted into the rock.

The length of the pipe section for the numerical solution turned out to be 10 m long. This is a compromise between the time required for the solution and the effect of discretization on the accuracy of the solution.

On top of that, in the base design, the last ~100 m of pipelines are located above the surface. This in turn means, that pipeline on the surface will have an ambient temperature that depends on the time of year. For the current calculation, the ambient temperature of 20°C was used. It can be stated, that after several tens of meters in the cold pipe the CO₂ will have a temperature very close to the ambient one. Basically, this is not a problem for high-pressure pipes, where the CO₂ has a pressure always above the critical one. The problem arises in the low-pressure pipe where the pressure can fall under the critical pressure, and with further

pressure drop and cold wall, it can lead to the occurrence of a two-phase mixture. The time needed to wall heat-up ranges in the order of several minutes.

However, extremely off-design conditions can occur in the high-pressure pipeline that can damage the turbine. There is a possibility to use a pre-heater in order to preheat the CO₂ in front of the turbine. The heater object was added to the code and several cases were calculated to show the needed power input of the heater. Results show, that for 500 kg/s of CO₂, the initial power consumption is in the range from 20 MW to 80 MW for ambient temperatures from 30°C to -20°C. These values come out for the required turbine inlet temperature of 43°C which is given by zero adiabatic time-step. This setup showed to be too energy demanding. The improved solution was to pre-heat CO₂ to a temperature that leads to a defined minimum temperature behind the turbine. This needs an iterative estimation of the inlet temperature. This temperature is then set to the heater as the target temperature. When the pipeline is heated up, the pre-heater is switched off. The whole problem of could surface pipes could be circumvented by putting the turbine into an underground machine cavern.

7.6 Single and Two-phase pressure drop and wall heat transfer

The pressure drop along the tube is composed of friction pressure drop, gravitational pressure drop, acceleration pressure drop and local pressure drops. All of these drops are responsible for pressure decrease in the pipeline.

In this case, the greatest pressure drop is the gravitational pressure drop which is calculated as

$$dp_g = g \rho(z) dz \text{ [Pa]}$$

Where g is the gravitational acceleration (9.814 m/s² for Europe), ρ density of the fluid and dz is the spatial difference in the direction of acceleration vector. The acceleration pressure drop is calculated using formula below. This pressure drop is positive if the fluid expands, negative otherwise.

$$dp_a = \left(\frac{m}{A}\right)^2 \left[\frac{1}{\rho_{out}} - \frac{1}{\rho_{in}}\right] = \rho_{out} c_{out}^2 - \rho_{in} c_{in}^2 \text{ [Pa]}$$

Local pressure drop is calculated from kinetic energy of the fluid via local pressure coefficient and this coefficient depend on the pipe element and can be found in tables or in manufacturer materials.

$$dp_{loc} = \xi \frac{c^2}{2} \rho \text{ [Pa]}$$

The last pressure drop is caused by friction of the fluid. The friction losses are calculated using Darcy-Weissbach formula

$$dp_f = f(z) \frac{dz}{D_h} \rho(z) \frac{c^2}{2} \text{ [Pa]}$$

D_h is the hydraulic diameter ($D_h = 4A/O$) and f is dimensionless Darcy's friction factor. The friction factor is a crucial part of the correct pressure drop calculation. There are a lot of methods for how the friction factor can be calculated. In many applications an assumption of hydraulic smooth pipes is satisfactory, but here is more appropriate to use the Colebrook-White equation which takes into account the roughness of the wall. The disadvantage of this equation is, that the friction factor is square root on both sides. This leads to an iterative solution of the equation along the pipeline during simulation.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.7 D_h} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right)$$

Where ϵ is absolute roughness of the wall, Re is the Reynolds dimensionless number which represents amount of turbulency in the stream and it is calculated as

$$Re = \frac{c D_h \rho}{\mu}$$

The pipeline in the code is discretized into a number of elements with Δz length. Pressure distribution along the pipe is then calculated step by step with pressure drops in corresponding elements.

$$p_{i+1} = p_i - (dp_{gi} + dp_{loci} + dp_{ai} + dp_{fi})$$

Temperature of the fluid is a function of pressure and enthalpy. Pressure is already obtained through pressure drops and enthalpy is calculated from the energy conservation law below

$$h_i + \frac{c_i^2}{2} + gz_i - dh_{trans} = h_{i+1} + \frac{c_{i+1}^2}{2} + gz_{i+1} \text{ [J/kg]}$$

Term dh_{trans} represents the heat transferred to/from the wall. If the wall is adiabatic this term is equal to zero. It is evident, that the fluid flow must be also iterated in one timestep because the density is a function of enthalpy and pressure and the total pressure drop is dependent on this density. The enthalpy change per element for a given flow rate and surface heat flux is calculated using Newton's law of cooling

$$dh_{trans} = \frac{q_i A}{m} = \frac{\alpha (T_{wall} - T_{co2}) \pi D dz}{m} [\text{J/kg}]$$

Two-phase pressure drop and heat transfer calculations are one of the most complicated phenomena in fluid mechanics. The research on available data shows, that several water-proved correlations can be used for pressure drop calculations with a mean deviation of 12% which is a very good value in two-phase flow mechanics. A similar approach and result can be expected for heat transfer correlations (Xiao, 2019). Unfortunately, none of the correlations is validated on such a long vertical pipe. In addition, dynamic instabilities may occur in the two-phase mixture, which in this case is impossible to estimate. As mentioned before, the two-phase problem is likely to appear during the compressor regime, when the pressure in the low-pressure pipe falls under the critical pressure. The two-phase flow was forbidden based on these reasons.

Using the above procedure, the distribution of pressures and temperatures is iteratively calculated. The individual pipe sections are parallelized in the calculation (per thread and CPU cores) and the flow is calculated as quasi-stationary due to the relatively small changes in CO_2 per timestep.

The time step of the simulation was chosen from 15 seconds to 300 seconds according to the convergence of the solution of individual time steps and the degree of change of parameters in the system. With decreasing counter pressure and thus flow, it is possible to select a larger time step. Conversely, at the beginning of the simulation, when the pipe is not heated, a small timestep must be selected.

Figure 7-21 and Figure 7-22 below show the course of the parameters in the pipeline and in time during the turbine regime. Blue dashed lines represent the first timestep and the red ones the end state. Black lines are intermediate time steps, which are plotted every few steps. There is a clear difference (break) in the sections below the surface and above it. This change is clearly visible in the change in velocity (larger pipe diameter) and the different initial temperatures (ambient temperature). For the HP pipeline, the 0 x-axis value stands for

the HP cave outlet/HP pipe inlet. For the LP pipe, is the sense of the axis in the direction of flow – 0 is the turbine outlet.

Figure 7-23 and Figure 7-24 show pipeline solutions during the compressor regime. The position of the 0 point is again in the sense of flow (HP pipe – compressor outlet, LP pipe – LP cave outlet).

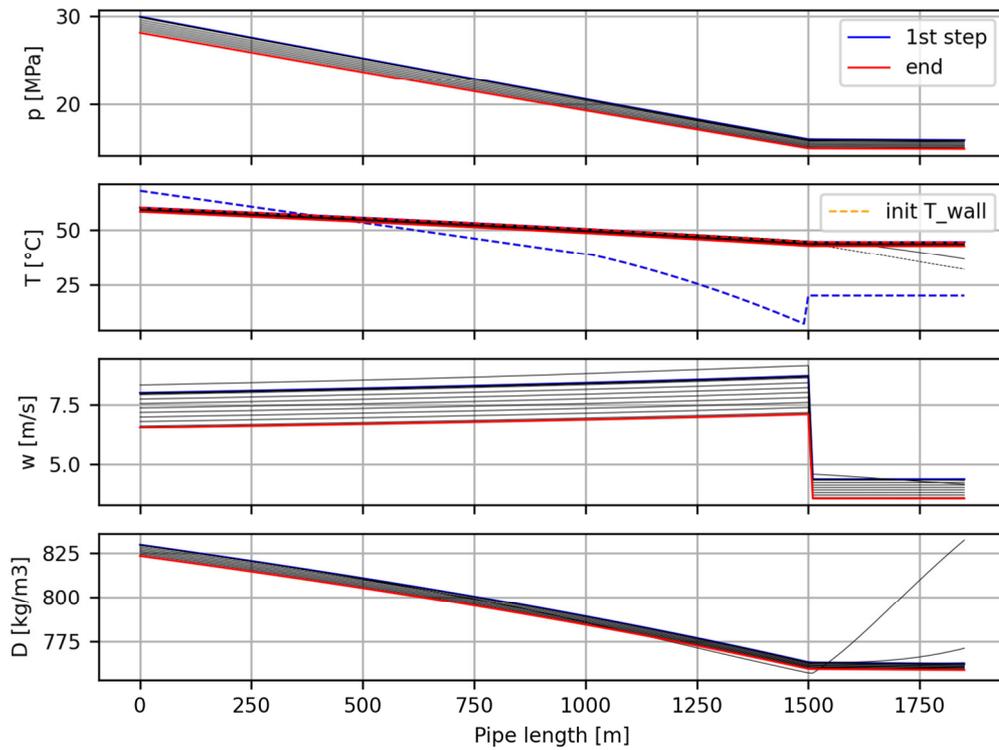


Figure 7-21 High-pressure pipeline solution during the first turbine regime

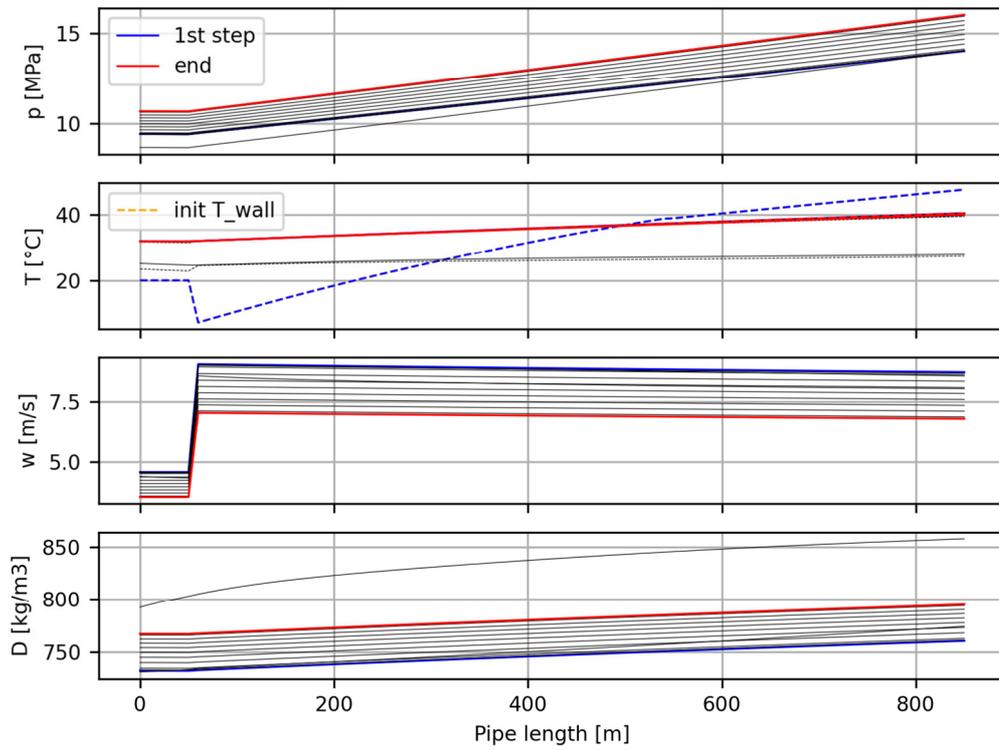


Figure 7-22 Low-pressure pipeline solution during the first turbine regime

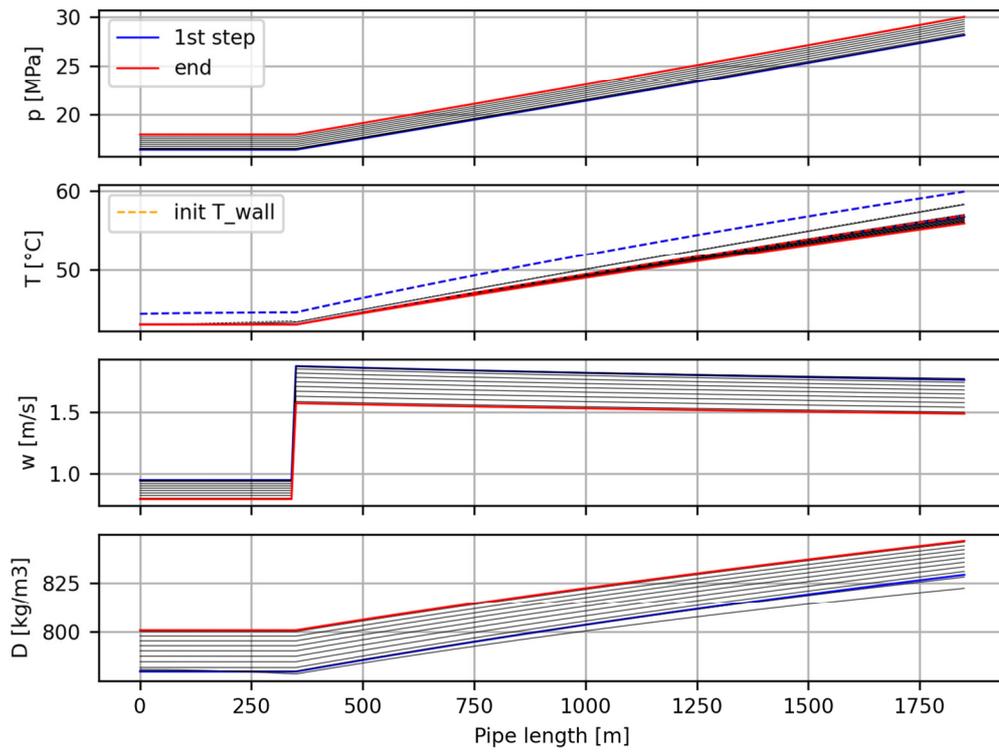


Figure 7-23 High-pressure pipeline solution during the first compressor regime

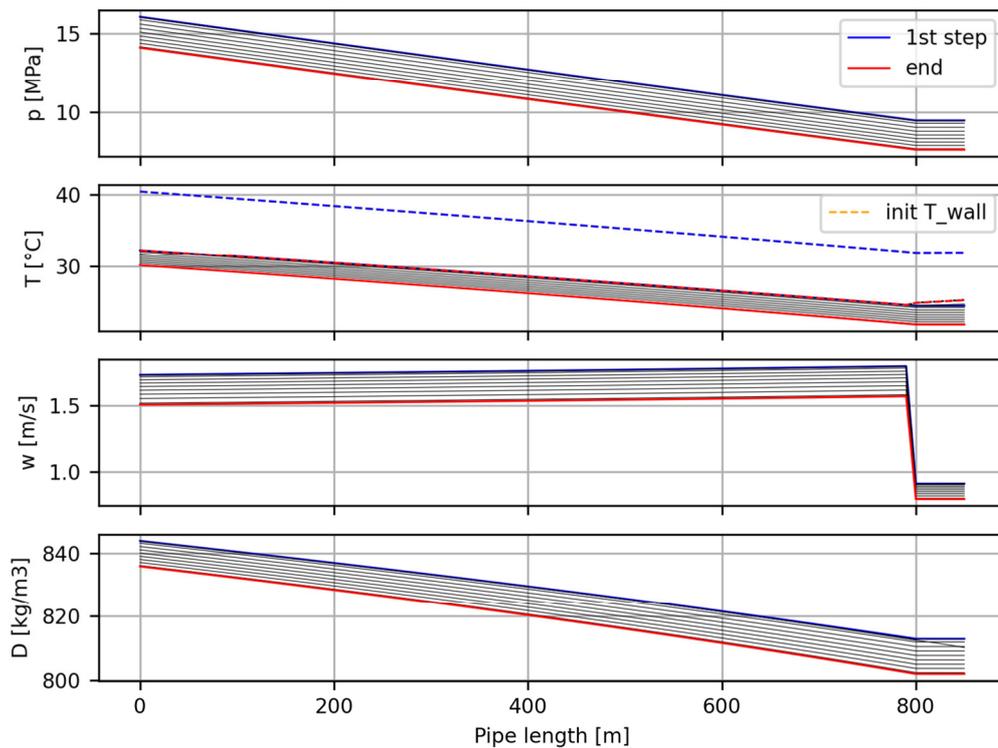


Figure 7-24 Low-pressure pipeline solution during the first compressor regime

7.7 Inlet and outlet to/from the caves

During the operation of the system, the pressure and temperature in caves change. A direct consequence of the cycle efficiency is the non-design conditions for the turbine and compressor. Changes in pressure and temperature are caused by a loss of mass in one of the caverns and an increase in mass on the other. In addition, the mass increase of the cave, as CO₂ flows, is affected by the mixing of the enthalpy of the stream.

In reality, this change will be polytropic, and such a change is difficult to describe accurately in a mathematical model that is not based on measurements. Therefore, it is necessary to accept the appropriate assumptions and change the caves to deal with them. The simulation of these changes is based on the work of Striednig (Michael, Stefan, Markus, & Manfred, 2014), who compared the different behaviors of a real and ideal gas on different mixing regimes during the filling of pressure vessels. While emptying the cave is a relatively simple change, filling needs to be modeled with mixing.

The emptying of the cave is solved as an adiabatic expansion followed by heat sharing in the surrounding rock mass. These changes are solved numerically in time sub-steps. The result-

ing change is essentially polytropic. Here, the initial state of the fluid from pressure and temperature is known. The amount pumped per time step will give a new density.

$$\rho_{t+\Delta t} = \frac{m_{cave} - \Delta t \dot{m}}{V_{cave}} \quad [\text{kg/m}^3]$$

If we consider intermediate change as adiabatic, the new state is given by the initial entropy and the new density. This adiabatic expansion is followed by isochoric heating/cooling by sharing heat from the wall. This gives us new internal energy (density does not change) and thus a new final state.

The solution of heat conduction and sharing is solved here in a subroutine solving explicit transient heat conduction. This line is made to a depth of 50 m in the rock mass from the cave wall. The heat transfer to the wall is again determined by Newton's law of cooling. However, determining the heat transfer coefficient by natural convection in a supercritical CO₂ cave is not easy to determine. In some works, its value ranges from lower tens to units of thousands of W/m²/K (Randolph, Benjamin, Thomas, & Martin, 2012), and these values cannot be relied upon. The value of 70W/m²/K was considered in this work. Fortunately, the heat transfer is also due to the temperature difference between the wall and the fluid. This temperature difference is very small here, the wall has a high thermal resistance due to the low thermal conductivity, and so the heat shared into the rock is relatively low. Figure 7-25 shows the wall temperatures of the cave during several subsequent cycles. It can be seen that the LP cave rock surface "wall" temperature change is approximately 1.75°C and 1.5°C for the HP cave.

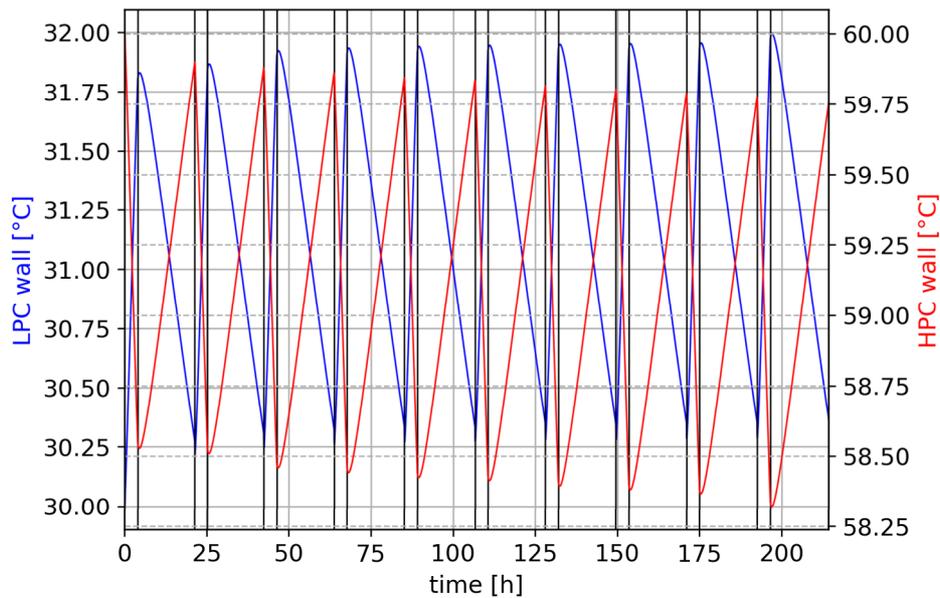


Figure 7-25 Rock surface temperatures for 10 cycles

As mentioned, the heat conduction in the rock is not very significant, this fact is clearly shown in Figure 7-26. Here it can be seen that the heat wave advances about 5 meters to the depth after ten simulated cycles. In addition, the absolute temperature change is below 1.5°C.

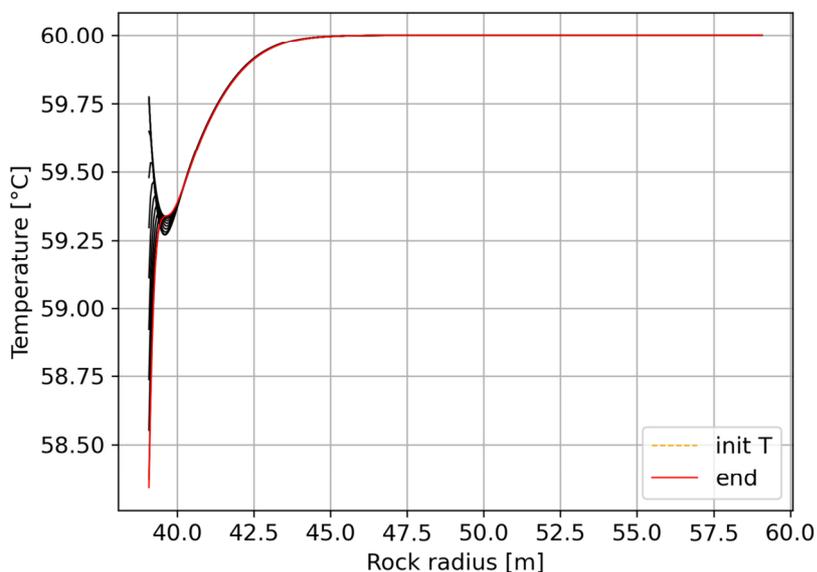


Figure 7-26 Surrounding rock heat conduction (10th cycle)

The heat extracted from/into the cave wall is shown in Figure 7-27 below. It can be seen that this heat is at a maximum of around 6 MWh and this amount decreases with further cycles, so the system stabilizes thermodynamically. Here the course during the turbine mode is shown, in the case of the compressor mode the trend is shown in Figure 7-28. It can be seen

that the total energy deficit is about 1.5MWh ($6+4=10\text{MWh}$ for HPC and $-6-5.5=-11.5\text{MWh}$ for LPC), which decreases over time as mentioned.

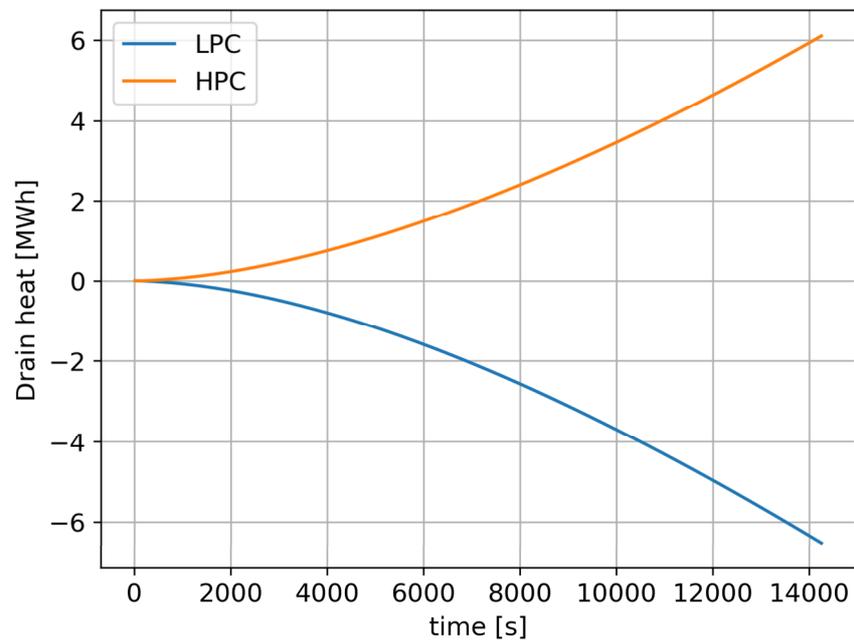


Figure 7-27 Heat transferred into the walls of the caves during turbine regime

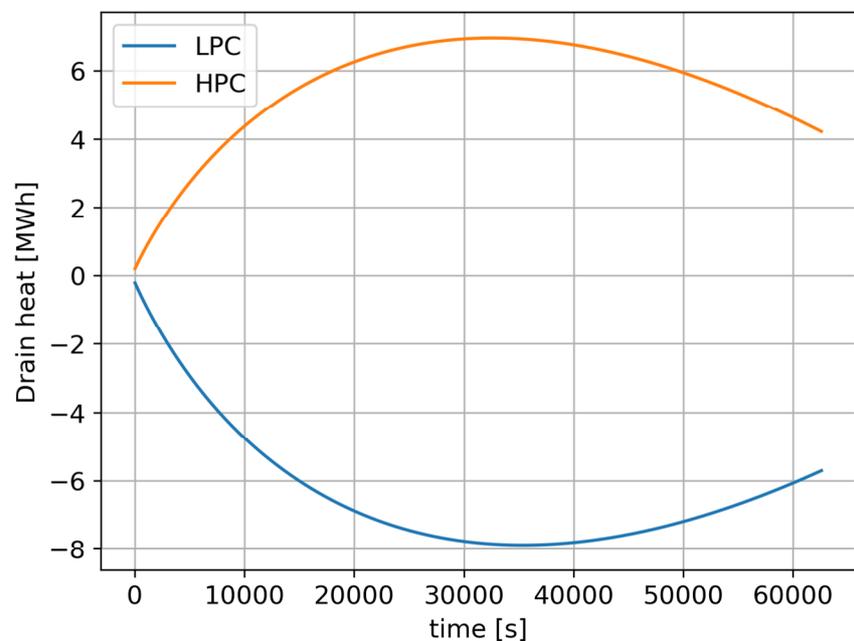


Figure 7-28 Heat transferred into the walls of the caves during compressor regime

The entry of fluid into the cave is associated with compression and mixing followed by sharing in the surrounding rock. Basically, the solution is based on Striednig's work and the modification of the first law of thermodynamics. The new density is again given by the change in

weight and constant volume. The second state variable is the internal energy calculated from the mixing of the total enthalpy of the inflowing stream and the internal energy of the fluid in the cave.

$$\rho_{t+\Delta t} = \frac{m_{cave} + \Delta t \dot{m}_{in}}{V_{cave}}$$

$$u_{t+\Delta t} = \frac{\dot{m}_{in} \Delta t \left(h_{in} + \frac{c^2}{2} \right) + m_{cave} u_{cave}}{\dot{m}_{in} \Delta t + m_{cave}}$$

The resulting changes in the state of CO₂ in the caves are shown in Figure 7-29 and Figure 7-30. It can be seen in these figures that the state values return relatively well to their initial values. This is also associated with the amount of gas that flows back and forth (Figure 7-31). This mass balance must also be subject to optimization, as without it a stable pressure and temperature would not guarantee the long-term operability.

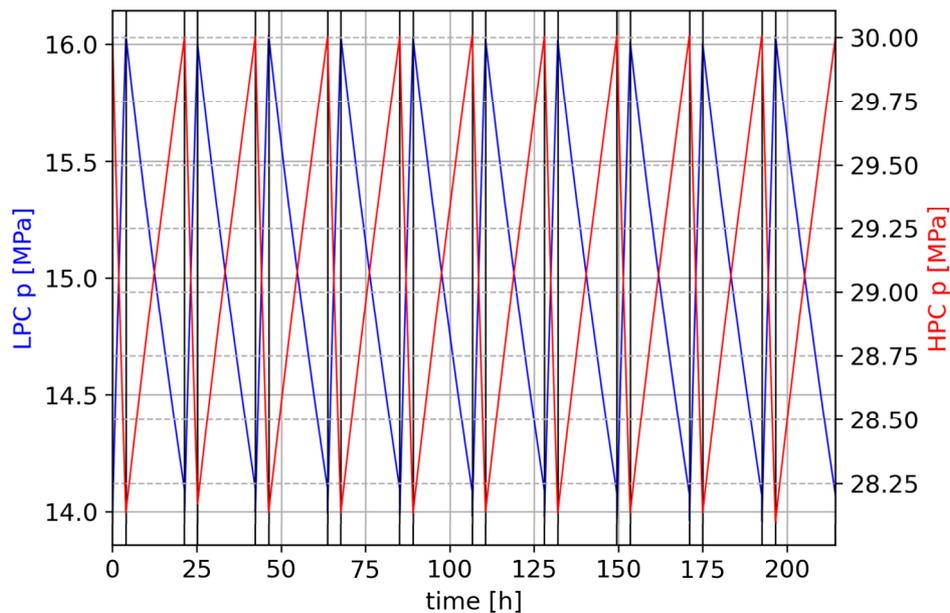


Figure 7-29 Cave pressure changes over 10 cycles

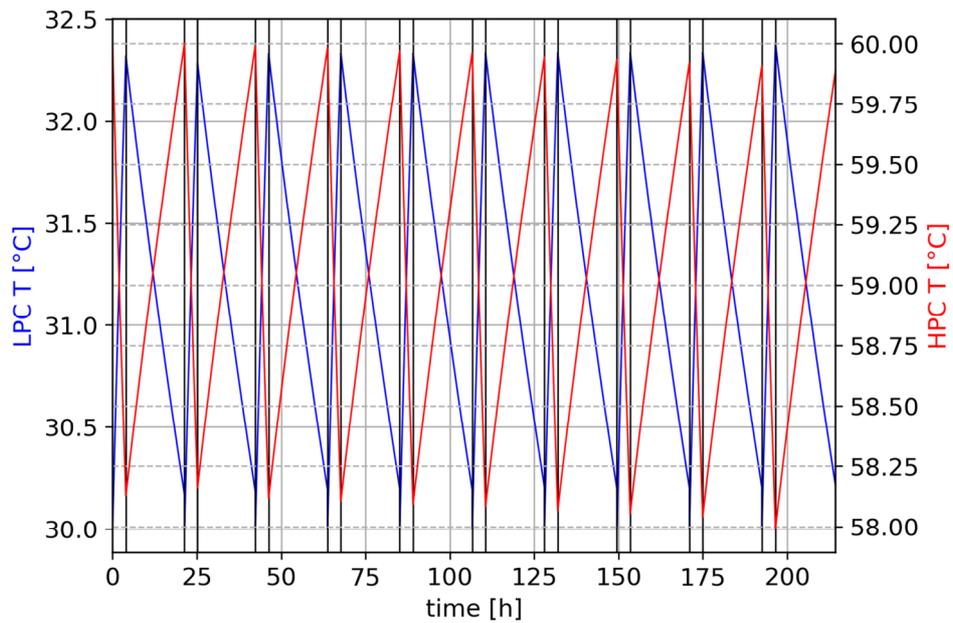


Figure 7-30 Cave temperature changes over 10 cycles

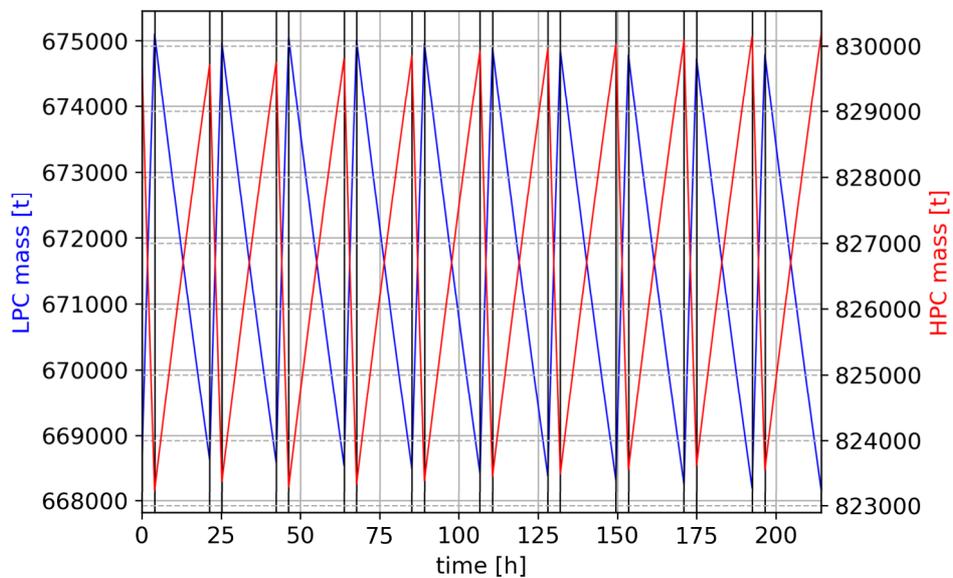


Figure 7-31 Cave mass changes over 10 cycles

7.8 Turbine and compressor performance during operation

All the challenges and optimizations described above affect the resulting system performance over time. Above all, the pursuit of cyclical long-term operation (i.e., an attempt to return to the starting point) results in a reduction in maximum theoretical performance.

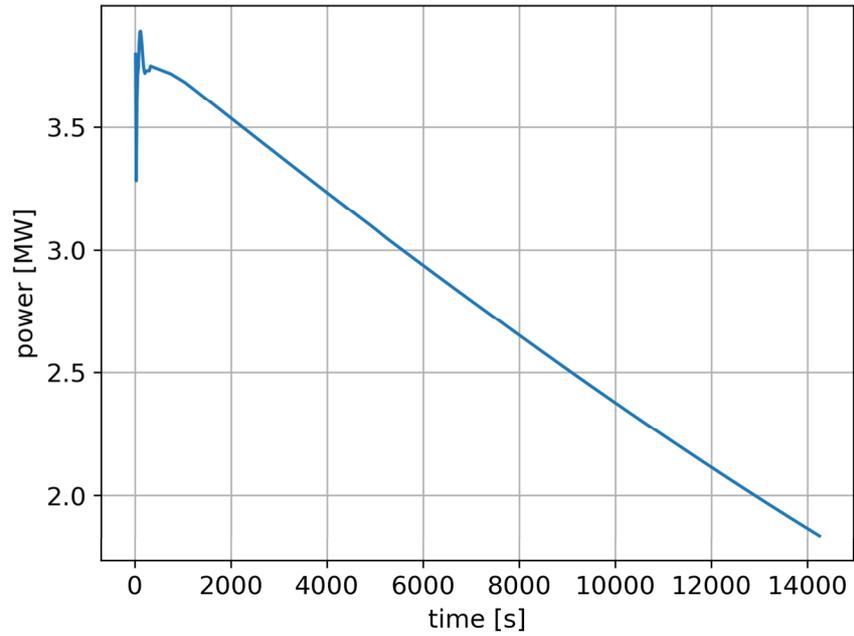


Figure 7-32 Turbine power during one cycle

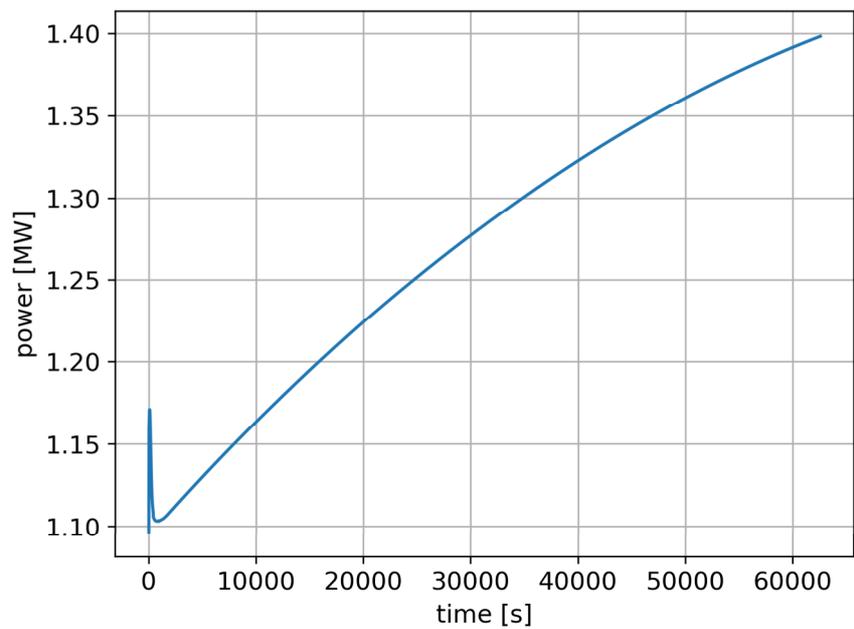


Figure 7-33 Compressor power during one cycle

The power output and input curve of the turbine and compressor, respectively, is shown in Figure 7-32 and Figure 7-33. The initial instabilities are caused by a cold start and a reverse of the flow that the pipe walls must be heated or cooled depending on the temperature difference between the fluid and the wall.

Table 7-7 shows the numerical values of power, cycle efficiency, and duration of individual regimes. The value of the turbogenerator / electric motor efficiency of 95% was considered for the calculation of net powers and inputs.

Table 7-7 Cycle power output/input and its efficiency

Turbine regime			
	from	to	time
Power [MW]	3.80	1.84	3h 58m
Power net [MW]	3.61	1.74	
Generated power [MWh]	10.4		
Pre-heater consumed power [MWh]	0.082		
Compressor regime			
	from	to	time
Power input [MW]	1.10	1.40	17h 23m
Power input net [MW]	1.15	1.47	
Consumed power [MWh]	23.3		
Cycle efficiency [%]	44.48		

7.9 Effect of impurities on the efficiency

The influence of impurities on the efficiency of the supercritical CO₂ thermal cycle was presented in the work of (Ladislav, Raghu, Subith, Jayanta, Václav, & Scott, 2018) and (Ladislav, Dostal, Kapat, Vasu, & Scott, 2019). Here, the percentages of plans such as nitrogen, hydrogen, helium, argon, and others were investigated. It turned out that the effect on performance is negative overall but not large, only up to one percent (average of -0.37%, see Table 7-8). A similar trend can be expected in this case.

Table 7-8 The effect of binary mixtures on S-CO₂, recompression, precompression, and split expansion cycle efficiency

Δ η [%]	Recompression	Precompression	Split
He	-0.9	-1.3	-0.1
H ₂	-0.4	-0.9	-0.5
CO	-0.5	-1	-0.52
O ₂	-0.56	-1.1	-0.06
Ar	-0.36	-0.8	-0.4
N ₂	-0.39	-0.9	-0.42
CH ₄	-0.24	-0.6	-0.26

H2S	0.04	0.14	0.06
Xe	0.036	0.08	0.04
Kr	-0.23	-0.7	-0.25
SO2	0.16	0.25	0.2

7.10 Optimization of the efficiency

The main way to increase the thermal efficiency of the system is to optimize the temperatures and pressures in the caves (in addition to the efficiency of the turbine and compressor, which is obvious). However, this must not be done at the expense of cyclic operation, i.e., the system must not diverge.

In the basic design, fixed initial temperatures in the system were chosen, which will not be very practical in a real situation, even in terms of efficiency. In order for the surrounding rock not to change state parameters (pressure and temperature together with the mass inventory) during many cycles, it is advisable to choose CO₂ temperatures in equilibrium with the rock temperature. The temperature of the surrounding rock is given by the depth function and is thus firmly tied to the given locality. After that, it is best to cycle around this temperature during operation in both caverns and to add and take heat to/from the massif equally. This precaution requires two heat exchangers in the test case. These heat exchangers should preferably be coolers so that the efficiency of the cycle does not suffer too much. In this case, the energy put into cooling is only the energy of the fans or pumps, depending on the type of coolers. The diagram of this case is shown in Figure 7-34.

In real operation, it can be assumed that it will sometimes be necessary to reheat CO₂ a little, so it is good to combine the coolers with some heaters. In addition, it gives good operational flexibility from a regulatory point of view.

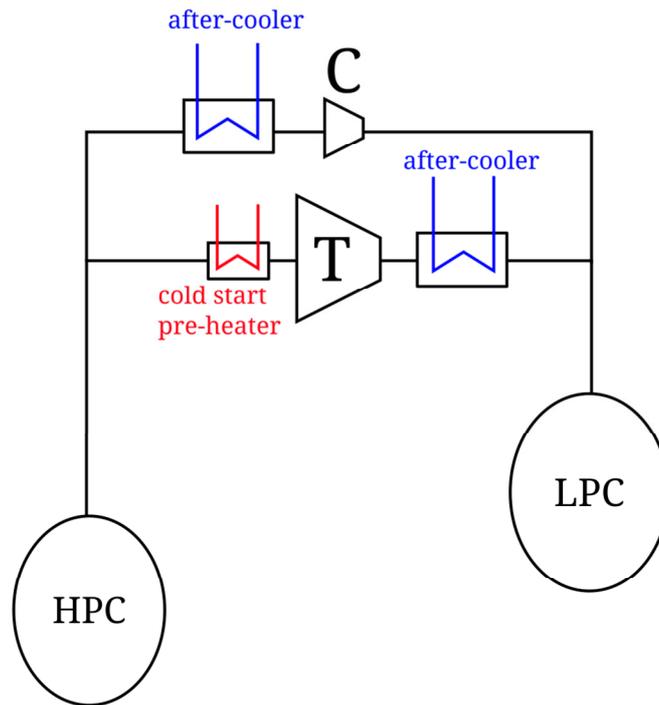


Figure 7-34 Configuration with two coolers

Table 7-9 shows the imbalance values calculated as the absolute value of the product of the pressure, temperature, and mass imbalance in both caves. The lowest value is the value to which the cooler outlet temperatures belong. This point has the highest efficiency and the best conditions for continuous cyclic operation.

Table 7-9 Test case total product of imbalances and cooler outlet temperatures

		Turbine after-cooler temperature [°C]			
		38	39	none	40
Compressor after-cooler temperature [°C]	50	1.526	0.079	0.450	0.462
	51	0.569	0.002	0.187	0.361
	52	0.130	1.555	0.036	0.091
	53	8.804	0.330	0.202	0.176
	none	2.040	0.968	3.922	0.980

This case was optimized so that the initial temperature in the system was fully a function of the depth described above, and further optimization showed that it was appropriate to place the low-pressure cave closer to the surface to a depth of 750 m. Then a gross efficiency of around 47% can be achieved with a better possibility of cyclic operation. However, this is a matter of an accurate optimization calculation for a given site.

7.11 Other configurations

The original intention was to achieve a design output of 100 MW. Unfortunately, due to the technical and thermodynamic limitations described above, this has not been achieved. For pipe diameters 13 3/8", the maximum achievable power was slightly below 10 MW. Due to cyclic operation and avoidance of the two-phase CO₂ region, the maximum achievable power (with reasonable efficiency) is less than 4 MW. The optimal turbine operating point is the result of optimization between flow and losses. The way to increase performance at given thermodynamic constraints is therefore to reduce losses and increase flow rate. This is possible by using a larger pipe diameter. The second pipe diameter that has alternatively been investigated is a 20" diameter.

Table 7-10 Alternative configuration with 20" diameter pipeline

Turbine regime			
	from	to	time
Power [MW]	9.18	4.6	1h 37m
Power net [MW]	8.72	4.37	
Generated power [MWh]	11		
Pre-heater consumed power [MWh]	0.19		
Compressor regime			
	from	to	time
Power input [MW]	3.02	4.06	6h 2m
Power input net [MW]	3.18	4.28	
Consumed power [MWh]	23.1		
Cycle efficiency [%]	47.23		

Table 7-10 shows the basic values for a 20" piping configuration. As can be seen, we get 2.4x more turbine power for the same boundary conditions. However, higher flow goes hand in hand with less cycle time. This can be offset by larger cave volumes. As can also be seen in this table, the efficiency of this configuration is slightly higher, probably due to the shorter operation, which does not have as much heat accumulation to and from the massif wall.

7.12 In-Mine configuration

The basic design assumes the placement of the turbine and compressor on the surface. This requires long pipes and due to the high density of CO₂, the maximum performance of this system is limited mainly due to large gravitational pressure losses. The solution to this prob-

lem would be to place the entire device underground and thus reduce gravity losses as much as possible. This requires that two caves be selected at as similar depths as possible and a turbomachinery placed between them (see Figure 7-35).

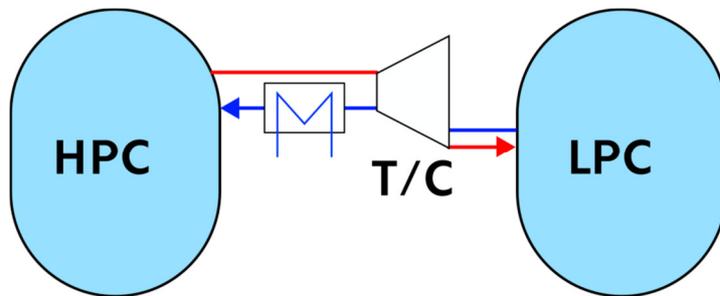


Figure 7-35 In-Mine configuration with equal depths

A test case was carried out, where the depth of both caves was 1000 m and their volume was 1 million cubic meters. The caves are connected by a 2x200 m 30 "pipe. The pressure in the HPC was chosen as the maximum possible for this depth, i.e. 20 MPa. Figure 7-36 shows the dependence of the initial turbine power on the design mass flow and the initial pressure in the LPC. As can be seen, the maximum power output is close to or slightly over 100 MW. The storage efficiency of such a solution is very similar, i.e. between 40 and 50%, the temperatures in HPC were chosen to be 60 °C and 32.7 °C in LPC, which guaranteed the

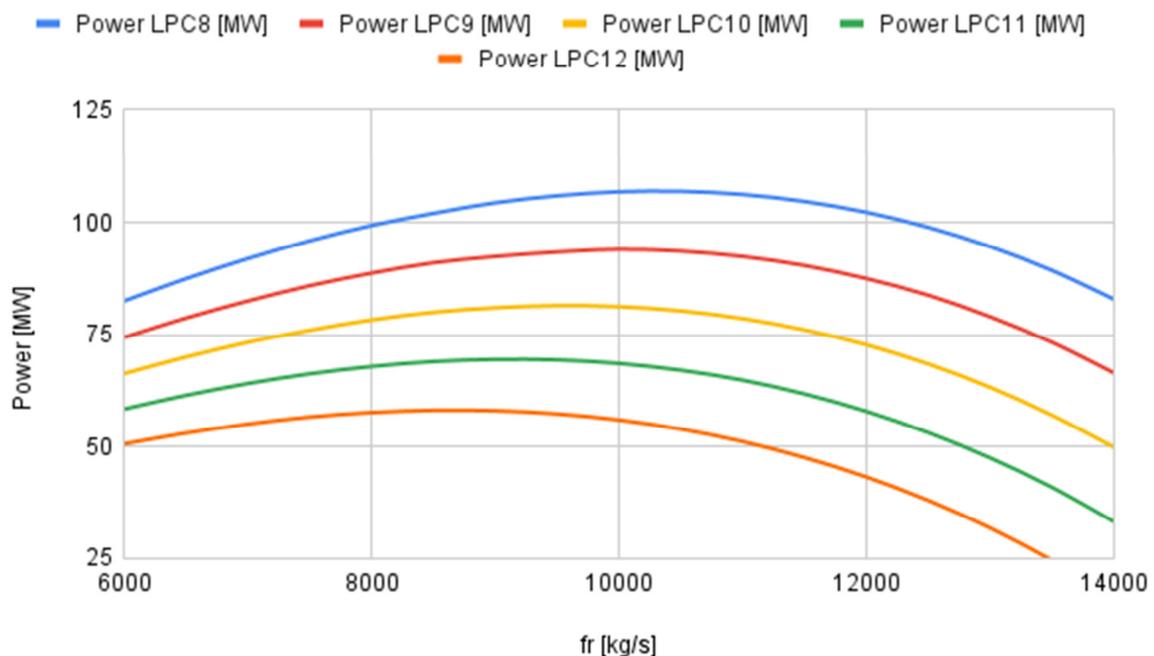


Figure 7-36 Initial power on flow rate and initial LPC pressure for In-Mine configuration least mass imbalance between cycles.

In such a case, it is possible to increase the efficiency further by changing the depths of the caves and to design the system in thermodynamic equilibrium with the surrounding rock depending on the given locality. This must be done very carefully, as too much difference in depth leads again to large pressure losses and a decrease in maximum power. For depths of caves of 1000 and 700 m, the maximum output decreased by about 20-25%. The maximum achievable power would be in the range of 75-100 MW, depending on the depth optimization. A smaller depth for LPC is necessary especially to reduce the compression work on the compressor. If the LPC were at a depth of about 1000 m, the equilibrium temperature would be around 55 °C (according to available dependencies). This leads to outlet temperatures behind the compressor of well over 100 °C and the compression work is too high. In addition, it is necessary to cool the CO₂ behind the compressor.

It is probably more appropriate to place the LPC at a smaller depth and dissipate the heat in front of the compressor so that the optimal compression work and the temperature of the CO₂ entering the HPC are achieved (see Figure 7-37). A complication of this solution may be the need to solve the different depths of the caves, for example, a system of horizontal and vertical pipes connecting the caves. However, it is a much more efficient and effective CO₂ energy storage system with promising parameters.

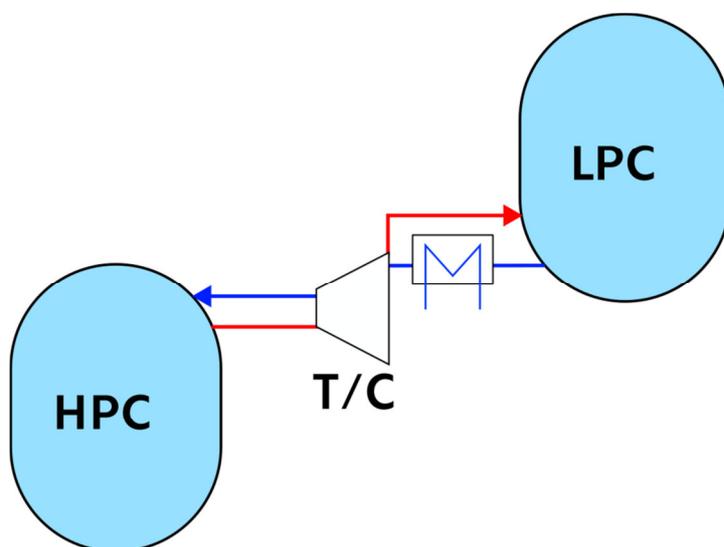


Figure 7-37 In-Mine configuration with different depths

7.13 Development of the basic economic model for the operation

Economic analysis is one of the most important and most difficult tasks in assessing the potential of a new technology. This is caused mainly by the fact that the cost of the components and their assembly into a system can be based only on expert opinion. In the case of the supercritical CO₂ cycle the similarity with the helium Brayton cycle is helpful since many studies and economic assessments have been already performed.

The costs of the gas cooled systems can be taken for example from the report published by the Gas Cooled Reactor Associates (GCRA) (Gas Cooled Reactor Associates, 1993). This report presents a comparison of a helium cooled high temperature reactor with a steam cycle, helium Brayton direct cycle and helium Brayton indirect cycle. From this comparison it is possible to obtain consistently generated costs of these three power cycles.

The supercritical CO₂ accumulation cycle is much different than the standard power cycle in the components layout and operating conditions, mainly temperature, which is significantly lower than in the standard cases.

7.13.1 *Evaluation Methodology*

For estimation of the new technology costs one may apply several methodologies. One of the most complex is the cost estimation methodology developed by the Oak Ridge National Laboratory (ORNL) (Delene & Hudson, 1993), which is recommended for cost estimates of advanced reactor technology. This methodology subdivides the costs into accounts. Accounts that start with the number 2 are direct cost accounts, while accounts that start with number 9 are indirect cost accounts. The advantage of this methodology is that one can readily compare the cost of different plant systems. Unfortunately, this methodology was developed for reactors with an indirect steam cycle, thus its direct application to the accumulation supercritical CO₂ system is not possible. However, the report describes the economics approaches which are directly transferrable. The main parts of the methodology from this report are re-written below.

7.13.2 *Total capital cost*

In order to estimate the total capital cost, the base construction capital cost should be known. The total capital cost shall be calculated in nominal currency (including inflation) to the operation date and then adjusted to the reference years currency.

7.13.2.1 Contingency

For the new technology a contingency adder should be used. It includes an allowance for indeterminates and shall be calculated as a percentage of base construction cost. A contingency cost of 25% of the applicable base cost is recommended for those systems that are innovative, that represent a substantial departure from previously built designs, or that require a high assurance of quality in construction and operation. For systems or components that are standard, current, off-the-shelf technology items that are being applied in a normal application, a contingency of 15% should be used.

7.13.2.2 Cash flow

The cash flow requirements during the design and construction period should be determined on a quarterly basis. The cash should be expressed in the same year's currency as the overnight costs with contingency' costs included.

7.13.2.3 Escalation

Total escalation during construction may be computed using the following formula

$$AE = \sum_{j=1}^J C_j (1 + i)^{t_j - t_0} - \sum_{j=1}^J C_j$$

where j = quarterly cash now period

J = total number of cash now periods

C_j = quarterly cash now (base year dollars) during period j assumed paid at beginning of period.

i = inflation rate, fraction

t_j = date at beginning of quarterly

t_0 = reference date.

7.13.2.4 Interest during construction (IDC)

Once money is raised and the construction payment is made, a return must be paid on it until first operation. The IDC rate is the average cost of money (X) and includes both equity and debt capital used to finance a project. The cost of money depends on the financial parameters of the company doing the construction.

All interest costs will be capitalized up to the commercial operation date using the following method.

$$IDC_N = \sum_{j=1}^J C_j (1+i)^{t_j-t_0} [(1+X)^{t_{op}-t_j} - 1]$$

Where IDC_N = nominal currency IDC cost

t_{op} = year of commercial operation

X = nominal dollar average cost of money.

The cash flow (C_j) reflect quarterly, beginning-of-period borrowing.

Although the IDC should be calculated in nominal currency in order to correctly determine the fraction of the initial investment which may be depreciated for tax purposes, capital costs and interest costs should be expressed in constant currency of the reference year given.

This IDC cost is given by

$$IDC_o = \sum_{j=1}^J C_j [(1+X_o)^{t_{op}-t_j} - 1]$$

The real average cost of money, X_o , may be computed from the nominal dollar average cost of money, X and the inflation rate, i, using the expression

$$X_o = \frac{(1+X)}{(1+i)} - 1$$

If the cash flow data developed does not explicitly contain contingency costs, then the interest calculated using the cash now summaries must be adjusted by the ratio of the total overnight cost to base construction cost as follows:

$$IDC_{total} = IDC_{base\ cost} \frac{base\ cost + contingency}{base\ cost}$$

Total capital cost (TCC) then consists of the base construction cost, contingency, escalation and interest during construction, all expressed in constant currency. In addition to constant currency, costs may be expressed in nominal currency. The total capital cost in nominal currency differs from that in constant currency by the total inflation between the reference year and year of startup,

$$TCC_N = TCC_o(1 + i)^{t_{op}-t_o}$$

Where TCC_N = nominal dollar total capital cost

TCC_o = constant dollar total capital cost

i = inflation rate.

A total plant energy generation cost or busbar cost includes the capital, nonfuel operation and maintenance (O&M), fuel and decommissioning costs (if required) and is generally expressed as a cost per unit energy. The general methodology uses year-by-year revenue requirements procedures together with levelization over the economic life of the plant. The costs can be expressed as constant or nominal currency levelized cost. Constant and nominal dollar levelized costs are directly related by:

$$LC_o = LC_N \times CNCF$$

where $CNCF$ = Constant from Nominal cost factor

$$CNCF = [1/(1 + i)^L] \times \frac{CRF(d_o, 30)}{CRF(d, 30)} \times \frac{\sum_{j=1}^B 1/(1 + d)^{t_j-t_i}}{\sum_{j=1}^B 1/(1 + d_o)^{t_j-t_i}}$$

LC_o — constant dollar levelized costs

LC_N = nominal dollar levelized cost

i = inflation rate

L = time between first block startup (t_{op}) and reference year (t_i)

B = number of blocks

$CRF(a,b)$ = capital recovery factor at interest rate a for period b .

$$CFR(a, b) = \frac{a}{[1 - (1 + a)^{-b}]}$$

d_o = constant dollar discount rate (real cost of money)

d = nominal dollar discount rate (effective cost of money)

30 = economic life (30 years, can be adjusted accordingly).

The last ratio accounts for the lag time of subsequent blocks in a multiblock plant. This ratio becomes unity if all capacity is placed on line at the same time.

The nominal currency levelized cost used in the above equation includes inflation.

$$LC_D = \frac{LC_N}{(1 + i)^L}$$

Default capacity factor to be assumed is 80%. A concept-specific capacity factor may be used if it is properly substantiated.

Under the assumption of equal annual energy generation, the equation for calculating the nominal currency levelized capital cost can be expressed as

$$LCC = (FCR \times CAP)/E$$

where LCC = levelized capital cost in nominal currency,

FCR = nominal currency fixed charge rate,

CAP = total capital cost for unit in nominal currency,

E = annual energy generation for single unit.

The fixed charge rate is used to properly account for return on capital, depreciation, interim replacements, property tax, and income tax effects. The fixed charge rate is dependent upon the fraction of the total plant investment that is eligible for tax depreciation (tax depreciation may not be taken on equity financing costs).

7.13.2.5 Operation and maintenance costs

The operation and maintenance costs are incurred from commercial operation and throughout the operating life of the plant. For economic analysis the number of expected operational years should be used. Certain O&M costs, such those for materials and supplies, can be at

least partially dependent upon the amount of energy generated by the plant. These variable costs should be added to the costs, which are independent of generation, to arrive at a total annual.

The O&M cost estimate should be the expected costs and in constant currency. It is to be assumed that the escalation rate for O&M cost is equal to the rate of inflation, such that there is no real escalation for O&M costs. The costs should include: on-site staff, maintenance materials, supplies and expenses (consumable materials), off-site technical support, pensions and benefits, insurance premiums and other.

To obtain the nominal currency levelized cost for O&M, the present worth of the annual plant O&M costs must be determined by discounting, at the nominal cost of money, the annual O&M cost back to the commercial operation date of the first unit (block).

$$PWOM = \sum_a \frac{OM_a}{(1 + d)^a}$$

where PWOM = present worth of O&M costs,

OM_n = annual total plant O&M costs (in nominal currency)

n = time index relative to plant startup.

If the O&M costs are escalating at the inflation rate, then

$$OM_n = (1 + i)^L (1 + i)^n OM_{o,n}$$

where

L = time between reference year and startup of first block,

$OM_{o,n}$ = O&M cost in year n in Reference years currency.

So

$$PWOM = (1 + i)^L \sum_a \frac{OM_{o,a}}{(1 + d_o)^a}$$

where d_o = constant currency (real) discount rate.

This present-worth cost is then divided by the present worth of the total energy generation as shown below to arrive at the levelized cost.

$$LCOM = \frac{CRF(d, 30) \times PWOM}{E \times \sum_j 1/(1+d)^{t_j-t_i}}$$

Where LCOM = levelized O&M cost in nominal currency,

PWOM = present worth of annual O&M costs,

CRF = capital recovery factor

7.13.2.6 Fuel costs

In this section, the real cost of fuel is estimated. For the accumulation system, the cost of fuel is given by the cost of electricity used to compress CO₂ into the cave.

Similar to the calculation of levelized O&M costs, the nominal currency levelized fuel cost can be estimated from:

$$LCFC = \frac{CRF(d, 30) \times PWFC}{E \times \sum_j 1/(1+d)^{t_j-t_i}}$$

Where LCFC = levelized fuel cost in nominal currency,

PWFC = present worth of annual fuel costs.

7.13.2.7 Decommissioning

The cost for plant decommissioning should be estimated and included in the busbar cost. A separate analysis is desirable, however, in the absence of a specific decommissioning estimate, a default cost that is a function of block (unit) size may be used. Most likely there will be a cost associated with decommissioning at least in the form of CO₂ disposal. The decommissioning cost for the case of accumulation system is in our opinion negligible and can be neglected.

Usually, the present worth of decommissioning cost in nominal currency can be calculated using the expression

$$PWDC = \frac{DO_o \times (1+i)^L \times SFF(7.0,30) \times \sum_j 1/(1+d_o)^{t_j-t_o}}{(1+d_o)^{30} \times SFF(d, 30)}$$

where PWDC = present worth of total decommissioning costs;

DC_o = decommissioning cost in reference year's currency for one block;

SFF(r,t) = sinking fund factor at rate r for t years.

The levelized cost of decommissioning can be expressed as

$$LCDC = \frac{CRF(d, 30) \times PWDC}{E \times \sum_j 1/(1+d)^{t_j-t_i}}$$

Where LCDC = levelized decommissioning cost in nominal currency

7.13.2.8 Total busbar costs

The levelized total busbar cost is simply the sum of the levelized costs for capital, O&M, fuel (input energy cost), and decommissioning (if required) as determined previously,

$$LC = LCC + LCOM + LCFC + LCDC .$$

The above procedure calculates nominal currency levelized costs.

7.13.3 Cost of components

To assess the cost of the supercritical CO₂ plant it is important first to evaluate the costs of the main cycle components. For this two major sources were used the thesis of (Dostal, Driscoll, & Hejzlar, 2004) and the thesis of (Alfani, Supercritical CO₂ cycles for flexible power generation : techno-economic optimization and part-load operational strategies, 2021). The following paragraphs presents the approach from Dostal and are followed by approached by Alfani.

7.13.3.1 Cost of Heat Exchangers according to (Dostal, Driscoll, & Hejzlar, 2004)

The cost of heat exchangers can be estimated based on the weight of the heat exchanger. A good base case design are the HEATRIC printed circuit heat exchangers. For a large order, i.e. at least one supercritical CO₂ cycle unit at 300 MW_e, HEATRIC quoted the cost of 30 \$/kg for stainless steel units and 120 \$/kg for titanium units (Dewson & Grady, 2003). The HEATRIC company was actually selling its heat exchangers to STATOIL on a £/kg basis. HEATRIC supplies the heat exchanger and upon delivery to STATOIL it is weighed and then paid for, so this is an established practice.

To assess the cost, it is necessary to evaluate the weight of the unit. Since a common reference geometry for the heat exchanger is used for the recuperators and pre-cooler it is quite simple to establish the fraction of metal per m³ of the heat exchanger and then based on the total weight of the heat exchanger calculate its cost.

The fraction of metal, f_m , per m³ of heat exchanger can be calculated from:

$$f_m = 1 - \frac{\pi d^2}{8Pt}$$

where d is the semicircular channel diameter, P is the channel pitch and t is the thickness of the heat exchanger plate. For the reference heat exchanger design with channel diameter 2mm, channel pitch 2.4mm and plate thickness 1.5mm the metal fraction is f_m is 0.564, i.e 56.4 % of the total heat exchanger volume is metal.

From the heat exchanger design the required core volumes of heat exchangers are known. The heat exchanger core weight thus can be obtained simply by multiplying the fraction of metal f_m and the heat exchanger core volume by the metal density. The additional mass of the headers is negligibly small and therefore could be neglected.

7.13.3.2 Cost of Turbomachinery according to (Dostal, Driscoll, & Hejzlar, 2004)

The estimation of the turbomachinery cost is more difficult than that of the heat exchangers because CO₂ turbines are not currently manufactured. Therefore, the helium turboset costs from the GCRA report were scaled using cost functions published for the HTR direct cycle (Schlenker, 1974). This paper suggests that the cost of the turbomachinery can be scaled from the known cost to the new cost if the new power, operating pressure and temperature are known. The relations were developed for units containing two compressors and one turbine. Both the supercritical CO₂ turboset and the GCRA helium turboset have two compressors and one turbine. The paper gives the following formulas:

$$C_n = 3.35 + \left(\frac{T_{Tin}}{1000} \right)^{7.8}$$

$$C_n = p_{Tin}^{-0.3}$$

$$C_n = N_G^{1.7} p_{Tin}^{0.6}$$

where C_n is the cost proportionality constant, T_{Tin} is the turbine inlet temperature in °C and p_{Tin} is the turbine inlet pressure (bar) and N_G is the power in MW_e . The range of applicability is for temperature scaling from 850 to 1150°C, for pressure scaling from 50 to 120 bars and for power scaling from 500 to 2000 MW_e . The cited paper gives pressure dependence formulas only for a turboset rated at 1000 MW_e . Luckily, it provides a chart for costs ranging from 500 MW_e to 2000 MW_e with a 250 MW_e step. From this chart it was possible to develop a function for the exponent used in the scaling formula. The reference operating conditions of the helium turbine from GCRA are inlet temperature of 850°C, inlet pressure of 7 MPa and a power of 869 MW_e . Unfortunately, all the parameters for the supercritical CO₂ turbine are out of range of the formulas described above, but the Schlenker's study shows regularity over wide range thus it is reasonable to expect that the extrapolation would yield good results. The temperature scaling is independent of power and turbine inlet pressure. The scaling for power and pressure are not independent. The paper does not provide guidance as to which parameter should be scaled first. Therefore, the more conservative value of the two should be taken.

Before these cost ratios could be applied to the turboset cost it is necessary to take into account the fact that the GCRA design used frequency converters to synchronize with the grid. The frequency converter is not used in the supercritical CO₂ cycle, therefore its cost should be subtracted from the cost of the turbomachinery. In his thesis Staudt reviewed the possible use of frequency converters for a helium Brayton cycle (Staudt & Lidsky, 1987). The cost of the frequency converters he referenced was 20 million in 1992 dollars for a 200 MW_e unit. These are used for isolation of weak sections of power grids therefore their cost is likely to be high. The GCRA helium Brayton cycle needs four of these machines, which results in 80,000 K\$ for only the frequency converters leaving only about 40,000 K\$ for the four turbosets. It can be expected that the cost of the frequency converters used in the GCRA study was much lower, but unfortunately it is not referenced. Therefore, the assumption is made that the frequency converters used in the GCRA helium Brayton cycle cost 40,000 K\$. The helium turbomachinery cost is then 78,000 K\$.

7.13.3.3 Component cost correlations according to (Alfani, Supercritical CO₂ cycles for flexible power generation : techno-economic optimization and part-load operational strategies, 2021)

Probably the best set of component cost correlations was given in his thesis by (Alfani, Supercritical CO₂ cycles for flexible power generation : techno-economic optimization and part-load operational strategies, 2021) (Alfani, Techno-economic analysis of CSP

incorporating sCO₂ brayton power cycles: Trade-off between cost and performance, 2022). The following are extracts from his thesis on this topic.

The majority of the studies published to date are focused on the thermodynamic performances of sCO₂ power cycles and the number of available techno-economic analysis on this technology is very limited. This is due to the fact that to perform a techno-economic optimization or to assess the LCOE of sCO₂ power systems it is necessary to estimate its investment cost, thus specific and reliable component cost correlation are needed. In particular, the reliability and precision of the obtained final results are directly dependent on the level of accuracy of the components cost correlations employed to compute the sCO₂ power plant investment cost.

On the other hand, in the specific case of novel technologies like sCO₂ power cycles, the collection of reliable data about components cost is particularly complex as most of the manufactures and engineering companies tend to maintain all economic information strictly reserved and this kind of data is hardly shared outside the company due to commercial competition. In fact, the disclosure of any specific information about the manufacturing cost of a single company could potentially damage their market position by allowing other manufacturers to perform a predatory pricing strategy.

The objective of this paragraph is to list and review the currently available works regarding the investment cost assessment of sCO₂ power cycles. Despite the importance of reliable component cost correlations, this topic is rarely discussed in scientific literature and the available publications that are worth mentioning are actually only two: the work developed by (Carlson, Middleton, & Ho, 2017) at SNL and presented at the ASME 2017 Power and Energy conference and the article by (Weiland N. T., 2019) from NETL and SNL presented at the ASME Turbo Expo 2019 conference.

Another research work that is worth to cite is the one published by (Crespi, Sanchez, Martinez, Sanchez, & Aguilar, 2020). The authors developed a methodology for the investment cost estimation of sCO₂-based CSP plants with thermal energy storage and a cooling tower as HRU. On the other hand, as their methodology was developed for a specific case-study, it presents a series of drawback when applied to other kind of applications.

Firstly, the cost correlations proposed in this work for turbines and recuperators are more difficult to use as they require some preliminary sizing of the two components. Cost correlations for pumps and compressors are more straightforward, but they are taken from conventional cost estimates for air compressors and centrifugal pumps coming from the chemical

processes sector and are not tuned for sCO₂. Lastly, the only HRU considered is of the cooling tower kind, which is not the most investigated technology for sCO₂ power systems.

7.13.3.4 Cost correlations by Carlson et al.

The work published from Carlson et al. has probably been the first one to address the lack of component cost correlations specifically developed for sCO₂ power cycles and in particular for CSP applications. For each main sCO₂ power cycle component, existing cost models are taken from literature and their parameters are properly tuned to fit the limited number of vendor cost data and estimates available to the authors. Through this methodology, a mean fit curve representing an average of the assembled manufacturers data (but without revealing any individual cost estimate) is developed for each component. To baseline the proposed correlations the authors employed 18 data points for the heat exchangers, while only 6 and 8 for the turbine and compressor, respectively.

The developed correlations were compared to the ones employed by the authors in previous publications (Weiland, Lance, & Ridaparti, 2019), which were not specifically developed for sCO₂ power cycles. Results show that previous correlations overestimated heat exchangers costs by 10% to 20%, while the turbomachinery investment cost was significantly underestimated (-50% for turbines, -60%/75% for compressors).

7.13.3.5 Cost correlations by Weiland et al.

The work developed by Weiland et al. currently represents the largest and more accurate set of correlations available to estimate the investment cost of sCO₂ power systems. The same authors stated that the database employed to develop the mentioned cost correlation is “the largest know sCO₂ component cost database, with sources from three DOE National Laboratories, spanning multiple indirect sCO₂ applications and scales” (AspenTech). Unfortunately, despite this fact, no information is present regarding primary heat exchangers for nuclear or CSP applications.

The methodology to develop the cost correlations is similar to the one proposed by Carlson et al.: the authors employed a general cost correlation in the form of a power law which is then multiplied to a temperature correction factor f_T which accounts for the use of more expensive material able to withstand higher operating temperatures.

$$C = a \cdot SP^b \cdot f_T$$

The number of data points employed to tune these correlations is higher than the one available to Carlson et al.: 19 vendor quotes were available for compressors (15 integrally geared and 4 barrel-type), 10 for turbines (4 of radial and 6 of axial type), 11 for direct dry HRUs and 24 for PCHE recuperators.

It is interesting to note that the proposed correlations were fitted weighting the vendor estimate on a “confidence rating”, an index ranging from 1 to 5 and measuring the quality of the collected vendor quote.

7.13.3.6 Turbomachinery cost correlations

7.13.3.6.1 Turbines

Regarding the turbine three different cost correlations are available in the numerical code: two correlations from Weiland estimating the cost of a radial and axial turbine, respectively, and one correlation from Carlson, which does not explicitly report the kind of turbine considered. The two correlations from Weiland employs different temperature correction factors, for radial and axial turbines, respectively.

It must be noted that Carlson correlation should include all the generator cost, while for Weiland correlation the cost of the generator is not included and must be added through a specific correlation.

A comparison between the different cost correlations is reported in Figure 4.25, also including the cost of the generator for results computed with Weiland correlations. Considering applications with a turbine inlet temperature lower than 550°C, for the same turbine size (e.g., 25 MW) Carlson correlation estimates a specific cost which is around 30% higher than the specific cost of Weiland radial turbine correlation and around four times higher than Weiland axial turbine correlation (including generator cost). On the other hand, if we consider applications requiring high-temperature materials the comparison leads to very different results: considering a 25 MW turbine Carlson correlation estimates a specific cost which is less than half the specific cost predicted by Weiland radial turbine correlation and 70% higher than Weiland axial turbine correlation (again including generator cost). Table 7-11 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the different sCO₂ turbines cost correlations.

Table 7-11 Number of vendor quotes and validity range for turbine cost correlations

Correlation	Vendor	Min validity	Max validity
-------------	--------	--------------	--------------

	quotes		
Weiland axial turbines	6	10 MW	750 MW
Weiland radial turbines	4	8 MW	35 MW
Carlson turbines	6	10 MW	100 MW

Weiland radial turbine cost correlation:

$$C_{turb} = 406'200 \cdot W_{shaft}^{0.8} (MW) \cdot f_T,$$

Weiland axial turbine cost correlation:

$$C_{turb} = 182'600 \cdot W_{shaft}^{0.5561} W (MW) \cdot f_T,$$

Carlson turbine cost correlation:

$$C_{turb} = 7'790 \cdot W_{shaft}^{0.6842} (kW)$$

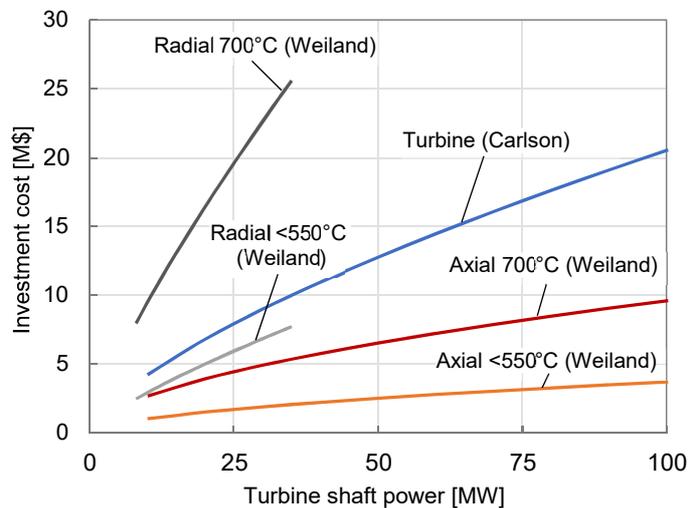


Figure 7-38 Comparison between the different turbine cost correlations. Investment cost for Weiland correlations also includes the cost of the generator

7.13.3.6.2 Compressors

For the compressor two cost correlations are mainly employed in the numerical code: a correlation from Weiland estimating the cost of an integrally geared (IG) centrifugal compressor, and a correlation from Carlson, which is valid for all the kind of compressor models.

A comparison between the two different cost correlations is reported in Figure 4.26, where Weiland correlation is reported either including or not the cost of the motor. It is possible to note a small discontinuity in the cost computed with Weiland compressor correlation including the motor cost which is due to the change in the kind of motor employed, which pass from a synchronous machine to an open drip-proof motor for compressor power higher than 15 MW. As for turbines, also for compressors Carlson set of cost correlations tends to overestimate the component cost with respect to the one proposed by Weiland: considering for example a 5 MW size, the cost predicted by Carlson is almost two times the Weiland estimation (including the motor).

A third correlation is available for barrel-type centrifugal compressors, even if the high uncertainty of this correlation (-30/+50%) due to the small number of vendor quotes makes it less reliable.

Table 7-12 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the different sCO₂ compressor cost correlations. No temperature correction is needed as sCO₂ compressors work at a much lower temperature than turbines.

Table 7-12 Number of vendor quotes and validity range for compressor cost correlations

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland IG compressor	15	1.5 MW	200 MW
Weiland barrel compressor	4	0.1 m ³ /s	2.4 m ³ /s
Carlson compressor	8	1.5 MW	25 MW

Weiland barrel compressor cost correlation:

$$C_{comp,IG} = 1'230'000 \cdot W_{shaft}^{0.3992} \text{ (MW)}$$

Weiland barrel compressor cost correlation:

$$C_{comp,barrel} = 6'202'000 \cdot V_{in}^{0.1114} (m^3/s)$$

Carlson compressor cost correlation:

$$C_{comp} = 6'898 \cdot W_{shaft}^{0.7865} (kW)$$

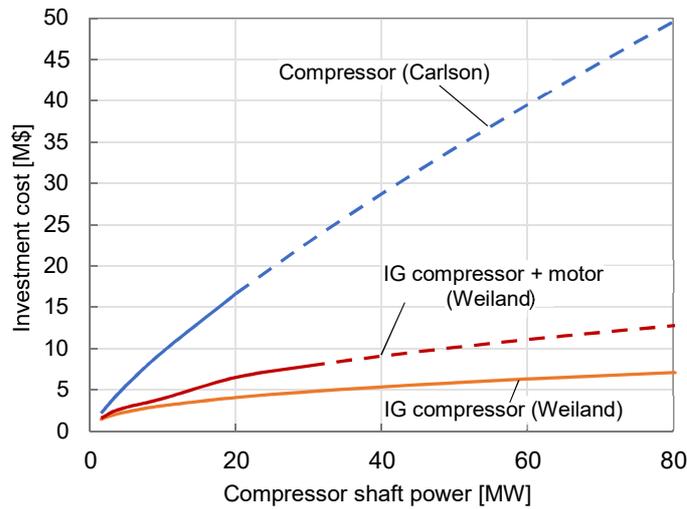


Figure 7-39 Comparison between the different compressor cost correlations. Due to the different scaling parameter, the barrel-type compressor correlation is not reported

7.13.3.6.3 Gearboxes, generators and motors

Weiland also reports a correlation for gearboxes employed to reduce the high shaft rotational speed of small size sCO₂ turbines. Table 7-13 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the gearbox cost correlation, which unfortunately is remarkably narrow.

Table 7-13 Number of vendor quotes and validity range for the gearbox cost correlation

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland gearbox	7	4 MW	10 MW

Weiland gearbox cost correlation:

$$C_{gearbox} = 177'200 \cdot W_{shaft}^{0.2434} (MW)$$

A difference between Weiland and Carlson sets of cost correlations lies in the fact that the turbine generator cost is not included in Weiland turbine cost correlation, but it must be separately computed using a specific correlation. The generator cost correlation is valid for both small scale 4-poles generator and larger scale 2-poles generators.

Table 7-14 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the generator cost correlation.

Table 7-14 Number of vendor quotes and validity range for the generator cost correlation.

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland generator	8	4 MW	750 MW

Weiland generator cost correlation:

$$C_{generator} = 108'900 \cdot W_{el}^{0.5463} \text{ (MW)}$$

Weiland database includes also cost correlations for electrical motor employed to drive the sCO₂ compressors. These cost correlations are not obtained from vendor quotes but are derived from Aspen Process Economic Analyzer (aspentech), as it is not particularly important that they are sCO₂ power cycles specific.

Three different motor cost correlations are reported for explosion proof motors (EPM), synchronous motors and open drip-proof (ODP) motors, respectively. Table 7-15 reports the validity range for the motors cost correlations.

Table 7-15 Number of vendor quotes and validity range for the generator cost correlation.

Correlation	Min validity	Max validity
EPM motor	0.00075 MW	2.8 MW
Synchronous motor	0.15 MW	15 MW
ODP motor	0.00075 MW	37 MW

Weiland motors cost correlations:

$$C_{motor} = 131'400 \cdot W_{el}^{0.5611} \text{ (MW)}$$

$$C_{motor,h} = 211'400 \cdot W_{el}^{0.6227} \text{ (MW)}$$

$$C_{motor} = 399'400 \cdot W_{el}^{0.6062} \text{ (MW)}$$

7.13.3.6.4 Heat exchangers cost correlation

Cost correlations for sCO₂ heat exchangers are provided in the form of

$$C = a \cdot SP^b \cdot f_T$$

for the database proposed by Weiland and in the form of

$$C = a \cdot C^* \cdot UA$$

for the correlations proposed by Carlson. The term C^* represents an extra normalized cost scaling factor for UA of the heat exchanger lower than 106 W/K which value is obtained by interpolating the terms reported in Table 7-16.

Table 7-16 Values of term C^* employed in Carlson correlations as a function of UA value for three different kinds of the heat exchangers

UA (W/K)	$5 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^5$	$1 \cdot 10^6$
$CPHE^*, CSP (\$/W/K)$	1.9	1.3	1.1	1.0	1.0
$C_{recup}^* (\$/W/K)$	6.3	1.4	1.3	1.1	1.0
$C_{cooler}^* (\$/W/K)$	7.6	2.4	1.3	1.1	1.0

7.13.3.6.5 Primary heaters

Four different kinds of primary heaters are present in the numerical code database for sCO_2 power cycles.

Due to the lack of a sufficient number of vendor quotes, in Weiland dataset only two different applications are considered: coal-fired and natural gas fired power plants. Both the correlations are reported as a function of the overall heat exchangers UA value or the thermal duty of the component. However, in the following paragraph only the second type of correlation is reported as it is the only one employed in the case studies proposed in the next chapters. Both the correlations employ the temperature correction factor. Table 4.14 reports the number of vendors quotes available and the validity range for Weiland primary heat exchanger cost correlation.

As Carlson cost correlation are specific for solar applications, the only kind of primary heater included is the heat exchanger between the heat transfer fluid employed in the TES of the CSP plant and the sCO_2 -based power block. However, the author states that as no reliable cost data is currently available, the cost correlation proposed has not been tuned on any vendor quote.

A last cost correlation has been included to estimate the cost of the PHE for WHR applications. The specific cost of the sCO_2 /exhaust heat exchanger has been taken from (Marchionni, Bianchi, & Tassou, 2018) and (Allison D. , 1972), which is just equal to $5000 \text{ } \$/(\text{kW/K})$ not accounting for any scaling with the kW/K size. The authors declare that, even if the uncertainty is large (-50%/+30%), this figure is consistent with vendor quotes provided for the gas fired heaters.

Table 4.14 – Number of vendor quotes and validity range for the different kind of primary heat exchanger cost correlations.

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland coal-fired heater	4	187 MW	1450 MW
Weiland NG-fired heater	10	10 MW	50 MW

Weiland coal fired heater cost correlation:

$$C_{PHE} = 820'800 \cdot Q^{0.7327} (MW) \cdot f_T,$$

Weiland natural gas fired heater cost correlation:

$$C_{PHE} = 632'900 \cdot Q^{0.6} (MW) \cdot f_T,$$

Carlson CSP primary heat exchanger cost correlation:

$$C_{PHE} = a_{PHE} \cdot C_{PHE}^* \cdot UA^{0.7544} (W/K)$$

$$\text{with: } a_{PHE,CSP} = 3.5$$

Wright WHR primary heat exchanger cost correlation:

$$C_{PHE} = 5000 \frac{\$}{kW/K} \cdot (kW/K)$$

7.13.3.6.6 Recuperators

For the recuperator two cost correlations are compared. The first correlation is from Weiland, also including a temperature correction factor while the second is from Carlson.

A comparison between the two different cost correlations is reported in Figure 7-40, where Weiland correlation is reported for two different recuperator operating temperatures and the maximum and minimum estimation from Carlson correlation are depicted. In fact, for Carlson correlation there is a significant variability in the recuperator cost estimate depending on the

selected value of the coefficient a_{recup} . It is possible to notice that Weiland correlation for high temperature applications ($>550^{\circ}\text{C}$) falls between Carlson correlation maximum and minimum value for UA values greater than 10 MW/K. In author's opinion, the adoption of Weiland correlation should be preferred for several reasons: first, the validity range of Carlson correlation is fairly limited, and it should be used only for UA values up to 1.25 MW/K; second, the number of vendor quotes used to tune the correlation is not cited, as Carlson reports only the total number of vendor quotes between the recuperator and the dry cooler (18, which is however lower than the number of vendor quotes employed by Weiland, 24). Lastly, the uncertainty related to the parameter a_{recup} makes the adoption of this correlation not straightforward for the user, as depending on the value selected it is possible to significantly under- or overestimated the cost of the component.

Table 7-17 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the recuperator cost correlations.

Table 7-17 Number of vendor quotes and validity range for the recuperator cost correlations.

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland recuperator	24	0.16 MW/K	215 MW/K
Carlson PCHE	N/A (<18)	0.15 MW/K	1.25 MW/K

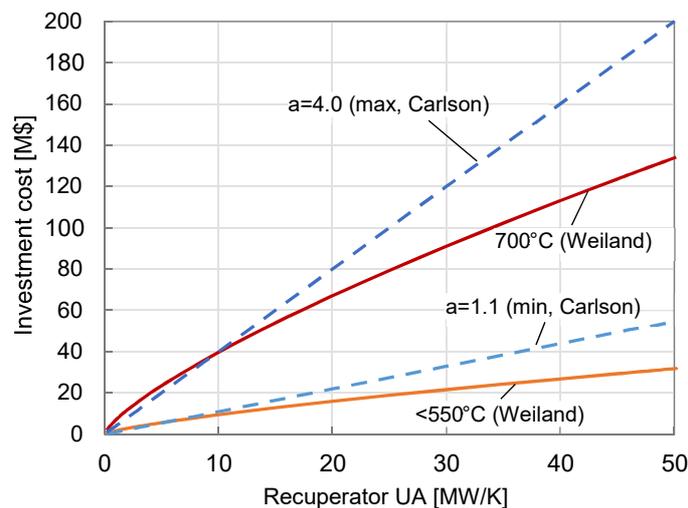


Figure 7-40 Comparison between the different recuperator cost correlations. For the Carlson correlation are reported both the minimum and the maximum cost estimates, which depends on the selection of the parameter a_{recup} .

Weiland recuperator cost correlation:

$$C_{recup} = 49.45 \cdot UA^{0.7544}(W/K) \cdot f_{T,PHE}$$

Carlson recuperator cost correlation:

$$C_{recup} = a_{recup} \cdot C_{recup*} \cdot UA^{0.7544}(W/K)$$

7.13.3.6.7 Direct dry air coolers

For the direct dry cooler two cost correlations are compared: a correlation from Weiland and a correlation from Carlson. Differently from Weiland recuperators cost correlation, no temperature correction is needed for dry-coolers as they operate at much lower temperatures.

A comparison between the two different cost correlations is reported in Figure 4.28, where it is possible to notice how Carlson correlation tends to overestimate the cost of the component with respect to Weiland's.

Even for this component, the adoption of Weiland correlation should be preferred for the same reasons listed for the recuperator cost correlation.

Table 7-18 reports the number of vendors quotes available and the validity range for the dry-cooler cost correlations.

Table 7-18 Number of vendor quotes and validity range for dry-cooler cost correlations

Correlation	Vendor quotes	Min validity	Max validity
Weiland dry-cooler	11	0.86 MW/K	75 MW/K
Carlson dry-cooler	N/A (<18)	0.15 MW/K	1.25 MW/K

Weiland dry-cooler cost correlation:

$$C_{cooler} = 32.88 \cdot UA^{0.75}(W/K)$$

Carlson dry-cooler cost correlation:

$$C_{cooler} = a_{cooler} \cdot C_{cooler*} \cdot UA^{0.7544}(W/K)$$

with: $a_{\text{cooler}} = 2.3$

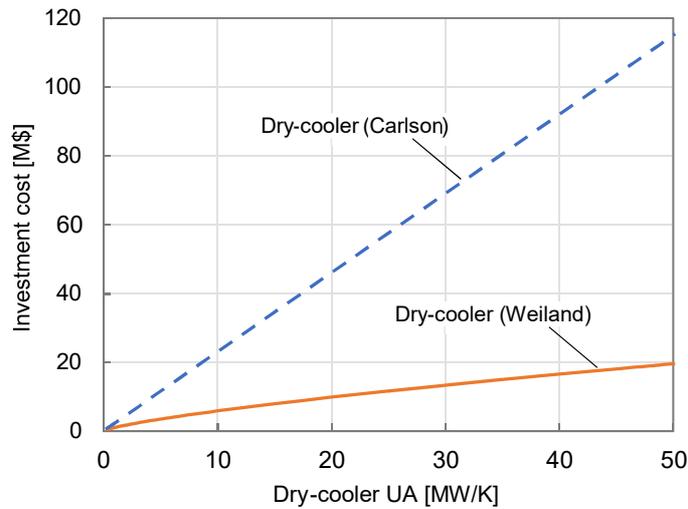


Figure 7-41 Comparison between the two different dry-cooler cost correlations

7.13.4 Conclusion

The presented review is to our knowledge the best review of the costs of equipment for sCO₂ cycle. The major issue is that currently there are no sCO₂ components regularly manufactured, therefore the presented cost functions uncertainties could be quite large, especially once the component manufacturing starts and the effect of experience and repetition will come into play. In addition, the applications for which these cost functions were developed are high temperature applications. In our case the components are low temperature, high flow rate components. This adds further uncertainties as most of the cost have to be extrapolated out of the bounds of its applicability. However, we still believe that these functions give a reasonable guidance on the cost of equipment of the accumulation sCO₂ system. This is the current state-of-the-art for the cost estimations of the components and until a more information is available it is recommended to use these for the assessment of the cost of surface components of the storage systems.

8 Technische Auslegung Kaverneninstallation (AP6)

8.1 Auslegung der untertägigen technischen Anlagen

Die Errichtung eines unterirdischen CO₂-Kavernenspeichers ist zeitaufwendig und technisch sehr umfangreich. Entsprechende Baukörper sind in mehreren aufeinander aufbauenden Arbeitsschritten künstlich herzustellen. Folgende Etappen sind notwendig:

- Abteufen der Bohrungen (mind. je eine für HPC und LPC)
- Herstellung der Hohlräume durch Solen entsprechend der geplanten Speicherkapazität
- Einbau und Test der Kavernenkomplettierung
- Erstbefüllung der Kavernen mit sCO₂ (Austausch Sole gegen Speichermedium)
- Ausbau des Soleförderstranges
- Regelbetrieb

Die unterirdische Speicherung von Fluiden und damit die Technik und Technologie baut mittlerweile auf langjährige Erfahrungen auf. Schon während der Planung der Bohrungen, über die Maßnahmen der Errichtung bis zum Betrieb des Speichers sind die Risiken unkontrollierten Leckagen auszuschließen. Mit Vorliegen des Regelwerkes Bohrungsintegrität existiert für Deutschland ein Leitfaden der Fluid- und Speicherindustrie (BVEG, 2017). Kernpunkt ist dabei das Vorhandensein von redundanten Barrieren (Vergl.8.1.1.), die den Austritt von Speichermedium verhindern – unabhängig von dessen Chemismus und Aggregatzustand.

Es ist sehr wahrscheinlich, dass für den Ausbau und die Komplettierung der Bohrungen eines CO₂-Kavernenspeichers Ausrüstungen und Verfahren der Öl- und Gaswirtschaft zum Einsatz kommen. Zum einen existiert eine gute Vergleichbarkeit hinsichtlich der Anforderungen zum anderen sprechen die unzähligen Referenzen, und Verfügbarkeit der Elemente bei den Herstellern für sich. Gleichwohl ist in einigen Bereichen Anpassung und Weiterentwicklung der Materialien und Verfahren aus der Erdgasspeicherung erforderlich, wenn sie für die Speicherung von sCO₂ adaptiert werden sollen.

8.1.1 Mehrbarrierenkonzept

Die Dichtheit von Salzgestein gegenüber Fluiden ist bei Einhaltung von Grenzparametern unbestritten. Belegt wird diese Aussage durch umfangreiche Forschungen auf dem Gebiet der Druckbelastbarkeit und letztlich durch die erfolgreiche Überführung der Ergebnisse in die

Praxis. Die unterirdische behälterlose Speicherung von Erdöl, Erdgas und Ethylen, um nur einige zu nennen, wäre ohne diese Eigenschaft von Salzgesteinen undenkbar.

Kritischer in Bezug auf Undichtheiten ist jedoch der bohrlochnahe Bereich und der Bohrungsausbau zu sehen. An die technische Dichtheit des Verbundsystems Gebirge-Zementmantel-Rohrtour werden somit hohe Anforderungen gestellt.

Für die Komplettierung von Bohrungen zur Speicherung von Fluiden stehen in Abhängigkeit von geologischen und technischen Voraussetzungen unterschiedliche Konzepte zur Verfügung.

Das derzeitige Komplettierungsdesign basiert auf langjährigen Betriebserfahrungen, welche sich letztlich im BVEG-Regelwerk Bohrungsintegrität (BVEG, 2017) wiederfinden. Schon während der Planung der Bohrung, über die Maßnahmen zur Errichtung bis zum Betrieb des Speichers sind die Risiken unkontrollierter Leckagen auszuschließen.

Mit Vorliegen des Regelwerkes Bohrungsintegrität existiert ein Leitfaden der Fluid- und Speicherindustrie, welcher den Stand der Technik von neuen Bohrungen auf dem Festland in Deutschland definiert.

Sie definiert eine Bohrung als integer, wenn die in ihr enthaltenen Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden. Dies wird erreicht durch die Anwendung von technischen, operativen und organisatorischen Maßnahmen. Dazu zählen die Herstellung einer Bohrung mit physischen/mechanischen Bohrungsbarrieren. (BVEG, 2017)

Der wesentliche Betriebsparameter zur Beurteilung der Notwendigkeit von mehr als einer Barriere ist das open-flow Potential. Dieses ist definiert als die maximale beständige Fließrate aus der Lagerstätte bei atmosphärischem Druck am Bohrlochkopf. (BVEG, 2017)

Die BVEG-Technische Regel Bohrungsintegrität fordert für Bohrungen mit einem open-flow Potential grundsätzlich zwei voneinander unabhängig verifizierte Bohrungsbarrieren. Dementsprechend ist für die Kavernenspeicherung von Kohlendioxid ein Zwei-Barrieren-System anzuwenden.

Die primäre Barriere steht in Kontakt mit Fluid und Druck. Die sekundäre Barriere dient als Rückfallabsicherung und garantiert die Sicherheit für den Fall des Versagens der primären Barriere. Die sekundäre Barriere sollte die primäre Barriere nach Möglichkeit umhüllen. (BVEG, 2017) Die Integrität einer Bohrungsbarriere muss durch betriebliche Maßnahmen wie Überwachungssysteme, Praktiken und Prozeduren sichergestellt werden. Jedes Barriere-Element muss daher für die gesamte Lebensdauer der Bohrung überwacht und kontrolliert

werden. Die entsprechenden Anwendungen und Verfahren sind in den derzeit gültigen Standards und Regelwerken beschrieben.

8.1.2 **Gaskavernenspeicher - Stand der Technik**

Die Komplettierung von Speicherkavernen mit einer im Kavernenkopf abgehängten Förderrohrtour, die in der letzten zementierten Rohrtour beispielsweise mittels eines Permanentpackers abgesetzt wird, hat sich in der deutschen Kavernenpraxis bewährt und kann als Standard angesehen werden. Im Vergleich zu ausländischen Komplettierungskonzepten wird damit ein aufwendiges Design realisiert, welches nicht unwesentlich durch bergbehördliche Forderungen Bestand hat (s. oben).

Die Erstellung von Kavernenbohrungen erfolgt mittels konventioneller Verfahren und Technik der Erdöl- und Erdgas- Industrie. Die Bohrungen werden mit einem Standrohr, der Ankerrohrtour und der letzten zementierten Rohrtour (LzRT) ausgerüstet. Alle Rohrtouren werden i.d.R. bis übertage zementiert. Die LzRT wird mit gasdichten Schraubverbindern oder vorzugsweise verschweißt ausgeführt und aus geomechanischen Gründen ca. 30 – 50 m oberhalb der späteren Kavernenfirste abgesetzt.

Methodisch wird eine Kavernenbohrung von „unten nach oben“ projektiert. In einem ersten Schritt erfolgen die Auswahl des Durchmessers der Produktionsrohrtour und davon abhängig die Dimensionierung der LzRT, der Anker- und der Standrohrtour. Bei der Dimensionierung sind die späteren Belastungen, aber auch die Materialeignung hinsichtlich der Wirkung des Speichermediums auf den einzusetzenden Werkstoff bereits zu berücksichtigen.

Die Untertageausrüstung für den Betrieb entspricht weitgehend der Komplettierung konventioneller Erdgasfördersonden.

Zum Schutz der LzRT gegen Korrosion sowie zur Minderung von Druck- und Temperaturschwankungen während des Betriebes wird eine Förderrohrtour eingebaut und im Kavernenkopf abgelandet. Der Einbau erfolgt vorzugsweise verschweißt (Stand der Technik). Die untere Fixierung erfolgt im Permanentpacker, welcher oberhalb des Rohrschuhs der LzRT angeordnet ist und den Ringraum nach unten verschließt. Der Ringraum ist mit einer Schutzflüssigkeit gegen Korrosion gefüllt.

Zunehmend setzt sich der Trend durch, Risiken zur Herstellung und Erhaltung der technischen Dichtheit zu vermindern, indem so wenig wie möglich Elemente mit aktiven Dichtfunktionen installiert werden. Als Beispiele sind das Schweißen von Rohrsträngen und die dehnstückfreie Komplettierung zu nennen.

Bei der dehnstückfreien Komplettierung erfolgt das Ablanden der Förderrohrtour unter einer zusätzlichen Zugspannung, wobei im Falle des betriebsbedingten Temperatureintrages und /oder des Kontra-Ballooning-Effektes ein Abbau der axialen Spannung erfolgt. Die aufzubringende zusätzliche Zugspannung ist so zu dimensionieren, dass bei keinem Betriebszustand

Wechselasten an der lösbaren Verbindung am Packer oder im Kavernenkopf auftreten. Ziel ist es, dass die Verbindungs- und Dichtsystemen ausschließlich statischen Belastungen unterliegen. Der mechanische Verschleiß wird somit auf ein Minimum reduziert.

In Abbildung 8-1 ist ein grobes Schema einer konventionellen Komplettierung einer Erdgaskaverne dargestellt. Sowohl das Design als auch Rohrdimensionierungen stellen den Stand der Technik dar, häufig anzutreffende Teufenbereiche sind ebenfalls dargestellt.

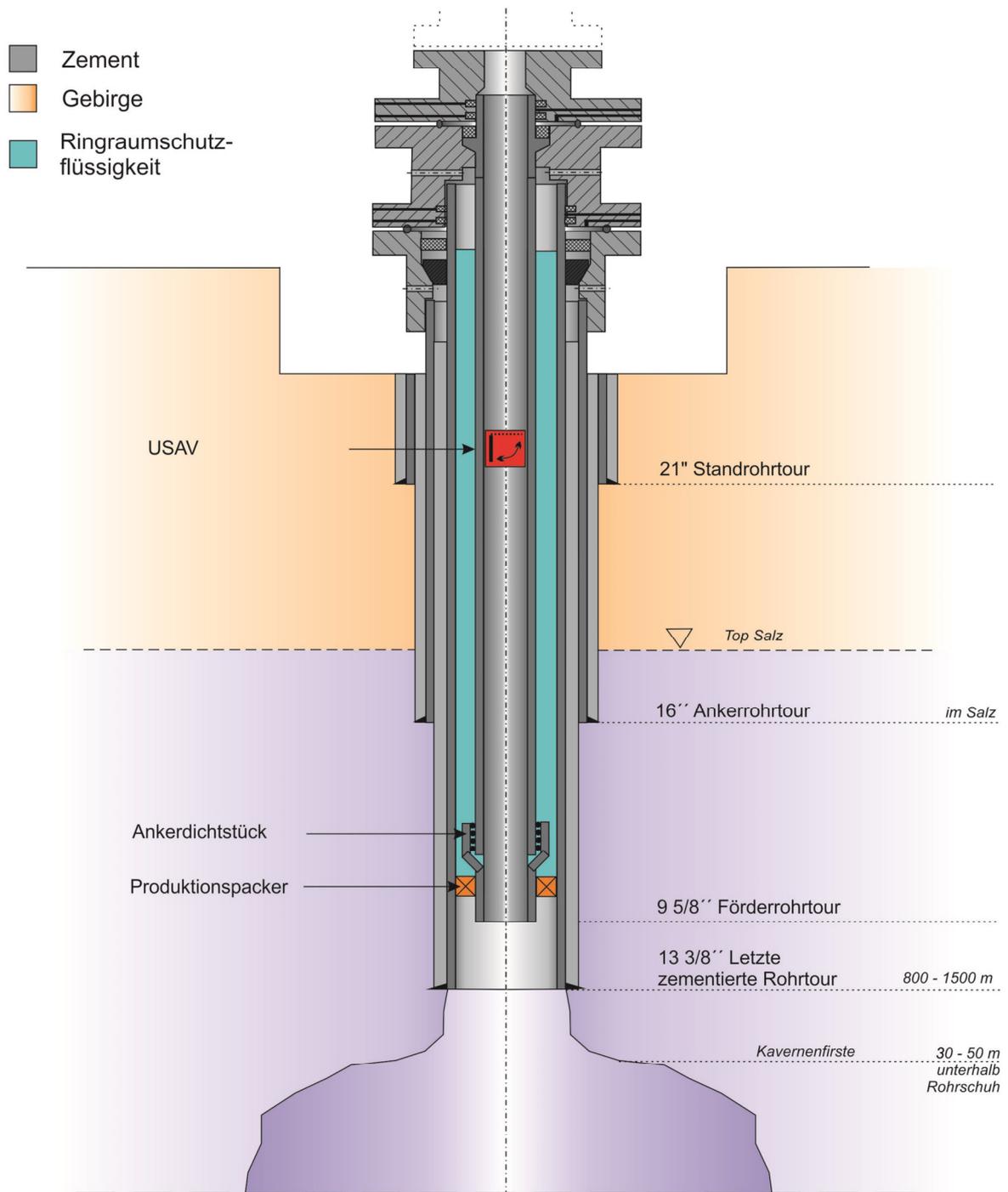


Abbildung 8-1: schematische Darstellung einer Packerkomplettierung für die Erdgasspeicherung - Stand der Technik

8.1.3 Auslegung der untertägigen technischen Anlagen für die Speicherung von sCO₂

8.1.3.1 Randbedingungen und Verrohrungsszenarien

Die für eine wirtschaftliche Energiespeicherung von sCO₂ erforderlichen Entnahme- und Einpressraten erfordern gegenüber der Erdgasspeicherung wesentlich größere Förderquerschnitte. Der Ausbau einer Bohrung erfolgt teleskopartig. Die gewünschte Erhöhung des Förderquerschnittes stellt sich somit als Optimierungsaufgabe dar. Folgende Randbedingungen waren zu berücksichtigen:

- Regelwerke zur Dimensionierung unterirdisch verbauter Rohrtouren (Standards, Materialgüten, Sicherheiten)
- Belastungen der Rohrtouren abgestellt auf die zu erwartende geologische Struktur und die prognostizierten Teufen und Betriebsparameter (Lastfälle)
- Materialeignung hinsichtlich der Korrosionsbeständigkeit
- Handling der Rohrtouren (Hakenlast, Ringspiel)
- Verfügbarkeit Bohranlage (Hakenlast)
- Verfügbarkeit Rohrmaterial entsprechend Regelwerk
- Verfügbarkeit Komplettierungsequipment in der gewünschten Dimension.

Verfahrensbedingt sind bei einfacher Auslegung zwei Kavernen in unterschiedlicher Teufe notwendig (Hoch- und Niederdruckkaverne). Für die Dimensionierung der Bohrlochverrohrung und Optimierung des Förderquerschnittes wurde zur Vereinfachung nur die Hochdruckkaverne, also die tiefere Kaverne betrachtet. Ausgehend vom prognostizierten maximalen Betriebsdruck von 300 bar ergibt sich eine Rohrschuhteufe der LzRT von 1500 m.

Folgende Verrohrungsszenarien wurden betrachtet:

Abbildung 8-2: Schematische Darstellung Packerkomplettierung

Tabelle 8-1 Szenarien Rohrtourdimensionierung

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ankerrohrtour (verschraubt)	20"	24"	30"
Produktionsrohrtour	16"	20"	24"

(verschweißt)			
Förderrohrtour (verschweißt)	13 3/8"	16"	20"

Die Betrachtungen erfolgten mit der Berechnungssoftware Landmark (Version 5000.15.0) auf der Grundlage des BVEG Leitfadens Futterrohrberechnung (WEG, 2006) und der API 5 CT (API, API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing, Eighth Edition,, Eighth Edition).

Die als Berechnungsgrundlagen getroffenen Annahmen werden im nachfolgenden Abschnitt aufgeführt.

8.1.3.2 Berechnungsgrundlagen und Annahmen für die Rohrdimensionierung

Die nachfolgend getroffenen Annahmen für die geologischen Randbedingungen sind standortspezifisch. Das bedeutet, wenn die Auslegung von Bohrungen für eine bestimmte Lokation vorgenommen wird, müssen die getroffenen Annahmen an die tatsächlichen Werte des Standortes angepasst werden.

Geologie

Für die Berechnung der Sicherheitsbeiwerte wurde lediglich eine stark vereinfachte geologische Struktur angenommen, untergliedert in:

- Überlagerungsgebirge (Top Hole): 0 – 1250 m;
- Hutgestein (Caprock): 1250– 1300 m;
- Steinsalz (Salt): 1300 – 1800 m (200 m Hangendsalz).

Porendruck

Aus der o.g. angenommenen Geologie resultieren folgende Annahmen für die Porendrücke.

Tabelle 8-2: Annahmen Porendruck

Vertikalteufe (TVD)	Porendruck	Äquivalenzdichte (EMW)	Permeable Zonen
(m)	(bar)	(kg/m ³)	
0,0	0	1000	nein
1250,0	128,7	1050	nein
1300,0	153,0	1200	nein
1500,0	176,5	1200	nein

Frac-Druck

Aus der o.g. angenommenen Geologie resultieren folgende Annahmen für den Fracdruck, das ist die Maximale Belastung, welcher das Gestein in der genannten Teufe ausgesetzt werden kann, bei der Risse auftreten würden.

Tabelle 8-3: Annahmen für Frac-Druck

Vertikalteufe (TVD)	Frac-Druck	Äquivalenzdichte (EMW)
(m)	(bar)	(kg/m ³)
0,0	0,0	1800
1500,0	264,8	1800

Geothermal Gradient

Oberflächentemperatur: 12 °C

Temperaturgradient: 3 °/100 m

Plastische/Drückende Formationen

Da noch kein Standort bekannt ist, wurde entsprechend BVEG-Richtlinie ein Überlagerungsdruck von 0,230 bar/m angenommen. Es ist jedoch zwingend erforderlich, nach der Standortfestlegung die Realdaten für die Gesteinsdichte zur Berechnung und Auslegung der Futterrohre zu berücksichtigen.

Im Deckgebirge wurde vereinfachend ein lateraler Gebirgsdruck von 60 % des Überlagerungsdrucks angenommen ($\mu = 0,375$); im Salinar herrscht hydrostatischer Spannungszustand ($\mu = 0,5$).

Tabelle 8-4: Annahmen für Plastische/Drückende Formationen

Zone	Top TVD	Basis TVD	Überlagerungsdruck am Top		Überlagerungsdruck an der Basis	
			(bar)	(kg/m ³)	(bar)	(kg/m ³)
	0,0	1300,0	0,0	0,0	179,5	1408
	1300,0	1500,0	299,1	2346	345,1	2346

Bohrlochverlauf

Die Bohrung wird als vertikal angenommen. Für den Fall einer Bohrung im S-Shape sind die Sicherheitsbeiwerte gesondert zu ermitteln, da zusätzliche Biegespannungen die Rohrtouren belasten.

Bohrlochbarriere-System

Entsprechend DIN EN ISO 16530-1 - 2017-11 (DIN16530, 2017) und Technischer Regel "Bohrungsintegrität" (BVEG, 2017) des BVEG sind mindestens zwei Bohrlochbarrieren zu realisieren. Unabhängig von der Möglichkeit einer Packerkomplettierung wird berücksichtigt, dass die Ankerrohrtour bis ins Caprock-Gebirge hinein reicht.

Sowohl Anker- als auch Produktionsrohrtour sind bis zu Tage geführt, der Hinterrohrbereich wird durchgehend zementiert.

- Produktionsdaten
- Packerteufe: ca. 1500 m
- Kavernendruck: 150 bis 300 bar
- Temperatur: 50 bis 100 °C

Im Resultat der Annahmen ergeben sich folgende Verrohrungsteufen:

- Standrohrtour nicht berücksichtigt
- Ankerrohrtour 1270 m (Absetzteufe ca. 20 m im Caprock-Gebirge)
- Produktionsrohrtour 1500 m (entsprechend Aufgabenstellung)

Die Solstränge wurden nicht berechnet bzw. ausgelegt. Erfahrungsgemäß lässt sich aber festhalten, dass die üblichen Belastungen des Solbetriebs keine Probleme darstellen.

Sicherheitsfaktoren

Folgende Sicherheitsfaktoren werden berücksichtigt:

- Kollapsfestigkeit 1,0
- Innendruckfestigkeit 1,1
- Axialfestigkeit Rohrkörper (Zug) 1,25
- Axialfestigkeit Rohrkörper Ankerrohre (Druck) 1,1
- Axialfestigkeit Verbinder (Zug) < 13 3/8" 1,6
- Axialfestigkeit Verbinder (Zug) ≥ 13 3/8" 1,8
- Axialfestigkeit Verbinder Ankerrohre (Druck) 1,1
- Triaxialfestigkeit 1,25

8.1.3.3 Ergebnisse Dimensionierungsberechnungen

Es wurde eine grobe Bohrungsplanung durchgeführt, um auf Basis der zuvor definierten Annahmen die erforderlichen Rohrteufen, Abstufung der Rohrdurchmesser des telekopartig aufgebauten Bohrungsausbaues und deren Wandstärken zu ermitteln. Dafür wurde die Berechnungssoftware Landmark (Version 5000.15.0) verwendet. Das Programm hilft darüber hinaus dabei die Dauer der Bohrungsarbeiten, erforderliche Werkzeuge und Bohrgeräte auszulegen und deren Abnutzungsverhalten vor auszuplanen. Diese Informationen fließen in die Kostenschätzung (Abschnitt 10.2) ein, werden hier jedoch nicht im Detail dargestellt. Die nachfolgende Tabelle 8-5 zeigt die Ergebnisse der Dimensionierungsberechnungen für drei Szenarien. Diese unterscheiden sich hinsichtlich des Enddurchmessers der fertigen Speicherbohrung. Die Berechnungen dienten somit der Ermittlung der maximal möglichen Förderquerschnitte.

Tabelle 8-5: Ergebnisse der Dimensionierungsberechnungen

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ankerrohrtour	<p>OD: 20" Weight: 169,00 lb/ft WD 20,62 mm Grade: API N80 ID: 18,376" Drift: 18,189" Con.: mind. API BTC</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,56 p_a: 1,19 axial: 2,17 triaxial: 2,33 compression: 2,14</p> <p>max. Abtrag (WS) 0,059" / 7,3 %</p>	<p>OD: 24" Weight: (245,60 lb/ft) WD 27,81 mm Grade: X-52 (API 5L) ID: 22,000" Drift: 21,813" Con.: welded max. p_a: 180,1 bar</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 2,55 p_a: 1,03 axial: 1,49 triaxial: 1,49 compression: 1,35</p>	<p>OD: 30" Weight: (376,87 lb/ft) WD 31,11 mm Grade: X-60 (API 5L) ID: 27,550" Drift: 27,363" Con.: welded max. p_a: 180,5 bar</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 2,88 p_a: 1,03 axial: 1,65 triaxial: 1,65 compression: 1,73</p>
Produktionsrohrtour (=LZRT)	<p>OD: 16" Weight: 147,00 lb/ft</p>	<p>OD: 20" Weight: (204,10 lb/ft)</p>	<p>OD: 24" Weight: (315,51 lb/ft)</p>

	<p>WD 23,01 mm Grade: API N80 ID: 14,188" Drift: 14,001" Con.: welded</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 2,06 p_a: 1,32 axial: 2,26 triaxial: 1,86</p> <p>max. Abtrag (WS) 0,105" / 11,6 %</p>	<p>WD 25,53 mm Grade: API N80 ID: 17,990" Drift: 17,802" Con.: welded max. p_a: 348,3 bar</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,83 p_a: 1,01 axial: 2,21 triaxial: 1,66</p>	<p>WD 33,02 mm Grade: X-60 (API 5L) ID: 21,400" Drift: 21,212" Con.: welded max. p_a: 345,8 bar</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,48 p_a: 1,00 axial: 1,62 triaxial: 1,32</p>
Förderrohrtour	<p>OD: 13 3/8" Weight: 80,70 lb/ft WD 14,73 mm Grade: API N80 ID: 12,215" Drift: 12,059" Con.: welded Vorspannung: 386 t</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,20 p_a: 1,58 axial: 1,47 triaxial: 1,47</p> <p>max. Abtrag (WS) 0,095" / 16,4 %</p>	<p>OD: 16" Weight: 128,00 lb/ft WD 19,84 mm Grade: API N80 ID: 14,438" Drift: 14,251" Con.: welded Vorspannung: 619 t</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,35 p_a: 2,14 axial: 1,51 triaxial: 1,51</p> <p>max. Abtrag (WS) 0,201" / 25,7 %</p>	<p>OD: 20" Weight: 169,00 lb/ft WD 20,62 mm Grade: API N80 ID: 18,376" Drift: 18,189" Con.: welded Vorspannung: 811 t</p> <p>Sicherheitsfaktoren p_i: 1,12 p_a: 1,37 axial: 1,43 triaxial: 1,39</p> <p>max. Abtrag (WS) 0,087" / 10,7 %</p>
	<p>grün Hersteller bekannt/möglich rot Hersteller nicht bekannt</p>		

Die farbliche Markierung verdeutlicht die Verfügbarkeit der Rohre in den genannten Abmessungen und erforderlichen Materialgütern und Wandstärken. Sie zeigt, dass für die Szenarien 2 und 3 Rohre zu beschaffen wären, die nicht im Standard Portfolio der Hersteller sind. Die

Verfügbarkeit wäre zu klären. Weiterhin ist die Verfügbarkeit von Bohranlagen mit den geforderten Hakenlasten sehr eingeschränkt in Europa.

8.1.3.4 **Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften des Förderstranges**

Casings und Tubings verlassen das Herstellerwerk als reines Stahlprodukt. Qualitätssteigernde Maßnahmen, wie beispielsweise das Aufbringen einer Innenbeschichtung, erfolgen nachträglich durch einen entsprechenden Service. Dabei wird die Beschichtung entsprechend seiner speziellen chemischen und mechanischen Eigenschaften unter Einhaltung festgeschriebener Technologien werksseitig aufgetragen.

Die Beschichtungen werden vorzugsweise zur Verbesserung der Abriebfestigkeit und als Korrosionsschutzmaßnahme zur Maximierung der Lebensdauer der Rohrleitungen aufgebracht.

Erfreulicher Nebeneffekt ist dabei die Verringerung der Rauigkeit der Oberfläche. Je nach Herstellungsart (gezogen, verschweißt) werden bei neuen Stahlrohren Rohrrauigkeiten von ca. 0,1 mm erreicht. Durch eine Innenbeschichtung ergibt sich eine Oberflächenbeschaffenheit mit einer Rauigkeit von ca. 0.005 mm.

Die Machbarkeit ist hinsichtlich des verschweißten Einbaus der Förderrohrtour zu prüfen.

8.1.3.5 **Bewertung der Ergebnisse**

Begrenzender Lastfall bei der Auslegung der Verrohrung ist der zu erwartende Außendruck in der prognostizierten Teufe von ca. 1500 m. Entsprechend dem anzuwendenden Regelwerk API 5CT (API, API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing, Eighth Edition,, Eighth Edition) ist für die Außendruckfestigkeit (Collapse Strength) der Sicherheitsfaktor 1,0 anzuwenden. Der Nachweis ist gegen ein vollständiges Leerlaufen zu erbringen.

Die sich daraus ergebenden Wanddicken und Materialgüten sind nicht unkritisch. Das Thema Korrosionsabschlag wurde bei den Betrachtungen noch nicht berücksichtigt.

Die Fertigung untertägig zu verbauender Rohre erfolgt nach API 5CT (API, API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing, Eighth Edition,, Eighth Edition). Aus technologischen Gründen ist die Produktpalette gerade bei Dimensionen $\geq 20''$ sehr beschränkt. Ein Ausweichen auf Pipeline-Rohre nach API 5L (API, API specification 5L, Line Pipe, , 46th edition) ist für die Ankerrohrtour denkbar, bedarf aber einer Klärung. Hinsichtlich der Materialgüte des Rohrmaterials ist von einer min. Steckgrenze von 80.000 PSI auszugehen.

Letztendlich ist bei Ansatz der beschriebenen Randbedingungen nur bei Szenario 1 (13 3/8" Förderrohrtour) ein 100 % Einsatz von Rohrmaterial nach API 5CT sicher gestellt. Bei den Szenarien 2 und 3 ergibt sich bei gleichem Anspruch mit den am Markt verfügbaren Rohrma-

aterialien eine maximale Rohrschuh Teufe von ca. 585 m, was hinsichtlich der erforderlichen maximalen Speicherdrücke nicht ausreichend ist.

Die Beschaffung geeigneter Rohre für den konkreten Einsatzfall stellt ein Problem dar.

Grundsätzlich wird für die Förder- und Produktionsrohrtour der verschweißte Einbau empfohlen. Die Vorteile für den Betrieb sind unumstritten, ebenso ergeben sich durch den Wegfall der Verbinder günstigere Bedingungen zur Beschaffung sowie Haltbarkeit und Dichtheit.

Die Themen Korrosionsbeständigkeit und Schweißbarkeit werden in Kapitel 8.3.3 näher untersucht.

Zur Erhöhung des hydraulischen Wirkungsgrades besteht die Möglichkeit der Innenbeschichtung der Förderrohrtour. Das Verschweißen der Rohrenden ist hinsichtlich des Schutzes der inneren Beschichtung zu prüfen.

Resultierend aus den notwendigen dickwandigen Rohren ergeben sich sehr hohe axiale Lasten von über 500 t. Die Verfügbarkeit von Bohranlagen mit einer entsprechenden Hakenlast ist in Deutschland eingeschränkt.

Aus wirtschaftlichen Gründen (Stahlpreis, Schweißen) sowie zur Reduzierung der Bohranlagengröße können die Rohrtouren in der Detailplanung entsprechend der Belastung sektionsweise dimensioniert werden. In der jetzigen Phase der Machbarkeitsstudie wurde lediglich eine über die gesamte Strecke einheitliche Rohrdimension angenommen.

Vorzugsweise kommen in der Kavernenspeichertechnik für die LzRT die Dimensionen 11 3/4“ und 13 3/8“ zum Einsatz. Bei Ausnutzung eines minimalen Ringspiels ist eine Weiterverrohrung (Förderrohrtour) mit den Dimensionen 8 5/8“ und 9 5/8“ möglich. Hinsichtlich der Komplettierungselemente (Packer, Verflansungen, Armaturen) bestehen für diese Dimensionen kaum Einschränkungen.

Wie auch beim Rohrmaterial bietet der Markt für größere Dimensionen (>9 5/8“) kaum oder keine Lösungen für Komplettierungselemente an. Bei einer optimistischen Betrachtung scheint eine spätere 13 3/8“ – Komplettierung in einer 16“ LzRT machbar. In diesem Fall ist von Sonderlösungen auszugehen. Genaueres wird in den entsprechenden Unterabschnitten des Kapitels 8.3 erläutert.

8.1.3.6 Fazit Verrohrungsschema

Ausgehend vorangehender Betrachtungen hinsichtlich der Dimensionierung und der Verfügbarkeit von sowohl Rohrmaterial als auch Komplettierungselementen kann in der weiteren Bearbeitung von folgendem Verrohrungsschema ausgegangen werden:

Ankerrohrtour x LzRT x Förderrohrtour: 20" x 16" x 13 3/8"

Das Verrohrungsschema ist in nachfolgender Abbildung 8-3 dargestellt.

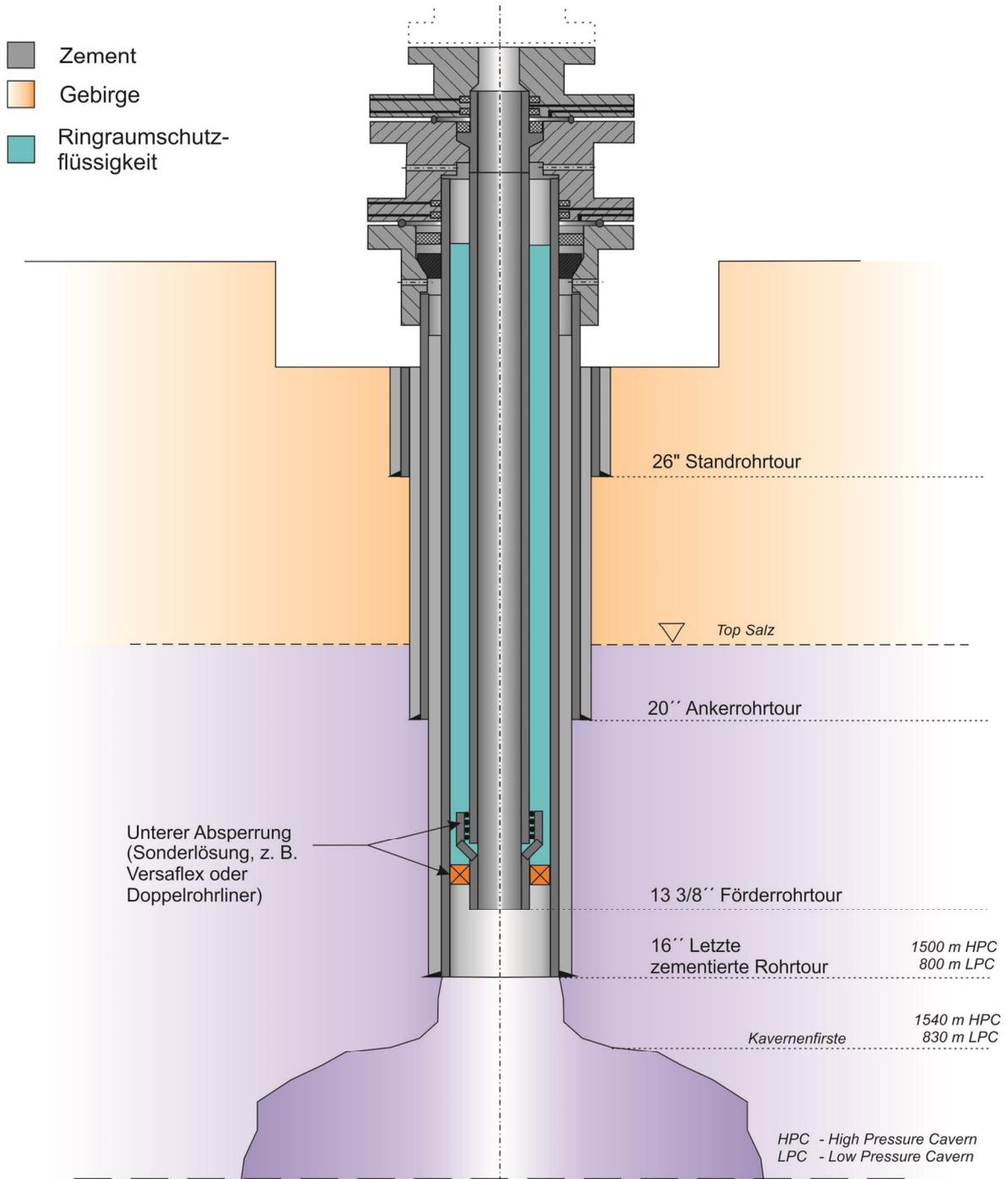


Abbildung 8-3: schematische Darstellung einer für ESSCO2 geeigneten und realisierbaren Kavernenkomplettierung

8.1.4 Kavernenherstellung

Nach Fertigstellung der Tiefbohrung folgt die eigentliche Kavernensolung. Die spätere 13 3/8“ Förderrohrtour ist dabei noch nicht installiert.

Der Solprozess dauert mehrere Jahre. Aus Gründen der Kosteneffizienz, der Genehmigungsfähigkeit und der geologischen Sicherheit ist von der Erstellung der sCO₂-Speicherkavernen in einem bestehenden Solfeld auszugehen und die dortige Infrastruktur zu nutzen. Diese gibt dann wiederum die wesentlichen Solbetriebsparameter vor, oder beeinflusst diese zumindest. Da im Rahmen dieser Forschungsvorhabens keine Standortauswahl getroffen wird, werden für die Solkonzeption zunächst realistische Annahmen getroffen.

8.1.4.1 Prinzip Kavernenherstellung

Nach Fertigstellung der Bohrung und des initialen Dichttestes werden zwei Solstränge konzentrisch in der Bohrung abgehängt (nicht zementiert). Der Ringraum zwischen IZRT und äußerem Solstrang wird mit einem Schutzmedium (Blanket) befüllt. Dieses verhindert die Entwicklung des Hohlraumes in vertikaler Richtung. Es wird während des Solprozesses mehrfach nach oben verlagert und dient somit der Steuerung des Solprozesses bzw. der Entwicklung der Hohlraumform.

Der Ringraum zwischen innerer in äußerer Solrohrtour sowie der Steigraum (innere Solrohrtour) werden zum Einpumpen von Frischwasser bzw. Dünnsol und zur Auslagerung der verdrängten Sole genutzt. Die Richtung kann dabei gewechselt werden. Üblicherweise wird mit dem Solen in direkter Richtung begonnen (Wasser in Steigraum einpumpen, verdrängte Sole über RR zwischen innerem und äußerem Solstrang auslagern). Die Mehrzahl der folgenden Etappen wird in indirekter Richtung gesolt.

8.1.4.1.1 Gesamtablauf

Der Solprozess verläuft in Schritten bzw. Etappen. Übliche Etappenlängen sind 50.000 m³ bis 100.000 m³. Nach jeder Etappe erfolgt eine Zwischenvermessung zur Kontrolle der geschaffenen Hohlraumkontour. Entsprechend der Ergebnisse kann die Solplanung im Verlauf des Gesamtprozesses angepasst werden.

Für ideale Messbedingungen und auch für die Anpassung der Längen der Solrohrtouren sind Workover nach jeder Etappe erforderlich. Dazu erfolgen die Arbeitsschritte:

- Aufsättigung
- Auslagerung Blanket und Entspannen der Kaverne
- Aufbau Workoveranlage (Winde)
- Ausbau der inneren Solrohrtour und Anheben der Äußeren Solrohrtour
- Echometrische Vermessung der Hohlraumkontour
- Wiedereinbau der Solinstallation in neu festgelegten Teufen
- Abbau Workoveranlage
- Einpumpen und Einstellen Blanketspiegel in neu festgelegter Teufe

Bei planmäßiger Entwicklung, gut bekannter Geologie und wenn die Neueinstellung der Rohrlängen nicht erforderlich ist (bzw. mit alternativen Methoden möglich ist), können Zwischenvermessungen mitunter auch ohne einen Workover durch die Solrohre ausgeführt werden.

8.1.4.1.2 Betriebsart, Lösemittel

Als Lösemittel kommen grundsätzlich Wasser aus verschiedenen Quellen oder Dünnsale in Frage. Man unterscheidet zwischen offenen Systemen und geschlossenen Kreisläufen mit folgenden obertägigen Komponenten:

Offenes System Wasser-Sole

- Wasserentnahme/Breitstellung
- Verrohrung
- Wasserpumpen,
- Soleabsetzbecken
- ggf. Soleaufbereitung
- Solepumpen
- Soleabstoß (Verwertung oder Entsorgung)
- Blanketanlage (abhängig vom Medium)

Geschlossener Kreislauf Dünnsale-Dicksale

- Verrohrung
- Dünnsalepumpe
- Soleaufbereitung
- Salzzug
- Blanketanlage (abhängig vom Medium)

Für die Solung einer Kaverne werden mehrere Millionen Kubikmeter Wasser bzw. Dünnsale benötigt und müssen entsprechend in Form von Sole wieder entsorgt oder abgegeben werden. Diese beiden Punkte sind entscheidend für die Standortwahl und die Geschwindigkeit des Prozesses.

8.1.4.1.3 Blanket

Der Salzlösungsprozess läuft in vertikaler Richtung 2 - 3 Mal schneller ab als in horizontaler Richtung. Zur Steuerung der vertikalen Hohlraumentwicklung sowie zum Schutz des Kavernehalses und der LZRT vor Auskesselungen und Hintersolung ist ein Schutzmedium erforderlich, nachfolgend Blanket (=Decke) genannt.

Als Blanketmedium kommen Fluide in Frage, die folgende Eigenschaften aufweisen:

- nicht salzlösend

- geringere Dichte als Wasser/Sole
- nicht oder nur geringfügig löslich in Wasser/Sole
- möglichst nicht korrosiv
- sollte Sole nicht kontaminieren

Blanketmedien können gasförmig oder flüssig sein, die Art des Blankets bringt verschiedene Vorteile (+) und Nachteile (-) mit sich, diese sind in Tabelle 8-6 gegenübergestellt.

Tabelle 8-6: Vor- und Nachteile verschiedener Blanketarten

Gasförmiges Blanket	Flüssiges Blanket
<p><u>Stickstoff</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + keine Umweltrisiken: „saubere“ Sole, einfache Entsorgung (Ausblasen) + nicht korrosiv + genehmigungsfähig - Handling (kompressibel, löslich, hohe Drücke! Schwankungen mögl.) - gasdichte Verbinder erforderlich - nicht wiederverwendbar (teuer) 	<p><u>Öl</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + wiederverwendbar (günstig) + schützt gegen Korrosion - Einstufung als Umweltrisiko - brennbar - verbleibendes Blanket beeinflusst Gasbetrieb
<p><u>Luft</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + günstig und verfügbar + keine Umweltrisiken - korrosiv 	<p><u>Sonstige Blanketmedien wie Ethanol, Propylen, Diesel, Benzin (selten)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + wiederverwendbar + schützt gegen Korrosion - Einstufung als Umweltrisiko - brennbar - verbleibendes Blanket beeinflusst Gasbetrieb
<p><u>Erdgas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ex-Schutz - Handling 	

Mit Abstand am häufigsten kommen Stickstoff und Öl in der Kavernenherstellung bzw. Salzgewinnung zum Einsatz. Bei aktuellen Neubauten überwiegt der Stickstoff. Wegen des ge-

ringeren Kontaminationsrisikos wird er auch zur Herstellung der sCO₂ Speicherkavernen favorisiert, dies ist jedoch Standortabhängig.

8.1.4.2 Solkonzept

Für die Entwicklung der untertägigen Anlagen wurden in Diskussion mit den Projektpartnern die in Abbildung 8-4 dargestellte Kavernendimensionierung erarbeitet und als Grundlage für die weiteren Betrachtungen festgelegt.

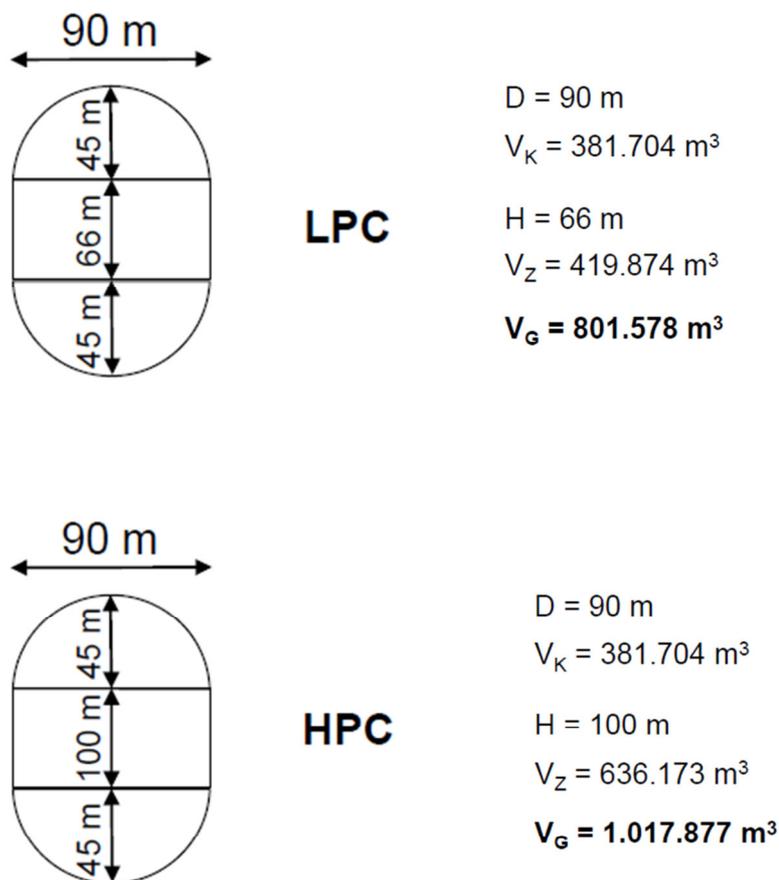


Abbildung 8-4: Entwurfparameter Kavernendimensionierung als Zielvorgabe für das Solkonzept

Um diese Zielvorgaben zu erreichen wurden zwei Solkonzepte entwickelt, die die Herstellung je einer LPC und einer HPC entwerfen.

Dazu wurden folgende idealisierte Solparameter angenommen:

- Blanketmedium : Stickstoff
- Kavernenhals 30 m
- äußerer Solstrang 13 ¾“
- innerer Solstrang 8 5/8“
- reines Steinsalz ohne bevorzugte Solrichtung (symmetrische Entwicklung)
- Anteil Unlösliche Bestandteile 3%
- Schütffaktor unlösliche Bestandteile 1,3
- Solrate 150 - 300 m³/h

Die Solung erfolgt in 8 (LPC) bzw. 11 Etappen (HPC) á 100.000 m³, wobei die erste und letzte Etappe jeweils kürzer sind. Nach jeder Etappe erfolgt der Ausbau der Solrohre, die Vermessung der gesolten Kontour und der anschließende Wiedereinbau der Solrohre in angepasster Teufe. Hier besteht in der Detailplanung noch Optimierungspotential, hinsichtlich der Anzahl der Workover.

Die detaillierten Solkonzepte sind in Anlage 6-1 und 6-2 dargestellt. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen:

Tabelle 8-7: Zusammenfassung Soldaten

	Nettovolumen (m³)	Kavernendach (m)	Anzahl Etappen	Gesamtdauer inkl. Workoverzeiten (d)
LPC	801.000	830	9	1.065
HPC	1.018.000	1.540	11	1.294

8.1.4.3 Betriebsdaten für Soltechnische Anlagen

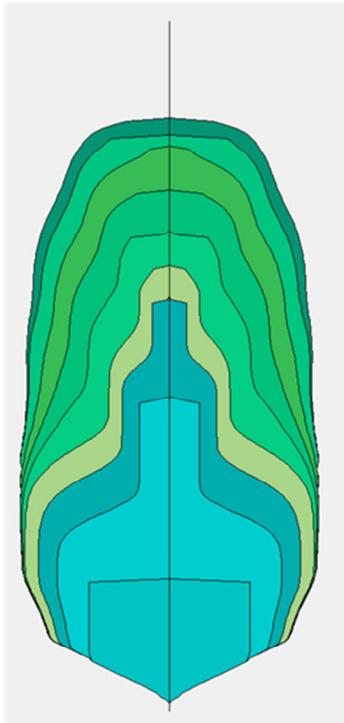
Es wird davon ausgegangen, dass aus Kostengründen die Errichtung eines sCO₂-Energiespeichers nur im Bereich eines bestehenden Solfeldes wirtschaftlich sinnvoll ist. Es ist entsprechend die Nutzung vorhandener soltechnischer Anlagen anzunehmen. Die vorhandenen Anlagen geben ihrerseits die realisierbaren Raten und Drücke vor, und haben somit ggf. Einfluss auf die tatsächliche Dauer des Solprozesses.

Exemplarisch seien in Tabelle 8-8 einige Auslegungsparameter benannt, die sich aus o.g. Solparametern ergeben würden:

Low pressure cavern (LPC)

LCC at 800 m

Volume 800.000 m³



D = 90 m
 $V_K = 381.704 \text{ m}^3$
 H = 66 m
 $V_Z = 419.874 \text{ m}^3$
 $V_G = 801.578 \text{ m}^3$

High pressure cavern (HPC)

LCC at 1500 m

Volume = 1.000.000 m³



D = 90 m
 $V_K = 381.704 \text{ m}^3$
 H = 100 m
 $V_Z = 636.173 \text{ m}^3$
 $V_G = 1.017.877 \text{ m}^3$

Abbildung 8-5 Darstellung der überlagerten Konturen der einzelnen Soletappen LPC (links) und HPC (rechts), nicht maßstäblich

Tabelle 8-8: Auslegungsparameter für Soltechnische Anlagen, entsprechend exemplarischen Solparametern

	LPC	HPC
Erforderlicher maximaler Blanketdruck:	104 bar	173 bar
Solrate	150-300 m ³ /h	150-300 m ³ /h
Erforderlicher maximaler Fließdruck am Kavernenkopf (Wasser)	36 bar	54 bar
Anfallende Solemenge:	6,0 Mio m ³	7,3 Mio m ³

Die Auslegung der Solprozesspumpe würde sich bei Neuerrichtung einer Anlage am maximal erforderlichen Kopfdruck ausrichten, hier demnach 54 bar zzgl. eines Sicherheitsaufschlages. Bei Nutzung von Altanlage bestimmen dies der realisierbaren Druck und damit die Dimensionierung der Solrohre und /oder die realisierbare Solrate.

Mit den genannten Beispieldaten würde sich für den temporären Solkopf die Druckstufe 3000 PSI (API, 6A - Wellhead and tree Equipment, 6A) erforderlich machen. Zum Zeitraum der

Solung ist vom späteren Kavernenkopf für den Speicherbetrieb nur der Grundflansch installiert, welcher bereits auf den maximalen Speicherdruck ausgelegt sein muss und somit die Druckstufe 5000 PSI aufzuweisen hat.

Die äußere 13 3/8“ Solrohrtour muss den Belastungen während des Solbetriebes standhalten. Bei Verwendung von Stickstoff als Blanket ist eine hohe Außendruckfestigkeit gefordert, welche für den zu erwartenden Differenzdruck von $173 \cdot 1,1 = 191$ bar nur mit hohen Materialgüten und Wandstärken realisierbar ist. In der Detailplanung sollte die Kombination verschiedener Wanddicken erwogen werden, abnehmend nach unten, mit abnehmendem Differenzdruck. Insbesondere für die tiefere HPC wären andernfalls sehr hohe Hakenlasten bei jedem Workover notwendig, was einen starken negativen Einfluss auf die Kosten dieser wiederkehrenden Maßnahmen hätte.

8.1.5 Temporäre Anpassung der Untertageinstallation zur Erstbefüllung

Nach Beendigung des Solprozesses erfolgen ein erneuter Dichtigkeitstest (siehe 8.4.1), der Einbau der Förderrohrtour (siehe 8.3), Aufbau des Kavernenkopfes für den Speicherbetrieb, der Einbau der Soleentleerungsrohrtour und der finale Funktionsnachweis (siehe 8.4.2).

Die Soleentleerungsrohrtour hat üblicher Weise Maße zwischen 3 1/2“ und 6 5/8“. Der Querschnitt beeinflusst u.a. die realisierbare Soleförderrate. Für die sCO₂ –Speicherkavernen wird ein 5“ Entleerungsstrang vorgeschlagen. Dieser wird bis ca. 1-2 m oberhalb des Kavernensumpfes frei hängend eingebaut. Abhängt wird der Entleerungsstrang in einem temporären Aufbau auf dem Speicherbetriebskopf. Dieser sogen. Entleerungskopf besteht aus einem Hangerspool, in dem der Flutstang mittels eines Formhangers abgelandet wird, einer primären und sekundären Absperrarmatur, die den solegefüllten Steigraum abdichten können sowie einem seitlichem Abgang zur Fortleitung der Sole.

Die Soleentleerungsrohrtour wird nach Ende der Erstbefüllung wieder ausgebaut, um den vollen Querschnitt der Förderrohrtour für die Ein- und Ausspeicherung des sCO₂ zur Verfügung zu haben.

8.2 Auswirkungen des Speichermediums sCO₂ auf Werkstoffe, Materialauswahl

8.2.1 Zementauswahl

Die für die Tiefbohrindustrie eingesetzten Zemente müssen eine Reihe von speziellen Aufgaben erfüllen. Deshalb wurden im Laufe der Zeit spezielle Tiefbohrzemente entwickelt, die vom American Petroleum Institute (API) genormt wurden, und somit weltweit vergleichbar sind.

Der auch heute vielfach verwendete Portland-Zement gilt als sogenannter Basiszement. Je nach den zu der Grundsubstanz zugegebenen Zuschlagstoffen entstehen verschiedene Spezialzemente, die dem Zement bestimmte Eigenschaften wie Festigkeit, Temperaturbeständigkeit oder Beständigkeit gegen verschiedene Stoffe verleihen.

Das Abbinden von Portland-Zement basierten Systemen ist ein chemisch hochkomplexer Vorgang.

Der Einfluss von CO₂ auf Portlandzement ist nicht neu. Zement ist ein kritisches Material, da es sehr reaktionsfähig ist. Da bei der Rohrzementation einer zukünftigen Speicherkaverne während der Abbindung noch kein Kontakt zu dem späteren Speichermedium besteht, spielt der Einfluß von CO₂ für den Abbindevorgang keine Rolle. Anders sieht es mit dem Vorhandensein von sCO₂ während des Betriebes im Hinblick auf Haltbarkeit und Lebensdauer aus. Unter absolut trockenen Bedingungen ist ein Eindringen von sCO₂ in den Zementstein und damit das Korrosionspotential zu vernachlässigen. Deutlich anders stellt sich das Korrosionsverhalten in Gegenwart von Feuchtigkeit/Wasser dar. Durch die Anwesenheit von Wasser kommt es zur Umbildung von unlöslichen in lösliche Bestandteile, welche über die Zeit ausgewaschen werden. Die so erzeugte Permeabilität wiederum befördert ein weiteres Eindringen von sCO₂. Ein Ansatz zur Erhöhung der Korrosionsbeständigkeit von Portlandzement besteht im Zusatz von bestimmten Zuschlagstoffen (z.B. Hüttensand) oder Latex-Polymeren. Erfolge wurden auch mit Nano-Gals-Partikeln erzielt (Tiong, 2020). Diese Maßnahmen verhindern die Korrosion jedoch nicht gänzlich.

Die Literatur streitet sich derzeit darüber, wie massiv der Abbau des Zementes tatsächlich abläuft. Eine Theorie geht davon aus, dass sich die Diffusion von CO₂ in den Zementstein über die Zeit verringert und sich die Reaktionen nach wenigen Metern Eindringtiefe verlangsamt. Eine andere Theorie geht davon aus, dass bei Einsatz von Portlandzement nach Eindringen von CO₂ die Korrosion des Zementes relativ rasch fortschreitet.

Ein weiterer Ansatz zur nachhaltigen Dichtheit gegenüber sCO₂ basiert daher auf Portlandzement-reduzierten/freien Rezepturen.

In Laborversuchen und auch an realen CO₂ durchströmten Bohrungen konnten an künstlichen oder vorhandenen Schwachstellen sogenannte Selbstheilung nach Durchströmung mit trockenem CO₂ nachgewiesen werden (Reinicke, 2011). Trotz Korrosion wurde unter in-Situ-Bedingungen im Labor eine sehr deutliche Reduktion der Permabilität von Prüfkörpern mit künstlichen Schwachstellen nachgewiesen. Durch Stoffumlagerung und – umwandlung verschlossen die Minerale Calcit, Halit, Sylvinit und Larnit sowie eine Klinkerphase (Reinicke, 2011) den Hohlraum innerhalb weniger Wochen. Die Abnahme der Permeabilität von anfänglich ca. 10⁻¹³ m² auf Werte von 10⁻¹⁸ bis 10⁻²² m² kommt der technischen Dichtheit gleich.

Fazit

Grundsätzlich wird die Verwendung von Standard Tiefbohrzementen befürwortet. Für den unteren, im Kontakt mit Speichermediums stehenden Zementbereich wird die Verwendung geeigneter Zuschlagstoffe empfohlen.

8.2.2 **Korrosionsvorgänge an Metallen bei Beaufschlagung mit sCO₂**

Im folgenden Kapitel werden die Mechanismen und Auswirkungen auf metallische Werkstoffe beschrieben, die mit sCO₂ in Kontakt kommen. Unterschiedliche Einflussfaktoren wie Wassergehalt, Nebenbestandteile, Einwirkzeit und mechanische Beanspruchung werden betrachtet.

Auftretende Korrosionserscheinungen im Zusammenhang mit gasförmigen CO₂, z. B. als Bestandteil bei der Erdgas- oder Erdölförderung, sind hinreichend bekannt und untersucht. Die Auswirkungen von superkritischem CO₂ auf Werkstoffe wurden in den letzten Jahren verstärkt zum Thema von Korrosionsuntersuchungen. Eine Zusammenfassung dieser Untersuchungen zeigt (Wei, 2015) die im Folgenden zusammen mit anderen Untersuchungen dargestellt wird.

Trockenes sCO₂

Trockenes sCO₂ ohne Verunreinigungen ist nicht korrosiv bzw. führt nur zu sehr geringen Korrosionsraten. Viele Untersuchungen belegen diese Tatsache für Kohlenstoffstähle, legierte Stähle und für Nickelbasislegierungen. Wenn überhaupt eine Korrosion nachgewiesen werden konnte, waren die Raten für technische Anwendungen vernachlässigbar gering.

sCO₂ mit Wasser

Wird dem sCO₂ Wasser zugesetzt, ist ab bestimmten Gehalten eine Korrosion in Form von Flächen- oder Lochfraßkorrosion nachweisbar.

Bei geringen Mengen an Wasser in sCO₂, d.h. solange der Wassergehalt innerhalb der Löslichkeit bei gegebenen Druck und Temperaturbedingungen des sCO₂ liegt und somit kein freies Wasser vorhanden ist, sind geringe Korrosionsraten nachweisbar. Tritt freies Wasser auf, steigt die Korrosionsrate rapide an. Bei Kohlenstoffstählen kann die Korrosionsrate beispielsweise von 0,1 mm/a auf 1 mm/a anwachsen. Auch nach Erreichen der Sättigungsgrenze nimmt mit weiter steigendem Wassergehalt die Korrosionsrate nicht nur für Kohlenstoffstahl sondern auch für Cr- und Cr-Ni-legierte Stähle weiter zu. Als Erscheinungsform kann bei mit Wasser ungesättigtem und gesättigtem sCO₂ die Flächen- wie auch die Lochfraßkorrosion nachgewiesen werden.

Grenzgehalte an Wasser, bis zu denen nur geringe, für technische Anwendungen vertretbare Korrosion stattfindet, weichen bei verschiedenen Untersuchungen stark voneinander ab. Während bei einer Untersuchung bei dem Pipelinestahl X65 in wassergesättigtem sCO₂ unter einem Druck von 80 bar und einer Temperatur von 50 °C Korrosionsraten von maximal 0,1 mm/a auftraten, wurden bei anderen Versuchen mit gleichen Versuchsbedingungen aber Wassergehalten von 2650 ppm bzw. 3400 ppm, also untersättigten Lösungen, am gleichen

Stahl Korrosionsraten von 0,2 bis 1,4 mm/a als Lochfraß festgestellt. Als Grenzwerte für Wasser in sCO₂ ohne Verunreinigungen werden als technisch vertretbare Korrosionsraten Gehalte von maximal 600 ppm teilweise auch 800 – 1000 ppm angegeben. (Wei, 2015)

Hochlegierte Chromstähle und Cr-Ni-Stähle können bei 1000 ppm H₂O eine Anfälligkeit zur Muldenkorrosion aufweisen. Da die Korrosionsrate für auftretende Mulden unter 0,1 mm/a liegt, können diese Stähle als beständig und technisch einsetzbar angesehen werden.

Als ohne Einschränkungen geeignet können Nasskorrosionswerkstoffe, wie der X1NiCrMoCu32-28-7 (1. 4562) eingesetzt werden.

8.2.2.1 Angenommene Zusammensetzung des sCO₂ für die Korrosionsbetrachtungen an Werkstoffen aus der Tiefbohrtechnik

Da sCO₂ industriell auf Grund seines hohen Lösungsvermögens als Extraktion- und Destrationsmittel eingesetzt wird, kann der Einsatz von trockenem sCO₂ ohne Verunreinigungen als Arbeitsmedium für einen Kavernenspeicherkraftwerk aus ökonomischen und technischen Gründen ausgeschlossen werden. Selbst wenn die Beschaffung von reinem CO₂ für die Einspeisung unter erheblichem zusätzlichem finanziellem Aufwand möglich wäre, würde das trockene sCO₂ ohne Verunreinigungen bei der Erstbefüllung durch die in der Kaverne enthaltenen Stoffe kontaminiert und Wasser aufnehmen.

Werden in Laborversuchen dem sCO₂ Wasser und Verunreinigungen, die in technischen Prozessen entstehendes CO₂ wie z. B. bei der Kohleverbrennung beinhaltet, hinzugefügt, ist Korrosion in Abhängigkeit von der Wassersättigung und von der Höhe und Art der Verunreinigungen in Form von Flächen- oder Lochfraßkorrosion an Stählen die Folge.

Da konkrete Vorgaben zur möglichen Zusammensetzung und zum Wassergehalt des in den Kavernen eingelagerten sCO₂ bisher nicht existieren, werden für die weiteren Betrachtungen vorläufig folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 8-9: Angenommene exemplarische Zusammensetzung zur Betrachtung der Korrosionerscheinungen an Stählen aus der Tiefbohrtechnik (nach API 5C)

Herkunft des CO ₂ :	kohlebasiertes Kraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung nach dem Pre Combustion- oder Oxyfuel-Verfahren	
Chem. Zusammensetzung: (Vol%)	CO ₂	95,8 ... 99,9
	N ₂	0,01 ... 2,17
	O ₂	0,01 ... 0,90
	Ar	0,01 ... 0,63
	CO	0 ... 0,4
	CH ₄	0 ... 0,01
	H ₂	0 ... 2,0
	NO _x	0 ... 0,01
	SO ₂	0 ... 0,5
	H ₂ S	0 ... 0,6
Wassergehalt:	0,1 ... 5 g/Nm ³	
Mineralisation Kondensate:	maximal 1040 kg/m ³	

Bei den gegebenen Drücken und Temperaturen in der Niederdruck- und Hochdruckkavernen wird ein Wassergehalt zwischen 0,1 und 5 g/Nm³ angesetzt. Dieser Wassergehalt entspricht einem Bereich zwischen getrocknetem und vollständig aufgesättigtem sCO₂.

Während des Kavernenbetriebes kommt es zu Druck- und Temperaturänderungen des sCO₂, so dass bei vollständig mit Wasser aufgesättigtem sCO₂ von einem Abtauen, d. h. dem Auftreten von freiem Wasser an der Verrohrung der Kaverne ausgegangen werden kann.

Obertägig anfallende Kondensate bei der Gasspeicherung in Kavernen sind leicht mineralisiert. Für die Werkstoffauswahl wird davon ausgegangen, dass die auftretende Mineralisation der Kondensate beim Betrieb mit sCO₂ nicht oberhalb der von Formationswasser mit maximal 1.040 kg/m³ liegt.

8.2.2.2 Einfluß von Verunreinigungen im sCO₂ auf die Korrosion

In technischen Prozessen wie z. B. bei der Kohleverbrennung anfallendes CO₂ beinhaltet verschieden Verunreinigungen in unterschiedlichen Konzentrationen. Weiterhin können durch die Einsatz- und Umgebungsbedingungen Stoffe auftreten, die in Verbindung mit dem sCO₂ negative Auswirkungen auf eingesetzte Werkstoffe haben. Die einzelnen Verunreini-

ungen und Umgebungsbedingungen haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Korrosion, wie nachfolgend beschrieben wird.

Geringe Mengen an O_2 (bis 100 ppm) haben nur geringen Einfluss auf die Korrosionsrate von Stählen. Höhere O_2 -Gehalte um 4 % können einen Anstieg der Korrosionsrate durch Störung der schützenden $FeCO_3$ Deckschicht auf bis zu 1 mm/a an Kohlenstoffstählen bewirken.

Der Einfluß von SO_2 auf die Korrosionsrate von Kohlenstoffstählen ist größer als der von O_2 . Neben Kohlenstoffstählen sind durch SO_2 -Gehalte in sCO_2 auch 13Cr Stähle von Korrosion, oft mit vergleichbaren Korrosionsraten, betroffen. Beispielsweise führen Wassergehalte, die den größten Einfluss auf die Korrosion haben, unter 100 ppm zu ebenmäßiger Korrosion mit Raten von bis zu 100 $\mu m/a$. Geringe Mengen von SO_2 und O_2 in der gleichen Zusammensetzung führen aber zur Bildung von Schwefelsäure, die Lochfraßerscheinungen hervorrufen kann.

Der NO_2 -Einfluss auf die Korrosionsrate von Kohlenstoffstählen ist durch die Umwandlung von NO_2 und H_2O zu HNO_3 , verbunden mit starkem pH-Wert-Abfall, größer als der Einfluss von SO_2 . NO_2 -Anteile im sCO_2 verstärken die Neigung von Kohlenstoffstählen zur Lochfraßkorrosion.

Ein Einfluß von H_2S auf die Korrosionsraten ist nur oberhalb der Wasserlöslichkeitsgrenze von Bedeutung.

HCl senkt den pH-Wert von ausfallendem Wasser und führt damit zu hohen Korrosionsraten bei Kohlenstoffstählen oberhalb der Wasserlöslichkeitsgrenze.

Die Raten der Flächenkorrosion steigen in Verbindung mit Verunreinigungen durch Salze wie z. B. NO_3^- , SO_4^{2-} ebenso wie lokale Korrosionserscheinungen signifikant.

Chloride erhöhen das Risiko von Lochfraß- und Spannungsrisskorrosion bei Kohlenstoff- wie auch bei Edelmetallen, da der Chloridgehalt Einfluss auf die Passivschichten von Cr-Stählen hat und bei zunehmendem Chloridgehalt die Korrosionsrate zunimmt.

8.2.2.3 Weitere Einflussfaktoren auf die Korrosionsrate

Folgende weitere Faktoren haben Einfluß auf die Korrosionsrate von Stahlwerkstoffen:

- Die Korrosionsrate nimmt im Wesentlichen mit steigender Temperatur ab, wobei lokale Maxima der Korrosionsrate vor dem Abfall auftreten können
- Mit steigender Einwirkzeit nimmt die Korrosionsrate bei Ausbildung stabiler Passivschichten an der Metalloberfläche ab
- Eine Erhöhung der Korrosionsrate kann auch durch eine Kombination von Korrosions- und mechanischer Beanspruchung auftreten.

- Die Erosionskorrosion tritt in bewegten Flüssigkeiten, die Festkörperteilchen enthalten, auf. Der aus der Bewegung dieses Mediums resultierende Abtrag an der Metalloberfläche führt zu einer Schädigung von ausgebildeten Passivschichten und damit zur Erhöhung der Korrosionsrate.

8.2.2.4 Zusammenfassung der Auswirkungen von sCO₂ auf Stahlwerkstoffe

Aus den Untersuchungen zur Korrosion von Metallen lässt sich ersehen, dass der Wassergehalt und die Begleitstoffe des sCO₂ für die Korrosion und damit Werkstoffauswahl die entscheidenden Faktoren sind.

Der Einsatz von trockenem sCO₂ ohne Verunreinigungen kann für das Kavernenspeicherkraftwerk ausgeschlossen werden. Durch den Kontakt mit dem im Kavernentiefsten unvermeidlichen Solerest und den feuchten Wänden ist die Aufnahme von Wasserdampf unvermeidbar.

Technisches sCO₂ mit Verunreinigungen wie z. B. NO₂ und SO₂ in gewissen Grenzen verursacht bei Kohlenstoffstählen bis zu einem Wassergehalt von 1000 ppm bei Laborversuchen Korrosionsraten, die technisch akzeptabel wären. Auch hochlegierte Cr-Stähle sind trotz des Auftretens von Muldenkorrosion mit geringen Raten unter diesen Bedingungen für eine Kavernenverrohrung geeignet.

Bei Wassersättigung führt technisches sCO₂ mit Verunreinigungen zu Korrosionsraten, die den Einsatz von Kohlenstoffstählen ausschließen. Auch 13Cr und hochlegierte CrNi-Stähle können in diesem Milieu durch Flächen- wie auch Lochfraßkorrosion angegriffen werden. Die Korrosionsraten dieser Stähle sind jedoch geringer. Die geringsten Korrosionsraten ergeben sich für Nasskorrosionswerkstoffe, wie z. B. dem X1NiCrMoCu32-28-7 (Rütters, 2015).

Durch das Auftreten von Chloridionen verschärfen sich die Korrosionsbedingungen weiter. Als beständig können unter diesen Bedingungen nur noch die hochlegierten Cr-Ni-Stähle oder Nickelbasislegierungen angesehen werden.

Das Auftreten von Kondensaten mit H₂SO₄ und HNO₃ führt auch bei hochlegierten Ni-Cr-Stählen zu Korrosionsraten, die einen technischen Einsatz nur bedingt ermöglichen. Kohlenstoffstähle, Cr- und Cr-Ni-Stähle sind für den Einsatz unter solchen Bedingungen nicht geeignet.

8.2.3 Auswahl von Rohrmaterialien

8.2.3.1 Betrachtete Rohrtouren

Beim Betrieb des Kavernenspeichers kommen die letzte zementierte Rohrtour und der Förderrohrtour in Kontakt mit dem gespeicherten $s\text{CO}_2$. Alle anderen Rohrtouren dienen ausschließlich bohrtechnischen Belangen und werden während des Betriebs der Kaverne als Sicherheitsringraum überwacht. Das Auftreten von gespeichertem CO_2 in diesen Räumen würde allenfalls temporär erfolgen und zu Maßnahmen zur Herstellung der Dichtheit des Raumes führen.

8.2.3.1.1 Technische Rohrtouren

Da technische Rohrtouren zementiert und im Kavernenkopfbereich allenfalls temporär mit CO_2 beaufschlagt werden, erfolgt für diese Rohrtouren keine gesonderte Betrachtung hinsichtlich der Materialauswahl. Diese Rohrtouren sind bei Neubohrungen entsprechend dem technischen Regelwerk auszulegen und einzubauen. Bei Altbohrungen können die vorhandenen technischen Rohrtouren ohne Einschränkungen genutzt werden.

Die Auslegung bzw. Nachnutzung von letzten zementierten Rohrtouren und Förderrohrtouren wird gesondert betrachtet.

8.2.3.1.2 Letzte zementierte Rohrtour

Letzte zementierte Rohrtouren in Kavernen sind üblicherweise im Salz abgesetzt, werden gegen das Gebirge zementiert und für das Ein- und Ausspeisen von Medien zum größten Teil mit einer Förderrohrtour überdeckt. Die Förderrohrtour wird in der Nähe des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour mit einem Packer oder einem ähnlichen Funktionselement verbunden und im Kavernenkopf abgesetzt. Sowohl im Kavernenkopf wie auch im Packer wird die Förderrohrtour gegenüber der letzten zementierten Rohrtour abgedichtet, so dass zwischen Förderrohrtour und letzter zementierter Rohrtour ein Überwachungsringraum entsteht, der in der Regel mit Ringraumschutzflüssigkeit befüllt ist.

Unter folgenden Bedingungen kommt die gesamte bzw. Teile der letzten zementierten Rohrtour mit dem $s\text{CO}_2$ in Berührung:

- Während des regulären Kavernenbetriebs werden alle Rohre unterhalb der Dichtposition des Packers mit dem $s\text{CO}_2$ beaufschlagt
- Im Fall von Undichtigkeiten der Förderrohrtour würde $s\text{CO}_2$ auf Grund des Überdrucks im Steigraum in den Ringraum eintreten und zum Kavernenkopf aufsteigen. Alle Rohre ab der Leckageposition würden mit dem $s\text{CO}_2$ in Berührung kommen.

Da Leckagen innerhalb der Förderrohrtour für einen regulären Dauerbetrieb nicht vorgesehen sind und zu Reparaturmaßnahmen führen, ist für diesen Fall nur eine temporäre Beaufschlagung des Ringraums mit $s\text{CO}_2$ anzunehmen. Ein kurzzeitiger Kontakt von Kohlenstoff-

stählen mit technischem CO₂ ist auch bei den ermittelten Korrosionsraten zulässig, sodass der während des Kavernenbetriebs mit Ringraumschutzflüssigkeit beaufschlagte Teil der letzten zementierten Rohrtour keine besonderen Maßnahmen gegenüber gewöhnlichen Kavernenbohrungen zur Erdgasspeicherung erfordert. Die Verrohrung ist bei Neubohrungen entsprechend den gültigen Richtlinien auszulegen und einzubauen. Die letzten zementierten Rohrtouren in Altbohrungen könnten aus materialtechnischer Sicht in dem durch die Förderrohrtour überdeckten Bereich ohne besondere Maßnahmen genutzt werden.

Unterhalb der Dichtposition des Packers wird die letzte zementierte Rohrtour ohne zusätzliche Maßnahmen mit dem technischen sCO₂ inkl. dem vorhandenen Wassergehalt beaufschlagt. Während langer Stillstandsphasen der Kavernen ohne Ein- und Ausspeisevorgänge wird sich das sCO₂ mit einem Konzentrationsgefälle ausgehend vom Restsolespiegel hin zur Kavernenfirste aufsättigen, so dass im Rohrschuhbereich der letzten zementierten Rohrtour von Wassergehalten oberhalb 1000 ppm ausgegangen werden kann. Diese Wassergehalte von technischem sCO₂ können an Kohlenstoffstählen zu Korrosionsraten von 1 mm/a und mehr führen. Da die letzte zementierte Rohrtour unterhalb des Packers als Barriere eine untergeordnete Rolle spielt, ist die Bergsicherheit auch bei diesen Korrosionsraten gewährleistet. Technische Probleme können bei Kohlenstoffstählen für nicht abgedichtete Bereiche in der Sitzposition der Packerkeile entstehen, da die Belastbarkeit der Rohre im Betrieb durch die Korrosion abnimmt.

Bei vorhandenen letzten zementierten Rohrtouren aus Kohlenstoffstahl bei Altbohrungen sollte der Bereich unterhalb der Dichtposition des Packers durch zusätzliche Maßnahmen, wie z. B. der Zugangsbeschränkungen für das sCO₂ in kritischen Bereichen durch Querschnittseinengungen oder Dichtungen, geschützt werden.

Bei Neubohrungen sollte im Packersetzbereich ein Rohr aus hochlegierten Cr-Ni-Stählen, wie z. B. dem X2CrMnNiN22-5-2 oder dem X1NiCrMoCu32-28-7, oder aus Nickelbasislegierungen eingesetzt werden. Für diese Einsatzbedingungen werden beispielsweise von der Fa. Vallourec die Stähle VM22, VM25, VM28 oder auch die Nickelbasislegierung VM 825 angeboten. Alle Werkstoffe sind mit Streckgrenzen oberhalb der für N 80 verfügbar?

8.2.3.1.3 Förderrohrtour

Die Förderrohrtour ist auf ihrer gesamten Länge von der Absetzposition im Kavernenkopf bis zum Packer dem sCO₂ ausgesetzt. Während des Betriebes treten Druck- und Temperaturänderungen in der Förderrohrtour auf, die bei Ansatz des angenommenen Wassergehalts zum Austauen von Wasser führen können. Dieses freie Wasser ist entsprechend den Betriebserfahrungen mit Gasspeicherkavernen leicht mineralisiert. In Verbindung mit den angesetzten Verunreinigungen an SO₂, NO_x und H₂S treten für die Förderrohrtour Korrosionsbedingungen ein, die bei Ansatz einer maximalen Korrosionsrate von 0,1 mm/a für den Kaver-

nenbetrieb den Einsatz von hochlegierten Cr-Ni-Stählen oder Nickelbasislegierungen erforderlich machen.

Gemäß den Untersuchungen in (Rütters, 2015) können unter diesen Bedingungen nur die Werkstoffe X2CrMnNiN22-5-2 und X1NiCrMoCu32-28-7 für Untertageinstallationen eingesetzt werden. Un- und niedriglegierte wie auch hochlegierte Cr-Stähle sowie Cr-Ni-Stähle mit zu geringen Gehalten an Legierungselementen bestanden die Korrosionsuntersuchungen nicht.

Im Gegensatz hierzu empfiehlt der Hersteller Vallourec für sCO₂ in Verbindung mit Chloridionen und etwas H₂S für eine Einsatztemperatur bis 180 °C den Einsatz von martensitischen Stahlgüten (13Cr-Stähle) wie den VM 80 13Cr, für eine Einsatztemperatur bis 250 °C den Einsatz von ferritisch-austenitischen Güten (Cr-Ni-Stähle) wie den VM 22 oder den VM 25. Diese Einsatzempfehlungen berücksichtigen nicht die Verunreinigungen des sCO₂ mit SO₂ und NO_x. Da diese Bestandteile eine weitere Absenkung des pH-Wertes beim Austauen von Wasser hervorrufen, sollten die für eine hohe Konzentrationen von H₂S und Chloridionen vorgesehenen Superaustenite, wie der VM 28, oder Nickelbasislegierungen, wie der VM 825, Anwendung finden. (Vallourec)

Diese Anforderungen dürften die meisten Bestands-Komplettierungen nicht erfüllen. Für den Betrieb einer Kaverne unter den angenommenen Bedingungen kann grundsätzlich von einer Neukomplettierung ausgegangen werden, d.h vom Austausch der Förderrohrtour.

Sollten im Verlauf des Projekt Änderungen hinsichtlich der Zusammensetzung und eines geringeren Wassergehalts des sCO₂ eintreten, können die Anforderungen an die Rohrwerkstoffe ggf. abgemildert werden und Werkstoffe mit geringeren Legierungsgehalten eingesetzt werden. Ab einem Wassergehalt von maximal 100 ppm und Grenzgehalten von 100 ppm für NO_x und 50 ppm für SO₂ wären Kohlenstoffstähle wie der L485 MB (X70) aus dem Pipelinebau anwendbar, deren chemische Zusammensetzung Stählen aus der Bohrtechnik wie z. B. dem N80 sehr ähnlich sind.

Der Einsatz einer ausgewählten Stahlgüte, die während des Betriebes mit dem technischen sCO₂ in Berührung kommt, sollte durch einen Korrosionstest mit den konkreten Korrosionsbedingungen an der Kavernenverrohrung abgesichert werden. Solche Fit-For-Purpose-Tests werden z. B. durch die Fa. Vallourec angeboten.

8.2.4 **Korrosionsschutzmaßnahmen**

Korrosionsschutzmaßnahmen dienen einerseits der Verringerung von Anforderungen an den eingesetzten Werkstoff, so dass unedlere Werkstoffe mit geringeren Beschaffungskosten während der Planung ausgewählt werden können, und andererseits der Reduzierung von Korrosionsraten während des Betriebes zur Verlängerung der Lebensdauer. Zur Verringerung der Korrosion sind Maßnahmen während der Anlagenplanung, beim Einbau der Rohrtouren, während der Erstbefüllung der Kavernen mit sCO₂ und während des Kavernenbe-

triebs denkbar, die im Folgenden beschrieben werden. Die üblichen Korrosionsschutzmaßnahmen an Kavernenverrohrungen, wie z. B. die Farbgebung der Kavernenkopfverflanschung oder der katodische Korrosionsschutz usw., werden nicht gesondert beschrieben.

8.2.4.1 Beschichtung

Eine Möglichkeit besteht prinzipiell durch den Einbau von Rohren aus Kohlenstoffstahl mit einer Innenbeschichtung aus einem Polymer, das gegen $s\text{CO}_2$ beständig ist. Innenbeschichtete Rohre werden in der Tiefbohrtechnik, z. B. für Entleerungsrohrturen, eingesetzt. Der Rohrkörper ist bei dieser Variante durch die Innenbeschichtung vollständig geschützt, jedoch stellen die Verbindungen zwischen den einzelnen Rohren im Strang eine Schwachstelle dar. Vor dem Einsatz dieser Möglichkeit wäre zu prüfen, ob ein vollständiger Schutz aller Rohrverbindungen sichergestellt werden kann.

Weiterhin wäre der Einbau von Rohrturen aus Kohlenstoffstahl denkbar, deren Oberfläche erst nach dem Einbau über die gesamte Länge ohne Trennstelle beschichtet werden würde. Bei der Sanierung von horizontal verlegten Wasser- und Abwasserleitungen werden verschiedenen Verfahren angewendet, bei der die Rohroberfläche mit Stoffen beschichtet wird, die die Dichtheit und teilweise auch mechanische Integrität der Rohrleitung wiederherstellen. Für die Beschichtung werden sowohl Rohre aus PE, PP, PVC wie auch GFK-Liner eingesetzt. Alle Verfahren wurden nach bisherigem Kenntnisstand in der Tiefbohrtechnik noch nicht angewendet, wären aber für die vorgesehenen Rohrdurchmesser verfügbar. (Saertex, 2021) (egeplast, 2022) (dus-Rohr, 2021)

8.2.4.2 Inhibitoren

Nach dem Ausbau der Entleerungsrohrtour kann während des Betriebs der Einsatz von Inhibitoren auf der Metalloberfläche wie z. B. Monoethylenglykol die Korrosion durch $s\text{CO}_2$ verringern. Alle derzeit verfügbaren Inhibitoren verringern die Korrosion bei Kohlenstoffstählen unter den angenommenen Bedingungen jedoch nicht auf ein technisch vertretbares Maß für Langzeitanwendungen, so dass die Anwendung von Kohlenstoffstählen auch mit Zusatz von Inhibitoren während des Betriebes ohne eine zusätzliche Oberflächenbeschichtung nicht möglich ist. Für hochlegierte Stähle kann durch den Einsatz von Inhibitoren die Korrosionsrate weiter abgesenkt werden.

Der Betrieb von Kavernen mit $s\text{CO}_2$ macht Korrosionsschutzmaßnahmen erforderlich. Der genaue Umfang an Maßnahmen kann erst nach einer Auslegung der Kavernenkomplettierung abgeschätzt werden.

8.2.4.3 Trocknung des Gases und der Kaverne

Das Komplettieren der Kavernen für die Speicherung von $s\text{CO}_2$ erfolgt durch den Einbau der Rohrturen in die solegefüllte Kaverne und dem Aufbau der Kavernenverflanschung. Nach der Komplettierung wird die Sole in der Kaverne gegen das $s\text{CO}_2$ ausgetauscht. Da wie be-

reits dargelegt Wasser in Verbindung mit Chloridionen einen großen Einfluss auf die Korrosion von Stahlwerkstoffen besitzt, sollte insbesondere während der Entleerung der Kaverne zum Schutz der Verrohrung rückgetrocknetes $s\text{CO}_2$ eingespeist werden.

Der Austausch der Sole gegen das $s\text{CO}_2$ kann aus technischen Gründen nicht vollständig erfolgen, da die Entleerungstour zur Sicherung eines störungsfreien Betriebes mit einem gewissen Abstand zum Kavernensumpf abgelandet werden muss. Es verbleibt nach Abschluss der normalen Erstbefüllung eine gewisse Menge an Sole in der Kaverne, die während des Betriebes das $s\text{CO}_2$ dauerhaft mit Wasser aufsättigt. Der Wassergehalt des $s\text{CO}_2$ wird dabei mit abnehmender Distanz zum Restsolespiegel zunehmen.

Die obertägig zu installierenden Einrichtungen zur Rücktrocknung des $s\text{CO}_2$ zum Schutz der Turbine und des Verdichters könnte nach vollständigen Befüllung der Kavernen dafür genutzt werden, die Restsole und den Kavernensumpf vollständig auszutrocknen. Dazu wird das wasserhaltige $s\text{CO}_2$ über den Entleerungsstrang aus der Kaverne entnommen und obertägig getrocknet. Das rückgetrocknete $s\text{CO}_2$ wird dann über den Ringraum zwischen Förder- und Entleerungsrohrtour in die Kaverne zurückgespeist. Während der Sumpftrocknung wäre die Permanentinstallation damit vor Korrosion weitgehend geschützt. Im Gegensatz hierzu würde der Entleerungsstrang durch Korrosion verschleifen. Da dieser Strang aber nach der Entleerung bzw. dem Rücktrocknungsbetrieb ausgebaut wird, spielt dieser Verschleiß für den Kavernenbetrieb aber keine Rolle.

Dieser Trocknungsbetrieb stellt einen optionalen gesonderten Zwischenschritt nach der Erstbefüllung mit dem Speichermedium dar. Er hätte zur Folge, dass die maximale Förderrate in dieser Phase sehr stark eingeschränkt ist. Wie lange die Trocknung dauert kann nicht vorausgerechnet werden, es ist jedoch von Monaten auszugehen.

8.2.5 **Beeinflussung sonstiger Materialien**

Neben den Hauptbarriereelementen Rohr und Zement stehen weitere Bestandteile der Komplettierung mit dem Speichermedium in Kontakt. Dies kann dauerhaft der Fall sein, oder temporär - im Falle von Undichtheiten der ersten Barriere. Auch diese Materialien müssen den Wechselwirkungen mit dem $s\text{CO}_2$ standhalten und dürfen keine Einschränkungen in ihrer Funktionalität durch Mediumkontakt erfahren. Zu nennen sind insbesondere:

- Das untere Absperrerelement, Packer oder Alternativen – siehe 8.3.4
- Dichtelemente im Kopf (O-Ringe, P-Seals) – siehe 8.4.9.3
- Absperrerelemente Kavernenkopf

8.3 Ausrüstungen und Einbautechniken

Hauptunterschied der hier entwickelten Bohrungsinstallation zu bewährten Standardinstallation für die Erdgasspeicherung liegt in der Dimension. Gegenwärtig gelten 8 5/8“ oder 9 5/8“ Förderinstallationen als Standard für die Komplettierung von Gasspeicherkavernen. Die auf dieser Basis erreichbaren Förderraten decken gegenwärtig den Bedarf ab, so dass Ausrüstungen größerer Dimension Nischenprodukte darstellen oder nicht verfügbar sind.

8.3.1 Bohrlochzementage

In der Bohrtechnik nimmt der Komplex der Bohrlochbefestigung eine Schlüsselposition ein. Durch das Auskleiden des Ringraumes zwischen der Bohrlochwand und dem Rohr wird die Rohrtour sowohl mechanisch fixiert als auch ein flüssigkeits- und gasdichter Verschluss des Ringraumes zwischen der zementierten Rohrtour und dem Gebirge bzw. der nächst äußeren technischen Rohrtour gewährleistet.

Folgende Aufgabenstellung leitet sich ab:

- feste Verankerung der Casings durch gute Haftung des Zementsteins sowohl am Rohrmaterial als auch mit dem Gebirge
- Mechanische Versteifung der Casings zum Schutz vor Schichtdrücken
- Schutz der Casings vor Korrosion
- Schichtentrennung zur Vermeidung von Hinterrohrzirkulation
- Abdichtung des Ringraumes nach Übertage.

Während die Forderung nach der Befestigung der Rohre im Bohrloch für sämtliche Bohrungen uneingeschränkt zutrifft, können die Forderungen, insbesondere die Abdichtung von Ringräumen unterschiedlich sein. Während bei Produktionsbohrungen flüssiger Medien (z.B. Öl oder Sole) nur eine hydraulisch dichte Zementation gefordert wird, ist es die Aufgabe der Zementation bei Gasspeicherbohrungen dafür Sorge zu tragen, dass der Speicherinhalt nicht über den Ringraum in höher gelegene poröse Deckschichten abwandern kann oder sogar zutage strömt. Das bedeutet, dass eine gasdichte Zementation erstellt werden muss.

Für die Energiespeicherung mit superkritischen CO₂ ist diese Forderung zu übernehmen.

Die Zementation ist ein unwiederholbarer Prozess. Dabei sind folgende Schadensmechanismen denkbar:

- chemische Beanspruchung
- mechanisch-thermische Beanspruchung
- Defizite bei der Durchführung der Zementation

- Mikrorissbildung durch Zementalterung.

Nachzementationen gestalten sich kompliziert, sind mit hohen Kosten verbunden und sind meist nicht erfolgreich.

Hauptursachen für eine fehlerhafte Zementation liegen in einer unzureichenden Durchmischung des Zementes, zu frühem oder spätem Abbinden oder Kanalbildung.

Einer der gravierendsten Fehler, die beim Zementieren von Rohrtouren auftreten, ist der Fehler im Zementbond, das heißt in der Bindung zwischen Zementstein und Rohroberfläche. Schlechter Zementbond führt zur Bildung von Mikroringräumen, die insbesondere für gasförmige Medien ideale Fließwege sind. Auch bei der Bindung zwischen Zementstein und dem Gebirge kann es zur Bildung solcher Mikroringräume kommen. Im Kapitel 8.2.1 sind Untersuchungen beschrieben, die die Selbstheilung solcher Fehlstellen nachwiesen, jedoch ist die Vermeidung durch geeignete Einbautechnologien anzustreben.

Zur Vermeidung fehlerhafter Zementationen sind in der Vergangenheit verschiedene Verfahren mit mehr oder weniger Erfolg praktiziert worden. Letztlich lassen sich die Erfahrungen auf die Einhaltung folgender geologischer und technisch-technologischer Voraussetzungen reduzieren:

- Genaue Kenntnisse der Bohrlochsituation und der geologischen Beschaffenheit
- Das anstehende Gebirge sollte frei von Unregelmäßigkeiten und Auflockerungszonen infolge langer Standzeiten sein. Ein frisch aufgeschlossener Stoß stellt die beste Prophylaxe hinsichtlich der Vermeidung von Wegsamkeiten infolge von Mikrorissen im Gebirge dar.
- Vermeidung von Excentrizitäten, Anstreben eines nahezu runden Bohrlochs ohne Auskesselungen und Auswaschungen zur Erreichung optimaler Strömungsverhältnisse und Vermeidung von Mischzonen und Kanalbildung
- Gleichmäßiger nicht zu dicker Zementmantel, je dicker der Zementmantel, desto größer ist die Angriffsfläche und damit die Gefahr für Undichtheiten.
- vollständige Verdrängung der im Ringraum befindlichen Flüssigkeit (wenn möglich turbulenter Fluss)
- Einstellung eines Pumpregimes während der Zementation unter Beachtung der Druckbalance im Bohrloch zur Vermeidung von Verlusten sowie einer maximalen Verdrängung
- Zementrezepturen in Abhängigkeit von der geologischen Beschaffenheit und dem späteren Medium. Dabei sind das Festigkeits- und das Deformationsverhalten des Zementes unter Berücksichtigung des Zeit- und Temperatureinflusses zu beachten.

- Einsatz von Zement mit hoher Festigkeit und Verwendung von Zuschlagstoffen und Additiven
- Einsatz eines nicht schrumpfenden Zementsteines
- Bestmögliche Zentrierung des Casings durch den Einsatz von Hilfsmitteln
- Für eine optimale Zementation wird ein Stand Off der Rohrtour von > 70 % angestrebt. Der Stand Off beschreibt die zentrische Ausrichtung der Rohrtour im Bohrloch, wobei 100 % die absolut mittige Platzierung beschreibt und 0 % das Anliegen der Rohrtour an der Bohrlochwand.
- Quantitative Beseitigung des Filterkuchens
- Minimale Zementmantelbeanspruchung durch Druck und Temperatur

Die letzte zementierte Rohrtour (LzRT) ist der Dimension nach die kleinste und die längste Rohrtour im Verrohrungsschema einer Bohrung und hinsichtlich der Abdichtung zum Gebirge von besonderer Bedeutung.

Wie im Pkt. 8.1.3.6 beschrieben, ist im Betrachtungsfall von einer 16“ letzten zementierten Rohrtour (LzRT) auszugehen. Der Standardbohrlochdurchmesser beträgt für eine 16“ Verrohrung 20“. Das radiale Ringspiel beträgt somit bei zentrischer Ausrichtung ca. 50 mm und stellt für die Rohrzementation optimale Verhältnisse dar.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass zur Erreichung einer Dichtheit ein genügend langes und dichtes Zementationsintervall im Steinsalz vorhanden sein muss. Dieser Abschnitt muss in drei Bereichen dicht sein:

- Grenzfläche zwischen Gebirge und Zement
- Zement selbst und
- Grenzfläche zwischen Zement und Rohr.

Um eine mögliche Durchlässigkeit der Zementation gering zu halten, sollte feiner Zement mit möglichst geringem Anteil an SiO₂ verwendet werden. Beimengungen von Zuschlagstoffen kann die Durchlässigkeit weiter senken.

Der Rohrschuhbereich als dichtendes Intervall ist zwar anzustreben, ist aber nicht zwingend notwendig. Alternations- und Diffusionsprozesse im Zement sind zwar vorhanden, verlieren aber bei genügend langen und dichten Zementationsintervallen an Bedeutung. Mehr zu Zementrezepturen ist im Kapitel 8.2.1 zu finden.

Speziell für den Anwendungsfall eines Kavernenspeichers mit superkritischen CO₂ stehen neben den o.g. allgemeinen technisch-technologischen Voraussetzungen folgende Punkte besonders im Focus:

- Prüfung alternativer Zementsysteme (siehe auch Kap. 8.2.1)
- Minimierung der Permeabilität des Zementsteines
- Geringe Zementsteinmächtigkeit und damit Reduzierung der Angriffsfläche
- Erreichen einer sehr guten Füllung ohne Fließkanäle.

8.3.2 **Optimierungsansätze Rohrdimensionierung**

Bei der in Kapitel 8.1.3.3 (Seite 196) vorgestellten Rohrdimensionierung bestünde im Rahmen der Detailplanung Optimierungspotential. Kombinierte Rohrstränge (Tapered Casing Strings), insbesondere mit unterschiedlichen Materialgüten und Wandstärken, sind prinzipiell möglich und üblich. Gründe sind in der Regel der ökonomischere Einsatz von Material sowie die Reduzierung der erforderlichen Hakenlast und somit der benötigten Anlagentechnik. Die Anzahl der unterschiedlichen Rohrsektionen eines Stranges sollte allerdings auf ein Mindestmaß reduziert bleiben (Mindestlieferungsmengen und ausreichende Rohrreserven, Vermeidung von Einbaufehlern).

Dabei ist Folgendes zu beachten:

- Einhaltung der BVEG-Sicherheitsfaktoren für das Design
- Berücksichtigung zukünftiger Materialreduzierung durch Korrosion/Erosion (homogene Flächenverteilung angenommen);
- bei Wechsel von einer niedrigeren in eine höhere Last sollte die höher belastbare Rohrsektion mind. 20 m in den niedrigeren Lastbereich hineinreichen;
- allgemein gilt für die Rohrvarianzen bei höheren Lasten: höhere Wandstärke vor ggf. höherem Außendurchmesser vor höhere Materialgüte

Üblicherweise werden Rohre zur Einstellung der zulässigen Belastungsparameter (Außen- und Innendruckfestigkeit, Streckgrenze usw.) nach innen hin verstärkt/verjüngt. Dadurch ergeben sich verschiedene Wandstärken bei gleichbleibendem Außendurchmesser

8.3.3 **Schweißtechnische Verarbeitung der ausgewählten Stähle**

Schweißtechnologien für Kohlenstoffstähle in der Bohrtechnik wie dem J55 oder N80 sind Stand der Technik. Die Taktzeit für das Schweißen mit dem WIG-Verfahren für die Wurzellage und das Elektrodenhandschweißen für die Füll- und Decklagen inkl. zerstörungsfreier

Schweißnahtprüfung und Rohrhandling beträgt für das Szenario 1 der Rohrdimensionierung (Vergl. 8.1.3.3 ab Seite 196) ungefähr:

- 4,5 Stunden pro Verbindung für die 16“ letzte zementierte Rohrtour aus Werkstoff N80, nominelle Wanddicke 23,01 mm
- 3 Stunden pro Verbindung für die 13 3/8“ Förderrohrtour aus Werkstoff N80, nominelle Wanddicke 14,73 mm

Die Einbindung des Packerabsetzrohres aus einem hochlegierten Cr-Ni-Stahl in die letzte zementierte Rohrtour sollte auf Grund der aufwendigen Schweißtechnologien für hochlegierte Stähle durch Vorschweißen aus der Stahlgüte der letzten zementierten Rohrtour erfolgen. Durch diese Maßnahme werden beim Rohreinbau nur artgleiche Werkstoffe miteinander geschweißt und die Zeiten für die Durchführung aufwendiger Schweißtechnologien während des Rohreinbaus eingespart.

Ist der Einbau einer kompletten Rohrtour aus hochlegiertem, nichtrostendem Stahl in eine Bohrung zur Speicherung von sCO₂ unumgänglich, sind für das Schweißen aller dieser Stähle folgende Besonderheiten zu berücksichtigen (esab, 2021):

- für die mechanische Bearbeitung dürfen nur speziell für nichtrostenden Stahl vorgesehene Werkzeuge (Bürsten, Schleifscheiben usw.) verwendet werden
- die Sauberkeit der Nahtflanken und Nahtumgebung sind für die Aufrechterhaltung der Werkstoffeigenschaften nach dem Schweißen von entscheidender Bedeutung, so dass Verunreinigungen wie Zunder, Öl, Fett, Farbe und dergleichen in jedem Fall vor dem Schweißen zu entfernen sind,
- das Auftreten von starkem Verzug beim Schweißen nichtrostender Stähle,
- die Notwendigkeit des Schweißens mit Wurzelschutz durch Formiergas,
- die Notwendigkeit einer intensiven Oberflächenbehandlung durch Schleifen, Bürsten, Polieren oder Beizen der Schweißnaht und der wärmebeeinflussten Zone nach dem Schweißen um eine metallisch blanke Oberfläche zu erzeugen, auf der sich die für die Korrosionsbeständigkeit erforderliche Passivschicht bilden kann.

Die schweißtechnische Verarbeitung nichtrostender Stähle ist komplizierter und zeitaufwendiger als das Schweißen von Kohlenstoffstählen. Zum Beispiel sind Vorwärm- oder Abkühlverläufe anzupassen. Auch die Prüfbarkeit der fertigen Schweißnähte unterscheidet sich von den etablierten Verfahren für Kohlenstoffstähle.

Prinzipiell ist das Schweißen aller in Frage kommenden Rohrgüten für die Speicherung von sCO₂ möglich. Während für Kohlenstoffstähle ausreichende Erfahrungen zum Schweißen unter Montagebedingungen vorliegen, erfordern alle hochlegierten Stähle und Nickellegierungen jedoch hohe Aufwendungen hinsichtlich Schweißnahtvorbereitung, Schweißen unter Montagebedingungen und Nachbehandlung der Schweißnähte. Diese Aufwendungen führen zu längeren Schweißzeiten, als jene die zum Schweißen von Kohlenstoffstählen bei gleichen Abmessungen bekannt sind.

8.3.4 **Untere Abdichtung Förderrohrtour**

8.3.4.1 **Packer**

Auf Grund des gegenwärtig nicht bestehenden Bedarfes von untertägigen Ausrüstungen „übergroßer“ Dimension ist nicht davon auszugehen, dass entsprechendes Equipment baldmöglichst zur Verfügung steht. Dagegen sprechen immense Kosten für die Entwicklung. Dies betrifft besonders die Produkte Permanentpacker und Untertagesicherheitsventil. Die unter 8.1.3.6 hergeleiteten Verrohrungsschema setzen teilweise die Entwicklung solcher Neuentwicklungen voraus, z.-B. für ein USAV und den Packer.

8.3.4.2 **Sonderlösung Versaflex Packer**

Als Alternative bieten sich, zumindest als Ersatz für den Permanentpacker, bestimmte Produkte aus der Liner-Technik an. Als Beispiel ist das Produkt „Versa Flex“ der Firma Halliburton zu nennen. Das Design dieser Sonderlösung beschränkt sich vereinfacht auf ein vulkanisiertes Rohr, welches durch Kaltverformung im Setzvorgang an die Casingwand der Endverrohrung gepresst wird. Die Dichtung erfolgt über das Elastomer zwischen beiden Metallkörpern. Bei neuesten Entwicklungen finden sich noch zusätzlich Metaldichtungen auf dem Metallkörper.

Der Linerhanger-Packer Typ „Versa Flex“ wurde nach der höchsten Bewertungsklasse V0 zertifiziert. V0 Tests erfolgen unter gleichzeitig simulierter Betriebsbelastung wie Gasdruck, Axiallast und Temperatur, wobei die genannten Parameter zyklisch von Maximum- zu Minimumwerten verändert werden.

Entsprechend Portfolio der Firma Halliburton ist die Verfügbarkeit eines 13 3/8“ x 16“ Versa Flex gegeben. Damit ergibt sich ein Förderquerschnitt von 13 3/8“. Die CO₂-Verträglichkeit wurde bislang nicht geprüft.

8.3.4.3 **Sonderlösung Doppelrohrsektion**

Eine weitere Möglichkeit der Komplettierung einer Kaverne ist die Doppelrohrinstallation. Hierbei werden zwei Rohre, welche fußseitig gasdicht miteinander verbunden sind, bis zur

Zielteufe eingebaut. Anschließend wird zwischen der äußeren Rohrtour und dem Gebirge, entweder nur bis zum Niveau der Ankerrohrtour oder bis Übertage, Zement eingebracht. Diese packerlose Komplettierungsvariante wurde mehrfach in ähnlicher Form in der ehemaligen DDR in 70er bis 80er Jahren erfolgreich angewendet und wird aktuell wieder verwendet. Das Design ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Verzicht auf das Komplettierungselement Packer
- einfaches UT-Design welches sich mit Ausnahme des USAV auf die Materialien Stahl und Bohrlochzement reduziert
- innere Rohrtour in der Funktion einer Förderrohrtour (1. Barriere)
- äußere Rohrtour in der Funktion einer letzten zementierten Rohrtour (2. Barriere)
- Ringraum zwischen beiden Rohrtouren drucklos und als Monitoringraum nutzbar
- betriebsbedingte Spannungen durch Druck und Temperatur werden durch den Ringraum kompensiert, so dass nur die innere Rohrtour beeinflusst wird
- Dehnungsausgleich der inneren Rohrtour durch Aufbringen einer Vorspannung
- Spannungszustand der äußeren Rohrtour und des Zementes ändert sich durch den Betrieb der Kaverne nicht, keine Wechselbeanspruchung
- relativ großer Förderquerschnitt

Die Verfügbarkeit eines geeigneten Untertagesicherheitsventils ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gegeben. Die Ursache liegt auch hier in der Dimension.

Falls die Verstärkung/Verjüngung nach innen auf Grund von Restriktionen (Befahrbarkeit, Verfügbarkeit) nicht mehr möglich ist, kann die Rohrtour ggf. auch nach außen hin verstärkt/verjüngt werden. Bei Muffenrohren ist dafür allerdings ein Übergangsstück notwendig für den Fall von Rohrverschweißung muss die resultierende Wandstärke unter Beachtung u.a. der Materialgüte betrachtet werden. Zusätzlich gibt es Spezialanfertigungen einzelner Rohrhersteller, die durch engere Fertigungstoleranzen für z. B. Ovalität und Wandstärke eine höhere Belastbarkeit erzielen (sog. High Collapse Rohre bzw. anderweitige Non-API-Rohre.

8.3.5 **Untertage Sicherheitsabsperrventil USAV**

Die Verfügbarkeit eines geeigneten Untertagesicherheitsventils in der Dimension 13 3/8“ ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gegeben. Die Ursache liegt auch hier in der Dimension. Neuentwicklungen wären mit den Herstellern abzustimmen.

Die aktuell auf dem Markt befindlichen USAV Technologien weisen jeweils schnelle Schließzeit auf. Der durch abruptes Abbremsen der strömenden Fluidsäule resultierende Druckstoß,

würde zu einer enormen Lastspitze führen, die eine Schädigung der Förderrohrtour zu Folge haben könnte. Die wirkenden Kräfte und eine konstruktive Lösung zu deren Beherrschung müssten im Auslegungsfall im Detail berechnet werden.

Sollte kein geeignetes USAV entwickelt werden können, müssen Ersatzmaßnahmen und deren Genehmigungsfähigkeit betrachtet werden.

8.4 Nachweis- und Monitoringsysteme

Für die Betriebsphase der CO₂ Kavernen muss ein geeignetes Test- und Messprogramm abgestimmt werden. Der Nachweis der Dichtheit ist vor Beginn der Einspeicherung durch einen geeigneten Test zu erbringen. Während der Erstbefüllung mit dem Speichermedium und während des langjährigen Speicherbetriebes sind permanente und sporadisch anzuwendende Messverfahren zu etablieren, die teilweise an den Kontakt mit sCO₂ angepasst werden müssen.

8.4.1 Dichtheitsnachweis, initialer Test

8.4.1.1 Vorbemerkung

Auf der Grundlage der bergrechtlichen Anforderungen (BBergG, 2021), Allgemeine Bergverordnung - (ABergV, 2017), Bergverordnungen der Länder z.B. (BVOT, 2006) und der Technischen Regel Bohrungsintegrität (BVEG, 2017) ist vor der Inbetriebnahme eines Kavernenspeichers der Nachweis der technischen Gasdichtheit im Rohrschuhbereich der letzten zementierten Rohrtour (LzRT) und der jeweiligen Rohrtouren (Produktionsrohrtour, Förderrohrtour) zu erbringen. Bei der untertägigen Erdgasspeicherung ist dieser Nachweis durch die Ausführung eines Dichtheitstests (DHT) mit Stickstoff Stand der Technik. Prüfkriterien, Prüfzeiten sowie die Auswertungs- und Berechnungsverfahren sind aufgrund der langjährigen Testpraxis akzeptiert.

Für die Speicherung von superkritischen CO₂ im Untergrund fehlen jedoch anwendbare Untersuchungsergebnisse, Erfahrungen und Akzeptanzkriterien. Aufbauend auf den experimentellen Untersuchungen des AP 3 (siehe Abschnitt 5) die Dichtheitskriterien abgeleitet und die für die Speicherung von superkritischen CO₂ relevante Prüfcharakteristik (z. B. Dauer, Ablauf, Prüfmedium, Testequipment) sowie die zugehörige Auswertemethodik inklusive der Vorgabe von Berechnungsverfahren und Fehlerbetrachtungen entwickelt werden.

8.4.1.2 Anforderungen an einen Dichtheitstest

Die Anforderungen an einen Dichtheitstest sind im Bundesberggesetz (BBergG, 2021) in der Allgemeinen Bergverordnung (ABergV, 2017) und den Bergverordnungen der Länder formuliert. So ist gemäß § 22b Abs. 2 der Allgemeinen Bundesbergverordnung „Die Integrität des Bohrlochs nach dem Stand der Technik sicherzustellen und regelmäßig zu überwachen.“

Auf der Grundlage des Bundesberggesetzes sind durch die einzelnen Bundesländer Tiefbohrverordnungen für die Errichtung und den Betrieb der den berggesetzlichen Vorschriften unterliegenden Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen zur Erschließung des Untergrundes durch über Tage angesetzte Bohrungen, erlassen worden.

So sieht beispielsweise die derzeit gültige Tiefbohrverordnung (BVOT, 2006) für das Bundesland Niedersachsen in § 41 Abs. 3 jeweils einen Integritätstest zum Nachweis der Dichtigkeit des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour sowohl vor dem Solbeginn als auch nach der Beendigung des Solprozesses von Kavernen vor. Im Entwurf der neuen BVOT für Niedersachsen wird diese Forderung noch durch einen wiederkehrenden Nachweis der Dichtigkeit von Bohrungen alle 2 Jahre und einem Integritätsnachweis alle 6 Jahre erweitert. Die neue Verordnung befindet sich aktuell im Zulassungsverfahren. Der notwendige Nachweis für die Dichtigkeit beziehungsweise die Integrität einer Bohrung wäre gemäß des Entwurfes durch einen unabhängigen Sachverständigen zu erbringen.

Initiale und wiederkehrende Prüfungen der Dichtigkeit und der Integrität von Bohrungen ergeben sich heute bereits aus dem BVEG-Leitfaden Bohrungsintegrität (BVEG, 2017). Danach gilt eine Bohrung als integer, wenn: „Die in ihr enthaltenen Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden“. (BVEG, 2017)

Die Kriterien der technischen Dichtigkeit sind für Barriere-Elemente zu definieren. Gemäß BVEG-Leitfaden Bohrungsintegrität ist eine Komponente technisch dicht, wenn: „Bei einer Dichtheitsprüfung ein definierter Grenzwert der Leckagerate eingehalten wird.“ (BVEG, 2017)

Zur Festlegung der Grenzwerte für zulässige Leckageraten sind neben den gesetzlichen Vorgaben und Normen folgende Einflussfaktoren zu berücksichtigen:

- Stoffeigenschaften des Speichermediums
- Betriebsbedingungen der Kaverne, insbesondere der maximale Betriebsdruck bzw.
- der maximal zulässige Gebirgsdruckbelastbarkeit im Speicherhorizont
- Status der Kaverne wie Neubohrung, Altbohrung aus der Erdgas- oder Erdöl-speicherung zur Rekomplettierung usw.
- Zeitpunkt der Prüfung (Erstprüfung bei der Errichtung bzw. Medienumstellung, Wiederholungsprüfung während des Betriebs usw.)
- Prüfmedium

Aus den gesetzlichen Vorschriften und technischen Regeln ergibt sich die Notwendigkeit, eine Prüfung der vorhandenen Leckrate vor dem Beginn der Solung und noch einmal vor der Erstbefüllung mit dem Speichermedium für die gesamte Rohrtour sowie die Rohrschuhze-

mentation der letzten zementierten Rohrtour durchzuführen und die Ergebnisse an Hand der zulässigen Leckagerate zu bewerten beziehungsweise zu verifizieren.

8.4.1.3 Stand der Technik

Die Dichtheitsprüfungen der unterschiedlichen Barriereelemente von Bohrungen für die unterirdische Speicherung erfolgen seit Jahrzehnten nach standardisierten, allgemein akzeptierten und in der Praxis bewährten Verfahren (Crotagino F. , SMRI Reference for External Well Mechanical Integrity Testing / Performance, Data Evaluation and Assessment, 1996), (Durup & Brouard, 2002), (Zemke, 2020). Dabei wurden im Laufe der Zeit bei Vorliegen neuerer Erkenntnisse jeweils die Rahmenbedingungen für die Tests beziehungsweise die Akzeptanzkriterien für die technische Dichtheit angepasst.

Im verrohrten und zementierten Bohrloch sind die Komplettierung, die Zementation und die Anbindung an das umgebende Gebirge entscheidende Barriereelemente, für die standardisierte Testverfahren zur Dichtheitsprüfung existieren.

Im Folgenden werden daher zunächst die in der Untergrundspeicherung eingesetzten Standardverfahren zum Dichtheitstest der letzten zementierten Rohrtour sowie zum Funktionstest der gesamten Rohrtour dargestellt, um darauf aufbauend im Folgenden die Testprozeduren für eine Speicherung von superkritischen CO₂ abzuleiten.

Der Nachweis der Dichtheit eines Kavernenspeichers bezieht sich auf die LzRT der Kaverneninstallation und auf den Verbund Rohr-Zement-Gebirge. Der Bereich des letzten zementierten Rohrschuhs stellt die Verbindung zwischen Steinsalz und der LzRT dar und muss bei der Integritätsbewertung gesondert betrachtet werden, da er von entscheidender Bedeutung für die Integrität der Gesamtinstallation ist.

Folgende Testverfahren werden weltweit angewandt und akzeptiert:

- In-situ-Balance-Methode
- In-situ-Kompensationsmethode
- Obertägige-Balance-Methode.

Alle genannten Verfahren basieren auf dem Prinzip der Massenerhaltung. Ein möglicher Verlust (Leckage) wird dabei methodisch aus der Differenz der Masse des Testmediums (Stickstoff – N₂) zu Beginn und zum Ende des Testzeitraums ermittelt (Massenbilanz):

$$\Delta m_{N_2 \text{ Verlust}} = m_{N_2 \text{ Anfang}} - m_{N_2 \text{ Ende}}$$

Beim Dichtheitstest zur Erstellung von Kavernen für die Speicherung von superkritischen CO₂ sollte zunächst Stickstoff als inertes Gas eingesetzt werden, da auch bei der Solung der

Kavernen Stickstoff als Blanket verwendet wird und so neben der hydraulischen Dichtheit auch eine (technische) Gasdichtheit erforderlich ist.

8.4.1.3.1 In-situ-Balance-Methode

In Abbildung 8-6 ist die In-situ-Balance-Methode schematisch dargestellt. Zur Durchführung wird zunächst ein Absperrerelement, in der Regel ein Testpacker, verbunden mit einem Teststrang unmittelbar oberhalb des letzten zementierten Rohrschuhs eingebaut.

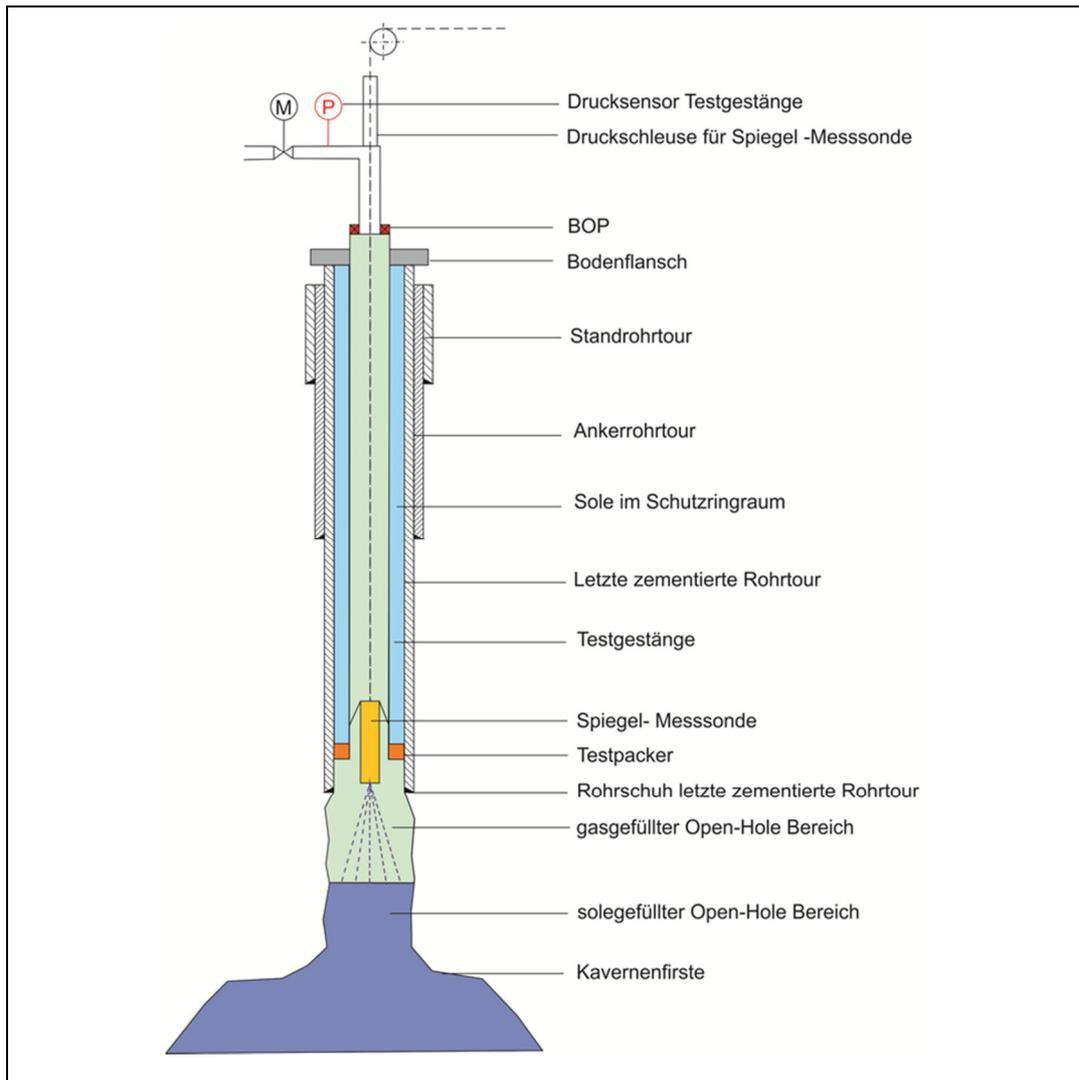


Abbildung 8-6: Schematische Darstellung der In-situ-Balance-Methode (hier: SoMIT®-Verfahren)

Diese Anordnung schützt die Zementation der Rohrtour während der Maßnahme vor Schädigung durch zu hohen Druck. Weiterhin wird dadurch das Testvolumen minimiert, was zu einer erhöhten Genauigkeit der Messungen führt.

Danach wird die Kaverne mit Sole vorgepuffert, bis der hydrostatische Testdruck erreicht ist. Dabei ist die durch das Testgas noch zu verdrängende Solemenge zu berücksichtigen. An-

schließlich wird das inerte Testgas, in der Regel Stickstoff, in den Teststrang eingepumpt und ein Gas-Sole-Spiegel im Kavernenhals unterhalb des Rohrschuhs der LzRT eingestellt. Mittels einer festverankerten Spiegelmesssonde (SoMIT[®]-Messsonde der Fa. SOCON) werden neben der Teufe des Gas-Sole-Spiegels, der Druck und die Temperatur in situ während des gesamten Testzeitraums erfasst.

Bei einem Test vor Solbeginn wird ein Teststrang bis unterhalb des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour abgehängt und der Gas-Sole-Spiegel im ersten Ringraum hinter diesem Teststrang unterhalb des RS der LzRT eingestellt. Die Spiegelmessung und Kontrolle erfolgt dann zumeist durch die wiederholte Einfahrt einer kombinierten P/T, ING-Messsonde. Aus den während der Ein- und Ausfahrt der Messsonde erfassten Druck- und Temperaturprofilen (P/T) können die entsprechenden P/T-Bedingungen im gesamten Prüfraum während des Tests rekonstruiert werden.

Im Falle der Dichtheit bleibt der Gas-Sole-Spiegel unter Berücksichtigung der Druck- und Temperaturänderungen über die gesamte Testdauer konstant. Im Falle einer Undichtigkeit entweicht das Testgas im Bereich des Rohrschuhs und führt zu einem Gasverlust im gesamten Testraum, was zu einem Anstieg des Spiegelstandes führt. Dieser Anstieg wird in Echtzeit von der Logging-Sonde gemessen oder bei der Einfahrt der P/T, ING-Sonde registriert. Da Volumen, Druck und Temperatur zu jedem Zeitpunkt bekannt sind, kann die entsprechende Verlustmenge jederzeit ermittelt werden. Die Massenbilanzierung erfolgt dann zwischen der Gasmenge im Testraum zu Beginn der Untersuchung und am Ende des Testes.

8.4.1.3.2 In-situ-Kompensationsmethode

In Abbildung 8-7 ist die In-situ-Kompensationsmethode schematisch dargestellt. Ebenso wie bei der In-situ-Balance-Methode wird unmittelbar oberhalb des Rohrschuhs der LzRT ein Absperrerelement gesetzt, um die Zementation der LzRT vor Schädigung durch den Testdruck zu schützen und das Testvolumen zu minimieren.

In den Teststrang wird im Anschluss ein Tubingstrang eingebaut. Dieser ist mit einer Perforation versehen, welche unterhalb des Rohrschuhs positioniert wird. Durch diese kann die Teufe des Stickstoff-Sole-Spiegels während der gesamten Maßnahme definiert eingestellt und überwacht werden, der Einsatz einer Messsonde ist nicht erforderlich.

Nach Einbau des Tubingstrangs wird die Kaverne mit Sole vorgepuffert, bis der Zieldruck erreicht wird. Danach wird das Testgas in den Steigraum zwischen Test- und Tubingstrang eingepumpt und der Gas-Sole-Spiegel bis zum Erreichen der Perforation verdrängt. Bei einem initialem DHT an einer Bohrung entfällt das Vorpuffern mit Sole, sonst ist der Ablauf gleich.

Der Umstieg des Gases vom Steigraum in den Tubingstrang resultiert in einem abrupten Druckanstieg am Kopf der Bohrung. Dies garantiert einen definierten Spiegelstand. Bei dieser Methode werden die Druck- und Temperaturwerte nicht im Bereich des Gas-Sole-

Spiegels gemessen, sondern am Testkopf. Mittels der ständig überwachten Werte kann die Testgasmenge zu jedem Zeitpunkt ermittelt werden.

Im Verlauf der Maßnahme wird mehrfach eine definierte Menge des Testgases in den Testringraum (Testgestänge x Tubingstrang) eingepumpt. Anhand des Druckverlaufes vom Prüfringraum und Tubingsstrang sowie der eingepumpten Stickstoffmenge wird für jeden Stickstoff-Nachschub eine separate Massenbilanz erstellt. Im Falle der Dichtheit steigt dieselbe Menge des Testgases in den Tubingstrang um und resultiert in einem Druckanstieg. Dieser Wert ist bei jeder Kompensationsphase konstant.

Im Falle einer Undichtigkeit entweicht das Testgas im Bereich des Rohrschuhs und führt zu einem Gasverlust im gesamten Testraum, was zu einem Anstieg des Spiegelstandes führt. Während der Kompensationsphase sinkt der Spiegelstand in dem Falle wieder auf die Tiefe der Perforation ab. Die überschüssige Menge steigt in den Tubingstrang um und führt zu einem geringeren Druckanstieg am Tubingkopf.

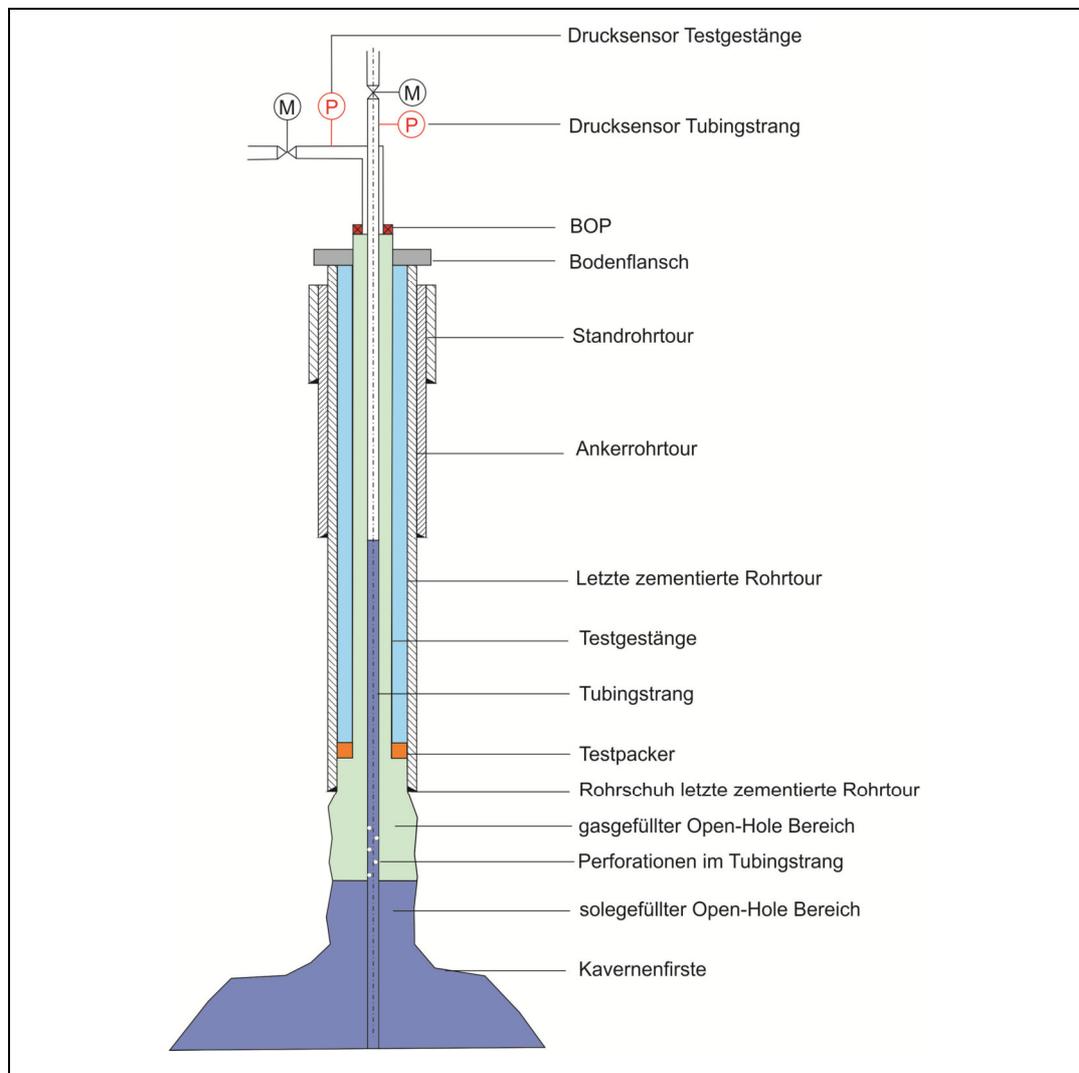


Abbildung 8-7: Schematische Darstellung der In-situ-Kompensationsmethode

8.4.1.3.3 Obertägige-Balance-Methode

Mit dieser Methode wird das technisch einfachste Verfahren zur Überprüfung der technischen Gasdichtheit einer Bohrung beschrieben. Dabei wird die Masse des Prüfgases zum Beginn und zum Ende durch eine Volumenmessung ermittelt.

Geometrische Verhältnisse im Prüfraum unterhalb des Rohrschuhes der LzRT, Temperatureffekte und konvergenzbedingte Volumenänderungen der Kaverne werden nicht bzw. nur ungenügend berücksichtigt.

Aufgrund der Ungenauigkeiten und geringeren Aussagekraft gegenüber den vorgenannten Verfahren wird diese Methode in Deutschland nicht mehr angewendet.

8.4.2 **Funktionstest vor der Erstbefüllung mit dem Speichermedium**

Ein Funktionstest erfolgt in jedem Fall nach dem Abschluss der Komplettierungsarbeiten. Mit diesem Test wird der Nachweis zur Funktionssicherheit/Dichtheit der gesamten Komplettierung geführt.

Im Rahmen des Funktionstestes besteht ebenfalls die Möglichkeit die Dichtheit zum Verbund Gebirge/Zementation/Casing zu überprüfen. Falls dabei Undichtheiten am Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour durch Leckageraten oberhalb des Akzeptanzkriteriums ermittelt werden, muss jedoch bei dieser Variante die gesamte Komplettierung ausgebaut werden, um gegebenenfalls Arbeiten an der letzten zementierten Rohrtour vornehmen zu können.

Der prinzipielle Aufbau während des Funktionstestes ist in der Abbildung 8-8 wiedergegeben. Nach Abschluss der Komplettierungsarbeiten wird die gesamte verbaute Bohrloch- und Komplettierungskonstruktion einem Dichtheitstest (Funktionstest) mit dem maximal zulässigen Betriebsdruck unterzogen.

Dazu wird die Sole in der Kaverne bis zum Prüfdruck vorgespannt. Anschließend erfolgt die Druckbeaufschlagung mit dem Prüfgas, in der Regel Stickstoff, im Komplettierungsringraum zwischen Soleentleerungsstrang und Förderrohrtour. Der Gas-Sole-Spiegel wird unterhalb des Rohrschuhs der LzRT eingestellt.

Für den Fall, dass zusätzlich der zementierte Rohrschuh der LzRT geprüft werden soll (kombinierter Funktions- und Dichtheitstest), erfolgen die erforderlichen Spiegelmessungen mit ING-Sonden (Impuls-Neutron-Gamma) im Steigraum des Soleentleerungsstranges.

Vor der Erstbefüllung kann der Funktionsnachweis für die eingebaute Komplettierung auch als integraler Dichtheitstest durchgeführt werden. Durch einen mehrstufigen Ansatz mit Variation der Spiegelteufe ergibt sich so die Möglichkeiten die verschiedenen Elemente der Komplettierung und der sonstigen Installationskomponenten im Verlauf einer Testprozedur hinsichtlich ihrer Dichtheit zu prüfen.

Auf diese Weise können exponierte Positionen für Undichtheiten, wie beispielsweise die Komplettierung, der Packer oder ein zementierter Doppelrohrliner, getrennt von anderen Funktionselementen der Komplettierung und des Bohrlochausbaus bewerten werden und die

erhaltenen Ergebnisse als Basis beziehungsweise Referenz für die Leckage- und Druckanstiegsmessungen während des Betriebes dienen.

Der Stufendichtheitstest wird nach dem Einbau der Entleerungsrohrtour und vor dem Beginn der Erstbefüllung durchgeführt. Dazu wird das zu speichernde Medium über den Entleerungsstrang in die Bohrung gepumpt und der Spiegel nacheinander in verschiedenen Teufen bis letztlich unterhalb des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour eingestellt. Nach der Druckbeaufschlagung bis zum maximal zulässigen Betriebsdruck wird die Spiegeländerung und der Druck- und Temperaturverlauf registriert und bewertet.

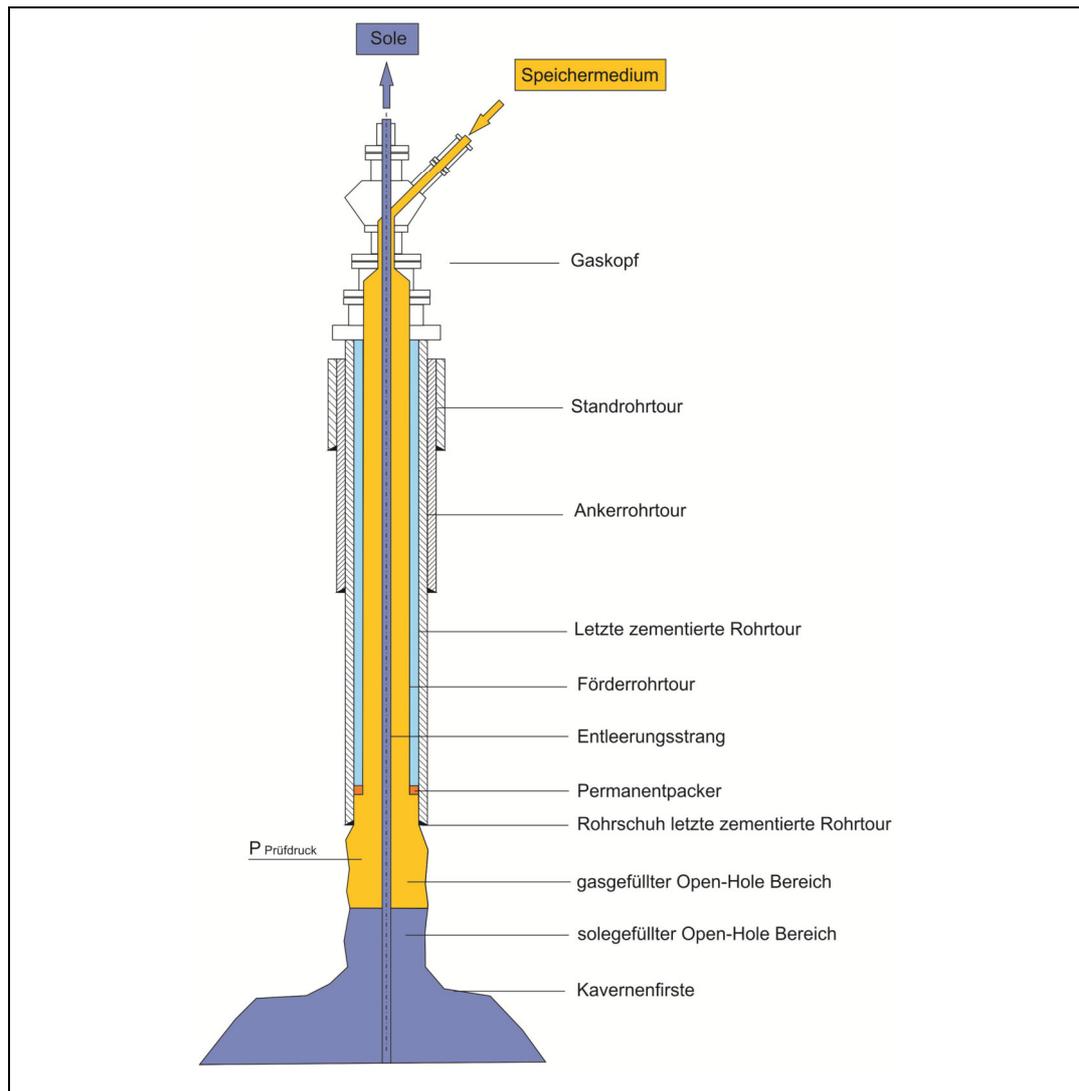


Abbildung 8-8: Schematische Darstellung des Funktionstestes

8.4.3 Spezielle Anforderungen an Dichtheitsteste für die Speicherung von $s\text{CO}_2$

Der Einsatz von Stickstoff als Testmedium in Kavernen, die für die spätere Speicherung von superkritischem Kohlendioxid vorgesehen sind, setzt experimentell ermittelte Vergleichsparameter für dieses Speichermedium voraus. Die dafür notwendigen Untersuchungen wurden im Rahmen des Arbeitspaketes 3 (siehe Abschnitt 5) vorgenommen (u.a. die finale Ableitung der Vergleichsparameter).

Für die im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojekts gültigen Randbedingungen (vgl. Abschnitt 4.2) für die unterirdische Speicherung liegt das Speichermedium während der Betriebsphase aber in jedem Fall im superkritischen Zustand vor. Auch hier wird Stickstoff für die Durchführung der notwendigen Dichtheitsteste eingesetzt. Damit wird neben der notwendigen hydraulischen Dichtheit für die Speicherung der Flüssigkeit auch die (technische) Gasdichtheit für Stickstoff, der als Blanket eingesetzt wird, nachgewiesen. Darüber hinaus ist die (technische) Gasdichtheit auch für den Befüllprozess oder andere vom Normalbetrieb abweichende Betriebszustände erforderlich.

Zum Abschluss der Komplettierungsarbeiten, vor dem Beginn der Erstbefüllung kann dann Kohlendioxid zum Testen der Funktion der Komplettierung verwendet werden. Das Kohlendioxid kann in der Bohrung verbleiben, da eine Druckentlastung durch das Auslagern von Sole möglich ist.

Da das Testequipment nur temporär zum Einsatz kommt, gelten die herkömmlichen Anforderungen aus der Erdgasspeicherung.

8.4.3.1 Sicherheitsanforderungen bei der Testausführung

Bei der Testausführung auf Kavernen in denen superkritisches CO₂ gespeichert werden soll gelten im Verlauf der Komplettierungsarbeiten, der Erstbefüllung und im Betrieb die Bestimmungen nach dem Bundesberggesetz (BBergG, 2021), der Allgemeinen Bergverordnung (ABBergV, 2017), der BVOT der Länder, sowie den API und BVEG Richtlinien (BVEG, 2017).

Folgende Sicherheitsanforderungen sind im Anwendungsfall zu berücksichtigen:

- API Konformität der verwendeten Ausrüstungen
- Einsatz geprüfter Ausrüstungen, Testkreuz, Testpacker, Drillpipe, Messequipment
- angepasste Druckauslegung und Anschlusskonformität von Testflanschen und Armaturen
- Verwendung von Sicherungsseilen für Druckschläuche
- Freimesseinrichtungen für anstehende gefährliche Medien
- Testpersonal: Nachweis der Fachkunde und falls erforderlich zertifiziert nach IWCF

Es ist eine Gefährdungsanalyse für die Ausführung der geplanten Testarbeiten zu erstellen, in der die Risiken im Umgang mit Stickstoff beziehungsweise Kohlendioxid als Prüfmedium explizit zu adressieren ist.

8.4.3.2 Prüf- und Akzeptanzkriterien

Die Ableitung und Festlegung von Dichtheitskriterien für die Speicherung von superkritischem CO₂ (z. B. zulässige Verlustraten) hat im konkreten Anwendungsfall dann unter Ver-

wendung der Untersuchungsergebnisse aus dem Arbeitspaket 3 (siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zu erfolgen. An dieser Stelle werden somit zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine für die unterirdische Speicherung von superkritischen CO₂ geltenden Dichtheitskriterien abgeleitet.

Für die auch für die Speicherung von superkritischem CO₂ zunächst vorgesehenen Tests mit Stickstoff werden daher die aus der langjährigen Betriebserfahrung bei der Gasspeicherung abgeleiteten Prozeduren und Kriterien für die Dichtheitsteste im ersten Ansatz mit entsprechenden Sicherheitsaufschlägen übernommen.

Zusätzliche Sicherheiten für die Dichtheit bei der anschließenden Speicherung können beim Test zum Beispiel durch eine Verlängerung der Testzeit oder eine weitere Einschränkung der Intervalle für die bisher bei der Untergrundspeicherung von Erdgas geltenden Akzeptanzkriterien sein.

In jedem Fall ist sowohl im Labor als auch bei den geplanten Arbeiten an potenziellen Forschungskavernen (Real-Labor) der parallele Einsatz von einem inerten Gas (Stickstoff) und dem späteren Speichermedium sCO₂ tiefergehend zu untersuchen, um weitere Erfahrungen zur Übertragbarkeit der Methoden und der Ergebnisse der Testprozeduren zu gewinnen. In diesem Rahmen wird auch eine ständige Überprüfung der angenommenen Akzeptanzkriterien erfolgen müssen, um für einen späteren regulären Betrieb verlässliche Grenzparameter für einen langfristig sicheren Betrieb festlegen zu können.

Eine abschließende, präzierte Angabe zu allen Akzeptanzkriterien für einen Dichtheitstest in Vorbereitung der Speicherung von sCO₂ kann daher erst nach Vorlage und finaler Auswertung aller verfügbaren Untersuchungsergebnisse erfolgen.

Dem Dichtheitstest zur Prüfung der Anbindung der letzten zementierten Rohrtour an das Gebirge gilt eine besondere Aufmerksamkeit, da hier eine besonders kritische Stelle der Verbindung zwischen den technischen Einbauten und dem umgebenden Gebirge zu prüfen ist.

8.4.4 **Akzeptanzkriterien**

Da derzeit noch keine relevanten Projekte für die Speicherung von sCO₂ im industriellen Maßstab realisiert wurden, gibt es auch keine Erfahrungen für dementsprechende Dichtheitsprüfungen. Belastbare Werte für die Akzeptanzkriterien von Dichtheitstest mit dem Prüfmedium sCO₂ liegen auf der Basis von praktischen Felddaten also nicht vor.

Es wird daher empfohlen zunächst die in langjähriger Praxis bewährten Prüfparameter für Erdöl-/Erdgaskavernen (Crotogino F. , SMRI Reference for External Well Mechanical Integrity Testing / Performance, Data Evaluation and Assessment, 1996) zu verwenden. Für Dichtheitsteste der letzten zementierten Rohrtour wurde dabei Stickstoff als Prüfmedium mit den folgenden Akzeptanzkriterien angewendet:

- Ein abflachender Verlauf der Verlustrate über den Zeitraum des Dichtheitstestes.
- Eine maximale Verlustrate von weniger als 150 l/d (unter Prüfbedingungen) während des Dichtheitstestes.
- Keine Druck- oder Gasaktivitäten in nachgeschalteten, vollzementierten oder abgepackerten Ringräumen.
- Ein stabiler und gut interpretierbarer Druckverlauf an den Ring- und Steigräumen

Diese Akzeptanzkriterien für Dichtheitsteste am Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour mit Stickstoff entsprechen dem Stand der Technik, sind allgemein anerkannt und haben ihre Eignung für die Erdgasspeicherung in Kavernen über lange Zeiträume nachgewiesen.

Für die jetzt vorgesehene Prüfung mit dem neuen Speichermedium sCO₂ sollten die bisher verwendeten Prüfkriterien zunächst beibehalten und im Rahmen weiterer Untersuchungen beziehungsweise betrieblicher Überwachungsmaßnahmen wie zum Beispiel kontinuierlicher Druckkontrolle aller Steig- und Ringräume genauer evaluiert werden.

Für die geplanten Kavernen zur Kohlendioxidspeicherung wird der alternierende Einsatz von einem inerten Gas (Stickstoff) und dem späteren Speichmedium sCO₂ empfohlen, um nach eingehenden Untersuchungen die nötigen Erfahrungen zur Übertragbarkeit der Methoden und der Akzeptanzkriterien zu gewinnen.

8.4.5 **Prüfmedium**

Die Verwendung eines inerten Gases (Stickstoff) als Prüfmedium ist mit dem Vorteil einer Reduzierung der sicherheitstechnisch erforderlichen Maßnahmen verbunden. Langzeiterfahrungen zur Dichtheit bei der Speicherung von sCO₂ fehlen ebenso wie die praktischen Erfahrungen bei der Durchführung von Dichtheitstests mit sCO₂.

Für superkritisches Kohlendioxid als Speichermedium wird der Nachweis der Dichtheit sowohl in der öffentlichen als auch in der behördlichen Wahrnehmung nicht zweifelsfrei akzeptiert werden, wenn als Prüfmedium nicht zusätzlich auch das spätere Speichermedium verwendet wird. Allein aus diesem Grund sind die höheren Aufwendungen und Sicherheitsvorkehrungen für die Dichtheitsnachweise mit sCO₂ bereits zu rechtfertigen.

Die Skalierbarkeit der Methoden und der Akzeptanzkriterien ist über vergleichende Betrachtungen bei der wechselweisen Verwendung von Stickstoff und sCO₂ als Prüfmedium sowohl im Labormaßstab als auch in Feldversuchen bis spätestens zum Markteintritt dieser Technologie zu evaluieren.

Für den langfristigen Einsatz bleibt so die Möglichkeit erhalten, später wieder ein inertes Gas unter den neu ermittelten Randbedingungen für die Prüfung der Dichtheit auch von Kavernen für die Speicherung von superkritischem Kohlendioxid einzusetzen.

8.4.6 **Prüfdruck**

Der Prüfdruck ist wie in der bisherigen Praxis bei der unterirdischen Gasspeicherung auch in Abhängigkeit von der Gebirgsdruckbelastbarkeit im Speicherhorizont auf der Basis eines gebirgsmechanischen Gutachtens festzulegen.

8.4.7 **Testdauer und Fehlerbetrachtung**

Jede Kavernenbohrung beziehungsweise Kaverne hat eigene geometrische und thermodynamische Eigenschaften. Es ist daher nicht möglich für alle Kavernensysteme die gleichen Kriterien für Druck- und Temperaturänderungen infolge eines Testes festzulegen, da unter anderem die Dauer der Ausgleichsprozesse sehr stark variieren kann.

Dies führt zu unterschiedlichen Sensitivitäten der Messungen und somit zu unterschiedlichen Fehlern bei der Ermittlung der Verlustrate. Während eines Dichtheitstestes kommt es in Abhängigkeit von der Größe des Kavernensystems und des Drucks des umgebenden Gebirges zu unterschiedlichen Druckänderungen. Diese können auch im Prüfraum im Verlauf der Testdurchführung auftreten. Dabei kann entsprechend der Charakteristik des Kavernensystems der Druck sowohl steigen als auch fallen. Mögliche Verlustraten sind unter Berücksichtigung der beschriebenen Druckverläufe auszuwerten.

Für die Berechnungen der Prüfgasmasse müssen die aktuellen thermodynamischen Zustandsgrößen bestimmt werden. Bei der Ermittlung dieser Parameter tritt jeweils ein Messfehler auf, wodurch die berechnete Prüfgasmasse auch fehlerbehaftet ist. Grundsatz ist, dass die Mitwirkung nicht ausschließbarer systematischer Fehler nur die Berechnung des maximal möglichen Fehlers erlaubt. Die gegenseitige Kompensation unterschiedlich gerichteter Einzelfehler kann im Ergebnis nicht berücksichtigt werden.

Damit die ermittelten Verlustraten als Nachweis der technischen Dichtheit angesehen werden können, sollte der maximale Fehler 1/5 der maximal zulässigen Verlustrate nicht überschreiten. Bei einer maximal zulässigen Verlustrate von 150 l/d ist die Dichtheitsprüfung so durchzuführen, dass ein maximaler Fehler der Verlustrate über den Testzeitraum den Wert von 30 l/d nicht überschreitet.

Die systematischen Fehler sind vor allem vom Prüfvolumen abhängig. Gleichzeitig führt eine Steigerung der Prüfgasmasse (Druck und/oder Volumen) zu einer Steigerung des Einflusses der systematischen Fehler auf die Verlustrate. Da die systematischen Fehler während der Testdurchführung konstant bleiben, verändert sich der Fehlbetrag bei der Ermittlung der Prüfgasmasse auch nicht. Durch eine Verlängerung des Testzeitraumes wird erreicht, dass der Fehlbetrag der Stickstoffmasse umgerechnet in eine Verlustrate sinkt. Aus diesem Grund muss für jeden Dichtheitstest die minimale Testdauer unter Berücksichtigung des Prüfvolumens berechnet werden. Zu den systematischen Fehlern bei der Ermittlung der Verlustraten treten zusätzlich nichtsystematische Fehler auf. Diese Fehler werden vor allem durch Änderungen des Kavernensystems hervorgerufen. Vor allem zu Beginn der Testdurchführung

findet eine Stabilisierung des Systems statt. Die hauptsächlichen Veränderungen im Kavernensystem sind wie folgt:

- Thermische Angleichung des Prüfgases sowie der eingepumpten Sole an das umliegende Gebirge
- Lösung von Prüfgas in Sole im Bereich des Spiegels
- Anpassung des Salzgebirges an den Prüfdruck innerhalb der Kaverne

Die Stabilisierung eines vorgepufferten Kavernensystems mit eingepumptem Stickstoff ist spätestens nach 3 Tagen vollständig abgeschlossen. Aus diesem Grund ist eine Überprüfung der technischen Dichtheit im Bereich des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour über mindestens 3 Tage durchzuführen. Dadurch wird gewährleistet, dass der Einfluss der nichtsystematischen Fehler auf die ermittelte Massenbilanz im Verlauf des Testzeitraums abnimmt und keine Fehlinterpretation der Verlustratenkurve erfolgt.

Durch das langsame Entstehen von Wegsamkeiten aufgrund des Prüfdruckes kann es jedoch zu einer deutlichen Verzögerung von Druckaktivitäten im vollzementierten Ringraum kommen. Ein Testzeitraum von mindestens 72 Stunden, während dessen der Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour mit dem Prüfdruck beaufschlagt ist, stellt sicher, dass mögliche Druckaktivitäten während der Testdurchführung festgestellt und das Auftreten zu einem späteren Zeitpunkt ausgeschlossen werden können.

8.4.8 **Auswertungs- und Berechnungsverfahren**

8.4.8.1 **Grundlagen**

Die Auswertung- und Berechnungsmethodik für die in Kapitel 8.4.1 dargestellten Testverfahren für einen Dichtheitstest mit Gas basieren auf der Massenbilanz. Unter Ansatz der Gasgleichung für ein reales Gas;

$$p \cdot V = m \cdot z(p, T) \cdot R \cdot T$$

kann vereinfacht nachstehende Gleichung für die Verlustmenge (Leckage) abgeleitet werden:

$$m_{begin} = \frac{p_{begin} \cdot V_{begin}}{z_{begin} \cdot R \cdot T_{begin}} \quad m_{end} = \frac{p_{end} \cdot V_{end}}{z_{end} \cdot R \cdot T_{end}}$$

$$m_{leak} = m_{begin} - m_{end}$$

- Mit: p Kopfdruck und Druckverteilung über die Gesamtteufe
V geometrisches Testgasvolumen, Bohrloch, Kavernenhals
T Temperatur, Temperaturverteilung Gesamttestteufe

Eine nachvollziehbare Auswertung setzt eine Berücksichtigung der Messfehler beziehungsweise Messabweichungen der Einzelmessungen voraus. Die Gesamtabweichung für das Ergebnis ergibt sich dann in einer Berechnung zur Fehlerfortpflanzung. Diese sollte nach einer linearen Methode beziehungsweise nach dem Gauß'schen Fehlerfortpflanzungsgesetz erfolgen. Die Fehlerfortpflanzung nach Gauß basiert auf statistischen Überlegungen und ist bei Wiederholungsmessungen anzuwenden.

Gegeben: Funktionaler Zusammenhang $f = f(x, y)$

Für die Größen (x, y) wurden Wiederholungsmessungen durchgeführt.

Allgemein gilt: $x = \bar{x} \pm \Delta\bar{x}$ und $y = \bar{y} \pm \Delta\bar{y}$,

mit: \bar{x}, \bar{y} Mittelwert

$\Delta\bar{x}, \Delta\bar{y}$ Messunsicherheit

Die Fehlerabschätzung umfasst folgende Fehlergrößen:

- Bohrlochtemperatur Testgas
- Druckmessdaten
- Geometrie Testvolumen
- Teufenfehler der Spiegelmessung

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf den Fehlerbereich für das Gesamtergebnis ist die Testdauer, da mit Zunahme der Prüfzeit und größer werdenden kumulativ ermittelten (Leckage-) Volumina bei gleichbleibenden absoluten Abweichungen für die Einzelmessungen der relative Fehler immer kleiner wird.

8.4.8.2 Rahmenbedingungen für Dichtheitstest

Für die Durchführung von Dichtheitstesten an der Verrohrung, dem zementierten Rohrschuh und den einzelnen Barriere-Elementen wird von folgender Ausgangssituation ausgegangen:

- Der Kavernenhohlraum und die Bohrung sind mit Sole gefüllt.
- Die Kaverne und die Bohrung sind drucklos.
- Der Zement hinter der Verrohrung ist abgebunden.

- Die Wartezeit zur Berücksichtigung der nach der Kavernenerstellung einsetzenden gebirgsmechanische Prozesse wurde eingehalten.

Die Prüfung der Dichtheit von mit Erdgas befüllten Kavernen bei der Umstellung auf $s\text{CO}_2$ wird nicht betrachtet.

8.4.8.3 Testablauf und Auswertung Dichtheitstest

Für den Dichtheitstest z.B. nach der In-situ-Kompensationsmethode wird in die letzte zementierte Rohrtour ein Testpacker mit Testgestänge etwas oberhalb des Rohrschuhs eingebaut um die Verrohrung vor Beschädigungen durch die hohen Gasprüfdrücke zu schützen (vgl. Kapitel 8.4.1). Zusätzlich wird im Testgestänge ein kleinerer Tubing mit entsprechenden Prüfperforationen auf eine Rohrschuhteufe von etwa 30 m unterhalb der Rohrschuhteufe der LzRT abgehängt.

Steig- und Ringräume der Testinstallation werden mittels Drucksensoren während des Dichtheitstestes überwacht und die Daten für die Auswertung digital aufgezeichnet.

Vor Testbeginn wird die Kaverne durch Einpumpen von Sole in den Steigraum des Tubings auf einen zuvor berechneten hydrostatischen Vordruck vorgepuffert. Nach einer Beruhigungszeit wird das Prüfmedium in den Ringraum zwischen dem Tubing und dem Testgestänge eingepumpt bis der Prüfgas-/Sole Spiegel die Perforationen im Tubing erreicht hat. Der Gasumschluss vom Ringraum in den Tubing garantiert einen Prüfgas-/Sole Spiegel an der Perforation unterhalb des letzten zementierten Rohrschuhs sowie den vorgegebenen Prüfdruck am Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour.

Nach einer angepassten Beruhigungsphase wird in regelmäßigen Abständen Prüfgas in den Ringraum zwischen dem Tubing und dem Testgestänge nachgepumpt, bis der Prüfgas-/Sole Spiegel wieder die Perforationen erreicht und ein Gasumschluss vom Ringraum in den Tubing erfolgt.

Aus der Erfassung der Nachpumpmenge zum wiederholten Herstellen konstanter Prüfbedingungen (konstante Spiegelteufe) kann unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Drucküberwachung eine Massenbilanz für das Prüfmedium über den Testzeitraum erstellt werden. In der Abbildung 8-9 sind beispielhaft die Druckverläufe im Tubing und im Ringraum zwischen dem Tubing und dem Testgestänge während eines Dichtheitstests nach dem In-situ-Kompensationsverfahren wiedergegeben.

Nach Beendigung des Testzeitraums von mindestens 72 Stunden ist zunächst das Prüfmedium aus dem Tubing und aus dem Ringraum zwischen dem Tubing und dem Testgestänge zu entlasten. Die Entlastungsgeschwindigkeit ist bei Verwendung von $s\text{CO}_2$ als Prüfmedium in Abhängigkeit von den verwendeten Werkstoffen anzupassen.

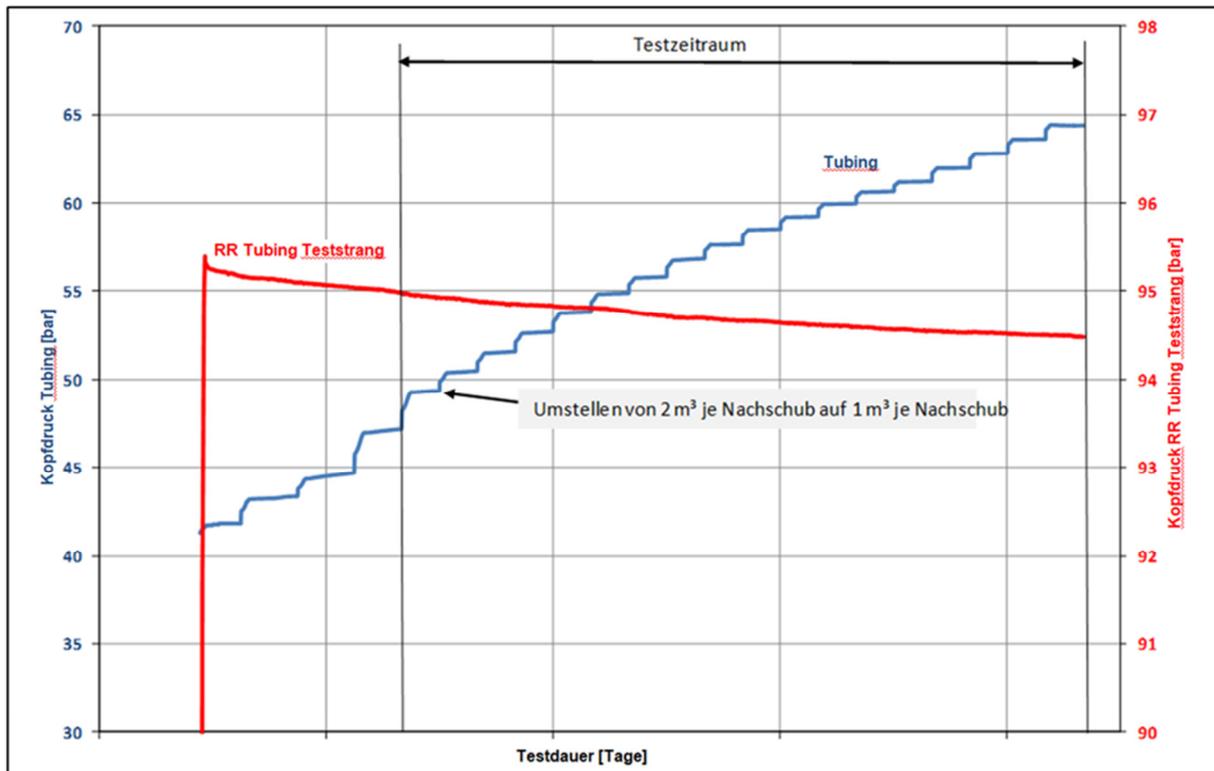


Abbildung 8-9: Druckverläufe im Tubing und im RR Tubing - Teststrang beim Dichtheitstest

Für einen Dichtheitstest vor der Erstbefüllung kann nach der Fertigstellung der Komplettierung auch ohne den zusätzlichen Einbau des Testgestänges in analoger Weise getestet werden.

8.4.8.3.1 Auswertung

Die Analyse der beim Dichtheitstest aufgenommenen Daten beginnt mit der Bewertung der Entwicklung des Druckes im Ringraum zwischen dem Tubing und Teststrang. Hier sollten sich beim Herstellen der Prüfbedingungen, also beim gleichmäßigen Anfahren des Testdrucks durch das Einpumpen von Stickstoff aus der Druckkurve und auch aus der vorausberechneten Stickstoffmenge keine Indikationen für Unregelmäßigkeiten innerhalb des Bohrlochs ergeben.

Für die Ermittlung der Massenbilanz werden dann die in einem vierstündigen Abstand jeweils nachgepumpten Prüfgasmengen sowie die zugehörige Druckentwicklung ausgewertet. Mit Hilfe der Zustandsgleichung für Gas wird unter Berücksichtigung der Temperaturverteilung für verschiedene vertikale Diskretisierungen des Bohrlochs jeweils die Masse an Prüfgas berechnet und über die Teufe aufsummiert. Auf diese Weise ergibt sich im vierstündigen Abstand ein Wert für die Masse an Prüfgas im Prüfraum unter Berücksichtigung der jeweiligen Druck- und Temperaturbedingungen, während der Spiegel immer wieder auf die exakt gleichen Prüfbedingungen eingestellt wird (konstante Teufe).

Die Verlustraten ergeben sich dann aus der Differenz der Prüfgasmasse zwischen den verschiedenen Pumpintervallen. Um die Leckrate pro Tag für den gesamten Testzeitraum zu ermitteln werden die einzelnen Werte addiert und dann wieder auf das Tagesintervall bezogen.

Da sowohl die einzelnen Leckageraten, insbesondere am Anfang des Testzeitraums nach dem vollständigen Abklingen aller Störeffekte, zurückgehen und der berücksichtigte Testzeitraum sich gleichzeitig vergrößert, wird die kumulative Leckrate mit fortschreitender Testdauer immer kleiner, wenn die Installation dicht ist.

Die Entwicklung der kumulativen Verlustrate unter Berücksichtigung von Druck- und Temperaturbedingungen ist für einen Dichtheitstest mit positivem Ergebnis beispielhaft in der Abbildung 8-10 wiedergegeben.

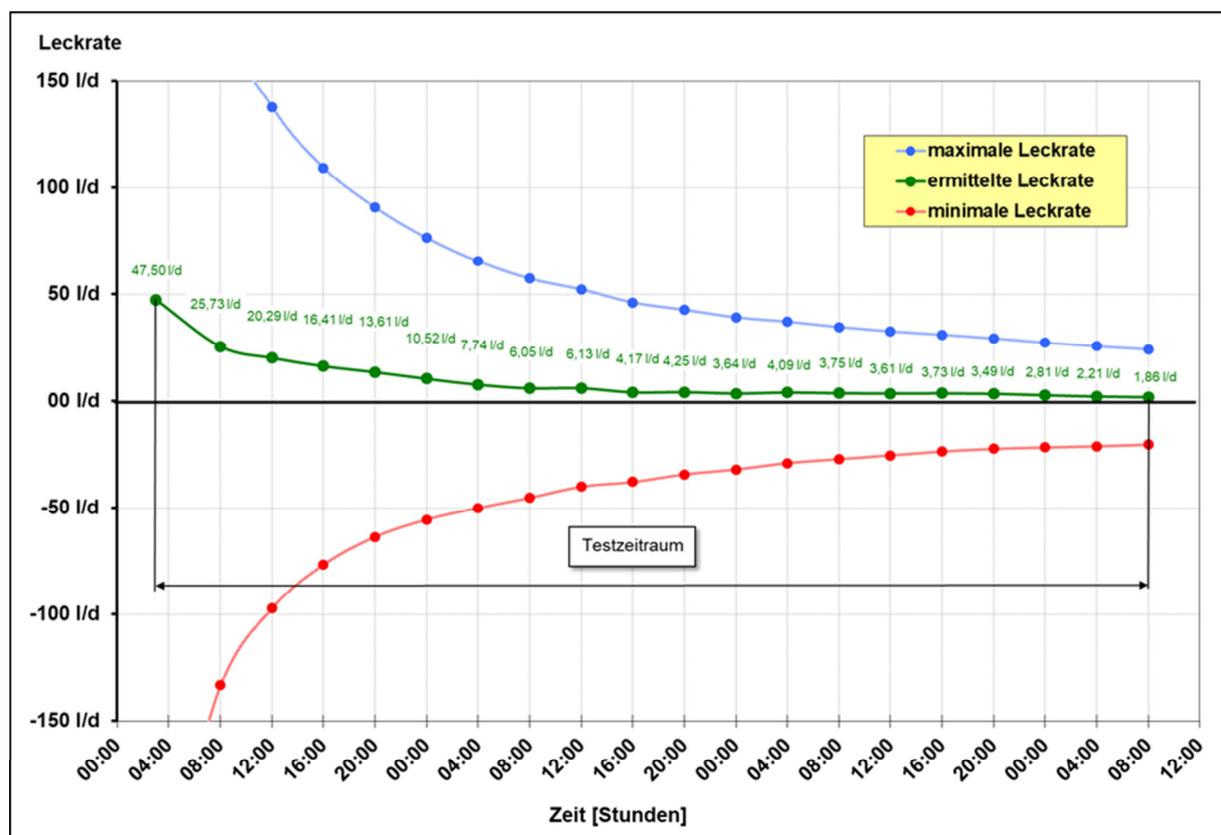


Abbildung 8-10: Entwicklung Verlustrate unter Prüfdruck über den Testzeitraum

Neben der ermittelten Leckrate sind darin, unter Berücksichtigung einer Fehlerbetrachtung (-/+), auch die Werte für eine minimale und eine maximale Leckrate dargestellt. Auch diese Daten konvergieren zu immer kleiner werdenden absoluten Beträgen, da die Gesamtgröße der nicht ausschließbaren systematischen Fehler des Testverfahrens zwar gleich bleibt, der Einfluss auf die berechnete kumulative Leckagerate pro Tag mit fortschreitender Testdauer aber immer kleiner wird. Für das angegebene Beispiel ergibt sich über die Testdauer von

72 Stunden eine Leckagerate von $\sim 2 \text{ l/d} \pm 23 \text{ l/d}$ unter Prüfbedingungen, womit das Akzeptanzkriterium Leckagerate $< 150 \text{ l/d}$ deutlich erfüllt ist.

Als weitere Kriterien für die Beurteilung des Dichtheitstest sind die durchschnittliche Druckreduzierung im Ringraum zwischen dem Tubing und dem Testgestänge (vgl. Abbildung 8-9) und die Druckverläufe in den nachgeschalteten Ringräumen während der Dauer des Testes zu sehen. Auch hier sollten sich für ein positives Ergebnis des Tests keinerlei Auffälligkeiten oder größere Druckschwankungen zeigen.

8.4.8.4 Testablauf und Auswertung Funktionstest

Nach dem Leitfaden Bohrungsintegrität des BVEG (BVEG, 2017) gilt als Wirksamkeitsnachweis einer Komponente oder eines Barriere-Elementes die Prüfung, ob das Element die für die Komponente definierten Normen erfüllt. Diese werden in Form von Akzeptanzkriterien zum Beispiel für Funktionsprüfung oder Dichtheitsprüfung definiert.

Grundlage der Wirksamkeitsnachweise bilden hierbei die durchgeführten Qualitätskontrollen beim Hersteller, die die Komponente für den geplanten, bestimmungsgemäßen Einsatz qualifizieren oder bestenfalls zertifizieren. Bei der Funktionsprüfung wird dann überprüft und das Ergebnis dokumentiert, ob eine Komponente, Element oder System wie spezifiziert funktioniert.

Für die Speicherung von Kohlendioxid sind die Casings der Förderrohrtour (primäre Barriere) und der letzten zementierten Rohrtour (sekundäre Barriere) bevorzugt verschweißt einzubauen, um die erforderliche Gasdichtheit zu gewährleisten.

Beim Funktionstest nach der Installation sind die Komplettierungselemente der Bohrung auf technische Gasdichtheit mit einem gasförmigen Testmedium unter maximalen Betriebsdruck zu testen.

Als Testdauer ist ein Zeitraum von 12 Stunden für den Test mit Stickstoff und in ähnlicher Größenordnung auch für den Test mit superkritischem Kohlendioxid anzusetzen. Zuvor ist eine Stabilisierungsphase, in der die notwendigen Angleichungs- und Ausgleichsprozesse ablaufen, einzuhalten. Die Testdauer ist im Verlauf des Tests in Abhängigkeit vom tatsächlich beobachteten Druckverlauf anzupassen.

Für einen Funktionstest der eingebauten Endkomplettierung wird die Kaverne bis auf einen dem maximalen Kavernendruck entsprechenden hydrostatischen Kopfdruck hydraulisch vorgepuffert. Dazu wird wie beim Dichtheitstest Sole über den eingebauten Soleentleerungsstrang eingepumpt.

Nach einer vorgeschalteten Beruhigungsphase von mehreren Stunden zum Abklingen der durch das Einbringen von Sole und Prüfgas verursachten Störeffekte, kann dann mit dem eigentlichen Funktionstest begonnen werden.

Während der Testarbeiten wird der Druck im Entleerungsstrang und im Ringraum zwischen dem Entleerungsstrang und der Förderrohrtour sowie in allen nachgeschalteten abgepackerten beziehungsweise voll-zementierten Ringräumen durchgehend aufgezeichnet und überwacht.

8.4.8.4.1 Auswertung

Bei Einhaltung der vorgenannten Testprozedur ergeben sich mehrere Stufen und unterschiedliche Kriterien zur Bewertung der Ergebnisse des Drucktestes.

Erste Hinweise auf das Testergebnis sind bereits während der Stabilisierungsphase abzuleiten. Mit fortschreitender thermischer Anpassung des Systems sollte dabei sowohl der jeweils nach einer Haltezeit von zwei Stunde registrierte Druckabfall als auch das zur Druckanpassung benötigte Prüfvolumen (Nachpumpmenge) mit zunehmender Stabilisierungszeit stetig abnehmen. Damit lässt sich ein ursächlicher Zusammenhang der registrierten Druckverluste mit den thermischen Ausgleichsprozessen belegen.

Eine ausbleibende Stabilisierung beziehungsweise zunehmenden Druckverluste geben frühzeitig Hinweise auf unzureichende Testbedingungen (Packer, Kopfabdichtung undicht) oder ein negatives Testergebnis.

Wesentlicher Punkt zum Nachweis der technischen Dichtheit der gesamten LzRT ist, dass nach dem Abklingen der oben beschriebenen Ausgleichsprozesse die Druckverluste im Prüfraum unter Berücksichtigung der Fehlertoleranz des Verfahrens auf null zurückgehen.

Zur Veranschaulichung der Auswertekriterien ist die Druckaufzeichnung eines hydraulischen Funktionstestes vor der Endkomplettierung beispielhaft in der Abbildung 8-10 dargestellt.

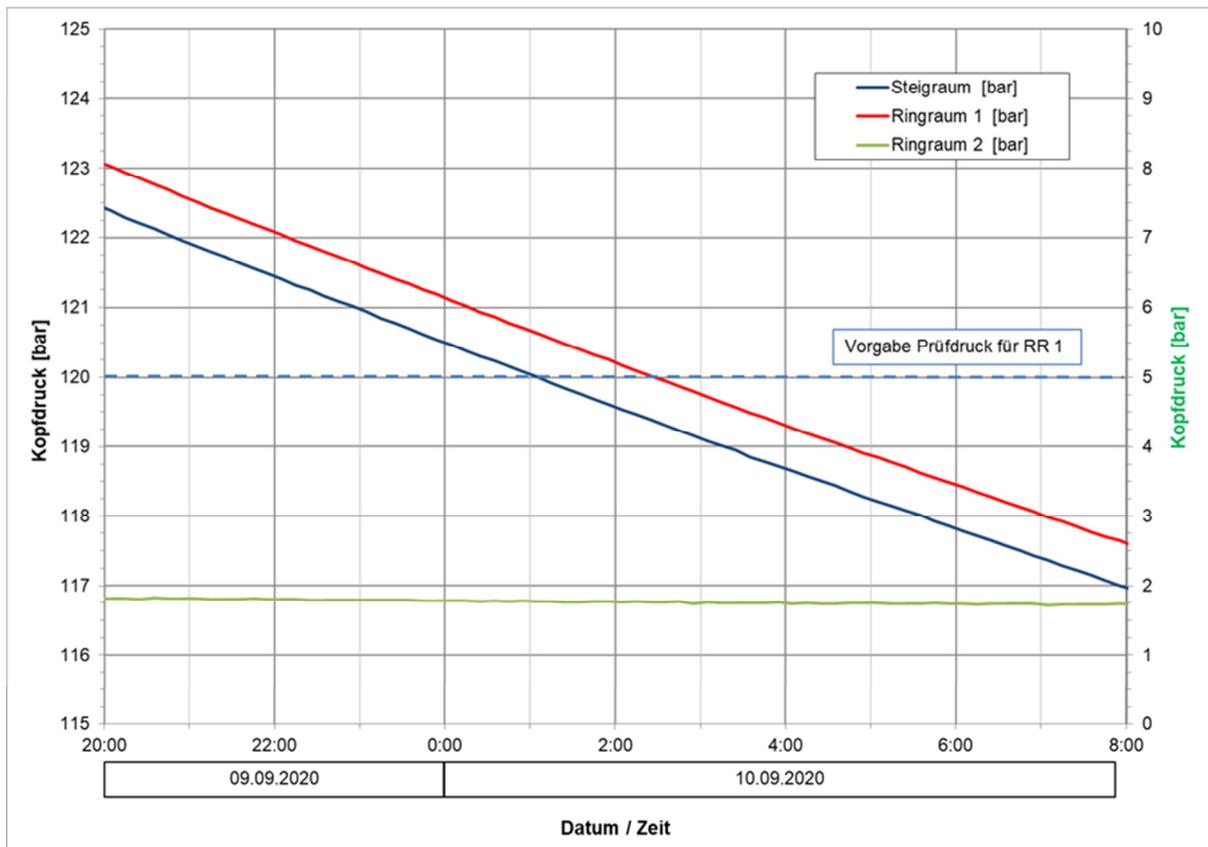


Abbildung 8-11: Druckverlauf Steigraum Ringräume während des Funktionstests

Das bedeutet, dass der über die Testphase aufgezeichnete Druckverlauf (vgl. Abbildung 8-11) sich asymptotisch einem konstanten Wert nähern muss ab dem dann konstante Druckverhältnisse ohne weiteren Druckverlust im Prüfraum herrschen.

Bei einer undichten Installation würde sich aufgrund der Leckage eine gleichbleibende Druckabnahme ergeben. Der aufgezeichnete Druck fällt weiter linear ab, ohne dass sich ein konstanter Druck (> 0 bar) einstellt.

Druckteste werden in der Regel nicht so lange ausgeführt bis sich der Druck asymptotisch einem konstanten Wert genähert hat; beziehungsweise die Druckabnahme unendlich klein geworden ist. Meist ist eine Testdauer von 12 Stunden ausreichend, um aus der Extrapolation der Druckdaten eine gesicherte Aussage zur Dichtheit der Installation abzuleiten.

Die visuelle Begutachtung der Druckkurve liefert erste Hinweise über den Druckverlauf wie er beispielhaft in der Abbildung 8-12 wiedergegeben ist. In dem Diagramm ist auf der linken Seite der anfängliche Druckverlust ($\Delta P/\Delta t$) als Steigungsdreieck dargestellt. Bei der Verschiebung dieses Dreiecks nach rechts entlang des Kurvenverlaufs zeigt sich, dass die Abweichungen zur Druckkurve immer größer und damit die Druckverluste immer kleiner werden bis sich letztlich das rechte kleinere Steigungsdreieck ergibt.

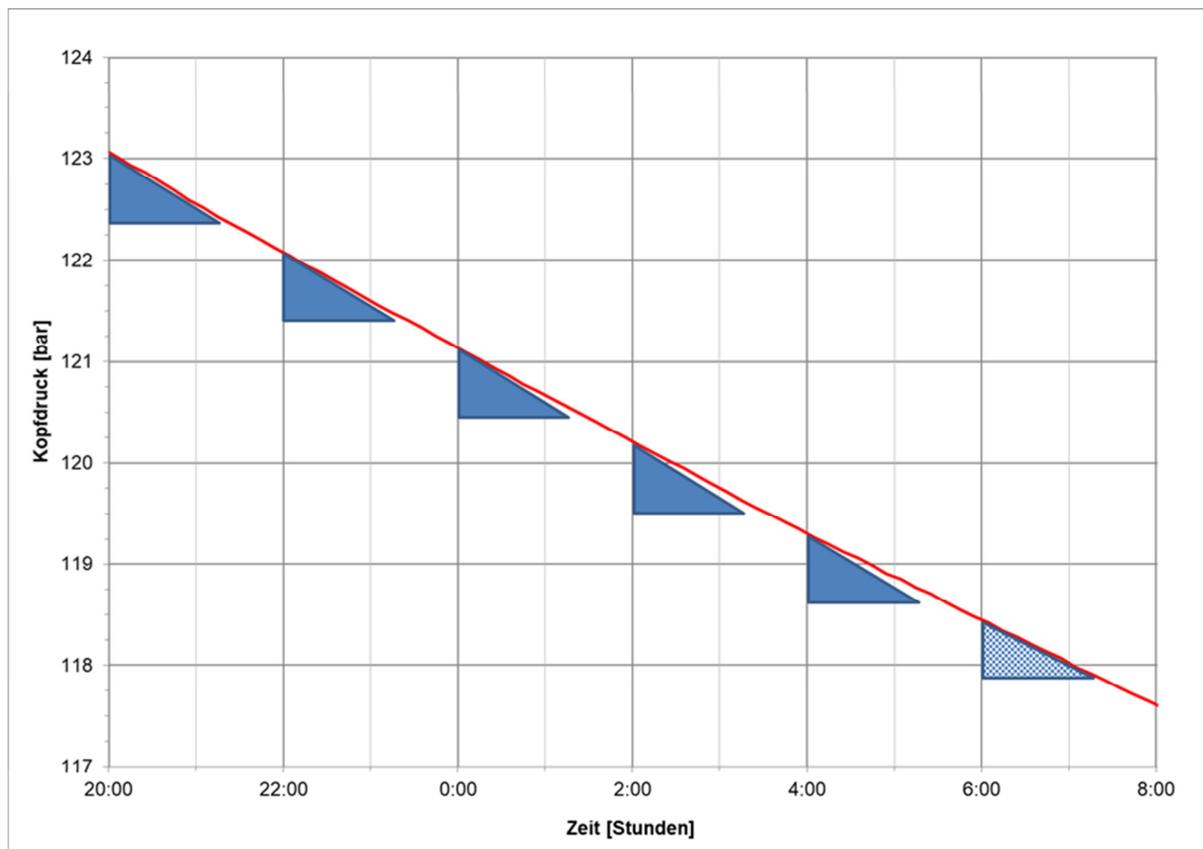


Abbildung 8-12: Visuelle Auswertung hydraulischer Drucktest

Eine klarere Interpretation der Druckdaten während der Testphase wird bei der expliziten Betrachtung der Druckänderungsrate erreicht. Für die Darstellung in Abbildung 8-13 wurden jeweils die Druckänderungsraten in 10 Minuten Intervallen entlang der Druckkurve ermittelt und gleitende Mittelwerte über einen Zeitraum von einer halben Stunde gebildet um größere, zufällige Variationen der Messwerte herauszufiltern.

Im Ergebnis ist klar erkennbar, dass unter Berücksichtigung der Schwankungsbreite infolge der Messungenauigkeit bereits nach einigen Stunden eine Druckänderungsrate von 0,5 bar/h erreicht wurde und im Testintervall dann eine klare lineare Tendenz für die weitere Abnahme der Druckverluste erkennbar ist.

Für das gewählte Beispiel ergibt die Extrapolation der Werte, dass nach weiteren etwa 48 Stunden eine Druckänderungsrate von 0 und damit die asymptotische Annäherung an einen konstanten Druckwert zu erwarten ist.

Mit der Druckänderungsrate am Ende der Testphase und der aus dem Nachpumpen ermittelten Kompressibilität kann für die Daten aus dem vorliegenden Beispiel eine theoretische Verlustrate ermittelt werden. Diese Rate repräsentiert nicht notwendigerweise eine tatsächliche Leckage, sondern beschreibt den Fehlerbereich der Messung zum Dichtheitstest.

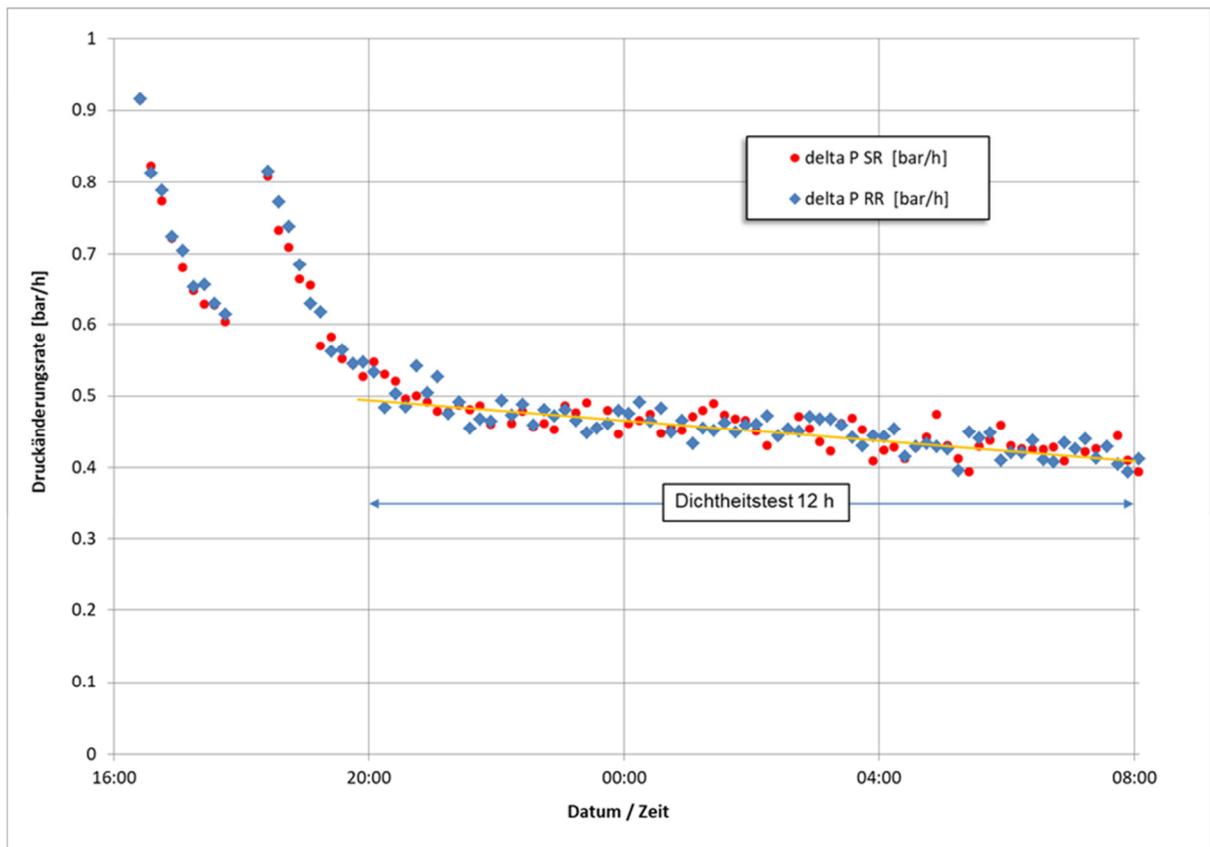


Abbildung 8-13: Druckänderungsrate zur Auswertung hydraulischer Druckteste

Nach Auswertung der untersuchten Testdaten kann empirisch ein weiteres Kriterium für einen positiven Test abgeleitet werden. Die für die Teste ermittelte theoretische tägliche Verlustmenge sollte kleiner als 1 ‰ des Prüfvolumens sein und somit der Fehlerbereich einer Messung über 24 Stunden weniger als 1 ‰ betragen.

Bei Berücksichtigung der vorgenannten Bedingungen und aufgeführten Grenzwerte sind im Rahmen des Fehlerbereichs keine Anzeichen für eine Undichtheit der LzRT gegeben und der Drucktest ist mit einem positivem Ergebnis zu bewerten.

Die aufgezeichneten Druckreduzierungen während des Testverlaufs sind keine Indikationen einer Undichtheit an der letzten zementierten Rohrtour, sondern ausschließlich auf die besonders am Anfang stark wirkenden äußeren Einflüsse (Temperatenausgleich) auf den Druckverlauf zurückzuführen.

8.4.9 Monitoring

Mit dem Monitoring von verschiedenen Parametern soll ein sicherer und stets beherrschbarer Zustand für den Betrieb von Speicherbohrungen sichergestellt werden. Ein sicherer Betrieb ist unter anderem dadurch definiert, dass zu keinem Betriebszustand Fluide und Gase aus der Bohrung unkontrolliert austreten. Dazu ist sicherzustellen, dass sich Betriebspara-

meter innerhalb von definierten Leistungsgrenzen befinden und somit eine Beschädigung von Barriereelementen ausgeschlossen werden kann. Maßnahmen zum Monitoring erfolgen in Anlehnung an geltende Regeln und Richtlinien und dienen der Aufrechterhaltung der Integrität aller Barriereelemente im Betrieb. Hier sei insbesondere auf die „BVEG TR Bohrungsintegrität“ (BVEG, 2017) verwiesen.

Die Sicherstellung der Integrität einer Bohrung ist in den verschiedenen Lebenszyklen einer Bohrung zu gewährleisten. Für den Gesamtzyklus einer Speicherbohrung lassen sich unter dem Aspekt des Monitorings 2 Phasen beschreiben:

- Phase 1: Planung
- Phase 2: Betrieb sCO₂- Speicherung

Im Nachfolgenden werden einzelne Aspekte die der jeweiligen Phase zuzuordnen sind erläutert.

8.4.9.1 Phase 1 – Planung

Die Planungsphase beschreibt Maßnahmen, die vor Errichtung einer Speicherbohrung oder Umrüstung einer bestehenden Bohrung zu einer CO₂- Speicherbohrung erfolgen.

8.4.9.1.1 Planung von Monitoringsystemen im Bereich Kavernenkopf

Bereits vor Errichtung einer Speicherbohrung sind Maßnahmen zur Realisierung von Monitoringsystemen vorzusehen. Dazu gehört die konstruktive Planung von Druckmessstellen im Bereich des Kavernenkopfes für alle eingebundenen Ringräume. Ebenfalls ist eine Temperaturmessung des Steigraumes und der Umgebungstemperatur vorzusehen.

Des Weiteren ist bei der Planung des Kavernenkopfes für alle Dichtbereiche von Rohrtour-einbindung (Keil- oder Hangersystem) eine separate Dichtheitsprüfung der Dichtungen durch entsprechende Testanschlüsse vorzusehen. Nachaktivierbare Dichtungen sind konstruktiv bei der Auslegung zu bevorzugen.

8.4.9.1.2 Festlegung von Grenzwerten

Durch die Festlegung und Einhaltung von maximal zulässigen Grenzwerten für einzelne Betriebsparameter wird ein sicherer und beherrschbarer Zustand für den Betrieb gewährleistet. Für die zu überwachenden Parameter werden in der Regel MAASP/Schwellwerte festgelegt, die im Regelbetrieb nicht überschritten werden dürfen. Für den Fall einer Überschreitung besteht die Gefahr von Schäden an Gesundheit, Anlagen (Maschinen) und der Umwelt und es ist die Einleitung von festgelegten Maßnahmen vorgesehen.

Sicherheitsrelevante Parameter, wie z.B. Drücke in Steig- und Ringräumen (MAASP), sind vor Ort sichtbar anzuzeigen und kontinuierlich in Leitwarten zu überwachen. Im Falle einer

Grenzwertannäherung- oder Überschreitung sind diese Parameter mit einem Alarm zu versehen.

8.4.9.1.3 Sensorische Überwachung

Im Vergleich zur Speicherung von brennbaren Gasen und Flüssigkeiten stellt der Austritt von CO₂ keine Gefahr durch die Entstehung von zündfähigen Gemischen dar, sondern vielmehr eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit und auf Grund der klimaschädlichen Wirkung auch für die Umwelt. Durch den Einsatz von kontinuierlich messenden Sensoren kann der Austritt von CO₂ aus dem Kavernenkopf rechtzeitig detektiert und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

8.4.9.2 Phase 2 – Betrieb CO₂- Speicherung

Die Phase 2 beschreibt Aspekte des Monitorings, die sich auf den Zeitraum der regulären CO₂- Speicherung beziehen. Hier sind Maßnahmen beschrieben, die kontinuierlich oder zyklisch durchzuführen sind und somit ein vorhersehbares Versagen von Barrierelementen verhindern sollen.

Betreiber von Speicherbohrungen müssen mit regelmäßigen Befahrungen ihrer Kavernenköpfe eine visuelle Prüfung durchführen und dokumentieren. Folgende Aspekte können bei einer visuellen Überprüfung dokumentiert werden:

8.4.9.2.1 Visuelle Überwachung

Ablesen Druckmessstellen

Neben den digital übertragenen Messwerten der Drucksensoren in ein Leitwartensystem, muss ein Ablesen von diesen Werten auch vor Ort durch Digital- oder Analogmanometer möglich sein. Übertragungsfehler können somit entdeckt werden und Gefährdungen vor Ort sofort erkannt werden.

Verschmutzungen durch Medienaustritt

Stellen sich im Laufe des Betriebs kleine Leckagen an druckführenden Bauteilen ein die mit einem Medienaustritt einhergehen, dann können diese Spuren durch das Medium selber oder durch Anhaftungen aus der Umwelt (Staub, Sand) sichtbar werden. Das Auftreten dieser Spuren ist zu begutachten und im Leckagefall Maßnahmen einzuleiten.

Korrosion

Spuren von Korrosionsvorgängen können sichtbar oder unsichtbar erfolgen. Zu den sichtbaren Korrosionsschäden gehören das Auftreten von Rostspuren oder sich abhebende Farbschichtung. In diesem Falle sind entsprechende Korrosionsschutzmaßnahmen einzuleiten und ggf. die Ursachen von ungewöhnlichen Korrosionserscheinungen zu klären. Nicht sicht-

bare Korrosion kann mit den im nachfolgenden Kapitel 8.4.9.2.3 beschriebenen Methoden überprüft werden.

Positionsveränderung

Neben der Überwachung der Betriebsparameter besteht auch die Möglichkeit einer geometrischen Positionsüberwachung von Kavernenköpfen. Mit dieser zyklischen Überwachung können ggf. unplanmäßige Belastungssituation, die zu einer „Verschiebung“ in Form von Kippen von Kavernenköpfen führen können, vorzeitig detektiert und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

8.4.9.2.2 Sensorische Überwachung

Drucküberwachung

Grundsätzlich ist eine Überwachung aller Ringräume, die durch das Einbinden von Rohrtouren in den Kavernenkopf entstehen, mit einer kontinuierlichen Druckmessung auszustatten. Das Ablesen und die Fernübertragung der aktuellen Druckwerte wird so ermöglicht. Für folgende Bereiche muss diese Überwachung vorhanden sein:

- SR = Steigraum
- RR1 = Abgepackter Ringraum (Schutzringraum) zwischen Förderrohrtour und letzter zementierter Rohrtour
- RR2 = Ringraum letzte zementierte Rohrtour zwischen letzter zementierter und folgender (technischer) Rohrtour

Zur Auswertung des Ringraumdruckes RR1, ist eine zyklische Prüfung der Spiegelhöhe der Ringraumschutzflüssigkeit erforderlich.

Temperaturüberwachung

Mit einer Temperaturüberwachung sollen unzulässige Betriebszustände hinsichtlich der thermischen Randbedingungen erfasst werden. Eine Überschreitung von thermischen Auslegungsgrenzen kann zu einer Beschädigung von Barriereelementen führen. Zum Abgleich mit Umgebungseinflüssen ist eine Temperaturmessung in freier Umgebung empfehlenswert. Zusätzlich ermöglicht die Überwachung der Temperatur im Steigraum einen Rückschluss auf Belastungen auf die Förderrohrtour, die in Abhängigkeit des Temperatureinflusses eine Lastzunahme (Abkühlung) oder Lastabnahme (Erwärmung) erfährt. In Zusammenarbeit mit einem Spannungsmesssystem können somit auch Lastveränderungen auf Betriebsfahrweisen zurückgeführt werden.

Fließ- bzw. Strömungsgeschwindigkeiten

Mit der Überwachung von Strömungsgeschwindigkeiten lassen sich geförderte Volumen (Massenbilanz) berechnen.

Überwachung unmittelbarer Bereich Kavernenkopf

Der unmittelbare Bereich um den Kavernenkopf ist hinsichtlich einer erhöhten auftretenden CO₂-Konzentration zu überwachen. Während CO₂ ungiftig ist, und in geringen Mengen in der Luft natürlich vorkommt, kann das Vorhandensein einer hohen Konzentration von CO₂ die menschliche Atmung stark beeinträchtigen und dadurch zu schweren körperlichen Schäden bis hin zum Tod führen. Die ist insbesondere kritisch, da CO₂ schwerer ist als Luft, und sich bei einem Austritt in Bodennähe ansammelt. Ebenfalls ist der Austritt von CO₂ in die Umwelt als klimaschädliches Treibhausgas zu vermeiden. Bei einer CO₂ Detektion außerhalb des Kavernenkopfes sind automatisiert sicherheitstechnische Maßnahmen einzuleiten.

8.4.9.2.3 Mechanische Prüfungen / Überwachungen

Überwachung Axiallasten

Förderrohrtour

Die direkte Überwachung der Lastveränderungen an der Förderrohrtour ermöglicht eine unmittelbare Abbildung der Spannungssituation in der Rohrtour. Somit lassen sich Lastwechsel durch Betriebsfahrweisen als auch durch äußere z.B. geologische Einflüsse wie z.B. Konvergenzeffekte erfassen. Voraussetzung dazu wären eine feste Einspannung im Packerbereich und Kavernenkopf.

Durch die Festlegung von Grenzwerten für zulässige Belastungen lassen sich kritische Betriebszustände vorzeitig erkennen und durch die Einleitung von Gegenmaßnahmen sichere Betriebszustände wiederherstellen.

Letzte zementierte Rohrtour

Aussagen zu Laständerungen der LzRT im Bereich des Rohrschuhs können für bestehende Bohrungen mit einer summarischen Auswertung der Belastungsänderung der Förderrohrtour erfolgen. Bei Neubohrungen ist die Installation eines teufenunabhängigen Messsystems möglich.

Ankerrohrtour

Über die Ankerrohrtour werden alle axialen Lasten aus Eigengewicht und Betriebszuständen der im Kavernenkopf eingebunden Rohrtouren aufgenommen und abgefangen. Demzufolge lassen sich auch durch Messsysteme an der Ankerrohrtour auf veränderte Belastungszustände der inneren Rohrtouren schließen.

Wanddickenmessung /Korrosionsschäden der ART

Im Vergleich zu sichtbaren Korrosionserscheinungen können auch visuell nicht erkennbare Korrosionserscheinungen z.B. im Bereich der Ankerrohrtour auftreten. Hier kann es durch elektrochemische Prozesse zu einer großflächigen oder punktuellen Abnahme der Wandstärke kommen. Zur Prüfung auf Korrosionsschäden sollte daher in regelmäßigen Abständen ein Screening auf Korrosionsschäden der ART erfolgen. Oberhalb des Zementkopfes kann dies mit einer Ultraschallwanddickenmessung erfolgen. Unterhalb des Zementkopfes können durch den Einsatz von Schallverfahren Korrosionserscheinungen detektiert werden.

Chemisch/Physikalische Prüfung

Durch eine Beprobung der in den Steig- und Ringräumen anstehenden Medien werden die chemischen Zusammensetzungen ermittelt. Für den Fall, dass es in den Ringräumen Indikationen für Druckanomalien gibt, können durch den Abgleich der chemischen Zusammensetzung ggf. Rückschlüsse auf die Herkunft geschlossen werden. In diesem Zusammenhang ist die Überwachung des Spiegels der Ringraumschutzflüssigkeit relevant.

Regelmäßige Wartungsmaßnahmen

Im Bereich des Kavernenkopfes müssen in regelmäßigen Abständen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen stattfinden. Dazu ist ein Wartungs- und Instandhaltungsplan zu erstellen. Bereiche, die einer Prüfung unterzogen werden, sind u.a. Armaturen, Abdichtungen der Rohrtoureneinbindungen und USAV-Komponenten.

Wartungen der Armaturen umfassen u.a. die Prüfung der allgemeinen Funktionstüchtigkeit und eine Dichtheitsprüfung.

Vor Beginn der Dichtheitsprüfung der Dichtelemente an der Rohrtoureinbindung (Abbildung 8-15) erfolgt für einzelne Dichtungsbereiche eine Überprüfung eines vorhandenen Druckaufbaus zwischen den Dichtungen. Im Anschluss sind die einzelnen Dichtbereiche der Rohrtoureinbindungen (Primärdichtung und Sekundärdichtung) mit entsprechend festgelegten Prüfdrücken auf Dichtheit zu testen. Im Falle von Undichtigkeiten sind diese, soweit technisch möglich, nachzudichten. Die durchgeführten Wartungsarbeiten sind zu dokumentieren.

Elektrotechnische Überprüfungen

Zur Vermeidung von Potentialunterschieden von verschiedenen Bauteilen und Komponenten im Bereich des Kavernenkopfes sollten neben den regelmäßigen Wartungsarbeiten am Kavernenkopf ebenfalls die Potentialausgleichseinrichtungen geprüft werden. Das kann z.B. im Rahmen einer elektrischen Überprüfung nach Elektro-Bergverordnung- ElBergV oder anderen gültigen DIN VDE-Normen für andere auf dem Kavernenplatz befindlichen Anlagen erfolgen.

Zyklische Druckteste

Nach bestehender Regelung der BVEG (BVEG, 2017) sind vor dem Betrieb und nach Änderungen an der Installation barriererelevante Bereiche einer Dichtheitsprüfung zu unterziehen. Dazu gehören u.a. die Dichtheitsprüfung des Rohrschuhs der letzten Zementierten Rohrtour und der Funktionstest der Förderrohrtour. Aktuell sind weitere zyklische Druckprüfungen der Bohrlochverrohrung nicht gefordert.

Zur Erhöhung der Betriebssicherheit sind aktuell Überarbeitungen der geltenden Regelwerke hinsichtlich einer zyklischen Überprüfung der Dichtheit von Rohrtouren durch „externe Sachverständige“ in Bearbeitung (Entwurf neue BVOT - Land Niedersachsen). Zukünftig durchzuführende Druckteste sollten in Anlehnung an jeweils bestehende, gültige Regelwerke erfolgen.

Tracermonitoring - Überwachung Dichtheit Kavernenbohrung

Die Dichtheit von Kavernenbohrungen als Gesamtsystem und somit der Nachweis der Integrität aller Barriereelemente ist eine grundlegende Forderung im Speicherbetrieb. Sehr gute Erfahrungen liegen für ein Tracermonitoring mit dem Einsatz von Substanzen aus der Stoffgruppe der zyklischen Perfluorocarbone vor. Eine Kavernenbohrung wird jeweils mit einem definierten Tracertyp aus der Stoffgruppe der Perfluorocarbone (PFC) bei Einlagerung des Speichermediums bzw. wiederholt zur Aufrechterhaltung einer erforderlichen Nachweiskonzentration im Speicherbetrieb geimpft. Beim Betrieb mehrerer Speicherkavernen können unterschiedliche PFCs in die Einzelkavernen eingebracht werden. Das hat den Vorteil, dass bei möglichen Indikationen im Monitoring die Kaverne als Quelle angesprochen werden kann.

Die Überwachung erfolgt mittels Beprobung der eingebundenen Ringräume am Kavernenkopf sowie an zur Überwachung gezielt abgeteufte Pegeln. Der Schwerpunkt liegt hier im Bereich der Grundwasserleiter/Nutzleiter.

Über ein zyklisches Beprobieren der Pegel ist ein dauerhafter Nachweis des geschlossenen Kavernensystemes sowie den Barrieren des Bohrungsausbaus möglich.

8.4.9.3 Auslegung von Monitoringsystemen im Bereich des Kavernenkopfes für die Speicherung von sCO₂

In den folgenden Kapiteln werden die zuvor zusammenfassend dargelegten Monitoringsysteme näher beschrieben und für den Anwendungsfall spezifiziert.

8.4.9.3.1 Übersicht relevanter zu überwachender Betriebsparameter

In der folgenden schematischen Darstellung sind alle relevanten „Belastungen“ bzw. zu überwachenden Parameter, die einen Einfluss auf die Betriebssicherheit haben, aufgeführt.

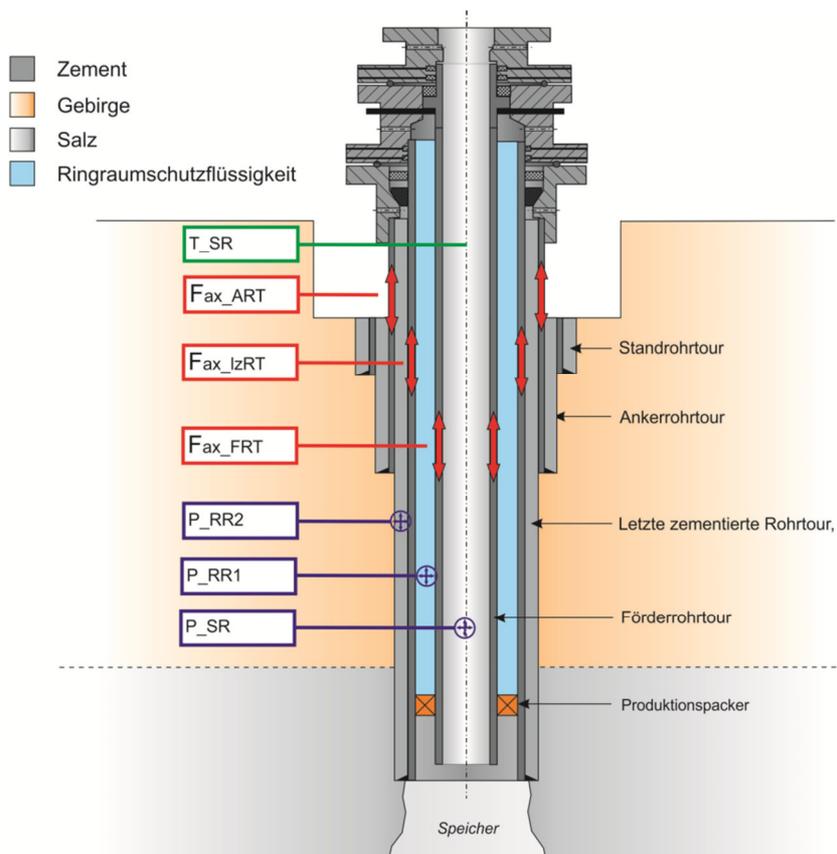


Abbildung 8-14: Übersicht zu überwachender Kräfte und Drücke im Bereich der Bohrlochinstallation

T_{SR}	= Temperatur Steigraum	P_{RR2}	= Druck zementierter Ringraum
F_{ax_ART}	= Axiallast Ankerrohrtour	P_{RR1}	= Druck abgepackter Ringraum
F_{ax_IzRT}	= Axiallast letzte zementierte Rohrtour	P_{SR}	= Druck Steigraum

Hinweis zu F_{ax_IzRT} :

Der Parameter der Axialbelastung der letzten zementierten Rohrtour ist als Barriereelement der sekundären Barriere für die Integrität einer Bohrung von Bedeutung (Abbildung 8-14). Aktuell ist mit bestehenden Systemen eine Ermittlung von Dehnungserscheinungen im Bereich des Rohrschuhs bzw. des Packerseitzbereiches summarisch möglich. Existierende Systeme befinden sich derzeit in der Weiterentwicklung.

8.4.9.3.2 Einbindung der Rohrtouren und Messstellen in den Kavernenkopf

Basis für einen Kavernenkopf bildet der Grund- bzw. Bodenflansch. Dieser ist durch eine Schraubverbindung oder eine Schweißverbindung mit der Ankerrohrtour verbunden (Abbildung 8-15- blauer Rahmen).

Nachgelagerte Rohrtouren werden üblicherweise mit zwei verschiedenen Systemen im Kavernenkopf abgefangen. Für letzte zementierte und zusätzliche technische Rohrtouren kommt im Normalfall ein Keilsystem zum Einsatz (Abbildung 8-15, gelber Rahmen).

Förderrohrtouren, Solerohrtouren, Entleerungs- und Flutstränge werden in der Regel mit einem Formhanger im Kavernenkopf abgelandet (Abbildung 8-15, schwarzer Rahmen).

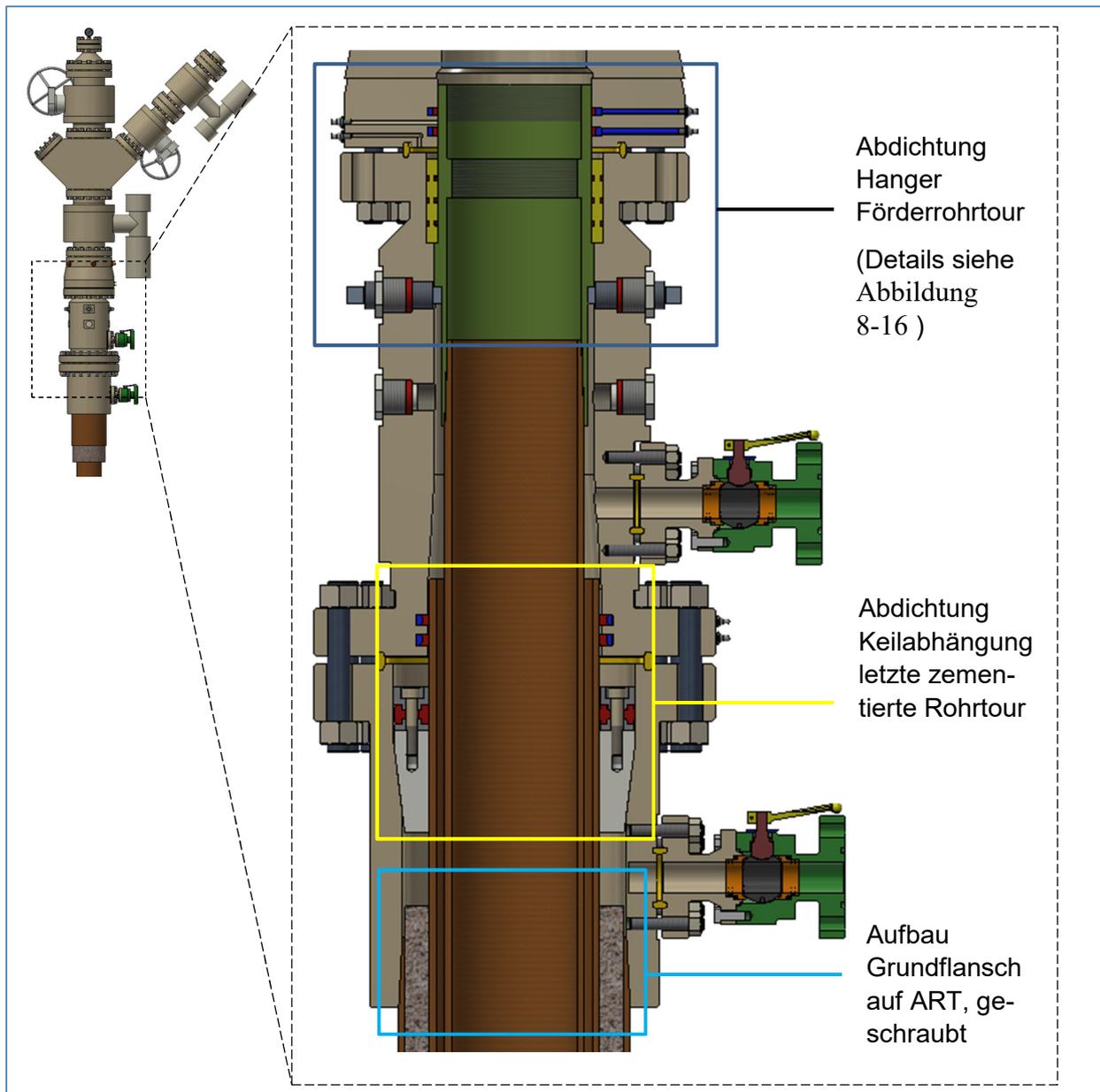


Abbildung 8-15: Übersicht Einbindungen verschiedener Rohrtouren in den Kavernenkopf

Unabhängig von der Ausführung der Abhängung ist ein doppeltes Abdichtungssystem in Form einer Primär- und Sekundärdichtung vorzusehen. Die Ausführungen variieren dabei und sind ggf. auch herstellerabhängig.

Für den üblichen Einsatzfall der Gasspeicherung besteht die Primärdichtung aus weichen Elastomer-Dichtelementen z.B. O-Ringe, die entweder mit einer separat zu installierenden Hülse (siehe Abbildung 8-16) montiert oder direkt auf der Hangeraußenkontur vorgesehen werden.

Die Ausführung der Sekundärdichtung kann ebenfalls durch Elastomerdichtung erfolgen. Eine gängige Realisierung erfolgt dabei durch P-Seals. Dieses System kann im Betrieb durch zusätzliches Einpressen von Aktivierungsmasse (Abbildung 8-16– blau) nachaktiviert bzw. nachgedichtet werden.

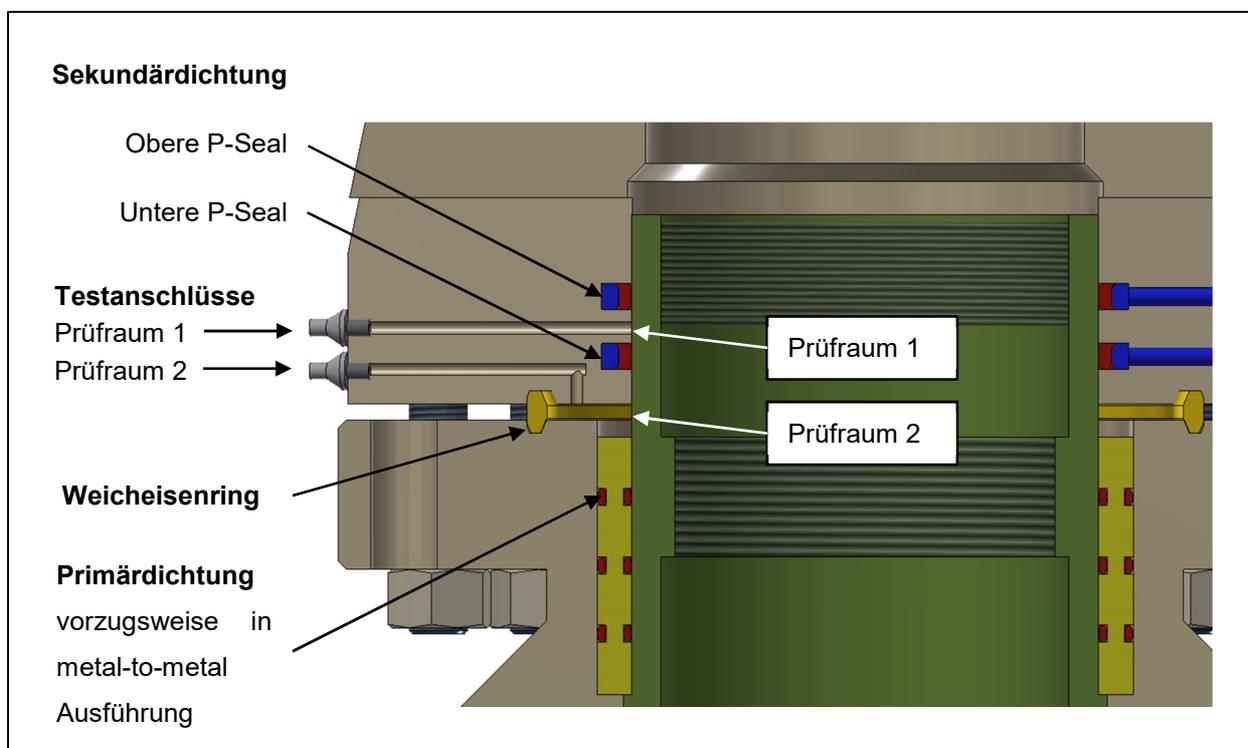


Abbildung 8-16: Bestandteile einer Rohrtourabdichtung im Kavernenkopf

Ein Alternativsystem besteht in der Ausführung von metallisch dichtenden Systemen. Dabei wird die Dichtfunktion durch das Anziehen der Verflansungsbolzen mit gleichzeitiger plastischer Verformung von metallischen Dichtelementen realisiert. Eine reguläre Nachdichtung im Betrieb ist nicht vorgesehen.

8.4.9.3.3 Monitoringsysteme zur Erfassung von Axiallaständerungen

Neben den Monitoren von Druck- und Temperaturwerten in einer Bohrung für den Betriebszustand, steht für eine Überwachung der Focus auch auf der Erfassung von Lastsituationen einzelner Rohrtouren.

Grundlagen

Veränderliche Axiallasten treten durch thermische Effekte während des Ein- und Ausspeisevorgangs und durch das Speicherdruckspiel auf. Die Größenordnung der Axiallaständerung durch thermische Effekte hängt u.a. von der chemischen Zusammensetzung des Speichermediums ab.

Die Ankerrohrtour nimmt alle aus den abgefangenen Rohrtouren resultierenden Gewichts-, geologisch- sowie prozessbedingten Kräfte auf.

Folgender Zusammenhang gilt dabei:

$$\sum F_{ART} = f \left(\sum F_{FRT} + \sum F_{LZRT} \right)$$

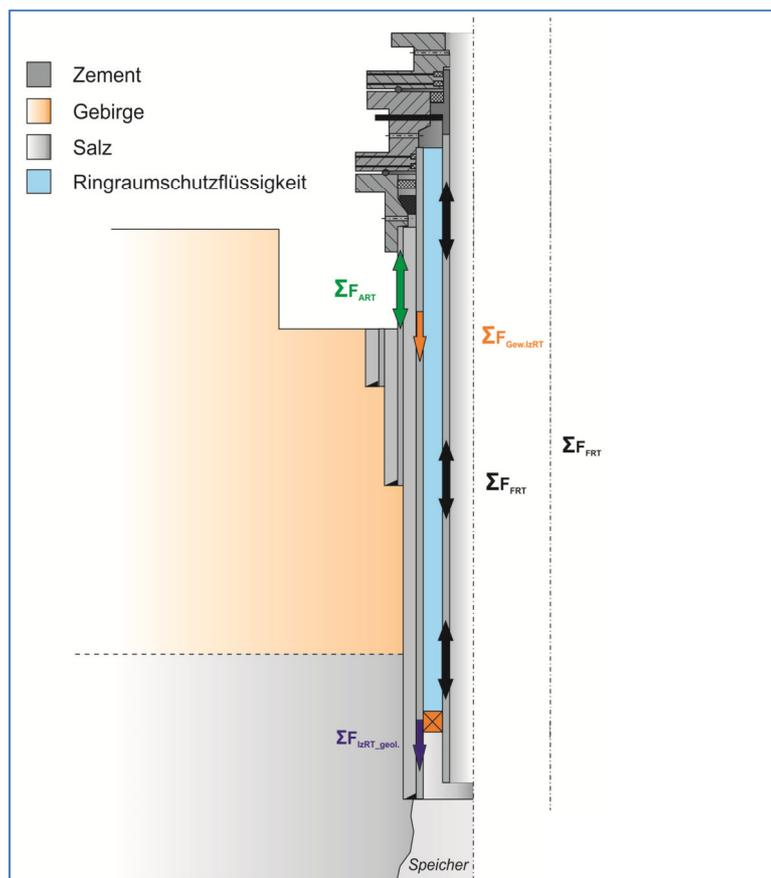


Abbildung 8-17: Kräfteverlauf in Rohrtouren

Ist die letzte zementierte Rohrtour bis Übertage zementiert, so werden abgesehen von der Absetzlast infolge des Eigengewichtes keine zusätzlichen Lasteinträge auf die Ankerrohrtour übertragen. Sollte der Zementkopf tiefer liegen, kann durch die „freie“ Länge zwischen Ze-

mentkopf und Einspannlänge (Keile) infolge Temperatur- und Druckänderungen eine zusätzliche Belastungskomponente entstehen ($\Delta F_{\Delta T_{LzRT}}$).

Es gilt:
$$\sum F_{LzRT} = f(F_{Gew_{LzRT}} + \Delta F_{\Delta T_{LzRT}})$$

Die Belastungen in der Förderrohrtour ΔF_{FRT} sind dabei maßgeblich durch die Betriebsparameter wie Innendruck P_{SR} und der Temperaturveränderungen ΔT_{STR} infolge Ein- und Auspeisevorgänge beeinflusst. Um Wechselwirkungen auf den Produktionspacker bzw. Bewegungen der Dichtungen der Seal Unit zu vermeiden, wird der Förderstrang bei Erdgaskavernenspeichern üblicherweise mit einer zusätzlichen Vorspannung ($F_{FRT_Vorsp.}$) abgehängt, so dass der Packer stets mit einer Zugspannung belastet wird. Im Fall einer auftretenden geologischen Komponente durch z.B. Konvergenz ist dieser Faktor ΣF_{LzRT_geol} als lasterhöhend zu berücksichtigen.

$$\sum F_{FRT} = f(F_{FRT_Eigengew.} + F_{FRT_Vorsp} + \Delta F_{FRT_Betrieb} + \Delta F_{LzRT_Geol.})$$

Messsysteme

Technische Möglichkeiten zur Ermittlung von Axiallast bestehen in der Messung von Dehnungen oder der direkten Messung von Gewichtslasten der Rohrtouren.

Dehnungsmessung:

Über die Ermittlung von Dehnungen können Rückschlüsse auf wirkende Kräfte und somit auch auf Materialspannungen in den untersuchten Rohrtouren getroffen werden.

Es gilt: $F \sim \varepsilon$ und $\sigma \sim \varepsilon$

Zum Abgleich von Dehnungswerten mit den dazugehörigen Kraftwerten ist bei der Installation des Systems ein Kalibriervorgang erforderlich. Dieser sollte im Zuge einer Komplettierung erfolgen um die tatsächlich wirkenden Gewichtslasten als Randbedingungen einfließen zu lassen.

Kraftmessung:

Mit derartigen Systemen erfolgt eine direkte Überwachung der Gewichtslasten. Dazu werden in oder an den Abfangsysteme der Rohrtouren (Verflansungen) entsprechende Messsysteme integriert.

Durch den Einsatz von Dehn- und Kraftmesssystemen lassen sich für folgende Bereiche der Bohrlochverrohrung Messwerte ermitteln:

Für die Erfassung von Laständerungen muss die Förderrohrtour an zwei Punkten eingespannt sein. Dies ist in der Regel durch den unteren Einspannpunkt in Form des Permanent-

packers und einem oberen Einspannpunkt durch ein Hangersystem zum Ablenden im Kavernenkopf gegeben.

Für bereits eingebaute LZRT besteht derzeit die Möglichkeit die Dehnungsänderungen für den Packersetzbereich (Rohrschuh) summarisch bzw. indirekt über Lastveränderungen der Förderrohrtour zu messen.

Für den Fall, dass eine LZRT neu eingebaut wird, kann durch ein an der Rohraußenseite installiertes Messsystem (z.B. Glasfasertechnologie) auch eine Überwachung der Rohrtour über die komplette Einbauteufe erfolgen. Dehnungen lassen sich somit über den gesamten Teufenbereichen erkennen.

Über die Ankerrohrtour werden alle Gewichtslasten die durch das Abfangen der im Kavernenkopf eingebundenen Rohrtouren entstehen, aufgenommen und in den Untergrund abgeleitet. Zusätzlich wirkt das Gewicht des Kavernenkopfes. Im Normalfall steht die Ankerrohrtour unter eine Druckspannung. Verändert sich die Lastsituation der im Kavernenkopf abgefangenen Rohrtouren, speziell die der Förderrohrtour, hat dieses unmittelbare Folgen für die Belastungssituation der Ankerrohrtour. Nimmt die Last in der FRT zu, erhöht sich die Druckspannung in der ART und umgekehrt.

Tabelle 8-10 fasst die verfügbaren Systeme zur Überwachung der Axiallast bzw. deren Auswirkungen auf die Rohrtouren zusammen.

Tabelle 8-10: Übersicht verfügbarere Axiallast-Monitoringsysteme

Prinzip der Messung	Systeme	Manipulation der Lastsituation	Anbieter/ Patentinhaber
Dehnung	Dehnmessstreifen	-	Verschiedene
	Faseroptische Dehnungsmessung (Glasfaser)	-	Verschiedene
Kraftmessung	TMS - Tension Monitoring System	-	UGS GmbH
	TCMS – Tension Controlled Monitoring System	Variation der Vorspannlänge möglich	UGS GmbH
	Landeboizen mit integrierter Lastermittlung - hydraulisch	-	Exal-Technology

Empfehlung für die Konfiguration einer axialen Spannungsmessung

Unter der Voraussetzung einer Neuinstallation der Bohrung sollte das Monitoringsystem zur Axiallastüberwachung mit einem kombinierten System ausgestattet werden.

Dabei bezieht sich der Ausdruck der Kombination auf den Einsatz eines Systems für die Erfassung der Laständerung der Förderrohrtour und eines weiteren Systems für den Einsatz im Bereich der Ankerrohrtour. Der Einsatz der DMS-Technologie (Dehnmessstreifen) ist für beide Messpositionen (FRT und ART) geeignet und erprobt. Es kann daher als Primärvariante beschrieben werden.

8.4.9.4 Details zur Ausführung der sensorischen Überwachung

Im Bereich des Kavernenkopfes müssen alle zu überwachenden Rohrtouren (ART, LzRT, FRT und ggf. noch weitere technische Rohrtouren oder Solrohrtouren) abgefangen und abgedichtet sein. In diesem Bereich sollten zur Vergleichbarkeit der Messdaten die entsprechenden Messstellen vorgesehen werden. Für die Dimensionierung der einzelnen Messstellen werden die in der nachfolgenden Tabelle 8-11 beschriebenen Messbereiche empfohlen:

Tabelle 8-11: Dimensionierung Messstellen

Messstelle	Einheit	Min.	Max.
Druckmessung SR	bar	0	Druckstufe Kavernenkopf z.B. 3000 psi
Druckmessung RR1	bar	0	max. Zulässiger RR1-Druck
Druckmessung RR2	bar	0	Max. Zulässiger RR1-Druck +
Temperaturmessung	°C	-25	100

Die Messstellen sollten eine Datenerfassung zur Weiterleitung an eine Leitwarte, sowie eine Vor-Ortablesung ermöglichen. Druck- und Temperatursensoren sollten an absperrbare Blocknadelventile montiert sein, die ggf. einen Austausch eines Sensors ermöglichen.

Die Beständigkeit gegenüber sCO₂ und eventuell auftretender Begleitelemente muss gegeben sein. Elektrische Bauteile, die für eine sensorische Überwachung in Ex-Bereichen installiert sind, müssen eine Atex-Zertifizierung haben, jedoch sind Ex-Bereiche nicht zu erwarten. Die Daten installierter Axiallastmesssysteme sollten kontinuierlich erfasst und gespeichert werden. Eine Auswertung der Daten kann zyklisch erfolgen.

8.4.9.5 Überwachung USAV / Controlline

Der Einbau eines Untertage Sicherheitsabsperrventiles (USAV) gehört zu den etablierten Sicherheitseinrichtungen in einer Speicherbohrung und ist bei einer CO₂- Speicherbohrung ebenfalls vorzusehen. Wie in 8.3.5 beschrieben muss dafür mit Herstellern noch eine konstruktive Lösung gefunden werden, die den auftretenden Lasten bei Schließen des USAV standhält.

Verschiedene Komponenten des USAVs werden im Speicherbetrieb dem $s\text{CO}_2$ und ggf. kritischen Begleitstoffen ausgesetzt. Aus diesem Grund sollten auch für dieses Bauteil regelmäßige Prüfungen stattfinden. Dies sind vor allem mindestens jährliche Schließ- und Dichtheits- teste sowie die regelmäßige visuelle Kontrolle auf Korrosion, Erosion und Ablagerungen. Zu Wartungszwecken wären bewegliche Teile gelegentlich auszubauen. In Erdgasspeicherbohrungen ist dies im Abstand von 2-10 Jahren üblich.

Sollte das zu entwickelnde 13 3/8" USAV eine Steuerleitung erfordern, ist die Prüfung der Steuerleitung ebenfalls erforderlich. Zu untersuchen ist im speziellen die Durchführung der Steuerleitung durch den Kavernenkopf und die Untersuchung des Hydrauliköls auf eventuelle Verunreinigung.

8.4.9.6 Überwachung Dichtheit Kavernenbohrung

PFC-Tracersubstanzen

In Vorbereitung der Tracerinjektion in eine/mehrere Kaverne(n) sind geeignete PFC Substanzen zu evaluieren. Ein Schwerpunkt hierbei ist die Nachweisbarkeit in speziellen Gaschromatographen. Dazu ist einmalig die natürliche Hintergrundkonzentration im zukünftigen Speicherbereich zu erfassen und abzugleichen.

Die genannten PFC Substanzen sind unter Normalbedingungen klare, geruchslose Flüssigkeiten, die nach Öffnen des Transportbehälters durch Verdampfen in den gasförmigen Zustand übergehen.

Die erforderlichen Tracermengen lassen sich aus den Tracerzielkonzentrationen ableiten. Durch die temperaturgetriebene Eigenkonvektion in der Kaverne erfolgt in einem Zeitfenster eine vollständige Vermischung des eingespeisten getracerten Gases, bzw. Speichermedium mit dem bereits in der Kaverne vorhandenen Gases bzw. Speichermedium.

Die PFC-Tracersubstanzen

- sind unter den zu erwartenden Druck- und Temperaturbedingungen stabil,
- sind nicht schädlich für Wasserorganismen,
- haben keine langfristigen Effekte auf die Umwelt,
- haben keine Auswirkungen auf die Beschaffenheit des gespeicherten $s\text{CO}_2$
- haben keine negativen Einflüsse bei der Nutzung $s\text{CO}_2$
- sind in der eingesetzten Tracerkonzentration nicht klimaschädlich.

Tracerinjektion

Das Einbringen der Tracer in die Kaverne wäre während der Einspeisung des $s\text{CO}_2$ vorzusehen. Die Tracerinjektion kann zur Aufrechterhaltung des Überwachungsbetriebes/ Tracer-

konzentration im Speicherbetrieb jederzeit wiederholt werden bzw. werden beim Einlagern Kleinstmengen kontinuierlich zudosiert. Die kontinuierliche Dosis, welche für eine homogene Verteilung in einer sCO₂ gefüllten Kaverne erforderlich ist sowie die chemisch-physikalischen Tracereigenschaften sollten in vorgelagerten Tests validiert werden.

Probennahme

Nach der Tracerinjektion ist in Abhängigkeit des Zeitfensters für eine vollständige Vermischung des Tracers in der Kaverne eine Basisbeprobung z. B. im Zusammenhang mit einer planmäßigen Förderung durchzuführen. Ziel ist der analytische Nachweis der Zielkonzentration in der Kaverne.

Die Probenahme am Kavernenkopf kann in die sensorische Überwachung (Abschnitt 8.4.9.1.3) integriert werden. In Verbindung mit dem Ringraummanagement werden die Probenahmekriterien festgelegt.

Die Probenahme an Pegeln/Grundwassermessstellen erfolgt mit einer speziellen Entnahmetechnik. Über einen Beprobungsmanagement sind dazu die Kriterien und erforderlichen Randbedingungen festzuschreiben. Die Festlegung der genauen Probenahmepunkte sowie deren Anzahl erfolgt auf der Basis der geologischen Expertise entsprechend Lage und Aufschluss der zu überwachenden Grundwasserleiter.

Die Beprobung zum Nachweis der Dichtheit der Kaverne(n) erfolgt in zeitlich größeren Abständen. Im Fall einer nachgewiesenen Tracerindikation kann eine zeitliche Verkürzung des Beprobungstaktes erfolgen.

Analytik

Die PFC-Tracer werden gaschromatographisch nachgewiesen. Die dafür notwendige Analysetechnik erfolgt in einem geeigneten Labor. Nach jedem Beprobungszyklus liegt ein Nachweisdokument für ein firmeninternes Berichtswesen, Aufsichtsbehörden und öffentliche Gremien vor.

8.4.9.7 Wireline Messverfahren in der Kaverne

Die Vermessung von Kavernen-Speicherbohrungen sowie dem Hohlraum selbst sollte in jedem Schritt des Lebenszyklus der Bohrung durchgeführt werden. Dazu zählen die Phasen: nach Errichtung, vor Erstbefüllung mit Gas, zyklisch im Speicherbetrieb, vor und während der Verwahrung. Die vor dem ersten Kontakt mit Speichermedium in der Errichtungsphase eingesetzten Logging-Verfahren dienen als Referenzmessung für nachfolgende Wiederholungsmessungen im Zuge des Lebenszyklus der Bohrung. Insofern müssen Messverfahren unabhängig vom Bohrungs- bzw. Kaverneninhalt untereinander vergleichbar sein.

Die folgenden aufgelisteten Bohrlochmessverfahren sind Stand der Technik und nach theoretischer Betrachtung für eine Vermessung der letzten zementierten Rohrtour bzw. der Zementation sowie der Förderrohrtour geeignet.

8.4.9.7.1 Bohrlochmessverfahren

- **Multifingerkaliber**
 - mechanische Erfassung der Innenkontur der Rohrtour mit ca. 40 - 80 radial gleichverteilten Armen. Die kleinste mögliche vertikale Auflösung beträgt ca. 2 mm.
 - Bewertung der Innenradien und Ovalität sowie der Verschraublänge von Rohrverbindern
- **mittelnde oder sektorielle akustische Zementmessungen (CBL – VDL bzw. CBL – VDL + Zementbild)**
 - Aussenden eines akustischen Signals, welches an der Rohrwand gebrochen wird. Die gebrochenen und reflektierten Signale werden von einem Empfänger aufgezeichnet
 - Nachweis der Zementbindung Rohr- Zement-Gebirge, gemittelt über die Teufe
 - Zementbild: sektorielle grafische Darstellung der Zementbindung Rohr- Zement, zumeist in 8 -12 Sektoren
- **Ultraschallmessung (Geometriedaten + Zementanbindung am Rohr)**
 - rotierender Schallkopf emittiert akustisches Signal, Reflektionsantwort von Bohrlochwand enthält Informationen über Innenradien, Wanddicken und Zementanbindung Rohr-Zement
- **Gamma Ray**
 - Messung der radioaktiven Strahlung zur Referenz mit dem geologischen Profil
- **Kamera**
 - optische Vermessung der Innenkontur der Rohrtour
- **Molch-Messung (insbesondere „ROCORR MFL-A Molch“ von Firma ROSEN)**
 - verschiedene Molcharten für verschiedene Messaufgaben

- MFL – MOLCH („magnetic flux leakage“ – Molch) zur Detektion von Rissen und Wanddickenverschwächungen über das Aussenden eines elektromagnetischen Impulses und anschließender Messung des magnetischen Flusses
- **elektromagnetische Wanddickenmessverfahren**
 - Aussenden eines breitbandigen Impulses, welcher ein Wirbelstromfeld in der Rohrtour induziert, das Ergebnis wird am Empfänger aufgezeichnet, durch Prozessierung können Rückschlüsse auf Wanddickendaten gewonnen werden
- **Gassättigungsmessung**
 - Aussenden von Neutronen, über Wechselwirkungen mit dem Gestein kann die Zielgröße „makroskopischer Wirkungsquerschnitt“ bestimmt werden. Daraus können petrophysikalische Eigenschaften wie Porosität, Sättigung u.Ä. abgeleitet werden
 - Gasakkumulationen können ebenfalls mit diesem Verfahren detektiert werden
- **Echometrische Kavernenvermessung**
 - über die Laufzeit von an der Kavernenwand reflektierten Ultraschallimpulsen wird der Radius richtungs- und teufenbezogen ermittelt. Durch schrittweises abtasten der gesamten Kontur entsteht ein genaues Bild des Hohlraumes

Im Zuge des Projektes wurden Bohrlochmessfirmen angefragt, ob bereits Messkampagnen mit Kohlenstoffdioxid in superkritischem Zustand durchgeführt wurden oder in Planung sind. Die angefragten Firmen (siehe Liste unten) haben größtenteils keine Erfahrungen mit dem Medium „superkritisches CO₂“. Dies umfasst sowohl die Druckausrüstung sowie die Messgeräte. Die Druck- und Temperaturrandbedingungen von superkritischem CO₂ stellen zumeist auf theoretischer Ebene keine Probleme für die Messgeräte dar, sofern sie generell für diese p – T – Bedingungen zugelassen sind. Es ist jedoch bekannt, dass CO₂ in seinem gasförmigen Zustand eine hohe korrosive Wirkung auf die Dichtungsringe der Druckausrüstung sowie der Messgeräte hat. Ob dieser Effekt auch in superkritischem CO₂ auftritt, ist bisher zumeist ungewiss. Ein geplanter Einsatz beziehungsweise ein geplanter Test von Messverfahren wie Multifingerkaliber oder akustischen bzw. elektromagnetischen Verfahren ist von den angefragten Messfirmen nach derzeitigen Stand nicht in Planung.

Es wurden jedoch bereits Bohrlochmessungen auf dem CO₂ – Speicher Ketzin durch die Firmen „BLM Gommern“ und „Schlumberger“ durchgeführt. Dabei handelte es sich um eine Kamerabefahrung (BLM Gommern) sowie eine mehrfache Gassättigungsmessung (Schlumberger). Diese beiden Messungen zeigen in dem entsprechenden Medium auswertbare und interpretierbare Messergebnisse.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass CasedHole Messverfahren in superkritischem CO₂ bereits eingesetzt wurden, jedoch nur mit einigen oben erwähnten Messverfahren. Die Mehrzahl der aufgelisteten Verfahren ist bisher unerprobt in superkritischem CO₂. Bei theoretischer Betrachtung der Vermessung sollten aber alle Messverfahren in superkritischem CO₂ eine Ergebnisantwort liefern können.

Auflistung angefragte Messfirmen:

- InWaTec Combined
- Multiline GmbH
- BLM Gommern
- Blm Storkow
- Bake Hughes
- Weatherford
- ROSEN Group
- Balance Point Control

9 Technisches Konzept und Auslegung der obertägigen Einrichtungen (AP7)

9.1 Entwicklung des Anlagen-Gesamtkonzeptes (CO₂ und Strom)

9.1.1 Technische Daten und Gestaltungsgrundsätze

Die obertägigen Anlagen eines Energiespeichers mittels superkritischen Kohlendioxids müssen sich den technologischen Erfordernissen und Randbedingungen des gewählten Speicherkonzeptes unterordnen:

- Der Mengenstrom beim Turbinenbetrieb (energetische Ausspeicherung) sollte im Hinblick auf die zu erzeugende und abzugebende Leistung möglichst groß sein, wird aber durch die realisierbaren Förderquerschnitte und zulässigen Druckverluste zwischen Kavernen und obertägigen Einrichtungen begrenzt. Im gewählten Basiskonzept einer 13 3/8“ Förderrohrtour sind 500 kg/s realisierbar, womit max. 1,7 bis 3,6 MW elektrische Leistung über max. 4 h (summarische Kapazität pro Zyklus: 10,8 MWh) abgegeben werden können.
- Der Mengenstrom beim Verdichterbetrieb (energetische Einspeicherung) ergibt sich aus der zum Schließen des Zyklus und Wiederauffüllung der Hochdruckkaverne zur Verfügung stehenden Zeit, der zur Einspeicherung zur Verfügung stehenden Leistung und einer optimalen Größenauswahl der notwendigen Komponenten (Verdichter, Kühler, Vorwärmer etc.). Im gewählten Basiskonzept einer 13 3/8“ Förderrohrtour wurden hierfür max. 112 kg/s gewählt, womit max. 1,0 bis 1,4 MW elektrische Leistung über max. 18 h (summarische Kapazität pro Zyklus: 21,6 MWh) übernommen werden können.
- Die max. und min. Kavernendrucke ergeben sich aus der Teufenlage der Kavernen und den gebirgsmechanischen Betrachtungen sowie der Festlegung eines über dem kritischen Druck von 7,38 MPa liegenden Kopf- bzw. Verdichtereingangsdruckes (siehe Abschnitt 4.1 und 4.2), um einen Phasenübergang im System zu vermeiden. Für die Hochdruckkaverne mit einem Volumen von 1.000.000 m³ und einer Teufe von 1.500 m wurden als max. Kavernendruck 30 MPa und als minimaler Kavernendruck der kritische Druck des CO₂ von 19,1 MPa festgelegt. Dagegen ergab sich für die Niederdruckkaverne mit einem Volumen von 800.000 m³ und einer Teufe von 800 m als max. Kavernendruck 16 MPa und als minimaler Kavernendruck 14,7 MPa.
- Die Temperatur des CO₂ in den Kavernen ergibt sich aus der jeweiligen ungestörten Gebirgstemperatur und den sich durch die Kavernenhistorie (z.B. Solprozess) und den Kavernenbetrieb (Energieeintrag/-austrag) ergebenden Abweichungen. Für die Hochdruckkaverne mit einer Teufe von 1.500 m wurden auf Grundlage eines durchschnittlichen Temperaturgradienten von 0,021 K/m bis 0,03 K/m als ungestörte Gebirgstempera-

tur +60 °C und für die Niederdruckkaverne +32 °C angenommen. Standortspezifische Besonderheiten müssen im konkreten Realisierungsfall natürlich berücksichtigt werden.

- Die Temperatur des CO₂ in den obertägigen Anlagenteilen kann zwischen Umgebungstemperatur (Stillstand) und der dynamischen Prozesstemperatur (Kavernentemperaturen abzüglich der Wärmeverluste in den Förderrohrturen sowie unter Berücksichtigung thermodynamischer Effekte in Turbine und Verdichter) variieren. Eine Unterschreitung der kritischen Temperatur von 31,0 °C ist zulässig, wenn gleichzeitig der Druck oberhalb des kritischen Druckes gehalten wird, was in der Regel leichter zu gewährleisten ist als eine minimale Prozesstemperatur oberhalb der Umgebungsbedingungen. Sonstige Heiz- und Kühlleistungen werden lediglich zur Gewährleistung eines thermodynamisch geschlossenen Kreislaufes erforderlich, also zur Deckung von Verlusten. Für einen möglichst hohen Wirkungsgrad sind solche Leistungsanteile zu minimieren.
- Allerdings kann die Temperatur des CO₂ bei transienten Vorgängen im An- und Abfahrbetrieb sowie bei Entspannungsvorgängen auch unter die minimale Umgebungstemperatur absinken, was bei der Gestaltung dieser Prozesse und der Materialauswahl gesondert zu betrachten ist.

Den Prozessparametern in obertägigen Anlagenteilen sind somit recht enge Grenzen gesetzt, wobei die vorstehend genannten Werte exemplarisch für den ausgewählten Betrachtungsfall gelten und für abweichende Kavernen- und Installationsparameter jeweils neu zu betrachten sind.

Grundsätzlich stellen die ausgewiesenen Drücke und Temperaturen im Gegensatz zur Korrosion jedoch keine über die für herkömmliche Erdgasspeicheranlagen hinausgehenden Ansprüche an Material und Festigkeitsauslegungen der obertägigen Ausrüstungen und Rohrleitungen. Besondere Ansprüche resultieren hierfür im Wesentlichen aus dem korrosiven Charakter von in freiem Wasser gelösten oder sehr feuchten CO₂, dem durch entsprechende Materialauswahl oder Trocknung entgegengewirkt werden kann.

Prozesstechnische Herausforderungen bestehen zudem insbesondere hinsichtlich der Vermeidung eines ungewollten Phasenwechsels infolge von Unterschreitung der superkritischen Betriebsbedingungen, insbesondere im Hinblick auf

- die enorme Volumenvergrößerung sowie den starken Temperaturabfall und mögliche Trockeneisbildung (Triple Point bei 5,18 bar, -56,558 °C) bei CO₂-Freisetzung oder starkem Druckabfall im System,
- mechanische Belastungen, Druckstöße und Vibrationen bei Mehrphasenströmung,

- bodennahe Ausbreitung des erstickend wirkenden CO₂ bei Freisetzung durch dadurch verursachtes Materialversagen.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass etwaige Begleitkomponenten im CO₂, wie sie bei einer Nutzung des aus einem fossilen Kraftwerk abgeschiedenen CO₂ sehr wahrscheinlich wären, auch das Phasenverhalten beeinflussen. Aus der Dampfkurve des reinen Stoffes mit den bekannten kritischen Werten für Druck und Temperatur wird dann ein deutliches Zweiphasengebiet mit einem höheren kritischen Druck, den man wiederum im Prozess nicht unterschreiten darf.

9.1.2 **Betriebszustände und –parameter**

Für die obertägigen Ausrüstungen ergeben sich aus den Simulationen in Abschnitt 0 folgende Betriebsbedingungen (im Normbetrieb):

- maximaler Druck von ca. 17,4 MPa am Austritt des Verdichters,
- minimaler Druck von ca. 7,5 MPa am Eintritt des Verdichters,
- maximale Temperatur von ca. +45 °C am Austritt der Turbine,
- minimale Temperatur von ca. +21,8 °C am Eintritt des Verdichters.

Zur Gewährleistung superkritischer Bedingungen muss der Minimaldruck von 7,5 MPa in jedem Fall im System gewährleistet werden, auch wenn umgebungs- oder prozessbedingt die Temperatur des CO₂ insbesondere im Stillstand sinken sollte. Im kritischsten Fall (Verdichtereintritt) würde bei einem Druck von 7,5 MPa zum Beispiel ein Temperaturabfall von +22 °C auf 0 °C bedeuten, dass sich die CO₂-Dichte von 798,3 kg/m³ auf 958,7 kg/m³ erhöhen würde. Ein Absinken des Betriebsdruckes unter den kritischen Druck in einem abgeschlossenen Rohrleitungssystem kann dann nur durch eine automatische Nachspeisung von CO₂ aus einem unter höherem Druck stehenden System verhindert werden, sofern nicht eine atmende Rohrleitungsverbindung zu einer der beiden Kavernen besteht. Im beschriebenen Fall müssten zum Beispiel in einen 10 m³ umfassenden Rohrleitungsabschnitt 1,673 m³ CO₂ nachgespeist werden, um den Druck auf 7,5 MPa halten zu können.

Solch ein Druckhaltesystem kann sinnvollerweise durch ein geeignetes Behältervolumen gewährleistet werden, dass aus der Rohrleitung vor dem Turbineneintritt oder nach dem Verdichteraustritt, also in etwa mit dem Druckniveau am Kavernenkopf der Niederdruckkaverne gespeist werden kann.

Die maximale Füllmenge der Kavernen beträgt:

- in der HPC (Hochdruckkaverne) ca. 829.714 t bei einer Dichte von 829,7 kg/m³ (30 MPa, +60 °C) und einem Kavernenvolumen von 1,0 Mio m³,
- in der LPC (Niederdruckkaverne) ca. 675.048 t bei einer Dichte von 843,8 kg/m³ (16 MPa, +32 °C) und einem Kavernenvolumen von 0,8 Mio m³.

Innerhalb eines Zyklus von etwa 22 h für Turbinen- und Verdichterbetrieb wird davon jedoch nur eine Menge von ca. 1 % des LPC-Volumens umgewälzt (konstant 500 kg/s über ca. 3,8 h bedeuten 6.480 t).

Betriebszustände und Betriebsparameter lassen sich am übersichtlichsten in einem Enthalpie-Druck-Diagramm darstellen:

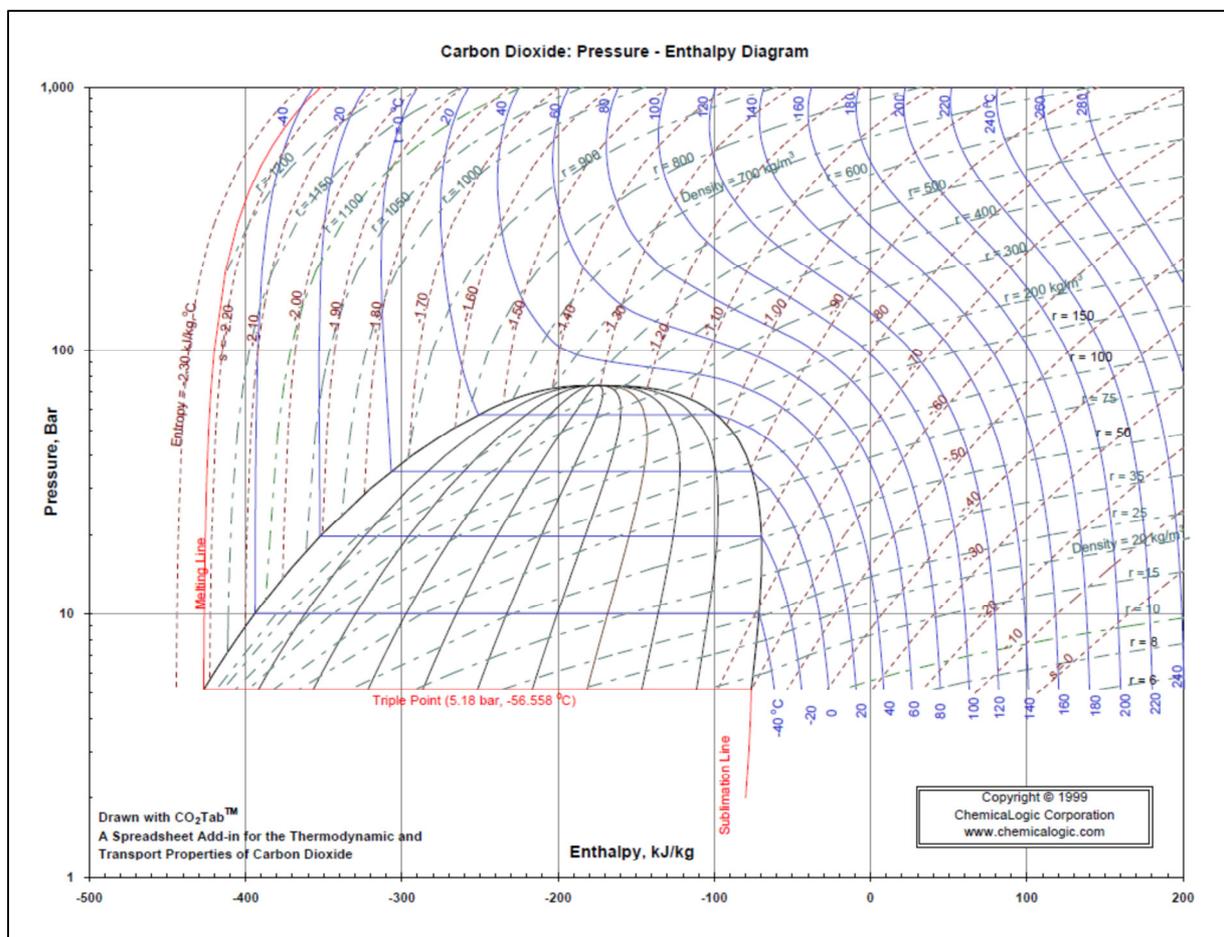


Abbildung 9-1 Enthalpie-Druck-Diagramm [www.chemicallogic.com]

9.1.3 **Anlagenkomponenten**

Das Anlagen-Gesamtkonzept dient der praktischen Umsetzung der in den Arbeitspaketen AP 1 bis AP 5 von den Projektpartnern entwickelten thermodynamischen, gebirgsmechanischen und energiemaschinentechnischen Rahmenbedingungen durch die notwendigen oberirdischen Installationen zur Ankopplung von Turbine und Verdichter an die Kavernen und das Stromnetz einschließlich der zeitlich begrenzten Anbindung an die CO₂-Transportleitung zur Erstbefüllung.

Eine zur CO₂-Transportleitung alternative straßengebundene Anlieferung mittels LKW wurde verworfen, da das bedeuten würde, dass über ca. 300 Tage und 24 h/d pro Stunde etwa 9-10 Trailer mit jeweils ca. 27,5 m³ CO₂ angeliefert und entleert werden müssten. Die Pipelineverbindung von einer kontinuierlichen CO₂-Quelle rechnet sich insbesondere unter dem Aspekt der Errichtung weiterer Kavernenpaare am gleichen Standort, was bei üblichen Salzstrukturen im Regelfall möglich ist und auch die Effizienz der Errichtung sonstiger Infrastruktur erhöht.

Das verfahrenstechnische Anlagenkonzept wurde für die Basisvariante einer technisch als schon realisierbar definierten 13 3/8“ Produktionsrohrtour entwickelt und könnte auch für die alternative Option einer 20“ Produktionsrohrtour mit entsprechenden Anpassungen der Ausstattungsgrößen im Wesentlichen beibehalten werden. Allerdings würde die Option 20“ bei Beibehaltung der Kavernenparameter zwar die Leistung etwa verdoppeln, aber die Energiespeicherkapazität nur unwesentlich erhöhen, weil die limitierenden Randbedingungen für den Energiespeicherzyklus durch die maximalen und minimalen Betriebsdrücke der Niederdruckkaverne sowie den maximalen Betriebsdruck der Hochdruckkaverne vorgegeben werden. Ein höherer CO₂-Strom führt somit nur zum frühzeitigeren Erreichen dieser Limitierungen, d.h. die verfügbare Leistung in MW würde zwar erhöht, die realisierbare Kapazität (Energie-menge) in MWh jedoch kaum.

Investitionskostensteigerungen würden hier (wie auch bei einer Kavernenanbindung mittels jeweils zweier paralleler 13 3/8“ Rohrtouren oder bei einer Vielzahl von Kavernenpaaren) also keine wesentlich höheren Erlöse gegenüberstehen, so dass diesbezügliche Investitionen in notwendige technische Fortschritte für eine 20“ Förderrohrtour aktuell nicht als zielführend erscheinen.

Eine Variation der Kavernenteufen und –volumina kann sicherlich zu punktuellen Verbesserungen führen, ändert aber grundsätzlich nichts an den aufgeführten Limitierungen.

Eine Realisierung der vollständig untertägigen Option erforderte ein neues Konzept, verbunden mit einem weitestgehenden Entfallen der obertägigen Einrichtungen, mit Ausnahme der elektrischen Anschlüsse und temporärer Einrichtungen zur Erstbefüllung. Die untertägige Platzierung von Turbine/Generator und Verdichter/Motor sowie der verbindenden Rohrleitungen für die Kavernen erfordert fundiertes bergwerkstechnisches und geomechanisches Know-How, über das die UGS GmbH nicht verfügt und das auch nicht Gegenstand der Aufgabenstellung für das Verbundvorhaben war. Entsprechende Untersuchungen könnten deshalb auch nur in einem auf den Ergebnissen dieses Vorhabens basierenden Nachfolgeprojekt unternommen werden.

Infolge dessen wurde das in bisherigen Berichtszeiträumen entwickelte Anlagenkonzept auf Basis jeweils einer 13 3/8“ Rohrtour für Nieder- und Hochdruckkaverne beibehalten und auf Grundlage von Informationen der Projektpartner und entsprechend dem Bearbeitungsfortschritt anderer Arbeitspakete angepasst.

Das obertägige Anlagenkonzept umfasst die nachfolgenden Einrichtungen:

- eine elektrische Übergabe- und Übernahmestation als Anbindung an das angeschlossene Elektroenergie-Verteilungsnetz nach spezifischer Abstimmung mit dem betreffenden Netzbetreiber,
- die Anschlussleitung oder Annahmestation für die Bereitstellung von sCO₂ nach spezifischer Abstimmung und Festlegung der CO₂-Quelle,
- eine temporäre sCO₂-Annahme- und Konditionierungsstation (umsetzbar) mit sCO₂-EingangsfILTER und sCO₂-Mengenmessenrichtung an der Anschlussleitung oder Annahmestation für die Bereitstellung von sCO₂,
- Betriebsmengenmessungen zwischen Kavernen und sCO₂-Turbine/ sCO₂-Verdichter,
- sCO₂-Turbine/sCO₂-Verdichter in einer Verdichterhalle,
- verbindendes Stations-Piping,
- Kavernenfeldleitungen und deren technischen Anschluss an die Kavernenköpfe,
- Abscheider und ggf. Vorwärmer bzw. Kühler zwischen Kavernen und sCO₂-Turbine/sCO₂-Verdichter,
- eine regenerative Trocknungs- bzw. Konditionierungsanlage zwischen Kavernen und sCO₂-Turbine/sCO₂-Verdichter einschließlich der Nebenanlagen zur Regeneration,
- Nebenanlagen: (Druckluftversorgung und -verteilung, Entspannungs- bzw. Rückhalte- und Druckhaltesystem, E-/MSR-Anlage einschließlich der Hoch-, Mittel- und Niederspannungssysteme, Heizkesselanlage für Prozess- und Gebäudeheizung, Brenn-

gasanschluss und -druckregelanlage, Notstromdiesel, Tanklager für Kondensat und Betriebsstoffe).

Abscheider, Vorwärmer/Kühler, Betriebsmessungen sowie die regenerative Trocknungs- bzw. Konditionierungsanlage sind so in die obertägigen Einrichtungen einzugliedern, dass sie nach Möglichkeit sowohl für den stromverbrauchenden Befüllungsprozess der Hochdruckkaverne als auch für dessen stromerzeugenden Entleerungsprozess genutzt werden können.

Das zu transportierende Medium reagiert in der dichten Phase (flüssiger bzw. überkritischer Zustand) trotz verbleibender Kompressibilität aufgrund der hohen Dichte wie eine Flüssigkeit. Deshalb ist eine Untersuchung des Druckstoßverhaltens und die Ableitung der entsprechenden Maßnahmen für deren Vorsorge (Druckstoßfestigkeit, Schließzeiten von Absperrarmaturen, Notwendigkeit von Windkesselanlagen usw.) am konkreten Anlagendesign unbedingt erforderlich.

Im Rahmen der Betrachtungen wurde von stationären Strömungszuständen mit sich während des Stromerzeugungs- bzw. Rückspeisungszyklus langsam verändernden Betriebsbedingungen (p, T) ausgegangen. An- und Abfahrtszustände sowie Befüll- und Entspannungsvorgänge müssen jedoch gesondert berücksichtigt werden, da sie mit einem Phasenübergang verbunden sein können.

Ein ungewollter Druckabfall im obertägigen Rohrleitungs- und Anlagensystem wäre ebenfalls mit einem Phasenübergang verbunden und soll durch Sektionalisierung begrenzt bzw. durch sinnvolle Druckhaltesysteme (siehe oben) verhindert werden.

Herkömmliche Entspannungssysteme auf Erdgasspeichern basieren auf der guten atmosphärischen Dispersion des Erdgases auf Grund der geringeren Dichte als die Umgebungsluft. Für das $s\text{CO}_2$ und auch gasförmiges CO_2 nach einem Entspannungsvorgang ist diese schnelle atmosphärische Dispersion und Verdünnung nicht gegeben und es besteht durch die größere Dichte des CO_2 gegenüber Luft die Gefahr von CO_2 -Ansammlungen in Senken und bautechnischen Vertiefungen wie Kellern.

Im Rahmen des Arbeitspaketes AP 7.4 ist hierfür ein Sicherheitskonzept zu entwickeln, das auf den Risikoanalysen, Festlegungen und Erfahrungen der vorhandenen CO_2 -Pipelinstandards, bestehender CCS-Anlagen und bestehender Biogas- und Kläranlagen

aufbaut und für den konkreten Anwendungsfall unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten weiterentwickelt und konkretisiert werden muss.

Die stofflichen, thermodynamischen und sicherheitstechnischen Eigenschaften von CO₂ einschließlich sCO₂ sind in der frei zugänglichen Literatur umfassend beschrieben und es existieren Zustandsgleichungen (z.B. Span/Wagner, aber auch Benedict-Webb-Rubin-Starling /BWRS für reines CO₂, Redlich-Kwong-Soave/RKS für Gemische bzw. Peng-Robinson/PR für Vergleichszwecke), die im Rahmen technischer Genauigkeit eine zuverlässige Simulation stationärer und transientser Prozesse mit den kommerziell verfügbaren Prozess-Simulatoren erlauben.

In der UGS GmbH wird derzeit als Prozess-Simulations-Tool für obertägige Prozessanlagen die Software Honeywell UNISIM R410 eingesetzt und es liegen aus der Vergangenheit auch Erfahrungen beim Einsatz von AspenPlus und SimSci Pro II vor.

Soweit nicht anders gekennzeichnet, basieren Simulationen für obertägige Prozessanlagen deshalb auf Honeywell UNISIM R410 und der Peng-Robinson Zustandsgleichung.

9.1.4 **Konzeptionelles Prozessfließbild**

9.1.4.1 **Grundsätzliches**

Auf Grundlage der in den vorstehenden Abschnitten beschriebenen Betriebszustände und -parameter sowie der als erforderlich erkannten Anlagenkomponenten wurde ein konzeptionelles Verfahrenfließbild erstellt, das die verfahrenstechnischen Prozesse, Stoffflüsse und Verknüpfungen einschließlich der wesentlichen Regelkreise transparent darstellen soll. Auf die Erstellung detaillierter Rohrleitungs- und Instrumentierungs-Diagramme wurde in der aktuellen Projektphase verzichtet, da bereits im vorhandenen Detaillierungsgrad weiterer Entwicklungsbedarf für den gesamten Energiespeicherungsprozess ermittelt wurde, der auch ein weitgehend neues Konzept (vollständig untertägig) einschließt und somit grundsätzlich von einer im konzeptionellen Verfahrenfließbild dargestellten obertägigen Anlage abweichen kann. Die Darstellungen im konzeptionellen Verfahrenfließbild (Process Flow Diagramm, siehe Anlage 9-1) sind aber für das Verständnis der nachfolgenden Betrachtungen ausreichend.

Der CO₂-Befüllanschluss wurde zwischen Niederdruckkaverne und Verdichtereingang angeordnet, da bei üblichen superkritischen Transportleitungsdrücken deren Befüllung expansiv und somit ohne Verdichterbetrieb möglich sein sollte. Für die Befüllung der Hochdruckkaver-

ne wird allerdings ein Verdichter benötigt und hierfür sollte sinnvoller Weise der ohnehin vorhandene CO₂-Verdichter genutzt werden (siehe hierzu auch Abschnitt 10.1).

9.1.4.2 Turbinenbetrieb (Energieauspeicherung)

Bei Auspeisung aus der Hochdruckkaverne über die Turbine in Richtung Niederdruckkaverne (Energieauspeicherung) wird der CO₂-Strom von max. 500 kg/s zunächst in eine bestimmte Anzahl sinnvoller Parallelströme (hier dargestellt: 2) aufgeteilt, um einerseits handhabbare Apparategrößen erzielen zu können und andererseits bei einem Ausfall von Komponenten zumindest noch eine geringere Rest-Leistung abgeben zu können.

Dann erfolgt in den hier als Filterabscheider bezeichneten Separatoren zuerst die Abtrennung freien Wassers, das aus der Restsole des Sol- und Erstbefüllprozesses der Kavernen stammt und von dem ausgaspeisten CO₂ mit zur Oberfläche gebracht wird. Freies Wasser entsteht insbesondere durch die etwa 30-40 % geringere Wasserlöslichkeit in CO₂ bei Kopfbedingungen im Vergleich zur Sättigung unter Kavernenbedingungen. Durch die Freiwasserabscheidung wird insbesondere die nachfolgende Feintrocknung entlastet. Zudem sollen in den Filterabscheidern ggf. enthaltene Feststoffe abgetrennt und durch koaleszierende Elemente die Schwerkraftabscheidung freien Wassers erleichtert werden.

Nach den Filterabscheidern und den zur Stromaufteilung notwendigen Regelventilen/-klappen wird jeweils ein Anfahrheizer (auch als Anfahrheater bezeichnet) installiert, um beim Anfahren aus dem kalten Zustand eine ordnungsgemäße Turbineneintrittstemperatur gewährleisten zu können. Der Anfahrheizer wird jedoch in einem Zyklus nur kurz am Beginn benötigt, bis das warme CO₂ aus der Kaverne die Turbine erreicht.

Anschließend wird das CO₂ einer thermisch regenerierten Adsorptionstrocknung zugeführt, wobei im PFD eine 3-strängige Anlage dargestellt ist, bei der sich jeweils ein Adsorber im Adsorptionszyklus (Trocknung), ein Adsorber im Regenerations- und ein Adsorber im Kühlzyklus befindet. Eine detaillierte Auslegung ist im Abschnitt 9.3 exemplarisch dargestellt.

Die Regeneration des Adsorbens (Molekularsieb) erfolgt mittels eines Teilstromes des zu trocknenden CO₂, der diesem entnommen, zur Kühlung eines aus dem Regenerationsprozess kommenden Adsorbens eingesetzt und dann bereits vorgewärmt in einem Prozessheizer auf die notwendige Regenerationstemperatur aufgeheizt wird, bevor er dem zu regenerierenden Adsorber zugeführt wird. Nach Durchströmen des Adsorbens wird der Regenerationsgasstrom gekühlt und das dadurch freigesetzte Wasser in Schwerkraftabscheidern abge-

schieden, bevor der Teilstrom dem zu trocknenden CO₂ vor der Trocknungsanlage wieder zugemischt wird.

Durch eine geeignete Rohrleitungsführung soll es möglich sein, die Trocknungsanlage sowohl für den Turbinen- als auch für den zeitlich versetzten Verdichterprozess nutzen zu können, um eine Anlagendopplung zu vermeiden.

Nach der Trocknung wird das CO₂ der einsträngig ausgeführten Turbine zugeführt, wo aus dem Strom von max. 500 kg/s bei einem Eingangsdruck von max. 15,9 MPa mittels Entspannung auf minimal 9,4 MPa eine elektrische Leistung von max. 3,6 MW erzeugt werden kann. Dieser Prozess kann bei auf ca. 14,7 MPa abfallendem Turbinen-Eingangsdruck und auf ca. 10,3 MPa ansteigenden Turbinen-Ausgangsdruck über etwa 3,8 h betrieben werden und erzeugt dabei insgesamt ca. 11,6 MWh elektrische Energie.

Bei höheren Turbinenleistungen sollte eine Aufteilung auf mehrere Parallelstränge geprüft werden.

Nach dem Verlassen der Turbine wird das CO₂ der Niederdruckkaverne zugeführt, wobei jedoch zur Gewährleistung des thermischen Gleichgewichts in der Kaverne zuvor mittels eines Kühlers das CO₂ um wenige Grad auf maximal +32 °C gekühlt wird.

9.1.4.3 Verdichterbetrieb (Energieeinspeicherung)

Bei Ausspeisung aus der Niederdruckkaverne über den Verdichter in Richtung Hochdruckkaverne (Energieeinspeicherung) wird der CO₂-Strom von max. 112 kg/s ebenfalls zunächst einem hier als Filterabscheider bezeichneten Separator zugeführt, wo analog zum Turbinenbetrieb zuerst die Abtrennung freien Wassers sowie etwaiger Feststoffe zum Schutz des Verdichters erfolgt.

Danach wird das CO₂ der oben beschriebenen thermisch regenerierten Adsorptionstrocknung zugeführt und anschließend zur Saugseite des Verdichters zugeführt, wo mittels des Stromes von max. 112 kg/s bei einem Eingangsdruck von 9,9 MPa nach Verdichtung auf 15,6 MPa zunächst eine elektrische Leistung von max. 1,05 MW abgefordert und damit „eingelagert“ werden kann. Dieser Prozess kann bei auf ca. 7,5 MPa abfallendem Verdichter-Eingangsdruck und auf ca. 17,4 MPa ansteigenden Verdichter-Ausgangsdruck dann die abgerufene elektrische Leistung auf ca. 1,42 MW steigern und insgesamt über etwa 18,0 h betrieben werden, wobei insgesamt ca. 22,8 MWh elektrische Energie bezogen werden.

Nach dem Verlassen des Verdichters wird das CO₂ der Hochdruckkaverne zugeführt, wobei keine Kühlung oder Nachwärmung erforderlich wird.

Die konkreten Standortbedingungen erfordern jeweils eine detaillierte Optimierung und Nachjustierung des energetischen Ein- und –Auspeicherprozesses, um einen über lange Zeit stabilen zyklischen Betrieb bei konstanten Kavernenbedingungen zu gewährleisten. Bei allen Betrachtungen der Arbeitspakete 7 und 8 wird jedoch vorausgesetzt, dass diese Optimierung bereits in den Arbeitspaketen 2 und 3 erfolgt ist und somit keine weitere Verfolgung mehrerer Varianten erforderlich wird. Die dargestellte Methodik wäre ggf. auf eine alternative Variante analog anzuwenden.

9.1.5 **Elektrische Betriebsanlagen**

Die über das System Turbine/Generator erzeugte Elektroenergie muss zur weiteren Nutzung in das Netz der öffentlichen Energieversorgung eingespeist werden. Hierbei sind die vorherrschenden örtlichen und technischen Gegebenheiten des Versorgungsnetzes sowie die technischen Möglichkeiten zur Einspeisung der Elektroenergie in das Netz zu berücksichtigen.

Bei einer erzeugten Leistung in der Größenordnung von etwa 10 MW oder höher muss in ein Mittelspannungsnetz (1 kV bis 52 kV, Leistungstransformatoren 20 MVA bis 60 MVA) eingespeist werden. Die vorhandenen Niederspannungsnetze (230 V bis 1000 V, Bemessungsleistungen von Ortsnetztransformatoren bis 1 MVA) sind nicht so konfiguriert, dass sie mit diesem Leistungsangebot beaufschlagt werden können. Es sind weder die Sammelschienen noch die Schaltgeräte in den NS-Schaltanlagen dafür ausgelegt.

Obwohl in der betrachteten Konfiguration eines Energiespeichers mittels superkritischem CO₂ unter Nutzung von 13 3/8“ Produktionsrohrturen mit einem Kavernenpaar nur eine Leistung unter 10 MW bereitgestellt werden kann, wird dennoch entsprechend der ursprünglichen Zielstellung und auch im Hinblick auf die mit einer vollständig untertägigen Lösung erreichbaren Leistung ausschließlich der Anschluss an ein Mittelspannungsnetz betrachtet. Niederspannungsnetze sind vorzugsweise Batteriespeichern, ggf. in Verbindung mit privaten Photovoltaikanlagen, vorbehalten.

Somit ist der Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage „Energiespeicher“ im Mittelspannungsnetz auch gleichzeitig der Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz.

Bei Einspeisung von Elektroenergie in ein MS-Verteilungsnetz der öffentlichen Energieversorgung gilt die BDEW-Richtlinie „Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“. Hier sind die Richtlinien für den Anschluss und den Parallelbetrieb von

Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz definiert. Sie gilt für die Planung, für die Errichtung, für den Betrieb und für Änderungen von Energieerzeugungsanlagen, die an ein MS-Netz aufgeschaltet sind und parallel mit diesem Netz betrieben werden.

Zur Abrechnung von Energiebezug und –lieferung ist eine zugelassene Verrechnungsmessung zu installieren.

9.1.6 **Auswirkung von Betrieb und betrieblichen Störungen**

Im nachfolgenden Abschnitt 9.4 wird ausführlich beschrieben, wie mittels prozesstechnischer Regeleinrichtungen garantiert wird, dass die Prozessparameter im Rahmen der normalen Betriebsbedingungen gehalten werden bzw. alle Ausrüstungsteile im Falle des Überschreitens zulässiger Grenzwerte mittels der sicherheitstechnischen Einrichtungen automatisch und fehlersicher in einen sicherer Zustand versetzt werden.

Alle hierfür erforderlichen Einrichtungen werden im Rahmen von Risikobetrachtungen (z.B. HAZOP) ermittelt und die hierfür notwendige Zuverlässigkeit (SIL) vorgegeben.

Gesondert zu betrachten sind darüber hinaus äußerst seltene und deshalb eigentlich auszuschließende Störungen, die aber ein so großes Gefahrenpotenzial besitzen, dass sie im Hinblick auf mögliche katastrophale Konsequenzen nach menschlichem Ermessen völlig auszuschließen sind.

Da $s\text{CO}_2$ nicht brennbar und auch nicht giftig ist, besteht der größte anzunehmende Gefahrenfall im Austritt einer größeren, unter Druck stehenden Menge CO_2 mit nachfolgender, durch die hohe Dichte und niedrige Temperaturen begünstigter, bodennaher Ausbreitung und der erstickenden Wirkung des CO_2 . Die bei ähnlich gelagerten Betrachtungen für CO_2 -Transportleitungen üblicherweise vorgesehene Begrenzung der austretenden Mengen durch Sektionalisierung (absperrbare Pipelineabschnitte) ist im Falle der Kavernen nicht durchführbar und deshalb lediglich auf obertägig angeordnete Anlagenteile anwendbar.

Leider sind auch die üblicherweise bei Erdgaskavernen eingesetzten Untertage-Sicherheitsventile für die erforderlichen Durchmesser der Produktionsrohrtouren (13 3/8“ bzw. vielleicht zukünftig 20“) nicht verfügbar. Während eine Absicherung oberflur durch die am Kavernenkopf befindlichen Absperrarmaturen mittels Schnellschlussfunktion realisiert werden kann, muss für die Vermeidung eines Kavernenkopf-Abrisses aufgrund äußerer Einflüsse eine Schutzkonstruktion errichtet, sowie gegen schleichende Leckagen ein entsprechendes Integritäts- und Monitoringverfahren etabliert werden (siehe Abschnitt 8.4).

9.1.7 **Nebenanlagen**

Neben den prozesstechnischen Anlagen in den Fließwegen des Hauptbetriebsmediums sCO₂ und den elementaren Einrichtungen eines Energiespeichers für den Bezug und die Netzeinspeisung von elektrischer Energie gibt es eine Reihe von Neben- und Hilfseinrichtungen:

- Druckluftversorgung und –verteilung,
- Entspannungs- bzw. Rückhalte- und Druckhaltesystem,
- E-/MSR-Betriebsanlage einschließlich der Niederspannungs- und USV-Systeme,
- Heizkesselanlage für Prozess- und Gebäudeheizung,
- Brenngasanschluss und -druckregelanlage,
- Notstromdiesel,
- Tanklager für Kondensat und Betriebsstoffe.

Diese Neben- und Hilfseinrichtungen entsprechen im Wesentlichen den auch in einem normalen Erdgasspeicher vorhandenen Systemen, so dass hierfür keine besonderen Betrachtungen erforderlich erscheinen.

Eine Ausnahme stellt aus den bereits genannten, stoffeigenschaftsspezifischen Gründen das Entspannungs- bzw. Rückhalte- und Druckhaltesystem dar, so dass im Abschnitt 9.4 hierauf gesondert eingegangen werden soll.

9.2 **Medienbedingte Auswahl von Material, Konstruktionsvorgaben und Fertigungsverfahren**

9.2.1 **Gefährdungsanalyse und Materialauswahlkonzept**

Die wesentlichen Unterschiede in Bezug auf die Materialauswahl für die Ausrüstungen und Rohrleitungen eines Anlagensystems zur Energiespeicherung mittels superkritischem CO₂ gegenüber herkömmlichen Erdgas-Kavernenspeicheranlagen ergeben sich durch die CO₂-Korrosion sowie einen möglichen Sprödbruch durch Entspannungskälte bei starkem Druckabfall im System oder bei CO₂-Austritt aus dem System.

Die Untersuchungen und Recherchen zu den untertägigen Ausrüstungen unter AP 6.2 (siehe Abschnitt 8.2) haben ergeben, dass die Auslegung von Rohrleitungssystemen, unter Vorhandensein von freiem Wasser, nur mit einem enorm hohen kommerziellen Aufwand auf Grund der Notwendigkeit von sehr hochwertigen Materialien erfolgen kann.

Rechnerische und durch Experimente bestätigte Korrosionsraten von bis zu 1 mm/a führen bei Kohlenstoffstahl und niedrig legierten Stählen zu hohen Rohr-Wanddicken, die technisch und technologisch nicht vertretbar sind.

Höher legierte Stähle gewährleisten zwar die Einhaltung zulässiger flächiger Korrosionsraten, werden allerdings auch verstärkt durch Lochfraßkorrosion angegriffen. Durch das mögliche Auftreten von Chloridionen und Kondensaten mit H_2SO_4 und HNO_3 erhöhen sich zudem die Korrosionsraten weiter.

Bei den gegebenen Drücken und Temperaturen in den Niederdruck- und Hochdruckkavernen kann grob ein Wassergehalt zwischen 0,1 und 5 g/Nm³ angesetzt werden. Dieser Wassergehalt entspricht einem Bereich zwischen getrocknetem und vollständig aufgesättigten sCO₂. Genauere Betrachtungen zum Wassergehalt des CO₂ erfolgen später im Abschnitt 9.3.

Für eine technisch und kommerziell vernünftige Auslegung der obertägigen Anlagen wird davon ausgegangen, dass eine Reinigung und Trocknung des sCO₂ nach Austritt aus den Kavernen erfolgt, wobei der maximale Wassergehalt auf maximal 1.000 ppm begrenzt werden sollte. In der Regel wird aber zur Sicherheit ein maximaler Wassergehalt von 500 ppm angestrebt. Zudem sollten bei der Reinigung des sCO₂ auch weitere korrosionsfördernde Ionen und Kondensate reduziert werden, um akzeptable Korrosionsraten von bis zu 0,1 mm/a garantieren zu können.

Im Abschnitt 9.3 erfolgen dann auch weitere Betrachtungen zur Auslegung des Equipments für die Trocknung und Reinigung des sCO₂. Nach Separation freien Wassers und anderer Kondensate, weiterer Trocknung und ggf. notwendiger zusätzlicher Reinigung (hier nicht erforderlich) kann für die obertägigen Anlagen davon ausgegangen werden, dass es nicht zur Bildung von H_2CO_3 oder anderer saurer Kondensate kommt, und die Materialien können nach ISO 27913 und gemäß den Anforderungen für Erdgas nach DIN 30690-1 ausgewählt werden.

Für Rohrwerkstoffe und Fittings, welche aus Rohren hergestellt werden, bedeutet das z.B. die Auswahl nach EN ISO 3183 inkl. Anhang A. Damit wird auch sichergestellt, dass Werkstoffe mit einer hohen Zähigkeit (Sicherheit gegen Sprödbruch), nachgewiesen mit dem Charpy-Impact-Test, verwendet werden.

Komplexere Betrachtungen im Hinblick auf eine Gefährdungsanalyse des CO₂-Transports in Pipelines sind zu finden bei (Kaufmann, 2008), (Victor E. Onyebuchi, 2018). Kaufmann verweist u.a. darauf, dass es Erfahrungen mit Kohlenstoffstählen (z. B. mit API 5L X60 und X65, entsprechend L415NE bzw. L450NE gemäß EN 10208-2) aus EOR-Projekten (EOR - enhanced oil recovery) bereits seit mehr als 30 Jahren gibt und bei trocken und überkritisch betriebenen CO₂-Rohrleitungssystemen sehr geringe Korrosionsraten von ca. 0,01 mm/Jahr (allerdings bei höheren Temperaturen von 160-180 °C) bzw. nur 0,25-2,5 µm/Jahr berichtet wurden. Dort hat sich für den Nassbetrieb vor der Trocknung der Einsatz von Edelstahl 304L bewährt (entsprechend 1.4306/X2CrNi19-11).

9.2.2 **Technisches Regelwerk und Kenntnisstand**

Einen umfangreichen Überblick zum aktuellen Regelwerk und Kenntnisstand in Bezug auf die Materialauswahl für CO₂-Transportleitungen und assoziierte Ausrüstungen vermittelt eine sehr aktuelle Veröffentlichung in der Zeitschrift „3-R Fachzeitschrift für sichere und effiziente Rohrleitungssysteme“ (Hilgenstock, 2022).

Ein ergänzendes technisches Regelwerk für den leitungsgebundenen CO₂-Transport ist zwingend erforderlich, weil das bisher vorliegende technische Regelwerk des DVGW im Ursprung auf Erdgas abzielt und den stofflichen Eigenschaften von Kohlendioxid nicht vollständig gerecht wird.

Eine umfassende Entwicklung von Standards erfolgt durch das Technische Komitee ISO/TC 265 (ISO/TC 265 „Carbon dioxide capture, 2011) mit der Zielstellung “Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage Standardization of design, construction, operation, environmental planning and management, risk management, quantification, monitoring and verification, and related activities in the field of carbon dioxide capture, transportation, and geological storage (CCS)”.

Grundlegende Gestaltungsgrundsätze für in der Regel mit superkritischen Drücken betriebenen CO₂-Pipelines enthält der Standard „Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage – Pipeline Transportation System“ (ISO27913, 2016) sowie der Standard „Design and operation of carbon dioxide pipelines“ (DNVGL-RP-F104, 2017).

Und auch im deutschen DVGW-Regelwerk gibt es schon umfangreiche, allerdings noch sehr neue Richtlinien für die CCS-Anlagengestaltung im Hinblick auf „Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen“ (DVGW-C260, 2022) und „Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung“ (DVGW-C463, 2022).

Weder die Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtGV) noch die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) gelten aktuell explizit für CO₂-Rohrleitungen. Allerdings bezieht sich die Gashochdruckleitungsverordnung auf Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), wobei zu prüfen wäre, ob Rohrfernleitungen in Zusammenhang mit ESsCO₂-Anlagen Energieanlagen im Sinne des EnWG sind. Andernfalls müsste der anzuwendende Stand der Technik vom Vorhabenträger ermittelt und von der Zulassungsbehörde im Rahmen des Genehmigungsverfahrens genehmigt werden.

9.2.3 **Einfluss von Verunreinigungen im CO₂**

In diesem Forschungsvorhaben zur Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ wird, wie bereits in vorhergehenden Abschnitten dargelegt, vereinfachend von reinen CO₂-Strömen ausgegangen. Technisch in den erforderlichen Mengen verfügbare CO₂-Ströme sind allerdings nicht 100 % rein (DYNAMIS_Project, 2009) und deshalb sind für reine Ströme verwendete Modelle auch nicht ganz genau. Alle üblichen Verunreinigungen beeinflussen das Zweiphasengebiet des sogenannten Phase Envelopes des reinen CO₂ und erhöhen den kritischen Druck über 7,37 MPa. Die Auswirkung von Verunreinigungen auf die Eigenschaften von CO₂ ist somit tiefgreifend und im konkreten Fall ist eine erweiterte Modellierung zur Anpassung an die konkreten Verhältnisse notwendig (Suoton P. Peletiri 1, 2018).

Da diesem Forschungsvorhaben aber noch kein konkreter Anwendungsfall zugrunde liegt und deshalb die detaillierte Zusammensetzung des zur Verfügung stehenden CO₂-Stromes unbekannt ist, wird bei den nachfolgenden Betrachtungen im Wesentlichen von einem reinen CO₂-Strom ausgegangen. Allerdings finden sich in der Literatur vielfältige Veröffentlichungen, in denen der Einfluss von Spurenverunreinigungen (z.B. SO_x, NO_x, O₂, HCl, H₂S, CO) auf das Korrosionsverhalten und Phasenverhalten sowie Stoffeigenschaften quantitativ oder qualitativ beschrieben wird (Kranzmann, 2013), (Yong Xiang, 2017), (Jock Brown, 2014).

9.2.4 **Einfluss von Salzsole**

Der Einsatz höher legierter Stähle zur Einhaltung zulässiger flächiger Korrosionsraten bei CO₂-Korrosion wird durch den im Fall von Salzkavernen durchaus nicht unrealistischen Mit-riss von Salzsole und die dadurch mögliche Lochfraßkorrosion beeinträchtigt. Entsprechende Hinweise finden sich in der Veröffentlichung „Corrosion behaviour of Cr13 steel in CO₂ saturated brine with high chloride concentration“ (O. Yevtushenko, 2010) der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM).

9.2.5 Auslegungsgrundsätze

9.2.5.1 Planung und Errichtung

Für die Gewährleistung eines hohen technischen und sicherheitstechnischen Standards der Anlagen ist die Anlehnung an vorhandene Standards des DVGW für Erdgas und bereits vorhandene, ergänzende Standards für CO₂ (DVGW-C260, 2022), (DVGW-C463, 2022) zu empfehlen.

9.2.5.2 Design und Auslegungsparameter

Grundsätzlich gelten auch für die oberirdischen Rohrleitungen und Ausrüstungen eines Energiespeichers mittels superkritischem CO₂ folgende Vorschriften:

- Richtlinie 2014/68/EU (Druckgeräte-Richtlinie),
- Vierzehnte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Druckgeräteverordnung).

Allerdings existiert im Rahmen dieser Vorschriften und neben dem gleichfalls anzuwendenden Normenwerk (DIN, EN, ISO, IEC etc.) bereits ein umfangreiches detaillierteres technisches Regelwerk des Gas- und Wasserfaches (DVGW), in dem weitere auf umfangreichen Erfahrungen und Untersuchungen basierende Gestaltungsrichtlinien vorgegeben werden.

Die Auslegung der obertägigen Anlagen sollte deshalb gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 496 erfolgen. Die folgende Tabelle beinhaltet die empfohlenen Auslegungsparameter als Grundlage für die Wanddickenberechnungen.

Tabelle 9-1 Auslegungsparameter sCO₂-Rohrleitungssysteme

Ausrüstung	Druckstufe	Auslegungs-	
	ASME	Temperatur	Druck
Hochdruck-Gasleitungen; überflur	class 2500	-25-60 °C	300 bar
Hochdruck-Gasleitungen; unterflur	class 2500	-25-50 °C	300 bar
Mitteldruck-Gasleitungen, überflur	class 900	-25-60 °C	150 bar
Mitteldruck-Gasleitungen, unterflur	class 900	-25-50 °C	150 bar

Für alle überflur verlegten Rohrleitungen ohne Wärmedämmung und Begleitheizung ist ein Kerbschlagzähigkeitsnachweis zu führen (mit Ausnahme bei Werkstoffen für die in der jeweiligen Liefernorm die geforderten KBZ-Werte bereits festgeschrieben sind):

Tabelle 9-2 Kerbschlagzähigkeitswerte, gefordert

Ausrüstung	KBZ	
	Temperatur	Arbeit
Gasleitungen	-25 °C	38 J
Entspannungsleitungen	-50 °C	27 J

9.2.5.3 Liefernormen für Rohrleitungen und Fittings

Rohrleitungen und Fittings werden entsprechend folgender Normen ausgewählt:

Tabelle 9-3 Bauteilnormen, empfohlen

Bauteil	Norm
Rohrleitungen	DIN EN ISO 3183
Bögen	DIN EN 10253-2
T-Stücke	DIN EN 10253-2
Reduzierungen	DIN EN 10253-2
Böden	DIN EN 10253-2
Flansche	ASME B 16.5
Dichtungen	ASME B 16.20
Schrauben	ASME B 18.2.1
Muttern	ASME B 18.2.2

9.2.5.4 Rohrspezifikation

Soweit verfügbar, werden nahtlose Rohre für Nennweiten ≤ 300 mm und Wanddicke ≤ 16 mm vorgesehen. Außerhalb dieser Parameter werden geschweißte Rohre eingesetzt.

Rohrleitungs- und Stutzendurchmesser kleiner als DN 50 sollten – mit Ausnahme von Impulsleitungen - nach Möglichkeit vermieden werden.

Die kleinste Wanddicke für Gasrohrleitungen nach DIN EN 1594 beträgt 3,2 mm.

9.2.5.5 Einschraubverbindungen

Einschraubverbindungen für Messstellen werden mittels Einschraubzapfen und Einschraublöchern gemäß DIN 3852-2 realisiert. Die Auswahl der Dichtringe erfolgt nach DIN 7603.

9.2.5.6 Dichtungen/Elastomere

Dichtungsmaterialien sind so auszuwählen, dass die Beständigkeit gegenüber feuchtem CO₂ und den zu erwartenden Spurenverunreinigungen gewährleistet ist.

Neben Metaldichtungen können hier insbesondere hinsichtlich der Elastomere die Erfahrungen genutzt werden, welche bei der Umstellung auf mit R744 (CO₂) betriebene Klimaanlage gewonnen wurden, die an diese Komponenten höchste Anforderungen stellen (Betriebsdrücke mit bis zu 150-160 bar und Temperaturen mit bis zu 180 °C) und für die Weichdichtungen (FKM-, EPDM-, HNBR- und EPDM/ BIIR-Werkstoffe) hinsichtlich Permeationsverhalten und Widerstand gegen explosive Dekompression optimiert wurden.

9.2.6 Rohrleitungsklassen

In den Anlagen 9-1 bis 9-5 sind die vorläufig entwickelten Rohrklassen für die Hoch- und Niederdrucksysteme der obertägigen Anlagen eines Energiespeichers mittels superkritischem CO₂ beigefügt. Die Berechnung der Rohrwanddicken gegen inneren Überdruck erfolgte entsprechen EN 1594.

9.2.6.1 Berechnungsgrundlagen

Die Berechnungen sind entsprechend folgenden Vorschriften und Standards durchzuführen:

Tabelle 9-4 Berechnungsstandards

Standard			Bezeichnung
DIN	30690	Teil 1	Bauteile in der Gasversorgung
DIN EN	1594		Rohrleitungen für einen maximal zulässigen Betriebsdruck über 16 bar
AD	B2		Kegelförmige Mäntel unter innerem und äußerem Überdruck
AD	B3		Gewölbte Böden unter innerem und äußerem Überdruck
AD	B5		Ebene Böden und Platten nebst Verankerungen
DIN EN	1591		Flanschverbindungen
AD	B9		Ausschnitte in Zylindern, Kegeln und Kugeln

Die Berechnungen der einzelnen Bauteile sind entsprechend folgender Zuordnung durchzuführen.

Tabelle 9-5 Bauteilvorschriften

Bauteil	Vorschrift
Rohr, Bögen	DIN EN 1594
T-Stück/Abzweig	DIN EN 1594 oder AD-Merkblatt B9
Reduzierung	AD-Merkblatt B2
gewölbter Boden	DIN EN 1594 oder AD-Merkblatt B3
ebener Boden/Platte	AD-Merkblatt B5
Flanschverbindungen	DIN EN 1591

9.2.6.2 Zuschlag c1 für Wanddickenunterschreitungen

Der Zuschlag c1 für Wanddickenunterschreitungen gemäß Grenzabmaßen beträgt nach Norm:

Tabelle 9-6 Wanddickenzuschlag C1

	nahtloses Rohr mit		
EN ISO 3183	s ≤ 4 mm	4 < s < 25 mm	s ≥ 25 mm
c1	0,5 mm	12,5 %	Max (3,0 mm, 10,0%)
	geschweißtes Rohr mit		
EN ISO 3183	s ≤ 10 mm	10 < s < 20 mm	s ≥ 20 mm
c1	0,5 mm	5,0 %	1,0 mm
	Fittings ≤ DN 600		
c1	-12,50%		

9.2.6.3 Zuschlag c2 - Korrosionszuschlag

Der Korrosionszuschlag wurde auf 3 mm festgelegt, um eine ausreichende Sicherheit gegen akzeptable Korrosionsraten bis zu 0,1 mm/a über einen Nutzungszeitraum von 30 Jahren zu gewährleisten.

9.2.6.4 Festigkeitskennwerte und Sicherheitsbeiwerte

Der Sicherheitsbeiwert für Rohre wurde entsprechend DIN 30690-1 mit $S=1,5$ festgelegt. Die folgende Tabelle enthält nur die für die Berechnungen der angefügten Rohrklassen verwendeten Festigkeitskennwerte.

Tabelle 9-7 Werkstoff-Festigkeitskennwerte

Kennwerte	L 290NE	L 360NE	L 415NE
K bei 50°C [N/mm ²]	290	360	415
K bei 60°C [N/mm ²]	270	340	390

Kennwerte für andere Werkstoffe sind den entsprechenden Standards zu entnehmen.

Die Sicherheitsbeiwerte S für Bögen und Reduzierungen entsprechen denen vom geraden Rohr, für Abzweige und Böden gilt jedoch $S=1,8$.

9.2.6.5 Auslegungstemperatur

Oberirdisch verlegte Leitungen haben zur Berücksichtigung der Sonneneinstrahlung Auslegungstemperaturen DT von 60 °C, für unterirdische Leitungen wird $DT = 50$ °C vorgegeben.

9.2.6.6 Auslegungsdruck

Entsprechend den Parametern der Kavernen und den zu erwartenden maximalen Kavernenkopfdrücken wurden exemplarische Berechnungen für 300 und 150 bar (ü) durchgeführt. Diese sind im konkreten Anwendungsfall den dann relevanten Bedingungen anzupassen.

Auf Grund des korrosiven Charakters des feuchten CO_2 und der fehlenden praktischen Erfahrung mit einer $ESsCO_2$ -Anlage sollte jedoch unzweifelhaft noch bestehendes Optimierungspotenzial zunächst noch nicht ausgeschöpft werden.

9.2.6.7 Ergebnisse der Berechnungen

Die Berechnungsblätter aller durchgeführten Berechnungen sind in der Dokumentation der als Anlage beigefügten Rohrklassen beim Berichtsersteller vorhanden, wurden dem Bericht selbst nicht angefügt.

Berechnungen der Rohre nach DIN EN 1594 wurden nur zur Ermittlung der Rohrwanddicke durchgeführt.

Die Zusammenfassung der Berechnungen sind letztlich als Wanddickenangaben im Dokument ‚Rohrklassenverzeichnis‘ – UGS01/T/D/001 (Anlagen 9-1 bis 9-5) enthalten.

9.2.7 **Vorgaben für Fertigung, Montage, Prüfung und Betrieb**

Vorgaben für Fertigung, Montage, Prüfung und Betrieb von Rohrleitungen und Ausrüstungen sind in den relevanten Richtlinien (Druckgeräte-Richtlinie, Druckgeräteverordnung usw.), dem technischen Regelwerk (DVGW, AD 2000 ...) sowie einschlägigen Standards (DIN, EN, ISO, IEC, DNVGL ...) enthalten und müssen nicht speziell für sCO₂ enthaltende Anlagen modifiziert werden.

Lieferanten von Ausrüstungskomponenten sollten nach ISO 9001 zertifiziert sein und als Hersteller über umfangreiche Referenzen für vergleichbare Erzeugnisse verfügen. Eine Fertigungsüberwachung und Abnahme durch Sachverständige bzw. eine „Benannte Stelle“ (Notified Body gemäß PED 2014/68/EU) sollte auf Grund des innovativen Charakters der ESsCO₂ unabhängig vom Regelwerk auch für scheinbar nebensächliche Komponenten durchgesetzt werden.

Das ausführende Unternehmen für die Errichtung der obertägigen rohrleitungstechnischen Anlagen muss eine entsprechende aktuelle Qualifizierung nach DVGW-Arbeitsblatt GW 301 vorweisen.

Für die Prüfung der errichteten Rohrleitungssysteme können folgende Standards herangezogen werden:

- Zerstörungsfreie Schweißnahtprüfungen nach DVGW GW 350,
- Druckprüfungen (Festigkeit und Dichtheit) nach DVGW G 469.

9.3 **Technische Auslegung der Komponenten zur Anbindung von Kavernen/Kompressor/Turbinen/ Stromanschluss**

9.3.1 **Grundlagen**

9.3.1.1 **CO₂-Zustandsgleichungen**

Die allgemein anerkannt beste Zustandsgleichung (EOS – Equation of State) zur Beschreibung der physikalischen, thermodynamischen und Phasengleichgewichts-Eigenschaften von reinem Kohlendioxid ist die Span-Wagner-EOS (Wagner, 1996).

Allerdings ist diese Zustandsgleichung relativ kompliziert und deshalb sowie wegen des begrenzten Anwendungsgebietes noch nicht generell in kommerziell verfügbarer Prozesssimulationssoftware implementiert. Integriert ist die Span-Wagner-EOS z.B. in die recht spezielle

Software Multiflash und Promax, während die von UGS genutzten, sehr verbreiteten Programme UNISIM und AspenPlus diese Zustandsgleichung nicht anbieten (EON, 2011).

Sehr ähnliche Ergebnisse zu der Span-Wagner-EOS liefert aber die Zustandsgleichung GERG-2004/2008 (Kunz O., 2007).

Für technische Auslegungen insbesondere in frühen Planungsphasen oder die Entwicklung grundlegender Prozessfließschemata wird aus den üblicherweise für Öl&Gas-Anwendungen verwendeten Standardzustandsgleichungen die Peng-Robinson-EOS und ihre Varianten gegenüber der Soave-Kwong-EOS und deren Modifikationen bevorzugt empfohlen (Medeiros, 2019), (Mazzoccoli, 2012).

Bei Betriebsbedingungen in der Nähe des kritischen Punktes, für CO₂-reiche Gemische, im Falle von Phasenübergängen oder Teilkondensation sowie für die endgültige Auslegung von Anlagenkomponenten durch den Hersteller wird allerdings eine sorgfältige Überprüfung von Prozesssimulationsergebnissen mit diesen Zustandsgleichungen anhand verfügbarer Messdaten empfohlen, da die praktischen Erfahrungen bei CCS- und sCO₂-Anlagen noch sehr begrenzt sind.

Im Rahmen des ESsCO₂-Vorhabens erfolgte zusätzlich zu den grundlegenden Berechnungen der Projektpartner IfG (siehe Abschnitt 0) und der TU Prag (siehe Abschnitt 7) grundsätzlich seitens UGS für den eigenen Leistungsumfang eine vergleichende Simulation der obertägigen Einrichtungen mittels der Prozesssimulationssoftware UNISIM R410 von Honeywell unter Verwendung der Peng-Robinson-EOS. Weiterhin wurde in dieser Projektphase weitgehend von reinem CO₂ ausgegangen und der Einfluss von Verunreinigungen nur rein qualitativ bewertet (Li, 2008).

9.3.1.2 CO₂-Stoffeigenschaften

Hinsichtlich der Sättigungswassergehalte von sCO₂ und des daraus resultierenden Kondensationsverhaltens (Bildung freien Wassers bei Überschreitung der Sättigung) werden Messdaten und daraus abgeleitete Korrelationen (siehe Abschnitt 9.3.2.2) zur Verifizierung von Simulationsergebnissen verwendet.

Auch für thermodynamische, physikalische und Transporteigenschaften von CO₂ wurden Simulationsergebnisse anhand von Messdaten und daraus abgeleiteten Korrelationen verifi-

ziert, wenn sie für die Auslegung kostenrelevanter Ausrüstungen erforderlich sind. Hierfür standen u.a. umfangreiche Literaturdaten zur Verfügung:

- *Carbon Dioxide Thermodynamic Properties Handbook* (Sara Anwar und John J. Carroll, 2016),
- Reference Correlation for the Viscosity of Carbon Dioxide (Laesecke, 2017),
- The Transport Properties of Carbon Dioxide (V.Vesovic, 1990),
- Predictive tool for an accurate estimation of carbon dioxide transport properties (Bahadori, 2010),
- Viscosity of pure carbon dioxide at supercritical region: Measurement and correlation approach (Heidaryan, 2011),
- New Correlations for Predicting the Density and Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide ... (Ouyang, New Correlations for Predicting the Density and Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide ..., 2011),
- New Correlations for Predicting the Thermodynamic Properties of Supercritical Carbon Dioxide (Ouyang, New Correlations for Predicting the Thermodynamic Properties of Supercritical Carbon Dioxide, 2012).

9.3.2 **sCO₂-Trocknungsverfahren**

9.3.2.1 **Zulässiger Wassergehalt zur Begrenzung der Korrosion**

Wie in Abschnitt 7.2 bereits dargestellt, ist das Korrosionsverhalten von sCO₂ wesentlich vom Wassergehalt abhängig. Ab einem Wassergehalt über 1000 ... 1500 ppm (Sim, 2014) bzw. einer relativen Feuchte von 60 % (Xiang, 2012) steigt die Korrosionsrate von sCO₂ stark an.

Darauf basierend wird unter Berücksichtigung weiterer korrosiver Komponenten in sCO₂ aus technischen Quellen für den Pipelinetransport ein maximaler Grenzwert von 500 ppm H₂O in sCO₂ insbesondere im DYNAMIS-Report (Ecofys, 2007) als sicher in Bezug auf eine über die technische Lebensdauer von sCO₂-Anlagenkomponenten kontrollierbare Korrosion angesehen.

Einen sehr guten Überblick zum Korrosionsverhalten von mit Spurenkomponenten verunreinigtem, nassen CO₂ bietet auch ein umfassender CCS-Review (Barker, Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense phase CO₂ transport in Carbon Capture and Storage (CCS) - A review, , 2017).

9.3.2.2 Wassergehalt von sCO₂

In der Literatur sind Daten zum Wassergehalt von CO₂ und insbesondere sCO₂ in ausreichendem Maße vorhanden und insbesondere der GPA-Research Report RR-99 (SONG, 1989) bietet eine umfassende Übersicht hierzu.

In diesem Projekt wurde vereinfachend auf eine Korrelation des Wassergehaltes in sCO₂ (Bahadori, 2010) zurückgegriffen, die auf der genannten und weiteren Veröffentlichungen basiert.

Der Einfluss des Salzgehaltes von Sole auf den Wassergehalt von sCO₂ kann analog zum Vorgehen beim Erdgaswassergehalt durch einen Abminderungsfaktor in Abhängigkeit vom Salzgehalt in ppm berücksichtigt werden (Hassanzadeh, 2011).

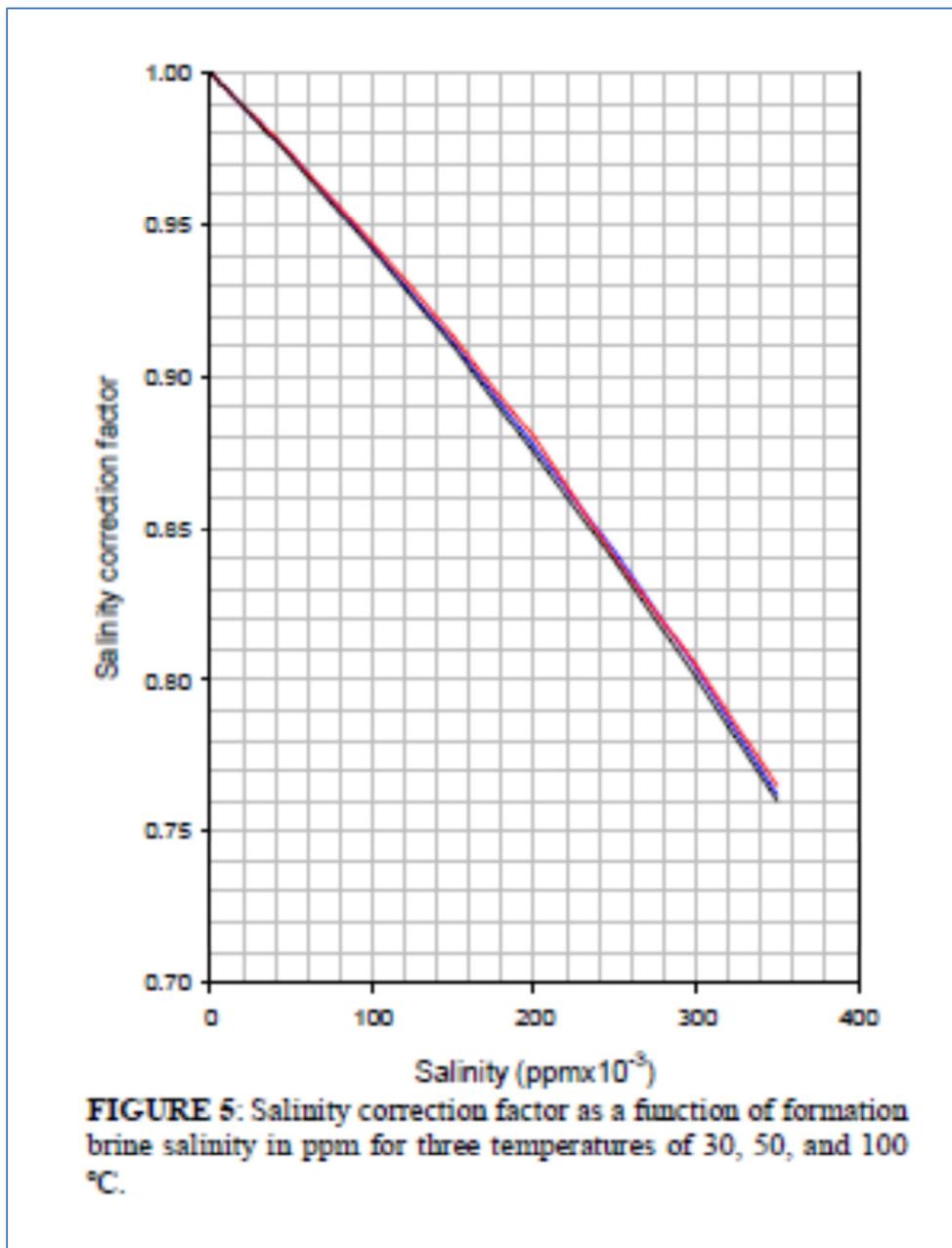


Abbildung 9-2 Korrekturfaktor für CO₂-Wassergehalt über Sole (Hassanzadeh, 2011)

Durch die starke Absenkung des Sättigungswassergehaltes von sCO₂ zwischen Kavernen- und Kopfbedingungen spielt der Salzgehalt der Sole in der Kaverne jedoch für die Auslegung der Trocknungsanlage keine signifikante Rolle.

Im Folgenden werden die Wassergehalte von sCO₂ bei den grundlegenden Betriebsbedingungen der Energiespeicherung mit sCO₂ auf Basis der genannten Korrelation (A. Bahadori, 2010) aufgeführt:

Tabelle 9-8 Wassergehalte von CO₂

Druck [barg]	Temperatur [°C]	Wassergehalt [g/Sm ³] ²	Wassergehalt [ppm]	Bemerkungen
300	60	7,515	9.875,1	HPC, voll
280	58	7,098	9.327,2	HPC, Ende
160	44,5	4,340	5.702,4	WHH, voll
147	41,8	3,963	5.207,2	WHH, Ende
160	32,3	3,352	4.404,4	LPC, voll
140	30,7	3,167	4.161,0	LPC, Ende
95	24,5	2,572	3.379,7	WHL, voll
76	22,3	2,094	2.752,3	WHL, Ende

Für die Berechnung der Wasserfracht ist ein Turbinenzyklus von max. 500 kg sCO₂/s (11,361 kmol/s) über max. 3,88 h und ein Verdichterzyklus von max. 112 kg sCO₂/s (2,545 kmol/s) über max. 18,5 h anzunehmen.

9.3.2.3 Hydratbildungsbedingungen von sCO₂

Im Verlauf der Energiespeicher- sowie Ein- und Auslagerungsprozesse ist darauf zu achten, dass eine Blockierung von Strömungswegen durch Hydratbildung vermieden wird.

Literaturdaten zu den Hydratbildungsbedingungen von CO₂ sind ausreichend vorhanden (Carroll, 2020), (GPSA, 2012) und weisen nach, dass bei den obertägig vorliegenden Drücken eine Hydratbildungsgefahr lediglich bei Anfahrvorgängen aus dem Stillstand bei Umgebungs- oder Bodentemperaturen unter der Voraussetzung des Vorhandenseins freien Wassers über der Sättigungsgrenze des sCO₂ möglich ist:

- CO₂-Hydratbildungstemperatur 9,8 °C @ 45 barg
- CO₂-Hydratbildungstemperatur 11,3 °C @ 200 barg.

Verunreinigungen wie z.B. Schwefelwasserstoff können die Hydratbildungstemperatur zwar erhöhen, liegen im technisch reinen CO₂ aus CCS-Quellen aber lediglich als Spurenkomponenten mit geringfügigem Einfluss vor, so dass sie im Rahmen dieser Betrachtungen vernachlässigt werden können.

² Einheit g/Sm³ gemäß Originalquelle (A. Bahadori, 2010)

9.3.2.4 Restsolemengen in Salzkavernen

Üblicherweise wird beim Sole-Entleerungsprozess angestrebt, nicht mehr als 1 % des Kavernenvolumens als Restsolemenge zu belassen und in der Regel wird dieses auch realisiert. Allerdings können Unregelmäßigkeiten im Sol- und Entleerungsprozess auch zu höheren, verbleibenden Solemengen führen.

In Bezug auf die Dauerhaftigkeit des Wasserdampfaustrags aus Salzkavernen im Speicherzyklus gibt es zu Erdgaskavernen Literaturangaben, dass innerhalb der Lebensdauer des Erdgasspeichers nicht mit einer signifikanten Abnahme der Feuchtigkeitslast im Ausspeichergas zu rechnen ist, da es bis zu 300 Speicherzyklen brauchen würde, um die Restsolemenge auszutragen (Haddenhorst, 1975), (Kadner, 2002).

In Anbetracht von einem Gasumschlag pro Jahr bei vorrangig saisonalen Erdgasspeichern ist eine „natürliche“ Reduzierung der Wasserdampfbeladung von Ausspeichergas somit nicht zu erwarten und es wurde versucht, mit verschiedenen Abdeckmedien für die Restsole den Stoffübergang in das Speichergas zu minimieren und somit auf eine weitere obertägige Trocknung vor Abgabe in das Erdgasnetz verzichten zu können. Auf Grund anderer Nachteile bzw. des problematischen Einbringens verwendeter Abdeckmedien sowie des unkomplizierten, zuverlässigen Betriebs von Glykol-Gastrocknungsanlagen hat sich die Soleabdeckung aber nicht durchsetzen können.

Bei der Energiespeicherung mittels $s\text{CO}_2$ ist es allerdings wegen der wesentlich höheren Gleichgewichtsbeladung von CO_2 mit Wasserdampf gegenüber Erdgas sowie der höheren Ausspeicherraten und Medienumschläge pro Jahr angebracht, ähnliche Betrachtungen zu einem „Austrocknen“ der Kavernen zu unternehmen, um den aus den gleichen Gründen doch recht hohen Trocknungsaufwand reduzieren zu können.

Hierzu durchgeführte Abschätzungen auf Basis von 1 % Restsolevolumen für die Kavernenvolumina von Hochdruck- ($1.000.000 \text{ m}^3$) und Niederdruckkaverne (800.000 m^3) haben ergeben, dass auf Grund der Druck- und Temperaturabhängigkeit des Gleichgewichtswassergehaltes in CO_2 die Niederdruckkaverne eine längere „Austrocknungszeit“ als die Hochdruckkaverne benötigt.

Bei Annahme einer obertägigen Trocknung des $s\text{CO}_2$ auf einen Restwassergehalt von 500 ppm und eines Dauer-Energiespeicherbetriebs wäre bei Erreichen des Sättigungswassergehaltes im ausgespeicherten $s\text{CO}_2$ innerhalb der ersten 5 Betriebsjahre mit einem weitgehend vollständigen Austrag des Wassers aus der Restsole zu rechnen. Allerdings gibt es aktuell keine Untersuchungen hinsichtlich des Stoffaustausches zwischen Sole und $s\text{CO}_2$ in den Kavernen (z.B. hinsichtlich der Unterschiede in den Konvektionszonen gegenüber der Erdgasspeicherung und in Bezug auf eine Behinderung des Stoffaustausches durch Aufkonzentration der Sole), d.h. ein Erreichen des Sättigungswassergehaltes im ausgespeicherten $s\text{CO}_2$ ist nicht garantiert. Auch ist nur ein geringer Teil des gespeicherten CO_2 tatsächlich vom Gasumschlag betroffen, so dass eine homogene Vermischung von wassergesättigtem CO_2 sehr unwahrscheinlich sein dürfte.

Zudem kann für den Fall eines Verzichts auf eine obertägige Trocknung des $s\text{CO}_2$ auf einen Restwassergehalt von 500 ppm unter Beibehaltung der Freiwasserabscheidung am Kavernenkopf damit gerechnet werden, dass sich die o.g. theoretischen Austrocknungszeiten etwa verdreifachen.

Deshalb ist es auf Basis des gegenwärtigen Kenntnisstandes nicht empfehlenswert, ein „Austrocknen“ der Energiespeicherkavernen in die Anlagengestaltung einzubeziehen. Hierzu erforderliche Untersuchungen könnten später im Rahmen einer Kostenoptimierung der Energiespeicherung mittels superkritischem CO_2 erfolgen.

9.3.2.5 Verfahrensauswahl

Trocknungsverfahren für CO_2 sind aus der breiten Anwendung von CO_2 in Anlagen zur gesteigerten Ölrückgewinnung (EOR - Enhanced Oil Recovery) bei Förderbohrungen sowie CCS- Anlagen (Carbon Capture and Storage / CO_2 -Abtrennung und -speicherung) bekannt und ein umfangreicher Überblick wurde im Rahmen eines IEA-Reports (IEA, 2014) veröffentlicht.

Das umfangreich erprobte Trocknungsverfahren durch Absorption an Triethylenglykol (TEG) kann allerdings für die Bedingungen superkritischen CO_2 nicht empfohlen werden, da die hohe Löslichkeit des TEG in CO_2 dort zu inakzeptabel hohen TEG-Verlusten führen würde. Deshalb wird für solche Fälle empfohlen, statt TEG als Absorptionsmittel Glycerol einzusetzen (Wallace, 1985), (Fisher, 2004).

Als weitere Verfahrensgruppe stehen im Betriebsbereich von 8 bis 18 MPa und 40 bis 100 °C Membranverfahren zur Verfügung (Shamu, Mass transfer studies on the dehydration of supercritical carbon dioxide using dense polymeric membranes, 2019), (Shamu, Membrane, module and process design for supercritical CO₂ dehydration, 2019 (Thesis)).

Grundsätzliches Problem von Membrananlagen in wenig erprobten Anwendungen sind allerdings mögliche Foulingerscheinungen, die zu einer stark verkürzten Standzeit der teuren Membranen führen können.

Deshalb erscheint es sinnvoll, im Fall der Energiespeicherung mit sCO₂ auf ein effektives und erprobtes Trocknungsverfahren wie die Adsorption an Molekularsieb 4A zurückzugreifen, für das zahlreiche Referenzen, zuverlässige Anbieter und umfangreiche Literatur verfügbar sind (SILICA, 2005), (Skopak, 1984).

9.3.2.6 Auslegungsbeispiel für Adsorption an Molekularsieb A4

Auf Basis der verfahrenstechnischen Angaben im SPE-Paper 13282 erfolgte eine überschlägliche Auslegung der Anlagen zur CO₂-Trocknung im Turbinen- und Verdichterzyklus und für diese wurden die Investkosten auf Grundlage der spezifischen Preise in €/m³ aus dem SILICA-Angebot von 2005 mit einer Teuerungsrate von 3 % pro Jahr auf das Kostenniveau 2022 hochgerechnet.

Für eine Beispielsanlage zum Turbinenzyklus von max. 500 kg sCO₂/s (11,361 kmol/s) über max. 3,88 h mit 5.702,4 ppm Eingangs- und 500 ppm Ausgangswassergehalt sind 14.877 kg H₂O pro Zyklus zu entfernen, was bei einer Molsiebbedladung von 0,12 kg H₂O/kg MS einem Molsiebbedarf von ca. 124 t entspricht. Damit werden 7 parallel durchströmte Adsorber mit einem Durchmesser (innen) von 2,2 m und einer Schütthöhe von 6,6 m benötigt (geschätzte Kosten 16,4 Mio €). Die thermische Regeneration mittels eines Teilstromes von ca. 40 % der Maximalmenge von 112 kg/s kann dann im Verlauf des Verdichterzyklus erfolgen.

Für eine Beispielsanlage zum Verdichterzyklus von max. 112 kg sCO₂/s (2,545 kmol/s) über max. 18,5 h mit 3.379,7 ppm Eingangs- und 500 ppm Ausgangswassergehalt sind 8.795 kg H₂O pro Zyklus zu entfernen, was bei einer Molsiebbedladung von 0,12 kg H₂O/kg MS einem Molsiebbedarf von ca. 73 t entspricht. Damit werden 4 parallel durchströmte Adsorber mit einem Durchmesser (innen) von 2,2 m und einer Schütthöhe von 6,6 m benötigt (geschätzte Kosten 9,7 Mio €). Die thermische Regeneration mittels eines Teilstromes von ca. 10 % der Maximalmenge von 500 kg/s kann dann im Verlauf des Turbinenzyklus erfolgen.

Insgesamt würden also für den Turbinen- und den Verdichterzyklus 11 Adsorber mit gleichen Abmessungen benötigt.

Die Aufheizung von 50 kg/s sCO₂ als Regenerationsmedium von ca. 45 °C auf 295 °C hat allerdings bei einem mittleren Druck von 145 bis 160 barg einen Wärmebedarf von 20 bis 24 MW zur Folge. Im SPE-Paper 13282 (Skopak, 1984) wird dargestellt, dass in der beschriebenen Anlage zur Regeneration eine Menge von 3 MMCFPD sCO₂ von 110 °F auf 550 °F erhitzt und dafür ein Heater mit einer Leistung von 2,5 MMBTU/hr eingesetzt, was einen nahezu vergleichbaren spezifischen Energiebedarf zu den oben dargestellten Werten ergibt.

Es gibt auch Verfahrensvarianten, bei denen die thermische Regeneration nach vorhergehender Druckabsenkung mittels erhitztem Gas bzw. Luft erfolgt und das feuchte Regeneriergas nach Teilkondensation des Wassers in die Atmosphäre abgegeben wird (Shamu, Mass transfer studies on the dehydration of supercritical carbon dioxide using dense polymeric membranes, 2019). Auf Grund der dabei entstehenden CO₂-Emissionen wird diese Art der Regeneration jedoch nicht empfohlen.

Die obigen Abschätzungen erfolgten unter folgenden Randbedingungen:

- freies Wasser wird am Kavernenkopf aus dem sCO₂ abgeschieden; im SPE-Paper 13282 (Skopak, 1984) wurde allerdings darauf hingewiesen, dass die Schwerkrafttrennung von sCO₂ und H₂O bei ca. 82,5 barg und 23,9 °C wegen des unzureichenden Dichteunterschiedes (sCO₂-Dichte ca. 795 kg/m³) nicht ausreichend funktionierte und erst nach Erwärmung auf 43,3 °C (sCO₂-Dichte ca. 273 kg/m³) erfolgreich war, was aber in etwa der Kopftemperatur der HD-Kaverne entspricht.
- Investmentkostensenkungen könnten durch eine günstigere Vorreinigungsstufe vor der Adsorption an Molekularsieb, also in Form eines Hybridverfahrens von Adsorption mit Absorption oder Membranverfahren erreicht werden.

Da ein Absinken des Wassergehaltes im ausgespeicherten sCO₂ im Verlaufe des anzunehmenden Austrocknens der Kavernen nur sehr schwer abzuschätzen und außerdem die Auspeicherrate im Vergleich zum gesamten Kavernenvolumen sehr klein ist, sollte der Möglichkeit einer verringerten Wasserlast am Eintritt der Trocknungsanlage durch einen modularen Aufbau Rechnung getragen werden, der eine Teildemontage paralleler Adsorbereinheiten ermöglicht.

9.3.2.7 **Schlussfolgerungen und Empfehlungen**

Der technologische Aufwand zur Gewährleistung eines für unbedenkliche Korrosionsraten in Kohlenstoffstahl-Rohrleitungssystemen erforderlichen Restwassergehaltes in sCO₂ von maximal 500 ppm ist enorm und insbesondere der Regenerationsenergiebedarf einer Adsorptionstrocknung überschreitet die im Energiespeicherprozess mit sCO₂ generierte elektrische Leistung um das Mehrfache.

Zur Verminderung des Trocknungsaufwandes besteht zum einen die Möglichkeit, im getrockneten sCO₂ an Stelle eines Wassergehaltes von 500 ppm eine relative Feuchte von 60 % anzustreben, die als Grenze für das Auftreten flächenhafter Korrosion angesehen wird.

Allerdings kann lokalisierte Korrosion auch unterhalb dieses Grenzwertes auftreten (Barker, Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense phase CO₂ transport in Carbon Capture and Storage (CCS) - A review, 2017).

Alternativ dazu wäre dann ein Verzicht auf eine Trocknung (bei Beibehaltung der Freiwasserabscheidung) und eine Ausführung der obertägigen Ausrüstungen in korrosionsfesten Materialien, z.B. X1NiCrMoCu32-28-7 (1.4562 - rost- und säurebeständiger Edelstahl, UNS N 08031) oder X2CrMnNiN22-5-2 (1.4162 - niedriglegierter Duplex Stahl, UNS S 32101) mit einem geschätzten Mehrkostenfaktor von 2-3 gegenüber Kohlenstoffstahl vorzusehen, um auf eine Trocknung verzichten zu können.

Der Werkstoff 1.4562 ist ein korrosionsbeständiger austenitischer Edelstahl mit hoher Beständigkeit gegen interkristalline Korrosion und generell hoher Korrosionsbeständigkeit mit Neigung zur Kaltverfestigung.

Der Werkstoff 1.4162 ist ein niedriglegierter Duplex Stahl mit einer guten Beständigkeit gegen allgemeine Korrosion und Spannungsrisskorrosion. Aufgrund seiner hohen Streckgrenzen liefert dieser Werkstoff doppelt so hohe Berechnungskennwerte wie beispielsweise 1.4301 oder 1.4404, woraus ein großes Potenzial von Wandstärkeneinsparungen resultiert.

Für großvolumige Hochdruckapparate ist auch eine Innenplattierung von Kohlenstoffstahl mit Duplexstahl oder Edelstahl zur Kostenreduzierung sinnvoll.

9.3.3 **Freiwasser-Abscheidung**

Zur Minimierung der Wasserlast vor Eintritt des sCO₂ in eine CO₂-Trocknungsanlage oder zur Wasserabscheidung im Regenerationskreislauf einer Molekularsiebtrocknung ist eine

Abscheidung des freien Wassers (Wassergehalt oberhalb der Sättigungsgrenze des CO₂) erforderlich.

Für diese Wasserabscheidung durch Schwerkraft nutzt man einfache Zweiphasenabscheider ähnlich wie für die Öl-Wasser-Trennung in Erdölförderanlagen.

Auslegungshinweise für Flüssig-Flüssig-Abscheider sind in der vorliegenden Literatur (GPSA, 2012), (Shell, 2018) ausführlich beschrieben:

Vertikale Abscheider (ohne Einbauten):

$$W_{cl} = C^* \left(\frac{\rho_{hl} \div \rho_{ll}}{\mu} \right) (0,785 \times 10^{-6}) D_v^2$$

Horizontale Abscheider (ohne Einbauten):

$$W_{cl} = C^* \left(\frac{\rho_{hl} \div \rho_{ll}}{\mu} \right) L_l H_l$$

Legende:	W_{cl}	=	Volumenstrom des kontinuierlichen Fluids [m ³ /d]
	C^*	=	empirische Konstante für Flüssig-Flüssig-Separatoren [(m ³ · mPa · s)/(m ² · d)]
		=	1880 (für Flüssigkeitstropfendurchmesser $D_F = 200 \mu\text{m}$)
		=	1060 (für Flüssigkeitstropfendurchmesser $D_F = 150 \mu\text{m}$)
		=	470 (für Flüssigkeitstropfendurchmesser $D_F = 100 \mu\text{m}$)
		=	170 (für Flüssigkeitstropfendurchmesser $D_F = 60 \mu\text{m}$)
		=	0,0471 x (D_F) ² als Näherungsformel
	ρ_{hl}	=	relative Dichte schweres Medium [kg/m ³]
	ρ_{ll}	=	relative Dichte leichtes Medium [kg/m ³]
	μ	=	dyn. Zähigkeit kontinuierliches Fluid [mPa · s]
	D_v	=	Behälterinnendurchmesser [mm]
	L_l	=	Länge der Fluid-Grenzfläche [m]
	H_l	=	Breite der Fluid-Grenzfläche [m]

Für die Abtrennung geringer Wassermengen aus sehr großen sCO₂-Strömen bieten sich horizontale Schwerkraftabscheider mit Vane-Pack-Einbauten und Boot (außenliegender Sumpf) zur Wasserausschleusung an.

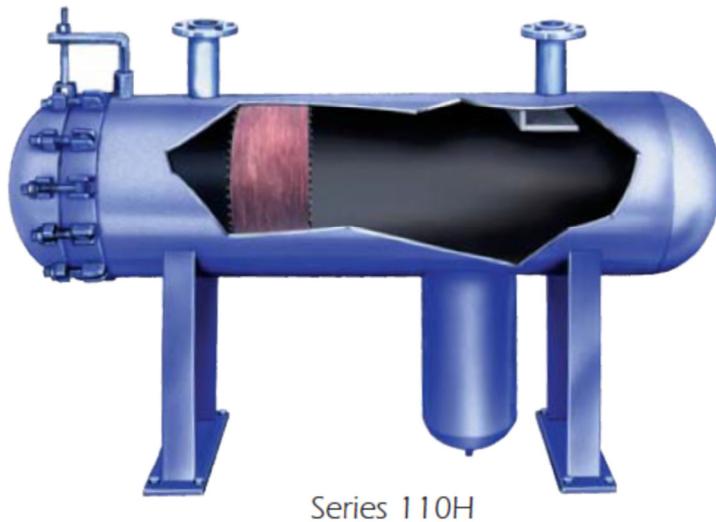


Abbildung 9-3 Horizontaler Abscheider mit Boot (Peco-Facet, 2009)

Das Vane-Pack (Plattenabscheiderpaket) sichert, dass ein Wassertropfen nur maximal die Strecke zwischen zwei Platten und nicht die gesamte Behälterhöhe zurücklegen muss, um aus dem CO_2 abgeschieden zu werden. Der außenliegende Wassersumpf (Boot) gewährleistet, dass die Schaltpunkte zum Öffnen und Schließen des Ausschleuseventils sowie Alarmer und Abschaltungen mit einem zur störungsfreien Betriebsführung genügend sicherem Abstand platziert werden können, ohne das zur Sicherung einer entsprechend ausreichenden CO_2 -Verweilzeit notwendige Behältervolumen durch abgeschiedenes Wasser zu reduzieren.

Da die Dichtedifferenz zwischen Wasser und sCO_2 sowie die Viskosität des sCO_2 für die Abscheidegeschwindigkeit bestimmend sind, sind Druck und die Temperatur wichtig. Der Druck sollte so niedrig und die Temperatur so hoch wie möglich gehalten werden.

In der Literatur (Skopak, 1984) wird interessanterweise auf einen Abscheider für freies Wasser aus 12 MMSCFD sCO_2 (ca. 26.480 kg/h) verwiesen (20" Außendurchmesser und 5' Länge; DN 500, ca. 1,524 m lang), der bei 1.200 psig (82,74 barg) und 75 °F (23,89 °C) mit einer CO_2 -Dichte von ca. 783 kg/m³ nicht funktionierte und erst nach Installation eines Vorwärmers dann bei 110 °F (43,33 °C) mit einer CO_2 -Dichte von ca. 275 kg/m³ eine zufriedenstellende Abtrennung des freien Wassers gewährleistete.

Die Freiwasserabscheidung bei Kopfbedingungen der HD-Kaverne im Turbinenzyklus erfolgt zwischen 160 barg bei ca. 45 °C (761 kg/m³) und 148 barg und ca. 43 °C (755 kg/m³).

Die Freiwasserabscheidung bei Kopfbedingungen der ND-Kaverne im Verdichterzyklus erfolgt zwischen 95 barg bei ca. 33 °C (722 kg/m³) und 75 barg und 30 °C (661 kg/m³).

Damit zeigt sich, dass die Dichtedifferenz zwischen Wasser und sCO₂ in ähnlicher Größenordnung wie bei der Öl-Wasser-Trennung an Förderbohrungen liegt und somit bei adäquat gewählten Betriebsbedingungen (Verweilzeit, Strömungsgeschwindigkeiten) vergleichbare Separatoren zur Anwendung kommen könnten. Im oben erwähnten Versagensfall scheint deshalb ein zu optimistischer Auslegungsansatz zu den Problemen geführt zu haben.

9.3.4 **Komponenten zur Befüllung**

Es wird auf Grund der ansonsten notwendigen, sehr hohen Frequenz von Truckanlieferungen davon ausgegangen, dass die Kavernenbefüllung mittels superkritischem CO₂ aus CCS-Quellen über eine Pipelineanbindung erfolgt. Der Betriebsdruck dieser Pipeline wird voraussichtlich zwischen 80 und 130 bar liegen (Kaufmann, 2008) und somit zumindest die Befüllung der Niederdruckkaverne im expansiven Betrieb ohne Verdichtereinsatz ermöglichen.

Für die Befüllung der Hochdruckkaverne mit einer Rate von ca. 40 bis 64 kg/s CO₂ (bei 130 bar (ü) Kopfdruck und +15 °C sowie einer Dichte von 915,6 kg/m³ entsprechend ca. 160 bis 250 m³/h Soleabstoßrate) sollte der auf 112 kg/s für den Energiespeicherbetrieb ausgelegte Verdichter geeignet sein. Detaillierte Betrachtungen zur Erstbefüllung finden sich in Abschnitt 10.1.

Bei CO₂-Bezug aus CCS-Quellen kann weiterhin davon ausgegangen werden, dass getrocknetes und von problematischen Spurenkomponenten weitgehend gereinigtes CO₂ geliefert wird, das nur noch einer Sicherheitsfiltration unterzogen werden muss, um aus der Pipeline mitgeführte Feststoffanteile abscheiden zu können (Verdichterschutz). Aber auch hierfür sollten wegen der ähnlichen Durchsatzraten die für den permanenten Energiespeicherbetrieb ausgelegten Komponenten vorhanden sein.

Mit Ausnahme einer Abrechnungsmengenummessung für den CO₂-Bezug, die insbesondere unter dem Aspekt einer anzustrebenden Abnahmevergütung für das CO₂ nötig ist, sind deshalb aus heutiger Sicht keine temporären Ausrüstungen für die Kavernenbefüllung erforderlich.

Im Falle einer, allerdings nicht anzustrebenden Belieferung durch Trucks müsste jedoch eine, vorzugsweise umsetzbare, temporäre Annahmestation mit Zwischenpuffer zusätzlich errichtet werden.

9.3.5 **Sonstige Komponenten für den Turbinenbetrieb**

9.3.5.1 **Regel-, Absperr- und Sicherheitsarmaturen**

Wie dem Process Flow Diagram (siehe Abschnitt 9.1) zu entnehmen ist, sind im Strömungsweg zwischen Hochdruck- und Niederdruckkaverne bei der Turbinensequenz und im Strömungsweg zwischen Niederdruck- und Hochdruckkaverne bei der Verdichtersequenz diverse Armaturen für Regel-, Absperr- und Sicherheitsfunktionen vorzusehen.

Die verfahrenstechnische Auslegung erfolgt mittels CONVAL 11 (Regelarmaturen, Blenden, Druckstoßberechnungen etc.) sowie VALVESTAR (LESER Sicherheitsventile).

Hinsichtlich der Ausführung gelten die entwickelten Rohrklassen einschließlich der Materialauswahlrichtlinien gemäß Abschnitt 9.2.

Wesentliche weitere Unterschiede zu den aus Erdgas- und Solbetriebseinrichtungen bekannten Armaturenspezifikationen bestehen aus derzeitiger Sicht nicht.

9.3.5.2 **Vorwärmer**

Für den Anfahrbetrieb aus dem kalten Zustand ist kurzzeitig (weniger als 2 Minuten) eine Anhebung der CO₂-Temperatur vor dem Turbineneintritt erforderlich, um die zulässige Austrittstemperatur nicht zu unterschreiten.

Auf Grund des großen CO₂-Durchsatzes von 500 kg/s besteht jedoch ein hoher Leistungsbedarf, wie der nachfolgenden Abschätzung entnommen werden kann:

Tabelle 9-9 Abschätzung der Vorwärmerleistung und –kosten

ESsCO₂ - Turbinenzyklus Daten - Vorwärmer		
CO ₂ -Massenstrom	500	kg/s
	1.800.000	kg/h
Druck (HPC Kav.-kopf)	155	barg
Temperatur (HPC Kav.-kopf)	19,6	°C
Enthalpie (HPC Kav.-kopf)	-11.936,1	kJ/kmol
Druck (Vorwärmer Austritt)	155	barg
Temperatur (Vorwärmer Austritt)	26,7	°C

ESsCO ₂ - Turbinenzyklus Daten - Vorwärmer		
Enthalpie (Vorwärmer Austritt)	-10.987,7	kJ/kmol
Vorwärmerleistung	21,55	kJ/kg
	10,78	MW
Betriebsdauer	2,0	min
Gesamt-Wärmebedarf	0,4	MWh
CAPEX, geschätzt	460.000,0	EURO

Da aber im nachfolgenden Normbetrieb am Turbineneintritt eine Temperatur von ca. 42 - 44 °C erreicht wird, sollte angesichts der beträchtlichen Investmentkosten eines Vorwärmers über einen Wärmespeicher nachgedacht werden, der sich im Normalbetrieb mittels CO₂-Durchströmung auflädt und diese Wärme dann in der nächsten Anfahrsequenz wieder an den kalten CO₂-Strom abgibt.

9.3.5.3 Nachkühler

Für die Aufrechterhaltung des thermischen Gleichgewichtes der Niederdruckkaverne ist im Turbinenbetrieb eine Nachkühlung des aus der Turbine austretenden CO₂ auf die ungestörte Gebirgstemperatur der Niederdruckkaverne erforderlich, da sich diese sonst langsam aufwärmen würde, was zu einer langfristigen Kapazitätseinschränkung führen würde.

Als Nachkühler ist vorzugsweise ein luftgekühlter Wärmeübertrager vorzusehen, dessen Leistungsparameter der nachfolgenden Abschätzung entnommen werden können:

Tabelle 9-10 Abschätzung der Nachkühlerleistung und –kosten

ESsCO ₂ - Turbinenzyklus Daten - Nachkühler		
CO ₂ -Massenstrom	500	kg/s
	1.800.000	kg/h
Druck (Turbinenausgang)	94	barg
Temperatur (Turbinenausgang)	33,5	°C
Enthalpie (Turbinenausgang)	-9.635,6	kJ/kmol
Druck (Nachkühler-Austritt)	< 94	barg
Temperatur (Nachkühler-Austritt)	32,0	°C
Enthalpie (Nachkühler-Austritt)	-9.906,3	kJ/kmol
Nachkühlerleistung	6,15	kJ/kg
	3,08	MW
Betriebsdauer	3,8	h
Gesamt-Kühlbedarf	11,7	MWh
CAPEX, geschätzt	350.000,0	EURO

Falls standortspezifisch ein geeignetes anderes Kühlmedium als die Umgebungsluft verfügbar sein sollte, kann auch jeder andere geeignete Wärmeübertragertyp eingesetzt werden.

9.3.6 **Sonstige Komponenten für den Verdichterbetrieb**

Im Verdichterzyklus sind neben den bereits in den Abschnitten 9.3.2, 9.3.3 und 9.3.5.1 beschriebenen Ausrüstungen keine weiteren wesentlichen Hauptkomponenten erforderlich.

9.3.7 **Elektrotechnische und E-/MSR-Betriebsanlagen**

Neben diesen energiespeicherspezifischen E-Anlagen sind auch eine Niederspannungsversorgungsanlage zur Bereitstellung notwendiger Hilfsenergie für Anlagenkomponenten sowie eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherheitstechnisch relevanter Komponenten sowie der für einen Notbetrieb notwendigen Anlagenteile vorzusehen.

Optional kann es auch notwendig sein, ein Notstromaggregat für die Schwarzstartfähigkeit des Ausspeisevorganges bei einem allgemeinen Stromausfall zu installieren, da es in diesem Fall sehr wichtig sein kann, alle verfügbare Speicherenergie bereitstellen zu können.

Gesteuert wird die Gesamtanlage zur Energiespeicherung mittels superkritischem Kohlendioxid durch ein übliches Prozessleitsystem mit Bedien- und Beobachtungssystem, das sich

nicht signifikant von den Einrichtungen eines herkömmlichen Erdgasspeichers unterscheiden sollte.

9.3.8 **Elektrischer Netzanschluss**

9.3.8.1 **Allgemeines**

Entsprechend dem Charakter einer Energiespeicheranlage ist ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz des relevanten Netzbetreibers bzw. örtlichen Versorgers erforderlich, um einerseits die für den Verdichterbetrieb vom Motor benötigte Elektroenergie zu beziehen, als auch die im Turbinenbetrieb vom Generator erzeugte Elektroenergie zur weiteren Nutzung in das Netz der öffentlichen Energieversorgung einzuspeisen.

Hierbei sind die vorherrschenden örtlichen und technischen Gegebenheiten des Versorgungsnetzes sowie die technischen Möglichkeiten zur Einspeisung der Elektroenergie in das Netz zu berücksichtigen.

Bei einer erzeugten Leistung in der Größenordnung von etwa 10 MW oder höher muss zwingend in ein Mittelspannungsnetz eingespeist werden. Wie jedoch bereits in Abschnitt 9.1 beschrieben, erscheint im Falle eines Energiespeichers im angestrebten Leistungssegment grundsätzlich ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erforderlich, auch wenn die realisierbare Leistung im aktuell betrachteten Anwendungsfall unter 10 MW liegt.

9.3.8.2 **Wahl des geeigneten Anschlusspunktes**

Der eigentliche Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage wird an Hand der technischen und örtlichen Gegebenheiten durch den Betreiber öffentlichen Energieversorgungsnetzes vorgegeben, so dass im Netz auch unter Berücksichtigung der neuen Erzeugungsanlage ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist und an dem die erzeugte Leistung aufgenommen und übertragen werden kann.

Die netztechnische Prüfung erfolgt auf der Grundlage der erzeugten Einspeiseleistung (Anschlusswirkleistung P_A und maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage S_{Amax} bzw. Anschlusscheinleistung S_{AV}). Erzeugungsanlagen können durch ihre Betriebsweise eine höhere Belastung von Leitungen, Transformatoren und anderen Betriebsmitteln des Netzes verursachen. Daher ist eine Überprüfung der Belastungsfähigkeit der Netzbetriebsmittel im Hinblick auf die angeschlossenen Erzeugungsanlagen erforderlich.

Hierbei wird zunächst nicht unterschieden nach Energieerzeugungsanlagen oder Energieverbraucher. Die TABs („Technische Anschlussbedingungen“) gelten zusammen mit dem Energiewirtschaftsgesetz – EnWG - Ausfertigungsdatum: 07.07.2005 (Vollzitat: "Energiewirt-

schaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist".

Generell sind Kundenanlagen unter Beachtung der geltenden behördlichen Vorschriften oder Verfügungen, nach den anerkannten Regeln der Technik (insbesondere DIN VDE) und den Unfallverhütungsvorschriften zu errichten und anzuschließen. Weiterhin müssen die geltenden sonstigen Vorschriften / Vorgaben des Netzbetreibers beachtet und berücksichtigt werden.

Es muss unter allen Betriebsbedingungen der ordnungsgemäße Betrieb der Anlagen im Sinne von DIN VDE 0105 – 100 und der technische Zustand der Anlagen nach den einschlägigen Richtlinien, Normen und Instandhaltungsanforderungen gewährleistet sein.

Der Anschluss der Anlagen an das Verteilnetz wird über Netzanschlussvertrag und Anschlussnutzungsvertrag geregelt, in denen alle relevanten Punkte fixiert sind:

- Spannungsebene
- Anschlussart
- Netzschutzkonzept
- Zu erwartende und zulässige Netzurückwirkungen
- Messeinrichtungen
- Schnittstellen / Eigentumsgrenzen.

Die über das System Turbine / Generator erzeugt Elektroenergie muss zur weiteren Nutzung in das Netz der öffentlichen Energieversorgung eingespeist werden. Hierbei sind die vorherrschenden örtlichen und technischen Gegebenheiten des Versorgungsnetzes sowie die technischen Möglichkeiten zur Einspeisung der Elektroenergie in das Netz zu berücksichtigen.

Bei Einspeisung von Elektroenergie in ein MS-Verteilungsnetz der öffentlichen Energieversorgung gelten die BDEW-Richtlinie „Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ bzw. die Norm E VDE-AR-N 4110/A1 Anwendungsregel:2022-03 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung). Hier sind die Richtlinien für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz definiert. Sie gelten für die Planung, für die Errichtung, für den Betrieb und für Änderungen von Energieerzeugungsanlagen, die an ein MS-Netz aufgeschaltet sind und parallel mit diesem Netz betrieben werden.

Entsprechend der Vorgaben in den genannten Richtlinien und Regeln sind die Erzeugungsanlagen unter Beachtung der jeweils gültigen Bestimmungen und Vorschriften so zu errichten und zu betreiben, dass sie für den Parallelbetrieb mit dem Netz des Netzbetreibers geeignet sind. Unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen müssen ausgeschlossen werden. Dazu gehört u. a. auch, dass die vereinbarte Anschlussscheinleistung SAV nicht überschritten wird.

9.3.8.3 Netzurückwirkungen

Sind die durch Schalthandlungen von Generatoreinheiten hervorgerufenen Spannungsänderungen $\leq 2\%$, so spricht man nicht von unzulässigen Netzurückwirkungen. Es darf dabei aber nicht häufiger als einmal im drei Minuten geschaltet werden.

Die maximale Spannungsänderung im Netz ist auf 5 % begrenzt (auch bei Schalthandlungen und hier nicht häufiger als einmal in drei Minuten). Dies muss durch geeignete Maßnahmen (Sanftanlasser, Frequenzregelungen, ...) gewährleistet werden.

Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzurückwirkungen erfolgt an Hand der Impedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt (Kurzschlussleistung, Resonanzen), der Anschlussleistung sowie der Art und Betriebsweise der Erzeugungsanlage.

Bei ungestörtem Betrieb des Netzes und der Erzeugungsanlage an einem Mittelspannungsnetz darf die zulässige Spannungsänderung nicht mehr als 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen betragen.

9.3.8.4 Zertifizierung der Erzeugungsanlage

9.3.8.4.1 Allgemeines

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers sind im Wesentlichen zu beachten:

- E VDE-AR-N 4110/A1 Anwendungsregel:2022-03

Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) (Entwurf)

- „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz – TAB Mittelspannung 2008“ Richtlinie des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Der derzeit vorliegende Entwurf der genannten VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für die Planung, die Errichtung, den Betrieb und für die Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher sowie Mischanlagen) fest, wenn diese an einem Netzanschlusspunkt am Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung angeschlossen werden. In der neuen TAR Mittelspannung VDE-AR-N 4110 wurde die Verordnung EU 2016/631 (VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger) (EU_2016/631, 2016) in nationales Recht umgesetzt.

Es ist absehbar, dass Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien zukünftig verstärkt an das Mittelspannungsnetz angeschaltet werden und damit diese Spannungsebene stärker stützen werden.

Als Spannungsebene für die Mittelspannung gilt hier ein Drehstromnetz mit einer Frequenz von 50 Hz und Netzspannungen $> 1 \text{ kV}$ bis $< 60 \text{ kV}$.

Diese VDE-Anwendungsregel ist auch zu berücksichtigen, wenn der Anschluss der Kundenanlage (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher sowie Mischanlagen) in einem nicht öffentlichen Niederspannungsnetz liegt, dieses Niederspannungsnetz aber über Transformatoren und Anschlussleitungen mit dem öffentlichen Mittelspannungsnetz verbunden ist.

Diese VDE-Anwendungsregel ist nicht zu berücksichtigen, wenn der Anschluss einer Kundenanlage (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher sowie Mischanlagen) in einem nicht öffentlichen Mittelspannungsnetz liegt, dieses nicht öffentlichen Mittelspannungsnetzes aber mit dem öffentlichen Hochspannungsnetz verbunden ist. In diesem Fall sind die Technischen Anschlussregeln für das Hochspannungsnetz (VDE-AR-N 4120) anzuwenden.

Für Kundenanlagen, die ihren Netzanschlusspunkt im öffentlichen Niederspannungsnetz haben, sind die Technischen Anschlussregeln für das Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105) anzuwenden.

Für den Anschluss und für den Betrieb von Anlagen (Kundenanlagen), die an das Mittelspannungsnetz eines bestimmten Netzbetreibers angeschlossen werden sollen oder angeschlossen sind, wurde durch den jeweiligen Netzbetreiber die derzeit noch geltende Richtlinie des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz – TAB Mittelspannung 2008“ (TAB, 2008) an die jeweiligen Gegebenheiten in dessen Mittelspannungsnetz angepasst.

Sie beinhalten die ergänzenden Bestimmungen zu den E VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“. Diese sind bei der Planung, der Errichtung, dem Betrieb und bei Änderung von Kundenanlagen mit Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz ebenfalls ergänzend zu beachten. Dabei lehnt sich im Allgemeinen die Gliederung der TAB's an die Struktur der VDE-AR-N 4110 an und die Spezifika zu den einzelnen Kapiteln werden in dieser TAB Mittelspannung formuliert. Gibt es keine weiteren Spezifika, dann gibt es keine Ergänzungen zu dem jeweiligen Kapitel.

Die Technische Anschlussregel Mittelspannung wird mit deren Inkrafttreten unter anderem die Richtlinien „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ sowie die „Technischen Anschlussbedingungen Mittelspannung“ von 2008 ersetzen.

9.3.8.4.2 Zertifizierung

Die Zertifizierung von Einheiten und Anlagen ist die technische Basis und Voraussetzung für die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in das Stromnetz der öffentlichen Energieversorgung. Sie geht auf die genannte BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (2008), (neu Technische Anschlussregeln Mittelspannung) zurück, welche die Modalitäten für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz reguliert.

Die Zertifizierung soll in Verbindung mit der FGW-TR 8 (Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien) sicherstellen, dass Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen, Verbrennungskraftmaschinen sowie Photovoltaikanlagen und Speicher für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz gewisse Anforderungen erfüllen und das Netz auch im Fehlerfalle stützen können.

Diese Zertifizierungspflicht gilt nicht nur für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, auch Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen regulatorische Auflagen erfüllen. Außerdem gibt es neben der Zertifizierung von Einheiten und Anlagen auch die Komponentenzertifizierung, welche die elektrischen Eigenschaften zum Beispiel von Anlagenreglern nachweist.

Die Ausstellung der genannten Zertifikate für Einheiten, Anlagen und Komponenten erfolgt durch akkreditierte Stellen. Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH bestätigt der Stelle die Kompetenz nach DIN EN ISO/IEC 17065 zur Durchführung von Zertifizierungen und Dienstleistungen im Bereich der Netzintegration.

9.3.8.4.3 Entscheidungshilfe für die Zertifizierung

Die Anforderungen für Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen sowie Landeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, die an einem Netzanschlusspunkt im öffentlichen Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, werden in der Technischen Anschlussrichtlinie E VDE-AR-N 4110 festgelegt.

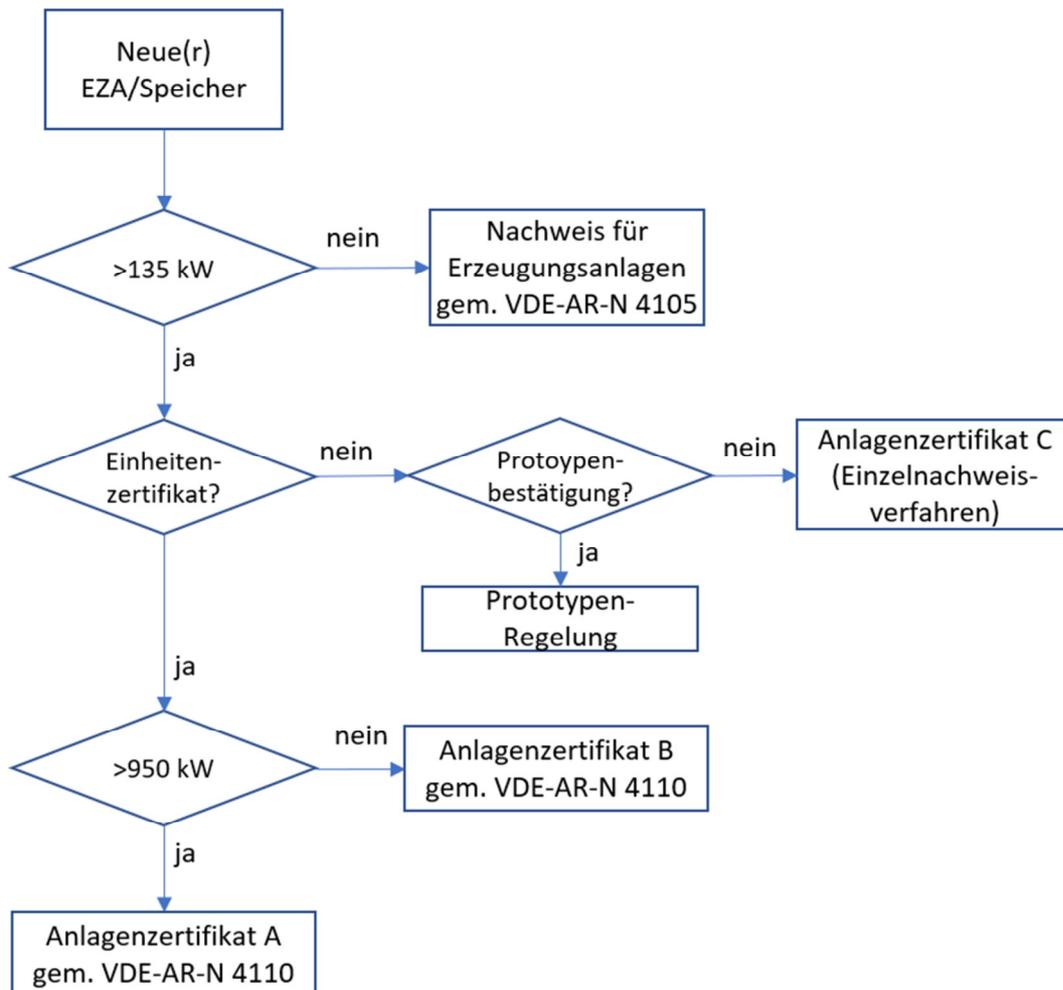


Abbildung 9-4 Zertifizierungsablauf (aus: E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)

Bei einer Erzeugungsanlage mit einer Anschlussleistung kleiner 135 kW wird die Technische Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4105 (E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) angewendet.

Liegt für die Erzeugungseinheit eine Prototypenbestätigung vor, wird das Verfahren der Prototypen-Regelung angewendet. Andernfalls wird für die Erzeugungsanlage das Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifikat C) benötigt.

Für Erzeugungseinheiten mit einem Einheitszertifikat und einer gesamten Anschlussleistung aller Erzeugungseinheiten größer 950 kW wird ein Anlagenzertifikat A benötigt.

Falls die Anschlussleistung kleiner 950 kW beträgt, gilt ein vereinfachter Nachweisprozess, das so genannte Anlagenzertifikat B.

9.3.8.4.4 Einheitszertifikat (EZE-Zertifikat)

Um Elektroenergie dauerhaft über eine Erzeugungseinheit in das öffentliche Netz der Energieversorgung einzuspeisen, sind neben der Einhaltung der o. g. Anwendungsregeln auch die darin geforderten Zertifizierungen der Erzeugungseinheiten erforderlich.

Die Einheitszertifizierung soll sicherstellen, dass die gefertigten Einheiten auch tatsächlich für den Betrieb am Netz der öffentlichen Energieversorgung geeignet sind. Bevor ein Anlagenzertifikat für anzuschließende Erzeugungsanlage ausgestellt werden kann, muss zwingend das Einheitszertifikat vorliegen. Eine Ausnahme bildet das sogenannte Einzelnachweisverfahren (s. Anlagenzertifikat C).

Unter Erzeugungseinheit wird hier die einzelne PV-Anlage / Speicher-Wechselrichter, die einzelne Windenergieanlage, die einzelne Netzersatzanlage oder ein einzelnes BHKW verstanden.

Diese Einheiten gehören zu einem bestimmten Typ, welcher über ein sogenanntes Einheitszertifikat verfügen muss, um für den Anschluss an das öffentliche Netz zugelassen zu werden. Mit diesem Zertifikat wird durch den Einheiten-Lieferanten die Netzkonformität eines Typs nachgewiesen.

9.3.8.4.5 Anlagenzertifikat (EZA-Zertifikat)

Im Rahmen der Anlagenzertifizierung wird bereits in der Planungsphase einer Erzeugungsanlage geprüft, ob die Anlage die Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften erfüllt.

Die Erzeugungsanlage umfasst neben den installierten eigentlichen Erzeugungseinheiten auch das nachgeschaltete Netz vom Netzanschlusspunkt (i.d.R. Eigentumsgrenze zum Energieversorger) bis zu der jeweiligen Erzeugungseinheit und schließt die Verkabelungen,

Transformatoren, Schutzeinrichtungen und Regelungssystemen mit ein. Um den Netzananschluss zu genehmigen muss der Anlagenbetreiber ein Anlagenzertifikat beistellen, welches die elektrischen Eigenschaften und die Netzkonformität der gesamten Anlage bescheinigt (das Anlagenzertifikat ist Voraussetzung für einen dauerhaften Netzananschluss, es ist vor der geplanten Inbetriebnahme zu beantragen).

Das Anlagenzertifikat (auch Netzananschlusszertifikat) bestätigt der Erzeugungsanlage die Erfüllung der gültigen Netzananschlussregeln (nach FGW TR8 (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien), BDEW, VDE). Es werden die elektrischen Eigenschaften der gesamten Erzeugungsanlage am Netzanchlusspunkt durch ein Anlagenzertifikat nachgewiesen. Dabei sind alle am Netzanchlusspunkt angeschlossenen Einspeisungen zu berücksichtigen (also auch Bestandsanlagen). Der Netzanchlusspunkt (NAP) ist der Netzpunkt, an dem die Anschlussanlage an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen wird und entspricht in der Regel dem Netzverknüpfungspunkt.

Die Vorlage eines Anlagenzertifikats ist für alle dezentralen Energieerzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung größer 135 kW an Mittelspannungsnetze vorgeschrieben.

Es wird über folgende Anlagenzertifikate unterschieden:

- Anlagenzertifikat A: Erzeugungseinheiten mit einem Einheitenzertifikat und einer gesamten Anschlussleistung aller Erzeugungseinheiten > 950 kW
- Anlagenzertifikat B: bei Anschlussleistung zwischen 135 kW und 950 kW gilt ein vereinfachter Nachweisprozess
- Anlagenzertifikat C: kann angewendet werden, falls für die Erzeugungseinheit kein Einheitenzertifikat vorliegt (z. B. bei individuellen Einzelanlagen, die nicht in Serie produziert werden, der Nachweis erfolgt dann in einem zweistufigen Verfahren über das Anlagenzertifikat C und eine erweiterte Konformitätserklärung)

9.3.8.4.6 Prototypen - Zertifizierung

Die geltende Norm Technischen Anschlussrichtlinie E VDE-AR-N 4110 lässt die Möglichkeit zu, neue Erzeugungsanlagen als sogenannte „Prototypen“ an das Netz der öffentlichen Energieversorgung anzuschalten.

Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs. Für diese Anlagen gelten besondere Anforderungen, Ausnahmen und Fristen.

Für den Bereich der Anlagenzertifizierung und Konformitätserklärung ist die Definition der Prototypen in der NELEV-Verordnung (Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung - NELEV) und den Richtlinien VDE-AR-N 4120 und 4110 Kap. 12 relevant.

Anlagen mit Prototypenstatus dürfen zunächst ohne Anlagenzertifikat ans Netz gehen.

Für Mittelspannungsanschlüsse nach VDE-AR-N 4110 muss spätestens 2 Jahre nach Inbetriebnahme des ersten Prototypen ein Einheitenzertifikat vorgelegt werden.

Spätestens 1 Jahr nach Vorliegen des Einheitenzertifikates müssen ein entsprechendes Anlagenzertifikat und die Konformitätserklärung nachgereicht werden.

Zur Inbetriebnahme ist eine Prototypenbestätigung von einer zugelassenen Zertifizierungsstelle ausreichend, in der die wesentliche technische Weiterentwicklung und Eigenschaften gegenüber Vorgängeranlagen bestätigt werden.

9.3.8.4.7 Inbetriebsetzungserklärung nach VDE 4110

In der genannten Mittelspannungs-Richtlinie E VDE-AR-N 4110 (TAR_Mittelspannung, 2021) wird der Nachweis- bzw. Zertifizierungsprozess geregelt. Neben den o. g. Einheiten- und Anlagenzertifizierungen wird hier auch die Inbetriebsetzungserklärung beschrieben (auch Inbetriebnahme Erklärung). Diese dient dazu, im Rahmen der Inbetriebnahme den tatsächlich gebauten Stand aufzunehmen und durch den Anlagenbetreiber zu bestätigen.

Die Inbetriebsetzungserklärung ist vom Anlagenbetreiber, oder einer von Ihm beauftragten qualifizierten Stelle zu erstellen und basiert auf den während der Inbetriebnahme generierten Unterlagen (Inbetriebnahmeprotokolle, Schutzprüfungen, Messprotokolle, ...). Der Anlagenzertifizierer überprüft anhand der Inbetriebsetzungserklärung die Übereinstimmung mit dem Anlagenzertifikat, um abschließend die Konformitätserklärung auszustellen.

9.3.9 **Nebenanlagen**

9.3.9.1 **Brenngasversorgung**

Brenngas ist vorrangig für den Regenerationskreislauf der CO₂-Trocknungsanlagen gemäß Abschnitt 9.3.2.6 erforderlich, jedoch auch ggf. zum Betreiben des Vorwärmers gemäß Abschnitt 9.3.5.2 notwendig, falls hier kein Wärmespeicher zum Einsatz kommt.

Es ist hier vorgesehen, die Brenngasversorgung durch den örtlichen Gasversorger mittels Installation eines kleinen Druckregelschranks abzusichern.

9.3.9.2 Druckluftversorgung

Da sicherheitsrelevante Armaturen in der Regel als federkraftschließende, pneumatische Kugelhähne, Ventile oder Klappen ausgeführt werden, kann die Notwendigkeit der Installation einer kleinen, redundanten Druckluftversorgungsanlage für 8 – 10 bar (ü) mit angeschlossenem Verteilungsnetz bestehen. Hierfür sind umfangreiche Standardanlagen im Angebot, so dass dieses unproblematisch möglich sein sollte.

Da getrocknetes CO₂ unter hohem Druck zur Verfügung steht, kann bei der Detailplanung auch geprüft werden, ob die Armaturenantriebe ggf. mit CO₂ betrieben werden können, d.h. die verwendeten Materialien dafür geeignet sind und die vorhandenen Zulassungen dieses Betriebsmedium mit einschließen.

9.3.9.3 Entspannungssystem

Für betriebliche und gefahrenabwehrende Entspannungsvorgänge (Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre) ist ein Entspannungssystem vorzusehen, das eine Ableitung des jeweiligen CO₂-Stromes in eine ungefährliche Umgebung ermöglicht.

Die Beschreibung der hierfür bestehenden Anforderungen erfolgt in Abschnitt 9.4 dieses Berichtes.

9.3.10 Sonstiges

Sonstige Anlagenkomponenten und Nebenanlagen sind im Rahmen der Detailplanung festzulegen und zu spezifizieren, da sie für die grundsätzliche Anlagengestaltung und die daraus resultierenden Kosten nicht relevant sind.

9.4 Auslegung der sicherheitstechnischen Einrichtungen und Bauwerke

9.4.1 Allgemeines

Das Gefährdungspotenzial bei der Energiespeicherung mittels superkritischem Kohlendioxid resultiert im Wesentlichen aus folgenden Eigenschaften des Mediums oder der Anlagenkonfiguration:

- erstickender Wirkung des Kohlendioxids,
- hoher Korrosivität feuchten Kohlendioxids,

- schwerkraftbedingter Ansammlung freigesetzten Kohlendioxids in Senken oder an baulichen Tiefpunkten,
- druckinduzierter Energie- und Medienfreisetzung bei Bruch oder Leckage von Ausrüstungsteilen, Behältern und Rohrleitungssystemen,
- schnellen Druck- und Dichteänderungsgeschwindigkeiten bei Phasenübergängen im unterkritischen Bereich oder in Gebieten extremer temperaturbedingter Dichteänderungen im überkritischen Bereich.

Im Gegensatz zum Brayton-Prozess mit superkritischem Kohlendioxid werden sich beim ESsCO₂-Prozess im Regelbetrieb die Temperaturen im Normalbereich zwischen +5 °C und einer Gebirgstemperatur von maximal etwa +60 °C bewegen, woraus sich kein temperaturbedingtes Gefährdungspotenzial ergeben sollte (siehe aber Druckentlastungsvorgänge unter 9.4.3).

Risiko- und sich daraus ergebende Sicherheitsbetrachtungen zu superkritischem Kohlendioxid liegen in ausreichendem Umfang in Studien, Veröffentlichungen und Regelwerken vor, die sich auf folgende Anwendungen beziehen:

- Kohlendioxid-Abtrennung und –Speicherung, z.B. CO₂RISKMAN (DNV, Guidance on CCS CO₂ Safety and Environment Major Accident Hazard Risk Management, 2013), Safety Report FP/09/17 „Safety in CO₂ Capture, Transportation and Storage“ (IEA_GHG, 2009),
- Kohlendioxid-Pipelinesysteme, u.a. (DNVGL-RP-F104-2017, 2017), (ISO_27913-2016, 2016).

Im Rahmen der Anlagenplanung erfolgen allerdings zusätzlich Gefährdungsanalysen und Gefährdungsbetrachtungen nach erprobten Verfahren (EN 61882 HAZOP-Verfahren) und die Ableitung sicherheitsrelevanter Funktionen in der Anlagensteuerung, die den Vorschriften zur Funktionalen Sicherheit (VDE 2180 bzw. EN 61508/61511) unterliegen.

In Bezug auf die Arbeitssicherheit unter potenzieller Gefahr von Kohlendioxidfreisetzungen kann auf die einschlägigen Erfahrungen im Öl- und Gas-Sektor (Enhanced Oil Recovery), in Chemieanlagen, bei Klär- und Biogasanlagen sowie sonstigen Gärprozessen zurückgegriffen werden. Dabei ist hinsichtlich der Emissionen die Priorisierung von Vermeidung gegenüber Verminderung und Verdünnung anzuwenden, d.h. die drei „V“ der Emissionsminderung gelten natürlich auch hier.

Sicherheitstechnische Besonderheiten ergeben sich für ESsCO₂-Anlagen insbesondere durch:

- den gegenüber Pipelinesystemen signifikant höheren Druck,
- der gegenüber Pipelinesystemen enorm höheren Menge an freisetzbarem Kohlendioxid in den Kavernen und
- die gegenüber CCS-Speichereinrichtungen wesentlich häufigeren Betriebszyklen der Einspeicherung verbunden mit einer gleich hohen Anzahl von dort unüblichen Ausspeichervorgängen.

Diesen Besonderheiten ist eine erhöhte Aufmerksamkeit insbesondere bei der Übernahme von Festlegungen aus den für CCS und Pipelines entwickelten Regelwerken zu schenken, die als Erkenntnisquelle durchaus nützlich, aber unbedingt kritisch zu werten sind.

9.4.2 **Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Druck**

Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Druck dienen dem Zweck, eine unkontrollierte Freisetzung von CO₂ zu vermeiden.

Entsprechende Vorschriften und Regelwerke zur Druckgerätesicherheit sind in der EU und in Deutschland eingeführt und werden umgesetzt:

- 2014/68/EU Pressure Equipment Directive
- Druckgeräteverordnung - 14. ProdSV.

Die Auslegung von Druckgeräten erfolgt nach bewährten Vorschriften und Regelwerken, wie AD 2000, EN 764, EN 13445 und ASME Boiler and Pressure Vessel Code VIII Division 1 bzw. EN 13480 und ASME B 31-3 für Rohrleitungen.

Regelungen zur wiederkehrenden Prüfung solcher Ausrüstungen sind in der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und dem Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) sowie dessen einschlägigen Verordnungen (ProdSV) enthalten.

Zur Abwendung von druckinduzierten Gefährdungen dient ein stufenweises Vorgehen, wobei das Ansprechen der nächsten Stufe in der Regel ein Versagen der vorhergehenden Stufe voraussetzt:

- im Prozessleitsystem integrierte Regelkreise, mit denen der Druck im normalen Betriebsbereich gehalten werden soll,
- im Prozessleitsystem integrierte Warnmeldungen, die bei Verlassen des normalen Betriebsbereiches für den Druck dem Anlagenpersonal einen manuellen Eingriff zur Abwendung einer Gefahr bzw. Vermeidung des Überschreitens des zulässigen Betriebsbereiches erlauben sollen,
- fehlersichere Abschaltungen, die bei Überschreiten des zulässigen Betriebsbereiches für den Druck die Anlage oder Teile davon automatisch in einen sicheren Zustand überführen,
- Druckentlastungseinrichtungen (Sicherheitsventile SBVs oder Berstscheiben), die bei Überschreiten der Anlagendesignparameter den Anlagendruck durch Abführung des Prozessmediums in eine sichere Umgebung begrenzen oder
- Absperrinrichtungen (Sicherheitsabsperrventile SAVs), die bei Überschreiten der Anlagendesignparameter den Anlagendruck durch Unterbrechung der Quelle einer Drucksteigerung begrenzen.

Im Falle einer Gefährdung durch Unterdruck wird durch die Druckentlastungs- bzw. – absperrinrichtung in der Regel ein Zustrom von Prozessmedium gewährleistet bzw. ein Abstrom unterbrochen.

Überkritisches Kohlendioxid kann nicht eindeutig einem gasförmigen oder flüssigen Aggregatzustand zugeordnet werden und unterliegt bei bestimmten Betriebsbedingungen schnellen Dichteänderungen. Aus diesem Grunde müssen in Bezug auf den Parameter Druck sowohl Sicherheitseinrichtungen gegen vorrangig inkompressibles Verhalten (z.B. Druckstöße, d.h. hohe Druckänderung bei kleiner Volumenänderung), aber auch kompressibles Verhalten (große Volumenänderung bei kleiner Druckänderung, d.h. großer SBV-Durchsatz) berücksichtigt werden.

Überkritisches Kohlendioxid liegt nur vor, wenn entweder der Druck oder die Temperatur über dem kritischen Druck (73,8 barg) bzw. der kritischen Temperatur (31 °C) liegt. Oberhalb des kritischen Druckes ist Kohlendioxid bei jeder Temperatur und oberhalb der kritischen Temperatur bei jedem Druck überkritisch.

Da insbesondere im Stillstand bei kalten Umgebungsbedingungen eine Temperatur höher als die kritische Temperatur nur sehr aufwändig fehlersicher zu garantieren ist, muss in der Regel durch eine Druckhaltung der Betriebsdruck oberhalb des kritischen Druckes gehalten werden.

Für den Fall ungewollter Leckagen und einem resultierenden Druckabfall unter den kritischen Druck müssen die Ausrüstungen, Lager und Fundamente den Zusatzbelastungen durch entstehende Zweiphasenströmungen oder Trockeneisbildung standhalten können, um nicht Dominoeffekte zu generieren.

9.4.3 **Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Temperatur**

Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Temperatur dienen dem Zweck, eine unkontrollierte Freisetzung von CO₂ durch Materialdefekte bei Über- oder Unterschreitung der zulässigen Materialeinsatztemperaturen sowie einen ungewollten Phasenwechsel zu vermeiden.

Da insbesondere im Stillstand bei kalten Umgebungsbedingungen eine Temperatur höher als die kritische Temperatur nur sehr aufwändig fehlersicher zu garantieren ist, muss zur Vermeidung eines ungewollten Phasenwechsels in der Regel durch eine Druckhaltung der Betriebsdruck oberhalb des kritischen Druckes gehalten werden.

Sicherheitseinrichtungen gegen zu geringe Temperaturen sind somit nur zum Maschinenschutz und nicht zur Abwendung von Gefahren vorzusehen.

Für den Fall gewollter Druckentlastungsvorgänge bzw. ungewollter Leckagen und einem resultierenden Druckabfall unter den kritischen Druck müssen die Ausrüstungen, Behälter und Rohrleitungen jedoch für die dabei entstehenden minimalen Temperaturen (Trockeneisbildung) geeignet sein.

Die verwendeten Materialien gewährleisten im Regelfall einen sicheren Einsatz bei den zu erwartenden maximalen Betriebstemperaturen bis zu ungefähr +60 °C (Gebirgstemperatur) und erfordern keine zusätzlichen Sicherheitseinrichtungen. Eine feuerfeste Ausführung für einen Brandfall ist nicht erforderlich, da nur geringe Brandlasten vorhanden sind.

Sicherheitseinrichtungen gegen zu hohe Temperaturen sind somit ebenfalls nur zum Maschinenschutz und nicht zur Abwendung von Gefahren vorzusehen.

Hinsichtlich einer Abwendung von temperaturinduzierten Gefährdungen gelten die in Bezug auf den Druck vorstehend getroffenen Aussagen zu dem stufenweisen Vorgehen mit entsprechendem Temperaturbezug analog.

9.4.4 **Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Phasenwechsel**

Da bei überkritischem Kohlendioxid ein ungewollter Phasenwechsel nur auftreten kann, wenn sowohl der Druck als auch die Temperatur unter dem kritischen Druck (73,8 barg) bzw. der kritischen Temperatur (31 °C) liegen, gelten die hierfür in den vorstehenden Abschnitten getroffenen Aussagen zur Abwendung dieser Gefahr durch Druckstabilisierung bzw. Temperaturhaltung, wobei letztere nur sehr aufwändig fehlersicher zu garantieren wäre und deshalb nicht vorrangig angewendet wird.

9.4.5 **Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Korrosion**

Unzulässige Korrosion ist bei überkritischem Kohlendioxid nur im Falle des Vorliegens freien Wassers zu erwarten, da weitere korrosive Begleitstoffe lediglich als Spurenkomponenten zu erwarten sind.

Um Korrosion im zulässigen Bereich zu halten, besteht neben einer entsprechenden Materialauswahl (siehe betreffende Abschnitte 8.2 und 9.2) die Möglichkeit einer Trocknung des CO₂ (siehe Abschnitt 9.3).

Da es sich bei der Energiespeicherung mittels superkritischem CO₂ (ESsCO₂) um einen neuen Prozess handelt und bisher unbekannte Nebeneffekte insbesondere durch korrosive Begleitstoffe nicht komplett ausgeschlossen werden können, sollte bei einer entsprechenden Pilotanlage im Rahmen einer regelmäßigen Integritätsbewertung auch für den Zeitraum zwischen den wiederkehrenden Prüfungen durch den Sachverständigen gemäß Regelwerk ein kontinuierliches Korrosionsmonitoring kritischer Ausrüstungsteile insbesondere im Bereich des feuchten CO₂ vorgesehen werden.

9.4.6 **Maßnahmen gegen Gefährdungen durch Emissionen**

Kohlendioxid-Emissionen sind in folgendem Umfang zu erwarten:

- gewollte Druckentlastungen gefährdeter Bereiche bei Ansprechen von Sicherheitsfunktionen entsprechend Regelwerk (Verdichteranlagen) bzw. von Sicherheitsabblaseventilen an Druckgeräten,
- zulässige Leckraten von Flanschverbindungen und Stopfbuchsen (ISO_15848-1, 2015), (API_STANDARD_622, 2018) und
- ungewollte Undichtigkeiten bzw. Medienfreisetzungen durch Leckbildung an oder Bruch von Bauteilen bzw. Ausrüstungen.

Anders als bei Erdgasspeichern führen solche Emissionen bei der Energiespeicherung mit superkritischem Kohlendioxid nicht zu einer Explosionsgefährdung sondern gefährden Personal und Anwohner durch die erstickende Wirkung des CO₂ sowie eine durch die hohe Dichte begründete Möglichkeit der Anreicherung an Tiefpunkten und Senken einschließlich einer unzureichenden oder sehr langsamen Dispersion durch Umgebungsluft und Windeinfluss.

Gewollte Emissionen durch Druckentlastungen sind über einen Ausbläser abzuleiten, mit ausreichender Höhe und an einer Position auf dem Betriebsgelände, die unter Beachtung der Hauptwindrichtungen ein minimales Risiko der Gefährdung Dritter garantiert.

Die zu entlastenden CO₂-Mengen sind durch Bildung von Entspannungssektionen mittels fehlersicher schließender pneumatischer Absperrarmaturen zu minimieren. Eine Druckgradientenüberwachung in jeder Sektion dient zur Detektion von Leckagen und initiiert das Schließen der Absperrarmaturen sowie ein automatisches Entspannen der betroffenen Sektion über den Ausbläser.

Der Ausbläser (insbesondere der Durchmesser des Ausbläserohres) ist so zu gestalten, dass der entstehende turbulente Freistrahler eine ausreichende Verdünnung des abströmenden CO₂ mit angesaugter Umgebungsluft realisiert, um dann eine schnelle weitere Verdünnung der resultierenden Wolke durch Wind zu erreichen. Hierzu muss im Freistrahler zumindest der Dichteunterschied des CO₂-Luft-Gemisches in der Wolke zur Umgebungsluft soweit reduziert werden, dass ein Absinken dieser Wolke auf Bodenniveau vermieden werden kann.

Nicht vermeidbare und zulässige kleinere Leckraten im Betrieb sind im Hinblick auf den Arbeitsschutz und eine schnelle Reaktion bei schleichender Erhöhung der austretenden Menge durch eine geeignete CO₂-Sensorik zu überwachen.

Innerhalb von Gebäuden sind durch Zwangsbelüftung ausreichende Luftwechselzahlen zu gewährleisten und ein Betreten darf nur zugelassen werden, wenn die installierte CO₂-Sensorik keine Gefährdung detektiert.

Zur Beurteilung der Kohlendioxidkonzentration sind nach den Technischen Regeln für Arbeitsstätten ASR A3.6 Lüftung (Umweltbundesamt, Gesundheitliche Bewertung von Kohlendioxid in der Innenraumluft, 2008) folgende Werte heranzuziehen:

- Kohlendioxidkonzentration unter 1000 ppm: hygienisch unbedenklich,

- Kohlendioxidkonzentration zwischen 1000 und 2000 ppm: hygienisch auffällig,
- Kohlendioxidkonzentration über 2000 ppm: hygienisch inakzeptabel.

Bei Überschreitung der Momentankonzentration von 1000 ppm Kohlendioxid soll die Lüftung aktiviert werden. Bei Überschreitung eines Wertes von 2000 ppm muss die Lüftung mit maximaler Leistung erfolgen.

In Gebäuden verlaufende, sCO₂ beinhaltenen Rohrleitungen sollten außerhalb der Gebäude ein- und ausgangsseitig angeordnete, von CO₂-Sensoren automatisch aktivierte Absperrarmaturen besitzen. Der dazwischenliegende Rohrleitungs- bzw. Anlagenabschnitt sollte automatisch entspannbar sein, wobei die abzuführende CO₂-Menge über das zentrale Entspannungssystem dem Ausbläser zuzuführen ist, der sie in eine sichere Zone mit nachhaltiger Verdünnung durch Umgebungsluft abführt.

9.4.7 **Sonstiges**

Gemäß CLP-Verordnung 1272/2008/EG ist Kohlendioxid nicht als Gefahrstoff eingestuft und deshalb auch nicht mit einer Mengenschwelle gemäß Seveso III Richtlinie 2012/18/EU belegt. Allerdings ist das Gefahrenpotenzial von Kohlendioxid nicht vernachlässigbar und die Wahrscheinlichkeit negativer Auswirkungen auf die Umgebung bei einer Freisetzung ist insbesondere im Hinblick auf die enormen CO₂-Mengen in einer Kaverne sehr hoch.

Im Rahmen eines Workshops „Anforderungen an eine stoffliche Erweiterung der Seveso-II-Richtlinie“ in Hamburg (ÖKOPOL, 2009) kam man deshalb zu folgender Auffassung:

„1986 kam es in der Umgebung des Kratersees Lake Nyos in Kamerun vermutlich aufgrund eines Erdbebens zu einer Freisetzung von ca. 1,6 Millionen Tonnen Kohlendioxid. 1700 Menschen starben. Dies belegt, dass die Freisetzung großer Mengen CO₂ zu Großschadensereignissen mit erheblichen Auswirkungen führen kann. Vergleichbare Ereignisse sind auch bei der Anwendung der derzeit in der Erprobung befindlichen Technologie Carbon Capture and Storage (CCS) zu befürchten.“

In Mönchengladbach kam es am 16.8.2008 zu einer Freisetzung von ca. 50 t Kohlendioxid aus einer Löschanlage. Kohlendioxid wirkt erstickend, ist ein Atemgift, hat eine größere Dichte als Luft und ist farb- und geruchslos. 107 Personen mussten ärztlich behandelt werden.“

Dieses Ereignis zeigt, dass auch bei der Freisetzung geringerer Mengen von Kohlendioxid eine relevante Gesundheitsgefahr hervorgerufen werden kann. Eine Aufnahme von Kohlendioxid in die Seveso-II-Richtlinie mit Mengenschwellen zur Berücksichtigung beider Fallkonstellationen wäre daher sinnvoll.“

Allerdings wurde dieses bisher weder in der Seveso III Richtlinie 2012/18/EU noch in der CLP-Verordnung 1272/2008/EG umgesetzt.

Auf Grund der in den Kavernen befindlichen CO₂-Menge, des Pilotcharakters einer ersten ESsCO₂-Anlage und insbesondere im Hinblick auf die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung sollte deshalb eine Störfallbetrachtung in Anlehnung an die 12. BImSchV (Störfallverordnung) unbedingt durchgeführt werden, auch wenn diese nicht explizit erforderlich sein sollte.

10 Technischer Betrieb unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (AP8)

10.1 Planung der Inbetriebnahme der Kavernen inkl. Erstbefüllungskonzept

10.1.1 *Inbetriebnahmevoraussetzungen*

Von grundsätzlichem Vorteil sowohl in Bezug auf die Errichtungszeit einer ESsCO₂-Anlage als auch deren Kosten wäre die Nutzung von Bestandskavernen, idealerweise von solegefüllten Kavernen nach Abschluss der Solegewinnung für eine Anwendung in chemischen Prozessen (vgl. Standorte Gronau-Epe, Stade oder Bernburg bzw. Staßfurt).

Wie aber bereits in Abschnitt 8.3 festgestellt, werden die aus dem feuchten CO₂ resultierenden materialtechnischen Anforderungen von den meisten Bestands-Komplettierungen in Kavernenbohrungen nicht erfüllt. Zudem gelten derzeit 8 5/8“ oder 9 5/8“ Förderinstallationen als Standard für die Komplettierung von Gasspeicherkavernen (siehe Abschnitt 8.1). Die für eine wirtschaftliche Energiespeicherung von sCO₂ erforderlichen Entnahme- und Einpressraten erfordern gegenüber der Erdgasspeicherung aber (vgl. Abschnitt 9.4) wesentlich größere Förderquerschnitte. Für den Betrieb einer Kaverne unter den angenommenen Bedingungen kann folglich auch bei Nachnutzung einer Bestandskaverne grundsätzlich von einer Neukomplettierung ausgegangen werden, d.h. vom Austausch der Förderrohrtour.

Setzt man aber für den Beginn der Inbetriebnahme die Befüllung mit dem Betriebsmedium (bei Erdgasspeichern somit Erdgas und hier CO₂) an, ist es für das Inbetriebnahmekonzept irrelevant, ob umgerüstete Bestandskavernen oder neu gesolte Kavernen genutzt werden. In beiden Fällen stehen solegefüllte Kavernen zur Verfügung.

10.1.2 *CO₂-Quelle für Erstbefüllung*

Eine straßen- oder schienengebundene CO₂-Anlieferung erscheint aufgrund der hohen Zahl erforderlicher Transporteinheiten (TKWs oder Kesselwagen) für die erforderlichen ca. 1,5 Mio. t CO₂ eher unwahrscheinlich – siehe Abschnitt 7.1.3. Daher sollte von einer Pipeline basierten Befüllung ausgegangen werden. Die Kohlendioxidmenge in dieser Größenordnung kann dann nur aus der CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) aus Kraftwerksprozessen oder anderen verbrennungsgebundenen Industrieprozessen stammen.

Verwiesen sei in diesem Zusammenhang auf Planungen des Pipelinebetreibers Open Grid Europe (OGE). Zusammen mit dem Unternehmen TES (Tree Energy Solutions) plant dieser in Deutschland ein Transportnetz von 1000 km mit Nennweiten bis DN 700 für den Transport von bis zu 18 Mio. t CO₂ pro Jahr, das zur Verwertung oder unterirdischen Verpressung von den Industriezentren zu mehreren Häfen an der Nordsee transportiert werden soll. Lagerstätten dafür werden aktuell in Norwegen, Großbritannien und den Niederlanden entwickelt (Gwf_Gas+Energie, 2022). Die geplante Leitungsführung würde eine Anbindung bereits bestehender Gasspeicherlokalationen in Salzstöcken des norddeutschen Raumes erlauben.

10.1.3 **Erstbefüllung einer Kaverne mit CO₂**

Die Kavernen stehen, wie bereits zuvor dargestellt, am Ende des Solprozesses mit gesättigter Sole voll befüllt da. Nach einer Hohlraumvermessung noch unter Sole und der Umrüstung der Bohrung auf die endgültige Komplettierung als Speicherkaverne sowie erfolgreichem Dichtheitstest befindet sich temporär noch ein 5“-Solesteigrohr in der Bohrung, dessen Rohrschuh sich knapp über dem Kavernensumpf befindet. Für die Erstbefüllung mit CO₂ wird über den Ringraum 13 3/8“ x 5“ CO₂ von oben in die Kaverne eingepresst bei gleichzeitiger Verdrängung der Sole über das Steigrohr, bis der CO₂-Sole-Spiegel den Rohrschuh erreicht und es zu einem Übersteigen von CO₂ in den Solestrang kommt. An diesem Zeitpunkt wäre die Erstbefüllung bzw. Soleentleerung beendet. Technologisch ist es nicht möglich, die verbleibende Restsole vollständig aus der Kaverne zu entfernen.

Unter Einhaltung üblicher Strömungsgeschwindigkeiten im untertägigen Equipment sowie der Dichteunterschiede zwischen den beiden Medien CO₂ und Sole, der Einhaltung der zulässigen Drücke in der Teufe des letzten zementierten Rohrschuhs der Bohrung sowie des über die Zeit sinkenden Gas-Sole-Spiegels wurde eine hydraulische Berechnung der Verhältnisse mit in-house Software (KAVENT) zur Bestimmung der Prozessparameter durchgeführt. Für die beiden Kavernen wurden die in Tabelle 10-1 zusammengestellten Parameter bestimmt. Es handelt sich dabei um Mindestdruckbedingungen in der Kaverne, die nötig sind, um die Sole zu verdrängen. Die Kavernen sind dann noch nicht voll im Sinne des geplanten Energiespeicherbetriebs und müssen zusätzlich noch weiter mit CO₂ befüllt werden.

Tabelle 10-1 Parameter sCO₂-Gaserstbefüllung/Soleentleerung

Kaverne	HPC	LPC	Einheit
Entleerungszeit (ohne Unterbrechungen)	260	208	d
Teufe CO ₂ -Sole-Spiegel	1.500 - 1.719	800 - 985	m
Druck am CO ₂ -Sole-Spiegel	226 – 241	126 - 139	bar

Druck an letzter zementierter RT	226	126	bar
Sole			
Soleentleerungsrate	160	160	m ³ /h
Soledruck am RS 5"-Steigrohr	252 – 241	148 – 139	bar
Solekopfdruck	14 – 3	12 – 3	bar
Solevolumen	1.000.000	800.000	m ³
CO₂			
CO ₂ -Massenstrom	35 – 25 ³	31 ⁴	kg/s
Kopfdruck CO ₂	ca. 125	ca. 78	bar
CO ₂ -Masse nach Soleentleerung	674.000	555.000	t
Zusätzliche CO ₂ -Masse für finalen Füllstand	156.000	120.000	t

Für die Gaserstbefüllung muss die gesamte CO₂-Anlage mit Ausnahme der Turbinenanlage bereits errichtet und verfügbar sein. Es wird angenommen, dass die CO₂-Pipeline mit einem Betriebsdruck zwischen 80 und 130 bar (überkritisches CO₂) zur Verfügung steht (siehe AP 7.3). Dies macht es möglich, zumindest die flachere Kaverne (LPC) seitens Pipeline expansiv für die Gaserstbefüllung und der Soleauslagerung mindestens bis zu einem Kavernendruck gemäß Tabelle 10-1 zu nutzen.

Im günstigsten Fall, d.h. bei kurzer Leitungslänge zwischen ESsCO₂-Anlage und letzter Pipeline-Verdichterstation, kann auch die tiefere Kaverne (HPC) noch expansiv aus der Pipeline erstbefüllt werden. Reicht der Druck nicht aus, muss der vorhandene Verdichter zur Rückverdichtung für diesen Zweck genutzt werden.

Konzeptionell könnte die Erstbefüllung der beiden Kavernen wie folgt realisiert werden:

- Das gesamte Piping der Anlage steht im Normalfall nach der erfolgten Druckprüfung mit Wasser unter einer Stickstoffatmosphäre mit leichtem Überdruck, um das Eindringen von Luftsauerstoff/feuchter Luft (Innenkorrosion) zu verhindern. Vorher wurde das Wasser nach der Druckprobe entleert und das Piping getrocknet.
- Die Kavernen stehen mit Sole befüllt mit einigen bar Überdruck gegenüber der Umgebung.
- Über kleinere Bypassarmaturen in Umfahrungen (DN 50) um die Hauptarmaturen wird CO₂ aus der mit einem Druck von 80 bis 130 bar angeschlossenen Pipeline unter Aufsicht manuell in das Piping auf der Obertageanlage geschleust. Das zunächst dichte Gas (80 bar, 5 bis 15 °C) wird sich wegen der Druckdifferenz sowohl abkühlen

³ Bezogen auf eine CO₂-Temperatur von 40 bis 60 °C während der Gaserstbefüllung

⁴ Bezogen auf eine CO₂-Temperatur von 32 °C während der Gaserstbefüllung

als auch einen Phasenwechsel in die Gasphase mit Durchgang durch die Phasenkurve vollziehen. Durch Vereisung kommt der Bespannungsprozess wieder zum Erliegen. Erst nach Stillstand und Erwärmung des Mediums und des Piping durch die Umgebungsbedingungen kann der Prozess fortgesetzt werden.

- Zur Minimierung des Inertgasanteils sollte der anfängliche Stickstoff im Piping durch Spülen mit CO₂ verdrängt werden. Dies kann abschnittsweises durch Öffnen von Spülöffnungen in die Umgebung realisiert werden, bei der die Konzentration des ausgeblasenen Mischgases CO₂+N₂ gemessen wird.
- Mit zunehmendem Gegendruck im zu bespannenden Piping werden die Bespannungsetappen sukzessive länger andauernd bis wiederum eine Vereisung stattfindet. Der Prozess wird solange fortgesetzt, bis der Pipelinedruck im gesamten Piping inklusive der Feldleitungen bis zu den Kavernen anliegt. Nach Druckausgleich können die Hauptarmaturen bis zu der flachen Kaverne hin geöffnet werden.
- Nach Öffnen des Fahrwegs auf der Solesseite bis zum Entgasungsbehälter wird mit der Verdrängung der Sole im Ringraum 13 3/8" x 5" in der Bohrung begonnen. Auch hierbei wird ein Drosselventil im Bypass zur Hauptarmatur auf dem Kavernenplatz benutzt, um die allmähliche Zufuhr von CO₂ in den Ringraum zu dosieren. Auch hierbei wird anfänglich Vereisung nach der Drosselung stattfinden, die bis zur Blockade des Fließweges führt. Durch Aufwärmung über die Umgebungsluft im Stillstand kann der Prozess fortgesetzt werden.
- Innerhalb der Bohrung sind die Verhältnisse günstiger, da es zu einem Wärmetausch des CO₂ mit der im Gegenstrom verdrängten, aber sehr warmen Sole kommt (geschätzte Soletemperatur in der Kaverne mindestens 40 °C nach Beendigung des Solprozesses). Eine Vereisung innerhalb kann dadurch ausgeschlossen werden.
- Der Kopfdruck auf der CO₂-Seite steigt mit verdrängtem Solevolumen in der Bohrung schnell an, bis der Gas-Sole-Spiegel sich im Bereich des Kavernenhalses befindet bis zum vollständigen Druckausgleich. Die Kaverne (LPC) ist nun betriebsbereit für die Durchführung der Erstbefüllung/Soleentleerung.
- Das Regelventil an der Übernahmestelle des CO₂ aus der Pipeline regelt nun die CO₂-Rate zur Erstbefüllung. Das Hochfahren wie auch überhaupt jegliche Änderung der Rate muss so erfolgen, dass in der Feldleitung keine unzulässigen Druckstöße ausgelöst werden. Das dynamische Verhalten mit der empfohlenen Begrenzung der Ratenänderung ist ggf. vorher zu simulieren.
- Im CO₂-System darf der Betriebsdruck nicht unter den kritischen Druck fallen, um einen Phasenwechsel zu vermeiden.

- Über das Regelventil im Solesystem wird ein Füllstand im nachgeschalteten Entgasungsbehälter geregelt (50 %) und gleichzeitig die Solerate auf einem maximalen Wert (Zielwert 160 m³/h) begrenzt.
- Mit der Soletransportpumpe wird die Sole aus dem Entgasungsbehälter entnommen und zum Übergabepunkt gepumpt.
- Nach Erreichen des Gasdurchschlags (nach ca. 7 Monaten) ist die Soleentleerung abgeschlossen. Die Kaverne kann nun für den Speicherbetrieb umgerüstet werden (Ausbau Solesteigrohr 5“).
- Die Kaverne hat noch nicht ihren vorgesehenen Enddruck erreicht. Je nach Druckpotenzial kann die weitere Befüllung weiterhin mit der expansiven Einspeisung aus der CO₂-Pipeline durchgeführt werden.
- Mit Erreichen des Druckausgleichs zwischen Pipeline und Kavernenkopf muss die weitere Befüllung bis zum vorgesehenen Kavernendruck mittels Rückverdichter vorgenommen werden.

Der Ablauf für die Hochdruckkaverne ist analog. Weniger wahrscheinlich ist jedoch, dass der Pipelinedruck ebenso für eine expansive Einspeisung über dem gesamten Zeitraum der Gaserstbefüllung aus der CO₂-Pipeline mit mindestens 130 bar zur Verfügung steht. Die Entleerung wird deshalb vorwiegend mittels Rückverdichter stattfinden müssen.

Genauso wie bei Anfahrprozessen auf eine allmähliche Steigerung der gewünschten Durchsätze zur Vermeidung von Drückstößen geachtet werden muss, gilt das gleiche für Abstellvorgänge. Zu schnelle Schließung von Regelarmaturen muss vermieden werden.

Als besondere Herausforderung der Erstbefüllung wird sich die Einstellung der Füllmenge des gesamten Systems darstellen. Erfahrungsgemäß sind die Temperaturverhältnisse im Gebirge um eine Kaverne durch den endogenen Solprozess noch über eine längere Zeit gestört, das heißt, sie entsprechen nicht sofort wieder den ursprünglichen geothermen Verhältnissen. Hinzu kommt die Einspeisung von kühlem CO₂, das zum Teil nur Erdbodentemperatur aufweist, weil es expansiv über eine erdverlegte Pipeline transportiert wurde.

So muss das System nach einer initialen Befüllung mit CO₂ zunächst auf die initialen Druckverhältnisse zum Start des Turbinenprozesses eingestellt werden. Durch den thermischen Einfluss des Gebirges wird diese Einstellung nachjustiert werden müssen, durch Ergänzung oder auch Abgabe von CO₂ in das Pipelinesystem. Die Pipeline muss demzufolge abgeschlossen und betriebsbereit bleiben.

10.1.4 **Soleabstoß**

Für den Soleabstoß (1.800.000 m³) sind grundsätzlich folgende Varianten je nach örtlichen Gegebenheiten möglich:

- Verkauf der Sole an Betriebe der chemischen Industrie (Sodaverarbeitung, Streu- und Speisesalzproduktion)

In der Regel setzt diese sehr günstige Variante voraus, dass es am Standort bereits Kavernen zur Solegewinnung gibt und der Kavernenherstellungsprozess wie bereits beim Solen auch sich in den Solegewinnungsprozess einordnet. In diesem Fall wäre eine Vergütung für die Sole zu erzielen.

- Einleiten der Sole in Oberflächengewässer wie Flüsse oder Nord- bzw. Ostsee

Auch hier könnten an bereits exponierten Kavernenstandorten existierende Einleitgenehmigungen mit entsprechender Infrastruktur genutzt werden. In diesem Fall müssten Gebühren für die Nutzung von Infrastruktur Dritter sowie für die Einleitung gezahlt werden.

- Versenkung über Soleversenkbohrungen in unterirdische Horizonte bzw. Förderfelder zu Aufrechterhaltung des Formationsdruckes

- Flutung von Kavernen anderer Unternehmen

In diesem Fall wäre u.U. ebenfalls noch eine Vergütung für die Sole zu erzielen.

Gelegentlich besteht für Kavernen, die stillgelegt oder an denen Reparaturarbeiten durchgeführt werden sollen, jedoch durch Rückbau keine Anbindung mehr zu ursprünglich bestehenden Solsystemen haben, einmaliger Bedarf für eine größere Menge an gesättigter Sole zum Fluten. Dies könnte auch an einer weiter entfernten Lokation der Fall sein, so dass auch ein Soleabtransport über TKW und Schiff denkbar ist. Wegen der sehr hohen Anzahl von TKWs ist diese Variante eher unwahrscheinlich.

Für die Durchführung der Soleentleerung während der Gaserstbefüllung sind temporäre Ausrüstungen mit einem verbindenden Piping DN 150 auf dem jeweiligen Kavernenplatz zu errichten und zu betreiben. Dazu gehört ein offener Entgasungsbehälter (100 m³), der durch genügend Verweilzeit für die durchströmende Sole (160 m³/h) des unter den Druckbedin-

ungen in der Kaverne mit in der Sole gelösten CO₂ wieder entgasen lässt. Der Solestrom aus der Kaverne muss mit einem Regelventil geregelt sowie zur Bilanzierung der Kaverne vermessen werden. Außerdem ist eine Druckabsicherung DP 250/16 bar notwendig für den potenziellen Havariefall, dass das Steigrohr in der Bohrung abreißt und der hohe Druck des einzulagernden CO₂ plötzlich auf dem Solesystem wirkt. Für den Soleabstoß ist eine Sol-etransportpumpe vorgesehen, mit der die entgaste Sole aus dem Entgasungsbehälter zu einem Übergabepunkt gepumpt werden kann.

Da sich die gesättigte Sole über das Steigrohr in der Sole abkühlt, besteht die Gefahr von Auskristallisation der Sole und ein Zusetzen des Steigrohres sowie des übrigen obertägigen Pipings. Durch tägliches Rückspülen mit Süßwasser in das Steigrohr wird diesem Prozess prophylaktisch begegnet.

In Abhängigkeit von der Temperatur weist reine NaCl-Sole folgende Sättigungskonzentrationen bzw. –dichten auf:

Tabelle 10-2 Sättigungskonzentrationen und –dichten reiner NaCl-Sole

Parameter	Einheit	Werte				
Temperatur	°C	5	15	32	40	60
Sättigungskonzentration	kg/kg	0,263	0,264	0,266	0,267	0,271
Sättigungsdichte	kg/m ³	1208,3	1203,3	1195,5	1191,9	1183,8
Sättigungsmineralisation	g/l	318,4	317,8	317,8	318,2	320,8

Je nach Verwendung der Sole kann auch eine Verdünnung der Sole mit Süßwasser im Rahmen des Soleabstoßes notwendig werden. Die Sole hat dann eine Dichte von ca. 1.180 kg/m³. Damit erhöht sich die abzustoßende Solemenge entsprechend.

Gemäß des sequenziellen Prozesses der Gaserstbefüllung der beiden Kavernen muss die beschriebene Anlage zur Soleentleerungsanlage nach beendeter Gaserstbefüllung der einen Kaverne auf den Platz der anderen Kaverne umgesetzt werden.

10.1.5 **Maßnahmen bei Unterbrechung der Befüllung**

Eine Unterbrechung der Gaserstbefüllung/Soleentleerung durch Ausfall von Ausrüstungen an sich ist unproblematisch. Auf der Soleseite ist zu beachten, dass sich nach einem längeren Stillstand Ablagerungen durch Kristallisation bilden können. Diese können durch Spülen mit Frischwasser beseitigt werden. Auch durch prophylaktisches Spülen bei einem bekann-

ten längeren Stillstand. Im Winter muss zusätzlich beachtet werden, dass die Sole trotz erniedrigtem Gefrierpunkt ($-21,3\text{ °C}$ bei gesättigter Sole) nicht einfriert oder die Pumpfähigkeit eingeschränkt wird.

Auf der Gasseite sind hauptsächlich die dynamischen Effekte zu betrachten, die bei einem plötzlichen Stillstand des Mediums durch Stromunterbrechung oder Ansprechen von Sicherheitseinrichtungen auftreten können. Hier sind im Vorfeld die Szenarien zu eruieren und einer dynamischen Strömungsanalyse zu unterziehen. Bei Notwendigkeit sind an den Feldleitungen Windkessel zu installieren, um unzulässige Druckspitzen zu kompensieren.

10.1.6 **Entleerung einer Kaverne (Fluten)**

Bei Stilllegung der kompletten Anlage müssen die Kavernen verwahrt werden, d.h. in einen Zustand überführt werden, der langfristig stabil ist und weder Untertage (z.B. Nachsolprozesse) noch Obertage (z.B. Senkungen) zu nachwirkenden Erscheinungen führt. Bei Gaskavernen werden diese wieder geflutet und das im Bestand befindliche Erdgas (Arbeitsgas und Kissengas) einer Nutzung zugeführt.

Im Fall der ESsCO₂-Anlage kann auf Grundlage der flüssigkeitsähnlichen Eigenschaften des superkritischen CO₂ durchaus in Betracht gezogen werden, das CO₂ im Zuge der Verwahrung in der Kaverne zu belassen. Dieses steht allerdings unter dem Vorbehalt einer entsprechenden Genehmigung (Zulassung) durch die zuständige Bergbehörde.

Sollte der Verwahrung mit dem CO₂ die Zulassung verwehrt werden, kann alternativ eine Flutung der Kavernen mit Sole erfolgen. Hierfür wird zunächst der unter Nutzung eines Druckgefälles zwischen Kavernenkopf und CO₂-Pipeline expansiv ausspeicherbare Teil des CO₂ in die Pipeline abgegeben. Zu diesem Zweck wird auf der Gasseite weiterhin von dem existierenden Pipelineanschluss ausgegangen, so dass CO₂ wiederum im überkritischen Zustand in die Pipeline geleitet werden kann.

Die Kavernen werden dann im Idealfall mit gesättigter NaCl-Sole geflutet. Ist dieses Medium zum Zeitpunkt der Stilllegung nicht verfügbar, kann auch mit Frischwasser geflutet werden. In diesem Fall ist allerdings der Nachsoleffekt von Wasser zu beachten, der zu einer Volumenvergrößerung führt. Durch Konvergenzeffekte über einen längeren Betriebszeitraum, die zu einer Reduzierung des ursprünglichen Hohlraumvolumens führt, sollte dies jedoch kein Problem darstellen, solange das ursprüngliche Volumen beim Nachsolen nicht überschritten wird.

Zunächst werden die Kavernen über die bestehende Anlage expansiv bis zu einem Kavernendruck von etwa 165 bar bei der Hochdruckkaverne und 125 bar bei der Niederdruckkaverne in die Pipeline (Mengenregelung über Regelventile) ausgespeist. Bei diesen Mindestdrücken befindet sich das Gas am jeweiligen Kavernenkopf immer noch im überkritischen Zustand. Geht man von der gleichen Dimension des Flutstranges aus, wie sie auch für die Soleentleerung benutzt wird (5“), können wiederum 160 m³/h Sole bzw. Brauchwasser je Kaverne zur Verdrängung des CO₂ eingelagert werden.

Während der Flutung werden die Kavernendrucke konstant gehalten. Für die Hochdruckkaverne ist bei gesättigter NaCl-Sole dazu ein Kopfdruck von ca. 10 bis 22 bar erforderlich, im Fall der Niederdruckkaverne sind es 42 bis 50 bar. Bei Frischwasser sind entsprechend des geringeren Schweredruckes über die Bohrung höhere Kopfdrücke notwendig, die sich jedoch bei fortschreitender Sättigung in der Kaverne durch den Dichterunterschied von Sole und Wasser, insbesondere bei Unterbrechungen noch weiter erhöhen (Hochdruckkaverne max. 46 bis 59 bar, Niederdruckkaverne 63 bis 67 bar).

Erreicht der Solespiegel den Bereich der Gasförderrohrtour (Ringraum 13 3/8“ x 5“), erfolgt die vollständige Flutung des Bohrungsbereiches operativ, ggf. auch durch Ablassen von restlichem CO₂ in die Atmosphäre.

Auch nach der Flutung sind Ausgasungen sowie Druckanstieg durch Temperaturangleichung in der Kaverne üblich. Die Kaverne muss nach der Flutung im Rahmen eines Monitoringprogrammes weiterhin beobachtet und periodisch druckentlastet werden.

Allerdings liegen die geplanten Betriebsparameter nicht in einem kritischen Bereich, wo bereits bei geringen Druck- oder Temperaturänderungen mit großen Dichteänderungen des CO₂ (bei Verbleib) oder der Sole (bei Flutung) zu rechnen ist. Wie aber bereits in Abschnitt 9.1 dargestellt, sollten diese geringen Dichteänderungen im Stillstand durch ein geeignetes Druckhaltesystem unter Nutzung von vorhandenen Komponenten aufgenommen werden.

Für nachfolgende wirtschaftliche Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass ein Verbleib des CO₂ in den Kavernen nach dem Ende der Nutzung als Energiespeicher (ggf. unter Auflagen) genehmigungsfähig ist.

10.2 Erstellung eines Betreibermodells durch Aufstellen von Business-Cases und prinzipielle Wirtschaftlichkeitsanalyse

10.2.1 Grundlagen

Nachdem in den vorhergehenden Abschnitten die technische Realisierbarkeit im Mittelpunkt stand, gilt es nunmehr, die Energiespeicherung mittels superkritischen CO₂ auf ihre Wirtschaftlichkeit zu prüfen.

Mögliche Geschäftsmodelle der Energiespeicherung mittels superkritischem Kohlendioxid sind in der Regel ähnlich zu den bereits für die CAES-Technologie dargestellten Optionen, wie z.B. (Konsortium Alstom Power / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe Transmission, 2007):

- Spotmarkt (Day-ahead-Börse EEX)
- Intraday-Markt/Stundenreservemarkt
- Regelenergiemärkte.

Zusätzliche Möglichkeiten ergeben sich durch die EEG-Novelle 2021 (EEG, 2021), § 19, Absatz (3):

„Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.“

An gleicher Stelle wird in § 61I, Absatz (1) ausgeführt:

„Für Strom, der in einem Kalenderjahr zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage in diesem Kalenderjahr in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, gezahlt wird, höchstens aber auf null. Für die Ermittlung der Verringerung nach Satz 1 wird unwiderleglich vermutet, dass für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, die volle EEG-Umlage gezahlt worden ist, soweit der Strom in ein Netz eingespeist und in einen Bilanzkreis eingestellt wurde. Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, soweit die in dem Stromspeicher gespeicherte Energie nicht wieder entnommen wird (Speicherverlust). Werden in dem Stromspeicher Strommengen, für die unterschiedlich

hohe Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage bestehen, verbraucht, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für den Speicherverlust nach Satz 3 in dem Verhältnis des Verbrauchs der unterschiedlichen Strommengen zueinander.“

Damit ergibt sich die Möglichkeit, als Energiespeicher nicht durch direkte Marktteilnahme in Form von Kauf und Verkauf teilzunehmen, sondern man tritt mit dem regenerativen Energieerzeuger als Verkäufer auf und realisiert diesen Verkauf nur zu einer späteren, bedarfskonformen Zeit. Das erleichtert die Situation etwas, löst aber das Wirtschaftlichkeitsproblem an sich nicht.

In der Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030 (Dr. Axel Thielmann, 2015) des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI werden Energiespeicher in vier Speichergrößen (<100 kWh, 100 kWh – 1 MWh, 1 MWh – 1 GWh, >1 GWh) und 4 Lade-/Entladedauern (<1 Std., 1 Std. – 1 Tag, 1 Tag – 1 Woche, Langzeit) eingeteilt.

Somit sind sowohl die ursprüngliche Zielstellung des ESsCO₂-Projektes (100 MW für 10 h mit ca. 1 GWh) als auch die aktuell darstellbare Leistungsgröße (max. 3,6 MW für ca. 4 h mit ca. 10,4 MWh) der Klassifikation 1 MWh – 1 GWh und 1 Std. – 1 Tag zuzuordnen.

Die Roadmap weist dieses Klassifikationsfeld als relevant bis sehr relevant (für den Fall zukünftiger Kostensenkungen) aus, insbesondere für Blei-Säure-Batterien, Natrium-Schwefel-Batterien, Zebra-Batterien (NaNiCl₂), Druckluftspeicher, Pumpspeicher und Redox-Flow-Batterien.

Allerdings wird dort auch festgestellt, dass Druckluftspeicher (CAES) und Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) aktuell zwar hohe Publikationsaktivitäten, jedoch nur geringe (bis keine) technischen Wachstumsraten aufweisen. Das weist darauf hin, dass unter den gegenwärtigen rechtlichen, kommerziellen und technischen Voraussetzungen am Strommarkt ein wirtschaftliches Geschäftsmodell für die Energiespeicherung mit diesen Systemen nicht gegeben ist und auch nicht zeitnah zu erwarten sein sollte.

So wurden auch im Projekt ADELE (**A**diabater **D**ruckluftspeicher für die **E**lektrizitätsversorgung) der RWE schlussendlich "die Pläne für den Bau einer großtechnischen Demonstrationsanlage am Standort Staßfurt ... mangels konkreter Marktperspektive eingestellt" (Rockmann, 2015) Die geplante ADELE-Pilotanlage hätte eine elektrische Leistung von etwa 90 MW für 4 Stunden, d.h. 360 MWh zur Verfügung stellen können und sollte etwa 100 bis 200 Mio. € kosten (Wikipedia, 2010) , (Moser D. P., 2012), wobei etwa 12 Mio. € allein für

das notwendige Entwicklungsprogramm für Kernkomponenten geplant waren. Eine spätere Großanlage würde dreisträngig 260 MW für 4 Stunden, d.h. ca. 1 GWh zur Verfügung stellen.

Unter diesem Aspekt verliert auch für die der Druckluftspeicherung artverwandte Technologie einer Energiespeicherung mittels superkritischen Kohlendioxids die ursprünglich in diesem Arbeitspaket vorgesehene Entwicklung eines Businessplanes/Betreibermodells als unmittelbare Voraussetzung einer Investitionsentscheidung ihre aktuelle Berechtigung. Ohne wirtschaftliches Geschäftsmodell ist kein Businessplan/Betreibermodell denkbar, das einen Kreditgeber veranlasst, hierfür Kapital bereitzustellen.

An Stelle eines detaillierten Businessplanes/Betreibermodells empfiehlt sich deshalb wohl eher die möglichst detaillierte Ermittlung von spezifischen Investitions- und Betriebskosten und potenziellen spezifischen Erlösen mit dem Ziel einer Analyse eines möglichen Break-Even-Punktes für die Wirtschaftlichkeit, um dann daraus die relevanten Kostenpositionen für noch notwendige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten abzuleiten.

10.2.2 **Beschreibung des anzunehmenden Geschäftsmodells**

Auf Basis einer vorbereitenden Literaturlauswertung und der Sichtung von Methoden zur Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden mögliche Berechnungsmodelle evaluiert.

Da es auf Grund der gegenüber dem Projektziel einer Energiespeicherkapazität von 1000 MWh (100 MW über 10 h) wesentlich reduzierten Speicherleistung von

- ca. 10,4 MWh (3,6 ... 1,7 MW über 4 h)
(Basisvariante 13 3/8“ – technisch uneingeschränkt realisierbar),
- ca. 11,0 MWh (8,7 ... 4,4 MW über 1,6 h)
(Alternativoption 20“ – mit signifikantem Entwicklungsbedarf zukünftig möglich) und
- ca. 92,1 MWh (75 ... 4,5 MW über 3 h)
(Option vollständig untertägig – mit entsprechendem Entwicklungsbedarf zukünftig möglich)

mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht möglich sein wird, für die zeitnah technisch uneingeschränkt realisierbare Basisvariante 13 3/8“ ein wirtschaftlich tragfähiges Betreibermodell z.B. in Form eines für potenzielle Kreditgeber akzeptablen Businessplans zur Sicherung der Finanzierung darzustellen, soll alternativ auf Basis einer Annuitätenberechnung der Kosten

und des Vergleiches mit den möglichen Erlösen (jeweils spezifisch auf die abgegebene Energiemenge bezogen) die Wirtschaftlichkeitsschwelle für eine Energiespeicherung mit superkritischem Kohlendioxid ermittelt werden, um daran nächste Entwicklungsschritte ausrichten zu können.

Mittels dieser spezifischen Kosten/Erlöse würden sich dann auch Kosten/Erlöse für mehrere Kavernenpaare hochskalieren lassen. Aus der Analyse der kostenbestimmenden Faktoren lassen sich nachfolgend ggf. noch notwendige Forschungs- und Entwicklungsleistungen ableiten, um diesen Anlagentyp wirtschaftlich betreiben zu können und somit eine aussichtsreiche Chance auf einen positiv zu bewertenden Businessplan zu besitzen.

Investitionskosten im untertägigen Bereich können auf Grundlage der vorliegenden, umfassenden Erfahrungen bei Erdgasspeichern unter Beachtung materialauswahlbedingter Zuschläge mit ausreichender Genauigkeit abgeschätzt werden. Auch für die Errichtung von Solkavernen in Salzstöcken liegen ausreichende Erfahrungen vor, die eine ausreichend genaue Kostenermittlung erlauben.

Analoges gilt für die notwendigen obertägigen Installationen zur Ankopplung von Turbine und Verdichter an die Kavernen und das Stromnetz einschließlich der ggf. auch zeitlich begrenzten Anbindung an die CO₂-Transportleitung zur Erstbefüllung. Zudem stehen in der Literatur umfassende Kostenbetrachtungen und –korrelationen für Kraftwerke mit Brayton-Kreislauf (sCO₂) zur Verfügung (vergl. Abschnitt 7.13), mit denen die Hauptausrüstungen der obertägigen ESsCO₂-Anlage relativ genau leistungs- oder durchsatzabhängig abgeschätzt werden können (Carlson, Middleton, & Ho, 2017) (Weiland N. T., 2019), (Alfani, Techno-economic analysis of CSP incorporating sCO₂ brayton power cycles: Trade-off between cost and performance, 2022).

Hier ist allerdings zukünftig zu betrachten, ob es zur Gewährleistung einer tolerierbaren CO₂-Korrosion kostengünstiger ist, ein höherwertiges Material einzusetzen, anstatt (wie aktuell in diesem Bericht zugrunde gelegt) permanent durch Abtrennung freien Wassers und Trocknung des verbleibenden CO₂ die CO₂-Korrosion von Standardmaterialien auf ein tolerierbares Maß zu reduzieren.

Mittels Annuitätenberechnung werden dann aus den wie beschrieben ermittelten Investitions- und Finanzierungskosten die fixen Betriebskosten für die Refinanzierung des Projektes ermittelt.

Die variablen Betriebskosten setzen sich aus den Personalkosten für Betrieb und Verwaltung, den Wartungs- und Instandhaltungskosten und den sonstigen Betriebsmittelkosten zusammen. Hierbei wird allerdings ein kostenfreier Energiebezug zur Einspeicherung vorausgesetzt, da zu erwarten ist, dass Netzvermeidungsentgelte im Zuge einer Förderung der Energiespeicherung sowie des forcierten Netzausbaus an Bedeutung verlieren werden.

Erlöse werden nur für die abgegebene Netto-Energiemenge berücksichtigt, so dass Wirkungsgrade hier wegen des dargestellten kostenlosen Energiebezuges im Grunde nicht zu Buche schlagen, was bei einer Teilnahme am Energiemarkt (Börse bzw. Regelenenergie) so nicht gelten würde.

Da die Bedingungen für eine Wirtschaftlichkeit von ausschließlich für die Energiespeicherung errichteten Anlagen in diesem Marktbereich noch wesentlich ungünstiger sind als für das Gebiet der Anpassung von regenerativer Energieerzeugung und gesicherter Abgabe beim Erzeuger, wird eine Teilnahme am Energiemarkt aber für ESsCO₂-Anlagen nicht berücksichtigt.

10.2.3 **Abschätzung der Investitionskosten**

10.2.3.1 **Grundsätze der Kostenschätzung**

In einem vergleichbaren Erdgasspeicherprojekt, das in den Jahren 2006 bis 2010 realisiert wurde, konnte durch den Verfasser dieses Dokumentes bestätigt werden, dass als grober Richtwert für Investitionskosten ein Betrag von ca. 1 € pro m³ Arbeitsgasvolumen (Nm³ Erdgas) angesetzt werden kann.

In der Regel kann weiterhin aus den Erfahrungen einer Reihe von nationalen und internationalen Gasspeicherprojekten angenommen werden, dass für die Hauptkomponenten der Ein- und Ausspeicherlinien (Verdichter, Gasaufbereitung, Filter, Wärmetauscher, Regel- und Sicherheitsarmaturen) etwa ein Drittel (für ein an C₅+ armes Gas) bis etwa die Hälfte (für ein an C₅+ reiches Gas) der Gesamtinvestitionssumme aufgebracht werden muss. Hieraus kann in frühen Projektphasen schon recht gut aus den relativ leicht zu bewertenden Hauptkomponenten auf das Gesamtinvestitionsvolumen geschlossen werden.

Zur Ermittlung des geschätzten Investitionsvolumens eines Energiespeichers mittels superkritischem Kohlendioxids soll deshalb auf 3 verschiedenen Wegen vorgegangen werden:

- Ermittlung der vergleichbaren Investitionskosten eines Erdgasspeichers mit 2 Kavernen (1,0 und 0,8 Mio m³ geometrisches Volumen in analoger Teufenlage zu ESsCO₂),
- Hochrechnung des Gesamtinvestitionsvolumens aus den ermittelten Investitionskosten für die Hauptkomponenten der Ein- und Ausspeicherlinien und
- Detaillierte Kostenermittlung auf Basis von Schätz- und Erfahrungswerten.

Zudem sollen aus der Literatur bekannte Investitionskennzahlen (€ pro KW Leistung und € pro kWh Kapazität) für Druckluftspeicher (CAES und A-CAES) zur Beurteilung und Definition von Zielparametern herangezogen werden.

10.2.3.2 Vergleichbare Investitionskosten eines Erdgasspeichers

Die vergleichbaren Investitionskosten eines Erdgasspeichers mit 2 Kavernen (1,0 und 0,8 Mio m³ geometrisches Volumen in analoger Teufenlage zu ESsCO₂) werden auf Grundlage des für eine typische Gaszusammensetzung des Nordverbundgases berechneten fiktiven Erdgas-Arbeitsgasvolumens auf ca. 320 Mio € geschätzt.

10.2.3.3 Hochgerechnete Investitionskosten aus den Hauptkomponenten

Die hochgerechneten Investitionskosten aus den geschätzten Investitionskosten der Hauptkomponenten werden auf Grundlage typischer prozentualer Kostenverteilungen auf ca. 220 Mio € geschätzt.

10.2.3.4 Detaillierte Investitionskostenschätzung

Bei der detaillierten Kostenschätzung wurde wie folgt vorgegangen:

1. In einem ersten Schritt wurden die zur Herstellung (Bohren, Komplettieren, Solen, Erstbefüllen) der zwei Kavernen (Hochdruckkaverne HPC mit 1.000.000 m³ Volumen in 1500 m Teufe und Niederdruckkaverne LPC mit 800.000 m³ Volumen in 800 m Teufe) erforderlichen Kosten auf Grundlage von Erfahrungswerten zu Ausrüstungs- und Servicekosten, Sol- und Erstbefüllungs-Betriebszeiten und Verbrauchsmaterialien sowie Energiekosten zu ca. 47 Mio. € geschätzt.
2. Für die obertägigen Einrichtungen erfolgte danach die Schätzung der Beschaffungskosten für die Hauptausrüstungskomponenten (Turbine/Generator, Verdichter/Motor, Wasserabscheidung, CO₂-Trocknung, Vorwärmer und Heizungsanlage, Nachkühler) unter Verwendung von Kostenkorrelationen (Alfani, Techno-economic analysis of CSP incorporating sCO₂ brayton power cycles: Trade-off between cost and

performance, 2022), (Weiland N. T., 2019), (Carlson, Middleton, & Ho, 2017) sowie auf Grund von Anlagenauslegungen gemäß Abschnitt 7.13 und Erfahrungswerten aus Vergleichsangeboten (mittels €/Leistungskennziffer bzw. €/Durchsatz) und spezifischen Apparatpreisen (€/kg) zu ca. 42,5 Mio. €.

3. Auf Grundlage der Hauptkomponenten, wurden anschließend die Kosten für Nebeneinrichtungen (Rohrleitungen, Montage/Inbetriebnahme, E-/MSR- und Automatisierungsanlagen, Hilfsmedien, Engineering und Projektmanagement sowie Hoch- und Tiefbau) auf Grundlage prozentualer Erfahrungswerte von Erdgasspeichern zu ca. 42,5 Mio. € (optimistisch) bzw. ca. 90 Mio. € (pessimistisch) geschätzt.
4. Abschließend wurden die Kosten für Landerwerb und Anschluss- bzw. Befüllkosten zu ca. 13,1 bis 13,3 Mio. € abgeschätzt. Dabei wurde eine kostenfreie Bereitstellung des CO₂ angenommen (also weder Kosten noch Erlöse berücksichtigt) und eine lediglich 10 km lange Anbindeleitung an eine vorhandene CO₂-Pipeline zugrunde gelegt.

Rückbaukosten, die normalerweise in Form einer Bürgschaft über 3-5 % der Investitionssumme zu hinterlegen sind, wurden im Hinblick auf die doch erhebliche Unsicherheit der vorliegenden Kostenschätzung vernachlässigt.

Unter Berücksichtigung sonstiger Nebenkosten von ca. 5-7 Mio. € werden die voraussichtlichen Kosten für die Errichtung, Befüllung und Inbetriebnahme einer Energiespeicheranlage mittels superkritischem CO₂ somit auf ca. 150 bis 200 Mio. € geschätzt.

10.2.3.5 Vergleichbare Investitionskosten eines Druckluftspeichers

Es gibt sehr umfangreiche Darstellungen der Investitionskosten von Druckluftspeichern in der Literatur.

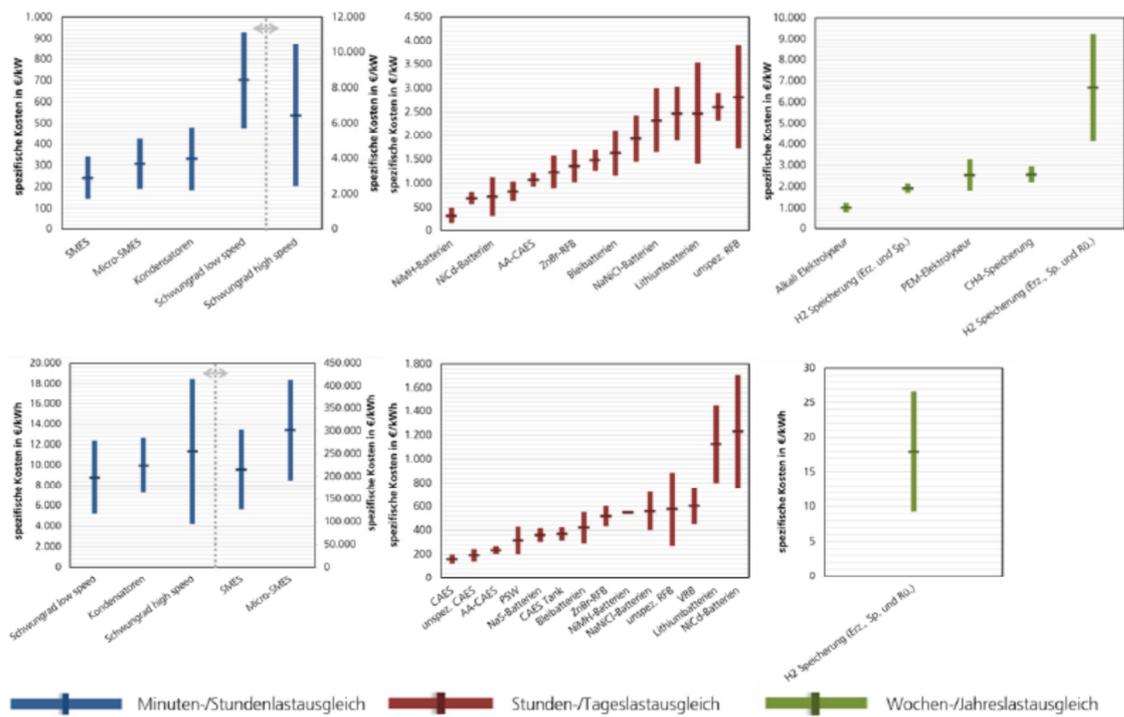


Abbildung 10-1 Durchschnittliche spezifische Investitionskosten von Speichertechnologien (Fraunhofer, 2014)

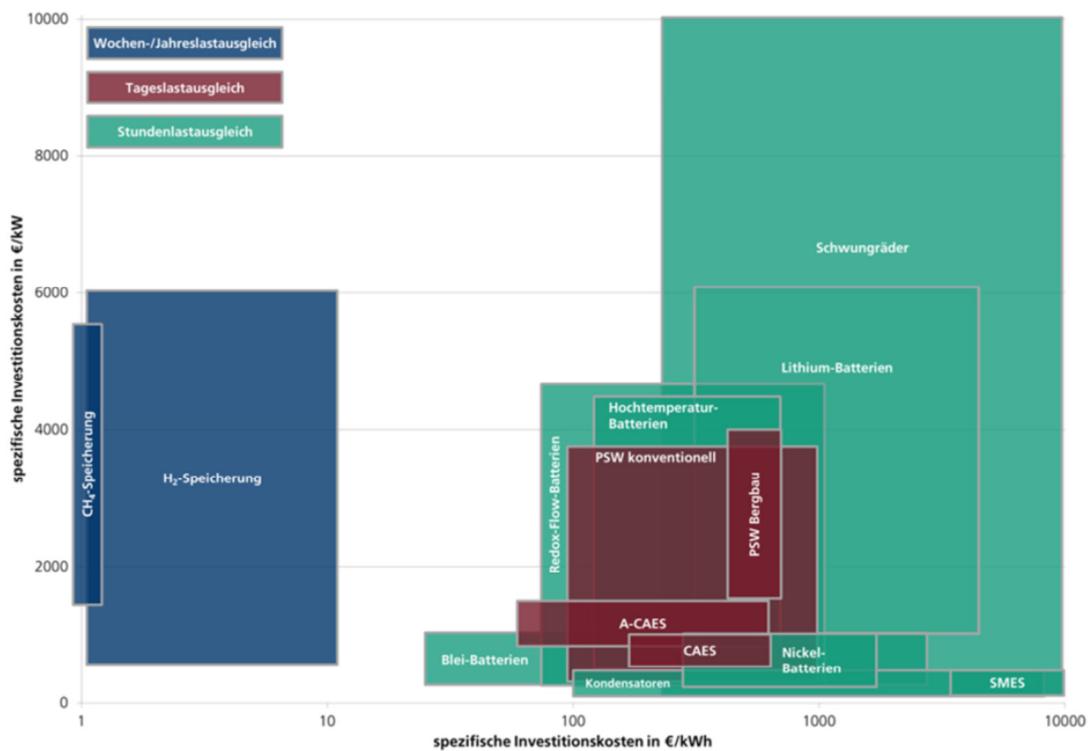


Abbildung 10-2 spezifische Investitionskosten nach Technologie und Anwendungsfall (Fraunhofer, 2014)

Die Literaturangaben zeigen einen doch recht deutlichen Schwankungsbereich, bzw. weichen bei angegebenen Richtwerten stark voneinander ab, was sicherlich an den zugrundeliegenden unterschiedlichen Annahmen liegt.

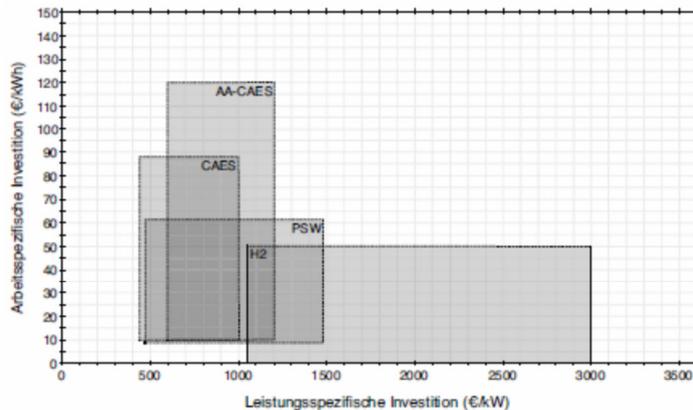


Abbildung 10-3 Bandbreite für Investitionen in Großspeicher (Genoese, 2013)

Eine weitere Quelle benennt die spezifischen Investitionen zu 1000 €/kW und > 40 €/kWh (Ausfelder, 2015).

In Summe ergibt sich ein wahrscheinlicher Schwankungsbereich der Investkosten für A-CAES-Anlagen von 650 bis 1200 €/kW und 40 bis 250 €/kWh.

Auf Grund der vorstehend genannten Angaben zum ADELE-Pilotprojekt kommt man auf 1111 ... 2222 €/kW bzw. 278 ... 556 €/kWh.

In seiner Dissertation (Genoese, 2013) verwendet Fabio Genoese für einen adiabaten Druckluftspeicher von 800 MW über 10h (8.000 MWh) eine Investitionssumme von 920 Mio €, d.h. spezifische Investitionskosten von 1.150 €/kW bzw. 115 €/kWh, die im Folgenden als Vergleichswert für die Bewertung der ESsCO₂-Ergebnisse herangezogen werden sollen, da sich auch die Auswertungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit eng an die Betrachtungen von Fabio Genoese anlehnen sollen.

Ein Herunterrechnen dieser Angaben von Genoese auf die Projekt-Zielgröße von 100 MW über 10 h (1.000 MWh) mit einem Degressions-Exponenten von 0,6 ergibt somit einen Wert von 264,2 Mio €, d.h. 2.642 €/kW bzw. 264,2 €/kWh, während die Extrapolation auf die aktuell erreichte Projekt-Zielgröße von gerundet ca. 3,6 MW bzw. 10,4 MWh mit einem Exponenten von 0,6 einen Wert von 36,0 Mio €, d.h. 10.000 €/kW bzw. 3.462 €/kWh ergibt.

10.2.4 Abschätzung der Betriebskosten

10.2.4.1 Personalkosten

Die Personalkosten für den Betrieb des Energiespeichers wurden wie folgt abgeschätzt:

Personalbedarf

- 3 AK pro Schicht
- 8 h pro Schicht
- 8.760 h pro Jahr
- 250 WT pro AK und a
- 205 AT pro AK und a
- 26.280 h pro Jahr insgesamt Bedarf
- 1.640 h pro a und AK bei 205 AT pro a
- 16,02 AK-Bedarf
- 16 AK-Bestand, angenommen

Jährliche Personalkosten

- 2.792 € Gehalt pro AK und Monat
- 3.490 € Gesamt-Lohnkosten pro Monat
- 25 % Lohnnebenkosten enthalten
- 13,5 Gehälter pro Jahr
- 47.115,00 € Jahreskosten pro AK
- 753.840,00 € Lohnkosten pro Jahr
- 120.000,00 € Betriebsleiter
- 75.000,00 € Betriebsingenieur 1
- 75.000,00 € Betriebsingenieur 2
- 75.000,00 € Einkäufer
- 75.000,00 € Buchhaltung
- **1.173.840,00 € jährliche Personalkosten, gesamt**

10.2.4.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten

Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten werden oft als prozentualer Anteil der Investitions- oder Wiederbeschaffungskosten angegeben. Dabei ist aber zu beachten, dass ein signifikanter Anteil insbesondere der ungeplanten ad-hoc Instandhaltung aus Gründen einer schnellen Wiederherstellung der Verfügbarkeit vom eigenen Betriebspersonal realisiert wird, dessen persönliche Kosten schon in den Personalkosten enthalten sind.

Wie nachfolgender Abbildung entnommen werden kann, beträgt die jährliche Instandhaltungsrate ortsgebundener Anlagen in der Regel zwischen 2 und 4 Prozent des Wiederbeschaffungswertes.

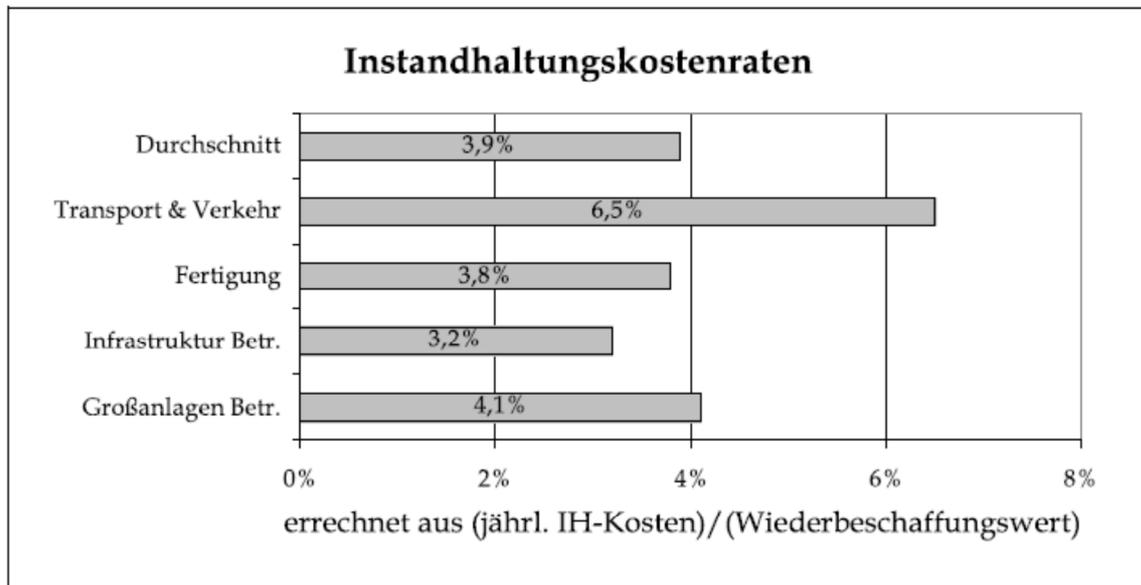


Abbildung 10-4 Durchschnittliche Instandhaltungskosten (Becker, 2000)

Unter Beachtung des oben beschriebenen Eigenanteiles werden deshalb oft die jährlichen externen Wartungs- und Instandhaltungskosten mit 2-4 % angesetzt. In Anbetracht der insgesamt sehr hohen Investitionssumme und des hohen Anteils für die Kavernenerstellung und wartungsarmen untertägigen Installationen, sollte im Fall der Energiespeicherung mittels superkritischem CO₂ lediglich mit 1 % der Investkosten für obertägige und untertägige Installationen gerechnet werden. Dieses deckt sich auch mit Ansätzen aus der Literatur für CAES-Anlagen (Kaldemeyer, 2016).

Damit ergeben sich bei einem geschätzten Investvolumen von 150 bis 200 Mio. € externe jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von ca. 1,5 bis 2 Mio. €.

10.2.4.3 Sonstige variable Betriebskosten

In einer Dissertation (Welsch, 2018) wurden die sonstigen variablen Betriebskosten für ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk mit 0,0012 €/kWh benannt [Originalquelle: (Joint_Research_Centre, 2014)].

Dieser Ansatz wurde mangels belastbarer anderer Daten auch hier verwendet.

10.2.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

10.2.5.1 Zielstellung eines Businessplanes/Betreibermodells

Ein Businessplan/Betreibermodell beschreibt das unternehmerische Gesamtkonzept in seinem wirtschaftlichen Umfeld, die gesetzten Ziele und die aufzuwendenden Mittel mit der Absicht, das hierfür notwendige Kapital akquirieren zu können. Demzufolge ist für einen erfolgreichen Businessplan anzunehmen, dass er eine gesicherte Refinanzierung der Investitionen und das Erreichen einer Gewinnzone innerhalb einer im Vergleich zur erwarteten Betriebsdauer akzeptablen Frist belegen kann.

10.2.5.2 Erfolgsaussichten eines Businessplanes/Betreibermodells

Im Folgenden sollen anhand eines auf Basis der Aussagen in den Abschnitten 10.2.3.2 und 10.2.3.3 grob geschätzten Investitionsvolumens von 150 bis 200 Mio. € die ursprüngliche Zielstellung des ESsCO₂-Vorhabens einer Speicherleistung von 100 MW über 10 h und die aktuell mit einer 13 3/8“ Förderrohrtour erreichbaren Speicherleistung von rund 3,6 MW über knapp 4 h bewertet und mit den aus der zitierten Dissertation (Genoese, 2013) abgeleiteten Investitionskenngrößen für CAES-Anlagen aus Abschnitt 10.2.3.5 verglichen werden.

Tabelle 10-3 Spezifische Investkosten für einen ESsCO₂-Speicher

Zielstellung ESsCO ₂			
100	MW	100.000	kW
10	h	1.000.000	kWh
260	Mio.€	2.600	€/kW
		260	€/kWh
Status ESsCO ₂ - 13 3/8" (optimistisch)			
3,6	MW	3.600	kW
4	h	14.400	kWh
150	Mio.€	41.667	€/kW
		10.417	€/kWh
Status ESsCO ₂ - 13 3/8" (pessimistisch)			
3,6	MW	3.600	kW
4	h	14.400	kWh

200	Mio.€	55.556	€/kW
		13.889	€/kWh

Ein Vergleich mit den hergeleiteten Kennzahlen aus Abschnitt 10.2.3.5 ergibt, dass die ursprüngliche Projekt-Zielgröße von 100 MW über 10 h unter den obigen Annahmen mit geschätzten spezifischen Investkosten von 2.600 €/kW bzw. 260 €/kWh nahezu identisch mit den herunterskalierten CAES-Daten (Genoese, 2013) von 2.642 €/kW bzw. 264,2 €/kWh ist.

Dagegen ergibt sich, dass die aktuell mit der 13 3/8“ Produktionsrohrtour erreichbare Leistung von rund 3,6 MW über rund 4 h unter den obigen Annahmen mit geschätzten spezifischen Investkosten von 41.667 bis 55.556 €/kW bzw. 10.417 bis 13.889 €/kWh um etwa den Faktor 5 über den hierfür herunterskalierten CAES-Daten (Genoese, 2013) von 9.575 €/kW bzw. 2.394 €/kWh liegt.

Daraus lässt sich ableiten, dass es hinsichtlich der Investitionskosten eines ESsCO₂-Speichers unbedingt erforderlich ist, die Speicherleistung in MW und die Speicherkapazität in MWh in den ursprünglich angestrebten Bereich von 100 MW über 10 h zu bringen, um gegenüber CAES-Anlagen bei Annahme einer vergleichbaren Erlösstruktur wirtschaftliche Vorteile bieten zu können.

Ein auf einem Kavernenpaar mit jeweils einer 13 3/8“ Produktionsrohrtour basierendes Betreibermodell besitzt somit, wie bereits vorab vermutet, allein auf Grund einer Bewertung der spezifischen Investitionskosten keine Aussicht, mittels eines entsprechenden Businessplanes die notwendigen Investitionsmittel akquirieren zu können.

Eine Beurteilung, ob durch einen Energiespeicher mittels superkritischem Kohlendioxid für eine entsprechend hohe Speicherleistung und –kapazität eine Wirtschaftlichkeitsschwelle und damit verbunden notwendige Entwicklungsvorgaben erkennbar sind, soll nachfolgend auf Grundlage einer detaillierten Kostenschätzung und Bewertung möglicher Erlöse vorgenommen werden.

10.2.5.3 Abschätzung einer Wirtschaftlichkeitsschwelle

In der Annuitätenmethode werden die regelmäßigen Jahreszahlungen des Investitionsobjektes an den Kreditgeber mittels Zinseszinsrechnung als konstanter Wert für die Dauer der Investitionsnutzung berechnet.

Das Annuitätenverfahren ist beschrieben in der Literatur (Genoese, 2013), (Hering, 2014)() - Flüssig-Abscheider sind in der vorliegenden Literatur ausführlich beschrieben:

$$A = K_0 \left(\frac{q^n \times (q - 1)}{q^n - 1} \right)$$

$$q = 1 + \left(\frac{Z}{100} \right)$$

Legende:	A	=	Annuität [Mio €/a]
	K ₀	=	Kapitalwert/Investkosten [Mio €]
	q	=	Zinsfaktor [-]
	n	=	Laufzeit [a]
	Z	=	Zinssatz [%]

Beispiel:	K ₀	=	150 ... 200	Mio €
	n	=	20	a
	Z	=	6	%
	q	=	1,06	
	A	=	13,078 ... 17,437	Mio €/a

Es müssen unter den angegebenen Rahmenbedingungen (Investkosten, Zinssatz, Laufzeit) also ca. 13 bis 17,5 Mio € pro Jahr für die Kreditrückzahlung aufgewendet werden.

Hinzu kommen gemäß Abschnitt 10.2.4.1 Personalkosten von 1,174 Mio €/a und externe Wartungs- und Instandhaltungskosten gemäß Abschnitt 10.2.4.2 von 1,5 bis 2 Mio €/a.

Sonstige variable Betriebskosten werden gemäß Abschnitt 10.2.4.3 mit 0,0012 €/kWh berücksichtigt.

Mit den in Abschnitt 9.1 genannten Parametern der Anlagenkonfiguration mit 13 3/8" Produktionsrohrturen werden innerhalb von 4 h Turbinenzyklus insgesamt 10,4 MWh elektrische Energie abgegeben und die Wiederherstellung des Ausgangszustandes im Verdichterzyklus dauert ca. 18 h. Es kann somit mit durchschnittlich einem Turbinenzyklus pro Tag gerechnet werden, so dass bei 350 Betriebstagen (jährlicher Wartungsstillstand 15 Tage) insgesamt 3.640 MWh Elektroenergie abgegeben werden können.

Daraus ergeben sich 4.368 €/a sonstige variable Betriebskosten, die damit vernachlässigt werden können.

Bezieht man nun die vorstehend benannten summarischen jährlichen Kosten von insgesamt 15,674 ... 20,674 Mio € auf die insgesamt erzeugten 3,64 Mio kWh Elektroenergie, ergeben sich Kosten von 4,31 ... 5,78 €/kWh, d.h. 4.310 ... 5.780 €/MWh.

Der Strompreis an der Börse schwankte in den Jahren 2010 bis 2020 zwischen 30 und 60 €/MWh, pendelten jedoch in jüngster Vergangenheit um die 200 €/MWh.

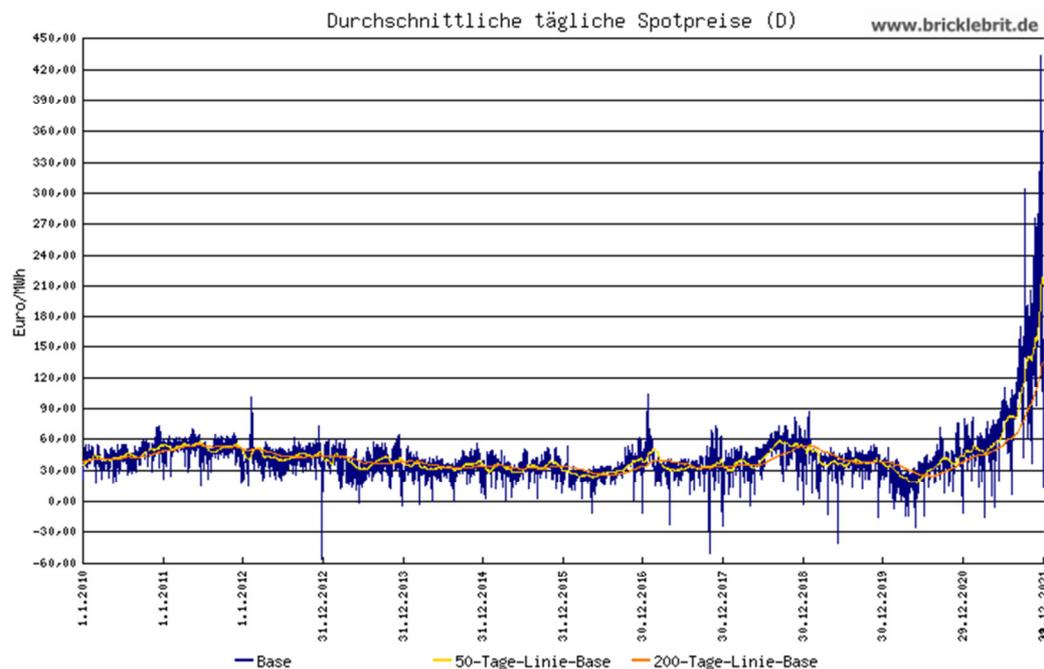


Abbildung 10-5 Erlöspotenzial Elektroenergie (Spotpreise_Stromboerse_Leipzig, 2021)

Aber auch unter der Annahme, dass sich diese hohen Strompreise auf diesem Niveau stabilisieren oder gar noch steigen und der Energiebezug kostenfrei sein wird, ist ein Energiespeicher mittels superkritischem Kohlendioxid auf Basis eines Kavernenpaares mit jeweils einer 13 3/8“ Produktionsrohrtour weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt.

Unter Annahme einer Speicherleistung von max. 75 MW über ca. 3 h mit einer Speicherkapazität von insgesamt 92,1 MWh für eine vollständig untertägige Anlagenkonfiguration (vergl. Abschnitt 7.3) und einen Verdichterzyklus über ca. 6 h können ca. 8 Zyklen in 3 Tagen realisiert werden. Damit werden bei 350 Betriebstagen (jährlicher Wartungsstillstand 15 Tage) in 933,3 Zyklen insgesamt 85.957 MWh Elektroenergie abgegeben.

Daraus ergeben sich 103.150 €/a sonstige variable Betriebskosten, die nicht mehr vernachlässigt werden können.

Bezieht man nun unter Annahme gleicher Investitionskosten der vollständig untertägigen Installation- und 13 3/8“ Kavernenvariante die vorstehend benannten summarischen jährlichen Kosten von insgesamt 15,674 ... 20,674 Mio € auf die insgesamt erzeugten 85,957 Mio kWh Elektroenergie, ergeben sich spezifische Kosten von 0,182 ... 0,241 €/kWh, d.h. 182 ... 241 €/MWh, was bei weiter steigenden Strompreisen durchaus eine wirtschaftliche Perspektive öffnen kann.

10.2.5.4 Wirtschaftlichkeitsschwelle unter Berücksichtigung von CO₂ Erlösen

Zur Reduzierung von Investitionskosten sind natürlich auch mögliche Erlöse für die „Entsorgung“ des aus der Abscheidung aus verschiedenen Quellen stammenden CO₂ heranzuziehen. Die Preise der von der EU ausgegebenen Emissionszertifikate für CO₂ sind im Jahr 2022 deutlich gestiegen (Abbildung 11-6). Bei einem Preis von 80 €/t CO₂ ergibt sich in der Basiskonfiguration mit nur zwei Kavernen bei einem Gesamtspeichervolumen von 1,8 Mio. m³ und einer mittleren Dichte des sCO₂ von 800 kg/m³ ein Erlös von 115 Mio. €, was 58 ... 77 % der Investitionskosten entspricht.



Abbildung 10-6 Preisentwicklung EU-Emissionshandel EEX CO₂ - Zertifikate (EEX EUA) 2022 (<https://first-energy.net/co2-zertifikate/co2-preisentwicklung>)

Bei weiter stark ansteigenden CO₂-Preisen könnte sich die Investition eines Energiespeichers mit superkritischem CO₂ allein aus dem Erlös des eingesetzten Arbeitsmedium CO₂ amortisieren. Dieser Ansatz wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass auch durch die Abtrennung des CO₂ und dessen Transport Kosten

entstehen. Vom gegenwärtigen Standpunkt aus müssen Kosten für Abtrennung aus Rauchgas (77,2 ... 155 \$/t CO₂) und Transport (3,7 \$/t CO₂) berücksichtigt werden. Im Vergleich gibt Steinkraus für CO₂-Storage Kosten von ca. 6 \$/t CO₂ für eine Verpressung in Aquifere an, die als Erlös für die Erstbefüllung bei ESsCO₂ gegenüber den eingesparten Emissionszertifikaten von 80 €/t CO₂ angesetzt werden sollten, da die Entsorgung in Salzkavernen nur dann durchgeführt wird, wenn sie wirtschaftlich mit anderen Optionen konkurrenzfähig ist. Der Beitrag zu den Investitionskosten kann sich also, unbegrenzt Verfügbarkeit konkurrierender Optionen vorausgesetzt, auf ca. 8,5 Mio. € reduzieren.

Für die Investition sollte frühzeitig gesichert sein, dass bei der Verwahrung der Kavernen der Verbleib des CO₂ genehmigt wird und keine kostenintensive Flutung mit Sole oder Wasser und eine „Entsorgung“ des CO₂ erforderlich wird.

10.2.6 **Zusammenfassung**

Es zeigt sich somit, dass eine untertägige Installation in einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk mit einer Spitzenleistung um 100 MW bei weiter steigenden und auf hohem Niveau stabilisierten CO₂-Preisen eine wirtschaftliche Lösung für einen Energiespeicher mittels superkritischem Kohlendioxid darstellt.

Hier ist natürlich ggf. auch mit höheren Investitions- und Betriebskosten insbesondere im untertägigen Bereich zu rechnen. Aber es besteht auch wesentliches Einsparungspotenzial in Bezug auf Bohrungslänge und obertägige Einrichtungen (Rohrleitungen und Trocknungsanlagen), das durch weitere Untersuchungen zu quantifizieren ist.

Natürlich kann niemand wirklich exakt die zukünftige Entwicklung des Strommarktes vorher sagen, aber bei einer nahezu vollständigen Umstellung der Stromerzeugung auf regenerative Energien zur Sicherung des Bedarfes ist infolge des volatilen Charakters und der daraus resultierenden relativ geringen durchschnittlichen Auslastung regenerativer Energieerzeuger eine hohe Überkapazität zu installieren, die im Falle günstiger Bedingungen zu großer Überproduktion führen wird. Damit ist der Bedarf an Kurzzeit-, und Langzeitspeichern bzw. mechanischer und stofflicher Energiespeicherung gegeben.

Spannend dürfte hier aber insbesondere der Wettbewerb zwischen stofflicher und mechanischer Energiespeicherung werden, insbesondere unter dem Aspekt der Umstellung kohlenstoffbasierter Stoffwirtschaft auf alternative Rohstoffe, wo sich eine stoffliche bzw. chemische Bevorratung unter Langzeitaspekten als vorteilhaft erwiesen und durchgesetzt hat.

10.3 Erste, standortunabhängige Prüfung genehmigungsrechtlicher Aspekte und zeitliche Abschätzung der Verfahrensdauer für die Umsetzung des Projektes

10.3.1 Begriffliche und Genehmigungsrechtliche Einordnung nach vorhandenen Rechtsnormen

Der zugrunde liegende Forschungsgegenstand, ein Kavernenspeicherkraftwerk mit dem Arbeitsmedium Kohlenstoffdioxid (CO₂) in überkritischem Zustand, stellt in seiner Gesamtheit eine neuartige Anlage dar, für die keine genehmigungstechnischen Referenzen vorliegen.

Die Gesamtanlage besteht aus mindestens zwei voneinander getrennten Kavernen und einer gemeinsamen obertägigen Anlage (mit Maschinen zur Verdichtung des Kohlendioxids bei Abnahme von elektrischer Leistung aus dem Netz sowie Einheiten zur Filtration, Vorwärmung, Trocknung, Entspannung und Stromerzeugung, die bei Einspeisung von elektrischer Leistung in das Stromnetz zum Einsatz kommen). Für diese Teilanlagen werden grundsätzlich erprobte und bereits in vielen Fällen für andere energietechnische Fluide, insbesondere in Untergrundspeicheranlagen für Erdgas, verwendete Technologien und Komponenten eingesetzt.

Eine solche herkömmliche Untergrundspeicheranlage, z. B. ein Erdgasspeicher, dient der vorübergehenden Lagerung von chemisch gebundener Energie und kann als ein stofflicher Speicher (Stoffspeicher) oder chemischer Speicher eingeordnet werden. Gemäß Definition in § 3 Nr. 31 EnWG wird ein Gasspeicher in allgemeiner Weise als „Speicheranlage“ bezeichnet. Eine bessere Abgrenzung würde mit dem Begriff „Gasspeicher im Gasversorgungssystem“ geschaffen, wie er vom BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. vorgeschlagen wurde („Energiespeicher“, 2014). Beim Kavernenspeicherkraftwerk liegt der Speicherzweck jedoch nicht in der temporären Lagerung von chemisch gebundener Energie, sondern in der Speicherung von potentieller Energie des Drucks, ohne dass das Arbeitsmedium sCO₂ die Systemgrenzen der Speicheranlage verlässt. Die potentielle Energie wird aus elektrischer Energie um- bzw. rückgewandelt, womit es als „Puffer“ für das Stromnetz und nach Vorschlag des BDEW als „Stromspeicher im Stromnetz“ eingeordnet wird („Energiespeicher“, 2014).

Für die genehmigungsrechtliche Einordnung des Kavernenspeicherkraftwerks kann zunächst festgestellt werden, dass es sich nicht primär um eine dauerhafte Speicherung des Stoffes CO₂ handelt, sondern um die Speicherung von potentieller Energie mithilfe des Arbeitsmediums CO₂, wodurch das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG) hier zumindest im Zuge des Energiespeicherbetriebes keine Anwendung findet. Der in § 1 KSpG genannte Zweck der „dauerhaften

Speicherung von Kohlendioxid“ ist für eine ESsCO₂-Anlage nicht gegeben. Nach § 3 Nr. 1 KSPG handelt es sich bei der „dauerhaften Speicherung“ um „Injektion und behälterlose Lagerung von Kohlendioxid und Nebenbestandteilen des Kohlendioxidstroms in tiefen unterirdischen Gesteinsschichten mit dem Ziel, auf unbegrenzte Zeit eine Leckage zu verhindern“.

Nach Ablauf der Betriebsdauer der ESsCO₂-Anlage kann im Zuge der Genehmigung des Verwahrungsverfahrens aber durchaus die „dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid“ als Vorzugsoption gegenüber einer Flutung in Betracht gezogen werden.

Angesichts der grundsätzlichen technologischen Unterschiede von Stromspeichern (Pumpspeicher, Power-to-Gas-Anlagen, Batteriespeicher, Druckluftspeicherkraftwerke) ergibt sich auch eine technologieabhängige genehmigungsrechtliche Einordnung. Dabei ist für ein Kavernenspeicherkraftwerk wie für ein Druckluftspeicherkraftwerk die Anwendbarkeit des Bergrechtes naheliegend (Dietrich, 2008), während das Bergrecht für ein unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk nur in sehr begrenztem Umfang Anwendung fände (Beck, 2011) und vor allem das Wasserrecht zur Anwendung käme, da das von der Definitionsvorschrift für Untergrundspeicher (§ 4 Abs. 9 BBergG) ausgeschlossene Wasser den Betrieb dominierte.

Die physikalische Einordnung des Aggregatzustands im Bergrecht beinhaltet den superkritischen Zustand nicht explizit. Da der Übergang in den flüssigen und in den gasförmigen Zustand jeweils ohne Phasenwechsel erfolgt, ist die Anwendung des Bergrechtes wegen der sachlichen Übereinstimmung zum darin in § 4 Abs. 9 definierten Untergrundspeicher unzweifelhaft gegeben. Dies ist insbesondere naheliegend, da bei Methan als Hauptbestandteil von Erdgas der kritische Punkt bei 190,56 K und 45,96 bar liegt, weshalb auch im normalen Erdgasspeicherbetrieb überkritische Bedingungen vorliegen. Nur durch überkritische Bedingungen wird folglich die Gültigkeit des Bergrechtes nicht ausgeschlossen.

Der Begriff „Untergrundspeicher“ wird unter § 4 Abs. 9 BBergG folgendermaßen bestimmt: „Untergrundspeicher ist eine Anlage zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser.“

10.3.2 **Bergrecht, Einordnung nach Bundesberggesetz (BBergG)**

Angesichts der Nutzung eines (künstlich angelegten) unterirdischen Hohlraums für die Speicherung von potentieller Druckenergie und der weitgehenden Übereinstimmung der dafür erforderlichen Einrichtungen mit denen einer herkömmlichen Untergrundspeicheranlage, sind die Anwendung des Bergrechtes naheliegend und damit auch die nachfolgend beschriebenen Rechtsbedingungen nach der zentralen Rechtsnorm des Bergrechtes, dem Bundesberggesetz (BBergG), anzunehmen.

Aufgrund der fehlenden exakten Definition im Bundesberggesetz für Anlagen zur (vorübergehenden) unterirdischen behälterlosen Speicherung von Fluiden im superkritischen Zustand und fehlender Referenz, ist der Genehmigungsprozess im konkreten Fall mit den Landesbehörden des betroffenen Bundeslandes zu erörtern.

Für die bergrechtliche Einordnung wird das Kavernenspeicherkraftwerk im Hinblick auf die offensichtliche Übereinstimmung zu einer herkömmlichen Untergrundspeicheranlage einem „Untergrundspeicher“ gemäß § 4 Abs. 9 BbergG zugeordnet. Damit ist die Anwendbarkeit des BbergG durch die Definition seines Geltungsbereiches für die Eignungsuntersuchung, die Errichtung und den Betrieb von Untergrundspeichern nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 und 2 gegeben („[...] soweit dies ausdrücklich bestimmt ist“).

Die Gültigkeit zentraler Vorgaben des BbergG für Errichtung und Betrieb von Untergrundspeichern wird durch § 126 Abs. 1 S. 1 BbergG definiert. Danach sind „auf Untergrundspeicher [...] die §§ 39, 40, 48, 50 bis 74, 77 bis 104, 106 und 131 entsprechend anzuwenden“ (WD-5-027-17, 2017).

Für die Genehmigung ist zunächst der § 51 BbergG entscheidend, der die Betriebsplanpflicht für die Errichtung, den Anlagenbetrieb und die Einstellung des Betriebes vorgibt. Das Betriebsplanverfahren ist ein Instrument zur vorbeugenden und laufenden Überwachung sämtlicher Aktivitäten bezüglich des Genehmigungsgegenstandes durch die *zuständige Behörde*, der die allgemeine Aufsicht über das Vorhaben obliegt (Bergaufsicht, § 69 BbergG), die gemäß § 142 BbergG auf Landesebene bestimmt wird und im Verwaltungsaufbau des jeweiligen Landes angeordnet ist. Die Verwaltungsebenen der Aufsichtsbehörden, ihre Bezeichnungen (z. B. Bergamt, Landesamt für Bergbau, Oberbergamt, Landesbergamt) und ihre räumlichen Zuständigkeitsgebiete sind landesspezifisch verschieden.

Für die behördliche Überwachung und Genehmigung des Vorhabens wird im BbergG zwischen Rahmenbetriebsplänen, Hauptbetriebsplänen und Sonderbetriebsplänen unterschieden, welche durch den Unternehmer (Vorhabensträger) zu erstellen und der zuständigen Behörde zur Zulassung vorzulegen sind.

Mit dem *Rahmenbetriebsplan* wird das Vorhaben zunächst durch allgemeine Angaben in seiner Gesamtheit dargestellt, ohne dass Einzelheiten beschrieben werden. Damit wird der zuständigen Behörde zu einem möglichst frühen Zeitpunkt ein Überblick über das Gesamtvorhaben überreicht und ein Rahmen für die künftigen Realisierungsschritte des Vorhabens vorgesehen, welche wiederum durch weitere Haupt- und Sonderbetriebspläne zu begründen

und zur Zulassung vorzulegen sind. Der Rahmenbetriebsplan muss nach § 52 Abs. 2 BbergG „die allgemeinen Angaben über das beabsichtigte Vorhaben, dessen technische Durchführung und voraussichtlichen zeitlichen Ablauf enthalten. Durch den Rahmenbetriebsplan kann die zuständige Behörde eventuelle Konflikte des Projekts mit Belangen der öffentlichen Sicherheit und Ordnung, insbesondere der Umwelt, abschätzen und gegebenenfalls vermeiden.

Mit einer Zulassung des Rahmenbetriebsplans wird die grundsätzliche bergrechtliche Billigung der Ausübung des Vorhabens innerhalb des im Betriebsplan abgesteckten Rahmens erteilt. Die Rahmenbetriebsplanzulassung entfaltet jedoch keine Gestattungswirkung. Das heißt, dass die Ausführung konkreter Arbeiten zuvor durch die Zulassung von entsprechenden Haupt- bzw. Sonderbetriebsplänen zu genehmigen ist (WD-5-027-17, 2017).

Ob ein Rahmenbetriebsplan aufzustellen ist, kann entweder durch die zuständige Behörde vorgegeben werden (§ 52 Abs. 2 Nr. 1 BbergG), dann handelt es sich um einen fakultativen Rahmenbetriebsplan, oder die Vorgabe ergibt sich bereits aus den Rechtsvorschriften, womit es sich um einen obligatorischen Rahmenbetriebsplan handelt.

Die Aufstellung des Rahmenbetriebsplans muss von der zuständigen Behörde ohne eigenes Ermessen nach § 52 Abs. 2a dann verlangt werden, wenn das geplante Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bedarf. Die Pflicht zur Durchführung einer UVP ist für das Kavernenspeicherkraftwerk jedoch anhand der gegenwärtig maßgeblichen Rechtsnormen nicht anzunehmen, wie in Abschnitt 10.3.3 hergeleitet wird.

Sofern das Vorhaben als UVP-pflichtig eingestuft würde, müsste das Genehmigungsverfahren für die Zulassung des Rahmenbetriebsplanes gemäß § 52 Abs. 2a zudem eine *Planfeststellung* nach den Vorgaben der §§ 57a und b sowie nach den Verwaltungsverfahrensgesetzen des Bundes bzw. der zumeist inhaltsgleichen Ausführungen der Länder beinhalten. Planfeststellungsbehörde wäre gemäß § 57a BbergG die auch für die Betriebspläne zuständige Behörde gemäß § 142 BbergG.

Ein fakultativer Rahmenbetriebsplan kann von der zuständigen Behörde nach § 52 Abs. 2 Nr. 1 BbergG verlangt werden, um die einzelnen, noch durch Haupt- und Sonderbetriebspläne zuzulassenden Einzelvorhaben in einen größeren zeitlichen Zusammenhang zu stellen, um die längerfristige Entwicklung eines bergbaulichen Betriebes behördlich prüfen zu können (WD-5-027-17, 2017).

An dem Genehmigungsverfahren für den Rahmenbetriebsplan kann die Behörde Dritte beteiligen: Fachbehörden in ihrem Aufgabenbereich (Landkreise und kreisfreie Städte), betroffene Gemeinden, private durch das Bergbauvorhaben betroffene Personen (Landesamt für Bergbau, BergPass; Bergbau-Anträge; Betriebspläne; Rahmenbetriebsplan, 2021a).

Die Aufstellung eines *Hauptbetriebsplans* ist durch § 52 Abs. 1 BBergG zwingend vorgeschrieben. Der Hauptbetriebsplan bildet die Grundlage für die Errichtung und Führung des Betriebes und soll die im Zulassungszeitraum beabsichtigten Vorhaben darstellen. Der Hauptbetriebsplan wird für einen in der Regel zwei Jahre nicht überschreitenden Zeitraum aufgestellt (und zugelassen) und beinhaltet bei erstmaliger Aufstellung eine umfassende Darstellung der vorgesehenen Arbeiten sowie aller zu errichtenden Betriebsanlagen und -einrichtungen. Spätere Hauptbetriebspläne gehen von dem bereits zugelassenen Betriebszustand aus und stellen die weitere Betriebsentwicklung dar [siehe von Hammerstein in (Boldt, 2015)].

Die Prüfung des Hauptbetriebsplanes erfolgt immer unter Beteiligung der Unteren Wasserbehörde (UWB), um zu ermitteln, ob eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich ist. Das Erfordernis der Beteiligung der UWB geht aus § 49 WHG hervor (Landesamt für Bergbau, BergPass; Bergbau-Anträge; Betriebspläne; Hauptbetriebsplan, 2022).

Ein *Sonderbetriebsplan* behandelt besondere Arbeiten und Anlagen, die sich aufgrund ihrer Detaillierung nicht für die Aufnahme in den Hauptbetriebsplan eignen. So werden Maßnahmen mit eigenständiger Bedeutung dargestellt, die auf Grund ihrer Benennung zwar Teil des Hauptbetriebsplans sind, sich aber nicht auf die Dauer von zwei Jahren begrenzen lassen (Landesamt für Bergbau, BergPass; Bergbau-Anträge; Betriebspläne; Hauptbetriebsplan, 2022).

Für die Betriebspläne gilt allgemein nach § 52 Abs. 4 BBergG, dass „eine Darstellung des Umfangs, der technischen Durchführung und der Dauer des beabsichtigten Vorhabens“ enthalten sein muss. Durch den Betriebsplan muss zudem nachgewiesen sein, dass die Voraussetzungen zur Zulassung des Betriebsplanes nach § 55 Abs. 1 BBergG gegeben sein werden. Für ein Kavernenspeicherkraftwerk sind hier insbesondere folgende Nummern relevant:

Nr. 3 *Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern*

Nr. 4 *Beeinträchtigung von Bodenschätzen des öffentlichen Interesses*

Nr. 5 *Schutz der Oberfläche im Sicherheits- und Verkehrsinteresse*

Nr. 6 *Abfallverwendung oder -beseitigung*

Nr. 8 Vorsorge für die Sicherheit bereits zugelassener Betriebe

Die vom Unternehmer aufgestellten Betriebspläne für die Errichtung und Führung des Betriebs eines bergbaulichen Vorhabens ist von der zuständigen Behörde zuzulassen, wenn die oben auszugsweise aufgeführten Voraussetzungen des § 55 Abs. 1 BBergG vorliegen und gemäß § 48 Abs. 2 BBergG keine überwiegenden öffentlichen Interessen der Zulassung entgegenstehen. Insoweit ist die Betriebsplanzulassung eine gebundene Entscheidung, ohne dass der Behörde ein Versagungsermessen zusteht [von Hammerstein in (Boldt, 2015)].

10.3.3 **Umweltverträglichkeitsprüfung und andere Umweltprüfpflichten**

Die Pflicht zur Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) bei bergbaulichen Vorhaben ergibt sich aus der „Verordnung zur Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben“ (UVP-V Bergbau) und der Anlage 1 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) (Landesamt für Bergbau, BergPass; Ablauf des Genehmigungsverfahrens; Information der Öffentlichkeit, 2021b).

Mit der Einführung des § 57c BBergG wurde die Ermächtigung zum Erlass der UVP-V Bergbau geschaffen, welche „die betriebsplanpflichtigen Vorhaben, die erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben können“ und „einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedürfen“ aufzählt und die Angaben nennt, die „im Einzelnen im Rahmen des UVP-Berichts zu machen sind, welchen Anforderungen die Angaben genügen müssen und welche Unterlagen dazu beizubringen sind“.

Die UVP-V Bergbau enthält eine abschließende Aufzählung der betriebsplanpflichtigen Vorhaben, die einer UVP zu unterziehen sind. Für bestimmte Untergrundspeicher besteht in Abhängigkeit des zu speichernden Stoffes und des Volumens oder der Masse des zu speichernden Stoffes seit der Änderung der Verordnung im September 2010 die Pflicht zur Durchführung einer UVP. Ein Untergrundspeicher für CO₂ fällt, nicht darunter (vorausgesetzt das CO₂ wird nicht als chemisches Erzeugnis betrachtet). Erfasst werden Speicher für Erdgas, Erdöl, petrochemische oder chemische Erzeugnisse mit bestimmten Speichervolumina oder -massen.

Bei Durchsicht des UVPG zur Feststellung der UVP-Pflicht finden sich unter der Nr. 15 „Bergbau und dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid“ der Liste der UVP-pflichtigen Vorhaben nach Anlage 1 UVPG, lediglich die Unternummern 15.1 und 15.2.

Nr. 15.1 umfasst „bergbauliche Vorhaben, einschließlich der zu ihrer Durchführung erforderlichen betriebsplanpflichtigen Maßnahmen [...], nur nach Maßgabe der aufgrund des § 57c

Nummer 1 des Bundesberggesetzes erlassenen Rechtsverordnung“. Damit wird durch das UVPG definiert, dass sich die UVP-Pflicht für bergbauliche Vorhaben ausschließlich aus der UVP-V Bergbau ergibt, deren Vorgaben oben bereits dargelegt wurden.

Nr. 15.2 gilt für „Errichtung, Betrieb und Stilllegung von Kohlendioxidspeichern“. Aus dem übergeordneten Titel der Nr. 15, in dem explizit die „dauerhafte“ Speicherung von CO₂ benannt ist, kann abgeleitet werden, dass es sich hierbei nicht um Kavernenspeicher für eine Vorübergehende Bevorratung, sondern um Speicheranlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 KSpG handelt.

Aufgrund der Neuartigkeit eines Kavernenspeichers zur vorübergehenden Lagerung von CO₂ in überkritischem Zustand, kann das Vorhaben nicht exakt in die vorhandenen Rechtsnormen (BBergG, UVP-V Bergbau, UVPG) eingeordnet werden. Infolgedessen ergibt sich nach UVP-V Bergbau und UVPG keine UVP-Pflicht und damit kein obligatorischer Rahmenbetriebsplan nach § 52 Abs. 2a BBergG. Weil das Vorhaben lediglich der Legaldefinition nicht vollständig entspricht, aber offensichtlich eine mit einer herkömmlichen Untergrundspeicheranlage vergleichbare Umweltrelevanz mit sich bringt, ist anzunehmen, dass die Durchführung von mit der UVP vergleichbarer Prüfungen der Umweltauswirkungen des Vorhabens durch Berichte, Gutachten und Beteiligungen Dritter im konkreten Einzelfall von der zuständigen Behörde im Rahmen eines fakultativen Rahmenbetriebsplanverfahrens dennoch veranlasst wird. Auch im Hinblick auf eine Endverwahrung der Kavernen mit dem eingelagerten CO₂ empfiehlt sich ein solches Vorgehen, da es dann verpflichtend vorgesehen ist.

Wenn eine UVP durchzuführen ist, legt die zuständige Behörde den Untersuchungsrahmen fest und unterrichtet den Vorhabenträger nach § 15 Abs. 1 UVPG nach eigenem Ermessen oder auf seinen Antrag hin über „Inhalt, Umfang und Detailtiefe der Angaben, die der Vorhabenträger voraussichtlich in den UVP-Bericht aufnehmen muss (Untersuchungsrahmen).“

Anhand des festgelegten Untersuchungsrahmens wird durch den Vorhabenträger anschließend der UVP-Bericht gemäß § 16 UVPG erstellt, der zumindest folgende Angaben enthalten muss:

- Beschreibung der Umwelt im Untersuchungsgebiet (Bestandsaufnahme, Bewertung),
- Beschreibung des Vorhabens (z.B. Standort, Art, technische Ausgestaltung, Größe),
- Beschreibung der Merkmale des Vorhabens, Standortes und der geplanten Maßnahmen, mit denen erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen des Vorhabens ausgeschlossen, vermindert, ausgeglichen oder ersetzt werden sollen,
- Beschreibung der zu erwartenden erheblichen Umweltauswirkungen,

- Beschreibung vernünftiger Alternativen, die vom Vorhabenträger geprüft worden sind,
- allgemeinverständliche, nichttechnische Zusammenfassung.

Gemäß § 2 UVP-V Bergbau müssen zusätzlich „Angaben über die Identität aller Stoffe, die eingesetzt, wiederverwendet, entsorgt oder beseitigt werden sollen, über ihre voraussichtliche Menge und über ihren Anteil in Gemischen sowie Angaben über die Beschaffenheit des Grundwassers, oberirdischer Gewässer, des Bodens und der Gesteine im möglichen Einwirkungsbereich der Vorhaben, wobei die zuständige Behörde festzulegen hat, welche Untersuchungen im Einzelnen erforderlich sind“ enthalten sein.

Der UVP-Bericht wird von der zuständigen Behörde auf Vollständigkeit überprüft und anschließend zur Öffentlichkeitsbeteiligung ausgelegt. Den Trägern öffentlicher Belange (TöB, v. a. Fachbehörden) wird gemäß § 54 BBergG die Möglichkeit gegeben, sich im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu beteiligen (Beteiligungsverfahren) und sicherzustellen, dass alle maßgeblichen Auswirkungen und erforderlichen Maßnahmen zum Schutz der Umwelt berücksichtigt wurden.

In eine zusammenfassende Darstellung der Behörde sowie in die Bewertung und die abschließende Zulassungsentscheidung durch die Behörde fließen neben den Ergebnissen des UVP-Berichts die Stellungnahmen der Fachbehörden und die der betroffenen Öffentlichkeit ein (Umweltbundesamt, UVP-Portal des Bundes, 2021).

Andere naturschutzrechtlich begründeten Prüfpflichten gelten unabhängig von der UVP-Pflicht (FFH Verträglichkeitsprüfung, artenschutzrechtliche Prüfung, Eingriffsregelung) (Bruns, 2015).

Durch das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) wird eine Verträglichkeitsprüfung auf Grundlage der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (92/43/EWG) geregelt, die die Auswirkungen eines Vorhabens auf Natura 2000-Gebiete untersucht. Diese Prüfung wird durchgeführt, wenn durch das Vorhaben ein Gebiet des Natura 2000-Netzes berührt und ist auf das Schutzgut biologische Vielfalt beschränkt (Bundesamt für Naturschutz, 2021).

Die Anforderungen, die der Antragsteller aus bergbaulicher und arbeitsschutzrechtlicher Sicht bei seinem Betrieb und beim Umgang mit Abfällen zu erfüllen und im Betriebsplan darzulegen hat, werden in der ABergV und den Tiefbohrverordnungen der Länder konkretisiert.

10.3.4 **Einordnung nach der Störfallverordnung**

Die Störfallverordnung (Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, Störfall-Verordnung - 12. BImSchV) dient dem Schutz von Mensch und Umwelt vor Folgen von plötzlich auftretenden Störfällen bei technischen Anlagen mit Austritt gefährlicher Stoffe. Sie gilt für alle Betriebsbereiche (z. B. Produktionsanlagen, Lager), in denen gefährliche Stoffe oberhalb einer bestimmten Mengenschwelle vorhanden sind (Landesamt für Umwelt Brandenburg, 2022).

Der Anwendungsbereich der Störfallverordnung umfasst Betriebsbereiche nach § 3 Abs. 5a Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Darin wird der „Betriebsbereich“ folgendermaßen definiert:

„Ein Betriebsbereich ist der gesamte unter der Aufsicht eines Betreibers stehende Bereich, in dem gefährliche Stoffe [...] in einer oder mehreren Anlagen einschließlich gemeinsamer oder verbundener Infrastrukturen oder Tätigkeiten auch bei Lagerung [...] in den [...] bezeichneten Mengen tatsächlich vorhanden oder vorgesehen sind oder vorhanden sein werden [...]“.

Gefährliche Stoffe sind nach § 3 Abs. 9 die in der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 im Artikel 3 definierten Stoffe. Die Stoffliste gemäß Anhang 1 der Störfallverordnung entspricht dieser Definition. Das Arbeitsmedium CO₂ ist nicht unter den gefährlichen Stoffen gemäß der genannten Definition enthalten und ist in keine der genannten Gefahrenkategorien (H Gesundheitsgefahren, P Physikalische Gefahren, E Umweltgefahren, O Andere Gefahren) einzuordnen.

Sollten in Neben- oder Teilanlagen des Kavernenspeicherkraftwerks Stoffe gemäß Anhang 1 der Störfallverordnung verwendet werden ist entsprechend Ihrer Menge eine Einstufung in die untere oder obere Klasse durchzuführen und die Vorschriften gemäß dem zweiten Teil der Störfallverordnung zu erfüllen.

10.3.5 **Abschätzung der Verfahrensdauer**

In genehmigungsrechtlicher Hinsicht konnten, wie in den vorstehenden Abschnitten beschrieben, für die Nutzung von superkritischem CO₂ zur Energiespeicherung in Salzkavernen keine wesentlichen Unterschiede zur bisherigen Praxis bei der Erdgasspeicherung ermittelt werden. Es wird erwartet, dass in Bezug auf die Errichtung das Bergrecht gegenüber energiewirtschaftlichen Aspekten überwiegt, welche jedoch für den Betrieb zu beachten sind.

Planungsrechtlich sind weder eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) noch ein Planfeststellungsverfahren zwingend vorgeschrieben. Aus den Erfahrungen mit CCS ist allerdings zu erwarten, dass die Genehmigungsbehörde den in der Bevölkerung durchaus vorhandenen Unsicherheiten und Bedenken gegenüber einer neuen Technologie Rechnung tragen wird und ein eher konservatives Vorgehen bevorzugen wird.

Nach Angaben des Umweltbundesamtes betrug die Dauer einer UVP in den Jahren 2009-2018 in der Regel zwischen 12 und 24 Monaten, jedoch in komplexen Fällen bis zu 36 Monaten, wobei im vereinfachten Verfahren in etwa die Hälfte dieses Zeitraumes anzusetzen wäre (Umweltbundesamt, Dauer der UVP Verfahren von der öffentlichen Auflage bis zur Entscheidung in den Jahren 2009 bis 2018, 2018a) .

UVP-Feststellungsverfahren dauern in der Regel 2-3 Monate (Umweltbundesamt, Dauer der Feststellungsverfahren von 2009 bis 2018, 2018b), Rechtsmittelverfahren zwischen 3 und 6 Monaten (Umweltbundesamt, Dauer der Rechtsmittelverfahren von 2009 bis 2018, 2018c).

Bei einem Planfeststellungsverfahren ist mit einer Dauer von ca. 3 Jahren zu rechnen (Landesbetrieb Straßenbau Nordrhein-Westfalen, 2022).

Energiespeicherung mittels ESsCO₂ unterliegt formal auch nicht der Störfallverordnung (12.BImSchV). Unter Beachtung der großen CO₂-Menge in den Kavernen sowie der Stoffeigenschaften (hohe Dichte, erstickende Wirkung) sollten mögliche Auswirkungen auf die Umgebung in einem Störfall jedoch in Analogie hierzu betrachtet, dokumentiert und kommuniziert werden, insbesondere um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu gewährleisten.

Zur Verkürzung von Genehmigungszeiträumen sowie Vermeidung gegenseitiger Beeinflussung sollten Anträge für die Transportleitung und den Energiespeicher parallel, aber separat erfolgen.

Für den Anschluss und für den Betrieb von Energieerzeugungsanlagen, die an das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers angeschlossen werden, gilt die Richtlinie des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz – TAB Mittelspannung 2008“ zusammen mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), zuletzt geändert am 10.8.2021.

Die Errichtung eines Energiespeichers mittels superkritischem CO₂ sollte vorzugsweise durch oder in enger Verbindung mit einem Betreiber eines regenerativen Energieparks er-

folgen, um die Möglichkeiten der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, 2021), insbesondere in § 19, Absatz (3) in Bezug auf Vergütung des vom Speicher abgegebenen Stromes und in § 61I, Absatz (1) hinsichtlich der Vermeidung der EEG-Umlage nutzen zu können.

10.3.6 **Akzeptanz im Anlagenumfeld**

Neben dezentralen Energieanlagen, wie z.B. Biogas- und Windenergieanlagen, bilden Energiespeicher einen wichtigen Baustein bei der Transformation der Energiesysteme von konventionellen Energieträgern hin zu einer Energieversorgung aus erneuerbaren Energien.

Obwohl die Mehrheit der deutschen Bevölkerung der Energiewende positiv gegenübersteht, werden die rechtlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren von Energieanlagen häufig von Widerständen und Protesten seitens der Öffentlichkeit begleitet, insbesondere wenn diese Anlagen in Nachbarschaft der unmittelbaren Wohnumgebung errichtet und betrieben werden sollen.

In Ergänzung des bestehenden Rechtsrahmens für Betriebsgenehmigungen ist durch frühzeitige Bevölkerungsbeteiligung besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass eine konstruktive Konfliktaustragung ermöglicht wird und die Akzeptanz durch die Bevölkerung in den rechtlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren dauerhaft gesichert werden kann (Huge & Roßnagel, 2018).

Dabei ist auch zu beachten, dass eine anfängliche Akzeptanz in der Bevölkerung später insbesondere durch die Dauer von Belastungen oder aber durch fortlaufende Erweiterungen auch schwinden und sich in heftigen Widerstand wandeln kann.

Eine bewährte Methode zur Akzeptanzförderung ist es, die lokalen Interessen von Anwohnern und Kommunen frühzeitig zu recherchieren und hierzu begleitende Maßnahmen, wie Infrastrukturentwicklung, Fördermaßnahmen oder Beteiligungen zeitlich, organisatorisch und finanziell in den Projektrahmen einzugliedern.

10.3.7 **Besonderheiten des Elektroenergieanschlusses**

Für den Anschluss und für den Betrieb von Anlagen (Kundenanlagen) zum Bezug aus und die Einspeisung von Elektroenergie in das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers, gelten die Richtlinien des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz – TAB Mittelspannung 2008“ (BDEW(a), 2008) und die „Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (BDEW(b), 2008).

Entsprechende Zertifizierungsanträge für Erzeugungsanlagen sind im Internet verfügbar (fgh-ma, 2022) bzw. (DNV, www.dnv.de, 2022).

Zugehörige komplette Antragsunterlagen können ebenfalls über das Internet bezogen werden (VDE, 2022) bzw. (DNV, www.dnv.de, 2022).

Die BDEW-Richtlinien gelten zusammen mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. Allerdings beschränken sich die Richtlinien im Wesentlichen auf die technischen und organisatorischen Aspekte des Netzanschlusses.

Von enormer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit und damit Realisierbarkeit eines Energiespeichers sind aber neben den Bezugskosten und Erlöse für die zu speichernde Elektroenergie insbesondere die sonstigen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Elektroenergiebezug, die Wiedereinspeisung in das Netz sowie die hierfür anfallenden Gebühren, Abgaben und Steuern. Im Genehmigungs- und Projektentwicklungsprozess begangene Fehler können die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers irreparabel beeinträchtigen bzw. mögliche Erträge nachdrücklich mindern.

Diesbezügliche Aspekte wurden aus diesem Grunde bereits im vorhergehenden Abschnitt 10.2 betrachtet und sollen deshalb an dieser Stelle lediglich nochmals in Erinnerung gerufen werden.

11 Ausblick

Die im Folgenden dargestellten Optionen sind im Lauf der Projektbearbeitung entstanden unter der Zielstellung eine höhere Leistungsausbeute und einen höheren Wirkungsgrad bei der Energiespeicherung mit CO₂ zu erreichen und sollten in weiterführenden Projekten vertieft untersucht werden.

11.1 sCO₂-Energiespeicherbergwerk

Um die theoretisch möglichen Leistungen und Wirkungsgrade weitgehend auszuschöpfen bietet es sich an, die sCO₂-Turbine und den Kompressor untertage in einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk im Tiefenniveau der Kavernen zu installieren. Neben geringeren Energieverlusten entfällt dabei auch die technische Beschränkung des Durchmessers von Rohrtouren, die bei Kavernenbohrungen von übertage besteht.

Berechnungen zur technischen Auslegung der superkritischen CO₂-Turbine zeigen, dass die erreichbare Leistung bezogen auf den Massenfluss durch die Turbine mit zunehmenden Eingangsdruck und wachsender Temperatur steigt (Abbildung 11-1). Die theoretisch unter den gegebenen Randbedingungen ($p_{in} = 30$ MPa, $p_{out} = 7,4$ MPa, $T = 60$ °C) erreichbare Spitzenleistung der sCO₂-Turbine beträgt 28 kW/kg/s. Bei einer Durchflussrate von 10.000 kg/s entspricht dies einer theoretischen Spitzenleistung von 280 MW. Dies würde voraussetzen, dass die sCO₂-Turbine in 1500 m Tiefe installiert ist und der Druckabfall in der 30" (76,2 cm) Rohrleitung von der Kaverne zur Turbine infolge Reibungsverlust vernachlässigbar ist.

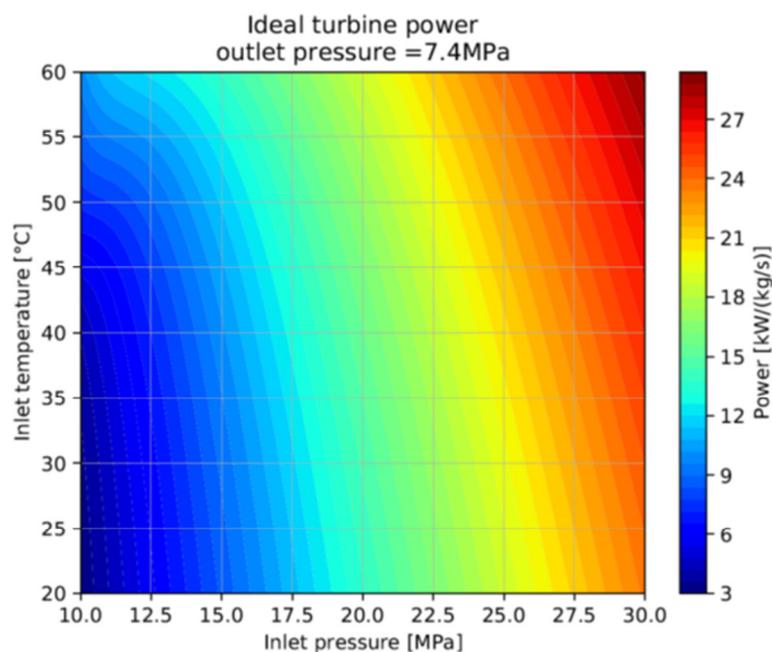


Abbildung 11-1 Berechnungen zur sCO₂-Turbinenleistung in Abhängigkeit vom Eingangsdruck und der Temperatur bei Turbinenausgangsdruck von 7,4 MPa.

Bei einer übertägigen Anordnung der sCO₂-Turbine und Verbindung der Hochdruckkaverne (HPC) in 1500 m Tiefe und der Niederdruckkaverne (LPC) in 800 m Tiefe über eine 20“ (50,8 cm) Rohrtour liefert die Berechnung unter Berücksichtigung des reibungs- und gravitationsbedingten Druckverlustes eine Spitzenleistung um 10 MW bei einer Durchflussrate von 1400 kg/s. Der gravitationsbedingte Druckverlust liegt allein bei ca. 12 MPa und der reibungsbedingte Druckverlust bei 3 MPa, sodass ein um ca. 15 MPa reduzierter Eingangsdruck an der sCO₂-Turbine ansteht.

In einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk, bei dem die sCO₂-Turbinen und Kompressoren untertage auf kürzester Distanz zu den Speicherkavernen installiert sind, können durch den Wegfall der gravitations- und reibungsbedingten Energieverluste infolge der km-langen Rohrtouren bis zur Tagesoberfläche wesentlich höhere Leistungen erzielt werden.

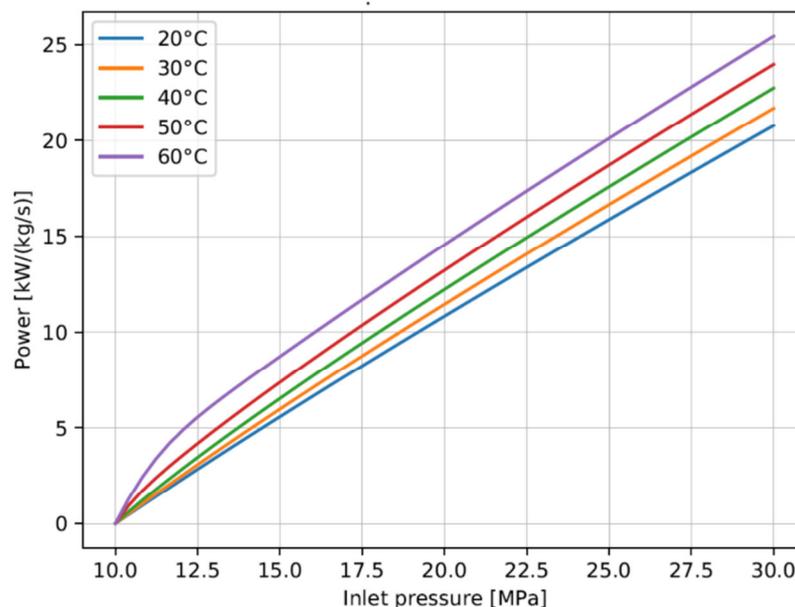


Abbildung 11-2 Berechnungen zur sCO₂-Turbinenleistung in Abhängigkeit vom Eingangsdruck und der Temperatur bei einem Turbinenausgangsdruck von 10 MPa (Minkley et al., 2021)

Bei einer Tiefenlage des Kavernendaches bzw. der letzten zementierten Rohrtour (LzRT) in 1000 m Tiefe ergibt sich ein maximal möglicher sCO₂-Speicherdruck in den Kavernen von 20 MPa. Für die Leistung der sCO₂-Turbine folgt bei diesem Turbineneingangsdruck und einer Temperatur von 50 °C ein Wert um 13 kW/kg/s, wie aus den durchgeführten Berechnungen im Projekt ESsCO₂ hervorgeht (Abbildung 11-2). Bei einer Durchflussrate von 10.000 kg/s (30“ Rohrleitung, Durchmesser 76,2 cm) ergibt sich damit theoretisch eine Spitzenleistung der sCO₂-Turbine von 130 MW unter Vernachlässigung von Rohrreibungsverlusten und Hö-

hendifferenzen bei Installation der Turbine in einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk im unmittelbaren Hangenden im Pfeiler zwischen den Kavernen (Abbildung 11-3).

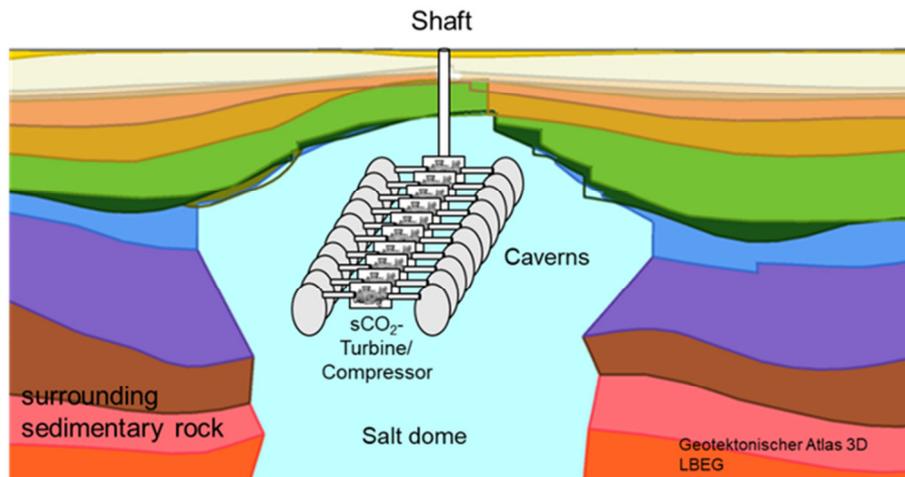


Abbildung 11-3 Prinzipschema sCO₂-Energiespeicherbergwerk in einem Salzstock mit Leistung im GW-Bereich

Die Durchmesser von Gasspeicherkavernen liegen in Deutschland bei 90 m und von Solegewinnungskavernen im Bereich von 120 m bis 150 m. Bei Pfeilerbreiten zwischen den Kavernen von 200 m ergeben sich bei einer Anordnung der sCO₂-Turbinen zwischen den Kavernen, wie in Abbildung 11-3, Rohrleitungen mit Längen kleiner 100 m, sodass der Turbineneingangsdruck und damit die Turbinenleistung nahe der theoretisch erreichbaren Spitzenleistung liegt.

Der Bau von sCO₂-Energiespeicherbergwerken (Abbildung 11-3) bietet darüber hinaus den Vorteil, dass neben dem Speicherreservoir sich alle technischen Einrichtungen untertage befinden. Dies hat folgende Vorteile:

- Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Effizienz der Energiespeicherung durch geringere Druckverluste bei größeren Bohrlochdurchmessern mit großen Massenströme
- Erhöhung der Sicherheit durch untertägige Anordnung aller technischen Anlagen
- konstante Umgebungstemperatur, kürzerer Startvorgang
- geringer Flächenverbrauch über Tage

Ein sCO₂-Energiespeicherbergwerk mit 100 Kavernen in einem Salzstock könnte 5 GW Spitzenleistung liefern. sCO₂-Energiespeicherbergwerke sind als Spitzenlastkraftwerke (Kurzzeitspeicher) geeignet, und können darüber hinaus Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung) zur Netzstabilisierung zur Verfügung stellen und besitzen als mechanischer Druckspeicher in Verbindung mit sCO₂-Turbinen die Fähigkeit zum Netzwieder-

aufbau (Schwarzstart). sCO₂-Energiespeicherbergwerke können damit direkt zur Stabilisierung des Stromnetzes und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Für die Errichtung eines Pilotprojektes zur Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ könnten stillgelegte Salzbergwerke genutzt werden. Um die Kosten bei der Errichtung eines sCO₂-Energiespeicherbergwerkes zu reduzieren, könnte auch der Salzstock Gorleben (Eickemeier, Heusermann, Knauth, Minkley, Nipp, & Popp, 2013) in Betracht gezogen werden, der als Endlagerstandort für wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle in Deutschland ausgeschieden ist (BGE, 2020).

Für die vertikale Bohrlochlagerung im Salzstock Gorleben wurden im Endlagerkonzept ausgehend von den untertägigen Steinsalzstrecken 300 m tiefe verrohrte Bohrungen mit einem Durchmesser von 70 cm und einer Wandstärke von 5 cm betrachtet, die einem lithostatischen Druck von 40 MPa standhalten (GRS, 2017) (Minkley & Lüdelling, Deep Borehole Disposal in Salt Rocks, 2016). Analog zu diesem technischen Konzept könnten Kavernen in 1500 m Tiefe angelegt werden und die sCO₂-Turbinen und Kompressoren in Strecken darüber in 1200 m Tiefe installiert werden. Entsprechend der nur 300 m langen Rohrverbindungen würden geringe gravitations- und reibungsbedingte Druckverluste auftreten und der Turbineneingangsdruck nur einige Megapascal unter 30 MPa liegen bei gleichzeitig hohen sCO₂ Temperaturen. Dies würde hohe sCO₂-Turbinenleistungen ermöglichen (Abbildung 11-1 und Abbildung 11-2). Das Erkundungsbergwerk Gorleben ist bereits durch zwei Schächte und Strecken im Steinsalz erschlossen, was die Investitionskosten bei einer Nachnutzung als sCO₂-Energiespeicherbergwerk erheblich reduzieren würde.

Bei der horizontalen Bohrlochlagerung der radioaktiven Abfälle sind verrohrte Bohrungen von 95 m Länge mit Durchmesser 30“ und massiven Stahl liner mit Wandstärke von 10 cm vorgesehen, die den hohen thermomechanischen Beanspruchungen mit Temperaturen bis 200°C langfristig standhalten (GRS, 2018). Die Stahlverrohrung bei der Bohrlochlagerung wird vorgesehen, um eine Rückholung der Abfälle gewährleisten zu können. Die Bohrlochlängen wurden auf kleiner 100 m begrenzt, da hierfür eine Bohrtechnologie ohne Flüssigkeitsspülung im Salzgebirge zur Verfügung steht. In einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk kann die Wandstärke der Stahl liner deutlich reduziert werden, da ein Innendruck über 7,4 MPa aufrechterhalten wird und die Temperaturen < 100 °C sind.

11.2 Transkritische Energiespeicherung mit CO₂

Die transkritische thermomechanische Druckspeicherung von CO₂ in einem geschlossenen System hat den Vorteil, dass durch den Übergang vom superkritischen Zustand zum Gas bei einer Druckabsenkung unter den kritischen Punkt deutlich mehr Energie dem Speicher ent-

nommen werden kann. Bei einer Druckabsenkung bis auf Atmosphärendruck vergrößert sich das Volumen des CO₂ um einen Faktor von bis zu 500, wie es bei CO₂ blow-outs im Kali-bergbau, siehe Abbildung 3-5, eingetreten ist (Minkley W. , Knauth, Fabig, & Farag, 2015).

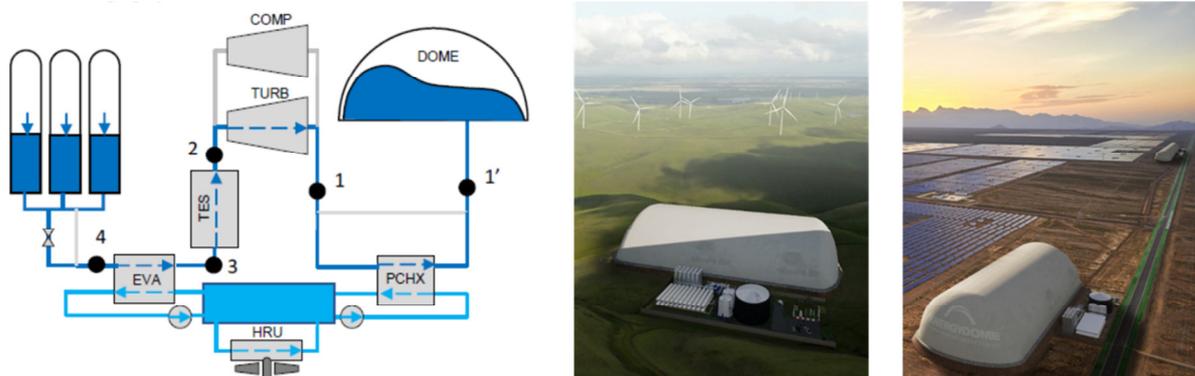


Abbildung 11-4 Energy Dome: Transkritische adiabatische CO₂ Energiespeicherung übertage (MacCarini, 2021): Hochdrucktanks aus Stahl bei Drücken < 100 bar, Niederdrucktank für Atmosphärendruck mit Kunststoffhülle, Pilotprojekt 2,5 MW Leistung, kommerziell 25 MW und 100 MWh

Für ein adiabates CO₂-Druckspeicher System mit Stahldrucktanks übertage (Abbildung 11-4) und CO₂-Speicherung im superkritischen (10 MPa) oder flüssigen Aggregatzustand (6,5 MPa) bei Entspannung auf Atmosphärendruck in einem geschlossenen Kreislauf wird eine Round Trip Efficiency (RTE) von 76 % angegeben (Manzoni, Patti, MacCarini, & Traverso, 2021). Die bei der Kompression des CO₂ vom Atmosphärendruck auf den Speicherdruck erzeugte Wärme mit einem Temperaturanstieg über 400°C wird in einem Hochtemperatur-Hochdruck-Wärmespeicher zwischengespeichert und dem CO₂ vor Eintritt in die Turbine zur Stromerzeugung wieder zugeführt. Durch die separate Speicherung der Wärme in einem thermischen Energiespeicher (TES, Abb. 4-4), wird das CO₂ kondensiert und kann im flüssigen Zustand mit hoher Dichte in relativ kleinen Behältern bei Umgebungstemperatur gespeichert werden.

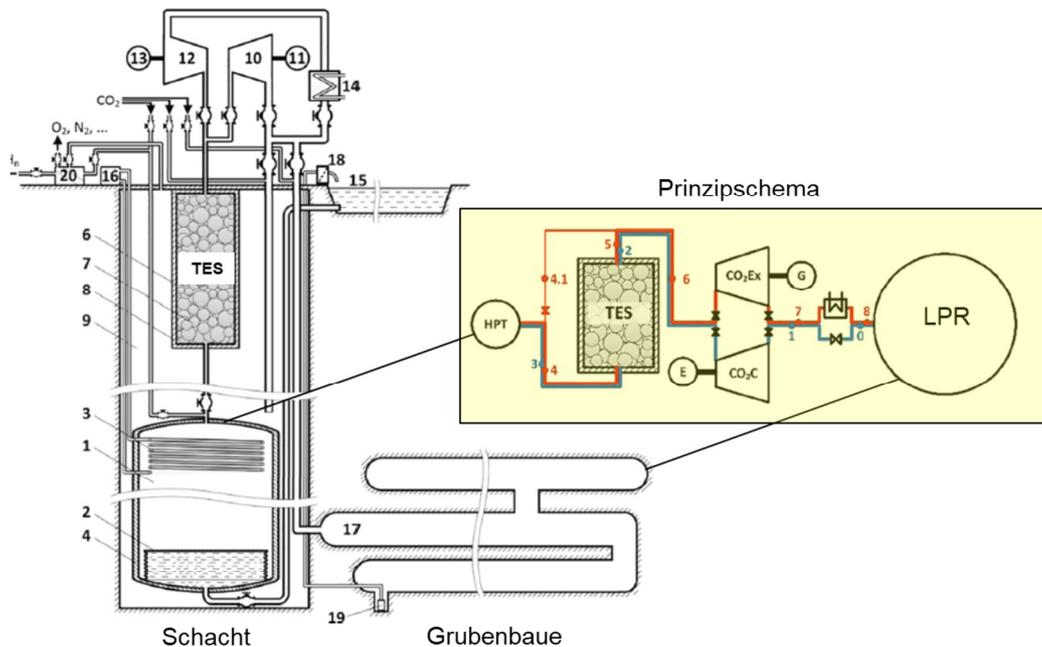


Abbildung 11-5 Prinzip der transkritischen adiabaten Druckspeicherung von CO₂ mit Hochdrucktank HPT und thermischen Energiespeicher TES im Schacht, Niederdruckreservoir LPR in Grubenbauen, CO₂-Turbine und Kompressor übertage (Bartela, Sotorek-Osikowska, Dykas, & Stanek, 2021)

Von (Bartela, Sotorek-Osikowska, Dykas, & Stanek, 2021) wird vorgeschlagen, zur transkritischen Druckspeicherung von CO₂ die Infrastruktur stillgelegter Kohlebergwerke zu nutzen. Ein Hochdrucktank aus Stahl kann in Schächte eingebaut werden und als Niederdruckreservoir bei Atmosphärendruck können die untertägigen Bergbauhöhlräume genutzt werden (Abbildung 11-5). Die Berechnungen wurden für CO₂ Drücke im Bereich 10 – 20 MPa (Hochdrucktank) und 0,1 – 1 MPa (Niederdruckreservoir) durchgeführt bei CO₂ Temperaturen nach Austritt aus dem thermischen Speicher im Bereich von 400 – 600°C. Der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad der thermomechanischen transkritischen Energiespeicherung wird mit 64 % bis 75 % angegeben.

Bei untertägiger transkritischer thermomechanischer Druckspeicherung von CO₂ in Salzkavernen kann der Hochtemperatur-Hochdruck-Wärmespeicher entfallen, wenn die Kaverne z.B. mit Gesteinsschotter als Wärmespeichersubstanz (siehe Tabelle 11-1) gefüllt und dadurch gleichzeitig stabilisiert wird. Die Energiedichte bei transkritischer thermomechanischer Druckspeicherung von CO₂ liegt höher als bei CAES (Liu, He, Borgia, Pan, & Oldenburg, 2016). Das Volumen der Hochdruckspeicherkaverne kann deshalb relativ klein gehalten werden, während die Niederdruckspeicherkavernen in Abhängigkeit vom gewählten Speicherdruck von einigen Megapascal oder Atmosphärendruck bedeutend größer ist.

Vorteile der transkritischen thermomechanischen Energiespeicherung mit CO₂ in einem geschlossenen thermodynamischen Prozess sind:

- hoher Wirkungsgrad wie bei Pumpspeicherkraftwerken
- hohes Leistungs- und Energiespeichervermögen
- aufgrund der relativ geringen Dichte des CO₂ bei den hohen Temperaturen geringe gravitationsbedingte Druckverluste bei Installation von Turbine/Kompressor übertage

Abbildung 11-6 zeigt ein Beispiel für eine real vorhandene Kavernenkonfiguration zur transkritischen thermomechanischen Energiespeicherung mit CO₂.

Um den hohen Temperaturen während der transkritischen Kompression und den hohen zyklischen Druckänderungen in der Hochdruckkaverne standzuhalten, wird sie zur Stabilisierung mit Felsschotter verfüllt. Der Vorteil von Salzgestein ist, dass es zur behälterlosen Hochdruckspeicherung von Gasen, ohne Dichtheitsverlust auch bei hohen Temperaturen geeignet ist.

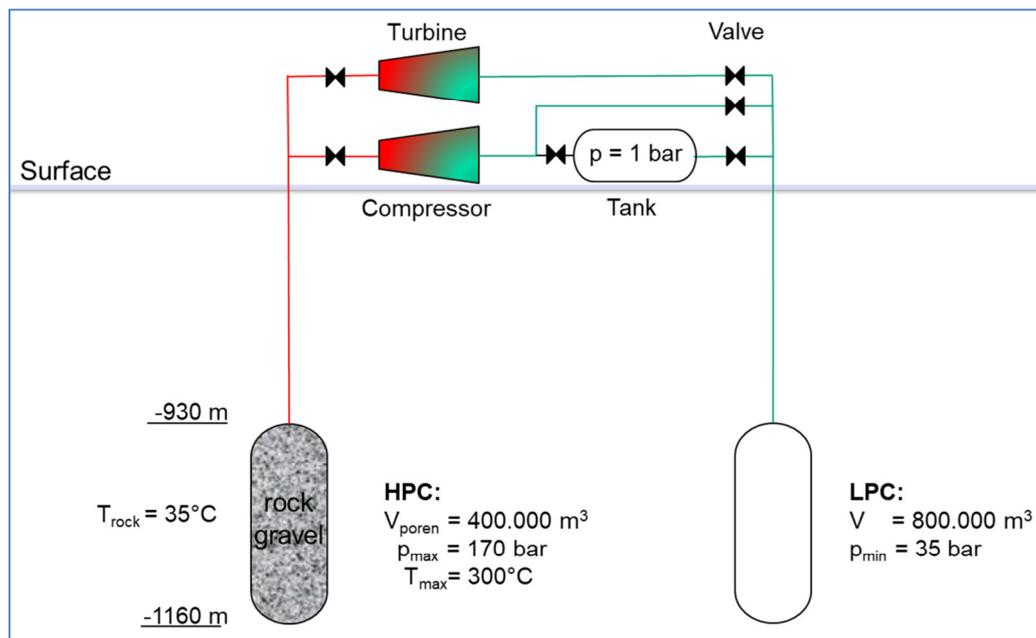


Abbildung 11-6 Transkritische thermomechanische Energiespeicherung mit CO₂. Bei 300°C und 170 bar beträgt die Dichte des superkritischen CO₂ in der Kaverne 163 kg/m³ und der gravitationsbedingte Druckverlust von der untertägigen Kaverne bis zum Eingang der CO₂-Turbine übertage nur 15 bar

Vor der Verdichtung kann ein Teil des aus der Niederdruckkaverne entnommenen CO₂ oberirdisch in einem Tank entspannt werden, um bei der anschließenden Verdichtung höhere Temperaturen zu erreichen (Abbildung 11-7). Es kann ausreichen, anstelle des Tanks ein

regulierbares Druckreduzierventil (Drosselventil) einzusetzen. Ziel ist es, die Temperatur von 300 °C in der Hochdruckkaverne nach jedem Zyklus mit Hilfe eines Teilstroms des Fluids über das regelbare Druckreduzierventil oder den Tank wieder zu erreichen.

Bei der relativ geringen Dichte des superkritischen CO₂ infolge der hohen Temperaturen ist der gravitationsbedingte Druckabfall von der Kaverne zur Turbine relativ gering, so dass eine oberirdische Aufstellung von Turbine und Verdichter wegen der geringeren Kosten wieder interessant wird.

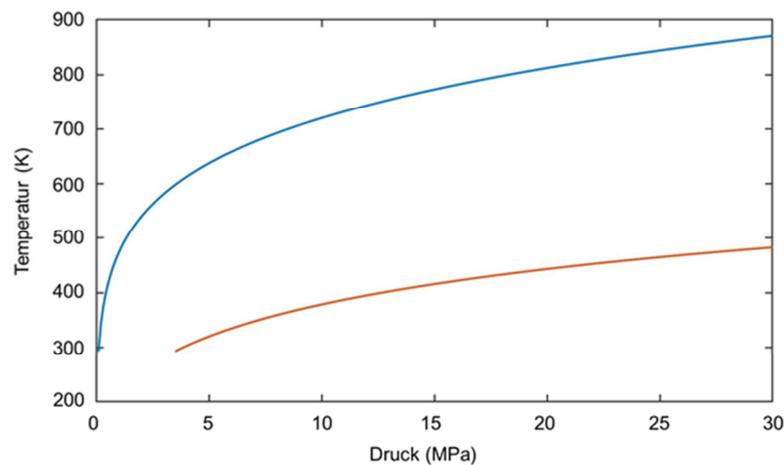


Abbildung 11-7 Temperaturentwicklung bei transkritischer Kompression von CO₂

Das in Hohlräumen im Salzgebirge gespeicherte sCO₂ kann bis auf einige hundert Grad Celsius erwärmt werden. Für diesen Temperaturbereich liegen experimentelle Untersuchungsergebnisse und thermomechanische Berechnungsergebnisse zum Dichtheits- und Integritätsverhalten von Steinsalz aus der Endlagerforschung Wärme entwickelnder radioaktiver Abfälle vor (Minkley, Brückner, & Lüdeling, Percolation in salt rocks, 2018). Bei den hohen Temperaturen ist es erforderlich, den Kavernenhohlraum zu stabilisieren, um der kriechebedingten Reduzierung des Kavernenvolumens aufgrund der erhöhten Kriechrate im Salzgestein entgegen zu wirken. Hierfür kann Gesteinsschotter/-split z.B. Granit verwendet werden, der eine höhere volumetrische Wärmekapazität im Vergleich zu sCO₂ bei diesen hohen Temperaturen aufweist (Tabelle 11-1).

Tabelle 11-1 Wärmekapazitäten verschiedener Stoffe in Abhängigkeit von Temperatur und Druck

Stoff	Temperatur [°C]	Druck [MPa]	spezifische Wärmekapazität c_p [kJ/(kg·K)]	volumetrische Wärmekapazität [MJ/(m ³ ·K)]
Wasser	0 - 100	0,1	4,18	4,18
sCO ₂	60	20	2,50	1,81

	60	30	2,01	1,67
	100	20	2,37	1,14
	100	30	2,05	1,36
	200	20	1,38	0,36
	200	30	1,52	0,59
Granit	0 - 800	0 - 30	1	2,7

Die K+S hat zahlreiche Schächte mit Schotter verwahrt, sodass diese Technologie im Kali-bergbau zur Hohlraumverfüllung technisch erprobt ist. Bei Temperaturen höher als die initiale Gebirgstemperatur treten Hebungen im Gebirge auf, die abgeleitet aus der Endlagerforschung bei 200 °C über einen Zeitraum von 100 Jahren im Meterbereich liegen (Knauth, et al., 2018).

Für eine transkritische thermomechanische Energiespeicherung mit CO₂ können auch stillgelegte Salzbergwerke nachgenutzt werden. Als Hohlraum für die Niederdruckspeicherung des CO₂ bieten sich stillgelegte Kali- und Steinsalzbergwerke an (Abbildung 11-8), die ausreichend große Hohlraumvolumina von mehreren zehn Millionen m³ aufweisen können, sodass der Niederdruck bei Atmosphärendruck liegen kann. Dies hat den Vorteil, dass nahezu die gesamte in der Hochdruckkaverne gespeicherte CO₂-Masse durch die Expansionsturbine fließt. Da CO₂ unter normalen Bedingungen schwerer ist als Luft, konnte bei den zahlreichen CO₂-Ausbrüchen im Werra-Kalirevier (Minkley W. , Knauth, Fabig, & Farag, 2015) und Abbildung 3-5 nur dann CO₂ aus den Schächten entweichen, wenn das Hohlraumvolumen des Bergwerks kleiner war als das freigesetzte CO₂-Volumen.

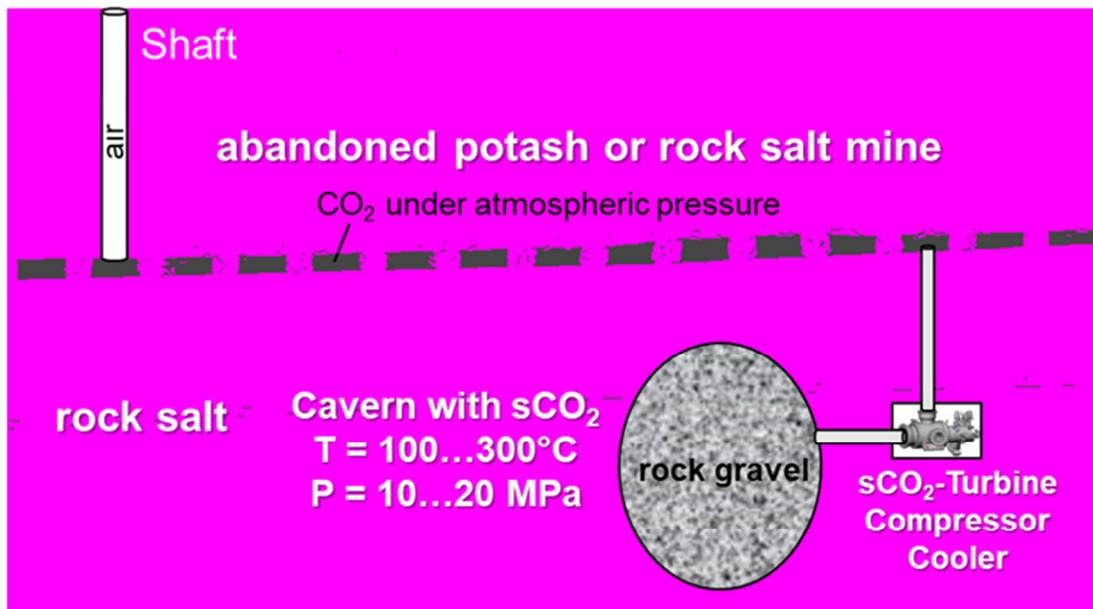


Abbildung 11-8 Grundprinzip der transkritischen thermomechanischen adiabatischen CO₂-Energiespeicherung mit Hochdruckspeicherkaverne und stillgelegtem Salzbergwerk als Niederdruckreservoir in einem geschlossenen Kreislauf (Minkley, Brandt, Dostal, & J., *Energy storage in salt caverns with supercritical CO₂*, 2022)

11.3 Adiabate Druckluftspeicherung

Die thermomechanische transkritische adiabatische Druckspeicherung von CO₂ in einem geschlossenen System sollte mit der adiabaten Druckluftspeicherung verglichen werden und auf technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit geprüft werden.

Bei bisherigen Projekten für adiabatische Druckluftspeicher war vorgesehen, die infolge Kompression der Luft entstehende Wärme in separaten Hochtemperatur-Hochdruck Wärmespeichern über Tage zu speichern (siehe Abbildung 2-9 und Abbildung 11-9). Dies führt zu einem hohen technisch konstruktiven Aufwand und zu hohen Kosten, an denen derartige Projekte z.B. von RWE am Standort Staßfurt bisher gescheitert sind (Moser P., 2014).

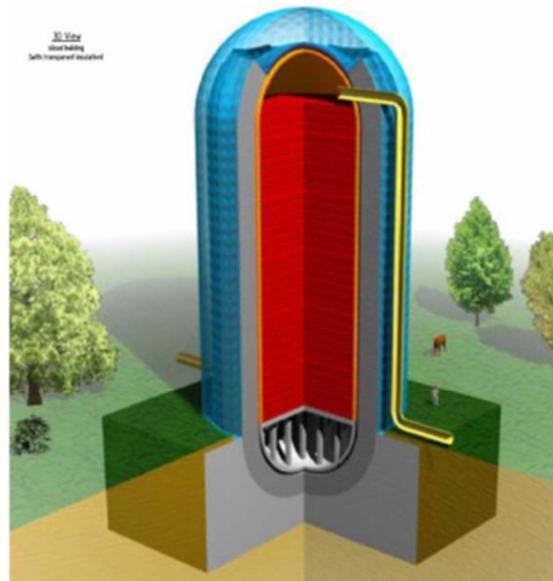


Abbildung 11-9 Kavernenförmiger Hochtemperatur-Hochdruck Wärmespeicher über Tage für adiabaten Druckluftspeicher bestehend aus druckstabiler Betonumhüllung und Wärmespeichermaterial (Crotagino & Hübner, 2008)

Bei der Kompression der Luft entstehen deutlich höhere Temperaturen als bei der Kompression von CO_2 (Abbildung 11-10). Um nicht mit zu hohen Temperaturen zu arbeiten, kann auch eine Zwischen- bzw. Nachkühlung erfolgen (Moser P. , 2014).

Bereits bei einem Speicherdruck um 100 bar werden bei isentropen Wirkungsgraden $< 0,9$ bei Kompression der Luft Temperaturen über 800 °C erreicht (Abbildung 11-10), bei der Steinsalz schmilzt. Adiabate Druckluftspeicher mit direkter Wärmespeicherung im Verfüllmaterial (Gesteinsschotter/-split) der Kaverne sind im Salzgebirge in geringer Tiefe um 500 m anzulegen, um bei maximalen Speicherdrücken kleiner 100 bar die Temperaturen unterhalb der Schmelztemperatur von Steinsalz zu halten.

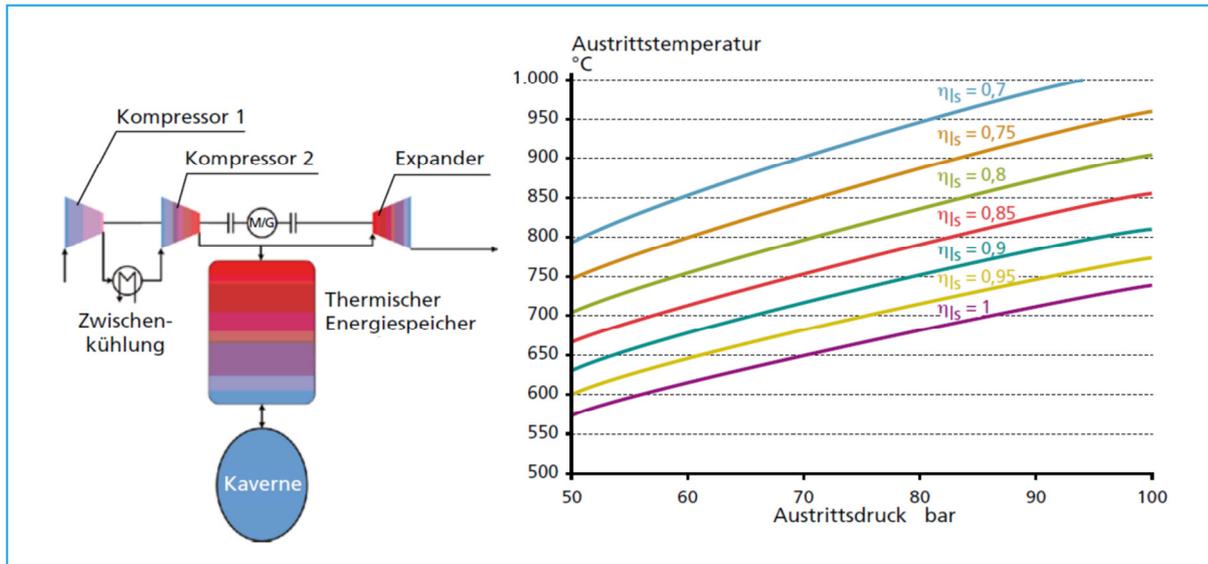


Abbildung 11-10 Prozessfließbild des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks (links) sowie Kompressoraustrittstemperatur und-druck für gegebene isentrope Wirkungsgrade (rechts), (Zunft S. e., 2011)

In Tabelle 11-2 sind die Leistungsparameter für ein Pilotprojekt eines adiabaten Druckluftspeicher zusammengestellt, bei dem die Wärmespeicherung separat übertage vorgesehen war, das jedoch an dem hohen technischen Aufwand und den damit verbundenen Kosten gescheitert ist.

Tabelle 11-2 Leistungsparameter für adiabaten Druckluftspeicher Pilotanlage Staßfurt mit Hochtemperatur-Hochdruck Wärmespeicher übertage nach (Moser P. , 2014) (Crotogino & Hübner, 2008)

minimaler Speicherdruck p_{\min} (bar)	50
maximaler Speicherdruck p_{\max} (bar)	70
Durchflussrate m_{Luft} (kg/s)	300
Leistung $W_{\text{Generator}}$ (MW)	90
Speicherkapazität E_{cav} (MWh)	360
Kavernenvolumen V_{cav} (m^3)	500.000
Wirkungsgrad (%)	55 bis 70
Gesamtkosten (Mio €)	100 bis 200

Die transkritische thermomechanische CO_2 -Druckspeicherung mit untertägiger Wärmespeicherung in der Kaverne hat gegenüber adiabater Druckluftspeicherung den Vorteil, dass die höheren Kosten für das Versatzmaterial durch den Erlös für das eingelagerte CO_2 kompensiert werden können.

11.4 Verwahrung von Kavernen mit CO₂

11.4.1 Konventionelle Kavernenverwahrung mit Sole

In der internationalen Fachwelt, wie dem Solution Mining Research Institute (SMRI), ist grundsätzlich akzeptiert, dass Kavernen nach Außerbetriebnahme solegefüllt verwahrt werden. Bei Gasspeicherkavernen wird bei Betriebsende das Gas gegen Sole ausgetauscht. In solegefüllten Kavernen steigt nach dichtem Verschluss der Zugangsbohrung der Druck infolge des Temperatenausgleichs zwischen der kälteren Sole und dem wärmeren Gebirge sowie der Volumenkonvergenz durch das aufkriechende Salzgebirge an, bis sich ein Gleichgewichtszustand zwischen geostatischem Überlagerungsdruck und Innendruck eingestellt hat. Allerdings besteht ein exaktes Gleichgewicht nur in Kavernenmitte (Wallner, 1986)

Im Bereich des Kavernendaches ist unter Annahme eines impermeablen Salzgebirges davon auszugehen, dass nach Verschluss der Kaverne durch konvergenzinduzierten Druckaufbau der Fluiddruck über die Gebirgseinspannung ansteigen kann und eine druckgetriebene Perkolations (Minkley W. , Knauth, Brückner, & Lüdeling, 2015) entlang diskreter Fließwege in Gang gesetzt wird. Im Kavernentiefsten überschreitet der Gebirgsdruck leicht den Fluiddruck, sodass die Kaverne dort konvergiert, während im Dachbereich ein Überdruck entsteht mit einer Extensionsbeanspruchung. Der unter Annahme eines impermeablen Salzgesteins theoretisch mögliche Überdruck im Bereich des Kavernendaches lässt sich in erster Näherung nach der Beziehung abschätzen:

$$\Delta p_1 \approx \frac{1}{2} \cdot h_K \cdot g \cdot (\rho_G - \rho_K)$$

mit:

- Δp : Überdruck in Kaverne
- h_K : Kavernenhöhe
- g : Erdbeschleunigung
- ρ_G : Dichte Gebirge
- ρ_K : Dichte Kavernenfüllung

Daraus geht hervor, dass insbesondere an hohen Kavernen ein Potential für einen Überdruck zu erwarten ist und ein Auspressen von Sole trotz dichtem Bohrlochverschluss durch druckgetriebene Perkolations eintritt (KEM-17, 2020). Bei Anstieg des Soledruckes und Erreichen der Perkolationschwelle an der Kavernenkantur setzt eine im Spannungsfeld und an Diskontinuitäten ausgerichtete druckgetriebene Perkolations durch Öffnen von Kristallkorngrenzen im umgebenden Salzgestein ein (intergranular microcracking).

Der Gleichgewichtsdruck bzw. die Perkolationschwelle entspricht dem Soledruck, bei dem die Auspressrate durch kriechbedingte Volumenkonvergenz der Kaverne im Gleichgewicht mit der Abströmrage durch druckgetriebene Perkolation steht (Abbildung 11-11).

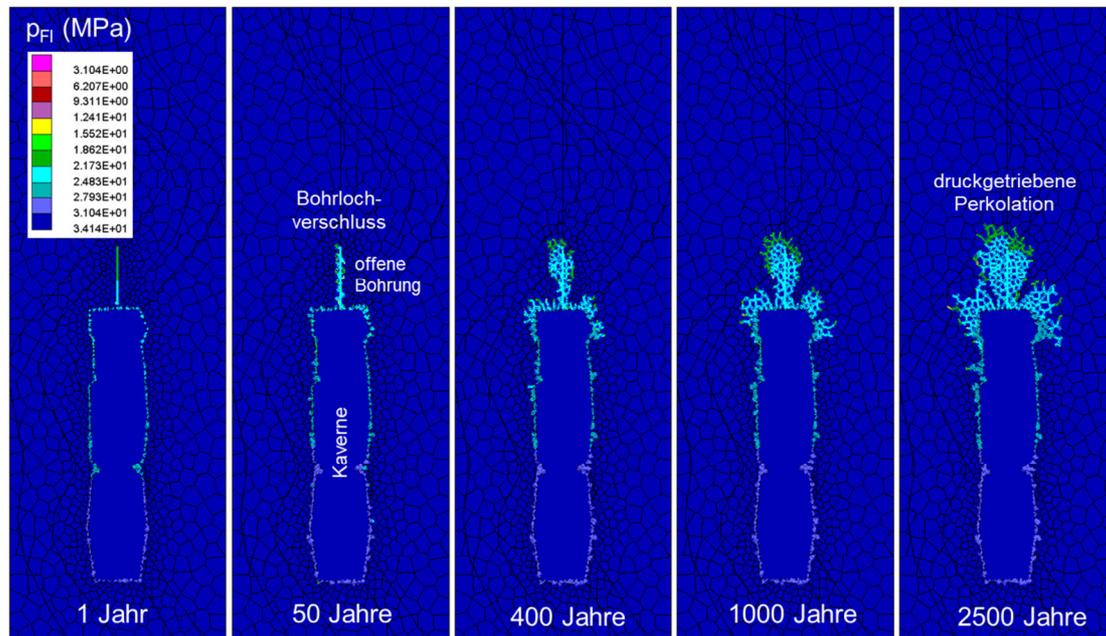


Abbildung 11-11 Gekoppelte mechanisch-hydraulische Modellberechnung zum Auspressen von Sole aus verschlossener Kaverne durch druckgetriebene Perkolation

Druckgetriebene Perkolation setzt bei Annäherung des Fluiddruckes an die minimale Hauptspannung ein (Buzogany, Zander-Schiebenhöfer, Wijermars, & den Hartogh, 2022), die im Salinar bei isotropem Spannungszustand dem lithostatischen Überlagerungsdruck entspricht und wirkt durch Öffnung von Korngrenzen und Diskontinuitäten im polykristallinen Salzgestein wie ein Sicherheitsventil, sodass es zu einer verstärkten Leckage von Sole aus der verschlossenen Kaverne ins umgebende Salzgebirge kommt.

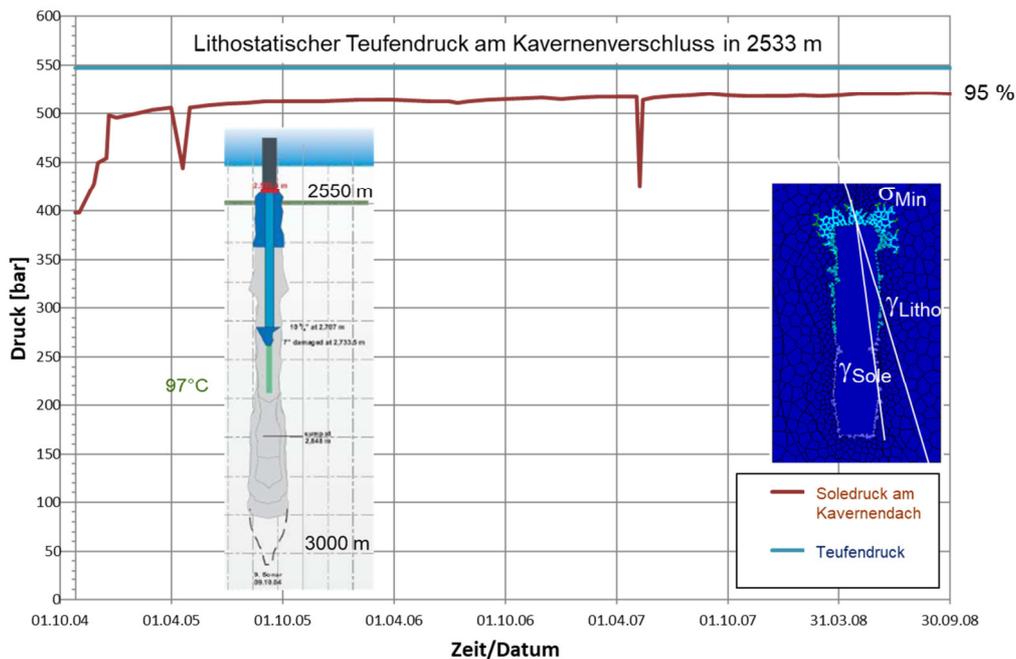


Abbildung 11-12 Druckaufbau in der Kaverne BAS-2 beim In-situ-Test zur Kavernenverwahrung mit Sole (van Heekeren et al., 2009)

Ein In-situ-Versuch zur Kavernenverwahrung mit Sole ist in der Kaverne BAS-2 durchgeführt worden, die in einer Tiefe zwischen 2500 m und 3000 m liegt (van Heekeren, Bakker, de Ruiten, & Mulder, 2009). Trotz der hohen gemessenen Gebirgstemperatur von 97°C wurde auf einen Temperaturengleich der Sole in der Kaverne deren Temperatur bei ca. 65°C lag verzichtet und vor Verschluss der Kaverne der Soledruck auf 500 bar erhöht. Abbildung 11-12. Nach 4 Jahren hat sich ein Soledruck im Bereich des Kavernendaches eingestellt, der 95 % des ursprünglichen lithostatischen Druckes entspricht und gegen diesen konvergiert. Der Druckaufbau wird durch druckgetriebene Perkolations bei Annäherung des Soledruckes an die minimale Gebirgsspannungskomponente an der Kavernenfirste begrenzt.

Aufgrund des kriech- und temperaturbedingten langsamen Druckaufbaus mit Verhinderung des für einen Frac erforderlichen hohen Überdruckes kann ein makroskopischer Frac-Vorgang ausgeschlossen werden. Erreicht die druckgetriebene Soleperkolations im Langzeitprozess den Top der Salzformation, kann es zu Versalzungen in darüber lagernden Grundwasserleitern kommen.

11.4.2 Natürliche Analoga zur Langzeitspeicherung von CO₂ im Salzgebirge

In der Salzlagerstätte des Werra-Reviere sind enorme Mengen an CO₂ gespeichert, die vor etwa 20 Mio. Jahren durch magmatische Intrusionen während des tertiären Vulkanismus in die Salzformationen eingedrungen sind. Im Gefolge des Basaltmagmatismus stiegen CO₂ bzw. CO₂-führende wässrige Lösungen auf. Diese wandelten einen Teil der primären Salzgesteine, insbesondere den leicht löslichen Carnallit um. Bei der Abkühlung und Rekrystalli-

sation wurde CO₂ in den Umwandlungssalzen, vorwiegend im sekundären Sylvinit eingelagert (Giesel et al., 1989). Das sich hauptsächlich auf den Korngrenzen befindliche CO₂ wird als mineralgebunden bezeichnet. Darüber hinaus wurde CO₂ in kavernen Hohlräumen und Spalten eingeschlossen. Hier spricht man von freiem Gas, welches beim Anbohren als Bläser in Erscheinung tritt. In der Kalilagerstätte des Werrareviers sind weltweit die größten CO₂-Salz-Ausbrüche eingetreten. Im Werra-Kalirevier kommt es häufig zu Gasfreisetzungen durch Sprengungen oder Bohrungen.

Der erste große CO₂-Ausbruch ereignete sich am 07.07 1953 in der Grube Menzengraben und wurde durch eine ferngezündete Sprengung bei ausgefahrener Belegschaft ausgelöst. Dabei trat CO₂ aus dem Schacht aus, wodurch drei Menschen übertage starben (Junghans, Der schwere CO₂-Ausbruch auf der Schachtanlage Menzengraben des VEB Kaliwerk Heiligenroda am 07.07.1953, seine Ursachen und Folgen, 1953). Es entstand ein Ausbruchshohlraum von etwa 100 m Länge, der bis 20 m ins hangende Steinsalz hochreicht. Die Abförderung des ausgeworfenen Salzes, hauptsächlich Carnallit, ergab 60.000 t (Junghans, Neue Beobachtungen über das Auftreten von CO₂ im Werra-Kalibergbau, 1955). Über 1 Mio. m³ Gas wurden freigesetzt (Duchrow, Thoma, Maggraf, & Salzer, 1988). Entsprechend der Teufe von 588 m und einem lithostatischen Überlagerungsdruck von 144 bar muss sich das im visko-plastischen Salzgestein eingeschlossene CO₂ im flüssigen Zustand befunden haben.

Beim größten Gas-Salz-Ausbruch im Sylvinit wurden 110.000 t Salz ausgeworfen und 2 Mio. m³ CO₂ freigesetzt (Salzer, 1991). Durch die Entspannung und Freilegung des Salzgesteins beim Sprengen oder Anbohren erfolgt im eingeschlossenen CO₂ eine Phasenumwandlung vom flüssigen in den gasförmigen Aggregatzustand mit einer großen Volumenzunahme bis zum Faktor 500. Durch den Überdruck auf den Korngrenzen wird das Salzgestein fragmentiert und pneumatisch abgefördert (Giesel, Haase, Maggraf, Salzer K., & Thoma, 1989).

CO₂ kann beim Anbohren auch ohne Salzauswurf als sogenannter Bläser freigesetzt werden. Am 04.07.1958 wurde in der Grube Menzengraben bei einer Erkundungs-Hochbohrung ein CO₂ Einschluss im Salz angebohrt. Das Gas strömte in das relativ kleine Grubenfeld Menzengraben und tötete 6 Bergleute. Da das CO₂ nicht aus dem Schacht austrat, kann das freigesetzte Gasvolumen auf 0.5 Mio. m³ geschätzt werden.

Ein weiterer CO₂-Gasausbruch, verursacht durch eine Erkundungsbohrung, ereignete sich am 27. bis 30. August 2003 im Kalibergwerk Unterbreizbach. Mit einer Vertikalbohrung aus einem Stollen in ca. 950 m Teufe im Unteren Werra Steinsalz sollte die Mächtigkeit des dar-

über lagernden Carnallitits erkundet werden. Das Vertikalbohrloch wurde durch den 58 m mächtigen Carnallitit durchteuft und stand vier Meter im Mittleren Werra Steinsalz, als der CO₂-Gasbläser ausgelöst wurde.

Durch das Erkundungsloch (Durchmesser 37 mm) gelangten enorme CO₂-Gasmengen in die Grube, die auf eine Größenordnung von etwa 5 Millionen Kubikmetern geschätzt wurden. Dies entspricht einem Hohlraumvolumen im Salzgestein unter superkritischen Zustandsbedingungen des CO₂ (ca. 22 MPa, 31°C) von ca. 10.000 m³. Durch die Abkühlung des unter hohem Druck stehenden Gases beim Austritt aus dem Bohrloch hat sich im Steinsalzstollen ein 30 bis 35 m langer, 5-6 m breiter und bis zu 3 m hoher CO₂-Gletscher bei einer umgebenden Gebirgstemperatur um 30°C gebildet (Abbildung 3-5 rechts).

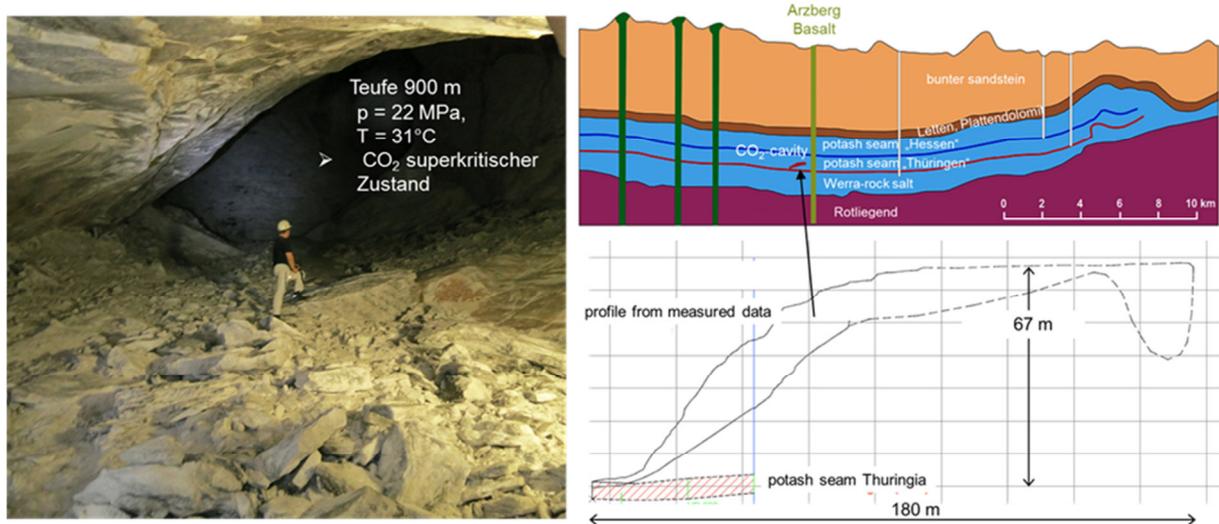


Abbildung 11-13 Blick in den Eingangsbereich des Kavernenhohlraums nach dem CO₂-Ausbruch vom 01.10.13 in der Grube Unterbreizbach (links) und geologisches Profil der Salzlagerstätte (blau) mit Dimensionen des Kavernenhohlraums (rechts)

Der mit Abstand größte CO₂-Ausbruch wurde durch eine Sprengung im carnallitisch ausgebildeten Flöz Thüringen am 01.10.2013 in 900 m Teufe ausgelöst (Abbildung 11-13). Entsprechend den Druck- und Temperaturbedingungen befand sich das im Salzgestein eingeschlossene CO₂ im superkritischen Zustand. Durch die Sprengung wurde die Schutzschicht zu einem ca. 100.000 m³ großen Kavernenhohlraum im hangenden Steinsalz in dem das CO₂ unter hohem Druck eingeschlossen war, bis auf wenige Meter geschwächt. Die restliche Barriere konnte dem hohen Fluiddruck nicht standhalten und das CO₂ trat explosionsartig in das Grubengebäude ein. Der Druck des eingeschlossenen superkritischen CO₂ lag bei 22 MPa entsprechend des lithostatischen Druckes in 900 m Teufe.

Bei einer Kavernenhöhe von 67 m ergibt sich ein möglicher Überdruck im Firstbereich der Kaverne von 0,4 MPa. Durch die Wirkung einer hydraulischen Zugfestigkeit im Steinsalzge-

birge ist eine druckgetriebene Perkolation in höher gelegene Steinsalzschieben über geologische Zeiträume blockiert worden.

Auch aus anderen Salzformationen weltweit sind Einschlüsse von Fluiden bekannt geworden, die das Abdichtungspotential aufzeigen (Ehgartner, Neal, & Hinkebein, 1998). Im Salzstock von Weeks Island sind durch Gasausbrüche (Kohlenwasserstoffe) im hangenden Steinsalz Kavernen mit Volumina bis 45.000 m³ entstanden (Davison, 2009).

Natürliche Analoga aus dem Kalibergbau belegen den vollständigen Einschluss von Fluiden und von CO₂ im flüssigen, gasförmigen und superkritischen Aggregatzustand im Salzgestein über Jahrmillionen. Die natürlichen Analoga zum Einschlussvermögen von Fluiden im Salzgestein sind als "geologische Langzeitexperimente" zu werten, welche die Dichtheit für die Langzeitspeicherung von CO₂ in Kavernenhohlräumen im Salzgebirge belegen.

11.4.3 **Vorteil der Kavernenverwahrung mit CO₂**

Bei einem langsamen Druckaufbau, wie er sich bei verschlossenen und verwahrten Kavernen einstellt, setzt eine druckgetriebene Soleperkolation bei Annäherung an den lithostatischen Gebirgsdruck an der Kavernenkontur ein. Ursache hierfür können z.B. zeitabhängige visko-plastische Entfestigungsvorgänge an den Kristallkorngrenzen unter dem Einfluss anstehender Sole sein.

Als mikrophysikalische Deformationsmechanismen werden Versetzung- und Drucklösungskriechen, Fluid-unterstützte Korngrenzenprozesse der Auflösung und Ausfällung sowie Rekristallisation durch „Wasser aktivierte Prozesse“ an Kristallkorngrenzen diskutiert (Urai & Spiers, 2007). Diese Korngrenzenprozesse sind für mit Sole gefüllte Kavernen von Bedeutung, während sie für Kavernen, die mit Gas bzw. CO₂ gefüllt sind, nicht entscheidend sind.

Im Dachbereich der CO₂-Niederdruck- bzw. der CO₂-Hochdruckkaverne mit Kavernenhöhen von 156 m bzw. 190 m (Abbildung 4-1) kann sich ein theoretisch maximaler Überdruck von 1...1,3 MPa einstellen. Dies liegt in der Größenordnung der Zugfestigkeit von Salzgesteinen, wobei die Perkolationsschwelle im Ergebnis der experimentellen Untersuchungen zur druckgetriebenen Perkolation von CO₂ im Steinsalz i.A. deutlich höher liegt (Abbildung 5-30).

Eine Verwahrung von Kavernen im Salzgestein mit CO₂ bietet gegenüber Sole folgende wesentliche Vorteile:

- Höhere Perkolationsschwelle infolge Verhinderung durch „Wasser aktivierter Korn-

grenzeneffekte“ und damit geringere Kavernenkonvergenz und Senkungen über lange Zeitskalen

- durch druckgetriebene Perkolation keine Versalzungen von Grundwasserleitern wie bei Kavernenverwahrung mit Sole
- bessere Lagerstättenausbeute durch Nutzung der Sole in den Kavernen nach Betriebsende

In Kavernen, die unter transkritischen Bedingungen zur Energiespeicherung mit CO₂ genutzt wurden und zur Reduzierung der Kriechverformungen wegen den hohen Temperaturen mit Feststoffversatz verfüllt wurden, kann sich nach der Verwahrung kein CO₂-Überdruck im Porenraum einstellen.

Die Verwahrung von stillgelegten Kavernen im Salzgebirge mit CO₂ kann außerdem durch CCS einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie leisten. Durch natürliche Analoga (Minkley W. , Knauth, Fabig, & Farag, 2015) ist der vollständige und dauerhafte Verbleib des CO₂ im Salzgebirge unter Ausschluss von Umweltrisiken durch geologische Langzeitexperimente eindeutig belegt. Die geologische Speicherung von CO₂ in Salzformationen gewährleistet einen sicheren Einschluss über Jahrtausende aufgrund der visko-plastischen Eigenschaften der Salzgesteine, da permeable Störungszonen oder durchlässige Diskontinuitäten wie in anderen Gesteinsformationen, die durch einen Fluiddruck aktiviert werden könnten, nicht existieren (Koide & Kusunose, 2011) (Vilarrasaa, Olivella, Carrerac, & Rutqvista, 2014) (Klapperer, 2016).

Das IPCC (IPCC, 2005) zieht u.a. die Langzeitspeicherung von CO₂ in Kavernen im Salzgebirge zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen in Betracht. Ein Vorteil ist, dass sich in Salzgesteinen ein langzeitsicherer Bohrlochverschluss aus arteigenem Material errichten lässt und durch Kriechkompaktion eine Verheilung der Durchörterung in der Salzbarriere stattfindet (Kretschmar, Schmitz, Schreiner, & Lendel U., 2009) (Minkley & Lüdeling, Deep Borehole Disposal in Salt Rocks, 2016).

12 Zusammenfassung

Mit dem geplanten starken Ausbau der installierten Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 werden neben Langzeit-, Kurzzeitspeicher erforderlich. Die Kurzzeit- bzw. Spitzenlastspeicher müssen die extremen Stromerzeugungsspitzen möglichst ohne Abregelung und Netzüberlastung auffangen und bei Erzeugungslücken kurzfristig einspringen, um die Netzstabilität bei den steigenden Gradienten zu gewährleisten (Spitzenlastglättung). Zum Ausgleich der vom Wetter abhängigen Schwankungen und der geringen gesicherten Leistung der erneuerbaren Energien von wenigen Prozent sind entsprechend verschiedener Studien neben Backup-Gasturbinenkraftwerken (später auf Wasserstoffbasis) mit einer Leistung um 60 GW Energiespeicher mit einer Leistung von 15 bis zu 50 GW erforderlich.

Das Forschungsprojekt Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ (ESsCO₂) dient der Entwicklung eines Grundkonzeptes für ein innovatives, emissionsfreies Kavernenspeicherkraftwerk im Salzgebirge mit superkritischem CO₂ (sCO₂) als Arbeitsmedium in einem geschlossenen Kreislauf. Dabei wird vor allem die potentielle Energie bei der Druckspeicherung von sCO₂ genutzt, da die Erhöhung der Temperatur bei einer Kompression von CO₂ über dem kritischen Punkt relativ gering ist. Für einen geschlossenen Kreislauf benötigt man in der Grundkonzeption zwei Kavernen, eine Hochdruck- und eine Niederdruckkaverne zwischen denen das sCO₂ über eine sCO₂-Turbine bei Strombedarf entspannt und bei einem Überschuss an erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien mit Hilfe eines Kompressors wieder unter hohem Druck in der Hochdruckkaverne gespeichert wird.

Für eine großtechnische Lösung werden große Speicherhöhlräume benötigt analog Pumpspeicherkraftwerken, bei denen die Volumina der Wasserspeicherbecken mehrere Mio. m³ betragen. Speicherhöhlräume für sCO₂ die gasdicht sind und hohe Speicherdrücke aufnehmen können, lassen sich in Salzformationen durch solende Gewinnung von Kavernen wirtschaftlich herstellen. Kavernenspeicher haben sich bei der Speicherung fossiler Energieträger in Deutschland über Jahrzehnte bewährt.

Der Vorteil der Energiespeicherung im Salzgestein liegt in der behälterlosen Hochdruckspeicherung in großvolumigen Kavernen bei geringem Flächenbedarf übertage zum einen und dem weitverbreiteten Auftreten von Salzformationen im geologischen Untergrund in Deutschland zum anderen. Diese finden sich vorteilhafterweise vor allem in Salzstöcken, Salzkissen und Salzmauern in Norddeutschland, der Region wo der meiste Windstrom erzeugt wird.

Im Projekt wurde zunächst basierend auf geomechanischen Erfahrungen das Kavernenvolumen, die Tiefenlage der Kavernen im Salzgebirge die initialen Temperaturen und der maximale Speicherdruck festgelegt. Als optimale Bedingungen wurde ein Volumen für die Hochdruckkaverne von 1 Mio. m³ bei einer initialen Gebirgstemperatur von 60°C und für die Niederdruckkaverne von 0,8 Mio. m³ und 30°C abgeleitet. Bei einer Tiefenlage des Kavernendaches der Hochdruckkaverne bzw. der letzten zementierten Rohrtour der Zugangsbohrung in 1500 m lässt sich ein maximaler Speicherdruck von 30 MPa ableiten, unter Berücksichtigung im Labor durchgeführter experimenteller Untersuchungen zum Dichtheitsverhalten von Salzgesteinsproben und Bohrlichzement bei Druckbeaufschlagung mit sCO₂. Für die Niederdruckkaverne wurde eine Tiefenlage von 800 m festgelegt bei einem maximalen Speicherdruck von 16 MPa. Der Druck in jedem Teil der Anlage muss > 7,4 MPa betragen, um den superkritischen Zustand des CO₂ in den Kavernen aufrechtzuerhalten.

Aus praktischen und wirtschaftlichen Überlegungen wurde zunächst eine Installation von sCO₂-Turbine und Kompressor übertage vorgesehen. Ausgehend vom technischen Standard der Kavernenspeicher- und Erdgasindustrie ist eine Förderrohtour von 13 3/8“ einsetzbar. Eine Förderrohtour mit 20“ Durchmesser erfordert zusätzlichen technischen Entwicklungsbedarf. Für den Basisfall wurde deshalb mit einer 13 3/8“ Förderrohtour gerechnet.

Die mit einer sCO₂-Turbine erreichbare Leistung ist eine Funktion der Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsdruck, der Temperatur und der Durchflussrate des sCO₂. Der Eingangsdruck an der Turbine wird durch den maximalen Speicherdruck in der Hochdruckkaverne und den schwerkraft- sowie reibungsbedingten Druckverlust in der Rohrtour bis übertage bestimmt. Der reibungsbedingte Druckverlust und die Durchflussrate hängen stark vom Rohrdurchmesser und der Oberflächenrauigkeit ab.

Für den Basisfall mit der technischen Beschränkung auf eine 13 3/8“ Förderrohtour ergibt sich aus den durchgeführten thermodynamischen Simulationen eine Spitzenleistung von 4,8 MW und eine Energiespeicherkapazität von 10 MWh bei einem Wirkungsgrad von 44 %.

Für den alternativen Fall einer 20“ Förderrohtour liegt die Spitzenleistung bei 9 MW, die Energiespeicherkapazität bei 11 MWh und der Wirkungsgrad bei 47 % bei übertägiger Installation von sCO₂-Turbine und Kompressor.

Die Grundkonzeption ging davon aus, dass die Turbine und der Verdichter an der Tagesoberfläche platziert werden. Dies erfordert kilometerlange Rohrleitungen, und wegen der relativ hohen Dichte von sCO₂ ist die maximale Leistung dieses Systems vor allem durch die

großen Druckverluste aufgrund der Schwerkraft begrenzt. Die Lösung für dieses Problem besteht darin, die gesamte Anlage unterirdisch zu verlegen und so die Schwerkraftverluste so weit wie möglich zu verringern. Außerdem bestünden keine technischen Beschränkungen hinsichtlich des Durchmessers der Rohrleitungen und deren Länge könnte auf einige hundert Meter reduziert werden, sodass der reibungsbedingte Druckverlust ebenfalls gering wäre.

Die thermodynamischen Berechnungen für ein sCO₂-Energiespeicherbergwerk in 1000 m Tiefe liefern eine Spitzenleistung um 100 MW eine Energiespeicherkapazität von ca. 92,1 MWh bei einem Wirkungsgrad zwischen 40 % und 50 %, was der ursprünglichen Zielstellung des Forschungsprojektes weitgehend entspricht.

In geomechanischen Berechnungen wurde die thermische und mechanische Beanspruchung insbesondere an der Kavernenkontur für den Basisfall und bei untertägiger Anordnung von sCO₂-Turbine und Kompressor untersucht. Für den Basisfall sind die thermischen und mechanischen Beanspruchungen mit Temperatur- und Druckschwankungen um einige Grad bzw. einige Megapascal in den Kavernen relativ gering. Für ein Energiespeicherbergwerk wurden bei Wegfall der Druckverluste durch Schwerkraft und Reibung Beanspruchungen bei Druck- und Temperaturschwankungen von 12 MPa und 9 K untersucht. Der Ausnutzungsgrad der Festigkeit des Salzgesteins liegt bei der zyklischen Beanspruchung des Energiespeichers an der Kavernenkontur zwischen 10 % und 20 %, was ausreichend für die globale Standsicherheit ist.

Im Ergebnis gekoppelter hydraulisch-diskontinuumsmechanischer Berechnungen wurde festgestellt, dass eine begrenzte druckgetriebene sCO₂-Perkolation in der Kavernenkontur stattfindet und lokal Konturabschalungen eintreten können, wie sie auch beim zyklischen Betrieb von Gasspeicher-kavernen beobachtet wurden.

Beim Betrieb des Kavernenspeichers kommen die letzte zementierte Rohrtour und die Förderrohrtour in Kontakt mit dem gespeicherten sCO₂. Alle anderen Rohrtouren dienen ausschließlich bohrtechnischen Belangen und werden während des Betriebs der Kaverne als Sicherheitsringraum überwacht.

In Verbindung mit Verunreinigungen des technischen sCO₂ u.a. durch SO₂, NO_x und H₂S treten für die Förderrohrtour Korrosionsbedingungen ein, die bei Ansatz einer maximalen Korrosionsrate von 0,1 mm/a für den Kavernenbetrieb den Einsatz von hochlegierten Chromstählen und Cr-Ni-Stählen oder Nickelbasislegierungen erforderlich machen. Von einigen Herstellern wird für sCO₂ im Zusammenhang mit Verunreinigungen durch Chloridionen und

H₂S für eine Einsatztemperatur bis 180 °C den Einsatz von martensitischen Stahlgüten (13Cr-Stähle) empfohlen.

Der Einsatz einer ausgewählten Stahlgüte, die während des Betriebes mit dem technisch zum Einsatz kommenden sCO₂ in Berührung kommt, sollte durch einen Korrosionstest mit den konkreten Korrosionsbedingungen an der Kavernenverrohrung abgesichert werden.

Eine Alternative zu hochlegierten Stählen stellen Korrosionsschutzmaßnahmen dar, wie der Einsatz von Inhibitoren oder der Einbau von Rohren aus Kohlenstoffstahl mit einer Innenbeschichtung aus einem Polymer, das gegen sCO₂ beständig ist.

Als weitere Option für einen Korrosionsschutz kommen die zu installierenden Einrichtungen zur Rücktrocknung des sCO₂ zum Schutz von Turbine und Verdichter infrage, die nach Befüllung der Kavernen dafür genutzt werden könnten, die Restsole und den Kavernensumpf vollständig auszutrocknen. Trockenes sCO₂ ist nicht korrosiv bzw. führt nur zu sehr geringen Korrosionsraten.

Für die Anbindung der Rohrtouren an das umgebende Gebirge ist grundsätzlich die Verwendung von Standard Tiefbohrzementen geeignet. Für den unteren, im Kontakt mit dem sCO₂-Speichermedium stehenden Zementbereich der letzten zementierten Rohrtour wird die Verwendung geeigneter Zuschlagstoffe zur Verringerung des Betonkorrosionspotential empfohlen.

Für die Betriebsphase der sCO₂-Energiespeichers muss ein geeignetes Test-, Mess- und Monitoringprogramm festgelegt werden.

Die voraussichtlichen Kosten für die Errichtung, Befüllung und Inbetriebnahme einer Energiespeicheranlage mittels superkritischem CO₂ werden auf ca. 150 bis 200 Mio. € geschätzt. Für die zeitnah technisch uneingeschränkt realisierbare Basisvariante 13 3/8“ kann damit kein wirtschaftlich tragfähiges Betreibermodell abgeleitet werden. Die Basisvariante mit über-tägiger Installation von sCO₂-Turbine und Kompressor ist aufgrund der geringen Leistung lediglich als Pilotprojekt zum Test aller Anlagenkomponenten zur Energiespeicherung mit superkritischem CO₂ in einem „Reallabor“ geeignet.

Bei einer vollständig untertägigen Anlagenkonfiguration in einem sCO₂-Energiespeicherbergwerk mit einer Spitzenleistung um 100 MW und einer Speicherkapazität von 100 MWh

ergeben sich spezifische Investitionskosten von ca. 180 ... 240 €/MWh, was eine wirtschaftliche Perspektive öffnen kann.

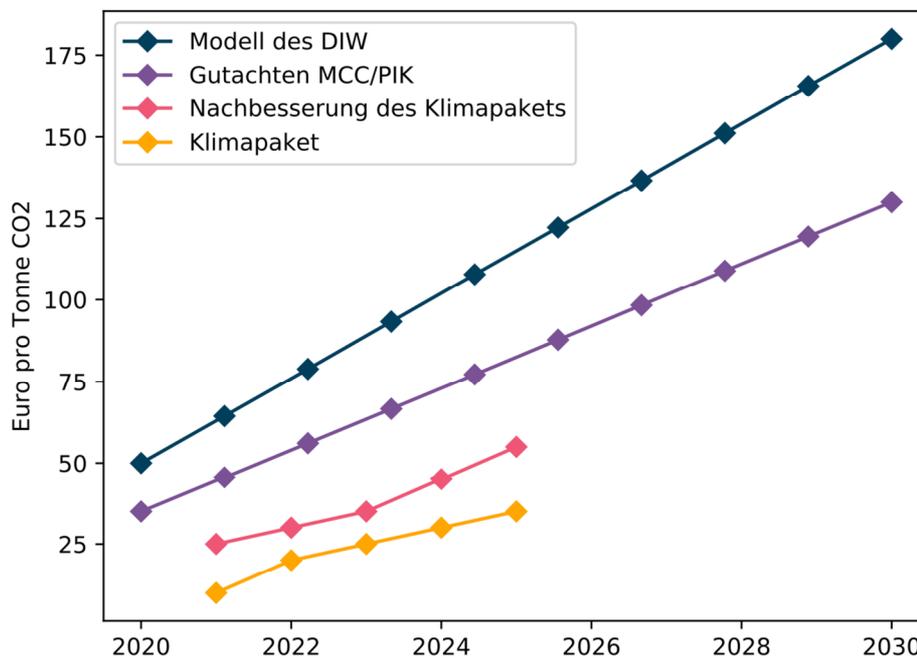


Abbildung 12-1 Verschiedene CO₂-Preise: Empfehlung für das Umweltministerium vom DIW bzw. dem Sachverständigenrat für Wirtschaft (MCC/PIK) sowie Umsetzung durch das Klimakabinett und Nachbesserung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes – BEHG am 8. Oktober 2020 im Bund

Zur Reduzierung der Investitionskosten ist der Erlöse für die „Entsorgung“ des aus der Industrie und anderen Quellen stammenden CO₂ gegenzurechnen. Anders als der Verkauf/Kauf von CO₂-Zertifikaten führt die Verwendung von CO₂ bei der Energiespeicherung zu einer tatsächlichen Reduzierung der CO₂-Emissionen und nicht nur zu deren Ausgleich.

Bei einem Preis entsprechend Brennstoffemissionshandelsgesetz ab 2025 von 55 €/t CO₂ (Abbildung 12-1) ergibt sich in der Grundkonfiguration mit nur zwei Kavernen bei einem Gesamtvolumen von 1,8 Mio. m³ und einer mittleren Dichte des sCO₂ von 800 kg/m³ ein Erlös von 80 Mio. €, was 40 ...50 % der Investitionskosten entspricht.

Ab einem CO₂-Preis von 100 €/t werden die Investitionskosten allein durch den Erlös des als Arbeitsmedium eingesetzten Kohlendioxids gedeckt. Dies setzt jedoch voraus, dass der dem Entsorger gezahlte Erlös dem Preis nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz entspricht. Da zusätzlich noch Kosten für Abtrennung und Transport anfallen, ist ein noch höherer Preis für CO₂ notwendig, um die Investition in vollem Umfang allein durch die Entsorgung zu tragen.

Der Verbleib des sCO₂ in den Kavernen nach Beendigung der Betriebsphase als Energiespeicher hat gegenüber einer konventionellen Verwahrung mit Sole den Vorteil, dass im Langzeitprozess keine Beeinträchtigung von Grundwasserleitern durch druckgetriebene Soleperkolation eintreten kann. Geomechanische Untersuchungen und natürliche Analoga belegen die Dichtheit von Salzgesteinen gegenüber unter hohem Druck eingeschlossenem CO₂ in natürlichen Kavernenhohlräumen im Salzgebirge über Jahrtausenden.

Aus verschiedenen Untersuchungen geht hervor, dass trotz aller Anstrengungen zur Dekarbonisierung in der Industrie und im Energiesektor ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) auch im Jahr 2045 noch Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr in Deutschland emittiert werden.

ESsCO₂ kann bei einem großtechnischen Ausbau der Energiespeicherung mit dem Arbeitsmedium sCO₂ einen Beitrag zur Verringerung der Emissionen als CO₂-Senke leisten.

Dafür wird empfohlen das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) zu reformieren, in der Weise, dass die bestehende Begrenzung des jährlich zu speichernden CO₂ für Deutschland im konkreten Anwendungsfall der Kavernenspeicherung in Salzformationen aufgehoben wird. Bei der Energiespeicherung mit superkritischem bzw. transkritischem CO₂ dient das Kohlendioxid zunächst als Arbeitsmedium. Nach Betriebseinstellung nach Jahrzehnten sollte das CO₂ bei der Verwahrung der Kavernenhohlräume in den unterirdischen Kavernen verbleiben. Es handelt sich im Gesamtprozess also um Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS).

Eine Option die zukünftig weiter zu untersuchen ist, stellt die transkritische thermomechanische Druckspeicherung von CO₂ in einem geschlossenen System dar, die den Vorteil hat, dass durch den Übergang vom superkritischen Zustand zum Gas bei einer Druckabsenkung unter den kritischen Punkt dem Speicher deutlich mehr Energie entnommen werden kann. Bei einer Kompression ausgehend von Drücken unterhalb des kritischen Punktes erwärmt sich das CO₂ auf einige hundert Grad, was zur zusätzlichen thermischen Energiespeicherung beiträgt und die Leistung und Speicherkapazität erhöht. Der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad der adiabaten thermomechanischen transkritischen Energiespeicherung wird mit 75 % angegeben, vergleichbar mit Pumpspeicherkraftwerken. Bei der relativ geringen Dichte des superkritischen CO₂ infolge der hohen Temperaturen ist der schwerkraftbedingte Druckabfall von der Kaverne zur Turbine relativ gering, so dass eine oberirdische Aufstellung von Turbine und Verdichter wegen der geringeren Kosten wieder interessant wird.

Von grundsätzlichem Vorteil sowohl in Bezug auf die Kosten einer ESsCO₂-Anlage als auch deren Errichtungszeit wäre die Nutzung von Bestandskavernen der Solegewinnung sowie ehemaliger Speicherkavernen für fossile Energieträger oder die Nachnutzung verwahrter und mit Sole verfüllter Kavernen im Salzgebirge. Dabei ist die sich entwickelnde Infrastruktur und das Pipelinennetz zum Transport der in den Industriezentren anfallenden unvermeidbaren Prozess- oder Residualemissionen an CO₂ zu mehreren Häfen an der Nordseeküste bei einer günstigen Standortauswahl eines Salzstockes für die Errichtung einer ESsCO₂-Anlage zu berücksichtigen. Ohne die Kosten für die Kavernenherstellung und die übermäßige Infrastruktur können aus dem Erlös des CO₂ entsprechend Abbildung 12-1 (rote Kurve) durch die Einspeicherung als Arbeitsmedium die Investitionskosten zur Energiespeicherung mit sCO₂ bereits heute weitgehend eingespielt werden.

Im Projekt ESsCO₂ konnte gezeigt werden, dass die Errichtung eines untertägigen Energiespeichers auf Basis eines geschlossenen CO₂ Kreislaufes mit oberirdischen Wärmekraftmaschinen möglich ist. Parameter für den optimalen Betrieb wurden ermittelt, und die technischen Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb wurden detailliert geprüft. In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde gezeigt, dass ein wirtschaftlich selbsttragender Betrieb mit der gegenwärtig technisch zu realisierenden Lösung nicht möglich ist. Hier sind sowohl physikalisch begrenzende Elemente (Druckverluste durch Schwerkraft und Reibung) als auch technische Begrenzungen (Verfügbarkeit größerer Rohquerschnitte) zu nennen.

Es wird aus diesem Grund empfohlen, die im vorliegenden Bericht vorgeschlagene Speicherkonfiguration in einem geförderten Pilotprojekt umzusetzen. Die dabei gewonnenen Erfahrungen können in zukünftige Projekte integriert werden. Gleichzeitig wurden bereits im Rahmen dieses Projektes Lösungen entworfen (komplett unterirdische Anlagen, transkritische Prozessführung, Entwicklung größerer Rohrtouren, dauerhafter Verbleib des CO₂ in den Kavernenhohlräumen, siehe Kapitel 11) die entweder das Energiespeichervermögen erheblich erhöhen, oder die Investitionskosten deutlich senken. Die Konzepte sind hierbei teilweise kombinierbar. Wir empfehlen eine detaillierte Untersuchung der technischen Anforderungen und der wirtschaftlichen Vorteile dieser verbesserten Konzepte in einer weiteren Studie.

13 Literaturverzeichnis

- "Energiespeicher", B. z. (04. 07 2014). *www.bdew.de*. Abgerufen am 12. 04 2022 von <https://www.bdew.de/energie/definition-energiespeicher/>
- A. Bahadori, M. M. (2010). *Simple-to-Use Predictive Tool for an Accurate Estimation of the Water Content of CO₂ (SPE 130344)*. SPE.
- ABBergV. (2017). Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche (Allgemeine Bundesbergverordnung - ABBergV).
- Agora. (2019). *agoraenergiewende.de*. Von <https://www.agoraenergiewende.de/service/agorameter/chart/power-generation> abgerufen
- Ahna, Y., Baea, S., Kima, M., Choa, S., Baika, S., Leea J.I., et al. (2015). Review of supercritical CO₂ power cycle technology and current status of research and development. *Nuclear Engineering and Technology*, 47(6), 647-661.
- Alfani, D. (2021). *Supercritical CO₂ cycles for flexible power generation : techno-economic optimization and part-load operational strategies*. Milan.
- Alfani, D. (12. 05 2022). Techno-economic analysis of CSP incorporating sCO₂ brayton power cycles: Trade-off between cost and performance. *AIP Conference Proceedings* 2445, S. 1-11.
- Allison, D. (1972). Polynomial approximations of thermodynamic properties of arbitrary gas mixtures over wide pressure and density ranges.
- Allison, T. (2020). *STEP Pilot Plant Advances Supercritical CO₂ Power Cycles for Gas-Fired Power Generation*. San Antonio: Southwest Research Institute.
- API. (46th edition). API specification 5L, Line Pipe, .
- API. (6A). 6A - Wellhead and tree Equipment. American Petroleum Institute.
- API. (Eighth Edition). API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing, Eighth Edition,. (A. P. Institute, Hrsg.)
- API_STANDARD_622. (2018). *Type Testing of Process Valve Packing for Fugitive Emissions*. Washington: American Petroleum Institute.
- aspentech. (kein Datum). Von <https://www.aspentech.com/en/products/pages/aspentech-process-economic-analyzer> abgerufen
- AspenTech. (kein Datum). Aspen Icarus Reference Guide Icarus Evaluation Engine (IEE) V8.0.
- Ausfelder, F. (1-2 2015). Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. *Chem. Ing. Tech.*, S. 17–89.
- Bahadori, A. (2010). Predictive tool for an accurate estimation of carbon dioxide transport properties. *International Journal of Greenhouse Gas Control* , S. 532-536.

- Barker, R. (01 2017). Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense phase CO₂ transport in Carbon Capture and Storage (CCS) - A review. *International Materials Reviews*, S. 1-31.
- Barker, R. (01 2017). Internal corrosion of carbon steel pipelines for dense phase CO₂ transport in Carbon Capture and Storage (CCS) - A review, . *International Materials Reviews*, S. 1-31.
- Bartela, L., Sotorek-Osikowska, A., Dykas, S., & Stanek, B. (2021). Thermodynamic and eco-nomic assessment of compressed carbon dioxide energy storage systems using a post-mining underground infrastructure. *Energy Conversion and Management*, 241, 114279.
- BBergG. (2021). Bundesberggesetz (BBergG).
- BCG. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. The Boston Consulting Group und Prognos.
- BDEW(a). (2008). *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW(b). (2008). *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Beck, H.-P. u. (2011). *Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke*. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen.
- BGE. (2020). *Zwischenbericht Teilgebiete gemäß § 13 StandAG*. Peine: Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH.
- BMWK. (2019). *From pollutant to driver of the energy transition* . Von <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/News/2019/20191121-carbosola.html> abgerufen
- Boldt, G. u. (2015). *BBergG Bundesberggesetz: Kommentar*. De Gruyter.
- Brun, K., Friedman, P., & Dennis, R. (2017). *Fundamentals and Applications of Supercritical Carbon Dioxide (sCO₂) Based Power Cycles*. ELSEVIER.
- Bruns, E. (2015). *Auswirkungen zukünftiger Netzinfrastrukturen und Energiespeicher in Deutschland und Europa, Raumrelevante Großspeicher, Technologien und ihre Auswirkungen auf Natur und Landschaft; Teilbericht 3; F+E-Vorhaben FKZ 512 83 0100*. Bundesamt für Naturschutz.
- Bundesamt für Naturschutz. (2021). www.bfn.de. Abgerufen am 29. 07 2021 von <https://www.bfn.de/themen/planung/eingriffe/ffh-vertraeglichkeitspruefung.html>
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2016). *Kampf der Studien: Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung*. Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme: Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil II.

- Buzogany, R., Zander-Schiebenhöfer, D., Wijermars, E., & den Hartogh, M. (2022). Development of surface deformation above salt caverns depending on the abandonment scenario. Utrecht: Mechanical Behavior of Salt X.
- BVEG. (2017). Leitfaden Bohrungsintegrität. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) .
- BVOT. (2006). Bergverordnung für Tiefbohrungen Untergroundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (BVOT).
- Carlson, M., Middleton, B., & Ho, C. (2017). Techno-Economic Comparison of Solar-Driven Sco2 Brayton Cycles Using Component Cost Models Baselined with Vendor Data and Estimates. Proceedings of the Asme 11th International Conference on Energy Sustainability.
- Carroll, J. (2020). *Natural Gas Hydrates* (4 Ausg.). Tulsa: Gulf Professional Publishing.
- Cleve, U. (2020). Konstruktionsprinzipien zur nuklearen und betrieblichen Sicherheit von HTR KKW– ein Review. *atw - International Journal for Nuclear Power*, 65(2), 94.
- Crespi, F., Sanchez, D., Martinez, G., Sanchez, T., & Aguilar, F. (2020). Potential of Supercritical Carbon Dioxide Power Cycles to Reduce the Levelised Cost of Electricity of Contemporary Concentrated Solar Power Plant. *Applied Sciences*, 10, 5049.
- Crotogino, F. (1996). SMRI Reference for External Well Mechanical Integrity Testing / Performance, Data Evaluation and Assessment. Hannover: Solution Mining Research Institute.
- Crotogino, F., & Hübner, S. (2008). Energy storage in salt caverns / developments and concrete projects for adiabatic compressed air and for hydrogen storage. Port, Portugal: SMRI Spring Technical Conference.
- Crotogino, F., Mohmeyer, K.-U., & Scharf, R. (2001). *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*. Orlando, Florida, USA: Proceedings of SMRI Spring 2001 Meeting, (15-18 April 2001).
- Davison, I. (2009). Faulting and fluid flow through salt. *Journal of the Geological Society London*, 166, 205-216.
- Delene, J., & Hudson, C. (1993). *Cost estimate guidelines for advanced nuclear power technologies*. Oak Ridge National Lab.
- dena. (2015). *Ergebnispapier: Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit – die wachsende Bedeutung von Pumpspeicherwerken für die Energiewende*.
- dena. (2021). *Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*.
- Dennis, R. (2015). DOE Initiative on SCO2 Power Cycles (STEP). San Diego, CA: EPRI-NETL Workshop on Heat Exchangers for SCO2 Power Cycles .

- Deutsche Gesellschaft für Geotechnik e.V. (September 2022). *Empfehlungen des Arbeitskreises Versuchstechnik Fels*. XXVI, 374 Seiten, ISBN: 978-3-433-03350-0.
- Dewson, S., & Grady, C. (2003). HEATRIC Workshop at MIT. Cambridge, MA, USA.
- Dietrich, L. u. (04 2008). Rechtliche Implikationen der Wiederverstromung von Windenergie in Druckluftspeicherkraftwerken. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, S. 82ff.
- DIN16530. (2017). DIN EN ISO 16530-1:2017-11. *Erdöl- und Erdgasindustrie - Bohrungsintegrität - Teil 1: Lebenszykluslenkung*.
- DNV. (2013). *Guidance on CCS CO2 Safety and Environment Major Accident Hazard Risk Management*. Aberdeen: DNV Services UK Limited.
- DNV. (2015). DNVGL-RP-O501 - Managing sand production and erosion.
- DNV. (2022). www.dnv.de. Abgerufen am 13. 04 2022 von <https://www.dnv.de/services/anlagenzertifizierung-fur-den-netzanschluss-von-erzeugungsanlagen-124212>
- DNVGL-RP-F104. (2017). *Design and operation of carbon dioxide pipelines*.
- DNVGL-RP-F104-2017. (2017). *DNVGL-RP-F104-2017 Design and operation of carbon dioxide pipelines*. DNV.
- Donadei, S., Pollok, L., Schneider, G.-S., & Zapf, D. (2018). Geological basics, rock mechanical calculations and methodology for the evaluation for CAES and H2 storage capacity in north Germany's salt structures. Hannover, Germany: Mechanical Behaviour of Salt IX.
- Dostal, V., Driscoll, M., & Hejzlar, P. (2004). *A Supercritical Carbon Dioxide Cycle for Next Generation Nuclear Reactors*. Advanced Nuclear Power Technology Program MIT-ANP-TR-100.
- Dr. Axel Thielmann, A. S. (2015). *Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.
- Duchrow, G., Thoma, K., Maggraf, P., & Salzer, K. (1988). Forschungen zum Phänomen der Salz-Gas-Ausbrüche im Werra-Kaligebiet der DDR. *Neue Bergbautechnik*, 18(7), 241-249.
- Durup, G., & Brouard, B. (2002). *Tightness Test in Salt-Cavern-Wells*. Banff, Alberta, Kanada: Solution Mining Research Institute.
- dus-Rohr. (2021). *Dus-rohr Portfolio*. Abgerufen am 2021 von <https://www.dus-rohr.de/portfolio/?msclkid=e07549d1a6a411ec8e803669006989f6>
- DVGW-C260. (2022). *Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen*.
- DVGW-C463. (2022). *Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung*.
- DYNAMIS_Project. (2009). *Towards Hydrogen and Electricity Production with Carbon Dioxide Capture and Storage (D 1.1.A-F Final Report)*.

- Ecofys. (2007). *D 3.1.3 DYNAMIS CO2 quality recommendations - final report dated 21.06.2007.*
- EEG. (2021). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist. : .
- egeplast. (2022). *Egeplast Produktübersicht.* Abgerufen am 01 2022 von https://www.egeplast.de/anwendungen/produkte/egeliner/#auf_einen_blick.
- Ehgartner, B., Neal, J., & Hinkebein, T. (1998). *Gas releases from salt.* Sandia National Laboratories Report SAND-98-1354.
- Eickemeier, R., Heusermann, S., Knauth, M., Minkley, W., Nipp, H.-K., & Popp, T. (2013). Preliminary Safety Analysis of the Gorleben Site: Thermo-mechanical Analysis of the Integrity of the Geological Barrier in the Gorleben Salt Formation. Phoenix, Arizona USA: WM2013 Conference.
- EON. (February 2011). <https://ukccsrc.ac.uk>. Abgerufen am 05. 10 2021 von https://ukccsrc.ac.uk/sites/default/files/documents/content_page/EON_FEED_key-knowledge-reference-book.pdf
- esab. (2021). [www.esab.de](http://www.esab-okhandbuch.de/files/chapter/Schweisshinweise-H.pdf). Abgerufen am 06 2021 von <http://www.esab-okhandbuch.de/files/chapter/Schweisshinweise-H.pdf>
- EU_2016/631. (2016). *Verordnung EU 2016/631 (VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.*
- EWE. (2017). *20170607-flyer-b4p-storage.* Von <https://www.ewe-gasspeicher.de/~media/ewe-gasspeicher/bilder/b4p/20170607-flyer-b4p-storage.pdf> abgerufen
- fgh-ma. (2022). www.fgh-ma.de. Abgerufen am 13. 04 2022 von https://https://www.fgh-ma.de/Portals/0/Dokumente/Downloads/Antraege/Z%20421-12%20Antrag%20Zertifizierung%20Produkt-EZE_Formular.pdf/Portals/0/Dokumente/Downloads/Antraege/Z%20421-12%20Antrag%20Zertifizierung%20Produkt-EZE_Formular.pdf
- Fisher, K. (2004). *Use of Glycerol (Glycerin) to Dehydrate CO2 Above the Critical Pressure at Denbury's Mississippi Facilities.* Trimeric Corporation.
- Fokker, P., Smit, A.-J., & Bart., A. (2022). Field evidence of salt fracturing and Healing in a MgCl₂ cavern field. Mechanical Behavior of Salt X, Utrecht, Netherlands, 06-08 July 2022, 488 – 496: Taylor & Francis Group, ISBN 978-1-032-28220-6.
- Gas Cooled Reactor Associates. (1993). *Modular high temperature gas-cooled reactor commercialization and generation cost estimates.* DOE-HTGR-90365.

- Genoese, F. (2013). *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern (Dissertation)*. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Gerhard, S., Trümper, S., & Weinmann, O. (2013). Qualitative Betrachtung von Lösungsstrategien bei der Integration Erneuerbarer Energien im Elektrizitätsnetz. Hamburg: Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern -NEIS 2013-.
- Giesel, R., Haase, G., Maggraf, P., Salzer K., & Thoma, K. (1989). Drei Jahrzehnte Ausbruchsforschung im Kalibergbau des Werrareviere der DDR. *Z. geol. Wiss. Berlin*, 17, 333-346.
- Glos, S. (2018). Evaluation of sCO₂-power cycles for direct and waste heat applications. Essen, Germany: 2nd European CO₂ Conference.
- GPSA. (2012). *GPSA Engineering Data Book* (13. Ausg.). Tulsa: Gas Processors Suppliers Association.
- GRS. (2017). *Evaluation of methods and tools to develop safety concepts and to demonstrate safety for an HLW repository in salt*.
- Gwf_Gas+Energie. (2022). Newsletter 04/2022 der Zeitschrift Gwf Gas+Energie. gwf-gas@vulkan-verlag.de.
- Haddenhorst, H. (Sept./Okt. 1975). Spezielle Probleme bei der Speicherung von Hochdruckerdgas in Salzkavernen im Hinblick auf das Taupunktverhalten. *Technische Mitteilungen*, S. 197-204.
- Häfner, F. A. (2013). Energiespeicherung und -bevorratung als nationale Aufgabe. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(10), 48-51.
- Hargraves, R. (2021). *Thorium energy cheaper than coal*. R. Hargraves.
- Hassanzadeh, H. (2011). On Estimating the Water Content of CO₂ in Equilibrium With Formation Brine. *Petroleum Science and Technology, Volume 29(2011 - Issue 19)*, 2037-2058.
- Haubrich, H. (2006). *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES*. RWTH Aachen.
- Heidaryan, E. (2011). Viscosity of pure carbon dioxide at supercritical region: Measurement and correlation approach. *J. of Supercritical Fluids*, S. 144-151.
- Hering, E. (2014). *Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure* (1. Ausg.). Wiesbaden: Springer-Vieweg.
- Hilgenstock, M. N. (Heft 01-02 2022). CO₂-Transport in Leitungen – nach welchen Regeln? *3R - Fachzeitschrift für sichere und effiziente Rohrleitungssysteme*, S. 52-55, . Vulkan-Verlag Essen.

- Hoffeins, H., Romeyke, N., Hebel, D., & Sütterlein, F. (1980). *Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe*. Mannheim: BBC Brown & Boveri CIE AG. Band 67, Heft 8, S. 465–473.
- Huge, A., & Roßnagel, A. (2018). *Univ. Kassel, Competence Centre for Climate Change Mitigation and Adaptation -CliMA- (Herausgeber)*. Kassel: Universität Kassel.
- HYPOS. (2022). *Leitfaden Planung, Genehmigung und Betrieb von Wasserstoff-Kavernenspeichern*. Leipzig.
- IEA. (2014). *Evaluation and Analysis of the Performance of Dehydration Units for CO2 Capture*. International Energy Agency .
- IEA_GHG. (2009). *Safety in Carbon Dioxide Capture, Transportation and Storage*. Derbyshire: IEA.
- IOGP. (2021). *CCUS projects in Europe. Overview of existing and planned CCUS facilities*. IOGP.
- IPCC. (2005). *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* (ISBN-10 0-521-68551-6 paperback Ausg.). Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- ISO/TC 265 „Carbon dioxide capture, t. a. (2011). www.iso.org. Von <https://www.iso.org/committee/648607.html> abgerufen
- ISO_15848-1. (2015). *Industrial valves — Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions*. ISO.
- ISO_27913-2016. (2016). *ISO 27913-2016 - Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems*. ISO.
- ISO27913. (2016). *Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage – Pipeline Transportation System*.
- Jock Brown, B. G. (2014). Update of DNV recommended practice RP-J202 with focus on CO2 Corrosion with Impurities. *Energy Procedia*, S. 2432 – 2441.
- Joint_Research_Centre. (2014). *ETRI 2014 Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050*. Luxembourg: Joint Research Centre.
- Junghans, R. (1953). Der schwere CO2-Ausbruch auf der Schachtanlage Menzengraben des VEB Kaliwerk Heiligenroda am 07.07.1953, seine Ursachen und Folgen. *Bergbautechnik*, 3(9 und 11), 457-462 und 579 - 589.
- Junghans, R. (1955). Neue Beobachtungen über das Auftreten von CO2 im Werra-Kalibergbau. *Bergbautechnik*, 5(7), 364-367.
- Kadner, K. (2002). *Experimentelle und theoretische Untersuchungen zur Feuchteentwicklung von Erdgasen in Gasspeicher-kavernen*. Freiberg: Dissertation TU Freiberg.
- Kaldemeyer, C. (2016). Compressed Air Energy Storage in the German Energy System – Status Quo & Perspectives. *Energy Procedia*, 99, 298 – 313.

- Kaufmann, D.-I. K.-D. (2008). *CARBON DIOXIDE TRANSPORT IN PIPELINES – UNDER SPECIAL CONSIDERATION OF SAFETY-RELATED ASPECTS*. Berlin: Pipeline Technology Conference.
- KEM-17. (2020). *Conclusions and Recommendations of the Over-Pressured Caverns and Leakage Mechanisms Project*. Brouard Consulting, Smart Tectonics.
- Klapperer, S. (2016). *Störungsanalyse und petrographische-geomechanische Charakterisierung triassischer Siliziklastika des CO₂-Speicherstandortes Ketzin*. Dissertation Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg.
- Knauth. (2019). *Dissertation*. Freiberg.
- Knauth, M., Minkley, W., Liu, W., Eickemeier, R., Fahland, S., Völkner, E., et al. (2018). THM-Coupled Modeling of Barrier Integrity for HLW-Disposal in Bedded Salt. Phoenix, Arizona, USA: Waste Management Conference.
- Kneiske, T., Barth, H., & Raab, S. (2013). Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität im Rahmen des Projekts ESPEN. Hamburg: Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern.
- Koide, H., & Kusunose, K. (2011). *Geological Disposal of Carbon Dioxide and Radioactive Waste in the Geotectonically Active Country of Japan* (ISBN: 978-90-481-8711-9 Ausg.). Global Change Research.
- Konsortium Alstom Power / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe Transmission. (2007). *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Kranzmann, A. S. (2013). Investigation of pipeline corrosion in pressurized CO₂ containing impurities. *Energy Procedia*, S. 3131 – 3136.
- Kretzschmar, H.-J., Schmitz, S., Schreiner, W., & Lendel U. (2009). Salzstopfen-Versatz von CO₂-Speicherbohrungen. *Erdöl-Erdgas-Kohle*, 12(11).
- Kunz O., K. R. (2007). *The GERG-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures - GERG Technical Monograph*. GERG.
- Küppers, C., Hahn, L., Heinzl, V., & Weil, L. (2014). *Der Versuchsreaktor AVR - Entstehung, Betrieb und Störfälle*. Abschlussbericht der AVR-Expertengruppe.
- Ladislav, V., Dostal, V., Kapat, J., Vasu, S., & Scott, M. (17-21. June 2019). Techno-Economic Evaluation of the Effect of Impurities on the Performance of Supercritical CO₂ Cycles. *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2019*.
- Ladislav, V., Raghu, K., Subith, V., Jayanta, K., Václav, D., & Scott, M. (9. August 2018). Effect of impurities on compressor and cooler performances in supercritical CO₂ cycles. *Journal of Energy Resources Technology*, S. 8.

- Laesecke, A. (2017). Reference Correlation for the Viscosity of Carbon Dioxide. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, S. 1-24.
- Landesamt für Bergbau, E. u. (2021a). *BergPass; Bergbau-Anträge; Betriebspläne; Rahmenbetriebsplan*. Abgerufen am 27. 07 2021 von <https://bergpass.lbeg.de/?pgId=226>
- Landesamt für Bergbau, E. u. (2021b). *BergPass; Ablauf des Genehmigungsverfahrens; Information der Öffentlichkeit*. Abgerufen am 27. 07 2021 von <https://bergpass.lbeg.de/?pgId=234>
- Landesamt für Bergbau, E. u. (2022). *BergPass; Bergbau-Anträge; Betriebspläne; Hauptbetriebsplan*. Abgerufen am 12. 04 2022 von <https://bergpass.lbeg.de/?pgId=227>
- Landesamt für Umwelt Brandenburg. (2022). *Sicherheit technischer Anlagen/Störfallvorsorge*. Abgerufen am 12. 04 2022 von <https://lfu.brandenburg.de/lfu/de/aufgaben/immissionsschutz/anlagenueberwachung/betriebsbereiche-nach-stoerfallverordnung/#>
- Landesbetrieb Straßenbau Nordrhein-Westfalen. (2022). www.strassen.nrw.de. Abgerufen am 04. 02 2022 von <https://www.strassen.nrw.de/de/planung-bau/mit-planung-zum-bau/planfeststellung.html>
- Le Moulec, Y., Qi, Z., Zhang, J., Zhou, P., Yang, Z., Wang, X., et al. (2019). Shouhang-EDF 10MWe supercritical CO₂ cycle + CSP demonstration project. 3rd European supercritical CO₂ Conference.
- Li, H. (2008). *Thermodynamic Properties of CO₂ Mixtures and Their Applications in Advanced Power Cycles with CO₂ Capture Processes*. KTH Royal Institute of Technology.
- Liu, H., He, Q., Borgia, A., Pan, L., & Oldenburg, C. (2016). Thermodynamic analysis of a compressed carbon dioxide energy storage system using two saline aquifers at different depths as storage reservoirs. *Energy Conversion and Management*, 127, 149.
- Maccarini, S. (2021). The Carbon Dioxide for energy storage applications. Low Emission Advanced Power (LEAP) Workshop.
- Manzoni, M., Patti, A., Maccarini, S., & Traverso, A. (2021). Adiabatic compressed CO₂ energy storage. . The 4th European sCO₂ Conference for Energy Systems.
- Marchionni, M., Bianchi, G., & Tassou, S. (2018). Techno-economic assessment of Joule-Brayton cycle architectures for heat to power conversion from high-grade heat sources using CO₂ in the supercritical state. *Energy*, 148, 1140-1152.
- Martin, R. (2016). China Could Have a Meltdown-Proof Nuclear Reactor Next Year. Two high-temperature, gas-cooled reactors under construction in Shandong will make up

- the first commercial-scale plant of its type in the world. *MIT Technology Review February*.
- Mazzocchi, M. (2012). Analysis and comparison of Equations-of-State with p-p-T experimental data for CO₂ and CO₂-mixture pipeline transport. *Energy Procedia*, S. 274-283.
- Medeiros, J. L. (2019). *Offshore Processing of CO₂-Rich Natural Gas with Supersonic Separator - Chapter 4*. Springer Nature Switzerland AG.
- Mercangöz, M., Hemrle, J., Kaufmann, L., Z'Graggen, A., & Ohler, C. (2012). Electrothermal energy storage with transcritical CO₂ cycles. *Energy*, 45, 407.
- Michael, S., Stefan, B., Markus, S., & Manfred, K. (27. May 2014). Thermodynamic real gas analysis of a tank filling process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16), S. 8495-8509.
- Minkley, W. (2004). *Gebirgsmechanische Beschreibung von Entfestigung und Sprödbrechungserscheinungen im Carnallitit. Schriftenreihe des Institutes für Gebirgsmechanik – Band 1*. Shaker Verlag Aachen.
- Minkley, W., & Lüdeling, C. (2016). Deep Borehole Disposal in Salt Rocks. Houston, Texas, USA, 26-29 June 2016: ARMA 16-410, 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium.
- Minkley, W., & Menzel, W. (1995). *Geomechanische Problemstellungen bei der Nachnutzung grossvolumiger Kaligruben zur Hochdruckspeicherung von Gas*. Heft 8: Erdoel Erdgas Kohle.
- Minkley, W., & Mühlbauer, J. (2007). Constitutive models to describe the mechanical behaviour of salt and the imbedded weakness planes. In M. Wallner (Hrsg.), *The Mechanical Behavior of Salt - Proceedings of the 6th conference* (S. 119-127). Hannover: Balkema.
- Minkley, W., Brandt, M., Dostal, V., & J., S. (2022). Energy storage in salt caverns with supercritical CO₂. Utrecht: Mechanical Behavior of Salt X.
- Minkley, W., Brandt, M., Dostal, V., Stepanek, J., & Lehmann, J. (2021). Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂. *EEK*, 137(1), 16.
- Minkley, W., Brückner, D., & Lüdeling, C. (2018). *Percolation in salt rocks*. Mechanical Behavior of Salt IX, Proceedings ISBN 978-3-9814108-6-0.
- Minkley, W., Knauth M., & Wüste, U. (2012). Integrity of salinar barriers under consideration of discontinuum-mechanical aspects. Mechanical Behavior of Salt VII, Paris, France, 16-19 April 2012, 469 – 478, : Taylor & Francis Group, London, ISBN 978-0-415-.
- Minkley, W., Knauth, M., & Brückner, D. (2013). Discontinuum-mechanical behaviour of salt rocks and the practical relevance for the integrity of salinar barriers. *American Rock*

- Mechanics Association, 47 th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. San Francisco, USA.*
- Minkley, W., Knauth, M., Brückner, D., & Lüdeling, C. (2015). Integrity of saliferous barriers for heat-generating radioaktiv waste – natural analogues and geomechanical requirements. Rapid City, USA: Mechanical Behavior of Salt VIII.
- Minkley, W., Knauth, M., Fabig, T., & Farag, N. (2015). Stability and integrity of salt caverns under consideration of hydro-mechanical loading. *2015 VIII Mechanical Behavior Of Salt*. Rapid City, USA.
- MIT NRL. (2020). *Back to the future: Researchers at MIT's Nuclear Reactor Lab help revive a salt-based nuclear energy technology abandoned decades ago*. Von <http://nrl.mit.edu/news/2020/mit-helps-revive-molten-salt-reactors> abgerufen
- Moser, D. P. (07. 03 2012). www.dlr.de/. Abgerufen am 15. 06 2022 von https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Moser_Zentrale_station_re_Energiespeicher.pdf
- Moser, P. (2014). Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE. RWE Power AG, Innovative Kraftwerkstechnik. Halle (Saale): Leopoldina-Symposium.
- Nature. (2021). China prepares to test thorium-fuelled nuclear reactor. *Nature*(311), 597.
- O. Yevtushenko, R. B. (06 2010). Corrosion behaviour of Cr13 steel in CO₂ saturated brine with high chloride concentration. *Materials and Corrosion*, S. 517-521.
- ÖKOPOL. (2009). *Anforderungen an eine stoffliche Erweiterung der Seveso-II-Richtlinie*. Hamburg: ÖKOPOL GmbH.
- Ouyang, L.-B. (2011). New Correlations for Predicting the Density and Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide *The Open Petroleum Engineering Journal*, S. 13-21.
- Ouyang, L.-B. (2012). New Correlations for Predicting the Thermodynamic Properties of Supercritical Carbon Dioxide. *The Open Petroleum Engineering Journal*, S. 42-52.
- Peco-Facet. (2009). *Prospekt 2009*. Peco-Facet.
- Persichilli, M. K. (2012). Supercritical CO₂ Power Cycle Developments and Commercialization: Why sCO₂ can Displace Steam. New Delhi: Power-Gen India & Central Asia.
- Radgen, P. H.-M. (2008). *Großtechnische Energiespeicherung fluktuierender erneuerbarer Energien mit Druckluftspeicherkraftwerken am Beispiel Huntorf*. VDI-Berichte Nr. 2051.
- Randolph, J., Benjamin, A., Thomas, K., & Martin, S. (2012). Wellbore heat transfer in CO₂-based geothermal systems. *Transactions - Geothermal Resources Council*(36), S. 549-554.
- Reinicke, e. a. (2011). Untersuchung von Selbstheilungsmechanismen im Verbundsystem Rohr-Zement-Gebirge von CO₂-Bohrungen.

- Rockmann, F. (31. 03 2015). <https://www.volksstimme.de>. Abgerufen am 31. 05 2022 von <https://www.volksstimme.de/lokal/stassfurt/plane-zum-druckluftspeicher-eingestellt-1842109>
- Rütters. (2015). *CO₂-Reinheit für die Abscheidung und Lagerung (COORAL)*. Hannover: BGR.
- RWE. (2012). *Druckluftspeicher*. Von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2012/TechnikdialogSpeicher/VortragMoser.pdf?__blob=pub abgerufen
- Saertex. (2021). Saertex Imagebroschüre. http://www.saertex-multicom.de/_data/downloads/prospekte/Imagebroschuere_SmC_DE_1904.pdf.
- Salzer, K. (1991). Die Beherrschung von Gas-Salzausbrüchen im Kalibergbau des Thüringischen Teils des Werrareviers. Kali 91 - Second international Potash Technology Conference, Hamburg.
- Sara Anwar und John J. Carroll. (2016). *Carbon Dioxide Thermodynamic Properties Handbook* (2 Ausg.). Salem, Massachusetts: Scrivener Publishing LLC.
- Schlenker, H. (1974). Cost functions for HTR-direct-cycle components. *Atomkernenergie*, S. 226-235.
- sco2-4-npp. (2019). *Innovative sCO₂-Based Heat Removal Technology for an Increased Level of Safety of Nuclear Power Plants*. Von <https://www.sco2-4-npp.eu/> abgerufen
- sco2-flex. (2019). *Supporting the electricity system by making fossil fuel based electricity production more flexible*. Von <https://www.sco2-flex.eu/> abgerufen
- Shamu, A. (2019 (Thesis)). *Membrane, module and process design for supercritical CO₂ dehydration*. Eindhoven: Dissertation TU Eindhoven.
- Shamu, A. (2019). Mass transfer studies on the dehydration of supercritical carbon dioxide using dense polymeric membranes. *Separation and Purification Technology*, S. 229–237.
- Shell. (2018). *DEP 31.22.05.12-Gen. "GAS/LIQUID, LIQUID/LIQUID AND GAS/LIQUID/LIQUID SEPARATORS – TYPE SELECTION AND DESIGN RULES"*. Shell Group of companies.
- SILICA. (2005). *Angebot A25.845-001 zur CO₂-Trocknung vom 29.07.2005*. Berlin: Fa. SILICA Verfahrenstechnik.
- Sim, S. (02 2014). Investigating the Effect of Water Content in Supercritical CO₂ as Relevant to the Corrosion of Carbon Capture and Storage Pipelines. *CORROSION*, S. 185-195.
- Sinn, H.-W. (2008). *Das grüne Paradoxon*. Econ Verlag.
- Skopak, J. (1984). Design and Operation of the Dehydration Facility for the Elsinore "73" No. 1, a CO₂ Supply Well, u.a., presentation held at the 59th Annual Technical

- Conference and Exhibition in Houston, Texas, September 16-19, 1984. *SPE-Paper 13282*, , u.a., presentation held at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition in Houston, Texas, September 16-19, 1984, S. 1-8.
- SONG, K. u. (1989). *The Water Content of CO₂ – rich Fluids in Equilibrium with Liquid Water and/or Hydrates*, Research Report RR-99 – siehe auch SPE 15905. Tulsa: Gas Processors Association.
- Span, R., & Wagner, W. (1996). A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, S. 1509.
- Spotpreise_Stromboerse_Leipzig. (2021). *www.bricklebrit.com*. Abgerufen am 15. 01 2022 von http://www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html
- Staudt, J., & Lidsky, L. (1987). An MGR Brayton-Cycle Power Plant Design. Philadelphia: 22nd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference.
- Sudhoff, R. G. (2019). Next Level Geo-thermal Power Generation (NGP) – A new sCO₂-based geothermal concept. München, Germany: German Geothermal Congress DGK 2019.
- Suoton P. Peletiri 1, 2. N. (9 2018). CO₂ Pipeline Design: A Review. *Energies*, S. 1-25.
- TAB. (2008). „*Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz – TAB Mittelspannung 2008*“ .
- TAR_Mittelspannung. (2021). *E VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb*.
- Tauveron, N. P. (2019). Hybridization of a small modular reactor with a solar power plant using a supercritical carbon dioxide Brayton cycle. Paris: 3rd European supercritical CO₂ (sCO₂) Conference.
- Tiong, M. e. (2020). Nanaomodification: An efficient method to improve cement integrity in CO₂ Storage sites. (J. o. Engineering, Hrsg.)
- TransnetBW. (2020). *Stromnetz 2050 - Eine Studie der TransnetBW GmbH*.
- Umweltbundesamt. (11 2008). Gesundheitliche Bewertung von Kohlendioxid in der Innenraumluft. *Bekanntmachung des Umweltbundesamtes - Bundesgesundheitsbl - Gesundheitsforsch - Gesundheitsschutz*, S. 1358–1369.
- Umweltbundesamt. (2018a). *Dauer der UVP Verfahren von der öffentlichen Auflage bis zur Entscheidung in den Jahren 2009 bis 2018*. Abgerufen am 04. 02 2022 von <https://www.umweltbundesamt.at/uvpsup/verfahrensmonitoring/vm-dauer/gv-dauer>
- Umweltbundesamt. (2018b). *Dauer der Feststellungsverfahren von 2009 bis 2018*. Abgerufen am 04. 02 2022 von <https://www.umweltbundesamt.at/uvpsup/verfahrensmonitoring/vm-dauer/gv-dauer>

- Umweltbundesamt. (2018c). *Dauer der Rechtsmittelverfahren von 2009 bis 2018*. Abgerufen am 04. 02 2022 von <https://www.umweltbundesamt.at/uvpsup/verfahrensmonitoring/vm-dauer/gv-dauer>
- Umweltbundesamt. (2021). *UVP-Portal des Bundes*. Abgerufen am 29. 07 2021 von <https://www.uvp-portal.de/de/node/250>
- Urai, J., & Spiers, C. (2007). The effect of grain boundary water on deformation mechanisms and rheology of rock salt. *The Mechanical Behavior of Salt – Understanding of THMC Processes in Salt*. 6th Conference (SaltMech6), Hannover. Germany.
- V.Vesovic. (03 1990). The Transport Properties of Carbon Dioxide. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*.
- Vallourec. (kein Datum). OCTG product selection guide. <http://www.vallourec.com/OCTG/EN/Documents/VAM%20OCTG%20Product%20guide.pdf>.
- van Heekeren, H., Bakker, T., de Ruiter, V., & Mulder, L. (2009). Abandonment of an extremely deep Cavern at Frisia Salt. SMRI Spring 2009 Technical Conference, 27 - 28 April, Krakow, Poland.
- VDE. (2022). www.vde.com. Abgerufen am 13. 04 2022 von <https://www.vde.com/resource/blob/1798770/5630224a6a17c4a2ce11867ed66fd77b/vde-ar-n-4110-formulare-anhang-e-data.pdf>
- Victor E. Onyebuchi, A. K. (01 2018). A systematic review of key challenges of CO2 transport via pipelines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, S. 2563-2583.
- Vilarrasaa, V., Olivella, S., Carrerac, J., & Rutqvista, J. (2014). Long term impacts of cold CO2 injection on the caprock integrity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 24, 1 - 13.
- Wagner, R. S. (1996). A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Tri-ple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, 25, 1509-1596.
- Wallace, C. B. (1985). *Dehydration of Supercritical CO2*. GAS CONDITIONING CONFERENCE.
- Wallner, M. (1986). Frac-pressure risks in rock salt. SMRI Fall Meeting, Amsterdam.
- WD-5-027-17. (2017). *Obligatorische Betriebspläne für Kavernenspeicher nach dem Bundesberggesetz und die Bedeutung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben*. Berlin: Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag.
- WEG. (2006). Technische Regel , Leitfaden Futterrohrberchnung. (W. E.-u. e.V., Hrsg.)
- Wei. (07 2015). Corrosion behaviors of steels under supercritical CO2 conditions. *CORROSION REVIEWS*.

- Weiland, N. T. (17-21. 06 2019). sCO₂ Power Cycle Component Cost Correlations From DOE Data Spanning Multiple Scales and Applications. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2019: Turbomachinery Technical Conference and Exposition*, S. 1-17.
- Weiland, N., Lance, B., & Ridaparti, S. (2019). sCO₂ power cycle component cost correlations from DOE data spanning multiple scales and applications. *Proc. ASME Turbo Expo*, vol. 9, pp. 1–17.
- Welsch, J. (2018). *Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem (Dissertation)*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart.
- Wikipedia. (23. 11 2010). <https://de.wikipedia.org>. Abgerufen am 31. 05 2022 von https://de.wikipedia.org/wiki/Druckluftspeicherkraftwerk_Sta%C3%9Ffurt#cite_note-Volksstimme_1452325-4
- Wikipedia. (kein Datum). *Voronoi-Diagramm*. Abgerufen am 2022 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Voronoi-Diagramm>
- Xiang, Y. (2012). The upper limit of moisture content for supercritical CO₂ pipeline transport. *J. of Supercritical Fluids*, S. 14-21.
- Xiao, G. e. (September 2019). Heat transfer characteristics of sCO₂ and dynamic simulation model of sCO₂ loop. *3rd European Conference on Supercritical CO₂ (sCO₂) Power Systems*, S. 245-254.
- Yong Xiang, M. X.-S. (7 2017). State-of-the-art overview of pipeline steel corrosion in impure dense CO₂ for CCS transportation: mechanisms and models. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, S. 485-509.
- Zemke, J. (2020). *Konzeptionelle Überarbeitung der Ansätze zum Mechanischen Integritätstest an Kavernenbohrungen*. Mittenwalde: UGS GmbH.
- Zhang, Y., Jackson, C., & Krevor, S. (2022). An Estimate of the Amount of Geological CO₂ Storage over the Period of 1996–2020. *Environ. Sci. Technol. Lett.*
- Zhang, Z. H. (2014). Future Development of Modular HTGR in China after HTR-PM. Weihai, China: Proceedings of the HTR.
- Zhang, Z. W. (2006). Design aspects of the Chinese modular high-temperature gas-cooled reactor HTR-PM. *Nuclear Engineering and Design*, 236, 485.
- Zou, Y. (2019). Research Progress of TMSR design. Delft, Netherlands: Safety Assessment of the Molten Salt Fast Reactor (SAMOFAR) Final Meeting.
- Zunft, S. (2015). Adiabatic CAES: The ADELE-ING project. Villigen (CH): SCCER Heat & Electricity Storage Symposium.
- Zunft, S. e. (2011). Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. DLR.

Auftraggeber: Speicher Lokation: HPC-1 Kaverne:													
Solkonzept für 1.018.000 m³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schütffaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)													
Aktivität	Dauer [d]	Temporär Stopp [d]*	Σ Dauer [d]	Solrichtung	Solrate [m ³ /h]	V _{Brutto} [m ³]	dV _{Netto} [m ³]	V _{Netto} [m ³]	Blanket [m, TVD]	10 3/4" [m, TVD]	6 5/8" [m, TVD]	Mineralis. [kg/m ³]	Dmax [m]** A max [m ²]
Etappe 1	Blanketeinstellung	1	223	Stopp	0	57.900	56.000	56.000	1.714	1.724	1.750	165	50,5 1.995
	Solen Etappe 1	208		direkt	150-200								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 2	Blanketeinstellung	1	353	Stopp	0	155.900	100.000	156.000	1.649	1.720	1.740	243	67,8 3.610
	Solen Etappe 2	115		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 3	Blanketeinstellung	1	471	Stopp	0	258.900	100.000	256.000	1.619	1.718	1.738	263	78,7 4.865
	Solen Etappe 3	103		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 4	Blanketeinstellung	1	585	Stopp	0	363.800	100.000	356.000	1.600	1.715	1.736	281	87,1 5.955
	Solen Etappe 4	99		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 5	Blanketeinstellung	1	687	Stopp	0	468.700	100.000	456.000	1.588	1.666	1.734	314	88,6 6.170
	Solen Etappe 5	87		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 6	Blanketeinstellung	1	792	Stopp	0	562.600	100.000	556.000	1.578	1.663	1.692	303	89,5 6.285
	Solen Etappe 6	90		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 7	Blanketeinstellung	1	899	Stopp	0	676.300	100.000	656.000	1.569	1.660	1.682	297	89,7 6.310
	Solen Etappe 7	92		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 8	Blanketeinstellung	1	1005	Stopp	0	780.300	100.000	756.000	1.560	1.650	1.678	301	89,7 6.310
	Solen Etappe 8	91		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 9	Blanketeinstellung	1	1109	Stopp	0	884.700	100.000	856.000	1.550	1.630	1.675	311	89,7 6.315
	Solen Etappe 9	89		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 10	Blanketeinstellung	1	1211	Stopp	0	986.700	100.000	956.000	1.545	1.620	1.670	312	89,8 6.330
	Solen Etappe 9	87		indirekt	300								
	W/O, HRV	14		Stopp	0								
Etappe 11	Blanketeinstellung	1	1294	Stopp	0	1.069.500	62.000	1.018.000	1.540	1.595	1.630	303	89,9 6.350
	Solen Etappe 9	61		indirekt	300								
	W/O, HRV	21		Stopp	0								

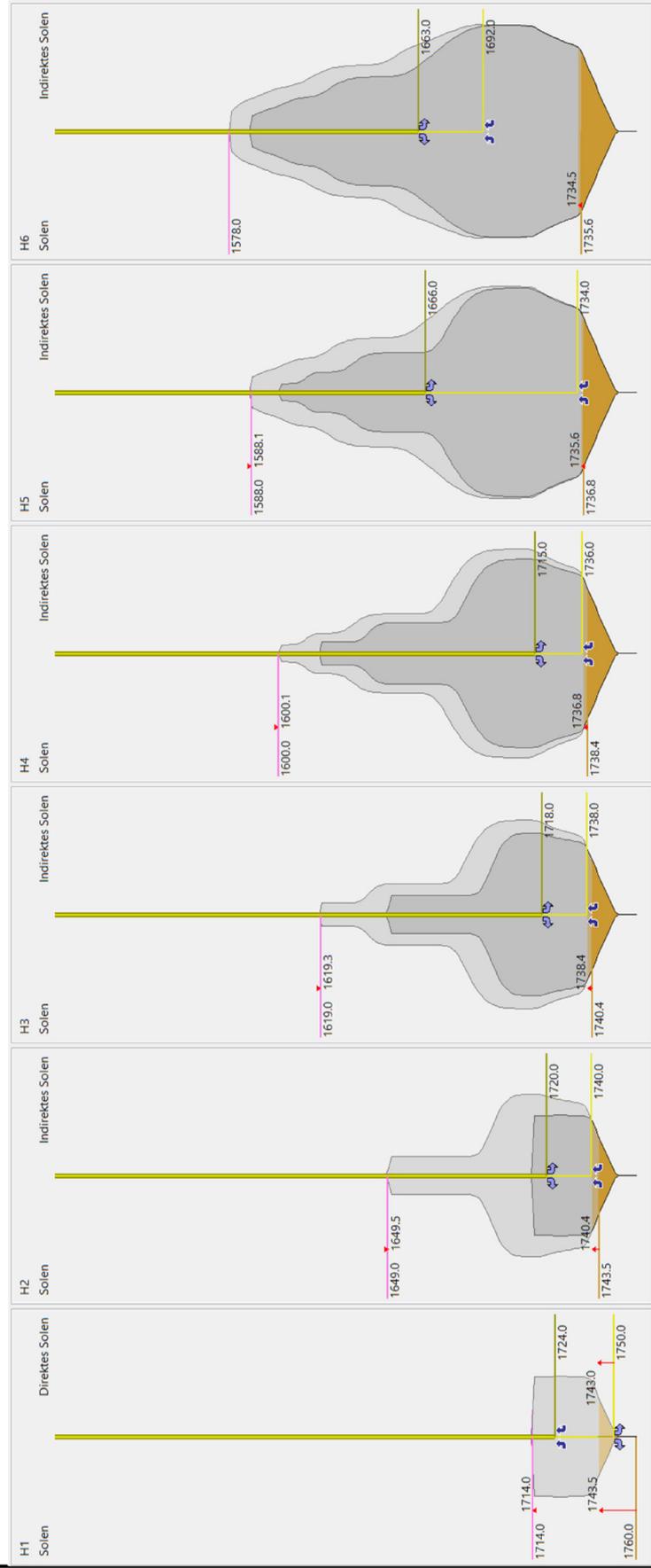
* Außerplanmäßige Stillstände bzw. zeitliche Verzögerungen aufgrund von Ratenreduzierung während der Kavernensolung wurden nicht eingeplant

** Dmax - max. Kavernendurchmesser am Ende einer Etappe inkl. Berücksichtigung der Stillstandsphasen/Aufsättigung



Solkonzept für 1.018.000 m³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schüttfaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)

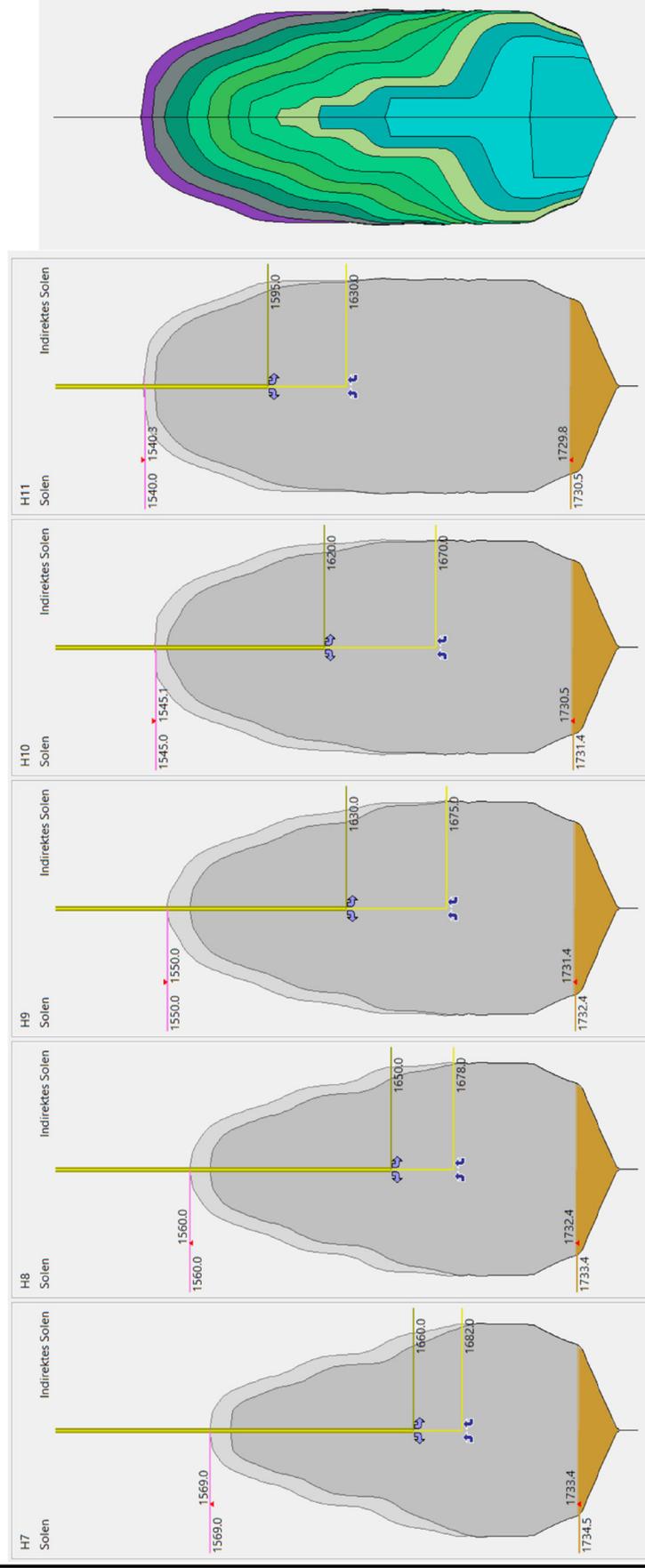
Etappenübersicht - Soletappen 1 - 6





Solkonzept für 1.018.000 m³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schüttfaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)

Etappenübersicht - Soletappen 7 - 11 und Darstellung der überlagerten Konturen



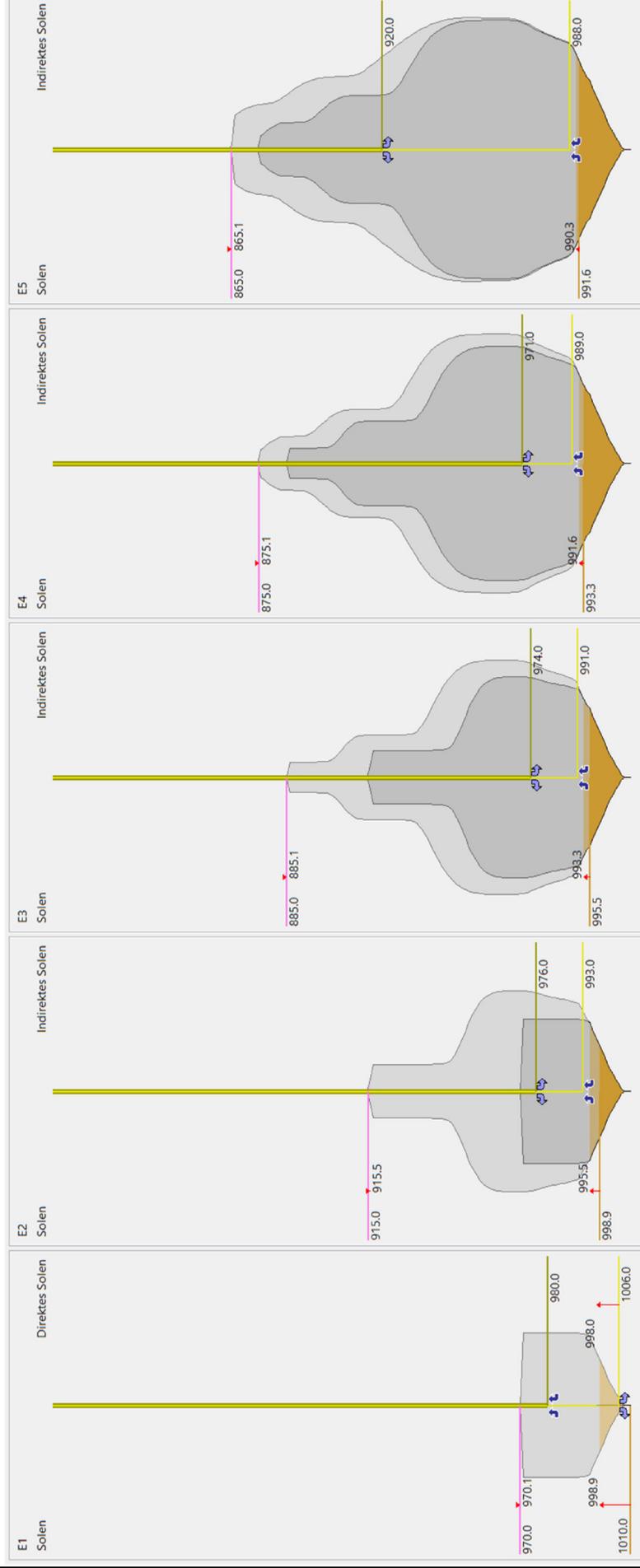
Auftraggeber: Speicher Lokation: LPC-1 Kaverne:														 	
Solkonzept für 800.000 m ³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schüttfaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)															
Aktivität	Dauer [d]	Temporär Stopp [d]*	Σ Dauer [d]	Solrichtung	Solrate [m ³ /h]	V _{Brutto} [m ³]	dV _{Netto} [m ³]	V _{Netto} [m ³]	Blanket [m, TVD]	10 3/4" [m, TVD]	6 5/8" [m, TVD]	Mineralis. [kg/m ³]	Dmax [m]** A max [m ²]		
Etappe 1	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				970	980	1.006	156	48,6 1.860		
	Solen Etappe 1	192	207	direkt	150-200	51.600	50.000	50.000	970	980	1.006	156			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 2	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				915	976	993	239	67,7 3.600		
	Solen Etappe 2	128	350	indirekt	300	156.600	100.000	150.000	915	976	993	239			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 3	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				885	974	991	264	78,8 4.875		
	Solen Etappe 3	108	473	indirekt	300	263.100	100.000	250.000	885	974	991	264			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 4	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				875	971	989	278	87,0 5.940		
	Solen Etappe 4	100	588	indirekt	300	368.000	100.000	350.000	875	971	989	278			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 5	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				865	920	988	314	88,7 6.175		
	Solen Etappe 5	85	688	indirekt	300	470.300	100.000	450.000	865	920	988	314			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 6	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				852	909	980	316	89,7 6.320		
	Solen Etappe 6	85	788	indirekt	300	571.600	100.000	550.000	852	909	980	316			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 7	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				838	907	941	306	89,8 6.335		
	Solen Etappe 7	90	893	indirekt	300	676.000	100.000	650.000	838	907	941	306			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 8	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				835	907	935	302	89,9 6.340		
	Solen Etappe 8	91	999	indirekt	300	780.700	100.000	750.000	835	907	935	302			
	W/O, HRV	14		Stopp	0										
Etappe 9	Blanketeinstellung	1		Stopp	0				830	880	920	307	89,9 6.340		
	Solen Etappe 9	44	1065	indirekt	300	833.900	51.000	801.000	830	880	920	307			
	W/O, HRV	21		Stopp	0										

* Außerplanmäßige Stillstände bzw. zeitliche Verzögerungen aufgrund von Ratenreduzierung während der Kavernensolung wurden nicht eingeplant

** Dmax - max. Kavernendurchmesser am Ende einer Etappe inkl. Berücksichtigung der Stillstandsphasen/Aufsättigung

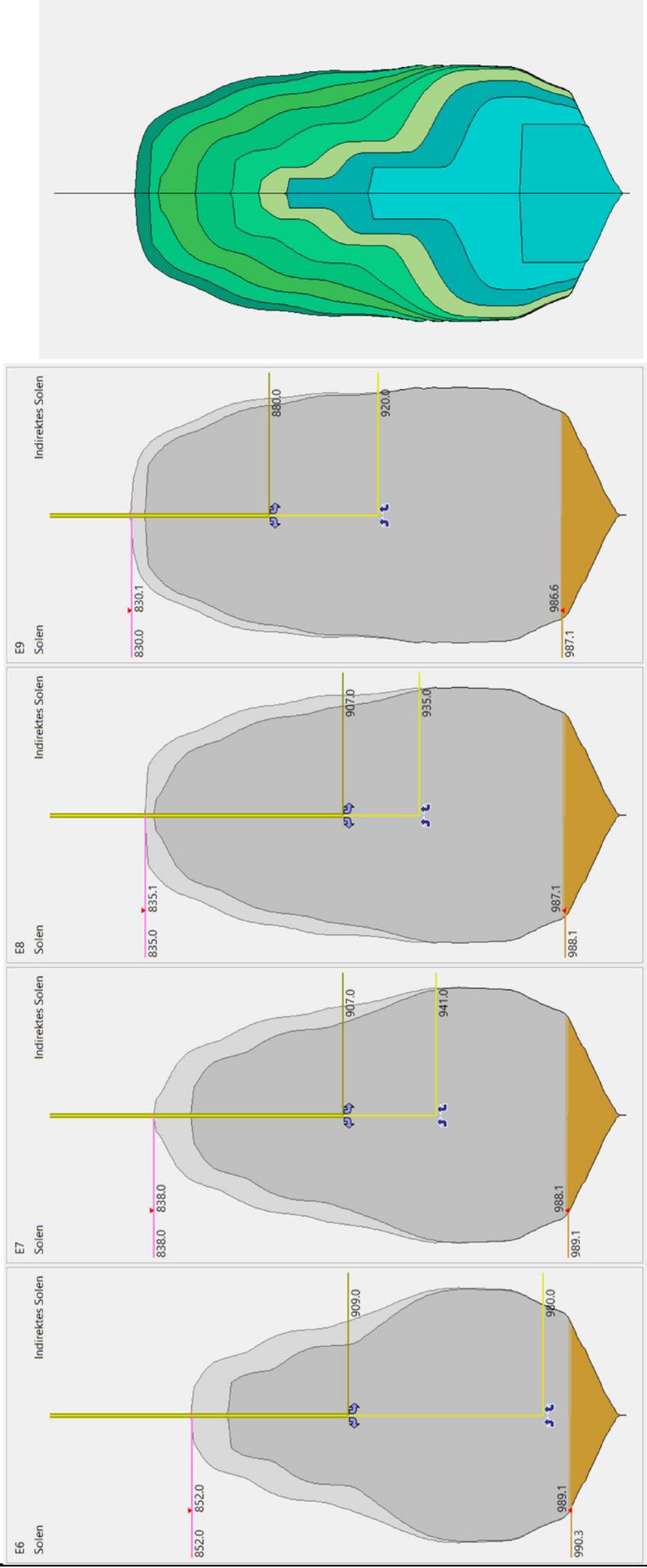
Solkonzept für 800.000 m³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schüttfaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)

Etappenübersicht - Soletappen 1 - 5

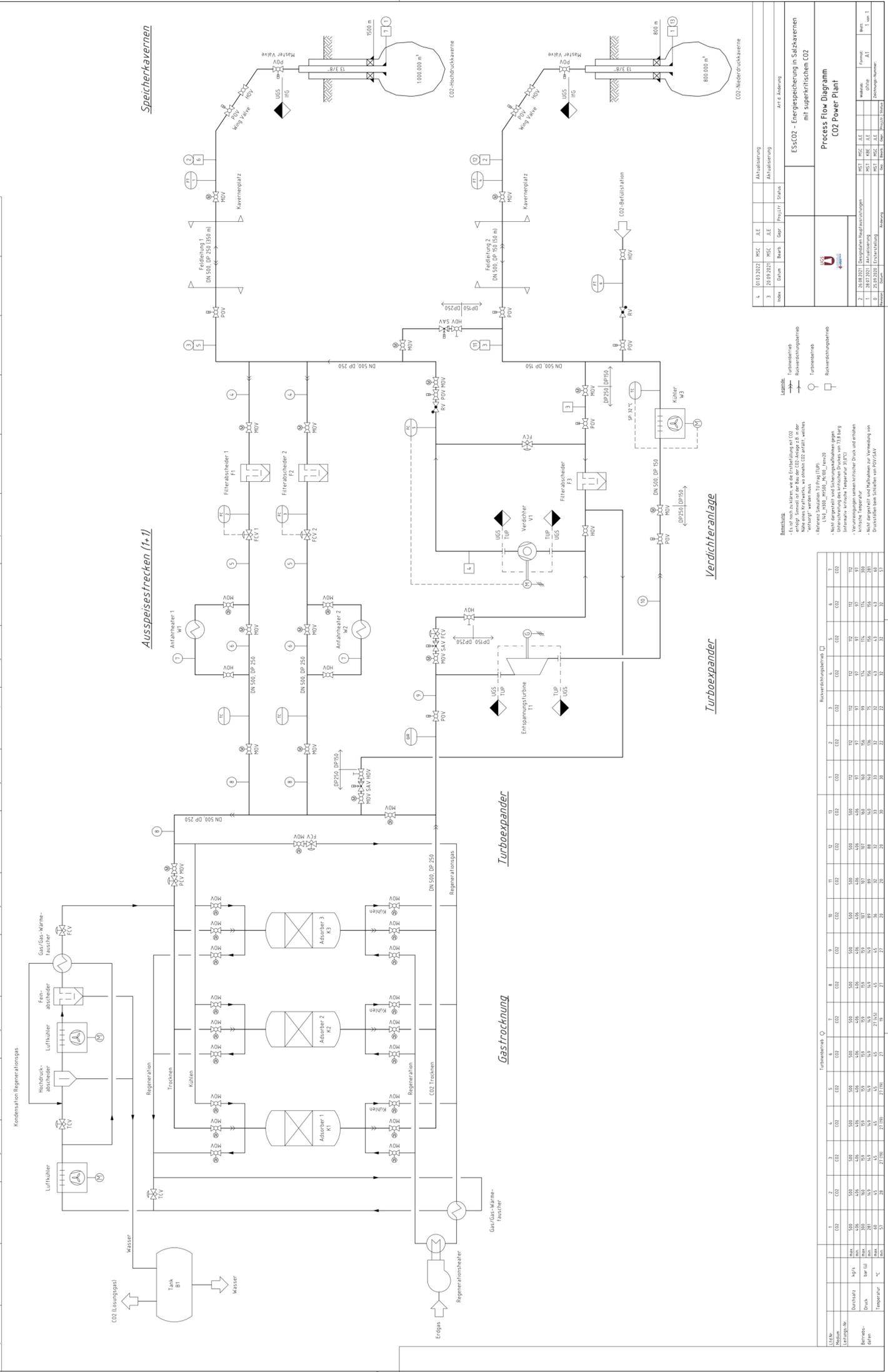


Solkonzept für 800.000 m³ Nettovolumen bezogen auf Dmax = 90 m (Kavernenhals: 30 m ; Schüttfaktor: 1,3 ; Unlösliches: 3 %)

Etappenübersicht - Soletappen 6 - 9 und Darstellung der überlagerten Konturen



Wärmeabsorber (TAC-Nr.)	Wärmeabgeber (TAC-Nr.)	W3	Regeneriert (TAC-Nr.)	FCV W2	Turbine (TAC-Nr.)	T1	Abschneider (TAC-Nr.)	KWK/KWS	Verdichter (TAC-Nr.)	V1	FT2.9	FT1	FT2.9	FT4	FT5	FT6
Abdruck	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s
Max. Durchsatz	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C	14,9 bar / 38°C
Min. Durchsatz	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar	159 / 185,5 bar
Wärme-/Kühleistung	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW	8200 kW
bei Durchsatz	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s
bei Ein-/Ausströmtemp.	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C
bei Ein-/Ausströmtemp.	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar	0 / 2 bar
Ausströmtemp. bei	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C
bei Durchsatz	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s
bei Ein-/Ausströmtemp.	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C
Ausströmtemp. bei	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C
bei Durchsatz	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s
bei Ein-/Ausströmtemp.	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C
Ausströmtemp. bei	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C
bei Durchsatz	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s	500 kg/s
bei Ein-/Ausströmtemp.	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C	39 / 27°C
Ausströmtemp. bei	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C	-10, 60°C



Speicherkavernen

Speicherart	Volumen	Druck	Temperatur
CO ₂ -Hochdruckkaverne	1.000.000 m ³	13 3/8"	500 m
CO ₂ -Niederdruckkaverne	800.000 m ³	13 3/8"	800 m

Ausspeisestrecken (+1)

Strecke	Druck	Temperatur
Feldleitung 1	DN 500, DP 250 (350 m)	500 kg/s
Feldleitung 2	DN 500, DP 150 (150 m)	500 kg/s

Turboexpander

Parameter	Wert
Druck	13 3/8"
Temperatur	500 m

Verdichteranlage

Parameter	Wert
Druck	13 3/8"
Temperatur	500 m

Gastrocknung

Parameter	Wert
Druck	13 3/8"
Temperatur	500 m

ESStCO₂ - Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO₂

Druck	Temperatur
13 3/8"	500 m

CO₂ Recovery

Parameter	Wert
Druck	13 3/8"
Temperatur	500 m

 UGS UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES	ESsCO2 -Teilprojekt 2	N°: UGS01-T-D-001 Date: 22.07.2020
--	-----------------------	---------------------------------------

ID	Pipe Class	Description
K1	B25.300.60.1	sCO2
K2	B25.300.50.1	sCO2
K3	B9.110.60.1	sCO2
K4	B9.110.50.1	sCO2
K4		
K5		
K6		
K7		
K10		
K10		
K11		
K12		
K13		
K14		
K15		
K16		

The ID will be used in the line identification.

		ESsCO2 -Teilprojekt 2				N°: UGS01-T-D-001 Date: 22.07.2020	
B25.300.60.1		ANSI Class		2500 lbs RTJ			
		Auslegungsdruck		300 bar		(MOP=DP)	
		Auslegungstemperatur		60 °C		(MOT=DT)	
Anforderungen: DIN 30690 T. 1							
		ND: DN 25 - DN 500					
Fluid: sCO2		Korrosionszuschlag: 3,0 mm					
überflur		SN-Vorbereitung EN ISO 9692-1		KZ 1.3 - V 30° für s<=12 mm sonst KZ 1.5 - Y 20° - Steg bis 2 mm für Schweißverfahren 111, 141 (E+WIG)			
Bauteil	Durchmesser		Bauart	Material		Bemerkung	
	von	bis		Norm	Name		
Rohr	25	250	DIN EN 10220	DIN EN ISO 3183	L360NE	nahtlos	
	300	500	DIN EN 10220	Anhang A	L415NE	geschweißt	
Bogen	25	200	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183	L360NE	alt. L415NE	
	250	500	DIN EN 10253-2	Anhang A	L415NE		
T-Stück	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE	
Reduzierung	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE	
Kappe	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN 10028-3	P355NH/NL1		
Flansch	25	500	ASME B 16.5	DIN EN 10222-4	P355QH1		
Dichtung	25	500	ASME B 16.20	DIN EN 12560-5	12CrMo195	ballig	
Bolzen			ASME B 18.2.1	ASTM	A193B7	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2	
Mutter			ASME B 18.2.2	ASTM	A1942H	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2	
Stutzen	25	50		DIN EN 10273	P355NH		
Muffen	15	50		DIN EN 10273	P355NH		
Rohrwanddicken (S= 1,5)							
DN	25	50	80	100	150	200	ND
d	33,7	60,3	88,9	114,3	168,3	219,1	mm
s	6,3	8,0	10,0	12,5	16,0	20,0	mm
DN	250	300	350	400	500	600	ND
d	273,0	323,9	355,6	406,4	508,0	610,0	mm
s	22,2	25,0		28,0	36,0		mm
Weitere Anforderungen							
APZ DIN EN 10204							
Rohr und Fittings	3.2						
Flansch	3.2						
Dichtung	3.1						
Bolzen	3.2 Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.1						
Mutter	3.1 Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.2 oder Kennzeichnung gemäß AD-W2 6.2.1						
Stutzen und Muffen	siehe Fertigungszeichnung						
Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben	38 J		bei		-25 °C		
Entspannungsleitungen:							
Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben	27 J		bei		-50 °C		

**B25.300.50.1**

ANSI Class	2500 lbs	RTJ
Auslegungsdruck	300 bar	(MOP=DP)
Auslegungstemperatur	50 °C	(MOT=DT)

Anforderungen: DIN 30690 T. 1

ND: DN 25 - DN 500

Fluid: sCO₂

Korrosionszuschlag: 3,0 mm

unterflur

SN-Vorbereitung: KZ 1.3 - V 30° für s≤12 mm
EN ISO 9692-1: sonst KZ 1.5 - Y 20° - Steg bis 2 mm
für Schweißverfahren 111, 141 (E+WIG)

Bauteil	Durchmesser		Bauart	Material		Bemerkung
	von	bis		Norm	Name	
Rohr	25	250	DIN EN 10220	DIN EN ISO 3183	L360NE	nahtlos
	300	500	DIN EN 10220	Anhang A	L415NE	geschweißt
Bogen	25	200	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183	L360NE	alt. L415NE
	250	500	DIN EN 10253-2	Anhang A	L415NE	
T-Stück	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Reduzierung	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Kappe	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN 10028-3	P355NH/NL1	
Flansch	25	500	ASME B 16.5	DIN EN 10222-4	P355QH1	
Dichtung	25	500	ASME B 16.20	DIN EN 12560-5	12CrMo195	ballig
Bolzen			ASME B 18.2.1	ASTM	A193B7	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Mutter			ASME B 18.2.2	ASTM	A1942H	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Stutzen	25	50		DIN EN 10273	P355NH	
Muffen	15	50		DIN EN 10273	P355NH	

Rohrwanddicken (S= 1,5)

DN	25	50	80	100	150	200	ND
d	33,7	60,3	88,9	114,3	168,3	219,1	mm
s	6,3	8,0	10,0	11,0	16,0	20,0	mm
DN	250	300	350	400	500	600	ND
d	273,0	323,9	355,6	406,4	508,0	610,0	mm
s	22,2	22,2		28,0	36,0		mm

Weitere Anforderungen**APZ DIN EN 10204**

Rohr und Fittings	3.2	
Flansch	3.2	
Dichtung	3.1	
Bolzen	3.2	Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.1
Mutter	3.1	Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.2 oder Kennzeichnung gemäß AD-W2 6.2.1
Stutzen und Muffen		siehe Fertigungszeichnung

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 38 J bei -25 °C

Entspannungsleitungen:

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 27 J bei -50 °C

Unterflurleitungen:

PE-Umhüllung für Rohrleitungsteile gemäß DIN 30670 N-n



ESsCO2 -Teilprojekt 2

N°: UGS01-T-D-001
Date: 22.07.2020

B9.110.60.1

ANSI Class	900 lbs	RTJ
Auslegungsdruck	110 bar	(MOP=DP)
Auslegungstemperatur	60 °C	(MOT=DT)

Anforderungen: DIN 30690 T. 1

ND: DN 25 - DN 500

Fluid: sCO2
überflurKorrosionszuschlag: 3,0 mm
SN-Vorbereitung KZ 1.3 - V 30° für s<=12 mm
EN ISO 9692-1 sonst KZ 1.5 - Y 20° - Steg bis 2 mm
für Schweißverfahren 111, 141 (E+WIG)

Bauteil	Durchmesser		Bauart	Material		Bemerkung
	von	bis		Norm	Name	
Rohr	25	250	DIN EN 10220	DIN EN ISO 3183	L360NE	nahtlos
	300	500	DIN EN 10220	Anhang A	L415NE	geschweißt
Bogen	25	200	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183	L360NE	alt. L415NE
	250	500	DIN EN 10253-2	Anhang A	L415NE	
T-Stück	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Reduzierung	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Kappe	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN 10028-3	P355NH/NL1	
Flansch	25	500	ASME B 16.5	DIN EN 10222-4	P355QH1	
Dichtung	25	500	ASME B 16.20	DIN EN 12560-5	12CrMo195	ballig
Bolzen			ASME B 18.2.1	ASTM	A193B7	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Mutter			ASME B 18.2.2	ASTM	A1942H	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Stutzen	25	50		DIN EN 10273	P355NH	
Muffen	15	50		DIN EN 10273	P355NH	

Rohrwanddicken (S= 1,5)

DN	25	50	80	100	150	200	ND
d	33,7	60,3	88,9	114,3	168,3	219,1	mm
s	4,5	5,0	6,3	7,1	8,0	10,0	mm
DN	250	300	350	400	500	600	ND
d	273,0	323,9	355,6	406,4	508,0	610,0	mm
s	11,0	11,0		12,5	16,0		mm

Weitere Anforderungen**APZ DIN EN 10204**

Rohr und Fittings 3.2
 Flansch 3.2
 Dichtung 3.1
 Bolzen 3.2 Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.1
 Mutter 3.1 Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.2
 oder Kennzeichnung gemäß AD-W2 6.2.1
 Stutzen und Muffen siehe Fertigungszeichnung

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 38 J bei -25 °C

Entspannungsleitungen:

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 27 J bei -50 °C



ESsCO2 -Teilprojekt 2

N°: UGS01-T-D-001
Date: 22.07.2020

B9.110.50.1

ANSI Class	900 lbs	RTJ
Auslegungsdruck	110 bar	(MOP=DP)
Auslegungstemperatur	50 °C	(MOT=DT)

Anforderungen: DIN 30690 T. 1

ND: DN 25 - DN 500

Fluid: sCO2

Korrosionszuschlag: 3,0 mm

unterflur

SN-Vorbereitung KZ 1.3 - V 30° für s<=12 mm
EN ISO 9692-1 sonst KZ 1.5 - Y 20° - Steg bis 2 mm
für Schweißverfahren 111, 141 (E+WIG)

Bauteil	Durchmesser		Bauart	Material		Bemerkung
	von	bis		Norm	Name	
Rohr	25	250	DIN EN 10220	DIN EN ISO 3183	L360NE	nahtlos
	300	500	DIN EN 10220	Anhang A	L415NE	geschweißt
Bogen	25	200	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183	L360NE	alt. L415NE
	250	500	DIN EN 10253-2	Anhang A	L415NE	
T-Stück	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Reduzierung	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN ISO 3183 Anhang A	L360NE	alt. L415NE
Kappe	25	500	DIN EN 10253-2	DIN EN 10028-3	P355NH/NL1	
Flansch	25	500	ASME B 16.5	DIN EN 10222-4	P355QH1	
Dichtung	25	500	ASME B 16.20	DIN EN 12560-5	12CrMo195	ballig
Bolzen			ASME B 18.2.1	ASTM	A193B7	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Mutter			ASME B 18.2.2	ASTM	A1942H	galv. Verz. EN ISO 4042 Tab. 2
Stutzen	25	50		DIN EN 10273	P355NH	
Muffen	15	50		DIN EN 10273	P355NH	

Rohrwanddicken (S= 1,5)

DN	25	50	80	100	150	200	ND
d	33,7	60,3	88,9	114,3	168,3	219,1	mm
s	4,5	5,0	5,6	6,3	8,0	10,0	mm
DN	250	300	350	400	500	600	ND
d	273,0	323,9	355,6	406,4	508,0	610,0	mm
s	11,0	11,0		12,5	14,2		mm

Weitere Anforderungen**APZ DIN EN 10204**

Rohr und Fittings	3.2	
Flansch	3.2	
Dichtung	3.1	
Bolzen	3.2	Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.1
Mutter	3.1	Nachw der Güteeigenschaften AD W 7 6.2 oder Kennzeichnung gemäß AD-W2 6.2.1
Stutzen und Muffen		siehe Fertigungszeichnung

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 38 J bei -25 °C

Entspannungsleitungen:

Kerbschlagzähigkeitsnachweis für Längsproben 27 J bei -50 °C

Unterflurleitungen:

PE-Umhüllung für Rohrleitungsteile gemäß DIN 30670 N-n

		ESsCO2 -Teilprojekt 2		N°: UGS01-T-D-001 Date: 22.07.2020	
Druckprüfungen					
		Anforderungen nach DVGW G 469			
Festigkeitsprüfung:		Prüfdruck:		1,5 x MOP (max. zul. Betriebsdruck)	
Medium	MOP 20 °C	Prüfdruck	Druckstufe	Bemerkungen	
[-]	[bar]	[bar]	[-]	[-]	
Erdgas, Entspannung, Kondensat	A2/B2 300	450	ASME 2500	Stahlleitungen	
Erdgas, Eigen-gas, Entspan-nung, Glykol, Kondensat	A2/B2 110	165	ASME 900		
Dichtheitsprüfung:		A3		Prüfdruck: 1,1 x MOP (max. zul. Betriebsdruck)	
Medium	MOP 20 °C	Prüfdruck	Druckstufe	Bemerkungen	
[-]	[bar]	[bar]	[-]	[-]	
Erdgas, Entspannung, Kondensat	300	330	ASME 2500	Prüfmedium: Stickstoff	
Erdgas, Entspannung, Kondensat	110	121	ASME 900	Prüfmedium: Stickstoff	
Nach der Druckprobe (mit Wasser):					
- Trocknen der Leitungen					

		ESsCO2 -Teilprojekt 2		N°: UGS01-T-D-001 Date: 22.07.2020		
Schweißnahtprüfungen - OTA		Anforderungen nach DVGW GW 350				
Qualitätsanforderungsstufe:		C		für Stahlrohre aus Grundwerkstoff Gruppe 1 5 bar < DP ≤ 16 bar		
		D		für Stahlrohre DP > 16 bar mit Wärmebehandlungszuständen N, M oder Q		
Sichtprüfung durch Schweißaufsichtsperson (inkl. Dokumentation)						
100% aller Schweißnähte				Qualitätsanford.-Stufe		
				D		
100% aller Schweißnähte				DP=	≤ 16 bar	C
Dopplungsprüfung						
100% mit Ultraschall an den Rohrenden und Stutzen-/Muffenschweißstellen						
10% mit Ultraschall an den Flanschlüssen						
Rundnähte						
100% Ultraschall oder Durchstrahlung				DP=	300 bar	Qualitätsanford.-Stufe
				R _{10,5} >	360 N/mm ²	D
40% Ultraschall oder Durchstrahlung				DP=	300 bar	D
				R _{10,5} ≤	360 N/mm ²	
20% Ultraschall oder Durchstrahlung				DP=	110 bar	D
20% Durchstrahlung				DP≤	16 bar	C
Garantienähte (zulässig nur an Rohr-Rohr-Verbindungen!)						
100% Durchstrahlung und						
100% Ultraschall wenn möglich						
- sonst Oberflächenrißprüfung						
DP > 16 bar						
Nach dem Bespannen der betreffenden Rohrleitungsabschnitte sind die Garantienähte bei Betriebsdruck mit schaumbildenden Mitteln auf Dichtheit zu prüfen.						
Stutzen- und Muffennähte						
100% Oberflächenrißprüfung (bevorzugt Magnetpulverprüfung)						
Durchstrahlungsprüfung						
Anforderungen der DIN EN 1435, insbesondere im Hinblick auf die Auswahl der Strahlenquelle beachten						
für jede verworfene (reparaturbedürftige) Schweißnaht werden zwei weitere Nähte des selben Schweißers geprüft						

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde
 Tel: 033764/82-0 Fax: -499
 Projekt : 066076
 Zeichnungsnr.:
 Dateiname :

Datum : 11.06.2020
 Bearb.: Schimmrigk
 Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 500 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
 Auslegungszustand . . . : 2 - Prüfung

Betriebsdaten

p = 429 bar Berechnungsüberdruck
 T = 20 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 36,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,952 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 508,0 mm Rohraußendurchmesser
 sv = 36,0 mm Rohrwanddicke
 c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
 c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
 Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 27,57 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 31,57 mm Tmin + c1 + c2

14 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 395,2 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 400 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [50,0 °C, 28,0 mm]

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 28,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 406,4 mm Rohraußendurchmesser
sv = 28,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 22,03 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 26,03 mm Tmin + c1 + c2

8 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 276,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 300 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [50,0 °C, 22,2 mm]

Rp0.2 = 410 N/mm² [20,0 °C, 22,2 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 323,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 22,2 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 17,56 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 21,56 mm Tmin + c1 + c2

3 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 276,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,60 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 250 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 22,2 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 22,2 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 273,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 22,2 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 17,06 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 21,06 mm Tmin + c1 + c2

5 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499

Projekt : 066076

Datum : 11.06.2020

Zeichnungsnr.:

Bearb.: Schimmrigk

Dateiname :

Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 200 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000

Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck

T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 20,0 mm]Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 20,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 219,1 mm Rohraußendurchmesser

sv = 20,0 mm Rohrwanddicke

c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell

c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh

Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 13,69 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 17,69 mm Tmin + c1 + c2

13 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,50 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze

bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen

über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu

korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 150 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 16,0 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 16,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 168,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 16,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 10,52 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 14,23 mm Tmin + c1 + c2
12 %
c1 = 0,71 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,00 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 100 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 11,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 11,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 114,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 11,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 7,14 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 10,68 mm Tmin + c1 + c2

3 %

c1 = 0,53 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 80 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 10,0 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 10,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 88,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 10,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 5,56 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 9,51 mm Tmin + c1 + c2
5 %
c1 = 0,95 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 50 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 8,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 8,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 60,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 8,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 3,77 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 7,52 mm Tmin + c1 + c2

6 %

c1 = 0,75 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.50.1: Rohr DN 25 DP=300 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 6,3 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 6,3 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 33,7 mm Rohraußendurchmesser
sv = 6,3 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,11 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 5,67 mm Tmin + c1 + c2
11 %
c1 = 0,57 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 500 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 2 - Prüfung

Betriebsdaten

p = 429 bar Berechnungsüberdruck
T = 20 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 36,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,952 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 508,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 36,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 27,57 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 31,57 mm Tmin + c1 + c2
14 %
c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 395,2 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 400 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 390 N/mm² [60,0 °C, 28,0 mm]

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 28,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 406,4 mm Rohraußendurchmesser
sv = 28,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 23,45 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 27,45 mm Tmin + c1 + c2

2 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 260,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499

Projekt : 066076

Datum : 11.06.2020

Zeichnungsnr.:

Bearb.: Schimmrigk

Dateiname :

Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 300 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000

Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck

T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 390 N/mm² [60,0 °C, 25,0 mm]Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 25,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 323,9 mm Rohraußendurchmesser

sv = 25,0 mm Rohrwanddicke

c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell

c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh

Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 18,69 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 22,69 mm Tmin + c1 + c2

10 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 260,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,60 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze

bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen

über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu

korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 250 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 22,2 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 22,2 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 273,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 22,2 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 18,07 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 22,07 mm Tmin + c1 + c2

1 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 200 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 20,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 20,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 219,1 mm Rohraußendurchmesser
sv = 20,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 1,0 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 14,50 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 18,50 mm Tmin + c1 + c2

8 %

c1 = 1,00 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,50 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 150 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 16,0 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 16,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 168,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 16,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 11,14 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 14,88 mm Tmin + c1 + c2
8 %
c1 = 0,74 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,00 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 100 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 12,5 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 12,5 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 114,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 12,5 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 7,56 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 11,12 mm Tmin + c1 + c2

12 %

c1 = 0,56 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499

Projekt : 066076

Datum : 11.06.2020

Zeichnungsnr.:

Bearb.: Schimmrigk

Dateiname :

Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 80 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000

Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck

T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 10,0 mm]Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 10,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 88,9 mm Rohraußendurchmesser

sv = 10,0 mm Rohrwanddicke

c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell

c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh

Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 5,88 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 9,87 mm Tmin + c1 + c2

1 %

c1 = 0,99 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze

bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen

über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu

korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 50 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 8,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 8,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 60,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 8,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 3,99 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 7,77 mm Tmin + c1 + c2

3 %

c1 = 0,78 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B25.300.60.1: Rohr DN 25 DP=300 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 300 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 6,3 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 6,3 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 33,7 mm Rohraußendurchmesser
sv = 6,3 mm Rohrwanddicke
c1 = 12,5 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,23 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 5,98 mm Tmin + c1 + c2
5 %
c1 = 0,75 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 16.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 500 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [50,0 °C, 14,2 mm]
Rp0.2 = 410 N/mm² [20,0 °C, 14,2 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 508,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 14,2 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 10,10 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 13,79 mm Tmin + c1 + c2
3 %
c1 = 0,69 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 276,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499

Projekt : 066076

Datum : 11.06.2020

Zeichnungsnr.:

Bearb.: Schimmrigk

Dateiname :

Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 400 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000

Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck

T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [50,0 °C, 12,5 mm]Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 12,5 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 406,4 mm Rohraußendurchmesser

sv = 12,5 mm Rohrwanddicke

c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell

c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh

Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 8,08 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 11,66 mm Tmin + c1 + c2

7 %

c1 = 0,58 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 276,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze

bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen

über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu

korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 300 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 415 N/mm² [50,0 °C, 11,0 mm]

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 11,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 323,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 11,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 12,5 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 6,44 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 10,79 mm Tmin + c1 + c2

2 %

c1 = 1,35 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 276,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,60 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde
 Tel: 033764/82-0 Fax: -499
 Projekt : 066076
 Zeichnungsnr.:
 Dateiname :

Datum : 11.06.2020
 Bearb.: Schimmrigk
 Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 250 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
 Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
 T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 11,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 11,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 273,0 mm Rohraußendurchmesser
 sv = 11,0 mm Rohrwanddicke
 c1 = 12,5 % Herstellungstoleranz, generell
 c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
 Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 6,26 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 10,58 mm Tmin + c1 + c2

4 %

c1 = 1,32 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 200 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 10,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 10,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 219,1 mm Rohraußendurchmesser
sv = 10,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 5,02 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 8,91 mm Tmin + c1 + c2

12 %

c1 = 0,89 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,50 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 150 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 8,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 8,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 168,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 8,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 3,86 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 7,62 mm Tmin + c1 + c2

5 %

c1 = 0,76 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 100 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 6,3 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 6,3 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 114,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 6,3 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,62 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 6,24 mm Tmin + c1 + c2
1 %
c1 = 0,62 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 80 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 5,6 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 5,6 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 88,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 5,6 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,04 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 5,60 mm Tmin + c1 + c2
0 %
c1 = 0,56 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 50 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 5,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 5,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 60,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 5,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 0,5 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 1,38 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 4,88 mm Tmin + c1 + c2

2 %

c1 = 0,50 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.50.1: Rohr DN 25 DP=110 bar, DT=50 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 50 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 360 N/mm² [50,0 °C, 4,5 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 4,5 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 33,7 mm Rohraußendurchmesser
sv = 4,5 mm Rohrwanddicke
c1 = 0,5 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 0,77 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 4,27 mm Tmin + c1 + c2

5 %

c1 = 0,50 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 240,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 500 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 390 N/mm² [60,0 °C, 16,0 mm]

Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 16,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 508,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 16,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 10,75 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 14,47 mm Tmin + c1 + c2

11 %

c1 = 0,72 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 260,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 400 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 390 N/mm² [60,0 °C, 12,5 mm]
Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 12,5 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 406,4 mm Rohraußendurchmesser
sv = 12,5 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 8,60 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 12,21 mm Tmin + c1 + c2
2 %
c1 = 0,61 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 260,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 6,30 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 300 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1215 - L415N oder X60N (1.8972) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 390 N/mm² [60,0 °C, 11,0 mm]
Rp0.2 = 415 N/mm² [20,0 °C, 11,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 323,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 11,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 5,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 6,85 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 10,37 mm Tmin + c1 + c2
6 %
c1 = 0,52 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 260,0 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,60 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 250 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 11,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 11,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 273,0 mm Rohraußendurchmesser
sv = 11,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 12,5 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 6,62 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 11,00 mm Tmin + c1 + c2

0 %

c1 = 1,37 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 5,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde
 Tel: 033764/82-0 Fax: -499
 Projekt : 066076
 Zeichnungsnr.:
 Dateiname :

Datum : 11.06.2020
 Bearb.: Schimmrigk
 Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 200 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
 Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
 T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 10,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 10,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 219,1 mm Rohraußendurchmesser
 sv = 10,0 mm Rohrwanddicke
 c1 = 12,5 % Herstellungstoleranz, generell
 c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
 Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 5,32 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 9,50 mm Tmin + c1 + c2

5 %

c1 = 1,19 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,50 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 150 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 8,0 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 8,0 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 168,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 8,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 4,08 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 7,87 mm Tmin + c1 + c2

2 %

c1 = 0,79 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 4,00 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde
 Tel: 033764/82-0 Fax: -499
 Projekt : 066076
 Zeichnungsnr.:
 Dateiname :

Datum : 11.06.2020
 Bearb.: Schimmrigk
 Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 100 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
 Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
 T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 7,1 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 7,1 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 114,3 mm Rohraußendurchmesser
 sv = 7,1 mm Rohrwanddicke
 c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
 c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
 Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,77 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 6,41 mm Tmin + c1 + c2

11 %

c1 = 0,64 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 80 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

WerkstoffdatenMaterial

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 6,3 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 6,3 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 88,9 mm Rohraußendurchmesser
sv = 6,3 mm Rohrwanddicke
c1 = 10,0 % Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 2,16 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 5,73 mm Tmin + c1 + c2

10 %

c1 = 0,57 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
D-15749 Mittenwalde
Tel: 033764/82-0 Fax: -499
Projekt : 066076
Zeichnungsnr.:
Dateiname :

Datum : 11.06.2020
Bearb.: Schimmrigk
Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 50 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;
Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C
Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)
Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C
verwendeter Kennwert Rt0,5
Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07
Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 5,0 mm]
Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 5,0 mm]
bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein
fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 60,3 mm Rohraußendurchmesser
sv = 5,0 mm Rohrwanddicke
c1 = 0,5 mm Herstellungstoleranz, generell
c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 1,46 mm P*da / (20*σPzul)
Tnom = 4,96 mm Tmin + c1 + c2
1 %
c1 = 0,50 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke
c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke
σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm
ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.

UGS GmbH Mittenwalde

Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde
 Tel: 033764/82-0 Fax: -499
 Projekt : 066076
 Zeichnungsnr.:
 Dateiname :

Datum : 11.06.2020
 Bearb.: Schimmrigk
 Seite : 1 von 1

ROHRBERECHNUNG nach EN 1594:2013-09

Bez./ Pos-Nr : B9.110.60.1: Rohr DN 25 DP=110 bar, DT=60 °C

Eingabedaten

Sicherheitskonzept . . . : 1 - nach AD-2000
 Auslegungszustand . . . : 1 - Betrieb

Betriebsdaten

p = 110 bar Berechnungsüberdruck
 T = 60 °C Berechnungstemperatur

Bauteil- / Betriebsparameter

Berechnungsart - Kennzahl : 81 - Rohrberechnung nach EN 1594

Werkstoffdaten

Material

Code-Nr.: 1214 - L360N oder X52N (1.0582) DIN EN ISO 3183:2013-03;

Der angegeb. Festigkeitskennwert gilt bis max.50°C

Die Kennwerte gelten auch für weitere Lieferzustände (R, Q, M) und Einsatzgebiete (S, O, E)

Im Geltungsbereich EN 1594 Verwendung bis 60°C

verwendeter Kennwert Rt0,5

Warmwerte >60°C aus Bericht RWTÜV 1996-07

Warmwerte >60°C sind nachzuweisen

Rp0.2 = 340 N/mm² [60,0 °C, 4,5 mm]

Rp0.2 = 360 N/mm² [20,0 °C, 4,5 mm]

bis 60°C den 20°C-Festigkeitskennwert verwenden : 0 - Nein

fo = 0,667 Nutzungsgrad

Geometriedaten

da = 33,7 mm Rohraußendurchmesser
 sv = 4,5 mm Rohrwanddicke
 c1 = 0,5 mm Herstellungstoleranz, generell
 c2 = 3,0 mm Abnutzungszuschlag, generell

ERGEBNIS -

bei Abmessungen: (vorh-erf)/erf, bei sonst Angaben: (zul-vorh)/vorh
 Prozentangaben bedeuten Über-/Unterdimensionierungen

7.2.1 Nenn-Wanddicke gerades Rohr

Tmin = 0,82 mm P*da / (20*σPzul)

Tnom = 4,32 mm Tmin + c1 + c2

4 %

c1 = 0,50 mm Herstellungstoleranz, erf. Wanddicke

c2 = 3,00 mm Korrosionszuschlag erf. Wanddicke

σPzul = 226,7 N/mm² fo · K

kleinste Bestellwanddicke gem. Abs. 7.9.2, Tab. 1 = 3,20 mm

ACHTUNG: Gemäß EN 1594 ist für den Festigkeitskennwert K die Dehngrenze bei 0.5% gesamter Dehnung Rt0.5 einzusetzen! Bei Temperaturen über 60°C ist dieser Wert entsprechend der Temperatur zu korrigieren.