



Innovationsschwerpunkt Supply Chain

Kurzpapier: Stand der Forschung

6|2024



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:





Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Meitnerstraße 1

70563 Stuttgart

Bearbeiter:innen: Peter Bickel, Maike Schmidt, Patrick Wolf, Tobias Buchmann, Marcel Klingler,
Andreas Püttner, Laura Liebhart

Stuttgart, Juni 2024

Inhalt

Inhalt	3
Abbildungsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	6
2 CO₂-Bereitstellung	6
2.1 Aktueller Stand Bereitstellungsinfrastruktur.....	7
2.1.1 Abscheidung	7
2.1.2 Transport	8
2.2 Aktuelle Fragestellungen und Herausforderungen.....	9
3 Wasserverfügbarkeit und -aufbereitung	9
4 Elektrolyse	13
5 Strom aus erneuerbaren Energien	14
5.1 Aktueller Stand.....	14
5.2 Offene Fragestellungen und Herausforderungen.....	15
6 Bibliographie	16

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: TRL-Überblick über Abscheidung und Transport von CO ₂	7
Abbildung 2: Überblick über weltweite Carbon Capture Kapazitäten (Stand 2022).....	8
Abbildung 3: Durchschnittliche Wassergewinnungskosten der wichtigsten Entsalzungsverfahren	12

Abkürzungsverzeichnis

AD	Adsorptionsentsalzung
AEL	Alkalische Elektrolyse
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CDI	Kapazitive Deionisierung
ED	Elektrodialyse
EOR	Enhanced Oil Recovery (Tertiäre Ölgewinnung)
FO	Vorwärtsosmose
LNG	Liquefied Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
MCDI	Kapazitive Membranentsalzung
MD	Membrandestillation
MED	Multi-Effekt-Destillation
MSF	Mehrstufige Flash-Destillation
MVC	Mechanische Dampfkompresseion
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PRO	Druckverzögerte Osmose
RO	Umkehrosmose
SOEL	Hochtemperaturelektrolyse Festoxid-Elektrolyse (SOEL)
TRL	Technological Readiness Level (Technologischer Reifegrad)
TVC	Thermische Dampfkompresseion
VC	Dampfkompresseion

1 Einleitung

Das Kurzpapier bietet einen Überblick zum Stand der Technologieentwicklung in den Bereichen der CO₂-Bereitstellung, dem aktuellen Stand der Entwicklung der Elektrolyse sowie der Verfügbarkeit und dem Bedarf an Ressourcen wie Wasser und EE-Strom.

2 CO₂-Bereitstellung

Der Transport von CO₂ ist ein wesentlicher Teil der Kette der CO₂-Bereitstellung. Der Transport kann je nach Bedarf und Bedürfnissen über Pipelinesysteme oder via Schiff, Eisenbahnwagen sowie Tankwagen erfolgen. Grundsätzlich ist der Transport von Gasen und Flüssigkeiten mit jeder dieser Methoden ausgereift (d. h. Technology Readiness Level 9 – TRL 9) und wurde auch schon durchgeführt. Die technische Machbarkeit sowie die Kosten des CO₂-Transports sind durch jahrzehntelange Forschung gut verstanden (Abbildung 1). Der Transport von CO₂ in großem Maßstab ist jedoch nur bei Pipelinesystemen ausgereift. Für den Transport größerer Mengen CO₂ wurden hier bereits in den 70er Jahren, insbesondere in Nordamerika, Pipelinesysteme entwickelt und vornehmlich im Rahmen des Enhanced Oil Recovery (EOR) eingesetzt (Markewitz et al., 2017). Der Transport kleinerer Mengen via Schiff und Tankwagen erfolgt vor allem zur Deckung der Nachfrage in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie. Entsprechend ist auch hier der Transport von CO₂ nach aktuellem Stand der Technik mit einem TRL-Level von 9 einzuordnen. Die transportierten Mengen sowie der Markt für CO₂ sind derzeit allerdings noch klein, weshalb der Realitätscheck noch aussteht. Ein Transport größerer CO₂-Mengen via Schiff sowie die hierfür notwendige Infrastruktur, wie sie vor allem im Rahmen des CCS benötigt werden würde, sind derzeit nicht erprobt und weisen ein geringeres TRL-Level auf. Der CO₂-Transport per Schiff und die erforderliche Hafeninfrastruktur sind jedoch denen für Flüssigerdgas (LNG) und Flüssiggas (LPG) sehr ähnlich. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Skalierung der CO₂-Schifffahrt - aus technischer Sicht - ohne größere Herausforderungen möglich ist. Generell ist bei vielen aktuell in Planung befindlichen Projekten erkennbar, dass eine multimodale Transportlösung angestrebt wird. In Deutschland beschäftigen sich immer mehr Vorhaben mit dem Thema einer möglichen CO₂-Infrastruktur, die sich bis auf die Europäische Ebene ausdehnt. Und auch auf Ebene der Bundesländer sind entsprechende Aktivitäten, zum einen zur Ermittlung des CO₂-Bedarfs und zum anderen zu möglichen Transportoptionen, zu beobachten.

Im Rahmen der CO₂-Bereitstellung sind im Hinblick auf die Speicherung vor allem die kurzfristige Speicherung bzw. Zwischenspeicherung relevant. Diese dient vor allem dazu, innerhalb der CO₂-Transportkette Pufferkapazitäten bspw. beim Verkehrsträgerwechsel zu schaffen. Grundsätzlich kann flüssiges CO₂ in konventionellen vertikalen oder horizontalen Kugeltanks gelagert werden, welche marktverfügbar und bei Anbietern von Industriegasen erhältlich sind. Langfristige Speicherung ist an dieser Stelle eher zweitrangig, auch in Hinblick auf Bedenken bzgl. möglicher Umweltauswirkungen.

		Forschung			Entwicklung			Umsetzung		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Konzept	Formu- lierung	Proof of Concept	Labor- Prototyp	Labor- maßstab	Pilot- anlage	Demon- stration	Nachweis Funktions- tüchtigkeit	Kommerzial- isierung
Abscheidung	Post-Combustion-Capture (ionische Flüssigkeiten)									
	BECCS (Stromsektor)									
	Pre-Combustion Capture (Niedertemperaturabscheidung)									
	Oxy-Fuel-Verbrennung (Gasturbine - Wasserkreislauf)									
	Post-combustion capture (Gichtgasrecycling Hochofen/Stahlindustrie)									
	Post-combustion capture (Calcium-Looping)									
	Post-combustion capture (Stahlindustrie)									
	Post-combustion capture (Kokerei/Stahlindustrie)									
	Post-combustion capture (biphasische Lösungen)									
	Teilweise Oxyfuel-Verbrennung (Kalzinator/Zementindustrie)									
	Vollständige Oxyfuel-Verbrennung (Hochofen/Stahlindustrie)									
	BECCS (Industriesektor)									
	Oxy-Fuel-Verbrennung (Kohlekraftwerke)									
	Pre-combustion capture (IGCC+CCS)									
	Direct air capture (DAC)									
Post-combustion capture (Kraftwerke/Adsorption)										
Pre-combustion capture (Erdgasverarbeitung)										
Post-combustion capture (Kraftwerke/wässrige Amine)										
Transport	Schiff (Infrastruktur)									
	Schiff (Design)									
	Eisenbahntankwagen									
	Straßentankwagen									
	Pipeline									
	Kompression									

Abbildung 1: TRL-Überblick über Abscheidung und Transport von CO2

Eigene Darstellung basierend auf Dziejarski et al. (2023) und Kearns et al. (2021)

2.1 Aktueller Stand Bereitstellungsinfrastruktur

2.1.1 Abscheidung

Der in Abbildung 2 dargestellte Überblick über bestehende und geplante CO₂-Abscheidekapazitäten zeigt, dass in Betrieb befindliche Anlagen vor allem im Bereich der Erdgasverarbeitung und damit dem Industriebereich mit bereits ausgereifter Abscheidetechnologie zu finden sind. Abgesehen von wenigen, in meist kleinskaligem Betrieb befindlichen Anlagen, befindet sich die CO₂-Abscheidung in den anderen Industriebereichen zumeist noch in Bau, Erprobung oder Entwicklung. Neben der Erdgasverarbeitung sind hier insbesondere im Bereich der Stromerzeugung relevante Kapazitäten zu erwarten. Im Hinblick auf die regionale Verortung weisen die Vereinigten Staaten die mit Abstand größten Abscheidekapazitäten auf. Das abgeschiedene CO₂ der bereits in Betrieb befindlichen Anlagen wird hier, ähnlich zu der bestehenden Anlage in Brasilien, im Rahmen des Enhanced Oil Recovery eingesetzt. In Bau und Entwicklung befindliche Abscheidekapazitäten hingegen sind in nahezu allen dargestellten Ländern für die anschließende geologische Speicherung vorgesehen. Eine entsprechende Nutzung erfolgt hier bereits in Australien, Kanada und Katar.

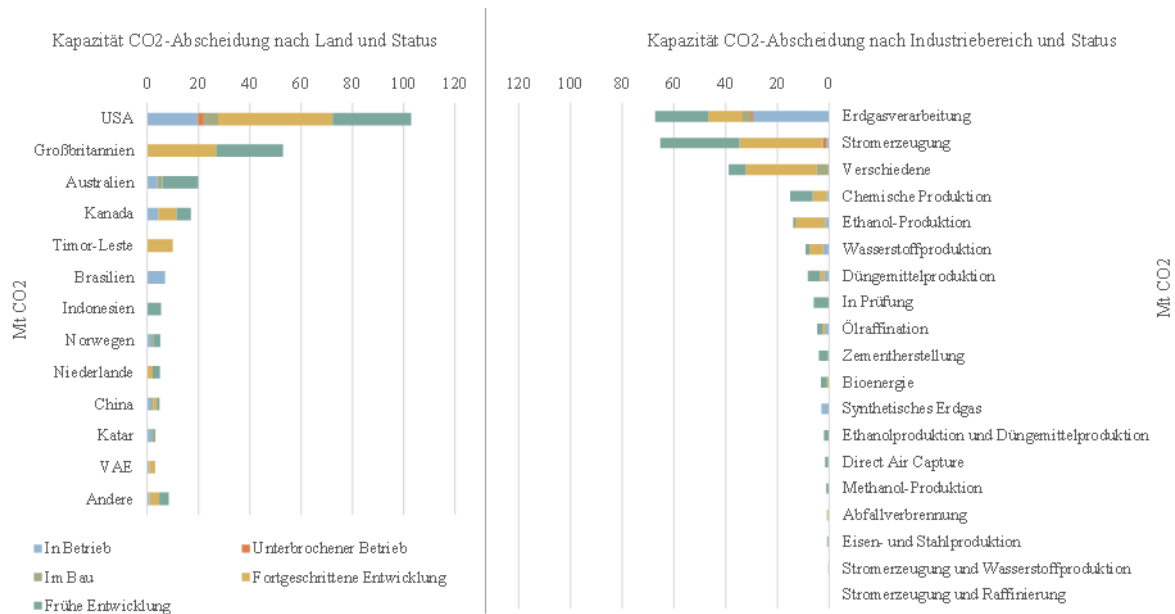


Abbildung 2: Überblick über weltweite Carbon Capture Kapazitäten (Stand 2022)

Eigene Darstellung basierend auf Angaben des Global CCS Institute (2022)

2.1.2 Transport

Durch die zu erwartende, weltweit steigende Nachfrage nach CO₂ als Rohstoff in Folge der Entwicklung neuer Einsatzbereiche stellt sich die Frage nach den passenden Transportvektoren. Hierfür stehen Pipelines, Schiffe, Lkws und Züge als Haupttransportmittel zur Verfügung, wobei die Auswahl von Faktoren wie Menge, Strecke und Aggregatzustand des CO₂ abhängt.

Pipelines sind die derzeit dominierende Transportmethode, mit einer weltweiten Kapazität von etwa 100 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Weltweit sind derzeit etwa 8.000 km an CO₂-Pipelines in Betrieb, wobei sich mit ca. 7.200 km das mit Abstand größte Netz in den Vereinigten Staaten befindet (Dziejarski et al., 2023). In der Pipeline wird das CO₂ idealweise in der dichten Phase transportiert, da die Transportkapazität damit wesentlich höher ist als bei einem Transport in der gasförmigen Phase.

Der Schiffstransport von flüssigem CO₂ ist möglich, jedoch gibt es bisher nur wenige speziell dafür ausgelegte Schiffe. Der Schiffstransport erfolgt im flüssigen Zustand und bei einem geforderten Temperaturniveau zwischen -52 °C bis 10 °C (221 K und 283 K). Außerdem liegt der Druck des Gases zwischen 0,65 MPa (6,5 bar) und 4,5 MPa (45 bar). Die aktuell verfügbare Kapazität für den CO₂-Schiffstransport wird auf mehr als 70 Millionen Tonnen pro Jahr geschätzt (Al Baroudi et al., 2021).

Der Straßentransport von CO₂ mit Lkws spielt derzeit eher eine untergeordnete Rolle. Insbesondere für kleinere Mengen über kurze Strecken ist der Verkehrsträger aber von Bedeutung. Die Standardkapazitäten der Tanklasten für den Straßentransport liegen zwischen 26,7 Tonnen und 32,1 Tonnen (25 m³ bis 30 m³) an flüssigem CO₂. Zudem existiert der Handel und Transport in kleineren Gebinden. Die globale Gesamtkapazität für den CO₂-Straßentransport liegt bei über 1 Million Tonnen pro Jahr (Al Baroudi et al., 2021).

Neben Schiffen, Pipelines und Tanklastwagen könnte CO₂ auch mit Hilfe von Zügen über das Schienennetz transportiert werden. Dabei wird das flüssige CO₂ bei einem Druckniveau zwischen 0,65 MPa und 2,6 MPa und Temperaturen zwischen -20 °C und -50 °C (223 K -253 K) transportiert (Al Baroudi et al., 2021). Der Transport mit Hilfe von Zügen besitzt Studien zufolge eine globale Gesamtkapazität von über 3 Mt CO₂ pro Jahr (Danish Energy Agency, 2021). Es wird davon ausgegangen, dass pro Zug etwa 1.000 Tonnen CO₂ transportiert werden können (VDI, 2021).

2.2 Aktuelle Fragestellungen und Herausforderungen

Es bestehen derzeit erhebliche Widersprüche zwischen den strengen Dekarbonisierungszielen und der verzögerten Umsetzung von CCUS im industriellen Maßstab (Dziejarski et al., 2023). Dies gilt zum einen für Carbon Capture, um CO₂ als Rohstoff für nachgelagerte Prozesse zu nutzen und so Kohlenstoffkreisläufe zu schließen. Andererseits ist eine langfristige Speicherung der unvermeidbaren CO₂-Emissionen notwendig, um die bestehenden Klimaziele langfristig zu erreichen.

Im Hinblick auf Forschung und Entwicklung sowie die Etablierung einer Supply-Chain ergeben sich aktuell noch verschiedene Fragestellungen und Herausforderungen, von denen einige nachfolgend angeführt werden.

- Transport
 - Genauere Prüfung der Möglichkeit zur Umrüstung bestehender Gaspipelines zum CO₂-Transport
 - CO₂-Bedarfsplanung und Trassenführung
 - Entwicklung von CO₂-Niederdruckschiffen. LNG- und LPG-Handel birgt ein erhebliches Potenzial für Lernprozesse
 - Für den Transport im großen Maßstab ist es wichtig, neben den technischen, auch die regulatorischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu berücksichtigen.
- Akzeptanz (Markewitz et al., 2017)
 - Insbesondere für CCS gibt es kaum Zustimmung in der deutschen Bevölkerung (Dütschke et al., 2015).
 - Marktakzeptanz: Kein ausreichender Rechtsrahmen, hohe Kosten, hohe Investitionen, niedrige CO₂-Preise und unsichere Preispfadentwicklung
 - Sozialpol. Akzeptanz: Entspricht nicht den energiepolitischen Leitlinien, hohe Kosten, Widerstand gegen „Kohle“ allgemein.
 - Lokale Akzeptanz: Mögliche Gesundheitsgefährdung bei CO₂ Speicherung und –Transport.

3 Wasserverfügbarkeit und -aufbereitung

Die Verfügbarkeit einer zuverlässigen und sicheren Wasserversorgung ist für die Produktion von auf grünem Wasserstoff basierenden synthetischen Kraftstoffen ein entscheidender Faktor. Grundsätzlich stehen zwei Wasserquellen zur Verfügung: Süßwasser (Oberflächen- und

Grundwasser) und Wasser aus Meerwasserentsalzung. Da die knappe Ressource Wasser in potenziellen Herstellungsländern von synthetischen Kraftstoffen vor Ort möglichst nicht weiter verknappt und damit Nutzungskonkurrenzen verschiedener Nachfragesektoren verstärkt werden sollten, ist der nachhaltige Einsatz von Süßwasserquellen eminent. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des voranschreitenden Klimawandels. Sollte nicht ausreichend nachhaltiges Oberflächen- oder Grundwasser zur Verfügung stehen, stellen Meerwasserentsalzungsanlagen eine geeignete Alternative dar. Regionen mit begrenzten Wasserressourcen und mangelnder Küstenverbindung stehen deshalb vor besonderen Herausforderungen und könnten deshalb als mögliche Produktionsländer nicht oder nur sehr eingeschränkt zur Verfügung stehen. Für die Bewertung der Verfügbarkeit von ausreichend und nachhaltigem Süßwasser aus Oberflächen- oder Grundwasser potenzieller Herstellungsländern kann bspw. auf Angaben bzw. Indikatoren folgender zwei Institutionen zurückgegriffen werden: der „Reliability of water supply“ (Verlässlichkeit der Wasserversorgung) des World Economic Forums (WEF 2019) und der Bewertung des Wasserstress des World Resources Institute (WRI 2020). Die Verlässlichkeit der Wasserversorgung wurde über eine Expertenbefragung ermittelt. Dabei wurde abgefragt, inwiefern das eigene Land über eine zuverlässige Wasserversorgung verfügt. Der Indikator Wasserstress misst das Verhältnis zwischen Gesamtwasserbedarf und den verfügbaren erneuerbaren Wasservorräten (Oberflächen- und Grundwasser). Des Weiteren kann auf lokal-spezifische Daten zurückgegriffen werden, so bewertet bspw. der H2-Atlas Africa den nachhaltigen Grundwasserertrag in ausgewählten Ländern Afrikas (FZ Jülich 2023). Eine negativ ausfallende Bewertung hinsichtlich der Verfügbarkeit von nachhaltigen Süßwasserquellen weist auf den potenziellen Einsatz von Meerwasserentsalzung hin – so geografisch bedingt möglich.

Neben der Verfügbarkeit eines ausreichenden Wasserangebots spielt zudem die Qualität des Wassers – und damit die Wasseraufbereitung – in den Produktionsprozessen eine wichtige Rolle. Die Elektroyse erfordert sog. Reinstwasser, um bspw. Salzablagerungen an Membranen und Elektroden verhindern zu können (DVGW 2023 und Chemie Technik (2021)). Für die Herstellung von einem kg Wasserstoff werden rund 10 Liter qualitativ hochwertigen Wassers benötigt. Da das Wasser für die erforderliche Qualität zum Einsatz in der Elektrolyse zunächst entsprechend aufbereitet werden muss und zusätzlich Wasser für die Kühlung der Elektrolyse im Betrieb erforderlich ist, ergibt sich je nach Wasserquelle ein Wasserbedarf von 12 bis 30 Litern pro kg Wasserstoff. Wird Wasser aus Süßwasserquellen verwendet, so entsteht ein relativ niedriger Wasserbedarf von 12 bis 13 Litern Wasser je kg Wasserstoff. Wird Meerwasser mit den zusätzlich erforderlichen Meerwasserentsalzungsverfahren eingesetzt, steigt der Rohwasserbedarf auf 20 bis 30 Liter an (DVGW 2023). Für die Produktion von auf Wasserstoff basierendem synthetischem Kraftstoff wird jedoch nicht nur für das Elektrolyseverfahren Wasser benötigt. Auch bei der Gewinnung des für die Herstellung erforderlichen CO₂ wird Wasser verbraucht, insbesondere unter Einsatz von Direct Air Capture (DAC) Verfahren (Lebling, K. et al. (2022) und Rhode, E. (2021)). Bei DAC-Verfahren, die flüssige Sorbentien einsetzen, entsteht ein Wasserverbrauch von 1 bis 7 Liter je kg CO₂. Der tatsächliche Verbrauch hängt dabei von dem eingesetzten Verfahren, lokaler Temperatur und Luftfeuchtigkeit ab. Wasserverluste entstehen insbesondere durch Verdunstung, d.h. in heißerer und trockener Umgebung entstehen höhere Verluste. Verfahren unter Nutzung

fester Sorbentien verbrauchen durchschnittlich 1,6 Liter Wasser je kg CO₂. Es sind jedoch Verfahren in der Entwicklung bspw. von Climeworks oder ZSW, die zusätzliches Wasser gewinnen können, d.h. es entstehen Nettowassergewinne.

Da vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels Meerwasserentsalzungsverfahren immer bedeutender werden dürften, wird im folgenden Abschnitt der Status Quo der Wassergewinnungs- bzw. aufbereitungsverfahren mit Fokus auf Meerwasserentsalzungsverfahren dargestellt.

Innerhalb Deutschlands lassen sich ca. 30 Unternehmen aus dem Bereich der Wasseraufbereitung identifizieren (ZSW, 2023). Technologisch sind in erster Linie zwei unterschiedliche Verfahren verbreitet: Thermische (Phasenwechsel-)Verfahren und Membranverfahren. Die thermischen Verfahren lassen sich wiederum untergliedern in die mehrstufige Flash-Destillation (MSF), die Multi-Effekt-Destillation (MED) und die Dampfkompensation (VC). Beim VC-Verfahren werden wiederum zwei Arten unterschieden: mechanisch (MVC) und thermisch (TVC). Zu den etablierten Membran-Entsalzungsverfahren gehören die Umkehrosmose (RO), die Elektrodialyse (ED und EDR) und die kapazitive Membranentsalzung (MCDI). Alle Entsalzungsprozesse sind energieintensiv und haben einen gemeinsamen Mindestenergiebedarf für die Trennung einer Salzlösung in reines Wasser und konzentrierte Sole. Allerdings machen die Energiekosten für die Aufbereitung bei der weiteren Nutzung für E-Fuels nur einen sehr kleinen Anteil an den Gesamtkosten aus.

Die Gesamtkosten der genannten Verfahren setzen sich im Wesentlichen zusammen aus: Energiekosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Investitionskosten. Den größten Anteil daran haben mit etwa 50 % die Energiekosten. Die für den Entsalzungsprozess erforderliche Energiemenge hängt von der Qualität des Wassers, dem Grad der Wasseraufbereitung, der von der Anlage verwendeten Aufbereitungstechnologie und der Anlagenkapazität ab (Al-Karaghoul et al., 2010). Im Vergleich zu den anderen Wasserressourcen ist die Entsalzung von Meerwasser (SW) am energieintensivsten. Auch wenn die Energiekosten für die Aufbereitung von Grund- und Oberflächenwasser geringer sind, stellt die Meerwasserentsalzung eine vielversprechende Alternative dar, da eine nachhaltige Entnahme von Wasser aus Süßwasserquellen durch den fortschreitenden Klimawandel zunehmend erschwert wird.

Für die thermischen Destillationsverfahren (MSF, MED und TVC) sind zweierlei Energieformen für den Betrieb erforderlich: Niedertemperaturwärme, die den Hauptanteil des Energieinputs ausmacht und dem System in der Regel aus verschiedenen externen Quellen (z. B. fossile Brennstoffe, Abfallenergie, Kernenergie, Solarenergie) zugeführt wird, und Strom, der zum Antrieb der Pumpen und anderer elektrischer Komponenten des Systems verwendet wird. Für das thermische MVC-Destillationsverfahren wird nur Strom benötigt. Für Membranverfahren (RO und ED) wird ebenfalls nur Strom als Energiequelle benötigt.

Erneuerbare Energien, wie Solarthermie, Photovoltaik, Windkraft und Geothermie, werden bereits als Energielieferanten für Entsalzungsanlagen eingesetzt. Sie sind wirtschaftlich insbesondere attraktiv für Off-Grid Regionen, in denen der Anschluss an das öffentliche Stromnetz entweder nicht

rentabel oder nicht machbar ist. In dem Maße, in dem die Technologien weiter verbessert werden und die Preise für fossile Brennstoffe steigen, wird die Entsalzung unter Einsatz erneuerbarer Energien wirtschaftlich zunehmend rentabler (Al-Karaghoulí and Kazmerski, 2013).

Prozess	Wasserart	Wasserkosten (US\$/m ³)
MSF	Seawater	
23,000–528,000 m ³ /day		0.56 to 1.75
MED	Seawater	
91,000–320,000 m ³ /day		0.52–1.01
12,000–55,000 m ³ /day		0.95–1.5
Less than 100 m ³ /day		2.0–8.0
VC	Seawater	
30,000 m ³ /day		0.87–0.95
1,000 m ³ /day		2.0–2.6
RO	Seawater	
100,000–320,000 m ³ /day		0.45–0.66
15,000–60,000 m ³ /day		0.48–1.62
1,000–4,800 m ³ /day		0.7–1.72
RO	Brackish water	
Large capacity: 40,000 m ³ /day		0.26–0.54
Medium: 20–1,200 m ³ /day		0.78–1.33
Very small: few m ³ /day		0.56–12.99
ED	Brackish water	
Large capacity		0.6
Small capacity		1.05

Abbildung 3: Durchschnittliche Wassergewinnungskosten der wichtigsten Entsalzungsverfahren
 Überblick nach Al-Karaghoulí & Kazmerski (2013)

Die membranbasierte Entsalzungstechnologie bietet heute bereits eine kostengünstige Alternative zu anderen Technologien der Wasseraufbereitung. Die Elektroent salzung nutzt die Vorteile zahlreicher Membran- oder Elektrodenmaterialien für die Entsalzung unter elektrischer Einwirkung und ist langfristig stabil und wirksam bei der Entsalzung von Salzwasser mit unterschiedlichem Salzgehalt und unterschiedlicher Zusammensetzung. Unter den Elektroent salzungsverfahren sind die Elektrodialyse (ED) und die kapazitive Membranent salzung (MCDI) die beiden wichtigsten Formen.

Die meisten Technologien arbeiten bereits am Rande ihrer thermodynamischen Grenzen was eine Herausforderung für weitere Kostensenkungen darstellt. Für thermische Entsalzungsprozesse, die einen großen Teil der Energie für die Beheizung verbrauchen, können erneuerbare Energiequellen eine praktikable Option zur Senkung des Energiebedarfs sein. Die Zukunft der Entsalzung zur Optimierung des Energiebedarfs wird voraussichtlich ultrahochdurchlässige Membranen, verschmutzungsresistente Membranen, Hybridsysteme und die Entsalzung mit erneuerbaren Energien umfassen.

In einigen Teilen der Welt, insbesondere in der Golfregion, herrschen thermische Entsalzungstechnologien vor. Die Gründe dafür sind das reichliche Angebot an Erdöl zur

Energiegewinnung, das häufige Auftreten von Algenblüten und die betrieblichen Grenzen der Umkehrosmose bei der Behandlung von hohen Salzgehalten und Trübungen im SW-Zulauf. Dennoch nimmt das Interesse an der Entsalzung auf der Basis von Umkehrosmose auch in der Golfregion aufgrund technologischer Fortschritte zu. Es gibt zudem weitere neue Entsalzungstechnologien mit niedrigem Energieverbrauch, die sich teilweise noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden. Zu diesen Technologien gehören die Membrandestillation (MD), die Vorwärtsosmose (FO), die kapazitive Deionisierung (CDI), die druckverzögerte Osmose (PRO) und die Adsorptionsentsalzung (AD). Das Forschungsinteresse an diesen Technologien ist in letzter Zeit gestiegen, um alternative Entsalzungsprozesse mit geringerem Energiebedarf zu entwickeln. Darüber hinaus kann die Hybridisierung verschiedener Entsalzungstechnologien ein effektiver Ansatz sein, um den Energiebedarf zu minimieren und die betrieblichen Beschränkungen der konventionellen Behandlungsmethoden zu überwinden.

Offene Fragestellungen und Herausforderungen

- Wie lässt sich der spezifische Energieverbrauch (kWh/m³) von Wassergewinnungs- und -aufbereitungsverfahren senken?
- Welche Technologien lassen sich effizient mit erneuerbaren Energie-Technologien betreiben (Verknüpfung effizienter Wassergewinnungs- und -aufbereitungsstandorte mit guten EE-Standorten)? Welche Standorte sind am vorteilhaftesten?
- An welchen Standorten sind welche Technologien vorteilhaft?

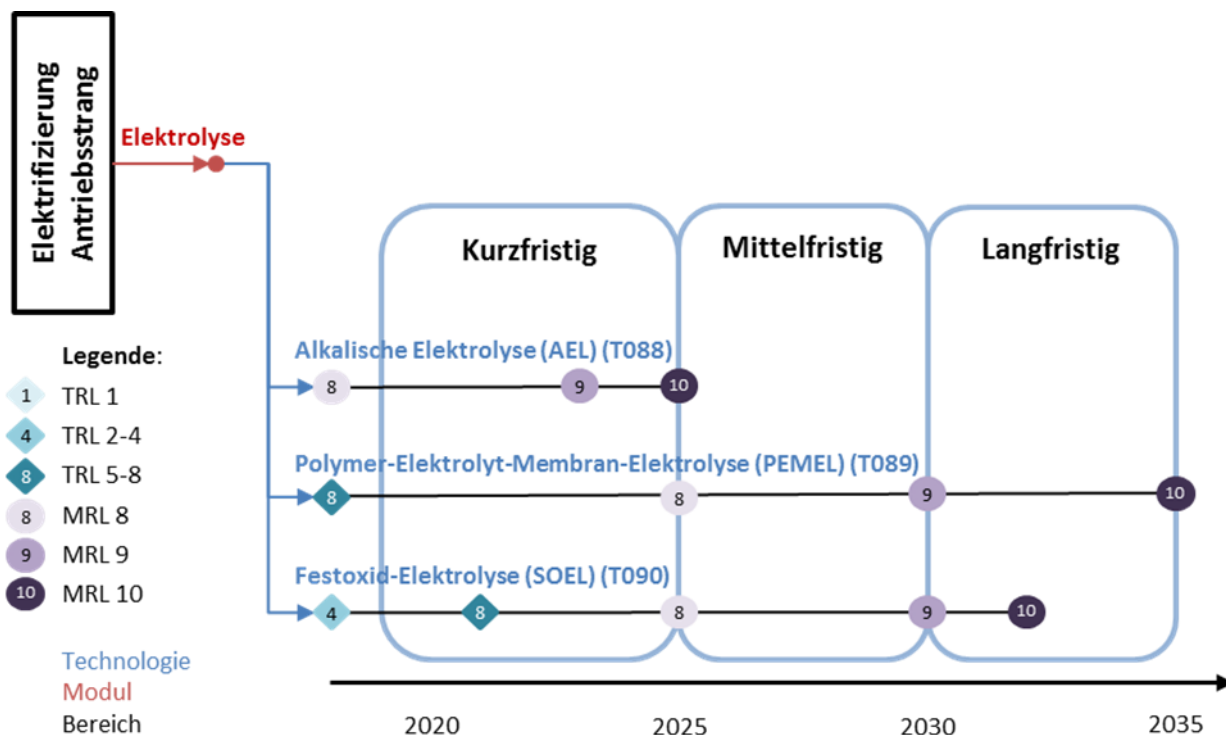
4 Elektrolyse

Die Elektrolyse-Technologie bietet einen Systembaustein um elektrische Energie in einen chemischen Energieträger zu wandeln und dann in unterschiedlichen Anwendungsgebieten wie dem Wärmemarkt, zur Stromspeicherung, als chemischer Grundstoff für nachfolgende Syntheseschritte oder im Verkehr einzusetzen. Es wird auch von einer Sektorkopplungstechnologie gesprochen, welche gleichzeitig mehrere Herausforderungen der Transformation des Energiesystems adressiert. Zudem können Synergien bei den Herstellungsprozessen von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen gefunden werden, sodass ein internationaler Markt im Multi-Megawatt- und Milliarden Euro- Bereich vorstellbar ist.

Im Vordergrund stehen gegenwärtig die drei zentralen Technologietrends „Alkalische Elektrolyse (AEL)“, „Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)“ und „Hochtemperaturelektrolyse Festoxid-Elektrolyse (SOEL)“. Die drei Technologien sind bisher unterschiedlich weit entwickelt (vgl. Abb.). Kurzfristig werden vor allem Fortschritte bei der industriellen Herstellung der AEL und PEM-Elektrolyse durch Skaleneffekte erwartet. Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird mittelfristig die technologische Entwicklung hin zur Marktverfügbarkeit angestrebt.

Die Alkalische Elektrolyse ist in der Entwicklung und Industrialisierung aktuell als am weitesten fortgeschritten einzustufen, PEM-Elektrolyse und Festoxid-Elektrolyse (SOEL) sind noch weniger weit entwickelt. Allerdings ist dies lediglich eine Momentaufnahme in einem sehr dynamischen

Entwicklungsbereich. Die Wasserstofftechnologie erfährt wegen einer Vielzahl an möglichen Einsatzgebieten aktuell eine besondere Aufmerksamkeit. Dies bewirkt eine Verbreiterung der Förder- und Forschungslandschaft und dadurch schwer prognostizierbare zeitliche Entwicklungspfade.



5 Strom aus erneuerbaren Energien

5.1 Aktueller Stand

Nach aktuellem Stand steht das notwendige Angebot an erneuerbarem Strom zur Wasserstoffherstellung bzw. zur Deckung des Bedarfs an synthetischen Kraftstoffen, wie es in Zukunft erforderlich sein wird, noch nicht zur Verfügung. Generell schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien bei weitem noch nicht in der Geschwindigkeit voran, wie es für die Transformation weg von fossilen Energieträgern hin zu einem klimaneutralen System und dem entsprechenden Einsatz von „neuen“ Energieträgern notwendig wäre. Dies liegt zum einen daran, dass erneuerbarer Strom derzeit vor allem zur Deckung des Bedarfs in der Industrie, den Haushalten und im Verkehr eingesetzt wird. In Zukunft wird der Bedarf an erneuerbarem Strom, neben dem Bedarf zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen, durch voranschreitende Entwicklungen wie die Elektrifizierung, den Wärmepumpenhochlauf und auch die Digitalisierung, weiter zunehmen. Der Wettbewerb und die Konkurrenzsituation steigen damit ebenfalls an und es muss eventuell eine Priorisierung erfolgen, wenn nicht alle Anwendungen/Verbraucher/Erzeuger gleichermaßen mit EE-Strom versorgt werden können. Eine solche Priorisierung kann jedoch

nochmals eine besondere Herausforderung darstellen, da mit Widerstand seitens mancher Akteure zu rechnen ist. Neben der Verfügbarkeit von „grünem“ Strom ist bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auch die Klimawirkung als Hemmfaktor zu betrachten, denn die Effizienz ist wesentlich höher, wenn erneuerbarer Strom direkt genutzt wird, anstatt ihn für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen zu verwenden.

Es ist daher davon auszugehen, dass neben einem konsequenten und schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland, auch „grüner“ Strom importiert werden muss. Große Mengen an synthetischen Kraftstoffen bzw. deren Relevanz werden voraussichtlich erst nach 2030 an Bedeutung gewinnen. Dafür sind die noch offenen Fragestellungen zu klären, wann wie viel EE-Strom zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen importiert werden kann und welche Herkunftsländer dafür zur Verfügung stehen.

Auf EU-Ebene werden synthetische Kraftstoffe im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets als wichtiger Baustein im Verkehrssektor betrachtet. Entsprechende Festlegungen für den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen in Verbindung mit erneuerbarem Strom wurden durch die RED II für den Verkehrssektor definiert. Für den Flugverkehr wurden durch die ReFuelEU Aviation erste Mindestanteile an nachhaltigen Flugkraftstoffen festgelegt.

Regulatorisch gesehen sind in Deutschland für die Beschaffung von EE-Strom daher Nachhaltigkeitskriterien zu definieren (eventuell könnte auch ein Zertifizierungsmodell Anwendung finden). Für große Synthesenanlagen wäre es in Zukunft auch ein Beschaffungsweg PPA-Bündel abzuschließen, um den Bedarf an EE-Strom zu decken.

5.2 Offene Fragestellungen und Herausforderungen

- In welchem Umfang wird in Zukunft Strom aus erneuerbaren Energien für die Herstellung von synthetischen bzw. strombasierten Kraftstoffen zu Verfügung stehen? Wird genügend Überschussstrom zur Verfügung stehen? Und wie passt die zeitliche Verfügbarkeit zu den Bedarfszeitpunkten?
- Welches sind die Konkurrenztechnologien an denen der breite Einsatz von erneuerbaren Energien zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe scheitern könnte? Welches sind die Alternativen, insbesondere der effizienteren direkten Elektrifizierung?
- Falls die Deckung des Bedarfs im Inland nicht möglich ist: In welchem Umfang werden Importe benötigt und wie beeinflussen sich dadurch die Kosten?
- Kann die Effizienz des Einsatzes von Strom zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen im Vergleich zu direkten Einsatz noch erhöht werden, um auch die Nachhaltigkeit zu steigern?

6 Bibliographie

- Al-Karaghoul, A., Kazmerski, L.L., 2013. Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 24, 343–356.
- Al-Karaghoul, A., Renne, D., Kazmerski, L.L., 2010. Technical and economic assessment of photovoltaic-driven desalination systems. *Renew. Energy* 35, 323–328
- Al Baroudi, H., Awoyomi, A., Patchigolla, K., Jonnalagadda, K., & Anthony, E. J. (2021). A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. *Applied Energy*, 287, 116510.
- Chemie Technik, 2021. Wasseraufbereitung für Power-to-X-Anwendungen. Abgerufen am 04.01.2024: <https://www.chemietechnik.de/sicherheit-umwelt/wasseraufbereitung-fuer-power-to-x-anwendungen-378.html>
- Danish Energy Agency, 2021. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_carbon_capture_transport_and_storage.pdf
- DVGW, 2023. Genügend Wasser für die Elektrolyse – Wieviel Wasser wird für die Erzeugung von grünem Wasserstoff benötigt und gibt es ausreichende Ressourcen? Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., abgerufen am 02.11.2023: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2o-fuer-elektrolyse-dvgw-factsheet.pdf>
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., & Andersson, K., 2023. Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 342, 127776.
- FZ Jülich, 2023. H₂-Atlas Africa. Forschungszentrum Jülich, abgerufen am 04.01.2024: <https://www.h2atlas.de/en/>
- Lebling, K., Leslie-Bole, H., Byrum, Z., Bridgwater, L., 2022. 6 Things to Know About Direct Air Capture. World Resources Institute, abgerufen am 04.01.2024: <https://www.wri.org/insights/direct-air-capture-resource-considerations-and-costs-carbon-removal>
- Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M., 2017. Technologiebericht 2.3 CO₂ Abscheidung und Speicherung (CCS). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Rhode, E., 2021. Direct Air Capture Pros and Cons, abgerufen am 08.07.2023: <https://www.treehugger.com/direct-air-capture-pros-and-cons-5119399>
- VDI, 2021. VDI Statusreport 2021 – CO₂ Kreisläufe; <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/industrielle-co2-kreislaeufe>
- WEF, 2019. The Global Competitiveness Report 2019. World Economic Forum. 2019. ISBN-13: 978-2-940631-02-5

WRI. 2020. Aqueduct County Rankings – Basline Water Stress 2019. World Resources Institute.
Abgerufen am 24.07.2020: <https://www.wri.org/applications/aqueduct/country-rankings/>

ZSW, 2023. Eigene Recherche.