

Notat

10.03.2023

Industriell karbonfjerning - potensial, kostnader og mulige virkemidler

Sammendrag

I dette notatet har vi brukt begrepet industriell karbonfjerning om fangst av CO₂ fra omgivelsesluft (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS) og fangst av biogene utslipp (bio-CCS eller BECCS), der CO₂-en lagres permanent i geologiske reservoarer.

De fleste scenarier som når klimamålene forutsetter at disse teknologiene oppskaleres i dette tiåret, slik at kostnadene faller og løsningene tas i bruk i stor skala. Dette forutsetter virkemidler som kompenserer for at teknologien er umoden og veier opp for at karbonfjerning per i dag ikke verdsettes.

Karbonfjerning vil bidra til nasjonale utslippsmål. Karbonfjerning kan bokføres som negative utslipp, og i tillegg vil insentivene kunne gi fossile utslippsreduksjoner. Det er et betydelig CCS-potensial, både i prosessindustrien og ved avfallsforbrenningsanlegg, som ikke utløses av dagens CO₂-priser. Dette skyldes at fremtidige CO₂-priser er for usikre og at utslippskildene også inneholder bio-CO₂.

Norge har stor geologisk lagerkapasitet på kontinentalsokkelen og høy kompetanse på CCS (Carbon Capture and Storage). Basert på innspill fra en rekke aktører har vi kartlagt prosjekter som kan være aktuelle. Industriell karbonfjerning ser ut til å være et middels dyrt klimatiltak, sammenlignet med andre klimatiltak i Miljødirektoratets tiltaksanalyser, som for eksempel Klimakur2030. En viktig barriere for prosjektene er at det per i dag ikke finnes prisinsentiver for negative utslipp som speiler insentivene for å redusere utslipp (kvoteplikt og CO₂-avgift). Det kan argumenteres for at insentivene for karbonfjerning bør være de samme som for å redusere utslipp.

Vi har sett på ulike modeller for støtte til karbonfjerning, der en "omvendt" avgift tilsvarende det de har innført i USA eller "omvendte" auksjoner som nå innføres i Danmark og Sverige, framstår som de mest aktuelle. Forutsigbarhet om framtidige inntekter er avgjørende for at prosjektene skal realiseres. Samtidig bør virkemiddelet innrettes slik at kostnadene for samfunnet ikke blir høyere enn nødvendig.

De potensielle prosjektene for bio-CCS og DACSS vi har kartlagt er svært ulike, både med tanke på teknologimodenhet, størrelse og kostnader. Mange av utslippskildene er relativt små og høye administrative kostnader vil være en barriere. Dette, samt behovet for utslippsreduksjoner før

2030, taler for at en "omvendt" avgift trolig vil være et egnet virkemiddel. Staten kan for eksempel speile CO₂-avgiften med en omvendt avgift på 2000 kroner per tonn (2020-kroner) som aktørene får betalt for hvert tonn som fjernes i en periode på 10 år. Dersom man ønsker å gi sterkere insentiver til DAC-prosjekter kan man ha et høyere nivå for DAC.

En statlig garantert inntekt i 10 år vil gi forutsigbarhet for virksomhetene, være enkel å administrere og legge til rette for en hensiktsmessig prosjektgjennomføring sett fra prosjekteiers ståsted. Den omvendte avgiften bør kunne kombineres med salg i det frivillige karbonmarkedet. Ekstrainntekter fra salg av karbonfjerningskreditter kan legge til rette for at prosjekter med høyere kostnader enn støttenivået også iverksettes.

EU har signalisert at karbonfjerning skal gis insentiver på sikt. Vi antar at en mulighet er å koble industriell karbonfjerning til kvotesystemet. En garantert inntekt fra den norske stat bør kombineres med en avkortning mot fremtidige EU-virkemidler for å unngå overkompensering. Det bør også vurderes hvordan andre ordninger, som Enova, EUs innovasjonsfond og CO₂-kompensasjonsordningen, skal samvirke med et eventuelt nytt nasjonalt virkemiddel for industriell karbonfjerning.

Bakgrunn

I tildelingsbrevet for 2023 fikk Miljødirektoratet i oppdrag å utarbeide et notat som vurderer virkemidler for å utløse industrielle karbonfjerningsprosjekter.

Som underlag for vurderingen har vi innhentet innspill fra aktører som kan være aktuelle prosjekteiere for slike prosjekter i Norge (liste over aktører i vedlegg 1). I tillegg har SINTEF og Vista Analyse gjort en teknisk-økonomisk analyse av to ulike DAC-konsepter og en sammenstilling av relevant litteratur.¹ Dette er sett sammen med Miljødirektoratets klimatilaksanalyse (Miljødirektoratet, 2022) og annen litteratur for å vurdere potensial og kostnadsnivåer for industriell karbonfjerning i Norge. Videre har vi kartlagt virkemidler i andre land som kan brukes som modell for eventuelle norske virkemidler, og sett på politikkutviklingen i EU.

Hva er karbonfjerning?

Karbonfjerning (Carbon Dioxide Removal, CDR) er definert i IPCC AR6 glossary som antropogene aktiviteter som fjerner CO₂ fra atmosfæren og lagrer det varig i geologiske eller terrestriske reservoarer, i havet eller i produkter.² Karbonfjerning blir også noen ganger referert til som "negative utslipp".

¹ <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/mars-2023/direct-air-capture-of-co2>

²Ulike konsepter for karbonfjerning er beskrevet i kap. 12 av IPCC AR6 WG3. Se oversikt i AR 6 kap 12.3 Cross-Chapter Box 8, Figure 1: Carbon Dioxide Removal taxonomy

Karbonfjerning kan knyttes til Parisavtalens målformulering om å oppnå en balanse mellom menneskeskapte utslipp og opptak i andre halvdel av dette århundret. Karbonfjerning er nødvendig for å balansere utslipp det er vanskelig å redusere, for å kompensere for historiske utslipp, og for å bidra med karbon som råstoff til produkter. Alle 1,5 og 2C-scenarier som IPCC har vurdert inneholder flere milliarder tonn med karbonfjerning per år i andre halvdel av dette århundret, og scenarioene som bruker teknologiske løsninger forutsetter at disse teknologiene oppskaleres hurtig i dette tiåret (IPCC, 2022) (Smith, 2023).

Avgrensningene som er lagt til grunn

Vi har avgrenset vurderingene i dette notatet til prosjekter som fanger CO₂ fra bærekraftig biomasse (bio-CCS) eller omgivelsesluft (DACCS) i Norge, og lagrer denne geologisk i et lager med tillatelse etter CO₂-lagringsdirektivet. Videre har vi lagt til grunn at prosjektene som støttes skal ha oppstart før 2030.

EU jobber med å etablere virkemidler og regulatorisk rammeverk for flere typer karbonopptak, inkludert industriell karbonfjerning, og vi går ut fra at dette vil bli satt ut i livet innen 2030. Avgrensningene vi legger til grunn her gjør at vi i mellomtiden trolig kan bruke systemet for måling, rapportering og verifikasjon som nå etableres for CO₂-lager, og reduserer risikoen for at prosjektene kommer i konflikt med framtidige EU-reguleringer.

Bokføring og utslippsforpliktelser

I henhold til FNs klimakonvensjon skal utslipp som fanges, føres i utslippsregnskapet til det landet hvor fangsten finner sted, uavhengig av hvor utslippene lagres. I tabellene som brukes for å rapportere utslippsregnskap til FN kan negative utslipp fra biogene kilder regnes inn. Miljødirektoratets forståelse er at vi også kan bokføre DAC i utslippsregnskapet til FN, men per nå mangler det metoder og erfaring med dette. Det er prosesser på ekspertnivå som på sikt vil kunne forbedre rapporteringssystemet på dette punktet.

Når det gjelder rapportering til EU, fordeles utslippene i dag i tre utslippspilarer: ETS (kvotepliktige utslipp), ESR (innsatsfordelingsforordningen) og LULUCF (skog- og arealbrukssektoren). Hittil har rapporterte ESR-utslipp vært lik totale utslipp utenom LULUCF minus utslipp i EU ETS og CO₂-utslipp fra sivil luftfart. Med denne tilnærmingen vil industriell karbonfjerning bidra til Norges forpliktelser under innsatsfordelingsforordningen.

Det pågår en diskusjon om hvordan negative utslipp skal rapporteres innad i EU. For eksempel argumenterer svenske energimyndigheter for at negative utslipp fra bio-CCS bør bokføres i LULUCF-pilaren. EU-kommisjonen har presisert at dette ikke er avklart, og de skal legge fram et forslag som omfatter bokføring av CDR innen 31. juli 2026. Det er dermed enn så lenge uklart hvordan vi skal bokføre industriell karbonfjerning under avtalen med EU.

Det er et voksende marked blant bedrifter for kjøp av kreditter for å kompensere for egne utslipp og for å oppfylle karbonnøytralitetsmål. Dette frivillige karbonmarkedet (Voluntary Carbon Market, VCM) vil kunne utgjøre en finansieringskilde for prosjekter også i Norge.

Virksomhetene som kjøper karbonfjerningskreditter, vil rapportere dette i sine klimagassregnskap. Virksomhetene rapporterer på egne direkte utslipp (scope 1), indirekte utslipp fra energibruk (scope 2) og utslipp fra resten av verdikjeden (scope 3). Dette systemet er uavhengig av nasjonale utslippsregnskap, som har en geografisk avgrensing. Det at en virksomhet er med å finansiere karbonfjerning gjennom kjøp av VCM-kvoter innebærer dermed ikke dobbelttelling av utslipp, men telling i to ulike systemer. På engelsk brukes begrepene *co-financed* og *co-claimed* for å tydeliggjøre dette.

Potensial og kostnader for industriell karbonfjerning i Norge før 2030

Bio-CCS og DACCS har ulik teknologisk modenhet og potensial, og ulike behov for arealer og kraft.

Bio-CCS kan være en del av et innovasjonsprosjekt, men flere fangstteknologier er modne og tilbys av ulike leverandører. Aktuelle bio-CCS prosjekter er ofte en del av et større CCS-prosjekt hos eksisterende prosessindustri eller avfallsforbrenningsanlegg. Disse prosjektene vil fange både fossil- og bio-CO₂ og mangelen på virkemidler og regulatorisk rammeverk for bio-CCS er en barriere for omstillingen av den eksisterende industrien.

Potensielle prosjekter omfatter også rene bio-CO₂ strømmer fra eksisterende og ny treforedlingsindustri. Flere av de potensielle prosjektene inngår i en klynge hvor ulike utslippskilder kan dele infrastruktur. Potensialene er ofte relativt små, og infrastruktur og logistikk er et viktig kostnadselement.

Bedriftsøkonomisk lønnsomhet kan trolig oppnås fra rundt 1200 kroner per tonn CO₂ for prosjekter på produksjon av biogass og bioetanol og andre konsentrerte CO₂-kilder (Carbon Limits, 2021), 1300-1600 kr/tonn for smelteverk (Prosess21, 2023), og opp til rundt 2000-2500 kroner per tonn CO₂ for mellomstore avfallsforbrenningsanlegg (KAN, 2022).

DACCS på den andre siden er en helt ny, energikrevende næring basert på umoden teknologi. Eventuelle storskala DAC-anlegg før 2030 vil være teknologiutviklingsprosjekter som kan være lønnsomme ved 3500 - 6500 kroner per tonn CO₂ avhengig av teknologi, men med svært stor usikkerhet (SINTEF og Vista Analyse, 2022). Aktører som Miljødirektoratet kjenner til at vurderer eller har vurdert DAC-prosjekter i Norge, er listet i tabellen under.

Muligheter for industriell karbonfjerning i Norge fram mot 2030

Utslippskilder som kan være aktuelle for bio-CCS og noen mulige DAC-prosjekter

Bio-CCS ³	Potensial i 2030 [tonn CO ₂ /år] ⁴		Fossil CO ₂ fra samme kilder ⁵	Indikativt kostnadsnivå ⁶ [kr/tonn CO ₂]
	Lav	Høy		
Biogass	50 000	200 000		1000 - 1500
Treforedling	500 000	700 000		1500 - 2500
Biodrivstoff	0	600 000		1000 - 1500
Avfallsforbrenning	500 000	600 000	300 000	2000 - 2500
Smelteverksindustri	200 000	650 000	800 000	1000 - 2000
Sum	1 250 000	2 750 000	1 100 000	
DACCS				
Carbon Removal	500 000	1 000 000	400 000	3500 – 6500
ClimeWorks⁷	400 000	1 000 000		
Removr	10 000	1 000 000		
Verdorex (Hydro)	10 000	100 000		
Sum	920 000	3 100 000	400 000	

Dette er store og krevende prosjekter og selv om det innføres et virkemiddel for industriell karbonfjerning er det ikke sannsynlig at alle prosjektene som er beskrevet her blir gjennomført før 2030. I tillegg vurderer mange av aktørene vi har vært i kontakt med å fange CO₂ for å lage produkter, heller enn å lagre CO₂-en. Dette henger sammen med at det innføres virkemidler for bruk av CO₂ og man unngår lagringskostnaden. Reguleringer som ReFuelEU Aviation, som setter krav om bruk av e-drivstoff til luftfart, kan utløse disse prosjektene på bekostning av potensialet for industriell karbonfjerning. Det er verdt å merke seg at tiltakskostnaden⁸ for e-drivstoff er mye høyere enn for industriell karbonfjerning, og e-drivstoff innebærer også et svært høyt energiforbruk.⁹

³ Inkluderer ikke Langskipprosjektet, som etter planen vil fange ca. 240 000 tonn bio-CO₂/år.

⁴ Høyt potensial slik det er vurdert her er lavt potensial pluss ny industri og innfasing av høyere andel biokarbon i industrien enn det som brukes i dag.

⁵ Fossil CO₂ som også må fanges fra utslippspunktene ved høyt potensial.

⁶ Bedriftsøkonomisk kostnad

⁷ Miljødirektoratet har ikke hatt kontakt med ClimeWorks i denne prosessen.

⁸ Se eget kapittel om tiltakskostnader.

⁹ Det går med i underkant av 1TWh for å omdanne 100 000 tonn CO₂ fra røykgass til e-metanol. Denne kraften må være uten utslipp av klimagasser fordi e-drivstoff gir større klimagassutslipp enn konvensjonelle fossile drivstoff dersom fornybarandelen er under 86 % (EU, 2019). Merkostnaden kan være i størrelsesorden 7000 kr/tonn CO₂.

Kostnader vs. støttebehov

I våre analyser estimerer vi bedriftsøkonomiske kostnader for ulike prosjekter og angir dem i kr/tonn CO₂. Gitt at alle kostnadselementer er inkludert – og at renta er den samme som bedriftene bruker – kan dette tolkes som karbonprisen som gjør prosjektene lønnsomme for aktørene.

I analysen prises/verdssettes både biogent og fossilt CO₂. Det er gjort kontantstrømanalyser over prosjektets levetid ved 8 % rente, med kraftpriser mellom 0,45 til 0,65 kr/kWh og tariff på 500 kr/tonn CO₂ for transport og lagring.¹⁰ Kostnadstall vi har fått via innspill er basert på tilsvarende metodikk, men kan være basert på andre avkastningskrav og priser.

Kostnadsoverslagene er basert på tidlige studier eller sjablongmessige vurderinger og det vil være betydelige kostnadsforskjeller mellom prosjektene. Kostnadene påvirkes av stedspesifikke utfordringer og muligheter (f.eks. tilgang på energi, tomt, kjølevann, el.) og behovet for transport og logistikk.

Anslagene for bedriftsøkonomisk lønnsomhet representerer ikke nødvendigvis støttenivået som vil realisere prosjektene – av flere grunner:

- For CCS-prosjekter med utslippskilder som inneholder en blanding av fossilt og biogent CO₂ må også kostnaden for fossilandelen dekkes. Et avfallsanlegg med 50 prosent biogene utslipp og kostnad på 2000 kr/tonn, må ha insentiver som kompenserer for at "inntekten" for den fossile andelen (CO₂-prisen) er lavere enn 2000 kr/tonn.
- Kostnadsbrøken er beregnet over prosjektets levetid – typisk 25 år. En støtteordning for en kortere tidsperiode enn dette vil måtte kompensere for avkortningen. Ulike avkastningskrav for staten og aktørene tilsier at et høyere støttebeløp i en kortere periode enn prosjektets levetid kan være gunstig for begge parter.¹¹
- Prosjektene vil kunne gi inntekter som ikke er inkludert i kostnadsanalysen. Eksempler på dette er salg av karbonfjerningskreditter i det frivillige karbonmarkedet (Voluntary Carbon Market, VCM), eller økt verdi på produktene fordi de er produsert uten utslipp. Fremtidig inntektspotensial er usikkert. Det frivillige karbonmarkedet er umodent (og uregulert) og det er vanskelig å forutsi eventuelle merinntekter forbundet med utslippsfrie produkter.

Potensialer og kostnader på lengre sikt

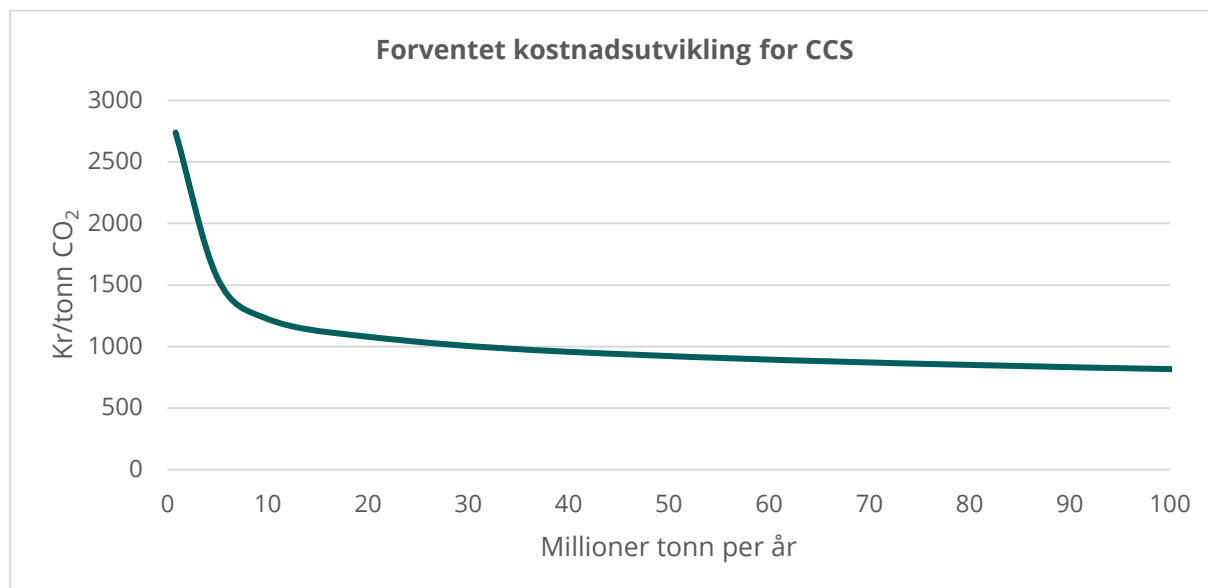
Miljødirektoratet kjenner ikke til noen vurderinger av det totale tekniske potensialet for fangst av bio-CO₂ i Norge. Potensialet begrenses av hvor mye bærekraftig biomasse som kan høstes i Norge og hva den brukes til, men det er også en del import av biomasse til industrien og dette

¹⁰ Vi har lagt til grunn oppstart før 2030

¹¹ For en virksomhet med et avkastningskrav på 12,5 % har en støtte på 2000 kr/tonn i 10 år samme nåverdi som en støtte på 1461 kr/tonn i 25 år. For staten med et avkastningskrav på 4 % er nåverdien av kostnadene ved 2000 kr/tonn i 10 år 29 % lavere enn å gi 1461 kr/tonn i 25 år.

kan øke i framtiden. Det er allikevel trolig en rimelig antagelse at bio-CCS neppe vil kunne utgjøre mer enn noen millioner tonn CO₂ per år i Norge.

Som vist i figuren under er de bedriftsøkonomiske kostnadene for CCS generelt forventet å falle gjennom oppskalering, og dette kan forventes å gjelde også for bio-CCS. Denne forventede kostnadsreduksjonen for CCS som følge av oppskalering er ikke helt ulik kostnadsreduksjonskurvene som har blitt observert for bl.a. el-biler, solceller og vindturbiner. På samme måte vil neppe den tidlige CCS-oppskaleringen skje uten et støttende rammeverk, siden de første prosjektene ikke selv får gevinstene av de positive virkningene de forårsaker.



Figur 1: Fremstilling av gjennomsnittlige forventede bedriftsøkonomiske merkostnader for storskala prosjekter i nordsjøområdet med energigjenvinning og tilgang til havn. Et lager er mye dyrere enn et fangstprosjekt, og full utnyttelse av lageret gir lavere kostnad per tonn. Slike skalaeffekter er hovedårsaken til de forventede kostnadsreduksjonene i de nærmeste årene. I tillegg til skalafordelene er det også forventet noen optimaliseringseffekter, men i liten grad kostnadsreduksjoner ved teknologiutvikling. Dette er en mer langsiktig effekt. Utledet fra (DNV GL, 2019)

På lengre sikt kan DACCS begrenses av tilgjengelig geologisk lagringskapasitet, tilgang på energi og kanskje tilgang på areal. Et anlegg som fanger en million tonn CO₂ per år er på størrelse med et stort kjemisk prosessanlegg og kan ha behov for flere TWh energi. Dersom private virksomheter (eller andre land¹²) vil finansiere DAC-prosjekter i Norge for å nå sine klimamål, kan dette bli en ny kraftkrevende industri, gitt at vi kan konkurrere på pris. Potensialet er imidlertid veldig usikkert og begrenses av tilgang på areal og kraft. SINTEF og Vista Analyse peker i sin

¹² Dersom andre land finansierer DAC-anlegg i Norge for å nå egne klimamål vil ikke Norge kunne føre disse tonnene opp mot egne utslippsforpliktelser.

analyse på at å fange 15 millioner tonn CO₂ per år kan innebære et kraftforbruk på opptil 22 - 63 TWh¹³ og et arealbehov på 6 - 22,5 km² for DAC-anleggene.

Kostnadene for DAC er ventet å falle vesentlig med oppskalering, men det er stor usikkerhet og stor spredning i anslag i de ulike litteraturkildene. De samme skalafordelene som gjelder for CCS generelt gjelder også for DACCS, men en av de store fordelene med DAC-anlegg er at de kan etableres i direkte tilknytning til et CO₂-lager eller en CO₂-hub for å oppnå lave logistikk-kostnader. Flere av de store DAC-aktørene mener at de kan bygge et anlegg på en million tonn CO₂ til rundt 3000 kr/tonn, og operere med langsiktige prismål ned mot 1000 kr/tonn. IEA mener at et stort anlegg i dag bør kunne bygges for mellom 1250 og 3350 kr/tonn, og at kostnadene kan falle til 1000 kr/tonn innen 2030 (IEA, 2022).¹⁴ SINTEF og Vistas analyse er ikke like optimistisk, og påpeker at dette i så fall må innebære lave energikostnader.

Potensialer utenfor Norge som kan benytte lagringsmuligheter på norsk sokkel

Potensialene for fangst av bio-CO₂ i Sverige og Finland er veldig mye større enn i Norge, fordi de har mye skog og treforedlingsindustri. Potensialet i Sverige er vurdert til 20 millioner tonn per år fra eksisterende store punktkilder lokalisert i umiddelbar nærhet til en havn (Statens energimyndighet, 2021). De største punktkildene der er opp mot 2 millioner tonn. Siden Sverige og Finland har begrensede lagringsmuligheter for CO₂, i hvert fall på kort sikt, er det naturlig å se for seg samarbeid om realisering av bio-CCS i stor skala.

Også andre land har volumer av bio-CO₂ det kan bli aktuelt å fange og lagre i Norge, for eksempel fra store avfallsforbrenningsanlegg, eller store kraft- og industrikilder som går helt eller delvis over til biomasse. Flere slike prosjekter har i dag intensjonsavtaler med Northern Lights. Dersom det etableres infrastruktur for effektiv transport av store mengder CO₂ fra Europa til lagringslokaliteter i Norge gjennom rør, vil transport- og lagringskostnaden kunne bli så lav at også DAC-volumer kan bli aktuelle på sikt.

Barrierer mot industriell karbonfjerning

Manglende insentiver og usikkerhet om videre utvikling: Det er ennå ikke etablert noe system verken i Norge eller EU som gir insentiver til industriell karbonfjerning. Mange av prosjektene vi

¹³ Noen av teknologiene kan kjøres uten tilførsel av elektrisk kraft, men vil tilsvarende ha et behov for ca. 40 TWh naturgass.

¹⁴ IEAs metode for kostnadsberegning tilsvarer omtrent Miljødirektoratets metode for bedriftsøkonomiske merkostnader, og er derfor sammenlignbar med tabellen med potensialer og kostnader.

har vurdert vil også fange både fossil og bio-CO₂, og det er insentivene de kan oppnå samlet for disse som er relevant for en investeringsbeslutning.

Aktørene vi har vært i kontakt med er usikre på hvilken verdi utslippsreduksjoner kommer til å ha i framtiden. Noen bruker prisanslag for kvoter i EUs kvotemarked (EU ETS) til 2030 for å vurdere klimatiltak, og noen ser på dagens priser. Andre ser på den varslede CO₂-avgiftsøkningen til 2000 kroner per tonn. Men så vidt vi vet er det ingen som legger til grunn prisbaner etter 2030 som er forenlige med å nå klimamålene.

De fleste avfallsforbrenningsanleggene er i dag ikke-kvotepliktige. De fossile utslippene er i stedet omfattet av forbrenningsavgiften, som foreløpig er lavere enn den generelle CO₂-avgiften. EU-kommisjonen skal innen 2026 vurdere om alle avfallsforbrenningsanlegg skal inn i EU ETS fra 2028.

Kvotesystemet er ikke et perfekt marked som gir en optimal markedspris for CO₂, men et politisk styrt system som virker sammen med flere andre virkemidler på EU-nivå og nasjonalt nivå. Det er risikabelt for aktørene å gjøre tunge investeringer med teknisk levetid på flere tiår under stor prisusikkerhet. Dette forsterkes av usikkerheten rundt hvordan karbonlekkasje vil bli håndtert etter 2030. Det er et uttalt mål å fase ut vederlagsfri tildeling av klimakvoter og CO₂-kompensasjon, og erstatte disse ordningene med en grensejusteringsmekanisme (CBAM), men det er fortsatt uklart hvordan dette vil fungere.

Det er også usikkerhet om hvordan insentivene for karbonfjerning vil bli sammenlignet med virkemidler for bruk av CO₂, da primært som drivstoff. Virkemidler som krav om bruk av e-drivstoff, er sterke virkemidler som kan gi høy betalingsvilje for CO₂, og behov for store volum dersom noen av våre større naboland går i denne retningen. Som nevnt tidligere er det mange aktører som ser dette som en mulighet, heller enn å satse på CCS.

Teknologisk modenhet: DAC er ikke i dag teknologisk modent (TRL9¹⁵). To DAC-konsepter er på TRL8, mens flere andre er små pilotanlegg og ligger på TRL6 og nedover. For bio-CCS er post combustion CCS i dag på TRL9, men det er fortsatt rom for teknologiutvikling på ulike komponenter i systemet og andre fangstteknologier. Støtte til tidlige prosjekter bidrar til teknologisk utvikling og kostnadsreduksjoner for etterfølgende prosjekter. Effektene av slik forskning og utvikling blir en form for fellesgode.

¹⁵ Technology Readiness Level. Det er vanlig å beskrive en teknologi på en skala fra TRL 1 som er en ide på grunnforskningsnivå til TRL9 som er at teknologien er tatt i bruk i industriell skala. Fordi teknologiene normalt ikke kan konkurrere på like vilkår mot etablerte teknologier selv om de er demonstrert en gang i industriell skala har IEA har forlenget skalaen til TRL12 som er at teknologien fungerer effektivt i markedet. Fra TRL10-12 er det optimalisering, teknologispredning, skalaeffekter og learning-by-doing som driver ned kostnaden sammen med fortsatt forskning og utvikling på ulike komponenter i systemet.

Markedsmessig modenhet: Det eksisterer ikke en etablert leverandørindustri eller verdikjeder for produksjon av slike anlegg spesifikt. Kostnadene vil falle vesentlig ved oppskalering, men prosjekteierne for de første prosjektene høster ikke nødvendigvis disse virkningene, som også blir et slags fellesgode. Det er ikke etablert virkemidler for å oppskalere og modne teknologiene gjennom læring og skalaeffekter.

Regulatorisk modenhet og usikkerhet om videre utvikling: Det eksisterer per i dag ikke noe regulatorisk rammeverk for DAC og bio-CCS, hverken i Norge eller i EU. Det er usikkerhet knyttet til hvilke tillatelser som vil være nødvendige, og hvilke krav anlegg vil møte. Det er ikke etablert rutiner eller systemer for måling og rapportering for fangstaktiviteten, men dersom lageret og transportøren er kvotepliktige vil dette trolig indirekte bli dekket der. Noen aktører har også uttrykt at usikkerhet knyttet til framtidige reguleringer for bio-CO₂, og hvilken status det vil ha i EU ETS, er en vesentlig barriere.

Transport av CO₂: Kostnadseffektiviteten for mindre anlegg (under 400 000 tonn) blir vesentlig svekket hvis ikke de kan samordne infrastruktur for transport med andre utslippspunkter. Den gjensidige avhengigheten kan skape koordineringsproblemer, og eventuelt føre til suboptimal utbygging av slik infrastruktur.

Lagring av CO₂: Det er per i dag ikke et fungerende marked for lagring av CO₂, men bare én tilbyder. Det er ingen ledig kapasitet i dette lageret pt., men kapasiteten kan utvides. Tre andre lagre er under utvikling i Norge, og ett i Danmark, som kan bli aktuelt også for norske fangstprosjekter som iverksettes før 2030. Ingen av disse har tatt investeringsbeslutning.

Krafttilgang: Både prosjekter med bio-CCS og DACCS kan ha betydelige behov for kraft. Både nett-tilgang og den samlede krafttilgangen i enkelte regioner kan utgjøre en barriere for industriell karbonfjerning. Mange DACCS-teknologier spesielt er kraftkrevende "greenfield"-anlegg og store prosjekter, som vil påvirke den kraftregionen de eventuelt blir en del av.

Tiltakskostnader beregnet med samfunnsøkonomisk metode

Vi har beregnet tiltakskostnader for karbonfjerningsprosjekter for å kunne sammenlikne industriell karbonfjerning med andre klimatiltak. Tiltakskostnader beregnes som følger:

Netto nåverdi av prissatte samfunnsøkonomiske kostnader for det fysiske klimatiltaket

Summen av totale CO₂ – ekvivalenter redusert

Kostnader og utslippsreduksjoner over hele levetiden til tiltaket regnes med, og det skal brukes en rente på fire prosent.¹⁶

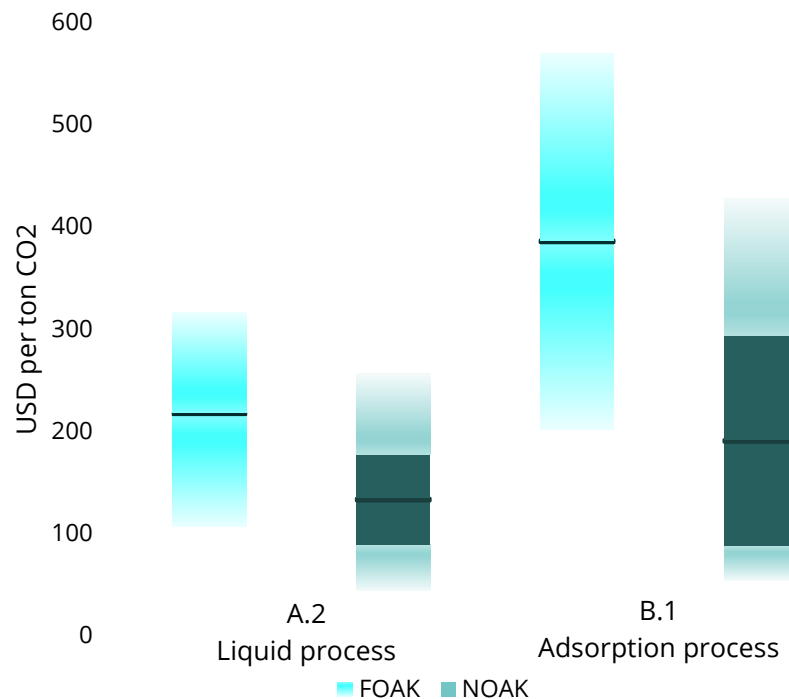
Ikke alle samfunnsøkonomiske virkninger er inkludert i tiltakskostnaden. For det første kan virkemidlene som er nødvendige for å utløse tiltaket gi kostnader for staten i form av administrasjon eller ved at nye støtteordninger må finansieres gjennom økte skatter som gir effektivitetstap i økonomien.¹⁷ På den andre siden kan det å fjerne CO₂ betraktes som en positiv eksternalitet, som innebærer at støtte for å realisere slike tiltak kan gi effektivitetsforbedringer.

Noen vesentlige samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader er vanskelige å kvantifisere eller prissette, for eksempel lærings- og nettverkseffekter som gjør at etterfølgende prosjekter kan gjennomføres til lavere kostnader. Videre kan det være betydelige kostnader knyttet til arealendringer og tap av natur som ikke enkelt kan prissettes og heller ikke er inkludert i tiltakskostnaden. Tiltakskostnaden kan allikevel gi indikasjoner om kostnadseffektiviteten av ulike fysiske klimatiltak.

Den beregnede tiltakskostnaden for DAC-prosjekter ser ut til å ligge mellom 2000 – 4000 kr/tonn CO₂-ekv. avhengig av teknologi, men med stor usikkerhet. I sensitivitetsanalysen fra SINTEF og Vista Analyse går det fram at kostnaden kan ligge mellom 1000 og 6000 kr per tonn for de første anleggene (FOAK), men at kostnadene ventelig vil falle vesentlig som en konsekvens av oppskaleringen (NOAK). Dette er illustrert i figuren under.

¹⁶ For utdyping om metoden, se <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1084/m1084.pdf>

¹⁷ Det skal derfor legges til en skattefinansieringskostnad på 20 prosent.



Figur 2: Tiltakskostnader basert på to ulike fangstkonsepter for tidlige DAC-prosjekter (First of a kind, FOAK) og etter markedsintroduksjon (Nth of a kind, NOAK), med effekt av ulike sensitiviteter. (SINTEF og Vista Analyse, 2022)

Tilsvarende kostnader for bio-CCS ligger mellom 500 – 1500 kr/tonn for de fleste prosjekter. Virkninger som bidrag til teknologiutvikling eller påvirkning på markeder for kraft eller biomasse er ikke med i beregningene.

Til sammenligning ligger tiltakskostnaden ved økt bruk av avansert biodrivstoff på 4000-5000 kr/tonn.¹⁸ For avansert biodrivstoff laget av del-A råstoff er kostnaden ca. 6500 kr/tonn CO₂-ekv., og rundt 7000 kr/tonn CO₂-ekv. for e-drivstoff.¹⁹

Finansdepartementets karbonpris til bruk i samfunnsøkonomiske analyser er lavere enn tiltakskostnaden for avansert biodrivstoff, den er på 2000 kr/tonn (2020-kroner)²⁰ fra 2030 til

¹⁸ Basert på prisanalyse av Argus Consulting fra 1. mars 2023. Nåverdien er beregnet med 4 % diskonteringsrente i tråd med Miljødirektoratet rapport M-1084 (2019) Metodikk for tiltaksanalyser.

¹⁹ I Norge inkluderer avansert biodrivstoff både såkalte A- og B-råstoff. I EU er kun A-råstoff avansert, og EUs virkemidler for biodrivstoff er primært innrettet mot A-råstoff. A-råstoff er et bredt spekter av mer teknologisk umodne råstoff fra rester og avfall mv. som er relativt kostbare å utnytte som biodrivstoff. A-råstoff er generelt forbundet med liten risiko for indirekte arealbruksendringer. B-råstoff er mer modne råstoff, i dag slakteavfall og brukt frityrolje. Dette er råstoff som utnyttet i stor skala i dag og omdannes til biodrivstoff med moden teknologi. Potensialet for videre vekst er begrenset. Miljødirektoratet anbefaler at økt bruk av biodrivstoff skjer med biodrivstoff fremstilt av A-råstoff.

²⁰ 2230,- 2022-kroner (ikke-kvotepliktig sektor).

2053.²¹ I følsomhetsanalyser skal det brukes en høy og en lav prisbane. Den høye prisbanen er på ca. 3000 kr/tonn i 2030 og øker til ca. 11 000 kr/tonn i 2050.²² Denne prisbanen er mer i tråd med modellerte globale CO₂-prisbaner som når klimamålene i Parisavtalen. Tiltakskostnadsanslagene våre kan altså indikere at både bio-CCS-tiltakene og DAC-tiltakene som er vurdert her kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomme med denne prissettingen.²³

Prosjektene kan gi ikke-prissatte nytteeffekter gjennom blant annet teknologiutvikling, teknologispredning og produktivitetsforbedringer. Særlig for DAC-prosjektene er den primære nytteverdien av å utløse prosjektene knyttet til teknologiutvikling og realisering av kostnadsreduksjoner gjennom oppskalering. Andre ikke-prissatte virkninger er påvirkning på markeder for kraft og biomasse.

Eksisterende virkemidler for prosjekter i Norge

Forskning og utvikling dekkes av det eksisterende virkemiddelapparatet for forskning og innovasjon, og prosjekter vil kunne søke bl.a. CLIMIT-programmet om støtte.

Fullskala prosjekter kan søke om støtte gjennom EUs innovasjonsfond eller Enova. Disse virkemidlene er imidlertid innrettet mot teknologiutvikling og demonstrasjon, og ikke større oppskalering av markedsmessig umodne teknologier, der teknologien er utprøvd, men kostnadene fortsatt er høye fordi løsningen ikke er tatt i bruk i markedet i stor skala. Eventuelle DAC-prosjekter kan søke om støtte fra Innovasjonsfondet, men mange bio-CCS prosjekter vil trolig falle utenfor fordi fondet bare kan støtte én iterasjon av hver løsning.

Sverige og Tyskland har drivstoffreguleringer med utslippskrav basert på livsløpsberegninger (LCA). Det vil si at biodrivstoff med lavere livsløpsutslipp bidrar mer til å oppfylle kravene enn biodrivstoff med høyere livsløpsutslipp. Biodrivstoffproduksjon med CCS vil kunne ha negative LCA-utslipp og dermed en høyere verdi i et slikt system.

Prosjekter kan selge kreditter i markedet for frivillige offsets (Voluntary Carbon Market, VCM). Markedet er under utvikling og vi har begrenset informasjon om mulighetene dette markedet vil innebære. Kreditter fra industriell karbonfjerning vil trolig ha høy status da dette er permanent karbonfjerning. Det er derfor rimelig å anta at en del aktører vil ha høy betalingsvillighet for slike "offsets". Samtidig er dette per i dag relativt korte kontrakter som ikke gir aktørene den forutsigbarheten de trenger, og usikkerheten om fremtidige priser er stor.

²¹ [Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

²² 2023-kroner

²³ Skattefinansieringskostnader er ikke medregnet.

Virkemidler under utvikling i EU

EU-kommisjonen har foreslått et rammeverk for sertifisering av karbonfjerning som blant annet inneholder overordnede kvalitetskriterier for karbonfjerning; kvantifisering, addisjonalitet, varighet og bærekraft.²⁴ Miljødirektoratet er med i ekspertgruppen som skal støtte kommisjonen i det videre arbeidet.²⁵

Kravene i rammeverket vil bli sett opp mot annet relevant EU-regelverk for at disse skal være harmonisert. For norske prosjekter kan det bemerkes at:

- Kvantifisering og varighet blir sannsynligvis ivaretatt dersom prosjekter sender CO₂ til et lager med tillatelse etter CO₂-lagringsdirektivet. Miljødirektoratet som forurensningsmyndighet kan eventuelt stille tilleggskrav til et norsk lager.
- Addisjonalitet er trolig ivaretatt siden disse prosjektene vil gå "beyond existing practices and what is required by law"²⁶.
- Krav til bærekraft blir sannsynligvis ivaretatt gjennom etterlevelse av andre reguleringer:
 - Krav knyttet til bærekraften til biomasse blir trolig tilfredsstilt dersom bærekraftskriteriene i fornybardirektivet legges til grunn, og relevante krav i EU ETS etterleves der det er aktuelt.²⁷ Det kan være aktuelt å stille noen krav knyttet til dette i utformingen av et eventuelt norsk virkemiddel, for å redusere risikoen for at prosjekter som støttes ikke senere defineres som ikke bærekraftige i EU.
 - Eventuelle krav om bruk av fornybar kraft blir trolig tilfredsstilt ved bruk av kraft fra nettet i Norge.²⁸ For prosjekter som skal bruke naturgass som energikilde kan det bli reist spørsmål om bærekraft, på samme måte som i arbeidet med EUs taksonomi for grønne investeringer.
 - Krav knyttet til forurensning, naturmangfold o.l. for selve anlegget blir ivaretatt gjennom konsesjonsprosessen etter forurensningsloven og plan- og bygningsloven, men det er noen utfordringer her ved at ikke alle relevante direktiver er implementert i norsk rett.

Kommisjonen vil vurdere hvordan karbonfjerning skal kunne brukes som offsets i EU innen 31. juli 2026, og det er Miljødirektoratets forståelse at det vil omfatte en vurdering av om industriell

²⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7156

²⁵ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/sustainable-carbon-cycles/expert-group-carbon-removals_en

²⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7156

²⁷ Krav til bærekraft og utslippsreduksjoner fra EUs reviderte fornybardirektiv (REDII) er tatt inn i EUs kvoteregulering. Kvotepiktige virksomheter som ønsker å nulltelle CO₂-utslipp fra forbrenning av biomasse til energiformål må dokumentere at biomassen oppfyller relevante kriterier for bærekraft og utslippsreduksjoner. Hvilke av kravene som gjelder seg gjeldende kommer an på biomassens opprinnelse og anleggets historie. For eksempel er anlegg som tok i bruk biomasse før 1. januar 2021 unntatt krav om å bevise krav til utslippsreduksjoner. Det stilles ikke krav til bærekraft for biomasse definert som avfall, med enkelte unntak. Kravene gjelder ikke for biomasse som inngår som en innsatsfaktor i en produksjonsprosess, som for eksempel bruk av biokull i smelteverksindustrien.

²⁸ Dersom naturgass brukes som energikilde, kan kanskje tersklene som ligger til grunn for kraftproduksjon i EUs taksonomi for grønne investeringer brukes som referanse. Dette kan være et punkt for diskusjon i det videre arbeidet med kriteriene.

karbonfjerning med geologisk lagring bør inkluderes i EU ETS fra 2030. Innen samme frist skal kommisjonen også vurdere om alle avfallsforbrenningsanlegg skal inn i EU ETS fra 2028.

EU har etablert et mål om 5 millioner tonn "teknologisk" CDR innen 2030²⁹, og jobber med en CCUS-strategi som skal komme i løpet av 2023.³⁰

Virkemidler i andre land

Sverige har varslet at de vil gjennomføre omvendte auksjoner for bio-CCS med mål om å realisere totalt 1,8 millioner tonn CO₂-fjerning fra BECCS innen 2030. Detaljene i ordningen er slik vi forstår til vurdering mot statsstøtteregelverket nå, og dokumentene er ikke offentlig tilgjengelig i skrivende stund. Energimyndigheten har foreslått å gjennomføre flere runder med auksjoner, og at prosjektene som vinner får støtte til 15 års drift over statsbudsjettet. Støtten vil trolig kunne kombineres med f.eks. støtte fra EUs innovasjonsfond og salg av VCM-kreditter. Det laveste budet vinner fram til målet er nådd eller budsjettrammen er brukt opp. Som beskrevet under potensial, har Sverige en rekke store bio-CCS-prosjekter som kan delta i en slik auksjon, mens potensialet i Norge er mer fragmentert.

Danmark skal gjennomføre en auksjon for å utløse fangst og lagring av 400 000 tonn CO₂ per år CCS før 2030, hvor bio-CCS-prosjekter kan delta. Den totale rammen er maksimalt 16 milliarder DKK. Støttenivået vil avkortes mot eventuelle framtidige støtteordninger i EU for industriell karbonfjerning. Danskene avkorter også mot EU ETS og 90 % av eventuelle VCM-inntekter. Støtteperioden er opp til 20 års drift. Ordningen er godkjent av EU.³¹ Så vidt vi forstår jobber Danmark også med å se på alternativer for å innføre en omvendt avgift for industriell karbonfjerning.

Nederland har en ordning kalt SDE++, hvor bio-CCS-prosjekter kan delta. I første runde ble 13 milliarder euro satt av til en auksjonsløsning hvor prosjekter kunne by på differansekontrakter med opp til 15 års løpetid. Ordningen var innrettet for å få en spredning på forskjellige klima- og energiteknologier. Maksimalt støttenivå i ordningen var på 300 euro per tonn. Støttenivået blir justert med et korrigerende beløp som fastsettes årlig og inkluderer for eksempel verdien av klimakvoter.

Storbritannia har hatt en konkurranse i to deler om midler til CDR-teknologiprojekter. I fase 2 av konkurransen fikk 15 prosjekter i fjor utbetalt £54 millioner for utvikling av CDR-teknologier.

USA har etablert et mål om 4 millioner tonn DACCS innen 2030, og har allokert 3,8 milliarder USD til å etablere fire nasjonale DAC-huber for dette formålet. Prosjekter vil kunne få 50 prosent

²⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/sustainable-carbon-cycles_en

³⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_6424

³¹ [CCS – fangst og lagring af CO2 | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

investeringsstøtte, og de kan i forkant søke om støtte gjennom et eget program for å etablere et pilotanlegg for å kvalifisere teknologien for deltagelse i konkurransen. I tillegg er det innført en rettighetsbasert modell der alle DACCS-prosjekter som har byggestart før 2033 vil få 180 USD per tonn (inflasjonsjustert) i støtte over 12 års drift. Bio-CCS får støtte etter samme løsning, men på nivå med vanlig CCS; 85 USD per tonn ved geologisk lagring og 60 USD ved CCU.³² I tillegg kan prosjektene selge kreditter til Californias system for reduserte utslipp fra drivstoff (California Low Emission Fuel Standard, CLEFS). Et storskala DACCS-prosjekt som er under bygging i Texas er utløst av kombinasjonen av CLEFS, driftstøtten på 180 USD og salg av VCM-kreditter.

Canada har planer om et skattefradrag for investeringer i CCUS-prosjekter, som permanent lagrer CO₂ i et dedikert geologisk lager eller i betong. Fra 2022 til og med 2030 vil skattefradragssatsene bli satt til 60 % for investering i utstyr for å fange CO₂ i DAC-prosjekter, 50 % for investering i utstyr for å fange CO₂ i alle andre CCUS-prosjekter og 37,5 % for investering i utstyr for transport, lagring og bruk. For å oppmuntre næringen til å gå raskt mot lavere utslipp, vil disse satsene reduseres med 50 % for perioden fra 2031 til 2040 (IEA, 2022).

Generelle betraktninger om et mulig norsk virkemiddel

Tids- og ressursbruk knyttet til virkemiddelet påvirker potensialet for industriell karbonfjerning innen 2030. Dersom prosjektene skal kunne bidra til klimamålene for 2030 må de settes i gang nesten umiddelbart. Mange bio-CCS-prosjekter er små, og ikke støttet av store prosjektorganisasjoner som kan bruke veldig mye tid på søknads- eller anbudsprosesser. Et enkelt og forutsigbart system vil gjøre det enklere å koordinere klyngeprosjekter, gjøre det lettere og billigere å finansiere prosjektene, og redusere administrasjonskostnader.

Avkortning bør bygges inn i virkemiddelet. Det er signaler om at karbonfjerning skal gis insentiver i kvotesystemet, men det er for usikkert til at dette kan legges til grunn for investeringsbeslutninger. Virkemiddelet bør inkludere en avkortning ("differansekontrakt") mot eventuelle overlappende virkemidler på EU-nivå. En slik innretning sikrer at staten ikke støtter mer enn nødvendig, samtidig som prosjekteiere har forutsigbarhet.

Virkemiddelet må støtte drift. Den viktigste barrieren for prosjektene er at utslippsreduksjonene de bidrar med ikke gir kostnadsbesparelser eller inntekter, kombinert med at prosjektene har vesentlige driftsutgifter og lang teknisk levetid – de fleste vil ha teknisk levetid ut over 2050.

Garantert støtte fra staten gir lavere finansieringskostnader for prosjektene. Sikre inntekter vil gjøre det både enklere og billigere for aktørene å skaffe nødvendig kapital.

³²<https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2022/08/19102026/carbon-capture-provisions-ira.pdf>

Ulike avkastningskrav taler for en kortere støtteperiode. Mens staten bruker 4 % rente ved vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, har private bedrifter avkastningskrav kanskje rundt 12,5 %, ifølge innspillene vi har fått.³³ Staten verdsetter dermed det langsiktige perspektivet høyere enn bedrifter gjør. For virksomhetene kan et høyere støttebeløp i en kortere periode, f. eks 10 år, være like gunstig som et støttebeløp tilsvarende bedriftsøkonomisk merkostnader over prosjektets levetid på 25 år pluss. For staten vil et høyere støttebeløp over en kortere tidsperiode gi lavere samfunnsøkonomiske kostnader. Med 12,5 % rente vil et støttenivå på 2000 kr/tonn i ti år gi omtrent samme nåverdi for bedriften som 1500 kr/tonn i 25 år, mens for staten er den neddiskonterte kostnaden ved støtten redusert med 30 %.

Prosjekter bør kunne kombinere enkelte virkemidler. Prosjektene er forskjellige, og noen vil være forsknings- og utviklingsprosjekter som også bør kunne få støtte for eksempel gjennom Enova eller Innovasjonsfondet, andre prosjekter er små og kan ha behov for infrastrukturvirkemidler, osv.

Noen aktuelle utrullingsvirkemidler

Det er betydelig usikkerhet i kostnadstallene vi har for de aktuelle prosjektene. Det er også vesentlig usikkerhet knyttet til hvordan ulike aktører verdsetter prosjektene. Noen av prosjektene vil kunne øke verdien på virksomhetenes produkt ved at det blir grønnere, og andre vil kunne selge kreditter i det private VCM-markedet. Noen aktører kan være villige til å ta en større risiko enn andre fordi prosjektene er ansett som strategisk viktige. Dette gjør det krevende å estimere den utløsende effekten av en støtteordning, og samlet støttebehov.

Omvendt avgift (som i USA): Et rettighetsbasert system der aktørene får betalt for hvert tonn som fjernes i en gitt periode. Staten kan for eksempel speile CO₂-avgiften med en negativ avgift på 2000 kr/tonn (2020-kroner)³⁴ i ti år.

Virksomhetene trenger forutsigbarhet. Dette argumenterer for at et fast inflasjonsjustert støttebeløp tilsvarende den amerikanske modellen, kan være hensiktsmessig. Et alternativ er en omvendt avgift direkte knyttet til CO₂-avgiften, der støttebeløpet økes hvis avgiften økes etter 2030. Det er imidlertid usikkert hvor mye ekstra investeringer en slik innretning vil utløse, da ekstraintekten er usikker.

Ordningen gir forutsigbarhet for virksomhetene, reduserer risiko og finansieringskostnader, og legger til rette for en hensiktsmessig prosjektgjennomføring sett fra prosjekteiers ståsted. En rettighetsbasert ordning vil være relativt enkel å administrere, men kan ta noe tid å innføre dersom det skal gjøres gjennom en ny forskrift.

³³ https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf

³⁴ 2230 2022-kroner.

Ulempene med en omvendt avgift er at man ikke vet hvor mange prosjekter man må støtte, men det er trolig et begrenset antall prosjekter som vil være i posisjon til å starte opp før 2030. Ordningen kan eventuelt begrenses gjennom en notifikasjonsfrist og en igangsettingsfrist, eller en budsjetttramme.

Noen prosjekter får muligens mer støtte enn de trenger med en slik modell, mens støttenivået kanskje er i laveste laget for DAC-prosjekter. Dersom man ønsker å sikre at det utløses DAC-prosjekter kunne man eventuelt vurdere å ha et høyere nivå for DAC-prosjekter, slik USA har gjort. Muligheten for å kombinere støtten med støtte fra Innovasjonsfondet eller Enova, og salg av VCM-kreditter, gjør at enkelte dyrere prosjekter trolig også vil utløses.

Den omvendte avgiften kan avkortes mot framtidig insentiv på EU-nivå, for eksempel gjennom kvotesystemet.

Omvendt auksjon (som i Sverige/Danmark/Nederland): En auksjon for å utløse et gitt antatt tonn vil gi forutsigbarhet om antall tonn, og bør i teorien kunne gi mest mulig tonn per krone innenfor et gitt budsjett. Auksjonen kan gjennomføres med en prekvalifiseringsrunde eller andre krav for å sikre at de som vinner har gjennomførbare prosjekter.

En enkelt auksjon med kun pris som kriterium kan gjøre at DAC-prosjekter ikke vil kunne konkurrere. Det er også mulig å gjennomføre separate auksjoner for ulike typer av karbonfjerningsprosjekt, men i Norge er det en sannsynlig utfordring at det er for få aktuelle prosjekter i hver kategori til at det blir en reell konkurranse.

En auksjonsløsning kan gjøre at prosjekter får hastverk med å søke, og bidra til at det blir vanskeligere å gjennomføre prosjekter som har behov for en mer langsom skalering, og det kan være vanskeligere å koordinere klyngeprosjekter. Ordningen vil være mindre forutsigbar for virksomhetene og administrativt krevende.

Den omvendte auksjonen kan avkortes mot framtidig insentiv på EU-nivå, for eksempel gjennom kvotesystemet.

Direkte støtte (Enova/Langskip): Statsstøtteregelverket åpner for å gi støtte til både investering og drift av CCS-prosjekter, på opptil 100 % av merkostnaden. Denne modellen egner seg trolig ikke som et utrullingsvirkemiddel for å utløse mange prosjekter, og støtteordningen må uansett ta mange av hensynene nevnt for omvendt avgift og omvendt auksjon. Ordningene med direkte støtte innebærer høye administrasjonsutgifter.

Krav i CO₂-kompensasjonsordningen: Mange virksomheter som kan gjennomføre bio-CCS er omfattet av CO₂-kompensasjonsordningen, blant annet smelteverk og treforedlingsindustri. Kostnadene knyttet til ordningen for perioden 2021-2030 er ventet å bli rundt 76 milliarder

kroner.³⁵ En rekke land stiller nå krav om at minst 50 % av støttebeløpet skal brukes til klima- og energitiltak for å redusere risikoen for fremtidig karbonlekkasje. Dersom Norge stiller tilsvarende krav, vil dette kunne dekke en vesentlig del av investeringskostnadene for prosjekter tilknyttet disse aktørene. Et krav kan eventuelt kombineres med en omvendt avgift på et lavere nivå.

Sertifikatløsning: Det kan opprettes en sertifikatordning som insentiv for karbonfjerning. Sertifikatene kan være knyttet til mange ting. For eksempel har Norge flere omsetningskrav for biodrivstoff, som sier at en viss andel av alt flytende drivstoff som selges til transport skal være biodrivstoff.³⁶ Kravene innebærer at det vil bli omsatt totalt ca. 700 millioner liter biodrivstoff i transportsektoren i 2023, som tilsvarer en utslippsreduksjon på om lag 1,8 millioner tonn CO₂ i det nasjonale utslippsregnskapet.

En mulighet er å åpne for at deler av omsetningskravene kan oppfylles med sertifikater for karbonfjerning, slik som i California. Omsetterne kan dermed oppfylle omsetningskravet med en mindre andel biodrivstoff. For Norge blir effekten at noe biodrivstoff erstattes med karbonfjerning, som kan gi bedre kostnadseffektivitet.

Tilgrensende virkemidler

Forskning og innovasjonsvirkemidler: Land som Storbritannia, USA og Japan har laget egne innovasjonsvirkemidler for DAC-teknologier, blant annet for å kvalifisere teknologiene for deltagelse i oppskaleringsvirkemidlene. Det kan være aktuelt å gjennomføre en pilot-e utlysning eller tilsvarende for DAC-teknologier også i Norge. Samtidig reduseres behovet for et spisset nasjonalt virkemiddel gjennom teknologimodningsprogrammene andre steder. Et alternativ er at det presiseres for aktørene i virkemiddelapparatet for forskning og innovasjon hvordan de skal verdsette karbonfjerning når de vurderer nytten og forretningspotensialet for slike prosjekter.

Forprosjektstøtte: Det er kort tid igjen til 2030, og for å bidra til raskere gjennomføring av prosjekter kan det vurderes å utvide eksisterende støtteordninger slik at de i større grad enn i dag gir støtte til forprosjekter. Slik kan prosjektene modnes parallelt med at nye virkemidler utredes, notifiseres og etableres.

³⁵ Gitt et kvoteprisgulv på 200 kr/tonn. Estimater er avhengig av fremtidige kvotepriser og dermed usikkert.

³⁶ Kravene er gitt i Produktforskriften kapittel 3. Omsetningskravet i veitrafikk er fra 1.1.2023 på 17 prosent, hvor minst 12,5 prosent må være avansert biodrivstoff. 1. januar 2023 ble det innført et omsetningskrav om avansert biodrivstoff for ikke-veigående maskiner ("andre formål") på 10 prosent. I 2020 ble det innført et eget omsetningskrav til avansert biodrivstoff i luftfart på 0,5 prosent. Dette kravet er foreslått økt til 2 prosent fra 1. juli 2023. Et omsetningskrav for avansert biodrivstoff til sjøfart er på høring fram til 20. mars 2023. Kravet er foreslått til 4 prosent fra 1. juli 2023, med en økning til 6 prosent fra 2024.

Infrastrukturvirkemidler: Det bør utredes virkemidler som kan overkomme barrierene knyttet til transport og lagring. Flere aktører har pekt på dette som et av de mest vesentlige problemene de ser i dag.

Oppsummerende vurdering av virkemiddel

Det vil være behov for driftsstøtte så lenge negative utslipp ikke verdsettes gjennom andre virkemidler. Vi vurderer at en "omvendt" avgift tilsvarende det de har innført i USA eller "omvendte" auksjoner som nå innføres i Danmark og Sverige, framstår som de mest aktuelle.

En viktig barriere for prosjektene er at det per i dag ikke finnes prisinsentiver for negative utslipp som speiler insentivene for utslipp (kvoteplikt og CO₂-avgift). Det kan argumenteres for at negative utslipp bør belønnes like mye som utslippsreduksjoner.

De potensielle prosjektene for bio-CCS og DACSS vi har kartlagt er svært ulike, både med tanke på teknologimodenhet, størrelse og kostnader. Prosjektene er også ulike med tanke på framtidige inntekter, som salg av utslippsfrie produkter eller inntekter fra det frivillige karbonmarkedet.

Mange av utslippskildene er relativt små. Mindre utslippskilder, for eksempler fra biodrivstoffproduksjon, kan ha lave fangstkostnader, men høye transport- og lagringskostnader. For mindre aktører kan administrative kostnader og mangel på ressurser til å gjennomføre prosjektet være en betydelig barriere. Prosjektene er også på ulikt modningsnivå, og prosjekter som i dag er i tidlig fase må ha en viss grad av sikkerhet rundt virkemidlene noen år framover.

Et auksjonsbasert støttesystem innebærer betydelige administrative kostnader og er best egnet for relativt like aktører. En omvendt avgift kan innføres relativt raskt og vil kunne treffe bredt. En statlig garantert inntekt i for eksempel 10 år vil gi forutsigbarhet for virksomhetene og være enkel å administrere. Den omvendte avgiften bør kunne kombineres med salg i det frivillige karbonmarkedet for å legge til rette for at prosjekter med høyere kostnader også iverksettes.

EU har signalisert at karbonfjerning på sikt skal gis insentiver, for eksempel gjennom kvotesystemet. Usikkerheten om hva som kommer er for stor til at dette verdsettes av aktørene. En garantert inntekt fra den norske stat bør kombineres med en avkortning mot fremtidige EU-virkemidler for å unngå overkompensering. Det bør også vurderes hvordan andre ordninger, som Enova, EUs innovasjonsfond og CO₂-kompensasjonsordningen, skal samvirke med et eventuelt nytt nasjonalt virkemiddel for industriell karbonfjerning.

Offentlige finansieringskostnader vil avhenge av valg av virkemiddel. En auksjon kan innrettes slik at total støtte er forutsigbar, mens utbetalinger med en omvendt avgift vil avhenge av hvor mange prosjekter som blir realisert. Støtte vil også avhenge av om det kommer andre virkemidler som utløser avkortning. For eksempel vil den offentlige finansieringskostnaden av en omvendt

avgift på 2000 kr/tonn (2020-kroner) være 2 milliarder 2020-kr før avkortninger i 2030 dersom prosjekter tilsvarende 1 million tonn CO₂ per år utløses innen da.

Den blir krevende å nå nasjonale utslippsmål, og alternativet til industriell karbonfjerning er trolig økt bruk av biodrivstoff og eventuelt e-drivstoff. Den offentlige finansieringskostnaden av en omvendt avgift på 2000 kr/tonn kan derfor sammenlignes med provenyeffekten av omsetningskrav for biodrivstoff, der provenytapet ved redusert innbetaling av CO₂-avgift følger avgiftsnivået, som etter opptrappingsplanen vil være 2000 kroner i 2030 (2020-kroner).

Kilder:

- Carbon Limits. (2021). *Biogassproduksjon med CCS i Norge*.
- DNV GL. (2019). *Potential for reduced cost for carbon capture*.
- EU. (2019). *Identification and analysis of promising carbon capture and utilisation technologies, including their regulatory aspects*.
- IEA. (2022). *Direct Air Capture - A key technology for net zero*.
- IPCC. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*.
- KAN. (2022). *Håndbok - CCS på avfallsforbrenningsanlegg*. KAN - Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge.
- Miljødirektoratet. (2022). *Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning*.
- Prosess21. (2023). *En kartlegging av muligheter for karbonfangst ved verkene som produserer aluminium, ferrolegeringer og manganlegeringer*.
- SINTEF og Vista Analyse. (2019). *Kostnader ved karbonfangst og lagring*.
- SINTEF og Vista Analyse. (2022). *Direct Air Capture - a review*.
- Smith, S. M. (2023). *The State of Carbon Dioxide Removal - 1st Edition*. Available at: <https://www.stateofcdr.org>.
- Statens energimyndighet. (2021). *ER 2021:31 Första, andra, tredje...Förslag på utformning av ett stödsystem för bio-CCS*.

Vedlegg 1: Aktører som har blitt kontaktet for innspill

Carbon Removal
Removr
Hydro (Verdox)
GreenCap Solutions
Elkem
Wacker
Finnfjord
Eramet
Ferroglobe
Norske skog
Borregaard
Greve biogass
Biokraft
Renevo
VEAS
Biozin
Shell
ST1
Silva Green Fuel
Equinor
Inherit Carbon Solutions
KAN
Prosess21
Borg CO2
Eidsiva Bioenergi
Treklyngen