

18.08.2006

Etablering av gasskraftverk på Mongstad

Statens forurensningstilsyns anbefaling til
Miljøverndepartementet

1 Konklusjon

Klimautfordringen tilsier, etter SFTs syn, at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv. SFT anbefaler derfor at Miljøverndepartementet stiller krav om CO₂-håndtering til det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad.

Menneskeskapte klimaendringer er en av de største miljøutfordringene verden står overfor. FN's klimapanel (IPCC) har konkludert med at de globale utslippene av klimagasser må reduseres med 50-80 % i løpet av de neste 50 årene for å begrense den globale temperaturstigningen til 2 °C. Norge må videre regne med betydelig økte krav til utslippsreduksjoner under Kyotoprotokollen i neste forpliktelsesperiode. Det er på denne bakgrunn viktig å unngå nye store utslippskilder og stimulere utvikling og implementering av teknologi for CO₂-håndtering.

Kravet om CO₂-håndtering bør gjelde fra den dagen kraftvarmeverket settes i drift. SFT har vurdert muligheten av å tillate igangsettelse av kraftvarmeverket før fristen for gjennomføring av kravet om CO₂-håndtering eller gjøre det betinget av at andre aktører etablerer en løsning for deponering eller et marked for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. Det er imidlertid en reell mulighet for at CO₂-håndtering ikke kommer på plass som forutsatt. CO₂-håndtering fra første dag gir den beste sikkerheten for at det ikke etableres et kraftvarmeverk uten CO₂-håndtering på Mongstad som bidrar til å øke de norske klimagassutslippene i lang tid fremover.

SFT vil likevel peke på at det i denne saken er sterkere argumenter for å tillate at kraftvarmeverket på Mongstad i en overgangsperiode drives før fangstanlegget for CO₂ er på plass, enn i andre lignende saker. Igangsettelse av kraftvarmeverket ved årsskiftet 2008/2009 slik Statoil har planlagt, vil kunne representere en tidligere løsning på Statoils utfordringer med hensyn til å bedre energieffektiviteten ved oljeraffineriet på Mongstad enn det som ellers er mulig, og dessuten ha en positiv effekt på kraftforsyningssituasjonen i området.

Dersom det, tross for SFTs primære anbefaling, gis tillatelse til bygging og drift av kraftvarmeverket på Mongstad med krav om rensing fra et senere tidspunkt bør kravet følges opp med fortløpende delmål med klare frister for oppfyllelse slik at miljøvernmyndighetene sikrer at CO₂-håndteringsteknologien blir utviklet og tatt i bruk på anlegget på Mongstad.

Et krav om CO₂-håndtering på Mongstad, særlig dersom det offentlige gir finansiell støtte, bør også omfatte utslippet fra raffineriet.

2 Sakens bakgrunn

Søknaden

Statoil ASA Mongstad har i brev av 30.06.2005 søkt SFT om tillatelse etter forurensingsloven og klimavoteloven til bygging av et gassfyrte kraftvarmeverk på Mongstad i Lindås kommune. Kraftvarmeverket skal bygges integrert med det eksisterende oljeraffineriet på Mongstad og fyres med gass fra prosesseringsanlegget på Kollsnes. Det skal lages en ny rørledning fra Kollsnes til Mongstad for transport av denne gassen. Kraftvarmeverket skal i tillegg gjøre bruk av fygass som dannes i raffineringssprosessene. Kraftvarmeverket vil ha installert effekt på inntil 350 MW termisk energi (varme) og 280 MW elektrisk kraft. Planlagt oppstart av kraftvarmeverket er årsskiftet 2008/2009. Renseanlegg for CO₂ er ikke inkludert i planene.

Kraftvarmeverket vil levere inntil 350 MW varme og 60 MW elektrisk kraft til raffineriet. Varmen skal blant annet brukes til produksjon av damp og vil erstatte mindre energieffektive anlegg ved raffineriet som i dag fyres med fygass fra raffineriet. I tillegg vil 220 MW elektrisk kraft leveres inn til det regionale 132 kV kraftledningsnettet i Mongstad transformatorstasjon. Av dette skal 180 MW leveres til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og Troll A-plattformen. Statoil viser til at dette vil bidra til å sikre en stabil kraftforsyning til disse anleggene som hver for seg har økende behov for kraft. Statoil vurderer også å bygge ut Gjøa-feltet basert på kraft fra det omsøkte energiverket på Mongstad. Kraftbehovet er på ca. 50 – 55 MW. Elektrisitet levert fra gasskraftverket på Mongstad tilsvarer i alt 2,3 TWh.

Energieffektivitet og videreutvikling av oljeraffineriet

Statoil vil etablere kraftvarmeverket for å kunne gjøre mer effektiv bruk av energien som er tilgjengelig. Raffineriet fyres i dag med raffinertifygass som er en overskuddsgass som dannes i raffineringssprossen. All fygassen som dannes kan ikke utnyttes i dagens raffineringssprosse, og det skapes derfor et betydelig overskudd av slik gass som må brennes i fakkell. I følge en internasjonal benchmark-test for energieffektivitet i raffinierier (Solomon EII, omtalt i EUs BREF-dokument for raffinierier), skårer Mongstad dårlig i forhold til konkurrentene i Europa. Med Mongstads beliggenhet og mangel på naboindustri som kan benytte overskuddsvarmen, ser Statoil i dag ikke alternative, lønnsomme tiltak for energieffektivisering. Det vil ifølge bedriften ikke gi lønnsomhet og ønsket fleksibilitet å bygge for eksempel et mindre anlegg for elproduksjon kun basert på overskuddsfygass fra Mongstad.

Statoil ASA Mongstad har i dag tillatelse til å prosessere inntil 14 mill. tonn råstoff (råolje, flytende gass og gasskondensat) pr år. Statoil peker på at raffinieriets lave energiutnyttelse gir dårligere konkurransevne og for høye CO₂-utslipp/ tonn raffinert olje. Kraftvarmeverket på Mongstad vil være viktig for den videre utviklingen av Mongstad som oljeraffineri, og vil føre til reduserte energikostnader og investeringskostnader for nye raffinieringsprosjekter. Det vil også bli mulig å gjennomføre flere prosessendringer som øker overskuddet av fygass fordi dette overskuddet nå kan overføres til kraftverket og omdannes til energi som kan benyttes i eller utenfor raffinieriet.

Investeringen

Kraftvarmeverket og oppgraderingen av raffineriet utgjør en investering på ca. 3 mrd. NOK (eller 4 mrd NOK når gassrøret Kollsnes-Mongstad inkluderes) , hvorav 42 % anslått som den norske andelen av investeringene. I byggeperioden vil sysselsettingseffekten være på 2700 årsverk. Driftsbemanningen på Mongstad vil kunne øke med 10-20 årsverk.

Anleggets design

Anlegget vil bestå av to gassturbiner knyttet til hver sin generator som hver produserer ca. 130 MW elektrisk kraft. Varmeenergi som hentes ut fra røykgassen brukes til forvarming av råoljestrømmen til raffineriet før destillasjonstårnet, og til produksjon av høytrykksdamp. Noe av høytrykksdampen tas ut til en dampturbin som er knyttet til en generator som produserer ca. 20 MW elektrisk kraft.

Virkningsgrad

Kraftvarmeverket skal produsere både kraft og varme og betegnes som et "Combined Heat and Power"-anlegg (CHP-anlegg). I et energianlegg som bare produserer varme kan virkningsgraden komme godt over 95 % med hensyn til varmeutnyttelse. I et energianlegg der det bare produseres elektrisk kraft kan virkningsgraden vanskelig komme over 60 % med hensyn til elektrisk kraft. Et anlegg som produserer både elektrisk kraft og varme vil ha virkningsgrad i området mellom disse ytterpunktene. Kraftvarmeverket på Mongstad vil ifølge søknaden ha totalvirkningsgrad på ca. 70 % ved oppstart, men det forventes at denne over tid kan økes til over 80 %. Når hele kraftvarmeverkets produksjonskapasitet tas i bruk vil mer enn halvparten av både tilgjengelig- og innfyrt energimengde bli benyttet intern i raffineriet på Mongstad. Resten vil bli levert til Kollsnes og Troll A, eventuelt også til Gjøa, i form av elektrisk kraft.

Drift og gassforbruk

Gjennomsnittlig driftstid for kraftvarmeverket forventes å være ca. 8100 timer/år. Det årlige gassbehovet forventes å bli ca. 700 mill. Sm³ gass. 2/3 av dette vil bli transportert gjennom rørledning fra Kollsnes, og 1/3 vil være fyrgass fra raffineriet.

Utslipp av CO₂

Utslipet av CO₂ fra raffineriet var i 2005 på 1 650 000 tonn. Omtrent halvparten av utslippet kommer fra prosessen som foregår i den katalytiske crackeren. Raffineriets katalytiske cracker gjør raffineriet i stand til å produsere en stor andel lette petroleumsprodukter. Et noe mindre utslipp kommer fra kalsineringsanlegget for koks, og resten kommer fra fyring med fyrgass i flere ovner og kjeler i raffineriet. CO₂-utslippet fra raffineriet forventes å øke til 1 750 000 tonn i 2008 som følge av økt mengde råolje som prosesseres. Forventet utslipp av CO₂ fra Mongstad-anleggene etter utbygging av gasskraftverket i 2008/2009, er på 2 700 000 tonn/år.

Det omsøkte gasskraftverket vil isolert sett gi CO₂-utslipp på ca. 1 300 000 tonn/år, men på grunn av at anlegget overtar deler av energiproduksjonen som i dag skjer i raffineriet, vil raffineriets utslipp reduseres med ca. 350 000 tonn CO₂/år. Økningen i CO₂-utslipp fra Mongstad blir dermed totalt sett på 950 000 tonn/år.

Andre utslipp til luft

De årlige utslippene til luft fra kraftvarmeverket er beregnet til ca. 450 tonn flyktige organiske forbindelser (VOC), 490 tonn nitrogenoksider (NO_x) og 350 tonn karbonmonoksid (CO). Utslippene av svoveldioksid (SO₂) og partikler vurderes som små.

Med unntak for karbondioksid, forventes ikke de samlede utslippene til luft fra anleggene på Mongstad å øke etter etablering av kraftvarmeverket, fordi fyring overføres fra raffineriet til kraftvarmeverket slik at flere av raffineriets mindre effektive ovner og kjeler i raffineriet kan bli faset ut.

Utslipp av kjølevann

Etablering av kraftvarmeverket vil medføre at utslipp av oppvarmet kjølevann øker med ca. 6500 m³/time. Det samlede utslippet av kjølevann fra Mongstad-anleggene vil etter dette bli ca. 42 500 m³/time. Selv om mengdene økes noe kan eksisterende system for kjølevannsutslipp benyttes.

Støy

Anlegget vil medføre noe støy. Modelleringer av støy i driftsfasen viser at kraftvarmeverket i liten grad vil bidra til økt støy utover dagens nivå i de aller fleste områder. Statoil oppgir at med de krav som er satt til utstyret som skal leveres vil kraftvarmeverkets bidrag til støy ved nærmeste nabo ikke representere en hørbar økning i forhold til dagens situasjon.

Virkinger på kraftforsyningssituasjonen

Statoil framholder i søknaden at et gasskraftverk, i tillegg til å forbedre energieffektiviteten og levere el til raffineriet, vil forbedre forsyningssikkerheten for elektrisk kraft til regionen. Ifølge Statnett kan gjennomføring gi mulighet til å utsette bygging av ny 420 kV ledning Sima-Samnanger. Kraftsituasjonen i Hordalands-området vurderes av NVE som anstrengt, selv om den ikke vurderes som like kritisk som i Midt-Norge.

Muligheter for fangst av CO₂

Renseanlegg for CO₂ er ikke inkludert i planene fordi dette etter Statoils vurdering ikke vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt. I konsekvensutredningen og senere innsendte tilleggsutredninger er mulige teknologiske løsninger for fangst av CO₂ fra kraftvarmeverket og fra crackeren i det eksisterende raffineriet likevel vurdert. De to avgasstrømmene trenger ulike typer fangstanlegg, men et felles anlegg for utskilling, tørking, kompresjon og transport av CO₂ kan brukes. I følge vurderingene er røykgassrensing med aminabsorpsjon den mest aktuelle teknologien for CO₂-fangst.

I henhold til Statoils konsekvensutredning (revidert 07.05.2006) er investeringskostnadene for fangstanlegget beregnet til ca. 4,420 mrd. NOK. Estimater inkluderer utgifter til utstyr for CO₂-fangst, energiforsyning, byggekostnader og tomteopparbeidelse. I estimatet er 10 % kostnadspåslag lagt til for usikkerhet og uforutsette utgifter. Årlige driftskostnader er beregnet til 340 – 550 mill. NOK. Estimater inkluderer utgifter til bemanning, vedlikehold, kjemikalier og energi. Energikostnadene er alene anslått til 171 – 380 mill. NOK, og utgjør med dette det

største elementet i driftskostnadene. Kostnadene er angitt som et intervall med utgangspunkt i et spenn i gasspris og kraft pris på henholdsvis 0,6 – 1,40 NOK/Sm³ gass, og 0,15 – 0,30 NOK/kWh elektrisk kraft.

Under forutsetning om at prisen på gass er 1 NOK/Sm³ og prisen på kraft er 0,25 NOK/kWh, vil dette med 5,5 % kalkulasjonsrente gi en kostnad per tonn fanget og deponert CO₂ fra cracker og kraftvarmeverk på ca. 465 NOK/tonn CO₂. Fangstkostnadene er alene beregnet til 395 NOK/ tonn CO₂.

Deponering av CO₂, og bruk av CO₂ til økt oljeutvinning

I 2003/2004 utførte Statoil en studie av mulighetene for å bruke CO₂ som injeksjonsgass for å øke oljeutvinningen i Gullfaksfeltet. Konklusjonen på arbeidet var at slik bruk av CO₂ ikke ville bli prosjektøkonomisk lønnsomt. Deponering av CO₂ i Utsiraformasjonen vil derfor være den mest nærliggende løsningen inntil videre.

Statoil mener ikke at selskapet alene kan skape lønnsomhet i bruk av CO₂ til økt oljeutvinning (EOR), men at flere parter, herunder staten må delta i utredningen og eventuelt gjennomføringen av et prosjekt der det skapes verdier av CO₂. Statoil samarbeider med Shell i en studie der potensialet for bruk av CO₂ fra et eventuelt gasskraftverk med CO₂-håndtering på Tjeldbergodden i oljefeltene Heidrun og Draugen blir vurdert. Selskapet deltar også i prosjektet som ledes av Gassco der målsetningen er å vurdere det økonomiske grunnlaget for etablering av en verdikjede for CO₂ i Norge. Mongstad kan i så fall bli et knutepunkt for CO₂ til EOR hvis slik infrastruktur blir etablert.

3 Grunnlaget for behandling av søknaden og SFTs innstilling

I brev av 26. mai 2005 om behandling av søknader om utslippstillatelse til nye gasskraftverk anmoder Miljøverndepartementet Statens forurensningstilsyn om å avgi innstilling med anbefaling til departementet i saker som gjelder utslippstillatelse for CO₂ til nye gasskraftverk.

Den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂, som for eksempel kjølevann og NO_x, vil skje etter at reguleringen av CO₂ utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd endelig er avgjort.

Som redegjort nærmere for i brev av 19.01.2006 til Miljøverndepartementet om etablering av gasskraftverk på Tjeldbergodden (heretter omtalt som 'innstilling om Tjeldbergodden'), er utslipp av CO₂ i forbindelse med energiproduksjon der innfyrt effekt overstiger 20 MW omfattet av klimakvoteloven og klimakvoteforskriften som begge trådte i kraft 01.01.2005.

Den som driver virksomhet som er omfattet av kvoteplikten må hvert år innlevere kvoter tilsvarende sine kvotepliktige utslipp. Det kreves dessuten særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp etter forurensningslovens § 11 andre ledd (jf. klimakvoteloven § 4). Det fremgår av denne bestemmelsen at miljøvernmyndighetene også kan sette vilkår i medhold av § 16 i den særskilte CO₂ utslippstillatelsen. Krav om CO₂-håndtering er et eksempel på et slikt vilkår.

Myndigheten til å sette slike vilkår er i loven lagt til Kongen og videre delegert til Miljøverndepartementet ved kgl. res. av 17.12.2004 nr. 1669.

NVE har vært koordinerende myndighet i forhold til planprosessen hva gjelder melding og konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven. I denne prosessen er SFT høringsinstans. SFT kommentarer til konsekvensutredningen ble oversendt NVE i brev av 29.11.2005. Her ble det blant annet påpekt at miljøskadelige utslipp fra et eventuelt CO₂-fangst anlegg, herunder aminer og kjølevann, var lite beskrevet. SFT savnet også en noe grundigere vurdering av potensialet for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning offshore. Statoil framla tilleggsopplysninger bl.a om disse forhold i brev av 24.01.2006.

Søknaden etter forurensningsloven ble sendt på høring 09.02.2006 med høringsfrist 27.03.2006.

4 Høringsuttalelsene

SFT har mottatt høringsuttalelser fra Bellona, Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom Lindås og Austrheim kommune, Hordaland fylkeskommune, fylkesmannen i Hordaland, samt Regionsrådet Nordhordaland IKS (Interkommunale selskap) Disse er oppsummert i det følgende.

Saksbehandlingsprosessen i SFT og NVE samkjøres så godt som mulig, og fører til at en del av høringsuttalelsene som sendes NVE også er relevante for SFTs saksbehandling og vice versa. NVE og SFT utveksler innsendte høringsuttalelser slik at alle er med i vurderingen. I denne innstillingen omtaler vi imidlertid bare de som er adressert til SFT eller sendt direkte som kopi til SFT.

Bellona mener at det må stilles krav om CO₂-håndtering og at dette også bør omfatte utslipp fra raffineriet på Mongstad . Bellona finner ikke konsekvensutredningen tilfredstillende med hensyn til vurderingene av CO₂-fangst, bl.a fordi kostnadsberegningene er for lite transparente og fordi det synes som anlegget ikke er økonomisk optimalisert. Forretningsmodellen Statoil legger til grunn forutsetter at alle investeringskostnader i verdikjeden skal belastes et enkelt EOR-prosjekt og kommer derfor fram til at mulighet for lønnsomhet er mye dårligere enn det den kan bli ved alternative verdikjedemodeller som er under utredning i dag. Dette gjelder også Statoils bygge- og driftsfilosofi, og Bellona mener det er vist flere muligheter for å redusere kostnadene ved bygging av selve CO₂-rense-anlegget. Bellona anbefaler at utslippsgrense for NO_x settes slik det er gjort for energianlegget på Melkøya i tilknytning til utbyggingen av Snøhvit.

I en felles uttalelse fra Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom, som ble sendt til NVE (med kopi til SFT) før tilleggsopplysningene fra Statoil forelå, påpeker høringspartene at gasskraftverket vil øke nasjonale utslipp med nesten 2 %. Den globale klimautfordringen krever energiløsninger med langt lavere utslipp enn gasskraftverk uten CO₂-håndtering kan ha. Utslippene må reduseres med 60-80 %. Høringspartene peker på at det i meldingen fra Statoil var vist at utslipp fra importert kraft avtar kraftig fram mot 2013 og at det deretter bare er marginale forskjeller, hvis noen, i CO₂-utslipp fra et norsk gasskraftverk og importert el.

Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom ønsker at Statoil skal lage en utredning der utslippet fra produksjon av elektrisk kraft ved Mongstad sammenlignes med utslipp forbundet med produksjon av kraften som blir importert. Organisasjonene ønsker også at utredningen

skal belyse om det er riktig å sammenligne utslipp fra produksjon av grunnlastkraft med utslipp fra produksjon av marginalkraft, og hva for slags kraftproduksjon som i løpet av flere år blir faset ut og inn. Høringspartene viser også til en figur som viser at kraft produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering vil forurense like mye eller mer enn importert kraft.

Disse høringspartene mener at søknaden om etablering av gasskraftverk uten CO₂-fangst må avvises, og begrunner dette ut fra Statoils utsagn om at helt ny prosjektering og planprosess må gå forut for en søknad om etablering av gasskraftverk med fangstanlegg for CO₂. Det pekes også på en rekke momenter som må inkluderes i en slik ny utredning, bl.a. vurdering av hvordan spillvarme kan utnyttes bedre enn i dag, mulighetene for å inkludere utslippet fra raffineriet, kraftledning Mongstad-Kollsnes som sjøkabel, vurdering av om EOR til økt oljeutvinning gir netto reduksjon av CO₂-utslipp og om CO₂ alternativt kan brukes i mineralproduksjon i forbindelse med anorthositt-uttak.

De samme høringspartene er positive til tiltak som bedrer energiutnyttelse på Mongstad, men miljøgevinsten er først reell når energioptimalisering kombineres med CO₂-håndtering. De hevder at både staten og Statoil vil være økonomisk tjent med CO₂-håndtering, spesielt dersom CO₂ brukes til å øke oljeutvinningen. Partene viser til at data fra IEA viser at det er CO₂-utslipp fra bruk av gass som i dag står for størstedelen av økningen i klimagassutslipp.

Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom mener at gassrørledningen Mongstad-Kollsnes ikke bør dimensjoneres utover volumet som trengs for gasskraftverket eller annen virksomhet med CO₂-håndtering. Det bør unngås at gass styrker sin posisjon i lokal energiforsyning. Høringspartene gir uttrykk for at kraftledning Mongstad-Kollsnes helst bør legges i sjø for å unngå store naturinngrep.

Hordaland fylkeskommune v/fylkesordfører finner at det viktig å få realisert energiverket på Mongstad som er det største industriprosjektet på lang tid i Hordaland. Fylkeskommunen viser til at det er påkrevd å modernisere raffineriet, fordi det i dag er for lite energieffektivt, noe som igjen er et kostnadsproblem. Fylkeskommunen peker på at Kollsnes, Mongstad og Troll A nå blir knyttet sammen i et positivt ENØK-samarbeid. Det vises til EUs CHP-direktiv, og at det gis omfattende økonomisk støtte i EU-land til denne type tiltak som Statoil ønsker å gjennomføre.

Fylkeskommunen mener at styresmaktene bør se positivt på at det kan utvikles et prosjekt som gjør Mongstad til en framtidig sentral for transport av CO₂ til aktuelle felt i Nordsjøen for bruk til EOR. Fylkeskommunen fremhever at energiverket på Mongstad dessuten vil kunne bedre kraftforsyningssituasjonen i Bergensområdet og kunne utsette den planlagte byggingen av den omstridte kraftlinjen fra Sima til Bergen og gi samfunnsmessige innsparinger i form av at alternative nettinvesteringer kan utsettes.

Fylkesmannen i Hordaland påpeker at utviklingen viser at det er mulig å få til rensetiltak for CO₂ på Mongstad forutsatt samarbeid mellom flere aktører om deponeringsløsninger. Fylkesmannen mener at SFT må vurdere regulering og tidspunkt for ferdigstillelse av eventuelt rensenanlegg for CO₂. Fylkesmannen er ikke tilfreds med de fortsatt store punktutslippene av NO_x og VOC og gir uttrykk for at det heller ikke er funnet løsning for utnyttelse av varmemengden i kjølevannsutslippet. Fylkesmannen fremhever at kraftvarmeverket likevel har flere positive sider gjennom økt energiutnyttelse og el-forsyning til Nordsjøen som må tas med i vurderingen.

Lindås kommune finner at kraftvarmeverket er særs viktig for Nordhordalandsregionen og for hele Hordaland. Kommunen slutter seg til søknaden fra Statoil og forutsetter at det legges til rette for senere CO₂-håndtering og at dette implementeres når det foreligger tilgjengelig og utprøvd teknologi som er økonomisk bærekraftig.

Austrheim kommune ser prosjektet som svært viktig både for utviklingen av raffineriet og for lokalsamfunnet. Kommunen begrunner dette med økt energieffektivitet og bedre forsyningssikkerhet i Bergensområdet og redusert behov for framføring av store kraftlinjer gjennom Hardanger. Prosjektet gir et godt utgangspunkt for CO₂ fangst, deponering og injisering for å øke trykket i oljebrønner. Mongstad er ideelt plassert for å gjennomføre slik behandling. Kommunen ønsker derfor at det blir lagt til rette for å etablere energiverk på Mongstad med CO₂-håndtering så snart det lar seg gjøre og utvikling av et nasjonalt og internasjonalt senter for CO₂-håndtering.

Regionrådet Nordhordaland IKS støtter uttalelsene fra Austrheim og Lindås kommune.

Statoils merknader til høringspartenes uttalelser

Statoil tar til etterretning at enkelte høringsinstanser mener kraftvarmeverket bør bygges slik at et CO₂-renseanlegg kan kobles til på et senere tidspunkt, og sier at slik tilpasning vil bli gjort. Statoil ser også positivt på regionale initiativ for å få etablert et framtidig mottaksanlegg for CO₂ på Mongstad.

Til Bellonas kommentarer om at det må stilles krav om CO₂-fangst, og at kraftvarmeverkprosjektet må endres vesentlig og tilpasses en forutsetning om at CO₂ skal fanges, framhever Statoil at drivkraften og grunnlaget for etablering av et eventuelt kraftvarmeverk er økt energieffektivitet og bedre utnyttelse av ressursene i raffineriet på Mongstad, og hevder at kraftvarmeverket vil være et ENØK tiltak. I kraftvarmeverket produseres det både elektrisk kraft og varme, med høy virkningsgrad. I EU ansees kraftvarmeverk for å være viktige klimatiltak på grunn av den høye virkningsgraden. Anlegget er optimalisert i forhold til å levere energi til raffineriet. Ved oppstart vil virkningsgraden være 70 %. Gjennom utvikling av raffineriet vil virkningsgraden øke til rundt 80 %, og muligens høyere. Kraftvarmeverket er derfor viktig for videre utvikling av virksomheten på Mongstad.

Prosjektet er i følge Statoil basert på de konkrete kommersielle forutsetningene som foreligger. CO₂ håndtering herunder EOR, har i følge Statoil foreløpig ingen kommersiell basis.

Til Bellonas kommentarer om at Statoils vurderinger av lønnsomheten i CO₂-håndtering er feil fordi den samfunnsmessige nytten må sees i sammenheng med flere utslippspunkter i Norge, og at utviklingen av en verdikjede for CO₂ kan gi nye rammevilkår for lønnsom CO₂-fangst, sier Statoil at etablering av en verdikjede vil ta tid og være kommersielt krevende. På Mongstad vil det imidlertid bli lagt til rette for at CO₂ fra nåværende og framtidige anlegg kan knyttes til en slik verdikjede. Etablering av en verdikjede vil kreve samarbeid mellom mange ulike aktører, og for Statoil er det ikke på dette tidspunktet mulig å gjøre realistiske antakelser om dette som kan legges til grunn for etableringen av kraftvarmeverket.

Statoil svarer videre at den bygge- og driftsfilosofien som Statoil har lagt til grunn for konseptene er vanlig innenfor virksomheten for øvrig, og normal praksis innen industrien. Selv om studien av verdikjeden for CO₂ ikke er ferdig, mener Statoil at foreløpige resultater

tyder på at kostnadsanslagene for CO₂-fangst ikke vil bli vesentlig forskjellige fra de anslagene Statoil har presentert.

5 SFTs vurdering

5.1 Vurdering av om det bør stilles teknologikrav i tillegg til kvoteplikt ved kraftvarmeverket på Mongstad

Som det fremgår av punkt 3 vil utslipp av CO₂ fra det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad omfattes av kvoteplikt etter klimakvoteloven og klimakvoteforskriften. Spørsmålet er om Miljøverndepartementet i tillegg bør stille krav om CO₂-håndtering i den særskilte utslippstillatelsen for CO₂ som selskapet må innhente i henhold til forurensningsloven § 11 annet ledd.

I brev av 19.01.2006 til Miljøverndepartementet om etablering av gasskraftverk på Tjeldbergodden anbefalte SFT at Miljøverndepartementet stiller krav om håndtering av CO₂-utslipp fra det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden. Innstillingen inneholdt en drøftelse av hensyn for og mot å stille krav om CO₂-håndtering i tillegg til kvoteplikt. SFT mener at de vurderingene som lå til grunn for anbefalingen om å stille teknologikrav i nevnte innstilling i stor grad har overføringsverdi for spørsmålet om Miljøverndepartementet bør stille krav om CO₂-håndtering fra Statoils omsøkte anlegg på Mongstad.

På samme måte som i innstilling om Tjeldbergodden, vil SFT innledningsvis peke på at menneskeskapte klimaendringer er en av de største miljøutfordringene verden står overfor. FNs klimapanel (IPCC) konkluderer i sin tredje hovedrapport fra 2001 med at det er overveiende sannsynlig at menneskeskapte utslipp av klimagasser har bidratt vesentlig til den observerte klimaendringen de siste 30 til 50 år. Blant annet har den globale middeltemperaturen økt med omlag 0,6 °C over de siste 150 år. I følge IPCC forventes den globale middeltemperaturen å øke med 1,4 - 5,8 °C de neste 100 år. Slike klimaendringer vil medføre store sosioøkonomiske og miljømessige virkninger i alle land. For å begrense den globale temperaturstigningen til 2 °C må de globale utslippene reduseres med 50-80 % i løpet av de neste 50 årene i følge IPCC. I februar 2005 nedsatte Bondevik II-regjeringen et utvalg for å utrede ulike scenarier for hvordan et "lavutslippssamfunn" for klimagasser kan utvikles innen 2050. Utvalget skal legge til grunn et reduksjonsspenn på 50-80 %. I dette perspektivet er Kyotoprotokollen, hvoretter industrilandene skal redusere sine utslipp med opp mot 5 % i perioden 2008 til 2012 sammenlignet med 1990-nivå, et første forsiktig skritt. Norges forpliktelse ifølge Kyoto-avtalen er at en i denne perioden ikke skal slippe ut mer en 50,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter per år, noe som tilsvarer 1% mer enn utslippene i 1990. Til sammenligning var de samlede norske klimagassutslippene i 2005 på 54 mill. tonn CO₂-ekvivalenter, noe som representerer en økning på omtrent 9 % eller 4,5 mill. tonn siden 1990.

SFT legger vekt på at eventuell nye konvensjonelle gasskraftverk vil representere betydelige punktkilder til utslipp av CO₂. Det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad vil øke utslippene av CO₂ fra Mongstad-anleggene med 950 000 tonn/år dersom det blir bygget uten rensning. Sett i forhold til den klimautfordringen vi står overfor er et økt utslipp i denne størrelsesorden betydelig.

Som fremhevet i innstillingen om Tjeldbergodden, legger SFT til grunn at klimautfordringen tilsier at det på sikt ikke er ønskelig å legge til rette for ny betydelig kraftproduksjon basert på fossile brensler uten en CO₂-håndteringsløsning. SFT er optimistiske når det gjelder utvikling av gasskraftverk uten betydelige CO₂-utslipp, forutsatt at private selskaper og offentlige myndigheter er villige til å gå sammen om satsingen. Som Miljøverndepartementet er godt kjent med pågår det i dag flere prosjekter som tar sikte på å etablere en verdikjede for CO₂ og/eller realisere gasskraftproduksjon med CO₂-håndtering. Et prosjekt som er kommet særlig langt er CO₂-håndteringsanlegget i tilknytning til Naturkrafts planlagte gasskraftverk på Kårstø, hvor det tas sikte på ferdigstillelse i 2009. Skagerak Energi har nylig levert søknad til SFT om gasskraftverk med CO₂-håndtering. Andre pågående prosjekter er omtalt i vedlegg 1. SFT venter at krav om CO₂-håndtering vil kunne bidra til å utløse en teknologisk utvikling som gir minimale utslipp innenfor forsvarlige kostnadsrammer. Det er imidlertid en viss risiko for at det viser seg ikke å være mulig å oppnå CO₂-håndtering fra konvensjonelle gasskraftverk innenfor en forsvarlig kostnadsramme. I dette tilfellet mener SFT, som uttrykt i innstillingen om Tjeldbergodden, at klimautfordringen tilsier at etablering av slike gasskraftverk ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv.

SFT vurderte i innstilling om Tjeldbergodden om kvotesystemet i seg selv ville utløse CO₂-håndtering ved gasskraftverket på Tjeldbergodden. Konklusjonen var at kvotesystemet alene ikke vil føre til at en slik teknologi ville bli tatt i bruk. Kostnadene forbundet med CO₂-håndtering ved etablering av kraftvarmeverk på Mongstad avviker ikke vesentlig fra tilsvarende kostnader ved Tjeldbergodden. Kostnadene for fangst og deponering av CO₂ fra cracker og kraftvarmeverk på Mongstad er med 5,5 % kalkulasjonsrente beregnet til ca 465 NOK/tonn CO₂, under forutsetning av at prisen på gass er 1 NOK/Sm³ og prisen på kraft er 0,25 NOK/kWh. For mer informasjon om tilgjengelig teknologi og kostnader ved CO₂-håndtering vises det til vedlegg 1 som gir en oversikt tilsvarende den SFT utarbeidet for Tjeldbergodden. Etter at innstillingen om Tjeldbergodden ble oversendt har i tillegg kvoteprisen falt noe.¹ SFT legger etter dette til grunn at dagens kvotesystem på kort sikt heller ikke vil utløse CO₂-håndtering ved det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad uten at det tas i bruk andre virkemidler.

Krav om CO₂-håndtering rettet mot virksomheter som omfattes av kvotesystemet vil redusere fleksibiliteten og dermed kostnadseffektiviteten i forhold til målsettingen om at utslippene skal reduseres der det koster minst. Som fremhevet i innstillingen om Tjeldbergodden mener SFT imidlertid at dagens kvotepris ikke er et godt uttrykk for hvilke utslippsreduksjoner det må oppnås internasjonalt enighet om i fremtiden. Fordi det i dagens kvotesystem ikke er fastsatt noe utslippstak for tiden etter 2012 er det vanskelig for de kvotepliktige å forutse det totale tillatte utslippsnivået etter 2012. Dagens kvotesystem er derfor ikke tilstrekkelig til å utløse store teknologiske sprang som krever betydelige investeringer.

SFT anbefaler på denne bakgrunn at Miljøverndepartementet stiller krav om CO₂-håndtering i utslippstillatelsen for CO₂ til det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad.

5.2 Vurdering av om forurensningsmyndighetene bør kreve at CO₂-håndtering er på plass den dagen kraftvarmeverket settes i drift

¹ Pr 13. juli var prisen på 2008-kovter oppgitt på hjemmesiden til Nordpool til å være 161 kr (20.10 EUR).

SFT anbefaler at kravet om CO₂-håndtering gjøres gjeldende fra den dagen kraftvarmeverket settes i drift.

SFT har, på samme måte som i innstillingen om Tjeldbergodden, vurdert muligheten av å utsette kravet om CO₂-håndtering til et fremtidig tidspunkt, eller å gjøre kravet betinget av at andre aktører etablerer en løsning for deponering eller etablerer et marked for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. Etter SFTs syn må forurensningsmyndighetene ta høyde for at realisering av CO₂-håndtering kan vise seg å bli mer kostbart, ta lengre tid eller på annen måte bli mer krevende enn forutsatt i dag. Får kraftvarmeverket starte opp før fristen for CO₂-håndtering, er det etter SFTs vurdering lite trolig at virksomheten ved kraftvarmeverket vil bli stanset dersom teknologien for CO₂-håndtering ikke er på plass innen fristen. I et slikt tilfelle vil hensynet til arbeidsplasser og spill av ressurser tilsi at teknologikravet vil bli utsatt eller opphevet. Sett i forhold til den alvorlige klimautfordringen vi står overfor, er det etter SFTs syn, uheldig om kraftvarmeverket på Mongstad blir etablert uten at en løsning for CO₂-håndtering kommer på plass samtidig..

SFT peker videre på at incitamentet til utvikling og implementering av teknologi for fangst og lagring av CO₂ kan være sterkere hvis kraftvarmeverket ikke tillates startet opp før CO₂-håndtering er på plass, enn om kraftvarmeverket gis mulighet til å starte opp før CO₂-håndtering er etablert.

Kvotesystemet definerer utslippstaket for første forpliktelsesperiode. Så lenge Norge oppfyller sine kyotoforpliktelser er det av mindre global miljømessig betydning for denne første forpliktelsesperioden om gasskraftverket har utslipp i årene 2008-2012. SFT har imidlertid tatt hensyn til at det er en politisk målsetting at en betydelig del av Norges utslippsforpliktelser etter Kyotoprotokollen skal skje nasjonalt. Som nevnt i innstillingen om Tjeldbergodden, vil et gasskraftverk uten CO₂-håndtering med utslipp i perioden 2008-2012 bidra til at Norge i større grad må kjøpe kvoter for å oppfylle sine forpliktelser i første forpliktelsesperiode under Kyotoprotokollen enn det som ellers vil være nødvendig.

Selv om vi har kommet til at kravet om CO₂-håndtering bør gjøres gjeldende fra igangsettelse av gasskraftverket, finner SFT at det også er argumenter som kunne tale i retning av å tillate at kraftvarmeverket i en overgangsperiode drives uten at fangsanlegget for CO₂ er på plass.

Et krav om CO₂-håndtering fra første dag, vil innebære at det planlagte kraftvarmeverket på Mongstad ikke kan igangsettes ved årsskiftet 2008/2009 slik Statoils tidsplan tilsier. Ut fra Statoils opplysninger legger SFT til grunn at etablering av et fangstanlegg for CO₂ på Mongstad krever en prosjekteringstid på ca. to år og en byggetid på ca. tre år. Dette betyr at fangstanlegget antagelig først kan settes i drift omlag fem år fra beslutningstidspunktet. Samtidig har Statoil uttrykt at et krav om CO₂-håndtering fra første dag sannsynligvis fører til at det omsøkte prosjektet ikke blir realisert.

Som påpekt i punkt 2 vil etablering av det omsøkte kraftvarmeverket være et tiltak som bedrer energieffektiviteten ved raffineriet på Mongstad. Dersom Statoil i en overgangsperiode frem til og med 2012 får anledning til å drive kraftvarmeverket uten CO₂-håndtering, kan dette representere en tidligere løsning på Statoils utfordringer med hensyn til å bedre energieffektiviteten ved oljeraffineriet på Mongstad enn det som ellers er mulig.

Raffineriet på Mongstad har store utfordringer når det gjelder energisituasjonen og å bedre utnyttelsen av energien. Dette er nærmere beskrevet i punkt 2. Statoil har lagt opp til å møte denne utfordringen gjennom bygging av kraftvarmeverket. SFT er kjent med at kraftvarmeverk (også kalt kogenereringssanlegg) i tilknytning til raffinerier i økende grad tilstrebes som ledd i effektiv energiutnyttelse. I EU er det en erklært målsetning å øke andelen av slike kogenereringsanlegg innenfor energiproduksjonen. Denne målsetningen er nedfelt i et eget direktiv om kogenereringsanlegg og det gis betydelig økonomisk støtte til slike anlegg.

SFT har i en revidert utslippstillatelse til Statoil Mongstad av 10.05.06 pekt på at dersom kraftvarmeverket ikke skal realiseres, må SFT vurdere om det skal stilles andre krav til å øke energieffektiviteten i raffineriet. SFT har derfor, i forbindelse med behandlingen av denne saken, bedt Statoil vurdere om fygassoverskuddet fra raffineringsprosessene kan anvendes i et energianlegg av mindre målestokk enn det omsøkte kraftvarmeverket. Det framgår av Statoils tilbakemelding på dette at overskuddet av fygass i dag verken er stort nok eller stabilt nok til å lage en formålstjenlig energiproduksjon. For å få et lønnsomt tiltak må det hentes naturgass utenfra i tillegg. For å kunne investere i gassrørledning fra Kollsnes, må energiproduksjonen være større enn raffineriets behov, og det er derfor lagt opp til et anlegg som kan levere energi til bla. gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og Troll A plattformen, og eventuelt også Gjøa-feltet. Etablering av kraftvarmeverket vil derfor ha en positiv effekt på kraftsituasjonen i området, noe som raskere får effekt dersom det gis tillatelse til bygging og drift av kraftvarmeverket før fangstanlegget for CO₂ er på plass.

Etter SFTs syn er argumentene for å tillate at kraftverket drives uten CO₂-håndtering i en overgangsperiode sterkere i denne saken enn de var i innstillingen om Tjeldbergodden. SFT sikter da særlig til at det planlagte kraftvarmeverket på Mongstad vil kunne representere en snarlig løsning på Statoils utfordringer med hensyn til å bedre energieffektiviteten ved oljeraffineriet på Mongstad. SFT har likevel kommet til at argumentene for å utsette kravet om CO₂ håndtering til et fremtidig tidspunkt ikke bør være utslagsgivende. SFT viser til at det er en reell mulighet for at teknologien for CO₂-håndtering ikke kommer på plass som forutsatt dersom kravet om CO₂-håndtering gjøres fremtidig eller betinget. Å stille krav om at CO₂-rensing skal være på plass fra den dagen kraftvarmeverket blir bygget gir best sikkerhet for at det i Norge ikke bygges et gasskraftverk uten CO₂-håndtering som vil medføre økte norske klimagassutslipp i lang tid fremover.

5.3 Den detaljere utformingen av teknologikravet

SFT anbefaler at et krav om CO₂-håndtering presiseres nærmere for å sikre at et eventuelt fangstanlegg for CO₂ fjerner 85-90 % av CO₂-innholdet avgassene fra kraftvarmeverket, slik at den samlede årlige CO₂-reduksjonen fra kraftvarmeverket blir i størrelsesorden 85 %, eventuelt noe lavere i en overgangsfase. SFT nevner for ordens skyld at det vil måtte leveres kvoter for restutslippet av CO₂ i og med at utslipp i forbindelse med energiproduksjon er omfattet av kvoteplikten.

SFT mener videre at et krav om CO₂-håndtering bør suppleres med krav om nye utredninger av CO₂-fangsteknologien og deponering som sikrer at et eventuelt renseanlegg og deponeringsløsning på Mongstad vil imøtekomme de utslippskrav forurensningsmyndighetene mener det er riktig å sette. SFT viser også til at Statoil selv gir uttrykk for at de ønsker å vurdere flere forhold ved den tekniske løsningen for CO₂-håndtering på nytt dersom Miljøverndepartementet fatter vedtak om å kreve CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket på Mongstad.

Dersom det, tiltross for SFTs primære anbefaling, gis tillatelse til bygging og drift av kraftvarmeverket med krav om rensing fra et fremtidig tidspunkt, er det viktig at kravet følges opp med fortløpende delmål med klare frister for oppfyllelse slik at en sikrer at CO₂-håndteringsteknologien blir utviklet og tatt i bruk på anlegget på Mongstad. Dette forutsetter en tett oppfølging fra miljøvernmyndighetenes side. SFT vil videre peke på at et slikt krav uansett ikke bør utsettes lenger enn til 2013. Ved å stille krav om rensing senest før 2013 vil ikke gasskraftverket føre til et kostnadmessig press for at Norge ikke vil påta seg nødvendige utslippsreduksjoner etter 2012.

Et kraftvarmeverk på Mongstad med CO₂-håndteringsløsning vil kunne inkludere CO₂-utslippene fra den eksisterende crackeren ved raffineriet. Utredningene fra Statoil legger til grunn en løsning som omfatter begge utslippskildene. CO₂-håndtering for både kraftvarmeverket og raffineriet vil kunne gi CO₂-fangst på 2,2 mill tonn CO₂/år. Det store potensialet for CO₂-fangst fra kraftvarmeverket og raffineriet til sammen, og nærhet til oljefelt som kan være aktuelle for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning, gjør at Mongstad kan være et sentralt ledd i en eventuell framtidig verdikjede for CO₂. SFT har merket seg at kommunale og fylkeskommunale myndigheter og næringsinteresser er svært positive til det omsøkte tiltaket, og også ser muligheten for at Mongstad egner seg som CO₂-”sentral” ved en eventuell framtidig CO₂-verdikjede. Anlegg for CO₂-håndtering på Mongstad bør også omfatte utslippet fra raffineriet. Et krav om dette bør forankres i forurensningslovens § 11 andre ledd, særlig dersom det offentlige gir finansiell støtte.

SFT kan hvis det er ønskelig, komme tilbake med nærmere innspill vedrørende den detaljerte utformingen av renskravet og krav om nye utredninger.

6 Regulering av andre utslipp

Uten CO₂-håndtering vil det omsøkte kraftvarmeverket på Mongstad gi et tilleggsutslipp av CO₂ på 950 000 tonn, men ikke gi vesentlige bidrag til andre luftutslipp, herunder NO_x, SO₂ og VOC, og at raffineriets mindre effektive, eksisterende kjeler og ovner stenges ned.

Kraftvarmeverket uten CO₂-håndtering vil medføre kjølevannsutslipp på 6 500 m³/t i tillegg til antatt utslipp fra Mongstad i 2009 på 36 000 m³/t på. Med unntak av CO₂, tilsier SFTs foreløpige vurdering av utslippene fra kraftvarmeverket at disse ikke vil være til hinder for at det gis tillatelse etter forurensningslovens § 11 første ledd til utslipp fra denne virksomheten.

Et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil med teknologien som i dag er tilgjengelig, gi utslipp av en betydelig mengde kjølevann, utslipp av aminer og en synlig fane av vanndamp.

Statoil anslår at må etableres et nytt kjølevannsanlegg som framskaffer 40-45 000 m³ sjøvann/time. Dette gir et samlet kjølevannsinntak/utslipp for hele Mongstad-anlegget på opptil 90 000 m³/time. Fensfjorden er en robust resipient, og det antas å være mulig å plassere inntak og utslippspunkter slik at negative effekter i resipienten unngås. Dette må belyses i de nye utredningene for fangstanlegget.

Den mest aktuelle teknologi for fangst av CO₂ er aminabsorpsjon. Statoil har angitt at utslippet av amin til luft vil bli i størrelsesorden 1 ppm, og at utslippet til luft av ammoniakke vil bli ca. 10 ppm eller mer. Hvilke typer amin som vil bli brukt er foreløpig ikke kjent, og det er derfor vanskelig å vurdere betydningen av slike utslipp og hvilke avbøtende tiltak som

eventuelt kan være mulig. Det vil være aminutslipp til vann, og prosessen vil generere aminholdig avfall i størrelsesorden 600 til 6000 tonn/år. Avfallet må antagelig behandles som farlig avfall. Opplysningene fra Statoil er ikke tilstrekkelige til å gjøre en fullstendig vurdering av disse forholdene, og hvis kraftvarmeverk med renseanlegg besluttes etablert må derfor Statoil levere en grundigere vurdering av de forurensningsmessige og helsemessige konsekvenser som følger av renseanlegget som grunnlag for SFTs endelige behandling.

Det er også andre forhold av miljømessig betydning ved CO₂-fangstanlegget som må vurderes nærmere. Nødvendige installasjoner for transport og videre håndtering av CO₂, inkludert sikker lagring er foreløpig lite beskrevet, og eventuelle miljøkonsekvenser er derfor ikke vurdert.

Et eventuelt fangstanlegg vil ha et betydelig energiforbruk. Energien til fangstanlegget som er beskrevet i konsekvensutredningen for Mongstad vil kunne hentes fra et eget energianlegg som vil gi opphav til ca. 400 000 tonn CO₂/år. Avgassene fra energianlegget vil i så fall kunne føres til fangstanlegget, og CO₂-utslippet vil derfor bli redusert med ca. 85 %. Statoil har også vurdert løsninger der varme til fangstanlegget kan hentes fra raffineriet og fra kraftvarmeverket, og ikke fra et separat energianlegg.

SFT legger opp til at den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂, som blant annet utslipp av kjølevann og NO_x, vil skje etter at reguleringen av CO₂-utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd endelig er avgjort.

7 Internasjonale regler for CO₂-fangst og -lagring

Løsninger for CO₂-lagring må utformes slik at de ikke kommer i strid med Londonkonvensjonen/-protokollen og OSPAR-konvensjonen. Det er ønskelig med en klargjøring spesielt i forhold til enkelte lagringsalternativer. Under Londonkonvensjonen/-protokollen er partene blitt enige om å igangsette arbeid med å vurdere klargjøring og /eller endringer i konvensjonen/protokollen mht. fangst og deponering av CO₂. Det pågår også prosesser i OSPAR om disse spørsmålene. Eventuelle fremtidige retningslinjer for CO₂-lagring under OSPAR og Londonprotokollen antas å kunne implementeres på norske lagringsprosjekter.

CO₂ som lagres i geologiske reservoarer, som for eksempel på Sleipnerfeltet, tas det i dag hensyn til i det norske klimagassregnskapet som utarbeides for å oppfylle kravene i Klimakonvensjonen. Rapporteringen er basert på de generelle prinsippene i retningslinjene for landenes klimagassregnskap. Det legges til grunn at tilnærmet de samme reglene vil gjelde i forhold til fremtidig rapportering under Kyotoprotokollen.

I EUs klimavotesystem finnes det i dag ikke konkrete overvåknings- og rapporteringsregler for CO₂-fangst og -lagring. Inntil slike regler er utarbeidet kan imidlertid medlemslandene i EU ta i bruk nasjonale interimregler gitt at disse er godkjent av EU-kommisjonen.

Vedlegg om teknologi og kostnader ved CO₂-håndtering på Mongstad

SFT viser til vår beskrivelse av kostnader og teknologi for CO₂-håndtering som ble gitt i forbindelse med SFTs anbefaling til Miljøverndepartementet om CO₂-utslipp fra det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden datert 17.01.2006. Tilsvarende gjennomgang er her gitt for Mongstad.

Rentesatser i beregningene

Tidligere har SFT benyttet 7 % kalkulasjonsrente i økonomiske estimater. Signalene fra Finansdepartementet er nå at 4 % kalkulasjonsrente skal benyttes i slike beregninger, med mindre det er spesiell risiko i prosjektet som krever at det benyttes en høyere rentesats. Det ligger en viss risiko i etablering av fangstanlegg for CO₂, og SFT finner derfor grunn til også å presentere estimatene med en rente på 5,5 %. En beregning med 7 % rente er også nødvendig for å kunne sammenligne nye estimater med tidligere estimater. SFT har derfor gjengitt kostnadsestimatene for CO₂-fangst med rentesatser på 4, 5,5 og 7 %.

Kostnader ved CO₂-håndtering på Tjeldbergodden

I forbindelse med Statoils søknad og konsekvensutredning av gasskraftverket på Tjeldbergodden ble kostnadene for fangst av CO₂ og deponering i Draugen beregnet til 425 NOK/tonn CO₂, og kostnadene for fangstanlegget ble anslått til 375 NOK / tonn CO₂. I tabell 1 er dette estimatet angitt med ulike renter.

Rentesats	4 %	5,5 %	7 %
Fangst	340	360	375
Transport og deponering	40	45	50

Tabell 1. Kostnader ved CO₂-håndtering på Tjeldbergodden med ulike rentesatser, angitt i NOK/tonn CO₂. Gasspris er satt til 100 øre/Sm³, og kraftpris er satt til 25 øre/kWh.

Fangstanlegget på Tjeldbergodden er et 3-strengs aminabsorpsjonsanlegg som skal fange CO₂ i røykgass fra et 860 MW gasskraftverk. Energien til fangstanlegget skal hentes fra kraftverket, ved at damp tappes av fra kraftverkets damp turbin. For omtale av kostnadene ved CO₂-fangst på Tjeldbergodden viser vi til vår anbefaling til Miljøverndepartementet om CO₂-utslipp fra det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden datert 17.01.2006, og til kapittelet i dette dokumentet der resultater fra Gassnovas kostnadsmodell for fangstanlegg omtales.

Kostnader ved CO₂-håndtering på Mongstad

I konsekvensutredningen for kraftvarmeverket på Mongstad har Statoil angitt kostnader for fangst av CO₂ fra kraftvarmeverket og crackeravgass, samt rørtransport av CO₂, og deponering av CO₂ i Utsiraformasjonen. Beregningene er gjort med gasspriser innenfor intervallet 60 – 140 øre/Sm³ gass, og med priser på elektrisk kraft innenfor intervallet 15 – 30 øre/kWh. Et representativt utvalg av kostnadene er gjengitt i tabell 2.

Rentesats	4 %	5,5 %	7 %
Fangst	370	395	420
Transport og deponering	60	70	80

Tabell 2. Kostnader ved CO₂-håndtering på Mongstad med ulike rentesatser, angitt i NOK/tonn CO₂. Gasspris er satt til 100 øre/Sm³, og kraftpris er satt til 25 øre/kWh.

Kostnadene Statoil angir for CO₂ håndtering på Mongstad ligger noe over anslagene for CO₂-håndtering på Tjeldbergodden. Det kan være flere årsaker til dette. Byggekostnader kan variere noe fra sted til sted, og det kan være spesielle kostnader forbundet med integrering av kraftverk og fangstanlegg i annen virksomhet. Det er også betydelige forskjeller på anleggene på Mongstad og Tjeldbergodden. I likhet med fangstanlegget på Tjeldbergodden er fangstanlegget på Mongstad et aminabsorpsjonsanlegg, men på Mongstad skal CO₂ fanges både fra crackeravgassen og fra kraftvarmeverket med produksjonskapasitet på 280 MW elektrisk kraft. Denne funksjonaliteten krever spesielle tilpasninger, men i hvor stor grad dette påvirker kostnadene har vi ikke faste holdepunkter for. I følge Statoil kan generell prisstigning og bedre kunnskap om teknologi også gjøre at estimatene ligger noe over tidligere anslag.

I designet for fangstanlegget på Mongstad som er beskrevet i konsekvensutredningen ligger det at energien til prosessen skal hentes fra et eget energianlegg, og ikke fra kraftvarmeverket. Etter at konsekvensutredningen ble laget har Statoil foretatt nye studier av teknologi og kostnader for fangstanlegget på Mongstad. Statoil finner ikke ut fra disse nye studiene noen grunn til å endre kostnadene i vesentlig grad. En viktig endring i konseptet er imidlertid at energien til fangstanlegget ikke lages i et eget energianlegg. Kapasiteten i kraftvarmeverkets dampturbin blir imidlertid for liten til å forsyne fangstanlegget med damp. Varmebehovet må derfor dekkes av varme fra raffineriet og tilleggsfyrning i kraftvarmeverkets avgasskjeler. Dette energisystemet er likevel forskjellig fra systemet på Tjeldbergodden hvor damp til fangstanlegget kan tappes av fra kraftverkets dampturbin. Statoil mener likevel at løsningen på Mongstad er energimessig optimal, og at tettere integrasjon mellom kraftverk og fangstanlegg ikke vil gi ytterligere energimessige eller kostnadmessige besparelser.

Kostnadene for CO₂-fangst som framkommer ved bruk av kostnadsmodellen fra Gassnova er noe lavere enn kostnadene Statoil legger til grunn for CO₂-fangst på Mongstad. Dette er nærmere kommentert i kapitlet der resultater fra Gassnovas modell for fangstkostnader omtales.

Transportavstanden fra Mongstad til brønn for CO₂-deponering i Utsiraformasjonen i er angitt til 150 km. Kostnadene for rørtransport og deponering er anslått til ca. 70 NOK/tonn CO₂, og dette er 35 NOK/tonn CO₂ høyere enn tilsvarende kostnader på Tjeldbergodden. I konsekvensutredningen for Tjeldbergodden gis det imidlertid uttrykk for at kostnadene til legging av rør sannsynligvis er underestimert med ca. 30 %. I estimatet for rørtransport fra Mongstad er også 10 % av investeringen lagt til som usikkerhet (ca. 7 NOK/tonn CO₂).

Beregninger av kostnader ved fangst av CO₂ med kostnadsmodell fra Gassnova

Det er i dag flere teknologimiljøer som arbeider med teknologiutvikling og kostnadsestimering av fangstteknologi. I januar 2006 fikk Gassco AS i oppdrag fra Olje- og Energidepartementet å innlede forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en CO₂-verdikjede. Innenfor dette arbeidet har Gassnova utarbeidet en generisk modell for beregning

av kostnader for CO₂-fangst. Fangstanlegget som ligger til grunn for kostnadsmodellen er et aminbasert absorpsjonsanlegg som skal fange CO₂ fra et gasskraftverk med installert effekt på 400 MW elektisk kraft. Anlegget har store likheter med Aker Kværners ”Just Catch”- anlegg. Utgangspunktet for begge fangstanleggene er et fangstanlegg beskrevet av det internasjonale samarbeidsprosjektet ”Carbon Capture Project”, eller CCP.

SFT har fått tilgang til kostnadsmodellen som Gassnova har utarbeidet, og resultater fra bruk av modellen er gjengitt i tabell 3. Modellen åpner for kostnadsberegning av CO₂-fangst med to ulike konsepter for energitilførsel til fangstanlegget. I det første konseptet blir varmen til prosessen generert i et eget energianlegg som er atskilt fra kraftverket. En slik energiløsningen er valgt for fangstanlegget som er beskrevet i konsekvensutredningen for kraftvarmeverket Mongstad. I senere vurderinger av fangstanlegg for Mongstad er løsninger der energien dekkes av varme fra raffineriet, og fra tilleggsfyrning i kraftvarmeverkets avgasskjeler også vurdert. I kostnadsmodellen fra Gassnova vil også disse løsningene tilsvare konsepter der energien genereres i eget energianlegg. Til tross for forskjeller i design er det mest nærliggende å sammenligne kostnadsestimatet for fangstanlegget på Mongstad med estimatet i Gassnovas kostnadsmodellen for fangstanlegg der varmen til fangstanlegget generert i et eget energianlegg.

I det andre konseptet hentes energien til fangstanlegget i form av damp som tappes av fra kraftverkets dampturbin. Tilsvarende løsning ble valgt for fangstanlegget på Tjeldbergodden, og det er derfor mest nærliggende å sammenligne kostnadene for CO₂-fangst på Tjeldbergodden med estimatet for fangstanlegg der damp tappes av fra kraftverkets dampturbin.

Kostnadene ved CO₂-fangst i de ulike konseptene er gjengitt i tabell 3.

Rentesats	4 %	5,5 %	7 %
Fangst med energi fra eget energianlegg	325	340	360
Fangst med damp fra kraftverket	290	305	325

Tabell 3. Kostnader ved CO₂-fangst med ulike rentesatser, angitt i NOK/tonn CO₂. Gasspris er satt til 100 øre/Sm³, og kraftpris er satt til 25 øre/kWh. Estimaten er i henhold til resultater fra Gassnovas modell for beregning av fangstkostnader. Lokaliseringsfaktor er satt til 1,25.

Resultatene fra beregninger med Gassnovas kostnadsmodell viser at kostnadene ved CO₂-fangst vil være noe lavere i et anlegg der damp tappes fra kraftverkets dampturbin enn i et anlegg der energien lages i et eget energianlegg. Sammenhengen er relativt kompleks, men noe forenklet kan forskjellen i kostnader forklares med at integrasjon mellom kraftverk og rensenanlegg gir en bedre energiutnyttelse, samt lavere investeringskostnader og driftskostnader.

Kostnadene Gassnova legger til grunn for et anlegg der energien hentes fra et separat energianlegg er noe lavere enn kostnadene Statoil legger til grunn for Mongstad. Statoil mener at løsningen som foreligger for Mongstad er energi- og kostnadmessig optimal, og at tettere integrasjon mellom kraftverk og fangstanlegg ikke vil gi ytterligere energimessige og

kostnadmessige besparelser. SFT antar at en av årsakene til forskjellene i kostnader kan skyldes forskjeller i anleggenes design.

Gassnovas modell for beregning av kostnader for CO₂-fangst er basert på teknologi som er kommersielt tilgjengelig på dagens marked. Forenklinger og kostnadsbesparende elementer er forsøkt inkludert, og utvikling av mer energieffektive aminer er blant annet lagt inn som en forutsetning. Kostnadsmodellen inkluderer bare i liten grad stedsspesifikke kostnader I følge Gassnova inkluderer ikke kostnadsmodellen byggherrens kostnader, eller kostnader til tomt, peling, sjøvannsinntak. Kanaler og rør mellom kraftverket og fangstanlegget er ikke inkludert, og heller ikke kostnader til renter i byggetiden. Estimaten fra modellen er derfor ikke direkte overførbare til et spesielt sted, som for eksempel Mongstad, og Gassnova mener det er naturlig at kostnadene beregnet med denne modellen gir lavere kostnader enn de kostnadene byggherren oppgir, som i dette tilfellet være Statoil.

Gassnova har benyttet en lokaliseringsfaktor på 1,25, hvilket tilsier at estimatet tar høyde for en del generelle stedsspesifikke kostnader. Gassnova mener ikke at denne faktoren er spesielt høy.

”Just catch” -prosjektet

I SFTs innstilling til Miljøverndepartementet om CO₂-håndtering på Tjeldbergodden ble utviklingsprosjektet ”Just catch” omtalt. Fangstkostnadene med dette anlegget ble anslått til ca. 240 NOK / tonn CO₂, og ligger med andre ord lavere enn kostnadene som Statoil og Gassnova legger til grunn. Målsetningen med prosjektet er at det i 2007 skal foreligge en spesifisering for et fangstanlegg for CO₂ som skal kunne være grunnlag for en eventuell investeringsbeslutning. Videre ligger det i målsetningen at et fullskala anlegg skal kunne settes i drift i 2010, for eksempel på et norsk gasskraftverk. Hensikten med utviklingsprosjektet er først og fremst å finne fram til kostnadsbesparende forenklinger som i minst mulig grad går utover anleggets driftssikkerhet. ”Just catch”-teknologien er foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig og kostnadene er derfor ikke direkte sammenlignbare med kostnadene som Statoil legger til grunn. ”Just Catch” har imidlertid mye til felles med teknologien som er utgangspunktet for Gassnovas modell for beregning av fangstkostnader. ”Just catch” må i denne sammenhengen likevel betraktes som en realistisk målsetning som kan nåes om noen år.

Estimatet på 240 NOK / tonn CO₂ inkluderer ikke stedsspesifikke kostnader, eller kostnader forbundet med integrering i annen virksomhet, som for eksempel raffineriet på Mongstad. Estimatet er sannsynligvis utarbeidet på bakgrunn av energipriser som ligger under prisene det i dag vil være naturlig å legge til grunn, og 240 NOK / tonn CO₂ kan derfor være et underestimat.

SFTs konklusjon på gjennomgangen av kostnadsestimater

SFT legger til grunn for videre vurderinger at kostnadene for fangst av CO₂ fra crackergass og kraftvarmeverk på Mongstad vil være ca. 395 NOK / tonn CO₂ med dagens tilgjengelige teknologi, og at kostnadene for transport av CO₂ fra Mongstad, og deponering i Utsiraformasjonen, vil være ca. 70 NOK/tonn CO₂. Dette gir en samlet kostnad for CO₂-håndtering på ca 465 NOK/tonn CO₂.

SFT vurderer det som sannsynlig at kostnadene ved CO₂-fangst generelt sett kan reduseres i forhold til anslaget på 395 NOK/tonn CO₂, og viser i den forbindelse til resultatene fra Gassnovas kostnadsmodell for CO₂-fangst på 340 og 305 NOK / tonn CO₂, hvor kostnadsbesparende forenklinger med utgangspunkt i dagen teknologi er regnet inn. Spesifikke kostnader forbundet med å bygge anlegget på et spesielt sted, tilpasset spesielle formål, og i tilknytning til annen virksomhet, som for eksempel raffineriet på Mongstad kommer imidlertid i tillegg.

Det er betydelige teknologiske forskjeller i flere av anleggene det her er presentert kostnadsestimater for, og dette er en av flere årsaker til at kostnadene varierer. SFT mener at teknologisk utvikling kan redusere kostnadene ved CO₂-fangst. Med utgangspunkt i utviklingsprosjektet "Just Catch" er det etter SFTs vurdering likevel sannsynlig at kostnadene for fangst av CO₂ om noen år kan komme under 300 NOK / tonn CO₂. SFT anser at praktisk erfaring med bygging og drift av fangstanlegg eller pilotanlegg er nødvendig for utviklingsprosessen.

Bruk av CO₂ fra Mongstad til økt oljeutvinning på Gullfaks

I 2003 / 2004 utførte Statoil en studie av mulighetene for å bruke CO₂ som injeksjonsgass for å øke oljeutvinningen i Gullfaksfeltet. I studien ble det lagt til grunn at behovet for CO₂ i Gullfaks vil være ca. 5 mill. tonn/år, der ca. 2,2 mill. tonn kunne skaffes fra rensing av avgass fra kraftvarmeverk og crakeranlegget på Mongstad, og den resterende mengden fra andre kilder. Ved oljepris på 21 USD/fat ville betalingsevnen for CO₂ levert til Gullfaks være omtrent 0 NOK/tonn CO₂, og ved en oljepris på 30 USD/fat ville betalingsevnen være ca. 100 NOK/tonn CO₂. Statoil erkjenner at økende oljepris øker betalingsevnen for CO₂, men framfører samtidig at høyere pris på olje og gass medfører høyere kostnader på fangst av CO₂ på grunn av de store energimengdene som brukes i fangstanlegget. Konklusjonen på arbeidet var at slik bruk av CO₂ ikke ville bli prosjektøkonomisk lønnsomt.

Statoil mener at selskapet ikke alene kan skape lønnsomhet i bruk av CO₂ til økt oljeutvinning, men at flere parter, herunder staten må delta i utredningen og eventuelt gjennomføringen av et prosjekt der det skapes verdier av CO₂. Statoil samarbeider med Shell i en studie der potensialet for bruk av CO₂ i oljefeltene Heidrun og Draugen blir vurdert. Selskapet deltar også i prosjektet som ledes av Gassco der målsetningen er å vurdere det økonomiske grunnlaget for etablering av en verdikjede for CO₂ i Norge.

Inntil en slik verdikjede er etablert mener Statoil at dersom fangst av CO₂ blir gjennomført på Mongstad vil deponering av CO₂ i Utsiraformasjonen være den mest nærliggende løsningen.

Rapport fra Gassco om CO₂-verdikjede

Gasscos rapport fra forhandlingene mellom de kommersielle aktørene i en eventuell CO₂-verdikjede ble publisert 07.06.2006. Her presenteres 12 mulige CO₂-verdikjeder. En av mulighetene som omtales er bruk av CO₂ fra cracker og kraftvarmeverk på Mongstad til EOR på Gullfaks.

I rapporten omtales Gullfaks som det feltet hvor potensialet for oppsider er størst. En av rapportens konklusjoner er imidlertid at analysene ikke har identifisert verdikjeder med positiv nåverdi i en bedriftsøkonomisk tilnærming. Spesifikke tall for kostnader og inntjening

i forhold til bruk av CO₂ til EOR i Gullfaks gjengis ikke i rapporten. Som en generell oppsummering av de 12 identifiserte verdikjedene sies det imidlertid i rapporten at gapet mellom utgifter og inntekter ser ut til å ligge i størrelsesorden 4,4 til 11,8 milliarder NOK.

Arbeidet med å identifisere mulige verdikjeder for CO₂ vil bli videreført, og SFT anser ikke at rapportens konklusjoner avskriver mulighetene for å finne økonomisk sunne løsninger for CO₂-håndtering.