Håndbok

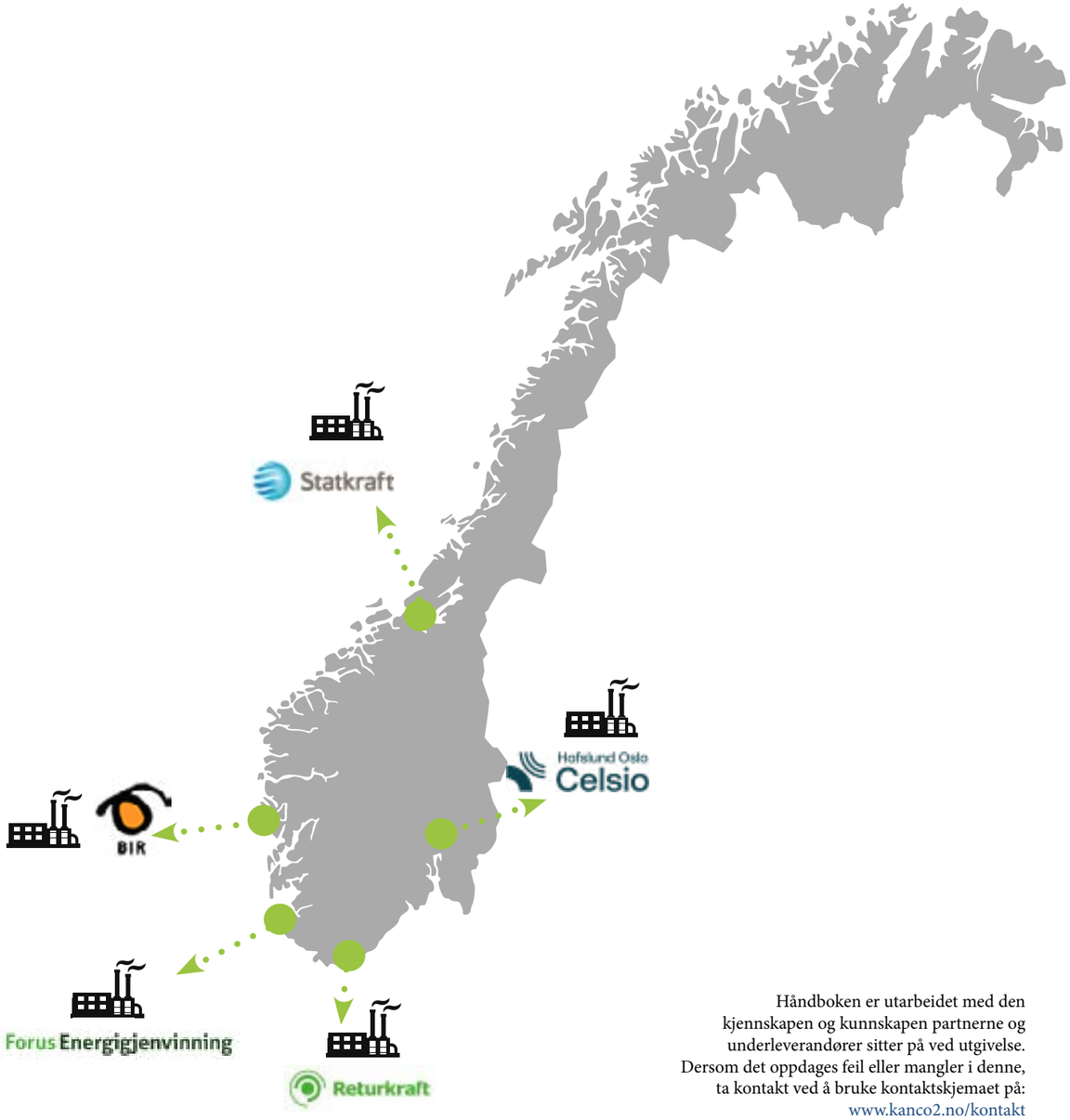
CCS for avfallsforbrenning

Utgitt av: KAN - Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge
Desember 2022

Støttet av:
CLIMIT

Denne håndboken er utarbeidet av KAN - Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge

KAN består av avfallsforbrenningsanleggene Statkraft Varme, Forus Energigjenvinning, BIR Avfallsenergi, Returkraft og Hafslund Oslo Celsio som alle har aktiviteter knyttet til fangst, lagring og/eller utnyttelse av CO_2 (CCUS). Partnerne jobber sammen for å bidra til økt informasjonsdeling og bedre løsninger rundt CCUS for avfallsbransjen. Med støtte fra CLIMIT, og med bistand fra Norsk Energi og COWI, har partnerne i KAN utarbeidet denne håndboken. Les mer om KAN på: www.kanCO_2.no



KAN-partnerne har delt kunnskap og erfaringer
Partnerne i KAN har hatt jevnlige møter. Bildet nedenfor er fra et besøk hos Hafslund Oslo Celsio. Der ble det omvisning med forklaring av hvordan karbonfangstanlegget hos dem bygges og hvordan det vil bli når det er på plass. Et nyttig møte for de som er i planleggingsfasen av anlegg.

Håndboken er utarbeidet med den kjennskapen og kunnskapen partnerne og underleverandører sitter på ved utgivelse. Dersom det oppdages feil eller mangler i denne, ta kontakt ved å bruke kontaktskjemaet på: www.kanco2.no/kontakt

Innhold

Om KAN - Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge 3

Innledning 6

Karbonfangst og -lagring verdikjeden 8

Benchmark for et CO_2-fangstanlegg 11

- Referanseanlegg for avfallsforbrenning med CO_2-fangst 11
- Benchmark av CO_2-fangst teknologier 19
- Teknologier for CO_2-fangst 20
- Leverandører av CO_2-fangstanlegg og teknologier 28
- Oppsummering teknologier 30

Smarte integrasjoner av CO_2 fangstanlegg og energigjenvinningsanlegg 33

- Beskrivelse av energisystemet 34
- Smarte integrasjoner per teknologi 41
- Smarte integrasjoner 43
- Tiltak i eksisterende avfallsforbrenningsanlegg 44
- Varmeforsyning til fangstanlegg 45
- Gjenvinning av spillvarme fra fangstanlegg 51
- Kjøling av ubenyttet spillvarme 66
- Andre tiltak for bruk av spillvarme 71

Transport og mellomlager 77

Lagringsmuligheter 87

Rammebetingelser 91

CCS ved de neste avfallsforbrenningsanleggene 94

Partnerne 96

Underleverandører 98

Vedlegg 98

Innledning

Håndbok: CCS for avfallsforbrenning

KAN – Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge - består av fem norske avfallsforbrenningsanlegg: BIR Avfallsenergi, Forus Energigjenvinning, Hafslund Oslo Celsio, Returkraft og Statkraft Varme. Siden senhøsten 2020 har partnerne møttes jevnlig og delt kunnskap og erfaring rundt sine CCS-prosjekter. Denne kunnskapen har de nå samlet i denne håndboken med mål om at denne kan være et hjelpemiddel/en guide for andre avfallsforbrenningsanlegg som planlegger å sette i gang et CCS-prosjekt, eller anlegg som allerede har pågående CCS-prosjekter.

Sikrer god avfallshåndtering

Avfallsforbrenningsanlegg har en viktig rolle i samfunnet, da de bidrar til trygg og miljøvennlig sluttbehandling av avfall som ikke kan, eller bør, materialgjenvinnes. Gjennom denne håndteringen tas miljøgifter ut av kretsløpet og overskuddsvarmen gjenvinnes - til fjernvarme og strømproduksjon.

CCS er viktig for å nå klimamålene

Håndtering av CO_2-utslippene fra avfallsforbrenningen kan gjøres ved etablering av karbonfangst og lagring (CCS). Ved bruk av teknologi fanges CO_2-en, flyteliggjøres og transporteres til permanent lagring. CCS er identifisert av blant annet FNs klimapanel og EU som nødvendig for å nå globale klimamål.

CCS-prosjekter er tid- og ressurskrevende

Partnerne i KAN har alle aktiviteter knyttet til CCS, og flere av de samme utfordringene. Eksempelvis er CCS-prosjektene svært tid- og ressurskrevende og støtte fra virkemiddelapparatet er uunnværlig. For tidlige prosjekt-faser der idè- og mulighetsstudier gjennomføres finnes det støtteordninger, men i senere prosjekt-faser er mulighetene få. For å sikre modning av prosjekter frem til at øvrige incentiver og virkemidler er på plass, mener KAN at det må etableres støtteordninger som dekker hele konseptmodningsløpet til og med hovedstudier.

"KAN Referansa"

Et viktig valg i ethvert CCS-prosjekt er valg av fangst-teknologi, og for å kunne vurdere hvilke CO_2-fangstteknologier som egner seg til avfallsforbrenning har KAN utarbeidet et referanseanlegg "KAN Referansa". Dette er lagt til grunn for vurderinger av mulige smarte integrasjonsløsninger.

Transport og mellomlager

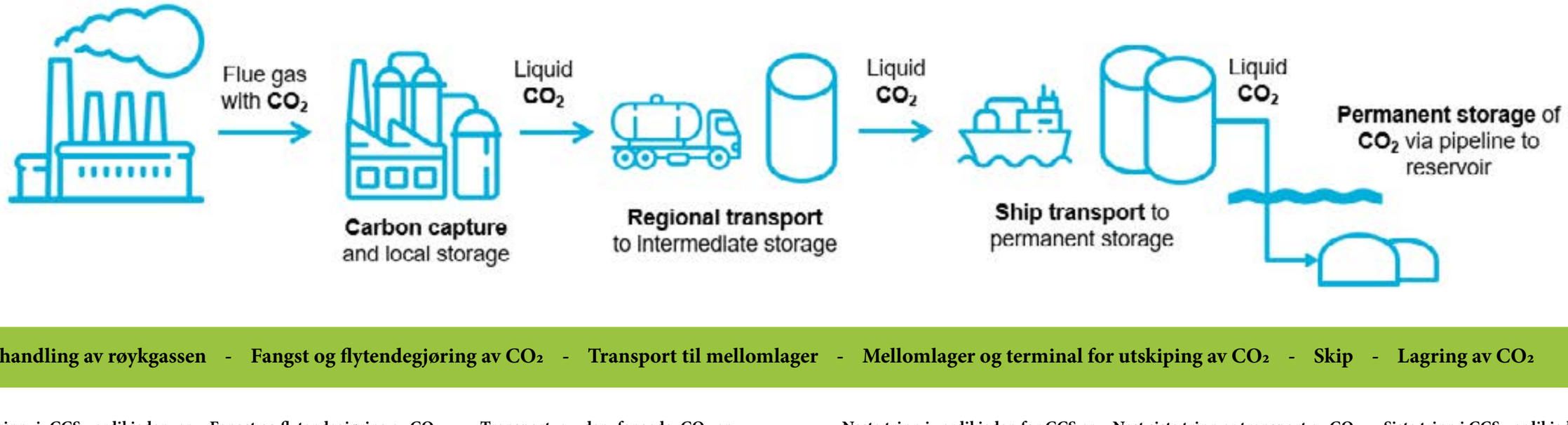
I denne håndboken er transport- og mellomlagerstudier, som partnerne i KAN og øvrige har gjennomført, blitt sammenlignet. Felles for de studiene som er sett på er at transport av CO_2 i væskefase på lastebil har kommet best ut. På hvilken måte dette er gjort, og hvordan kostnader er beregnet, er nærmere beskrevet i kapittelet "Transport og mellomlager". Et tips her er å tidlig komme i dialog med andre anlegg, for å vurdere mulighetene for felles transport- og mellomlagerløsninger. Dette kan gi viktige kostnadsbesparelser. Studiet har også vist at det er viktig å tidlig opprette dialog med dem som skal ta CO_2-en fra mellomlager til lagring.

Permanent lagring av CO_2

Til sist gir håndboken en oversikt over ti lagringsalternativene som anses som geografisk tilgjengelig for avfallsforbrenningsanlegg i Norge og det er fokusert på lagringssteder som vil være operative i perioden 2028 – 2030.

Verdikjeden for karbonfangst og -lagring (CCS)

Verdikjeden for CCS inneholder en gruppe komplementære teknologier som bidrar til hindre at CO_2 fra avfallsforbrenningen havner i atmosfæren. CO_2-en blir her fanget, flytendegjort og transportert til lager. I de fleste tilfeller vil det også være behov for et mellomlager. Nedenfor er de ulike trinnene i verdikjeden kort beskrevet med henvisning til de sidene i denne håndboken der det står mer om dette.



Første trinn i CCS-verdikjeden er kartlegging av røykgassen.

En grundig kartlegging av røykgasssammensetningen ved ulike driftsforhold er viktig, da denne kan legge føringer for materialvalg i neste fase, når CO_2-en skal fanges.

Før fangst må røykgassens temperatur reduseres til rundt 50 grader, noe som gjør at det er behov for store kondenseringsmaskiner. Det kan også være behov for å gjøre oppgraderinger eller sette inn nye rensetrinn i røykgassrensesystemet for å møte kravene til røykgassammensetning fra et fangstanlegg.

Les mer om dette fra side 16.

Fangst og flytendegjøring av CO_2.

Det finnes flere ulike teknologier, på ulike modenhetsnivåer. Disse er nærmere beskrevet fra side 20.

Gode integrasjoner mellom CO_2-fangstanlegget og avfallsforbrenningsanlegget er videre viktig å få på plass. Les mer om dette fra side 33.

Merk: Et fangstanlegg krever areal, energi, kjølevannsanlegg m.m., og i de aller fleste tilfeller må CO_2-en flytendegjøres før den kan transporteres til lagring. Da trengs også kompresjon og teknologi for flytendegjøring samt et mellomlager. Les mer fra side 77.

Transport av den fangede CO_2-en fra fangstanlegget til mellomlager.

Avstanden fra fangstanlegget til mellomlageret vil være førende for hvordan CO_2-en bør transporteres.

Transport av flytende CO_2 på bil er den løsningen som prosjektene til partnerne i KAN har sett som mest hensiktsmessig.

Transport og mellomlager-løsninger er nærmere beskrevet fra side 77. Der er det også gitt indikasjoner på hva transport av CO_2-en og anlegg for mellomlagring kan koste.

Neste trinn i verdikjeden for CCS er terminal for utskiping av CO_2.

I denne håndboken er det gitt indikasjoner på kostnader knyttet til transport, mellomlager og terminal for uskiping. Til grunn er det da lagt et CCS-anlegg med en kapasitet fra 100 000- 200 000 tonn CO_2 årlig og en tenkt beliggenhet fra mellomlager 10-20 km unna CCS-anlegget. Mer info fra side 81.

Kostnader som geografisk plassering, eiendom, grunnarbeider, kai-anlegg, infrastruktur som vei, vann, avløp etc. er ikke tatt med i kostnadsberegningene i denne håndboken, men viktig å avklare tidlig.

Nest siste trinn er transport av CO_2-en fra kai til permanent lagring - via skip.

Størrelsen på skipet, tilgjengelighet av skip i optimal størrelse, avstand fra mellomlager til permanent lager og anløpsfrekvens for skipet er faktorer som er viktig å avklare tidlig. Dette er nærmere beskrevet fra side 81.

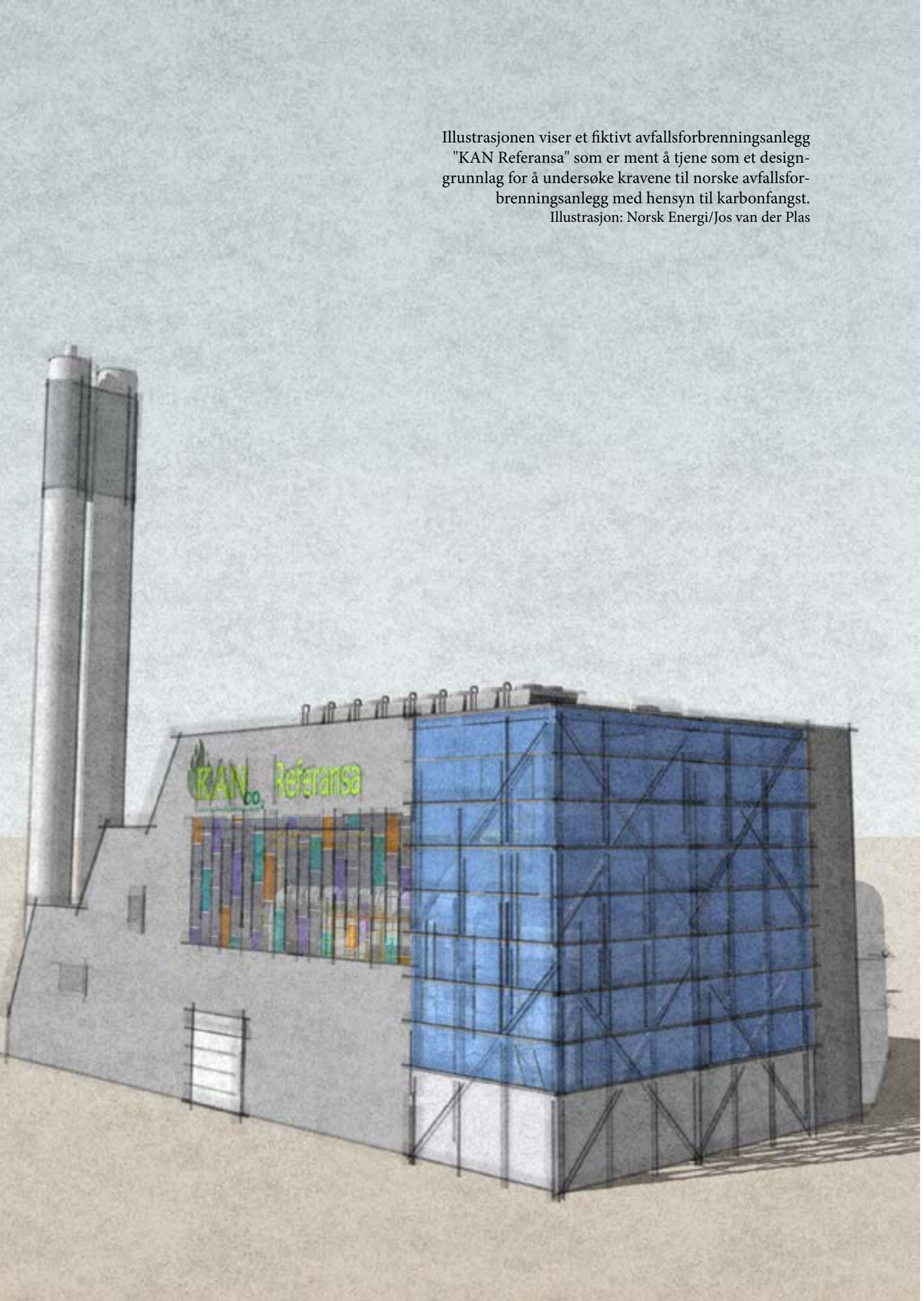
Det pågår mye teknologiutvikling for å kunne skalere opp volumene og for å redusere kostnader.

Siste trinn i CCS-verdikjeden er lagring av CO_2-en, og dette må skje på en sikker måte.

I dag ser det mest aktuelt ut å lagre CO_2-en under havbunnen.

Fra side 88 i denne håndboken presenteres en oversikt over lagringsmuligheter innenfor det som anses som geografisk tilgjengelig for avfallsforbrenningsanlegg i Norge.

Kapittelet tar for seg lagringssteder som vil være operative i perioden 2028 – 2030.



Illustrasjonen viser et fiktivt avfallsforbrenningsanlegg "KAN Referansa" som er ment å tjene som et design-grunnlag for å undersøke kravene til norske avfallsfor-brenningsanlegg med hensyn til karbonfangst.
Illustrasjon: Norsk Energi/Jos van der Plas

Benchmark for et CO2-fangstanlegg

Dagens muligheter for CO_2-fangst tilknyttet avfallsforbrenningsanlegg i Norge er mange. I dette kapittelet er det sett på tilgjengelige fangstteknologier og sammenlignet løsninger som allerede er utviklet hos partnerne i KAN. Basert på dette arbeidet er det utarbeidet et referanseanlegg "KAN Referansa" og gitt anbefalinger knyttet til teknologivalg. Kapittelet er et utdrag av vedlagte rapport "L2 - Benchmark av teknologi for karbonfangst fra avfallsforbrenningsanlegg" av Norsk Energi.

Avgrensning

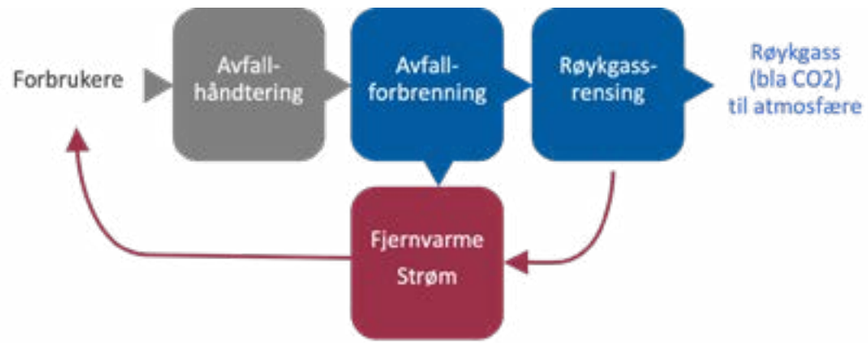
Denne benchmark gjelder for anlegg som forbrenner husholdnings- og næringsavfall, samt returtre. Benchmarken er også dekkende for anlegg som brenner ren bioenergi som flis, GROT, og annen type bioenergi. Benchmark er tilpasset norske forhold, men vil også ha relevans utenfor Norge.

Referanseanlegg for avfallsforbrenning med CO_2-fangst

For å kunne vurdere hvilke CO_2-fangstteknologier som egner seg til avfallsforbrenning er det etablert et referanseanlegg "KAN Referansa" som gjenspeiler avfallsforbrenningsanleggene i KAN gruppen. På forenklet måte vises i figuren nedenfor hovedkretsløpet for avfall, energi og røykgass (som inneholder CO_2-en). Et typisk avfallsforbrenningsanlegg har et fjernvarmenett tilknyttet og produserer strøm med dampturbin. Røykgassen renses til å tilfredsstille utslippskrav og slippes deretter ut til atmosfæren. Både avfallforbrenning (i blått) og fjernvarme/strøm (i rødt) er hensyntatt.

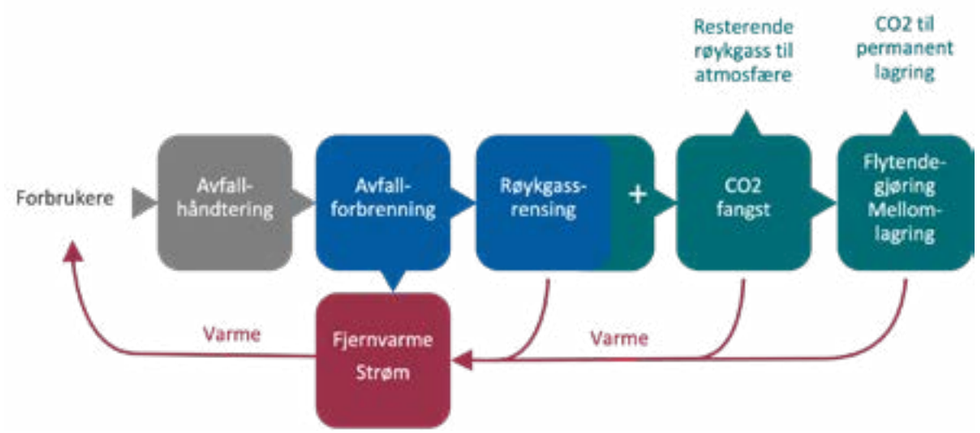
"KAN Referansa" har en kapasitet på 100.000 tonn avfall per år og driftes 8000 timer per år. Med en målsetning om å fange 90 % CO_2 blir dermed også mengde CO_2 som må sendes til lagring 100.000 tonn per år.

Avfallsforbrenningen produserer damp ved 40 barg og 400 °C med en total varmeproduksjon på 275 GWh, noe som med en typisk mottrykksturbin gir 50 GWh i strømproduksjon per år hvorav 10 GWh brukes internt til forbrenning. Etter turbin blir mesteparten av varmen (175 GWh) brukt i et fjernvarmenett som har et årlig behov på 200 GWh og må derfor ha en spisslast på 25 GWh. Resten av varmen må kjøles bort på sommertiden når behovet i fjernvarmenett er lavt.



Kilde/Illustrasjon: Forenklet kretsløp avfallsforbrenning.

2 Kretsløpet for avfallsforbrenning med CO_2-fangst



Blå Blå representerer eksisterende anlegget (avfallsforbrenning med røykgassrensing) uten karbonfangst og lagring.

Rødt Rødt representerer fjernvarme/damp med strømproduksjon.

Grønt Grønt representerer fangstanlegget hvor del-prosessen med en liten plus-symbol er «forbehandling» kan omfatte både deler av eksisterende røykgassrensing og nye rensetrinn nødvendig for å kunne fange CO_2 i røykgassen fra avfallsforbrenningen og mellomlagre denne flytende på lokalt CO_2-lager.

→ Pilene fra anleggene til fjernvarmen representerer «hjelpesystemer/integrasjoner/etc. og omhandler tiltak i grensesnittene mellom avfallsforbrenning, fjernvarme, fangstanlegg, øvrig energiforsyning m.m. Transport av fanget CO_2 er nærmere beskrevet i kapittelet "Transport og mellomlager" på side 77.

2.1 Typer energiproduksjon

Avfallsforbrenningsanlegg kan gjenvinne varmen fra forbrenningen av avfall på ulike måter. Dette er vist i tabellen nedenfor. Varmen gjenvinnes i de fleste tilfeller til varme til fjernvarmenettet og/eller elektrisk til strømproduksjon. Enkelte anlegg med flere forbrenningslinjer kan komme til å ha en kombinasjon av de ulike alternativene i tabellen. Hetvannsanlegg vil gi noe større fjernvarme-leveranse.

Anleggsdesign	Energiproduksjon	Konsekvens for karbonfangst
Kun hetvann	Ingen strømproduksjon og kun fjernvarme	Damp er ikke tilgjengelig til karbonfangst og hvis teknologien krever dette må dampen lages separat.
Damp med mottrykks-turbin og kjøling direkte mot fjernvarme.	15-20% av energien konverteres til strøm og 85-80% til fjernvarme, mulighet for bypass av turbin. Overskudd av fjernvarme kjøles bort.	Damp kan brukes og kan hentes på fire måter: • Damp tas oppstrøms turbin, dette er relativt enkelt men reduserer strømproduksjon. • Hvis turbin er tilrettelagt kan dampen tas fra et mellomsteg i turbin, noe som gir best virkningsgrad og litt mindre tap i strømproduksjon. • Damp tas oppstrøms turbin og ekspanderes gjennom ny mottrykksturbin tilpasset fangstanleggets behov. • Damp kjøres gjennom eksisterende turbin og trykkes opp igjen med dampvifte.
Damp med kondenserende turbin	15-25% av tilgjengelig energi konverteres til elkraft i totrinns turbin, avtapping til fjernvarme på mellomtrinnet, vakuumkondenser med kjøling.	

2.2 Fjernvarme, referanse

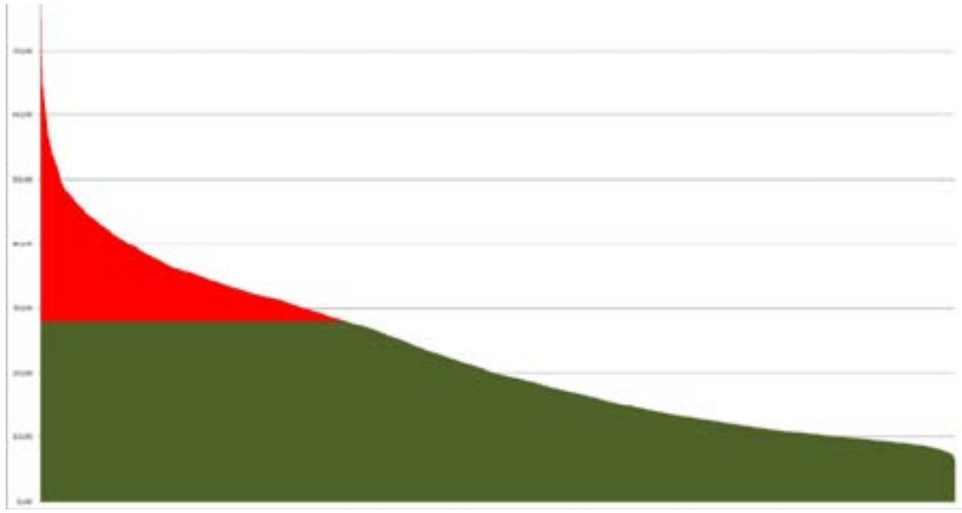
Avfallsforbrenningsanleggene er knyttet til lokale fjernvarmesystemer med ulik størrelse og ulike sesongvariasjoner. Hvor stor andel levert effekt og energi av fjernvarmen som kommer fra avfallsanlegget vil variere fra sted til sted og over tid. Eierskap og kontroll over fjernvarmen varierer også fra lokasjon til lokasjon. Samtidig representerer koblingen mellom avfallsforbrenning og lokal fjernvarme en nøkkelfaktor for smarte integrasjoner ved introduksjon av et karbonfangstanlegg. Temperaturforhold på fjernvarme tur og retur spiller også inn på mulighetene for integrasjoner.

Basert på kjente varighetskurver for ulike fjernvarmeanlegg er det etablert et referanse-fjernvarmenettverk. Nøkkeltall for dette fjernvarmenettverket er som følger:

- Behov i fjernvarmenettet: 200 GWh (75 MW peak)
- Tilgjengelig avfallsvarme: 175 GWh (88% av levert varme i fjernvarmen)
- Spisslast fra alternativ kilde: 25 GWh (12% av levert varme i fjernvarmen)
- Timer med avfallsvarme på maks effekt: opp til 3000 timer per år.

Figur: Årsvariasjoner i fjernvarmenettet fra januar til desember.

Varighetsdiagram for "KAN Referansa" uten karbonfangstanlegg



Figur: Varighetsdiagram for "KAN Referansa" uten karbonfangstanlegg. Referansesystemet leverer 200 GWh per år med en maks effekt på ca. 75 MW. Avfallsvarmen dekker ca. 88% av energibehovet og ca. 40% av effektbehovet.

Effektutnyttelse mot fjernvarme

I motsetning til rene kraftverk og rene industriprosesser er norske avfallsforbrenningsanlegg i stor grad grunnlast i fjernvarmeanlegg hvor «lasten» har store sesongvariasjoner. Avfalls-forbrenningslinjene har derfor lengre perioder med «overskuddsvarme» som helt eller delvis kan dekke opp for energibehovet til et karbonfangstanlegg.

Dagens største forbrenningsanlegg i Norge har stor variasjon i hvor lenge anlegget har full effektutnyttelse mot fjernvarmenett. Denne tiden kan variere fra 5 % av året til over 40 % av året og des lavere dette tallet, des høyere potensialet er for at CO_2-fangst kan benytte denne varmen. Jo høyere tallet, jo mer effekt et fangstanlegg vil måtte ta varme som tidligere var brukt i fjernvarmenett.

Energiutnyttelse

De største avfallsforbrenningsanlegg i Norge varierer mellom 65 % og 95 % total energiutnyttelse. Jo høyere tallet, jo mer av varmen som kjøles bort fordi den ikke kan brukes i fjernvarmenettet.

Anlegg med lav energiutnyttelse vil ha flere timer hvor leveranse av varme til et CO_2-fangstanlegg ikke vil påvirke fjernvarmeleveransene negativt. Økt behov for ekstra spisslast eller behov for smarte integrasjoner vil være lavere for anlegg med lav energiutnyttelse.

2.3 Forbrenningsteknologier

De to mest vanlige forbrenningsteknologiene i forbrenningsanlegg er ristforbrenningen og forbrenningen med CFB (Circulating fluidized bed).

Den viktigste forskjellen mellom disse er miljøytelsen og -utslipp. CFB har typisk lavere NOx- og SOx-utslipp sammenlignet med ristforbrenning, noe som blant annet gjør det enklere å imøtekomme kravene til røykgass-sammensetning for et CO_2-fangstanlegg.

I Norge er ristfyring mest utbredt og det er to anlegg som benytter annen teknologi. Haraldrud benytter CFB, mens Averøy benytter gassifisering.

Referanseanlegget er basert på ristfyring.

2.4 Røykgassrensing, referanse for røykgassrensingen

Konfigurasjon røykgassrensing og røykgassammensetning

På tross av at avfallsforbrenningene har samme utslippskravene å forholde seg til, kan røykgassen variere mye fra anlegg til anlegg. Lokasjon og alder på anlegget påvirker disse forhold. Røykgasstemperatur i skorstein varierer fra 60 °C til 140 °C og røykgassammensetning kan også variere vesentlig, selv om de er under grenseverdier.

Hvorfor er dette viktig?

Det er viktig å gjøre en grundig kartlegging av røykgassammensetningen ved ulike driftsforhold. Ulike komponenter i røykgassen kan påvirke degraderingsraten til amin-solventer og legge føringer for materialvalg i fangstanlegget for å hindre korrosjon. Det kan også være behov for å gjøre oppgraderinger eller sette inn nye rensetrinn i røykgassrensesystemet for å møte kravene til røykgassammensetning fra et fangstanlegg. Dersom disse forholdene ikke blir hensyntatt i designet vil det medføre risiko for økte drifts-/vedlikeholdskostnader og nedetid på anlegget.

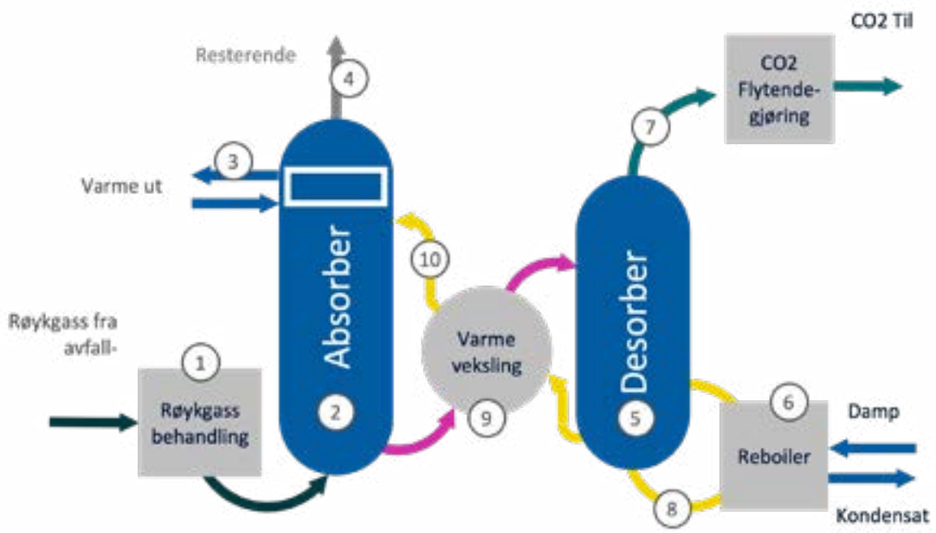
En kan anta at det vil være både nødvendig og tilstrekkelig å oppgradere eksisterende anlegg til Best Available Technology (BAT) krav for 2023.

I referanseprosessen skal all røykgass kjøles fra 120 °C til maks 55 °C.

Referanse for røykgassrensing defineres på følgende måte:
«Røykgassrenseanlegget har en konfigurasjon og nødvendige rensetrinn slik at det kun er behov for nedkjøling og prekondisjonering (SOx) av røykgass i en DCC før absorber. DCC og ny røykgassvifte for å overkomme trykkfall på gassiden inngår i leveransen til leverandør av fangstanlegget.»

2.5 Karbonfangstanlegget

Standard beskrivelse av fangstanlegget
Et standard MEA (30wt%) aminanlegg er den typen CO_2-fangstanlegg som er benyttet som referanseanlegg på CO_2-fangst. Herunder dekkes uttakspunkt nær eksisterende skorstein til utløpt av kjøler nedstrøms CO_2-stripper. Anlegget er dimensjonert for å fange 90 % av CO_2 i røykgassen med en årskapasitet på 100 000 tonn CO_2.



Figur: Forenklet prosessdiagram amin karbonfangst (Kilde: Norsk Energi).

(1) Direct contact cooler (DCC)
Før røykgassen føres inn på absorber i fangstanlegget går den gjennom en direct contact cooler (DCC). Formålet med DCCen er todelt:

(a) kjøle ned gassen til et temperaturnivå hvor absorbsjon av CO_2 er mest effektiv (typisk rundt 40-55 °C for amin)
(b) Vaske bort korrosive komponenter som SO_2, mv ved tilsetning av lut.

Røykgassen kjøles ned under sitt opprinnelige duggpunkt og vil man også få utkondensering av vann i DCC. Denne vannstrømmen må transporteres til et eget vannrenseanlegg for behandling og deponering av avfallsstoffer. Røykgassen som forlater DCC-en vil være på duggpunktet. Nedstrøms kanaler og vifte må være i korrosjonsbestandige materialer.

(2) Absorber
I absorberen bindes CO_2 i røykgassen til solventløsningen gjennom en kjemisk reaksjon. For amin-solventer avgir reaksjonen varme slik at man får en temperaturgratient over absorberen. Siden absorbsjonsevnen til amin er best ved lave temperaturer avtar effektiviteten etter hvert som temperaturen stiger gjennom absorberen. Typisk er temperaturen på røykgass/amin 60 °C når den entrer vasketrinnet (6) på toppen av absorberen.

Stor kontaktflate mellom gass og solvent er avgjørende for å sikre effektivt absorbsjon. For å øke kontaktflaten fylles en seksjon kolonnevolumet med pakkingmateriale. Pakkingen vil være en motstand som genererer mer trykkfall. Dette må kompenseres ved dimensjonering av røykgassviften oppstrøms fangstanlegget. Solvent uten CO_2 tilsettes i øvre del av absorberen, mens solvent mettet med CO_2 pumpes ut fra bunnen.

(3) Absorber water wash section
Når temperatur stiger vil vann og amin fordampe. For å hindre amin-utslipp over tillatte grense-verdier, og redusere vanntapet fra fangstanlegget, installeres en eller to vannvaskeseksjoner i øvre del av absorberen. Vannvaskeren kjøler ned og kondenserer fordampet vann/amin. I tillegg installeres en dråpefanger som effektivt fanger små dråper.

(4) Absorber stack eller retur til eksisterende skorstein
Etter vannvasken går renset røykgass ut av absorberen. Avhengig av lokale forhold og utslippskrav må røykgass ettervarmes for å sikre tilstrekkelig spredning ved utslipp. Ettervarming må i mange tilfeller gjøres ved hjelp av en varmekilde i avfallsforbrenningsanlegget. Røykgassen kan også føres tilbake til skorstein til avfallsforbrenning. Vurdering av dette må gjøres per situasjon/lokasjon.

(5) Desorber/stripper
Etter at CO_2 er absorbert pumpes solvent med CO_2 til desorber/stripper kolonne. Solventen tilsettes i øvre del av kolonnen. I desorberen varmes løsningen opp til typisk 120 °C (for amin) og CO_2 drives ut av solventen. På tilsvarende måte som i absorberen er stor kontaktflate mellom gassfase og væskefase med nødvendig for å sikre effektiv stripping av CO_2. En seksjon av kolonnevolumet er derfor fylt med pakkingmateriale for å øke kontaktflaten. Desorberen er trykksatt (typisk 1 barg) og trykket bidrar til å kompensere for trykkfall over pakkingseksjonen. CO_2 og vanndamp forlater toppen av desorberen.

(6) Reboiler
Varme for å drive CO_2 ut solvent-løsningen tilføres i en reboiler. Solventløsningen tilføres i et kokende væskebad på skallside og kokeprosessen driver av CO_2 og vanndamp. Typisk benyttes mettet lavtrykksdamp (damptrykk ca. 2 barg) på rørsiden av reboiler, men hettvann og hetolje kan også benyttes.

Typisk spesifikt varmebehov for denne MEA-prosessen med standard prosesskonfigurasjon er 3,6 MJ/kg CO_2, som tilsvarer 1 MWh/tonn CO_2 fanget.

(7) Overhead stripper condenser
CO2 og vanndamp går ut på toppen av desorberen og holder her en temperatur på typisk 110 °C. Gassen kjøles ned til ca. 30 °C før den går til anlegget for komprimering, kondisjonering, tørking, flytendegjøring. Ved nedkjøling i overhead stripper condenser vil en stor andel av vanndampen kondensere. Vann og CO_2 i gassfase separeres i en kondensattank, hvor CO_2-gass mettet med vanndamp går til CO_2-kompressorene, og kondensert vann pumpes tilbake til desorberen.

(8) Reclaimer
Over tid vil de fleste solventer degraderes som følge av kontakt med urenheter i røykgassen. For å fjerne degraderingsproduktene inkluderes normalt en regeneringsprosess (reclaiming). Regenering gjøres etter behov og hyppigheten vil avhenge av mengden og type urenheter som er i røykgassen. Degraderingsraten avhenger av type solvent og mange av de proprietære aminene som er utviklet av teknologileverandører hevdes å ha svært lav degraderingsrate.

(9) Cross heat exchanger
Siden absorber og desorber har ulike driftstemperatur settes det inn en kryssvarmeveksler hvor varmt solvent uten CO_2 (typisk 120 °C) varmeveksles mot kald solvent med CO_2 (typisk 50-60 °C). På denne måten spares energi til kjøling og oppvarming av solvent i hhv. absorber og desorber.

(10) Lean amine cooler
Etter kryssvarmeveksleren har solvent uten CO_2 fremdeles litt høy temperatur Derfor kjøles solventen ytterligere i en egen varmeveksler før den går inn på absorberen.

CO_2 compression and Liquifaction
Etter OH Stripper Condenser (7) ledes strippet CO_2 til et anlegg for kompresjon og flytendegjøring. Kompresjon er energikrevende og utløser et kjølebehov.

Gitt referanseanlegget blir det termiske energibehovet til stripper ved full drift antatt til å være 12,5 MW og 100 GWh per år.

2.6 Capture as a service

Enkelte av leverandørene tilbyr ulike varianter av fangst som en tjeneste. Det er gitt indikasjoner om at kostnaden for en slik tjenester kan være ned mot 1100-1300 kr/tonn CO_2. Av dette utgjør kostnader for slutt¬lager mellom 400-600 kr/tonn. Hva som vil inngå i en slik tjeneste er uklart, men det vil trolig forutsette at tjenestetilbyderen får levert klargjort tomt, og tilgang på nødvendig varme, kjøling og andre hjelpesystemer som er nødvendig for drift av anlegget.

Et prosjekt driftet som «capture as a service» vil etter Norsk Energi sin vurdering måtte planlegges og utføres som om det var gjennomført uten slik «driftstjeneste». Om leverandøren skal levere fangst¬tjenesten inklusiv egen energiforsyning er det stor fare for at man velger mer kostbare løsninger siden muligheten for smarte integrasjoner vil være mer utilgjengelig.

Gitt at tjenesteleverandør må ta økt risiko ved å tilby fangst som en tjeneste må man forvente at det også er et risikotillegg i prisen.

2.7 Investeringskostnad (Capex)

Etablering av en benchmark for investeringskostnad (capex) for et ettermontert karbonfangstanlegg er krevende. En capex-estimat vil være behaftet med ulik usikkerhet ved ulike modenhetsnivåer.

Prosjektets capex vil i stor grad styres av oppdragsgivers kvalitetskrav. Et stedbygget spesialtilpasset fangstanlegg med god plass for tilkomst og eget prosessbygg vil ha høyere capex enn en standardisert modulløsning basert på kontainere og prefabrikerte løsninger. Derimot kan et spesialtilpasset anlegg være mer kostnadseffektivt når anlegget er stort (flere hundre tusen tonn CO_2 per år).

Designkrav og funksjonskrav i prosjektets design basis forventes derfor å ha stor innvirkning på endelig capex for prosjektet. Selve CO_2-fangstanlegget forventes også bare å utgjøre en mindre andel av total capex hvor faktorer som tomtekjøp, bygg og grunn, kjølevannsanlegg, kompresjon, flytendegjøring og mellomlager også inngår som vesentlige kostnadsfaktorer.

I en synteserapport fra svenske Energiforsk (Eliasson m. fl. (2021)) foreslås følgende forenklede formel for beregning av investeringskostnad for et CO2-fangstanlegg, inklusiv kompresjon. Det er antatt at denne formelen ikke inkluderer lokale lagertanker, tomtekostnader og grunnarbeider.

[1000 EURO] = 15520 x tonn per time CO2^ 0,6339
[1000 EURO] = 15520 x 12,5^ 0,6339 = 77 MEUR

For referanseanlegget gir denne formelen en total forventet capex på 77 MEUR antatt uten grunnarbeider.

En av KAN partnere, BIR, har gjennom mulighetsstudier og annet forarbeid estimert at et anlegg med en kapasitet til å fange 100.000 tonn per år fra avfallsforbrenning i Bergen må ha et investerings-budsjett på ca. 1 milliard norske kroner. Dette bekrefter at formelen gir et bra første estimat, gitt at formelen er kun for selve fangstanlegget uten prosjektspesifikke kostnader.

3 Benchmark av CO_2-fangst teknologier

Avgrensning

Denne benchmark gjelder for anlegg som forbrenner husholdnings- og næringsavfall, samt returtre. Benchmark er også dekkende for anlegg som brenner ren bioenergi som flis, GROT, og annen type bioenergi.

Benchmark er tilpasset norske forhold, men vil også ha relevans utenfor Norge.

Målgruppe

Denne benchmark har til hensikt å gi en mulighet for å sammenligne pågående karbonfangstanlegg i Norge. Benchmark er utviklet basert på data fra flere av de største aktørene globalt, samt flere mindre aktører lokalt, for sammenligning av både egne og andres prosjekter. Benchmark er utviklet for bruk i de enkelte pågående og framtidige karbonfangst-prosjektene.

Etterspørsel om info fra leverandører

For innhenting av informasjon fra leverandører er det benyttet en standardisert tilnærming. Det er også ført en kontakt logg for innledende kontakt med leverandørene.

Detaljer på dette er vedlagt rapporten og omfatter standardisert mail, logg over kommunikasjon samt design basis for "KAN Referansa".

Benchmark av teknologier

For å kunne benchmarke leverandører mot Referansa og presentere en objektiv sammenligning er det visse nødvendige kriterier som ikke var til stede i dette arbeidet. Av disse kan nevnes tilstrekkelig deltagelse fra flere leverandører, leverandørers ønske om å unngå offentliggjøring av immatrielle eiendeler, samt tilgjengelig tid innenfor prosjektrammene.

Benchmark er derfor utarbeidet på teknologier basert på innhentet data fra leverandører, samt tilgjengelig litteratur og dialog med uavhengig ekspertise.

Kriterier som er vurdert:

- TRL spesifikk for avfallsforbrenning (matrise vedlagt)
- CO_2-konsentrasjon på røykgass som teknologien egner seg for
- Hovedkilde for energi til fangstprosessen
- Energibehov Varme
- Energibehov Elektrisk
- Potensial for skadelige utslipp til luft
- Potensial for varmegjenvinning
- Mengde spillvarme
- Kjølebehov
- Fotavtrykk
- Antatt Relativ kostnad
- Samlet vurdering om teknologien er egnet for bruk på avfallsforbrenning

Foto: Forus Energigjenvinning

4 Teknologier for CO_2-fangst

Hvilken fangstteknologi er best egnet for avfallsbransjen og for kostnadseffektiv CO_2-fangst?

For å kunne svare på dette spørsmålet tas det først et overordnet blikk på metoder og teknologier. Dette vil inkludere metoder som ikke direkte kan brukes av eksisterende avfallsforbrenningsanlegg, men som allikevel kan være i «konkurranse» i et marked for CO_2-utslipp. Det enkleste eksempel på karbonfangst er å plante eller beskytte skog og selv om denne metoden kan anses som uinteressant i sammenheng med avfallsforbrenning må det vurderes hva som er det mest fornuftige valget.

Å redusere CO_2-utslipp er naturligvis ikke det samme som å faktisk ta CO_2 ut av atmosfæren, men metodene har en viss overlapp. Avfallsforbrenning ligger i denne overlappen, på grunn av at materialene har både fossilt og biogent opphav. Reduksjon av CO_2 i atmosfæren kan gjøres enten ved å fange der det brennes biogent material eller ved å ta det direkte fra luften.

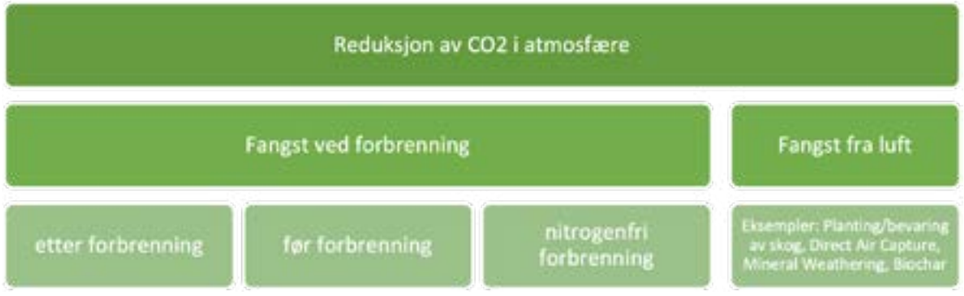
Mange metoder er kjent som tar CO_2 fra luften og det er stor aktivitet rund forskning på teknologier og såkalt «geoengineering». For å unngå å gå for dypt inn i temaet (geoengineering) nevnes kun enkle eksempler; planting av trær, direct air capture, mineral weathering og biochar. Slike metoder har et enormt bredt skala av fordeler og ulemper som er vanskelig å kartlegge, i tillegg er effektene vanskelig å måle. Dessuten er de fleste metoder antatt til å være mindre effektiv enn fangst ved forbrenning, pga. den lave konsentrasjon av CO_2 i atmosfæren i forhold til konsentrasjon av CO_2 i røykgass. For å oppnå målene for temperaturstigning (1,5 ° C ihht. Parisavtale) må verdenssamfunnet antageligvis bruke «alle verktøy i skuffen» som kan redusere CO_2 i atmosfæren. For eksempel vil teknologi som fanger CO_2 direkte fra luft (DAC) ikke utelukke behovet for CO_2-fangst fra avfallsforbrenning. Allikevel kan det være nødvendig å gjøre prioriteringer, spesielt når det gjelder å gjøre investeringer. I dette tilfelle viser overordne vurderinger at fangst fra avfallsforbrenning er en meget effektiv måte å fange CO_2 på, først og fremst på grunn av den høye konsentrasjon av CO_2 i røykgassen (10 %) og på grunn av at de ofte er mye energi tilgjengelig, spesielt på sommerhalvåret.

På andre siden vil dagens marked for CO_2-kvotehandel forsøke å finne det mest kostnadseffektive verktøyet, i hvert fall hvis avfallsforbrenning skal få lov til å selge sine «negative utslipp» i dette markedet. I den forstand vil de forskjellige måter og teknologier for CO2-fangst faktisk konkurrere mot hverandre. Denne type vurdering er ikke tatt med i denne leveransen L2 som sammenligner teknologier. Disse problemstillinger krever fortsatt globalt politisk samarbeid og håndboken vil gå litt dypere inn i dette i «Leveranse 6 Finansiering og forretningsmuligheter».

For alle CO_2-fangstteknologier er det noen generelle utfordringer som går igjen:

- Energibehov (varme/strøm/kjøling)
- Størrelse (fotavtrykk/volum)
- Kostnader (capex/opex)
- Miljøhensyn og verifisering av disse (utslipp til luft/utslipp til vann/støy)

Disse utfordringene er også konkurransefortrinn mellom teknologiene etter hvor godt utfordringene er løst. Etter hvert som teknologiene modnes forventes det at disse problemene blir håndtert bedre og bedre, og følgelig er fremstillingen nedenfor å regne som et bilde av status i dag. Det er stor utvikling på flere av teknologiene presentert nedenfor, så dette bildet er forventet å endre seg over tid.



4.1 Fangst etter forbrenning

På et overordnet nivå, finnes det fire grunnleggende ulike teknologier for karbonfangst etter forbrenning; absorbsjon, adsorpsjon, membraner og kryogen destillasjon, som vist i figuren nedenfor:

Figur: Oversikt over ulike karbonfangstteknologier for fangst etter forbrenning (Kilde: Norsk Energi).

Absorbering gjøres med et fangstmedie (oftest flytende) som absorberer CO_2. Absorberingen kan enten være kjemisk (reaktiv) som saltdannelse i amin, eller ikke reaktiv (fysisk) som løselighet av CO_2 i vann. Etter fangstmediet er mettet med CO_2 i absorbsjonsdelen av prosessen endres likevekten ved å endre temperatur eller trykk for å fjerne CO_2 fra fangstemediet i desorpsjonsprosessen. Denne prosessen gjentas ved sirkulasjon av fangstmediet mellom de to hoveddelene av prosessen.

Adsorbering har et stoff (oftest fast) som adsorberer CO_2 i kontakt med røykgassen. Det vil si at CO_2 fester seg mot overflaten til stoffet. Etterpå løsner man CO_2 fra stoffet igjen. Dette gjøres med trykk eller temperatur. Typisk sirkulerer man faststoff i pulverform eller så sender man røykgassen gjennom tanker med faststoff som deretter utsettes for trykk/temperatur svingninger for å frigi CO_2.

Membranteknologi fører røykgassen gjennom en membran som kun slipper gjennom mest CO_2. Basert på permeabiliteten og partialtrykket til CO_2 i røykgassen slippes CO_2 gjennom i et 50:1 forhold typisk. Røykgassen trykkes opp til et høyere trykk og føres gjennom flere membraner for å oppnå riktig renslighet. Man kan slite med å få høy nok CO_2-konsentrasjon med denne teknologien uten å ha for mange steg.

Kryogen destillasjon kjøler ned røykgassen til under duggpunktet til CO2 (-79 °C) for å kondensere ut CO_2. Kjølingen er baser på Joule-Thomson effekten og er brukt i stor grad for å fremstille ren oksygen eller nitrogen. Man er avhengig av relativt høy CO_2-konsentrasjon for å kunne benytte denne teknologien. En fordel er at man får flytende CO_2 som et produkt og ikke i gassform.

Innenfor hver av disse teknologiene finnes det igjen flere ulike varianter. I tillegg kan man kombinere flere av teknologiene. Gunstige kombinasjoner er at både **membranteknologi** og **trykkdrevet adsorbering** kombineres med **kryogen destillasjon**, dette fordi sistnevnte har behov for høye CO_2-konsentrasjoner og produserer flytende CO_2 (som ofte er ønskelig) mens begge de to førstnevnte teknologiene sliter med å levere høye CO_2-konsentrasjoner. I enkelte tilfeller ser man også at absorbsjon kombineres med membraner for økt renhet av CO_2 til bruk i næringsmiddelindustri.

Absorbsjon

Absorbsjon er den mest utbredte teknologien for karbonfangst, det finnes flere solventer og fangstmedier. Et representativt utvalg av disse er presentert her.

Aminer

TRL 9 (det finnes varianter med forventede fordeler og lavere TRL)
Fangst ved bruk av aminer er den mest utbredte, og kan regnes som den mest modne av fangstteknologiene.

Det finnes mange varianter av aminer og blandinger av disse, men den kjemisk enkleste av dem, Mono Etanol Amin (MEA), er ofte brukt som en base case som forskjellige teknologier måler seg mot. Aminen er løst i vann og kalles solvent.

En detaljert beskrivelse av prosessen kan ses i kapittel 3.5.1. Kort fortalt sirkuleres solventen mellom to kolonner, mens røykgassen kjøles i direkte kontakt med vann til rundt 40 °C før den introduseres i prosessen. I den første kolonnen møtes solvent og røykgass motstrøms i direkte kontakt og CO_2 absorberes i solventen i Absorberen. Solventen som nå er rik på CO2 pumpes deretter over i den andre kolonnen gjennom en kryssveksler og i den andre kolonnen kokes CO_2-en av. Denne kolonnen kalles en Desorber eller Stripper. CO_2-en som er kokt av sendes videre til kompresjon og flytendegjøring, mens solventen som nå er fattig på CO_2 sendes tilbake til Absorber gjennom den samme varmeveksleren klar for ny runde med fangst. Denne varmeveksleren kalles en kryssveksler og kan kjennes igjen i de aller fleste CO_2 fangstanlegg med flytende solventer. Denne sparer prosessen for mye energibehov.

Det er behov for store mengder energi for å koke av CO_2, og det er mange forskjellige tiltak som benyttes for å begrense dette energibehovet. Dette er også en av hovedutfordringene med aminteknologi. Andre amin-blandinger med lavere energibehov, flere kryssvekslere, kompressorer i prosessen, isolasjon, veksling av varme mellom fangst og kompresjon er noen av tiltakene som benyttes.

Andre utfordringer med aminprosessen er utslipp til luft av aminforbindelser, degradering av solvent og behov for regenerering av denne, korrosjon av rør og tanker og følgelig behov for dyrere utstyr, stort fotavtrykk og stort volum grunnet høye kolonner og generelt store kostnader i både kapital og drift.

Alle disse utfordringene har blitt utbedret av mange leverandører og forskningsinstitusjoner over lang tid, og det pågår fortsatt mye arbeid på videre forbedring. Teknologien har kommet langt, mye er løst, men det er fortsatt mye igjen. Og siden det er vanskelig å omgå fysiske lover som tilsier stort energiforbruk osv. er det utviklet andre teknologier med fordelaktige aspekter sammenlignet med amin.

Leverandører
Air Liquide - Aker Carbon Capture - Baker Hughes – Compact Carbon Capture - Cansolv (Kanfa, Carbon Centric) - Honeywell - Fluor - Mitsubishi Heavy Industries (Drax) - m.fl.

Fordeler
Høy modenhet
Mange leverandører
Lav prosjektrisiko

Ulemper
Høyt varmebehov

Kjølt ammoniakk

TRL 7
Fangst med ammoniakk er prosessmessig ikke ulik amin prosessen, men har i tillegg en ekstra absorber og en ekstra desorber for å unngå ammoniakkutslipp. Den krever derimot mer kjøling av røykgass til temperaturer ned mot 2-10 °C, og drifter på en høyere temperatur og trykk i desorber. Prosessen har høyt strømforbruk sammenlignet med amin, men lavere varmeforbruk. Kjemikalieforbruket er vesentlig høyere enn for amin, men det trengs ingen separat reclaimer for å ta ut degraderingsprodukt. En utfordring som må håndteres med denne prosessen er avsetninger av faststoff. Ammoniakk er i tillegg et rimelig industrikjemikalie. Det produserer ammoniumsulfat som et biprodukt fra prosessen. Ammoniakk er giftig og brannfarlig som gass og vil ha strenge krav til håndtering. I motsetning til aminer vil det ikke slippes ut stoffer som potensielt kan danne kreftfremkallende stoffer. Prosessen beskrives til å være robust mot forurensninger i røykgassen, inkludert sure gasser som SO2 og NOx (Ola Augustsson, 2017). I KEA's vurdering i 2016 av Aker Clean Carbons amin prosess (nå Aker Carbon Capture) og Alstoms CAP prosess (nå Baker Hughes) ble prosessene vurdert å være likeverdige. Resultatene fra testing på TCM ble vurdert som vellykkede, etter innledende problemer, iht. uttalelser fra nøkkelpersoner i Gassnova/TCM.

Leverandører
Baker Hughes

Fordeler
Høy modenhet
Lavere energiforbruk enn amin
Rimelig fangstmedium

Ulemper
Høyere strømforbruk enn amin
Få leverandører
Høyt forbruk av fangstmedium
Giftig og brennbart fangstmedium

Kaliumkarbonat trykk

TRL 7
Kaliumkarbonat er et uorganisk materiale som har høy løselighet i vann. Ved absorbsjon bindes CO2 til kaliumkarbonat og vann og danner kaliumbikarbonat (2KHCO3). Ved oppvarming vil bikarbonatet dekomponere i kaliumkarbonat, CO2 og H2O igjen. Kaliumkarbonat har begrenset rate for absorbsjon av CO2 fra røykgassen. Det er derfor behov for å ha tilsetningsstoffer. Det er dette som skiller de forskjellige leverandørene, ved at det blir tilsatt forskjellige stoffer samt forskjeller i ønsket trykk i absorbsjonskolonne.

HPC anses som TRL 6-7 på røykgass etter forbrenning av forfatterne grunnet manglende testing.
Grunnet trykksetting av røykgassen er det også her større krav til støvreduksjon enn ved f.eks. amin, som kan bruke en mer robust vifteløsning. Trykksetting av røykgass har også et HMS perspektiv som skal vurderes.

Leverandører
CO2 Capsol

Fordeler
Gode muligheter for å levere høy temperatur varme til fjernvarme.

Ulemper
Middels modenhet

Kaliumkarbonat Enzym (karbonsyre anhydrase)

TRL7
Saipem CO_2-Solutions bruker en proprietær enzymbasert løsning i deres prosess. Enzymet, også kalt karbonsyre anhydrase finnes også i levende organismer og katalyserer overgangen mellom de forskjellige formene av uorganisk karbon: karbondioksid (CO2), hydrogenkarbonat (HCO3-, bikarbonat) og karbonsyre (H2CO3). Enzymet er meget effektivt (opptil 106 reaksjoner per sekund) og har en viktig funksjon i fotosyntese og respirasjon, samt det deltar i syre-base likevekt og pH-regulering i cellene. https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/k/karbon-anhydrase.html

CO_2-solutions har et kommersielt anlegg i Canada (Resolute, Saint-Fèlicien (Quebec) – massefabrikk (pulp mill)), som fanger ca. 20 tonn CO_2/dag ved stabil drift, og er designet til 30t CO_2/dag. Termisk energibruk i form av varmt vann er oppgitt til å være 2.4 GJth/ton CO_2, og har ingen negativ effekt på prosessanlegget oppstrøms. Varmen er også oppgitt til å ha null-verdi. Kost for elektrisk energi er oppgitt til 7.35 CAD $/ton CO_2 (CO_2-Solutions, 2019), som ved en verdi på CAD $ 0.06/kWh (gjennomsnitt forbruker Quebec) gir elektrisk energiforbruk på 0.44GJel/ton CO_2. Termisk energibruk på 2.4 GJ/t CO_2 og elektrisk energibruk på 0.5 GJ/t CO_2 er i størrelsesorden tilsvarende som hva som kan forventes av moderne aminløsninger. Med tanke på at denne enzymbaserte løsningen skal kreve lavere temperatur (40-70 °C) ved delvis vakuum. På Klemetsrud ble teknologien testet ved 85 °C.

Leverandører
Saipem CO2 Solutions

Fordeler
Lav temperatur gunstig for integrering med fjernvarme

Ulemper
Lav modenhet

Kilde: www.mn.uio.no

Calcium Looping Process
TRL 6
Calcium Looping Process (CLP) fanger CO_2 med en sirkulerende kalksteinbasert sorbent som blir utsatt for syklisk karboniserings-kalsinering reaksjoner. CaO utsettes for røykgassen ved ca. 600 °C.

Denne prosessen bruker to fluidised bed reaktorer der følgende reversible reaksjon finner sted:

$CaO + CO_2 <-> CaCO3$

Den første reaksjonen kalles karbonisering og er eksoterm ($\Delta H=-178kJ/mol$), hvor CO_2 fanges opp på sorbenten og det faste stoffet transporteres til den andre reaktoren. En endoterm kalsinering ($\Delta H=+178kJ/mol$) skjer i den andre reaktoren som avgir en ren strøm av CO_2 som komprimeres og sendes til lagring. De to fluidised bed reaktorene er sammenkoblet for tilrettelegging av transport av faste stoffer. Syklonseparatorer brukes til å skille faste og gassformige massestrømmer.

Kilde: www.sciencedirect.com

"Process integration of Calcium Looping with industrial plants for monetizing CO_2 into value-added products"

Adsorpsjon
Pressure Swing Adsorption
TRL 5
Pressure Swing Adsorption (PSA) baserer seg på det fenomenet at gasser under høyt trykk tenderer mot å adsorbere seg på overflater til faststoffer. Røykgassen trykkes opp og passerer gjennom en tank fylt med adsorbenten, CO_2 fester seg til adsorbenten, og når den er mettet lukkes røykgasstilførselen og trykket senkes som slipper fri CO_2. Trykkene er typisk opp mot 6 bar (g) og bruker kun strøm (ikke varme).
PSA fungerer på lave CO_2-konsentrasjoner, men gir vanskelig renheter over 60-70% CO_2, PSA bruker kun strøm (ikke varme). PSA+kryogen er en kombinasjon som kan gi lovende resultater.

PSA er på et forskningsstadium, noe som betyr at det er langt fra et ferdig produkt.

Leverandører
Ingen kjente kommersielle leverandører

Fordeler
Ingen kjente skadelige utslipp

Ulemper
Lav modenhet
Prosess med faststoff kan være krevende

Temperature Swing Adsorption
TRL 4-5
Temperature Swing Adsorption (TSA) baserer seg på fenomenet at adsorbenter tenderer til å adsorbere mer ved lavere temperaturer. Røykgassen er typisk sendt gjennom en CO_2 adsorbent ved lavere temperaturer. Når adsorbenten er mettet stenges røykgasstilførselen av, temperaturen heves, noe som frigir store deler av CO_2-gassen. Deretter kjøles adsorbenten ned igjen til en relativ lav temperatur og gjenbrukes i prosessen. For gjenvinning av ca. 90% av CO_2, bør adsorbenten varmes til ca. 250 °C. Adsorbenten kan adsorbere CO_2 ved omgivelsestemperaturer på ca. 30 °C.

Leverandører
Svante

Fordeler
Ingen kjente skadelige utslipp

Ulemper
Lav modenhet
Prosess med faststoff kan være krevende

Kryogen destillasjon
TRL 7
Kryogen destillasjon er som navnet indikerer en destillasjonsprosess ved lave temperaturer. Ved å kjøle ned røykgassen til rundt -50 °C kondenserer CO_2 til væske. Andre flyktige gassforbindelser som nitrogen og oksygen forblir gass ved disse temperaturer, og CO_2 kan dermed relativt enkelt fjernes som væske. Produktet fra denne fangstprosessen er altså flytende CO_2, så flytendegjøring er inkludert i fangstprosessen. Det er også mulig å senke temperaturen ytterligere og få ut CO_2 som faststoff, også kjent som tørris, men dette er antatt å sjelden være lønnsomt på energibruk og kostnad.

Kryogen destillasjon skiller ikke ut 100 % av CO_2, og er ikke egnet på lave CO_2-konsentrasjoner. Desto høyere konsentrasjon av CO_2, desto mer egnet er denne metoden til fangst. Prosessen egner seg altså dårlig til fangst fra en gassturbin (3-5% CO_2) og bedre til fangst fra sementindustri (20% CO_2), mens avfallsforbrenning ligger et sted midt imellom. Prosessen egner seg også godt i kombinasjon med membraner eller PSA, da gjerne som siste steg etter membransteg med 1:50 eller altså ca. 80% CO_2. På denne måten kan man klare seg med et steg membran og ende med ferdig flytendegjort CO_2 med høy renhet.

Kjøling kan gjøres med konvensjonell kjølekrets som gjerne er drevet av elektrisitet i kompresjonen av kjølemediet. Det er altså et betydelig behov for elektrisitet, men derimot ikke noe behov for damp eller varme.

Leverandører
Air liquide

Fordeler
Ikke behov for damp/varme
Tilgjengelig spillvarme

Ulemper
Lav modenhet
Høyt strømforbruk

Membraner
TRL 7
Membranteknologier til karbonfangstanlegg er ofte polyetylenoksid basert, for anlegg av denne typen består det gjerne av flere steg. Hver membran må ha en drivende trykkforskjell over seg. Denne teknologien har ikke varmebehov, kun et strømbehov. Det kan være utfordrende å oppnå riktig CO_2 konsentrasjon i et membrananlegg. Dette kan være lurt å undersøke for fangstanlegg som ikke har damp eller hetvann tilgjengelig, men tilgang på billig strøm. Returkraft i Kristiansand tester ut en pilot med denne teknologien.

Membraner separerer CO_2 fra røykgass gjennom et tett membranfilmskikt. Fluksen av CO_2 gjennom membranet er summen av permeabilitet og løselighet av CO_2 i membranfilmen som typisk er basert på polyetylenoksyd. Membranene skiller ikke 100 % ut andre bestanddeler av røykgassen, men separeringen er typisk 1:50. Altså 1 del Nitrogen og 50 deler CO_2. For å oppnå tilstrekkelig konsentrasjon av CO_2 brukes typisk 2 trinn med membran for å nå en renhet på over 95%. Alternativt kan det brukes i kombinasjon med andre teknologier som for eksempel kryogen destillasjon.
Drivkraften for å drive CO_2 gjennom membranet er trykkforskjell, og utføres helst på relativt beskjedne trykk og temperaturer. Typisk noen 100 mBar pluss minus atmosfærisk og 30-50 °C

Sammenlignet med absorbsjon med aminer er modenheten til membranteknologi lav. Når det er sagt er det store fremskritt og noen større piloter er allerede testet med lovende resultater. Det er stor pågang fra markedet, og teknologien skiller seg ikke særlig stor grad fra andre industrielle bruksområder som for eksempel reversibel osmosefiltrering av sjøvann til ferskvann. Hovedutfordringen virker å være mangelen på stor skala produksjon av selve membranfilmen som igjen vil kunne redusere kostnadene.

Leverandører
Air Products - Air Liquide - Honeywell - Membrane Technology Reserarch - Compact Membrane Systems - Cool Planet Technologies - Aqualung Carbon Capture - OOYOO Ltd. - CoorsTek Membrane

Fordeler
Lavt energiforbruk
Ikke behov for damp/varme
Arealeffektivt (og volumeffektivt siden det ikke er behov for høye absorbsjon/desobsjonstårn)

Ulemper
Lav modenhet
Høyt strømforbruk

Fangst før forbrenning

Fangst før forbrenning går i stor grad ut på å endre forbrenningsprosessen for å få en renere røykgass som stort sett bare inneholder CO_2. De følgende delkapitlene gir forklaring på noen fangstteknologier før forbrenning.

Fangst før forbrenning ved gassifisering

Ved gassifisering kan man fjerne CO_2 fra brensel før forbrenningen er fullført. Det er en kjent teknologi innen kullkraftverk, men for forbrenning av restavfall er det lite utbredt. Derimot er det en økende mengde aktører som ser på denne type teknologi, spesielt i sammenheng med produksjon av syntetiske drivstoff som metanol.

I gassifiseringsprosesser blir et råstoff delvis oksidert i damp og oksygen/luft under høy temperatur og trykk for å danne syntesegass. Denne syntesegassen er en blanding av hydrogen, CO, CO_2 og mindre mengder av andre gassformige komponenter, som metan. Syngassen kan deretter gjennomgå vann-gass-skiftreaksjonen for å omdanne CO og vann (H2O) til H2 og CO_2, dette produserer en H2- og CO_2-rik gassblanding. Konsentrasjonen av CO_2 i denne blandingen kan variere fra 15-50%. CO_2 kan deretter fanges og separeres, transporteres til sluttlager mens det H2-rike drivstoffet forbrennes til vann (H2O).

Sammenlignet med teknologi som fanger etter forbrenning er syntesegassen rik på CO_2 og ved høyere trykk, noe som muliggjør lettere fjerning før H2 er forbrent. På grunn av den mer konsentrerte CO_2 er fangst før forbrenning vanligvis mer effektiv, men kapitalkostnadene ved basisforgassingsprosessen er ofte høyere.

Leverandører
HTW - High Temperature Winkler technology - GIDARA Energy (gidara-energy.com)

Nitrogenfri forbrenning (Oxyfuel combustion) I nitrogenfri forbrenning separeres oksygen fra nitrogen i en separasjonsenhet slik at forbrenning kan gjøres med ren oksygen. Resultatet av dette er at man får ut CO_2 og vann etter forbrenningen som kan gå rett til videre prosessering og lagring.

Det er noen utfordringer med dette.

1. Forbrenning med rent oksygen resulterer i svært høy temperatur som gjør det vanskelig å bygge brennkammer i konvensjonelle materialer. Dette mitigeres ved å sirkulere forbrenningsluften og dermed begrense temperaturen.
2. Det krever betydelig energi å separere oksygen fra nitrogen.
3. Det egner seg dårlig for retrofit da selve forbrenningskammeret må modifiseres.

Chemical Looping Combustion

Chemical looping Combustion (CLC) ligner mye på Nitrogenfri forbrenning og er et samlebegrep på prosesser der oksygen fra forbrenningsluften blir tilsatt forbrenningen i en reaktor ved hjelp av oksygenbærere. Disse oksygenbærerne er ofte metalloksider. På den måten får man skilt ut Nitrogenet i luften før forbrenningen og man står igjen med CO_2 og vann etter forbrenning. Også denne prosessen foregår med sirkulering mellom to reaktorer. I den ene fanger oksygenbærerne oksygen fra luften, og i den andre brukes oksygenet opp i forbrenningen/oksidasjonsprosessen sammen med brenselet.
Denne prosessen har til nå hatt utfordringer med at oksygenbærerne av metall har satt seg fast på forskjellige deler av prosessutstyret. Når disse praktiske utfordringene er løst virker det som en lovende prosess med lavere energiforbruk enn konvensjonell nitrogenfri forbrenning.

Alternative nevneverdige fangstmetoder

Fangstmetodene presentert her er ikke direkte relevante for installasjon på et avfallsforbrenningsanlegg. De representerer derimot en viktig referanse i denne benchmarkstudien.

Direct Air Capture

Direct Air Capture (DAC) er et samlebegrep for alle teknologier som brukes til å fange CO_2 direkte fra luften. Det er altså et delvis teknologinøytralt begrep, men det er tydelige fellestrekk. Å fange CO_2 fra luften er mer energikrevende og derfor kostbart enn å fange den fra en punktkilde. Dette er fordi CO_2 i atmosfæren er mye mer fortynnet enn for eksempel i røykgassen fra et kraftverk eller et sementverk. Dette bidrar til det høyere energibehovet og kostnadene ved DAC i forhold til andre CO_2-fangstteknologier og -applikasjoner.

Direct Air Capture – Analysis - IEA.

Planting av skog

Ikke direkte relevant for punktutslipp, men en svært effektiv metode for CO_2-fangst over tid og dermed relevant for en benchmarkstudie.

Total lagring i vegetasjon over bakken, vegetasjon under bakken og i jordsmonnet er i snitt i løpet av første 100 år fastslått til 2,4 tonn karbon per år per hektar. De første årene er mer effektive enn de siste. Sammenlignet med totalkostnaden til industriell fangst, kompresjon og lagring er kostnaden lav. Kostnaden har derimot stor variasjon så det er vanskelig å stedfeste med ett tall, men ser ut til å kunne ligge et sted mellom 5-100 USD per tonn CO_2. Kilde: www.nature.com

Leverandører av CO_2-fangstanlegg og teknologier

CO_2-fangst markedet som for bare et tiår siden besto av en håndfull leverandører pluss ytterligere en håndfull forskningsprosjekter har nå blitt til en bransje med utallige tilbydere i sterk vekst. Det finnes mange forskjellige tilnærminger, forretningsmodeller og allianser, og å fremstille alle disse leverandørene er ikke hensiktsmessig i denne håndboken.

Nedenfor er noen av de mest relevante leverandørene for CO_2-fangst på avfallsforbrenning i Norge. Dette gir et bilde av bredden av det som finnes på dagens marked.

MERK! Denne oversikten er basert på den kjennskapen vi i dag har til leverandører av CO_2-fangstanlegg og teknologier. Ta kontakt for innspill/kommentarer: https://www.kanco2.no/kontakt

Foto: Forus Energigjenvinning

Teknologier	TRL (WtE-spesifikk) [1-9]	CO2 konsentrasjon	Hovedenergikilde	Energibehov (varme)	Energibehov (Elektrisk)	Potensial for skadelige utslipp til luft	Potensial for varmegjenvinning	Mengde spillvarme	Kjølebehov	Fotavtrykk	Antatt relativ kostnad	Egnet for WtE
Amin	9	0-20%	Damp	Stort	Middels	Ja	Middels	Stor	Middels	Stort	Stor	Ja
Kjølt ammoniakk	8		Damp + Strøm	Middels	Stort	Ja	Middels	Stor	Stort	Stort	Stor	Ja
Pressure Swing Adsorption (PSA)	5	5-15%	Strøm	Middels	Stort	Ukjent	Lite	Liten	Lite	Ukjent	Stor	Ja, lav TRL
PSA + Kryogen destillasjon	4	5-15%	Strøm	Lite	Stort	Nei	Middels	Middels	Stort	Ukjent	Antatt Stor	Ja, lav TRL
Temperature Swing Adsorption (TSA)	4	Ukjent	Ukjent	Stort	Lite	Nei	Ukjent	Ukjent	Ukjent	Stort	Antatt Stor	Ja, lav TRL, men modulært
Calsium Looping Process (CLP)	6	10-30%	Ukjent	Stort	Ukjent	Nei	Stort	Ukjent	Ukjent	Ukjent	Antatt Stor	Ukjent, krever høy temperatur
Kryogen destillasjon	7	20-99%	Strøm	Ingen	Stort	Nei	Middels	Stor	Stort	Ukjent	Antatt Stor	Nei, bedre ved høy konsentrasjon
Membraner	7	15-100%	Strøm	Ingen	Middels	Nei	Lite	Liten	Lite	Middels	Antatt Stor	Ja, krever flere trinn
Membran + Kryogen destillasjon	6	0-50%	Strøm	Ingen	Middels	Nei	Middels	Middels	Middels	Ukjent	Antatt Stor	Ja
Kaliumkarbonat med trykk	7		Strøm	Middels	Stort	Ukjent	Stort	Stor	Ukjent	Ukjent	Antatt Stor	
Kaliumkarbonat med enzym	7		Hettvann, 90 °C	Stort	Lite	Ukjent	Middels	Stor	Middels	Ukjent	Antatt Stor	Ja, kan hente varme fra fjernvarme
Nitrogenfri forbrenning (oxy fuel)	6	NA	Strøm	Stort	Middels	Ukjent	Middels	Ukjent	Middels	Ukjent	Antatt Stor	Ja, lav TRL, kun for nye anlegg
Chemical looping combustion	5	NA	Ukjent	Lite	Lite	Ukjent	Ukjent	Ukjent	Ukjent	Ukjent	Antatt Stor	Ja, lav TRL, kun for nye anlegg
Direct Air Capture	(-)	NA	Strøm	(-)	Svært stort	Nei	(-)	(-)	(-)	Svært stort	Svært stor	Nei
Planting av skog	9	NA	Sol	Ingen	Ingen	Ingen	(-)	(-)	(-)	Svært stort	Liten	Nei

(-) = Ikke relevant for WtE
NA = Ikke relevant

Oppsummering teknologier

Mellom avfallsforbrenningsanlegg er det forskjeller som påvirker valg av fangstteknologi og leverandør av fangstanlegg betydelig. Det er derfor ikke mulig å gi ett svar på hvilken teknologi eller hvilken leverandør som er best egnet for bruk til CCS i avfallsforbrenning. Det som derimot er mulig er å påpeke hvilke faktorer som gagner hvilke teknologier.

Avfallsforbrenning med tilgjengelig varme i form av damp

Om hensikten er å installere et fangstanlegg i dag på et anlegg, med noe tilgjengelig restvarme i form av damp og normal kostnad på elektrisitet med lavest mulig prosjektrisiko, er det vanskelig å konkludere med noe annet enn en aminbasert løsning fra en av de store erfarne aktørene. Dette er teknologi som er velutprøvd over tid på mange forskjellige utslippspunkter og de fleste utfordringer er både kjent og løst. Det er også den eneste av fangstteknologiene som kan sies å ha et etablert og fungerende globalt marked.

Når det kommer til valg av leverandør kan en velge å gå direkte til etablerte fangstleverandør som Aker Carbon Capture, Mitsubishi Heavy Industries eller Shell Cansolv. Det er også en mulighet å gå til en EPC leverandør som leverer på lisens for en av disse, som for eksempel Kanfa (Cansolv). Av disse finnes det mange. Videre finnes det firmaer som håndterer prosjektet som et mellomledd mellom kunde og leverandør og som bidrar med å forenkle prosessen for sluttkunden, som for eksempel Carbon Centric (Kanfa/Cansolv e.l.). De som er nevnt her er eksempler med erfaring, og det finnes gode alternativer til disse. Det finnes også andre teknologier som kan sies å være trygge valg i dag, men som dog har noe mindre utbredelse og erfaring.

Om hensikten er et lite anlegg, et anlegg en gang i fremtiden, man er villig til å ta mer risiko, ønsker å ta del i utvikling eller støtteordninger, mangler tilgjengelig restvarme og/eller har svært rimelig tilgang på elektrisitet kan andre teknologier og leverandører være gunstige valg.

Avfallsforbrenning med tilgjengelig varme i form av hetvann

Ved disse forutsetningene kan kaliumkarbonatløsningen med enzym som katalysator som benyttes av Saipem CO_2-Solutions virke lovende. Med temperaturbehov mellom 40 og 90 °C kan det tenkes at denne løsningen kan drives som en forbruker på fjernvarmenettet. Løsningen er prøvet ut på Klemetsrud.

For avfallsforbrenning uten tilgjengelig varme, men rimelig tilgang til strøm

Et eksempel som er verdt å nevne med disse forutsetningene er en kombinasjon av membran og kryogen destillasjon. Membranet prioriterer CO_2 over N_2 med forhold på typisk 1:50, og følgelig trenger flere steg for nå tilstrekkelig oppkonsentrering av CO_2. Det er en løsning som kun krever en beskjeden absolutt trykkforskjell ved moderate trykk, så i seg selv hadde det vært en svært konkurransedyktig teknologi om det ikke var nødvendig med to eller flere steg. Kryogen destillasjon derimot er svært energikrevende om man trenger å kjøle hele røykgassmengden, men blir mer og mer konkurransedyktig jo mindre total mengde som skal kjøles per del CO_2. Så etter første steg med membran vil det være svært høy konsentrasjon CO_2 sammenlignet med røykgassen, og kryogen destillasjon er da en langt mindre energikrevende prosess som oppnår svært høy oppkonsentrering.

Begge disse teknologiene krever i hovedsak en del elektrisitet og lite varme. Kombinasjonen er altså antatt å være en veldig god løsning om en ikke har mye varme, men derimot tilgang på rimelig elektrisitet. Så for de fleste avfallsforbrenningsanlegg i Norge er det kanskje ikke god kandidat, men i visse anlegg og for annen industri kan dette være en løsning som kan gi svært gunstig drift. Det er foreløpig ikke kjent utført i noen industriell skala, men potensialet i løsningen virker lovende.

Foto: BIR Avfallsenergi

Smarte integrasjoner av CO2 fangst-anlegg og energigjenvinningsanlegg

Dette kapittelet belyser integreringen mellom "KAN Referansa" med dampproduksjon til dampturbiner tilknyttet et fjernvarmenett, og et nytt karbonfangstanlegg, med strømbehov, varmebehov og kjølebehov. Det er sett på varmeforsyning til fangstanlegget, gjenvinning av spillvarme fra fangstanlegget og kjøling av ubenyttet spillvarme. Kapittelet er basert på vedlagte rapport "L3 - Smarte integrasjoner for avfallsforbrenningsanlegg med karbonfangst" av Norsk Energi.

1 Sammendrag

For dampforsyning ble det konkludert at det vil være mest energieffektivt å enten:

1. ta damp oppstrøms eksisterende dampturbin gjennom en ny turbin tilpasset det damptrykket fangstanlegget behøver eller
2. ta så mye damp som mulig fra avtappingene på eksisterende turbin og resten oppstrøms turbin.

Det siste vil være mer økonomisk gunstig og kreve mindre innvesteringer. Det kan også være interessant fra et energisynspunkt å utforske mulighetene for å la 100 % av dampen gå gjennom eksisterende turbin for så å trykke det opp gjennom en dampvifte til reboilertrykk, spesielt dersom trykket på dampen fra turbinen er nære reboilertrykket.

Spillvarme fra fangstanlegget kan gjenvinnes til fjernvarmenettet (FV-nettet) eller tilbake til fangstanlegget. Gjenvinning til fangstanlegget vil ikke lønne seg fra et energisynspunkt og er kun aktuelt dersom avfallsforbrenningsanlegget ikke har tilgjengelig damp eller hetvann. Gjenvinning til FV-nettet, for å opprettholde samme FV-leveranse definert for "KAN Referansa", kan gjøres med en COP på 6,5 for å opprettholde samme FV-leveranse. Med spillvarmen tilgjengelig fra fangstanlegget kan man øke FV-leveranse fra 28,75 MW til 44,9 MW med en varmepumpe med COP på 3,5. Det er mange ulike varmepumpeteknologier som burde vurderes nærmere ved installasjon, disse er avhengig av detaljer i hvert unike prosjekt.

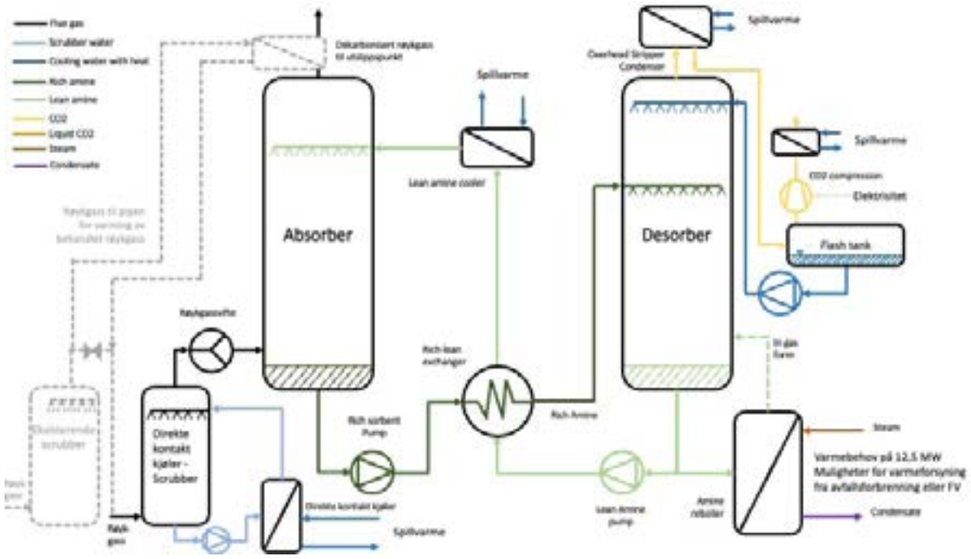
Døgnbaserte variasjoner i FV-behovet kan gi driftsutfordringer for varmepumper, for å løse dette er det mulighet for å lagre spillvarme i FV-nettet eller akkumulatortank. Dersom dette ikke er mulig burde varmepumpene periodevis legges som grunnlast for å sikre bedre driftsforhold når døgnvariasjonene ikke tillater kontinuerlig drift av varmepumpene.

Kjøling av ubenyttet spillvarme vil være en stor utfordring og lokasjonsavhengig, det beste er om man finner brukere av spillvarme i eller utenfor eget anlegg. Geotermisk varme eller lagring av sorbent er aktuelt å vurdere for sesonglagring av varme.

Kjølingen man ikke får lagret kan tas av tørrkjølere på de fleste dagene temperaturene tillater det. Sorptiv kjøling eller absorbsjonskjølere kan benyttes på de varmeste dagene for å oppnå riktig lav temperatur dersom fangstleverandøren krever dette. Dersom FV-nettet kan kobles mot sjøvannskjøling for å få lavere returtemperaturer kan det bidra til kjøling. Tørrkjølere på tak blir nok uansett nødvendig, men med smarte integrasjoner kan man redusere effektbehovet noe. Tørrkjølere vil være plasskrevende og bør minimeres.

2 Beskrivelse av energisystemet

Fangstanlegget "KAN Referansa" er et aminbasert fangstanlegg, med fire varmevekslere varme kan hentes fra, og en varmeveksler varme leveres til.



Figur 1: Blokkskjema over et typisk amin-basert karbonfangstanlegg, som "KAN Referansa" er basert på. Grå linjer er utenfor fangstleverandørens grensesnitt. Der hvor det er relevant er det referert til aktuelle kapitler hvor løsningene er detaljert ut.

2.1 Nøkkeltall for «KAN Referansa»

- Avfallsmengde: 100 000 tonn/år avfall og 100 000 tonn/år fanget CO_2
- Kontinuerlig drift – 8000 timer per år
- Anlegget produserer damp ved 40 barg og 400 °C som konverteres til elkraft og fjernvarme
- Overskuddsvarme fra turbinen kjøles bort på sommeren, anlegget har kapasitet til å kjøle all varmen som går til Fjernvarme på vinteren i tørrkjølere

2.2 Nøkkeltall for fjernvarmenettet (FV) som referanseanlegget «KAN Referansa» leverer til:

- Årlig varmebehov til FV er 200 GWh, "KAN Referansa" leverer 175 GWh av disse som grunnlast i fjernvarmesystemet fra damp nedstrøms turbin.
- Minimum effektbehov gjennom året er ca. 6,5 MW.
- Fjernvarmenettet driftes med en tur/returtemperatur på 90/60 °C. I perioder (vinter) kan tur og retur være noe høyere. Maksimal varmeleveranse fra "KAN Referansa" er 28,75 MW uten et karbonfangstanlegg, dette tilsvarer 844 m3/h på 60/90 °C. Der er antatt at denne mengden er konstant.
- 60/90 °C er antatt selv om flere anlegg vil ha en høyere tur-temperatur og en lavere flow. Høyere tur-temperaturer og lavere flow kan gi endringer på COP-er presentert samt gjøre andre varmepumpeteknologier aktuelt. De fleste FV-nett har som mål å senke både tur og returtemperaturer og dette er grunnen til at 60/90 °C er valgt som et noe fremtidsrettet temperaturnivå.
- Det er muligheter for akkumulering opp til 110 °C, men dette er lite brukt.

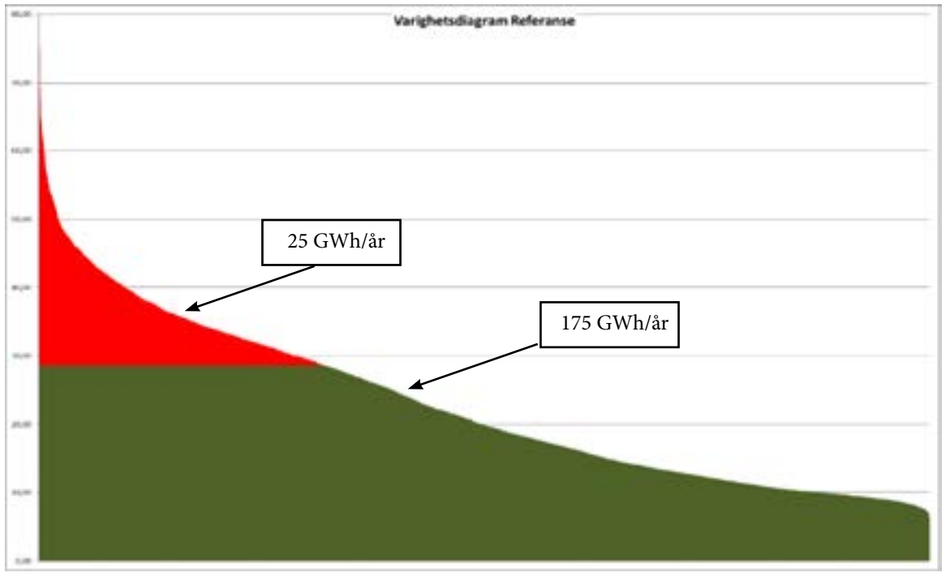
2.3 Fangstanlegget

Nøkkeltall for fangstanlegget (CC) som er tiltenkt på «KAN Referansa» som er basert på et aminanlegg, da det er mest utbredt.

- Varmebehov (damp) på 12,5 MW, tilsvarende 100 GWh per år til reboiler
- Samlet totalt kjølebehov er 20,2 MW, ca. 617 m3/h mellom 55/25 °C, tilsvarende 162 GWh/år, fordelt som følger:
- Direkte kontakt kjøler (DCC) (8 MW)
- Lean amine cooler (7,5 MW)
- OH-kondensator (3 MW)
- CO2-kompressor (1,7 MW)
- Kjølevannet vil nok ofte ha en høyere minstetemperatur, 25 °C er valgt for å vise hvordan man kan løse utfordringene med temperaturer lavere enn utetemperatur.
- Mulighet for direktekjøling mot fjernvarme er ca. 2,6 MW, tilsvarende 21 GWh/år.
- Totalt behov for elkraft er 3 MW (2 til kompresjon, 0,5 til pumper og lignende og 0,5 til røykgassvifter og lignende).

Spillvarme må kjøles vekk kontinuerlig
"KAN Referansa" har 20,2 MW med spillvarme som må kjøles vekk kontinuerlig. Det er her viktig å vurdere hvordan man kan gjenvinne så stor del av denne spillvarmen som mulig, samt hva man kan gjøre med spillvarmen når man ikke kan gjenvinne den, og hvordan man blir best kvitt den.

2.4 Variasjoner i varmebehov i fjernvarmenettet



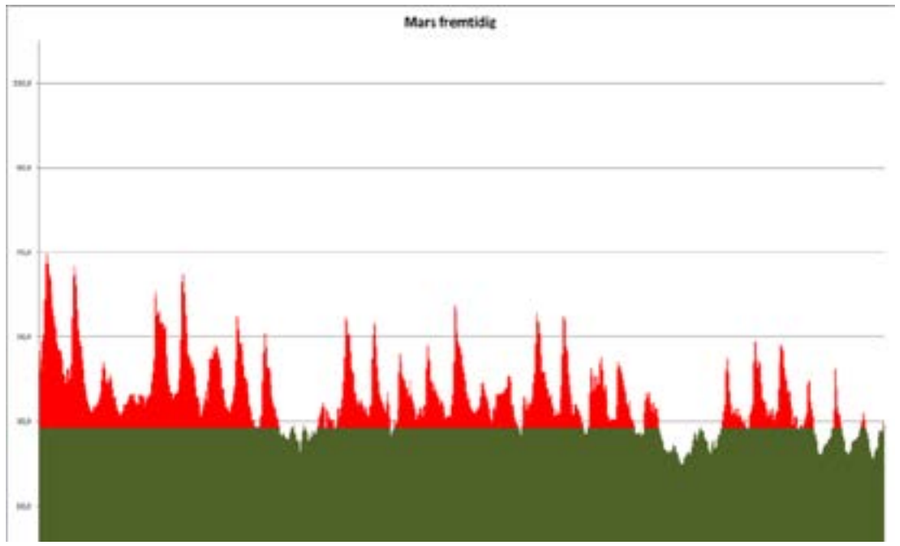
Figur 2: Varighetsdiagram for "KAN Referansa" uten karbonfangst, y-akse er MW og x-akse er dager/år

Fjernvarmenettets sesongvariasjoner blir viktig å definere da varmeutnyttelsen fra fangstanlegget vil avhenge av hvor mye som kan leveres til FV-nettet.

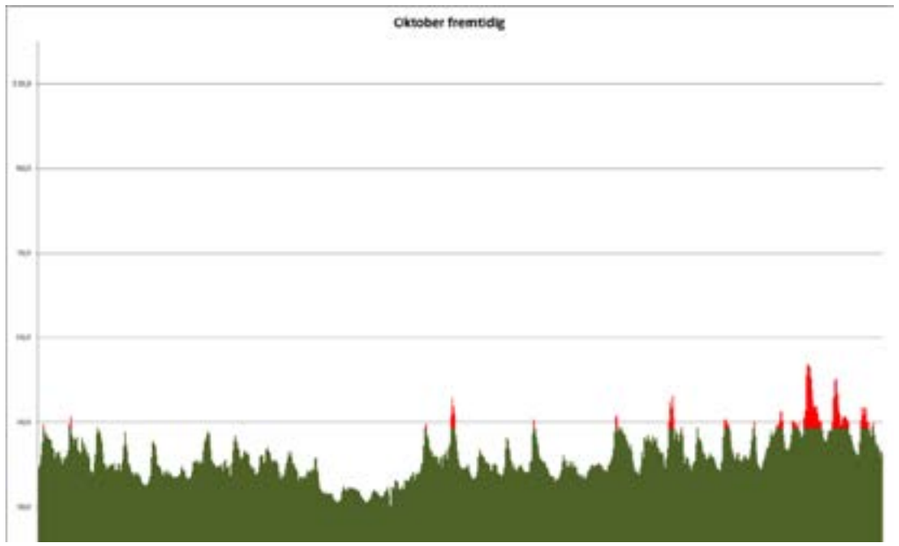
Figuren over viser et eksempel på en varihetskurve for det fiktive fjernvarmenettet til "KAN Referansa". Kurven er laget ved å ekstrapolere timeverdiene fra et fjernvarmenett i Norge. Figuren viser topplasttimen (kaldeste time) til venstre, med andre verdier sortert i synkende rekkefølge mot høyre. Det grønne området tilsvarer FV-kapasiteten til avfallsforbrenningen. Det røde området er topplast levert av alternative varmekilder, når varmebehovet til FV overgår avfallsforbrenningsanleggets FV-kapasitet. Skillet mellom grønt og rødt område er på 28,75 MW. Det er verdt å merke at det er et visst varmebehov gjennom hele året, minstelast ca. 6,5 MW.

Som en forenkling dekkes topplastbehovet med hjelp av en elektrisk kjel et annet sted i FV-nettverket. En «smart integrasjon» kan redusere behovet for bruk av en slik elkjel. Det vil si at dersom det finnes en smart integrasjon som kan dekke noe av det røde området i Figur 2 er det en ønskelig løsning.

Varmelasten i fjernvarmenettverket varierer fra time til time og sesong til sesong. Figur 3 og Figur 4 viser de usorterte dataene fra henholdsvis mars og oktober. Når FV-behovet er mindre enn energigjenvinningskapasiteten, kjøles overskuddsvarmen fra avfallsfobrenningen ned i lokale luftkjølere. Variasjonene kan kompenseres ved at anleggsoperatørene justerer sirkulasjonsmengder og temperatur i FV-nettet (akkumulering), og ved bypass av damp fra turbinen til direkte bruk mot fjernvarme. Slik driftsoptimalisering er ikke redegjort for i simuleringene.



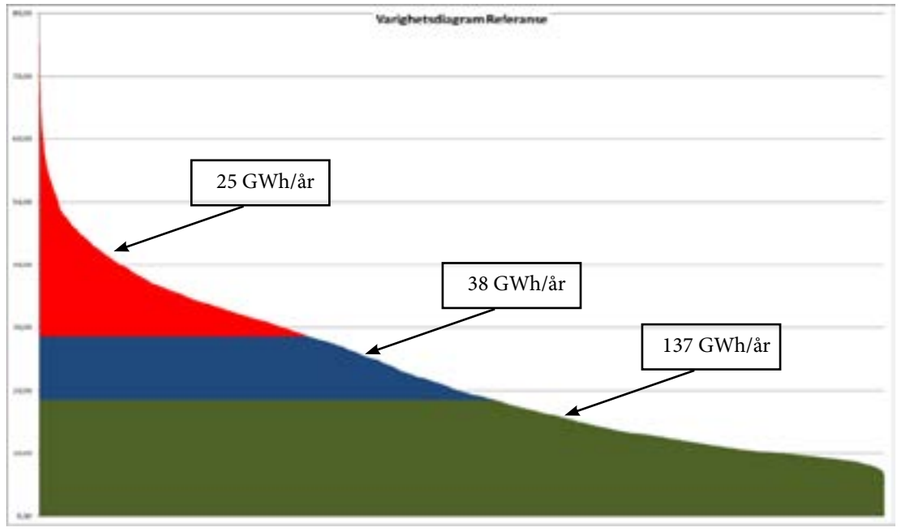
Figur 3 - Eksempel på variasjoner (mars), y-akse er MW og x-akse er dager/år.



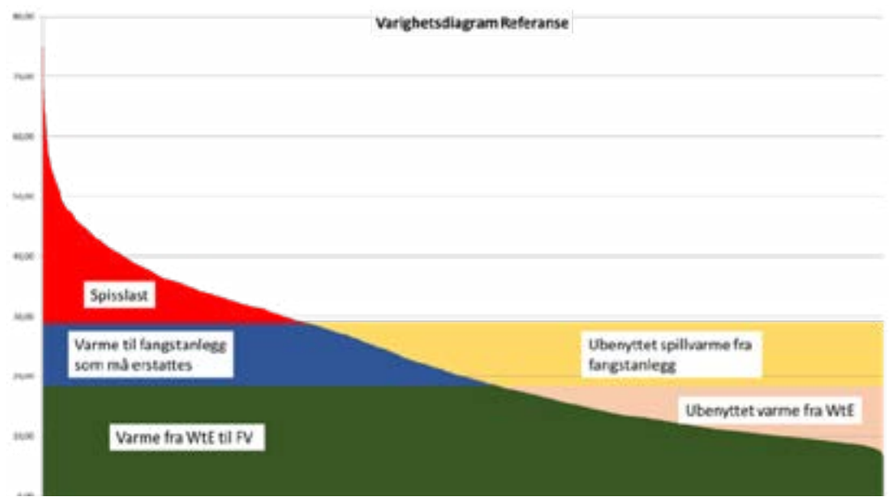
Figur 4 - Eksempel på variasjoner (oktober) , y-akse er MW og x-akse er dager/år.

Å håndtere de daglige variasjonene er viktig dersom det skal installeres varmepumper for ikke å risikere å skade varmepumpene.
Dersom man forutsetter at fangstanleggets dampbehov dekkes med damp fra avfallsforbrenningen vil det være mindre varme tilgjengelig til å dekke FV-behovet. Blått felt i Figur 5 viser den negative effekten fangstanlegget har på varmeleveransene til FV fra "KAN Referansa". Skillet mellom det blå og grønne feltet ligger på 18,5 MW. Det blå feltet kan dekkes helt eller delvis inn med hjelp av smarte integrasjoner.

Varighetsdiagram for "KAN Referansa" med karbonfangstanlegg uten smarte integrasjoner

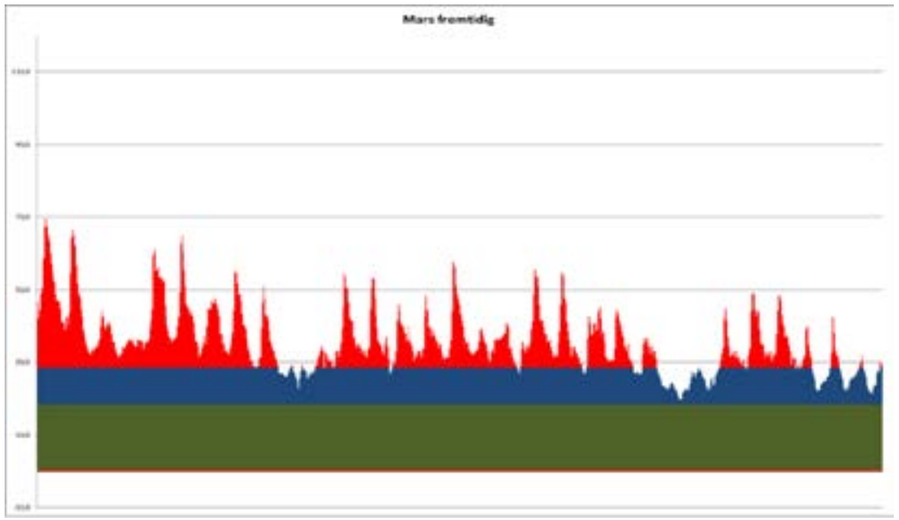


Figur 5 - Varighetsdiagram for "KAN Referansa" med karbonfangstanlegg, y-akse er MW og x-akse er dager/år. Her er det kun grønt som kan dekkes av avfallsforbrenningsanlegget, resten må dekkes av andre kilder. Blått viser varmen som karbonfangstanlegget tar fra avfallsforbrenningsanlegget.

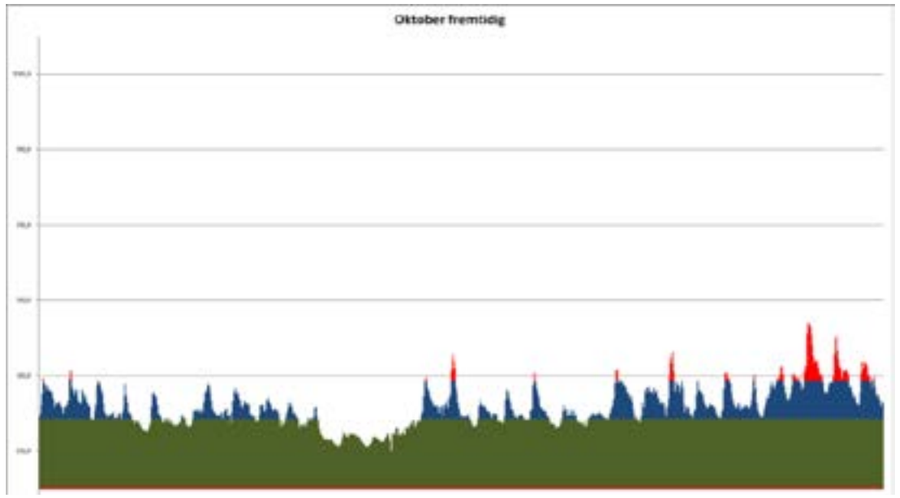


Figur 6 - Forklaring av de ulike feltene i varighetsdiagram.

Figurene nedenfor viser eksempler på timesverdier i henholdsvis mars og oktober. Det blå feltet er varme som må leveres med hjelp av varmeintegrasjoner for å opprettholde fjernvarmeleveransene.



Figur 7 - Variasjoner i mars for "KAN Referansa" med karbonfangstanlegg, y-akse er MW og x-akse er dager/år.



Figur 8 - Variasjoner i oktober for "KAN Referansa" med karbonfangstanlegg, y-akse er MW og x-akse er dager/år.

I periodene mellom sommer og vinter, er det store daglige variasjoner, som ville betydd at varmepumper (VP) måtte blitt skrudd av og på ofte, her er akkumuleringsalternativer viktige. Frekvent start og stopp av varmepumper er vist til å senke levetiden deres betraktelig.

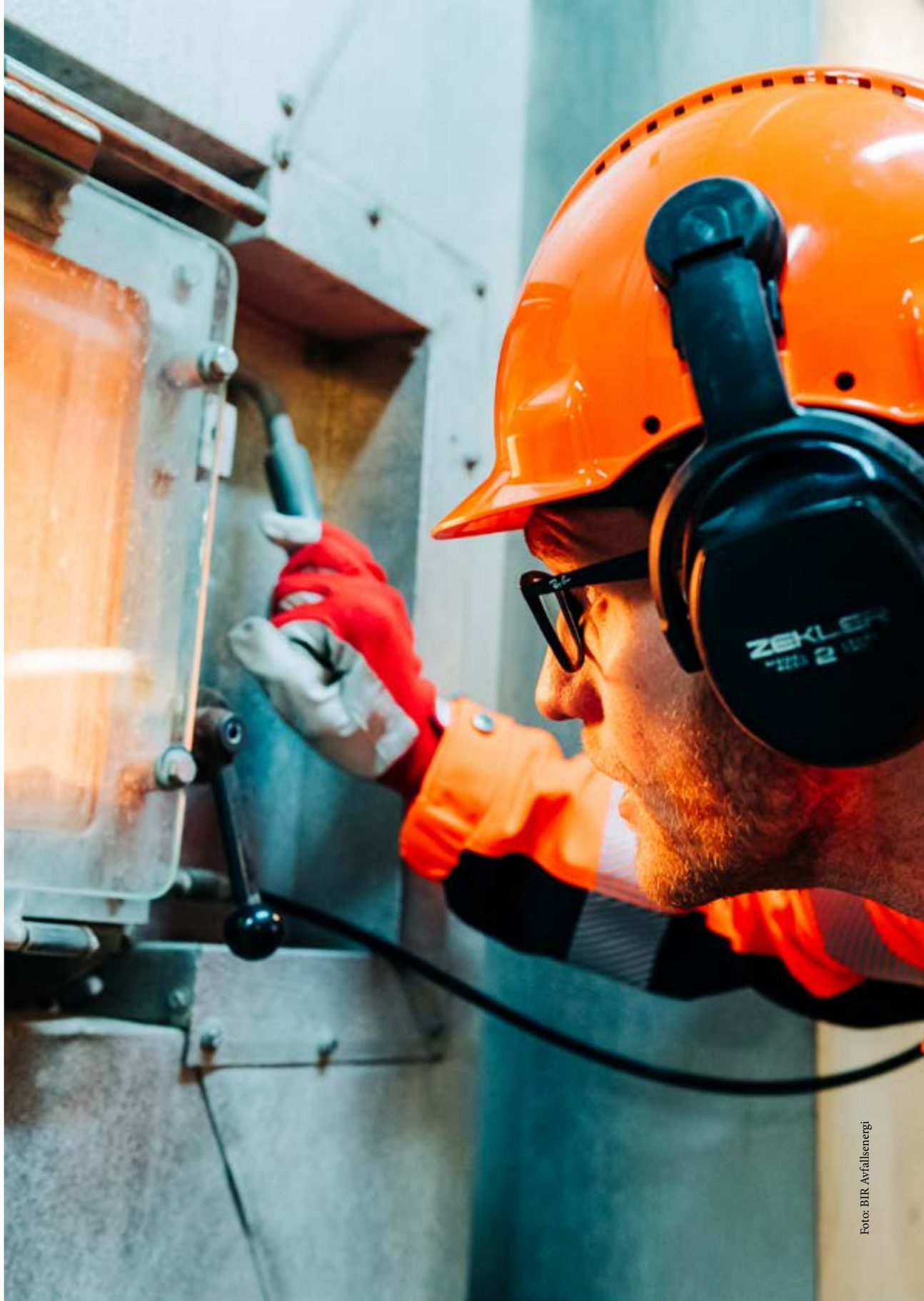
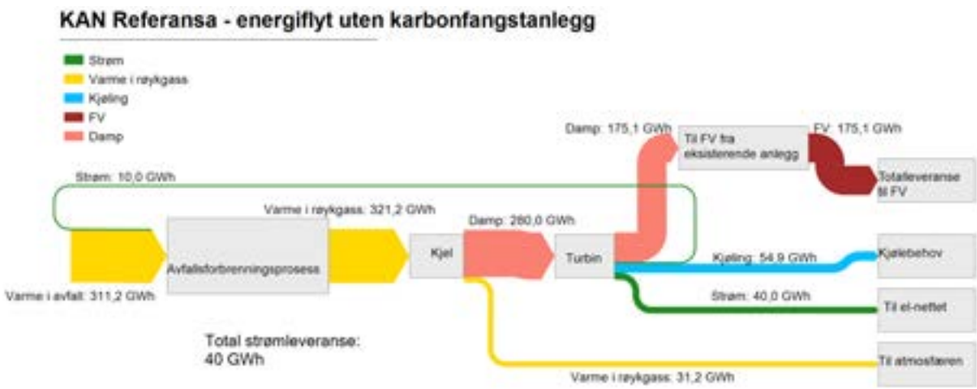


Foto: BIR Avfallsenergi

2.5.1 Energiflyt - Avfallsforbrenning uten karbonfangst

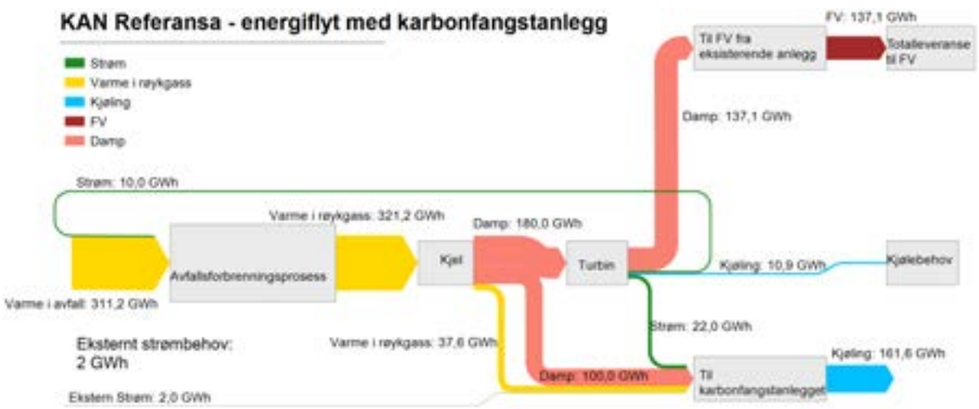
I løpet av et år vil effektene variere veldig etter behovet i FV-nettet. Den totale energistrømningen er vist i Figur 10, merk her at det er en strøm som går til kjøling, som er varmen FV-nettet ikke kan motta, typisk på sommeren.



Figur 10 - Årlig energiflyt i "KAN Referansa" uten karbonfangstanlegg.

2.5.2 Energiflyt - Avfallsforbrenning med karbonfangst

Energiflyten av "KAN Referansa" avfallsforbrenningsanlegg med karbonfangstanlegg uten noen smarte integrasjoner er vist i figur 12. Det er tydelig at et karbonfangstanlegg krever mye elektrisk effekt og varmeeffekt fra avfallsforbrenningen. I tillegg kommer et stort behov for å kjøle fangstanlegget. Damp som må brukes til fangstanlegg fører til en vesentlig reduksjon i strømproduksjon fra dampturbin og forbrenningsanlegg vil derfor gå over fra å være strømleverandør til å være netto strømforbruker. Over et år ser man at man trenger mindre kjøling på varmen fra turbinen, men betydelig mer på varmen fra karbonfangstanlegget som vist på figuren nedenfor.



Figur 12 - Energiflyt over et år med karbonfangstanlegg uten smarte integrasjoner.

3 Smarte integrasjoner per teknologi

Dette kapittelet er relevant for karbonfangstanlegg som skiller seg fra "KAN Referansa". Tabell 1 inneholder en oversikt over de ulike andre fangstteknologiene, og hva de krever fra "KAN Referansa".

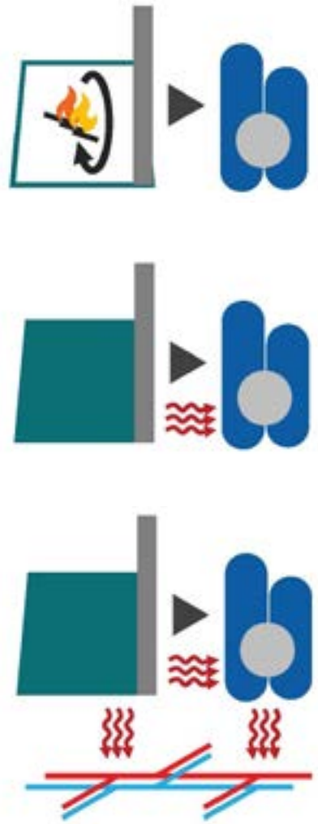
Teknologi	Energibehov
Amin	Damp eller i noen tilfeller kan hettvann på høy temperatur benyttes. Strøm til pumper og vifter.
Kaliumkarbonatteknologier	Enten trykksetting og/eller varme (for enkelte ned mot 80-90 °C), typisk noe mer strømbehov enn "KAN Referansa".
Membranteknologier	Trykksatt røykgass (strøm)
Kryogen destillasjonsteknologi	Kjøling av røykgass til kryogene temperaturer, (-50 °C) strøm og spillvarmekjøling
Hybrid mellom membran og kryogen destillasjon	Trykksetting og kjøling av røykgass til lave temperaturer (strøm og spillvarmekjøling)
Pressure Swing Adsorption (PSA)	Trykksatt røykgass (strøm)
Temperature Swing Adsorption (TSA)	Varme, ca. like mye som "KAN Referansa", ved 70-80 °C
Calcium Looping Process (CaL)	Øker avfallsforbrenningskapasiteten, trenger rent oksygen.
Nitrogenfri forbrenning (oksygen istedenfor forbrenningsluft)	Trenger rent oksygen se delkapittel 5.2
Chemical looping combustion	se delkapittel 5.2.1
Chilled ammonia	Kjøling av røykgass til lave temperaturer (5-7 °C), strøm (ca. 2-3x "KAN Referansa"), damp (ca. 0,5-1 x "KAN Referansa") og spillvarmekjøling.

Tabell 1 - Oversikt over varmeintegrasjoner for fangstteknologier annerledes enn "KAN Referansa".

Foto: Forus Energigjenvinning

4 Smarte integrasjoner

De mulige smarte integrasjonene mellom et avfallsforbrenningsanlegg og et aminbasert karbonfangstanlegg kan bli kategorisert som vist nedenfor.



1. **Tiltak i eksisterende forbrenningsanlegg**
   a. Økt røykgassresirkulering – bruk av røykgass som forbrenningsluft til avfallsforbrenning, dette vil øke CO_2 konsentrasjonen i røykgassen.

2. **Varmeforsyningen til karbonfangst (desorber/reboiler)**
   a. Integrasjon med eksisterende dampanlegg/hetvannsystem
   b. Røykgasskondensering med/uten varmepumpe
   c. Varmeveksling med renset røykgass (oppvarming)

3. **Gjenvinning av spillvarme fra karbonfangstanlegg**
   a. Karbonfangstanlegget kjøles kun med en krets – varmen herfra kan gjenvinnes gjennom VP til FV eller tilbake til fangstanlegget.

   b. Karbonfangst kjøles med to kretser
      i. En krets har høy nok temperatur slik at den kan gå direkte til FV – varme fra Overhead Stripper condenser og CO_2 kompresjon og flytendegjøring
      ii. En krets som har lavere temperatur som må løftes til FV med en VP eller tilbake til fangstanlegget med en VP.

   c. Varmeintegrasjon på punktkilder i fangstanlegget (integrering med alle kjølekretser separat). Dette øker kompleksiteten og fangstleverandører må tillate eller åpne for dette.
      i. Varmepumpe på direktekontaktkjøler
      ii. Varmepumpe på absorber kjøling (renset røykgass)
      iii. Varmepumpe på Overhead Stripper condenser
      iv. Varmepumpe på CO_2 kompresjon og flytendegjøring.

5 Tiltak i eksisterende avfallsforbrenningsanlegg

5.1 Økt røykgassresirkulering

Røykgassresirkulering benyttes allerede ved flere avfallsforbrenningsanlegg for å regulere forbrenningsprosessen og kontrollere NOx-utslippene. I forbindelse med ettermontering av et CO_2-fangstanlegg kan det være hensiktsmessig å se nærmere på i hvor stor grad slik resirkulering kan maksimeres og økes utover dagens nivå. Økt resirkulering vil ha følgende positive effekter på et nedstrøms CO_2-fangstanlegg:

- **Økt CO_2-konsentrasjon.** Dette gjør CO_2-fangsten mer effektiv siden det er lettere å fange fra høye konsentrasjoner enn lave konsentrasjoner. Man får mer CO_2 per kg røykgass, og trenger mindre røykgass. Man kan fange mer CO_2 per liter fangstkjemikalie.
- **Redusert røykgassmengde.** Dette gir mindre røykgassvolum som skal gjennom absorbertårnet og dermed mindre diameter på absorber. Mindre absorberdiameter gir lavere investeringskostnad, mindre kjemikalievolum og mulig lavere energiforbruk til røykgassviftene. Mindre røykgassmengder har også positiv effekt på kjølebehovet siden det er mindre varm røykgass som må kjøles før absorbsjonstrinnet i fangstprosessen.
- **Redusert O_2-konsentrasjon.** Oksygen er en uønsket komponent i et aminbasert CO_2-fangstanlegg siden oksygen bidrar til å degradere mange av de mest vanlige fangstkjemikaliene. Økt resirkulering vil derfor i mange tilfeller bidra til lavere kjemikalieforbruk og lavere driftskostnader for et fangstanlegg.

En ulempe med dette kan være at det kan føre til økt CO-konsentrasjon i røykgassen.

Ifølge Hitachi Zosen Inova AG skal det være mulig å redusere oksygennivåene i et moderne avfallsforbrenningsanlegg ned mot 3-5% O2 med hjelp av røykgassresirkulering.

Potensialet for "KAN Referansa" er ikke beregnet, men for aktører med et relativt høyt O2-nivå i skorstein kan det være hensiktsmessig å ta en dialog med anleggsleverandør for å diskutere potensialet ved økt andel røykgassresirkulering. Potensielt kan moderate investeringer i røykgassresirkulering påvirke investerings- og driftskostnader for et CO_2-fangstanlegg positivt.

Ved etablering av en eventuell ny forbrenningslinje eller nytt avfallsforbrenningsanlegg burde mulighetene for røykgassresirkulering undersøkes nøyere i samråd med leverandører. For eksisterende linjer kan det lønne seg å ha en dialog med leverandører av ovner og forbrenningskammeret. I eksisterende eller eldre anlegg vil dette være komplisert og det vil medføre endringer på styresystemet som kan være vanskelig å innregulere.

5.2 Oksygenforbrenningsanlegg

Flere fangstleverandører leverer det de kaller 'oxy-fuel combustion capture', her er forbrenningsluften erstattet med rent oksygen. Dette øker CO_2 konsentrasjonen i røykgassen, samt at det reduserer forurensende gasser med nitrogen (som NOx), i teorien vil røykgassen kun bestå av H2O og CO_2. Utfordringen er kilden til oksygen, det kommer oftest fra en kryogen luftutskillingsprosess (kraftkrevende). Et mindre energikrevende alternativ til dette som er under utvikling er Chemical Looping Combustion (CLC) der man sirkulerer et metalloksid som oksygenbærer til forbrenningsprosessen.

Oksygenforbrenningsanlegg kan være verdt å undersøke dersom man oppretter en ny forbrenningslinje, fordelene er at man reduserer mengden forurensende stoffer, det er tilsynelatende ikke testet for avfallsforbrenning.

6 Varmeforsyning til fangstanlegg

Fangstanlegget har et stort varmebehov, sett i forhold til varmen tilgjengelig i forbrenningsanlegget. Dersom det eksisterende anlegget ikke har varme tilgjengelig enten som damp eller som hetvan er det antatt at varmen kan leveres fra en elkjel som basis.

6.1 Integrasjon med eksisterende dampanlegg

Flertallet av tilbydere av CO_2-fangstteknologi krever lavtrykksdamp for strippeprosessen til reboiler. Det er normalt hensiktsmessig at denne dampen hentes fra dampanlegget til avfallsforbrenningen, der hvor dette er mulig.

Generelt bør dampen til karbonfangstanlegget hentes ved lavest mulig trykk, f.eks. ved avtapping fra dampturbinen på det driftstrykket som trengs hos karbonfangstanlegget, for å maksimere kraftproduksjon. Dette er imidlertid ikke alltid mulig eller praktisk gjennomførbart. For et eksisterende anlegg vil en modifisering av dampturbinen for å muliggjøre damputvinning ved lavest mulig trykk sannsynligivis ikke være regningssvarende. For et anlegg med flertrinns dampturbin vil en avtapping av damp fra et av mellomtrinnene være en fordel.

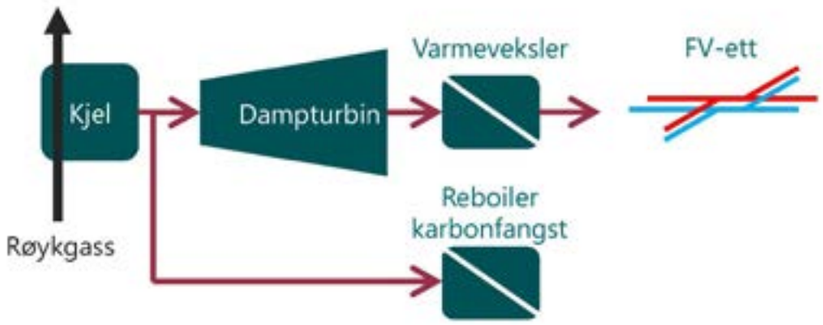
For anlegg med flere forbrenningslinjer og kombinasjoner av turbinkonfigurasjon vil det være hensiktsmessig å knytte seg til dampsystemet på flere steder. Dette gir fleksibilitet til optimalisering når varmebehovet varierer. Eksempelvis er noen avfallsforbrenninganlegg utstyrt med både en mottrykksdampturbin og en kondenserende dampturbin. I slike tilfeller kan det i noen tilfeller være hensiktsmessig å prioritere damp til den kondenserende dampturbinen for å maksimere strømproduksjonen. Dette skjer typisk om sommeren når varmebehovet til fangstanlegget og fjernvarmesystemet er lavere enn kapasiteten til avfallsforbrenningsanlegget. Tilsvarende vil en mottrykksturbin med direktekondensering mot fjernvamre oppnå bedre total energiutnyttelse siden all energi beholdes i energisystemene og minst mulig kjøles bort i vakuumkondensere.

NB! **Integrasjon med eksisterende dampanlegg**

For "KAN Referansa" forutsettes det at damp til fangstanlegges hentes oppstrøms dampturbinen. Som et resultat av dette reduseres dermed produsert elektrisk effekt og tilgjengelig varme til fjernvarmen. Avtappet damp kjøles i en desuperheating-stasjon hvor matevann tilsettes for å oppnå riktig trykk og damptemperatur iht. til spesifikasjonen fra karbonfangstanlegget.

Avtappingen av damp (12,5 MW) reduserer kraftproduksjon (-2,25 MW) og fjernvarme (10,25 MW). Dette tilsvarer et tap av 180 kWhel/tonn CO_2 fanget og 820 kWhFV/tonn CO_2 fanget.

Tilpassingene til eksisterende dampsystem er vist i figuren nedenfor, endringene mot karbonfangstanlegget er vist med stiplet linje, dampen til reboiler tas oppstrøms turbin, noe som reduserer kraftproduksjonen og FV-leveransen.



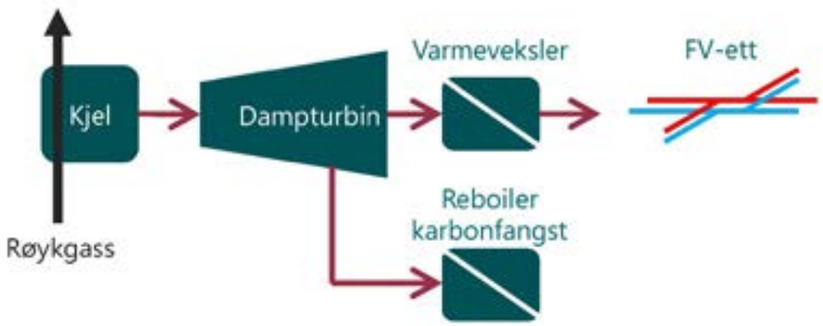
Med reduksjonen av FV-leveransen er det viktig å opprettholde samme betingelser for dampen ut av mottrykksturbinen slik at man ikke endrer kondenseringstrykket i stor grad. Ideelt reduserer man da massestrømmen med FV-vann for å opprettholde samme temperaturdifferanse på FV i veksler. Dette må avklares med turbinleverandøren.
Det er viktig å undersøke at turbinen kan driftes som normalt med en redusert dampmengde gjennom, vanligvis kan dampturbiner driftes med minimum 1/3 av maksimal dampmengde.

6.1.2 Turbintyper og alternativer

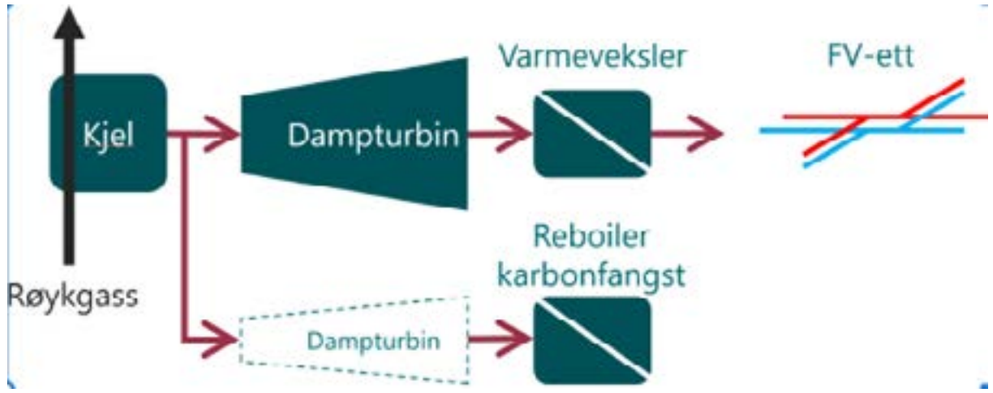
Kondensasjonsturbin på vakuumtrykk
Kraftproduksjonen tapt vil avhenge av turbintype; dersom anlegget har en kondensasjonsturbin med avtapping som tar ut vakuumdamp.

Avtapping på tilpasset trykk fra eksisterende turbin
I et ideelt scenario ville man hatt en avtapping fra eksisterende turbin (mottryksturbin eller kondensasjonsturbin) på riktig trykk, som vist i Figur 15. Dette ville gitt maksimal kraftproduksjon. Modifiseringer av eksiterende turbiner for nye avtappinger er dyrt, samtidig som det ikke nødvendigvis er teknisk gjennomførbart, da turbin må ha en minimum flow gjennom hele.

I et nytt anlegg burde turbinsystem designes med hensyn på karbonfangstanlegget, med eventuelt flere turbiner.



Ny mottrykksturbin på bypass-damp
Et alternativ er å installere en ny mindre mottrykksturbin som reduserer trykket basert på dampmengden fangstanlegget behøver, som vist i Figur 16.



Figur 16 - Damp/kondensat system med ny turbin for å opprettholde strømproduksjonen, endringer med stiplet linje.

Dampvifte
Et alternativ er å la dampen gå gjennom hele mottrykksturbinen, for så å trykke den opp med en dampvifte eller kompressor til reboiler-trykket, vist i Figur 17.

Figur 17 - Energioptimalisert design for varmeforsyning til reboiler.

Konklusjon på turbinalternativer
Dersom man sammenligner alternativene ser vi at en ny mottrykksturbin kommer bedre ut enn en dampvifte nedstrøms eksisterende turbin. Prisene er sammenlignbare. I tilfellet med ny dampturbin er man netto i 0,05 MWel i minus i strømproduksjon. I anlegg hvor utløpstrykket er nærmere reboilertrykk er dampvifter mer aktuelt.

6.1.3 Potensielle driftsutfordringer i dampsystemet

Det er viktig å designe for uplanlagte stopp og andre typiske driftsforhold. Dersom karbonfangstanlegget tripper vil dampbehovet til karbonfangst opphøre momentant. Det blir viktig å detaljere ut dette slik at man kan kvitte seg med dampenergien på en måte som ikke gir for store negative påvirkninger (å blåse over tak vil gi et stort vanntap).

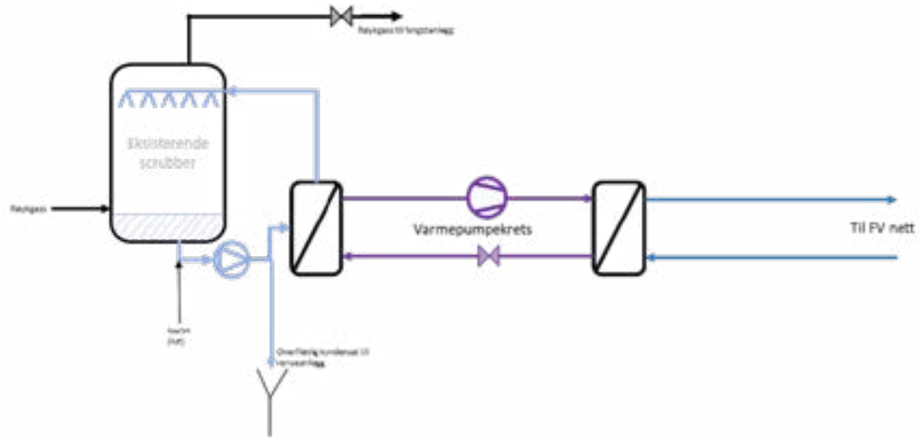
Integrasjon med eksisterende hetvannsystem.
En del avfallsforbrenningsanlegg benytter hetvann og ikke damp som energibærer. Disse anleggene har ikke kraftproduksjon med turbin. Siden hetvannstemperaturen i kjelkretsen er varmt nok til de vanligste fangstteknologiene kan en delstrøm fra hetvannskretsen benyttes som varmekilde i fangstanlegget. Retursirkulasjonen fra fangstanlegget blandes med retursirkulasjonen fra fjernvarmeveksleren(e). Denne måten å hente energi til fangstanlegget gir et 1:1 overføring av kapasitet fra fjernvarmesystemet til fangstanlegget.

Ved å legge oppvarming av fangstanlegget i kjelkretsen sikrer man en tilstrekkelig høy temperatur, da de fleste fangstanlegg krever høyere temperatur, over 130 °C, enn hva fjernvarmenettet ligger på, 90 °C i "KAN Referansa" sitt tilfelle, som vist i Figur 18. Enkelte fangstleverandører krever lave nok temperaturer til at varmen kan leveres fra fjernvarmenettet.

Figur 18 - Varmegjenvinning fra røykgassen gjennom et hetvannsystem til FV og et eventuelt fangstanlegg (med stiplede linjer).

6.2 Røykgasskondensering fra våtscrubber med/uten varmepumpe

Flere avfallsforbrenningsanlegg har en våtscrubber installert på røykgassen i det eksisterende avfallsforbrenningsanlegget som renser og kjøler røykgassen før den blir sendt ut gjennom pipen til atmosfæren, som vist i Figur 19. Varmen kan herfra brukes av avfallsforbrenningsanlegget gjennom en varmepumpe for å levere til fjernvarmenettet. Varmepotensialet som er tilgjengelig for fangstleverandøren og varmebehovet til fangstleverandøren vil avhenge av om denne er installert eller ikke.



Figur 19 Systemskisse for eksisterende våtscrubber.

Våtscrubber vil kjøle røykgassen til under duggpunktet i de fleste tilfeller og kondensat vil bli skilt ut fra røykgassen. Det gjør at væskemassen ut fra scrubber er større enn inn på scrubber, og noe må derfor fjernes fra systemet. Kondensatet vil inneholde svovel og HCl og blir dermed svært korrosivt. Scrubbervannet bør renses før utslipp til kloakk.

Temperaturen til røykgassen inn på absorbertårnet bør holde maksimum ca. 55 °C, dersom denne temperaturen kan oppnås i eksisterende våtgasscrubber er det best. Da behøver man kun en scrubber, og scrubberen til fangstanlegget er ikke nødvendig, noe som senker kompleksiteten. Dette kan også kombineres med varmevekslingen mellom behandlet og ubehandlet røykgass.

6.3 Oppvarming av renset røykgass for utslipp i eksisterende pipe

Det er både fordeler og ulemper med å lede røykgassen ut av eksisterende pipe; eksisterende pipen er ferdig instrumentert og strømmene kan eventuelt styres med felles styring mellom avfallsforbrenning og fangstanlegg. Siden røykgassen blir endret vesentlig etter fangst er en ny utslippstillatelse nødvendig med tilhørende spredningsberegning for å optimalisere temperatur og trykk. På andre siden vil en tilbakeføring til pipe kreve ekstra infrastruktur og samkjøring av renset røykgass og bypass røykgass kan være en utfordring.

Alternativet er å slippe det ut av toppen på absorbertårnet, i mange tilfellet vil det være minst like høyt som eksisterende pipe. Å slippe det ut av toppen av absorbertårnet vil også kreve full instrumentering av røykgassen (gassinnhold, temperatur, trykk, osv.), ny spredningsberegning, og en ny utslippstillatelse.

For å få en god skorsteinseffekt i eksisterende pipe er det viktig med en tilstrekkelig høy temperaturforskjell mellom røykgassen og omgivelsene. For mange karbonfangstanlegg vil det være nødvendig å varme opp den behandlede røykgassen før den skal inn i pipen (eller ut fra toppen av absorber), da karbonfangstprosessen kjøler ned røykgassen.

Foto: Forus Energigjenvinning

7 Gjenvinning av spillvarme fra fangstanlegg

Det er et prosjektmål at damputtaket til karbonfangstanlegget ikke skal redusere energi-gjenvinningsanleggets evne til å levere varme til fjernvarme når det er behov for varme i FV-nettet. Siden varmebehovet i fjernvarmenettet har en sterk årstids- og utetemperaturkorrelasjon er det reelle behovet for å gjenvinne spillvarme sterkt varierende.

Følgende prinsipper bør ligge til grunn for prioritering av varmegjenvinningstiltak:

1. Lavest mulig returtemperatur på fjernvarmen øker potensialet for direktegjenvinning og reduserer nødvendig temperaturløft i varmepumper. Fjernvarmeselskapet bør derfor prioritere tiltak som kan redusere returtemperaturen i fjernvarme til avfallsforbrenningsanelgget. Dette har også den fordelen at det potensielt gir økt kapasitet i fjernvarmenettet.
2. Direkte varmeveksling bør benyttes hvis mulig.
3. Varmepumper bør ha så lavt temperaturløft som mulig, noe som innebærer at eventuelle varmepumper bør plasseres på fjernvarme retur og forvarme mest mulig av fjernvarmesirkulasjonen med minst mulig temperaturløft.
4. Varmepumper bør designes med fleksibilitet til å fungere med varierende last. I praksis innebærer dette ofte en form for akkumulering.
5. Kostnadene ved å installere varmepumper for gjenvinning av spillvarme bør måles opp mot kostnaden ved å bruke alternativ mellomlast/spisslast andre steder i fjernvarmesystemet. Gjennvining av spillvarme fra et CO_2-fangstanlegg med varmepumper er som hovedregel gunstig, men medfører også en stor investerings- og driftskostnad som ikke nødvendigvis kan forsvare at avfallsforbrenningsanlegget skal opprettholde opprinnelig kapasitet mot fjernvarmenettet.

Et fangstanlegg som forbruker opptil 12,5 MW damp ("KAN Referansa"), tar 10,25 MW fra varmeleveransen til fjernvarmenettet, som vist i kapittel 6.1. En tilsvarende mengde varme, eller mer, bør returneres til FV-nettet. Dette kan gjøres ved hjelp av varmepumper kombinert med direkte oppvarming av FV-retur.

Det er fire spillvarmestrømmer hvor varme kan gjenvinnes:

1. Direkte kontakt kjøler (DCC) (8 MW, 55 °C / 25 °C) (scrubber)
2. Lean amine cooler (7,5 MW, 55 °C / 25 °C)
3. OH-kondensator (3 MW, varmekilde har 95 °C inn).
4. CO_2-kompressor (1,7 MW, 55 °C / 25 °C)

Direkte varmegjenvinning fra disse kildene kan i enkelte tilfeller være mest energieffektiv grunnet høyere temepraturer, men vil kreve redesign av grunnleggende karbonfangstanlegg.

Varmepumpeteknologi

Varmepumper kan heve temperaturen på spillvarme gjennom energiinput i form av varme eller strøm. For industrielle formål finnes det mange varmepumpeteknologier som er under utvikling som kunne være relevant etter hvert. Det vil si at teknologiene har ulik modenhet og ulike utgangspunkt, det anbefales at anleggseiere vurderer varmepumpeløsning fra prosjekt til prosjekt. I tabellen under er det gitt en oppsummering av de mest vanlige teknologiene med en kort vurdering av relevans for «KAN Referansa».

Kompressorbasert	Skruekompressor	Relevant
	Turbokompressor	Relevant
	Stempelkompressor	Relevant men ofte litt for lite
	Rotary Vane Compressors	Kan være relevant på anlegg med lite plass men har per nå en lav TRL.
Absorpsjonsvarmepumpe		Ikke relevant for KAN Referansa, men kan være aktuelt for anlegg med tilstrekkelig høyt damptrykk (4-8 bar(g))
Hybridvarmepumpe		Er relevant for "KAN Referansa"

Kompressorbaserte varmepumper er i stor grad definert av sine kjølemedier som kondenserer og fordamper ved ulike trykk. Temperaturene som kreves vil ha innvirkning på hvilke kjølemedia som bør velges, samt vurderinger om drivhuseffekten av stoffet, giftighet, brennbarhet, etc. For «KAN Referansa» anses ølgende kjølemedier som aktuelt: HFO r1234ZD/ZE og Ammoniakk i visse tilfeller. CO_2 varmepumper bør undersøkes der FV-nettet har store temperaturdifferanser.

Videre analyser i denne håndboken er det antatt at kompressorbaserte varmepumper med leveranse til FV er basert på HFO-kjølemedier eller NH3 som kjølemedie. Det er antatt en Carnot-effektivitet er på 50-60%.

Dersom varmepumper varmer opp FV-returen fra 60 °C før FV-returen sendes til WtE-anlegget for å kjøle varmen fra mottrykksturbinen, er det viktig å avklare påvirkningene på dampkondenseren nedstrøms turbinen med turbinleverandøren.

En høyere temperatur på FV-vannet inn til dampkondenseren kan kompenseres for med massestrømmen i veksleren eller temperaur ut av veksleren. Det må avklares i hvilken grad dette påvirker kraftproduksjonen (grunnet endringer i kondenseringstrykket til dampen) og tur-temperaturen til FV.

7.2 Varmepumpe på direktekontaktkjøler som leverer til FV

Den første delen av fangstanlegget er en scrubber kalt en direkte kontakt kjøler eller for kort DCC. DCC har som formål å kjøle ned gassen til en temperatur der CO_2 absorbsjon er mest effektiv, samt vaske bort korrosive komponenter i gassen.

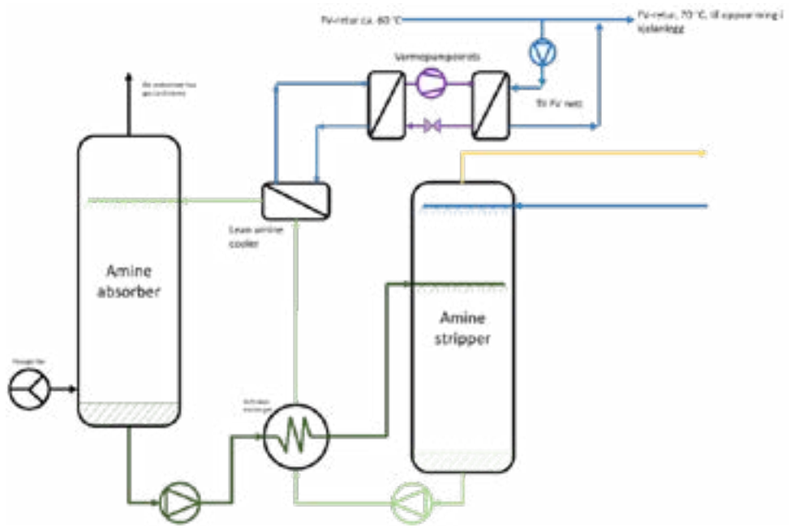
Varmen tilgjengelig i DCC er avhengig av hvor mye varme som hentes ut i eksisterende våtgasscrubber og om i det hele tatt er en eksisterende våtgasscrubber. For dette studiet er det gjort en antagelse om at det er ca. 8 MW tilgjengelig.

For "KAN Referansa" forutsettes det at røykgassen skal kjøles ned til 55 °C, dette tilsvarer ca. 8 MW med kjøling fra kjølevann på 55/25 °C. En varmepumpe som skal levere til FV returen basert på dette kan forventes å levere 10,3 MW med varme med en COP på 3,9, basert på η_Carnot på 57%.

Dette vil varme FV-returen på 844 m3/h fra 60 °C opp til 71 °C. FV-returen på 71 °C vil få resten av varmen sin fra kjelanlegget.

7.3 Varmepumpe på absorber kjøling som leverer til FV

I absorber tårnet sprøytes et amin umettet med CO_2 i væskefasen inn mot røykgassen, CO_2 reagerer med aminet og blandingen med amin og CO_2 legger seg på bunnen av absorber, som vist i Figur 28. Før aminet sprøytes inn må det holde en lav temperatur. Lean amine cooler skal kjøle aminer fra ca. 60 °C til 40 °C, kjølingen tilsvarer ca. 7,5 MW for et fangstanlegg på størrelse med KAN Referansa. Det kjøles ned med vann som sirkulerer mellom 55/25 °C. Varmen tilgjengelig i lean amine cooler har for lav temperatur til at det kan benyttes direkte til FV, i tillegg er ikke mengden med varme tilstrekkelig til at det kan levere varmen gjennom en VP til fangstanlegget. Dersom denne varmen skal utnyttes må den utnyttes gjennom VP-er til FV-nettet.



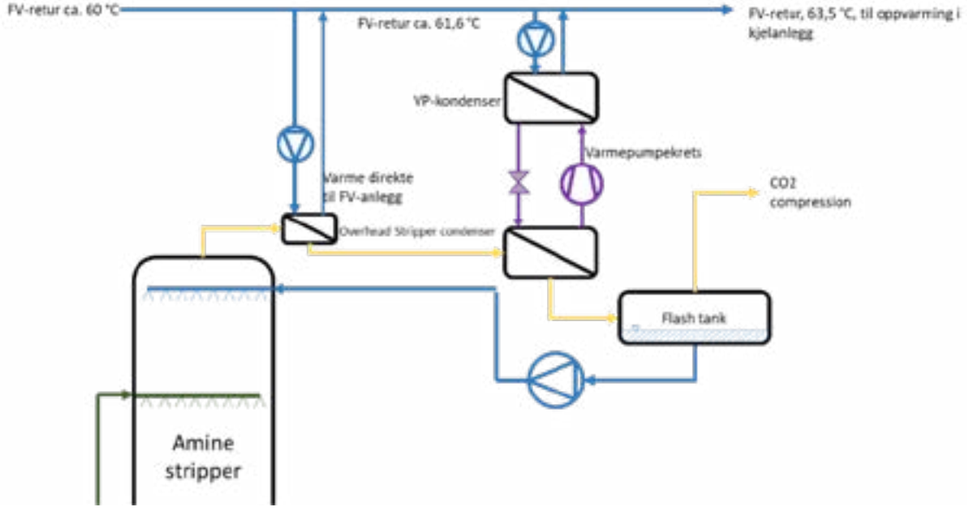
Figur 28 Varmegjenvinning fra Lean amine cooler / absorber kjøling.

For "KAN Referansa" forutsettes det at aminet skal kjøles ned til 40 °C fra 60 °C, dette tilsvarer ca. 7,5 MW med kjøling fra kjølevann på 55/25 °C. En varmepumpe som skal levere til FV returen basert på dette kan forventes å levere 9,6 MW med varme med en COP på 4 og η_Carnot på 57%.

Dette vil varme FV-returen på 844 m3/h fra 60 °C opp til 70 °C. FV-returen på 70 °C vil få resten av varmen sin fra kjelanlegget.

7.4 Fjernvarme direkteintegrasjon med overhead stripper

Ca. 5% - 15% av varmen tilført i strippeprosessen gjennom reboiler kan gjenvinnes direkte til fjernvarmenettet. Totalt må 3 MW med varme fjernes fra Overhead stripper condenser, hvorav 1,5 MW kan tas ut direkte til FV. Resterende 1,5 MW må gjennom en VP for å levere til FV-returen. Potensialet for å ta varmen direkte til FV er størst i anlegg med lav returtemperatur på fjernvarmen. En delstrøm fra fjernvarmereturen føres til en varmeveksler oppstrøms hovedkjøler etter CO_2-stripperen, som vist i Figur 29. Direkte varmeveksling skjer oppstrøms eventuelle varmepumper eller annen varmegjenvinning. En slik direkte varmeveksling, oppstrøms all annen varmegjenvinning, vil alltid være i drift, og dermed redusere kjølebehovet for fangstanlegget permanent.



Figur 29 Mulighet for å hente ut varme direkte til FV-nett fra Overhead stripper condenser.

For et anlegg på "KAN Referansa" sin størrelse med 60/90 °C retur/tur-temperatur vil potensialet for direkte varmeveksling være på ca. 1,5 MW, tilsvarende ca. 12% av tilført varme til stripperen. Dette vil heve FV-returen fra 60 °C opp til 61,6 °C. Tiltaket gir samtidig en permanent reduksjon i kjølebehovet til anlegget. I perioder med svært lavt behov i fjernvarmenettet vil gjenvunnet varme i praksis kun medføre økt kjøling i avfallsforbrenningens tørrkjølere.

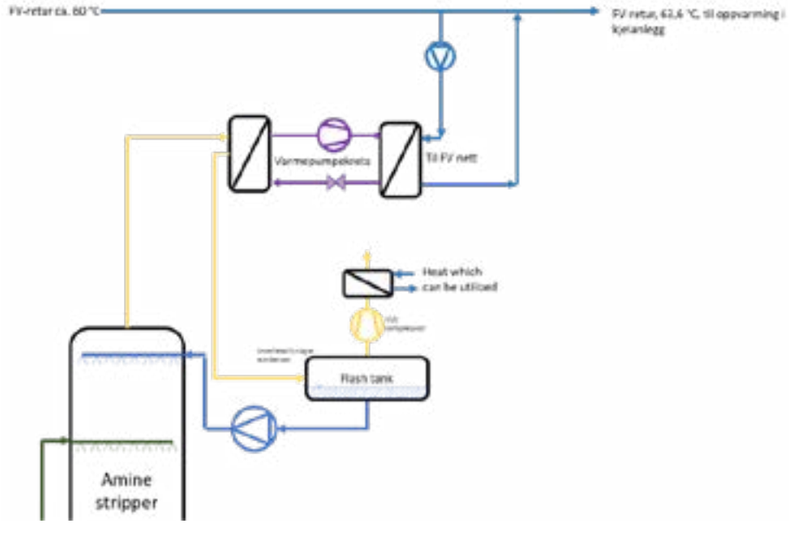
Dersom de resterende 1,5 MW løftes til FV-returen fra VP kan man forvente en COP på 4,8, en varmeleveranse på 1,8 MW og η_Carnot på 59%. Varmepumpen vil heve varmen fra 61,6 °C opp til 63,5 °C. Herfra kan FV-returen tas til kjelene.

For enkelte prefabrikkerte og modulære CO_2-fangstanlegg vil en slik varmeveksling med fjernvarme oppstrøms stripperkjøleren medføre økt kompleksitet og tilleggsinvesteringer. Siden tiltaket kan gjennomføres som et passivt tiltak, uten økte energikostnader (som f.eks. bruk av varmepumper) bør slik direkte varmegjenvinning være en standard løsning for alle anlegg med tilgjengelig FV.

Det er verdt å nevne at dette vil være en gass/væske varmeveksler levert fra fangstleverandør, dersom man leverer varmen direkte til fangstanlegget ved høyere temperatur vil dette gjøre overflatearealet på veksleren ca. 2,3 ganger høyere, enn om man bruker kjølevann på 55/25 °C.

7.5 Varmepumpe på all varmen til overhead stripper som leverer til FV

Dersom man ser på all spillvarmen tilgjengelig i overhead stripper fra en kjølekrets kan dette kun gjenvinnes til FV-nettet gjennom en VP, som vist i Figur 30.



Figur 30 Varmegjenvinning på Overhead stripper gjennom VP.

For et anlegg på "KAN Referansa" sin størrelse med 60/90 °C retur/tur-temperatur på FV vil potensialet for å løfte varmen til FV fra VP gi COP på 6 og en varmeleveranse på 3,5 MW. Dette er basert på 3 MW med kjøling av varme på 65/35°C og η_Carnot på 59%. Dette vil øke temperaturen på FV-returen fra 60 °C til 63,6 °C før varmen går til kjelene.

Potensialet for dampproduksjon fra denne varmen er større enn andre steder, da varmekilden holder en høyere temperatur.

Potensialet for å løfte varmen til damp med VP gi COP på 2,5 og en varmeleveranse på 5 MW. Dette er basert på 3 MW med kjøling av varme på 65/35°C og η_Carnot på 54%.

7.6 Varmegjenvinning fra CO_2 kompresjon og flytendegjøring

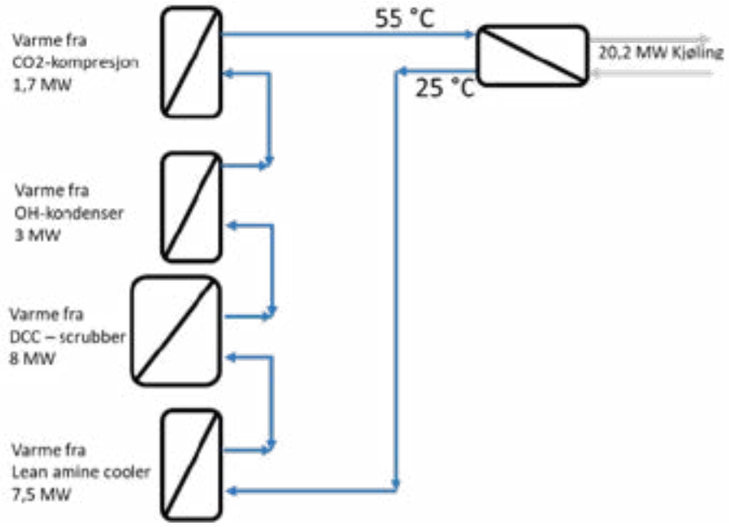
Etter Overhead stripping føres CO_2 til anlegg for kompresjon og flytendegjøring før gassen klargjøres for transport på riktig trykk og temperatur, for "KAN Referansa" vil dette være 16 bar(a) og 20 °C. Overskuddsvarmen fra CO_2-kompresjon kommer fra kjøling av CO_2 mellom kompresjonsstegene for å unngå overhetet CO_2. Dette er typisk høyere temperaturer opp mot 120 °C som kan brukes direkte til fjernvarmenett, integreringen må eventuelt avklares med fangstleverandør.

Deler av varmen, ca. 65%, kan hentes ut direkte til FV eller som damp til fangstanlegget, de resterende 35% må kjøles av sjøvann eller lignende.

For et anlegg på "KAN Referansa" sin størrelse med kan man anta at strømforbruket til kompresjon og flytendegjøring blir på ca. 2 MW. Det følgende kjølebehovet blir da på ca. 1,7 MW, hvorav 1,1 MW kan leveres direkte til FV.

7.7 Varmepumpe på hele kjølekretsen

Som et alternativ til direkte prosessintegrasjon for kjøling ved DCC, absorber, overhead stripper eller CO_2-kompresjon kan man velge å gjenvinne spillvarme fra de fire kildenes samlede kjølekrets oppstrøms valgt kjøleløsning. Dette vil da ta all varmen fra DCC og absorber, og deler av varmen fra overhead stripper og CO2-kompresjon utdypet i delkapittel 7.2, 7.3, 7.4, 7.5 og 7.6 som vist i Figur 32.



Figur 32 Systemskisse med all spillvarme samlet i en kjølekrets, om vekslerne står i serie eller parallell er opp til fangsteleverandør.

For "KAN Referansa" tilsvarer dette totalt 20,2 MW med kjøling. Det er antatt at 17,6 MW med kjøling er tilgjengelig fra en kjølekrets på 55/25 °C, og 2,6 MW, fra OH-kondensator og fra CO_2 kompresjon og flytendegjøring, kan varmeveksles direkte til FV-returen.

Oppvarming av FV-returen med 2,6 MW med varme gjør at returen øker fra 60 °C til 62,7 °C.

En slik integrasjon med all spillvarme samlet i en kjølekrets har fordeler/ulemper som vist i Tabell 3.

Fordeler	Ulemper
Enklere integrasjon, utenfor leverandørens grensesnitt	Noe lavere temperaturpotensial enn enkelte av punktkildene siden varme og kalde strømmer blandes og man allerede har vært gjennom en varmeveksling mellom prosess og kjølesystemet
Hele gjenvinningspotensialet tilgjengelig på et sted i prosessen	Ikke noe av varmen kan lenger hentes ut direkte til FV

Tabell 3 Fordeler og ulemper ved å bruke kjølevannet fra hele CC anlegget

Som tidligere vist i Figur 10 vil "KAN Referansa" uten et fangstanlegg levere ca. 40 GWh/år til strømnettet, dette må benyttes som et sammenligningsgrunnlag til figurene som følger.

I de følgende underkapitlene er det først lagt som et grunnlag at spillvarmegjenvinningen burde sikte på å erstatte FV-varmen mistet, 10,25 MW. Det er antatt av VP-er installert vil jobbe mot FV-returen, varmen som VP-ene ikke kan levere, kommer fra eksisterende turbinkondensator for damp. Det er gjort en antagelse på at turbinkondensator vil ha samme kondenseringstrykk når FV-temperaturene og mengdene endres. Deretter er det undersøkt hvordan man kan øke varmeleveransen til FV gjennom spillvarmegjenvinning fra fangstanlegget. Enkelte fangstteknologier vil ha muligheten til å variere tur/retur temperatur på kjølevann etter sesong.

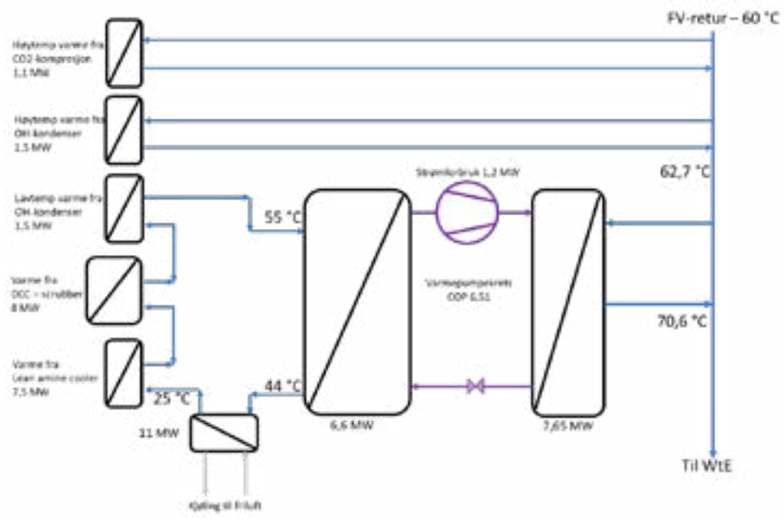
7.7.1 Varmegjenvinning med hele kjølekretsen til FV for å opprettholde FV-leveranse

Dersom man ønsker færrest mulig endringer i eksisterende varmeleveranse til FV-nettet, kan man designe varmegjenvinningen for å levere 10,25 MW med varme til FV-nettet. 10,25 MW med varme tilsvarer varmeleveransen til FV-nettet som fangstanlegget tar fra eksisterende avfallsforbrenningsanlegg.

Dersom man opprettholder samme FV-leveranse totalt, men reduserer FV-leveransen fra turbindampen og leverer varmen fra VP til FV-returen får turbinkondensatoren litt andre forhold å jobbe med. Som vist senere i Figur 33 og Figur 37 er temperaturen til WtE turbinkondensatoren ca. 70,6 °C, med kontinuerlig FV-massestrøm blir FV-temperaturen ut fra turbinkondensator 90 °C. Turbinkondensatoren får kun 64 % av den originale dampmengden, det må avklares at turbinkondensatoren vil operere på samme trykk med en lavere dampmengde.

Varmegjenvinning til FV fra hele kjølekretsen, noe gjennom VP og noe direkte til FV-retur
Varmen fra OH-kondenser og CO_2-kompresjon tas direkte til FV og en VP installeres som sammen med direktevarmen skal dekke 10,25 MW med varme.

Det er mulig å hente 2,6 MW med varme fra OH-kondenser og CO_2-kompresjon direkte til FV-returen. Varmepumpen må levere resterende 7,65 MW med varme. En prinsippskisse er vist i Figur 33.



Figur 33 Prinsippskisse for å erstatte varme levert til FV-nett.

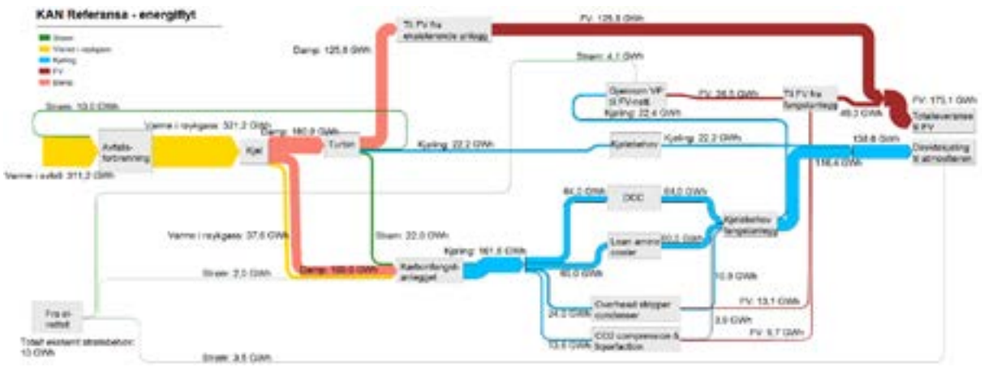
Dette gir en god COP fordi VP-en leverer til FV-returen og slipper å kjøle kjølevannet ned til 25 °C.

2,6 MW med varme kan hentes fra fangstanlegget direkte inn til FV-returen, det vil varme FV-returen fra 60 °C til 62,7 °C.

Varmepumpen må dekke resterende 7,65 MW med varme, noe som vil øke FV-returen videre til 70,6 °C. Fangstanlegget trenger totalt 17,6 MW med kjøling (55/25 °C vann), etter at 2,6 MW hentes direkte til FV-returen, varmepumpen kan kjøle kjølevannet med 6,6 MW fra 55 °C til 44 °C, resten (11 MW) må dekkes av ekstern kjøling.

Dette gir varmepumpene en COP på 6,5 som gir et strømforbruk på 1,2 MW og en η_Carnot på 59%. Størrelsen på en slik VP ville typisk vært maksimalt 10 x 6 x 6 m (LxBxH).

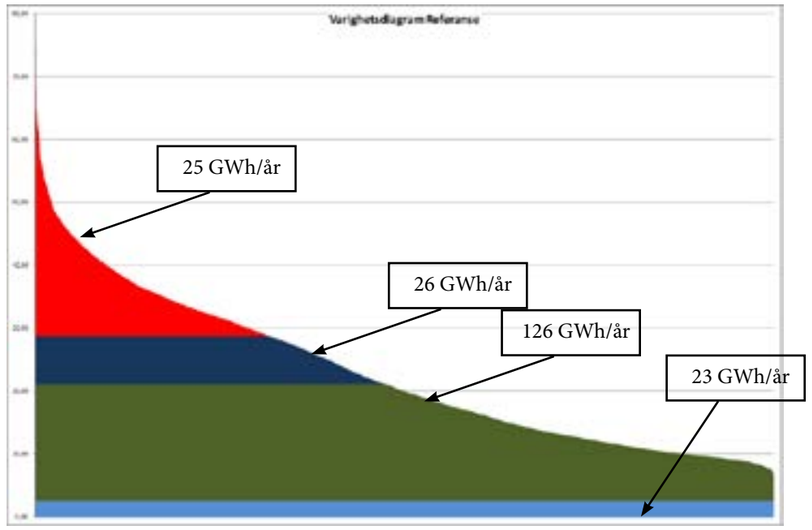
Dette vil i liten grad bidra til å kjøle fangstanlegget i løpet av et år, det vil kjøle vekk ca. 9,2 MW av 20,2 MW med varme når FV-nettet har tilstrekkelig behov. Over et år vil det tilsvare ca. 38 GWh med kjøling av varmen fra fangstanlegget, av totalt 172 GWh, vist i et Energiflytskjema, Sankey, i Figur 35.



Figur 35 Årlig energiflyt med en VP installert for å opprettholde FV-leveranse.

Det totale eksterne strømforbruket blir 10 GWh/år, netto går man da fra å levere 40 GWh/år til å forbruke 10 GWh/år.

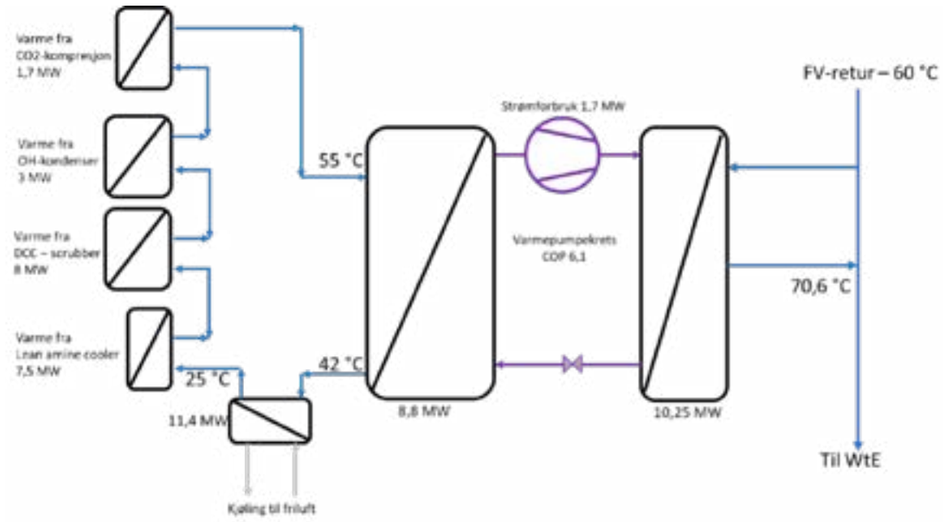
Et varighetsdiagram som illustrerer varmeleveranse til FV-nettet fra de ulike kildene er vist i Figur 36. Her er rødt spisslast, mørkeblått er varme levert fra ny VP på fangstanlegget, grønt er varme levert fra eksisterende WtE-fabrikk og lyseblått er varme hentet direkte fra fangstanlegget inn til FV-nettet.



Figur 36 Varighetsdiagram hvor det kun varmegjenvinnes fra fangstanlegg for å erstatte varmen fangstanlegget tar fra FV-leveransen

Varmegjenvinning til FV fra hele kjølekretsen, kun gjennom VP

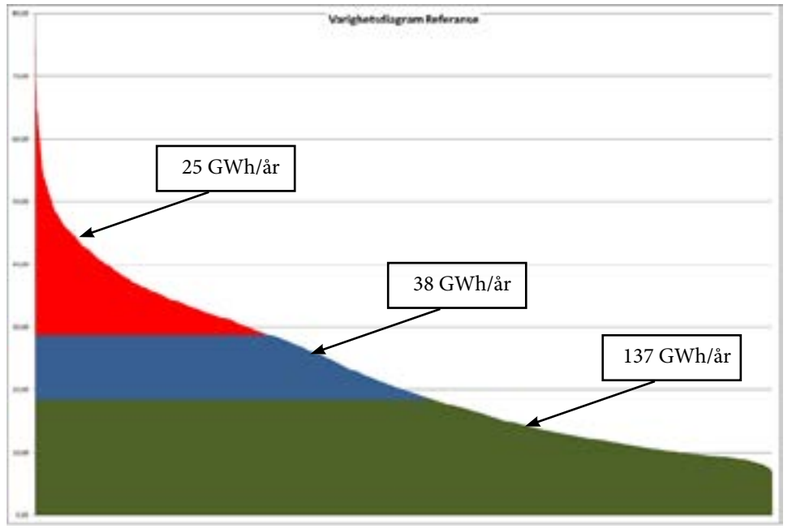
Dersom det ikke er mulig å hente varme direkte fra fangstanlegget til FV, er det sannsynlig at man får én samlet kjølevannskrets på 55/25 °C, for å opprettholde FV-leveransen må dette gjennom en VP, et blokkdiagram av systemet optimalisert for best COP er vist i Figur 37.



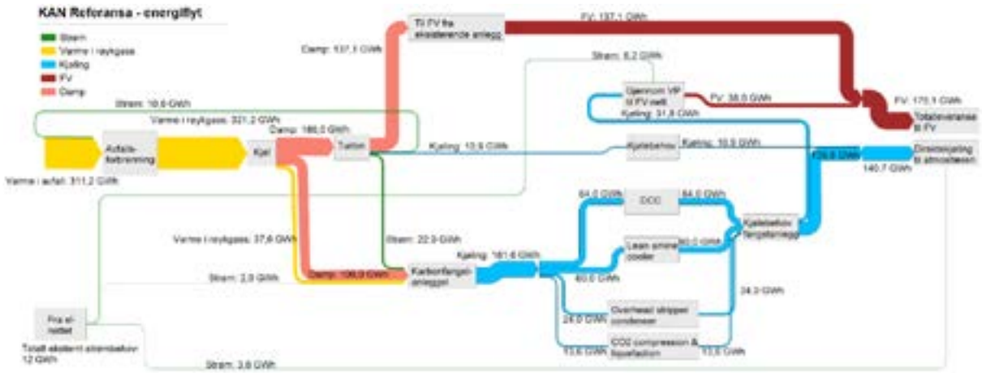
Figur 37 Blokkdiagram når all varmen samles til en kjølekrets og varmegjenvinnes til bruk i FV-retur gjennom VP.

Man oppnår en relativ høy COP grunnet det lave trykkløftet når varmepumpen ikke skal ta all kjølingen eller all oppvarmingen. Størrelsen på en slik VP ville typisk vært 10 x 6 x 6 m (LxBxH).

Dersom man ser dette over et år, får man varighetsdiagrammet vist i Figur 39, som er identisk som det vist i Figur 5.



Figur 39 Varighetsdiagram med kjølevann i en kjølekrets for å opprettholde FV-leveransen



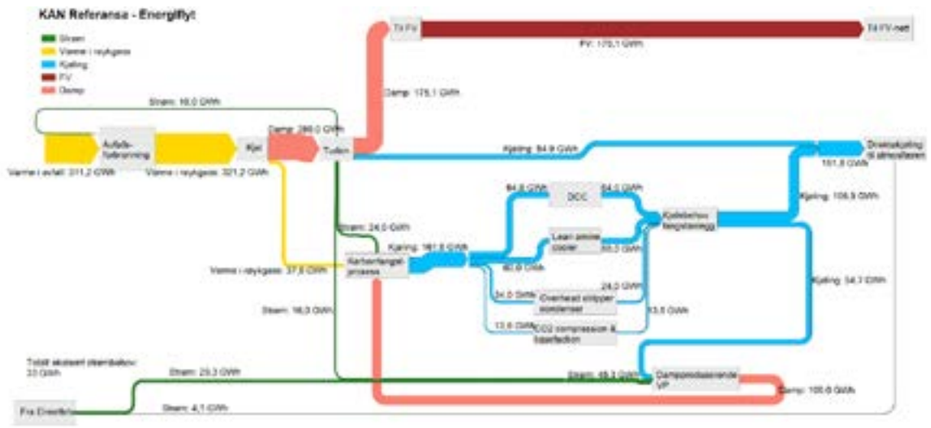
Figur 40 Sankeydiagram med energiflyt over et år når kjølevannet samles i en kjølekrets og varmes opp av VP for å opprettholde FV-leveransen

Det totale eksterne strømforbruket blir i dette tilfellet 12 GWh/år, altså taper man 2 GWh/år om man ikke kan hente varme direkte fra fangstanlegget til FV-returen. Her er det få integreringer mellom fangstanlegget og WtE-fabrikken som forenkler ting.

7.7.2 Varmepumper med dampleveranse til fangstanlegg

Varmepumper kan også brukes til å produsere hetvann eller damp til fangstanleggets eget forbruk. Norsk Energi har gjennom ulike studier undersøkt denne muligheten.

Temperaturløftet i en VP som skal produsere damp til fangstanlegget vil gi en lavere COP enn hvis det brukes til å forvarme FV-returen. En slik integrasjon vil kun være innenfor fangstanleggets batterigrenser, det gir mindre negativ påvirkning på strømproduksjonen og fjernvarmekapasiteten, og mindre nødvendig integrasjon mellom forbrenningsanlegget og fangstanlegget. Det vil redusere kjølebehovet til fangstanlegget permanent, siden mye av kjølingen skjer av varmepumpene.



Varighetsdiagrammet blir identisk som varighetsdiagrammet til FV uten et karbonfangstanlegg i Figur 2. Energiflyten over et år blir som vist i Figur 47.

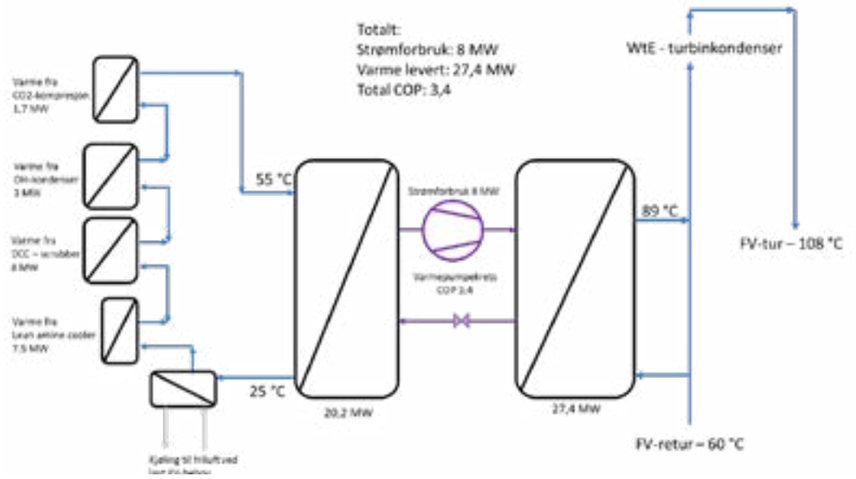
Det totale eksterne strømforbruket blir relativt sett høyt, sammenlignet med de andre alternativene, grunnet COP på dampproduserende varmepumpe. Dette alternativet vil lønne seg dersom avfallsforbrenningsanlegget har lave kraftpriser og større utfrodringer knyttet til å etablere kjøling av spillvarme.

7.7.3 Varmegjenvinning av spillvarmen til FV for økt FV-leveranse

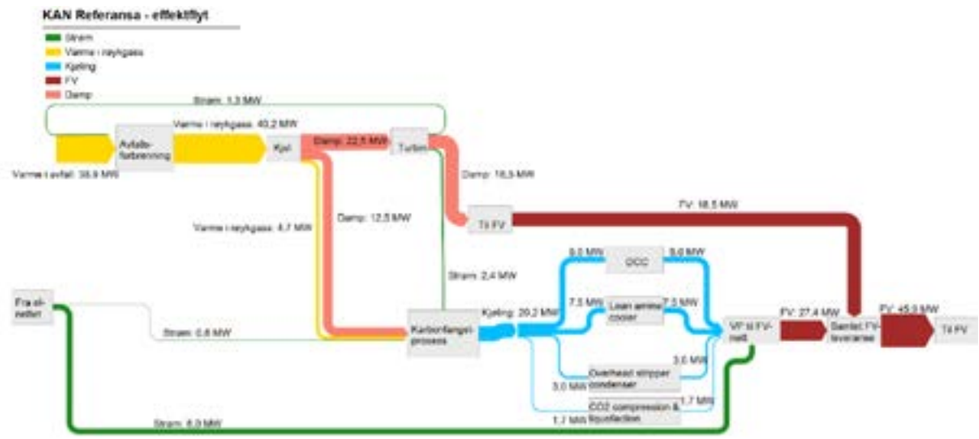
Dersom det lokale FV-nettet har utbygd stor kapasitet på forbrukersiden, men fortsatt liten kapasitet på produksjonssiden eller produserer varme fra fossile kilder eller el-kjeler, kan det være interessant å øke FV-leveransen fra avfallsforbrenningsanlegget gjennom en VP. Det er antatt at FV-mengden som sirkulerer er konstant fordi det trolig er begrensinger i rørnett og pumper, ved å øke FV-leveranse er det derfor antatt at man kan øke turtemperatur, utover designtemperaturen på 90 °C.

Dette vil gi lavere driftskostnader i kraftforbruk sammenlignet med en el-kjel. De to delkapitlene som følger, har undersøkt potensialet ved å bruke hele kjølekretsen fra fangstanlegget til varmegjenvinning til FV gjennom varmepumper for å øke FV-leveransen.

Varmegjenvinning av spillvarmen til FV for økt FV-leveranse uten varme hentet direkte fra fangstanlegg
Dersom det ikke er mulig å hente varmen direkte fra fangstanlegget til FV-returen, og man likevel ønsker å øke FV-leveransen vil blokkdiagrammet bli som vist i Figur 58 og Sankey diagrammet blir som vist i Figur 59.



Figur 58 Blokkdiagram med to VP-er for å øke FV-leveranse

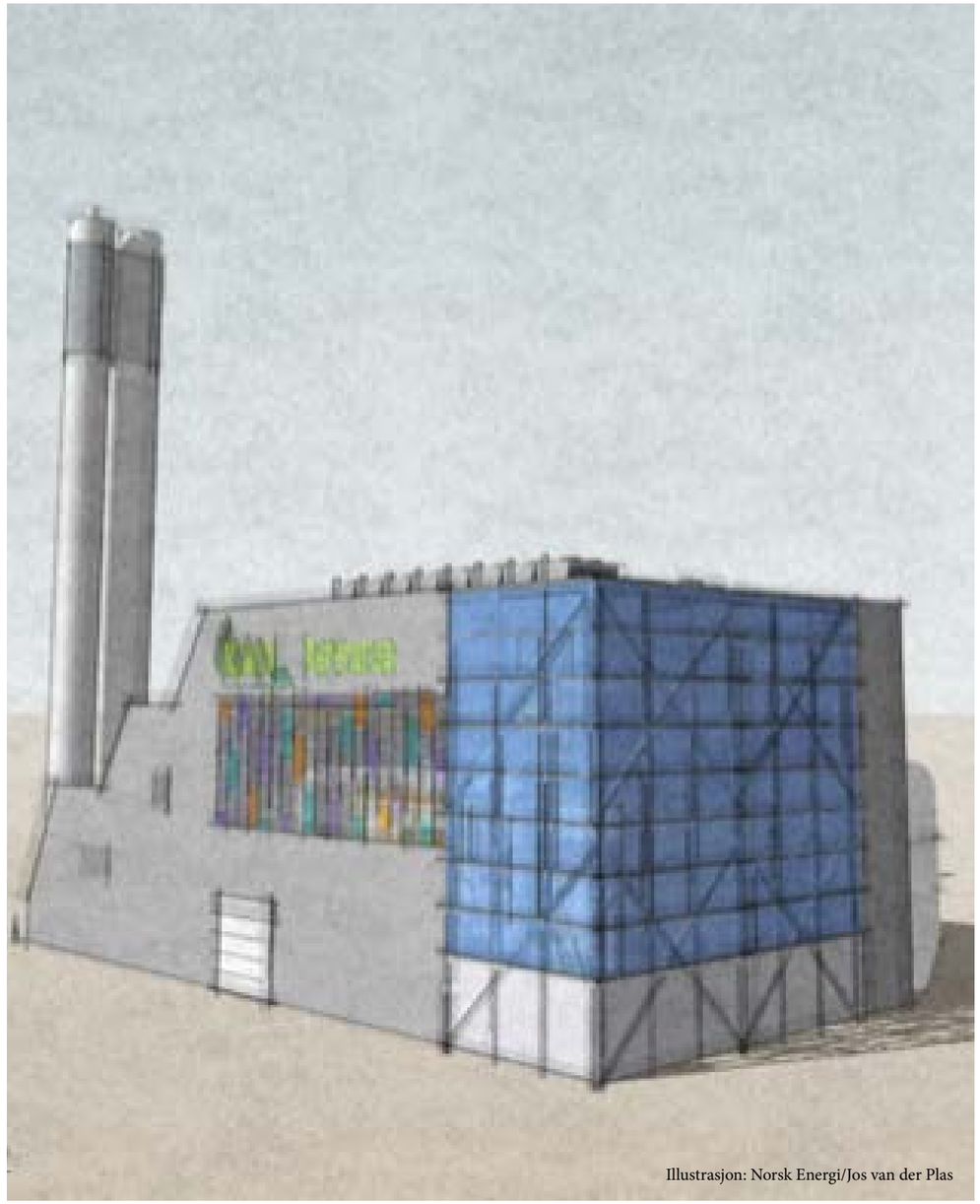


Figur 59 VP på hele kjølekretsen til FV uten direkteintegrasjon

Fordelen med å ha en VP på hele kjølekretsen fra fangstanlegget uten å ha noen form for direkteintegrasjon mot fjernvarmenettet er at det gir et enklere grensesnitt mot fangstleverandør. Ulempen er at COP for hele varmeleveransen svekkes, fra 3,8 til 3,4.

For "KAN Referansa" sitt anlegg kan en VP ta all kjølingen og løfte til 89 °C med 8 MW med strøm, basert på en COP på 3,4. Leveransen til FV fra VP blir på 27,4 MW med en total COP på 3,4 (basert på η_Carnot på 54%).

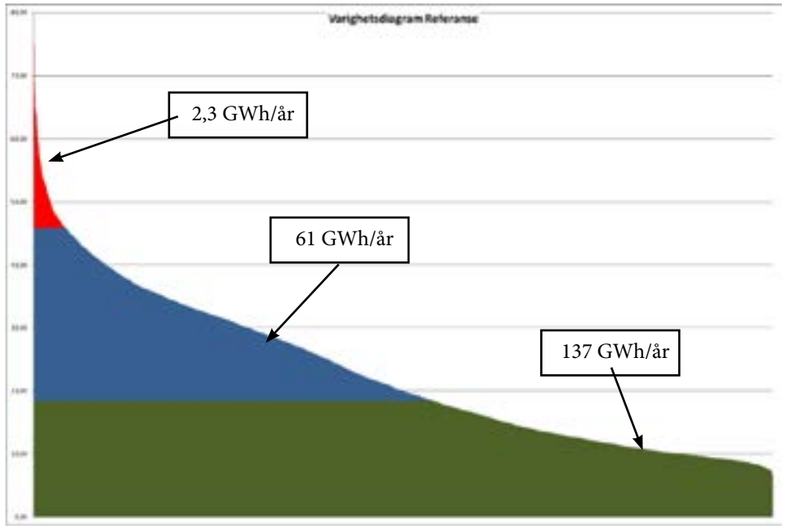
WtE-turbinen vil fortsatt levere 18,5 MW med varme til FV som grunnlast. Turbinkondensator vil få FV-vann på 89 °C som skal kondensere dampen, det vil øke kondenseringstrykket på dampen, noe som vil redusere strømproduksjonen med 0,33 MW. Turtemperaturen på FV-vannet vil bli 108 °C, dette er vist i Figur 59.



Illustrasjon: Norsk Energi/Jos van der Plas

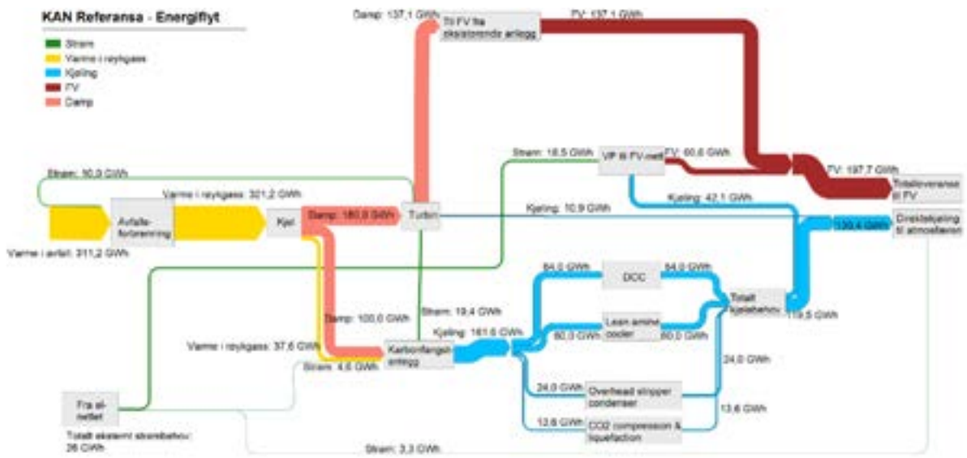
Varighetsdiagrammet for alternativet med flere VP-er som leverer til FV og øker FV-leveransen er vist i Figur 60. Her er grønt varmen levert fra kjelanlegg, blått er varmen fra varmepumpen og rødt er spisslasten levert av andre kilder.

Varighetsdiagram når kjølevannet samles til en kjølekrets og varmes av VP-er for økt FV-leveranse.



Figur 60 Årlig energiflyt når alt kjølevannet er samlet til en kjølekrets og leveres til en VP som øker FV-leveransen

Dersom man tar dette alternativet i et Sankey diagram med energiflyt over et år får man Figur 61.



Figur 61 Årlig energiflyt når alt kjølevannet er samlet til en kjølekrets og leveres til en VP som øker FV-leveransen

Som man ser av Figur 60 og Figur 61, kan man øke FV-leveransen til 197,7 GWh. Som vist i Figur 59 kan den maksimale varmeeffekten til FV bli 45,9 MW, altså 160% av tidligere levert varmeeffekt.

7.8 Oppsummering av ulike alternativer for gjenvinning av spillvarme til FV og til fangstanlegg

Det er få tilfeller hvor det vil lønne seg å varmegjenvinne fra de ulike punktkildene i karbonfangstanlegget gjennom varmepumpe. Dette er fordi hver varmekilde er avhengig av kjøling fra 55 °C til 25 °C, noe som ville gitt kompressoren et unødvendig høyt trykkløft opp til FV-returen på 60 °C, fra 25 °C. Det som derimot vil lønne seg er å hente så mye varme som mulig direkte fra fangstanlegget til FV-returen, dette er varme som er tilgjengelig uten noen større tilpassinger. Dette burde diskuteres nøyere med fangstleverandør.

Dersom man bestemmer seg for å varmegjenvinne med en VP til FV er det viktig å tenke på at VP-en burde ha lavest mulig temperaturløft, da det gir en bedre COP (og lavere strømforbruk).

Som sett oppnås høyest COP ved å hente så mye varme som mulig direkte fra fangstanlegget til FV-returen for så å samle resten av kjølevannet til en kjølekrets (55/25 °C), hvor VP da tar kjølingen fra 55 °C og nedover mot 40 °C, og løfter til FV-returen fra 60 °C og oppover. Dampen som tas fra turbinen reduserer kraftproduksjonen med 2,25 MW og FV-leveransen med 10,25 MW, en VP som skal erstatte denne FV-leveransen trenger 1-1,2 MW med strøm i beste tilfelle.

Videre, ble det vist i at det sjeldent lønner seg å bruke spillvarmen fra fangstanlegget til varmegjenvinning gjennom en VP tilbake til fangstanlegget. Dette vil lønne seg dersom det er et stort press på å redusere kjølekapasiteten (MW) fra fangstanlegget i størst mulig grad, eller dersom det hverken er damp eller hetvann tilgjengelig til fangstanlegget, og alternativet er en elkjel. Dette gjøres trolig best med en HFO-basert VP.

Det ble vist at man kan øke FV-leveransen, slik at WtE-anlegget kan levere ca. 197-198 av 200 GWh/år til FV-nettet. Dette vil kunne gjøres med varmepumper, som vil kunne ha en COP på ca. 2,5-3,5 til FV-nettet. I beste tilfellet kan man levere 16,2 MWth mer enn hva man gjorde uten fangstanlegget, med et strømforbruk fra VP-er på 6,9 MWel. Dette er aktuelt å vurdere dersom store deler av FV-nettet blir forsynt av varme fra fossile kilder eller fra varmekilder med 1:1 overgang fra strøm til varme (el-kjeler). Det vil være avhengig av at man enten kan øke temperaturen på FV-tur vannet eller øke FV-mengden som sirkulerer fra avfallsforbrenningsanlegget.

8 Kjøling av ubenyttet spillvarme

Fangstanlegget har et kontinuerlig kjølebehov på 20,2 MW, dette er uavhengig av årstidene. For "KAN Referansa" er det essensielt at varmen kan kjøles bort når den ikke kan leveres til FV-nettet. Det vil si at det må være installert et kjøleanlegg som kan kjøle 20,2 MW på en 'varm' dag. Når FV-behovet er til stede på vinteren vil varmepumper dekke mye av kjølingen fra fangstanlegget.

Dersom det er essensielt å kutte maks effektbehov til kjøling kan løsningen med en VP som leverer damp til fangstanlegget lønne seg, det vil kutte maks kjøleeffekt fra fangstanlegg til 14,7 MW. Det vil kreve mer kjøling av varmen fra avfallsforbrenningsanlegget, men det er rimelig å anta at infrastrukturen for dette allerede finnes.

Dersom det er mulig å ta varmen fra fangstanlegget (2,6 MW fra OH-kondenser og CO_2-kompresjon og flytendegjøring) direkte til FV-nettet på returen, burde man legge det til grunn. Som vist i Figur 2 har FV-nettet alltid et varmebehov på minimum ca. 6,5 MW. Dette vil gjøre at fangstanlegget kun trenger en installert kjøleeffekt på 17,6 MW. I GWh over året vil det øke kjølingen på turbinvarmen, men dette finnes det allerede installert kjøleeffekt for.

8.1 Lokal kjøling - Tørrkjøling/Kjøletårn

Referanseanlegget har lagt til grunn at all spillvarme skal kjøles gjennom tørrkjølere på taket. Tørrkjølere er prisgitt utetemperaturen, det er antatt at Dimensjonerende UteTemperatur (DUT) ikke er varmere enn 25 °C, og de dagene det eventuelt er varmere enn 25 °C kan man godta at kjølevannet tilbake til fangstanlegget blir noe varmere enn 25 °C. Enkelte fangstteknologier vil ha muligheten til å variere tur/retur temperatur på kjølevann etter sesong. Det er ca. 110 timer per år med utetemperaturer varmere enn 25 °C. Delkapitlene 8.5, 8.6 og 8.7 dekker muligheter for kjøling ned til 25 °C kjølevann når utetemperaturen er 25 °C eller høyere.

For enkle beregninger av strømforbruk er det antatt at gjennomsnittlig utetemperatur når man trenger kjøling er 15 °C, og at luften varmes opp til nærmere 25 °C. Videre er det antatt et strømforbruk på 0,09 W/(m3/hr) med luft. For beregning av arealbehov er det antatt at man har 2 °C mellom utetemperatur og kjølevannstemperatur ut, i tillegg til 50 % relativ luftfuktighet.

Tørrkjølere har et markant arealbehov, tall fra leverandører viser at arealbehovet er ca. 0,032 m2/kW kjøleeffekt (gitt antagelse om 2 °C mellom utetemperatur og kjølevannstemperatur ut). Arealbehovet blir enda større dersom man har begrensinger på lydnivåer.

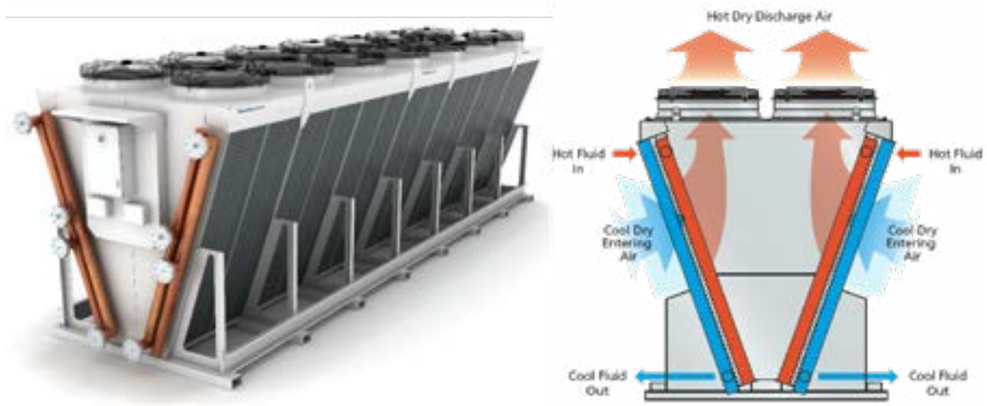
Et totalt arealbehov på ca. 640 m2 for karbonfangstanlegget dersom varmen fra OH-kondenser og CO_2-kompresjon og flytendegjøring ikke kan benyttes direkte til FV-returen er nødvendig.

Arealbehovet blir ca. 560 m2dersom varmen fra OH-kondenser og CO_2-kompresjon og flytendegjøring kan benyttes direkte til FV-returen.

Dersom man bruker spillvarmen gjennom en VP for dampproduksjon til fangstanlegget blir arealbehovet425 m2, da deler av kjølebehovet er dekket av VP.

Dersom man bruker spillvarmen gjennom en VP for dampproduksjon til fangstanlegget og henter ut høytemperaturvarmen OH-kondenser og CO_2-kompresjon direkte til FV-returen blir arealbehovet340 m2, da kjølingen er dekket av FV-returen og dampproduserende VP.

En typisk tørrkjølerblokk i V-oppsett er vist i Figur 62.



Figur 62 Typisk V-oppsett for tørrkjølere (Kilde: ThermoKey Heat Exchange Solutions")

Dette er ikke medregnet arealbehovet for kjølingen for varmen fra turbinene på sommeren, da det er rimelig å anta at det allerede er installert en kjøleeffekt for dette. Dette kan for noen avfallsforbrenningsanlegg gi utfordringer med lydnivå, noe som bør vurderes nøye. Krav om lavere lydnivåer gir typisk lavere viftekapasiteter og behov for større varmevekslingsarealer. Aktuelle leverandører er ABK-Qviller, Kelvion, Thermo Control, Eptec, Aircoil, Reftec, etc.

8.2 Økt innløpstemperatur på absorber

Det er normalt å anta/spesifisere en innløpstemperatur for røykgass til absorber på ca. 40 °C, dette avhenger av fangstleverandør. Temperaturspesifikasjonen innebærer et betydelig kjølebehov på innkommende røykgass i fangst¬anleggets direktekontaktkjøler.

Studier utført av en aktør i KAN-nettverket (Statkraft) sammen med TCM viser at selv om høyere innløpstemperatur (inntil 55 °C) gir noe økt varmebehov i stripper (reboiler duty), så er det reduserte kjølebehovet og effekten på varmeintegreringen så betydelig at høyere innløpstemperatur absolutt bør vurderes. Til dette studiet er det som tidligere nevnt i delkapittel 6.3 og 7.2 antatt en innløpstemperatur på 55 °C. Det er kanskje noe mer realistisk at denne er lavere.

8.3 Bruk av fjernvarmesystemet som kjølekilde

Normalt er returtemperaturen i et fjernvarme¬system så høy (55-70 °C) at den i liten eller ingen grad kan bidra med kjøling av et CO_2-fangstanlegg uten bruk av varmepumpeteknologier (ref. Kapittel 7). Dersom returtemperaturen i fjernvarmen er tilstrekkelig lav, kan den brukes til å delvis eller helt kjøle ned fangstanlegget ved direkte varmeveksling, uten bruk av varmepumper. Dette ville være svært energieffektivt og kostnadseffektivt.

To av aktørene i KAN-nettverket har derfor undersøkt om man i større grad kan bruke selve fjernvarme¬systemet som kjølekilde med en sterkt redusert returtemperatur. I de to studiene ble det undersøkt om det var mulig å redusere returtemperaturen i fjernvarmen ved å varmeveksle returstrømmen mot en lavtemperatur varmelast (f.eks. sjøvannskjøling) et annet sted i fjernvarmesystemet. En slik nedkjøling av FV-retur muliggjør betydelig høyere andel direkte varmeveksling uten behov for varmepumper. Løsningen ville også utnytte eksisterende infrastruktur på en veldig effektiv måte siden eksisterende rørnett kan benyttes. En slik ordning er gjennomførbar men styringen av et slikt system ble vurdert som tregt og vanskelig å kontrollere. De to aktørene valgte å ikke videreutvikle konseptet med kunstig kjøling av FV-retur.

Tiltak for å redusere returtemperaturen fra FV-kunder vil imidlertid alltid være positive og forbedre fjernvarmesystemets kapasitet og effektivitet.

Dersom tilgangen på kjøling til fangstanlegget er begrenset (for eksempel av svært høye luft-temperaturer på en varm sommerdag eller lite overskuddsareal), kan det være en løsning å benytte en eller flere av varmepumpene (beskrevet i kapittel 7) til å sikre den endelige kjølingen av anlegget ved tvungen oppgradering av energi til FV-nettverket. Slik tvungen oppgradering av spillvarmen vil føre til at den ekstra tilførte varmen

- dumpes i fjernvarmens dumpekjølere i avfallsforbrenningsanlegget,
- akkumuleres i fjernvarmesystemet,
- dumpes på et annet sted i FV-nettverket, f.eks. en varmebruker/kjølekilde (sjøvannskjøling ved en annen lokasjon).

Muligheten for slik tvungen drift av varmepumpene som beskrevet ovenfor kan bidra til at det kan stilles mindre strenge designkrav til kjølesystemet til fangstanlegget, for eksempel ved å la design¬temperaturen for tørrkjølevifter på den varmeste dagen være høyere enn 25 °C. Slik drift med tvungen bruk av varmepumper er klart mindre energieffektivt enn rene kjøleløsninger, men siden det sannsynligvis er snakk om kun et fåtall timer per driftsår kan løsningen med mindre installert kjølekapasitet (redusert Capex) og kortvarig «tvangskjøring av varmepumpene likevel gi god kost-nytte.

8.4 Sjøvannskjøling/fjernkjøling

Avfallsforbrenningsanlegg med umiddelbar tilgang til sjø eller andre naturlige kjølekilder kan med fordel bruke dette som kjølekilde til karbonfangstanlegget i perioder hvor det ikke er behov for spillvarme inn mot fjernvarme eller internt i fangstanlegget.

En av KAN-aktørene hadde indirekte tilgang til sjøvannskjøling gjennom et fjernkjølenettverk etablert nær ved fangstanlegget. Fjernkjølenettverket, bygget for å levere komfortkjøling, har et temperaturdesign på 9/16 °C. Ved å øke temperaturdifferansen i fjernkjølenettet fra 9/16°C til 9/37°C var det mulig å firedoble fjernkjølenettets kapasitet til å levere kjøling i samme rørnett. Selve fjernkjølesentralen må oppgraderes med mer heteflate og nye vurderinger av utslippspunktet måtte utføres siden energileveransen til sjø ble vesentlig endret fra opprinnelig design. Studien viste at fjernkjølenettet i all hovedsak kunne opprettholde opprinnelig kapasitet for levering av komfort-kjøling samtidig som den sikret en kostnadseffektiv kjøleløsning for karbonfangstanlegget.

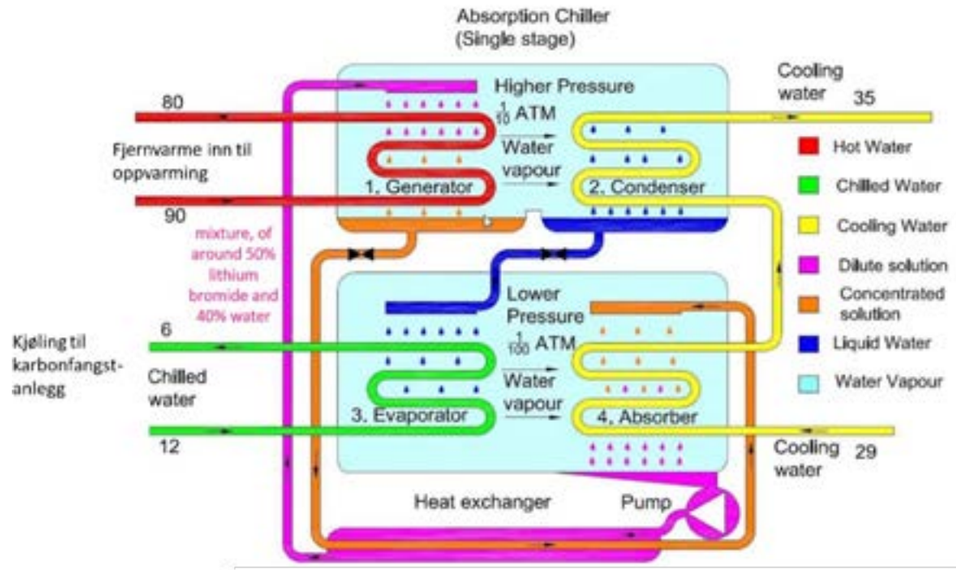
Denne integrasjonen er et spesialtilfelle som kun er relevant der lokale forhold ligger til rette for det.

8.5 Absorbsjonskjøling

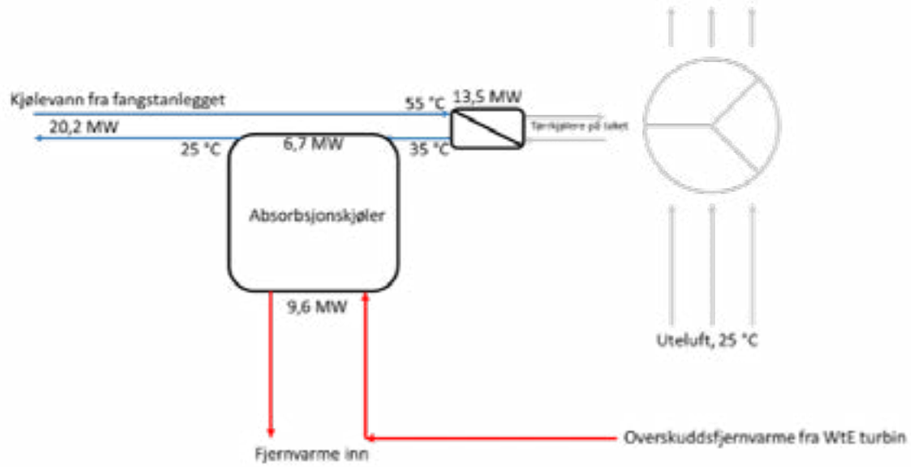
Absorbsjonskjøling er basert på samme prinsipper som i absorbsjonsvarmepumper, vist i delkapittel 7.1.2. Absorbsjonskjøling bruker et salt, ofte litiumbromid (ikke giftig og lav GWP) til å kjøle kaldere enn omgivelsene, dette krever kun ekstern varme istedenfor strøm. FV kan benyttes til å drive absorbsjonskjølingen. Dette er relevant dersom det er viktig for fangstanlegget å kjøle kjølevannet kaldere enn utetemperaturen, da spesielt på sommermånedene. Det er viktig å nevne at absorbsjonskjøling også har spillvarme ut, men på høyere temperaturer, en systemskisse av en absorbsjonskjøler er vist i Figur 63, her leveres det kjølt vann på 6 °C.

Absorbsjonskjølere definerer COP som brukbar kjølekapasitet delt på termisk energi inn. Med FV input på 90 °C kan man typisk forvente en COP på 0,7, dvs. at dersom man trenger 7 MW med kjøling må man forbruke 10 MW med FV.

Dersom det er behov fra fangstleverandørens side for kjøling fra f.eks. 55 ned til 25 °C, vil dette gå fint med luft utenfra når utetemperaturen er kaldere enn 25° C, da er ofte FV-behovet høyt. Behovet for å kjøle til kaldere enn atmosfæreluften vil hovedsakelig være i sommermånedene, da har man også et overskudd med FV fra WtE, fordi FV-behovet er lavt. Med andre ord er absorbsjonskjøling en god måte å sikre tilstrekkelig lave temperaturer i sommermånedene ved bruk av FV-overskudd fra WtE. Ved utetemperatur på 25 °C kan man kjøle fra 55 °C ned til 35 °C med uteluft i tørrkjølere, og fra 35 °C ned til 25 °C med absorbsjonskjøling. Dette er vist i Figur 64.



Figur 63 Systemskisse av absorbsjonskjøler til karbonfangstanlegg, tallene oppgitt er i °C



Figur 64 Systemskisse for hvordan absorbsjonskjøling kan dekke to behov på de varmeste sommerdagene, både redusere turbinvarmen som må dumpes over tak og gi tilstrekkelig lav kjøling til fangstanlegget, her i et eksempel hvor fangstanlegget sirkulerer 55/25 °C.

Aktuelle leverandører av disse er de samme som for absorbsjonsvarmepumper, vist i delkapittel 7.1.2.

8.6 Sorptiv kjøling

Sorptiv kjøling benytter ekstern varme ved høyere temperaturer for å kjøle. Luft endrer temperatur dersom fuktinnholdet endrer seg og entalpien er konstant. Prinsippet er at uteluften først tørkes med fjernvarme i en sorptionsrotor, for deretter å fuktes med vann som fordamper, øker luftfuktigheten og senker temperaturen. Prinsippskisse er vist i Figur 65.

Dette gjøres bl.a. for kontorbygg i Mo Industripark, hvor det er tilgang fra en relativt stor andel fjernvarme fra de nærliggende industrier. Det er ikke utbredt i noen stor grad i samfunnet, og det er i stor grad tiltenkt luftkjøling. Det vil, på samme måte som absorpsjonskjøling, passe bra med FV-profilen når utetemperaturen er over 25 °C ved at prosessen forbruker varme for å gi kjøling. Fordelen sorptiv kjøling over absorbsjonskjøling har er at temperaturene som trengs er noe lavere enn FV-temperaturen. Man f.eks. bruke FV-returen, og kjøle den ytterligere ned. Aktuelle leverandører er Munters AB.

8.7 Evaporativ kjøling

Evaporativ kjøling sprøyter vann på luften inn til kjølemaskinene. Vannet er ofte kaldere enn omgivelsene og et høyere fuktinnhold i luften gir bedre varmeoverføring og lavere temperatur på luften. Dette er en måte å kjøle luften på før luften igjen kjøler spillvarmen fra fangstanlegget. Dette har et vannforbruk, som er betydelig, noe som gjør at det blir sammenlignbart med å kjøle med tilgjengelig nettvann.

Det vil bidra med tilstrekkelig kjøling de dagene utetemperaturen er for høy.

Figur 65 Prinsippskisse av sorptiv kjøling (Kilde: munters.com)

9 Andre tiltak for bruk av spillvarme

Varmen fra "KAN Referansa" er på ca. 55 °C, det er i utgangspunktet vanskelig å benytte dette til andre formål enn oppvarming. For avfallsforbrenningsanlegg tilknyttet et FV-nett er det rimelig å anta at de fleste industrier/forbrukere av varme i umiddelbar nærhet vil være tilknyttet det samme FV-nettet. Det er med andre ord svært utfordrende å få brukt spillvarmen fra fangstanlegget utover FV-nettet.

Spillvarme på 80°C og høyere kan brukes i en Organic Rankine Cycle (ORC) turbin til kraftproduksjon, ettersom spillvarmen fra "KAN Referansa" er tiltenkt å være på 55 °C er ikke dette verdt å undersøke i utgangspunktet. Dersom en fangstleverandør leverer spillvarme på ca. 80 °C, burde det undersøkes om dette kan nyttiggjøres i en ORC turbin.

9.1 Akkumulator for kortsiktige FV-variasjoner

I sommersesongen er varmebehovet i fjernvarmenettet lavt og det vil i de fleste tilfeller være tilstrekkelig varme tilgjengelig fra forbrenningsanlegget til å dekke både fangstanlegget og FV-nettets varmebehov. Om sommeren er det derfor ikke nødvendig å gjenvinne spillvarmen fra fangstanlegget med varmepumper til fjernvarmesystemet. Når utetemperaturen begynner å synke, vil fjernvamrenettverkets varmebehov begynne å øke. Det vil da oppstå korte og etter hvert lengre perioder der varmebehovet er større enn kapasiteten på energigjenvinningsanlegget, som vist i Figur 7 og Figur 8.

For å jevne ut de kortsiktige variasjonene, kan man akkumulere varme i perioder med overskudd for bruk i perioder hvor behovet er større enn anleggskapasiteten. Dette kan oppnås på flere måter:

- Akkumulering i fjernvarme tur-system. Dette gjøres med å øke temperaturen på fjernvarme ut av energisentralen fram til fjernvarmekundene opp mot maks designtemperatur på fjernvarmenettet. Den økte temperaturen representerer en lagret energimengde som kan utnyttes til å jevne ut effekttopper.
- Akkumulering i både tur- og retursystem. Som akkumulering i tur, men en større energimengde kan lagres ved å tillate økt temperatur i retursystemet. En uleme med dette tiltaket er at økt returtemperatur vil negativt påvirke muligheten til direkteveksling mot et karbonfangstanlegg.
- Akkumulatortank. Installasjon av en akkumulasjonstank vil kunne erstatte eller komplementere akkumulering i fjernvarmenettet, og vil i større grad gi kapasitet til å jevne ut de daglige variasjonene. En slik akkumulatortank vil eksempelvis kunne bidra til å redusere dellastdrift på eventuelle varmegjenvinnende varmepumper og sikre færre start/stopp og bedre systemytelse. Statkraft i Trondheim har installert en slik tank som vist i Figur 66.

Dersom man vurderer smarte integrasjoner med bruk av varmepumpe for å hente spillvarme fra karbonfangstanlegget til fjernvarmesystemet bør en vurdering av mulighet for akkumulering være sentralt. Ansvarlig for selve fjernvarmesystemet bør være involvert i slike vurderinger.

Figur 66 Eksempel på akkumuleringstank ved Statkraft Varme sitt avfallsforbrenningsanlegg i Trondheim. Tanken er 34 meter høy og 15 meter i diameter.

9.1.1 Andre tiltak for kortsiktige FV-variasjoner

For å ta hand om de kortsiktige døgnvariasjonene i FV-nettet vist i Figur 7 og Figur 8, kan man også sette varmepumpen som en grunnlast i systemet og heller variere varmen fra turbindampen til bruk i FV-nettet. Turbindampen kan da kjøles i eksisterende tørrkjølere på tak, noe som kan reguleres raskt. Dette er et alternativ dersom man ikke har muligheten for kortsiktig akkumulering som nevnt ovenfor.

Fra et energi-økonomisk synspunkt er dette mindre lønnsomt da varmepumpene har et strømforbruk, ved å lagge VP-er som grunnlast får man da et kontinuerlig strømforbruk. Det sikrer at varmepumpene driftes jevnere ved at de ikke må startes og stoppes for ofte. Frekvente oppstarter av varmepumper senker den tekniske levetiden på varmepumper, da spesielt på kompressorene. Varmepumpene trenger kun periodevis å være grunnlast. Dette kan gjøres basert på fremtidige værmeldinger og prediktive analyser av FV-behovet.

Dette vil være en kost-nytte analyse for innvesteringskostnadene for skkumuleringskapasitet og økte driftskostander ved å legge VP-er som grunnlast. En slik analyse må gjøres individuelt for hvert anlegg.

9.2 Geotermisk sesonglager

Deler av spillvarmen fra et karbonfangstanlegg kan være en god varmekilde for et storskala geo-termisk sesonglager. Etablering av en slik termos/brønnpark kan da potensielt benyttes til å kjøle deler av eller hele fangstanlegget. Videre kan varmepumper bruke brønnparken som varmekilde til drift av varmesystemet.

Dette utredes/bygges tilknyttet avfallsforbrenningsanleggene i Oslo og Tromsø. Dette er mest relevant der man forventer at FV-behovet vil øke fremover. Dette må vurderes opp mot den økte FV-leveransen i delkapittel 7.7.3, og behovet for eventuelt å øke den ytterligere.

9.3 Ny ekstern varmekilde

Et alternativ til de overstående foreslåtte smarte integrasjonene kan være å akseptere redusert effektleveranse til fjernvarme fra avfallsforbrenningsanlegget og erstatte tapte varmeleveranser fra en annen energikilde et annet sted i fjernvarmesystemet. Dette kan f.eks. være:

- Allerede installert effekt i andre mellomlast og spisslastsentraler
  - o Elkjeler
  - o Bioenergi/returflis, etc.

Spesielt avfallsforbrenningsanlegg med lav energiutnyttelse og derfor få GWh «tapt energi» til fjernvarme ved installasjon av et karbonfangstanlegg bør vurdere kost/nytte ved å bruke annen ekstern varmekilde enn relativt kostbare varmepumper og integrasjoner mellom karbonfangstanlegget og fjernvarmesystemet.

Det er også verdt å undersøke for FV-nett som er tilknyttet større industrielle aktører om noen av de kan øke sin FV-leveranse for å kompensere for FV-leveransen mistet.

9.4 Potensielle forbrukere av spillvarme utenfor "KAN Referansa"

Det er verdt å undersøke omkringliggende prosesser og bedrifter og deres eventuelle behov for spillvarme ved lavere temperatur. Det er mange prosesser som har behov for varme ved lavere temperaturer, et knippe av dem, med deres omtrentlige temperaturnivåer er vist i Tabell 4. Varmen fra "KAN Referansa" vil være tilgjengelig på ca. 55 °C.

Prosess	Temperaturbehov °C															
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
Tining og oppvarming																
Landbasert fiskeoppdrett (vann)																
Veksthus/hydroponi (luft)																
Kunstgressbane med undervarme (vann)																
Tining av reker (vann)																
Snøsmelteanlegg (vann)																
Ventilasjonsluft oppvarming (luft)																
Romoppvarming gulvvarme/radiatorer (vann)																
Tappevannsoppvarming (vann)																
Industrivaskeri (vann)																
Smelting av fett (vann)																
Forvarming av luft til industrielle prosesser (luft)																
Oppvarming av vaskevann (vann)																
Badeland og badebasseng (vann)																
Insektproduksjon oppvarming (luft)																
Tørking og fordamping																
Tørking av ved/briketter (luft)																
Tørking av trelast (luft)																
Tørking av korn (luft)																
Tørking av tekstiler (luft)																
Tørking av slam (luft)																
Vaskeprosesser																
Bilvask (vann)																
Vasking av tekstiler (vann)																
Vasking av plast for materialgjenvinning (vann)																
Grovvasking slakteri (vann)																
CIP - næringsmiddelindustri																
Annet																
Pasteurisering (vann/damp)																
Sterilisering (vann/damp)																
Koking (vann/damp)																
Destillasjon (vann)																
Inndamping (damp)																
Blanchering (vann)																
Røyking (luft)																

Lavtemperatur
Middeltemperatur
Høytemperatur vann
Høytemperatur varme/damp

Tabell 4 Ulike prosesser som har behov for varme ved lavere temperaturer.

Det vil kunne være nyttig å orientere seg om omkringliggende industrier, listen i Tabell 4 er på ingen måtte dekkende for alle industrier med behov for varme ved lavere temperaturer. Det kan også være lurt å orientere seg om fremtidige planer for bedrifter og eventuelle næringsparker under utvikling og ferdig utviklet i området.

9.5 Lagring av solvent

SINTEF har utført en studie for å se på potensialet ved å lagre amin-solventen mettet med CO_2 i tider hvor FV-nettet har høyt behov og heller regenerere solventen tider hvor FV-behovet er lavt, og det er mer varme tilgjengelig fra turbinkondensator. Studiet undersøkte mulighetene for solventlagring over et døgn. Dette reduserte spillvarmemengden som må kjøles vekk til atmosfæren over et år med 21,5 % (hovedsakelig på vinterstid når det kunne samkjøres med FV-behov). Dette gjøres med to tanker, en med mettet amin-solvent og en med umettet aminsolvent. Denne tankparken kan stå på en annen lokasjon eventuelt, men aminsolventen må da pumpes til tankparken. 'Energy Utilization Factor', definert som raten mellom total energi ut fra WtE-anlegget (både termisk og elektrisk) over total termisk input til fangstanlegget, øker med 1%.

SINTEF planlegger å utvide dette studiet til en sesongbasert studie. Denne muligheten er ikke noe som fangstleverandører har standardisert inne, men heller noe som må avtales og utvikles i samråd med fangstleverandører dersom det er aktuelt.

Tabell 5 Sammenligning av de ulike alternativene for smarte integrasjoner

Parameter	Enhet	Uten karbonfangst	Med karbonfangst, uten integrasjoner	Smarte integrasjoner for å opprettholde FV-leveranse	Smarte integrasjoner for å øke FV-leveransen	Smarte integrasjoner gjenvinne varme tilbake til fangstanlegget
Avfallsmengder	Tonn	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Energiproduksjon afvallforbrenning damp	GWh	280	280	280	280	280
Ubenyttet energi fra afvallforbrenning	GWh	55	11	22	22	55
Varme levert til FV fra avfallforbrenning	GWh	175	137	137	137	175
Nødvendig spisslast	GWh	25	68	25	2,7	25
Fjernvarmebehov totalt	GWh	200	200	200	200	200
CO_2 i røykgass	%	10%	1%	1%	1%	1%
Fanget CO_2	T/h (t/år)	0 t/h	12,5 (100 000)	12,5 (100 000)	12,5 (100 000)	12,5 (100 000)
Varmebehov reboiler	MW		12,5	12,5	12,5	12,5
Eksternt kjølebehov fangst og kompr.	MW		20,2	17,6	17,6	13,4
Ubenyttet spillvarme fra fangstanlegg	GWh		162	116	105	107
Eksternt strømforbruk	GWh	-40	2	10	23	33
Effektanslag fangstanlegg inkl. kompresjon og flytendegjøring	MW		3	4,2	9,9	9,1
Arealbehov tørrkjølere til fangstanlegg	m^2		640	560	560	425

10 Konklusjon

I Tabell 5 er påvirkningene de ulike alternativene har på de viktigste parameterne vist. Det er antatt at dampen tappes av oppstrøms turbin enda det finnes bedre alternativer for dette. Det er antatt at all kjølingen skal tas av tørrkjølere enda det må utarbeides spesifikke løsninger for dagene utetemperaturen er for høy.

Det er antatt at avfallsforbrenningsanlegget har installert full kjølekapasitet. Dersom man skal gjenvinne spillvarme fra fangstanlegget til FV-nettet burde all varmen som kan sendes direkte til FV-returen fra fangstanlegget ha første prioritering og ligge som grunnlast.

Tiltak i eksisterende avfallsforbrenningsanlegg kan være interessant å utforske, da spesielt røykgassresirkulering. Oksygenforbrenningsanlegg blir som et alternativ til andre karbonfangstteknologier, og er vurdert nøyere i L2. Dersom økt røykgassresirkulering kan gjøres i eksisterende avfallsforbrenningsanlegg uten større påvirkninger på prosessen nedstrøms anbefales dette.

Varmeforsyningen til karbonfangstanlegget bør komme fra dampen produsert i kjel fra røykgassen og ikke fra dampproduserende varmepumper på kjølevannet til fangstanlegget. Det ideelle er om man kan ta så mye damp som mulig fra eksisterende avtapping i eksisterende turbin og resten fra oppstrøms turbin, dersom turbin ikke har avtapping. Dersom dette ikke er mulig burde man ta all dampen oppstrøms eksisterende dampturbin og eventuelt installere en ny mindre mottrykksturbin heller enn å la all dampen gå gjennom eksisterende turbin og benytte dampvifter. Dersom anlegget ikke har damp eller hetvann tilgjengelig og alternativet er en elkjel burde man vurdere en dampproduserende VP.

For gjenvinning av spillvarme til FV-nettet burde man hente så mye varme som mulig direkte fra fangstanlegget til FV-returen, dette er antatt i Tabell 5. Resterende spillvarmegjenvinning gjøres best gjennom en varmepumpe som leverer til FV-returen. Dette kan gjøres med en COP på 6,5 med HFO-baserte varmepumper eller NH3-baserte varmepumper. Man går fra å levere 5 MWel (eller 40 GWh/år) til strømnettet uten et karbonfangstanlegg til å forbruke 1-1,5 MWel (eller ca. 10 GWh/år) fra strømnettet med et karbonfangstanlegg og varmepumpe. Dersom man skal øke FV-leveransen er potensialet for å øke FV-leveransen maksimalt 44,9 MW eller 45,9 MW, som vist i Figur 55 og Figur 59. Et slikt varmpeumpesystem vil i beste tilfelle ha en COP på ca. 3,5 og det burde vurderes mot de resterende spisslastkildene i nettet sammen med FV-eier.

Dersom man skal se på mindre tradisjonelle løsninger for gjenvinning av spillvarme til FV anbefales det å se på hybridvarmepumper, CO_2-varmepumper, Helium Stirling-varmepumper, Rotary vane compressors. Disse kan potensielt ha et lavere strømforbruk enn kompressorbaserte HFO eller ammoniakk-varmepumper. Flere av de mindre utbredte varmepumpene listet her har mindre konkurranse mellom leverandører og mulighet for innovasjonsstøtte.

Absorbsjonsvarmepumper er avhengig av at FV-nettet ikke har for høy tur temperatur og at dampen tilgjengelig har høyt nok trykk (min. 4 bar(g)). Det er verdt å undersøke mulighetene med leverandører av absorbsjonsvarmepumper for å levere en enhet som kan fungere som varmepumpe på vinterstid og kjøler på sommerstid. Dette kan potensielt slå to fluer i en smekk, men må nok designes til applikasjonen av leverandør.

For å sørge for at en installert VP ikke får for store svingninger i prosessen anbefales det å akkumulere varme over korte perioder, enten i FV-nettet ved å heve tur-temperaturen (og evt. retur-temperaturen) eller i en egen akkumuleringstank. Dersom det ikke er mulig anbefales det å legge nyinstallerte VP-er som grunnlast i periodene hvor varmebehovet er svingende på en slik måte at det ville krevd at VP slås av og på ofte.

Spillvarmen som ikke kan utnyttes er det best om man finner bruksområder for, dette er utfordrende grunnet de lave temperaturene. Det kan være lurt å se mot nærliggende bedrifter for alternative forbrukere av spillvarme.

For å kjøle vekk ubenyttet spillvarme er det lurt å se om man kan kjøle mot sjøen enten direkte eller gjennom FV-nettet. For korte perioder kan det være lurt å bruke FV-nettet som kjøling. For de dagene man har for høye temperaturer for kjøling mot uteluften kan det også lønne seg å se på mulighetene for sorptiv kjøling eller en absorbsjonskjøler. De fleste fangstanlegg vil kreve temperaturer som gjør at det er gunstig med tørrkjølere med luft og en eventuell ekstrakapasitet for dager hvor det er varmere enn kjølevannet ute.

Foto: Litra AS

Transport og mellomlager

Celsio CCS, Returkraft Langemyr, Statkraft HVS og Borg CO_2 har alle gjort studier av transport og mellomlagring av CO_2. Disse studiene er gjennomgått og løsningene i studiene er evaluert og sammenlignet. Basert på dette er det utarbeidet et generisk skalerbart design av transport og mellomlagring. Dette designet har blitt benyttet ved utarbeidelse av grove indikasjoner på kostnad for transportoppdrag og anlegg for mellomlagring.

Avgrensning

Transport og mellomlagring omfatter i denne sammenhengen installasjoner og operasjoner med følgende grensesnitt: Eksportflens fra bufferlager ved fangstanlegg og importflens på lasteskip. Dette grensesnittet er godt tilpasset en verdikjede som benytter seg av transport på lastebil.

Transport av CO_2

Løsningene som har blitt evaluert i studier gjennomført tidligere er transport i væskefase på lastebil, transport i væskefase på tog og transport i væske- eller gassfase i rør. Det har blitt utarbeidet en sammenstilling av disse konklusjonene, og væskefase transport på bil kommer best ut. Langsiktige kostnader er høyere, men det har høyere gjennomførbarhet og vesentlig lavere prosjektrisiko.

Mellomlagring av flytende CO_2

Det har blitt utarbeidet en modell for å gjøre kostnadsestimater av en generisk og skalerbar tankpark for mellomlagring av flytende CO_2. Modellen er basert på kostnadsestimater fra studiene som er gjennomgått. Estimatene kan derfor, under gitte forutsetninger vurderes til å ha en relativt høy nøyaktighet (± 30 %), men de har vesentlige begrensninger i form av at store kostnadsdrivere som grunnarbeider, geografisk plassering, eiendom, med flere ikke er inkludert. Modellen er også forenklet i stor grad. Kostnadene fra modellen kan anses som indikasjon, men prosjektorganisasjoner må sjekke forutsetninger og leveransegrenser mot det som er lagt til grunn modellen.

Metodikk

Resultater dokumentert i studiene i underlaget, inkludert kostnadsestimater, har blitt benyttet i utarbeidelse av et generisk, skalerbart design. Det har ikke blitt gjort noen egne kostnadsestimater nå. CO_2 fangst- verdikjeden er relativt ny og det foreligger derfor ikke veldig mye sammenligningsmateriale. Derfor har faktorer for skalering eller annen tilpasning av designet blitt utarbeidet basert på erfaring fra prosjekter med tankanlegg for LPG, atmosfæriske tanker og LNG. Fordelingene av kostnader per disiplin, faktorer for forholdsmessig reduksjon i kost og utvikling i kostnad som funksjon av anleggsstørrelse er kvalitativt vurdert basert på erfaring fra prosjekter innen industri.

NB! **Viktig å ta med når en skal vurdere transport og mellomlager av CO_2**
I denne håndboken kan en finne indiksjoner på kostnader knyttet til transport og mellomlager, herunder kostnader tilknyttet CCS-anlegg med kapasiteter fra 100 000- 200 000 tonn CO_2 årlig med en tenkt beliggenhet fra mellomlager 10-20 km unna CCS-anlegget. Kostnader som geografisk plassering, eiendom, grunnarbeider, kai-anlegg, infrastruktur som vei, vann, avløp etc. er ikke med her, men viktig å avklare tidlig.

Celsio CCS

En transportstudie utført i 2017 ifm karbonfangstprosjekt i Oslo tok for seg rørtransport (hovedsakelig gassfase -væskefase ble også vurdert, men tidlig i prosessen tilsidesatt) og transport på bil. Det ble konkludert med at lastebiltransport egnet seg best, og det ble hentet inn priser for dette. Rørtransport, boring til Ryen og eksisterende tunnel derfra til Oslo havn, var det beste alternativet, men prosjektet gikk bort fra denne løsningen av følgende årsaker:

- Høy prosjektrisiko
  Svært omfattende og komplisert myndighetsarbeid bidro til høy prosjektrisiko. Utarbeidelse av nye reguleringsplaner ble antatt utfordrende på grunn av forventet skepsis til rørledningen i offentligheten.
- Samtidighet
  Det ble vurdert som sannsynlig at rørledningen ikke ville være klar før fangstanlegg og nedstrøms infrastruktur var på plass og klare for drift. Lastebiltransport måtte benyttes midlertidig. og flytendegjøringsanlegget ville måtte flyttes fra KEA til Oslo Havn etter en periode.
- Støtteordninger
  Prosjektet ville kun mottatt støtte til drift av rørledning i 10 år. Driftskostnad etter dette ville måtte dekkes av anleggseier.

Det har blitt utarbeidet estimater for kostnader for EPC av blant annet mellomlager i Oslo Havn. Omfang av EPC-kontrakt var alle installasjoner over bakken, alle disipliner. Fire tanker på 1350 m³ ble vurdert som tilstrekkelig, med planlagt anløp av båt fra Northern Lights hver fjerde dag. Dette gir et samlet volum på 5400 m³ og omtrent 1000 m³ i driftsreserve. Estimatene fra CCS-prosjektet ved Klemetsrud har (sammen med estimater fra andre studier) blitt benyttet som underlag ved utarbeidelse av skalerbar modell for mellomlager.

Returkraft Langemyr

En transportstudie utført i 2021 tok for seg transport av flytende CO_2 på bil, tog eller i rør, samt gassfasig transport i rør. Studien inneholdt en SWOT-analyse der de forskjellige transportløsningene ble evaluert og gitt en vektet poengsum. Studien konkluderte med at transport av flytende CO_2 på lastebil til Strømsvika er det beste alternativet, tett etterfulgt av transport av flytende CO_2 på tog til Breviksterminalen. Rørtransport, både for flytende og gassfasig CO_2, kom noe dårligere ut. Investeringskostnadene var høyere (vesentlig sammenlignet med togtransport), men mer utslagsgivende – myndighetsarbeidet ble antatt å bli svært komplisert og nabo/tredjepartsinteressen ble antatt å føre til mye konflikt.

Havnestudien utført av Norconsult på vegne av Kristiansand Havn KF tok for seg fem forskjellige lokasjoner for etablering av CO_2-terminal. Studien omfattet opparbeidelse av havneområde med kai, mottak av CO_2, mellomlagring og lasting til skip. Studien tok for seg to alternativer, ett der CO_2 transporteres til terminalen i rør (gassfase) og ett for lastebiltransport. Etablering av CO_2-terminal i Marvika ble anbefalt, og det er dette alternativet det er estimert kostnader for.

- Etablering av kaikonstruksjon: 54,3 MNOK
  Her inngår tilrettelegging av bakområdet, inkludert sprengning, kaikonstruksjon, prosjektering og byggeplassoppfølging, rigg og drift.
- Flytendegjøringsanlegg: 100,1 MNOK
- CO_2 lagringstanker: 45,3 MNOK
  6x500 m³ liggende sylindriske tanker, vakuumisolert.

Statkraft Varme

Statkraft CCS sin Pre-feasibility study tok for seg transport på lastebil og transport i rørledning, fra Heimdal Varmesentral (HVS) til Orkanger for mellomlagring. Fra Orkanger skal CO_2 transporteres off shore til Northern Lights.
Studien konkluderte med at lastebiltransport lønner seg på grunn av økonomiske forhold. Rørledning for transport av gass til Orkanger har innledende blitt estimert til omtrent NOK 1.2 mrd. og har ikke blitt vurdert som en levedyktig løsning.

Statkraft sin studie forutsetter eksport fra mellomlager hver fjerde dag. Med en dags anløpsreserve blir behovet for lagringsvolum i Orkanger 3300 tonn m³.
Havnestudien er basert på etablering av ny kai på Orkanger der selve etableringskostnadene av kaia ikke er inkludert (antas dekket av havneeier) og at Statkraft betaler for leie av areal og bruk av havna;

Mellomlager (Capex): Estimatet er basert på to studier og inkluderer CO_2-tanker, pumper, lossestasjoner og lastearmer til båt; estimert kostnad 184 MNOK inkl reserve og eierkostnader.

Mellomlager (Opex): dette er basert på initiale kostnader fra Trondheim Havn. Estimert kostnad 10 MNOK/år.

Borg CO2

BORG CO_2 utførte i 2021 en mulighetsstudie for CCS der transport og mellomlagring er beskrevet. Studien konkluderer med at transport i rør først vil bli aktuelt for volum som er langt større enn de 50 000 tonn/år som ble vurdert. Investeringskostnadene for rørledning blir for høye. Transport på lastebil ble ansett som den beste løsningen.

I Borg CO_2 Mulighetsstudie er det estimert investeringskostnad for mellomlagringsanlegg med kapasitet for lagring av 2500 m³, 5000 m³, 7500 m³ og 10 000 m³. Estimatene er utarbeidet av HMS. Kostnadsestimatene inkluderer ikke bygningsmessige arbeider eller installasjon.

Illustrasjon: Borg CO_2 Terminal

Sammenstilling

Transport på lastebil har blitt ansett som den beste metoden for transport i alle studiene, til tross for at prisen per tonn CO_2 per km og kostnader over tid i flere tilfeller er høyere. Prosjektrisiko er langt lavere, og gjennomførbarhet er høyere. Allikevel bør transport i rør, enten i gass- eller væskefase vurderes nærmere i noen tilfeller:

- Nærhet til sjø og mulighet for sjøledning reduserer prosjektrisiko i form av redusert risiko for konflikt med tredjepart og mindre komplisert myndighetsløp.
- Høyt volum. Det er ikke identifisert noen "break even" på nåværende tidspunkt, men volumet bør være vesentlig høyere enn 400 000 tonn/år siden prosjektrisiko ble vurdert som for høy ifm. Oslo CCS.

Transport i rørledning vil også redusere/fjerne behov for mellomlager ved fangststed og spare areal da det ikke blir behov for anlegg for lossing til bil. Dette vil gi kostnads- og arealbesparelser.

	Gassfase rør	Væskefase rør	Væskefase lastebil	Væskefase tog
KEA	Vurdert som den beste løsningen i konseptstudie. Valgt vekk seinere pga. utfordringer med sekvens og prosjektrisiko knyttet til myndighetsarbeid/offentlige høringer	Valgt vekk pga. tekniske utfordringer knyttet til boil loff og retur av gassfase.	Valgt løsning. Høyere OPEX enn rørledning, men lavere investering og prosjektrisiko.	Ikke vurdert
Langemyr	Valgt vekk pga. høy CAPEX, forventet komplisert myndighetsarbeid og mye konflikter med tredjepart.	Valgt vekk pga. høy CAPEX, forventet komplisert myndighetsarbeid og mye konflikter med tredjepart.	Valgt løsning. Høyere OPEX enn rørledning, men lavere investering og prosjektrisiko.	Vurdert som knapt dårligere enn tankbil på punktene omfang av reguleringsarbeid, gjennomførbarhet og fleksibilitet. Togtransport vil ha det høyeste årlige CO2-avtrykket av de undersøkte løsningene.
HVS	Vurdert, men valgt vekk pga. høy investering.	Ikke vurdert	Valgt løsning.	Ikke vurdert
Borg	Vurdert overordnet. For høy investering for det aktuelle volumet på 50 000 tonn/år.	Ikke vurdert	Valgt løsning.	Ikke vurdert.

Figur: Mer utdypende informasjon om de ulike studiene er å finne i rapport X vedlagt.

Tips! Kom tidlig i gang med vurderinger for kai-anlegg!

Vurder om det er mulig å samarbeide med eksisterende aktører på havnen ved å utnytte deres kunnskap om havnedrift og ledig areal som kan være til disposisjon. Se også etter mulighet til å bruke eksisterende infrastruktur på havn ved etablering av lastebilterminal og veisystemer.

Generisk skalerbart design

Det generiske designet for transport og mellomlagring av CO_2 er basert på bruk av lastebiler. Gassfase transport i rør er et godt alternativ, og bør vurderes særlig om volumet er høyt, men antas å medføre mye høyere prosjektrisiko.

Følgende faktorer er dimensjonerende for nødvendig lagringsvolum:

- Volumstrøm CO_2
- Størrelse på skip
  - Tilgjengelighet av skip i optimal størrelse.
  - Avstand til permanent lager.
- Anløpsfrekvens for skip.

Det kan tenkes at det finnes muligheter for fleksibilitet hva gjelder anløpsfrekvens og størrelse på skip, eller at det kan legges opp til mellomlagring i flere trinn. For eksempel kan et mindre skip, med kapasitet optimalisert mht. å minimere kostnader knyttet til mellomlager, gå i skytteltrafikk mellom mellomlageret og et større lager. Sistnevnte kan tenkes å være delt mellom flere CCS-anlegg og være stort nok til at størrelsen på og frekvens for anløp for skip for videre transport blir mindre vesentlig. Denne typen løsning bør vurderes for det enkelte prosjekt, men er ikke beskrevet eller vurdert i detalj her.

Kostnadsestimat for generisk og skalerbart tankpark

For estimat av pris for lastebiltransport av CO_2 er følgende forutsetninger lagt til grunn:

- Det fraktes 31 tonn per bil.
- Det er lagt til grunn at 45 min for lasting/lossing er tilstrekkelig.
- Biler kjører i gjennomsnitt 40 km/t på aktuell strekning.
- Det etableres ordning for sjåfører i to skift. Antall skift må vurderes i sammenheng med kapasitet for fangst og tilgjengelig buffevolum ved fangstanlegget.

Basert på ovenstående, samt priser hentet fra studiene som foreligger, er det benyttet en enhetspris på 5 NOK/tonn CO_2/km. Den samme enhetsprisen er brukt for avstander på 10 og 20 km. Forskjellen i avstand antas å ikke være stor nok til å ha noen innvirkning på enhetspris. Dersom avstandene blir mye lenger bør enhetsprisen justeres opp. Fremtidige prosjekter må gjennomgå og vurdere antall biler, antall lastearmer, volum i buffertanker ved fangstanlegg og skiftordninger nøye. Disse er prosjektspesifikke og kan ha stor påvirkning på utforming av anlegg og logistikkoperasjon.

Dimensjonerende faktorer for kostnadsestimatet for lastebiloperasjonen er i dette tilfellet volumstrøm CO_2 og avstand mellom CCS-anlegg og mellomlager. Det har blitt forutsatt at buffervolumet ved fangstanlegget er stort nok til at lastebiltransport kan utføres i to skift.

Vurderinger av skiftordninger og antall lastebiler i logistikkoperasjon er vesentlig fra prosjekt til prosjekt. En optimalisert logistikk vil kunne muliggjøre en reduksjon i installasjonsomfang og gi gevinst i form av økt ressurs- og miljøeffektivitet.

Følgende forutsetninger ble lagt til grunn ved utarbeidelse av generisk og skalerbar tankpark:

- CO_2 losses til tankskip med kapasitet til å motta 7500 m^3
- Lossing foregår minimum hver 4. dag.
- Driftsreserve er satt til 1 dag. Det er lagt til 5 og 3 % for henholdsvis øvre og nedre dødvolum.
- Kun lagringsanlegg, lastebilterminal og system for lossing til båt er vurdert.
- Alle tanker er i samme størrelse, 1000 m^3. Lagringsbehov rundes opp til nærmeste hele brutto 1000 m^3 (stk. tank).

Intervall for anløp av tankskip og driftsreserve har stor påvirkning på nødvendig lagringsvolum og disse forutsetningene bør vurderes nøye. Det bør planlegges for fleksibilitet i logistikken med hensyn til tilgjengelighet på kai. Andre aktørers operasjoner i og rundt kaiområdet og andre skipsanløp vil påvirke dette.

Det har ikke blitt foretatt noen optimalisering av tankstørrelse mht. nødvendig lagringsvolum. Tanker på 1000 m^3 har blitt benyttet, selv om det i tilfeller der lagringsvolumet blir høyt vil være mer naturlig å lagre på større tanker. Størrelsen på lagertankene vil også ha betydning for utbredelse av risikoområde ved risikovurdering. Det skal alltid legges til grunn brudd i en tank (DSB). Flere mindre tanker kan bli dyrere, men vil være lettere å håndtere risikomessig.

Basert på funn i de gjennomførte studiene har det blitt estimert en kostnad per 1000 m^3 lagertank på 35 000 000,- Kostnaden er antatt fordelt per disiplin på følgende måte:

Disiplin	% av total kost	Faktor ved skalering (per 1000 m3-tank)
Tank	50	1
Rør/mekanisk	15	0,5
Elektro og automasjon	10	0,75
Bygg	20	0,75
Annet	5	1

Figur: Faktorer for estimering.

Ved behov for flere tanker har de forskjellige disiplinene blitt skalert med forskjellige faktorer, som vist i tabellen (kolonne tre). Disse faktorene er bestemt etter kvalitative vurderinger med bakgrunn i tidligere utførte prosjekter med lignende omfang og tekniske sammensetning.

I tillegg ble det modellert en ikke-lineær reduksjon i kostnad ved økende størrelse på mellomlager. For denne er samme faktor benyttet for alle disipliner, vist her:

Antall tanker	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Faktor	0,995	0,985	0,975	0,96	0,955	0,95	0,945	0,94	0,935

Figur: Faktorer for reduksjon i kostnad per enhet ved økende installasjonsomfang.

Disse faktorene er bestemt ved iterasjon og sammenligning med estimater i underlaget. Resultatene til modellen er tilpasset tidligere gjennomførte studier.

Følgende er inkludert i estimatet:
- Komplett tank, inkludert isolasjon, koblinger, ventilpakke og instrumenter.
- Rør og mekanisk – rørgate for import og eksport, pumpesystem og lastearmer på kai.
- Strømforsyning (fra trafo) og strømføringer. Instrument og automasjon.
- Nødvendige bygningsmessige arbeider knyttet til lagringstanken (fundamenter).
- Lastebilterminal, antatt behov for to lossepunkter.
- OPEX for tankpark har blitt satt til 4 % av investeringskostnad årlig.

Følgende er ikke inkludert:
- Grunnarbeider
- Kostnader for anlegg for vedlikeholdskjøling, gassretur, VRU eller lignende.
- Kostnader for etablering av kaianlegg.
- Kostnader knyttet til infrastruktur – høyspent strømforsyning, vann og avløp, vei.
- Kostnader knyttet til eiendom.
- Kostnader ved flytendegjøringsanlegg.

Begrensninger og forbehold

Forhold som geografisk plassering, layout på anlegget og grunnforhold vil i svært stor grad vil påvirke kostnader, men kan vanskelig hensyntas ved estimering av kostnad for et generisk og skalerbart anlegg. Selv om en del av disse faktorene ekskluderes fra estimatet vil det være mye usikkerhet knyttet til kostnaden. Dette kommer blant annet av følgende:
- Forenklinger mht. utforming, størrelse og antall tanker
- Forenklinger mht. intern layout.
- Forskjellige nivåer av nøyaktighet i underlag. Nøyaktighet angitt for total investering.
- Ukjent unøyaktighet introdusert ved valgt metode for skalering. Kvalitative vurderinger ligger til grunn for faktorer.

Estimatene som er utarbeidet kan anses som en indikasjon på kostnad basert på studiene som er utført. Kostnadsestimater i underlaget har nøyaktighet på ned til 20 %. Det introduseres noe ytterligere usikkerhet ved faktorer for skalering i modellen som er utarbeidet nå, men nøyaktighet i estimatene som rapporteres her er vurdert å ha en nøyaktighet på ± 30 %. Kostnader som ikke er inkludert i disse estimatene vil imidlertid være vesentlige. I tillegg må det antas at det ved prosjektering av et anlegg i flere tilfeller vil avvikes fra forenklinger eller forutsetninger gjort her. Vi kan derfor ikke anbefale å benytte kostnader estimert her til budsjettering. Prosjektspesifikke grunnlag må legges til grunn for budsjettering i prosjekter, men modellen kan brukes som indikasjon i tidlig fase vurderinger.

Kostnader

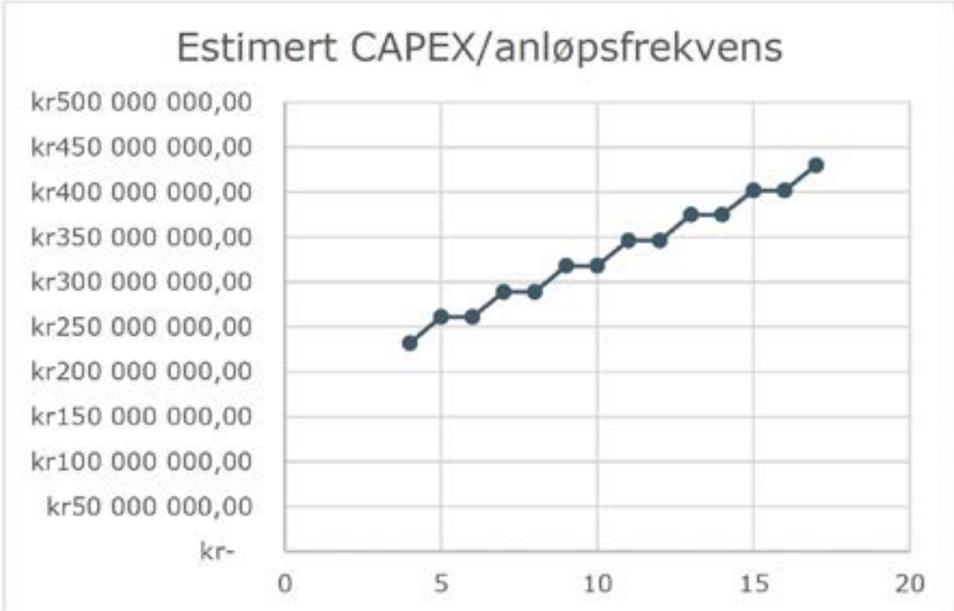
Med forutsetninger og metodikk beskrevet kan det utarbeides kostnadsestimater for en rekke forskjellige oppsett. Oversikten under viser spennet i kostnader ved konfigurasjoner som definert innledningsvis.

Avstand fra anlegg	10 km	20 km	20 km	20 km
Kapasitet karbonfangst	100 000 tonn/år	200 000 tonn/år	400 000 tonn/år	200 000 tonn/år
Kjøring	2 biler, 2 skift 5 MNOK	4 biler, 2 skift 20 MNOK	5 biler, 3 skift 40 MNOK	4 biler, 2 skift 20 MNOK
Anløpsfrekvens og driftsreserve	4 dager 1 dag	4 dager 1 dag	4 dager 1 dag	15 dager 1 dag
Antall tanker	2 stk.	3 stk.	6 stk.	9 stk.
Netto nødvendig m³	Ca. 1300 m³	Ca. 2600 m³	Ca. 5100 m³	Ca. 8650 m³
Estimert OPEX *Anlegg* *Transportoperasjon*	2,6 MNOK 5,0 MNOK	3,7 MNOK 20,0 MNOK	7,0 MNOK 40 MNOK	10,2 MNOK 20 MNOK
Estimert CAPEX	179,4 MNOK	208,1 MNOK	340,4 MNOK	371,6 MNOK

Flere av studiene har lagt til grunn at tankskip skal anløpe hver fjerde dag, og at det kun skal være en dags driftsreserve i netto volum. Det forutsetter at Northern Lights-båter kommer for å laste mindre enn fullt, for eksempel 1300 m³ eller 1600 m³ som i kolonne en og to i tabellen over. Det er på nåværende tidspunkt ikke sikkert om det blir mulig. Det er i denne omgang ikke hentet inn eller estimert priser relatert til shipping, men det er utført en enkel sensitivitetsanalyse mht. anløpsfrekvens. Forenklinger og forutsetninger mht. blant annet tankstørrelse og design vil gi økende utslag ved større tankpark, men figuren under gir en indikasjon på forholdet total kostnad/anløpsfrekvens.

Tips! Lagerkapasitet

Et større buffervolum gir mer robusthet i forhold til ventetid, forsinkelser, uvær og andre uforutsette hendelser på kai. Det kan lønne seg å investere i ekstra bufferkapasitet for å hindre at tankene fylles opp og lastebiltransporten må stanses.

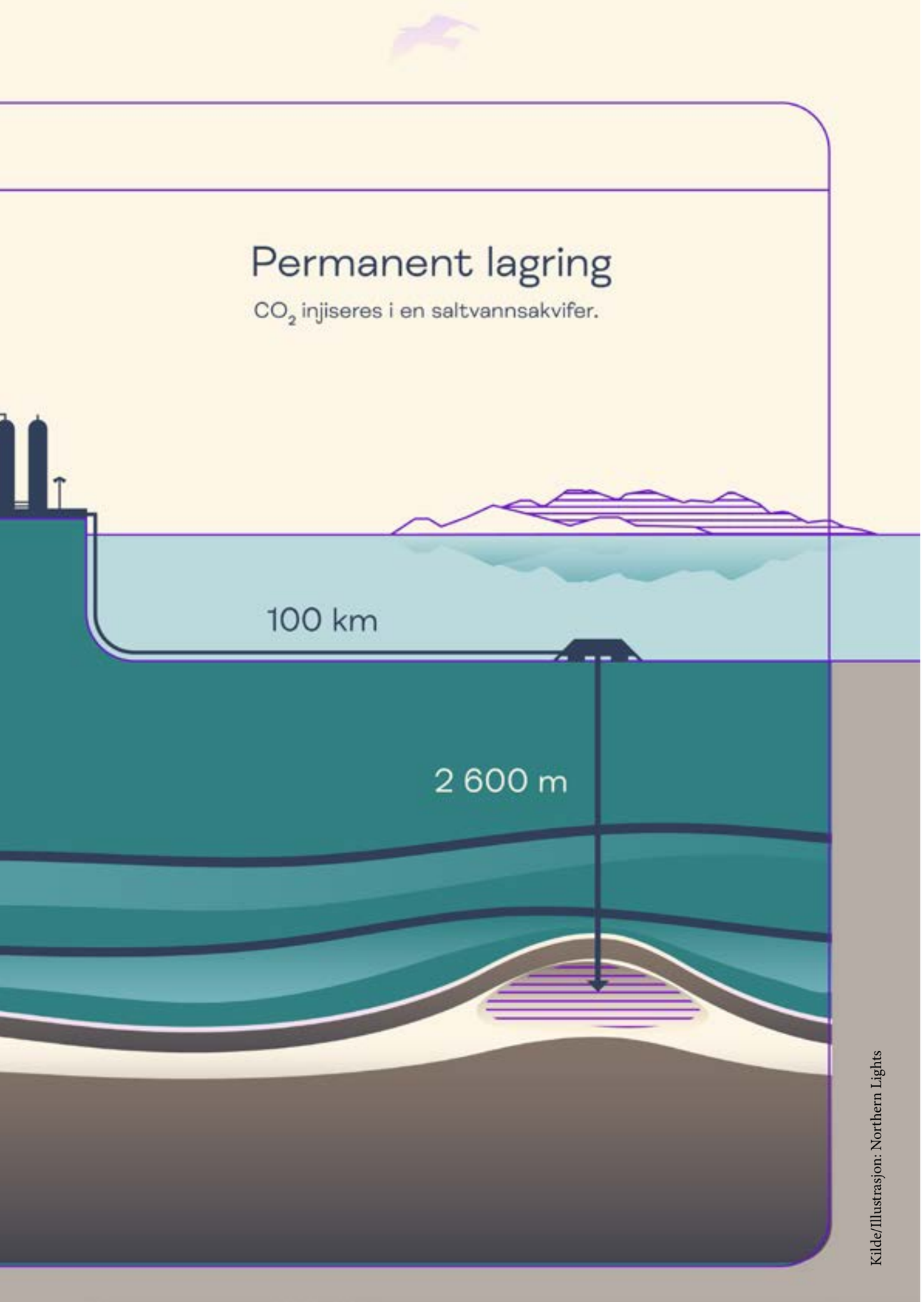


Figur: Estimert total investeringskostnad for mellomlager avhengig av anløpsfrekvens for tankskip (i dager)

Oppsummering

Det har blitt utarbeidet en modell for å gjøre kostnadsestimater av en generisk og skalerbar tankpark for mellomlagring av flytende CO_2. Modellen er basert på kostnadsestimater fra underlaget (studiene som er gjennomgått). Estimatene kan sånn sett vurderes til å ha en relativt høy nøyaktighet (± 30 %), men de har vesentlige begrensninger i form av at store kostnadsdrivere som grunnarbeider, geografisk plassering, eiendom, kai-anlegget, infrastruktur som vei, vann, avløp og strømforsyning ikke er inkludert. Modellen er også forenklet i stor grad. Følgende kostnadsestimater er utarbeidet:

Avstand fra anlegg	10 km	20 km	20 km	20 km
Kapasitet karbonfangst	100 000 tonn/år	200 000 tonn/år	400 000 tonn/år	200 000 tonn/år
Anløpsfrekvens og driftsreserve	4 dager 1 dag	4 dager 1 dag	4 dager 1 dag	15 dager 1 dag
Total kostnad	238 MNOK	282 MNOK	437 MNOK	452 MNOK



Kilde/Illustrasjon: Northern Lights

Lagringsmuligheter

Siste ledd i CCS-verdikjeden er permanent lagring av CO_2-en og dette må skje på en sikker måte. I dag ser det mest aktuelt ut å lagre CO_2-en under havbunnen, mens at det er noen som også tilbyr lagring onshore. Dette kapittelet viser en oversikt over lagringsmuligheter innenfor det som anses som geografisk tilgjengelig for avfallsforbrenningsanlegg i Norge og det er fokusert på lagringssteder som vil være operative i perioden 2028 – 2030.

Avgrensing

Det er mange initiativer og planer for lagring som vil bli tilgjengelige utover 2030 tallet og fram mot 2040, men de har ikke vært fokus her da de først vil komme på plass etter at de fleste av forbrenningsanleggene må ha funnet sine lagringsløsninger.

Det er her sett på når de ulike lagringsstedene vil være klare for å ta imot CO_2, hvilken kapasitet de ulike vil ha, hvilke krav de har til kvalitet (der det er avklart), samt pris per lagret tonn CO_2 (der det er kjent).

MERK! De fleste av planlagte lagringssteder er i fase 1 knyttet direkte opp mot spesifikke utslippskilder og har stort sett begrenset kapasitet til å ta imot fra øvrige kilder. For de fleste er det når de går over i fase 2 (typisk 2028 – 2030) at kapasiteten for mottak fra andre øker.

Metode

Kartlagte lagringssteder vises i kart på neste side og vedlagt håndboken er disse satt opp i en tabellarisk oversikt over lagringsstedene med tilhørende opplysninger.

Kartleggingen er i hovedsak gjort gjennom litteratursøk og de forskjellige prosjektenes egne internettsider. De fleste er foreløpig i prosjektfase og detaljer for CO_2 spesifikasjon, pris, lossearrangement og logistikkløsninger er i stor grad ukjent. Viljen til å dele detaljer uten en forutgående intensjonsavtale eller MOU er begrenset. Det vil være strategisk lurt å gå i dialog med aktuelle lagringssteder i en tidlig prosjektfase og å sikre seg en avtale om lagring før endelig vedtak om bygging av anlegg fattes.

Områder er i stadig utvikling

Både IEA og Global CCS institute sine analyser og framskrivninger peker på et misforhold mellom behovet for lagring og tilgjengelighet på klare lagringssteder i perioden mellom 2030 og 2040. På den bakgrunn vil det være en klar anbefaling å ha inngått avtale med et lagringssted når man iverksetter et fullskala prosjekt.

Oversikten på de neste sidene viser et øyeblikksbilde og området er i stadig utvikling.

Tips!

Avfallsforbrenningsanlegg anbefales å sikre seg avtale om lagring

Planlegger man å etablere en fangst og lagringskjede er det verdt å merke seg at IEA's framskrivninger peker på at det kan oppstå et misforhold mellom behovet for lagring og tilgjengelig kapasitet utover en periode på 2030 tallet. Det anbefales derfor å ha sikret seg en avtale om lagring før endelig investeringsbeslutning for bygging av en fangstkjede gjøres.

Figur 1: Kartet viser de planlagte lagringsstedene i Nordsjø-området som vil være tilgjengelige i 2030.

Om de ulike lagringsmulighetene

1. Northern Lights - Øygarden
Northern Lights er eid av Equinor, Shell og Total med støtte fra staten gjennom Langskip. Allerede i 2025 vil de kunne tilby lagring av opptil 1,5 millioner tonn CO_2. I 2028 vil de kunne tilby lagring av opptil 8 millioner tonn.

Northern Lights har spesifikke krav til kvaliteten på CO_2-en som skal lagres. Denne er å finne på deres nettsider. Prisen for lagring er ukjent.

2. Project Greensand Danmark
Greensand er eid av Wintershell, Maersk-drilling og GEUS. Allerede i 2025 vil de være klare til å tilby lagring av 0,5 til 1,5 millioner tonn CO_2. I 2030 vil de kunne tilby lagring av 5 millioner tonn.

Greensand har ikke lansert kravspesfikasjoner for CO_2-en som skal lagres, men det er antatt at det er mindre strenge krav enn Northern Lights.

3. Acorn project Skottland
Dette prosjektet er eid av Storegga, Shell UK, Harbour energy og NSMP. De er klare til å ta imot 0,3 millioner tonn CO_2 for lagring i 2025, 1 million tonn i 2027 og 5-10 millioner tonn i 2030.

Acorn planlegger å bruke eksisterende rør i fase 1, St. Fergus terminal, og å bruke St. Peterhead port som HUB.

4. Northern Endurance Østby GB sørlige nordsjø
Northern Endurance er eid av BP, Shell, ENI, Equinor, Total og National Grid. De er klare til å ta imot 1,7 millioner tonn i 2026, og 17 millioner tonn i 2030. BP som operatør skal serve Net Zero Teeside og Zerocarbon Humber (Grimsby).

5. Liverpool Bay/HyNet GB - vestkyst
Dette lageret er eid av Eni UK, Progressive E, Cadent, CF- Fertilliseres, Essars og INOVYN. De er klare til å ta imot 4,5 millioner tonn i 2025 og 10 millioner tonn i 2030.

Dette er planlagt for industri klynge - HUB - som skal produsere low carbon Hydrogen. Det er uavklart om mottak fra aktører utenfor klyngen er aktuelt.

6. Porthos Rotterdam Nederland
Dette lageret er eid av EBN, Gasuine og Port of Rotterdam. Det skal stå klart i 2024 og vil kunne ta imot 2,5 millioner tonn i 15 år.

Lageret er primært tenkt å dekke industri i Rotterdam havn. Pumpe i rør totalt 37 Mt.

7. Cork CCS
Dette lageret er på planleggingsstadiget. Det er Ervia og deres regulerte gass nettverk i Irland som utreder muligheten for CCS utvikling i Cork området, basert på Whitehead og Aghada kraft stasjoner, med andre industri kilder i tillegg. Lagring vil bli i Kinsale gassfelt, etter endt produksjon, med mulighet for gjenbruk av eksisterende gassrør for CO_2 transport.

8. Carbfix
Dette lageret er eid av Carbfix og er i dag på pilotstadiet. De planlegger for å ta imot 3 millioner tonn i 2030.

Carbfix lagrer fra industri og DACCS. Mineralisering i basalt strukturer. Planlegger mottakshub – skipsanløp Coda Terminal.

9. Polaris Nordsjøen/Barents
Dette lageret er eid av Equinor, Horisont Energ og Vår Energi.

De har lagringslisens for 2 millioner tonn.

Dette lageret skal kun serve Barents Blue fabrikken. Ammoniakk produksjon og CO_2 lagring.

10. Snøvit/Sleipner Total
Siden 1996 er det fanget og lagret om lag en million tonn CO_2 i året fra hydrokarbongassen som produseres på Sleipner Vest-feltet i Nordsjøen.

Andre
Aramis (Nederland) og Errai (Norge) er også viktig å nevne. De har per i dag ikke klar sine lokasjoner og tilhørende data, men det foreligger konkrete planer fra selskapene og prosjektorganisasjoner. Det er all grunn til å tro at også disse vil være tilgjengelige for lagring i den aktuelle perioden studien dekker.

Aramis er eid av Total, Shell, EBN og NL Gasuine og planene inkluderer CO_2 hub for uttransport.

Errai er eid av Horisont Energy og Neptune Energy og har planer om å være klare for å ta imot CO_2 fra 2026 og da et sted mellon 4 og 8 millioner tonn i perioden 2026 til 2030. Prosjektet inkluderer en landterminal for mellomlagring av CO_2. Landterminalen vil være kapabel til å ta imot CO_2 fra Norske og Europeiske kunder.

OBS!

Mye uklart
De fleste aktørene har ikke alle tekniske detaljer for kvalitet, pris og arrangement for levering detaljert foreløpig.
Det er verdt å merke seg at de fleste prosjektene i fase 1 er knyttet opp mot konkrete utslippskilder og at det er først i fase 2 som er i perioden 2028 – 2030 for de fleste, at det planlegges mottak fra andre basert på kommersielle avtaler.

Se vedlegg 4: Lagringsmuligheter presentert i tabell.

Rammebetingelser

For at Norge skal kunne redusere sine klimagassutslipp med minst 55 %, og oppfylle sine forpliktelser i henhold til Parisavtalen, trenger Norge en plan for hvordan få på plass CO_2-håndtering ved avfallsforbrenningsanleggene i Norge. Støtteordninger og rammebetingelser må samlet gjøre det mulig å realisere CCS.

Avfallsforbrenning = samfunnsviktig
Norges avfallsforbrenningsanlegg sørger for trygg og miljøvennlig sluttbehandling av avfall som ikke kan, eller bør, materialgjenvinnes. Gjennom denne håndteringen tas miljøgifter ut av kretsløpet, og overskuddsenergien gjenvinnes - til fjernvarme og strømproduksjon. Avfallsforbrenningsanleggene har en nødvendig funksjon i samfunnet vårt, og bidrar til å opprettholde en miljøvennlig og sirkulær økonomi.

50 % biogen CO_2 = CO_2-fjerning
Avfallsforbrenningen i Norge står samlet for 2,24% av de norske CO_2-utslippene. Om lag 50% av CO_2-utslippene er biogen CO_2 som inngår i det naturlige karbonkretsløpet, altså utslipp som stammer fra biomasse som har tatt opp CO_2 gjennom sin levetid. Fangst og lagring av biogen CO_2 vil fjerne CO_2 fra atmosfæren og være et viktig bidrag for å nå klimamålene.

Realisering av CCS har en kostnad
CO_2-fangst har en kostnad som må dekkes opp av inntekter. Mulige inntektskilder for et CO_2-fangstanlegg vil være salg av CO_2-fjerningssertifikater, unngåtte kostnader for CO_2-utslipp i avfallsverdikjeden og, i en oppstartsfase, støtteordninger fra staten. På sikt forventes det at kostandene reduseres ved teknologiutvikling. I tillegg kan det forventes en økt betalingsvilje både av næringsaktører og kommuner som ønsker å redusere utslippene i sine verdikjeder.

Den kanskje viktigste inntektskilden er salg av biogene utslipp. Et godt regelverk er viktig for å redusere risikoen. I tillegg vil salg av CO_2-fjerningssertifikater gi et sterkt incentiv for etablering av CCS.

30.11 2022 kom Europakommisjonens første foreslåtte frivillige rammeverket for pålitelig sertifisering av høykvalitet CO_2-fjerning som vil styrke denne delen av inntektssiden. Forslaget forventes vedtatt innen våren 2024.

MERK!

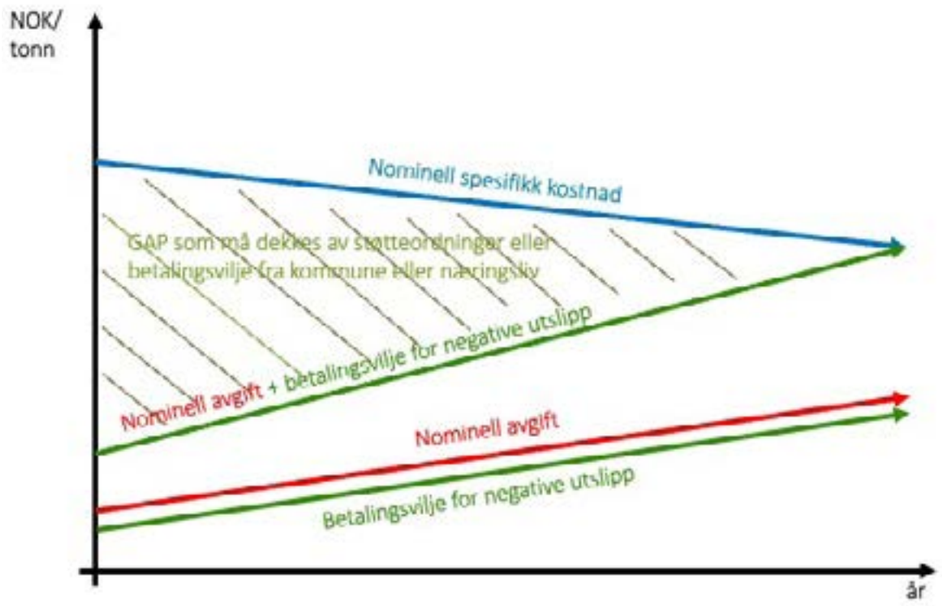
Europa vil mangle 100 Klemetsrudanlegg i 2035 selv om EU når alle gjenvinnings- og deponimål!
Den europeiske avfallsforbrenningsorganisasjonen CEWEP har beregnet at Europa vil trenge 142 millioner tonn restavfallsbehandlingskapasitet i 2035 selv om EU når sine ambisiøse deponi- og resirkuleringsmål for husholdning- og næringsavfall. Dette er ca. 40 millioner tonn mer enn dagens forbrenningskapasitet og tilsvarer omtrent 100 Klemetsrudanlegg. Kilde: https://www.cewep.eu/cewep-capacity-calculations/

Utslipp av fossil CO_2 bør ha en kostnad

For avfallsbransjen er det viktig at kostnaden for utslipp av fossil CO_2 innrettes slik at godt fungerende sirkulære verdikjeder i Norge opprettholdes, og at det blir høy grad av materialgjenvinning. Det er viktig at avgiften ikke innføres før totalen av virkemidler gjør det mulig å realisere CO_2-fangst. Kommer avgiften for tidlig risikerer vi at avfall som i dag behandles hos avfallsforbrenningsanlegg i Norge blir levert til en miljømessig dårligere behandling til en lavere kostnad, eller sendt ut av landet med de negative miljø- og klimaeffektene dette gir.

En kostnad for å slippe ut fossil CO_2 fra avfallsforbrenning må balanseres med støtteordninger fra staten og et regelverk som hindrer uønsket eksport av avfall. Støtteordninger vil også begrense økning i kostnader for husholdninger og gi en bredere sosial aksept for et godt og nødvendig klimatiltak.

I EU er man i sluttforhandlingene om en oppdatering av EUs Klimakvotesystem, EU ETS. Det diskuteres å inkludere fossile utslipp fra avfallsforbrenning, og ifølge det foreløpige kompromissforslaget skal dette gjelde fra 2027 hvis det foreligger en positiv konsekvensutredning, som bl.a. skal adressere den fortsatt store deponeringen på kontinentet. En slik innlemmelse vil ha stor påvirkning på de norske forbrenningsanleggene og regionale avfallsstrømmer. Det blir derfor viktig å se EU ETS i sammenheng med nasjonale særavgifter slik at man unngår utilsiktede konsekvenser for næringen og suboptimal avfallshåndtering for miljø og klima.



På bildet: Figuren viser en forventet utvikling av kostnader, avgifter og betalingsvilje for CO_2-håndtering.

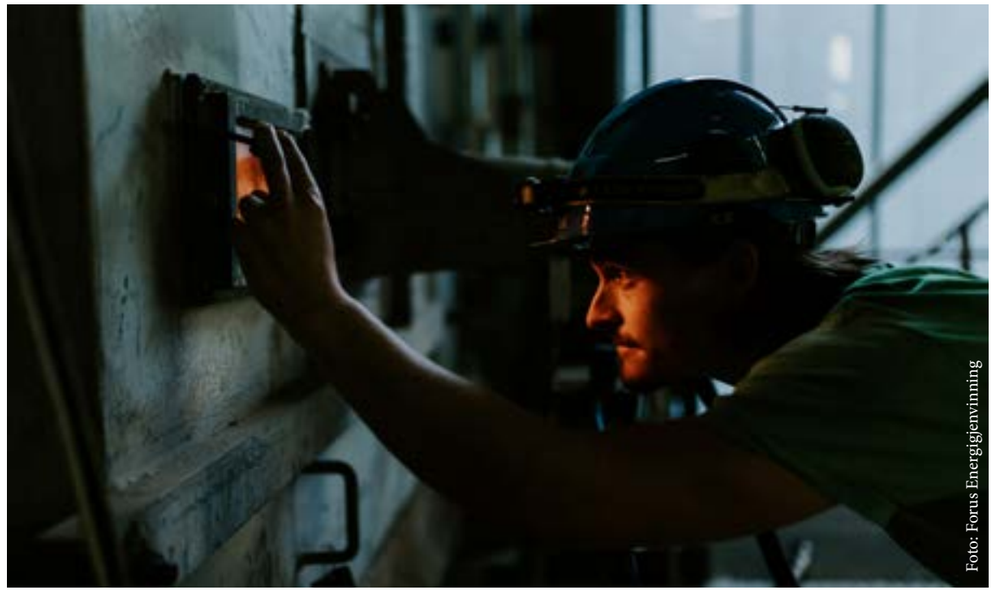


Foto: Forus Energigjenvinning

KANs posisjon:

Verdisetting av CO_2-fjerning:
KAN mener at det bør lages et regelverk for beregning og lagring av biogen CO_2, da salg av CO_2-fjerningssertifikater er en av de viktigste fremtidige inntektskildene for CO_2 fangst fra avfallsforbrenning. Europakommisjonen har foreslått et frivillige rammeverk for pålitelig sertifisering av høykvalitets CO_2-fjerning som vil styrke dette. KAN stiller seg bak utviklingen av et regulert europeisk marked for negative utslipp.

Kostnad for utslipp av fossil CO_2 i avfallsverdikjeden:
KAN mener at det på sikt bør være en kostnad for fossile CO_2 utslipp. Kostnaden må innrettes slik at resirkulering og energigjenvinning prioriteres og totalen av virkemidler gjør det mulig å realisere CO_2 fangst. KAN mener at CO_2-avgiften alene, slik den er innrettet i dag, vil utsette etablering av CO_2 fangstanlegg og kan medføre at avfallet blir sendt ut av landet med de negative klima- og miljøeffektene dette gir.

Incentiv for rask igangsetting:
KAN mener at det må innføres ordninger som gir et tidsbegrenset incentiv for rask igangsetting av fangst og lagring av CO_2 fra avfallsforbrenning. Incentivet bør innrettes slik at det er stort nok til å dekke gapet mellom kostnader og inntekter.

Støtteordninger for modning av prosjekter:
KAN mener det må etableres støtteordninger som dekker hele konseptmodningsløpet til og med hovedstudier. Dette for å sikre modning av prosjekter frem til at øvrige incentiver og virkemidler er på plass.

Virkemidler for å opprettholde gode sirkulære verdikjeder:
For å hindre uhensiktsmessig transport av avfall mener KAN at nye virkemidler må vurderes opp mot et nordisk/nord-europeisk marked for avfall.

CCS for avfallsforbrenning i Norge

I forbindelse med utarbeidelsen av denne håndboken har KAN vært i kontakt med de fleste avfallsforbrenningsanleggene i Norge. Målet har vært å få en oversikt over hvor langt bransjen har kommet med tanke på etablering av CO_2-håndteringsløsninger. Resultatet av kartleggingen viser at de fleste anleggene er i gang med prosjekter knyttet til CCS.

1 million tonn CO_2-ekvivalenter

I følge rapporten "*Grønn omstilling - klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning*" utgitt av Miljødirektoratet i 2022 var utslippene fra avfallsforbrenning i Norge rundt 1 million CO_2-ekvivalenter i 2021. For å redusere disse utslippene vil det være nødvendig med CCS-løsninger.

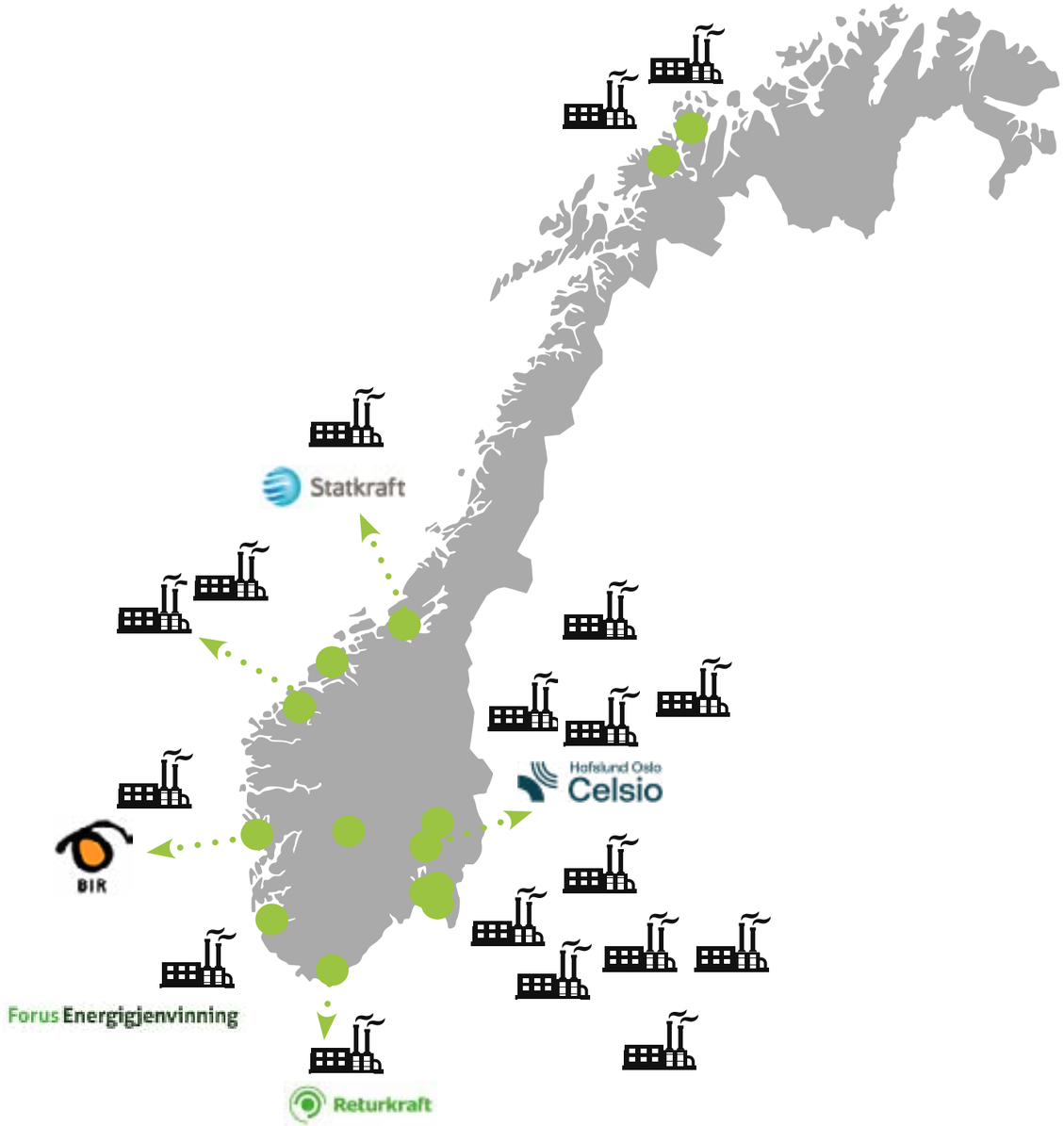
Viktig reduserte CO_2-utslipp

Da KAN tok kontakt med de øvrige avfallsforbrenningsanleggene i Norge var det klart at de fleste er i gang med prosjekter. For å sikre videre modning av CCS-prosjektene må støtteordninger som kan dekke hele konseptmodningsløpet, til og med hovedstudier, på plass.

Karbonfangstanlegget til Celsio skal stå klart til drift 2026

Våren 2022 ble det klart at Hafslund Oslo Celsio hadde fått støtte til etablering og drift av CCS ved avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud. Karbonfangstanlegget vil stå klart i 2026 og fjerne 400.000 tonn CO_2 fra atmosfæren årlig.

Foto: Hafslund Oslo Celsio



KAN-partnerne

Statkraft Varme, Hafslund Oslo Celsio, BIR Avfallsenergi, Forus Energigjenvinning og Returkraft jobber sammen i KAN og bidrar til økt informasjonsdeling og bedre løsninger rundt CCUS for avfallsbransjen via økt samarbeid om felles utfordringer. Selskapene er representert av følgende partnere i KAN:

Bjørn Hølaas

Direktør CCS
Statkraft Varme

Bjørn har siden 2020 vært prosjektdirektør for CO_2 fangst og lagring i Statkraft Varme. Han har 23 års erfaring fra energibransjen og tidligere innehatt flere lederstillinger i Trondheim Energi og Statkraft. Blant annet 8 år som leder av fjernvarmevirksomheten i Statkraft, leder av kraftsalg og trading, forretningsutvikling, ulike stabsfunksjoner og toppledelse.

Bjørn leder styringsgruppen i KAN, og har i utarbeidelsen av denne håndboken hatt ansvar for arbeidet med utvikling av en benchmark for et CO_2-fangstanlegg.

Jannicke Gerner Bjerkås

Direktør CCS Prosjekt
Hafslund Oslo Celcio

Jannicke er direktør CCS i Celsio og har ledet karbonfangstprosjektet ved Norges største energigjenvinningsanlegg siden 2018. Hun har hatt ulike lederstillinger som blant annet HR- og kommunikasjonsdirektør og stabssjef, og har fagkunnskap fra mer enn 10 år innen energigjenvinning, resirkulering og biologisk behandling av organisk avfall.

Jannicke har i utarbeidelsen av denne håndboken hatt ansvar for arbeidet med utviklingen av et generisk skalerbart design for transport og mellomlager.

Atle Pedersen

Driftssjef
BIR Ressurs AS

Atle har siden 2015 vært driftssjef for Forbrenningsanlegget til BIR, og har tidligere innehatt flere lederstillinger innen produksjon, FoU, logistikk og innkjøp. Han har bakgrunn som Dr. Scient i kjemi fra Universitetet i Bergen.

Han leder Avfall Norge sitt Driftsforum, et forum hvor avfallsforbrenningsanleggene utveksler kompetanse og erfaringer.

Atle har i utarbeidelsen av denne håndboken hatt ansvaret for arbeidet med integrasjoner av CO_2-fangstanlegg og energigjenvinningsanlegg.

Audun Aspelund

Styreleder Forus Energigjenvinning & prosjektdirektør i Lyse

Audun er igangsetter av og pådriver for CO_2-fangst fra Forus Energigjenvinning.

Han har en bakgrunn fra forskning og utvikling i SINTEF, NTNU, hvor han jobbet med løsninger for skipsbasert transport av CO_2 allerede i 1999-2002. Som tidligere leder av Lyse Neo AS har han jobbet med ledelse, rammebetingelser teknologi og bærekraft innen området energi.

Audun har i utarbeidelsen av denne håndboken hatt ansvaret for arbeidet med forretningsmodeller og rammebetingelser.

Ketil Bergmann

Prosjektleder CCS
Returkraft

Ketil har siden 2013 vært HMSK leder ved Returkraft med ansvar for bl.a. myndighetskontakt og miljørapportering. Han har jobbet med karbonfangst siden 2019 og i full stilling fra høsten 2021, med ansvar for alle CCS relaterte aktiviteter ved Returkraft.

Han har hatt ulike lederstillinger innen prosjektledelse og som stabssjef og har 10 års erfaring innen energigjenvinning.

Ketil har i utarbeidelsen av denne håndboken hatt ansvaret for kartleggingen av lagringsmuligheter for CCS.

Disse har bistått:

I utarbeidelsen av denne håndboken har KAN hatt bistand fra Norsk Energi, COWI AS og Brox Consulting AS.

Norsk Energi er et rådgivende ingeniørselskap med lang erfaring innen termiske energisystemer og energieffektivisering i industri og fjernvarme.

Norsk Energi har utarbeidet de vedlagte rapportene L2 og L3 som er grunnlaget for kapitlene:

- Benchmark for et CO_2-fangstanlegg, fra s. 13.
- Smarte integrasjoner av CO_2 fangst-anlegg og energigjenvinningsanlegg, fra s. 35.

Teamet fra Norsk Energi har vært:

- Jos van der Plas, seniorrådgiver
- Jo Borchsenius, seniorrådgiver
- Magnus Hofstad, rådgiver
- Geir Aspelund, spesialrådgiver

For mer info om Norsk Energi, se www.energi.no

COWI er et internasjonalt konsern med spesialkompetanse innen totalleveranse av rådgivningstjenester i komplekse industriprosjekter.

COWI leverer i alle trinn av verdikjeden og i alle prosjektfaser, fra mulighetsstudier til utførelse og igangsetting.

COWI har utarbeidet den vedlagte rapporten L4 gjengitt i kapittelet:

- Transport og mellomlager, fra s. 79.

Teamet fra COWI har vært:

- William Topper Breien, seniorrådgiver
- Alert Holtman, prosjektsjef
- Pål Kirstistuen, prosjektleder

For mer info om COWI, se www.cowi.no

Brox Consulting AS

Camilla Brox har bistått som prosjektleder.

Vedlegg

- L2 - Benchmark av teknologi for karbonfangst fra avfallsforbrenningsanlegg (Norsk Energi)
- L3 - Smarte integrasjoner for avfallsforbrenningsanlegg med karbonfangst (Norsk Energi)
- L4 - Sammenstilling av studier - Transport og mellomlager (COWI)
- L6 - Lagringssteder

Foto: Forus Energigjenvinning

KAN CO_2

Klimakur for Avfallsforbrenning i Norge

www.kanco2.no