

Vedlegg 1: Grønn omstilling i industrien (2024)

Innhold

Innledning.....	2
Produksjon av primæraluminium.....	3
Produksjon av silisiumprodukter.....	14
Produksjon av manganlegeringer.....	21
Annen metallurgisk industri	27
Produksjon av sement og kalk.....	29
Treforedling.....	34
Produksjon av mineralgjødsel	42
Petrokjemisk industri	47
Oljeraffinering	55
Stasjonær forbrenning	60
Avfallsforbrenning.....	63
Fangst og lagring av CO ₂ fra omgivelsesluft (DACCS).....	66

Innledning

Miljødirektoratet ga høsten 2022 ut rapporten *Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning*.¹ I dette vedlegget finner dere en oppdatering av dette underlaget for industri, avfallsforbrenning og fangst og lagring av CO₂ fra luft (DAC), som en strukturert gjennomgang av alle tiltak i de ulike sektorene, og en vurdering av tiltakspotensialet i stasjonær forbrenning av standardbrensel for øvrig.

Miljødirektoratet har høsten 2023 intervjuet de fleste virksomhetene med større utslippspunkter for å oppdatere tiltaksanalysen mot 2050. Virksomhetene har jobbet med å kartlegge hvilke muligheter de har for å kutte utslippene sine ned mot null, og gått videre med teknologiutviklingsprosjekter og mulighetsstudier for de løsningene de vurderer som de mest kostnadseffektive for sine anlegg. Tiltakene i denne analysen er i hovedsak basert på disse intervjuene. Enkelte prosjektløp er skjøvet ut i tid sammenliknet med gjennomgangen i 2022, ofte basert på forventninger om for svake virkemidler på kort sikt, manglende infrastruktur for transport og lagring av CO₂ og krafttilgang.

Det er noen store oppdateringer siden forrige gjennomgang: De største forskjellene er i produksjon av aluminium, som nå inneholder fire ulike hovedspor mot klimanøytralitet. Basert på pilotprosjekter og ulike studier har også smelteverksindustrien (produksjon av silisium og mangan) kommet fram til at de mest sannsynlig kan dekke behovene for både kraft og varme til karbonfangst og lagring med energigjenvinning, som reduserer kraftbehovet. Vi har også lagt inn et stort nytt tiltak i sektoren oljeraffinering.

¹ Miljødirektoratet 2022, [Grønn omstilling: klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning](#)

Produksjon av primæraluminium

Aluminium er et lett og formbart materiale som blir brukt blant annet i transportmidler, bygninger, emballasje, ledninger og kabler. I 2022 ble det produsert 69 millioner tonn primæraluminium globalt, hvorav cirka 2 prosent i Norge. Direkte utslipp fra primærproduksjon (elektrolysen og anodeproduksjon) var rundt 170 millioner tonn CO₂-ekv., og totale direkte og indirekte utslipp fra hele aluminiumsindustriens verdikjede var 1,1 milliard tonn CO₂-ekv.²

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Aluminium produseres i dag ved en elektrolyseprosess kalt Hall-Héroult-prosessen. Karbonanoder forbrukes i prosessen og forårsaker cirka 89 prosent av utslippene ved de norske verkene. PFK-gasser som dannes ved bluss i elektrolysen står for cirka 6 prosent, og stasjonær forbrenning bidrar cirka 5 prosent. Utslipp fra stasjonær forbrenning er i hovedsak knyttet til drift av støperier og produksjon av anoder.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

I Norge er det syv anlegg som produserer primæraluminium. I tillegg kommer anlegg for produksjon av anoder til aluminiumsproduksjonen og anlegg for bearbeiding av aluminium i tilknytning til disse anleggene. De kvotepliktige utslippene av klimagasser fra aluminiumsproduksjon var på cirka 2,5 millioner tonn CO₂-ekv. i 2022.

Prosessen er energikrevende og elektrisitetsforbruket ved de norske verkene ligger mellom 13 og 18 MWh per tonn aluminium (primærmessing), med et gjennomsnitt på cirka 14,5. Det laveste spesifikke energiforbruket er ved Hydro Karmøys pilotanlegg HAL4e, med litt over 12 MWh per tonn.

Andre utslipp til luft

- 1643 tonn SO₂
- 905 tonn NO_x
- 475 tonn fluorider
- 30 tonn PAH_{US EPA}
- 852 tonn støv

² International Aluminium Institute, 2023

Tabell 1. Kvotepfiktige utslipp av klimagasser, elektrisitetsforbruk og produksjon i aluminiumsindustrien

Anlegg	CO ₂ [tonn]	PFK [tonn CO ₂ -ekv.]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Alcoa Norway Mosjøen	409 523	13 887	Elektrolysemetall	200 633	2 895 513
Alcoa Norway Lista	145 031	7 370	Aluminium	81 937	1 514 807
Hydro Aluminium Karmøy	357 379	25 015	Elektrolysemetall	248 106	3 227 368
Hydro Aluminium Sunndal	658 231	14 035	Elektrolysemetall	425 821	6 146 889
Hydro Husnes	274 365	24 200	Elektrolysemetall	186 364	2 779 619
Hydro Aluminium Høyanger	106 863	2 102	Elektrolysemetall	66 828	968 388
Hydro Aluminium Årdal Karbon	104 634	-	Anoder	211 340	40 085
Hydro Aluminium Årdal Metallverk	310 599	36 606	Aluminium	215 708	3 485 000
Sum	2 366 625	123 215			21 057 669

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp i verdikjeden

Aluminium produseres fra den sedimentære bergarten bauksitt. Gruvedriften for å ta ut bauksitt medfører at skog og jord må fjernes, ettersom bauksitten som regel finnes i lag nær overflaten. Gruvedriften medfører støv, kan forurense vannkilder, gi tap av skog og vegetasjon, jord og artsmangfold.

Bauksitten raffineres videre til alumina med Bayer-prosessen. Dette skjer ofte i tilknytning til gruvene. Prosessen krever varme og damp, og per i dag brukes hovedsakelig fossile energikilder. Det forskes imidlertid på bruk av alternative energikilder for bruk i denne prosessen, som hydrogen og konsentrert termisk sol (IEA, 2021). Hydro har inngått et samarbeidsprosjekt for å bygge fornybar energi som skal dekke behovet ved deres bauksittgruve Paragominas og deler av energibehovet ved aluminaraffineriet Alunorte i Brasil.³

Utslipp i den globale aluminiumsverdikjeden er estimert i tabellen under. Sammenliknet med det globale bildet har de norske verkene relativt lave direkte utslipp, og lave indirekte utslipp fra energiproduksjon. Alumina som brukes i Norge må fraktes lange strekninger på skip. Støperier, videreforedling og resirkulering har forholdsvis lave utslipp.

³ Norsk Hydro ASA, 2022

Tabell 2. Direkte og indirekte utslipp fra den globale aluminiumsverdikjeden (millioner tonn CO₂-ekv.)⁴

	Mining	Refining	Anode Production	Electrolysis	Casting	Recycling	Semis Production	Internal Scrap Rmelting	Al
Electricity - Indirect	0,3	22	2	116	2	4	14	3	663
Perfluorocarbon (PFC) - Direct	0	0	0	52	0	0	0	0	52
Process (CO ₂) - Direct	0	0	8	108	0	0	0	0	111
Ancillary Materials – Indirect	0	30	45	5	0	0	0	0	80
Thermal Energy – Direct/Indirect	2,6	114	6	0	4	19	22	9	177
Transport - Indirect	0	16	0	13	0	0	0	0	29
Total – Cradel to Gate	2,9	183	60	789	7	23	36	11	1 112

Marked og etterspørsel

Globalt har produksjonen av aluminium økt med cirka 3 prosent årlig de siste årene, og cirka 115 prosent totalt siden 2005. Etterspørselen er forventet å øke framover i takt med befolkningsvekst, økonomisk vekst og energiomstilling. Etterspørselen etter aluminiumsprodukter ventes å øke 47 prosent i Europa og 70 prosent globalt fram til 2050.⁵

Noe av denne produksjonsveksten kan komme i Norge. Den viktigste rammebetingelsen for aluminiumsproduksjon er krafttilgang og -kostnad, samt de samlede effektene av klimapolitikken og håndtering av karbonlekkasje.

Sirkulær økonomi

Gjenvinning av aluminium og høyere produksjon av sekunderaluminium er vesentlig for å redusere utslipp i verdikjeden for aluminium (IEA, Aluminium, 2021). Hydro har et mål om å resirkulere

⁴ International Aluminium Institute, 2023

⁵ Basert på tall fra International Aluminium Institute og Hydro.

100 000 tonn aluminiumskrap per år ved de norske smelteverkene innen 2025. Alcoa Mosjøen bygde i 2021 en ny ovn for omsmelting av skrap, med kapasitet på 23 000 tonn.

Aluminium er velegnet for resirkulering, og gjenvinningsgraden i Europa er cirka 75 prosent. Resirkuleringsprosessen krever cirka 95 prosent mindre kraft enn primærproduksjon, i tillegg unngås utslipp fra produksjon av alumina og fra elektrolyseprosessen. Det er ikke all aluminium som er egnet for resirkulering, og noen kvaliteter krever innblanding av ny aluminium. Bedre innsamling og sortering av innsamlet metall og nye metallraffineringsprosesser kan bidra til å redusere kvalitetstap i resirkuleringen (Prosess21, 2021).

Mer effektiv produksjon av aluminiumsdeler som minimerer materialtap vil også bidra til å redusere utslippene fra verdikjeden. Dette kan for eksempel gjøres ved 3D-printing for enkelte typer produkter. Denne teknologien er vurdert å være på et modenhetsnivå som tilsvarer kommersiell produksjon, men med behov for forbedringer, TRL 9 (IEA, 2021).

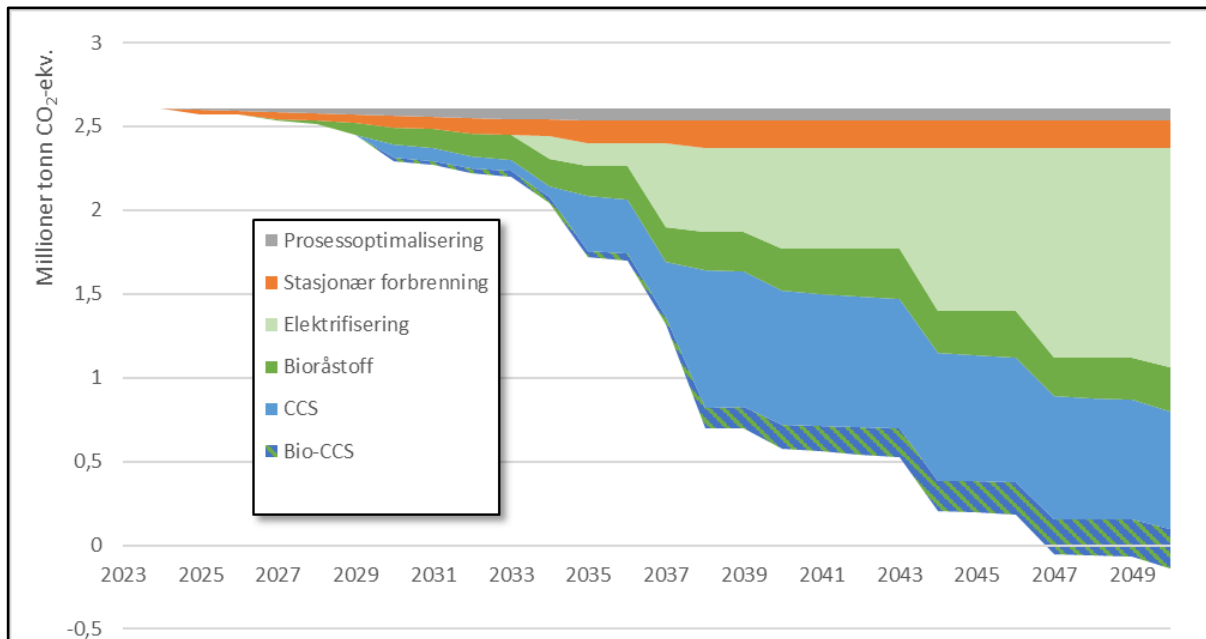
Sterkere politikk for materialeffektivitet, gjenvinnbarhet, gjenbruk og økt levetid kan gi aluminium nye bruksområder. For eksempel har forskningsprosjektet DARE2C bygget en demonstrasjonskonstruksjon hvor aluminium er brukt som armering i en betongbro. Aluminiumarmering kan gi slankere og lettere konstruksjoner med svært lang teknisk levetid (TEKNA, 2023).

Klimaløsninger

Aluminiumsindustrien jobber med driftsforbedringer for å redusere utslippene, men har i dag ingen teknologisk modne klimatiltak for å realisere større kutt i utslippene fra kjerneprosessen. Aktørene oppgir at de er i gang med flere omfattende teknologiutviklingsløp, men at det kan bli krevende å industrialisere disse hurtig nok til at de kan rulles ut i et 2035-40 tidsperspektiv. Disse nye prosessene er inkludert i tiltakskategorien *106 direkte og indirekte elektrifisering av industriprosesser*.

Aluminiumsverk har svært lang teknisk levetid, og de eksisterende verkene i Norge er i hovedsak relativt nye etter overgangen til prebake-teknologi. Teknologier som inerte anoder og kloridelektrolyse vil innebære store ombygginger eller helt nye verk, mens karbonfangst og innblanding av biokarbon i anoder kan gjøres ved dagens verk, med relativt sett mindre modifikasjoner og investeringer. Verken karbonfangst med aluminiumsverk eller biokarbon i anoder er teknologisk modent, og kostnadene er ukjent for oss.

Mot 2050 kan man derfor se at flere ulike løsninger tas i bruk i parallell i denne industrien. I figuren under er en slik mulig sammensetting av tiltak vist.



Figur 1. Innfasing av tiltak i aluminiumsindustrien mot 2050.

Inerte anoder

Inerte anoder er anoder som ikke forbrukes i prosessen og gir utslipp av O₂ istedenfor CO₂. Siden karbon ikke inngår i prosessen, elimineres også utslippene av PFK. I tillegg vil en overgang til inerte anoder kutte utslipp fra produksjon av fossile anoder, som da blir overflødig. Energien i karbonanodene inngår i den kjemiske reaksjonen ved de konvensjonelle anleggene, og bruk av inerte anoder vil derfor føre til høyere kraftforbruk.

Aluminiumsindustrien har jobbet med slik teknologi i mange tiår uten hell, og IEA vurderer den til å være på TRL 7 i dag, altså på demonstrasjonsanlegg nivå. Elysis-prosjektet, som eies av blant annet Rio Tinto og Alcoa, har et mål om å lage inerte anoder som kan benyttes i ombygde eksisterende anlegg før 2030.

Potensial mot 2035

Vi har lagt inn som potensial i basis at det kan være aktuelt å bygge ett slikt anlegg i Norge i perioden 2030–2035. Alcoa Lista er det siste verket i Norge med Søderberg-teknologi, og nærmer seg slutten av sin tekniske levetid. Alcoa vurderer å bygge om anlegget til inerte anoder. Det vil i så fall bli et av verdens første anlegg med inerte anoder, og være å regne som et teknologidemonstrasjonsprosjekt. I vurderingen av utslippsreduksjonspotensial i 2030–35 har vi lagt inn 140 000 tonn CO₂-ekv.

Aluminium 1 – Demonstrasjon av inerte anoder	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	140 000
El-forbruk (TWh)	0,04
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • krafttilgang

Potensial mot 2050

Dersom denne teknologien viser seg å fungere godt i industriell skala kan alle klimagassutslippene fra elektrolyse av aluminium i prinsippet elimineres. Alcoa har som målsetning å bygge om alle sine verk til denne teknologien på lang sikt. Alcoa Mosjøen kan derfor bli aktuell senere, og er lagt inn i analysen i perioden mellom 2035 og 2040. Inerte anoder kan også bli tilgjengelig for andre verk i denne tidsperioden.

Ressursbruk

Elektrolyse med inerte anoder vil medføre en økning i elektrisitetsforbruket på 10 til 30 prosent per tonn aluminium ut fra hvor effektiv dagens produksjon som anlegget erstatter er. Vi har forutsatt at inerte anoder vil ha behov for mellom 15 og 20 MWh per tonn aluminium. Det er usikkert om tiltaket i tidsperioden 2030 til 2035 vil føre til vesentlig økt kraftforbruk, siden det eksisterende anlegget har høyere spesifikt energiforbruk enn typiske moderne verk.

Dersom man skulle produsere aluminium tilsvarende dagens totale norske produksjon ved elektrolyse med inerte anoder, kan det medføre en økning i elektrisitetsforbruket på i størrelsesorden 3 til 5 TWh.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke tilstrekkelig tallgrunnlag til å kunne estimere tiltakskostnad. Å konvertere dagens teknologi til ny inert teknologi krever betydelige endringer av dagens celledesign og dette vil sannsynligvis innebære investeringer på høyde med nye verk med Hall-Hérault teknologi, mens et tidlig teknologiprojekt sannsynligvis vil være vesentlig dyrere enn dette igjen. I drift øker kraftkostnadene, mens utgifter knyttet til karbonanodene blir borte (Prosess21, 2020).

Andre virkninger

Tiltaket vil redusere utslippet av svovel med 60 tonn, NO_x med 40 tonn, PAH₁₆ med 17,5 tonn, og støv med 60 tonn.

Vi har lite informasjon om andre virkninger ved bruk av inerte anoder, men vi kjenner ikke til at det vil være utslipp av annen forurensning ved bruk av denne teknologien. Miljødirektoratet har ingen informasjon om utslipp og ressursbruk i produksjonen av inerte anoder, eller med hvilke intervaller de må skiftes ut.

Kloridelektrolyse med karbonlooping

Elektrolyse av aluminiumklorid (AlCl_3) er en helt annen prosess enn dagens elektrolyse av aluminiumoksid. Det er forsket på denne prosessen siden 1960-tallet, og det ble da bygget et industrielt demonstrasjonsanlegg som senere ble avviklet. Konseptet har fått ny aktualitet som en mulig klimaløsning.

Aluminiumklorid produseres fra alumina ved bruk karbon og klor (karboklorering), og spaltes til flytende aluminium på en grafittkatode og til klogass på en grafittanode i en saltsmelte. Verken anode eller katode forbrukes under elektrolysen. Klogassen resirkuleres til produksjon av aluminiumklorid. Prosessen har lavere energiforbruk enn dagens elektrolyse, høyere produktivitet og trenger mindre plass.

Produksjonen danner som dagens prosess CO_2 , men i en ren strøm. Ved bruk av CO -gass som karbonkilde er det mulig å resirkulere CO_2 ved å redusere den tilbake til CO , som kan gjenbrukes inn i karbokloreringsprosessen. En slik resirkulering vil kreve tilførsel av energi i form av hydrogen eller strøm til elektrolytisk reduksjon. Å sende CO_2 til lager kan også være et alternativ (Prosess21, 2020).

Potensial

Hydro har satt som mål å bygge en industriell pilot innen 2030. I denne analysen har vi lagt inn et demonstrasjonsanlegg med 50 000 tonn produksjonskapasitet i 2030 i økt ambisjon, som tilsvarer en utslippsreduksjon på cirka 80 000 tonn CO_2 sammenliknet med konvensjonell teknologi.

For at dette skal være en utslippsreduksjon i denne sammenhengen må produksjonen fra demonstrasjonsanlegget komme til erstatning for konvensjonell produksjon. Vi har lagt til grunn at dette ikke er tilfelle for demonstrasjonsanlegget.

Aluminium 2 – Demonstrasjon av kloridelektrolyse med karbonlooping	
Potensial i 2035 (tonn CO_2 -ekv.)	0 (80 000)
El-forbruk (TWh)	0,8
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • krafttilgang

Potensial mot 2050

Dersom denne teknologien viser seg å fungere godt i industriell skala kan alle klimagassutslippene fra elektrolyse av aluminium i prinsippet elimineres. Teknologien er imidlertid så forskjellig fra eksisterende verk at ombygging ikke er et alternativ. I potensialet mot 2050 har vi lagt til grunn at noe av produksjonskapasiteten erstattes med slik teknologi fra 2040–50.

Ressursbruk

Samlet for produksjon av aluminium ved denne typen prosess vil elektrisitetsforbruket være mellom 10 og 20 prosent høyere enn ved dagens produksjon, ettersom resirkuleringen av CO er energikrevende. Hvis vi antar at et industrielt demonstrasjonsanlegg har en produksjonskapasitet på 50 000 tonn aluminium i året, så kan det innebære et strømforbruk på rundt 0,8 TWh. Dette er svært usikkert.

Dersom man skulle produsere aluminium tilsvarende dagens totale norske produksjon ved elektrolyse kloridelektrolyse med karbon-looping, kan det medføre en økning i elektrisitetsforbruket i størrelsesorden 3 TWh.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å vurdere kostnadene ved tiltaket.

Andre virkninger

Vi har lite informasjon om andre virkninger, men vi kjenner ikke til at det vil være utslipp av annen forurensning ved bruk av denne teknologien. Hovedutslippet vil være oksygen, i tillegg til kjølevann og mindre mengder avfall.

Karbonfangst og lagring (CCS)

Fordi konsentrasjonen av CO₂ er veldig lav i avgassen er det utfordrende å fange CO₂ fra dagens aluminiumsverk, og det eksisterer ikke teknologisk modne fangstløsninger. En mulighet er å tilpasse fangstteknologier som er optimalisert for å fange uttynnet CO₂, og å tilrettelegge for fangst ved å redusere luftmengden som går inn i avgassen.

Dersom CCS kombineres med innblanding av biokarbon i anodene, kan tiltaket innebære industriell karbonfjerning.

Potensial

I sin klimastrategi har Hydro kommunisert at de planlegger en industriell pilot for karbonfangst før 2030. Selskapet har også investert i karbonfangstselskapet Verdox, som utvikler teknologi for å fange CO₂ fra omgivelsesluft. Karbonfangst ved Alcoa Mosjøen har blitt utforsket gjennom prosjektet CO₂ hub Nord.

I vurderingen av potensial i 2030–35 har vi lagt inn 100 000 CO₂ i basis, og 370 000 tonn CO₂ i økt ambisjon, tilsvarende ett fullskala anlegg. Vi har antatt at 10 prosent av dette er bio-CO₂ i økt ambisjon (se biokarbon i anoder under).

Aluminium 3 – Demonstrasjon av karbonfangst	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	100 000 – 370 000
El-forbruk (TWh)	0,12 – 0,45
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • krafttilgang • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger

Ressursbruk

Miljødirektoratet har ikke tilstrekkelig informasjon til å gi gode estimater over kraftforbruk for denne fangstteknologien, som er helt forskjellig fra konvensjonell karbonfangst. Teknologien til Verdox er helt basert på elektrisitet, men vil ha et tilsvarende energibehov til komprimering og flytendegjøring. Fysikken burde tilsi at å fange CO₂ fra veldig lave konsentrasjoner er mer energikrevende enn konvensjonell karbonfangst. Vi har lagt til grunn her at anlegget trenger rundt 450 GWh elektrisk kraft, men dette er altså høyst usikkert.

Dersom alle dagens verk utstyres med karbonfangst, kan det innebære fangst av rundt 2 millioner tonn CO₂ årlig, og et kraftforbruk på i størrelsesorden 3 TWh.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å vurdere kostnader ved tiltaket.

Andre virkninger

Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å vurdere andre virkninger av tiltaket.

Biokarbon i anoder

Bruk av biokarbon ved aluminiumverkene er på forskning- og utviklingsstadiet. Forsøk på pilot-skala er i gang. En hovedutfordring er å kunne produsere anoder med tilsvarende kvalitet som i dag grunnet at bio-materialer har materialegenskaper som er veldig ulike sammenliknet med eksisterende fossil-baserte råstoff.

Potensial

Hydro har et langsiktig mål om blande inn opptil 25 prosent biokarbon i anodene, og jobber mot 5 prosent innblanding ved enkelte verk i 2030. I økt ambisjon har vi lagt inn 10 prosent innblanding i 2035 ved noen verk.

Aluminium 4 – Innblanding av biokarbon i anoder	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	180 000
Skogsråstoff (fm ³)	225 000
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • tilgang på bærekraftig biomasse

Ressursbruk

Tiltaket kan innebære et behov for biomasse som tilsvarer rundt 225 000 fm³ skogsråstoff. Slik vi har faset inn tiltak i vår analyse når det maksimale forbruket rundt 375 000 fm³ rundt 2040, før det faller igjen etter hvert som ny prosessteknologi erstatter noe av produksjonskapasiteten.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å vurdere kostnader ved tiltaket.

Andre virkninger

Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å vurdere andre virkninger av tiltaket.

Reduksjon av PFK-utslipp

Perfluorkarboner (PFK) er gasser som oppstår ved bluss i elektrolysecellen, som er uønsket av prosesshensyn. PFK-utslippene ligger på rundt 150 000 tonn CO₂-ekv. årlig, etter store reduksjoner de siste tiårene.

Potensial

Det er fortsatt forskjeller mellom de ulike anleggene, og et potensial for å kutte utslippene ytterligere ved noen verk. Tiltaket innebærer oppgradering av utstyr og prosessoptimalisering, og vil gjennomføres når det passer med driften å gjøre denne typen oppgraderinger.

I vurderingen av potensialet i 2030–35 har vi lagt inn 75 000 tonn CO₂-ekv. som tilsvarer at alle verkene får utslipp tilsvarende det beste anlegget i dag. Dette ser ut til å være nær praktisk minimum for eksisterende prosessteknologi.

Aluminium 5 – Reduksjon av PFK-utslipp (prosessoptimalisering)	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	75 000
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • tekniske barrierer ved enkelte verk, intervaller for oppgradering av utstyr

Kostnader

Vi antar at tiltaket innebærer relativt lave kostnader i seg selv siden det først og fremst er en driftsforbedring, men kan innebære noen investeringer i utviklingsarbeid og implementering.

Konvertering av stasjonær forbrenning

Utslipp fra stasjonær forbrenning i aluminiumsindustrien var 165 000 tonn CO₂ i 2022, og er for det meste knyttet til drift av støperier og produksjon av anoder. Utslippene stammer i all hovedsak fra forbrenning av naturgass og LPG.

Potensial

Både Hydro og Alcoa jobber med å kutte utslippene fra stasjonær forbrenning fra sine anlegg. Dette kan i utgangspunktet gjøres med elektrifisering ved bruk av induksjon ved støperiene, og biogass eller hydrogen til andre formål, inkludert anodeproduksjonen. Bruk av induksjon og hydrogen er innovasjonsprosjekter, mens biogassmarkedet er umodent.

Aluminium 6 – Konvertering av stasjonær forbrenning	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	130 000
El-forbruk (TWh)	0,24
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad

Potensial mot 2050

Vi har antatt at utslippene fra stasjonær forbrenning opphører før 2040.

Ressursbehov

I 2035 har vi lagt til grunn som et grovt overslag at det brukes cirka 110 GWh biogass, 240 GWh el, og 300 GWh hydrogen.

Kostnader

Alle løsningene har høyere kostnader enn bruken av naturgass, og har litt ulike bruksområder. Vi har tidligere anslått at bruk av biogass og hydrogen har bedriftsøkonomiske merkostnader opp mot 4 000 kroner per tonn CO₂.

Produksjon av silisiumprodukter

Silisiumprodukter brukes blant annet til elektronikk, solceller og batterier. Det brukes også i silikoner, som legeringselement i aluminium og stål, og i betongkonstruksjoner. Norge står i dag for rundt 8 prosent av global produksjon av silisium, som domineres av Kina. Produksjonen i Norge dekker rundt 40 prosent av EUs import og 8 prosent av USAs.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Silisium og ferrosilium produseres i delvis åpne elektriske smelteovner, der kvarts (SiO₂) reduseres til silisium (Si) ved hjelp av kull, koks, trekull og treflis. Forbruket av kull og koks som reduksjonsmidler står for cirka 93 prosent av det fossile klimagassutslippet, og karbonelektroder for cirka 6 prosent. Det brukes også mindre mengder LPG, hovedsakelig til tørking av utstyr. Andelen bio-CO₂ utgjorde cirka 20 prosent.

Andre utslipp til luft

- 5 495 tonn SO₂
- 6 725 tonn NO_x
- 1 395 tonn støv

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Samlet sett produserte de syv anleggene i Norge cirka 700 000 tonn silisiumprodukter i 2022, fordelt på 40 prosent silisium, 38 prosent ferrosilium og 22 prosent silikastøv (microsilica).

Denne produksjonen slapp ut 1,9 millioner tonn fossil CO₂ og 0,4 millioner tonn bio-CO₂, i tillegg til en del andre utslipp (se faktaboks). Samlet brukte de syv anleggene 5,2 TWh elektrisk kraft i 2022.

Tabell 3. Kvotepfiktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk fra silisiumproduksjon.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Bio-CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Elkem Bjølvfossen	160 113	17 293	Ferrosilium Microsilica	59 013 2 466	376 220
Elkem Bremanger	225 356	74 985	Ferrosilium Silisium Microsilica	36 228 34 591 13 053	736 235
Elkem Rana	271 218	49 892	Ferrosilium Microsilica	91 968 9 940	723 410
Elkem Salten	348 513	133 365	Silisium Microsilica	91 119 24 353	1 052 832
Elkem Thamshavn	218 541	55 000	Silisium Microsilica	49 992 25 822	609 183
Finnfjord	278 163	14 077	Ferrosilium Microsilica	72 095 20 137	715 838
Wacker Chemicals Norway	427 808	67 190	Silisium Microsilica	85 206 31 982	1 005 560
Sum	1 929 712	411 802			5 219 278

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp i verdikjeden

Totalt gjennom hele verdikjeden slippes det ut cirka 5 kg CO₂ per kg silisium eller ferrosilium. Dette varierer litt fra verk til verk. 70 prosent av dette er utslipp fra primærproduksjonen, mens indirekte

utslipp (scope 3) knyttet til råvarer utgjør cirka 20 prosent og transport cirka 5 prosent. De resterende 5 prosentene er andre indirekte utslipp.

Marked og etterspørsel

Verkene kan i prinsippet veksle mellom å produsere silisium eller ferrosilisium etter markedsforhold, og har silikastøv som biprodukt. Støvet er en vesentlig inntektskilde, og ved noen verk kan det utgjøre en tredjedel av produksjonen i tonn. De tre hovedproduktene har ulike bruksområder, med ulike vekstpotensial.

Silisium brukes hovedsakelig i tre segmenter som er tilnærmet like store; som legeringselement i aluminium, i silikoner, og i elektronikk og solceller. Det siste tiåret har det vært en jevn vekst på i silisiummarkedet (cirka 6 prosent per år), og det er forventet at denne veksten vil fortsette, drevet av silikoner og solceller. Silisium er oppført på EUs liste over kritiske råmaterialer (EC, 2020).

Ferrosilisium anvendes hovedsakelig som tilsats i stål og det framtidige behovet er gitt av etterspørselen til stål. Det forventes svakt økende vekst i dette markedet. Silikastøv brukes som tilsats i betongkonstruksjoner, men etterspørselen etter betong vil ikke i vesentlig grad drive aktivitetsnivået for silisiumproduksjon i framtiden.

Gitt tilsvarende vekst som i det siste tiåret kan etterspørselen etter silisiumprodukter i 2050 være mer enn dobbelt så stor som i dag. Noe av denne veksten kan komme i Norge.

Sirkulærøkonomi

Silisium er vanskelig å gjenvinne siden det ofte er del av andre sluttprodukter.⁶ Redusert materielt forbruk gjennom materialeffektivitet og levetidsforlenging vil kunne redusere etterspørselen etter silisiumprodukter noe. Økt gjenvinning av aluminium og stål vil redusere behovet for silisium og ferrosilisium som legeringselement, siden de bare brukes i primærproduksjonen (Prosess21, 2021). Gjenvinning av elektronikk og solceller kan også redusere behovet, men Miljødirektoratet kjenner ikke konkrete vurderinger av dette potensialet. Vi har heller ingen konkret informasjon om gjenvinning av silikoner.

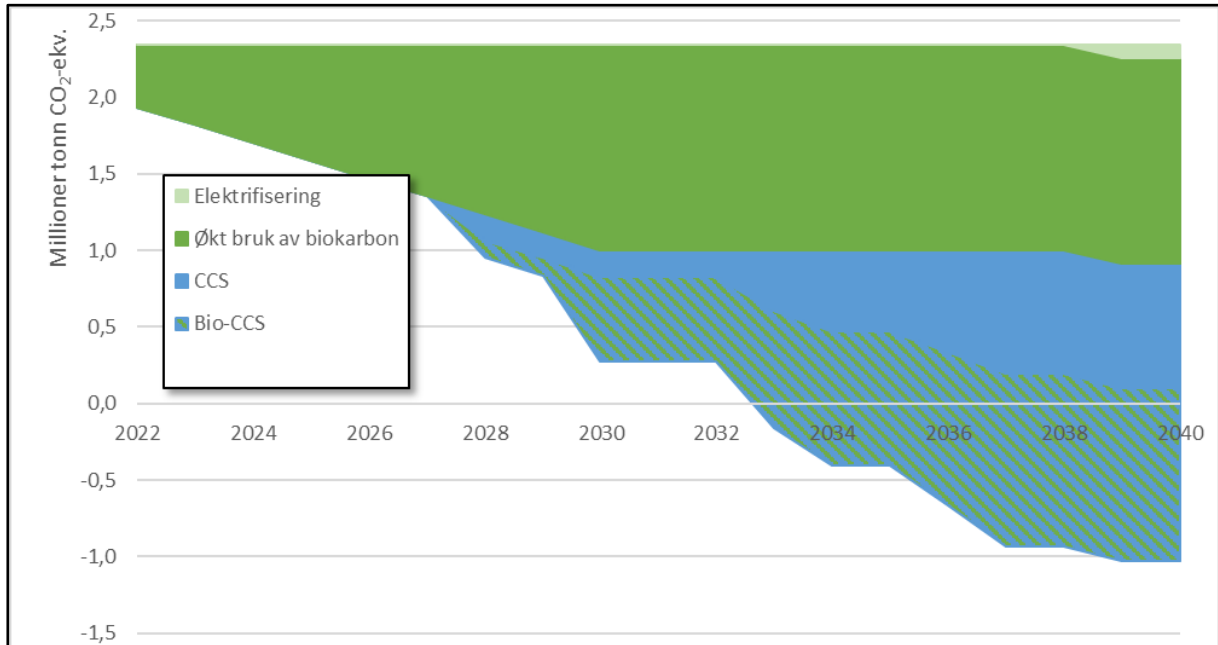
Industrien jobber med bedre utnytte biprodukter blant annet gjennom forskningsprosjektet Slag2value.

Klimaløsninger

For å redusere utslippene fra produksjonen av silisiumprodukter på kort sikt er økt bruk av biokarbon som reduksjonsmiddel det mest aktuelle tiltaket. Virksomhetene jobber med å bygge opp en leverandørindustri som kan forsyne verdikjeden med biokarbon fra ulike råstoffkilder som er spesialtilpasset deres behov. Det er også teknisk mulig å utstyre anleggene med karbonfangst og -lagring og slik gjøre om produksjonen til å også levere en karbonfjerningstjeneste til samfunnet (industriell karbonfjerning).

⁶ Allianz, 2023. [Critical Raw materials: Is Europe ready to go back to the future?](#).

Flere forsknings- og utviklingsløp ser på mulighetene for indirekte elektrifisering av kjerneprosessen, men disse er fortsatt i et tidlig stadium. Vi antar at disse kan være aktuelle for industrialisering på 2030-tallet, men at eventuelle volum i hovedsak vil komme i tillegg til eksisterende anlegg.



Figur 2. Innfasing av tiltak i produksjon av silisium mot 2040. Tiltakspotensialet i vår analyse er uttømt i 2040, figuren stopper derfor der.

Etterspørselen etter silisium øker blant annet som følge av klimaomstillingen, og produsentene sier at det kan bli aktuelt å øke produksjonen i Norge i årene framover. Dersom det kan skaffes til veie tilstrekkelige mengder bærekraftig biokarbon kan derfor utslippsreduksjonspotensialet øke utover det som er beskrevet her.

Karbonfangst og lagring (CCS)

Silisiumsmelteverkene har store punktutslipp og relativt mye varme som i dag går til spille. De delvis åpne smelteovnene gjør imidlertid at konsentrasjonen av CO₂ i avgassen blir relativt lav. Et pilotprosjekt ved Elkem Rana har vist at dette lar seg løse med tekniske tilpasninger i produksjonsutstyret.

Bruk av CCS i silisiumproduksjonen vil føre til karbonfjerning siden en andel av røykgassen er biogent CO₂.

Potensial mot 2035

Pilottesting av fangst er gjennomført hos Elkem Rana og SMA Mineral gjennom industrikonsortiet CO₂ Hub Nord (SINTEF, 2021). Prosjektet vil nå gå videre med konseptstudie for et felles fangstanlegg for Elkem Rana og Ferroglobe. Beregninger viser at et slikt prosjekt vil kunne dekke hele behovet for både kraft og varme til CCS gjennom energigjenvinning, og samtidig selge kraft til nettet og dekke behovet til fjernvarme i Mo i Rana. Finnfjord har også et prosjekt for produksjon av e-metanol (Statkraft, 2020), og et prosjekt med fangst av CO₂ med alger som kan videreføres til fiskefor. Wacker Chemicals har som målsetning å etablere CCUS på sitt anlegg før 2030, og gjennomfører nå pilottesting. Pilottesting av fangst er gjennomført hos Elkem Rana og SMA Mineral gjennom industrikonsortiet CO₂ Hub Nord (SINTEF, 2021). Prosjektet vil nå gå videre med konseptstudie for et

felles fangstanlegg for Elkem Rana og Ferroglobe. Beregninger viser at et slikt prosjekt vil kunne dekke hele behovet for både kraft og varme til CCS gjennom energigjenvinning, og samtidig selge kraft til nettet og dekke behovet til fjernvarme i Mo i Rana. Finnfjord har også et prosjekt for produksjon av e-metanol (Statkraft, 2020), og et prosjekt med fangst av CO₂ med alger som kan videreføres til fiskefor. Wacker Chemicals har som målsetning å etablere CCUS på sitt anlegg før 2030, og gjennomfører nå pilottesting.

I basisscenarioet har vi lagt inn CCS på tre anlegg med en samlet utslippsreduksjon på 1,16 millioner tonn. I økt ambisjon ligger det inne enda ett anlegg som øker potensialet til 1,4 millioner tonn.

Silisum 1 – Karbonfangst og lagring	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	1 160 000 – 1 400 000
El-forbruk (TWh)	(0,3 – 0,4 TWh)
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • manglende insentiver for industriell karbonfjerning • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger

Potensial mot 2050

CCS kan i prinsippet tas i bruk ved alle de syv anleggene, men det kan være utfordrende å etablere gode logistikk-løsninger enkelte steder. Anlegg som har gode forutsetninger for CCS kan også være aktuelle for produksjonsøkninger.

Ressursbruk

Fangst, kompresjon og flytendegjøring kan ha behov for mellom 0,3 og 0,4 TWh kraft og mellom 0,8 og 1 TWh varme. Som prosjektet i Mo i Rana viser vil dette kunne dekkes gjennom energigjenvinning fra anleggene.

Anleggene vil bygges i tilknytning til eksisterende anlegg, og vil hovedsakelig bygges innfor gjeldene tomtegrenser på grått areal. Noe arealbeslag utover dette kan være nødvendig for infrastruktur og utskipingskai.

Kostnader

Vi antar at større CCS-prosjekter vil ha en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn over sin tekniske levetid. Bruk av energigjenvinning vil øke investeringskostnadene, men redusere driftskostnadene og avhjelpe kraftsituasjonen og behov for nettoppgraderinger.

Bransjen har kommunisert at de bedriftsøkonomiske kostnadene kan ligge mellom 1 600 og 1 800 kroner per tonn.

Andre virkninger

Bruk av aminrensing vil innebærer reduserte utslipp av SO₂, NO_x og støv, men vi har ikke kvantifisert eller verdsatt disse effektene.

Økt bruk av biokarbon

De fossile utslippene kan reduseres ved å erstatte kull og koks med produsert biokarbon. Anleggene brukte i gjennomsnitt cirka 20 prosent biokarbon i 2022. En høy andel biokarbon vil innebære å etablere dedikerte produksjonsanlegg for metallurgisk biokarbon som er optimalisert for bruk i smelteverksindustrien. Flere forskningsprosjekter har vært gjennomført for å berede grunnen for slike anlegg, og Elkem har et demonstrasjonsanlegg i Canada som skal bruke sidestrømmer fra tremekanisk industri som råstoff.

Flere av forskningsprosjektene har sett på forskjellige råstofftyper. Biokarbon produsert spesielt til dette formålet vil også gjøre prosessen noe mer effektiv. Bruk av biokarbon vil også redusere utslippene forbundet med verdikjedene for fossile reduksjonsmidler. Økt bruk av biokarbon kan kombineres med CCS for negative utslipp eller CCU for produksjon av syntetiske kjemikalier.

Potensial mot 2035

Elkem har kommunisert et mål om 50 prosent biokarbon innen 2031, og Wacker Chemicals har et mål om 100 prosent før 2030. Vi har lagt dette til grunn for innfasingen av tiltaket i begge scenarioene.

Silisium 2 – Økt bruk av biokarbon	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	850 000
El-forbruk (TWh)	-
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • markedsmessig umoden teknologi (spesialiserte biokarbonkvaliteter produsert fra flis og andre avfallsstrømmer) • regulatorisk usikkerhet • tilgang til bioråstoff

Potensial mot 2050

Fra et rent teknisk ståsted kan det være mulig å erstatte fossilt karbon med biokarbon, mens praktiske hensyn kan begrense innfasingen til rundt 75–80 prosent. Råstofftilgang kan begrense potensialet.

Ressursbruk

Å produsere metallurgisk biokarbon innebærer et behov på 5,8 til 8,5 fm³ råstoff per tonn avhengig av blant annet pyrolyseprosess og konfigurasjon av denne. I utgangspunktet kan de fleste tresorter brukes som råstoff, inkludert restråstoffet grener og topper (GROT), og det er også potensial for økt bruk av råvarer fra biobaserte side- og avfallsstrømmer, som fra sag- og skogbruk og fra

returstasjoner. Innfasingen vi har lagt inn her vil innebære et økt behov for skogsråstoff på rundt 2,3 millioner fm³ i 2035.

Alt biokarbon som brukes i dag er importert, med unntak av flis som også blandes inn i ovnene. Så vidt vi forstår er økt import den mest aktuelle veien for økt bruk av biokarbon ved smelteverkene. Produksjon kan også bli aktuelt i Norge, og muligheter for slik produksjon vurderes blant annet av WAI ES, VOW Green Metals og Carbonor.

Totalt ville det innebære behov for 4–5 millioner fm³ råstoff ved en full konvertering med dagens aktivitetsnivå.

Kostnader

Kostnadene ved tiltaket er sterkt avhengig av prisene på massevirke, flis og annet råstoff som kan benyttes inn i pyrolyseprosessen, og ulike kvaliteter av metallurgisk kull og koks. De reelle prisene industrielle kunder kan oppnå på disse er ikke offentlig tilgjengelig informasjon. Økonomien i prosjektene påvirkes også av andre faktorer, blant annet pris for biprodukter fra pyrolysen og utnyttelse overskuddsenergi. Det vil også være behov for investeringer på smelteverkene knyttet til mottak, lagring, håndtering og transport av biokarbon, men vi har ingen gode anslag på dette. Det er derfor høy usikkerhet i våre kostnadstall.

Basert på kommuniserte investeringstall fra ulike prosjekter og Miljødirektoratets antakelser om priser på råstoff og energivarer anslår vi den samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden til cirka 500 kroner per tonn CO₂ og den bedriftsøkonomiske merkostnaden til mellom 500 og 1 000 kroner per tonn CO₂.

Andre virkninger

Tiltaket vil redusere utslipp av svovel og tungmetaller proporsjonalt med innfasingen, siden dette ikke er til stede i trekull. Med innfasingen og aktivitetsnivået som ligger til grunn her kan tiltaket redusere utslippene av SO₂ med over 2000 tonn per år i 2035.

Håndtering av tradisjonelt metallurgisk trekull kan medføre noe HMS-problematikk knyttet til støvning. Målet med nye biokarbonkvaliteter er også å redusere støvning fra produktene.

Metallurgisk trekull er en knapphetsvare som i dag produseres blant annet fra plantasjer på den sørlige halvøya, og økt bruk kan medføre en risiko for avskoging og tap av naturmangfold. Bransjen jobber med dette og bruker krav i henhold til *Sustainable Forest Management* som er nedfelt i European Forest Convention/UN-FAO og internasjonale sertifiseringsordninger som FSC og PEFC.

Karbonlooping

Elkem utvikler et nytt konsept for silisiumproduksjon der alle direkte CO₂-utslipp elimineres ved at karbonet i prosessavgassen fanges, resirkuleres ved hjelp av tilført hydrogengass og gjenbrukes som reduksjonsmateriale for å produsere silisium (Sicalo – Silicon production with carbon looping). Konseptet vil eliminere behovet for kull og koks som råmaterialer, men elektrisitetsforbruket vil øke med opptil 60 prosent. Elkem gjennomfører nå fase 1 i utviklingsarbeidet med uttesting i laboratorie- og benkeskala. Dette arbeidet støttes av Forskningsrådet ved prosjektet H2Si der SINTEF og NORCE deltar. Testing i pilotskala starter i 2024, og det planlegges å bygge en industriell pilot rundt 2030.

Vi har ikke lagt til grunn at dette vil komme til erstatning for eksisterende produksjonskapasitet før 2035.

Aluminotermisk reduksjon

Et SINTEF-ledet og Horizon2020-finansiert prosjekt ser på muligheten for å produsere silisium ved hjelp av aluminium og aluminiumdross i en hydrometallurgisk prosess. Prosjektet har gjennomført lab-skala forsøk, og undersøker mulighetene for en industriell pilot (SisAl Pilot, 2022).

Teknologien bruker ikke karbon som reduksjonsmiddel, og bruker vesentlig mindre strøm i seg selv, men strømforbruket øker indirekte som følge av bruken av aluminium. Produksjon av aluminium uten utslipp er en forutsetning for teknologien som langsiktig klimaløsning. Med antatt strømforbruk for produksjon av aluminium med inerte anoder øker strømforbruket med rundt 60 prosent sammenliknet med dagens prosess.

Produksjon av manganlegeringer

Ferro- og silikomangan brukes i all hovedsak som legeringselement i stål, og norske verk står for cirka tre prosent av den globale produksjonen. Norge har en særlig høy markedsandel når det gjelder raffinerte produkter, med en markedsandel over 50 prosent i Europa og Nord-Amerika.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Ferro- og silikomangan produseres i lukkede elektriske smelteovner ved bruk av ulike mangankilder og koks som reduksjonsmiddel. De største utslippene fra manganproduksjonen kommer fra forbruk av reduksjonsmidler, cirka 86 prosent. Videre kommer cirka 5 prosent av utslippene fra forbruk av elektroder og cirka 5 prosent fra malmen. Produksjonen gir en CO-rik avgass som kan brennes. Omtrent 12 prosent av utslippene fra manganproduksjon ble i 2022 overført til andre virksomheter som brukte CO-gassen og cirka 6 prosent ble bundet i produktene.

Andre utslipp til luft

- 200 tonn SO₂
- 111 tonn NO_x
- 149 tonn støv
- 22,7 kg kvikksølv

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Samlet sett produserte de fire anleggene i Norge cirka 660 000 tonn ferro- og silikomangan.

Fra denne produksjonen slapp de ut 0,85 millioner tonn fossil CO₂, i tillegg til en del andre utslipp (se faktaboks).

Samlet brukte de syv anleggene 2,4 TWh elektrisk kraft i 2022.

Tabell 4. Kvotepliktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk fra produksjon av manganlegeringer.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Overført CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Eramet Norway Sauda	307 624		Ferromangan	233 221	616 741
Eramet Norway Porsgrunn	206 138	34 359	Ferromangan Silikomangan	91 693 62 708	550 282
Eramet Norway Kvinesdal	241 091		Silikomangan	157 955	686 162
Ferroglobe Mangan Norge	106 784	91 541	Silikomangan	117 459	526 477
Sum	861 637	125 900		663 036	2 379 662

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp i verdikjeden

Utslipp som følge av utvinning og transport av malm og koks kan ligge på i størrelsesorden 0,45 tonn per tonn produsert silikomangan. Det er også et mindre bidrag fra transport av ferdigvarer fra verket til utskipningshavn og fra skipningen til kunder og sentrallagre i Europa.

Marked og etterspørsel

Ferro- og silikomangan brukes i all hovedsak i ulike typer stål og etterspørselen er dermed tett knyttet opp mot etterspørsel etter stål. Mangan benyttes også i batterier og vindmøller. Selv om

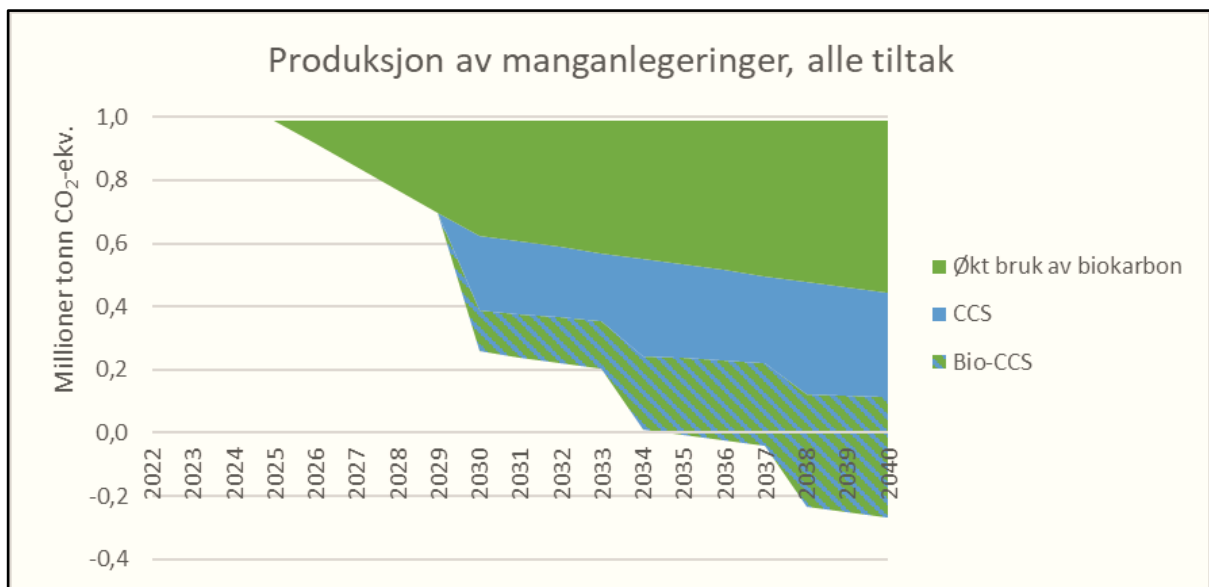
markedet for batterier kommer til å øke er det svært lite sammenliknet med markedet for stål. Etterspørselen etter stål er forventet å øke i takt med befolkningsveksten og som følge av utbygging av ny fornybar energi, fornyelse i transportsektoren og forsterkning av bygg.

Sirkulærøkonomi

Redusert materielt forbruk gjennom materialeffektivitet og levetidsforlenging vil kunne redusere etterspørselen etter ferro- og silikomanganprodukter.

Klimaløsninger

For å redusere utslippene fra produksjonen av manganlegering på kort sikt er økt bruk av biokarbon som reduksjonsmiddel og CCUS de mest aktuelle tiltakene. Virksomhetene jobber med å bygge opp en leverandørindustri som kan forsyne verdikjeden med biokarbon fra ulike råstoffkilder som er spesialtilpasset deres behov. Kombinert med karbonfangst og lagring kan produksjonen levere en karbonfjerningstjeneste til samfunnet (industriell karbonfjerning).



Figur 3. Innfasing av tiltak i produksjon av manganlegeringer mot 2040 i økt ambisjon. Tiltakspotensialet i vår analyse er uttømt i 2040, figuren stopper derfor der.

Flere forsknings- og utviklingsløp ser på mulighetene for indirekte elektrifisering av kjerneprosessen, men disse er fortsatt i et tidlig stadium. Vi antar at disse kan være aktuelle for industrialisering på 2040-tallet.

Karbonfangst og lagring (CCS)

Lukkede ovner som brukes i manganindustrien gir en avgass som inneholder en blanding av hovedsakelig CO, CO₂ og H₂ som ved forbrenning vil gi en røykgass med høy konsentrasjon av CO₂, noe som gjør røykgassen egnet for karbonfangst.

Det pågår også forskningsprosjekter for å undersøke muligheten for å øke forreduksjon (se beskrivelse lenger ned) noe som kan øke konsentrasjonen av CO₂ i avgassen ytterligere.

Potensial mot 2035

Ferroglobe vil gå videre med et konseptstudie for et felles fangstanlegg med Elkem Rana. Beregninger viser at et slikt prosjekt vil kunne dekke hele behovet for både kraft og varme til CCS gjennom energigjenvinning, og samtidig selge kraft til nettet og dekke behovet til fjernvarme i Mo i Rana. Eramet Norway undersøker muligheten for å bygge et karbonfangstanlegg på anlegget i Sauda med oppstart i 2028, og har fått tilsagn om støtte fra Enova til å bygge et pilotanlegg der basert på Pressure Swing Adsorption-teknologi (PSA), sammen med et nytt energigjennvinningsanlegg.

Begge disse er under bygging med planlagt oppstart i 2024. Ovngassen skal først benyttes til energiproduksjon i energigjennvinningsanlegget som produserer 100 GWh elektrisitet og 150 GWh varme. Deretter gjenbrukes en andel av energien til karbonfangstanlegget som fanger CO₂ fra avgassen fra energigjennvinningsenheten, og en andel til forbedret forbehandling av råstoff. Basert på foreløpige vurderinger kan cirka 75 prosent av utslippet fanges. Eramet ser også på muligheter for CCUS ved sine andre anlegg.

I basisscenarioet har vi lagt inn CCS på to anlegg med en utslippsreduksjon på 0,37 millioner tonn. I økt ambisjon ligger det inne enda ett anlegg som øker potensialet til 0,54 millioner tonn.

Mangan 1 – Karbonfangst og lagring	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	365 000 - 540 000
El-forbruk (TWh)	(0,16 - 0,24 TWh)
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • manglende insentiver for industriell karbonfjerning • teknologisk usikkerhet (F&U-behov for optimaliserte løsninger for denne typen smelteverk) • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger

Potensial mot 2050

CCS kan i prinsippet tas i bruk ved alle anleggene, men det kan være utfordrende å etablere gode logistikk- og infrastruktur-løsninger enkelte steder. Anlegg som har gode forutsetninger for CCS kan også være aktuelle for produksjonsøkninger.

Ressursbruk

Fangst, kompresjon og flytendegjøring kan ha behov for mellom 0,16 og 0,24 TWh kraft og omtrent det dobbelte i form av varme. Miljødirektoratet har ikke tall for bruk av PSA-teknologi. Vi går ut ifra at energibruken til CCS i denne næringen vil dekkes av energigjenvinning.

Anleggene vil bygges i tilknytning til eksisterende anlegg, og vil hovedsakelig bygges innfor gjeldene tomtegrenser på grått areal. Noe arealbeslag utover dette kan være nødvendig for infrastruktur og utskipingskai.

Kostnader

Vi antar at større CCS-prosjekter vil ha en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn over sin tekniske levetid. Bruk av energigjenvinning vil øke investeringskostnadene, men redusere driftskostnadene og avhjelpe kraftsituasjonen og behov for nettoppgraderinger.

Bransjen har kommunisert at de bedriftsøkonomiske kostnadene kan ligge mellom 1 600 og 1 800 kroner per tonn.

Andre virkninger

Bruk av aminrensing vil innebærer reduserte utslipp av SO₂, NO_x og støv, men vi har ikke kvantifisert eller verdsatt disse effektene. Vi kjenner ikke andre virkninger av PSA-teknologien.

Økt bruk av biokarbon

De fossile utslippene fra manganproduksjon kan reduseres ved å erstatte kull og koks med bærekraftig produsert biokarbon. Det har fram til nå ikke vært utviklet biokarbon som er egnet som reduksjonsmiddel til manganproduksjon, og det brukes ikke biokarbon i anleggene dag.

Etter flere forskningsprosjekter planlegger Eramet å kjøre testvolumer i 2024. Implementeringen støttes av Enova gjennom CO2MBI-prosjektet. Produksjon i pilotskala av et biokarbon med riktig kvalitet ble gjort mulig som følge av mange år med forskning og utvikling.

Bruk av biokarbon vil også redusere utslippene forbundet med verdikjedene for fossile reduksjonsmidler.

Økt bruk av biokarbon kan kombineres med CCS for negative utslipp eller CCU for produksjon av syntetiske kjemikalier.

Potensial mot 2035

Eramet har kommunisert et mål om 60 prosent biokarbon innen 2040, og Ferroglobe har også en biokarbonstrategi. Vi har lagt 50 prosent i 2035 til grunn for innfasingen av tiltaket i begge scenarioene. Potensialet inkluderer bio-CO₂ som overføres til andre virksomheter og bindes i produkter. Det er ikke klart hvordan biokarbonet som bindes i produkter (cirka 30 000 regnet som CO₂ i 2035) kan regnes inn som en utslippsreduksjon. En mulighet er at denne utslippsreduksjonen vil bli telt hos kundene (stålprodusentene), og ikke i det norske utslippsregnskapet.

Mangan 2 – Økt bruk av biokarbon	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	450 000
El-forbruk (TWh)	-
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • markedsmessig umoden teknologi (spesialiserte biokarbonkvaliteter produsert av avfallsstrømmer fra landbruk) • regulatorisk usikkerhet • tilgang til bioråstoff

Potensial mot 2050

Innen 2050 kan det være mulig å redusere utslippene ytterligere ved å øke biokarbonandelen, men det er usikkerhet knyttet til hvor høy innblanding som er mulig å oppnå i praksis. Råstofftilgang kan begrense potensialet.

Ressursbruk

Å produsere metallurgisk biokarbon kan innebære et behov på 5,8 til 8,5 fm³ råstoff per tonn avhengig av blant annet pyrolyseprosess og konfigurasjon av denne. I utgangspunktet kan løvtrær, furu og restråstoffet grener og topper (GROT) brukes som råstoff, og det er også potensial for økt bruk av råvarer fra biobaserte side- og avfallsstrømmer, som fra sag- og skogbruk og fra returstasjoner. Eramets strategi er å utvikle en verdikjede basert på avfallsstrømmer fra landbruk. Innfasingen vi har lagt inn her vil innebære et økt behov for råstoff tilsvarende rundt 0,9 millioner fm³ skogsråstoff i 2035.

Totalt ville det innebære behov for i underkant av 2 millioner fm³ råstoff ved en full konvertering.

Kostnader

Kostnadene ved tiltaket er sterkt avhengig av prisene på råstoff som kan benyttes inn i pyrolyseprosessen, og ulike kvaliteter av metallurgisk kull og koks som substitueres. De reelle prisene industrielle kunder kan oppnå på disse er ikke offentlig tilgjengelig informasjon. Økonomien i prosjektene påvirkes også av andre faktorer, blant annet pris for biprodukter fra pyrolysen og utnyttelse overskuddsenergi. Det vil også være behov for investeringer på smelteverkene knyttet til mottak, lagring, håndtering og transport av biokarbon, men vi har ingen gode anslag på dette. Det er derfor høy usikkerhet i våre kostnadstall.

Basert på kommuniserte investeringstall fra ulike prosjekter og Miljødirektoratets antakelser om priser på råstoff og energivarer anslår vi den samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden til cirka 500 kroner per tonn og den bedriftsøkonomiske merkostnaden til mellom 500 og 1 000 kroner per tonn CO₂.

Andre virkninger

Metallurgisk trekull er en knapphetsvare som i dag produseres blant annet fra plantasjer i tropene, og økt bruk kan medføre en risiko for avskoging og tap av naturmangfold. Bransjen jobber med dette og planlegger å bruke avfallsstrømmer fra landbruk som råstoffkilde.

Tiltaket vil redusere utslippet av SO₂ med cirka 100 tonn.

Håndtering av tradisjonelt metallurgisk trekull kan medføre noe HMS-problematikk knyttet til støvning. En av målsetningene med nye biokarbonkvaliteter er også å redusere støvning fra produktene.

Forreduksjon

I Norge er smelteovnene som brukes til manganproduksjon lukkede og avgassen har et CO-innhold på mellom 60 og 70 prosent (avhengig av produktet og råvarer), resten er CO₂. Det er gjennomført forskningsprosjekter⁷ på bruk av CO fra avgassen til forreduksjon i en egen forbehandlingsenhet der den manganholdige malmen reduseres til manganoksid før den går inn i ovnen.

Forreduksjon gjør at både elektrisitet- og koksforbruket i hovedprosessen i ovnen kan reduseres. Forreduksjon kan gjøres med CO-gass, biokarbon, termisk sol eller hydrogen. Denne teknologien er under utvikling og er på et modenhetsnivå som tilsvarer demonstrasjonsanlegg, TRL 7.

Det er også igangsatt et industrielt prosjekt i Sauda for å implementere tidlig forskning på samme området. Prosjektet skal teste ut økt bruk av CO-gass i ovnen for å oppnå lignende, men mindre effekt enn målet i forskningsprosjektet.

Planen for det igangsatte industrielle prosjektet er å bruke termisk energi fra energigjenvinningsanlegget til å tørke malm. Redusert fuktighet og jevn stykkstørrelse skal bidra til økt forreduksjon og gi lavere spesifikt forbruk av energi og karbonkilder i smelteprosessen, noe som gir et potensial for kostnadsreduksjon og økt produksjon.

⁷ PREMA – Energy efficient, primary production of manganese ferroalloys: [PREMA – Energy efficient, primary production of manganese ferroalloys - SINTEF](#)

Annen metallurgisk industri

I tillegg til anleggene nevnt i de foregående kapitlene er det to andre metallprodusenter med betydelige klimagassutslipp, INEOS Tyssedal som produserer jern og titandioksid, og Celsa som produserer armeringsstål fra gjenvunnet (sekundær) stål.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

78 prosent av utslippene stammer fra bruk av kull og koks som reduksjonsmidler, 17 prosent fra forbrenning og 2 prosent fra elektroder. Noe av karbonet bindes i metallene, og det tilsvarer 6 prosent av utslippet, regnet som CO₂.

Andre utslipp til luft

- 23 tonn SO₂
- 109 tonn NO_x
- 61 tonn støv

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

De to anleggene slapp totalt ut 346 000 tonn CO₂ i 2021, i tillegg til noen andre utslipp (se faktaboks).

Til sammen brukte de 0,76 TWh elektrisk kraft.

Tabell 5. Kvotepiktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk fra annen metallurgisk industri.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
INEOS Tyssedal	247 862	Titandioksidlagg	187 703	343 121
Celsa Armeringsstål	98 066	Stålprodukter	703 626	414 084
Sum	345 928			757 205

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Klimaløsninger

Hydrogen kan brukes både som reduksjonsmiddel og til stasjonær forbrenning i produksjon av jernholdige metaller.

Overgang til bruk av lavutslippshydrogen

Celsa har et pågående prosjekt med å gå over til hydrogen til forbrenning og har fått støtte av Enova til å bygge en ny valseovn. Den nye ovnen kan bruke 100 prosent hydrogen og utslippene fra valseprosessen kan dermed elimineres. I vurderingen av utslippsreduksjonspotensial i 2035 har vi lagt inn 60 000 tonn CO₂ i basisscenarioet fra dette prosjektet.

INEOS Tyssedal har i mange år jobbet med å utvikle teknologi for å erstatte bruken av kull i forreduksjonen med hydrogen. De planlegger å bygge et demonstrasjonsanlegg i perioden mellom 2026 og 2028 og full omlegging til hydrogen i 2029. I vurderingen av utslippsreduksjonspotensial i 2035 har vi lagt inn 240 000 tonn CO₂ i basisscenarioet fra dette prosjektet.

Annen metallurgisk industri 1 – Bruk av lavutslippshydrogen	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	300 000
El-forbruk (TWh)	0,7 TWh
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet (INEOS Tyssedal) • markedsmessig umoden teknologi

Ressursbruk

Det beregnede potensialet vil medføre behov for 2 500 tonn hydrogen til Celsa, og 10 000 tonn hydrogen til INEOS Tyssedal. Produsert elektrolytisk, som forutsatt i begge prosjektene, kan det innebære et økt elektrisitetsforbruk på rundt 0,7 TWh.

Kostnader

Vi har i tidligere tiltaksanalyser vurdert overgang til hydrogen som reduksjonsmiddel til å ha en samfunnsøkonomisk kostnad på under 500 kroner per tonn CO₂ og bruk av hydrogen til energiformål til å ha en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom 2 000 og 2 500 kroner per tonn CO₂, men vi har ikke gjort en vurdering av dette spesifikke tiltaket. Vi har ikke gjort noen oppdatert vurdering av kostnader som en del av denne analysen.

Andre virkninger

Overgang til hydrogen vil redusere utslipp av svovel.

Produksjon av sement og kalk

Sement og kalk er produkter som brukes i store mengder i hele verden, og produksjonen av disse er en betydelig kilde til klimagassutslipp. Sement er bindemiddelet i betong, og globalt brukes det rundt 2,5 tonn betong per person per år. Globalt sto produksjon av sement for utslipp av mellom 2,1 og 2,5 milliarder tonn CO₂-ekv. i 2019 (IPCC, 2022).

Produksjon av kalk er den nest største kilden til CO₂-utslipp fra industrielle prosesser, etter sementproduksjon. Kina er den største produsenten. Globalt brukes kalk mest til stålproduksjon og bygningsmaterialer, men også til mange andre formål.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Sement lages ved å brenne kalkstein sammen med for eksempel kvarts og skifer. Kalk produseres også ved å brenne kalkstein. Produksjon av både sement og kalk skjer ved at CO₂ spaltes av kalkstein (hovedsakelig CaCO₃) ved høye temperaturer. Fra den norske produksjonen kommer vel 68 prosent av utslippet fra denne prosessen, mens de resterende 32 prosentene kommer fra brensel som forbrennes i ovnene. En andel av brenselet ved sementverkene er avfall som inkluderer biomasse.

Andre utslipp til luft

- 1 100 tonn NO_x
- 390 tonn SO₂
- tungmetaller

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

I 2022 produserte Norcems to anlegg 1,4 millioner tonn klinker, som er hovedbestanddelen i sement, og de tre kalkverkene produserte 0,3 millioner tonn kalk (hydratkalk=Ca(OH)₂ og brent kalk=CaO). Dette resulterte i utslipp av 1,4 millioner tonn fossil CO₂, 139 000 tonn biogent CO₂ og enkelte andre utslipp (se faktaboks). Produktene brukes i hovedsak i Norge og ellers i Nord-Europa. Hovedproduktet til Norfrakalk er kalk som brukes blant annet som fyllstoff i papirproduksjon.

Tabell 6. Kvotepålagte utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk og produksjon i sement- og kalkindustri.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Bio-CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Norcem Brevik	742 590	112 475	Klinker	1 002 958	179 327
Norcem Kjøpsvik	309 442	26 246	Klinker	387 763	71 415
NorFraKalk	202 939	-	Brent kalk	198 651	8 509
SMA Mineral	87 006	-	Brent kalk	52 481	4 894
Verdalskalk	66 346	-	Brent kalk Hydratkalk	65 354 14 674	6 350
Sum	1 408 323	138 721			270 495

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp og bærekraft i verdikjeden

Sement og kalk har relativt lave utslipp utover primærproduksjonen, og disse er i all hovedsak knyttet til transport. Sement og kalk skiller seg fra de fleste andre materialer ved at det binder opp CO₂ i løpet av bruk og sluttbehandling. Mellom 10 og 30 prosent av karbondioksidet som ble sluppet ut i

produksjonen av sement bindes opp igjen gjennom livsløpet (rekarbonisering). For kalk er dette tallet over 30 %.

Marked og etterspørsel

Etterspørselen etter sement og kalk er i hovedsak en konsekvens av anleggsaktiviteten i regionen produksjonen er lokalisert. Sementovner er normalt plassert i direkte tilknytning til en egnet kalksteinsgruve, og det er relativt lite eksport. Brentkalk eksporteres i stor grad til andre europeiske land.

Sirkulær økonomi

Bruken av utslippsintensive bygningsmaterialer kan reduseres gjennom optimaliserte resepter, slankere konstruksjoner, levetidsforlenging av bygninger og infrastruktur samt gjenbruk av konstruksjonselementer. Noen vurderinger har kommet til at dette potensialet kan være så mye som 65 prosent redusert forbruk av sementklinker sammenliknet med baseline (Material Economics, 2019).

Klimaløsninger

Størstedelen av utslippene fra sement og kalkindustri stammer fra selve prosessen, og karbonfangst er dermed det eneste aktuelle tiltaket for disse utslippene, utenom produktsubstitusjon (se under).

Karbonfangst og -lagring

Potensial mot 2035

Fangstanlegget som er bygget på Norcem Brevik har planlagt oppstart i 2024. Tiltaket ligger i referansebanen men er inkludert i potensialet nedenfor siden vi bruker referanseår. Anlegget vil fange 400 000 tonn CO₂ årlig. Norcems morselskap Heidelberg Cement har som mål å fange 10 millioner tonn CO₂ fra sine anlegg innen 2030, blant annet fra anlegget ved Slite i Sverige (Heidelberg Cement, 2022).

Fangstanlegget på Norcem fanger bare halvparten av utslippene fordi det er dimensjonert for å bruke varmegjenvinning til å dekke varmebehovet til fangstanlegget. En utvidelse av anlegget med ekstern energiforsyning vil kunne muliggjøre en høyere fangstgrad på et senere tidspunkt. Vi har ikke lagt til grunn at dette vil skje før 2035.

I tillegg har vi lagt inn at det bygges karbonfangstanlegg på Norfrakalk og på SMA Mineral med oppstart i hhv. 2034 og 2035 som samlet gir et potensial på 140 000 tonn i 2035. Med noe tidligere oppstart vil fangstanleggene ha full drift i 2035, noe som vil gi et samlet potensial på 290 000 tonn. Pilottesting med aminfangst har vært gjennomført på SMA Mineral i Mo i Rana som en del av industrikonsortiet CO₂ Hub Nord. Utslippspunktet kan i prinsippet inkluderes i en felles CCS-løsning i Mo i Rana (se tiltak i silisium og mangan). Verdalskalk og NorFraKalk har også studert mulighetene for CCS gjennom industriklyngen CCS Midt-Norge. NorFraKalk planlegger å gjennomføre pilottesting av CCS-løsninger innen 2030, men krafttilgang er en vesentlig barriere for det anlegget.

Sement og kalk 1 – Karbonfangst og -lagring	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	540 000 – 690 000
El-forbruk (TWh)	0,25 – 0,32
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • krafttilgang • manglende insentiver for industriell karbonfjerning • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger

Potensial mot 2050

CCS kan i prinsippet tas i bruk ved alle anleggene, men det kan være utfordrende å etablere gode logistikk- og infrastruktur-løsninger enkelte steder. Anlegg som har gode forutsetninger for CCS kan også være aktuelle for produksjonsøkninger.

Ressursbruk

I vurderingen av ressursbruk i 2035 har vi lagt inn et økt elektrisitetsforbruk på 0,25–0,32 TWh og omtrent det dobbelte i form av varme. Vi har forutsatt at varmebehovet dekkes av energigjenvinning. Anleggene ser på ulike løsninger, og konsernet NorFraKalk er en del av tester ut membranteknologi på et anlegg i Sverige, bl.a. fordi dette er en mindre energikrevende løsning.

Anleggene vil bygges i tilknytning til eksisterende anlegg, og vil hovedsakelig bygges innfor gjeldene tomtegrenser på grått areal. Noe arealbeslag utover dette kan være nødvendig for CO₂-infrastruktur.

Kostnader og andre barrierer

Vi antar at større CCS-prosjekter vil ha en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn over sin tekniske levetid. Bruk av energigjenvinning vil øke investeringskostnadene, men redusere driftskostnadene og avhjelpe både kraftsituasjonen og behovet for nettoppgraderinger. Forbrenning av kalk i sjaktovn har ikke samme tilgjengelig overskuddsvarme som forbrenning i en roterovn eller en sementovn. Det vil derfor ikke være mulig å gjenvinne varme til fangstprosessen (ved bruk av aminfangstteknologi) for sjaktovner.

Andre virkninger

Bruk av aminrensing vil innebærer reduserte utslipp av SO₂, NO_x og støv, men vi har ikke kvantifisert eller verdsatt disse effektene.

Elektrifisering

Det finnes ikke i dag noen kommersielt tilgjengelige alternativer til forbrenning for å dekke energiforsyningen til sement og kalkovnene. Det er noen prosjekter som ser på muligheten for å

elektrifisere ovnene (CEMENTA, 2019), eller å bruke konsentrert solenergi, hydrogen, bioenergi eller oxyfuel (IEA, 2021). Slike muligheter blir også utforsket i Norge av det Climit-støttede prosjektet ELSE 2. Alle disse har til felles at de i tillegg til å redusere utslippene fra energibruken legger til rette for CCS ved å øke konsentrasjonen av CO₂ i avgassen. Som et overslag kan elektrifisering av kalsineringsstrinnet kunne innebære et kraftbehov på rundt 1 TWh.

Økt bruk av avfall og biomasse

Den nødvendige temperaturen i sementovner er rundt 1 450 grader celsius, og denne energien tilføres i dag ved å brenne avfall og kull. De norske sementfabrikkene har lenge jobbet med å øke andelen avfallsbrensel, og siden flere av disse fraksjonene inneholder biomasse reduseres da de fossile utslippene fra fabrikkene. Vi har ikke kvantifisert noe potensial for økt bruk av avfall.

NorFraKalk brenner i dag innsamlet spillolje, men ønsker å gå over til mer biobasert brensel. Det er mest aktuelt å bruke trepellets og flis, men også flytende biobrensel. Potensialet for tiltaket er estimert ut fra hva Norfrakalk mener vil være tilgjengelig i markedet og som ikke har for høy pris. Forbrenning av spillolje er imidlertid en del av sluttdestruksjon av avfall og omfatter i hovedsak den andel som ikke benyttes til re-raffinering. Avfallsforbrenning av spillolje er derfor en del av en sirkulær økonomi, og det må gjøres en vurdering av om gjenbruk vil være viktigst. Ved investering i et karbonfangstanlegg vil utslippene fra spilloljen fanges og overgang til biomasse bli mindre aktuelt.

Sement og kalk 2 – Økt bruk av biomasse	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	12 000
El-forbruk (TWh)	-
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> regulatorisk usikkerhet tilgang og bærekraft

Klinkersubstitusjon og alternative bindere

Andelen klinker i sement kan reduseres med å tilsette alternative bindere, som flyveaske. Klinkersubstitusjon har vært et tiltak i Miljødirektoratets tidligere analyser, men mye av det tidligere utredede potensialet er uttømt, og vi har ikke grunnlag for å inkludere et nytt tiltak på dette i denne analysen. Tilgjengeligheten av flyveaske vil bli redusert som følge av det blir færre kullkraftverk. Heidelberg ser på muligheten for å bruke vulkansk aske (puzzolan) som alternativ til flyveaske. Deres tester viser at man kan bruke inntil 20 % puzzolan, og mer for enkelte typer betongkvaliteter.

En annen mulighet er å ta i bruk helt andre bindere enn klinker, som kan produseres med lite eller ingen klimagassutslipp. Det er mange ulike løsninger som utvikles, blant annet geopolymere som utvikles av det norske selskapet Saferock. De har fått støtte fra Enova til å bygge opp pilotanlegg med en produksjon av 6 000 tonn per år, og planlegger å ta investeringsbeslutning om et fullskala produksjonsanlegg i 2023. Råstoffet er avgangsmasser fra gruvevirksomheten til Titania, og prosjektet kan derfor også bidra til å redusere avfallsproblematikk. Saferock samarbeider derfor blant annet med Snøhetta og Lysefjorden Investering AS om å demonstrere bruken i et signalbygg ved Lysefjorden (ENOVA, 2021). Det er regulatoriske utfordringer med å ta i bruk andre typer betong

enn de som er kjent og utprøvd over mange år, og som er integrert i tekniske standarder og forskrifter til ulike formål.

Selv om potensialet for alternative bindere kan være veldig stort, viser de fleste studier et begrenset bidrag fra slike løsninger fram mot 2050. Det skyldes blant annet tilgjengeligheten av råstoff til alternative bindere med lavt klimafotavtrykk (Material Economics, 2019).

Treforedling

Produktene fra treforedlingsindustrien har en rekke bruksområder, fra forskjellige kvaliteter av papirmasse, papp og papir til fiberbaserte byggevarer og spesialiserte bioraffineri-produkter som spesialcellulose, ligninkjemikalier, vanillin og bioetanol. I og med denne bredden i produkter, er det ikke rett fram å sette den norske produksjonen i en global kontekst, men den norske omsetningen er mellom 1 og 2 prosent av den totale omsetningen i Europa.^{8,9}

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

I den tradisjonelle treforedlingsindustrien produseres tremasse fra tømmer og sagbruksflis enten mekanisk, kjemisk-mekanisk eller kjemisk, før tremassen videreføres til forskjellige kvaliteter av papp og papir eller trefiberplater i diverse vaske- og tørke-trinn.

Produksjon av papirmasse, papp og papir krever mye varme, hovedsakelig på grunn av de store vannmengdene i papirmassen, og utslippene av CO₂ stammer i all hovedsak fra produksjon av damp i olje-, gass- og avfallsforbrenningskjeler som brukes til oppvarming i forbindelse med prosessering og tørking. Det er stort sett naturgass, lett fyringsolje, avfallsstrømmer fra produksjonsprosessen samt rivningsvirke som brennes i kjelene, i tillegg til noe bruk av propan, diesel og enkelte andre fossile energikilder.

Ved bioraffineriet til Borregaard foregår det en mer kompleks produksjon, men utslippene av fossilt CO₂ stammer likevel stort sett fra damp- og energiproduksjon i kjeler, med forbrenning av naturgass og avfall. Her er det i tillegg noe prosessutslipp fra kalkstein til produksjon av kokesyre.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Det er elleve anlegg som har kvotepliktige utslipp av klimagasser innenfor det som regnes som treforedlingsindustrien i Norge i dag. Det er i tillegg noen anlegg, spesielt innenfor byggevareproduksjon, som ikke er kvotepliktige fordi de har produksjon innenfor en kvotepliktig aktivitet eller ikke forbrenner fossile brenslere med en innfyrt effekt som overstiger 20 MW, for eksempel Hunton sine anlegg for trefiberplater og isolasjon. Videre i dette kapitlet beskrives bare de kvotepliktige anleggene.

I 2022 ble det i Norge produsert i overkant av 1 000 000 tonn papp- og papirprodukter, omtrent 960 000 tonn tre- og papirmasse, 44 000 tonn trefiberplater, i tillegg til en rekke biokjemikalier ved Borregaard.

De totale kvotepliktige utslippene av fossilt CO₂ fra treforedlingsindustrien var i 2022 rett i underkant av 220 000 tonn. Av disse utgjør utslippene fra bioraffineriet på Borregaard rundt 65 prosent. Det var ingen av de resterende anleggene som hadde kvotepliktige utslipp av fossilt CO₂ i 2022 som oversteg 15 000 tonn.

Andre utslipp til luft

- 461 tonn NO_x
- 268 tonn VOC
- 62 tonn SO₂
- 44 tonn støv
- 15 tonn lystgass
- tungmetaller

⁸ veikart-for-treforedlingsindustrien-web.pdf (norskindustri.no)

⁹ <https://www.cepi.org/wp-content/uploads/2022/07/Key-Statistics-2021-Final.pdf>

Denne bransjen har også store utslipp av biogent CO₂, i all hovedsak fra Borregaard og de to anleggene til Norske Skog. Til sammen var utslippene av biogent CO₂ i 2022 fra treforedlingsindustrien på 477 000 tonn. Dette utgjør 68 prosent av de totale utslippene av CO₂ fra treforedlingsindustrien i 2022, som summerer seg til rett i underkant av 700 000 tonn CO₂.

Samlet brukte de elleve norske kvotepliktige anleggene 3,6 TWh elektrisk kraft i 2022.

Tabell 7. Kvotepliktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk til produksjon i treforedlingsindustrien.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Bio-CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Borregaard avd. spesialcellulose	143 042	148 500	Spesialcellulose Saltsyre Natriumhydroksid Svoveldioksid Natriumhypokloritt	155 334 104 617 46 378 35 914 26 703	628 000
Hellefoss Paper	14 412	-	Papir	44 158	97 686
Huntonit	11 690	-	Trefiberplater	43 600	38 873
MM FollaCell	3 628	-	CTMP-masse	133 213	171 229
Nordic Paper	15 513	-	Papir	40 295	101 746
Norske Skog Saugbrugs	969	117 000	Magasinpapir Mekanisk masse	313 613 255 220	879 224
Norske Skog Skogn	5 596	211 000	Papir Mekanisk masse	501 426 482 737	1 375 700
Ranheim Paper & Board	2 087	-	Papp og papir	109 085	182 787
Rygene-Smith & Thommesen	1 793	-	Papirmasse	38 962	52 158
Vafos Pulp	10 850	-	Tremasse	48 328	54 262
Vajda-Papir Scandinavia	10 178	-	Mykpapir	23 164	20 573
Sum	219 758	476 500			3 602 238

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp i verdikjeden

Ettersom råvaren i denne sektoren i all hovedsak er trevirke, er det lite utslipp av fossilt CO₂ knyttet til bruk og håndtering av produktene fra treforedlingsindustrien. Med relativt lave direkte utslipp av fossilt CO₂ fra prosessene og bruk av elektrisk kraft, utgjør de indirekte utslippene fra verdikjeden en stor andel av utslippene (scope 3).

Anleggene i sektoren ligger ofte tett på råvarene. Derfor er det utslipp fra leverandører av varer og tjenester som er den dominerende kilden til utslipp lenger opp i verdikjeden. Dette er typisk leverandører av tjenester ved anlegget, eller innkjøp av kjemikalier og andre innsatsmidler, utenom råstoff og energi.

Utslippene nedstrøms domineres for de aller fleste aktørene i denne sektoren av transport og distribusjon av produktene som produseres. Ikke alle har tilgang på kai eller jernbane, og frakt foregår med lastebil. Norske Skog bruker tog ved lengre avstander, mens kortreist tømmermottak i hovedsak foregår med lastebil. Industrien peker på at lønnsomheten i å frakte tømmer på tog har blitt svekket de siste årene, som følge av at terminal- og baneavgifter har økt.

Ved sluttbehandling av produktene, og i noen tilfeller i bruksfasen, oppstår det utslipp av biogent CO₂. For Borregaard Group er dette beregnet til i underkant av 800 000 tonn CO₂ i 2022.¹⁰ Produktene Borregaard selger på markedet, har i mange tilfeller lengre levetid, så utslippene vil i realiteten ikke oppstå i samme år som produktet er produsert. Men i henhold til GHG-protokollen¹¹ beregnes utslipp av CO₂ fra bruk og sluttbehandling i samme år som produksjonen.

Marked og etterspørsel

Etter flere år med nedgang, fra 2017 til 2020, nådde global papp- og papirproduksjon en topp i 2021, da det ble produsert 417 millioner tonn. Dette var en økning på 4 prosent sammenliknet med 2020. Dette produksjonsnivået holdt seg også i 2022.

Når det gjelder avisepapir og andre papirtyper, har den samlede produksjonen hatt en gjennomsnittlig årlig reduksjon på 2,4 prosent fra 2010 til 2017, før denne reduksjonsraten økte til 6,2 prosent årlig for årene 2018 til 2021. Likevel har produksjonen av innpakkingspapir, emballasjeplast og husholdnings- og sanitærpapir mer enn kompensert for dette fallet. Fra 2010 til 2021 har denne type produksjon hatt en gjennomsnittlig årlig økning på rundt 2 prosent, mye grunnet befolknings- og økonomisk vekst.

Framover forventes det en moderat økning, hvor fortsatt reduksjon i produksjon av publikasjonspapir oppveies av en økning i produksjon av fraktemballasje og sanitærpapir, spesielt i utviklingsland. I IEAs *Net Zero Scenario* ligger det inne en økning i produksjon av papp og papir på rundt 1 prosent hvert år fram mot 2030.¹²

Borregaard driver stadig med spesialisering av sine produkter fra bioraffinerier som en del av sin strategi, og rapporterer om sterk etterspørsel etter produktene deres.

Sirkulær økonomi

Det er et betydelig potensial for å øke andelen papirmasse produsert fra resirkulerte kilder. Dette kan gi en rekke ressurseffektivitetsfordeler, inkludert redusere sektorens energiintensitet, reduksjon i tilførsel av primærtrevirke, lavere vannforbruk og mindre avfallsproduksjon. Andelen gjenvunnet fiber i papirproduksjon er i dag litt over halvparten, og øker til 60 prosent innen 2030 i IEAs *Net Zero Scenario*.

Det er likevel ikke slik at økt resirkuleringsgrad nødvendigvis vil føre til reduserte utslipp, selv om det er mindre energikrevende. Dette skyldes at primærmasseproduksjon i stor grad er basert på bioenergi som er tilgjengelig som et biprodukt fra trærne som brukes som råvare. Resirkulert produksjon har ikke tilgjengelig biprodukter på samme måte eller i like stor grad, og kan derfor være

¹⁰ [or-05-23-ghg-reporting-borregaard-2022_070223.pdf](#)

¹¹ [Greenhouse Gas Protocol | \(ghgprotocol.org\)](#)

¹² [Pulp & paper - IEA](#)

mer avhengig av fossile brensler. Det vil derfor være viktig å gå over til biobrensler eller fornybar elektrisitet parallelt med at man øker andelen resirkulert materiale.

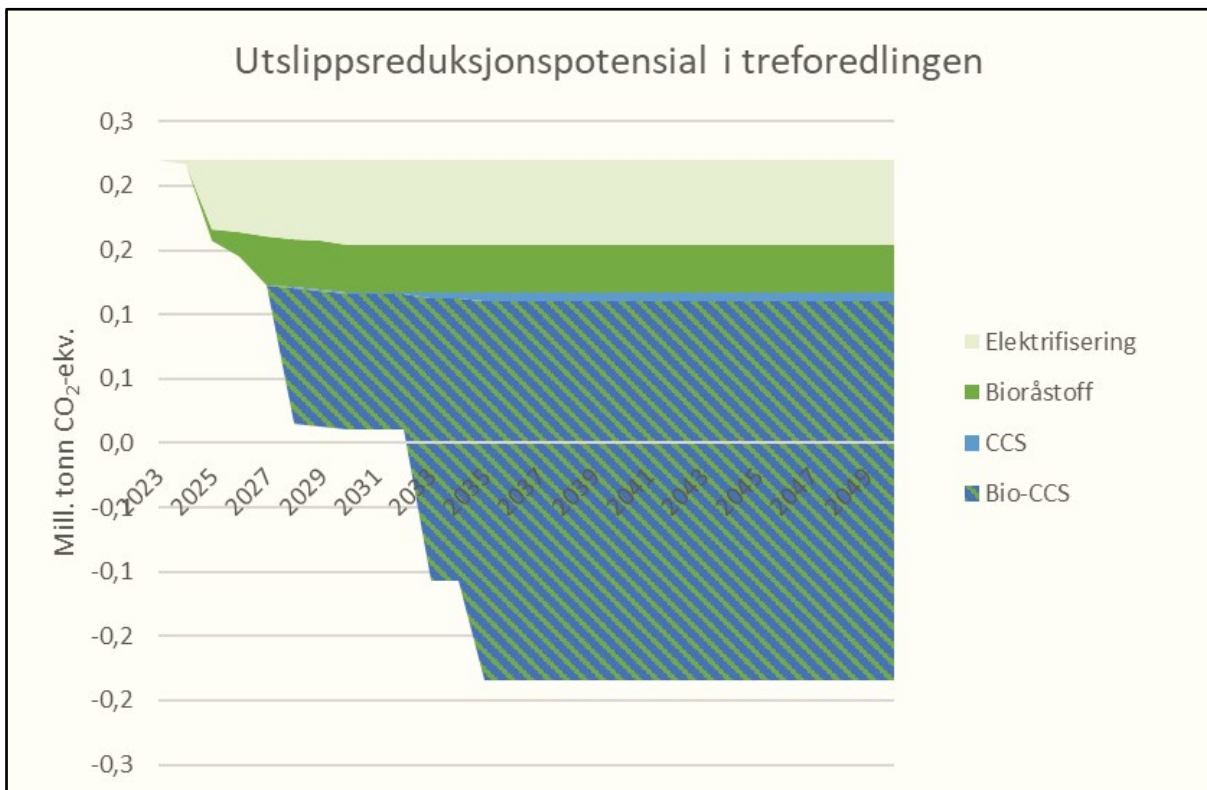
Klimaløsninger

Ettersom den samlede produksjonen av papirmasse, papp og papir er forventet å øke fram mot 2030, er det desto viktigere å redusere utslippsintensiteten. Dette kan gjøres primært ved å konvertere fra fossile brensler og øke energieffektiviteten. Økt bruk av høytemperatur varmpumpe i kombinasjon med utfasing av fossile brensler har et stort potensial for å redusere utslippene.

Confederation of European Paper Industries (CEPI) og den europeiske varmpumpeforeningen (EHPA) har i samarbeid kartlagt hvordan varmpumper kan integreres i produksjonen. Bruken av varmpumper vil ikke bare ta ned utslippene, men også potensielt redusere kraftbehovet knyttet til tørking med 50 prosent. Det er videre estimert at 65 prosent av varmebehovet i den europeiske treforedlingsindustrien kan dekke av varmpumper som nyttiggjør seg av prosessinterne varmekilder.

Ettersom denne bransjen har så stor andel av utslippene fra biogent CO₂, kan den potensielt bli en betydelig kilde til negative utslipp. Dette fordrer at det tas i bruk karbonfangst og -lagring bio-CCS.

I det følgende er elektrifiserings- og bioråstofftiltak ved Borregaard og CCS/bio-CCS ved Norske Skogs to anlegg beskrevet. For en samlet beskrivelse av klimatiltak for den øvrige treforedlingsindustrien, se kapittel 0.



Figur 4. Innfasing av tiltak i treforedlingsindustrien mot 2050.

Elektrifisering

Borregaard undersøker flere tiltak for økt elektrifisering.

Potensial mot 2035

I 2022 hadde Borregaard direkte utslipp på rundt 70 000 tonn fossilt CO₂ fra forbrenning av LNG og i underkant av 24 000 tonn fossilt CO₂ fra forbrenning av lett fyringsolje, fra blant annet tørking av lignin og dampproduksjon i multibrenselkjel. Bruk av lett fyringsolje var i hovedsak et midlertidig tiltak som følge av energikostnadene i 2022, og utslippet fra forbrenning av lett fyringsolje forventes å ligge under 5 000 tonn CO₂ i et normalår.

I tillegg kjøper Borregaard inn en del av dampen de forbruker fra Sarpsborg avfallsenergi, som hovedsakelig brenner husholdnings- og næringsavfall. Utslippene fra Sarpsborg avfallsenergi knyttet til dampproduksjon til Borregaard var i 2022 på cirka 36 000 tonn fossilt CO₂.

Borregaard jobber med et prosjekt for å konvertere fra bruk av LNG til elektrisitet for å tørke lignin. Dette kan ta ned utslippet fra bruk av LNG med rundt 30 000 tonn CO₂, og planen er å gå over til elektrisitet i løpet av 2024.

Energiforsyningen ved Borregaard kommer i dag fra damp produsert blant annet ved forbrenning av husholdnings- og næringsavfall i eget avfallsforbrenningsanlegg, forbrenning av eget biobrensel i biokjelen og import av damp fra Sarpsborg avfallsenergi som grunnlast. Som variabel topplast brukes en kombinasjon av og forbrenning av LNG og lett fyringsolje i en multibrenselkjel. Det produseres allerede i dag noe damp ved bruk av elektrokjeler, men de største energibærerne er LNG og lett fyringsolje, som forbrennes i multibrenselkjelen. Borregaard jobber med et prosjekt for å gå over til mer bruk av elektrokjeler i dampproduksjonen. Dette vil redusere behovet for fossile brensler betydelig, og dermed også utslippene av fossilt CO₂. Borregaard regner med å kutte utslippene med 35 000 tonn CO₂ ved å gå over til økt bruk av elektrokjeler.

Ved å investere i økt bruk av elektrisitet til tørking og produksjon av damp, kan dermed bruken av LNG vesentlig reduseres innen 2035. Det vil antakeligvis fortsatt være behov for noe bruk av fossile brensler også etter 2035, blant annet som støttefyring og til spraytørke. LNG kan også fungere som en beredskap og eventuell back-up dersom tilgang til elektrisk kraft skulle være begrenset på grunn av nettkapasitet.

Samlet kan økt elektrifisering redusere utslippene med rundt 65 000 tonn fossilt CO₂ i 2035.

Treforedling 1 – Elektrifisering	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	65 000
El-forbruk (TWh)	0,3
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • krafttilgang • høye investeringskostnader

Potensial mot 2050

Tiltaket forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Prosjektet gir en økning i elektrisitetsforbruket på rundt 0,3 TWh.

Kostnader

Ifølge Borregaard, vil prosjektet som helhet ha en bedriftsøkonomisk merkostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn CO₂. Dette inkluderer tiltak på energieffektivisering og økt bruk av bioenergi. I kostnadsberegningene har Borregaard lagt til grunn en støtteandel på 40 prosent på deler av prosjektet.

Andre virkninger

En overgang til mer bruk av elektrokjel vil redusere Borregaards indirekte utslipp fra energiforsyning (scope 2), fordi det ikke lenger vil være behov for damp produsert ved forbrenning av fossilt avfall. Dette avfallet må likevel fortsatt håndteres og brennes ett annet sted.

Bioråstoff

Borregaard undersøker muligheten for å utnytte egne bioråstoff i større grad.

Potensial mot 2035

I 2022 hadde Borregaard direkte utslipp på rundt 38 000 tonn fossilt CO₂ fra forbrenning av eget avfall.

Som en del av Borregaards prosjekt, jobbes det i tillegg til elektrifiseringstiltak også med energieffektiviseringstiltak i form av økt utnyttelse av spillvarme og smart prosessintegrasjon og økt bruk av bioråstoff.

I dag har Borregaard tilgjengelig bioenergi som selges, fordi det ikke eksisterer noe anlegg som kan utnytte det. Dette er bark, "alvamic" og KOF¹³-holdige strømmen som nå går til utslipp i vann, men hvor planen er å ta hånd om dette i en egen forbrenningsløsning. Som følge av tiltaket, ønsker Borregaard å fase ut bruken av energi fra egen avfallsforbrenning og erstatte den med mer bruk av eget bioråstoff.

Tiltaket kan redusere utslippene med rundt 3 000 tonn fossilt CO₂ i 2030.

Treforedling 2 – Bioråstoff	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	38 000
El-forbruk (TWh)	0,08
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> høye investeringskostnader

Potensial mot 2050

Tiltaket forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Tiltaket vil gjøre større bruk av egen tilgjengelig bioråstoff. Tiltaket vil føre til et litt høyere kraftforbruk.

¹³ Lett nedbrytbart organisk materiale.

Kostnader

Ifølge Borregaard, vil prosjektet som helhet ha en bedriftsøkonomisk merkostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn CO₂. Dette inkluderer tiltak på elektrifisering og energieffektivisering. I kostnadsberegningene har Borregaard lagt til grunn en støtteandel på 40 prosent.

Andre virkninger

En overgang til mer bruk av eget bioråstoff vil øke utslippene av biogent CO₂.

Karbonfangst og -lagring

Treforedlingsindustrien har flere relativt store utslipp av biogent CO₂. Ved å utstyre disse med CCS, kan man oppnå negative utslipp med industriell karbonfjerning. Kildene varierer i størrelse og konsentrasjon av CO₂. De største er forbrenningsanleggene på Norske Skog Skogn, Norske Skog Saugbrugs og Borregaard. Det er også mindre kilder som kan være aktuelle for klyngeløsninger i forbindelse med disse, som produksjonsanlegg for biogass og bioetanol.

Potensial mot 2035

Alle de tre store anleggene studerer mulighetene for CCS. Norske Skog Skogn som en del av CCS Midt-Norge, og Borregaard og Norske Skog Saugbrugs gjennom prosjektet Borg CO₂. Anlegget på Skogn har en fangstpilot fra selskapet Ocean Geoloop under testing. Det vil bli knyttet fangstanlegg til hver enkelt biokjele. Pilotanlegget på Skogn har demonstrert nær 100 prosent fangst.

I vurderingen av potensial mot 2035 har vi lagt inn 300 000 tonn CO₂ fra CCS på de to anleggene til Norske Skog.

Treforedling 3 – Fangst og -lagring av biogent CO₂	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	300 000
El-forbruk (TWh)	0,14
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • teknologien er markedsmessig umoden • tanglende insentiver og regulatorisk rammeverk for negative utslipp • tanglende insentiver og regulatorisk rammeverk for fangst av biogene utslipp (industriell karbonfjerning)

Potensial mot 2050

Det er også potensial for vesentlige negative utslipp ved å installere CCS på Borregaard, som vi ikke har tatt med her.

Ressursbruk

Fangst, kompresjon og flytendegjøring kan ha behov for 136 GWh kraft og omtrent det dobbelte i form av varme.

Anleggene vil bygges i tilknytning til eksisterende anlegg, og vil hovedsakelig bygges innfor gjeldene tomtegrenser på grått areal. Noe arealbeslag utover dette kan være nødvendig for infrastruktur og utskipingskai.

Kostnader

Interne studier i Norske Skog viser at kostnadene for å fange biogene utslipp i dag ligger på rundt 3 000 kroner per tonn CO₂. Vi antar at større CCS-prosjekter vil ha en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn over sin tekniske levetid. Bruk av energigjenvinning vil øke investeringskostnadene, men redusere driftskostnadene og avhjelpe kraftsituasjonen og behov for nettoppgraderinger.

Produksjon av mineralgjødning

Dagens matsystem er avhengig av mineralgjødning. Mineralgjødning bidrar til mer biomasse per areal, altså økte avlinger, og benyttes i omtrent halvparten av verdens matproduksjon (IEA, Chemicals, 2021). Både produksjon og bruk av mineralgjødning fører imidlertid til utslipp av klimagasser, i hovedsak CO₂ fra produksjon og lystgass (N₂O) fra bruk.

De samlede globale utslippene fra produksjon og bruk av nitrogenbasert mineralgjødning utgjorde cirka 2,4 prosent av de globale utslippene i 2018.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Det er to produksjonsanlegg for mineralgjødning i Norge som ligger i Porsgrunn og Glomfjord, begge er eid av Yara. Anlegget på Herøya i Porsgrunn består av en ammoniakkfabrikk, fire salpetersyrefabrikker, en kalksalpeterfabrikk og tre fullgjødningfabrikker. Ved framstilling av ammoniakk produseres argon, oksygen, nitrogen, flytende kullsyre og damp som biprodukter. Yara Glomfjord har fire produksjonsenheter, to salpetersyrefabrikker, én kalksalpeterfabrikk og én fullgjødningfabrikk.

Klimagassutslippene fra de to anleggene for mineralgjødningproduksjon var på cirka 1,15 millioner tonn CO₂-ekv. i 2022, 950 000 tonn av dette er utslipp fra ammoniakk og produksjon av salpetersyre som er omfattet av EUs klimavotesystem.

Andre utslipp til luft

- 618 tonn NO_x
- 271 tonn støv
- 422 tonn ammoniakk

Hovedandelen av utslippene kommer fra produksjon av ammoniakk som brukes videre til salpetersyreproduksjon. I produksjonen av ammoniakk brukes etan til å lage hydrogen, noe som gir betydelige utslipp av CO₂. Det resterende er i hovedsak utslipp av lystgass (N₂O) fra salpetersyreproduksjon og fullgjødningproduksjon.

Det er gjennomført tiltak for å redusere utslipp av lystgass fra salpetersyreproduksjonen og disse utslippene er redusert med over 80 prosent siden 2014. Lystgassutslippene fra fullgjødningproduksjonen har økt noe de senere år på grunn av endringer i råstoff sammensetning.

Tabell 8. Kvotepfiktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk til produksjon av mineralgjødsel.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Bio-CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Yara Porsgrunn	940 165	217 565	Fullgjødsel	2 178 261	682 556
			Kalksalpeter	1 172 913	
			Ammoniakk	464 689	
			Salpetersyre	363 569	
Yara Glomfjord	918	10 688	Fullgjødsel og kalksalpeter	771 362	151 929
			Salpetersyre	392 709	
			Sum	941 083	

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022.

* I tabellen er også utslipp av CO₂ og N₂O fra fullgjødselproduksjon som ikke er kvotepfiktige inkludert.

Utslipp i verdikjeden

Ifølge Yaras bærekraftsrapport for 2021 kommer rundt 62 prosent av klimagassutslippene i verdikjeden fra bruk av produktene. Til sammenligning står utslippene fra transport i den globale verdikjeden kun for 4 prosent av klimagassutslippene over livsløpet for gjødselen (Yara International ASA, 2022).

Ettersom en stor andel av utslippene i verdikjeden kommer ved bruk av mineralgjødsel bør det også gjøres tiltak i landbruket. Presis bruk av gjødsel, både mengder og tidspunkt, er essensielt for å minimere forbruket og dermed klimagassutslippene. Her vil både økt kunnskap og ny teknologi for presis spredning kunne gi viktige bidrag.

Marked og etterspørsel

Det har vært en enorm økning i bruk av nitrogengjødsel siden 1960-tallet og det er forventet at bruken vil øke ytterligere fram mot 2050 (Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2018).

Såkalt "Grønt gjødsel" lages ved å bruke grønn ammoniakk i produksjonen. Per i dag er dette markedet avhengig av kunder som er villige til å betale mer for utslippsfrie sluttprodukter. Yara har inngått den første kontrakten om levering av "grønn gjødsel" i 2023, produsert med grønn ammoniakk ved Yaras demonstrasjonsanlegg på Herøya.

Klimaløsninger

Overgang til bruk av lavutslippshydrogen

Utslippene fra produksjon av mineralgjødsel vil reduseres med over 70 prosent eller mer, dersom ammoniakk produseres ved bruk hydrogen fra elektrolyse istedenfor fra fossil gass. Produksjon av hydrogen ved elektrolyse vil også fjerne utslippene tidligere i verdikjeden knyttet til etanproduksjon. Grønn ammoniakk krever investeringer i elektrolyseanlegg og vil innebære en stor økning i elektrisitetsforbruket. Merkostnaden er sterkt avhengig av strømprisen. Alternativt kan man produsere såkalt blå ammoniakk som er ammoniakk der hydrogenet som benyttes er produsert fra fossile råstoffer, men med fangst og permanent lagring av CO₂. Dette planlegges blant annet av prosjektet Barents blue.

Yara Porsgrunn har fått støtte fra Enova til demonstrasjonsanlegg for grønn ammoniakkproduksjon. Prosjektet regnes som et nødvendig første steg mot fullskala elektrifisering (ENOVA, 2021). Anlegget har planlagt oppstart i 2023 og skal i første omgang produsere hydrogen tilsvarende 4 prosent av dagens hydrogenproduksjon.

Potensial mot 2035

Tiltaket innebærer at det bygges et elektrolyseanlegg i industriell skala som kan produsere 71 000 tonn hydrogen årlig. Dette vil dekke behovet til produksjon av cirka 400 000 tonn ammoniakk. Vi har lagt til grunn at anlegget kommer til erstatning for dagens hydrogenproduksjon fra etan hos Yara Porsgrunn og dermed vil redusere utslippene tilsvarende.

Noe av dagens utslipp blir imidlertid fanget og eksportert til bruk i næringsmiddelindustri. Det av dette som brukes i Norge er ført i utslippskategorien "Gjæring i brød og øl", mens den eksporterte mengden er trukket fra nasjonale utslipp.

Mineralgjødsel 1 – Produksjon av hydrogen til ammoniakkproduksjon ved elektrolyse	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	901 500
El-forbruk (TWh)	3,9 (4,5)
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • krafttilgang • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet

Ressursbruk

Et anlegg som skal produsere 71 000 tonn hydrogen vil trenge 3,9 TWh årlig. Dersom anlegget skulle produsert tilsvarende mengde hydrogen som i 2022 ville man trenge 4,5 TWh.

Kostnader

Elektrolyse er kraftkrevende, og det meste av kostnadene ved driften av elektrolyseanlegget antas å komme fra elektrisitet. Driftskostnadene ved tiltaket er derfor sterkt avhengig av den framtidige strømprisen bedriften vil møte.

I en rapport fra Menon Economics (Menon Economics, 2022), med samfunnsøkonomiske vurderinger av Hegra-prosjektet til Yara for produksjon av grønn ammoniakk, er den samfunnsøkonomiske kostnaden vurdert å ligge i intervallet mellom 500 og 1 500 kroner per tonn CO₂. Ifølge rapporten vil det i de bedriftsøkonomiske kostnadene være besparelser knyttet til kjøp og salg av kvoter, støtte gjennom CO₂-kompensasjonsordningen og eventuelt verdiøkning på produktet som følge av lavere karbonavtrykk. Det gjøres stadig endringer i reglene for tildeling av kvoter og i CO₂-kompensasjonsordningen. Blant annet vil tildelingen av kvoter i EU ETS reduseres når EU innfører

CBAM¹⁴. Beregningene i rapporten er derfor ikke helt oppdatert. Ifølge Yara vil etablering av et fullskala-anlegg være avhengig av investeringsstøtte.

Andre virkninger

Andre utslipp fra dagens hydrogenproduksjon vil også elimineres. Samtidig vil produksjon av en del biprodukter bortfalle.

Reduksjon i lystgassutslipp fra mineralgjødselproduksjon

Utslipp av lystgass fra mineralgjødselproduksjonen kommer av at urea tilsettes prosessen for å redusere dannelse av NO_x, og dette resulterer i utslipp av lystgass. Utslippene påvirkes av flere faktorer, som sammensetning av fosfor og bruken av urea. Utslipp av lystgass fra mineralgjødselproduksjon er ikke kvotepliktige.

Potensial mot 2035

Yara Porsgrunn bygget i 2017 et renseanlegg for å redusere utslippene, men det har foreløpig ikke vært i full drift. Det beregnede potensialet forutsetter at en bestemt fosfatblanding tas i bruk og at renseanlegget fungerer som planlagt.

Som beskrevet i beskrivelsen av dette tiltaket i Klimakur2030 er utslippet sterkt avhengig av hvilken fosfatblanding som brukes i prosessen. Markedet for fosfat er begrenset, og virksomheten har ikke nødvendigvis tilgang til den typen fosfat som gir lavest utslipp av lystgass. Det kan også være prisforskjeller mellom de ulike fosfattyperne

Mineralgjødsel 2 – Reduksjon i lystgassutslipp fra mineralgjødselproduksjon	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	60 000 ¹⁵
El-forbruk (TWh)	-
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> ressurstilgang (tilgang på rett kvalitet fosfat) tekniske utfordringer med ny renseteknologi

Kostnader

Renseanlegget er allerede bygget. Vi anslår at videre driftskostnader er under 500 kroner per tonn CO₂. Utslippet er ikke avgiftsbelagt, og utslippsreduksjoner gir ingen positiv økonomisk virkning for virksomheten.

¹⁴ [Carbon Border Adjustment Mechanism - European Commission \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-articles/2023/07/14)

¹⁵ Fra omregning fra lystgass til CO₂-ekv. er det benyttet et globalt oppvarmingspotensial (GWP) på 265.

Andre virkninger

Tiltaket er et FoU-prosjekt og kan bidra til ytterligere utslippsreduksjoner utenfor Norge.

Optimalisering av prosessen for å redusere utslippene av lystgass gir en økning i utslippene av NO₂. Vi antar at dette tiltaket (renseanlegget) ikke vil bidra vesentlig til økte utslipp av NO₂.

CCS som alternativ klimaløsning

For produksjon av grønn ammoniakk kunne et alternativ til å produsere hydrogen ved elektrolyse være å bygge et karbonfangstanlegg på dagens ammoniakfabrikk. Miljødirektoratet har ikke utredet dette nærmere. Dette kunne være et aktuelt alternativ, særlig hvis det etableres infrastruktur for CO₂ i området for annen nærliggende industri. En slik løsning vil kreve betydelig mindre kraft enn å produsere hydrogen ved elektrolyse.

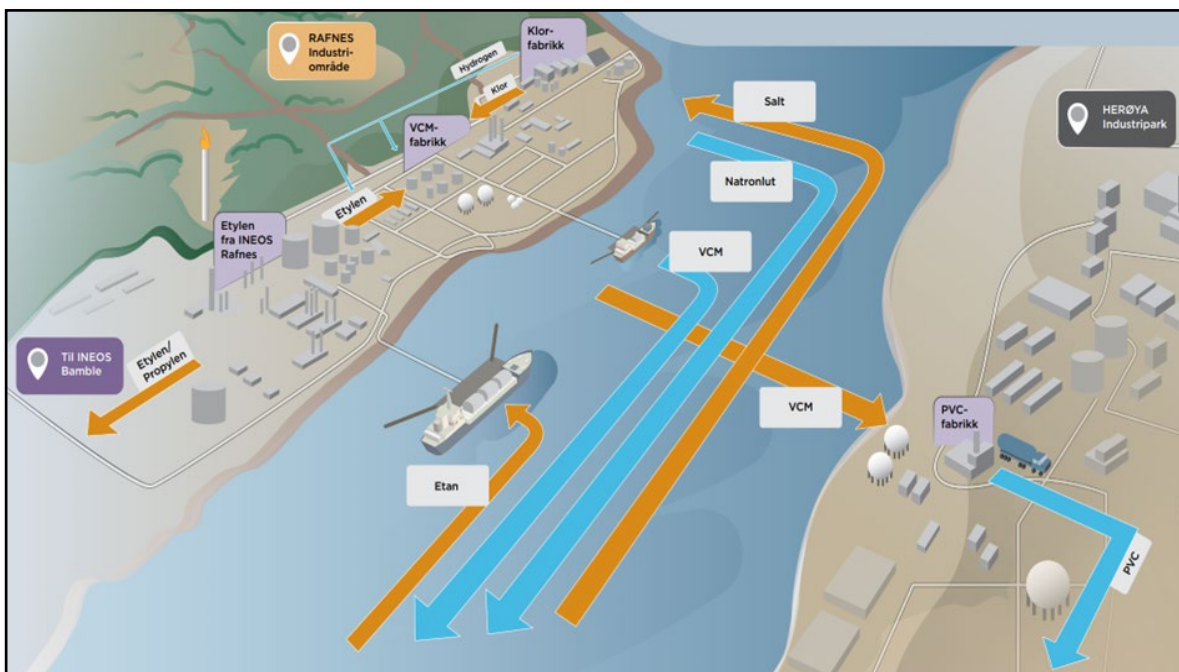
Petrokjemisk industri

I petrokjemisk industri videreføres olje og gass til kjemiske produkter. I dette kapitlet brukes begrepet petrokjemisk industri om produksjon av plastråvarer, metanol og andre kjemikalier. Produksjon av mineralgjødsel, inkludert produksjon av ammoniakk og salpetersyre, er beskrevet i et eget kapittel.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Petrokjemisk industri i Norge omfatter etylenfabrikken til Ineos Rafnes, polyetylenfabrikken hos Ineos Bamble, INOVYNs klor/VCM-fabrikk på Rafnes og PVC-fabrikk på Herøya, samt Equinors metanolfabrikk på Tjeldbergodden.

Ineos Rafnes ligger i Rafnes industripark og produserer hovedsakelig etylen, i tillegg til propylen og andre biprodukter. Råstoffet som benyttes er etan og LPG, og produksjonen foregår ved krakking av råstoffene i tolv gassfyrte ovner ved mellom 800 og 900 °C. Ovnene fyres med brenngass, som er et biprodukt fra etan brukt som råstoff i fabrikk. Det brukes også en del damp i ulike deler av prosessen, hvor dampkjelene fyres delvis med brenngass. I tillegg er det betydelige utslipp fra faking.

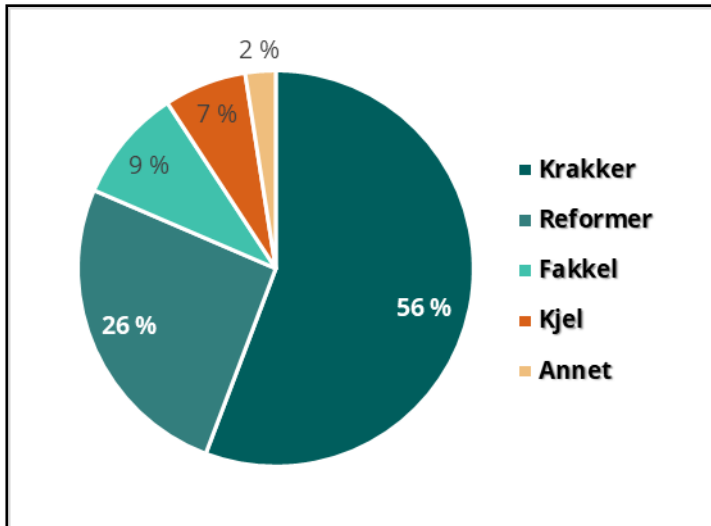


Figur 5. Oversiktskart over Rafnes industripark.

Ved Ineos sitt anlegg i Bamble produseres det polyetylen fra etylen importert fra Ineos Rafnes. Virksomheten har et kjelanlegg som produserer damp til internt bruk. I kjelanlegget forbrennes brenngass, flytende avfall, returetylen, lett fyringsolje og diesel. Anlegget har også noe utslipp fra faking.

INOVYN Rafnes produserer vinylkloridmonomier (VCM) fra etan og klor. VCM produseres ved krakking av dikloretan. Anlegget har utslipp av CO₂ fra forbrenning av brenngass og avgass fra oksykloreringsreaktor (oxyavgass) i tre krakkerovner og en avgassovn (incinerator) og forbrenning av

flytende avfall, som er biprodukter fra produksjonen av VCM, i et saltsyreanlegg. I tillegg er det mindre utslipp fra bruk av diesel i stasjonære aggregater og noe faking.



Figur 6. Fordeling av utslipp fra petrokjemisk industri på utslippskilde.

INOVYN PVC produserer plastproduktene S-PVC¹⁶ og P-PVC fra VCM importert fra INOVYN Rafnes. Fabrikken benytter damp som den primære energibæreren, importert fra Yara Porsgrunn. I tillegg har anlegget en gassbrenner tilknyttet tørkeanlegget for S-PVC, som kan benytte brenngass importert fra Ineos Rafnes, men dette har ikke vært gjort siden 2015. Det er derfor per i dag ingen utslipp av CO₂ fra INOVYN PVC.

Tjeldbergodden metanolfabrikk produserer metanol. Anlegget består av gassmottaksanlegg, metanolfabrikk

og luftgassfabrikk, og omformer naturgass fra Heidrun-feltet til metanol gjennom flere prosesstrinn. Naturgass går først gjennom en reformer og omdannes til syntesegass, som videre blir komprimert og omformet til råmetanol, før det destilleres til ferdig produkt. Utslippene fra prosessen kommer fra forbrenning av naturgass, syntesegass og i begrenset grad LOFS (Liquid off-spec metanol), som oppstår som biprodukter i produksjonen. Gassene forbrennes i reformer og kjel. Det er i tillegg noe faking på anlegget og noe bruk av diesel og propan.

Hovedandelen av de kvotepliktige utslippene i petrokjemisk industri kommer fra kraking av råstoff ved høy temperatur i ovner som bruker brenngass. Dette utgjorde cirka 56 prosent av de totale utslippene i 2022.¹⁷

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Kvotepliktige utslipp fra petrokjemisk industri i Norge utgjorde i 2022 cirka 0,76 millioner tonn CO₂.

Ineos Rafnes, Tjeldbergodden metanolfabrikk og INOVYN Rafnes utgjør de største utslippspunktene og det er ved disse anleggene vi hovedsakelig har utredet klimatiltak.

Andre utslipp til luft

- 403 tonn NO_x
- 527 tonn NMVOC
- 439 tonn metan
- 17 tonn SO_x

I tillegg var det utslipp av rundt 20 tonn VCM fra INOVYN sine to anlegg.

¹⁶ S-PVC er et pulver som i hovedtrekk brukes til harde og fleksible PVC-produkter som rør, kabelisolasjon, vindusprofiler m.m. P-PVC pulver er et mer finkornet pulver, som benyttes til mykere produkter som gulvbelegg, tapeter, kunstlær m.m.

¹⁷ 2022 var ikke et normalår ved Ineos Rafnes, med tre måneder stopp i driften. Vi har derfor benyttet 2021 som referanseår for Ineos Rafnes. For de andre anleggene er det tatt utgangspunkt i utslippene i 2022.

Tabell 9. Kvotepfiktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk til produksjon i petrokjemisk industri.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Ineos Bamble	17 286	Polyetylen (PEL)	93 795	128 183
Ineos Rafnes*	442 118	Etylen	616 156	244 312
INOVYN PVC	-	S-PVC P-PVC	103 336 35 219	31 338
INOVYN Rafnes	78 142	VCM ¹⁸ Klor	343 958 214 788	686 199
Tjeldbergodden metanolfabrikk	220 354	Metanol Oksygen	581 295 247 690	197 724
Sum	757 900			1 287 756

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022.

* 2022 var ikke et normalår ved Ineos Rafnes, med tre måneder stopp i driften. Vi har derfor benyttet 2021 som referanseår for Ineos Rafnes. For de andre anleggene er det tatt utgangspunkt i utslippene i 2022.

Utslipp i verdikjeden

Produksjonen av det fossile råstoffet fører med seg utslipp, og de ferdige produktene inneholder også fossilt karbon som frigjøres når de forbrennes eller brytes ned etter at produktet ikke lenger er i bruk. For å redusere utslipp i verdikjeden vil det være nødvendig med karbonfangst og -lagring på avfallsforbrenning nedstrøms og tiltak i petroleumssektoren oppstrøms.

Marked og etterspørsel

Plastråvarene benyttes til framstilling av ulike plastprodukter, blant annet emballasje, medisinske artikler, bygningsmaterialer, gulvbelegg og rør, mens metanol blant annet benyttes som løsemiddel i industrien, frostvæske og drivstoff.

Etterspørselen etter petrokjemiske produkter har økt kraftig over de siste tiårene. Etter en sterk vekst i 2021, som følge av at økonomien tok seg opp etter pandemien, stagnerte produksjonen i 2022, delvis på grunn av den globale økonomi- og energisituasjonen. Det er likevel ventet sterk vekst i etterspørselen etter petrokjemiske produkter framover.¹⁹

Høyverdijemikalier, som inkluderer blant annet etylen og propylen, er viktige mellomprodukter i produksjon av det meste av plast. Etterspørselen etter denne type kjemikalier har hatt en årlig vekst på 3 prosent over det siste tiåret. Når det gjelder metanol, som gjerne videreføres til drivstoff, formaldehyd eller andre mellomprodukter for plastproduksjon, til erstatning for olje som råstoff, har veksten i etterspørsel vært spesielt kraftig. Gjennom det siste tiåret har etterspørselen hatt en årlig vekst på i gjennomsnitt 6,5 prosent. Det var også en vekst i 2022, hvor markedet ellers stagnerte, på 2,4 prosent.²⁰

Av INEOS Rafnes sin produksjon av etylen, går cirka 70 prosent går til INOVYN PVC og Ineos Bamble som råstoff for produksjon av henholdsvis PVC og polyetylen. Cirka 30 prosent av årsproduksjonen

¹⁸ Vinylkloridmonomer.

¹⁹ [Chemicals - IEA](#)

²⁰ [Chemicals - IEA](#)

kjøles ned til væskeform og eksporteres med båt. VCM som produseres hos INOVYN går videre i rør blant annet til INOVYN PVC for videreforedling til PVC-produkter.

Equinors fabrikk på Tjeldbergodden er den største produsenten av metanol i Europa. Produksjonskapasiteten er på cirka 900 000 tonn metanol årlig og volumet fra Tjeldbergodden utgjør om lag 25 prosent av den samlede europeiske metanolproduksjonen. Produksjonen har vært noe lavere de tre siste årene.

Sirkulær økonomi

Plast som gjenvinnes kan brukes i videre produksjon av ny plast, enten mekanisk ved at ny og gammel plast blandes, eller kjemisk, ved at den brukte plasten brytes ned til opprinnelig byggesteiner. I EU ble det ifølge EEA innsamlet 29 millioner tonn plastavfall i 2018. Cirka 32 prosent av dette plastavfallet ble gjenvunnet. Mellom 20 og 30 millioner tonn plastavfall forbrennes i EU hvert år. Økt materialgjenninningsgrad vil redusere etterspørselen etter primærplast, og redusere utslippene fra forbrenning.²¹

EU har innført en rekke initiativer for å begrense plastavfall og øke materialgjenninningsgraden, blant annet Direktiv 2019/904 som omfatter og regulerer en rekke engangsprodukter av plast (som trådte i kraft i Norge i 2020), tekstilstrategien som kom 30. mars 2022 og flere andre forslag fra EUs handlingsplan for sirkulær økonomi fra 2020.

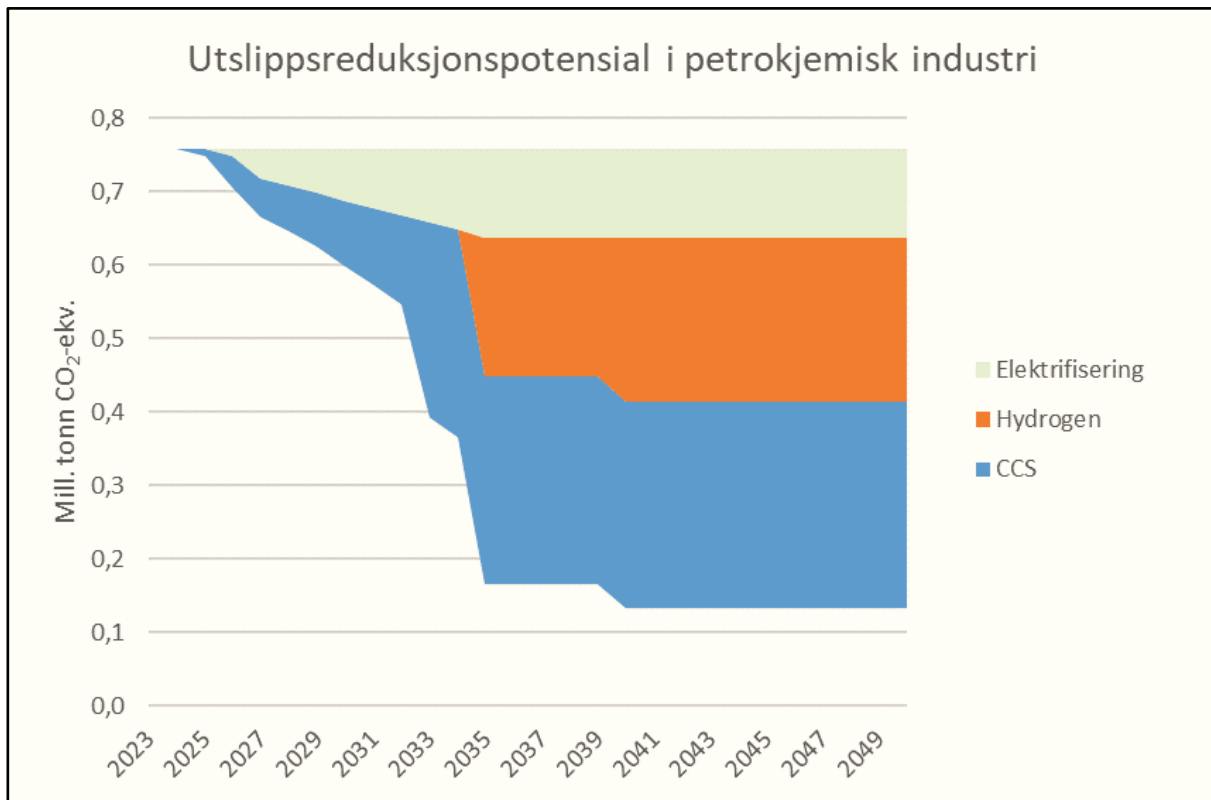
INEOS har som mål at all plast selskapet produserer i Europa skal kunne resirkuleres, og at selskapet innen 2025 skal tilby emballasjeprodukter som inneholder 50 prosent eller mer resirkulert materiale (Ineos, 2018).

Klimaløsninger

De primære klimaløsningene i denne sektoren er karbonfangst og -lagring og økt bruk av hydrogen. I tillegg, ettersom en vesentlig andel av varmebehovet i denne industrien legger på under 200 °C, kan også direkte elektrifisering gjennom for eksempel varmepumper være et godt tiltak på energieffektivisering.

Totalt kan denne bransjen redusere utslippene med rundt 80 prosent innen 2035, dersom alle tiltakene beskrevet her gjennomføres (Figur 7).

²¹ [TH-AL-20-025-EN-N Plastics- the circular economy....pdf](#)



Figur 7. Innfasing av tiltak i petrokjemisk industri mot 2050.

Elektrifisering

Vi har inkludert flere forskjellige tiltak ved Ineos og INOVYN Rafnes under elektrifiseringstiltak. Ved Ineos sitt anlegg dreier det seg om flere prosessoptimaliseringstiltak, mens det for INOVYN er det snakk om å elektrifisere oksykloreringsreaktoren.

Ineos Rafnes jobber ikke med elektrifisering av krakker som et tiltak per i dag.

Potensial mot 2035

Ineos Rafnes mener de kan redusere utslippene med 100 000 tonn CO₂ gjennom diverse energieffektiviserings- og prosessoptimaliseringstiltak. Et eksempel er luftforvarming på ovn, som gjøres ved å hente ut mettet damp fra drummen og varme luft opp mot 250 °C.

INOVYN Rafnes jobber med et prosjekt for å elektrifisere oksykloreringsreaktoren, og dette kan ta ned utslippene fra forbrenning av brenngass med 20 000 tonn CO₂.

Samlet kan økt elektrifisering og prosessoptimalisering ved Ineos og INOVYN sine anlegg på Rafnes ta ned utslippene med rundt 120 000 tonn CO₂ innen 2035.

Petrokjemisk 1 – Elektrifisering	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	120 000
El-forbruk (TWh)	0,16
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • høye investeringskostnader

Potensial mot 2050

Tiltaket forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Basert på redusert mengde forbrent brenngass ved elektrifisering av reaktoren ved INOVYN Rafnes, har vi beregnet et økt kraftbehov på 160 GWh. Vi har ikke nok informasjon til å beregne endring i kraftbehov ved Ineos Rafnes som følge av deres prosessoptimaliseringstiltak, men her er det jo også muligheter for å redusere energibehovet.

Kostnader

Miljødirektoratet har ingen forutsetninger for å si noe om kostandene ved disse prosjektene.

Andre virkninger

Tiltakene vil medføre redusert utslipp av annen forurensning.

Overgang til bruk av lavutslippshydrogen

Alle de tre anleggene, Ineos Rafnes, INOVYN Rafnes og Tjeldbergodden metanolfabrikk, jobber med tiltak for økt bruk av hydrogen i produksjonen.

Potensial mot 2035

Ved Ineos Rafnes er det mulig å splitte hydrogen og etan til de forskjellige krakkerene, i stedet for å bruke brenngass. Vi har lagt inn et potensial på 128 000 tonn CO₂ redusert ved overgang til hydrogen.

INOVYN Rafnes ser også for seg å erstatte deler av brenngassforbruket med hydrogen. Her ser de for seg å bygge en 20 MW elektrolysør for produksjon av grønt hydrogen. Hydrogenet som produseres kan benyttes direkte i interne prosesser, og kan gi en reduksjon på minst 22 000 tonn CO₂ årlig.

Ved Equinors metanolfabrikk på Tjeldbergodden jobbes det med flere forskjellige teknologiløp. Vi har her lagt inn et potensial for substitusjon av naturgass i brennerne med grønt hydrogen. En konvertering av 80 prosent av dagens naturgassforbruk til hydrogen, ville gitt en utslippsreduksjon på rundt 130 000 tonn CO₂ årlig innen 2035. Equinor har kommunisert at dette er et prosjekt med høye kostnader, og at det derfor også vurderes bruk av biogass eller muligheten for en forsterket satsning på karbonfangst til permanent lagring eller bruk til reinjisering i naturgassforsyningen til metanolanlegget, der CO₂ omdannes til metanol. Per i dag har vi altså lagt inn et utslippsreduksjonspotensial i økt bruk av hydrogen på Tjeldbergodden, men med et forbehold om at valg teknologi kan endre seg framover.

Samlet kan en økt bruk av hydrogen i petrokjemisk industri redusere utslippene med omtrent 280 000 tonn CO₂ årlig innen 2035.

Petrokjemisk 2 – Hydrogen	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	280 000
El-forbruk (TWh)	3,5
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • krafttilgang • høye investeringskostnader

Potensial mot 2050

Tiltakene forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Tiltakene har et vesentlig kraftbehov. Basert på våre beregninger har vi lagt inn 3,5 TWh samlet økt kraftbehov.

Kostnader

Miljødirektoratet har ingen forutsetning for å si noe om kostnadene ved disse prosjektene.

Andre virkninger

Tiltakene vil redusere utslippene av annen forurensning.

Karbonfangst og -lagring

Det er gjort vurderinger for karbonfangst og -lagring ved Ineos Rafnes og Tjeldbergodden metanolfabrikk, som er de to største utslippspunktene i petrokjemisk industri.

Potensial mot 2035

Ineos Rafnes har kommunisert at de ser på muligheten for å fange 190 000 tonn CO₂ årlig ved å installere karbonfangst og -lagring på de ovnene som fyres med etan. Det er likevel usikkerhet om dette kan komme på plass innen 2035, med de barrierene man ser i dag. I tillegg ønsker man å gjennomføre prosessoptimaliseringstiltakene før et eventuelt prosjekt på karbonfangst og -lagring kan settes i gang. Vi har likevel lagt inn 190 000 tonn CO₂ med karbonfangst i 2035, men understreker at det fort kan bli nærmere 2040 før dette er på plass.

Petrokjemisk 3 – Karbonfangst og -lagring	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	190 000
El-forbruk (TWh)	0,86
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • teknologien er markedsmessig umoden • manglende insentiver og regulatorisk rammeverk for negative utslipp • manglende insentiver og regulatorisk rammeverk for bruk av fanget CO₂ • tilgang og pris på elektrisk kraft

Potensial mot 2050

Tjeldbergodden jobber også med et teknologiløp på fangst av CO₂. Denne kan enten reinjiseres i naturgassforsyningen til metanolanlegget, der CO₂ omdannes til metanol, eller sendes til lagring. Det er kommunisert et potensial på 100 000 tonn CO₂ årlig.

Ressursbruk

Vi har beregnet et kraftbehov ved Ineos Rafnes sitt prosjekt på 86 GWh årlig. Her er det tatt utgangspunkt i erfaringstall med tilsvarende teknologiprojekt. Vi har ikke beregnet noe kraftforbruk for et eventuelt prosjekt på reinjisering ved Tjeldbergodden metanolfabrikk.

Kostnader

Miljødirektoratet har ingen forutsetning for å si noe om kostnadene ved disse prosjektene.

Andre virkninger

Miljødirektoratet har ingen forutsetning for å si noe om andre virkninger ved disse prosjektene.

Oljeraffinering

Oljeraffinering i Norge omfatter nå bare raffineriet på Mongstad. Virksomheten til Esso på Slagentangen ble i juni 2021 lagt om til drivstoffterminal.

Produksjonsprosess og kilder til utslipp

Raffineriet på Mongstad prosesserer råolje, residue, bioråstoff, samt nafta. I Vestprosessanlegget, som opereres integrert med raffineriet, prosesseres våtgass og naturgasskondensat. Produktene fra raffineriet er LPG, nafta, bensin, jetdrivstoff, parafin, diesel, gassolje, petrolkoks, svovel, tung fyringsolje og residue, samt noe elektrisk kraft.

Utslippene kommer fra forbrenning av fyrgasser, spillgass, fakkalgass, surgass, butan og i spesielle situasjoner diesel i raffineriets ovner og kjeler, samt hovedfakkell og branntreningsfelt. Det er også betydelige utslipp fra avbrenning av koks på katalysatorer i krakkeranlegget, samt fra kalsinering av koks i kalsineringsovn og noe utslipp fra svovelgjenvinningsanleggene. Anlegget har flere renseanlegg for rensing av røykgass.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Raffineriet på Mongstad er den største punktkilden til utslipp av klimagasser på land i Norge, med et kvotepliktig utslipp på rundt 1,7 millioner tonn CO₂ i 2022.

Raffineriet på Mongstad er et middels stort raffineri i europeisk sammenheng. Anlegget har en kapasitet på nærmere tolv millioner tonn råstoff per år.

Strømforbruket på anlegget som i dag opereres integrert på Mongstad (raffineriet, Vestprosess og råoljeterminalen) utgjør cirka 0,5 TWh per år.

Råoljeterminalen på Mongstad (MTDA eller Mongstad Terminal Delt Ansvar) er tett integrert med raffineriet og opereres av Equinor. Terminalen er Norges største, og mottar råolje fra en stor andel av felt operert på norsk sokkel. Oljen mellomlagres på Mongstad-terminalen før eksport til kunder.

Vestprosess Delt Ansvar (VPDA) er et NGL anlegg som også drives innlemmet i raffineriet. Anlegget tar imot NGL fra Sture og Kollsnes samt LPG fra raffineriet. Volumene fraksjoneres i Vestprosess prosessanlegg, propan og butan eksporteres mens nafta og noe fyrgass rutes videre til raffineriet.

Andre utslipp til luft

- 2 625 tonn NMVOC
- 1 144 tonn NO_x
- 1 387 tonn metan
- 307 tonn SO₂
- 45 tonn svevestøv

I tillegg var det utslipp av tungmetaller.

Tabell 10. Kvotepiktige utslipp av klimagasser og elektrisitetsforbruk til produksjon fra oljeraffinering.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Produkt	Produksjon [tonn]	Kraft [MWh]
Mongstad raffineri	1 678 543	Raffinerte petroleumsprodukter	10 987 652	515 329
Sum	1 678 543			515 329

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022.

Utslipp i verdikjeden

Raffinerier er generelt energi- og utslippsintensive. Utslippet (scope 1) ligger typisk i området fra 100 til 200 kg CO₂ per tonn råolje prosessert,²² men i et verdikjedeperspektiv kommer de store utslippene fra forbrenning av petroleumsproduktene (scope 3).

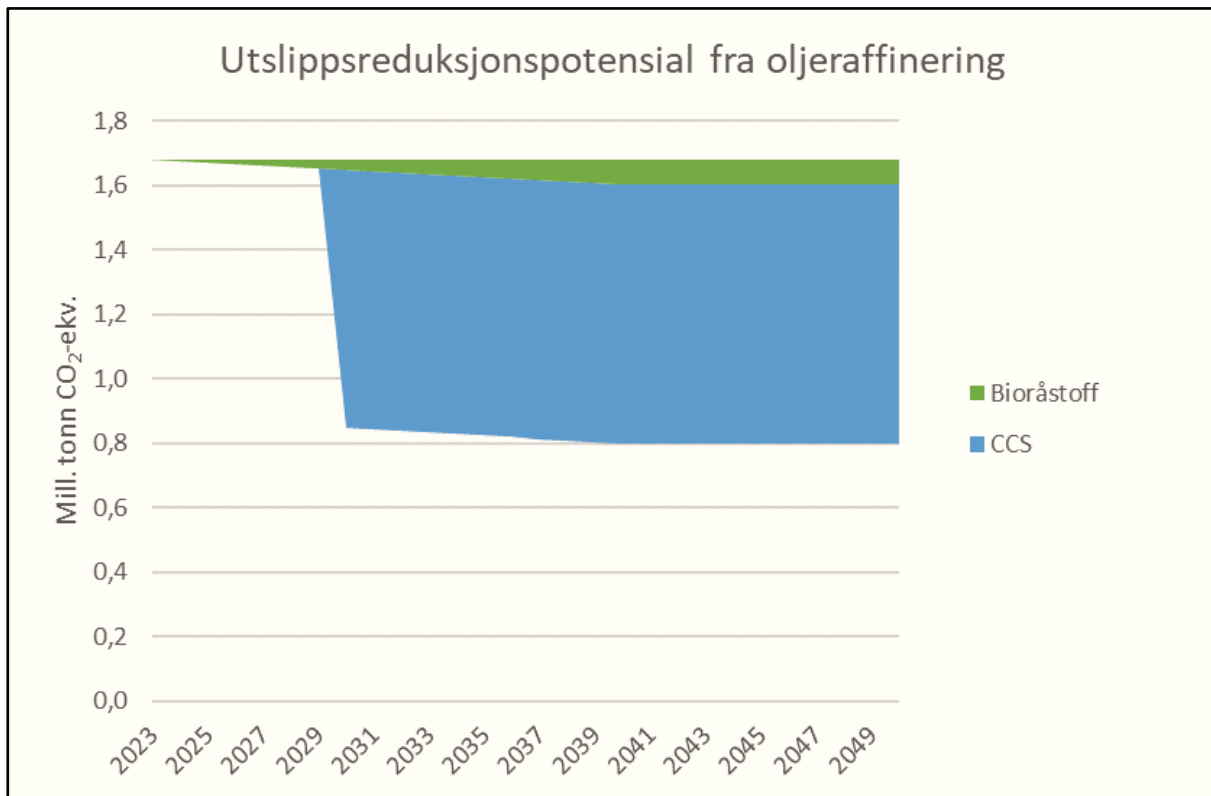
Marked og etterspørsel

Omlegging av raffineriet på Slagentangen til drivstoffterminal skyldes nedgang i etterspørselen etter drivstoff i Norge og resten av Europa. Det foreligger per nå ingen kjente planer om nedleggelse av raffineriet på Mongstad.

Klimaløsninger

I et 2050-perspektiv vil man være avhengig av en kombinasjon av tiltak for å nå null utslipp. Dette kan innebære produksjon av alternative produkter som hydrogen og andre lavutslippsdrivstoff. De identifiserte tiltakene halverer utslippene fra raffineriet på Mongstad innen 2035 (Figur). Nedleggelse grunnet redusert etterspørsel etter fossile raffineriprodukter er også et alternativ.

²² [prosess21_rapport_hovedrapport_web-1.pdf](#)



Figur 8. Innfasing av tiltak fra oljeraffinering mot 2050.

Innblanding av biologisk råstoff i krakkeranlegget

Det er mulig å erstatte deler av dagens fossile råstoff i raffineriet med biobasert råstoff, som delvis kan erstatte raffineriets direkte (scope 1) utslipp av fossilt CO₂ med biogent CO₂.

Potensial mot 2035

All tremasse som avvirkes årlig kunne dekket mellom 5 og 6 prosent av det raffineriet trenger for å opprettholde dagens produksjon.²³ Det er derfor et begrenset potensial for utslippsreduksjoner fra dette tiltaket, spesielt sett opp mot størrelsen på de totale utslippene.

I 2022 hadde Mongstad et utslipp på 765 000 tonn CO₂ fra avbrenning av koks i krakkeranlegget. Anlegget splitter tung olje opp i lettere produkter, og dette er Norges største utslippspunkt. Det har de siste årene vært gjort tester med innblanding av biobasert råstoff i føden. Innblandingsprosenten i krakkeranlegget har typisk ligger på mellom null og fem prosent, og man studerer tiltak for å eventuelt kunne øke denne andelen.

I dette tiltaket har vi lagt inn at innblandingsgraden av bioolje i krakkeranlegget gradvis øker, til den når 13 prosent i 2040. Utslippsreduksjonspotensialet i 2035 er på rundt 70 000 tonn CO₂.

²³ [prosess21 rapport hovedrapport web-1.pdf](#)

Oljeraffinering 1 – Bioråstoff	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	70 000
El-forbruk (TWh)	-
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • tilgang på bioråstoff • prosessbegrensninger • regulatoriske barrierer

Potensial mot 2050

Anlegget studerer potensialet for økning i bioinnblandingskapasitet i egen produksjon, men markedsmessige forhold vil avgjøre om kapasiteten vil bli brukt.

Ressursbruk

Biodrivstoff produseres fra eksempelvis sukker, mais, vegetabiliske oljer, mens avansert biodrivstoff produseres fra diverse avfall.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke noen forutsetning for å si noe om kostnadene for dette prosjektet.

Andre virkninger

En betydelig andel av bioråstoffet som fødes inn i krakkeren, vil bli med i produktene. Dette vil dermed redusere utslippene fra forbrenning lengre nede i verdikjeden.

Karbonfangst og -lagring fra hydrogenproduksjon

Det er startet en mulighetsstudie for produksjon og bruk av blått hydrogen på Mongstad. Konseptet som studeres vil omdanne fyrgass fra raffineriet til hydrogen før det forbrennes. I løpet av prosessen fanges og lagres CO₂.

Potensial mot 2035

Omtrent halvparten av utslippene fra Mongstad raffineri kommer fra krakkeranlegget, mens den andre halvparten kommer fra fossil fyring. Dette tiltaket vil ikke ha noen innvirkning på utslippene fra krakkeranlegget, men kan potensielt erstatte hele den fossile forbrenningen med blått hydrogen, og dermed redusere utslippene mellom 800 000–900 000 tonn CO₂.

Vi har lagt inn en reduksjon på 800 000 tonn CO₂ i 2035.

Oljeraffinering 2 – Karbonfangst og -lagring fra hydrogenproduksjon	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	800 000
El-forbruk (TWh)	0,3
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • høye investeringskostnader • behov for risikoavlastning • teknisk krevende • kommersielt usikkert • tilgang på elektrisk kraft

Potensial mot 2050

Tiltaket forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Det er foreløpig beregnet at tiltaket vil medføre økt forbruk av elektrisk kraft på rundt 0,3 TWh.

Kostnader

Miljødirektoratet har ikke noen forutsetning for å si noe om kostnadene for dette prosjektet, men Equinor kommuniserer at det er behov for risikoavlastning for å utløse tiltaket.

Andre virkninger

Avhengig av installert produksjonskapasitet kan ytterligere hydrogen produseres med naturgass som råstoff og anvendes som innsatsfaktor for lokal hydrogenbasert industri eller transporteres til andre markeder.

Stasjonær forbrenning

Alle industrisektorer har utslipp fra stasjonær forbrenning, i større eller mindre grad, fra ulike kilder og utslippsenheter. Mange av disse kildene til utslipp er relativt like, som for eksempel forbrenning av lett fyringsolje eller naturgass i en kjel med formål å produsere varme eller damp til videre bruk. Vi har derfor samlet det meste av stasjonær forbrenning fra industrien i dette kapitlet. Anleggsspesifikk stasjonær forbrenning som er omtalt i egne sektorkapitler, er ikke inkludert i utslippsreduksjonspotensialet her.

Produksjonsprosesser og kilder til utslipp

Produksjonsprosessene i industrien varierer stort, men alle har behov for energi. Stasjonær forbrenning er forbrenning av brensler til energiformål utenom transport. Dette kan for eksempel være varme eller dampproduksjon til videre bruk i prosessen.

Stasjonær forbrenning til energiformål i industrien deler vi inn i indirekte og direkte firing (faktaboks). Ved indirekte firing er kilden til utslipp gjerne en olje- eller gasskjel. Når det gjelder direkte firing, er bruksområdene og kilden til utslipp mer variert. Det kan for eksempel være tørking av korn, herding av materialer eller en åpen flamme i et støperi.

Indirekte og direkte firing

Indirekte firing er typisk at man forbrenner brensler i en kjel eller annen enhet med det formål å produsere varme som føres videre i et varmemedium, for eksempel damp.

Ved direkte firing er flammen i direkte kontakt med produktet som produseres, og ikke via et varmemedium. Dette kan for eksempel være at man forbrenner gass i et tørkekammer eller i et støperi.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Utslippene fra stasjonær forbrenning utgjorde omtrent 20 prosent av de totale utslippene fra industrien i 2022.

Ved inngangen til 2024 var det registrert over 24 000 bedrifter innenfor industrien i Norge.²⁴ Mange av disse har ikke utslipp av klimagasser eller bare et beskjedent energibehov. Tabell 11 gir en oversikt over utslipp fra stasjonær forbrenning i 2022, fordelt på industrisektorer slik det er gjort i utslippsregnskapet.

²⁴ [Virksomheter – SSB](#)

Tabell 11. Utslipp av CO₂ fra stasjonær forbrenning i industrien.

Sektor	Kvotepliktig CO ₂ [tonn]	Ikke-kvotepliktig CO ₂ [tonn]
Treforedling	118 723	194
Oljeraffinering	640 318	3 651
Petrokjemi	15 182	65 970
Kunstgjødsel	-	1 284
Annen kjemisk industri	99 027	-4 011
Sement, kalk og gips	446 366	13 439
Annen mineralsk industri	157 029	66 875
Metallindustri	219 053	59 322
Annen industri og bergverk	90 399	330 891
Sum	1 786 097	537 615

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

Utslipp i verdikjeden

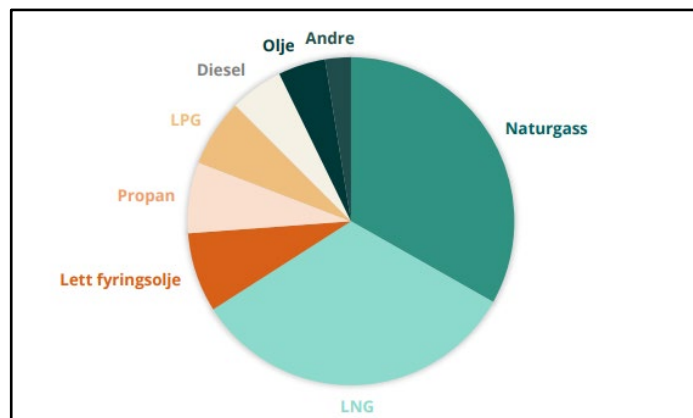
Det er utslipp fra produksjon av fossile brenslere, som produksjon av naturgass eller raffinering. Den stasjonære forbrenningen er sluttbruken av fossile brenslere i denne verdikjeden.

Marked og etterspørsel

En betydelig andel av energibehovet til energiformål i industrien dekkes ved stasjonær forbrenning av naturgass/LNG i dag (Figur).

Sirkulær økonomi

Deler av energibehovet dekkes i dag ved forbrenning av spillolje. Dette er rester av olje fra andre industrielle prosesser, og kan fortsatt være en fornuftig bruk i et ressursutnyttelsesperspektiv, selv om det gir fossile utslipp.



Figur 9. Andel av energibehov i kjel som dekkes av ulike fossile brenslere i 2022. Kilde: Miljødirektoratet.

Klimaløsninger

Tiltaket beskrevet her går på å konvertere dagens fossile energibruk til fornybare eller utslippsfrie alternativer. Det er også mulig å gjøre mye på energieffektivisering. Alene vil ikke dette i alle tilfeller kunne fjerne de fossile utslippene, men ved å for eksempel installere en varmepumpe i forbindelse med en overgang til fornybar elektrisitet, vil man også kunne ta ned det totale energibehovet til denne type formål i industrien.

Konvertering fra fossile brensler

Tiltaket går ut på å konvertere fossile brensler som olje og gass til indirekte fyring i den ikke-kvotepfiktige industrien til fornybare energibærere som elektrisitet, biobrensler, fjernvarme og hydrogen. Vi har tatt ut utslippsreduksjoner fra stasjonær forbrenning som er omtalt i egne sektorkapitler.

Potensial mot 2035

Ettersom det er varslet et forbud fra 2030, vil hele tiltakets potensial være tatt ut innen da. Vi har lagt inn at 95 prosent av dagens stasjonære forbrenning til indirekte fyring konverteres til fornybare alternativer.

Vi har lagt inn en reduksjon på 360 000 tonn CO₂ i 2035. Dersom et forbud utvides til å også inkludere indirekte og direkte fyring i hele industrien, vil potensialet økes til i underkant av 1,1 millioner tonn CO₂.

Stasjonær forbrenning 1 – Konvertering fra fossile brensler	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	360 000
El-forbruk (TWh)	1,3
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • behov for atferdsendring • investeringskostnader

Potensial mot 2050

Tiltaket forventes fullstendig utløst innen 2035.

Ressursbruk

Det er foreløpig beregnet at tiltaket vil medføre økt forbruk av elektrisk kraft på rundt 1,3 TWh. Dette behovet kan tas ned dersom det gjennomføres energieffektiviseringstiltak som en del av konverteringen. Tiltaket vil også øke etterspørselen etter biobrensler, og i veldig begrenset grad hydrogen. Vi har beregnet et energibehov tilsvarende 120 GWh biogass og 20 GWh hydrogen.

Kostnader

Beregningene våre viser at disse tiltakene generelt er bedriftsøkonomisk lønnsomme på sikt. Det vil være noen unntak, avhengig av hva det konverteres fra og til, men selv der vil kostnadene være beskjedne.

Andre virkninger

En konvertering til fornybare og utslippsfrie alternativer kan som nevnt gi et lavere totalt energibehov til energiformål i industrien, både som følge av at elektrisitet har en høyere virkningsgrad, men også ved at man kan legge til rette for ordninger som oppfordrer til installasjon av varmepumper og liknende.

Avfallsforbrenning

Energiforsyning er den største kilden til klimagassutslipp globalt, men en relativt liten kilde i Norge. Overgang til fornybar energi er det viktigste klimatiltaket ellers i verden. I Norge er avfallsforbrenning den største kilden i denne kategorien. Avfallsforbrenningsanleggene har blitt etablert som et mer miljøvennlig og ressurseffektivt alternativ til avfallsdeponier. Avfallsforbrenningsanleggene håndterer et problem som skapes av befolkning og næringsliv i kommunene, og fjernvarme er en nettverksnæring hvor tilknytning og prising er regulert av det offentlige. Tre avfallsforbrenningsanlegg er kvotepliktige, mens de øvrige er de største punktutslippene i ESR-pilaren.

Anlegg, forbruk og utslipp i Norge

Avfallsforbrenningsanleggene slapp ut i overkant av 1 million tonn CO₂ i 2022, hvorav 113 000 tonn var kvotepliktige. De største avfallsforbrenningsanleggene rapporterer data årlig til Miljødirektoratet, men det er ikke tilfelle for alle mindre forbrenningsanlegg. I tillegg er mye avfall, for eksempel husholdningsavfall, heterogent. For anlegg som brenner slikt avfall er det krevende å beregne utslippene nøyaktig. Det er heller ikke utbredt praksis i dag å måle utslippet av CO₂.

Tabell 12. Utslipp av klimagasser fra avfallsforbrenningsanlegg hvor det er vurdert tiltak.

Anlegg	CO ₂ [tonn]	Bio-CO ₂ [tonn]	Pilar
Hafslund Oslo Celsio	177 809	188 449	ESR
BIR Avfallsenergi	120 000	130 000	ESR
Statkraft Varme	119 600	119 700	ESR
Forus energigjenvinning	61 900	50 700	ESR
Returkraft	60 298	69 375	ESR
FREVAR	39 897	57 600	ETS
Sarpsborg avfallsenergi	36 620	42 075	ETS
Sum	616 124	657 899	

Innrapporterte data til Miljødirektoratet for 2022

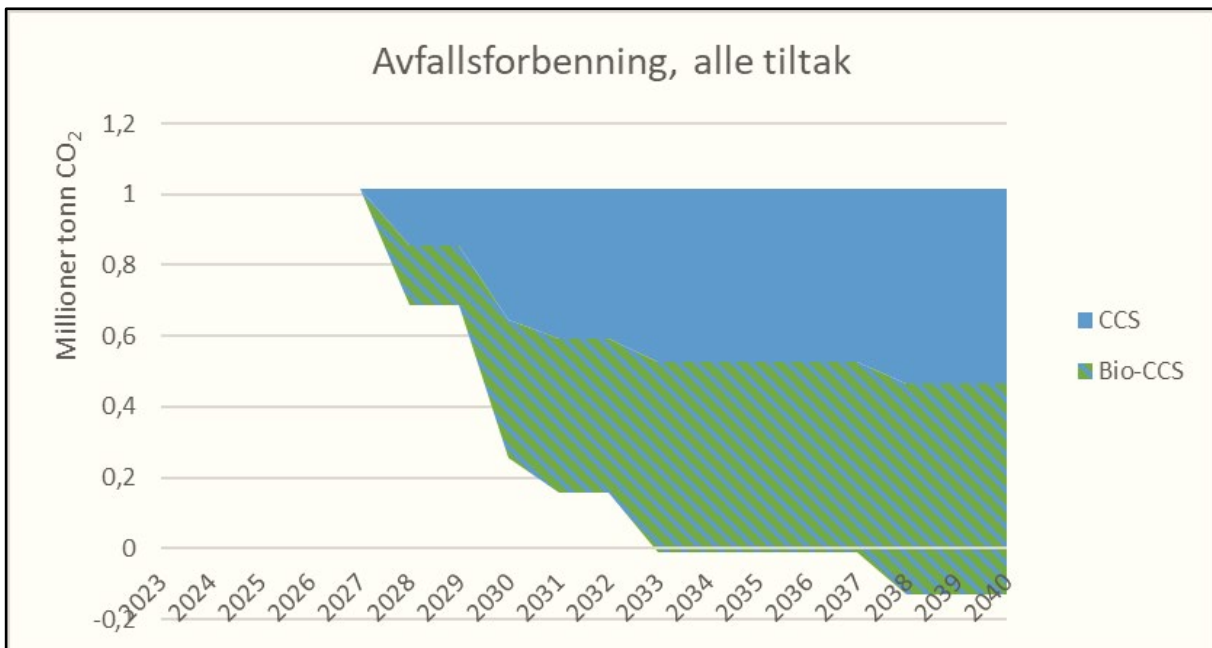
Marked og etterspørsel

Forbrenning av plast er den viktigste årsaken til fossile utslipp fra avfallsforbrenningsanleggene. Plastetterspørselen har økt raskere enn andre bulkmaterialer og etterspørselen er doblet siden år 2000 (IEA, 2018). Samtidig er det mange initiativer som søker å redusere bruken av plast.

Sirkulærøkonomi vil antagelig bidra til å redusere produksjonen av avfall, mens befolknings- og velstandsvekst kan bidra til å øke den.

Klimaløsninger

Utslippene fra store avfallsforbrenningsanlegg kan være aktuelle for fangst av CO₂, men CCS kan være krevende for mindre anlegg på grunn av logistikkutfordringer og relativt høye kostnader knyttet til dette. Avfallsforbrenningsanlegg som vurderer CCUS-løsninger har startet industrisamarbeidet KAN (Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge) for å dele informasjon og se på felles problemstillinger knyttet til karbonfangst.



Figur 10. Innføring av CCS ved avfallsforbrenningsanlegg fram mot 2050..

Karbonfangst og -lagring

CCS på Hafslund Oslo Celsio er en del av Langskipprosjektet, og etter en forsinkelse har de inngått kontrakt med Aker Carbon Capture om ny FEED-studie. Oppstart for prosjektet kan nå bli i 2028. De andre anleggene har også målsetninger om CCUS-løsninger i hovedsak før 2035, og vi har tatt utgangspunkt i disse planene for innføringen av tiltaket. Vi kjenner til flere anlegg som vurderer CCUS-løsninger, som også kunne vært inkludert i potensialet. Over halvparten av potensialet er fra fangst og lagring av bio-CO₂.

Avfallsforbrenning 1 – Karbonfangst og lagring	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	1 025 000
El-forbruk (TWh)	0,47
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • manglende insentiver for industriell karbonfjerning • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger

Potensial mot 2050

Potensialet kan bli noe høyere over tid. Tiltak for økt utsortering og gjenbruk kan redusere avfallsmengden på sikt, mens dette kan motvirkes av befolknings- og velstandsvekst.

Ressursbruk

Fangst, kompresjon og flytendegjøring kan ha behov for rundt 470 GWh kraft, og omtrent det dobbelte i form av varme. Avfallsforbrenningsanleggene er også energiprodusenter og valg av energiløsning kan påvirke forpliktelser om varmeleveranser, effektbehov og lignende.

Anleggene vil bygges i tilknytning til eksisterende anlegg, og vil hovedsakelig bygges innfor gjeldene tomtegrenser på grått areal. Noe arealbeslag utover dette kan være nødvendig for infrastruktur og utskipingskai.

Kostnader

Vi antar at større CCS-prosjekter vil ha en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad på mellom 1 000 og 1 500 kroner per tonn over sin tekniske levetid. De bedriftsøkonomiske kostnadene kan ligge mellom 2 000 og 2 500 kroner per tonn, og opp mot 3 000 kroner per tonn dersom man ikke klarer å samordne transportleddet i en hub på en hensiktsmessig måte. I så fall kan den samfunnsøkonomiske kostnaden også overstige 1 500 kroner.

Andre virkninger

Bruk av aminrensing vil innebærer reduserte utslipp av SO₂, NO_x og støv, men vi har ikke kvantifisert eller verdsatt disse effektene.

Fangst og lagring av CO₂ fra omgivelsesluft (DACCS)

IPCC har påpekt at å basere seg på at løsninger for å fjerne CO₂ fra atmosfæren (CDR)²⁵ i svært stor skala en gang i framtiden, heller enn å kutte utslippene så raskt som mulig, er en risikabel strategi.²⁶ Utslippene har imidlertid bare fortsatt å øke, og slike løsninger er nå en essensiell del av alle scenarier som begrenser global oppvarming til under 2 grader i dette århundret. Denne avhengigheten vil øke dersom de globale utslippene ikke faller kraftig før 2030.

CDR er nødvendig for å kunne oppnå netto null utslipp av CO₂ både nasjonalt og globalt. CDR kan bidra til raskere totale utslippsreduksjoner, til å balansere ut utslipp det er spesielt vanskelig å redusere og til å kompensere for historiske utslipp.

Fangst og lagring av CO₂ fra omgivelsesluft (DACCS)²⁷ er et relativt nytt konsept som ikke var inkludert i alle modeller før IPCC AR6, men som brukes i utstrakt grad i scenarier der det er tilgjengelig. Det globale potensialet for DACCS er vurdert til å være mellom 5 og 40 milliarder tonn CO₂ per år og akkumulert over hele perioden til 2100 fanges og lagres det 0–339 milliarder tonn i lavutslippsscenarioer.²⁸ DAC-teknologier kan også spille en rolle som karbonkilde for produksjon av syntetiske kjemikalier og drivstoff.

Det er i dag ingen modne DAC-teknologier, men det fanges noen få tusen tonn per år fra småskala pilotanlegg. Enkelte større demonstrasjonsanlegg er under konstruksjon blant annet i USA og på Island. I IEAs Net Zero by 2050-scenario oppskaleres disse teknologiene raskt til å fange 80 millioner tonn i 2030, 200 millioner tonn i 2035 og 1 milliard tonn i 2050. I en egen vurdering av hva konsekvensene kan være om de globale utslippsreduksjonene lar vente på seg utgjør DACCS 3,3 milliarder tonn per år i andre halvdel av dette århundret.²⁹

I vår analyse har vi valgt å tenke på DACCS som en ny industri, hvis eneste hensikt er å bidra til å nå klimamålene. Vi har derfor inkludert DACCS som et klimatiltak.

Prosess

I DAC-anlegg blåses omgivelsesluft over et medium som binder CO₂, normalt ved bruk av vifter. Dette mediet går så over i en prosess hvor CO₂ frigjøres igjen i en konsentrert form som kan komprimeres og fraktes til lager. Det er mange ulike konsepter for å gjøre dette som er under utvikling, og disse kan ha ganske forskjellige egenskaper og bruksområder.³⁰

Det er fire ulike DAC-konsepter som vi kjenner til at selskaper vurderer å lokalisere i Norge:

- Fangst med flytende sorbent, og bruk av en oxy-fuel kalsinator fyrt med naturgass (Carbon Engineering). Denne teknologien egner seg bare i stor skala på grunn av prosessenhetene som brukes, og et fullskala demonstrasjonsanlegg er under bygging i Texas (500 000 tonn per år).

²⁵ Carbon Dioxide Removal.

²⁶ Se f.eks. IPCC, 2018. [SR1.5](#). Se Ch.2 summary side 96

²⁷ Direct Air Carbon Capture and Storage.

²⁸ IPCC, 2022. [AR6 WG3](#). Se oppsummering om CDR i Technical Summary fra side 113, og kap 12.3 fra side 1261.

²⁹ IEA, 2023. [Net Zero by 2050 2023 update](#). Se bl.a. statusark side 102, diskusjon fra side 152 og faktaboks side 155.

³⁰ SINTEF og Vista Analyse, 2023. [Direct air capture of CO₂: A review](#)

- Fangst med solid sorbent, og bruk av varmpumper (ClimeWorks). Denne teknologien er modulær. ClimeWorks har et pilotanlegg i drift på Island (4 000 tonn per år), og bygger samtidig et større anlegg der (36 000 tonn per år).
- Fangst med solid adsorbent (zeolitt), og bruk av varmpumper (GreenCap Solutions). GreenCap har gjennomført flere mindre pilotprosjekter i Norge, og vil verifisere teknologien ved TCM i 2025 (100 tonn per år). Teknologien er utviklet i Norge med utspring fra SINTEF. Teknologien er i utgangspunktet modulær, men i stor skala vil det brukes et annet konsept blant annet for tilluft.
- Fangst med elektrosvingadsorpsjon, som er et konsept som kun bruker elektrisk kraft (Verdox). Denne teknologien er modulær. CO₂ bindes til elektroder og frigjøres igjen ved å endre spenningen over modulen.

Karbonfangst og lagring fra omgivelsesluft (DACCS) som klimatiltak i Norge

DACCS er en ny industri hvor selskapene aktivt vurderer lokasjoner og rammebetingelser for etablering over hele verden. Som annen grønn industri har mange selskaper skiftet fokus mot USA etter etableringen av insentiver for industriell karbonfjerning gjennom *Inflation Reduction Act*.

Dersom det etableres insentiver for industriell karbonfjerning i Norge, kan det bli aktuelt å bygge slike anlegg her. Generelt har steder med CO₂-lagringskapasitet, tilgjengelige industriarealer i tilknytning til disse og god tilgang på fornybar kraft eller naturgass naturlige fortrinn for etablering av DACCS.

Potensial mot 2035

Climeworks ser på muligheten for å lokalisere DACCS-anlegg i Norge innen 2030. De samarbeider også med flere CCU-prosjekter. Carbon Removal vil etablere et anlegg på mellom 500 000 og 1 millioner tonn CO₂ før 2030, og har avtaler om tomt og naturgassforsyning i direkte tilknytning til Northern Lights terminal i Øygarden. Removr planlegger å bygge et industrielt demonstrasjonsanlegg på 50 000 tonn CO₂ per år på Island basert på teknologien til GreenCap Solutions. Selskapet ser for seg å bygge et megatonnanlegg før 2030, og planlegger å gjøre dette i USA, men ser også på Mongstad som en mulig lokalisering. Hydro vil bygge et demonstrasjonsanlegg for fangst av CO₂ fra aluminiumsverk innen 2030 basert på teknologien til Verdox.

I basisscenarioet har vi lagt inn en samlet utslippsreduksjon på 1 million tonn i 2035, og tre millioner tonn i et scenario med økt ambisjon.

Karbonfangst og lagring fra omgivelsesluft (DACCS)	
Potensial i 2035 (tonn CO ₂ -ekv.)	1 000 000 – 3 000 000
El-forbruk (TWh)	Fra 0 til 2,2 TWh per mill. tonn DACCS
Viktigste barrierer	<ul style="list-style-type: none"> • kostnad • manglende insentiver for industriell karbonfjerning • teknologisk usikkerhet • markedsmessig umoden teknologi • regulatorisk usikkerhet • tilgang til CO₂-lager og transportløsninger • krafttilgang

Potensial mot 2050

DACCS har få naturlige begrensninger – mange studier går ut fra at det globale tekniske potensialet er så godt som ubegrenset. I stor skala kan energiforbruk, CO₂-lagringskapasitet og tilgjengeligheten av egnete arealer være lokale begrensninger.

SINTEF og Vista analyse har gjort en vurdering av Norges "andel" DAC sett opp mot Norges andel av globale utslipp, og kommer til at 15 millioner tonn i året i andre halvdel av dette århundret kan være et utgangspunkt for å vurdere hvilken skala DACCS kan komme til å få her.

Ressursbruk

Vi har lagt til grunn at 1 million tonn DACCS kan ha et kraftbehov på 2,2 TWh i 2035, men behovet kan være vesentlig mindre dersom naturgass brukes som energikilde for hele eller deler av potensialet. Energiforbruket er usikkert, og det kan være teknologier som bruker mindre. Et megatonnanlegg er et stort industrianlegg, og vil oppta areal der det plasseres – i likhet med annen næring.

Dersom DAC skaleres opp til 15 millioner tonn per år innen 2050 kan anleggene ha behov for 8 til 22,5 km² areal. Basert på helelektriske teknologier kan en slik skala innebære behov for mellom 22 og 63 TWh, eller 3,75 TWh kraft og 26 TWh naturgass hvis naturgass brukes som hovedenergikilde.

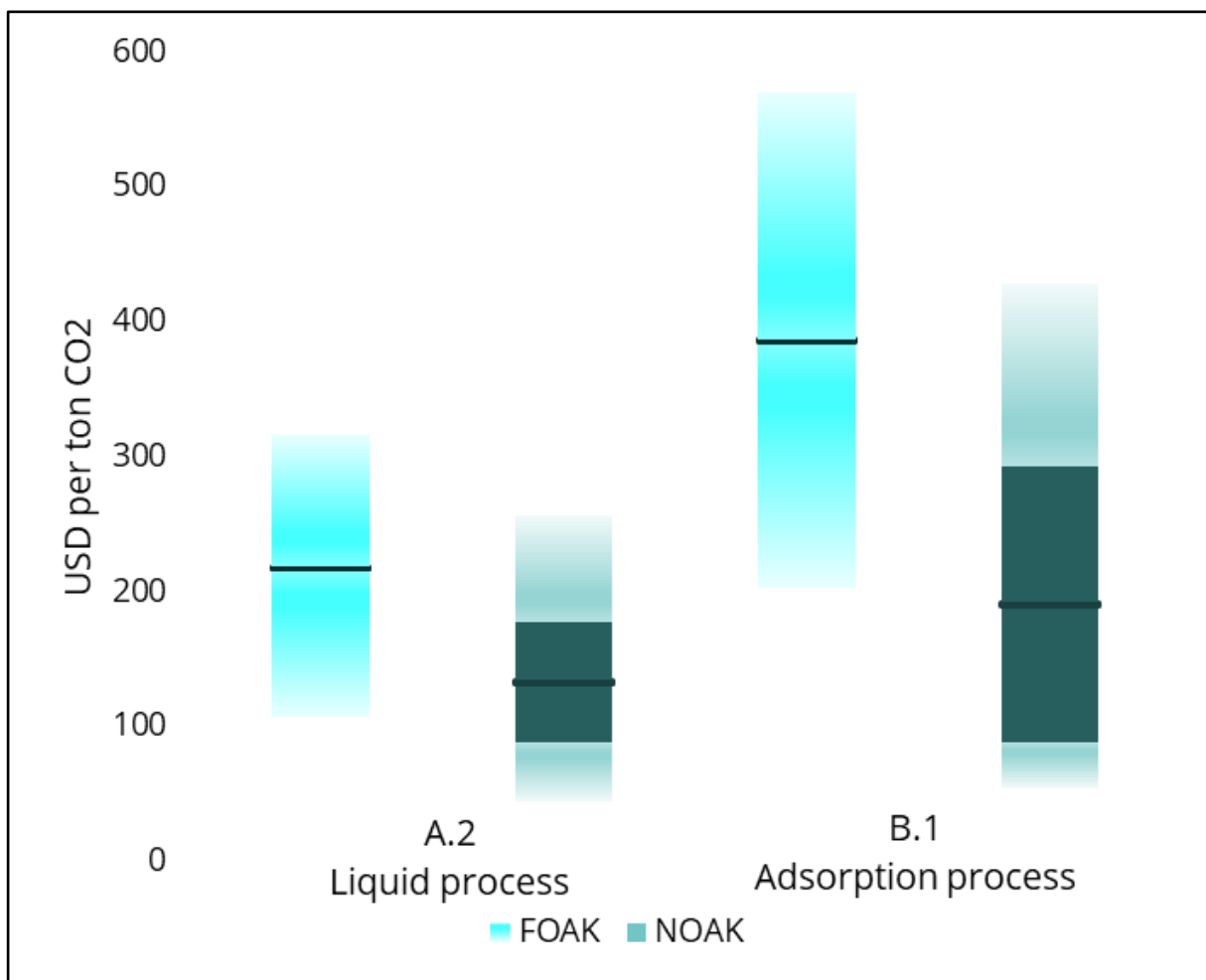
DACCS trenger sammenlignbare mengder strøm per redusert CO₂-enhet som elektrifiseringsløsninger, og vesentlig mindre enn en del hydrogentiltak i vår analyse, men kan også bruke vesentlig mindre hvis den drives av naturgass. DACCS har lavere arealfotavtrykk enn andre CDR-teknologier, og kan plasseres på arealer som er av relativt lav verdi.³¹

³¹IPCC, 2022. [AR6 WG3](#). Sitat side 1267: "The land requirements for DAC units are not large enough to be of concern. Furthermore, these can be placed on unproductive lands, in contrast to biological CDR."

Kostnader

Den beregnede samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden for DAC-prosjekter ser ut til å ligge mellom 2 000 og 4 000 kroner per 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 1 000 og 6 000 kroner 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

Prosjektene kan gi ikke-prissatte nytteeffekter gjennom blant annet teknologiutvikling, teknologispredning og produktivetsforbedringer som ikke er inkludert i dette tallet. Studier som har sett på den totale kostnaden for å nå klimamålene antyder at denne kan bli vesentlig redusert som følge av DACCS.³²



Figur 11. Samfunnsøkonomiske kostnader ved de første DAC-anleggene sammenliknet med n-te anlegg etter oppskalering.

De bedriftsøkonomiske kostnadene er anslått til mellom 3 500 og 6 500 kroner per tonn CO₂ i dag avhengig av teknologi. 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

³² IPCC, 2022. [AR6 WG3](#). Se diskusjon på side 1267

de kan etableres i direkte tilknytning til et CO₂-lager eller en CO₂-hub for å oppnå lave logistikkostnader. Flere av de store DAC-aktørene mener at de kan bygge et anlegg på en million tonn CO₂ til rundt 3 000 kroner per tonn (bedriftsøkonomisk), og operere med langsiktige prismål ned mot 1 000 kroner per tonn. IEA mener at et stort anlegg i dag bør kunne bygges for mellom 1 250 og 3 350 kroner per tonn, og at kostnadene kan falle til 1 000 kroner per tonn innen 2030 (IEA, 2022). SINTEF og Vistas analyse er ikke like optimistiske, og påpeker at dette i så fall må innebære lave energikostnader.

Andre virkninger

Anleggene vil sannsynligvis ha lokal påvirkning der de etableres, og kan ha utslipp av forurensning vi ikke kjenner til.