

# Rapport

## Teknologistatus på CO2 fangst, transport og lagring

**Dato:** 23.12.2019  
**U.off:** Skriv inn lovhjemmel  
**Sikkerhetsklass:** Åpen  
**Dok.nr:** 19/245  
**Rev.nr:** 03  
**Godkjent av:** Hans Jørgen Vinje  
**Sign:**



## Innhold

1	INNLEDING.....	5
1.1	BAKGRUNN .....	5
1.2	SAMMENDRAG .....	5
2	Potensial for CCS som klimaverktøy i ulike økonomiske sektorer .....	7
2.1	CO <sub>2</sub> -utslippskilder i Norge .....	9
2.2	CO <sub>2</sub> fangst som klimaverktøy for ulike sektorer.....	10
2.2.1	CO <sub>2</sub> -fangst innen prosessindustri .....	10
2.2.2	Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS.....	14
2.3	Utslipp av klimagasser i kraftsektoren .....	16
2.3.1	Kullkraft .....	17
2.3.2	Gasskraft.....	18
3	Status CCS teknologi.....	19
3.1	CO <sub>2</sub> -fangstteknologi.....	19
3.1.1	Væsker .....	20
3.1.2	Membraner.....	20
3.1.3	Forbrenning med rent oksygen .....	21
3.1.4	Fast stoff.....	21
3.1.5	Lavtemperatur .....	21
3.1.6	Andre .....	22
3.1.7	Teknologileverandører CO <sub>2</sub> fangst fra røykgass.....	22
3.2	Status CO <sub>2</sub> transportteknologi.....	24
3.2.1	Skipstransport.....	24
3.2.2	Rørtransport på land .....	25
3.2.3	Rørtransport offshore.....	26
3.3	Status CO <sub>2</sub> lagringsteknologi .....	26
3.3.1	CO <sub>2</sub> -EOR onshore.....	28
3.3.2	Offshore CO <sub>2</sub> -EOR.....	28
3.3.3	Saline aquifer offshore .....	28
3.3.4	Depleted oil and gas fields .....	29
3.3.5	Mineral storage .....	30
4	Innovasjonssystemet.....	30
5	Referanser/kilder:.....	33

## Forkortelser og definisjoner

bar	måleenhet for trykk
Bcm	Billion cubic meters
BioCCS (BECCS)	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
CaCO <sub>3</sub>	Kalsiumkarbonat
CCS	CO <sub>2</sub> -fangst og –lagring også kalt CO <sub>2</sub> -håndtering
CCS-kjede	Hel verdikjede for fjerning av CO <sub>2</sub> fra industriavgass, for deretter transport og geologisk lagring av CO <sub>2</sub>
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CFZ	Controlled Freeze Zone
CLC	Chemical looping combustion
CTS	Clean Technology Scenario
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid (Carbon Dioxide)
CO <sub>2</sub> -ekv.	CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (mengden av CO <sub>2</sub> -verdier)
CO <sub>2</sub> -EOR	Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery
CRI	Commercial Readiness Index
CSLF	The Carbon Sequestration Leadership Forum
Ells	Energy Intensive Industries
EOR	Enhanced Oil Recovery
ETS	Emissions trading system
EU	Europa
FME	Forskningsentre for miljøvennlig energi
GCCSI	Global CCS Institute
H <sub>2</sub>	Hydrogen
H <sub>2</sub> S	Hydrogensulfid
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
Km	kilometer
kWh	Kilowattimer (en kilowattime)
LNG	Flytende naturgass (Liquefied natural gas)
LPG	Flytende petroleumsgass (Liquefied petroleum gas)
m <sup>3</sup>	Kubikkmeter
Mill	Millioner
Mrd	Milliarder
Mt	Megatonn (= million tonn)
MW	Megawatt
MWh	Megawattimer
NCCS	Norwegian CCS Research Centre
NGO	Ikke statlig organisasjon
NH <sub>3</sub>	Ammoniakk
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
OD	Oljedirektoratet
OECD	Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling
pst	prosent
RTS	Reference Technology Scenario
SMR	Dampreforming
SSB	Statistisk Sentralbyrå
TCM	Teknologisenteret på Mongstad

TRL	Technology Readiness Level
TWh	Terrawatt timer
UiO	Unviersitetet i Oslo
WEI	World Energy Investment
WEO	World Energy Outlook

## 1 INNLEDING

CO<sub>2</sub>-fangst, -transport og -lagring (CCS) er et klimaverktøy for å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp til atmosfæren. CCS kan benyttes for å redusere utslipp både innen kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor og innenfor en stor bredde av ulike industrier. I tillegg er CCS bestående av en kjede av ulike teknologiske løsninger som må etableres for å få CO<sub>2</sub> fanget fra utslippspunkt til det er lagret. Denne rapporten gir en oversikt over ulike sektorer og hvordan CCS som klimaverktøy kan benyttes. Rapporten gir også oversikt over status på teknologimodenheten til ulike fangstteknologier, transportløsninger og lagringsalternativer. Avslutningsvis beskrives innovasjonssyklusen innenfor CCS.

### 1.1 BAKGRUNN

Formålet med denne rapporten er å gi en teknologistatus for de ulike elementene innen CCS-kjeden og en betraktning av hvordan CCS kan anvendes i ulike sektorer. Rapporten er oppdatert med informasjon siden Olje og Energidepartementets (OED) konseptvalgutredning fra 2015, og inngår som vedlegg til den oppdaterte samfunnsøkonomiske analysen for det norske CCS fullskalaprojektet.

### 1.2 SAMMENDRAG

IEA sin World Energy Outlook (IEA WEO 2019) anslår at CCS vil bidra med 9% av tiltakene for energirelaterte utslipp for å oppnå deres scenario for bærekraftig utvikling. CCS i dette scenario fordeles likt på tiltak i kraftsektoren og i industrien. IEAs WEO fremhever at CCS vil måtte spille en vesentlig rolle i å håndtere utslipp fra kull- og gasskraftverk som bygges i dag p.g.a. lang levetid på kraftverkene og lite rom for utslipp i et 2050- perspektiv. Nye kraftverk i Asia og USA fremheves spesielt i dette perspektivet.

Industrisektoren står for 21 % av globale utslipp. Sektoren forventer en økning i produksjonsvolum for å dekke en generell økt etterspørsel. I Norge står industriutslipp i kvotepliktig sektor for 23 % av landets utslipp. Norsk Industri presenterte i 2016 et Veikart for prosessindustrien (2016). Deres kartlegging av type tiltak for utslippsreduksjon i industrien fremhever CCS og BioCCS som sentrale verktøy. 2/3 av tiltakene for å bli klimanøytral i 2050 er knyttet til CCS. Enkelte bransjer har få alternativer til CCS for fullstendig avkarbonisering da CO<sub>2</sub> produseres som et biprodukt fra råmaterialene. Norsk industri er i stor grad representativ for den globale industrien. Det er to unntak; produksjonen av stål er mindre enn globalt snitt mens andelen produsert ferrolegeringer er større. Læringseffekter fra realisering av CCS på norsk industri vil derfor ha stort internasjonalt spredningspotensial.

Hydrogen (H<sub>2</sub>) er råstoff og energibærer til en rekke ulike industriprosesser og kan bli et alternativ til karbonrike innsatsstoffer i en rekke sektorer f.eks. industri, transport, kraftproduksjon og oppvarming av bygg og bruk i husholdninger. I IEAs WEO pekes det på hydrogen og biometan som viktige energibærere med lavt karboninnhold. De påpeker også potensialet ved å utnytte verdens nettverk for gassdistribusjon som har dobbel kapasitet for energidistribusjon i forhold til verdens el-nett. H<sub>2</sub> med lavt karbonfotavtrykk kan produseres bl.a. fra fornybar kraft ved elektrolyse av vann, eller reformering av naturgass med CCS. Begge produksjonsmetoder kan ha tilsvarende energiforbruk og CO<sub>2</sub> fotavtrykk når de produseres.

Prosessindustri er ofte samlokalisert med annen industri i næringsparker eller er knyttet sammen i andre former for klynger. Ved implementering av CCS kan positive synergieffekter utløses ved utveksling av produkt- og energistrømmer egnet for ulike fangstteknologier og felles etterbehandlingsanlegg for CO<sub>2</sub>.

**Analysene viser altså at CCS kan være et viktig verktøy i mange ulike sektorer og bransjer dersom CO<sub>2</sub> utslippene skal reduseres betraktelig eller fjernes helt.**

Fra et teknologisk perspektiv er alle del-løsninger – fangst, transport og lagring – tilstrekkelige modne til å bli realisert i full skala langs hele CO<sub>2</sub>-håndteringskjeden. Allerede på 1930-tallet ble en prosess for å fange CO<sub>2</sub> ved hjelp av aminer patentert i USA. I Norge har for eksempel Yara i en årrekke fanget og transportert CO<sub>2</sub> på skip og med tankbiler for leveranser til næringsmiddelindustrien. Equinor har også flere tiår mer erfaring med fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> offshore. Likevel har delløsningene i CCS-kjeden et betydelig utviklingspotensial.

For CO<sub>2</sub>-fangst finnes det fem hovedtyper teknologier; CO<sub>2</sub> fangst med væske, faststoff, membraner, forbrenning med rent oksygen og ved utfelling av fast CO<sub>2</sub> ved lave temperaturer. Det pågår en stadig utvikling innen disse teknologigruppene. Utviklingen fokuserer på å redusere kostnader, forstå og forbedre kunnskapen om helse-, miljø- og sikkerhetsaspekter, og redusere teknologisk risiko.

De forskjellige typer fangstteknologier kan i utgangspunktet benyttes innen alle bransjer med CO<sub>2</sub>-utslipp. Valg av teknologi vil bli bestemt ut fra egenarten til de ulike bransjer med hensyn til CO<sub>2</sub>-konsentrasjon i utslippspunktet, tilgjengelig energiform for å drive fangstanlegget og andre steds spesifikke forhold. Om CO<sub>2</sub>-fangstanlegget skal ettermonteres eller om CO<sub>2</sub>-fangstløsningen skal bygges inn i selve industriprosessen, vil også avgjøre teknologivalg.

Transport av CO<sub>2</sub> skjer i stor skala og har stor grad av teknologisk og kommersiell modenhet. CO<sub>2</sub> brukes i dag som råvare i ulike industrier som f.eks. til økt oljeutvinning (Enhanced Oil Recovery / CO<sub>2</sub>-EOR), til næringsmiddelindustrien og til andre industrielle formål. CO<sub>2</sub> transporteres til forbrukere i rørledninger, på skip, med tankbil og på bane. Det største markedet for CO<sub>2</sub> er til CO<sub>2</sub>-EOR i Nord-Amerika der CO<sub>2</sub>-transporten hovedsakelig foregår i rør på land. Skipstransport av CO<sub>2</sub> til havner og videre transport med tankbiler er vanlig i næringsmiddelindustrien i Europa. Utviklingen innen CO<sub>2</sub>-transport fokuserer på å utvikle mer kostnadseffektive løsninger ved større volumer, bedre modellerings- og simuleringsverktøy og forbedringer innen materialteknologi.

CO<sub>2</sub> kan lagres dypt under bakken i porøse bergarter som sandstein. CO<sub>2</sub>-lagring kan skje i naturlige reservoarer som olje- og gassfelt og i saltvannsakviferer som har naturlige geologiske barrierer for å «forsegle» lageret. CO<sub>2</sub> som brukes til økt oljeutvinning (CO<sub>2</sub>-EOR) kan ansees på som lagret fordi all CO<sub>2</sub> vil forbli i reservoaret når produksjonen av hydrokarboner avsluttes. En stor del av forsknings- og utviklingsarbeidet går på å utvikle teknologielementer som benyttes på flere av disse lagertyper, eksempelvis overvåkingsteknologi og simuleringsmodeller for CO<sub>2</sub>-utbredelse i lager-formasjonen, materialteknologi, brønnskomponeanter og sikringstiltak ved lekkasje.

**Selv om løsningene som er valgt i det norske fullskalaprojektet er teknologiske modne, anses en fullskala demonstrasjon som svært viktig fordi den kan legge til rette for videre kommersialisering og modning av nye løsninger.**

Norge har mer enn 20 års erfaring med CO<sub>2</sub>-håndtering og Europas to eneste CO<sub>2</sub> lager i drift er norske. Norske myndigheter har over tid satsset målrettet på fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> og

har bygget opp solide fagmiljøer langs hele forsknings- og utviklingskjeden, samt finansiert viktig forskningsinfrastruktur i dette innovasjonssystemet for CCS.

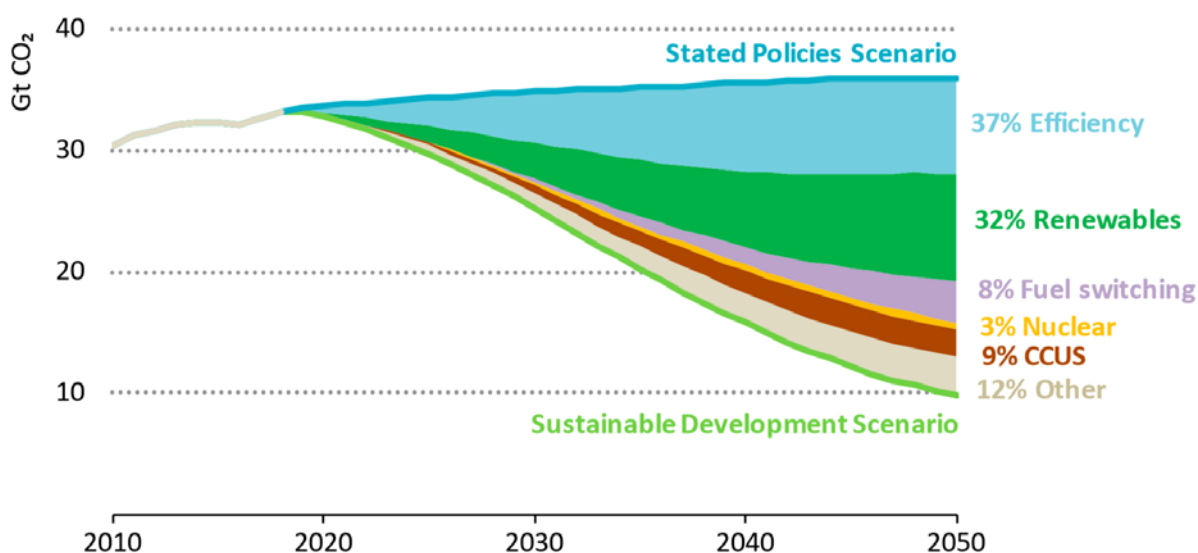
Den industrielle bruken av løsningene er på mange måter «drivstoffet» i et innovasjonssystem. Uten en videre kommersiell modning vil teknologiutviklingen gå glipp av de potensielt store kostnadsreduksjoner som videre kommersielle prosjekter utløser.

Denne kostnadsreduksjonen er ofte initiert med stadige tilbakekoblinger i innovasjonssystemet som gir mer målrettet forskning og utvikling for å optimalisere teknologien. Det norske demonstrasjonsprosjektet vil være en basis for ulike industrier og aktører, og med dette stimuleres teknologiutviklingen. Dette kan bidra til å utløse videre teknologimodning for eksisterende og nestegenerasjons teknologi.

**Aktørene i det norske innovasjonssystemet for CO<sub>2</sub>-håndtering understøtter realiseringen av det norske fullskalaprojektet. Prosjektet vil være nyttig læringsarena for videreutvikling av CO<sub>2</sub>-håndtering.**

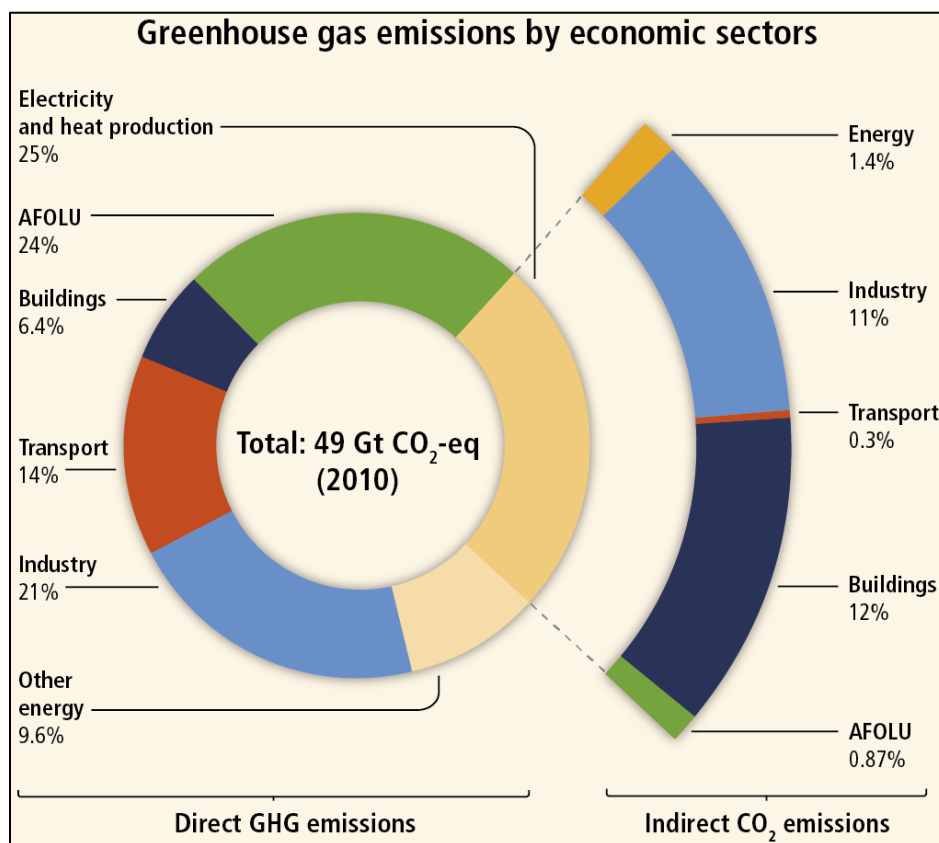
## 2 Potensial for CCS som klimaverktøy i ulike økonomiske sektorer

I henhold til IEA WEO (2019) er verdens globale utslipp av CO<sub>2</sub> stadig økende. I 2018 var utslipp relatert til energiproduksjon på 34 mrd. tonn CO<sub>2</sub> og utslippsraten økte med 2,3% etter en midlertidig utflating i 2014-16. Tiltak for å redusere CO<sub>2</sub> utslipp er mange og flere løsninger for ulike utslippskilder kan benyttes. I henhold til IEA WEO vil CCS stå for 9% av tiltakene for å oppnå deres scenario for bærekraftig utvikling innen energiproduksjon. CCS i dette scenario fordeles likt som tiltak i kraftsektoren og i industrien.



Figur 1: Energirelaterte CO<sub>2</sub> utslipp og utslippsreducerende tiltak opp mot «Sustainable Development Scenario». Kilde IEA WEO 2019

I tillegg til utslipp relatert til energiproduksjon er det betydelige utslipp fra andre sektorer. Figuren under viser fordelingen av klimagasser fra ulike økonomiske sektorer.



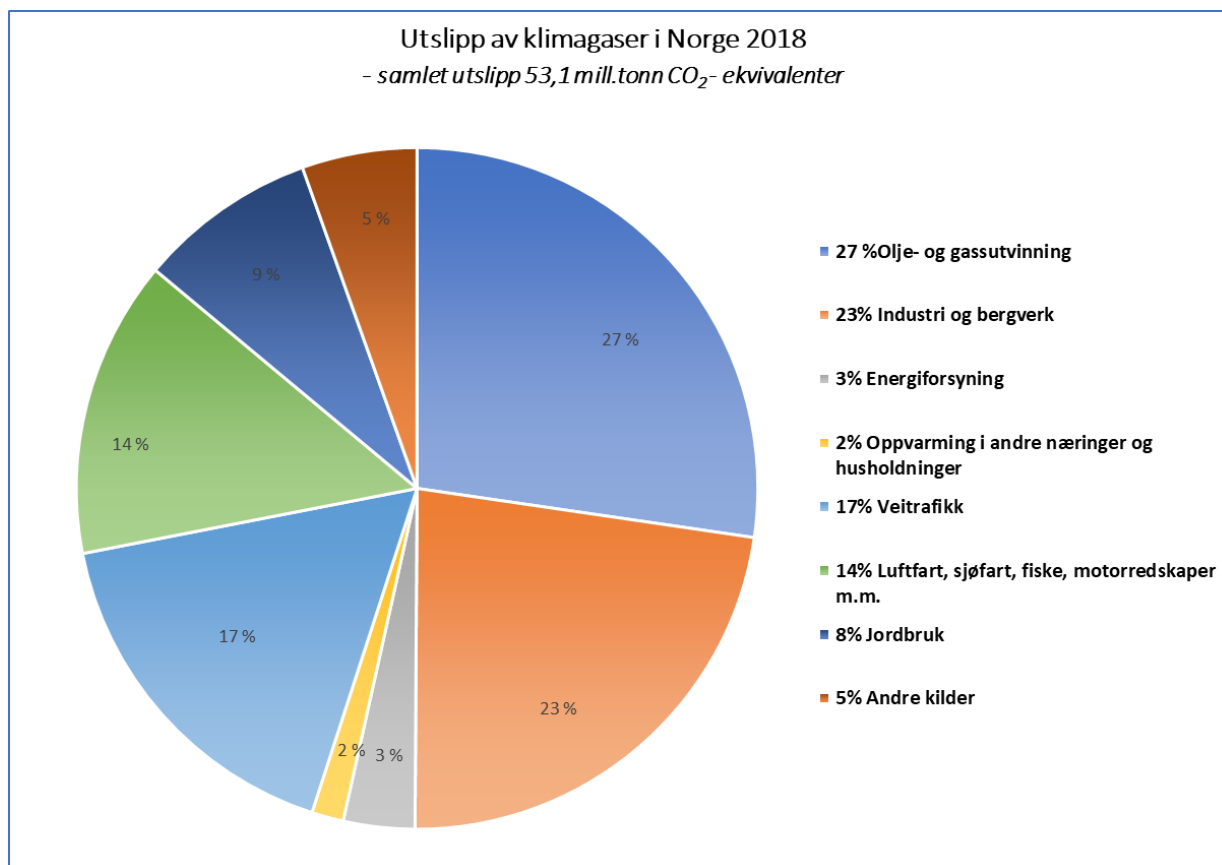
Figur 2: Globale klimagassutslipp pr økonomisk sektor. Kilde IPCC AR5 Climate Change 2014

CCS er et verktøy for CO<sub>2</sub> reduksjon som kan benyttes av flere økonomiske sektorer. I denne rapporten vektlegges det å beskrive CCS som klimaverktøy for ulike bransjer innen industrisektoren, produksjon av hydrogen og energi sektoren. Innen industrisektoren har vi fokus på de direkte CO<sub>2</sub> utslippene fra produksjonen, ikke de indirekte utslippen fra kilden til deres energiforbruk som inngår i betraktninger for kraftsektoren.



## 2.1 CO<sub>2</sub>-utslippskilder i Norge

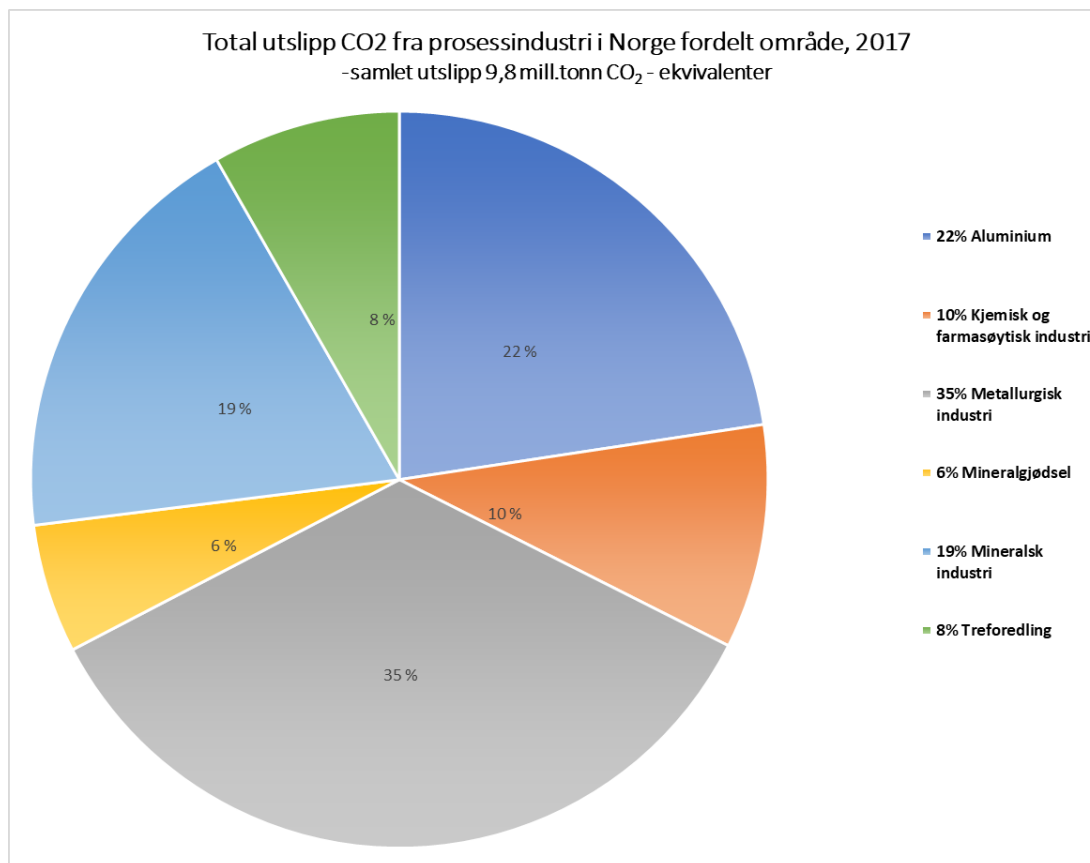
Norske utslipp av klimagasser var i 2018 på 53,1 mill. (kilde SSB) tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette utgjør om lag 0,1 pst. av verdens klimagassutslipp. I 2018 var 83,4% av klimagassutslippene i Norge CO<sub>2</sub>, andel av utslipp av CO<sub>2</sub> opp mot andre klimagasser er stadig økende da utslipp av andre klimagasser har gått ned.



Figur 3 Utslipp av klimagasser i Norge i 2018. Kilde: SSB - (<https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-enderlige>)

Norge sin fordeling av utslippskilder skiller seg vesentlig ut fra globalt gjennomsnitt ved at Norge har svært lite CO<sub>2</sub> utslipp fra kraftsektoren pga. stor andel av vannkraft. Andelen utslipp fra industri er relativt lik gjennomsnittet i EU og den globale fordelingen, men sammensetningen av industrisektoren er imidlertid forskjellig. Norge har små utslipp fra produksjon av jern og stål sammenlignet med andre land, og relativt store utslipp fra produksjon av andre metaller som aluminium, silisium og ferrolegeringer

Figur 4 viser fordeling av utslipp fra ulike prosessindustrier i Norge.



Figur 4: Prosessindustriens utslipp fordelt på område i 2017 (CO<sub>2</sub> fra biobasert kilder teller null i klimagassregnskapet, men er tatt med her for å vise det totale utslippet av CO<sub>2</sub>. Kilde SSB. (<https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-endelige>))

## 2.2 CO<sub>2</sub> fangst som klimaverktøy for ulike sektorer

Utvikling av teknologier for CO<sub>2</sub>-fangst har tatt utgangspunkt i velkjent separasjonsteknologi for gasser. Siden 70-tallet har teknologien blitt tatt i bruk i USA fra høykonsentrerte CO<sub>2</sub>-kilder til bruk for økt oljeutvinning. Teknologien brukes også i gassprosessering verden rundt og i forbindelse med LNG-produksjon. Videre utvikling av teknologien, til bruk som klimatiltak, har lenge fokusert på CO<sub>2</sub> fra fossile kraftverk, særlig ved hjelp av aminbaserte «post combustion» prosesser. I dag er disse teknologiene nær markedsmodne, selv om videre teknologiforbedring kan gi reduksjon av usikkerhet og kostnader. CO<sub>2</sub>-utslipp fra andre typer industri, som sement, stålverk, bioenergi og lignende, har fått økende fokus de siste årene. Dette har medført at spesifikke forhold knyttet til utslippkilden blir viktigere for utvikling og valg av fangstteknologi. I tillegg fokuseres det på kostnadsreduksjoner ved implementering av CCS gjennom synergier med nærliggende bedrifter.

I de følgende delkapitler omhandler aspekter rundt CO<sub>2</sub> fangst innen prosessindustri, hydrogenproduksjon og kraftproduksjon.

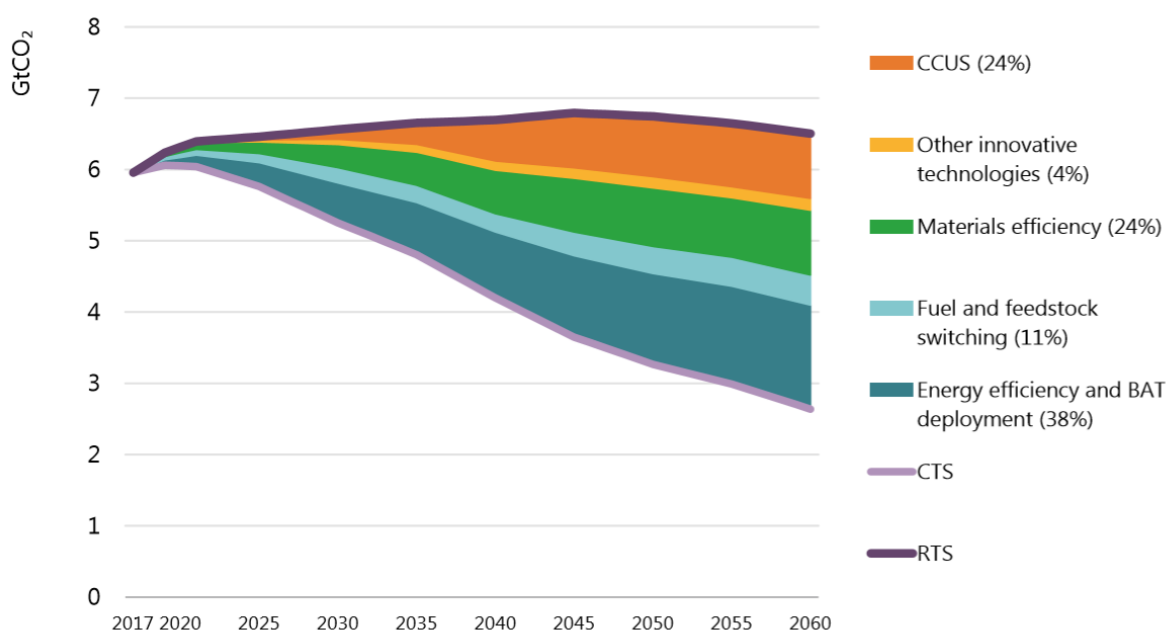
### 2.2.1 CO<sub>2</sub>-fangst innen prosessindustri

For flere industrier vil CO<sub>2</sub>-håndtering være et viktig alternativ til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette kommer av at CO<sub>2</sub>-utslippet har utgangspunkt i selve råstoffet i produksjonen av deres sluttprodukt. Eksempelvis skriver 60 % av utslipp fra sement-industrien seg fra omdanning av kalkstein til sement. 50 % av utslipp fra stålproduksjon kommer fra oksidreduksjon med karbon, og 70 % av utslipp fra

produksjon av mineralgjødselproduksjon kommer fra selve prosessen. IPCC (2014b) anslår at om lag 21 % av nødvendige kutt i klimagassutslipp i industrien må bli gjennomført ved CO<sub>2</sub>-håndtering dersom to-gradersmålet skal nås.

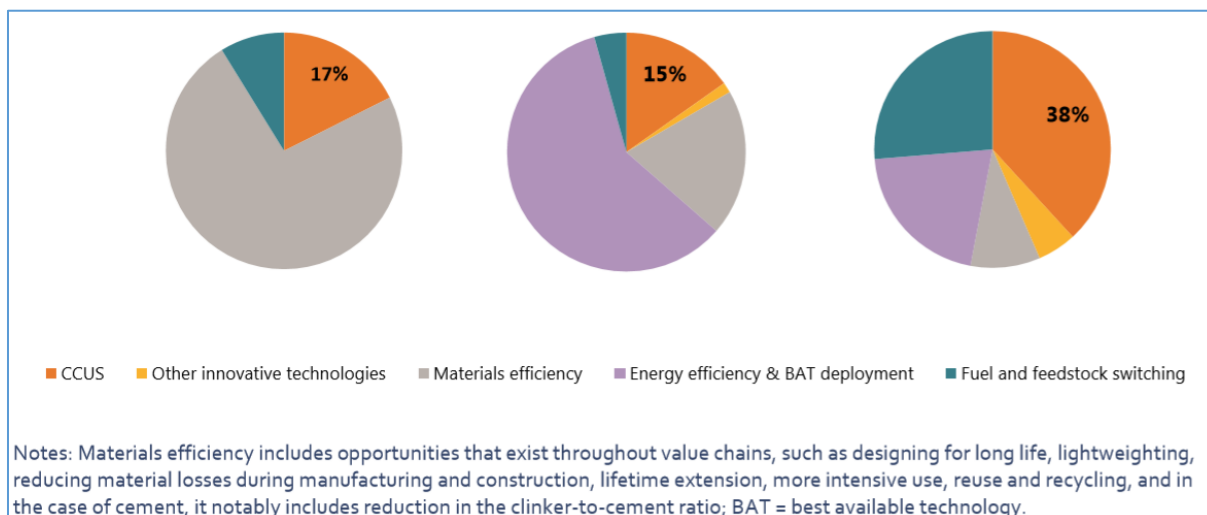
Flere typer prosessindustri kan også redusere sine CO<sub>2</sub>-utslipp ved å ta i bruk hydrogen i sine industriprosesser. Dette hydrogenet må produseres med lavt CO<sub>2</sub> fotavtrykk for å få ønsket klimaeffekt. I neste kapittel omtales produksjon av utslippsfri hydrogen spesielt.

Mai 2019 presenterte IEA sin rapport «Transforming Industry through CCUS» (IEA CCUS 2019) der de trekker frem CCUS som et av de mest kosteffektive tiltakene for utslippsreduksjon. De predikerer at CCUS vil stå for 24% av akkumulert utslippsreduksjon i deres «Clean Technology Scenario (CTS)» frem mot 2060 opp mot deres «Reference Technology Scenario (RTS)».



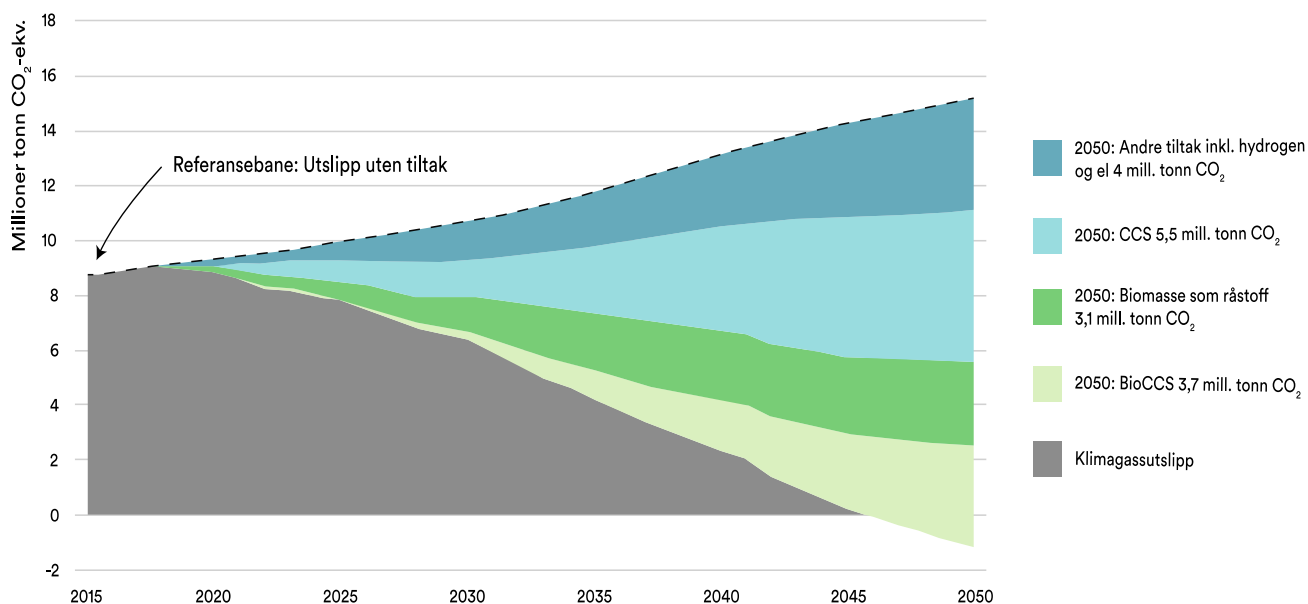
Figur 5: Utslippsreduksjon for «nøkkel» industrisegementer (sement, stål/jern og kjemisk industri) med ulike utslippsreducerende tiltak. Kilde: IEA CCUS 2019

De ulike industrisektorene vil ha ulike grad av CCUS implementering der CCUS i kjemisk industri kan utgjøre hele 38% av deres akkumulerte utslippsreduksjon i IEA CCUS 2019 «Clean i Technology Scenario (CTS)»



Figur 6: Global CO<sub>2</sub> reduksjon i sement, jern/stål og kjemisk industri fordelt på utslippsreducerende tiltak i «Clean Technology Scenario (CTS)». Kilde: IEA CCUS 2019

Våren 2016 presenterte Norsk Industri sitt Veikart for prosessindustrien (2016) for CO<sub>2</sub>-reduksjon i norsk prosessindustri som innspill til det regjeringsoppnevnte ekspertutvalg for grønn konkurransekraft. Veikartet gjorde bl.a. en kartlegging av ulike tiltak industrien kunne ta i bruk for å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp fra industrien og lage produkter med lavere CO<sub>2</sub> fotavtrykk for å styrke norsk industri sin konkurransekraft i et kommende lavkarbon-samfunn. Om lag 2/3 av tiltakene for CO<sub>2</sub>-reduksjon er CCS eller BioCCS (BECCS). Se figur.



Figur 7: Utslipp og utslippsreduksjoner etter type sammenlignet med referansebane uten tiltak. Kilde: Norsk Industri - Veikart for prosessindustrien 2016

Note til figur: Begrepet CCS kontra BioCCS er kun basert på kilden til CO<sub>2</sub>. CCS brukes hvis CO<sub>2</sub> kommer fra fossile eller mineralsk kilder, mens det for BioCCS kommer CO<sub>2</sub> fra biogene kilder. Det er ingen prinsipielle teknologiske forskjeller på løsningene som inngår i CCS og BioCCS.

I etterkant av dette veikartet er Prosess 21 (<https://www.prosess21.no/>) etablert for å gi strategiske råd og anbefalinger om hvordan Norge best kan få til en utvikling i retning av minimale utslipp fra prosessindustrien frem mot 2050 og samtidig legge til rette for at virksomheter i prosessindustrien har bærekraftig vekst i denne perioden. Det er etablert en CCS ekspertgruppe som en del av dette arbeidet.

Gjennom CLIMIT-programmet er det de siste årene gitt støtte til flere industrielle klynger. Disse har fått støtte til å evaluere hvilke fangstteknologier som kan være egnet for deres utslipp og mulige synergieffekter ved å implementere felleskomponenter ved CO<sub>2</sub>-håndtering (f.eks. felles komprimeringsutstyr og lager for utskipping av CO<sub>2</sub>). Disse industriklyngene representerer de største industrielle utslippspunkter i Norge.

Informasjon om prosjektene blir fortløpende lagt ut på [climit.no](http://climit.no).

Det er i løpet av de siste to årene kommet flere rapporter om hvordan industrielle utslipp kan reduseres, og hvilken rolle CCS har i dette perspektivet.

McKinsey & Company:

- Decarbonization of industrial sectors: the next frontier. June 2018.

The Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF):

- Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) and Energy Intensive Industries (EIs).  
September 2019

Momenter som omtales i disse rapportene er f.eks:

De rimeligste kilder for tidlige CCS-kjeder er industrielle prosesser som har avgass med høy CO<sub>2</sub>-konsentrasjon med dertil lavere kostnader for CO<sub>2</sub>-fangst. Ifølge IEA WEO slippes det globalt ut mer enn 500 Mt CO<sub>2</sub> fra slike kilder. Produksjon av metanol og ammoniakk er eksempler på CO<sub>2</sub> utslipp med høy konsentrasjon fra deler av prosessene. Produksjon av biobasert drivstoff har utslipp av nær 100% ren CO<sub>2</sub> fra produksjonen. Innen metallindustrien kan det være innblanding av luft i avgassen som fører til lave CO<sub>2</sub>-konsentrasjoner i utslippet. Denne bransjen vurderer forskjellige løsninger for å øke CO<sub>2</sub> konsentrasjonen i utslippet. Generelt vil CO<sub>2</sub> fangst fra avgasser under atmosfæriske betingelser og lav konsentrasjon (spesielt ved <3 volum% CO<sub>2</sub>) være dyrere enn høyere konsentrasjon eller der man kan fange CO<sub>2</sub> i trykksatte prosesser.

Andel av CO<sub>2</sub> pr. produktenhet er en annen faktor som er varierende mellom ulike industrier. Det kan variere mellom <1 tonn CO<sub>2</sub>/tonn produkt til >10 tonn CO<sub>2</sub>/tonn produkt for norsk industri. Dette er kun forskjell relatert til utslipp fra selve industriprosessen, mens tallene kan være enda høyere der andelen fossilt brensel er hovedkilde til energi. Denne faktoren og kostnaden pr. tonn produkt gjør at ulike industrier har ulik eksponering opp mot det europeiske «Emissions Trading System» (ETS) CO<sub>2</sub> kvotepris, eller andre CO<sub>2</sub> avgifter.

Det er store læringseffekter mellom bransjer da forskjellige typer CO<sub>2</sub>-fangstteknologier kan anvendes på de ulike industrikilder. Valg av fangstteknologi for den enkelte industri vil være til dels basert på den enkeltes industri sine naturgitte forhold (f.eks. tilgjengelig restvarme fra industriprosesser). I tillegg vil de lokale forhold i fabrikkene påvirke dette (f.eks. ledig areal, og synergieffekter med annen nærliggende industri).

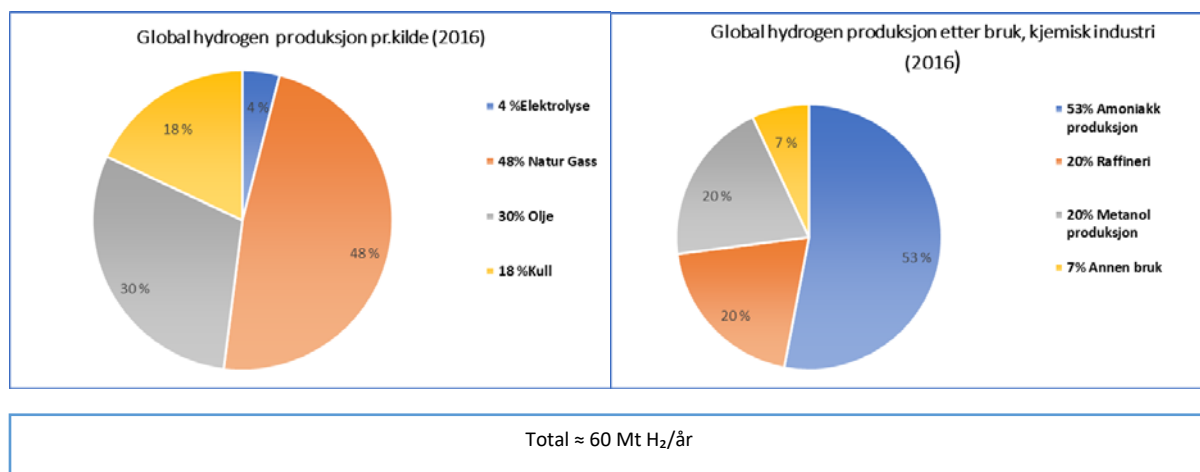
## 2.2.2 Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS

Hydrogen er et råstoff og energibærer til en rekke ulike industriprosesser i dag og har potensiale til å erstatte karbonrike innsatsstoffer i en rekke sektorer f.eks. industri, transport, kraftproduksjon og lands varmebehov i form av gass.

I IEA World Energy Outlook 2019 pekes det på hydrogen (sammen med biometan) som viktige energibærere med lavt CO<sub>2</sub> avtrykk, som ved innblanding i dagens gassmiks vil bidra til å redusere CO<sub>2</sub> fotavtrykket. De påpeker også på potensialet for energidistribusjon ved å utnytte verdens naturgass-nettverk som har dobbelt kapasitet for transport av energi kontra verdens el-nett.

Dagens hydrogenproduksjon er primært fra fossile kilder og halvparten brukes til å produsere ammoniakk til gjødselproduksjon, etterfulgt av lik bruk innen raffinering og metanolproduksjon.

Hydrogen produseres hovedsakelig fra fossile brenslere og en liten prosentandel ved elektrolyse av vann.



Figur 8: Global hydrogenproduksjon pr. kilde og hydrogenproduksjon relatert til bruk i kjemisk industri. Kilde CSLF (2019): CCUS and Energi Intensiv Industry report

Figuren ovenfor viser global hydrogenproduksjon etter kilde (venstre panel; basert på flere kilder inkludert Evers, 2008) og bruk (høyre panel; fra Essentials Chemical Industry - online sist endret juli 2016).

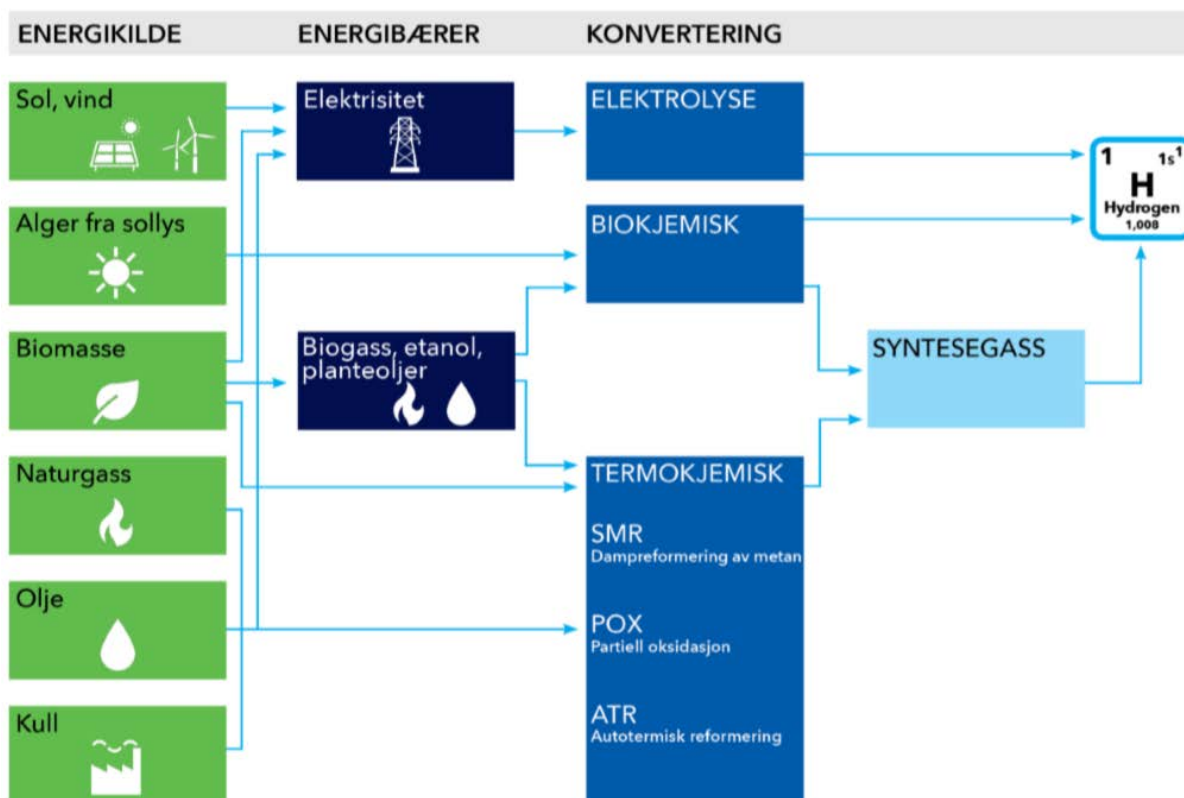
Det er stor aktivitet innen en utvikling av en «hydrogen økonomi» og Hydrogen Council 2017 anslår en tidobling av global hydrogenproduksjon og bruk frem mot 2050. Det har også tidligere vært store forhåpninger til en utbredt «hydrogen økonomi» og det er fortsatt usikkerhet om omfanget av en slik utvikling i tiden fremover, men en viktig forskjell fra tidligere er at hvis hydrogen skal tas i bruk må den være produsert med lavt CO<sub>2</sub> fotavtrykk.

Eksempler fra prosjekter som er under modning for ny bruk av hydrogen som energibærer er:

- Hydrogen som energiimport til Japan fra reformering av brunkull i Australia (ref: <https://hydrogenenergysupplychain.com/>). Prosjektet ser på å konvertere brunkull i Australia til hydrogen, fjerne CO<sub>2</sub> fra produksjonen med CCS og lagre CO<sub>2</sub> i geologisk lager utenfor Australias sørøst kyst. Hydrogen vil eksportere nedkjølt og trykksatt som flytende hydrogen med skip til Japan der den vil inngå bl.a. som energikilde til kraftproduksjon og til drivstoff i hydrogenbiler.

- Hydrogen til bruk i varmereproduksjon (ref: <https://www.h21.green/>). H21 prosjektet i Nord-England som ser på å konvertere naturgass fra Nordsjøen til hydrogen med CCS. CO<sub>2</sub> fanges og lagres tilbake i Nordsjøen. Hydrogen vil mates inn på eksisterende/modifisert gassinfrastruktur som primærkilde til varmekilde til husholdning men også til industriell bruk.

## Produksjon av hydrogen



Figur 9: Produksjonsmetoder for hydrogen (kilde: DNV GL – Rapportnr. 2019-0039, Rev. 1)

Figuren viser ulike produksjonsveier for hydrogen. Avhengig av kilden til elektrisk energi og hvordan CO<sub>2</sub> håndteres fra karbonbaserte kilder avgjør CO<sub>2</sub> fotavtrykket til hydrogen.

Hydrogen produksjon ved elektrolyse av vann og reformering av fossile kilder med CCS omtales ofte som henholdsvis grønn eller blå hydrogen. Dette er et upresist begrepsapparat, siden det for grønn hydrogen ikke kan garanteres fornybar kraft fra elektrisitetsnettet eller effektiviteten til CO<sub>2</sub> fangst ved produksjon av blå hydrogen. Begge teknologibanene har i utgangspunktet samme potensiale for å produsere hydrogen med samme lave CO<sub>2</sub> fotavtrykk. Grønn og blå hydrogen kan i stor grad være komplementerende metoder for å produsere hydrogen. Mindre volum og tilgang til fornybar elektrisitet favoriserer grønn hydrogen, mens større volum og tilgang til store gassressurser og CO<sub>2</sub> lager favoriserer blå hydrogen. De neste avsnitt gjør betraktninger rundt tilgang til energi som skal konverteres til hydrogen, energitap ved konverteringen og energi til å gjøre hydrogen flytende for transport.

Det er stort behov for energi ved produksjon av hydrogen. Ved elektrolyse for å produsere 1 kg hydrogen trengs det ca. 55 kWh elektrisk kraft. I Norge produseres det 225 000 tonn H<sub>2</sub>/år (2018)

primært fra naturgass (uten CCS). Hvis dette volumet skulle erstattes med hydrogen fra elektrolyse ville det tilsvare bruk av 11,25 TWh eller om lag 8% av Norges elproduksjon. I sammenligning ville det med naturgass med CCS forbrukes <1% av Norges gassproduksjon (Norge eksporterte 117,4 milliarder m<sup>3</sup> gass i 2017). Dette er nok til å produsere rundt 25 millioner tonn hydrogen (DNVGL 2019). Dette illustrerer at hvis produksjon av hydrogen skal økes vil produksjon av hydrogen fra naturgass med CCS bli sentralt for å ha tilstrekkelig kilde til energien som trengs basert på dagens tilgang til fornybar elektrisitet.

Ved omforming fra en energibærer til en annen er det tap i energi basert på fysiske og kjemiske lover. Det er en viktig vurdering å ta med når man ser for seg når man vurderer hva opprinnelig energikilde skal brukes til. For hydrogenproduksjon vil det være tap ved bruk av fornybar energi, biomasse eller fossile kilder opp mot alternativ bruk av energikilden. Energitalpet ved produksjon av hydrogen med elektrolyse er på ca. 35-40% mens det for reformering av naturgass inkludert CCS er 20-30%.

Hydrogen produksjon ved elektrolyse av vann er basert på mindre modulære enheter, og krever kun tilgang på kraft og vann. Dette gjør det velegnet for lokal produksjon av hydrogen. Transport og lagring av hydrogen krever at hydrogengassen trykkes, eller omdannes til væskeform. Konvertering til væskeform krever energi tilsvarende minst 20% av energien til hydrogenet som transporteres.

#### **Dagens produksjon av hydrogen inkluderer CO<sub>2</sub> fangst.**

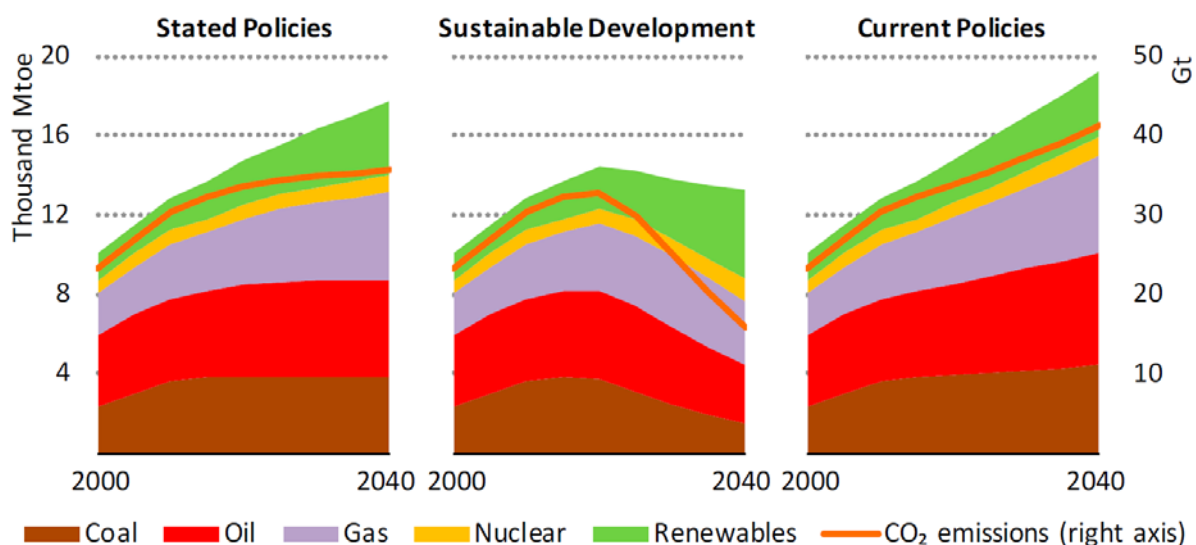
Globalt er 48% av dagens hydrogenproduksjon fra naturgass, og dampreformering (SMR) den mest brukte. Nedenfor omtales SMR som eksempel på hvordan denne prosessen bruker CO<sub>2</sub> fangst i dagens produksjon og hvordan man ytterligere kan redusere CO<sub>2</sub> utslipp med CCS.

Prosessen spalter naturgass til hydrogen og CO<sub>2</sub>. Denne prosessen er under trykk og CO<sub>2</sub> fjernes fra produktstrømmen primært i dag med solventbasert fangstteknologi. Dette utgjør ca. 2/3 av CO<sub>2</sub> utslippet. Majoriteten av denne fangede CO<sub>2</sub> slippes i dag ut i atmosfæren. Der det er kommersielt marked brukes noe av denne CO<sub>2</sub> til gjødselproduksjon (urea), til økt oljeutvinning (EOR) eller CO<sub>2</sub> til næringsmiddelindustrien. SMR teknologien bruker i tillegg forbrenning av gass til å tilføre energi til reformeringen (ca. 1/3 av CO<sub>2</sub> utslippet). CO<sub>2</sub> fra denne forbrenningen slippes i dag ut fra disse anleggene, men kan fanges på lik måte som avgasser fra andre forbrenningsprosesser med CO<sub>2</sub> fangstteknologier.

### **2.3 Utslipp av klimagasser i kraftsektoren**

IEA WEO 2019 anslår at verdens energietterspørsel vil øke med 25% frem til 2040 med en snitt vekst på 1% pr. år. I 2018 var det en økning på 2,3%. WEO omhandler tre ulike scenarioer med ulik utvikling av kraftproduksjon og tilhørende CO<sub>2</sub> utslipp. Det er kun «Sustainable Development» scenario som tilfredsstiller Parisavtalens mål for CO<sub>2</sub> reduksjon og begrense global oppvarming til under 2 gr. celsius. De tre scenarioene er vist i figur under.





Figur 10: Verdens forventede energiproduksjon pr. kilde og tilsvarende CO<sub>2</sub> utslipp pr. scenario. Kilde IEA WEO 2019. (Mtoe = million tonn olje ekvivalenter - venstre akse, Gt = giga tonn CO<sub>2</sub> - høyre akse)

Det er kun i «Sustainable Development» scenario man ser en topp i energibehov på dagen nivå og en kraftig reduksjon frem mot 2040 av assosiert CO<sub>2</sub> utslipp. Gass forventer en økning frem mot 2030 fulgt av en reduksjon frem mot 2040. Energi fra kull og olje reduseres kraftig fra dagens nivå og erstattes i stor grad av fornybare energikilder. Det er forventet at reduksjon av CO<sub>2</sub> fra fossil kraftproduksjon v.h.a. CCS står for 9% (ref. figur 1). Denne reduksjonen kommer i tillegg til reduksjon som skyldes nedgang i andel fossil energiproduksjonen.

I scenarioet «Stated Policies» er det fortsatt vekst i energiproduksjon fra naturgass frem mot 2040 og en stabil prosentandel av verdens energiproduksjon. For olje og kull vil volumet stabiliseres på dagens nivå og få en mindre prosentvis andel.

### 2.3.1 Kullkraft

Kullkraft utgjorde i 2018 27 % av global kraftproduksjon og i IEAs Stated Policy Scenario forventes det en nedgang til 21% i 2040. Denne nedgangen motvirkes av økt bruk av kull til industrielle formål og totalt forbruk av kull frem mot 2040 ligger rundt dagens nivå på 5400 millioner tonn kull pr. år. Det er store variasjoner mellom ulike deler av verden. Forventet reduksjon i kullforbruk i Kina (-9%), USA (-40%) og EU (-73%) blir utlignet ved økning i India (+97%) og Syd-Øst-Asia (+90%)

I IEA WEO «Sustainable Development Scenario» forventes en implementering av CCS tilsvarende 160 gigawatt (GW) på kullkraftverk, tilsvarende 40% av elektrisitet av verdens kullkraftanlegg. IEA påpeker at «Stated Politics» scenarioet ikke stimulerer tilstrekkelig til å ta i bruk CCS.

I IEA WEO trekkes det frem at CCS vil være en avgjørende løsning for å dekarbonisere «unge» kullkraftverk som kommer til å være i operasjon til godt etter 2050. IEA peker spesielt på kraftverkene i asiatiske land som bygger flere slike anlegg for å dekke energibehovet i en voksende økonomi.

Eksempler på CCS anlegg som er bygget på kullkraftverk de siste årene er:

I 2014 ferdigstiltes et CCS anlegg på kullkraftverket Boundary Dam - Saskatchewan i Canada. Pr. desember 2019 er 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> fanget. CO<sub>2</sub> fra anlegget brukes til økt oljeutvinning (EOR). I

2017 ble CCS anlegget ved kullkraftverket W. A. Parish i Houston USA - Petro Nova satt i drift. Anlegget er designet for å fange opp til 1,45 Mt CO<sub>2</sub> pr. år, og er med det verdens største CO<sub>2</sub> fangstanlegg i drift. CO<sub>2</sub> fra dette anlegget brukes også her til EOR. Begge anleggene bruker væskebasert fangstteknologi.

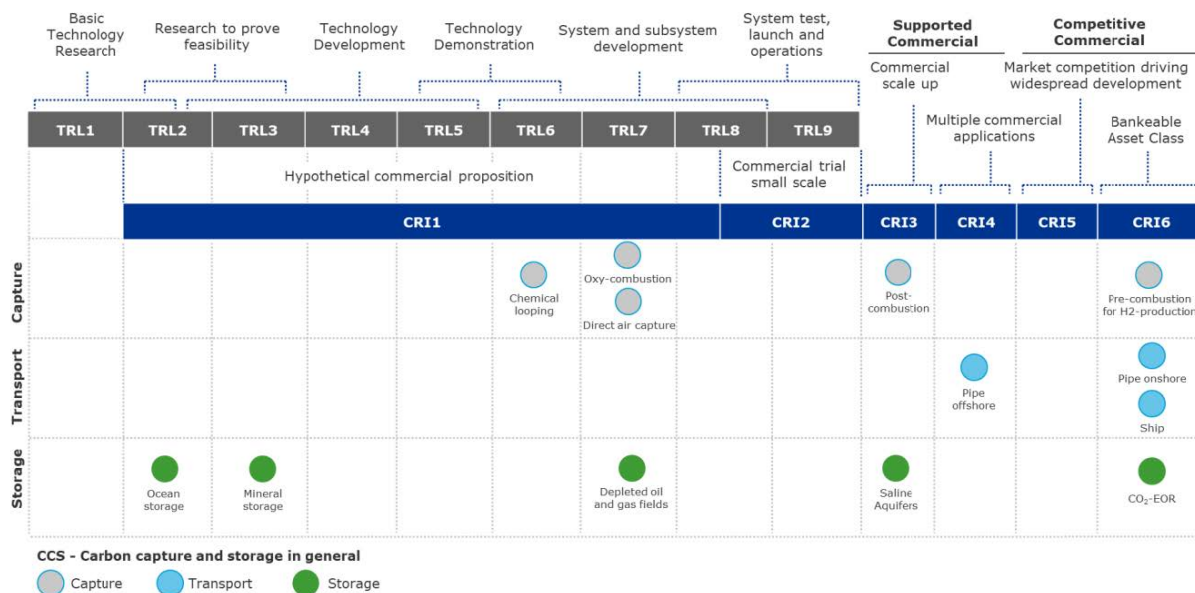
### 2.3.2 Gasskraft

Gasskraft utgjør i dag 23% av total kraftproduksjon. Naturgass hadde en ekstraordinær vekst i 2018 på 4,6 % økning i volum og sto for ca. halvparten av ny energiproduksjon globalt. Verdens gassforbruk har hatt en nær 80% vekst siden 2010. Dette skyldes i hovedsak tre elementer: «Shale gas revolution» i USA, økt etterspørsel i Kina og større andel gassproduksjon kontra olje i Midtøsten. Produksjon av flytendegjort gass (LNG) har i samme periode hatt en sterk økning for å dekke etterspørsel av gass i marked uten tilgang til naturgassdistribusjon med rørsystem.

IEAs «Stated Policy» scenario forventes det en økning i naturgassvolum globalt på 40% frem mot 2040 i forhold til dagens volum. Gasskrafts andel i verdens energiproduksjon øker til 25% i samme periode. 50% av vekst i gassvolum globalt skyldes økt forbruk av naturgass som råstoff til prosessindustrien.

CCS på eksisterende gasskraftverk har hatt lite fokus globalt de siste årene. En interessant teknologi for CO<sub>2</sub> fangst på en ny type gasskraftverk er under utvikling. Selskapet Net Power utvikler gasskraftteknologi hvor CO<sub>2</sub> fangst er en integrert del av selve prosessen. Teknologien er også kjent under navnet Allam prosessen, dvs. oppkalt etter oppfinneren britiske Rodney Allam. Prosessen er basert på gassturbinteknologi hvor forbrenningsluften erstattes med rent oksygen og resirkulert CO<sub>2</sub>. Røygassen som driver turbinen vil da primært bestå av CO<sub>2</sub> og vann. Prosessen har meget effektiv varmegjenvinning som inkluderer resirkulering av CO<sub>2</sub> og dette gjør at prosessen kun behøver gassturbintrinnet. Til sammenligning har tradisjonell gassturbin gasskraftteknologi i et kombikraftverk, både et gassturbintrinn og et etterfølgende dampturbintrinn, hvor det siste utnytter restvarmen i røygassen. Forbrenning med rent oksygen forenkler CO<sub>2</sub> fangsten ved at ren CO<sub>2</sub> kun må fjerne fuktighet før videre transport og lagring. Allam prosessen krever strøm i forbindelse med produksjon av rent oksygen. Totalt sett har imidlertid Allam prosessen med integret CO<sub>2</sub> fangst potensiale for en høy virkningsgrad og den testes nå i La Porte, Texas, med en 50 MW (brensel) gassturbin. IEAGHG (2019) benytter i deres evaluering en virkningsgrad på 54% for Allam prosessen, men skriver samtidig at Net Power har referert til opp til 59% virkningsgrad med proprietære forbedring av prosessen. I den samme studie er gassturbin kombikraftverk med og uten væske basert CO<sub>2</sub> fangst vurdert med henholdsvis 49 til 51% og 59% virkningsgrad. Det at Allam prosessen kan ha en virkningsgrad mellom konvensjonell gasskraft med og uten CO<sub>2</sub> fangst gjør at prosessen representerer et meget interessant og radikalt initiativ for turbinbasert gasskraft med CCS.

### 3 Status CCS teknologi



Figur 11: Teknologimodenhet innen CCS. Kilde DNV GL Report No.: 2019-1092

Teknologimodenhet måles ofte på en såkalt TRL-skala. Denne skalaen sier noe om hvor langt man er kommet i utviklingsprosessen og hvilken dokumentasjon som finnes for teknologiens ytelse, og på hvilken skala. Metodikken ble utviklet av NASA i USA og har fått stor utbredelse. Bl.a. ble det i EU-programmet Horizon 2020 konsekvent brukt. Det finnes varianter av skalaer, men i denne rapporten brukes samme definisjon som DNV GL bruker i rapport om kostkurve utvikling for CCS TRL1-TRL9 (Ref: DNV GL Report No.: 2019-1092).

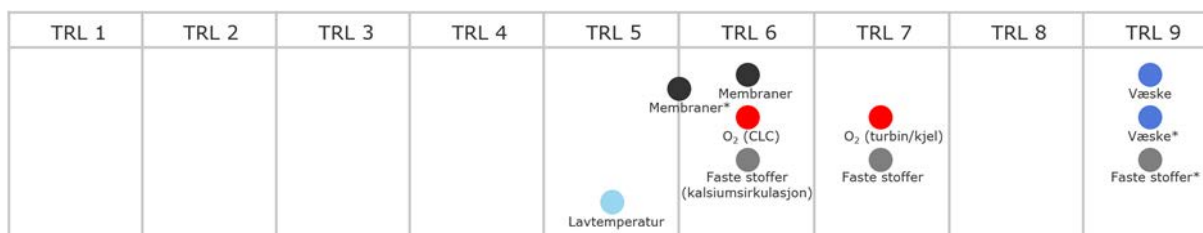
Når teknologien har nådd TRL9 er det fortsatt et stort utviklingspotensial med tilhørende kostnadsreduksjon. Da omtales gjerne dette i hvor stor grad teknologien er kommersiell moden på en Commercial Readiness Index (CRI). CRI metodikken ble utviklet av Australiske myndigheter for å ha en metodikk for hva slags støtte fornybare energiteknologier trenger for å utvikles kommersielt til et nivå der det tradisjonelle investor- og finansmarkedet opererer selvstendig. CRI er oppdelt i seks nivå som vist i figur 11. Kilde (ARENA 2014)

#### 3.1 CO<sub>2</sub>-fangstteknologi

CO<sub>2</sub>-fangst deles tradisjonelt inn i tre hovedkategorier basert på om CO<sub>2</sub> fanges før forbrenningen, etter forbrenningen eller om det er forbrenning med rent oksygen. Dette betegnes gjerne som pre-combustion, post-combustion eller oxy-combustion og har en klar referanse til termiske kraftverk. De baseres på henholdsvis hydrogenproduksjon med CO<sub>2</sub>-håndtering, CO<sub>2</sub>-fangst i røyken ut av et kraftverk eller forbrenning med rent oksygen. I det følgende vil imidlertid status for CO<sub>2</sub>-fangstteknologien bli presentert i forhold til om CO<sub>2</sub> fanges ved hjelp av væsker, membraner, forbrenning med rent oksygen, faste stoffer eller ved lave temperaturer. Denne oppdeling i fem grupper dekker ikke alle forhold. Innen f.eks. sementproduksjon utvikles en teknologi hvor kalsinering foregår separat og dermed gir meget ren CO<sub>2</sub>.

Modenheten av disse fangstmetodene basert på de tre kilder IEAGHG (2019), Wood (2018) og Bui et al. (2018), er presentert i figur 12. TRL-skalaen som går fra 1 til 9, dekker modenhet fra konsept (1)

hele veien opp til bygging i fullskala under kommersielle forhold (9). Innen hver av de fem gruppene presenteres høyeste TRL-nivå og for noen også med undergrupper. Av figur 12 sees at kun væske og fast stoff-basert CO<sub>2</sub>-fangst har en modenhet på kommersielt nivå (TRL 9) hvor fast stoff kun gjelder for hydrogenproduksjon. Det pågår en stadig utvikling innen disse teknologigruppene og forskjellige prosjekter vil kunne fylle skalaen helt ned til TRL 1. I de følgende kapitler diskuteres disse fangst-typene og kommentarer blir også gitt til teknologier som ikke passer inne i disse fem gruppene. CO<sub>2</sub>-fangst vil bli diskutert i forbindelse med naturgass-behandling, hydrogenproduksjon og fangst fra røykgass/prosessgass, mens figur 12 er begrenset til å vise høyeste TRL for hydrogenproduksjon og fangst fra røykgass.



Figur 12. Høyest oppnådd modenhetsnivå for CO<sub>2</sub> fangst med væsker (blått symbol), membraner (sort symbol), forbrenning med rent oksygen (rødt symbol), fast stoff (grått symbol) og lave temperaturer (lyseblått symbol). Teknologier merket \* betyr anvendelse i forbindelse med hydrogen produksjon. Tabellen er basert på: IEAGHG (2019), Wood (2018) og Bui et al. (2018).

### 3.1.1 Væsker

Ved væskebasert CO<sub>2</sub>-fangst kommer den CO<sub>2</sub>-holdige gassen i kontakt med en væske og fanges ved at den løses opp i eller reagerer kjemisk med væsken. Væsken overføres så til en annen enhet/kolonne hvor CO<sub>2</sub> frigjøres ved f.eks. å endre trykk eller temperatur. Væsken er nå regenerert og vil sirkulere mellom disse to enhetene/kolonnene. Væskebasert fangst av CO<sub>2</sub> fra naturgass er en moden teknologi som er blitt benyttet i flere årtier (Bui, 2018) for å få naturgass med for høyt naturlig CO<sub>2</sub>-innhold klar til salg. Videre er også hydrogenproduksjon fra naturgass f.eks. i forbindelse med ammoniakkproduksjon også kommersielt tilgjengelig. CO<sub>2</sub>-fangst fra kullkraft er implementert i stor skala på Boundary Dam (Canada) og Petra Nova (USA) som begge er designet til å fange 1 millioner tonn CO<sub>2</sub> og mer per år. Væskebasert CO<sub>2</sub>-fangst settes derfor til TRL 9 i figur 12 for både CO<sub>2</sub>-fangst og hydrogenproduksjon.

### 3.1.2 Membraner

Membraner utnytter at enkelte gasser i en blanding, f.eks. hydrogen eller CO<sub>2</sub>, lettere trenger igjennom materialer. På denne måten kan man oppkonsentrere hydrogen eller CO<sub>2</sub>. Membraner kan også benyttes sammen med andre teknologier ved f.eks. å ha et membranbasert oppkonsentreringstrinn for CO<sub>2</sub> eller ved at de kjemiske reaksjonene (f.eks. ved hydrogenproduksjon fra naturgass) foregår inne i selve membranenheten. Membraner er kommersielle for naturgass-håndtering og Wood (2018) trekker fram Santos Basin som skiller ut rundt 1 million tonn CO<sub>2</sub> per år fra naturgass med for høyt naturlig CO<sub>2</sub>-nivå. Når det gjelder hydrogenproduksjon er dette ifølge IEAGHG (2019) demonstrert med membraner i TRL 5-6. For CO<sub>2</sub>-fangst er bruk av polymerbasert membraner satt til TRL 6. I denne sammenhengen refereres det til amerikanske MTR og membranutviklingen på NTNU var planlagt videreført av Air Products.

### 3.1.3 Forbrenning med rent oksygen

Ved forbrenning med rent oksygen blir forbrenningsluften som består av ca. 80 % nitrogen, erstattet med oksygen iblandet CO<sub>2</sub> eller vanddamp. Røykgassen vil da primært bestå av CO<sub>2</sub> og vann. Vann og mindre komponenter fjernes etterfølgende og resultatet er nesten ren CO<sub>2</sub>. Teknologien vil kreve en form for produksjonsenhet for oksygen. Innenfor termisk kraft basert på kjele (kull og gass) er denne teknologien utviklet til TRL 7 ved Callide i Australia. Andre større oxy fuel-prosjekter er Lacq (Total), Schwarze Pumpe (Vattenfall) og Cuiden. Det foregår også utvikling innen gassturbiner og Allam-prosessen fra Net Power er en spesielt lovende teknologi som i 2019 har nådd TRL 7 med en testturbin i La Porte Texas. Denne prosessen er et eksempel på et radikalt skifte i teknologiutviklingen for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering.

En særlig gren innen forbrenning med oksygen er kjemisk sirkulasjonsforbrenning eller «chemical looping combustion» (CLC). En slik enhet har integrert oksygengenerator hvor partikler tar opp oksygen i en luftreaktor for deretter å bli overført til brenselreaktor hvor oksygenet frigis. Partiklene sirkulere mellom disse to reaktorene. Prosesser som denne blir ofte betegnet som høytemperatur sirkulasjonsprosesser med fast stoff. Kalsiumsirkulasjon (calcium looping) se nedenfor, inngår i denne kategorien. Sirkulasjonsforbrenning er temaet i Horizon 2020-prosjektet CHEERS (Chinese-European Emission-Reducing Solutions, 2017-2022) hvor ambisjon er å løfte CLC teknologien til TRL 7.

### 3.1.4 Fast stoff

Gass kan binde seg til overflaten av et fast stoff og på denne måten benyttes til å ta ut f.eks. CO<sub>2</sub> fra en gasstrøm. Det faste stoffet kan deretter regenereres, dvs. frigjøre CO<sub>2</sub>, typisk ved å endre trykk eller temperatur. Dette er en meget moden teknologi som har vært i bruk i 50 år for hydrogenproduksjon (Wood, 2018). Modenheten i forbindelse med hydrogenproduksjon er derfor satt til TRL 9. Fast stoff basert CO<sub>2</sub>-fangst fra røykgass er ikke utviklet til samme nivå og basert på de tre kildene referert ovenfor er modenhetsnivået TRL 6 til 7. Både Wood (2018) og Bui et al. (2018) anslår TRL 7 og derfor legges dette til grunn i tabell 1 som høyeste oppnådde TRL-nivå

Høytemperaturprosesser som kalsiumsirkulasjon (calcium looping) er basert på sirkulasjon av fast stoff. Her fanges CO<sub>2</sub> ved å reagere med brent kalk i partikkelform som deretter varmes opp i en annen reaktor for regenerering av partiklene og oppsamling av CO<sub>2</sub>. Denne siste delen av prosessen ligner kalsineringsprosessen i en sementfabrikk. Teknologien er satt til TRL 6 basert på at det eksisterer flere testfasiliteter i MW (varme) størrelsen. Teknologien er under utvikling og prosjektet CLEANER (CLEAN clinker production by Calcium Looping Process, 2017-2021) under Horizon 2020 har som ambisjon å få kalsiumsirkulasjon anvendt i sementproduksjon opp på TRL 7.

### 3.1.5 Lavtemperatur

Ved lavtemperatur CO<sub>2</sub>-fangst kjøles røykgassen ned slik at CO<sub>2</sub> kan separeres ut som væske eller i fast form. Denne teknologien er under utvikling og modenhetsnivået er satt til TRL 5. Dette er basert på Sustainable Energy Solutions (IEAGHG, 2019) som tar ut CO<sub>2</sub> i fast form. Det finnes hybride løsninger hvor et membrantrinn først oppkonsentrerer CO<sub>2</sub> før røykgassen kjøles. Denne kategorien som også kunne kalles fysisk separering av CO<sub>2</sub>, inkluderer også teknikker som baseres på supersoniske strømningshastigheter. Prosessene i denne kategorien benytter ikke kjemikalier.

Lavtemperaturprosesser er også utviklet inne gassprosessering og Exxon har utviklet Controlled Freeze Zone (CFZ) for å ta CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S fra naturgass. Denne prosessen er vurdert til TRL 7 (Wood, 2018).

### 3.1.6 Andre

Det finnes teknologier som opereres under spesielle forhold eller faller utenfor de fem gruppene for CO<sub>2</sub>-fangst basert på væsker, membraner, forbrenning med rent oksygen, faste stoffer eller lave temperaturer. I det følgende omtales to eksempler på dette som har relevans for norske forhold.

Equinor har arbeidet med prosessintensifisering for aminbasert CO<sub>2</sub>-fangst gjennom et konsept som benytter rotasjon med dertil høyere «g-krefter». Ved å erstatte hovedkomponentene (absorber og desorber) med roterende komponenter, blir størrelsen på fangstanlegget kraftig redusert. Denne teknologien videreføres nå av Fjell Technology Group som rapporterer at dette gir 90 % reduksjon av den fysiske størrelsen på både absorber og desorber, samt at teknologien befinner seg på TRL 4. Climit- programmet har støttet utviklingen av denne teknologien.

Kalsineringsdelen står for ca. 60 % av CO<sub>2</sub>-utslippet i forbindelse med sementproduksjon. Denne gasstrømmen er direkte integrert og blandes med røykgass fra forbrenning nedstrøms i sementproduksjonen slik at endelig CO<sub>2</sub>-konsentrasjon vil være rundt 20 %. Ved indirekte oppvarming og separat kalsinering vil man imidlertid kunne få en nesten ren CO<sub>2</sub>-gass. Horizon 2020-prosjektet LEILAC (Low Emissions Intensity Lime & Cement) som går i 2016-2020 arbeider med separat kalsinering. Ifølge Hill et al. (2016) vil LEILAC-prosjektet kunne løfte denne teknologien fra TRL 4 til 7.

### 3.1.7 Teknologileverandører CO<sub>2</sub> fangst fra røykgass

Det er blitt bygget og bygges enkelte post-combustion CO<sub>2</sub>-fangstanlegg på røykgass i industriell skala. I størrelsesordenen 5-10 teknologileverandører kan levere prosessdesign basert på enten åpne (MEA) eller proprietære solventer. Disse har designet anlegg i industriell skala som er blitt eller blir bygget. Omtrent halvparten av disse har erfaring med å levere hele EPC (Engineering, Procurement & Construction) prosjekter til prosessindustrien.

I tillegg er det 3-5 store EPC selskaper som selv ikke besitter kjernekompetansen for fangst-teknologien, men har bygget titalls eller hundretalls prosessanlegg. Disse har også erfaring med å bygge aminbaserte post-combustion fangstanlegg på røykgass. Omtrent like mange tilsvarende selskaper har modnet fangstprosjekter frem til og med FEED-studier. Disse store EPC-leverandørene vil typisk gjennomføre EPC-prosjekter i samarbeid med teknologileverandører som ikke har tilstrekkelig størrelse eller kompetanse til å gjøre det selv.

	Har bygget eller bygger
Teknologileverandør med EPC kapabilitet	3-5
Teknologileverandør uten EPC kapabilitet	3-5
EPC leverandør	3-5

Tabell 1: Teknologileverandører av amin basert post-combustion teknologi for fangst fra røykgass.

Tabellen under viser et utvalg av ulike teknologiutviklere som Gassnova har eller har hatt dialog med gjennom sitt virke de siste årene innenfor alle typer CO<sub>2</sub> fangstteknologi. Det er stor variasjon i TRL nivået til disse teknologiene.

<b>Teknologiutviklere CO<sub>2</sub> fangst</b>	
<b>Selskap</b>	<b>Teknologinavn/beskrivelse (eng.)</b>
<b>Væskebasert</b>	
Shell (tidl. Cansolv)	Aqueous amine solution
Siemens	Second generation PostCap™ amino acid salt process
Mitsubishi Hitachi Power Systems	Amine-based H3-1 solvent.
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	Amine-based MHI KM-CDR process
GE Power med Dow Chemical	Advanced amine process (AAP)
GE Power	Chilled ammonia process (CAP)
Aker Solutions	ACC (Advanced Carbon Capture) Amine-based technology
Linde AG	Both precombustion, oxyfuel and postcombustion (with BASF)
Fluor	Fluor Econamine FG Plus™ and other MEA processes
Fjell Technology Group Compact Carbon Capture	3C - rotating compact absorber/desorber
ION Clean Energy	Water lean solvent
Gas Technology Institute	Hybrid solvent / membranes
SRI	Mixed salt solvent system
Carbon Clean Solution	Amine based solvent
Tecno Project Industriale	Open source amin based solvent
<b>Membraner</b>	
Air Liquide	Membrane separation including methane
Air Products	Ion transport ceramic membrane to electrochemically separate O <sub>2</sub>
Eltron (US)	Membrane separation of H <sub>2</sub>
MTR	Membrane separation of H <sub>2</sub> and/or CO <sub>2</sub>
Reinertsen	Paladium membranes
<b>Fast stoff og forbrenning med rent oksygen</b>	
GE	Chemical Looping Combustion, boilers and gas cleaning units
Linde AG	Boilers
NetPower	CO <sub>2</sub> -based cycle - Allam cycle
Svante	Rotating bed adsorbents
TDA Research	Alkalized Alumina Sorbent
<b>Lav temperatur</b>	
Air Liquide	CO <sub>2</sub> cryogenic purification units
Clean Energy System	CO <sub>2</sub> cryogenic units

Tabell 2: Teknologi-utviklere/leverandører

### 3.2 Status CO<sub>2</sub> transportteknologi

CO<sub>2</sub> brukes i dag som råvare i ulike industrier; som for eksempel til økt oljeutvinning (CO<sub>2</sub>-EOR), i næringsmiddelindustrien, og til andre industrielle formål. CO<sub>2</sub> transporteres til forbrukere i rørledninger, på skip, lastebil og togvogner. Det største markedet for CO<sub>2</sub> er til CO<sub>2</sub>-EOR i Nord-Amerika og der foregår CO<sub>2</sub> transporten hovedsakelig i rør. Yara i Porsgrunn produserer CO<sub>2</sub> som transporteres med skip til havner i Europa. Selv om det allerede eksisterer et modent kommersielt marked for transport av CO<sub>2</sub> er det allikevel flere forhold som driver F&U innenfor transport for CCS:

- Volumene knyttet til CCS er svært store og det er behov for mer kostnadseffektive løsninger enn det som er tilgjengelig i dagens marked.
- Framtidige transportnettverk og knutepunkter hvor CO<sub>2</sub> fra ulike kilder blandes.
- Nye aktører med høye krav til teknisk kompetanse og HMS (f.eks. mulige operatører av fremtidige CO<sub>2</sub>-lagre som Equinor, Shell, Total, m.fl.).
- Subsea rørtransport har generelt sett høyere kostnader og driftsrisiko enn tilsvarende på land.

De primære fokusområdene for F&U innenfor transportteknologi er:

- Kartlegging av hvordan ulike urenheter og kombinasjoner av urenheter i CO<sub>2</sub>-en påvirker faseoppførselen og hvordan korrosive forbindelser/betingelser kan oppstå.
- Forbedring av simuleringsmodeller og –verktøy, bl.a. knyttet til strømmingsmodellering, dimensjonering av rørledninger, og spredning av CO<sub>2</sub> ved lekkasjer.
- Utvikling av mer effektive skipskonsepter.
- Utvikling av nye polymermaterialer som tåler direkte kontakt med flytende/superkritisk CO<sub>2</sub> (til pakninger og tetninger i rør- og prosessystemer).

Dette er områder som går på tvers av transportmetodene og som er knyttet til fundamentale valg som ligger til grunn for oppbygningen av alle verdikjeder innen CO<sub>2</sub>-håndtering. For store mengder CO<sub>2</sub> er det spesielt transport med skip eller i rørsystemer som ansees som gjennomførbare. Disse transportløsningene blir omtalt i de følgende underkapitler.

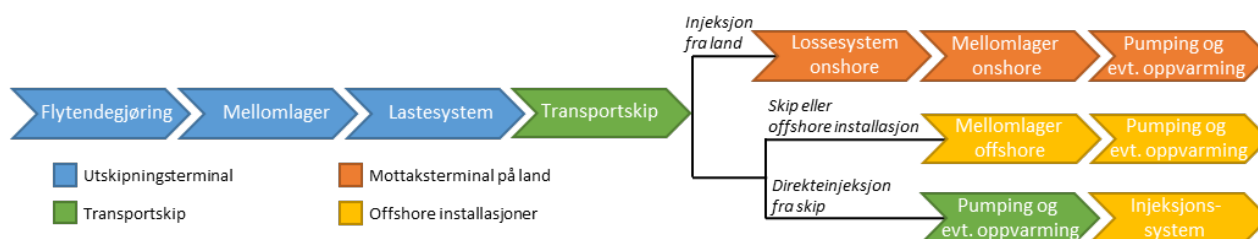
#### 3.2.1 Skipstransport

Dagens skipstransport av CO<sub>2</sub> gjøres med CO<sub>2</sub> i flytende form i trykk- og temperaturområdet 15 til 20 barg og -30°C til -20°C. Det er etablert tekniske løsninger og retningslinjer for håndtering av CO<sub>2</sub> ved disse betingelsene, bl.a. «*Safe transfer of liquefied carbon dioxide in insulated cargo tanks, tank cars, and portable containers*» utgitt av «Compressed Gas Association», CGA.

I flytende form er tettheten til CO<sub>2</sub> mye høyere enn i gassform, og dette gjør at mer CO<sub>2</sub> kan transporteres med en gitt skipsstørrelse. For transport av CO<sub>2</sub> ifb. CCS er det nødvendig å se trykk- og temperaturbetingelsene i en større sammenheng. Avhengig av CO<sub>2</sub>-kildens karakteristikk og lagerets plassering og oppbygning vil ulike skipskonsepter og ulike trykk- og temperaturbetingelser være optimale. Generelt vil flytendegjøringen bli mer komplisert når man skal ned i lave trykk og temperaturer. CO<sub>2</sub>-en vil måtte møte strengere krav til innhold av urenheter som f.eks. vann. Ved lave trykk og temperaturer vil lagertankene kreve mer isolasjon, men samtidig kunne bygges med lavere designtrykk og veggtykkelse, noe som forventes å være billigere.

Tre hovedkonsepter for skipstransport av CO<sub>2</sub> med ulike injeksjons- og lagerløsninger er vist i Figur 112.





Figur 13: Tre hovedkonsepter for injeksjon av CO<sub>2</sub> ved transport med skip, basert på lagring CO<sub>2</sub> fra et anlegg på land eller installasjon/skip offshore (kilde: Gassnova)

Som vist i figuren over kan CO<sub>2</sub> injiseres fra et anlegg på land, via en offshore installasjon/skip, eller direkte fra transportskipet. I det norske fullskalaprojektet er det løsningen med injeksjon fra et landanlegg som ligger til grunn. De to løsningene basert på offshore injeksjon er kun vurdert i studier og har lavere teknologisk modenhet.

De etablerte transportbetingelsene mellom 15 og 20 bar er kun egnet for transport av mengder opp til ca. 10 000 tonn CO<sub>2</sub> per skip dersom seilingsavstandene er begrenset til f.eks. Nord-Europa. I det norske demonstrasjonsprosjektet er avstanden mellom fangstanlegg og lageranlegg omkring 400 nautiske mil og et skip med lastekapasitet på 7 500 tonn vil over en slik avstand kunne transportere omkring 600 000 tonn CO<sub>2</sub> per år. For dette skipet vil en dobling av seilingsavstanden redusere mengden CO<sub>2</sub> som kan transporteres hvert år med omkring 40 %. For å oppnå mer effektiv transport over lange avstander må derfor lastevolumet økes.

For å øke effektiviteten ved transport av store mengder CO<sub>2</sub> er F&U rettet mot å utvikle skipskonsepter basert på lavere trykk og temperatur enn det som brukes i dagens skipstransport. Teoretisk kan det være mulig å nærme seg trippelpunktet for CO<sub>2</sub> som er 4,5 bar og -56,4°C, men i praksis vil 5 til 10 bar og -55°C til -40°C benyttes for sikre at det ikke dannes tørris når CO<sub>2</sub>-en håndteres i systemene tilknyttet flytendegjøring, mellomlager, og lasting. Den største fordelen med å utføre transporten ved lavere trykk er at lastetankene kan bygges med større diameter/tverrsnitt, noe som generelt bidrar til at skipene kan bygges større.

Flerbruksskip, dvs. skip som sertifiseres for å kunne brukes for andre transportbehov (f.eks. LPG) i tillegg til CO<sub>2</sub> er også noe som vurderes ved valg av transportbetingelser og skipsdesign.

### 3.2.2 Rørtransport på land

Det finnes i dag 6400 km med rørsystem for transport av CO<sub>2</sub> på land, med en samlet transportkapasitet på 44,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år (IEAGHG 2013-18). En stor del av dette rørsystemet er i USA i forbindelse med CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning (EOR). Dette teknologiområdet kan dermed sies å være modent for de fleste anvendelser.

For rørtransport er det mest økonomisk å transportere CO<sub>2</sub> i superkritisk tilstand, hvor trykket er så høyt at egenskapene til CO<sub>2</sub>-en blir en blanding av egenskapene til CO<sub>2</sub> i gass- og væskefase. Et trykk på noe over 103 bar er blitt en industriell preferanse. I USA har naturgassrørledninger blitt konvertert til CO<sub>2</sub>-transport.

Komponenter i et rørsystem for CO<sub>2</sub> består typisk av følgende komponenter:

- CO<sub>2</sub>-kompressor-/pumpestasjoner

- Målestasjoner for kjøp/salg av CO<sub>2</sub>
- CO<sub>2</sub>-kondisjonering (varmevekslere, filtre, tørkeanlegg)
- Rørledninger

Teknologiutvikling er i stor grad knyttet til kostnadsreduksjon ved design av delene i transportsystemet og å redusere risiko knyttet til helse-, miljø- og sikkerhetsaspekter.

F&U-innsatsen rettes bl.a. mot utvikling av modeller og verktøy for å kunne dimensjonere rørledninger uten fordyrende marginer, men fremdeles lik at man unngår løpende brudd (dvs. en skade på røret leder til at røret revner på langs). Forbedrede strømningsmodeller er også et sentralt tema for videre utvikling da det er viktig for design og drift av rørsystemene at CO<sub>2</sub>-strømmen er i riktig fase på riktig sted til enhver tid. Utfelling av tørris eller hydrat på feil sted vil kunne få store negative konsekvenser, og to-fasestrømning kan gi utfordringer med å opprettholde den nødvendige kapasiteten i rørsystemet.

### 3.2.3 Rørtransport offshore

Det er mindre erfaring med rørsystemer for CO<sub>2</sub> offshore enn på land med tanke på antall km og rørsystem som er i bruk. I Norge har Equinor erfaring fra deres CO<sub>2</sub>-rørledning på LNG-anlegget på Melkøya der 700 000 tonn CO<sub>2</sub>/år blir transportert i en 110 km lang offshore rørledning før injeksjon i en geologisk formasjon i Barentshavet.

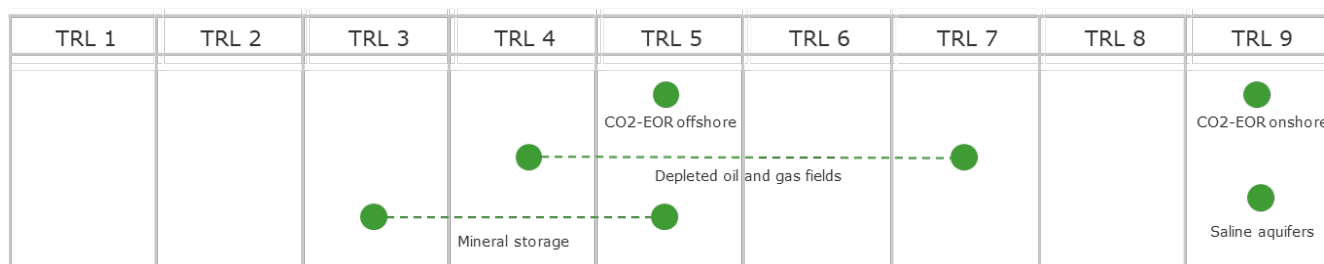
Det er de samme komponenter på et offshore rørtransportsystem som på land og erfaringer og teknologiutvikling er i stor grad felles. En av de vesentlige forskjellene er at komponenter er plassert på land ved starten av rørledningen som avsluttes ved injeksjonsbrønnen på havbunnen. Trykket er høyere i rørsystemet offshore enn for landbaserte systemer da injeksjonstrykket blir satt fra pumpestasjonen på land i starten av rørledningen. I et landbasert system derimot vil dette som regel bli gjort rett ved injeksjonsbrønnen. Dette medfører bl.a. utfordringer med å ha gode verktøy for strømningsmodellering for å designe systemet med tanke på faseoverganger og eventuell flerfasestrømning for å sikre kontroll på strømningsraten til injeksjonsbrønnen. I det CLIMIT-støttede prosjektet CO2FACT utvikles og valideres programvare for å simulere strømning av CO<sub>2</sub> gjennom rørledningen og injeksjonsbrønn for denne type system.

## 3.3 Status CO<sub>2</sub> lagringsteknologi

CO<sub>2</sub> kan lagres dypt under bakken i porøse bergarter som sandstein. I Norge finnes slike sandsteiner hovedsakelig på norsk sokkel, og i svært liten grad på land. Sandsteiner og skifer kommer inn under betegnelsen sedimentær bergart. Sedimentære bergarter er dannet ved at sand og leirpartikler er blitt presset sammen og sementert til stein. Denne prosessen skjer under høyt trykk og temperatur. For sandsteiner så bevares noe av mellomrommene mellom kornene. Mellomrommene, som betegnes som porene, kan utgjøre opp til 20-30% av steinens volum, og det er her i disse porene finner vi olje, gass og vann. Skifer derimot er dannet av leire og har ikke disse porene da leiren er små, flate korn. Skifer er dermed en tett sedimentær bergart som ofte betegnes som en takbergart. Lag av sandstein med olje og gass, som har blitt lagret der i millioner av år, viser at også CO<sub>2</sub> kan lagres i sandsteiner permanent, med leiren som et ugjennomtrengelig tak over.

Geologisk lagring av CO<sub>2</sub> kan skje enten på land eller offshore i områder der det eneste formålet er CO<sub>2</sub>-lagring, eller med hensikt om å forbedre produksjon av olje eller gass fra modne felt (Holloway et al, 2006).

Det er flere teknologiske muligheter for å lagre CO<sub>2</sub> permanent, enten med: «Mineral storage», «CO<sub>2</sub> EOR offshore», «storage in Depleted oil and gas fields», «CO<sub>2</sub> EOR onshore», eller lagring i «Saline aquifers». Noen anses som modne, mens andre teknologityper ligger lenger nede på modenhetsskalaen. Se figur 14 og etterfølgende del-kapitlene for en beskrivelse av status.



Figur 14: Oversikt over TRL status for CO<sub>2</sub> lagringsteknologi.

Alle teknologiene som er vist i Figur 1 – med unntak av «Mineral storage» – har flere felles systemkomponenter for å injisere CO<sub>2</sub> inn i geologiske formasjoner i undergrunnen. Disse komponenter er listet her med en kort beskrivelse av modenhet og potensial for utvikling fremover:

- Pumpe, rørledning, brønnhode, kontrollsystemer: det benyttes standardkomponenter fra olje- og gassindustrien med eventuelt mindre modifikasjoner eller kvalifisering for bruk med CO<sub>2</sub>.
- Havbunnsutstyr: standardkomponenter fra olje- og gassindustrien er brukt, men det finnes en potensiell kostnadsreduksjon ved en forenkling av barriere design for lagring i saline akviferer. Videre modning av helelektrisk kontrollsystemer for olje og gas produksjonsbrønner er også forventet å lede til betydelig kostnadsreduksjon.
- Brønn – det finnes fem kategorier av brønner som er relevant for CO<sub>2</sub>-lagring:
  - Injeksjonsbrønn for CO<sub>2</sub>, boret for formålet.
  - Produksjonsbrønn for saltvann for å avlaste trykkoppbygging i lagringsreservoaret.
  - Overvåkningsbrønn med kun instrumentering boret for formålet.
  - Eksisterende brønner som er åpne og kan gjenbrukes eller stenges.
  - Eksisterende brønner som er stengte. De kan ikke gjenåpnes og representere en risiko for CO<sub>2</sub>-lekkasje til grunnere formasjoner eller overflaten.

Alle disse kategorier må ta hensyn til korrosjon av karbonstålør og nedbrytning av sement for brønnintegritet under eksponering for CO<sub>2</sub>. Bruk av korrosjonsresistent stål er en moden løsning, men er begrenset til kun de mest utsatt deler av en brønn på grunn av kostnaden. Bruk av spesialsement er under stadig utvikling og flere leverandører tilbyr slike produkter på markedet.

- Overvåkingsteknologier skal anvendes til å overvåke CO<sub>2</sub>-en som injiseres og mulige endringer i brønn, reservoar og overliggende sedimenter. Det eksisterer i dag en rekke forskjellige teknologier for CO<sub>2</sub>-overvåking, og disse utvikles videre for å øke nøyaktigheten og redusere kostnader.
- Simulering av CO<sub>2</sub> bevegelse i lageret: Utvikling av mer presise simuleringsmodeller for at operatøren skal kunne bevise forståelse av CO<sub>2</sub> utbredelse i lageret opp mot målte data

### 3.3.1 CO<sub>2</sub>-EOR onshore

TRL nivå 9 i figur 12. Lagring av CO<sub>2</sub> i olje- og gassfelt som er i produksjon eller nærme seg slutten av sin levetid, er nå påvist på en rekke felt i flere land for økt oljeutvinning. For eksempel bruker 13 av de 17 opererende CCS-prosjektene i kommersiell skala allerede CO<sub>2</sub>-EOR (Bui et al., 2018).

Noen av de sentrale problemstillinger som har vært løst gjennom årene har vært i forbindelse med design av felter for å håndtere redusert reservoartrykk, gjenbruk av infrastruktur og håndtering av korrosjon i eksisterende brønner (Sarah Hannis et al., 2017).

I tillegg til moden TRL-status kan CO<sub>2</sub>-EOR beskrives som kommersielt med «Bankable Asset» status i forhold til Commercial Readiness Level (CRI) skala beskrevet i kapittel 3.

### 3.3.2 Offshore CO<sub>2</sub>-EOR

TRL-nivå 5 i figur 14. Onshore CO<sub>2</sub>-EOR er avhengig av et høyt antall CO<sub>2</sub> injeksjonsbrønner og olje-produksjonsbrønner som er plassert med fra noen hundremeters avstand opp til noen få kilometers avstand for å kunne utnytte reservoaret effektivt. Brønnene er utstyrt med materielle som tåler det korrosive miljøet skapt av CO<sub>2</sub> og saltvann eller krever jevnlig vedlikehold.

Disse faktorene knyttet til effektiv utnyttelse av reservoaret og korrosjon har hindret utvikling av CO<sub>2</sub>-EOR til havs (Sweatman et al, 2011) og det finnes ingen kommersielle prosjekter i dag, men noen pilot-forsøk er i gang, for eksempel (US Department of Energy, 2014):

- Lula-feltet i Brazil
- Lower Zakum felt, Abu Dhabi
- Vietnam og Malaysia.

På grunn av disse pilotforsøkene som er underveis er TRL-nivået satt til 5.

### 3.3.3 Saline aquifer offshore

TRL nivå 9 i figur 14. Saltvannformasjoner er blitt brukt til CO<sub>2</sub>-lagring i kommersiell målestokk i over 20 år på Sleipner-feltet i Norge. Andre prosjekter som har kommet etter i industriskala er Snøhvit (Norge), Quest og Aquistore (Canada) og Gorgon (Australia) (Bui et al., 2018).

Når CO<sub>2</sub>-væsken injiseres i en akvifer vil den fortrenge saltvannet som befinner seg i porene i steinen rundt injeksjonsstedet. Fordi CO<sub>2</sub> er lettere enn vann, vil den bre seg utover i en sky som kryper sakte oppover. Det er derfor viktig at det er tette takbergarter over den saline akviferen.

I Norge har Oljedirektoratet (OD) kartlagt den potensielle lagringskapasiteten i flere saline akviferer og resultatet er vist i tabell 3 i gigatonn CO<sub>2</sub> (OD, 2014).

Aquifer	Capacity Gt	Injectivity	Seal	Maturity	Data quality
<b>North Sea aquifers</b>					
Utsira and Skade Formations	15,8	3	2		
Bryne and Sandnes Formations	13,6	2	2/3		
Sognefjord Delta East	4,1	3	2/3		
Statfjord Group East	3,6	2	3		
Gassum Formation	2,9	3	2/3		
Farsund Basin	2,3	2	2/3		
Johansen and Cook Formations	1,8	2	3		
Fiskebank Formation	1	3	3		
<b>Norwegian Sea aquifers</b>					
Garn and Ile Formations	0,4	3	3		
Tilje and Åre Formations	4	2	2/3		
<b>Barents Sea aquifers</b>					
Realgrunnen Subgroup, Bjarmeland Platform	4,8	3	2		
Realgrunnen Subgroup, Hammerfest Basin	2,5	3	2		
<b>Evaluated prospects</b>					
North Sea	0,44				
Norwegian Sea	0,17				
Barents Sea	0,52				
<b>Abandoned fields</b>					
<b>North Sea</b>	3				
<b>Producing Fields_2050</b>					
North Sea 2050	10				
North Sea_Troll aquifer	14				
Norwegian Sea	1,1				
Barents Sea	0,2				

Tabell 3: CO<sub>2</sub> lagringskapasitet i saltvanns-formasjoner på norske sokkel.

### 3.3.4 Depleted oil and gas fields

TRL-nivå 4-7 i figur 14. Lagring av CO<sub>2</sub> i olje- og gassfelt som er ferdig med produksjon, ligner på CO<sub>2</sub>-EOR, men produksjonsbrønnene vil bli plugget og er ikke tilgjengelig for overvåking eller vedlikehold. På tross av sin likhet med CO<sub>2</sub>-EOR har ikke stor-skala lagring foregått på denne måten enda og TRL-nivået er satt til mellom 4 og 7. For å modnes videre vil industrien trenge bedre og mer kostnadseffektiv teknologi for å simulere effekten av CO<sub>2</sub> på eksisterende brønner, overvåke effekten under drift og driver med løpende vedlikehold over flere tiår.

### 3.3.5 Mineral storage

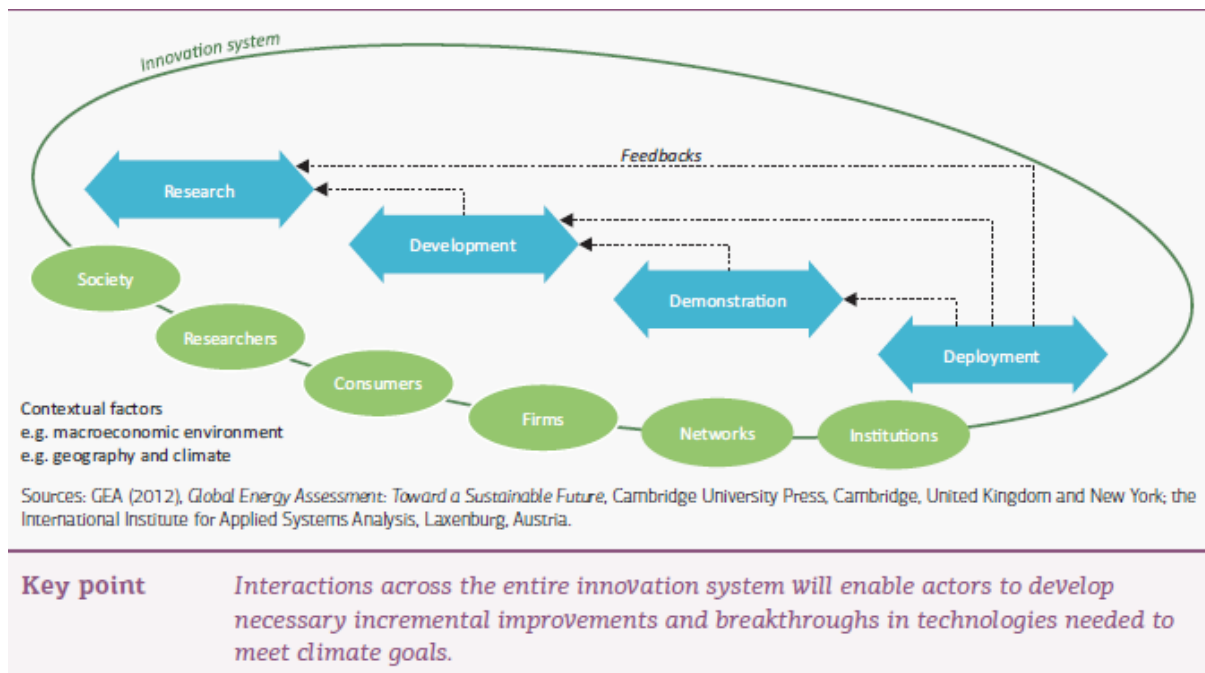
TRL-nivå 3-5 i figur12. I denne metoden reagerer CO<sub>2</sub> med bergarter og mineraler for å danne faste og stabile karbonat-bergarter. Nye pilotprosjekter og laboratoriebaserte kinetikk eksperimenter har avdekket at denne metoden, både *in situ* og *ex situ*, kan være et levedyktig alternativ for lagring på sikt. Lagring på stedet er rettet mot steiner på overflaten eller undergrunnen. *Ex situ*-lagring retter seg mot industrielle biprodukter på overflaten som gruvedrift.

Miljøriskoer inkluderer indusert seismisitet for *in situ*-metoder hvis presset ikke styres riktig, samt potensielle vann- og arealbrukseffekter. Imidlertid er det færre langsiktige bekymringer for CO<sub>2</sub>-lekkasje for mineraliseringsmetoder sammenlignet med saltopplagringsmetoder og derfor potensielt lavere langsiktige overvåkningskostnader. Kostnadene og fordelene ved CO<sub>2</sub>-mineralisering er blitt sammenlignet med kostnadene ved CO<sub>2</sub>-lagring i saltvannsreservoarer (U.S. Geological Survey, 2018) og fortsatt for høy for industriskala utrulling.

## 4 Innovasjonssystemet

Norge har mer enn 20 års erfaring med CO<sub>2</sub>-håndtering, og Europas to eneste prosjekter i drift er norske. Norske myndigheter har over tid satsset målrettet på fangst og lagring av CO<sub>2</sub> og har bygget opp solide fagmiljøer langs hele forsknings- og utviklingskjeden, samt finansiert viktig forskningsinfrastruktur. Norges satsning var i begynnelsen koblet til fossilbransjen, gassutvinning (offshore CO<sub>2</sub>-skatt) og gasskraftverk med lavt CO<sub>2</sub>-fotavtrykk, men er blitt dreiet mer mot fangst fra industrielle kilder og utvikling av lagring fra flere kilder. Norge har også sterke NGO-er som er pådrivere både nasjonalt og internasjonalt for CO<sub>2</sub>-håndtering og satsningen har hatt sterk støtte fra interesseorganisasjoner, arbeidslivsorganisasjoner og et samlet politisk miljø.

Aktørene i det norske «innovasjonssystemet» for CO<sub>2</sub>-håndtering og dynamikken mellom disse vil dra nytte av fullskalaprojektet og fullskalaprojektet vil være nyttig for at deres bidrag til videre utvikling av CO<sub>2</sub>-håndtering. Se figur 15 for IEAs illustrasjon av elementene og sammenhengene i et innovasjonssystem for utvikling av ny teknologi (IEA, 2015).



Figur 15 Innovasjonssystemet - IEA Energy Technology Roadmap (IEA, 2015)

Under følger en beskrivelse av noen utvalgte deler av innovasjonssystemet i Norge som Gassnova har ansvar for eller på ulike måter er engasjert i.

Forskningsprogrammet CLIMIT er delt i to deler der Norges Forskningsråd dekker forskningsbasen og Gassnova dekker piloter/demo fasen. Programmet skal bidra til å utvikle teknologi og løsninger for fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub>. I programplanen for perioden 2017-2022 er «tidlig fullskala CO<sub>2</sub>-verdikjede i Europa» definert som et eget satsingsområde. CLIMIT-programmet kan støtte forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsprosjekter som baserer seg på erfaringer fra fullskala-prosjektet. I programplanen er også «storskala lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sokkel i Nordsjøen» et satsingsområde. CLIMIT kan derfor for eksempel bidra til å utvikle løsninger for økt oljeutvinning og hydrogenproduksjon med CO<sub>2</sub>-lagring, i tillegg til å støtte teknologileverandører og industriaktører med å utvikle nye løsninger for CO<sub>2</sub>-fangst.

Teknologisenteret på Mongstad (TCM) er verdens største teknologisenter for CO<sub>2</sub>-fangst. Flere leverandører har testet sine fangstteknologier der siden senteret åpnet i 2012. Dagens partneravtale går frem til høsten 2020. Dialog pågår i partnerskapet for å videreføre driften. Å utnytte synergier med det norske fullskalaprojektet vil være en uttalt del av TCMs strategi fremover.

Norge har et forskningscenter for miljøvennlig energi (FME) dedikert til fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Norwegian CCS Research Centre (NCCS) startet opp i 2016 og har en varighet på åtte år. NCCS har rundt 30 forsknings- og industripartnere og budsjett på over 400 millioner kroner. SINTEF Energi leder programmet i tett samarbeid med NTNU og UiO. NCCS har klare mål som støtter opp om fullskalaprojektet. Det heter blant annet at «NCCS skal sørge for at vi får til CO<sub>2</sub>-lagring i Nordsjøen» og at «NCCS skal bidra til regjeringens ambisjon om å realisere en fullskala CCS kjede innen 2020». Flere av industriaktørene i fullskalaprojektet er brukerpartnere i programmet. Gassnova har også avtalt roller som gir mulighet å spille inn erfaringene fra fullskalaprojektet.

Et stort antall utviklingsprosjekter i Norge innen CCS er blitt støttet i løpet av de siste 20 årene. Det er et bredt aktørbilde som har vært involvert fra universitet/forskningsinstitutter, teknologiselskaper, tjenesteleverandører og bedrifter som er potensielle sluttbrukere av CCS-teknologi. For å nevne et

eksempel på en spesifikk teknologi/bedrift presenteres her Aker Solution (tidl. Aker Clean Carbon) sin utvikling av væskebaserte CO<sub>2</sub> fangstteknologi som er blitt utviklet fra grunnleggende forskning til å være klar for fullskalarealisering.

CLIMIT-F&U og Demo: «Solvit» er et utviklingsprosjekt ledet av Aker Solution for å utvikle deres miljøvennlige og kostnadseffektive aminteknologi (2008 – 2016). Arbeidet ble utført i tett samarbeid med bl.a. NTNU og Sintef. Prosjektet benyttet Sintefs testfasiliteter på Tiller. Aker utviklet en mobil testenheter (MTU) som er blitt benyttet for å kvalifisere deres teknologi på et stort antall ulike CO<sub>2</sub>-kilder i Norge og andre land.

TCM: Aker ble valgt som kontraktør for å bygge det generiske anlegget for å teste væskebasert fangstteknologi på TCM (2010-2012). Aker Solution sin teknologi var den første som ble testet på dette anlegget (2012 – 2014).

CLIMIT Demo: Norcem Test Center (2015 – 2017). Aker Solution ble valgt som representant for væskebasert fangstteknologi sammen med tre andre teknologer. Dette inngikk i Norcem sitt program for teknologikartlegging av egnet fangstteknologi på sementfabrikker.

Fullskala demonstrasjonsprosjektet: Aker ble valgt som fangstleverandør til Norcem og har levert underlag for FEED (DG3) til Norcem basert på deres bedriftskompetanse og teknologi utviklet med støtte av innovasjonssystemet.

SINTEF Tiller testrigg



Mobil test enhet (MTU)



Technology Center Mongstad (TCM)



Norcem MTU og fullskalaprojekt



Figur 16: Illustrasjoner fra Aker Solution sine utviklingsfaser

### Effekten av fullskalademonstrasjon i innovasjonssystemet.

Grunnleggende forskning blir støttet opp mot 100 % av innovasjonsaktørene, men støtteandelen reduseres når teknologien modnes videre gjennom utviklingsfasen, demonstrasjon og realisering. Kostnadene for utvikling øker også betydelig gjennom disse fasene. For at kommersielle aktører skal kunne forsvare bruk av midler i utviklingsprogram må det være et potensielt marked for teknologien. En fullskalademonstrasjon og tilrettelegging for en videre kommersialisering er på mange måter «drivstoffet» i et innovasjonssystem. Uten en videre kommersiell modning omtalt som CRI (Commercial Readiness Index) vil tilbakekoblingsløyene i innovasjonssystemet stoppe opp, og teknologiutviklingen går glipp av de potensielt store kostnadsreduksjoner som videre kommersielle prosjekter utløser. Denne kostnadsreduksjonen er ofte initierer med stadig tilbakekobling i innovasjonssystemet med målrettet forskning og utvikling for å optimalisere teknologien. I et teknologiområde som CCS med stor grad av markedssvikt, vil aktørene i innovasjonssystemet være enda mer oppmerksom på den positive signaleffekten fullskala demonstrasjon vil medføre.



Det finnes en rekke internasjonale nettverk, programmer og fora hvor det arbeides med fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Olje- og energidepartementet, Gassnova og/eller Forskningsrådet er representert i en rekke av disse. Disse organene spiller en viktig rolle til å bidra til at et internasjonalt fokus og koordinering av forskning, utvikling og demonstrasjon av CCS:

- EraNET-ACT
- Zero Emission Platform (ZEP)
- Strategic Energy Technologies Implementation Plans (SET-planer i EU)
- Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)
- CEM
- Mission innovation
- Global CCS Institute (GCCSI)
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG)
- Samarbeidsavtale (MoU) om CO<sub>2</sub>-håndtering med USA
- North Sea Basin Task Force
- The Carbon Capture & Storage Association (CCSA)
- CO<sub>2</sub> Geological Storage Europe (CO<sub>2</sub> GeoNet)

## 5 Referanser/kilder:

- (IEA WEO 2019): World Energy Outlook, International Energy Agency, 2019
- (IEA CCUS 2019): Transforming Industry through CCUS, 2019.
- (Veikart for prosessindustrien 2016): Norsk Industri - Veikart for prosessindustrien, mai 2016  
<https://www.gronkonkurranseskraft.no/files/2016/10/Norsk-industri-Veikart-for-prosessindustrien-Økt-verdiskaping-med-nullutslipp-i-2050.pdf>
- (ARENA 2014) : Australian Renewable Energy Agency - Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors. Link: Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors
- (McKinsey 2019): Decarbonization of industrial sectors: the next frontier - McKinsey&Company, June 2018
- (CSLF 2019): Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) and Energy Intensive Industries (EII). Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), September 2019
- (Hydrogen Council 2017): <https://hydrogencouncil.com/en/>
- (DNVGL 2019): SYNTESERAPPORT OM PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE, for Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 2019.  
<https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>

- (IEAGHG 2019). Further Assessment of Emerging CO<sub>2</sub> Capture Technologies for the Power Sector and their Potential to Reduce Costs. 2019-09, September 2019. Note: This report is free for IEAGHG member countries <https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2019-09-further-assessment-of-emerging-co2-capture-technologies-for-the-power-sector-and-their-potential-to-reduce-costs>
- (Wood 2018). Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation) UK Carbon Capture Technology. Literature Review. 13333-8820-RP-003 Rev. 2A [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/800680/Literature\\_Review\\_Report\\_Rev\\_2A\\_1.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/800680/Literature_Review_Report_Rev_2A_1.pdf)
- (Bui et al. 2018) Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., ... Mac Dowell, N. (2018). Carbon capture and storage (CCS): the way forward. Energy Environ. Sci., 2018, 11, 1062 (The Royal Society of Chemistry 2018) <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
- Hills, T., Leeson, D., Florin, N., Fennell, P. (2016). Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, progress, and Retrofitting. Environ. Sci. Technol. 2016, 50, 368–377 (American Chemical Society) <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.5b03508>
- (IEAGHG 2013-18): IEAGHG 2013-18 CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure [https://www.ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/2013-18.pdf](https://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-18.pdf)
- (Holloway et al, 2006): Holloway, S., Karimjee, A., Akai, M., Pipatti, R., & Rypdal, K. (2006). Chapter 5 Carbon Dioxide Transport, Injection and Geological Storage. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 32. Retrieved from [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_5\\_Ch5\\_CCS.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_5_Ch5_CCS.pdf)
- (IEAGHG, 2017): IEAGHG. Case Studies of CO<sub>2</sub> Storage in Depleted Oil and Gas Fields, (2017).
- (Sarah Hannis et al., 2017): Sarah Hannis, Jiemin Lu, Andy Chadwick, Sue Hovorka, Karen Kirka, Katherine Romanak, & Jonathan Pearce. (2017). CO<sub>2</sub> storage in depleted or depleting oil and gas fields: What can we learn from existing projects? <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1707>
- (Sweetman et al, 2011): Sweetman, R., Crookshank, S., & Edman, S. (2011). Outlook and technologies for offshore CO<sub>2</sub> EOR/CCS projects. Offshore Technology Conference, Proceedings, 4, 2981–2993. <https://doi.org/10.4043/21984-ms>
- (U.S. Geological Survey, 2018): U.S. Geological Survey. Carbon Dioxide Mineralization Feasibility in the United States, (2018). Retrieved from <https://pubs.usgs.gov/sir/2018/5079/sir20185079.pdf>
- (US Department of Energy, 2014): US Department of Energy. CO<sub>2</sub>-EOR Offshore Resource Assessment, (2014).