

Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung in Deutschland

Bericht zum Arbeitspaket 5.1 im Projekt WinIt

**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

Karlsruhe, den 23.12.2025

Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung 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

Maertens, R. (2025): Standortbezogene Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung 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:



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 an TAB	4
2	Darstellung der betrachteten Standorte	6
2.1	Informationen über die GMVA Niederrhein	6
2.2	Informationen über das MHKW Mannheim	6
3	GMVA Niederrhein: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen	8
3.1	Infrastrukturelle Herausforderungen: CO ₂ -Transport und Standortfaktoren	8
3.2	Betrachtetes technisches Konzept zur CO ₂ -Abscheidung	10
3.3	Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage	11
3.4	Abwasser- und Kondensatmanagement	12
3.5	Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung	12
3.6	Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung und Einfluss auf die Fernwärme	13
3.7	Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen	13
4	MHKW Mannheim: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen	16
4.1	Infrastrukturelle Herausforderungen: CO ₂ -Transport und Standortfaktoren	16
4.2	Betrachtetes technisches Konzept zur CO ₂ -Abscheidung	17
4.3	Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage	17
4.4	Abwasser- und Kondensatmanagement	19
4.5	Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung	19
4.6	Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung und Einfluss auf die Dampfbereitstellung	19
5	Zusammenfassung	20
6	Literaturverzeichnis	21

1 Regulatorischer Rahmen

1.1 Nationale und EU-Vorgaben

Die Implementierung von CO₂-Abscheidung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB, oder Müllverbrennungsanlagen, MVA) wird maßgeblich durch gesetzliche Rahmenbedingungen bestimmt. Seit 2024 sind TAB in Deutschland in den nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) einbezogen (*Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen*, 2019). Emissionen aus der Abfallverbrennung unterliegen damit einer CO₂-Bepreisung, allerdings nur in dem Anteil, der fossilen Ursprungs ist (*BEHG: CO₂-Bepreisung der thermischen Abfallverwertung*, ohne Datum). Der biogene CO₂-Anteil (aus organischen Abfällen) gilt als klimaneutral und wird nicht bepreist. Für die Ermittlung des fossilen Anteils sind standardisierte Verfahren festgelegt. Dieser Anteil beträgt bei deutschem Hausmüll ca. 50 – 65 %. Der nationale CO₂-Preis liegt 2024/25 im Bereich 45–55 € pro Tonne und soll bis 2026 weiter steigen. Diese zusätzliche Kostenbelastung erhöht den Druck, Emissionen zu reduzieren, etwa durch CO₂-Abscheidung.

Auf EU-Ebene gelten für Anlagen zur Verbrennung von Siedlungsabfällen mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von mehr als 20 MW seit dem 1. Januar 2024 Pflichten zur Überwachung und Berichterstattung ihrer Emissionen nach dem EU-Emissionshandel. Nach Artikel 30 Absatz 7 der EU-ETS-Richtlinie hat die Europäische Kommission bis zum 31. Juli 2026 zu prüfen, ob diese Anlagen vollständig in den EU-ETS einbezogen werden sollen, auch mit Blick auf eine mögliche Einbeziehung ab 2028 (*Richtlinie (EU) 2023/959*, 2023).

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.

1.2 Genehmigungs- und Rechtsrisiken CCS an TAB

Die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen 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 Einführung einer CO₂-Abscheidung führt zu Änderungen der Abgaszusammensetzung, der Abgastemperatur sowie des

Eigenenergieverbrauchs und erfüllt damit in der Regel die Kriterien einer wesentlichen Änderung nach § 16 BImSchG. Dies macht ein förmliches Genehmigungsverfahren erforderlich. Die Veränderung der Abgaszusammensetzung und Verringerung des Abgasvolumens durch CO₂- und Kondenswasserabscheidung sorgen für eine relative Zunahme der verbleibenden Emissionen. Dadurch können nach aktuellem Stand genehmigungsrechtliche Nachteile entstehen, die bedeuten würden, dass thermische Abfallbehandlungsanlagen mit angeschlossener CO₂-Abscheidung nicht genehmigungsfähig wären, also nicht betrieben werden dürften. (EEW Energy from Waste, ohne Datum)

Von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind die sicherheitstechnischen Anforderungen an Lagerung, Verladung und Umschlag des abgeschiedenen CO₂ zu unterscheiden. Reines beziehungsweise spezifikationsgerechtes Kohlendioxid ist in Anhang I der 12. BImSchV nicht als gefährlicher Stoff aufgeführt. Auch seine Einstufung als Gas unter Druck begründet für sich genommen keine Zuordnung zu einer der dort erfassten Gefahrenkategorien. Die Menge des gelagerten CO₂ allein führt daher grundsätzlich weder zur Entstehung eines Betriebsbereichs nach der Störfall-Verordnung noch zur Verschärfung einer bestehenden Einstufung. Maßgeblich sind vielmehr die übrigen am Standort vorhandenen gefährlichen Stoffe sowie gegebenenfalls gefährlich eingestufte Hilfs- und Betriebsstoffe der Abscheideanlage. Für den tatsächlichen CO₂-Produktstrom ist außerdem zu prüfen, ob Verunreinigungen zu einer abweichenden Einstufung führen.

Unabhängig von der Störfall-Verordnung erfordern große Mengen verflüssigten oder verdichteten CO₂ ein standortspezifisches Sicherheitskonzept. Zu betrachten sind insbesondere Druck- und Kältegefahren, Stoffaustritte, die Ausbreitung in tiefer gelegene oder geschlossene Bereiche, Erstickungsgefahren, Gasdetektion und Lüftung, Anfahrerschutz, Alarmierung sowie Notfall- und Rettungsmaßnahmen. Die Anforderungen ergeben sich insbesondere aus dem Arbeits- und Betriebssicherheitsrecht, dem Druckgeräterecht sowie dem Immissionsschutz- und Baurecht.

Auch das Wasserrecht ist berührt. Die CO₂-Abscheidung, insbesondere bei Abkühlung des Rauchgases auf niedrige Temperaturen, führt zu erheblichen zusätzlichen Kondensatmengen. Anpassungen bestehender Abwasserbehandlungsanlagen oder Änderungen von Einleitgenehmigungen können erforderlich werden. Darüber hinaus können neue Stoffströme, etwa aus Lösungsmittelverlusten oder Waschprozessen, genehmigungsrechtlich relevant sein. (Gruschwitz *u. a.*, 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 an TAB 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

2.1 Informationen über die GMVA Niederrhein

Die Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH (GMVA) befindet sich in Oberhausen und ist ein zentraler Bestandteil der kommunalen und industriellen Abfallentsorgung im westlichen Ruhrgebiet. Die Anlage ist 1972 durch den Umbau des Zechenkraftwerks der Concordia Bergbau AG entstanden. Betreiberin ist die GMVA Niederrhein GmbH als öffentlich-private Partnerschaft (ÖPP) zwischen den Städten Oberhausen, Duisburg und dem Kreislaufwirtschaftsunternehmen REMONDIS. (GMVA Niederrhein GmbH: Müllverbrennung Oberhausen, ohne Datum)

Die GMVA umfasst vier Verbrennungslinien, die in einem thermischen Abfallbehandlungsprozess jährlich etwa 700.000 t Abfall verarbeiten können. Die technischen Daten sind in Tabelle 1 aufgelistet:

Tabelle 1: Technische Daten der GMVA Oberhausen

Anlieferungsmenge	680.000 bis 720.000 t/a
Dampferzeugermenge	2.200.000 t/a
Stromerzeugung gesamt	390.000 bis 420.000 MWh/a
Stromeigenbedarf	75.000 MWh/a
El. Netzeinspeisung	315.000 bis 340.000 MWh/a
Fernwärmemenge	50.000 bis 150.000 MWh/a
Mittlerer Abfallheizwert	10.500 kJ/kg
Schlackemenge	180.000 t/a

Quelle: (GMVA Niederrhein GmbH: Müllverbrennung Oberhausen, ohne Datum)

Die Anlage liegt in einem dicht besiedelten Gebiet im Stadtgebiet von Oberhausen. Diese Lage bringt sowohl genehmigungsrechtliche als auch logistische Herausforderungen mit sich, etwa bei der geplanten Anbindung an CO₂-Transportinfrastruktur oder dem Bau neuer Gebäudestrukturen für eine CO₂-Abscheidung.

Im Rahmen einer vom Land NRW geförderten Machbarkeitsstudie (FKZ EFO-0132) diente die GMVA als Demonstrationsanlage für die technische, energetische und wirtschaftliche Bewertung der CO₂-Abscheidung an TAB. Die GMVA eignet sich daher besonders gut als Fallbeispiel für die Skalierung auf andere Müllverbrennungsanlagen mit ähnlicher Technik

2.2 Informationen über das MHKW Mannheim

Das Müllheizkraftwerk (MHKW) Mannheim wird von der MVV Umwelt Asset GmbH betrieben und befindet sich auf der Friesenheimer Insel im Norden Mannheims. Der Standort ist stark industriell und gewerblich geprägt. Die Anlage spielt eine zentrale Rolle in der regionalen Abfallverwertung und Energieversorgung des Rhein-Neckar-Raums sowie der Stadt und dem

2 Darstellung der betrachteten Standorte

Landkreis Karlsruhe. Die Inbetriebnahme der ursprünglichen Anlage erfolgte bereits im Jahr 1965. Seitdem wurde sie mehrfach modernisiert und erweitert: 1997, 2003 und 2009 wurden weitere Anlagenkomponenten hinzugefügt oder erneuert. (MVV Umwelt Asset GmbH, 2018)

Das MHKW umfasst drei abfallgefeuerte Kessel auf Vorschubrostbasis sowie zwei gasgefeuerte Mitteldruckdampferzeuger als Reserve. Die gesamte Anlage verarbeitet bis zu 700.000 t Abfall pro Jahr, bestehend aus gemischten Siedlungsabfällen sowie Industrie- und Gewerbeabfällen. Wesentliche technische Eckdaten sind in Tabelle 2 gelistet.

Tabelle 2: Technische Daten MHKW Mannheim

Anlieferungsmenge	700.000 t/a
Dampferzeugermenge	2,2 Mio. t/a
Stromerzeugung gesamt	300.000 MWh/a
Dampfabgabe	Ca. 550.000 t/a
Auslegungsheizwert	Kessel 4 & 5: 9.600 kJ/kg Kessel 6: 12.500 kJ/kg

Quelle: (MVV Umwelt Asset GmbH, 2018)

Neben der Stromproduktion wird über hoch effiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auch Prozessdampf für Industrieabnehmer im Mannheimer Norden bereitgestellt. Eine Einspeisung von Fernwärme ins Mannheimer Netz ist laut Betreiber ebenfalls vorgesehen. Die Lage auf der Friesenheimer Insel bietet dafür infrastrukturell günstige Voraussetzungen, etwa durch bestehende industrielle Dampfabnehmer in direkter Nähe.

Auch stoffliche Verwertung wird verfolgt: Die bei der Verbrennung entstehenden Metalle werden recycelt, Schlacke findet als Baumaterial im Straßen- und Landschaftsbau Verwendung. Filterstäube aus der Rauchgasreinigung werden als Versatzmaterial im Bergbau genutzt. (MVV Umwelt Asset GmbH, 2018)

3 GMVA Niederrhein: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen

Die Einführung einer CO₂-Abscheideanlage in eine bestehende Müllverbrennungsanlage bringt diverse technische Hürden mit sich. Anhand der GMVA Niederrhein (Oberhausen) werden diese Herausforderungen exemplarisch verdeutlicht. Die Informationen stammen dazu hauptsächlich aus einer vom Anlagenbetreiber veröffentlichten Studie (Gruschwitz u. a., 2025).

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. Im Raum NRW ist beispielsweise das Projekt “C Zero Multimodal CO₂ Hub” (Europäische Kommission, 2025; Gruschwitz u. a., 2025) in Planung, ein multimodaler CO₂-Hub am Hafen Duisburg, der offenen Zugang für CO₂-Anlieferung (per Lkw/Bahn) bieten und den Weitertransport zu Exportterminals in Nordseehäfen ermöglichen soll. Parallel entwickelt Open Grid Europe zusammen mit EBN, Shell, Total Energies und ENI eine CO₂-Pipeline von NRW nach Rotterdam, um von dort aus die Anbindung an CCS-Projekte in der Nordsee zu schaffen (OGE, ohne Datum). Wie an Abbildung 1 und Abbildung 2 zu erkennen ist, ist die neben der räumlichen Nähe der TAB zur geplanten überregionalen CO₂-Infrastruktur auch die lokale Lage entscheidend für das Gelingen eines CCS-Projekts.

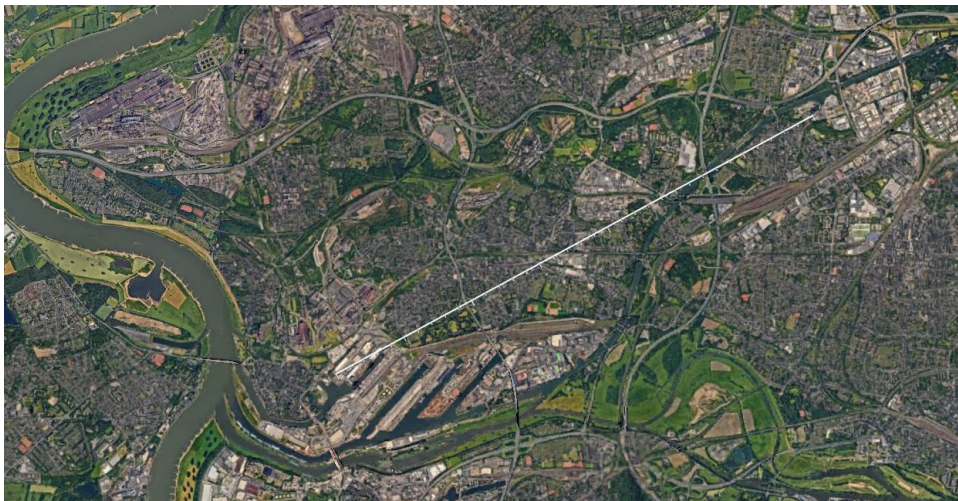


Abbildung 1: Lage der GMVA Oberhausen und des CO₂-Hub im Duisburger Hafen

Quelle: Google Maps

Müllverbrennungsanlagen befinden sich häufig in oder nahe urbanen Räumen wie Wohngebieten, was den Anschluss an zukünftige CO₂-Netze erschwert. Die GMVA Niederrhein z. B. liegt in einem dicht bewohnten Gebiet in Oberhausen, was eine Pipeline- oder Schienenanbindung an CO₂-Hubs erschwert (Gruschwitz u. a., 2025), siehe Abbildung 2.

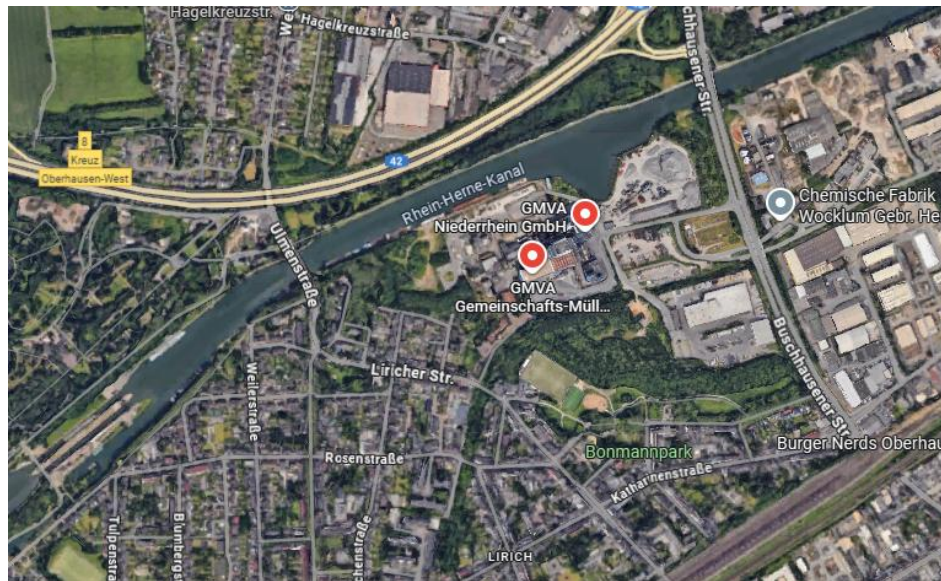


Abbildung 2: Lage der GMVA Oberhausen

Quelle: Google Maps

Dabei ist die Anbindung an die überregionale Transportinfrastruktur essentiell: Die Investitionsentscheidung für eine CO₂-Abscheidung hängt davon ab, ob und wohin das CO₂ abgeführt werden kann. Abgelegene oder stadtnahe Standorte haben infrastrukturell einen Nachteil, da die Anbindungskosten höher und Genehmigungen aufwändiger sein dürften. (Gruschwitz u. a., 2025)

Einhergehend mit der infrastrukturellen Lage sind Siedlungsnähe und Flächennutzung relevante Standortfaktoren: Viele Müllverbrennungsanlagen haben begrenzte Flächenreserven auf ihrem Gelände. Die Einrichtung von CO₂-Verladestationen (z. B. Bahnterminal, Tankwagen-Befüllung) oder das Vorhalten von Puffer-Tanks für verflüssigtes CO₂ braucht Platz und muss sicherheitstechnisch entfernt von sensiblen Bereichen liegen. In Wohngebieten könnten zudem Lärmschutz (z. B. für CO₂-Kompressoren) und Betriebsgenehmigungen problematisch werden. Standorte in Industrieparks mit Nähe zu potenziellen CO₂-Verbrauchern (z. B. Chemieparks) könnten ggf. Vorteile haben, doch typisch sind Müllverbrennungsanlagen nicht in unmittelbarer Nachbarschaft großer CO₂-Abnehmer, sondern eher in Entsorgungszentren für Kommunen angesiedelt. Trotz der vorhandenen Pläne für CO₂-Hubs ist aufgrund der komplexen Planungssituation vor Ort erst mittel- bis langfristig mit einer Transportlösung für abgechiedenes CO₂ zu rechnen.

Neben der Infrastruktur zum CO₂-Abtransport ist auch der Standort der Druckbehälter aus Gefährdungssicht relevant. Die größte Gefährdung tritt laut (Simon u. a., 2024) bei der plötzlichen Freisetzung von CO₂ aus einem großen 300 t Tank auf. Eine direkte Übertragung der Letalitätsradien aus der genannten Studie auf andere Standorte ist nicht möglich, da diese von lokalen Bedingungen wie Topografie, Bebauung und Wetter abhängen. Für eine erste konservative Abschätzung können jedoch ähnliche Annahmen genutzt werden: Bei plötzlicher Freisetzung eines 300 t CO₂-Tanks ist – je nach Szenario – mit Letalitätszonen von bis zu 200 m Radius um das Tanklager zu rechnen. Trotz der Lage in einem Wohngebiet wäre ein solcher Letalitätsradius weitgehend auf das eigene Werksgelände beschränkt, siehe Abbildung 3.

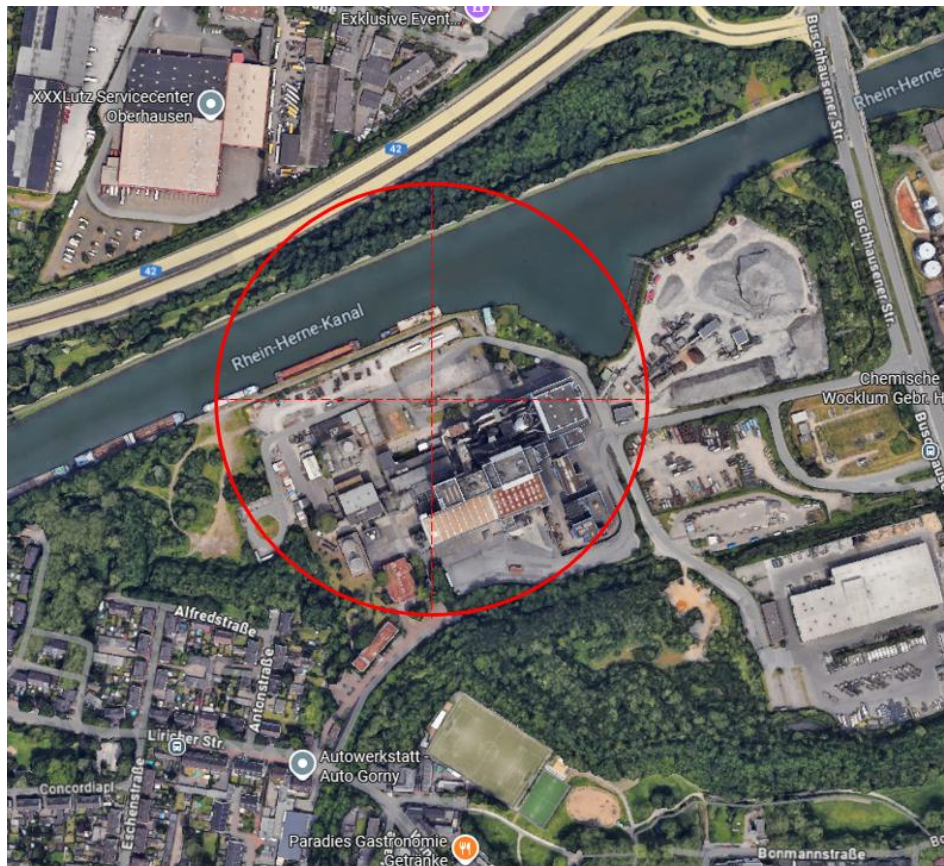


Abbildung 3: 200 m Letalitätsradius am Beispiel der GMVA Oberhausen

Quelle: Google Maps

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 laut (Simon *u. a.*, 2024) jedoch unbedenklich.

3.2 Betrachtetes technisches Konzept zur CO₂-Abscheidung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie an der GMVA Niederrhein (Gruschwitz *u. a.*, 2025) wurde die post-combustion CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche als Referenzverfahren untersucht. Dieses Verfahren gilt als Stand der Technik für die Abtrennung von CO₂ aus Abgasströmen mit relativ niedriger CO₂-Konzentration, wie sie typischerweise bei Müllverbrennungsanlagen vorliegen. Die Aminwäsche basiert auf der chemischen Absorption von CO₂ in einer wässrigen Lösung eines aminhaltigen Lösungsmittels, im Referenzfall der Studie (Gruschwitz *u. a.*, 2025) eine 30 %ige Monoethanolamin-Lösung (MEA). MEA ist gut erforscht, verfügbar und etabliert. Nach der Aufnahme des CO₂ im Absorber wird die Lösung im Desorber durch Wärmezufuhr regeneriert, wobei hochreines CO₂ freigesetzt und anschließend verdichtet wird. Das Prozessschema ist in Abbildung 4 gezeigt.

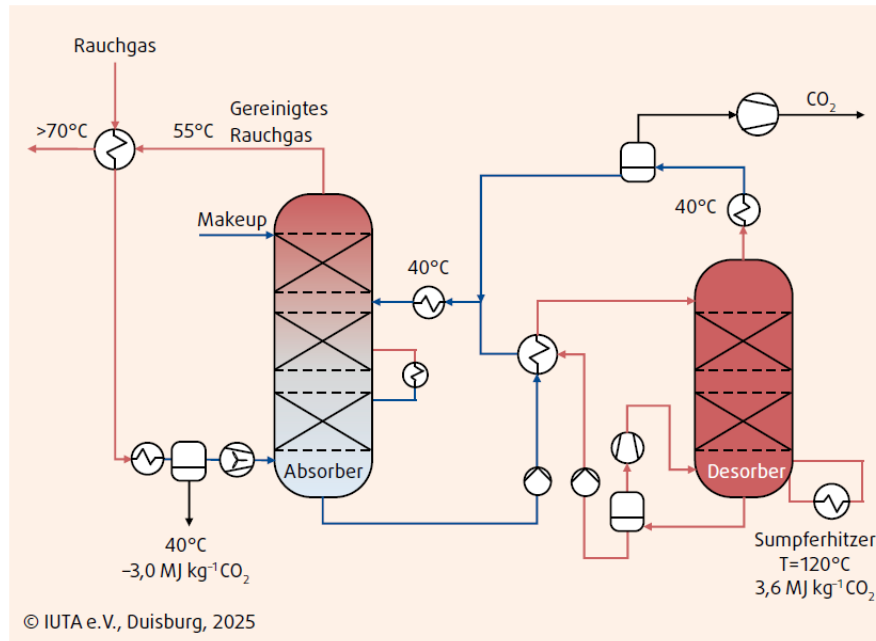


Abbildung 4: Prozessschema der Aminwäsche

Quelle: (Gruschwitz u. a., 2025)

Das betrachtete Konzept wurde in der Studie (Gruschwitz *u. a.*, 2025) beispielhaft für eine der vier Verbrennungslinien der GMVA simuliert. Dabei wurde eine Abscheiderate von 90 % des im Rauchgas enthaltenen CO₂ angenommen sowie die vollständige Integration von Abgasvorbehandlung, Absorber, Desorber, Wärmerückgewinnung und CO₂-Kompression.

3.3 Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage

Die Nachrüstung einer CO₂-Wäsche erfordert großdimensionierte Anlagenteile, die auf dem bestehenden Gelände untergebracht und in den Prozess eingebunden werden müssen. Herzstück ist die Absorptionskolonne, typischerweise ein ca. 30 m hoher Turm mit Füllkörperpackungen, plus die zugehörige Desorptionskolonne, Wärmetauscher, Pumpen, Tanks und CO₂-Kompressor (Gruschwitz *u. a.*, 2025). Bei der Standortwahl wurden für die GMVA zwei Alternativen betrachtet:

Es bietet sich an, die CO₂-Wäsche nach der bestehenden Rauchgasreinigung, kurz vor dem Kamin einzubinden. Dort ist das Abgas bereits weitgehend abgekühlt und gereinigt, was günstig für die Aminlösung ist. Zudem müssen in diesem Fall keine tiefgreifenden Änderungen am bestehende Abgasreinigungssystem vorgenommen werden. Die GMVA-Studie favorisiert diesen Punkt, um die Beeinflussung der vorgeschalteten Abgasreinigung gering zu halten. Nachteilig ist hier der hohe Kühlaufwand (s. 3.1) und dass das gereinigte Abgas anschließend wieder erwärmt werden muss (mit Rückgewinnung aus der Kühlung aber möglich)

Alternativ könnte man die CO₂-Abscheidung direkt hinter einem vorhandenen Wäscher (z. B. SO₂-Wäscher) anordnen, wo das Abgas schon etwas kühler ist (z. B. 67 °C nach der Stickoxid-Wäsche). Hier wäre weniger Kühlleistung nötig und es fällt weniger Kondensat an. Allerdings müsste in der GMVA das Gas nach der CO₂-Abscheidung wieder auf ~115 °C erwärmt werden, da bislang vor dem Kamin eine Wiedererhitzung stattfindet, um Kondensatbildung und Korrosion im Schornstein zu vermeiden. Dieser Schritt würde zusätzlichen Platz für Wärmetauscher und Energie für die Erwärmung beanspruchen und den Vorteil teilweise egalalisieren.

Außerdem ist an dieser Position die Anlageneinbindung komplexer, da man mitten in die existierende Abgasreinigung eingreift).

In der GMVA Niederrhein wurden Raumkonzept und Anschlussmöglichkeiten detailliert geprüft. Letztlich wurde der Standort unmittelbar vor dem Schornstein favorisiert, da dort ausreichend Platz vorhanden war und die Eingriffe in den laufenden Betrieb minimal blieben. Dafür musste man in Kauf nehmen, dass das heiße Abgas an dieser Stelle viel Kondensat erzeugt, was abgeführt werden muss.

Ein weiteres Infrastruktur-Thema ist die CO₂-Transportkonditionierung. Abgeschiedenes CO₂ muss typischerweise verflüssigt oder verdichtet transportiert werden. Je nach Transportmodus gelten unterschiedliche Druck- und Temperatur-Anforderungen. Für Pipeline-Transport sind Drücke um 80–100 bar üblich, während für Schiffstransport auch tiefkaltes, bei niedrigeren Drücken verflüssigtes CO₂ denkbar ist (Europäische Kommission, 2021). Strenge Reinheitsvorgaben der Pipeline- und Speicherbetreiber erfordern, dass das CO₂ praktisch frei von Verunreinigungen (O₂, SO₂, NO_x, H₂O, etc.) ist (Sonke, Bos und Paterson, 2022). Dies stellt hohe Anforderungen an die Gasreinigung vor Ort: Das CO₂ aus einer Müllverbrennungsanlage darf nur in die Infrastruktur eingespeist werden, wenn es den Qualitätsstandards entspricht (z. B. Wassergehalt < 50 ppm, keine korrosiven Gase). Die Einhaltung dieser Spezifikationen erfordert ggf. zusätzliche Aufbereitungsschritte nach der eigentlichen Abscheidung.

3.4 Abwasser- und Kondensatmanagement

Die Abkühlung großer Rauchgasvolumina auf 40 °C führt unweigerlich zur Kondensation von Wasser aus dem Abgas. In Müllverbrennungsanlagen ist das Abgas nach der nassen Rauchgaswäsche wassergesättigt (typischer Feuchtegehalt 15–25 Vol.-% H₂O). Bei der GMVA Niederrhein würden pro Linie je nach Feuchtegehalt zwischen ca. 70.000 und 170.000 Tonnen Kondensat pro Jahr anfallen, wenn das Gas von über 100 °C auf 40 °C abgekühlt wird. Diese Wassermengen müssen im Prozess bewältigt und aufbereitet werden, bevor es in bestehende Abwasseranlagen der MVA eingeleitet oder extern entsorgt werden kann. Die GMVA-Studie (Gruschwitz *u. a.*, 2025) betont, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb Wasserkreisläufe möglichst geschlossen geführt werden sollten und Kondensationswärme zurückgewonnen werden muss. So wurde errechnet, dass durch Rücknutzung der Abwärme vom Abgaskühler für die Wiedererhitzung des gereinigten Abgases der Kältebedarf von ~17,8 auf 15,9 MWh/t CO₂ gesenkt werden kann. Dennoch bleibt das Handling großer Wassermassen ein charakteristisches Problem der CO₂-Abscheidung an nassen Abgasen.

Neben Wasser fallen bei CO₂-Abscheidung auch Lösungsmittelverluste und Abfallstoffe an. Aminlösungen zersetzen sich im Betrieb allmählich (besonders bei sauerstoffreichem Gas, siehe 3.5), sodass periodisch verbrauchte Lösung entsorgt und ersetzt werden muss. Diese stellen einen chemischen Abfall dar, der fachgerecht entsorgt werden muss und die Betriebskosten erhöht.

3.5 Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung

Anders als bei definierten (fossilen) Brennstoffen schwankt bei Abfallverbrennung die Zusammensetzung und Menge des Rauchgases beträchtlich. Heizwert und Feuchtegehalt des Abfalls variieren, was zu Schwankungen im CO₂-Gehalt des Rauchgases führt (Gruschwitz *u. a.*, 2025). Bei der GMVA zeigte eine Analyse einer Linie CO₂-Konzentrationen (feucht) zwischen 6 und 9 Vol.-% im Abgas. Gleichzeitig liegt der Sauerstoffgehalt wegen hoher Luftüberschüsse bei rund 10 Vol.-% O₂. Diese Fluktuationen stellen die CO₂-Abscheidetechnik vor

Herausforderungen: Soll z. B. eine konstante Abscheiderate von ~90 % des CO₂ gehalten werden, muss die Anlage dynamisch regelbar sein. Der hohe Sauerstoffgehalt stellt dabei Herausforderungen bzgl. der Degradation der Aminlösung dar.

3.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung und Einfluss auf die Fernwärme

Die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas ist energetisch aufwändig. Insbesondere die Regeneration der CO₂-beladenen Aminlösung im Desorber benötigt Niederdruck-Dampf mit ca. 120 °C, um das CO₂ zu lösen. Zusätzlich fallen geringere elektrische Verbräuche für Abgasgebläse (Überwindung des Druckverlusts in der Waschkolonne), für Umwälzpumpen und für Kühlanlagen an. Am Beispiel GMVA (Abscheidung an 1 von 4 Linien) wurde ein jährlicher Wärmebedarf von 129.600 MWh_{th} ermittelt. Dies entspricht kontinuierlich etwa 15 MW_{th} Wärme. Dadurch fehlt dieser Dampf für die Fernwärmeauskopplung bzw. für die Stromproduktion. Zugleich beträgt der zusätzliche Strombedarf der CO₂-Anlage rund 28.200 MWh/a ($\approx 3,2$ MW_{el}). Damit erhöht er die Eigenstromnutzung, was ebenfalls finanzielle Nachteile hat.

Um den Dampf bereitzustellen, wird in der GMVA an der ND-Entnahme einer Turbine etwa 20,8 t/h mehr Dampf abgezweigt. Die Turbinen-Nettoleistung sinkt um ca. 2,1 MW ($\approx 5,8$ % bezogen auf 35,9 MW Durchschnitt). Diese entgangenen Erlöse sind ein wichtiger wirtschaftlicher Faktor. Für Stadtwerke oder Betreiber mit Wärmeversorgungspflicht ist der Konflikt besonders kritisch: Die Abscheidung konkurriert mit der Wärmebereitstellung für Verbraucher. Im GMVA-Fall würde die CO₂-Abscheidung an einer der vier Verbrennungslinien fast 6 % der derzeitigen Fernwärme-/Strom-Leistung binden. Würden alle vier Linien der GMVA mit CO₂-Wäschen ausgestattet, würde der Dampfbedarf für die Abscheidung auf rund 729.000 t/a steigen. Das entspricht etwa einem Drittel der gesamten Dampferzeugung der Anlage. Dadurch würde die Verfügbarkeit von Dampf für die Fernwärmeversorgung und Stromerzeugung deutlich eingeschränkt, was Anpassungen an der Energieinfrastruktur oder den Versorgungsverträgen erforderlich machen würde. In der Studie (Gruschwitz *u. a.*, 2025) wird betont, dass ein saisonaler Betrieb der CO₂-Abscheidung notwendig wäre.

3.7 Wirtschaftliche Auswirkungen und techno-ökonomische Kennzahlen

Die zuvor genannten Herausforderungen wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung aus. Die Kosten gliedern sich in Investitionskosten (CAPEX), jährliche Betriebskosten (OPEX) und indirekte Kosten in Form von entgangenen Erlösen durch den Eigenverbrauch von Strom und Dampf, siehe 3.6. Tabelle 3 zeigt beispielhafte Kennzahlen aus der Studie der GMVA (Gruschwitz *u. a.*, 2025), die eine CO₂-Abscheidung an einer von vier Linien (ca. 25 % des Gesamtabgasstroms) untersucht hat.

Tabelle 3: Kenndaten der CO₂-Abscheidung (Beispiel GMVA Niederrhein)

Kennzahl (Standort GMVA)	Wert / Ergebnis
CO ₂ -Konzentration im Abgas (trocken)	9,5 Vol.-% (davon ca. 52 % biogen)
CO ₂ -Abscheiderate (angenommen)	90 % des CO ₂ im Abgas einer Verbrennungslinie
Zusätzlich erforderlicher Strombedarf	ca. 28.200 MWh/Jahr (ca. 3,2 MW) für eine Verbrennungslinie
Zusätzlich erforderlicher Dampfbedarf	ca. 129.600 MWh/Jahr (ca. 20,8 t/h ND-Dampf) für eine Verbrennungslinie

Die Kostenverteilung ausgewählter in der Studie betrachteter Technologievarianten ist in Abbildung 5 gezeigt:

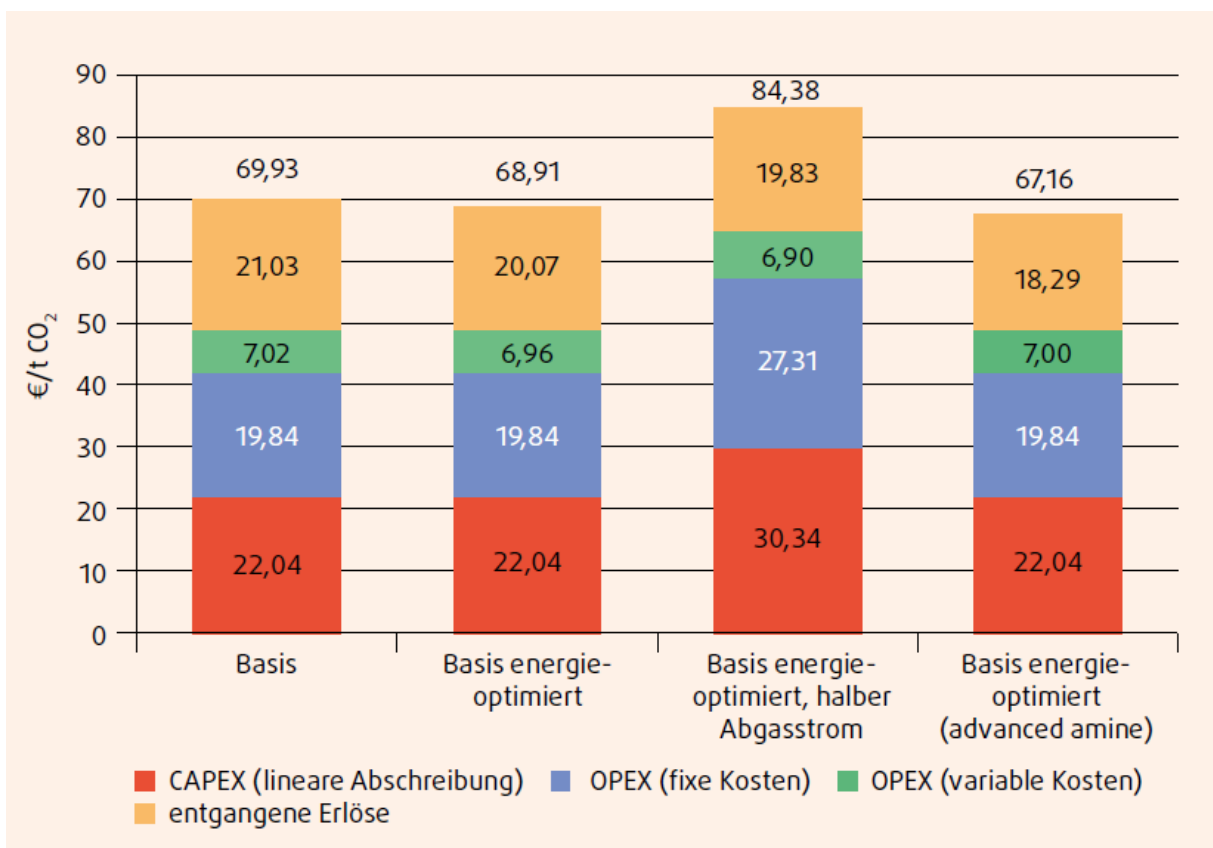


Abbildung 5: Kostenverteilung ausgewählter Technologievarianten

Quelle: (Gruschwitz u. a., 2025)

Die CO₂-Bereitstellungskosten, also Kosten, um 1 Tonne CO₂ abzuscheiden, zu trocknen und auf 90 bar zu verdichten, liegen in diesem Beispiel je nach Technologievariante zwischen 67 und 85 € pro Tonne. In der Basisberechnung machen Energiekosten, Verbrauchsmittel und

Unterhalt knapp 40 % aus, die Abschreibungen (CAPEX) etwa 33 %. Opportunitätskosten in Form von entgangener Fernwärme-/Stromerlöse schlagen mit ca. 25–30 % zu Buche. Im Szenario einer kleineren Anlage (halber Volumenstrom) stiegen die spezifischen Kosten deutlich an (+20 % gegenüber Vollstrom), da Skaleneffekte verlorengehen. Transport und Speicherung des CO₂ sind diesen Kosten nicht enthalten. Auch diese werden erhebliche Kosten in noch nicht genau bekannter Höhe verursachen, sobald entsprechende Dienste verfügbar sind. Aktuelle Berechnungen des gegenüber CCS positiv eingestellten CCS Institute gehen von reinen Speicherkosten 5-147 USD/t CO₂ aus. (Hatta, Consoli und Seyyedi, 2025)

Der Nutzen der CO₂-Abscheidung stellt sich wirtschaftlich primär durch vermeidbare Emissionskosten dar. Unter den aktuellen Bedingungen (2025: nationaler CO₂-Preis 55 €/t, EU-ETS 80–90 €/t) liegen die abgeschätzten CO₂-Abscheidungskosten von ca. 70 €/t darüber, aber in der gleichen Größenordnung.

Wichtig bei der wirtschaftlichen Bewertung ist die Unterscheidung zwischen abgeschiedenem CO₂ insgesamt und dem Anteil, für den tatsächlich Kosten eingespart oder Zertifikate angerechnet werden können. In der GMVA-Studie beträgt der biogene Anteil am CO₂ im Abgas etwa 52 %, das heißt nur 48 % der abgeschiedenen CO₂-Menge ist fossilen Ursprungs und damit bepreist (Gruschwitz *u. a.*, 2025). Während sich die technischen Abscheidekosten auf die gesamte abgeschiedene Menge beziehen, sind wirtschaftlich nur die vermiedenen Emissionskosten für den fossilen Anteil relevant. Der Emissionen aus dem biogenen Anteil des Abfalls ist zwar klimawirksam (z. B. als potenzielle Negativemission), wird aber nicht vergütet oder angerechnet. Dieser Umstand führt dazu, dass die effektiven Vermeidungskosten je fossiler Tonne CO₂ deutlich über den technischen Abscheidekosten pro Tonne Gesamtemission liegen. In der GMVA-Studie würden sich z. B. bei 70 €/t CO₂-Abscheidung und 48 % fossilem Anteil rechnerisch rund 145 €/t fossilem CO₂ ergeben, wenn keine Anerkennung des biogenen Anteils erfolgt. Ein zukünftiger Markt für Negativemissionen oder eine Anrechnung biogenen CO₂ im Klimaschutz könnte diese Lücke schließen, aktuell fehlt dafür jedoch ein regulatorischer und marktlicher Rahmen.

4 MHKW Mannheim: Standort- und technologiespezifische Herausforderungen

4.1 Infrastrukturelle Herausforderungen: CO₂-Transport und Standortfaktoren

Die Abscheidung von CO₂ am MHKW Mannheim wirft erhebliche Infrastrukturfragen auf. Aktuell besteht bisher keine CO₂-Pipeline-Anbindung in Südwestdeutschland. Der Betreiber MVV erwägt daher gemäß einer 2023 ausgeschriebenen Planungsdienstleistung, das abgeschiedene CO₂ vor Ort zu verflüssigen, zwischenzulagern und abzutransportieren (*Öffentliche Ausschreibung Mannheim 2023 Deutschland - Technische Planungsleistungen für industrielle Verfahren und Produktionsabläufe*, 2023). Der Kraftwerksstandort auf der Friesenheimer Insel bietet den Vorteil bestehender Bahnanschlüsse und die Nähe zum Mannheimer Hafen am Rhein, wodurch perspektivisch auch ein Abtransport per Binnenschiff möglich wäre. In einem Pilotprojekt wurde ebenfalls im Jahr 2023 für sechs Monate die CO₂-Abscheidung am MHKW getestet (energate messenger, 2023).

Ein weiterer Standortfaktor ist die verfügbare Fläche und industrielle Umgebung: Das MHKW Mannheim liegt in einem großen Energie- und Recyclingpark auf der Friesenheimer Insel. In direkter Nachbarschaft befindet sich auch ein Biomassekraftwerk (BMKW) der MVV. Im Pilotprojekt wurde untersucht, CO₂ aus beiden Anlagen abzuscheiden (energate messenger, 2023). Dies erlaubt Synergien, z.B. eine gemeinsame Verflüssigungs- und Verladetechnik. Positiv ist, dass die industrielle Prägung der Umgebung Akzeptanz und Genehmigungsfähigkeit begünstigen könnte.

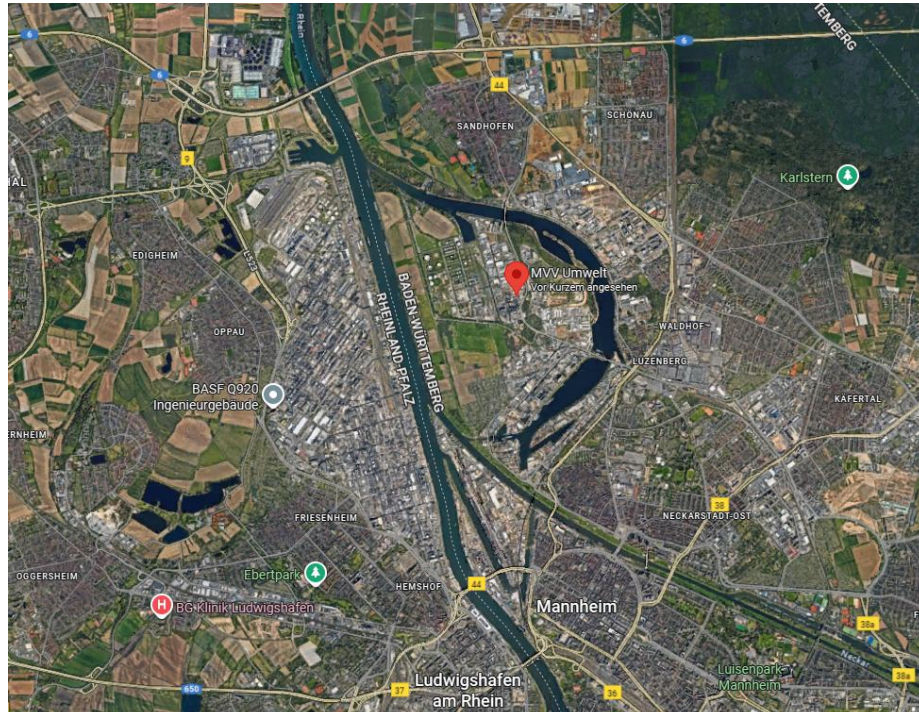


Abbildung 6: Lage des MHKW Mannheim

Quelle: Google Maps

Vorteilhaft sowohl für eine potenzielle Nutzung des abgeschiedenen CO₂ als auch für Synergien im Abtransport ist die direkte Lage gegenüber dem BASF Standort Ludwigshafen. Allerdings gibt es für die Rhein-Neckar-Region noch keine konkreten regionalen CO₂-Transport-Pläne. Auch die BASF setzt Stand 2025 noch keine konkreten CCS Pläne am Standort Ludwigshafen um. Kurz- und mittelfristig wird der Abtransport des abgeschiedenen CO₂ also eine Herausforderung darstellen.

4.2 Betrachtetes technisches Konzept zur CO₂-Abscheidung

Im Rahmen eines Pilotprojekts hat die MVV Umwelt GmbH im Jahr 2023 am Standort Friesenheimer Insel erstmals eine CO₂-Abscheideanlage im Realbetrieb getestet. Das Projekt umfasste eine sechsmonatige Demonstration an der thermischen Abfallbehandlungsanlage (MHKW Mannheim) mit anschließender Verlagerung an das benachbarte Biomassekraftwerk. Ziel war es, die technische Machbarkeit, CO₂-Reinheit und potenzielle Nutzungspfade zu evaluieren (energate messenger, 2023).

MVV dokumentiert für den Standort Mannheim die Erprobung einer Pilotanlage zur Abscheidung, Verflüssigung und Verladung von CO₂, nennt jedoch weder den Anlagenlieferanten noch das eingesetzte Abscheideverfahren. Capsol Technologies berichtet parallel über einen im ersten Quartal 2023 begonnenen zwölfmonatigen Auftrag für zwei CapsolGo-Demonstrationskampagnen bei einem nicht genannten großen deutschen Energieunternehmen (Capsol Technologies, ohne Datum). Eine Kampagne wurde an einer Abfallverbrennungsanlage, die zweite an einem Biomasse-Heizkraftwerk durchgeführt; im dritten Quartal 2023 wurde zusätzlich eine CO₂-Verflüssigungseinheit geliefert. Zeitpunkt, Anlagenkombination und Projektumfang stimmen damit auffällig mit dem Mannheimer Pilotprojekt überein.

Da weder MVV den Lieferanten noch Capsol den Auftraggeber ausdrücklich nennt, lässt sich die Zuordnung anhand öffentlich zugänglicher Quellen nicht abschließend belegen. Die Übereinstimmung stellt jedoch ein starkes Indiz dafür dar, dass in Mannheim eine mobile CapsolGo-Anlage mit Hot-Potassium-Carbonate-Technologie eingesetzt wurde. Das HPC-Verfahren wird deshalb im Folgenden als plausible Arbeitshypothese und Technologieszenario betrachtet. Für den Vergleich mit einer Aminwäsche werden die standortspezifischen Ergebnisse der Basler Machbarkeitsstudie herangezogen (Simon *u. a.*, 2024).

4.3 Platzbedarf und Integration in die Bestandsanlage

Bei der Abwägung zwischen den Abscheideverfahren Aminwäsche und HPC sind Platzbedarf und Kosten die entscheidenden Faktoren. Anhand der Studie der Holzkraftwerke (Simon *u. a.*, 2024) sollen zunächst die Vor- und Nachteile sowie die Komplexität der Retrofit-Integration betrachtet werden, siehe Tabelle 4. Die Aminwäsche wird mit einem TRL von 9 als sehr ausgereift eingestuft, aber auch das HPC-Verfahren mit seinem TRL von 8 kann industriell eingesetzt werden.

Tabelle 4: Vor- und Nachteile der Verfahren Aminwäsche und HPC

	Aminverfahren	HPC-Verfahren
Vorteile	• Mehrere Technologielieferanten mit verschiedenen Aminen und Optimierungen • Ausgereifteste Möglichkeit zur CO₂-Abscheidung aus Verbrennungsabgasen im Industriemassstab • Verfahren nahe Umgebungsdruck • Niedrigerer CAPEX	• Lösungsmittel ist herstellerunabhängig • Keine Bildung von gefährlichen Abbauprodukten • Benötigt im Idealfall nur Strom als Input → keine Änderungen am WDK • Zusätzliche Abwärmenutzung für Fernwärme möglich
Nachteile	• Leistungsfähigste Amine sind proprietär • Wässrige Aminlösungen sind stark korrosiv • Umfangreiche Massnahmen gegen Nitrosamine im Prozess implementiert • Hoher thermischer Energiebedarf • Bedarf an ND-Dampf erforderlich, Eingriff in den WDK	• Effizienz stark abhängig von der CO₂-Konzentration im AG • Kompressor ist kritisches Bauteil (Teillast/Redundanz) • Höherer verfahrenstechnischer Aufwand und mehr Equipment • Begrenzte Zahl an Technologienanbietern • OPEX stark abhängig von Strompreis und tendenziell höher

Quelle: (Simon u. a., 2024)

Generell sind der Platzbedarf und die Anlagenkomplexität einer HPC-Anlage höher. Unter anderem sind größere Absorberkolonnen notwendig, da die Reaktionsgeschwindigkeit im Vergleich zur Aminwäsche geringer ist. Der Energiebedarf ist höher, jedoch im Idealfall rein elektrisch (Verdichter). Das macht den Retrofit an bestehende Kraftwerke attraktiv, da nicht in den Dampfkreislauf eingegriffen werden muss. Im Gegensatz dazu ist die Aminwäsche anlagentechnisch einfacher und benötigt weniger Platz. Der Energiebedarf ist großteils thermisch und wird durch Anzapfdampf aus dem Dampfkreislauf des Kraftwerks entnommen.

Im Beispiel des Holzkraftwerks Basel sind ist der Absorberturm der Aminwäsche-Anlage 43 m hoch, während die HPC-Anlage Kolonnen bis 55 m benötigen würde. Ähnliche Verhältnisse sind auch für das MHKW Mannheim zu erwarten.

Anhand der charakteristischen Unterschiede der beiden Technologien ist zu vermuten, dass die Mannheimer Pilotanlage eine HPC-Anlage war. Diese konnte einfach für den sechsmonatigen Pilotzeitraum installiert und sowohl am MHKW als auch am Biomassekraftwerk betrieben werden, ohne in die jeweiligen Dampfkreisläufe eingreifen zu müssen.

Sofern kein Pipeline-Anschluss vorhanden ist, wird aufgrund des diskontinuierlichen Abtransports des CO₂ stets ein Zwischenlager am Verladeort benötigt, um einen kontinuierlichen Betrieb der CO₂-Abscheidung auch bei verzögertem Abtransport zu gewährleisten. In der Studie (Simon u. a., 2024) wird eine fünftägige Speicherkapazität verwendet. Bezogen auf das MHKW Mannheim würde dies in einer benötigten Speicherkapazität von ca. 8.000 - 10.000 t CO₂ resultieren.

Die Integration in die Bestandsanlage würde bei beiden Abscheidetechnologien vorzugsweise im Anschluss an die Rauchgasreinigung erfolgen. Aufgrund der höheren zulässigen Abgastemperatur bei der HPC-Anlage ist zu vermuten, dass die anfallende Menge Kondensat-Abwasser geringer sein wird.

4.4 Abwasser- und Kondensatmanagement

Beim Einsatz einer CO₂-Abscheidung am MHKW Mannheim ist wie bei vergleichbaren Anlagen mit erheblichen Kondensatmengen zu rechnen, insbesondere bei Einsatz einer Aminwäsche mit Rauchgaskühlung auf ca. 40 °C. Die genaue Menge hängt vom Feuchtegehalt des Abgases und der Kühlleistung ab. Da die HPC-Technologie bei höheren Temperaturen betrieben wird, fällt hier tendenziell weniger Kondensat an. Dennoch müssen beide Verfahren in die bestehende Abwasserinfrastruktur integriert werden und etwaige Lösungsmittelverluste fachgerecht behandelt werden.

4.5 Fluktuierende Rauchgaszusammensetzung

Die heterogene Zusammensetzung des eingesetzten Abfalls führt zu stark schwankenden CO₂-Konzentrationen und Sauerstoffgehalten im Rauchgas. Wie bei anderen Müllverbrennungsanlagen erfordert dies eine flexible und robuste Anlagenauslegung der CO₂-Abscheidung. Beide Verfahren müssen in der Lage sein, auf diese Schwankungen dynamisch zu reagieren, ohne die Abscheideeffizienz zu beeinträchtigen.

4.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung und Einfluss auf die Dampfbereitstellung

Die CO₂-Abscheidung ist mit erheblichem Energieaufwand verbunden, dessen Umfang stark vom eingesetzten Verfahren abhängt. Am Beispiel des MHKW Mannheim wird hier überschlägig der Energieaufwand für die Aminwäsche und das HPC-Verfahren auf Basis öffentlich verfügbarer Vergleichsdaten berechnet. Als Grundlage dient die Machbarkeitsstudie für das Holzkraftwerk in Basel (Simon *u. a.*, 2024), in der beide Verfahren für eine Abscheidemenge von 100.000 t CO₂ pro Jahr analysiert wurden. Diese Daten wurden proportional auf die am MHKW Mannheim theoretisch abscheidbare CO₂-Menge von rund 800.100 t CO₂ pro Jahr hochskaliert (bei 700.000 t Abfall und 90 % Abscheidegrad).

Das HPC-Verfahren zeigte in Basel einen Strombedarf von 33 GWh pro 100.000 t CO₂. Für Mannheim ergibt sich damit ein hochgerechneter Strombedarf von ca. 264 GWh pro Jahr. Der zusätzliche Strombedarf der HPC-Variante ist erheblich, denn er würde knapp 88 % der heutigen Netto-Stromproduktion des MHKW Mannheim (ca. 300 GWh/a) beanspruchen.

Die Aminwäsche kommt demgegenüber mit ca. 88 GWh/a Strom aus, jedoch benötigt sie große Mengen gesättigten Niederdruckdampfs. Der thermische Energiebedarf der Aminwäsche ist in der Studie (Simon *u. a.*, 2024) nicht separat angegeben, wird sich jedoch in der gleichen Größenordnung wie für die GMVA hochgerechneten 520 GWh/a befinden. Bezogen auf die Dampfbereitstellung des MHKW Mannheim (bis zu 2,2 Mio. t Dampf pro Jahr bei 40–65 bar und 385–430 °C) lässt sich dieser Bedarf plausibel einordnen: Der für die Aminwäsche erforderliche Dampf entspricht je nach angenommener Enthalpie etwa 543.000–585.000 t Dampf jährlich. Das entspricht rund 25 % der gesamten Dampfproduktion und entspricht ungefähr der heute an externe Kunden exportierten Dampfmenge.

5 Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigen die untersuchten Fallbeispiele, dass die standortspezifischen Herausforderungen bei der CO₂-Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen in Deutschland sowohl technischer, infrastruktureller als auch wirtschaftlicher Natur sind. Eine erfolgreiche Umsetzung von CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen erfordert geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen – insbesondere Klarheit hinsichtlich der Anrechnung abgeschiedener Emissionen und der Verantwortlichkeiten entlang der CCS-Wertschöpfungskette –, den parallelen Aufbau von CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur sowie erhebliche technische Anpassungen bestehender Anlagen. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Energiebedarf, der Flächen- und Platzbedarf, das Abwasser- und Kondensatmanagement sowie die Anforderungen an Lösungsmittel und Anlagenauslegung.

Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass CO₂-Abscheidung an TAB unter den heutigen Rahmenbedingungen eine kostenintensive Klimaschutzmaßnahme darstellt. Die Abscheidekosten liegen in einer Größenordnung, die bei aktuellen CO₂-Preisen im nationalen Emissionshandel und im EU-ETS nur teilweise kompensiert werden kann. Ohne zusätzliche regulatorische oder finanzielle Anreize – etwa durch die Anerkennung negativer Emissionen oder spezifische Förderinstrumente – ergibt sich daher in der Regel keine eigenständige Investitionslogik für CCS an Müllverbrennungsanlagen.

Auf Basis der analysierten Standorte lassen sich dennoch grundsätzliche Standorttypen ableiten, bei denen CCS an TAB unterschiedlich zu bewerten ist. Anlagen in dicht besiedelten urbanen Lagen mit begrenzten Flächenreserven und ohne unmittelbare Anbindung an bestehende oder geplante CO₂-Infrastruktur weisen strukturelle Nachteile auf, insbesondere hinsichtlich Genehmigungsfähigkeit, Platzbedarf und Transportkosten. Demgegenüber bieten industriell geprägte Standorte mit vorhandenen Logistikanbindungen (Bahn, Hafen) und Nähe zu potenziellen CO₂-Abnehmern oder -Knotenpunkten günstigere Voraussetzungen für die Integration von CO₂-Abscheidung und -Abtransport. Diese Unterschiede sind weniger technologiebedingt als vielmehr durch Standortfaktoren und Infrastrukturverfügbarkeit geprägt.

Im Gesamtsystem der Klimaneutralität kommt CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen eine spezifische, aber begrenzte Rolle zu. TAB sind keine primären Emissionsverursacher fossiler CO₂-Emissionen, sondern erfüllen eine unverzichtbare Funktion in der Abfallwirtschaft und der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. CCS an TAB kann daher nicht als flächendeckende oder kostenoptimale Klimaschutzmaßnahme verstanden werden, sondern als ergänzende Option zur Minderung unvermeidbarer Emissionen und – perspektivisch – zur Erzeugung negativer Emissionen durch die Abscheidung und dauerhafte Speicherung biogenen CO₂. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein konsistenter regulatorischer Rahmen, der diese Klimaschutzleistung anerkennt.

Die Ergebnisse am Beispiel der GMVA Niederrhein verdeutlichen, dass CCS an TAB nur dann sinnvoll umgesetzt werden kann, wenn Emissionsminderung, Infrastrukturentwicklung und Marktentwicklung gemeinsam gedacht werden. Ein isolierter technologischer Ansatz greift zu kurz. Nur unter diesen Bedingungen kann CO₂-Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen einen Beitrag zur Klimaneutralität leisten, ohne die Entsorgungsaufgaben und die Energieversorgung unverhältnismäßig zu beeinträchtigen.

6 Literaturverzeichnis

BEHG: CO₂-Bepreisung der thermischen Abfallverwertung (ohne Datum) *EEW Energy from Waste*. Verfügbar unter: <https://www.eew-energyfromwaste.com/de/unternehmen/political-affairs/behg/> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

Capsol Technologies (ohne Datum) *Capsol Technologies: Interim Report Q3/2024*. 05.11.2024. Verfügbar unter: <https://files.capsoltechnologies.com/public/2024%20Q3/Report%20Q3-Final.pdf> (Zugegriffen: 18. Dezember 2025).

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).

EEW Energy from Waste (ohne Datum) *Voraussetzungen für CO₂-Abscheidung in Deutschland, EEW Energy from Waste*. Verfügbar unter: <https://www.eew-energyfromwaste.com/de/carbon-capture/voraussetzungen-ccu/ccs/> (Zugegriffen: 23. Dezember 2025).

energate messenger (2023) *Interview mit Hansjörg Roll, MVV Energie*, *www.energate-messenger.de*. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/229921/der-wettbewerbsvorteil-hat-sich-zugunsten-der-geothermie-entwickelt> (Zugegriffen: 18. Dezember 2025).

Europäische Kommission (2021) *Sustainable carbon cycles for a 2050 climate-neutral EU: Technical Assessment*.

Europäische Kommission (2025) *EU invests over €1.2 billion in cross-border infrastructure*. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_377 (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (2019) *BEHG*. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

GMVA Niederrhein GmbH: Müllverbrennung Oberhausen (ohne Datum) *GMVA Niederrhein GmbH*. Verfügbar unter: <https://www.gmva.de/> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

Gruschwitz, F. u. a. (2025) „Technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer CO₂-Abscheidung an einer thermischen Abfallbehandlungsanlage am Beispiel der Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein (GMVA)“, *Müll und Abfall*, (5), S. 5. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.37307/j.1863-9763.2025.05.05>.

Hatta, A., Consoli, C. und Seyyedi, M. (2025) *Cost of CO₂ Storage*. Global CCS Institute. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/12/Cost-of-CO2-Storage-1225.pdf> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

MVV Umwelt Asset GmbH (2018) *Energie aus Abfällen: Nachhaltig und effizient*.

Öffentliche Ausschreibung Mannheim 2023 Deutschland - Technische Planungsleistungen für industrielle Verfahren und Produktionsabläufe (2023). Verfügbar unter: https://ausschreibungen-deutschland.de/2092530_Deutschland_-_Technische_Planungsleistungen_fuer_industrielle_Verfahren_und_Produktionsablaeufoe_2023_Mannheim (Zugegriffen: 18. Dezember 2025).

OGE (ohne Datum) *Delta Rhine Corridor-Projekt*. Verfügbar unter: <https://oge.net/de/co2/projekte-und-korridore/delta-rhine-corridor-projekt> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

Richtlinie (EU) 2023/959 (2023) OJ L. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/959/oj> (Zugegriffen: 17. August 2026).

Simon, L. u. a. (2024) *Machbarkeitsstudie CCS Pilotprojekt BS*. Ramboll AG. Verfügbar unter: <https://vbsa.ch/artikel/machbarkeit-ccs-pilotprojekt-bs> (Zugegriffen: 17. Dezember 2025).

Sonke, J., Bos, W.M. und Paterson, S.J. (2022) „Materials challenges with CO₂ transport and injection for carbon capture and storage“, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 114, S. 103601. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103601>.