

Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Zementwerken in Deutschland

Bericht zum UAP 5.1 im Projekt Winlt

**IREES – Institut für Ressourceneffizienz
und Energiestrategien GmbH**

Durlacher Allee 77
D-76131 Karlsruhe

Ansprechpartner: Dr. Robert Maertens

Tel.: +49 721 915263625

E-Mail: r.maertens@irees.de

Laura Özbey

E-Mail: l.oezbey@irees.de

Karlsruhe, den 21. August 2026

Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Zementwerken in Deutschland

Impressum

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Johannes Eckstein, johannes.eckstein@isi.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Dr. Robert Maertens
IREES – Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH
Durlacher Allee 77, 76131 Karlsruhe

Zitierempfehlung

Özbey, L. und Maertens, R. (2026): Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Zementwerken in Deutschland. Karlsruhe. IREES GmbH

Förderung

Die Arbeiten wurden im Rahmen des Vorhabens WinIt (FKZ 03KSVF10A-B) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr

Inhaltsverzeichnis

1	Regulatorischer Rahmen	4
1.1	Nationale und EU-Vorgaben	4
1.2	Genehmigungs- und Rechtsrisiken CCS für Zementwerke	5
2	Darstellung der betrachteten Standorte	7
2.1	Informationen über das Zementwerk Lägerdorf	7
2.2	Informationen über das Zementwerk Lengfurt	8
3	Zementwerk Lägerdorf: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen	9
3.1	Infrastrukturelle Herausforderungen: CO ₂ -Transport und Standortfaktoren	9
3.2	Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage	10
3.3	Betrachtetes technisches Konzept zur CO ₂ -Abscheidung	10
3.4	Rauchgaszusammensetzung	13
3.5	Abwasser- und Kondensatmanagement	13
3.6	Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung	14
3.7	Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen	14
4	Zementwerk Lengfurt: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen	17
4.1	Infrastrukturelle Herausforderungen: CO ₂ -Transport und Standortfaktoren	17
4.2	Betrachtetes technisches Konzept zur CO ₂ -Abscheidung	18
4.3	Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage	19
4.4	Abwasser- und Kondensatmanagement	20
4.5	Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung	20
4.6	Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung und Einfluss auf die Dampfbereitstellung	20
4.7	Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen	21
5	Zusammenfassung	22
6	Literaturverzeichnis	23

1 Regulatorischer Rahmen

1.1 Nationale und EU-Vorgaben

Die Implementierung von CO₂-Abscheidung an Zementwerken wird maßgeblich durch gesetzliche Rahmenbedingungen bestimmt. Zementwerke gehören zu den energieintensiven Industriezweigen. Ihre Emissionen fallen unter den Geltungsbereich des EU Emissionshandelssystems EU-ETS (European Commission, 2024). In Zementwerken können neben Primärbrennstoffen auch Thermische Ersatzbrennstoffe verwertet werden, zum Beispiel Abfälle oder Altreifen (Zeschmar-Lahl, Schönberger und Waltisberg, 2020). Der biogene CO₂-Anteil (aus organischen Abfällen) gilt als klimaneutral und wird, genauso wie nachhaltige Biomasse, nicht bepreist. Für die Ermittlung des fossilen Anteils sind standardisierte Verfahren festgelegt. (European Commission, 2018) Der durchschnittliche Auktionspreis für zugeteilte Emissionsberechtigungen lag 2025 bei etwa 74 € pro Tonne und stieg damit im Vergleich zum Vorjahreswert von 65 € pro Tonne um etwa 14 % an (Umweltbundesamt, 2026). Diese zusätzliche Kostenbelastung erhöht den Druck, Emissionen zu reduzieren, etwa durch CO₂-Abscheidung.

Die CO₂-Emissionen der Zementherstellung sind etwa zur Hälfte prozessbedingt und können nur durch CCU/CCS-Maßnahmen (Carbon Capture and Utilization - CO₂-Nutzung/Carbon Capture and Storage - CO₂-Speicherung) verringert werden. Solche Technologien werden im Rahmen des EU Net-Zero Industry Act gefördert (European Parliament, 2024). Auch die Carbon Management Strategie der Bundesregierung gibt an, dass CCU/CCS-Maßnahmen unverzichtbar für die Dekarbonisierung der Zementindustrie sind (2024).

Für abgeschiedenes CO₂ entfällt die Pflicht zur Abgabe von Emissionsberechtigungen nach Artikel 12 Absatz 3a der EU-ETS-Richtlinie, wenn das CO₂ transportiert und in einer nach der CCS-Richtlinie zugelassenen geologischen Speicherstätte dauerhaft gespeichert wird. Entscheidend sind eine vollständig überwachte Transportkette, die nachvollziehbare Übergabe der CO₂-Mengen und deren dauerhafte geologische Speicherung (*Durchführungsverordnung (EU) 2024/2493*, 2024). Für CCU gilt eine engere Regelung. Eine Abgabepflicht entfällt nur, wenn das CO₂ dauerhaft chemisch in einem Produkt gebunden wird und weder bei dessen üblicher Verwendung noch bei der Entsorgung wieder in die Atmosphäre gelangen kann. Dies kann insbesondere für bestimmte mineralische Baustoffe gelten, nicht jedoch für Methanol, Methan oder synthetische Kraftstoffe, bei deren Nutzung der Kohlenstoff wieder freigesetzt wird (*Delegierte Verordnung (EU) 2024/2620*, 2024). Die dauerhafte Speicherung biogenen CO₂ bewirkt zwar eine CO₂-Entnahme, begründete zum Berichtsstand aber noch keinen Anspruch auf EU-ETS-Zertifikate oder eine eigenständige Vergütung.

Neben der Speicherung wird auch die CO₂-Nutzung betrachtet. Politisch besteht Interesse, abgeschiedenes CO₂ als Rohstoff zu verwenden, etwa für synthetische Kraftstoffe oder chemische Grundstoffe (Power-to-X). Hierbei spielt die Herkunft des CO₂ eine Rolle: Aus biogenem CO₂ könnten CO₂-neutrale Grundstoffe hergestellt werden, da dieses CO₂ zuvor der Atmosphäre entzogen wurde. Beim fossilen CO₂ hingegen würde eine Nutzung (z. B. zur Methanol- oder Methanherstellung) letztlich wieder zu fossilen Emissionen führen, wenn die Endprodukte verbrannt werden. Der rechtliche Rahmen berücksichtigt CCU bisher jedoch kaum – etwaige Anrechnungen als recycelter Kohlenstoff sind derzeit nicht im Emissionshandel verankert. Studien (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2024) zeigen zudem, dass es kurzfristig (vor 2045) keinen nennenswerten Markt für CO₂-basierte Syntheseprodukte gibt. Folglich ist aktuell CCS die bevorzugte Option zur Emissionsminderung, da es keine wirtschaftlich tragfähige CO₂-Verwertung gibt.

1.2 Genehmigungs- und Rechtsrisiken CCS für Zementwerke

Die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung an Zementwerken ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht regelmäßig nicht als bloß ergänzende Maßnahme, sondern als wesentliche Änderung der bestehenden Anlage zu bewerten. Die Integration der Abscheidetechnik verändert Abgasführung, Stoff- und Energieströme sowie teilweise auch die bauliche Struktur der Anlage. Entsprechend sind Anzeige-, Änderungs- oder Neugenehmigungsverfahren erforderlich.

Zentral ist hierbei das Bundes-Immissionsschutzrecht. Die Nachrüstung einer bestehenden Industrieanlage mit einer CO₂-Abscheideanlage kann eine Änderung der Beschaffenheit oder des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage darstellen. Nach § 16 Abs. 1 des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes (BImSchG) ist eine Änderung genehmigungspflichtig, wenn durch sie nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können, die für die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erheblich sein können. Ob die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung eine wesentliche Änderung darstellt und damit ein Änderungsenehmigungsverfahren erforderlich wird, ist daher im Einzelfall anhand der konkreten Auswirkungen der Abscheideanlage zu prüfen. Für CO₂-Abscheideanlagen enthält die 4. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) zudem eine ausdrückliche Regelung. Nach Nr. 10.4 des Anhangs 1 sind eigenständig betriebene Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid-Strömen aus genehmigungsbedürftigen Anlagen zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung genehmigungsbedürftig, sofern sie mit dem entsprechenden Kennzeichen versehen sind. Die rechtlichen Anforderungen an die CO₂-Abscheidung sind dabei vom Regelungsbereich des Kohlendioxid-Speicherung-und-Transport-Gesetzes (KSpTG) zu unterscheiden. Das KSpTG in seiner seit dem 28. November 2025 geltenden Fassung regelt insbesondere die Genehmigung und den Betrieb von CO₂-Leitungen sowie die dauerhafte Speicherung von CO₂ in unterirdischen Gesteinsschichten. Die Errichtung, der Betrieb und die Änderung einer CO₂-Leitung bedürfen nach § 4 KSpTG grundsätzlich einer vorherigen Planfeststellung; für die Errichtung, den Betrieb und die wesentliche Änderung eines CO₂-Speichers ist nach § 11 KSpTG ebenfalls eine Planfeststellung erforderlich. Für die Abscheideanlage selbst ist somit insbesondere das Immissionsschutzrecht maßgeblich, während Transport und dauerhafte Speicherung dem KSpTG unterliegen. Darüber hinaus stellt das KSpTG Anforderungen an die Qualität des abgeschiedenen CO₂-Stroms: Nach § 24 KSpTG darf ein CO₂-Strom nur angenommen und in einen Speicher injiziert werden, wenn er ganz überwiegend aus CO₂ besteht und die enthaltenen Nebenbestandteile bestimmte Anforderungen erfüllen. Die konkrete Ausgestaltung der Abscheidung und Aufbereitung kann damit auch Auswirkungen auf die spätere Transport- und Speicherfähigkeit des CO₂ haben.

Zusätzlich stellt die Berechnung der Grenzwerte für CO und NO_x nach der 17. BImSchV eine besondere Herausforderung für Oxyfuel-Zementwerke dar. Durch den erhöhten Sauerstoffgehalt im Abgas kann die Berechnung nicht der Verordnung entsprechend durchgeführt werden, hier muss eine alternative Ermittlungsformel geschaffen werden (Kleinwächter und Jantzen, 2026).

Neben dem Immissionsschutzrecht sind weitere Rechtsbereiche betroffen. Die Lagerung und Zwischenpufferung von verflüssigtem oder verdichtetem CO₂ kann Anforderungen des Störfallrechts (12. BImSchV) auslösen oder bestehende Einstufungen verschärfen. Dies ist insbesondere relevant, wenn größere Speichermengen erforderlich sind, um einen kontinuierlichen Betrieb der CO₂-Abscheidung trotz diskontinuierlichem Abtransport zu gewährleisten. In solchen Fällen sind zusätzliche Sicherheitskonzepte, Gefahrenanalysen und Abstandsbetrachtungen erforderlich.

Auch das Wasserrecht ist berührt. Die CO₂-Abscheidung, insbesondere bei Abkühlung des Rauchgases auf niedrige Temperaturen, kann zu zusätzlichen Kondensatmengen führen. Anpassungen bestehender Abwasserbehandlungsanlagen oder Änderungen von Einleitgenehmigungen können erforderlich werden. Darüber hinaus können neue Stoffströme, etwa aus Lösungsmittelverlusten oder Waschprozessen, genehmigungsrechtlich relevant sein. (Umweltbundesamt, 2022; Schwarze, Morland und Graf, 2025)

Der Bau zusätzlicher Anlagenkomponenten – insbesondere großdimensionierter Absorber- und Desorberkolonnen, Tanklager oder CO₂-Verladeeinrichtungen – kann zudem bau- und planungsrechtliche Genehmigungen erforderlich machen. Höhenbegrenzungen, Abstandsflächen und bestehende Bebauungspläne können die Realisierbarkeit einschränken und zu zusätzlichem Planungsaufwand führen.

Insgesamt ergeben sich für die CO₂-Abscheidung also zahlreiche Genehmigungs- und Rechtsrisiken, die Planungsdauer, Kosten und Projektsicherheit maßgeblich beeinflussen. Diese Risiken sind unabhängig vom konkreten Standort bereits auf der Ebene der grundsätzlichen Technologie- und Investitionsentscheidung zu berücksichtigen und bilden eine zentrale Voraussetzung für die spätere standortspezifische Bewertung.

2 Darstellung der betrachteten Standorte

Nachfolgend werden zwei ausgewählte Zementwerke näher dargestellt.

2.1 Informationen über das Zementwerk Lägerdorf

Das Zementwerk in Lägerdorf produziert seit 1862 Zement und gehört seit 2003 zur Holcim (Deutschland) AG (Holcim (Deutschland) AG, 2012). Holcim betreibt in Deutschland insgesamt 3 Zementwerke mit einer Gesamtproduktionsmenge von knapp 4 Mio. t Zement (rückläufiger Trend) (Holcim (Deutschland) AG, 2025).

Die technischen Daten des Werks sind in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Technische Daten Zementwerk Lägerdorf (Holcim (Deutschland) AG, 2025)

Zementproduktion	1,362 Mio. t
Scope-1 Emissionen	939 156 t CO ₂
Scope-2 Emissionen	39 896 t CO ₂
Thermische Energie Klinkerproduktion	1 326,461 GWh
Anteil Ersatzbrennstoffe	81,4% (217 685 t)
Davon Biomasse	23,1%
Elektrische Energie	100,8 kWh/t _{Zement} 137 187 MWh
Davon Erneuerbare	65 %
Wasserverbrauch	0,15 m ³ /t _{Zement}
Kapazität Drehrohrofen (Kleinwächter und Jantzen, 2026)	4 500 t/d

Alle in der oberen Tabelle dargestellten Daten beziehen sich auf 2024. Das Zementwerk befindet sich im schleswig-holsteinischen Kreis Steinburg, knapp 60 km von Hamburg. Die Gegend ist nicht stark besiedelt und es verläuft bereits eine Methan-Pipeline zwischen Lägerdorf und dem nahe gelegenen CoastChem Park in Brünsbüttel (etwa 30 km entfernt), sodass logistische Herausforderungen bezüglich einer Anbindung an CO₂-Infrastrukturen eine untergeordnete Rolle spielen.

Im Rahmen des Projekts „Carbon2Business“, das von der Europäischen Union mit 109,8 Mio. € gefördert wird, soll 2030 in Lägerdorf der erste großindustrielle Oxyfuel-Zementofen der 2. Generation in Betrieb gehen und dann jährlich 1,2 Mio. t CO₂ abscheiden. Dieses Projekt entsteht zusammen mit ThyssenKrupp Industrial Solutions und Linde. (Carbon2Business, ohne Datum; Holcim (Deutschland) AG, ohne Datum) In den anderen deutschen Werken werden ebenfalls CCUS-Projekte (Carbon Capture, Utilization and Storage) umgesetzt.

2.2 Informationen über das Zementwerk Lengfurt

Das Zementwerk in Lengfurt-Triefenstein, gegründet 1899, gehört seit 1922 zur Heidelberg Materials AG (Heidelberg Materials, 1999). Heidelberg Materials produziert in Deutschland in insgesamt 6 Zementwerken Zement (Heidelberg Materials, 2026). In Tabelle 2.2 sind die verfügbaren technischen Daten des Zementwerks dargestellt.

Tabelle 2.2: Technische Daten Zementwerk Lengfurt (Heidelberg Zement AG, 2001)

Zementproduktion	620 000 t/a
CO₂-Emissionen (Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien, ohne Datum)	Bis zu 750 000 t/a
Thermische Energie Klinkerproduktion	740 383 MWh/a
Elektrische Energie	70 928 MWh/a
Kapazität Drehrohrofen	3150 t/d

Bis auf die CO₂-Emissionen beziehen sich die in der Tabelle dargestellten Daten auf das Jahr 2000, da der Ofen seitdem jedoch nicht erneuert wurde, ist davon auszugehen, dass sich die relevanten Kennzahlen nicht wesentlich verändert haben (Heidelberg Zement AG, 2017).

Das Zementwerk befindet sich im unterfränkischen Landkreis Main-Spessart direkt am Main, etwa 80 km von Frankfurt entfernt. Seit 2001 ist eine ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) mit einer Nettoleistung von 1 MW Teil des Werks. Hier wird die Abwärme des Klinkerkühlers in elektrische Energie umgewandelt. Die Anlage soll etwa 12 % des elektrischen Energiebedarfs des Werks decken. (Heidelberg Zement AG, 2001)

Lengfurt ist einer von insgesamt drei Standorten, an denen Heidelberg Materials in Deutschland CCUS-Projekte durchführt (Heidelberg Materials, ohne Datum a). Im Rahmen von „Capture-to-Use (CAP2U)“ sollen dort jährlich bis zu 70 000 t CO₂ über eine Aminwäsche abgeschieden und dann unter anderem in der Lebensmittelindustrie verwertet werden. Dies entspricht etwa 10 % der gesamten CO₂-Emissionen des Werks. Planung und Bau der Anlage erfolgen durch Linde Engineering. (Heidelberg Materials, ohne Datum b) Das Projekt lief von Juli 2022 bis Dezember 2025 und wurde mit etwa 15 Mio € durch das Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie des BMWK gefördert. (Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien, ohne Datum)

3 Zementwerk Lägerdorf: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen

3.1 Infrastrukturelle Herausforderungen: CO₂-Transport und Standortfaktoren

Ein zentrales standortspezifisches Hemmnis für CO₂-Abscheidung ist die erforderliche Transport- und Speicherinfrastruktur. In Deutschland existiert bislang kein CO₂-Pipelinennetz, und es gibt (noch) keine in Betrieb befindlichen Endlagerstätten für CO₂. Die Zukunftsstrategie in Deutschland und Europa setzt auf multimodale CO₂-Hubs und grenzüberschreitende Netze.

Der Netzbetreiber OGE plant im Zuge der Errichtung eines deutschen CO₂-Transportnetzes auch eine Pipeline zwischen Lägerdorf und Brunsbüttel, das sogenannte Cluster Elbmündung („Leitung Lägerdorf-Brunsbüttel“, 2024; OGE, ohne Datum b). Die Trassenführung soll sich hier an der bereits existierenden Erdgaspipeline orientieren und ist in Abbildung 3.1 dargestellt (Kleinwächter und Jantzen, 2026). Perspektivisch sollen auch Verbindungen nach Hamburg und Stade geschaffen werden (OGE, ohne Datum b). Im ChemCoast Park Brunsbüttel soll ein CO₂-Hub entstehen, die spezielle Infrastruktur muss noch errichtet werden. Konkrete Pläne dazu gibt es nach aktuellem Stand noch nicht. (ChemCoast Park Brunsbüttel, 2025; Logistik-Initiative Hamburg Management GmbH, 2026) Der ChemCoast Park verfügt über einen Tiefwasser-Seehafen.

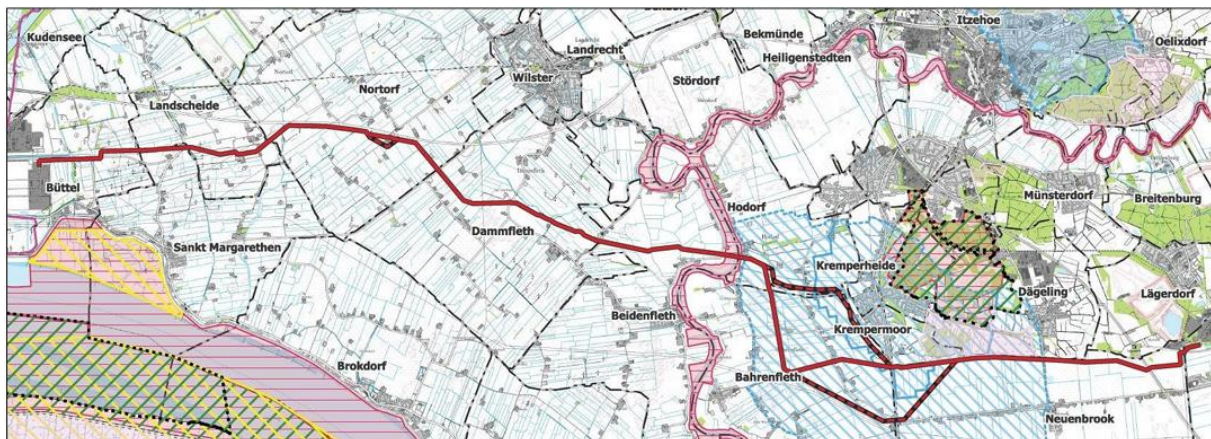


Abbildung 3.1: Voraussichtliche Trassenführung der Pipeline zwischen Lägerdorf und Brunsbüttel (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

Die standortspezifischen Voraussetzungen für den CO₂-Transport sind in Lägerdorf nahezu optimal. Das Werk verfügt bereits über eine Schienenverbindung zum Elbehafen in Brunsbüttel und die Errichtung einer Pipeline ist geplant. Die Transportwege zu potenziellen Speicherstätten in der Nordsee sind vergleichsweise kurz. Durch den Chemiepark in Brunsbüttel könnten sich langfristig Synergien für eine potenzielle Nutzung des abgeschiedenen CO₂ ergeben. Steamcracker könnten zukünftig aus CO₂ synthetisierte Kohlenwasserstoffe verarbeiten. Dieser Weg der CO₂-Nutzung ist momentan jedoch aufgrund des hohen Energiebedarfs irrelevant. (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2024)

3.2 Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage

Die neue Ofenlinie soll keine zusätzlichen Bereiche in Anspruch nehmen, sondern auf einer Fläche errichtet werden, auf der zuvor alte Ofenanlagen standen. Die Ofenlinie fügt sich also, wie in der folgenden Abbildung 3.2 zu sehen, in die Bestandsanlage ein.



Abbildung 3.2: Neue Ofenlinie mit zusätzlichen Anlagenteilen (Holcim (Deutschland) AG, 2024)

Der Drehrohrföfen inklusive Kalzinator ist hier in blau dargestellt, die Carbon-Processing Unit (CPU), also die CO₂-Aufbereitungsanlage, sowie Prozesswasseraufbereitung in gelb. Einige Anlagenteile können prozessbedingt kleiner ausgelegt werden, es kommen jedoch andere Komponenten dazu, wie die CPU, eine Luftzerlegungsanlage (LZA) und die Wasseraufbereitung. Wie auf der Abbildung zu sehen, ist der zusätzliche Platzbedarf nicht unerheblich. Die erforderliche Fläche für die Sauerstoffbereitstellung durch Luftzerlegung wird auf 65*80 m² geschätzt. (Fleiger, 2023) schätzen den Platzbedarf für Luftzerlegung sowie CO₂-Aufbereitung für eine Anlage mit einer Kapazität von 3000 t Klinker pro Tag auf 10000 – 14000 m². Ein Tanklager für die CO₂-Zwischenspeicherung ist laut verfügbaren Informationen nicht geplant. (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

3.3 Betrachtetes technisches Konzept zur CO₂-Abscheidung

Im Rahmen des Projekts WESTKÜSTE100 wurden Machbarkeitsstudien zur Zementklinkerherzeugung durch Oxyfuel-Technologie sowie zur nachfolgenden CO₂-Abscheidung und -Aufbereitung und zur Sauerstoffbereitstellung durch Luftzerlegung durchgeführt.

Ziel des Projekts war der Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft in der Region Heide, das Projekt wurde jedoch aufgrund von Unwirtschaftlichkeit eingestellt (Kleinwächter und Jantzen, 2026).

Die Zementherstellung erfolgt typischerweise nach folgendem Schema, auch dargestellt in Abbildung 3.3. Das gemahlene Rohmaterial wird in einem mehrstufigen Vorwärmer erhitzt, anschließend im Kalzinator entsäuert, dann in einem Drehrohrofen bei Temperaturen von etwa 1450 °C zu Zementklinker gebrannt und abschließend im Klinkerkühler abgekühlt. Die Verbrennung erfolgt mit Umgebungsluft, die im Klinkerkühler vorgewärmt wird. Der Brennstoff wird sowohl im Drehrohrofen als auch im Kalzinator aufgegeben. Das entstehende Rauchgas wird in entgegengesetzter Richtung des Materialflusses geführt, um das Rohmehl zu erwärmen und zu trocknen.

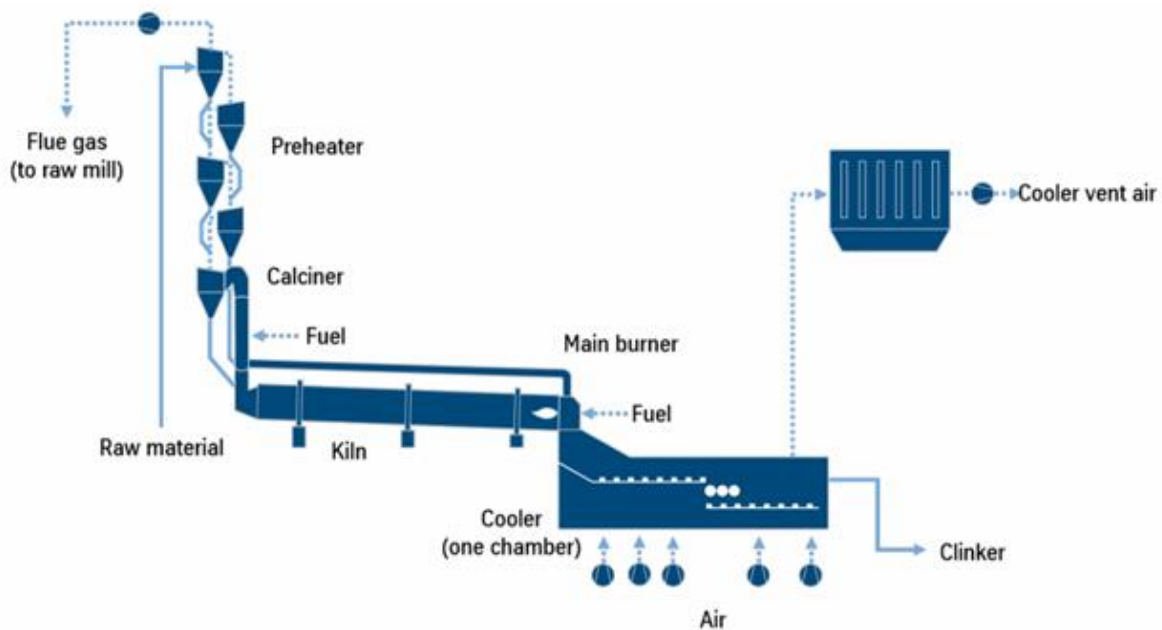


Abbildung 3.3: Fließschema einer konventionellen Zementanlage (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

Bei den Oxyfuel-Verfahren erfolgt die Verbrennung mit Sauerstoff anstelle von Luft. Die Flammen- und Temperaturstabilisierung wird in der 1. Generation durch Rauchgasrezirkulation erreicht. Die 2. Generation der Oxyfueltechnologie, auch Pure Oxyfuel, verzichtet auf eine solche Kreisführung des Abgases, dies hat eine erhebliche Reduktion von Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) zur Folge. Hier wird mit einem deutlich höheren Sauerstoffüberschuss gearbeitet. Mit steigendem Sauerstoffgehalt steigt auch zunächst die Flammentemperatur. Bei einem Sauerstoff zu Brennstoff-Verhältnis von etwa 3 – 4 sinkt die Flammentemperatur wieder und erreicht ähnliche Werte wie bei einer stöchiometrischen Verbrennung (Maier *u. a.*, 2023). Im Drehrohrofen liegt der höchste Sauerstoffüberschuss vor, da der Sauerstoff hier verwendet wird, um die Temperatur der Hauptverbrennung zu steuern. Der überschüssige Sauerstoff wird entlang des Ofens sowie während des Entsäuerungsprozesses im Kalzinator verbraucht. Auch hier werden die Verbrennungsgase im Gegenstrom zum Rohmehl, bzw. Klinker geführt. (Voldsund, 2021) Typischerweise erfolgt die 1. Generation des Verfahrens als Retrofit, die 2. als Neubau. Im folgenden Fließschema (Abbildung 3.4) ist die Ofenlinie mit integrierter Pure Oxyfuel-Technologie für den Standort Lägerdorf dargestellt.

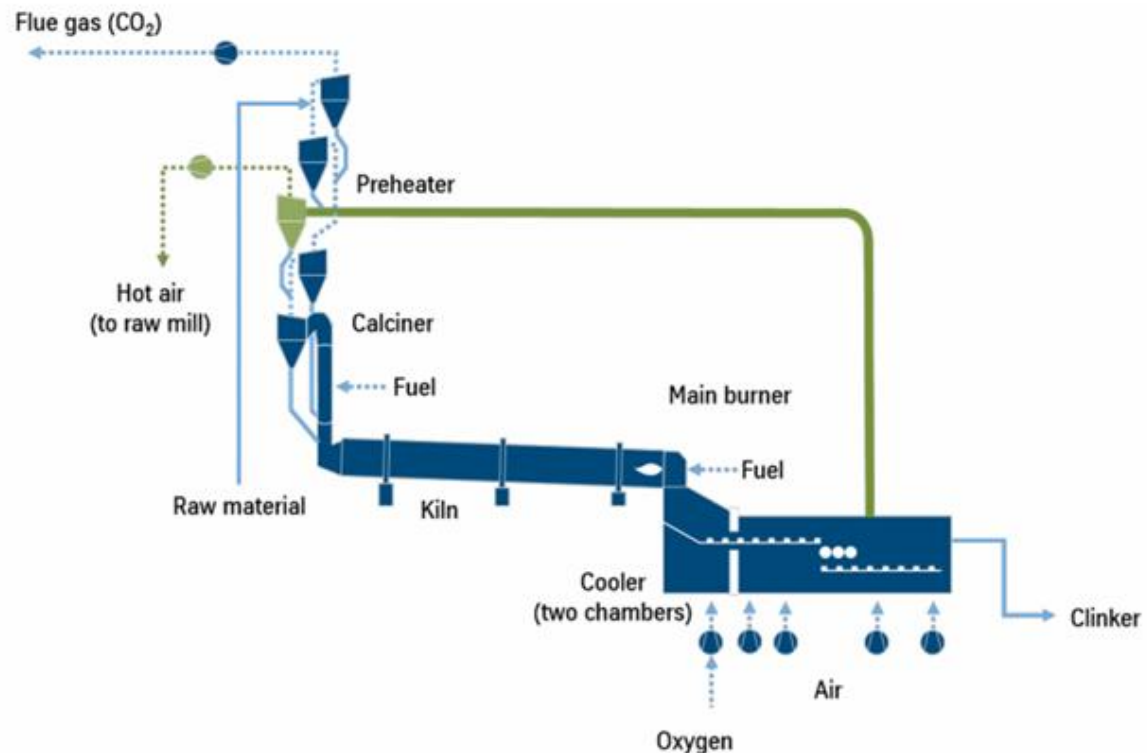


Abbildung 3.4 Fließschema einer Oxyfuel-Zementanlage (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

Zunächst wird in einer LZA Umgebungsluft in ihre Bestandteile zerlegt und nur der Sauerstoff dem Drehrohrföfen zugeführt. Da der Verbrennungsgasstrom durch den „fehlenden“ Stickstoff sowie andere Luftbestandteile ein deutlich geringeres Volumen hat, müssen Anlagenteile wie der Vorwärmer und der Kalzinator kleiner ausgelegt werden als im Referenzfall. Außerdem erhöhen sich die Betriebstemperaturen von Kalzinator und Drehrohrföfen durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff leicht. Dies muss ebenfalls in der Auslegung berücksichtigt werden. Durch den verringerten Volumenstrom verbessert sich der Wirkungsgrad des Vorwärmers, da das Heißmehl geringere Temperaturen hat, muss dem Kalzinator jedoch mehr Brennstoff zugeführt werden. Der Wirkungsgrad des Klinkerkühlers verringert sich, da weniger Gas vorgewärmt wird. Insgesamt entsteht hier also Potenzial zur Wärmerückgewinnung und anschließenden Stromerzeugung. (Fleiger, 2023)

In diesem Fall wird auch ein zusätzlicher Gas-Gas-Wärmeübertrager installiert, um den Hammermühlen-Trockner-Kreislauf vom CO₂-reichen Abgas zu trennen. Das Rohmehl am Standort Lägerdorf zeichnet sich durch eine hohe Feuchtigkeit aus, durch diese Konfiguration kann es effizient getrocknet werden.

Das vorgestellte Konzept erreicht im feuchten Abgas eine CO₂-Volumenkonzentration von etwa 71 %. Dieses Abgas wird nach dem Vorwärmer der CPU zugeführt. Die Abgasaufbereitung in der CPU soll aus folgenden Schritten bestehen: Rauchgasreinigung, CO₂-Verdichtung und -Trocknung, CO₂-Abscheidung und -Verflüssigung sowie Produktverdichtung. Zunächst durchläuft das Rauchgas zwei Wäscher, um hauptsächlich SO_x und NO_x abzuscheiden. Anschließend durchläuft das Rauchgas mehrere Verdichtungsstufen mit Zwischenkühlung, um Wasser abzuscheiden. In der nachfolgenden Rektifikationskolonne erfolgt eine kryogene Trennung des CO₂ von nicht kondensierbaren Gasen. Das CO₂ wird schließlich konditioniert, um Transportbedingungen zu erreichen.

Weitere konstruktive Besonderheiten ergeben sich durch die erhöhten Dichtigkeitsanforderungen, um den Eintritt von Falschluff möglichst zu minimieren und unterbinden.

Das Oxyfuel-Verfahren der 2. Generation wird aktuell auf ein Technology Readiness Level (TRL – Technologiereifegrad) von 6 geschätzt (European Cement Research Academy, 2022; Eitze *u. a.*, 2024). (European Cement Research Academy, 2022) geben die Oxyfuel-Technologie als energieeffizienteste und ökonomischste CO₂-Abscheidungs-Technologie an. Durch den Betrieb mit reinem Sauerstoff entsteht ein vergleichsweise reiner CO₂-Strom (80-90 vol%), der mit wenig Aufwand aufgereinigt werden kann. (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

3.4 Rauchgaszusammensetzung

Das entstehende Abgas enthält neben CO₂ als Hauptkomponente andere Komponenten und Schadstoffe. Die genaue Zusammensetzung kann je nach Brennstoffzusammensetzung schwanken. Die nachfolgende Tabelle 3.1 enthält die von thyssenkrupp berechnete Abgaszusammensetzung für einen Rauchgasstrom von 160 000 m³/h mit einer Temperatur von 195 °C (Kleinwächter und Jantzen, 2026).

Tabelle 3.1: Berechnete Abgaszusammensetzung des geplanten Oxyfuel-Ofens (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

Komponente	Wert	Einheit
CO ₂	71,3	Vol.-%
Ar + N ₂	3,7	Vol.-%
O ₂	2	Vol.-%
H ₂ O	22,7	Vol.-%
CO	814	ppmv
SO ₂	85	ppmv
SO ₃	2,6	ppmv
NO _x	300	ppmv
HF	6	ppmv
HCl	1	ppmv
Staub	<10	mg/Nm ³
Hg	540	µg/Nm ³

3.5 Abwasser- und Kondensatmanagement

Durch die Rauchgaswäsche und die CO₂-Trocknung fällt eine erhebliche Menge an Prozesskondensat an (30 m³/h). Dieses Abwasser enthält bspw. bei der Wäsche abgeschiedene Salze, sodass es vor der Einleitung oder erneuten Nutzung aufbereitet werden muss. Die Gewässerlage muss also eine Einspeisung dieses Prozesskondensates hergeben.

Das CPU-Abgas besteht hauptsächlich aus den Inertgasen N₂ und Ar sowie O₂ und kann über einen Kamin emittiert werden. (Kleinwächter und Jantzen, 2026)

3.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung

Grundsätzlich steigen sowohl der thermische als auch der elektrische Energiebedarf im Vergleich zum Referenzfall der konventionellen Zementherstellung, der thermische jedoch nur geringfügig. Der elektrische Energiebedarf steigt aufgrund der CO₂-Abscheidung und der Luftzerlegung. Der thermische Energiebedarf vergrößert sich dadurch, dass dem Kalzinator aufgrund der geringeren Temperaturen des Heißmehls mehr Brennstoffenergie zugeführt werden muss. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wärmeübertragung im Vorwärmer aufgrund des geringeren Rauchgasvolumenstroms abnimmt. In diesem spezifischen Fall sinkt der thermische Energiebedarf jedoch leicht. Der Restfeuchtegehalt des Rohmehls nach der Trocknung in der Mühle reduziert sich im Vergleich zum bisherigen Prozess, daraus folgt, dass im Kalzinator weniger Energie bereitgestellt werden muss, um das enthaltene Wasser zu verdampfen. Das Rohmaterial wird durch die verfügbare Abwärme also effizienter getrocknet. (Fleiger, 2023; Kleinwächter und Jantzen, 2026)

Durch die Luftzerlegung sowie die CO₂-Aufbereitung vervierfacht sich der Strombedarf der Anlage. Der Gesamtenergiebedarf des Zementwerks soll laut Berechnungen von 28 MW auf etwa 104 MW ansteigen. Um die Klimaneutralität des Zementwerks zu gewährleisten, soll dieser zusätzliche Strombedarf aus erneuerbaren Quellen kommen. Nach eigenen Angaben will Holcim einen Teil des Bedarfs durch den eigenen Windpark nahe Lägerdorf sowie PV-Anlagen auf dem Werksgelände selbst bereitstellen. Ein anderer Teil soll durch Green Power Purchase Agreements, also langfristige Lieferverträge für grünen Strom, gedeckt werden (Kleinwächter und Jantzen, 2026).

3.7 Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen

Der Anlagenneubau, der erhöhte Energiebedarf, sowie Errichtung und Nutzung einer CO₂-Infrastruktur und die CO₂-Speicherung haben einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung. Die Kosten können dabei eingeteilt werden in Kosten der Abscheidungstechnologie und Transportkosten sowie Speicherkosten, dabei werden jeweils CAPEX und OPEX betrachtet.

Das Projekt „Carbon2Business“ erhält eine Förderung von knapp 110 Mio € (Carbon2Business, ohne Datum).

Eine Analyse der Agora Industrie (2022) schätzt die Kosten der Produktion von Oxyfuelklinker auf 122 €/t im Vergleich zum Referenzfall von 106 €/t (vgl. Abbildung 3.5). Die Werte beziehen sich dabei auf eine Neubauanlage mit einer Kapazität von 3000 t/d.

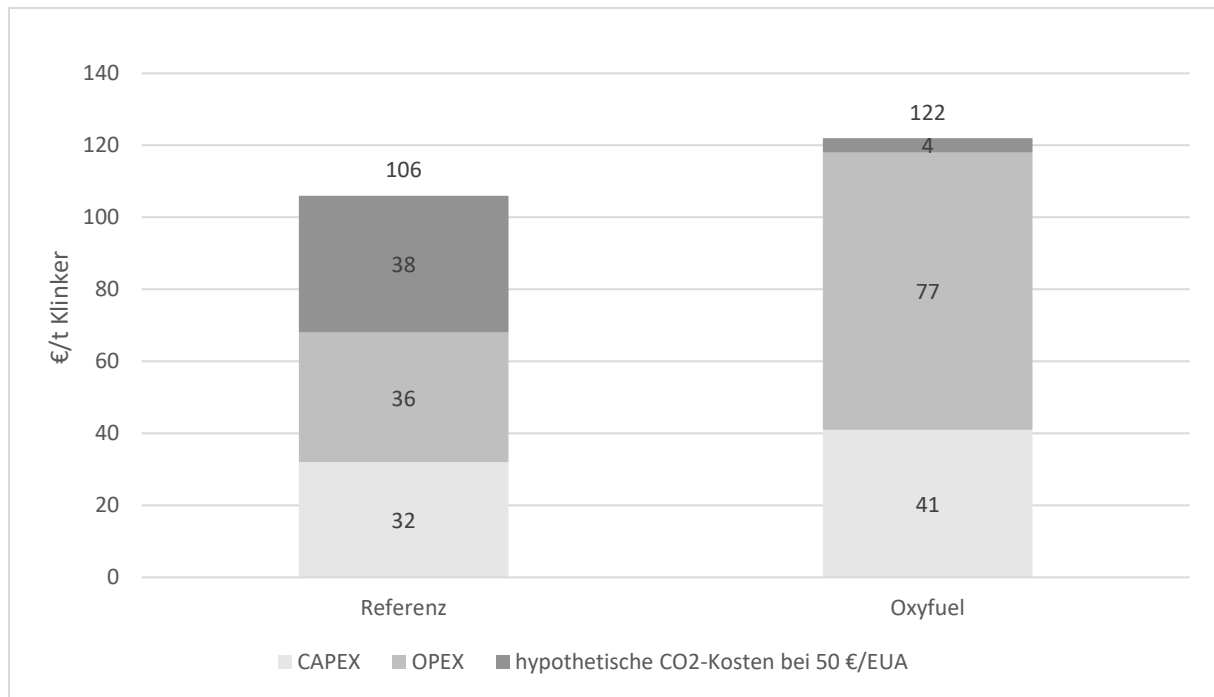


Abbildung 3.5: Kosten pro Tonne Klinker für den Referenz- sowie Oxyfuelfall (eigene Darstellung, nach (Agora Industrie u. a., 2022))

Dieses Szenario geht von hypothetischen CO₂-Zertifikatskosten von 50 €/t CO₂ aus. 2025 lagen die Kosten zwischen 60 und 80 €/t (European Commission, 2025). Prognosen zufolge werden die Zertifikatspreise zukünftig deutlich steigen (Luderer, Kost und Sörgel, 2021). Die Betriebskosten setzen sich, wie in Abbildung 3.6 zu sehen folgendermaßen zusammen:

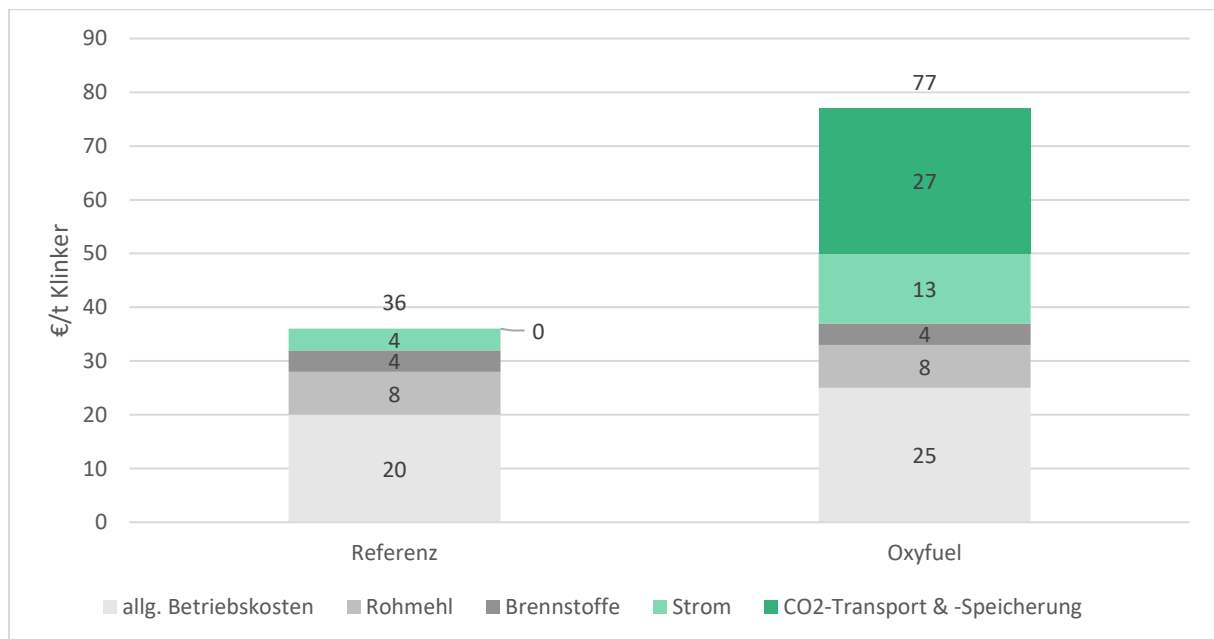


Abbildung 3.6 Betriebskosten pro Tonne Klinker für den Referenz- sowie Oxyfuelfall (eigene Darstellung, nach (Agora Industrie u. a., 2022))

Die Investitionskosten haben laut dieser Darstellung den höchsten Anteil an den Produktionskosten (s. Abbildung 3.5), gefolgt von den Kosten für CO₂-Transport und Speicherung (s. Abbildung 3.6). Der Anteil von Strom an den Produktionskosten ist stark abhängig von der Entwicklung der Kosten für elektrische Energie.

Die Transport- und Speicherkosten wurden auf 26 – 60 €/t CO₂ festgelegt, am unteren Ende befindet sich der Pipelinetransport, am oberen Ende der multimodale Transport. Für die Berechnung der Betriebskosten wurde von 36 €/t CO₂ für den Offshore-Transport mittels Schiff zur Lagerstätte ausgegangen.

Eine aktuellere Studie von Agora Industrie und dem Öko-Institut geht jedoch von deutlich höheren Kosten für die Transport- und Speicherkette aus (Mendelevitch *u. a.*, 2025). Die Studie schätzt die Kosten der Abscheidung auf 50 – 150 €/t CO₂, was sich in etwa mit den Kosten der Analyse von 95 €/t CO₂ deckt (Gesamtkosten minus Transport- und Speicherkosten). Auch die Dechema sieht das Oxyfuel-Verfahren Neubau im Mittelfeld von CAPEX und OPEX für Abscheidung (Eitze *u. a.*, 2024).

Öko-Institut und Agora Industrie gehen jedoch von zukünftigen Offshore-Speicherkosten von 100 – 150 €/t CO₂ inklusive Transport aus. Vergleicht man diese Prognosen mit der älteren Agora Analyse, so wird ersichtlich, dass Transport und Speicherung des CO₂ mit Abstand den höchsten Anteil der Produktionskosten einnehmen werden. Die folgende Tabelle stellt die ermittelten Transportkosten nach Transportart da.

Tabelle 3.2: CO₂-Transportkosten nach Transportart (Mendelevitch *u. a.*, 2025)

Transportart	Kosten
Inland	
Pipeline	0,01 – 0,09 €/t CO ₂ * km)
Zug	0,07 – 0,15 €/t CO ₂ * km)
Binnenschiff	0,08 €/t CO ₂ * km)
Offshore	
Pipeline	0,01 – 0,06 €/t CO ₂ * km)
Schiff	0,04 – 0,08 €/t CO ₂ * km)

Dazu kommen noch Kosten für CO₂-Hubs, bei Hafenterminals belaufen sich diese bspw. auf 15 – 21 €/t, wobei die Kapitalkosten den größten Anteil haben. Beim Pipelinetransport dominiert CAPEX, dies ist die günstigste Möglichkeit, große Mengen CO₂ zu transportieren. Das Kostenniveau des Zugtransports wird von OPEX bestimmt, beim Schifffransport sind die Anteile ausgeglichen. Laut der Studie ist, aufgrund der Ausgereiftheit der Technologien, keine oder lediglich eine geringe Kostendegression zu erwarten.

Die Kostenlücke zwischen konventionell hergestelltem und Oxyfuel-Zement vergrößert sich also erheblich. Maßnahmen, um dem entgegenzuwirken, könnten die Anerkennung von Negativemissionen, eine Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise oder eine Reduktion der Stromkosten sein.

4 Zementwerk Lengfurt: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen

4.1 Infrastrukturelle Herausforderungen: CO₂-Transport und Standortfaktoren

Das Zementwerk in Lengfurt steht vor größeren Herausforderungen bezüglich Infrastruktur als das Zementwerk in Lägerdorf. Hier gibt es bislang keine CO₂-Pipeline-Anbindung und kein konkretes Projekt, welches sich mit der Errichtung einer solchen befasst. Auf der Netzkarte des Betreibers OGE ist lediglich eine perspektivische Anbindung ans Netz eingezeichnet (OGE, ohne Datum a). Auch bayrische CO₂-Netzprojekte schließen den Standort bisher nicht ein, sondern fokussieren sich eher auf den Süden des Landes (CO₂peline) (bayernets GmbH, ohne Datum). Im Falle eines zukünftigen Pipelinebaus würden sich die Trassen ebenfalls voraussichtlich am bestehenden Erdgasnetz orientieren, da dieses ein Genehmigungsverfahren bereits erfolgreich durchlaufen hat (Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023). Abbildung 4.1 zeigt die Lage des Zementwerks.



Abbildung 4.1 Lage des Zementwerks Lengfurt [Google Maps]

Das Werk befindet sich in unmittelbarer Nähe zum Main und verfügt über einen werkseigenen Hafen. Ein Schienenanschluss ist nicht vorhanden. Die abzuscheidenden Mengen an CO₂ sind jedoch als gering zu betrachten (lediglich 10 %) und sollen darüber hinaus als Rohstoff für Chemie- und Lebensmittelindustrie verwendet werden. (Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien, ohne Datum). Dies erfordert erhöhte Reinheitsbedingungen

an das CO₂ sowie die Möglichkeit der Rückverfolgung jeder Charge (Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023; Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags, 2023). CO₂ für Lebensmittelanwendungen darf beispielsweise lediglich 10 vppm CO enthalten, Empfehlungen zum CO-Gehalt für den Pipelinebetrieb geben einen Maximalwert von 2000 ppm an (EnArgus, ohne Datum). Hier bietet sich also der Transport des CO₂ mittels LKW an (Marktgemeinderat Triefenstein, 2023). LKW-Trailer, die dazu geeignet sind, haben ein Fassungsvermögen von etwa 18 t (Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023). Bei einer abgeschiedenen Menge von 70 000 t CO₂ pro Jahr wären dies zwischen 10 – 11 LKW pro Tag. Zu den Abnehmern des hier abgeschiedenen CO₂ sind öffentlich keine Informationen zugänglich, die nächstgelegenen Industrieparks sind jedoch etwa 100 km entfernt. Zur Zwischenspeicherung des CO₂ werden hier Tanklager notwendig (Heidelberg Materials Deutschland, 2025).

Neben der Infrastruktur zum CO₂-Abtransport ist auch der Standort der Druckbehälter aus Gefährdungssicht relevant. Letalitätsradien für eine plötzliche Freisetzung von CO₂ aus einem Tankbehälter können sich je nach Größe des Tanks und Bedingungen wie Topografie, Bebauung und Wetter auf 50 m – 400 m belaufen (Harper, Wilday und Bilio, 2011).

In der Realität ist eine kontinuierliche Leckage aus einer Rohrleitung ein weit wahrscheinlicheres Gefahrenszenario als die plötzliche Freisetzung eines kompletten Behälterinhalts. Die Letalitätsradien für ein solches Ereignis sind stark abhängig von der Größe des Lecks und reichen von wenigen Metern (Leck von etwa 1 mm Größe) bis zu mehreren Hundert Metern (Bielka u. a., 2024).

4.2 Betrachtetes technisches Konzept zur CO₂-Abscheidung

Für die CO₂-Abscheidung wird ein Post-Combustion-Capture-Verfahren (PCC) auf Basis einer Aminwäsche eingesetzt. Die nachfolgende Abbildung 4.2 stellt die geplante Anlage dar.

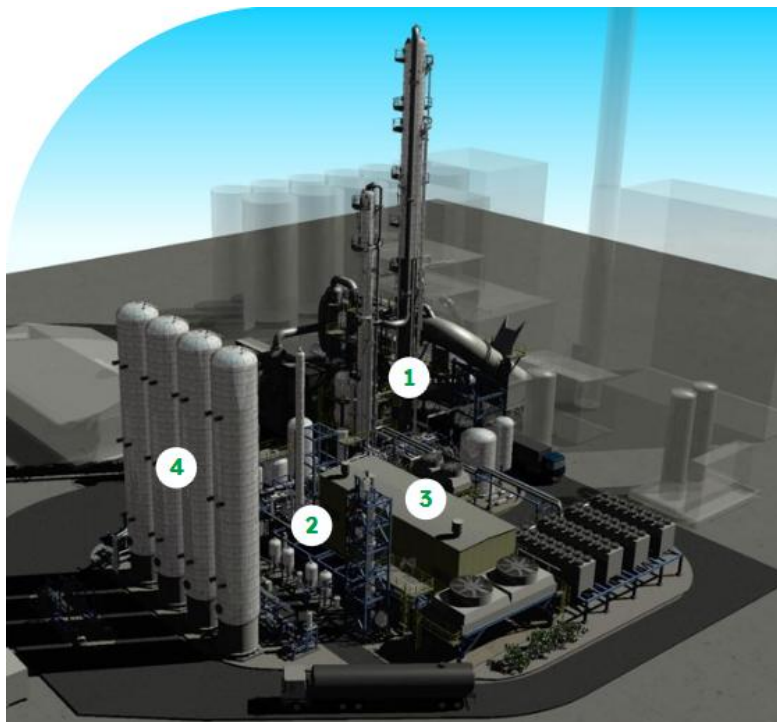


Abbildung 4.2: Geplante CO₂-Abscheidungsanlage; 1: Rauchgaswäsche, CO₂-Abscheidung; 2: Reinigung und Verflüssigung; 3: Kälteanlage; 4: Tankanlage (Heidelberg Materials AG, 2024)

Die Anlage basiert auf einer von BASF und Linde entwickelten Technologie und kombiniert Verfahrensschritte zur CO₂-Abscheidung und anschließenden Gasreinigung. Mit einem TRL von 9 gilt das Verfahren als industriell erprobt. Durch den modularen Aufbau ist die geplante Anlage skalierbar. Dies soll sowohl die perspektivische Abscheidung von CO₂ in größeren Mengen als auch die Übertragbarkeit auf andere Industriebranchen ermöglichen. In Lengfurt sollen zunächst lediglich 10 % der Gesamtemissionen abgeschieden werden. (Heidelberg Materials AG, 2024)

Das Rauchgas durchläuft zunächst die bestehende Abgasreinigung des Zementwerks mit Hauptfilter und SCR-Katalysator (SCR – selektive katalytische Reduktion) mit anschließender Kühlung zur Wärmenutzung. Anschließend wird ein Teilstrom von etwa 10 % des Gesamtabgasstroms abgezweigt und einer zweistufigen Feinfiltration zugeführt. Der mittlere Volumenstrom zur Aminwäsche beträgt dabei rund 34.000 Nm³/h (Marktgemeinderat Triefenstein, 2024).

Im ersten Prozessschritt wird das Rauchgas in einem pH-geregelten Kühler (Direct Contact Cooler – DCC) gekühlt. Gleichzeitig werden verbliebene Schwefeldioxidanteile durch eine Natronlaugewäsche entfernt, um die Belastung der Aminlösung zu reduzieren. Anschließend wird das Gas leicht verdichtet, um die Druckverluste innerhalb der Anlage auszugleichen.

Die eigentliche CO₂-Abscheidung erfolgt in einer etwa 55 m hohen Absorptionskolonne. Das Rauchgas wird am Kolonnenboden eingebracht und strömt im Gegenstrom zu einer von oben eingeleiteten Aminlösung. Das CO₂ wird chemisch an das Lösungsmittel gebunden, während das CO₂-arme Abgas am Kolonnenkopf austritt und wieder dem unbehandelten Hauptabgasstrom zugeführt wird. Da die Absorption exotherm verläuft, steigt die Temperatur innerhalb der Kolonne an. Zur Aufrechterhaltung hoher Abscheideraten werden daher Zwischenkühler eingesetzt.

Die beladene Aminlösung wird anschließend einer Desorberkolonne zugeführt. Dort wird sie durch Wärmezufuhr regeneriert, sodass das gebundene CO₂ wieder freigesetzt wird. Nach dem Austritt aus der Kolonne wird der Gasstrom gekühlt, von Wasser getrennt und mehreren Reinigungsstufen unterzogen. Nach der Reinigung erfolgt die mehrstufige Verdichtung und Kühlung des CO₂ bis zur Verflüssigung. Die Anlage besitzt eine Kapazität von etwa 9,2 t flüssigem CO₂ pro Stunde (Marktgemeinderat Triefenstein, 2023). Das verflüssigte CO₂ wird in vier Lagertanks mit einer Gesamtkapazität von rund 1.200 t zwischengespeichert. Das Endprodukt weist eine Reinheit von über 99,9 % auf und erfüllt damit die Anforderungen für industrielle Anwendungen. (Barlow *u. a.*, 2025; Heidelberg Materials Deutschland, 2025; Linde Engineering, ohne Datum)

4.3 Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage

Die Wahl eines nachgeschalteten PCC-Verfahrens bietet insbesondere für Bestandsanlagen Vorteile. Da die CO₂-Abscheidung nach der eigentlichen Verbrennung und Abgasreinigung erfolgt, sind keine grundlegenden Änderungen am Drehrohrofenprozess erforderlich. Hier spricht man von einem Retrofit.

Für die Realisierung der Cap2U-Anlage wurden zusätzliche Prozesskomponenten errichtet. Hierzu zählen insbesondere die Absorber- und Desorberkolonne, mehrere Wärmeübertrager, Verdichter, die Verflüssigungsanlage sowie die CO₂-Lagertanks. (Heidelberg Materials Deutschland, 2025) Außerdem muss eine LKW-Zufahrt errichtet werden. Die zusätzlich benötigte Fläche beträgt etwa 4000 m². (Marktgemeinderat Triefenstein, 2023)

4.4 Abwasser- und Kondensatmanagement

Der Betrieb einer Aminwäsche führt zu verschiedenen Wasser- und Kondensatströmen, die im Anlagenkonzept berücksichtigt werden müssen. Insbesondere bei der Rauchgaskühlung, der Aminregeneration sowie der CO₂-Aufbereitung entstehen Prozesskondensate.

Für den Betrieb der Anlage wird Wasser aus dem Main genutzt. Aufgrund der weitgehenden Kreislaufführung der Prozessmedien ist jedoch keine signifikante Erhöhung der bisherigen Wasserentnahme erforderlich. Die durchschnittliche Wasserentnahme des Werks liegt bereits heute bei etwa 3 m³/h.

Anfallende Prozesskondensate werden gesammelt und zwischengespeichert. Hierfür ist ein Speicher mit einem Volumen von etwa 25 m³ vorgesehen. Anstatt diese Ströme als Abwasser zu behandeln, sollen sie in den Produktionsprozess zurückgeführt und im Ofensystem verdampft. Dadurch kann der Bedarf an Frischwasser reduziert werden. Zusätzlich ist eine Zwischenlagerung von etwa 1,5 m³ Aminlösung vorgesehen. (Marktgemeinderat Triefenstein, 2024)

4.5 Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung

Im Werk Lengfurt können bis zu 100 % alternative Brennstoffe eingesetzt werden (Heidelberg Materials Deutschland, 2025). Dadurch variieren sowohl die Konzentrationen von CO₂ als auch die Gehalte an Begleitstoffen wie Schwefeldioxid, Stickoxiden oder Staub. Diese Schwankungen beeinflussen unmittelbar die Leistungsfähigkeit der CO₂-Abscheidung und können zu einer erhöhten Alterung der Aminlösung führen.

Zur Beherrschung dieser Einflüsse verfügt die Anlage über mehrere Vorbehandlungsstufen. Die zweistufige Feinfiltration reduziert den Staubeintrag, während der Direct Contact Cooler durch die Natronlaugewäsche saure Gasbestandteile entfernt. (Heidelberg Materials AG, 2024; Linde Engineering, ohne Datum)

4.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung und Einfluss auf die Dampfbereitstellung

Der größte Energiebedarf einer Aminwäsche entsteht bei der Regeneration des Lösungsmittels im Desorber. Hier muss das chemisch gebundene CO₂ durch Wärmezufuhr wieder aus der Aminlösung ausgetrieben werden. Für die eingesetzte Technologie wird ein spezifischer Regenerationsenergiebedarf von etwa 2,5 bis 3,2 GJ pro Tonne abgeschiedenem CO₂ angegeben (Barlow u. a., 2025). Dies entspricht ungefähr 0,7 bis 0,9 MWh/t CO₂. Bei einer geplanten Abscheidung von etwa 70.000 t CO₂ pro Jahr ergibt sich daraus ein erheblicher zusätzlicher Wärmebedarf von 49 – 63 GWh. Um diesen möglichst effizient zu decken, wird die Anlage in bestehende Energiestrukturen des Werks eingebunden (Heidelberg Materials Deutschland, 2025).

Am Standort Lengfurt wird bereits seit Anfang der 2000er Jahre eine ORC-Anlage zur Nieder-temperaturverstromung betrieben. Diese deckt rund 12 % des Eigenstrombedarfs des Werks (Heidelberg Zement AG, 2001). Der bestehende Thermalölkreislauf der SCR-Anlage soll zur CO₂-Produktionsanlage erweitert werden. Die dort bereitgestellte Wärme dient zur Dampferzeugung für den Desorberprozess. (Marktgemeinderat Triefenstein, 2024)

4.7 Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen

Die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung wird maßgeblich durch die Kosten der Abscheidungstechnologie, den zusätzlichen Energiebedarf sowie die Kosten für Transport, Nutzung oder Speicherung des abgeschiedenen CO₂ bestimmt. Wie bereits in Kapitel 3.7 dargestellt, machen insbesondere Transport und Speicherung einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette aus. Das Projekt in Lengfurt wurde mit etwa 15 Mio € gefördert (Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien, ohne Datum).

Im Gegensatz zum Standort Lägerdorf wird in Lengfurt jedoch kein CCS-, sondern ein CCU-Konzept verfolgt. Das abgeschiedene CO₂ soll als Rohstoff für die Lebensmittel- und Chemieindustrie genutzt werden und wird daher nicht über eine CO₂-Pipeline zu einer geologischen Speicherstätte transportiert (Heidelberg Materials Deutschland, 2025; Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien, ohne Datum). Dadurch entfallen die Kosten für eine Offshore-Speicherung sowie für den Anschluss an eine CO₂-Transportinfrastruktur. Gleichzeitig können potenzielle Erlöse durch den Verkauf des abgeschiedenen CO₂ erzielt werden.

Aufgrund der vergleichsweise geringen Menge sowie der hohen Reinheitsanforderungen der vorgesehenen Anwendungen erfolgt der Transport des verflüssigten CO₂ per Tanklastwagen (Marktgemeinderat Triefenstein, 2023; Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023). Bei einer Transportkapazität von etwa 18 t CO₂ pro Trailer ergeben sich rund 3.900 Transporte pro Jahr beziehungsweise durchschnittlich 10 bis 11 LKW-Fahrten pro Tag. Im Vergleich zu einem Pipelineanschluss führt dies zu höheren spezifischen Transportkosten pro Tonne CO₂, vermeidet jedoch die hohen Investitionskosten für den Aufbau einer eigenen Transportinfrastruktur. Bei geringen Mengen ist der Transport in Tanklastern günstiger als per Pipeline, die absoluten Transportkosten pro Tonne CO₂ sind aufgrund von Skaleneffekten allerdings höher als für das in Kapitel 3 betrachtete Beispiel (Stolaroff u. a., 2021; Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023). Für geringe Mengen sowie geringe Strecken zwischen Erzeuger und Verbraucher kann der LKW-Transport durchaus eine bedeutende Rolle spielen (Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023). Würde man jedoch 100 % der CO₂-Emissionen des Werks abscheiden, so müssten täglich zwischen 100 – 110 LKW eingesetzt werden. Folglich müsste hier auf eine andere Transportart, beispielsweise per Pipeline zurückgegriffen werden.

Den größten Kostenblock stellt voraussichtlich die CO₂-Abscheidung selbst dar. Der für die eingesetzte Aminwäsche angegebene spezifische Regenerationsenergiebedarf von 2,5 bis 3,2 GJ/t_{CO₂} führt zu einem zusätzlichen Wärmebedarf von 49 – 63 GWh (Barlow u. a., 2025). Die Energiekosten stellen damit einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens dar. Die ECRA ordnet die Investitionskosten für eine PCC-Aminwäsche in etwa auf einem Niveau mit denen für das Oxyfuel-Verfahren als Neubau ein. Hier werden die CAPEX für 2030 auf 200 - 275 Mio € für die Aminwäsche und 200 – 230 Mio € für das Oxyfuel-Verfahren als Neubau geschätzt. Die Kosten beziehen sich jeweils auf eine Anlage mit einer Kapazität von 6 000 t/d. Die zusätzlichen Betriebskosten sind laut der Veröffentlichung jedoch etwa doppelt so hoch, bezogen auf eine Tonne hergestellten Zement (Aminwäsche: bis 50 €/t zusätzlich, Oxyfuel: 21 – 24 €/t zusätzlich). (European Cement Research Academy, 2022)

5 Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigen die untersuchten Fallbeispiele, dass die standortspezifischen Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Zementwerken in Deutschland sowohl technischer, infrastruktureller als auch wirtschaftlicher Natur sind. Eine erfolgreiche Umsetzung von CCUS-Technologien in der Zementindustrie erfordert geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen, insbesondere hinsichtlich der Anrechnung abgeschiedener Emissionen im europäischen Emissionshandel, den Aufbau einer CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur sowie erhebliche technische Anpassungen bestehender Anlagen. Darüber hinaus müssen standortspezifische Aspekte wie Energieversorgung, Flächenverfügbarkeit, Wasserwirtschaft und die Integration zusätzlicher Prozessschritte in bestehende Produktionsanlagen berücksichtigt werden.

Die Untersuchung der beiden Standorte verdeutlicht, dass die Wahl der CO₂-Abscheidungstechnologie maßgeblich von den lokalen Randbedingungen abhängt. Am Standort Lägerdorf wird mit dem Oxyfuel-Verfahren ein Konzept verfolgt, das tief in den Zementherstellungsprozess eingreift und einen vollständigen Neubau der Ofenlinie erfordert. Demgegenüber basiert das Projekt Cap2U in Lengfurt auf einer nachgeschalteten Aminwäsche, die als Retrofit-Lösung in die bestehende Anlage integriert werden kann. Beide Ansätze ermöglichen hohe CO₂-Abscheideraten, unterscheiden sich jedoch deutlich hinsichtlich ihrer Anforderungen an Infrastruktur, Energieversorgung und Anlagenintegration.

Besonders deutlich werden die Unterschiede bei der CO₂-Transportkette. Während Lägerdorf durch die Nähe zum geplanten CO₂-Hub in Brunsbüttel, die vorhandene Schienenanbindung sowie die perspektivisch geplante Pipelineanbindung vergleichsweise günstige Voraussetzungen für eine spätere CCS-Nutzung besitzt, verfügt Lengfurt bislang über keine konkrete Anbindung an ein CO₂-Netz. Das abgeschiedene CO₂, 10 % der gesamten CO₂-Emissionen, soll dort als Rohstoff für industrielle Anwendungen genutzt und deshalb per Tanklastwagen transportiert werden. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen sind deutlich geringer als bei großtechnischen CCS-Projekten, wie dem Projekt „Carbon2Business“, die das Ziel der Klimaneutralität verfolgen, jedoch entstehen zusätzliche Anforderungen an Zwischenlagerung, Logistik und Produktreinheit.

Die wirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass die Kosten der CO₂-Abscheidung weiterhin die größte Hürde für eine breite Umsetzung darstellen. Neben den Investitionskosten für die Abscheidungsanlagen beeinflussen insbesondere der zusätzliche Energiebedarf sowie die Kosten für Transport und Speicherung beziehungsweise Nutzung des CO₂ die Wirtschaftlichkeit. Während bei CCS-Konzepten die Transport- und Speicherkette einen erheblichen Kostenanteil verursacht, entfallen diese Kosten bei CCU-Anwendungen oder können teilweise durch Erlöse aus dem Verkauf des abgeschiedenen CO₂ kompensiert werden. Gleichzeitig bestehen derzeit regulatorische Unsicherheiten hinsichtlich der Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen bei CCU-Anwendungen im europäischen Emissionshandel.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass die technische Umsetzung der CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie grundsätzlich möglich ist und bereits heute mit industriell verfügbaren Technologien realisiert wird. Die entscheidenden Herausforderungen liegen weniger in der Abscheidung selbst als vielmehr in der Bereitstellung zusätzlicher Energie sowie dem Aufbau geeigneter CO₂-Transport- und Nutzungs- beziehungsweise Speicherketten. Die Wirtschaftlichkeit hängt langfristig insbesondere von der Entwicklung der Energiepreise, der Transport- und Speicherkosten, der Marktpreise für hochreines CO₂ sowie der zukünftigen Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels ab.

6 Literaturverzeichnis

Agora Industrie u. a. (Hrsg.) (2022) *Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Zementbranche*. Verfügbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_10_DE_KIT/A-EW_259_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Zement_WEB.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Barlow, H. u. a. (2025) *STATE OF THE ART: CCS TECHNOLOGIES 2025*. Technical Report. Global CCS Institute. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/08/State-of-the-Art-CCS-Technologies-2025-Global-CCS-Institute.pdf>.

bayernets GmbH (ohne Datum) *CO2peline*. Verfügbar unter: <https://www.co2peline.com/> (Zugegriffen: 11. Juni 2026).

Bielka, P. u. a. (2024) „Risks and Safety of CO2 Pipeline Transport: A Case Study of the Analysis and Modeling of the Risk of Accidental Release of CO2 into the Atmosphere“, *Energies*, 17(16), S. 3943. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/en17163943>.

Bundesregierung (2024) „Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie“. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/115/2011585.pdf> (Zugegriffen: 15. Mai 2025).

Carbon2Business (ohne Datum) *Projekt Lägerdorf: Ein Ofen, der die Welt verändert*. Verfügbar unter: <https://carbon2business.de/projekt-laegerdorf/ein-ofen-der-die-welt-veraendert> (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

ChemCoast Park Brunsbüttel (2025) „ChemCoast Park Brunsbüttel aktuell“. Verfügbar unter: https://www.chemcoastpark.de/media/djangocms_downloads/250513_CCPB_Newsletter.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Delegierte Verordnung (EU) 2024/2620 (2024). Verfügbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj (Zugegriffen: 17. August 2026).

Durchführungsverordnung (EU) 2024/2493 (2024). Verfügbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2024/2493/oj (Zugegriffen: 17. August 2026).

Eitze, J. u. a. (Hrsg.) (2024) *Wasserstoff-Kompass: Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft*. 1. Auflage. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

EnArgus (ohne Datum) *CO2-Reinheitsanforderungen für Pipelinetransport*. Verfügbar unter: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1915-2/*/*CO2-Reinheitsanforderungen%20f%c3%bcr%20Pipelinetransport?op=Wiki.getwiki&search=OPF (Zugegriffen: 18. Juni 2026).

European Cement Research Academy (Hrsg.) (2022) *The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing - Current Technologies and their Future Development*. Düsseldorf. Verfügbar unter: https://api.ecra-online.org/fileadmin/files/tp/ECRA_Technology_Papers_2022.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

European Commission (2018) *Commission Implementing Regulation (EU) 2018/2066 of 19 December 2018 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council and amending Commission Regulation (EU) No 601/2012. Consolidated version from 27.05.2025*. Verfügbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/2025-05-27 (Zugegriffen: 20. August 2026).

European Commission (2024) *Scope of the EU ETS - Climate Action - European Commission*. Europäische Kommission. Verfügbar unter: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/scope-eu-ets_en (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

European Commission (2025) *Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading System, Economy and Finance*. European Commission. Verfügbar unter: https://economy-finance.ec.europa.eu/trends-carbon-intensity-and-macroeconomic-role-eu-emissions-trading-system_en (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

European Parliament (2024) *Regulation (EU) 2024/1735 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending Regulation (EU) 2018/1724, OJ L 2024/1735*. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Fleiger, K. (2023) *AC²OCem - Voranbringen und Beschleunigung der Markteinführung der CO₂-Abscheidung in der Zementherstellung durch Einsatz der Oxyfuel-Technologie; Teilvorhaben: Parametrische Studien zur Qualität der Oxyfuel-Verfahren : Schlussbericht über das Teilvorhaben: Parametrische Studien zur Qualität der Oxyfuel-Verfahren : Laufzeit des Vorhabens, Berichtszeitraum: 01.10.2019 bis 30.03.2023* [application/pdf]. [VDZ Technology gGmbH], S. 1 Online-Ressource (34 Seiten, 1,33 MB). Verfügbar unter: <https://doi.org/10.2314/KXP:1911654632>.

Harper, P., Wilday, J. und Bilio, M. (2011) *Assessment of the major hazard potential of carbon dioxide*. Health and Safety Executive. Verfügbar unter: <https://www.hse.gov.uk/carboncapture/assets/docs/major-hazard-potential-carbon-dioxide.pdf>.

Heidelberg Materials (1999) *100 Jahre Zementwerk Lengfurt*. Verfügbar unter: <https://www.heidelbergmaterials.com/de/100-jahre-zementwerk-lengfurt> (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

Heidelberg Materials (2026) *Unsere Standorte in Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.heidelbergmaterials.com/de/unternehmen/konzerngebiete-und-laender/europa/deutschland> (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

Heidelberg Materials (ohne Datum a) *CCUS - Schlüssel zur Dekarbonisierung der Zementindustrie, CCUS-Technologien für Near-Zero-Zement*. Verfügbar unter: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/nachhaltigkeit/dekarbonisierung-mit-ccus> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Heidelberg Materials (ohne Datum b) *Lengfurt: CO₂ abscheiden und wiederverwerten*. Verfügbar unter: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/lengfurt/cap2u-projekt> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Heidelberg Materials AG (Hrsg.) (2024) „CO₂ als Rohstoff: Cap2U-Großanlage im Zementwerk Lengfurt“. Verfügbar unter: https://www.heidelbergmaterials.de/sites/default/files/2024-02/Brosch%C3%BCre%20Cap2U_.pdf.

Heidelberg Materials Deutschland (2025) *CO₂ für die Lebensmittelindustrie - CCU-Projekt im Zementwerk Lengfurt*. Verfügbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=wWd-yjmWYT0&t=113s>.

Heidelberg Zement AG (2001) *Niedertemperaturverstromung mittels einer ORC-Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG*. Bayerisches Landesamt für Umweltschutz. Verfügbar unter: https://www.bestellen.bayern.de/med/64b0d781-b4a5-11f0-81ee-c3fc7d0a3316/4b0e6a70-1059-11d9-4c85-9d915831e9eb/0/lfu_klima_00010.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Heidelberg Zement AG (2017) „Zementwerk Lengfurt - Partner der Region“. Verfügbar unter: https://www.heidelbergmaterials.de/sites/default/files/as-sets/document/7b/69/rz_1101_2017_hdz_standort_lengfurt_bro_12s_2019_web.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Holcim (Deutschland) AG (2012) „Geschichte mit Zukunft: 150 Jahre Zementproduktion in Lägerdorf“. Holcim (Deutschland) AG. Verfügbar unter: https://www.holcim.de/sites/germany/files/documents/Holcim_150J_Zement_Laegerdorf_WEB_39.pdf (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

Holcim (Deutschland) AG (2024) *Spatenstich für das CO2-neutrale Zementwerk: Holcim Deutschland baut die klimafreundliche Zukunft*. Verfügbar unter: <https://www.holcim.de/spatenstich-fuer-das-co2-neutrale-zementwerk> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Holcim (Deutschland) AG (Hrsg.) (2025) *Umweltbericht Zement 2024*. Verfügbar unter: <https://www.holcim.de/sites/germany/files/docs/holcim-umweltbericht-2024-laegerdorf.pdf> (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

Holcim (Deutschland) AG (ohne Datum) „Decarbonizing our operations with CCUS: Carbon2business“. Holcim. Verfügbar unter: <https://www.holcim.com/sites/holcim/files/2023-10/holcim-carbon2business-ccus-project.pdf> (Zugegriffen: 21. Mai 2026).

Kleinwächter, F. und Jantzen, E. (2026) *Schlussbericht Vorhaben Reallabor der Energiewende: WESTKÜSTE 100*. BMW. Verfügbar unter: <https://doi.org/https://doi.org/10.34657/29033>.

Kompetenzzentrum Klimaschutz in Energieintensiven Industrien (ohne Datum) *Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie - Capture2Use, Klimaschutz Industrie*. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie/gefoerderte-projekte/capture2use/> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

„Leitung Lägerdorf-Brunsbüttel“ (2024). Open Grid Europe GmbH. Verfügbar unter: https://oge.net/_Resources/Persisent/4/7/2/0/47200af18983f97c47b179c7decf71d163e88ea2/CLB_Projektbro-schuere_neu.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Linde Engineering (ohne Datum) *HISOLV™ for Post Combustion Capture (PCC), Post Combustion Capture (PCC)*. Verfügbar unter: <https://www.linde-engineering.com/products-and-services/process-plants/co2-plants/carbon-capture/post-combustion-capture> (Zugegriffen: 18. Juni 2026).

Logistik-Initiative Hamburg Management GmbH (2026) *Versorgungssicherheit Made in Brunsbüttel: Studie belegt nationale bedeutung des Hafenstandortes*. Verfügbar unter: <https://www.hamburg-logistik.net/aktuelles/branchennews/detail/versorgungssicherheit-made-in-brunsbuettel-studie-belegt-nationale-bedeutung-des-hafenstandortes/> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Luderer, G., Kost, C. und Sörgel, D. (2021) „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich“, S. 359 pages. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.48485/PIK.2021.006>.

Maier, J. u. a. (2023) *Erprobung und Optimierung von neuen und verbesserten Oxyfuel Brenner- und Kalzinatortechnologien im Labor- und Pilotmaßstab* [application/pdf]. Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), S. 1 Online-Ressource (41 Seiten, 1.004,08 KB). Verfügbar unter: <https://doi.org/10.2314/KXP:190966071X>.

Marktgemeinderat Triefenstein (Hrsg.) (2023) *Niederschrift über die Sitzung des Gemeinderates Triefenstein vom 11.07.2023*. Sitzungsprotokoll. Verfügbar unter: <https://www.markt-triefenstein.de/wp-content/uploads/2023/09/Sitzung-11.07.2023-Protokoll-oeffentlich.pdf>.

Marktgemeinderat Triefenstein (Hrsg.) (2024) *Niederschrift über die Sitzung des Gemeinderates Triefenstein vom 23.01.2024*. Sitzungsprotokoll. Verfügbar unter: <https://www.markt-triefenstein.de/wp-content/uploads/2024/01/Sitzung-23.01.2024-Protokoll-oeffentlich-1.pdf>.

Mendelevitch, R. u. a. (2025) *Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität – Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen für CO₂-Transport und -Speicherung*. 394/01-A-2026/DE. Berlin, Freiburg: Agora Industrie. Verfügbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_OekoInst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

OGE (ohne Datum a) *CO₂-Transportnetz, OGE CO₂-Netz*. Verfügbar unter: <https://oge.net/de/co2/co2-netz> (Zugegriffen: 11. Juni 2026).

OGE (ohne Datum b) *Projekt Cluster Elbe*. Verfügbar unter: <https://oge.net/de/co2/projekte-und-korridore/cluster-elbe> (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Schwarze, J., Morland, F. und Graf, F. (2025) „CO₂-Abscheidung- Technologien für eine klimaneutrale Zukunft“, AQUA&GAS No 9(09), S. 48–51.

Stolaroff, J.K. u. a. (2021) „Transport Cost for Carbon Removal Projects With Biomass and CO₂ Storage“, *Frontiers in Energy Research*, 9, S. 639943. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.639943>.

Umweltbundesamt (2022) *Abwasserrecht*. Verfügbar unter: <https://www.uba.de/n3416de> (Zugegriffen: 20. August 2026).

Umweltbundesamt (2026) *Emissionshandel: 21 Milliarden Euro fließen in den Klima- und Transformationsfonds*. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/emissionshandel-21-milliarden-euro-fliesen-in-den> (Zugegriffen: 20. August 2026).

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2024) *Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland - Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung*. Düsseldorf. Verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissen-sportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf (Zugegriffen: 28. Mai 2026).

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (Hrsg.) (2023) *Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern*. München.

Voldsund, M. (2021) *Second-generation oxyfuel technology: Accelerating CCS in the cement industry*, *SINTEF Blog*. Verfügbar unter: <https://blog.sintef.com/energy/second-generation-oxyfuel-technology-accelerating-ccs-in-the-cement-industry/> (Zugegriffen: 18. Juni 2026).

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2023) *Kohlendioxid für die Getränke-industrie*. Herausgegeben von Deutscher Bundestag. Sachstand. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/928746/e3972b3e022480ba08bd92e8f06dfac7/WD-8-080-22-pdf-data.pdf>.

Zeschmar-Lahl, B., Schönberger, H. und Waltisberg, J. (2020) *Abfallmitverbrennung in Zementwerken*. Herausgegeben von Umweltbundesamt. Sachverständigengutachten. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/5750/publikationen/2020_11_05_texte_202_2020_abfallverbrennung_zementwerke_1.pdf.