Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden

Juni 2004

STATOIL

Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden

Juni 2004

STATOIL

Innhold

1 Sammendrag 9
1.1 Begrunnelse for tiltaket 9
1.2 Eksisterende virksomhet på Tjeldbergodden 9
1.3 Miljøforhold i dagens situasjon 10
1.4 Utbyggingsplanene for metanolfabrikken 10
1.5 Utbyggingsplanene for gasskraftverket 11
1.6 Integrering metanolfabrikk – kraftverk 13
1.7 Ny kraftlinje. Nettforsterkninger 13
1.8 Konsekvenser av utslipp til luft 14
1.9 Konsekvenser av utslipp til sjø 15
1.10 Konsekvenser mht. støy 17
1.11 Konsekvenser av økt skipstrafikk 17
1.12 Samfunnsmessige konsekvenser 18
1.13 Sikkerhet 21
1.14 Miljøoppfølging 21
2 Innledning 23
2.1 Lovverkets krav til konsekvensutredninger 23
2.2 Formålet med konsekvensutredningen 24
2.3 Tidsplan 24
2.4 Nødvendige tillatelser 24
3 Begrunnelse for tiltaket 25
3.1 Utvidelse av metanolfabrikken 25
3.2 Bygging av gasskraftverk 25
3.3 Betydning for gassavsetning fra Norskehavet 26
3.4 0-alternativet 26
4 Lokalisering og områdebeskrivelse 29
4.1 Begrunnelse for lokalisering 29
4.2 Definisjon av influensområde 29
4.3 Eksisterende virksomhet på Tjeldbergodden 30
4.4 Utslipp fra eksisterende anlegg 33
4.5 Skipstrafikk til og fra Tjeldbergodden 33
4.6 Natur- og miljøforhold 34
4.7 Kulturminner 38
4.8 Områdets planstatus 38
5 Utvidelse av metanolfabrikken. Utbyggingsplaner 39
5.1 Eiendomsforhold 39
5.2 Investeringer og produksjonskostnader 39
5.3 Beskrivelse av anlegg og prosess 39
5.4 Innsatsfaktorer 40
5.5 Produkter 41

5.6 Utslipp ... 42
5.7 Støy ... 44
5.8 Avfall ... 44
5.9 Økning i skipstrafikk ... 44
5.10 Gevinst ved integrasjon med kraftverk ... 44
6 Kraftverket. Utbyggingsplaner ... 45
6.1 Beskrivelse av anlegg og prosess ... 45
6.2 Hydrogen demonstrasjonsturbin ... 45
6.3 Eiendomsforhold ... 47
6.4 Investeringer og produksjonskostnader ... 47
6.5 Skatter og avgifter ... 48
6.6 Innsatsfaktorer ... 48
6.7 Produkter ... 49
6.8 Utslipp ... 49
6.9 Støy ... 51
6.10 Avfall ... 51
6.11 Virkningsgrad ... 51
6.12 Utnyttelse av temperert kjølevenn ... 51
6.13 Gevinst ved integrasjon med metanolfabrikk ... 51
7 Tilknytning til hovednettet. Utbyggingsplaner ... 55
7.1 Behov for nettforsterkinger ... 55
7.2 Ny kraftlinje mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon ... 55
7.3 Om konsekvensvurderinger knyttet til kraftlinjer ... 55
8 Konsekvenser av utslipp til luft ... 57
8.1 Gjennomførte beregninger ... 57
8.2 Konsekvenser av metanolutvidelse ... 57
8.3 Konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk ... 57
9 Konsekvenser av utslipp til sjø ... 65
9.1 Fra metanolutvidelse ... 65
9.2 Fra kraftverk pluss utvidelse av metanolfabrikk ... 65
10 Konsekvenser av støy ... 73
10.1 Støykrav ... 73
10.2 Beregningsresultater ... 75
11 Landskapsmessige konsekvenser ... 81
12 Konsekvenser av økt skipstrafikk ... 83
12.1 Risiko for ulykker ... 83
12.2 Beredskapstiltak ... 83
12.3 Andre konsekvenser ... 83
13 Avbøtende tiltak for utvidelse av metanolfabrikk ... 85
13.1 NO_X-reduserende tiltak ... 85
14 Avbøtende tiltak for kraftverk ... 87
14.1 Bakgrunn for vurdering av avbøtende tiltak ... 87
14.2 CO_2-separasjon ... 88
14.3 CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning ... 89

14.4 Integrert industriutvikling på Tjeldbergodden 90
14.5 NO_X-reduserende tiltak 90
14.6 Optimalisering av skorsteinshøyder 91
14.7 Kjølevann uten tilsetning av kjemikalier 91
14.8 Energieffektivisering 92
14.9 Støydemping 92
15 Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til bygging av kraftverk 93
15.1 Industriutvikling på Tjeldbergodden 93
15.2 Forsyningssituasjonen for elektrisk kraft i Norge 93
15.3 Den regionale kraftforsyningssituasjonen 95
15.4 Anleggets virkning på berørte kommuners skatteinngang 102
15.5 Leveranser av varer og tjenester i anleggsfasen 102
15.6 Leveringsmuligheter i driftsfasen 104
15.7 Sysselsettingsvirkninger i anleggsfasen 105
15.8 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen 107
15.9 Andre lokale og regionale effekter 107
16 Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til utvidelse av metanolfabrikken 111
16.1 Metanolutvidelsen og evt. behov for nettforsterkinger 111
16.2 Metanolutvidelsens betydning for kommunenes skatteinngang 111
16.3 Metanolutvidelsens konsekvenser for leveranser og sysselsetting 111
16.4 Øvrige samfunnsmessige virkninger av metanolutvidelsen 111
17 Andre konsekvenser 113
17.1 Landbruk 113
17.2 Friluftsliv 113
17.3 Kulturminner 113
18 Sikkerhet, arbeidsmiljø og miljørisiko 115
18.1 Lovverk 115
18.2 Sikkerhets- og miljørisikoanalyser for eksisterende anlegg 115
18.3 Sikkerhetsanalyser for nye anlegg 115
18.4 Sikkerhetssoner og ferdsel 116
18.5 Kontroll og beredskap 116
18.6 Miljørisiko 116
19 Miljøoppfølgingsprogram 117
19.1 Gjennomførte måleprogrammer 117
19.2 Miljøoppfølgingsprogram for de nærmeste år 118
20 Referanser 121

VEDLEGG 1 Godkjent utredningsprogram for utvidelse av metanolfabrikken, 16.06.2003 123
VEDLEGG 2 Godkjent utredningsprogram for gasskraftverk, 21.11.2000 129

1 Sammendrag

Statoil planlegger en integrert utvidelse av eksisterende metanolfabrikk og bygging av nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden. Denne konsekvensutredningen dekker begge de to elementene i prosjektet.

Distribusjon av elektrisiteten fra gasskraftverket krever at det bygges en ny kraftlinje mellom Tjeldbergodden og en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk i Surnadal kommune. Det vil bli utarbeidet en egen konsekvensutredning for denne kraftlinjen.

1.1 Begrunnelse for tiltaket

Med dette prosjektet ønsker Statoil å styrke og bevare sin posisjon som Europas mest kostnadseffektive leverandør av metanol, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Tjeldbergodden som industristed.

Dagens anlegg er svært effektivt, og det har også en svært effektiv driftsorganisasjon. Det planlagte tiltaket vil med relativt beskjedne investeringer øke produksjonen av metanol, samtidig som det etableres ny industri som kan bære sin del av felleskostnadene. Dette styrker konkurranseevnen gjennom å holde produksjonskostnadene så lave som mulig.

Et gasskraftverk vil styrke kraftbalansen i Norge og Norden, og bidra til å sikre stabil kraftforsyning i tørre år. Dette er av spesielt stor betydning i denne regionen, med underskudd på egen kraft og sterkt økende kraftbehov i nær framtid (bl.a. på Sunndalsøra og Nyhamna).

Et gasskraftverk på Tjeldbergodden vil på noe sikt spare kostnader til nettforsterkninger for å sikre import av kraft til regionen.

Et gasskraftverk i dette området vil dra nytte av kort transportavstand for gass fra feltene i Norskehavet, og av kort transportavstand for elektrisk kraft til en region med økende behov for import av kraft. Tjeldbergodden er vurdert som et godt egnet sted for etablering av gasskraftverket, av flere årsaker:

- Transportsystemet for gass og nødvendig infrastruktur på land er allerede etablert.
- God tilgang på kaldt kjølevann fra dyptliggende inntak gir høy virkningsgrad for kraftverket, og kjemikalietilsetning for å motvirke begroing kan unngås.
- Det er allerede etablert et akvakulturanlegg basert på temperert kjølevann fra metanolfabrikken. Anlegget er p.t. ute av drift, men det forventes at denne kommer i gang igjen. Et gasskraftverk vil innebære muligheter for utvidelser og evt. nyetableringer.
- Gode resipientforhold både i sjø og på land gjør at negative miljøvirkninger lokalt og regionalt unngås.
- En stabil kraftforsyning til Tjeldbergodden vil sikre grunnlaget for den virksomheten som allerede er etablert, og dessuten styrke områdets attraktivitet for etablering av ny virksomhet.

En integrert utbygging av gasskraftverk og utvidelse av metanolfabrikken er valgt siden dette innebærer synergieffekter som gir både bedriftsøkonomiske og miljømessige gevinster.

1.2 Eksisterende virksomhet på Tjeldbergodden

Industrianlegget Tjeldbergodden består i dag av følgende fabrikker og anlegg:

- Gassmottaksanlegg
- Luftgassfabrikk
- Metanolfabrikk
- LNG-fabrikk (Liquefied Natural Gas = LNG)
- Bioproteinfabrikk

Industrianleggene har en sysselsetting på ca 135 årsverk. I tillegg er det etablert ca 15 servicebedrifter med tilknytning til industrianleggene, og disse sysselsetter i dag ca 100 personer.

Selskapet MultiEnergi AS eier og driver et transportsystem for oppvarmet kjølevann fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden til akvakulturanlegget Biopark Tjeldbergodden i Kjørsvikbugen, ca 1 km fra metanolfabrikken.

I tillegg til gjennomførte investeringer på industrianlegget, som totalt utgjør ca 6 milliarder om en også regner med Haltenpipe og akvakulturanlegget, er det gjort betydelige investeringer i kommunal infrastruktur, anslått til i størrelsesorden 250 millioner kroner.

1.3 Miljøforhold i dagens situasjon

Eksisterende metanolfabrikk på Tjeldbergodden har tillatelse til utslipp av 22.000 m^3 temperert kjølevann pr. time. En del av dette utnyttes i akvakulturanlegget, mens resten slippes ut direkte til sjø. Det er gjennomført oppfølgende undersøkelser som viser at utslippet ikke medfører uønskede miljøvirkninger.

Metanolfabrikken gir utslipp til luft fra forbrenning av gass. CO_2-utslippene har de siste årene vært i størrelsesorden 300-400.000 tonn pr. år. Utslipp av NO_X har vært 300-400 tonn/år, mens utslippstillatelsen er på 700 tonn pr. år.

Spredningsforholdene for utslipp til luft er gode og lite påvirket av topografiske forhold. Den hyppigst forekommende vindretningen er sørvest. Klimaet i området er typisk kystklima med rikelig nedbør jevnt fordelt over året.

Luftkvaliteten på Tjeldbergodden er først og fremst bestemt av langtransporterte luftforurensninger. Luftkvaliteten er ikke vesentlig forskjellig fra lite forurensede områder ellers i Møre og Romsdal.

Med dagens avsetninger er det ingen av innsjøene i området som har overskridelse av tålegrenser for forsuring.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden har vært i drift siden 1997. Overvåkingen i området har til nå ikke kunnet påvise økt forsuring som følge av luftutslipp fra fabrikken.

Storparten av Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag har en bakgrunnsavsetning av nitrogen på 200-400 mgN/m^2 pr. år. På Tjeldbergodden er den gjennomsnittlige avsetningen 310 mgN/m^2, målt som gjennomsnitt for perioden 1997-2001. Sør og øst for Tjeldbergodden og på Fosen-halvøya i Sør-Trøndelag finnes områder med bakgrunnsavsetning på over 400 mg N/m^2 pr. år. Høyeste verdier har Fosen-halvøya (Ørland og Bjugn kommune) med nær 460 mg N/m^2 pr. år. Maksimalt bidrag fra anleggene på Tjeldbergodden er i dag ca 11 mgN/m^2 pr. år.

Ingen vegetasjonstyper i influensområdet har overskredet gjeldende tålegrenser for avsetning av nitrogen, og fattige skogtyper viser ingen større endringer som kan relateres til N-utslipp fra fabrikkene på Tjeldbergodden.

1.4 Utbyggingsplanene for metanolfabrikken

Både utvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål i gjeldende reguleringsplan.

Dagens produksjon av metanol er ca 2550 tonn pr. dag. Med maksimal utnyttelse av kapasiteten i dagens anlegg er det antatt at en vil kunne produsere opp mot 2700 tonn metanol pr. døgn. Den planlagte kapasitetsutvidelsen vil øke dette tallet til 3600 tonn pr. døgn

Utvidelsen av kapasiteten i metanolanlegget innebærer følgende nye komponenter:

- En ny parallell syntesegasslinje m/dampreformer, varmegjenvinnings-dampgenerator og syntesegasskompressor
- En utvidelse av metanolsyntesekapasiteten med ny metanolreaktor

I dag er metanolfabrikkens forbruk av naturgass ca. 1,95 MSm^3 pr. døgn (670 MSm^3 pr.år). Ved maksimal utnyttelse av eksisterende kapasitet vil forbruket ligge rundt 2.1 MSm^3/døgn (770 MSm^3 pr. år).

Kapasitetsutvidelsen innebærer at forbruket til metanolproduksjonen øker med opp til 0,77 MSm^3 naturgass pr. døgn (ca 280 MSm^3 pr år).

Dersom en demonstrasjonsturbin for hydrogen-drift, som er utredet som en opsjon (se 1.5), inkluderes, vil økningen i gassforbruket være ca 0,85 MSm^3 naturgass pr. døgn (ca 310 MSm^3 pr år).

Metanolfabrikken har i dag et elektrisk effektbehov på ca 24 MW, der 9,5 MW er knyttet til hjelpesystemene, mens 14,5 MW er knyttet til nødvendig produksjon av oksygen i luftgassfabrikken.

Det totale effektbehovet (el) på Tjeldbergodden er pr. i dag ca 33,5 MW. En egen dampturbin i metanolfabrikken produserer 22 MW, dvs at det importeres ca 11,5 MW fra nettet.

Etter kapasitetsutvidelsen vil effektbehovet knyttet til metanolproduksjonen være 37 MW. Nødvendig tilført effekt fra nettet vil ha økt til 24,5 MW. Av denne importen vil 15 MW være knyttet til metanolproduksjonen.

Integreringen med kraftverket innebærer at overskuddsdamp fra metanolanlegget utnyttes i kraftverkets dampturbin. Dette gir ca 25 MW elektrisk effekt i kraftverkets dampturbin. Dette er ca 2,5 MW mer enn om dampen skulle blitt utnyttet i en ny, separat dampturbin på metanolfabrikken.

Utvidelsen av metanolfabrikken vil øke den totale produksjonen av temperert kjølevann med 6.000 – 7.000 m^3 pr. time. Som i dagens situasjon vil vannet bli varmet opp 11-12 ºC, og ha en temperatur ved utslipp på 16-22 ºC. Dagens kjølevannsystem har tilstrekkelig kapasitet for den økte kjølevannsmengden. Inntaksdypet på 60 m gjør det unødvendig å tilsette kjemikalier for å hindre begroing, og det tempererte kjølevannet vil på samme måte som i dag være egnet for akvakulturformål.

Utvidelsen av metanolfabrikken vil øke utslippene til luft med 210.000 – 255.000 tonn CO_2 pr år, avhengig av om hydrogen demonstrasjonsturbinen inkluderes i konseptet. Utslipp av NO_X vil øke med 165 tonn, og CO med 9 tonn pr. år.

Utvidelsen av metanolfabrikken innebærer flere komponenter som avgir støy. Dette gjelder i hovedsak pumper, kompressorer, rørledninger, luftinntak og utslippspunkter for damp. I anleggsperioden vil det bli støy fra bl.a. anleggsmaskiner og lastebiler.

Den planlagte utvidelsen innebærer at frekvensen av skipsanløp øker med 1 skip pr uke, fra dagens 3 skip pr. uke til 4 pr. uke etter utvidelsen. Skipstypene som vil bli benyttet er de samme som i dag.

1.5 Utbyggingsplanene for gasskraft-verket

Det planlagte kraftverket er et kombinert kraftverk (CCPP – ”Combined Cycle Power Plant”). Det innebærer at elektrisitet dels produseres i naturgassfyrte gassturbiner, og dels i en turbin drevet av damp. Dampen produseres ved hjelp av spillvarme fra gassturbinene, og det planlegges tilført overskuddsdamp fra metanolfabrikken.

Kraftverket vil bli plassert på eksisterende industritomt, og bygget ut integrert med utvidelsen av metanolfabrikken.

Gasskraftverket vil få en installert effekt på ca 860 MW, og en årlig produksjon av elektrisk kraft på ca 7 TWh.

Det er flere aktuelle leverandører som har turbiner i den størrelsesorden som er lagt til grunn i konseptet, men ytelsen varierer noe. Leverandørene driver stadig produktutvikling, og dette kan resultere i forbedret virkningsgrad og ytelse. Prosjektet har som målsetting å innhente konkurrerende tilbud, samt å velge

beste tilgjengelige teknologi, under forutsetning av at teknologien er tilstrekkelig utprøvd. Avhengig av resultatet av anbudsprosessene, er det antatt at kraftverkets totale ytelse vil kunne bli ca 6-7 % høyere/lavere i forhold til konseptet som er utredet. Det innebærer at installert effekt vil kunne bli opp mot ca 920 MW. Dette tilsvarer en tilgjengelig produksjon på opp mot ca 7,3 TWh/år, forutsatt en regularitet på 93%.

Hovedelementene i kraftverket er, basert på det konseptet som ligger til grunn for utredningen :

- 2 gassturbiner
- 1 dampturbin
- 2 tre-trykks varmegjenvinnings dampgeneratorer med gjenoppvarming
- 1 kondensator
- Nytt gassmottaksanlegg/måleinnretninger
- Nytt kjølevannsystem
- Bryteranlegg for tilkopling til nettet (vil være en del av distribusjonsnettet, og tilhøre Statnett)
- En eventuell demonstrasjonsturbin for hydrogendrift

I ytelsestallene nevnt ovenfor er inkludert produksjonen fra en turbin for demonstrasjon av hydrogendrift.

I forbindelse med behandlingen av Snøhvitutbyggingen ba Stortinget regjeringen om å sørge for at Statoil la fram en plan for utprøving av ulike CO_2-reduserende teknologier. I sitt svar pekte Statoil på at Tjeldbergodden var et interessant sted for demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin, men at det på det tidspunktet ikke forelå noen konkret plan eller kostnadsoverslag.

Statoil har videreutviklet disse planene, selv om det fortsatt ikke foreligger noen beslutning om gjennomføring av denne demonstrasjonsturbinen.

Bakgrunnen for at Tjeldbergodden er et egnet sted, er at det i et utvidet metanolanlegg vil bli produsert en hydrogenrik overskuddsgass fra metanolsyntesen. Denne gassen kan utnyttes til demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin.

Statoil gjennomfører nå en utredning av en slik demonstrasjonsturbin i samarbeid med SINTEF og turbinleverandører, i et prosjekt støttet av Olje- og energidepartementet med midler kanalisert gjennom Norges forskningsråd.

Utvikling av hydrogenfyrte gassturbiner er ansett som et viktig skritt mot CO_2-fri kraftproduksjon. En hydrogenfyrt demonstrasjonsturbin integrert i anlegget på Tjeldbergodden vil kunne representere et vesentlig bidrag til:

- Utvikling og demonstrasjon av framtidsrettet teknologi for hydrogenfyring i gassturbiner
- Økt kunnskap om skalerbarhet for kraftproduksjon basert på hydrogen
- Økt kunnskap om NO_X-utslipp knyttet til kraftproduksjon basert på hydrogen
- Driftskompetanse i Norge knyttet til bruk av hydrogen i kraftproduksjon, inkludert fokus på HMS.

Størrelsen på hydrogenturbinen er ikke bestemt, men vil ligge i området 10 - 30 MW. Dette vil utgjøre inntil ca 3% av kraftverkets totale kraftproduksjon.

En slik investering vil ikke tilfredsstille prosjektets økonomikrav, og en realisering av en hydrogenturbin vil derfor måtte baseres på en finansieringsmodell som også inkluderer andre norske aktører. Statoil ønsker å bidra til framtidsrettede energiløsninger, og et slikt demonstrasjonsprosjekt kan være et interessant bidrag i så måte.

Alternativ bruk av den hydrogenrike overskuddsgassen er resirkulering til fyring i metanolanleggets dampreformer.

Kraftverket vil isolert sett ha en virkningsgrad på ca 58 %. Samdriften med metanolfabrikken representerer en ekstra energigevinst på ca 2,5 MW, noe som gir en liten forbedring av virkningsgraden.

Demonstrasjonsturbinen vil isolert sett ha en lavere virkningsgrad enn hovedkraftverket, men innvirkningen på totalvirkningsgraden er neglisjerbar da denne turbinen kun bidrar med inntil ca 3 % av kraftverkets totale effekt.

Kraftverkets forbruk av naturgass er beregnet til ca 3 MSm^3/d, som tilsvarer i overkant av 1 GSm^3/år (1,04 GSm^3/år ved LHV 39,6 MJ/Sm^3).

Gasskraftverket vil ha behov for 46.000 m^3 kjølevann pr. time. Dette vil bli hentet fra ca 60 m dyp i sjøen gjennom et nytt inntak, og bli sluppet ut til sjø gjennom et nytt utslippsarrangement. Utslippspunktet vil bli på ca 20 m dyp, ca 50 m utenfor spissen av eksisterende molo. Kjølevannet vil gjennom prosessen varmes opp ca 10 ºC, slik at temperaturen øker til 14-20 ºC. Det nye kjølevannssystemet vil bli tilrettelagt slik at temperert vann skal kunne hentes ut til akvakulturformål eller andre formål.

Årlige utslipp til luft fra kraftverket vil utgjøre ca 2.500.000 tonn CO_2, ca 1.850 tonn NO_X, ca 220 tonn CO, ca 3-4 tonn SO_2 og ca 140 tonn VOC.

Disse utslippstallene er basert på at det benyttes teknikker og utstyrsenheter som oppfyller kravet om BAT (Best Available Techniques) som er fastsatt i hht IPPC-direktivet. Dette innebærer at det benyttes såkalt DLE-teknologi (Dry Low Emmission), som gir lave utslipp av NO_X. For denne type turbiner er garantinivået for NO_X – utslipp i dag 25 ppm.

Det er ingen vannproduserende prosesser knyttet til produksjonen i kraftverket. Avløpsvann vil likevel oppstå i form av dreneringsvann fra områder med fast dekke, og som nedblåsningsvann fra damp-kondensat systemet. Ingen av disse vannstrømmene er i utgangspunktet olje/hydrokarbon forurenset. Det vil bli etablert egne oppsamlingssystemer for søl/spill.

I forbindelse med anleggsarbeidene vil det bli støy fra anleggsmaskiner, lastebiler og sprengningsarbeider. De viktigste støykildene i driftsfasen vil være luftinntak, eksosutløp, dampturbin og gassturbiner.

1.6 Integrering metanolfabrikk – kraftverk

Kraftverket vil nyttiggjøre seg følgende hjelpesystemer på metanolfabrikken:

- Demineralisert vann. Eksisterende anlegg på metanolfabrikken vil bli uttvidet.
- Nitrogen-anlegg. Nitrogen for tilsetting til den hydrogenrike gassen som skal benyttes i demonstrasjonsturbinen kan skaffes fra metanolfabrikkkens nitrogenanlegg.
- Brannvann. Det vil bli etablert en ny grein for kraftverket.
- Vaskevann.
- Drikkevann.
- Overskuddsdamp fra metanolanlegget vil bli benyttet i kraftverkets dampturbin.

Utnyttelsen av overskuddsdampen i kraftverket gir en ekstra tilgjengelig effekt på 2,5 MW sammenlignet med en alternativ utnyttelse i en separat dampturbin. Dette gir en årlig elektrisitetsproduksjon tilsvarende årlig forbruk i ca 1000 eneboliger, samtidig som man unngår en kostbar investering i en egen, mindre effektiv strømgenerator i metanolanlegget.

Gasskraftverket forsyner dampgeneratoren i den nye syntesegasslinjen i metanolfabrikken med avluftet matevann.

Hydrogenrik avgass fra metanolprosessen vil eventuelt bli benyttet som brensel i en demonstrasjonsturbin for hydrogendrift (se 1.5).

1.7 Ny kraftlinje. Nettforsterkninger

Bygging av kraftverket vil gjøre det nødvendig å bygge en ny 420 kV tilknytningslinje fra kraftverket til hovednettet, mellom Tjeldbergodden og en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk, Surnadal.

Basert på gjeldende prognoser for utvikling i forbruk og produksjon av kraft i regionen, vil

ikke gasskraftverket utløse noen ytterligere behov for nettforsterkninger, men tvert i mot bidra til å avlaste hovednettet.

Kraftlinjen vil bli gjenstand for en separat konsekvensutredningsprosess. Statnett vil ha ansvaret for denne.

1.8 Konsekvenser av utslipp til luft

Utvidelsen av metanolfabrikken gir i seg selv relativt sett små økninger i utslipp til luft. Selv etter utvidelsen vil utslippene til luft fra metanolfabrikken for det meste ligge innenfor de anslag som gjaldt ved fastsettelsen av gjeldende utslippstillatelse.

Samlet vil metanolfabrikken og kraftverket gi utslipp til luft som isolert sett er betydelige. Som følge av lavere behov for import av kraft fra utlandet, vil imidlertid de globale utslippene av CO_2 bli redusert.

Utslipp av klimagassen CO_2 fra kraftverket er redusert så langt det er mulig gjennom å planlegge et kraftverk med høyest mulig virkningsgrad.

Statoil har lagt til grunn at Kyotoprotokollens mekanismer er de best egnede for å oppnå ønskede, kostnadseffektive reduksjoner av klimagassutslipp. Kostnadene ved å redusere CO_2-utslippene direkte gjennom tiltak på Tjeldbergodden ville være det mangedobbelte.

Det er gjennomført modelleringer av utslipp til luft for ulike scenarier, der de samlede utslippene fra Tjeldbergodden, med og uten utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk, er inkludert.

For klimagassen CO_2 er det vurdert hvordan prosjektet vil påvirke de globale utslippene, og hvordan utslippene vil bli dersom det ikke bygges kraftverk i Norge.

Siden Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, og der dette felles kraftmarkedet også handler kraft med Europa for øvrig, må CO_2-virkningen av økt produksjonskapasitet i Norge vurderes ut fra hvilke effekter produksjon av gasskraft gir i Norden og Europa.

Flere utredninger har vist at bygging av gasskraftverk i Norge vil redusere de samlede utslippene av CO_2 i Europa.

Globale CO_2- utslipp knyttet til et økt framtidig elektrisitetsbehov er også vurdert i rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen", utarbeidet av NVE/OED. Basert på bruk av omregnings-faktorene for importert kraft fra denne rapporten, kan det anslås at gasskraftverket på Tjeldbergodden i perioden 2007 - 2015 vil redusere de globale CO_2-utslippene med i gjennomsnitt ca. 500.000 tonn pr. år, sammenlignet med import av en tilsvarende mengde kraft.

Høye utslipp av NO_X vil generelt kunne bidra til forsuring av vannforekomster, overgjødslings-effekter på vegetasjon, dannelse av bakkenært ozon og helsemessige effekter knyttet til forhøyede luftkonsentrasjoner av NO_2. Det er derfor gjennomført sprednings- og avsetnings-beregninger for å vurdere om slike effekter kan oppstå.

Maksimalt bidrag til nitrogenavsetning er beregnet til 49 mg N/m^2 pr. år, som tilsvarer 16 % av dagens gjennomsnittlige avsetning på Tjeldbergodden (basert på 25 ppm NO_X i avgassen fra kraftverket). Beregningene viser at ingen av de undersøkte scenariene vil gi overskridelser av gjeldende nitrogentålegrenser for sårbare naturtyper innen influensområdet, og endringer i vegetasjon forventes derfor ikke. På Fosen-halvøya er dagens belastning relativt høy i forhold til de nedre tålegrensene for nedbørmyr, epifyttflora i humide skoger og fattig fjellhei. Heller ikke i dette området vil belastningen fra kraftverket og utvidelsen av metanolfabrikken medføre overskridelser av tålegrenser, og det forventes således ingen endringer i sårbare vegetasjonstyper.

Sammenlignet med den totale tilførselen av forsurende komponenter i området, vil bidraget fra nye aktiviteter på Tjeldbergodden være lite. Ingen av de vurderte scenariene vil medføre

overskridelser av tålegrensene for forsuring av overflatevann.

Det er gjort undersøkelser av mulighetene for å redusere utslippene av NO_X gjennom turbinvalg og/eller renseteknologi. Pr i dag er det ikke tilgjengelig turbiner av denne størrelsen som kan gi garanterte utslipp lavere enn 25 ppm. Det arbeides realtivt intenst med teknologiforbedringer, og sannsynligheten er stor for at det innen få år vil være turbiner på markedet der leverandøren kan garantere ned mot 10-15 ppm. Dette vil bli tillagt vekt ved innhenting og evaluering av anbud for turbiner til Tjeldbergodden.

Dersom det med dagens turbinteknologi skal oppnås ytterligere reduksjoner av NO_X-utslipp på stedet, kan dette gjøres gjennom å ta i bruk renseteknologi som for eksempel SCR (Selective catalytic reduction), eller SCONOX (Selective Catalytic Oxydation of NO_x). Begge teknologiene innebærer betydelige tilleggskostnader, og SCR-teknologien medfører i tillegg utslipp av ammoniakk, som i vesentlig større grad enn NO_X belaster miljøet i nærområdet til utslippet. SCONOX gir, der teknologien er tatt i bruk, tilsvarende lave utslipp som SCR. SCONOX er hittil kun installert på mindre turbiner, og er ikke utprøvd for store turbiner. Teknologien er 50-100% dyrere enn SCR, og krever vesentlig større plass.

Som følge av de medfølgende utslipp av ammoniakk vil SCR-rensing ikke representere noen vesentlig miljøgevinst regionalt. Siden de gjennomførte modelleringene av utslipp til luft viser at nitrogenbelastningen ikke vil medføre uakseptable negative konsekvenser i form av økt forsuring, overgjødsling av sårbar vegetasjon eller dannelse av bakkenært ozon, er det ikke foreslått rensetiltak ut over det som følger av å ta i bruk BAT (25 ppm NO_X i avgassen fra gassturbinene).

Norge er gjennom internasjonale avtaler pålagt å redusere utslippene av bl.a. NO_X. Utbygger mener det vil være riktigere å bidra til utvikling av bedre brennerteknologi, framfor å rense utslippene i etterkant. I anbudsprosessen vil en derfor både etterspørre og vektlegge lave garantiverdier for utslipp av NO_X.

Bakkenært ozon er et storskala, regionalt fenomen på nordlige breddegrader, og bidraget fra en enkelt moderat punktkilde, som anlegget på Tjeldbergodden, vil være lavt og vanskelig å kvantifisere eksakt. Ozonbelastningen er et resultat av det samlede utslippet fra en lang rekke enkeltutslipp, slik at hvert enkelt anlegg vil ha marginal betydning, mens summen likevel kan føre til negative konsekvenser. På Tjeldbergodden vil bidraget fra økt NO_X-utslipp til dannelse av bakkenært ozon bli svært lavt. Det er derfor lite trolig at bidraget vil gi noen målbare effekter på vegetasjon i området i forhold til dagens situasjon.

SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for NO_2 med hensyn på helse/dyr er satt til 100 µg/m3 midlet over 1 time og 50 µg/m³ midlet over 6 måneder. For alle de vurderte scenariene vil NO_2-konsentrasjonen ligge langt under disse tålegrensene, og det forventes derfor ingen helseskader av økt NO_X-utslipp, verken på mennesker eller dyr.

1.9 Konsekvenser av utslipp til sjø

Målinger gjennomført etter at anleggene på Tjeldbergodden ble etablert bekrefter at sprednings- og utskiftningsforholdene i Trondheimsleia er gode. Temperatursvingningene i sjøen er dominert av naturlige svingninger, og det var ingen områder i resipienten (utenom selve utslippspunktet) hvor utslippet av kjølevann medførte konstant overtemperatur på mer enn 1°C.

Det er også gjennomført undersøkelser i fjæra og av sedimentkvalitet/bunnfauna. Hovedkonklusjonen er at de biologiske samfunnene og sediment/vannkvaliteten før etableringen av Tjeldbergodden var typiske for relativt upåvirkede områder, og at det ikke har inntruffet endringer som kan tilskrives utslipp fra metanolfabrikken.

En betydelig del av dagens kjølevann fra metanolfabrikken utnyttes i dag i et eksisterende akvakulturanlegg, og det direkte utslippet til sjø er derfor vesentlig lavere enn eksisterende utslippstillatelse. Som en følge av dette vil det direkte utslippet også etter utvidelsen normalt ligge innenfor grensene i gjeldende utslipps-tillatelse.

Spredningsmodellen som benyttes for slike vurderinger har gjennomgått noen mindre forbedringer siden de forrige beregningene, og for å få en best mulig sammenligning mellom de ulike alternativene har en kjørt nye utslippsberegninger også for dagens situasjon og for utvidelsen av metanolfabrikken. Disse nye beregningene bekrefter det en har funnet tidligere.

Det er videre gjennomført spredningsberegninger der en har vurdert det planlagte utslippet fra kraftverket, sammen med utslipp fra metanolfabrikken etter utvidelsen.

Innledende beregninger viste at utslippet fra kraftverket burde ledes ut på ca 20 m dyp utenfor spissen av moloen for å oppnå gode sprednings- og utskiftingsforhold. Dette utslippspunktet er lagt til grunn for modelleringene.

Beregningene viser at utslippet fra det biologiske renseanlegget og de to kjølevanns-utslippene ikke vil ha noen uheldig innvirkning på hverandre. Turbulensen fra utslippet av kjølevann kan i prinsippet øke fortynningen av utslippet fra vannrenseanlegget, og omvendt. Dersom temperaturen i utslippet fra vannrense-anlegget er høyere enn sjøtemperaturen, vil fortynningen av kjølevannet bli noe redusert dersom disse utslippene kommer i berøring med hverandre.

Beregningene av innlagringsdyp viser at utslipp fra begge utslippspunktene stort sett vil bryte gjennom overflaten i vintermånedene november - februar, mens det innlagrer seg under overflaten i sommerhalvåret april - september.

Beregnet overtemperatur 50 m fra utslipps-punktet ligger mellom 0,4 og 1,2 ºC. For utslippene som innlagres under overflata er beregnet overtemperatur 100 m fra utslippet mellom 0,3 og 0,4ºC.

Et økt utslipp gjennom eksisterende utslippspunkt vil gi omtrent samme innlagrings-dyp som i dagens situasjon, og det er ikke grunn til å tro at næringssaltkonsentrasjonen vil øke i de fotosyntetiserende lag av vannmassene.

Utslipp fra et kraftverk gjennom et nytt utslippspunkt, slik som planlagt, vil gi noe dypere innlagring enn det som er situasjonen i dag.

Økt utslipp av kjølevann fra metanolfabrikken gjennom eksisterende utslippspunkt vil gi liten påvirkning på den naturlige algefloraen i området. For utslippet fra kraftverket gjennom nytt utslippspunkt vil effekten trolig bli enda mindre.

Mulige effekter på dyreplankton er først og fremst mekanisk stress som følge av transport gjennom kjølesystemet, men siden en svært liten andel av dyreplanktonet i resipienten trekkes inn i kjølevannssystemet, samtidig som dette planktonet generelt har høy reproduksjonsrate, vil effektene ute i resipienten være minimale.

Det forventes ikke effekter på bunnfauna, med unntak av områdene i umiddelbar nærhet av utslippspunktene.

Det nye kjølevannutslippet vurderes ikke å kunne få noen effekt på de bunndyrspisende sjøfuglartene som opptrer i området. De lokalitetene der det er avdekket mer faste tilholdssteder av fiskespisende sjøfuglarter ligger godt utenfor den antatte influenssonen for de aktuelle kjølevannutslippene. Følgelig kan det heller ikke for disse artsgruppene forventes endringer som kan relateres til de planlagte utvidelsene på Tjeldbergodden.

Vannet som går til akvakulturanlegget blir i dag ikke luftet på metanolfabrikken. Slik vil det også være etter utvidelsen, og det vil fortsatt være

behov for lufting av vannet før det benyttes for akvakulturformål.

Når kjølevann overmettet med nitrogen blandes med sjøvann, vil overmetningen raskt reduseres som følge av temperaturutjevning med naturlig vann og gassinnblanding til naturlig mettet vann. Overmetning vil derfor kun være skadelig i et begrenset volum ved utslippsområdet. Området i nærheten av utslippsledningen er ikke antatt å være et betydningsfullt yngelområde for fisk.

Det forventes derfor ikke økte gassovermetningsproblemer verken for sjøresipienten eller for akvakulturanlegget.

Faren for islegging er generelt lav ved Tjeldbergodden og den vil reduseres ytterligere med utslipp av kjølevann fra metanolfabrikk/gasskraftverk.

Det er beregnet at frostrøyk i dette området først vil kunne oppstå når lufttemperaturen er lavere enn – 12 ºC. Temperaturmålinger i 2000-2001 viste at kun 4 dager hadde lavere temperatur enn – 12 ºC. Risikoen for frostrøyk er generelt liten. Det regnes ikke med at de økte kjølevannsmengdene vil innebære noen merkbar økning i antall dager med forstrøyk.

1.10 Konsekvenser mht. støy

De nærmeste boligene i forhold til industrianlegget ligger i Ylsvika, ved Buhaug og ved Sagli; ca 1 km fra de mest støyende delene av industrianlegget. De boligene som vil være mest utsatt for støy ligger ved Bergem, ca 1,6 km fra anlegget.

Det er ikke hytter/rekreasjonsboliger i nærområdet til industrianlegget.

Det er gjennomført beregninger/målinger som beskriver støysituasjonen for følgende alternativer:

- Dagens situasjon (0-alternativet)
- Etter utvidelse av metanolfabrikken
- Etter utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk

Beregningene viser at en også etter utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk vil ha en relativt god margin i forhold til støykravet ved boliger på maks 40 dBA.

Støydempende tiltak er inkludert i planene både for metanolutvidelsen og kraftverket.

1.11 Konsekvenser av økt skipstrafikk

Det er gjennomført kvantitative risikoanalyser for en anløpsfrekvens til Tjeldbergodden tilsvarende situasjonen etter en utvidelse av metanolfabrikken.

Personellrisiko knyttet til utslipp av tungolje (bunkersolje) ble evaluert kvalitativt, og vurdert å være lavere enn risikoen knyttet til utslipp av metanol.

Det ble konkludert med at den beregnede risikoen for alle kategorier av personell var godt under akseptkriteriene, og det ble ikke vurdert som nødvendig med anbefalinger om ytterligere tiltak for å redusere personrisikoen.

Miljørisikoen knyttet til utslipp av metanol i Trondheimsleia ble evaluert og estimert til å være svært liten. Dersom et stort utslipp av metanol likevel skulle skje, er det antatt at eventuelle konsekvenser vil være knyttet til at enkelte sjøfugl-arters næringsorganismer kan bli påvirket.

Miljørisikoen knyttet til eventuelle utslipp av tungolje (bunkersolje) vil også primært være knyttet til tilstedeværelsen av sjøfugl i Trondheimsleia. Sannsynligheten for utslipp av tungolje ble imidlertid funnet å være svært liten.

Den planlagte økningen i anløpsfrekvens antas ikke å medføre behov for ytterligere ankringsplasser. Økt behov for lostjenester vil kunne dekkes med dagens bemanning.

Den planlagte økningen vil ikke medføre noen nye behov mht, oppmerking, sikringssoner eller belysning av farvannene, og det er heller ikke forventet at den økte skipstrafikken vil være til

vesentlig ulempe for eksisterende virksomhet eller fritidsbåttrafikk.

1.12 Samfunnsmessige konsekvenser

1.12.1 Effektbalanse og kraftbalanse nasjonalt og regionalt

Uten tilførsel av ny kraft forventes det i et tørrår, i hht offisielle prognoser, en udekket etterspørsel i Norge på 14 TWh, 18 TWh og 19 TWh i hhv. 2005, 2010 og 2015, selv med full utnyttelse av importkapasiteten. Tilgjengelig vintereffekt har de siste vintrene vært nær fullt utnyttet.

Det planlagte kraftverket vil bidra vesentlig til en bedring både av effektbalansen og kraftbalansen.

For kraftregion Midt-Norge sett under ett er situasjonen at en beveger seg i retning av et betydelig energi- og effektunderskudd med det økte kraftforbruket som er forventet i industrien i regionen.

Dersom alle planene for ny aktivitet innen regionen blir realisert (Sunndalsøra, Nyhamna, Fræna, Mosjøen), anslås det at det totale effektbehovet vil kunne bli bortimot fordoblet, mens det totale energiforbruket vil kunne bli mer enn fordoblet frem mot år 2020.

Uten ny kraftproduksjon vil dermed dagens situasjon, med en tilnærmet balanse mellom forbruk og produksjon, gradvis forverre seg.

Dersom alle vindkraftprosjekter som i dag har fått konsesjon og alle planene om økt kapasitet i vannkraftanleggene i Møre og Romsdal blir realisert innen 2010, gir det en ekstra installert effekt på rundt 550 MW. Møre og Romsdal vil i så fall være omtrent i effektbalanse, dersom forbruksprognosene slår til, med unntak av en eventuell utvidelse av landanlegget i forbindelse med Ormen Lange.

Det er usikkerhet knyttet til om de planlagte vindkraftanleggene blir realisert, og tidspunktet for når eventuell produksjon kommer er høyst usikker. I tillegg har vindkraft en usikker brukstid på anslagsvis bare 3.000 timer årlig. Installert ny effekt på opp til 550 MW vindkraft vil således gi kun ca 1,7 TWh energi, mens prognosene for Møre og Romsdal tilsier en etterspørselsøkning på i størrelsesorden 8 TWh .

På grunn av den høye andelen magasinkraftverk uten flerårsmagasin, er energibalansen i regionen også i utgangspunktet sårbar for lokal svikt i tilsiget. I de siste årene har det vært lite vann i magasinene på ettervinteren.

I forhold til forsyningssikkerheten og kravene til kvalitet på leveranser til kraftkrevende industri, har vindkraftproduksjon en åpenbar ulempe i forhold til annen mer forutsigbar produksjonsteknologi. Tilsigssvikt og tørrår bidrar til uforutsigbar vannkraftproduksjon.

Økt utbygging/utnyttelse av vann- og vindressursene vil altså øke produksjonspotensialet, men ikke uten videre forsyningssikkerheten i regionen. Det synes derfor klart at etableringen av gasskraftverk, som gir mer stabil grunnlast, vil være gunstig i forhold til leveringssikkerheten.

Uten etablering av gasskraftverk, må kraftunderskuddet dekkes opp via økt import fra tilgrensende regioner. I en situasjon der den nasjonale kraftbalansen og effektbalansen er svekket, og der også det nordiske kraftmarkedet er i underbalanse, representerer ikke det noen optimal løsning for regionen.

1.12.2 Behov for nettforsterkninger med og uten gasskraftverk

Etablering av et gasskraftverk på Tjeldbergodden forutsetter bygging av en 420 kV tilknytningslinje mellom Tjeldbergodden og den vedtatte 420 kV ledningen mellom Klæbu og Viklandet, med planlagt tilknytning ved Trollheim kraftverk. Byggingen av gasskraftverket eller utvidelsen av metanolfabrikken i seg selv vil ikke medføre ytterligere behov for nettforsterkninger.

Dersom produksjonen i regionen ikke økes, vil nettet inn til regionen måtte forsterkes.

Dersom produksjonen av kraft i Møre-området øker vesentlig ut over det lokale og regionale forbruket, vil det kunne oppstå behov for økt overføringskapasitet ut av regionen. Med gjeldende forbruksprognoser vil et gasskraftverk på Tjeldbergodden ikke utløse slike nettforsterkningsbehov, dersom kraftverket er det første i sitt slag i Midt- Norge. Etableringen vil tvert i mot redusere behovet for nettforsterkninger inn til regionen.

Alt i alt tilsier produksjons- og belastnings-prognosene for Midt-Norge at byggingen av et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden vil føre til en nettogevinst for det norske kraftsystemet, gitt at verket er det første i sitt slag i regionen.

1.12.3 Leveranser av varer og tjenester i anleggsfasen

Samlede investeringer for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk er beregnet til 5,5 milliarder kroner +/- 30% (dvs. 3,85 – 7,15 milliarder).

Av dette er det beregnet at metanolutvidelsen utgjør ca 1,3 milliarder kroner, mens gasskraftverket utgjør ca 4,2 milliarder kroner. En eventuell demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift er, med den enkleste utførelsen, beregnet å koste 100 – 500 millioner kroner i tillegg.

I tillegg til dette kommer Statnetts investeringer til kraftlinjen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon.

Beregning av samfunnsmessige virkninger i form av leveranser og sysselsettingseffekter er gjort med utgangspunkt i et tidlig investeringsanslag på 4,2 milliarder 2002-kroner. Angitt i 2002-kroner er det investerings-anslaget som gjelder ved innsending av konsesjonssøknaden ca 0,7 milliarder høyere. Det innebærer at leveranser og sysselset-tingseffekter vil bli noe høyere enn det som er presentert i det følgende.

Investeringene er i denne sammenheng fordelt over en periode på 5 år, med hovedtyngden av investeringene i 2005 og 2006 og med toppår i 2006.

Med dette utgangspunktet er den norske andelen av investeringene anslått til 40 prosent, eller i overkant av 1.600 millioner kroner. Selv om mye av utstyr og teknologi vil bli levert av utenlandske leverandører, vil investeringer av en slik størrelsesorden kunne gi betydelige leveranser til norsk næringsliv som helhet, og det vil også kunne ha stor betydning for næringslivet regionalt og lokalt i de berørte kommunene.

Det er anslått at halvparten av de norske leveransene totalt kan tilfalle næringslivet i regionen, her avgrenset til Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag. Det gir muligheter for vare- og tjenesteleveranser på ca 830 mill kr fordelt over 5 år. Av dette er de lokale leveransene anslått til 195 mill kr, tilsvarende 23 prosent av de regionale leveransene. Andelen regionale og lokale leveranser er anslått likt for begge prosjektene. Lokalt næringsliv er her definert som næringslivet i Aure og Hemne kommuner.

1.12.4 Leveranser av varer og tjenester i driftsfasen

Totale innkjøp av varer og tjenester knyttet til drift og vedlikehold av det eksisterende anlegget på Tjeldbergodden utgjør i dag mellom 90 og 100 millioner kroner per år. Omtrent halvparten av dette, ca. 48 millioner kroner, er innkjøp fra lokale og regionale leverandører. Hovedtyngden av dette gjelder generelt vedlikehold og modifikasjoner, som leveres av et regionalt selskap. Utover dette omfatter lokale og regionale leveranser oppdrag innen catering, forpleining, renhold, vakt og vedlikehold av bygg, samt tekniske tjenester. Disse utgjør i dag ca. 2,8 millioner kroner.

For gasskraftverket er det antydet et beløp på rundt 50 millioner kroner pr år til

vedlikeholdsoppdrag. Hvor stor andel av dette som vil tilfalle regionale og lokale leverandører, er avhengig av hvilken modell som velges for vedlikeholdsoppdragene.

Mest sannsynlig velges det en hovedkontraktør, som evt. vil kunne sette ut underleveranser til regionale og lokale leverandører, med et omfang på anslagsvis inntil 5 millioner kroner. I tillegg vil det være behov for vakthold, renhold, forpleining, etc.

1.12.5 Sysselsettingsvirkninger

De totale nasjonale sysselsettingsvirkninger i anleggsfasen, som følge av investeringene, er beregnet til 3900 årsverk. Av dette er 1900 årsverk knyttet til leverandørindustrien, 900 årsverk knyttet til underleverandører og 1100 årsverk knyttet til ringvirknings-effekter i økonomien.

For regionen, dvs. Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal, er sysselsettingseffektene beregnet til i underkant av 2000 årsverk. Av dette er 1050 årsverk en direkte følge av produksjons-virkninger, 530 skyldes indirekte virkninger, mens 400 årsverk skriver seg fra ringvirkninger.

For Aure og Hemne kommuner er investeringene på Tjeldbergodden anslått å gi en lokal sysselsettingseffekt på rundt 315 årsverk. Av disse er vel 265 knyttet til leverandørindustrien, mens 50 årsverk er konsumvirkninger. Indirekte produksjons-virkninger er ikke beregnet, da leveransene fra underleverandørbedrifter lokalt mest sannsynlig blir små.

Den største effekten vil klart komme innenfor bygg- og anleggsnæringen, som samlet for begge investeringene står for nærmere 70 prosent av sysselsettingsvirkningene lokalt. Men også verkstedindustrien vil merke virkningene.

Industrianleggene på Tjeldbergodden har i dag ca 120 ansatte. I tillegg er 12 personer lokalisert til Oslo området innen salg, markedsføring, for-retningsutvikling og forretningsledelse. Ytter-ligere 3 årsverk hentes inn fra Statoils forskningsavdeling i Trondheim.

Avhengig av hvordan driftsorganisasjonen på gasskraftverket bygges opp, er totalt behov for ny arbeidskraft anslått til opp mot 30 årsverk. Av dette vil utvidelsen av metanolfabrikken kreve omlag 8 nye årsverk.

I tillegg kommer indirekte virkninger lokalt gjennom økt etterspørsel etter varer og tjenester fra anleggene og de nye ansatte.

1.12.6 Anleggenes virkning på berørte kommuners skatteinngang

Industrianleggene på Tjeldbergodden er pålagt å betale kommunal eiendomsskatt. Eiendoms-skatten fordeles etter en samarbeidsavtale mellom Aure, Hemne og Hitra kommuner.

Basert på et investeringsanslag på 4,2 milliarder (2002-kroner), og forutsatt en skatt på 0,7 prosent, som Aure kommune har i dag, blir skatteinngangen til kommunene økt med 8,7 millioner kroner ved laveste skattetakst, og 20,3 millioner kr ved høyeste skattetakst. Av dette bidrar kraftverket med 6,9-16,2 millioner.

I tillegg kommer skatteinntekter fra nye ansatte som bosetter seg i området. Relativt sett betyr det likevel lite i forhold til inntektene fra eiendomsskatten.

1.12.7 Andre lokale og regionale effekter

Generelt synes lokalsamfunnet å være svært positivt til en videre utbygging av Tjeldbergodden. Det vises til overveiende positive erfaringer med den forrige utbyggingen.

Det er rimelig å anta at boligbehovet i anleggs-fasen vil bli dekket gjennom anleggsbrakker i utbyggingsområdet. Riggområdene etter den første utbyggingen er fortsatt tilgjengelige for samme formål. I Hemne og Aure finnes det hotell og overnattingskapasitet på 100-150 senger. I tillegg finnes det et 20-tall utleie-

leiligheter. For mer permanent bosetting er det god tilgang på boligtomter.

Erfaringer fra tidligere utbygginger vil danne et godt utgangspunkt for planlegging av sosiale tiltak i anleggsperioden.

Aure kommune har anslått at ressursforbruket for kommunens arbeid med en ny utbygging vil være i størrelsesorden 0,7 – 1,2 årsverk.

Både Aure og Hemne kommuner har full barnehagedekning. Grunnskoler er godt utbygget i begge kommunene og i Hemne er det også en videregående skole. Det er kommunal legevakt i Aure, og det er bygd opp en psykososial beredskap som en del av Aure kommunes ordinære beredskap. Det anses ikke å være behov for økning av kapasiteten på disse områdene som følge av utbyggingen på Tjeldbergodden.

Allerede utbygd vannforsyning ved Nordlandet vannverk har trolig kapasitet til å dekke behovet knyttet til utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk. Anlegget utnytter i dag ca halvparten av sin kapasitet, og vil kunne oppgraderes til full kapasitet ved å øke pumpekapasiteten.

Nordlandet avløpsanlegg, som dekker Tennhaugen industriområde mm, går forbi Statoils administrasjonsbygg og temporært riggområde med utløp til sjøen. For permanent drift er anlegget godkjent for 500 pe (personekvivalenter), mens belastningen pr i dag er 150-200 pe. I en avgrenset anleggsperiode kan anlegget ta imot en vesentlig større belastning.

Hvorvidt de økte mengdene av temperert kjølevann gir grunnlag for utvidelse av eksisterende virksomhet eller etablering av ny virksomhet i området er noe usikkert. Flere planer foreligger, men realisering av disse er avhengig også av andre og mer kommersielle forhold enn tilgangen på temperert vann.

1.13 Sikkerhet

Anleggene vil bli konstruert og drevet i samsvar med de bestemmelser som følger av de lover som er listet i ”Midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for enkelte petroleumsanlegg på land og tilknyttede rørledningssystemer”, fastsatt 19. desember 2003, med endringer 18. mai 2004.

Under all prosjektering, bygging og drift av anleggene vil utbygger ha et nært samarbeid med Petroleumstilsynet, som fra 1.1.2004 har overtatt ansvaret for å føre tilsyn med landanleggene fra Direktoratet for samfunns-sikkerhet og beredskap og Arbeidstilsynet

Med utgangspunkt i eksisterende totalrisiko-analyse for anleggene på Tjeldbergodden, er det gjort risikoevalueringer for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av kraftverk. De risikoelementer som her ble identifisert er tatt hensyn til i den videre planleggingen.

1.14 Miljøoppfølging

Før etableringen av dagens anlegg på Tjeldbergodden ble det gjennomført omfattende miljøundersøkelser. En del av disse er videreført i et miljøoppfølgingsprogram i årene etter etableringen, der også nye undersøkelser er lagt inn etter hvert som det har vært behov for det.

Miljøoppfølgingsprogrammet revideres med visse mellomrom, og undersøkelser/aktiviteter for å følge opp miljøkonsekvensene av den utvidede metanolfabrikken og kraftverket vil bli innarbeidet i dette programmet.

2 Innledning

Statoil planlegger en integrert utvidelse av eksisterende metanolfabrikk/bygging av nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Naturkraft har tidligere utarbeidet planer for et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Melding med forslag til utredningsprogram for dette anlegget ble sendt inn i 1999, og utredningsprogrammet ble godkjent av NVE 21. november 2000. NVE har i brev datert 18. desember 2002 akseptert at dette utredningsprogrammet legges til grunn for det gasskraftverket som nå planlegges.

Statoil sendte i april 2003 inn en egen melding for utvidelsen av metanolfabrikken. Nærings- og handelsdepartementet har fastsatt et utredningsprogram for den delen av prosjektet som gjelder utvidelse av metanolfabrikken, datert 16.06.2003. Dette programmet er gjengitt i vedlegg 1. Miljøverndepartementet har i brev av 21. februar 2003 gitt sin tilslutning til at det utarbeides en felles konsekvensutredning for gasskraftverket og utvidelsen av metanolfabrikken.

NVE vil stå for behandlingen av konsekvensutredningen for det integrerte prosjektet.

Distribusjon av elektrisiteten fra gasskraftverket krever at det bygges en ny kraftlinje mellom Tjeldbergodden og en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk, Surnadal. Nordenfjeldske Energi har forhåndsmeldt 3 aktuelle traséalternativer for en slik kraftlinje. NVE behandlet meldingen og fastsatte den 18.februar 2000 et program for konsekvensutredningen for kraftlinjen. Det vil bli utarbeidet en egen konsekvensutredning for denne kraftlinjen på grunnlag av det fastsatte programmet. Konsekvensutredning for kraftlinjen samt søknad om konsesjon for denne i medhold av energiloven vil bli ivaretatt av Statnett, etter avtale med Statoil.

Gasskraftverket vil få en installert effekt på ca 860 MW, og en årlig produksjon av elektrisk kraft på ca 7 TWh.

Avhengig av resultatet av anbudsprosessene, er det antatt at kraftverkets totale ytelse vil kunne bli ca 6-7 % høyere/lavere i forhold til konseptet som er utredet. Det innebærer at installert effekt vil kunne bli opp mot ca 920 MW. Dette tilsvarer en tilgjengelig produksjon på opp mot ca 7,3 TWh/år, forutsatt en regularitet på 93%.

2.1 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

Forskrift om konsekvensutredninger i henhold til Plan- og bygningsloven, fastsatt ved kongelig resolusjon 13.12.1996, fastslår at visse typer tiltak som er angitt i vedlegg I til forskriften alltid skal meldes og konsekvensutredes. Lovens § 33-5 bestemmer at en konsekvensutredning skal gjennomføres på grunnlag av et fastsatt utredningsprogram.

På grunn av investeringens størrelse faller utvidelsen av eksisterende metanolanlegg på Tjeldbergodden inn under tiltak listet i vedlegg I, pkt I.1.14 i forskriften.

Bygging av gasskraftverk faller inn under bestemmelsen i vedlegg I, pkt. I. 1.5 i forskriften. Begge anleggene skal dermed meldes og konsekvensutredes i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser.

Fra og med 1. juli 2003 er Petroleumsloven gjort gjeldende også for utnyttelse av utvunnet petroleum som foregår på norsk landterritorium eller sjøgrunn underlagt privat eiendomsrett, når slik utnyttelse er nødvendig for eller utgjør en integrert del av utvinning eller transport av petroleum.

På denne bakgrunn foretas det for tiden avklaringer med Olje- og energidepartementet hvorvidt hele eller deler av tiltaket også vil

omfattes av petroleumsloven, og således kreve en plan for anlegg og drift (PAD) etter lovens § 4-3, med tilhørende krav om konsekvens-utredning.
Denne konsekvensutredningen tar sikte på å oppfylle et eventuelt krav om konsekvens-utredning også etter petroleumsloven. Det vil på et senere tidspunkt bli endelig avklart i hvorvidt det vil kreves PAD etter petroleumsloven § 4-3.

2.2 Formålet med konsekvens-utredningen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekt både på land og sjø. Utredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal være med på å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet, og gi omgivelsene grunnlag til å påvirke utformingen av prosjektet.

Konsekvensutredningen vil dekke nødvendig utredningsbehov i forhold til både Plan- og bygningsloven, Forurensingsloven, Kommune-helseloven, og eventuelt Petroleumsloven.

2.3 Tidsplan

Konsesjonssøknad og søknad om utslipps-tillatelser sendes inn til myndighetene sommeren 2004.

Eventuell beslutning om gjennomføring fattes når resultatet av konsesjonsbehandlingen foreligger, med sikte på oppstart i 2008.

2.4 Nødvendige tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt her vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen.

Tabell 2-1 Oversikt over viktige tillatelser som må innhentes

Søknad/tillatelse	**Myndighet**	**Metanol-utvidelse**	**Kraftverk**
Godkjenning av konsekvensutredning/oppfylt utredningsplikt etter Plan- og bygningsloven (og evt Petroleumsloven)	NVE (OED)	X	X
Godkjenning av Plan for anlegg og drift (PAD) i hht Petroleumsloven (p.t. avklares spørsmålet om behov for PAD med OED)	OED	X	X
Anleggskonsesjon i henhold til energiloven.	NVE	-	X
Byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven.	Aure kommune	X	X
Forhåndsmelding om bygge- og anleggsvirksomhet etter arbeidsmiljøloven.	Petroleumstilsynet	X	X
Samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven.	Petroleumstilsynet	X	X
Utslippstillatelse etter forurensningsloven.	SFT	X	X
Godkjenning av anleggene i henhold til lovgivning om brann- og eksplosjonsvern mm (jfr. Midlertidig forskrift av 19.12.2003)	Petroleumstilsynet	X	X
Godkjenning av eventuelle nye installasjoner på havbunnen i tilknytning til utslipp av kjølevann.	Kystverket	-	X

3 Begrunnelse for tiltaket

Med dette prosjektet ønsker Statoil å styrke og bevare sin posisjon som Europas mest kostnadseffektive leverandør av metanol, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Tjeldbergodden.

3.1 Utvidelse av metanolfabrikken

På metanolmarkedet konkurrerer Statoil med produsenter fra regioner der gassprisen er lav. For å være i stand til å konkurrere med disse produsentene, er det viktig å holde produksjonskostnadene ved anlegget på Tjeldbergodden så lave som mulig. Et viktig siktemål med det planlagte prosjektet er å styrke konkurranseevnen og bedre lønnsomheten for den eksisterende metanolfabrikken.

Dagens anlegg er svært effektivt, og det har også en svært effektiv driftsorganisasjon. Den beste måten for å bringe produksjonskostnadene ned er å øke produksjonen med relativt beskjedne investeringer.

Statoil er i dag den største produsenten av metanol i Europa, og har en markedsandel på ca 15 %.

Metanol er et velkjent produkt som anvendes i flere sammenhenger, bl.a. til bygningsmateriell, kunstfibrer, maling, lakk og drivstoff mm. I de senere år er metanol blitt anvendt i stadig større grad til produksjon av MTBE. MTBE er et bensin-tilsetningsstoff som både bidrar til økt oktan i bensinen og bidrar til reduserte utslipp av skadelige stoffer pga. at det bidrar til mer komplett forbrenning.

Metanol er velegnet som drivstoff til brenselsceller. Fordelen med metanol er at det er flytende ved normalt trykk og temperatur, og har et høyt innhold av hydrogen sammenlignet med andre fossile drivstoff. Dette innholdet av hydrogen kan relativt lett frigjøres.

Statoil har siden oppstart av metanolproduksjon arbeidet for å bidra til at metanol kan finne nye anvendelsesområder og oppnå større andel i drivstoffmarkedet som et miljøvennlig alternativ.

Statoil har undersøkt flere alternativer for utvidelse av produksjonskapasiteten, og vært i diskusjon med verdens ledende leverandører av metanolteknologi. Det presenterte konseptet er funnet å være det best egnede.

3.2 Bygging av gasskraftverk

Kraftbalansen i Norge er de senere årene svekket, landet er i normalår netto importør av elektrisk kraft, og denne utviklingen vil forsterkes i årene som kommer. Også i de andre nordiske landene vil kraftbalansen bli svekket, og det forventes et samlet kraftunderskudd i Norden på 14 TWh i 2005 og 18 TWh i 2010.

Et gasskraftverk på Tjeldbergodden er bedrifts-økonomisk og samfunnsøkonomisk interessant av flere årsaker.

Gasskraftverket vil styrke kraftbalansen i Norge og Norden.

Gasskraftverket vil bidra til å sikre stabil kraftforsyning i tørre år. Dette er av spesielt stor betydning i denne regionen som i dag har underskudd på egen kraft, og der kraftbehovet vil øke vesentlig i nær framtid, bl.a. som følge av planlagt utvidelse av Norsk Hydros aluminiumsverk på Sunndalsøra og etablering av mottaksanlegg for gass fra Ormen Lange på Nyhamna.

Regionalt vil bygging av et gasskraftverk på Tjeldbergodden innebære at en på noe sikt sparer kostnader til nettforsterkninger for å sikre import av kraft til regionen.

Transportavstanden for gass fra feltene i Norskehavet er kort, og det samme gjelder

transportavstanden inn i et område som vil oppleve et økende importbehov for elektrisk kraft.

Transportsystemet for gass (Haltenpipe) og nødvendig infrastruktur på land (tomtearealer, veier, vannforsyning, kontorlokaler mm) er allerede etablert. Tjeldbergodden er helt fra starten tilrettelagt for videre utbygginger, og det er etablert en områdeplan for ytterligere petroleumsrettede etableringer. Her er det av spesielt stor betydning at arealet mot sjøen er holdt åpent for eventuell ny ilandføring av olje eller gass.

Eksisterende og planlagt virksomhet på Tjeldbergodden har dels behov for mer kraft, dels behov for å sikre en mer stabil kraftforsyning. I dag er det bare én hovedforsyningslinje for kraftavhengig industri på Tjeldbergodden, noe som ved driftsproblemer i nettet kan føre til driftsstans. Et kraftverk kombinert med en ny 420 kV kraftlinje vil forbedre og stabilisere kraftforsyningssituasjonen for Tjeldbergodden.

En stabil kraftforsyning til Tjeldbergodden vil sikre grunnlaget for den virksomheten som allerede er etablert, og dessuten styrke områdets attraktivitet for etablering av ny virksomhet. Dette vil i særlig grad gjelde energikrevende og gasstilknyttet virksomhet.

Integrasjonen med utvidelsen av eksisterende metanolfabrikk gir en økt kraftproduksjon i kraftverket på 25 MW, gjennom utnyttelse av overskuddsdamp fra metanolutvidelsen. Alternativt kunne denne dampmengden vært utnyttet gjennom bygging av en dampturbin i metanolanlegget. Dette ville medført betydelige tilleggsinvesteringer i metanolanlegget og således redusert økonomien i den delen av prosjektet. Ved integrasjonen med kraftverket vil denne dampen tas inn på kraftverkets dampturbin med relativt små tilleggskostnader. Dette gir en netto gevinst på 2,5 MW. Dette gir en ekstra produksjon på ca 20 GWh årlig, tilsvarende årsforbruket av elektrisitet i ca 1000 eneboliger. Dette er nærmere omtalt i det følgende.

3.3 Betydning for gassavsetning fra Norskehavet

I perioden 2006 - ca 2012 vil det etter dagens prognoser være kapasitetsbegrensning i Åsgard Transport, mens det senere igjen vil være ledig kapasitet.

Kapasitetsbegrensningen vil kunne påvirke utbyggingen av nye, mindre felt i Norskehavet, med marginal lønnsomhet. Det foreligger flere ulike alternativer for å øke transportkapasiteten, bl.a. utvidelse av kapasiteten i Åsgard Transport, bygging av nytt direkte rikgassrør fra Norskehavet til Brent/FLAGS eller utnyttelse av ledig kapasitet i Haltenpipe.

Haltenpipe har ledig kapasitet pr. i dag, og bedre utnyttelse av denne er vurdert som et konkurransedyktig alternativ for å bøte på kapasitetsproblemene.

Utvidelsen av metanolfabrikken og etableringen av et gasskraftverk vil i en slik sammenheng kunne føre til at kapasiteten for gassavtak i Halten/Nordland regionen økes tilstrekkelig til at Tyrihans og Skarv via Heidrun kan bli faset inn, og at bruken av både Åsgard Transport og Haltenpipe optimaliseres.

Det planlagte kraftverket og den utvidete metanolfabrikken vil til sammen ha behov for ca 2,1 GSm^3 naturgass pr. år. Nominell kapasitet i rørledningen pr. i dag er 2,2 GSm^3/år. Med oppgradering av designtrykket og kompressor på Heidrun-plattformen vil det kunne transporteres ca 3 GSm^3 naturgass pr. år. En slik utvidelse forutsetter at det skapes gassavtak også for denne tilleggsmengden. Tariffkostnadene pr. m^3 transportert gass vil gå ned som en følge av økt volum.

3.4 0-alternativet

”0-alternativet” etableres som et grunnlag for å beskrive en antatt utviklingsbane dersom utbyggingsprosjektet ikke blir realisert, og beskriver som sådan en situasjon fra år 2008 og fram mot 2015. Det hefter nødvendigvis betydelig usikkerhet til en slik beskrivelse.

Dagens industrielle aktivitet på Tjeldbergodden er i all hovedsak konsentrert rundt produksjon av metanol. Metanolindustrien er gjennom de siste 10 år preget av en betydelig endring i form av nedleggelse av produksjonskapasitet spesielt i Europa og Nord Amerika. Ny kapasitet er bygget opp i regioner med generelt lavere produksjons-kostnader, som Midt Østen og Sør Amerika. I tillegg bygges i dag nye metanolanlegg med kapasitet opp mot 2 millioner tonn pr. år, noe som ytterligere er med på å redusere kostnader pr. produsert tonn metanol.

Uten tiltak vil produksjonen på Tjeldbergodden bli eksponert for gradvis økende enhetskostnader, både med hensyn til råvarer og som følge av generell kostnadsvekst i Norge. Dette vil gradvis forverre Tjeldbergoddens konkurransesituasjon. Derfor er det nødvendig å sette i verk tiltak som kan redusere enhetskostnadene gjennom økt produksjon, eller gjennom etablering av annen industri som kan bære sin del av felles-kostnadene.

Flere allerede foretatte beslutninger påvirker Tjeldbergoddens muligheter for videre utvikling. Disse er spesielt:

- Gass fra Ormen Lange feltet er vedtatt ilandført til Aukra
- Bygging av oljerør til Tjeldbergodden, med tilhørende etablering av terminal for lagring og utskipning, er skrinlagt bla pga. manglende tilgang på nye reserver

Det foreligger pr. i dag ingen planer for ny ilandføring av hydrokarboner til Tjeldberg-odden. Dermed må det anses som sannsynlig at dagens kapasitet i Haltenpipe og de grunnlags-investeringer som er gjort på Tjeldbergodden vil kunne forbli underutnyttet, dersom prosjektet ikke gjennomføres.

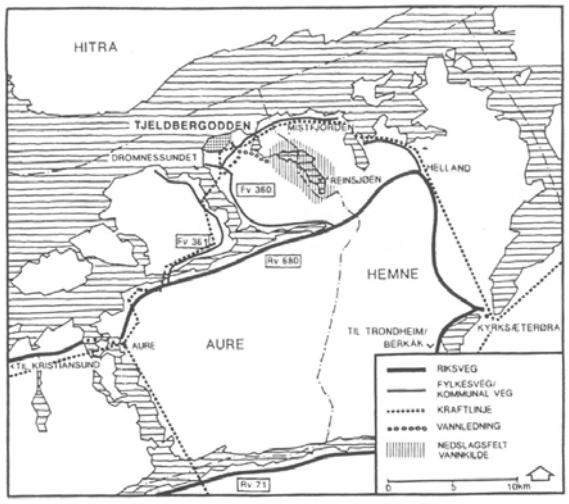
Statoil er i jevnlig dialog med aktører som vurderer etablering på Tjeldbergodden. Imidlertid foreligger det pr. i dag ingen konkrete planer om slik alternativ industriutvikling.

Med et nytt ilandføringssted for gass på Aukra må det forventes at Tjeldbergodden er i en vanskeligere konkurransesituasjon med hensyn til å tiltrekke seg ny industri. I tillegg må det forventes at stedet blir en mindre attraktiv arbeidsplass. Dette vil kunne gjøre det vanskeligere å tiltrekke seg kvalifisert arbeidskraft. I et langsiktig perspektiv vil følgelig ”0 alternativet” gjøre det vanskelig å sikre dagens aktivitet og arbeidsplasser, og å få til videre industriutvikling.

4 Lokalisering og områdebeskrivelse

4.1 Begrunnelse for lokalisering

Metanolfabrikken er allerede etablert på Tjeldbergodden, sammen med tilknyttet industri.



Figur 4-1. Lokalisering av industrianlegget på Tjeldbergodden.

Hovedbegrunnelsen for bygging av et gasskraftverk på den samme lokaliteten er:

- God tilgang på naturgass gjennom et allerede etablert transportsystem.
- Lave transportkostnader for gass på grunn av kort avstand fra gassfeltene.
- Både industriområdet Tjeldbergodden og regionen for øvrig har i dag underskudd på elektrisk kraft, og behovet for kraft vil øke vesentlig som følge av planlagte nyetableringer (Sunndalsøra, Nyhamna).
- Nødvendig infrastruktur på lokaliteten er allerede på plass.
- God tilgang på kaldt kjølevann gir høy virkningsgrad for kraftverket, og kjemikalietilsetning for å motvirke begroing kan unngås.
- Det er allerede etablert et akvakulturanlegg basert på temperert kjølevann fra metanolfabrikken. Anlegget er p.t. ute av drift, men det forventes at denne kommer i gang igjen. Et gasskraftverk vil innebære muligheter for utvidelser og evt. nyetableringer.
- Gode resipientforhold både i sjø og på land gjør at negative miljøvirkninger lokalt og regionalt unngås. Dette gjelder både for utslipp til sjø og til luft.

Se for øvrig nærmere om begrunnelsen for tiltaket i kapittel 3.

4.2 Definisjon av influensområde

4.2.1 Samfunnsmessige konsekvenser

Studien av samfunnsmessige konsekvenser av tiltaket er fokusert på hhv. nasjonalt, regionalt og lokalt nivå.

Det regionale nivået er definert som Møre- og Romsdal og Sør-Trøndelag fylker.

Ved etableringen av metanolfabrikken ble det inngått en avtale mellom kommunene Aure, Hemne og Hitra om fordeling av eiendomsskatten fra anlegget. Disse tre kommunene er i denne utredningen definert som lokalt nivå.

4.2.2 Utslipp til luft

Det antatte influensområdet for utslipp fra Tjeldbergodden omfatter kommunene Aure, Agdenes, Hitra, Hemne, Snillfjord og Rissa (NILU 2003).

4.2.3 Utslipp til sjø

Det dominerende utslippet til sjø er temperert kjølevann. Mulige konsekvenser i sjøområdet utenfor Tjeldbergodden, mellom Kjørsvikbugen og munningen av Dromnessundet, er vurdert.

4.2.4 Støy

Det er gjennomført modellberegninger for støysituasjonen på fastlandet i nærområdet til industriområdet på Tjeldbergodden. Sonen som overstiger SFTs krav til støy for boliger strekker seg ut til maks ca 1100 meter fra grensen for industriområdet.

4.3 Eksisterende virksomhet på Tjeldbergodden

4.3.1 Beskrivelse av eksisterende anlegg

Industrianlegget Tjeldbergodden på Nordmøre består av følgende fabrikker:

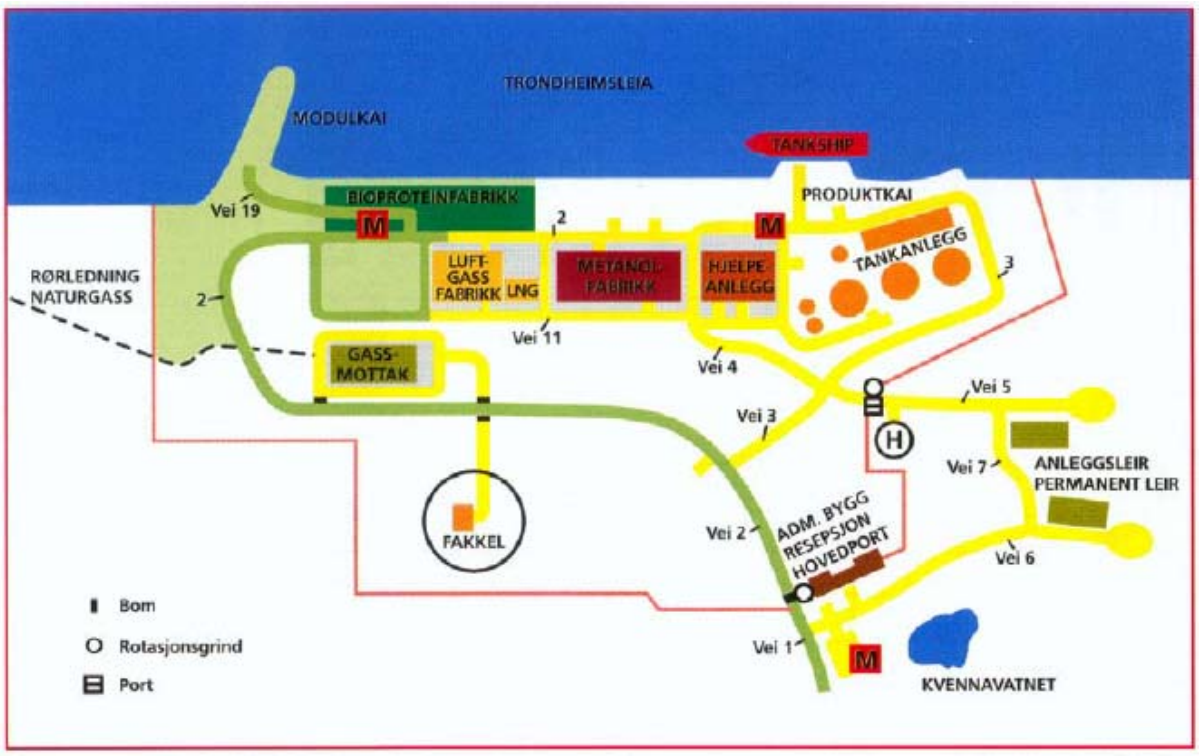
- Gassmottaksanlegg
- Luftgassfabrikk
- Metanolfabrikk
- LNG-fabrikk (LNG - liquefied natural gas)
- Bioproteinfabrikk

Plasseringen av fabrikkene er vist i Figur 4-2. Anlegget ble offisielt åpnet 5. juni 1997. I tilknytning til dette industriområdet er det også etablert annen virksomhet, se omtale under.

Gassmottaksanlegg
I tilknytning til fabrikken står et mottaksanlegg for naturgass fra Heidrun. Investeringskostnadene var ca 400 millioner kroner. Anlegget eies av Statoil (12%), Petoro (65%), ConocoPhillips (18%) og AGIP (5%).

I mottaksanlegget blir trykket på gassen redusert fra 120-170 bar til 50 bar, og temperaturen blir økt til ca 50 °C før videresending til metanolfabrikken.

Metanolfabrikk
Metanolfabrikken er blant de største i verden. Den eies av Statoil (82%) og ConocoPhillips (18%).



Figur 4-2. Plassering av eksisterende fabrikker på Tjeldbergodden

Da den ble åpnet, var det første gang naturgass ble anvendt til industriell produksjon i stor målestokk i Norge, og Tjeldbergodden er fortsatt det eneste sted med storskala industriell anvendelse av gass. Den planlagte utvidelsen er viktig for å videreføre denne satsningen og sørge for at man kan opprettholde en sterk konkurransemessig posisjon.

Metanolfabrikkens maksimale produksjon hittil har vært i overkant av 900.000 tonn metanol pr. år, basert på gass fra Heidrun-feltet på Haltenbanken. Volumet tilsvarer 25 prosent av Europas samlede produksjonskapasitet for metanol.

Totale utbyggingskostnader for metanol-fabrikken var om lag 3,6 milliarder kroner.

Prosessen for framstilling av metanol er omtalt i kapittel 5.

Luftgassfabrikk
I tilknytning til mottaksanlegg for naturgass står det også en luftgassfabrikk. Fabrikken eies av Statoil (51%), ConocoPhillips (11%) og Aga (38 %). Investeringskostnadene var ca 450 millioner kroner. Luftgassfabrikken var Skandinavias største da den stod ferdig. Fabrikken produserer oksygen, nitrogen og argon gjennom nedkjøling av luft til minus 170 °C og etterfølgende destillasjon. En stor del av oksygenproduksjonen går inn i metanolprosessen. Den daglige produksjonen er på ca 1100 tonn oksygen, 190 tonn nitrogen og 50 tonn argon.

LNG-fabrikk
Tjeldbergodden har også en liten LNG-fabrikk. Anleggskostnadene var opprinnelig ca 40 millioner kroner, men anlegget måtte gjennomgå enkelte oppgraderinger, slik at den endelige investeringskostnad er nærmere 80 millioner.

Fabrikken kjøler ned naturgass til minus 163 °C, slik at den blir flytende. Produksjonskapasiteten er på 12000 tonn LNG i året.

Bioproteinfabrikk
Selskapet Norferm, eid av Statoil (50%) og Dupont (50%), har bygd en bioproteinfabrikk til rundt 300 millioner kroner. Dette er verdens første fabrikk av sitt slag, som baserer seg på naturgass. Bioproteinet skal brukes som fôr til husdyr og fisk, og egner seg også som menneskeføde i enkelte produkter. Bioproteinet kan også benyttes som råstoff i en rekke industrielle produkter. Den første sekken med bioprotein ble produsert 6. februar 1999. Fabrikken har en årlig kapasitet på rundt 9.000 tonn.

Annen virksomhet
På initiativ fra bl.a. Aure kommune ble selskapet MultiEnergi AS stiftet i 1998, med det heleide datterselskapet MultiEnergi Akva AS. De største eierne i selskapet er Aure kommune, Statoil, ConocoPhillips, Naturkraft, Hafslund as og Hydro. Selskapets formål er å bygge, eie og drive et transportsystem for oppvarmet kjølevann fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden til akvakulturanlegget Biopark Tjeldbergodden i Kjørsvikbugen. Transport-systemet ble tatt i bruk i 1999. Pr. i dag er akvakulturanlegget ikke i drift, og transport-systemet blir dermed ikke benyttet.

I forhold til mange andre norske industrikommuner er Aure kommune i en særstilling på grunn av industriutbyggingen på Tjeldbergodden. I landføringen av gass fra Heidrunfeltet på Haltenbanken har ført til en betydelig industrietablering i området.

Industrianleggene sysselsetter i dag ca 120 personer lokalt samt 12 personer i Oslo-området for salg, markedsføring, forretningsutvikling og forretningsledelse. Ytterligere 3 årsverk hentes inn fra Statoils forskningsavdeling i Trondheim.
For å tilrettelegge for bygging av industrianleggene ble det fra bl.a. kommunens side investert i utbygging av infrastruktur. De viktigste prosjektene har vært ny fylkesvei ut til Nordlandet, som siden er oppgradert til riksvei (Rv 680), oppgradert vann- og elektrisistets-forsyning til industriområdet og lokalsamfunnet på Nordlandet og ny hurtigbåtkai. I tillegg er det

bygget adkomstveier til industriområdet, og kommunen har tilrettelagt for nye boligtomter, styrket kapasitet i barnehager og skoler, etc.

Kommunen her regulert 200 daa til industriell virksomhet basert på gass og fjernvarme (Gasspark Tjeldbergodden) og 90 daa til marin produksjon basert på varmt kjølevann fra metanolfabrikken (Biopark Tjeldbergodden).

Samlet beløper investeringene i infrastruktur seg til 247 millioner kroner. Infrastrukturen betjener dagens anlegg, men har utbygd kapasitet for en full utnyttelse av Haltenpipes transportkapasitet for gass på Tjeldbergoddden, og annen næringsvirksomhet basert på utnyttelse av gass og kjølevann.

I tillegg er det etablert ca 15 servicebedrifter på Tjeldbergodden, innenfor bl.a. prosjektering, el-installasjoner, transport, mekanisk verksted-industri og catering. Disse sysselsetter i dag ca 100 personer.

4.3.2 Samlede investeringer Tjeldbergodden

Dersom en også regner med rørledningen Haltenpipe og akvakulturanlegget i Kjørsvik-bugen, eid av Norwegian Marine Culture as, beløper de samlede investeringer knyttet opp til anleggene på Tjeldbergodden seg til mer enn 6 milliarder kroner. Den planlagte utvidelsen av metanolfabrikken vil bidra til å øke verdien av disse investeringene.

4.3.3 Befolkning og næringsliv i området

Aure kommune har en befolkning pr. 1.1.2000 på 2782, hvorav 23% er bosatt i Aure sentrum. Hemne kommune har en befolkning pr. 1.1.2001 på 4358, hvorav 56 % er bosatt i tettstedet Kyrksæterøra. Begge kommunene hadde pr 1.1.2000 full barnehagedekning, og er fullt utbygd med ungdomsskoler i Aure sentrum og Kyrksæterøra. Videregående skoler finnes på Kyrksæterøra og i Kristiansund. Skolefritidsordningen er delvis utbygd i begge kommunene. Begge kommuner har en godt utbygget helsetjeneste med døgnkontinuerlig beredskap. Alle legestillinger er besatt. Begge kommunene har fullt utbygget døgnkontinuerlig ambulansetjeneste med høy kvalitet på personell og utstyr. Det er sykehus i Orkdal og i Kristiansund.

Alle øvrige tjenester innenfor helse- og sosial-sektoren er godt utbygd (alders- og sykehjem, hjemmesykepleie, tannlegetjeneste, fysioterapi, ergoterapi, apotek med mer.)

Hemne kommune har pr. februar 2002 ca 30 byggeklare tomter i kommunale boligfelt. I tillegg er det satt i gang regulering av et nytt boligfelt både i kommunal og privat regi. Aure kommune har i nærområdet 7 regulerte boligfelt. Innenfor disse feltene er det mange ledige tomter.

Primærnæringene i kommunene Aure og Hemne står fortsatt sterkt. Følgende tabell er basert på en oversikt pr. 01.01.2000.

Tabell 4-1. Oversikt over sysselsetting i ulike næringer i Hemne og Aure kommune

	Aure	Hemne
Antall yrkesaktive	1074	1937
Jordbruk, fiske og fangst	16,5%	14,7%
Industrinæringene	15,5%	22,7%
Bygge- og anleggsvirksomhet	7%	7,3%
Varehandel	10%	12,3%
Transport	15%	6%
Finansiell tjenesteyting	4%	5,1%
Offentlig og privat tjenesteyting	32%	37,1%
Innpendling, antall	145	174
Utpendling, antall	272	353

Regionen har overnattingsmuligheter på Norlandia Hemne Hotell på Kyrksæterøra, og på Aure Gjestegård i Aure.

Hovedveiforbindelsen til Tjeldbergodden (RV 680) går fra Kristiansund i Møre og Romsdal, gjennom Tustna kommune, passerer Tjeldbergodden og Kjørsvikbugen, gjennom Hemne kommune, inn på E39 på Stormyra og

videre til E6 v/Klett i Trondheim. Hele veistrekningen fra Kristiansund til E39 har 10 tonns akseltrykk, og fast veidekke overalt.

Fra Kristiansund lufthavn er avstanden langs vei 65 km, og reisetiden 2 timer inkl. ferje. Fra Trondheim lufthavn er avstanden 178 km, og reisetiden 2 timer og 20 minutt. Området har også hurtigbåtforbindelse til Trondheim og Kristiansund.

De nærmeste boligene i forhold til industrianlegget ligger i Ylsvika, ved Buhaug og ved Sagli; ca 1 km fra de mest støyende delene av industrianlegget. De boligene som vil være mest utsatt for støy fra ligger ved Bergem, ca 1,6 km fra anlegget.

Det er ikke hytter/rekreasjonsboliger i nærområdet til industrianlegget.

4.4 Utslipp fra eksisterende anlegg

Dagens metanolanlegg har en utslippstillatelse gjeldende for produksjon av inntil 950.000 tonn metanol pr. år. I 2002 var produksjonen 814.000 tonn. Dette året hadde anlegget 4 uker vedlikeholdsstans.
Tabell 4-2 viser utslipp til luft fra Statoil Tjeldbergoddens anlegg i 2000, 2001 og 2002, sammenlignet med gjeldende utslippstillatelse.

Kjølevann tas inn på vel 60 m dyp, ca 500 m fra land, via en tunnel til en inntaksstasjon med renseanlegg. Kjølevannet varmes i prosessen opp 12-14 °C, og er ved utslipp ca 18-20°C.

Oppvarmet kjølevann ledes til en kum med h.o.h. 17 m. Herfra går det en ledning med 2 m diameter ut til utslippspunktet, som ligger på 16,5 meters dyp ca 50 m fra land.

Fra den samme kummen går det også en ledning til en tunnel som fører til akvakulturanlegget. Rørledningen fra utslippskummen har en kapasitet på 15.000 m^3/t, mens selve tunnelen har en kapasitet på 100.000 m^3/t. Anlegget er p.t. ute av drift.

Dagens utslippstillatelse for kjølevann fra anleggene på Tjeldbergodden er 22.000 m^3/t.

Utslippene fra anleggene er redusert gradvis gjennom systematiske forbedringstiltak. God regularitet er viktigste enkeltbidrag til å holde utslippene nede.

4.5 Skipstrafikk til og fra Tjeldbergodden

Tjeldbergodden har i dag anløp av ca 3 skip pr. uke (ca 150 skip pr. år), med kapasitet fra normalt 7.500 tonn opp til båter med kapasitet 15.000 tonn (Scandpower 2003a).

Et ”gjennomsnitts metanoltransport-skip” har en lengde på 95 m og en bredde på 15 m. Skipene går med en hastighet på ca 12 knop, bortsett fra ved innseilingen til havna der hastigheten typisk vil være 2 knop.

Langs den ruta som skipene benytter mellom Tjeldbergodden og åpen sjø er det anslått en total trafikk av møtende/innhentende skip på ca 16.000 pr. år; av disse er ca 120 cruiseskip og ca 700 er hurtigruteskip.

Tabell 4-2. Utslipp og produksjon i dagens situasjon (basert på innrapporteringer til SFT)

Utslippsparameter	2000	2001	2002	Utslippstillatelse
CO_2 (tonn)	406200	342700	328100	ikke regulert av tillatelse
NO_x (tonn)	298	367	392	700
CO (tonn)	79	24	22	170
Totalt organisk karbon – TOC (tonn)	2	2	1,5	3,6
Suspendert stoff – SS (tonn)	<0,9	<1,5	<1	2,9
Totalt nitrogen – TotN (tonn)	0,7	1	1,8	13
Metanolproduksjon (tonn)	725000*	866000	814000*	-

* I 2000 og 2002 var det vedlikeholdsstans av anlegget

Omfanget av kryssende skipstrafikk er anslått til ca 20.000 fartøyer pr. år, av disse er ca 14.000 passasjerfartøyer. Dette er basert på tall fra 1992 (Scandpower1994).

Ved kai laster skipene metanol ved hjelp av en lastearm. Lasteraten er 1.200 m^3 pr. time. Det vil si at lastingen kan ta fra 6 – 12 timer.

Ca 2 ganger i måneden lastes det metanol til supplybåter med kapasitet ca 150 tonn. Lastingen skjer da med lasteslange, og lasteraten er 200 m^3 pr. time.

Basert på gjennomførte risikoanalyser er det etablert rutiner for å unngå lekkasjer, og for å oppdage og stoppe lekkasjer dersom de likevel skulle skje.

4.6 Natur- og miljøforhold

Tjeldbergodden ligger i et åpent fjordlandskap på sørsiden av Trondheimsleia, preget av lavvokst furuskog, myrer, fjellknauser og større og mindre innsjøer/tjern. Terrenget stiger mot sør med Gangåsen (164 moh) som høyeste punkt i 3 km avstand.

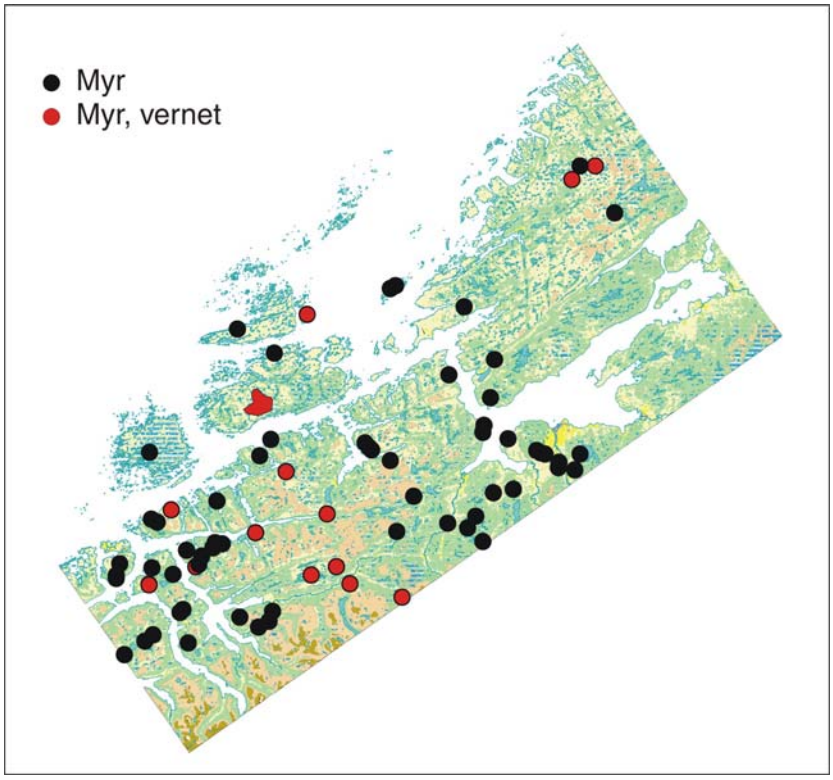
4.6.1 Vegetasjonstyper

På oppdrag fra Statoil ble det i 1993 gjennomført en vegetasjonskartlegging i områdene rundt Tjeldbergodden (NINA 1993). Av denne undersøkelsen framgår det at myr utgjør 21% av arealet og ulike skogtyper 61%. De arealmessig viktigste skogtypene er røsslyng-blokkebærfuruskog (32%) og blåbærdominerte skoger med furu og bjørk (18%). En særpreget vegetasjonstype er heigråmose-furuknaus på grunnlendt mark (10%). Innmark dekker 5%, mens øvrige vegetasjonstyper hver for seg utgjør mindre enn 1% av arealet.

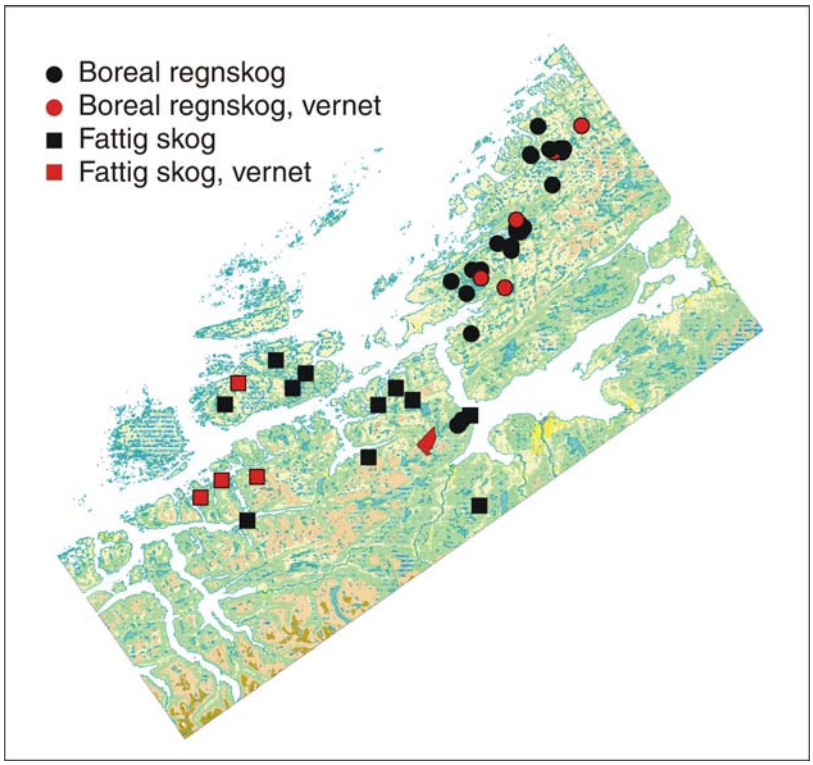
Følgende verneområder med verdifulle vegetasjonstyper og nasjonal vernestatus er registrert innenfor det området som kan tenkes å bli påvirket av utslipp til luft fra anlegg på Tjeldbergodden:

- **Havmyrane på Hitra**. Myrreservat. Stort myrkompleks – vegetasjonsovervåking er etablert i forbindelse med Tjeldbergodden-utbyggingen.
- **Aure barskogreservat, Aure**. Fattig furuskog med oseanisk preg.
- **Gjelamyra i Aure**. Myrreservat med bl.a. ombrotrof lavlandsmyr (nedbørsmyr) med velutviklede høljesamfunn (våte partier).
- **Krokvatnet i Aure**. Barskogreservat med kystutforming av fattig furuskog.
- **Hisåsen i Aure**. Barskogreservat. Nasjonalt typeområde for myrrik, næringsfattig kystfuruskog.
- **Fuglevågvassdraget på Smøla**. Myrreservat. Toppmyr, Røkmyr m.fl. myrer som utgjør et stort myrkompleks av stor verdi.Tålegrensene for nitrogentilførsler er lavest for nedbørmyr. Deretter følger fattig barskog og kystlynghei.

Nedbørmyr finnes flekkvis i landskapet innen hele influensområdet. Lokaliteter der nedbørmyr er dominerende eller et vanlig utbredt er vist i Figur 4-3. Disse lokalitetene dekker ca. 35 km^2.



Figur 4-3. Særlig verdifulle myrlokaliteter og verneområder der nedbørmyr er dominerende eller vanlig vegetasjonstype.



Figur 4-4. Særlig verdifulle lokaliteter og verneområder for fattig kystskog og boreal regnskog innen influensområdet.

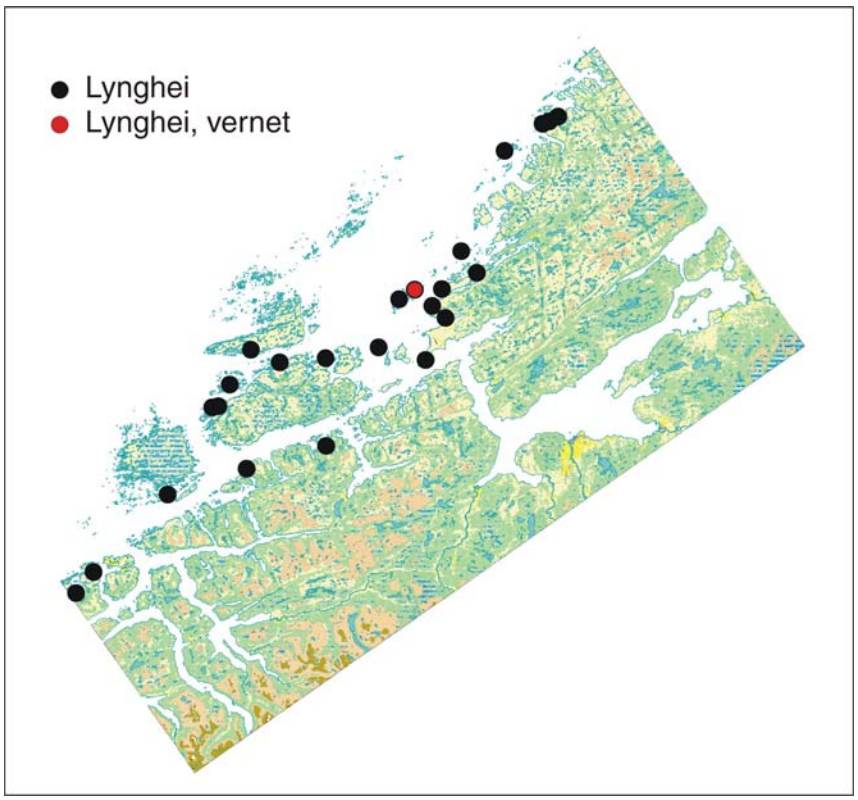
Nedbørmyr har størst utbredelse på Smøla, Hitra og Frøya. Større areal og særlige verdifulle lokaliteter er vernet i en rekke myrreservater, markert med rødt i Figur 4-3. Her kan spesielt nevnes myrreservatet Havmyran på Hitra, som er av internasjonal verneverdi.

Næringsfattig skog. De fleste skogsbestandene har en vegetasjon preget av lite næringstilgang. Inventeringer i forbindelse med verneplaner for Møre og Romsdal og for Sør-Trøndelag lister et titalls spesielt verneverdige lokaliteter. Arealet til disse lokalitetene utgjør ca 50 km^2. (Figur 4-4) Særlig viktige lokaliteter er vernet i barskogsreservater. Dette gjelder Hisåsen og Aure barskogsreservater i Aure kommune, Barsteintjernet barskogssreservat i Nesset kommune og Røstøya naturreservat i Hemne kommune.

Boreal regnskog. Særlig verdifulle lokaliteter er angitt i Figur 4-4, der flere er vernede barskogsreservater (Hildresvatnet i Bjugn, Nordelva i Rissa og Seterelva i Osen). Lokalitetene dekker et areal på ca 6 km^2.

Fattig fjellhei. I influensområdet finnes fattig fjellhei i områder sør og øst for Tjeldbergodden i Aure, Halsa, Hemne, Surnadal, Rindal, Orkdal, Snillfjord og Agdenes kommuner, se Figur 4-4.

Kystlynghei. I Møre og Romsdal er de best velutviklede og bevaringsverdige lynghei-lokalitetene knyttet til kommunene Aukra, Fræna, Eide, Averøy, Smøla og Aure (Figur 4-5). I Sør-Trøndelag er de viktigste lokalitetene registrert på Hitra, Frøya, Bjugn, Roan og Osen kommuner. Arealet av disse lokalitetene dekker ca. 36 km^2. De mest verdifulle kystlyngheiene innen influensområdet finnes på Tarva i Sør-Trøndelag.



Figur 4-5. Særlig verdifulle lokaliteter for kystlynghei innen influensområdet.

4.6.2 Klimatiske forhold og luftkvalitet

Det foreligger detaljerte meteorologiske målinger for perioden mars 1990 – mars 1991, og disse er sammenholdt med målinger utført i en 15-års periode på den nærmeste av DNMIs klimastasjoner, i dette tilfellet Ona-Hunsøy utenfor Molde.

Spredningsforholdene for utslipp til luft er gode og lite påvirket av topografiske forhold. Den mest forekommende vindretningen er sørvest. Klimaet i området er typisk kystklima med rikelig nedbør jevnt fordelt over året.

Luftkvaliteten på Tjeldbergodden er først og fremst bestemt av langtransporterte luftforurensninger. Luftkvaliteten er ikke vesentlig forskjellig fra lite forurensede områder ellers i Møre og Romsdal.

Måling av bakkenære nitrogenoksider i perioden august 1998 – juli 1999 viste ingen overskridelser av anbefalte luftkvalitetskriterier eller grenseverdier for luftkvalitet som time- eller døgnmiddel i hele måleperioden. Resultatene fra måling av nitrogenoksid som månedsmidler med passive prøvetakere viste svært lave verdier.

Målinger av luftas innhold av svoveldioksid (SO_2) og sulfat (SO_4) ble gjennomført i perioden oktober 2000 – oktober 2001. De målte konsentrasjonene var meget lave, og like lave som i et lite forurenset område i denne delen av landet (SFT 2002).

Som på de fleste målestasjoner i Norge blir anbefalte luftkvalitetskriterier for konsentrasjon av bakkenært ozon også overskredet på Tjeldbergodden. Dette skyldes langtransporterte forurensinger. Målinger over ett år viste likevel at antall timer med overskridelser var langt mindre på Tjeldbergodden (237 timer) enn på referansestasjonen Kårvatn (457 timer).(SFT 2002)

4.6.3 Resipientforhold i sjø

Sjøområdene utenfor Tjeldbergodden er preget av gode sprednings- og utskiftningsforhold. Utbyggingsområdet vender mot nord-nordvest, og er betydelig eksponert for bølger og strøm. Hovedstrømretningen er mot øst-nordøst langs sørsiden av Trondheimsleia. Bunnen i Trondheimsleia skråner bratt opp mot Tjeldbergodden.

Hovedkonklusjonen fra undersøkelser gjennomført før oppstart av metanolfabrikken var at de biologiske samfunnene og sediment/vannkvaliteten i de nærliggende sjøområdene var typiske for relativt upåvirkede områder.

4.6.4 Vannkvalitet og forsuring

Det foreligger omfattende vannkjemiske data fra området, som generelt er lite influert av langtransporterte luftforurensinger, og er lite påvirket av vannforsuring (Guerreiro, 2003). De fleste av de undersøkte innsjøene har kalsiumkonsentrasjoner under 1 mg/l, og er dermed følsomme for forsuring ved økende forurensingsbelastning. Med dagens avsetninger er det ingen av innsjøene i området som har overskredne tålegrenser.

Overvåkingen i området har til nå ikke kunnet påvise økt forsuring som følge av luftutslipp fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden (Hobæk 2003).

4.6.5 Gjødslingseffekter på vegetasjon i dagens situasjon

Storparten av Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag har en bakgrunnsavsetning på 200-400 mgN/m^2 pr. år, mens områdene sør og øst for Tjeldbergodden og på Fosen-halvøya i Sør-Trøndelag har områder med bakgrunnsavsetning på over 400 mg N/m^2 pr. år. Høyeste verdier har Fosen-halvøya (Ørland og Bjugn kommune) med nær 460 mg N/m^2 pr. år.

Ingen vegetasjonstyper i influensområdet har overskredet gjeldende tålegrenser for avsetning av nitrogen.

Overvåkingsundersøkelser i fattige skogtyper i forbindelse med eksisterende utslipp fra Tjeldbergodden viser ingen større endringer som kan relateres til N-utslipp fra fabrikkene der.

Overvåking i perioden 1994-1999 viste en økning i dekning av epifyttvegetasjon som var større enn forventet ut fra nivået av langtransporterte luftforurensinger. Økt nitrogen- og klorofyllinnhold i vanlig kvistlav og økt algevekst på trestammer ble satt i sammenheng med lokale utslipp av nitrogenoksid til luft (Erikstad 2001; Bruteig 2002).

4.7 Kulturminner

Området for utvidelse av metanolfabrikken og for bygging av gasskraftverk er regulert til industriområde, og det foreligger godkjent bebyggelsesplan. Hele området på land, samt området i sjøen utenfor (ut til ca 20 m dybde) er ferdig undersøkt av arkeologer og frigitt av kulturminnemyndighetene.

4.8 Områdets planstatus

Både utvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål i gjeldende reguleringsplan. Aktivitet i forbindelse med utbygging og drift vil foregå inne på industriområdet. Det vil derfor ikke være behov for endringer i reguleringsplaner eller andre offentlige planer.

5 Utvidelse av metanolfabrikken. Utbyggingsplaner

5.1 Eiendomsforhold

Metanolfabrikken eies i dag av Statoil (82%) og ConocoPhillips (18%).

5.2 Investeringer og produksjons-kostnader

Investeringer for metanolutvidelsen er anslått til ca 1,3 milliarder kroner, beregnet med en nøyaktighet på +/- 30%.

5.3 Beskrivelse av anlegg og prosess

Gassen fra gassmottaksanlegget blir først renset for uønskede komponenter, dvs. svovel, før den mates inn i en reformerseksjon. Denne omfatter en dampreformer og en oksygenfyrt autotermisk reformer. Her tilsettes det oksygen og vanndamp under høyt trykk, og naturgassen omdannes til såkalt syntesegass ved en temperatur opp mot 1000 ^{o}C. Syntesegass er en blanding av hovedsakelig karbonmonoksid, karbondioksid og hydrogen, samt noe metan.

Syntesegassen blir nedkjølt og komprimert til et trykk på ca 80 bar, og mates inn i metanolsynteseenheten. Her dannes råmetanol under påvirkning fra en metallkatalysator. Råmetanol destilleres til ferdig metanol i en destillasjonsenhet.

I prosessen brukes naturgass dels som føde til dampreformeren for produksjon av syntesegass, dels som energikilde for dampreformeren, og dels som energikilde for produksjon av damp i en hjelpekjel.

Generert damp fra varmegjenvinningen i metanolfabrikken brukes direkte for å danne syntesegass i dampreformeren, for produksjon av elektrisk strøm i en turbogenerator, for å drive syntesegasskompressoren og matevanns-pumpen (vha dampturbiner) samt som varmemedium i destillasjonsenheten og noen andre mindre varmeforbrukende enheter.

Statoil har studert flere muligheter for utvidelse av metanolproduksjonen. Dagens produksjon av metanol er ca 2550 tonn pr. døgn. Med maksimal utnyttelse av kapasiteten i dagens anlegg er det antatt at en vil kunne produsere opp mot 2700 tonn metanol pr. døgn. Den planlagte kapasitetsutvidelsen vil øke dette tallet til 3600 tonn pr. døgn.

Den foretrukne løsningen er bygging av en ny syntesegasslinje med dampreformering. Bruk av dampreformer åpner for en del muligheter for integrering med et gasskraftverk, se nærmere om dette i kap.5.10.

Utvidelsen av metanolanlegget innebærer følgende nye komponenter (se Figur 5-1):

- En ny parallell syntesegasslinje m/damp-reformer, varmegjenvinnings-dampgene-rator og syntesegasskompressor
- En utvidelse av metanolsyntesekapasi-teten med ny metanolreaktor
- En ny, fjerde sjøvannspumpe for å dekke det økte kjølevannsbehovet
- Nye enkeltkomponenter i gassmottak, destillasjonsanlegg og hjelpesystemer

Figur 5-1 viser også skjematisk hvordan inte-grasjonen med kraftverket er planlagt. Damp dannet ved nedkjøling av syntesegassen fra den nye dampreformeren vil bli utnyttet for produk-sjon av elektrisk energi i gasskraftverkets dampturbin, og man unngår en kostbar investering (over 100 mill kr) i en egen, mindre effektiv strømgenerator i metanolanlegget.

Gasskraftverket forsyner dampgeneratoren i den nye syntesegasslinjen med avluftet matevann.

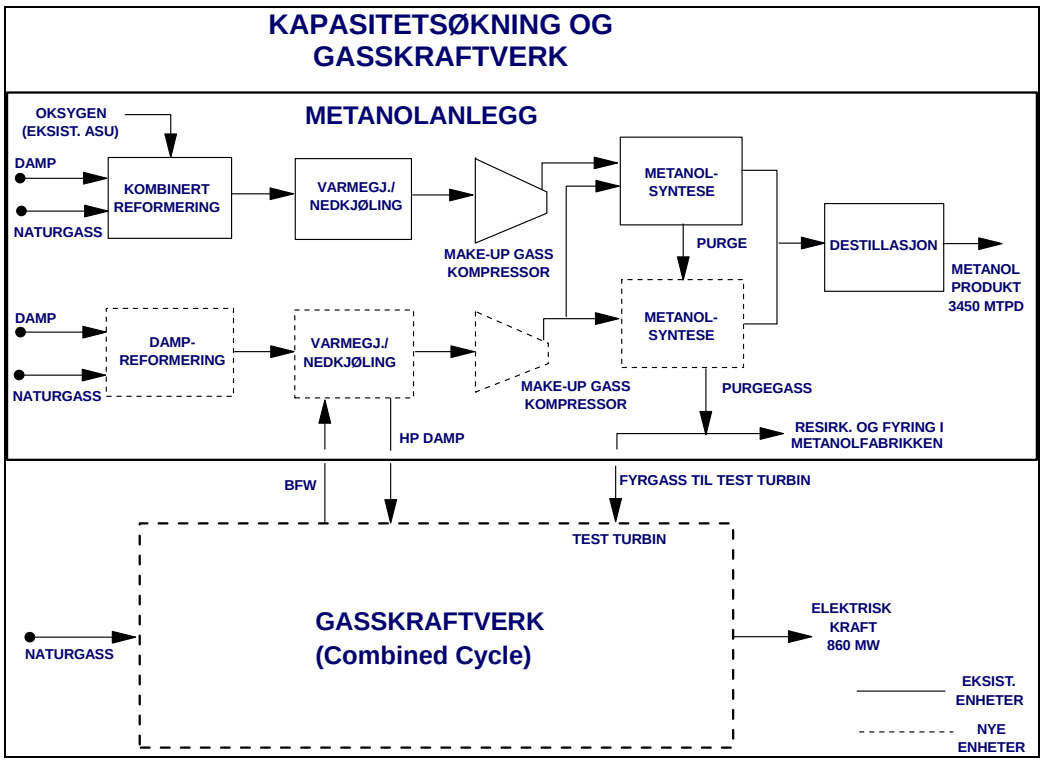
I det utvidede metanolanlegget vil det bli produsert en hydrogenrik avgass (ca. 85 % hydrogen) fra metanolsyntesen. Denne avgassen kan utnyttes til demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin. Se nærmere om dette i kapittel 6.2.

5.4 Innsatsfaktorer

5.4.1 Naturgass

I dag er forbruket til metanolfabrikken ved normal drift ca. 1,95 MSm^3 naturgass pr. døgn (670 MSm^3 pr.år). Ved maksimal utnyttelse av eksisterende kapasitet vil forbruket ligge rundt 2.1 MSm^3 (770 MSm^3 pr. år)
Kapasitetsutvidelsen innebærer at forbruket av naturgass til metanolproduksjonen øker med opp til 0,77 MSm^3 naturgass pr. døgn (ca 280 MSm^3 pr år).

Dersom en turbin for demonstrasjon av hydrogendrift av gassturbiner inkluderes (utredet som en opsjon), vil økningen i gassforbruket være ca 0,85 MSm^3 naturgass pr. døgn (ca 310 MSm^3 pr år).



Figur 5-1. Prinsippskisse for metanolprosessen. Nye komponenter og koblingen til det planlagte gasskraftverket er vist med stiplet strek.

5.4.2 Kjølevann

Anlegget benytter sjøvann som kjølemedium. Vannet tas inn på 60 m dyp, og registrert minimums- og maksimumstemperatur er hhv 5 og 10 ºC. Normalt holder vannet en temperatur på 6-7 ºC. Med dagens drift krever prosessen ca 18.000 m^3 kjølevann pr. time, og med full utnyttelse av dagens kapasitet ca 19.000 m^3/t. Kapasitetsutvidelsen vil øke kjølevannsbehovet med ca 6.000 m^3 pr. time.

5.4.3 Ferskvann fra kommunalt nett

Med dagens drift har anlegget et ferskvannsbehov på ca 74 m^3 pr. time, og med full utnyttelse av dagens kapasitet ca 77 m^3 pr. time. Dette dekkes fra kommunalt nett. Utvidelsen av metanolfabrikken innebærer en økning av behovet på ca 25 m^3 pr. time.

5.4.4 Demineralisert vann

Demineralisert vann tilføres anlegget for produksjon av damp. Forbruket med dagens drift er 25 m^3/time, og med full utnyttelse av dagens kapasitet ca 27 m^3/time. Kapasitetsutvidelsen vil øke dette forbruket med ca 23 m^3/time. Dette er innenfor kapasiteten til det eksisterende demineraliseringsanlegget.

Ved den planlagte integreringen med kraftverket vil damp generert i den nye syntesegasslinjen bli levert kraftverket for produksjon av elektrisk kraft i dampturbinen, mens den nye syntesegasslinjen vil motta avluftet matevann i retur for dampproduksjon.

5.4.5 Damp produsert ved varmegjenvinning

Damp benyttes i prosessen for framstilling av syntesegass i dampreformeren, for drift av dampturbiner som produserer elektrisk energi og driver syntesegasskompressoren og matevanns-pumpen, samt som varmemedium i destillasjons-enheten og noen andre mindre varmeforbrukende enheter.

Damp produseres gjennom oppvarming av tilført demineralisert vann ved hjelp av varme fra prosessen (varmegjenvinning).

5.4.6 Elektrisk kraft

Metanolfabrikken har i dag et elektrisk effektbehov på ca 24 MW, der 9,5 MW er knyttet til hjelpesystemene, mens 14,5 MW er knyttet til nødvendig produksjon av oksygen i luftgassfabrikken.

Det totale behovet for elektrisk effekt på Tjeldbergodden er pr. i dag ca 33,5 MW, dvs at det importeres ca 11,5 MW fra nettet. (2 MW av denne importen går til metanolproduksjonen).

Etter utvidelsen vil metanolfabrikkens effektbehov øke med ca 13 MW. Sammen med effektbehovet til luftgassfabrikken (14,5MW) vil det da gå med totalt ca 37 MW til meta-nolproduksjonen.

Tjeldbergodden-anleggenes behov for elektrisk effekt vil dermed øke til totalt ca 46,5 MW. Av dette må 24,5 MW tilføres fra nettet. Av denne importen vil metanolproduksjonen legge beslag på 15 MW.

5.5 Produkter

5.5.1 Metanol

Med dagens drift produseres det ca 2550 tonn metanol pr. dag, tilsvarende ca 880.000 tonn metanol pr. år. Full utnyttelse av dagens kapasitet vil kunne gi opp mot 2700 tonn metanol pr. dag, tilsvarende ca. 985.000 tonn metanol pr. år.

Kapasitetsutvidelsen vil øke produksjonen til ca 3450 tonn metanol pr. dag under normal drift, tilsvarende ca 1,2 millioner tonn metanol pr. år. Maksimalt vil det etter utvidelsen kunne

produseres ca 3600 tonn pr. dag, tilsvarende 1,3 millioner tonn pr. år, forutsatt 100 % regularitet.

5.5.2 Høytrykksdamp

All overskuddsdamp fra dagens metanolprosess benyttes for produksjon av elektrisk energi i en egen dampturbin.

Utvidelsen av fabrikken vil medføre en ytterligere produksjon av overskuddsdamp. Ved en integrasjon med kraftverket vil dette overskuddet (ca 84 tonn damp/time) kunne benyttes for produksjon av elektrisk energi i kraftverkets dampturbin. Alternativet er å installere en ny dedikert dampturbin for metanolfabrikken. Se nærmere om dette i kapittel 5.9.

5.5.3 Temperert kjølevann

Gjennom prosessen varmes kjølevannet opp 11-12 ºC, slik at temperaturen øker til 16-22 ºC.

5.5.4 Elektrisk kraft

Metanolfabrikken har i dag en egen dampturbin (turbogenerator) med en effekt på 22 MW. Denne produksjonen vil være den samme etter utvidelsen. Ved en integrering med kraftverket vil overskuddsdamp fra metanolanlegget gi opp mot 25 MW ekstra elektrisk effekt i kraftverkets dampturbin.

5.5.5 Hydrogenrik overskuddsgass

Metanolsyntesen genererer en hydrogenrik avgass (i dagens anlegg ca. 70 % hydrogen). I dagens situasjon benyttes denne avgassen som fyrgass for dampreformeren, sammen med naturgass. En økt mengde av denne gassen som følge av utvidelsen vil tilsvarende kunne benyttes som fyrgass for den nye reformeren.

Fyrgass-egenskapene for gassen er omtrent som for ren hydrogen, og gassen vil være velegnet for utprøving av hydrogendrift av turbiner, se nærmere om dette i kapittel 5.3.

5.6 Utslipp

5.6.1 Avgasser

Utvidelsen av metanolfabrikken vil øke de årlige utslippene med hhv. ca 255.000 tonn CO_2, 165 tonn NO_X og 9 tonn CO, forutsatt at demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift installeres. Hvis denne turbinen ikke installeres, vil økningen av CO_2-utslippene være ca 210.000 tonn. Utslippet av de andre avgassene ved metanolfabrikken påvirkes ikke av demonstrasjonsturbinen.

Dampreformeren gir i utgangspunktet relativt høy konsentrasjon av NO_X i avgassen, og det vil derfor bli benyttet katalytisk avgassrensing (SCR). Dette vil bringe NO_X-konsentrasjonen ned til 38 ppm NO_X (ved 2,1 volum-% O_2). Ved bruk av SCR tilsettes ammoniakk, og noe av denne vil følge eksosgassen som utslipp til luft.

Fordelingen på ulike utslippskilder framgår av Tabell 5-1, og tallene er sammenlignet med gjeldende utslippstillatelse.

Utslippsmengdene varier en god del fra år til år. Dette har i første rekke sammenheng med regularitet. Stabil drift gir lave utslipp, mens driftsavbrudd medfører økte utslipp, spesielt gjennom fakkelen.

Skipene som benyttes for transport av metanol medfører utslipp av eksosgasser fra hovedmaskinene under fart og når skipene legger til/fra kai. Når skipene ligger til kai for lasting vil det være utslipp fra hjelpegeneratorer.

Utvidelsen av produksjonskapasiteten innebærer at antall skipslaster øker fra ca 150 i dag til ca 210. Utslipp fra skipene mens de ligger til kai for lasting er i dag ca 11 tonn NO_X/år. Dette vil øke med ca 4 tonn/år. Tilsvarende er utslippene fra metanolskipene under seiling til/fra Tjeldbergodden i dag beregnet til ca 70 tonn NO_X/år. Dette vil øke med ca 30 tonn/år.

5.6.2 Prosessavløpsvann

Alt avløp som inneholder oppløste organiske stoffer blir i dag renset i det biologiske renseanlegget før utslipp til sjø. Overflateavrenning fra utstyrs- og tankområder ledes til en tank/oppholdsbasseng for kontroll før utslipp. Dersom innholdet av hydrokarboner er mer enn 5 mg/l, ledes også dette vannet til det biologiske renseanlegget før utslipp til sjø.

Dagens normale tilførsel til renseanlegget er 12 m^3/time. Anlegget er dimensjonert til å ta hånd om 17,7 m^3/time.

Utvidelsen av metanolanlegget vil øke denne tilførselen med 1-2 m^3 pr time. Dette er godt innenfor det eksisterende anleggets kapasitet.

5.6.3 Sanitæravløpsvann

Tjeldbergodden er for sanitæravløpsvann tilkoblet kommunalt nett. Utvidelsen av metanolfabrikken antas å innebære ca 8 nye årsverk på Tjeldbergodden (totalt ca 30 årsverk for gasskraftverk og metanolutvidelse), og dermed også en marginal økning i mengde sanitæravløpsvann. Økningen er godt innenfor kapasiteten i eksisterende renseanlegg.

5.6.4 Temperert kjølevann

Temperert kjølevann slippes ut på 16,5 m dyp ca 50 m fra land. I planen for metanolfabrikken og i tidligere KU ble hele dagens kjølevanns-produksjon

Tabell 5-1 Oversikt over utslippspunkter og maksimale utslippsmengder til luft for metanolfabrikken a)med dagens drift, b)med full utnyttelse av dagens kapasitet og c)etter planlagt utvidelse av kapasiteten. Det er lagt til grunn at demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift er installert.

Utslippspunkter	CO_2 t/år	CO t/år	NOx t/år	NH_3 t/år	VOC t/år	Sot og støv
a) Med dagens drift	**330-375.000**	**22-79**	**298-392**	**0**	**105**	**2**
b) Dagens anlegg m. full kapasitetsutnyttelse	**370-420.000**	**23-83**	**314-413**	**0**	**110**	**2**
Utslippsøkning som følge av kapasitetsutvidelse :						
Utslippspunkt 1 (eksisterende dampreformer)	0	0	0	0		
Utslippspunkt 2 (maks) (eksisterende oppstartkjel)	28.000	0,5	43	0		
Utslippspunkt 3 (maks) (eksisterende fakkel)	11.000	8	17	0		
Utslippspunkt 4 (maks) (ny dampreformer)	216.000	0,4	104[1)]	5,1-10,2[2)]		
Sum utvidelse (maks)	**255.000 [4)]**	**9**	**164**	**5,1-10,2**	**33**	**0,7**
c) Utslipp etter kapasitetsutvidelse	**581-675.000**	**32-92**	**478-577**	**5,1-10,2**	**143**	**2,7**
Gjeldende utslippstillatelse	**Ikke regulert i tillatelse [5)]**	**170**	**700**	**-**	**105[3)]**	**2**

[1)] 25 mg/MJ innfyrt varme er lagt til grunn. Dette tilsvarer en utslippskonsentrasjon for NO_X på 38 ppm ved 2,1 volum- % O_2.
[2)] 5,1-10,2 tonn NH_3/år tilsvarer 5 – 10 ppm NH_3 i utslippsgassen (ref. Topsøe)
[3)] Kravet gjelder summen fra metanolanlegg og gassmottaksanlegg
[4)] Uten demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift vil det økte utslippet av CO_2 bli 211.000 tonn/år. Det innebærer at utslipp av CO2 i utslippspunkt 4 (ny dampreformer) blir 44 tonn lavere pr. år. Utslippet av de andre komponentene påvirkes ikke av demonstrasjonsturbinen.
[5)] I begrunnelsen for eksisterende tillatelse er nevnt 450.000 tonn CO_2/år knyttet til en årlig produksjon av 950.000 tonn metanol

forutsatt sluppet direkte til sjø gjennom anleggets utslippstunnel/rør.

Dette er også lagt til grunn for gjeldende utslippstillatelse. Fram til 2004 har det blitt tatt ut 10-15.000 m^3/time gjennom Multienergis tunnel til fiskefarmen i Kjørsvikbugen. Anlegget er p.t. ute av drift, men det regnes som sannsynlig at driften vil starte opp igjen.

Økningen på 6000 m^3/time som følge av kapasitetsutvidelsen av metanolfabrikken vil bli sluppet direkte til sjø. Forutsatt at akvakultur-anlegget kommer i drift igjen, vil utslippet av kjølevann direkte til sjø også etter utvidelsen ligge innenfor grensene i gjeldende utslippstil-latelse (22.000 m^3/time).

Basert på målinger har en funnet at vannet varmes opp ca 11-12 ºC fra inntak til utslipp, og at den initielle overtemperaturen ved utslipp varierer mellom 5,7 og 12,8 ºC. Dette vil ikke bli endret selv om vannmengden øker.

Inntaksdypet på 60 m gjør det unødvendig å tilsette kjemikalier for å hindre begroing.

5.7 Støy

Driften av dagens fabrikkanlegg medfører støy innenfor de grenser som er fastsatt av SFT.
Utvidelsen av metanolfabrikken innebærer flere komponenter som avgir støy. Dette gjelder i hovedsak pumper, kompressorer, rørledninger, luftinntak og utslippspunkter for damp.

I anleggsperioden vil det bli støy fra anleggsmaskiner og lastebiler.

5.8 Avfall

Det vil ikke bli noen utslipp av fast avfall fra metanolanlegget, hverken før eller etter kapasitetsutvidelsen. Under revisjonstanser vil utskifting av katalysatorer, ionebyttemasse, etc., finne sted. De brukte katalysatorvolumene og alt annet fast avfall vil bli tatt hånd om på forskriftmessig måte i henhold til de rutiner som er etablert for virksomheten på Tjeldbergodden og transportert til andre steder for videre behandling og gjenvinning

5.9 Økning i skipstrafikk

Den planlagte utvidelsen innebærer at frekvensen av skipsanløp øker med 1 skip pr uke, fra dagens 3 skip pr. uke til 4 pr. uke etter utvidelsen. Skipstypene som vil bli benyttet er de samme som blir benyttet pr. i dag.

5.10 Gevinst ved integrasjon med kraftverk

Overskuddsdampen fra den nye dampreformeren og den utvidede syntesegasslinjen kunne evt. utnyttes gjennom bygging av en ny dampturbin knyttet til metanolanlegget. En slik dampturbin ville oppnådd en effekt på ca 22,5 MW. Høye investeringskostnader gjør at en slik løsning ikke er bedriftsøkonomisk forsvarlig.

Ved integrering med kraftverket utnyttes denne dampen i en vesentlig større og mer effektiv dampturbin, og dermed oppnår en både en høyere effekt (25MW) og en vesentlig besparelse i investeringer.

Gevinsten ved å utnytte dampen i en stor turbin er altså ca 2,5 MW. Dette gir en årlig elektrisitetsproduksjon tilsvarende årlig forbruk i ca 1000 eneboliger.

6 Kraftverket. Utbyggingsplaner

6.1 Beskrivelse av anlegg og prosess

Det planlagte kraftverket er et kombinert kraftverk (CCPP – "Combined Cycle Power Plant"). Det innebærer at elektrisitet dels produseres i naturgassfyrte gassturbiner, og dels i en turbin drevet av damp. Dampen produseres ved hjelp av spillvarme fra gassturbinene, og det planlegges tilført overskuddsdamp fra metanolfabrikken.

Planene for gasskraftverket er utarbeidet med utgangspunkt i én av de turbintypene som kan være aktuelle. Denne løsningen gir en tilgjengelig effekt på 846 MW (864 MW installert effekt), og en årlig produksjon av elektrisk kraft til nettet på ca 6,9 TWh.

Det er flere aktuelle leverandører som har turbiner i den størrelsesorden som er lagt til grunn i konseptet, men ytelsen varierer noe. Leverandørene driver stadig produktutvikling, og dette kan resultere i forbedret virkningsgrad og ytelse. Statoil har som målsetting å innhente konkurrerende tilbud, samt å velge beste tilgjengelige teknologi, under forutsetning av at teknologien er tilstrekkelig utprøvd. Avhengig av resultatet av anbudsprosessene, er det antatt at kraftverkets totale ytelse vil kunne bli ca 6-7 % høyere/lavere i forhold til konseptet som er utredet. Det innebærer at installert effekt vil kunne bli opp mot ca 920 MW. Dette tilsvarer en tilgjengelig produksjon på opp mot ca 7,3 TWh/år, forutsatt en regularitet på 93%.

Hovedelementene i kraftverket er, basert på utredet konsept :

- 2 gassturbiner. I konsekvensutredningen har en lagt til grunn at hver av disse har en installert effekt på 262 MW.
- 1 dampturbin. I konsekvensutredningen har en lagt til grunn at denne gir en effekt på 322 MW (328 MW dersom damp fra demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift inkluderes)
- 2 tre-trykks varmegjenvinnings dampgeneratorer med gjenoppvarming
- 1 kondensator
- Nytt gassmottaksanlegg/måleinnretninger
- Nytt kjølevannsystem
- Bryteranlegg for tilkopling til nettet. Dette vil være en del av kraftdistribusjonsnettet, og tilhøre Statnett.
- En eventuell demonstrasjonsturbin for hydrogendrift, se kap.6.2.

En prinsippskisse for anlegget er vist i Figur 6-1, og Figur 6-2 viser anlegget innplassert i forhold til eksisterende anlegg på Tjeldbergodden.

6.2 Hydrogen demonstrasjonsturbin

I ytelsestallene nevnt ovenfor er inkludert produksjonen fra en turbin for demonstrasjon av hydrogendrift.

I forbindelse med behandlingen av Snøhvitutbyggingen ba Stortinget regjeringen om å sørge for at Statoil la fram en plan for utprøving av ulike CO_2-reduserende teknologier. I sitt svar pekte Statoil på at Tjeldbergodden var et interessant sted for demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin, men at det på det tidspunktet ikke forelå noen konkret plan eller kostnadsoverslag.

Statoil har videreutviklet disse planene, selv om det fortsatt ikke foreligger noen beslutning om gjennomføring av denne demonstrasjonsturbinen.

Bakgrunnen for at Tjeldbergodden er et egnet sted, er at det i et utvidet metanolanlegg vil bli produsert en hydrogenrik overskuddsgass fra metanolsyntesen. Denne gassen kan utnyttes til demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin.

Statoil gjennomfører nå en utredning av en slik demonstrasjonsturbin i samarbeid med SINTEF og turbinleverandører, i et prosjekt støttet av

Olje- og energidepartementet og med midler kanalisert gjennom Norges forskningsråd.

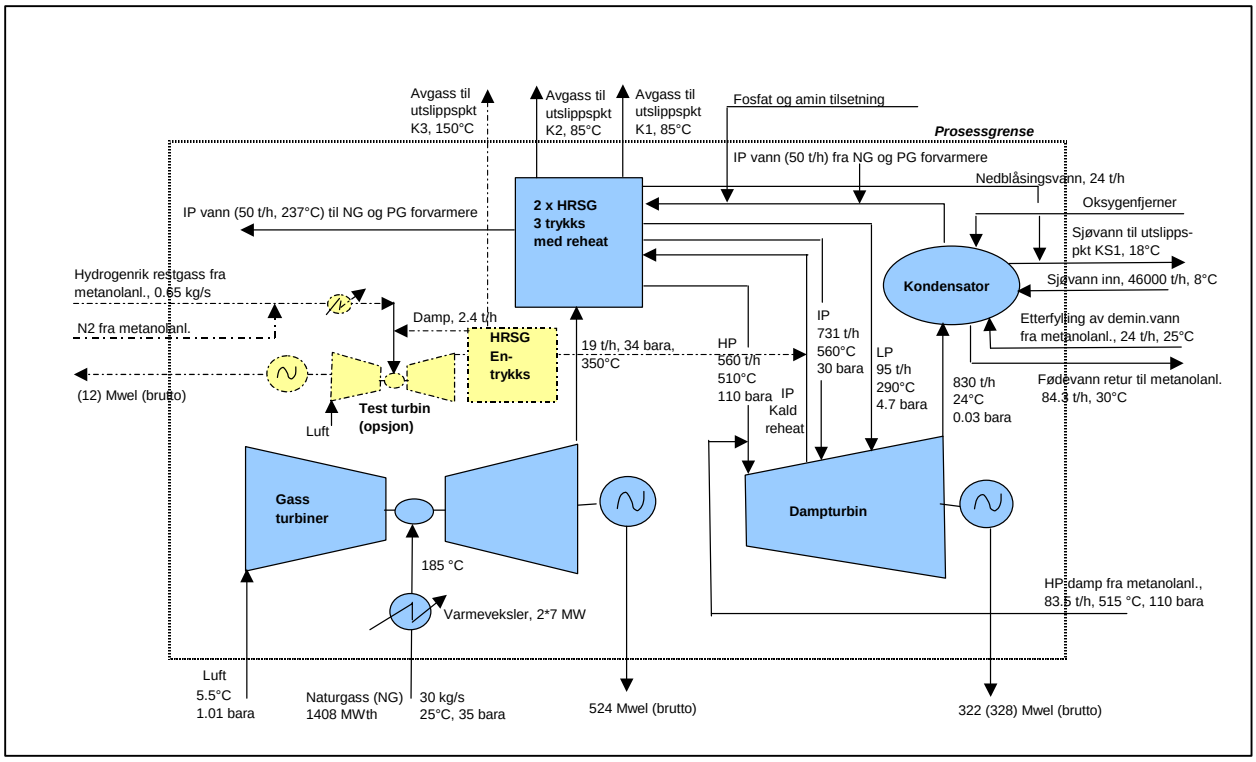
Utvikling av hydrogenfyrte gassturbiner er ansett som et viktig skritt mot CO_2-fri kraftproduksjon. En hydrogenfyrt demonstrasjonsturbin integrert i anlegget på Tjeldbergodden vil kunne representere et vesentlig bidrag til:

- Utvikling og demonstrasjon av framtidsrettet teknologi for hydrogenfyring i gassturbiner
- Økt kunnskap om skalerbarhet for kraftproduksjon basert på hydrogen
- Økt kunnskap om NO_X utslipp knyttet til kraftproduksjon basert på hydrogen
- Driftskompetanse i Norge knyttet til bruk av hydrogen i kraftproduksjon, inkludert fokus på HMS.

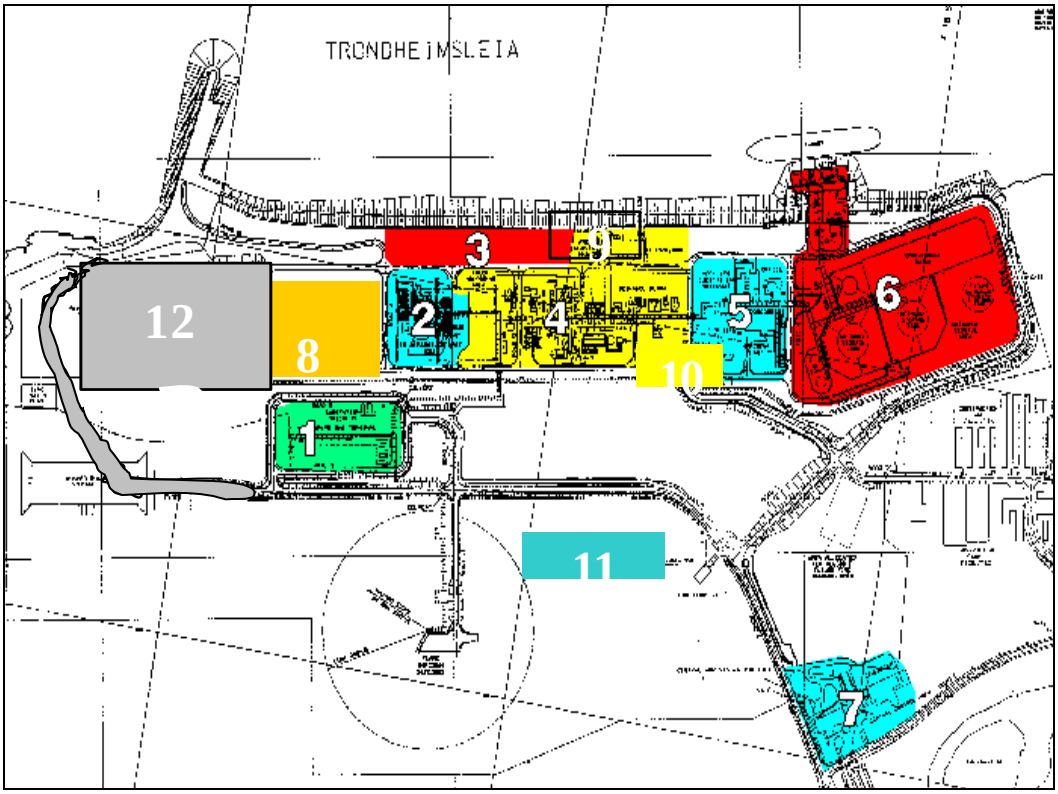
Størrelsen på hydrogenturbinen er ikke bestemt, men vil ligge i området 10 - 30 MW. Dette vil utgjøre inntil ca 3% av kraftverkets totale kraftproduksjon. Som grunnlag for konsekvensutredningen er det antatt at hydrogenturbinen gir en effekt på totalt 18 MW, inkl. bidraget fra damp.

En slik investering vil ikke tilfredsstille prosjektets økonomikrav, og en realisering av en hydrogenturbin vil derfor måtte baseres på en finansieringsmodell som også inkluderer andre norske aktører. Statoil ønsker å bidra til framtidsrettede energiløsninger, og et slikt demonstrasjonsprosjekt kan være et interessant bidrag i så måte.

Alternativ bruk av den hydrogenrike overskuddsgassen er resirkulering til fyring i metanolanleggets dampreformer.



Figur 6-1 Prinsippskisse for kraftverket. Et eksempel på en demonstrasjonsturbinen (i dette tilfellet med en effekt på 12 MW) er stiplet og vist med gul farge.



Figur 6-2 Plassering av kraftverket og tilhørende elementer. Gassmottaksanlegg (1), gasskraftverk (8), koplingsstasjon (11). Andre enheter: Luftgassfabrikk (2), bioproteinfabrikk (3), metanol- og LNG fabrikk (4), hjelpeutstyr (5), tank farm og lasteområde (6), administrasjonsbygninger (7), ny synteseenhet metanol (9), ny reformer metanol (10), plass for evt. framtidig CO_2-renseanlegg (12).

6.3 Eiendomsforhold

Statoil er eier av tomta der gasskraftverket planlegges bygget. Statoil har ikke til intensjon å eie 100 % i kraftanlegget, og det er en forutsetning for prosjektet at andre eiere kommer inn. I løpet av gjennomføringsfasen vil det derfor være aktuelt å inkludere partnere. Det er da intensjonen å opprette et eget juridisk selskap som skal eie og drive kraftverket, og som følgelig vil stå som eier av konsesjonen.

6.4 Investeringer og produksjons-kostnader

Investeringer for kraftverket er anslått til ca 4,2 milliarder kroner, beregnet med en nøyaktighet på +/- 30 %**.** Denne summen gjelder kraftverket inkludert kjølevannstunnel.

Produksjonskostnadene omfatter kostnader til kjøp av gass, lønnskostnader, faste drifts-kostnader og vedlikeholdskostnader. Årlige driftskostnader, eksklusiv gasskostnad, er anslått til 200 millioner kroner.

Det er i de økonomiske beregningene lagt til grunn at kraftverket vil bli omfattet av et internasjonalt CO_2-kvotehandelssystem fra år 2008.

Det må bygges en ny forbindelseslinje mellom Tjeldbergodden og sentralnettet, sammenkoblet i Trollheim koblingsstasjon. Se nærmere om denne i kapittel 7.

Intensjonen er at Statnett vil eie og drive denne linjen. Kraftlinjen bygges slik at andre linjer kan knyttes til og slik at den kan inngå som en del av sentralnettet. Kraftanlegget vil da kunne unngå medinvestering i linjen (anleggsbidrag).

Kraftanlegget blir imidlertid pålagt nettariff for leveranse i nettet. Denne tariffen består av to ledd, innmatningstariff og energiledd.

Innmatingstariff mot sentralnettet settes årlig av Statnett med basis i retningslinjer utgitt av NVE og avveies mot tilsvarende tariff som betales av forbruker.

Energiledd beregnes kontinuerlig og er avhengig av forholdet mellom uttak og kapasitet i nettet og skal reflektere den kostnad eller fordel den enkelte aktør påfører systemet. Det forventede nivå på energileddet for et kraftverk på Tjeldbergodden er ennå uavklart. Statoil søker å oppnå klarhet i dette spørsmål gjennom dialog med Statnett. Det forventes imidlertid at den positive effekt innmatning i Midt Norge vil ha på den totale nettsituasjon i Norge vil bli reflektert i det endelige energileddet.

Statoil har foreløpig estimert årlig nettkostnad til å være rundt 50 mill kr.

Demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift, som er utredet som en opsjon (se kapittel 6.2), vil med den enkleste utførelsen koste 100-500 millioner kroner, avhengig av konsept og størrelse på turbinen.

6.5 Skatter og avgifter

Aure kommune har innført eiendomsskatt. Denne skatten fordeles mellom kommunene Aure, Hitra og Hemne etter en avtale som ble etablert i forkant av første etablering på Tjeldbergodden. Den årlige eiendomskatten regnes ut som 7 promille av anleggets til enhver tid bokførte verdi.

6.6 Innsatsfaktorer

6.6.1 Naturgass

Kraftverkets forbruk av naturgass er beregnet til ca 3,1 MSm^3/d, som tilsvarer i overkant av 1 GSm^3/år (1,04 GSm^3/år ved LHV 39,6 MJ/Sm^3).

6.6.2 Hydrogenrik overskuddsgass fra metanolanlegg

Ved en integrering med utvidelsen av metanolfabrikken kan den hydrogenrike overskudds-gassen fra den utvidede metanol-syntesen (2,5 t/time) eventuelt bli benyttet som fyrgass i en egen demonstrasjonsturbin for hydrogendrift (se kapittel 6.2).

6.6.3 Damp

Kraftverket vil være utstyrt med 2 stk tre-trykks dampgeneratorer knyttet til hver av skorsteinene fra de to hovedturbinene. I dampgeneratorene produseres det totalt 728 t damp pr. time.

I tillegg vil anlegget ha en enkelt-trykks dampgenerator knyttet til skorsteinen fra demonstrasjonsturbinen. Denne vil levere 19 tonn damp pr. time.

Overskuddsdamp tilføres fra metanolanlegget, og utgjør 83,5 tonn pr. time. Damp fra disse tre kildene benyttes for drift av kraftverkets dampturbin.

6.6.4 Elektrisk kraft

Kraftverket vil kreve 18 MW elektrisk effekt for drift av diverse hjelpeutstyr, kjølevannspumper, kompressorer for instrumentluft med mer.

6.6.5 Kjølevann

Kraftverkets kjølevannsbehov er 46.000 m^3/time. Det vil bli benyttet sjøvann hentet fra 60 m dyp gjennom et nytt inntaksarrangement.

6.6.6 Ferskvann

Kraftverkets behov for ferskvann fra kommunalt nett er 25 m^3/time. Vannbehovet vil i all hovedsak være knyttet til produksjon av damp, og metanolfabrikkens eksisterende anlegg for demineralisering av vannet vil bli utvidet..

6.7 Produkter

6.7.1 Elektrisk kraft

De to hovedturbinene vil hver være tilkoblet en generator med installert effekt på 262 MW, til sammen 524 MW.

Dampturbinen vil ha en effekt på 322 MW, evt. 328 MW dersom damp fra demonstrasjonsturbinen inkluderes. Dette er basert på 728 tonn damp pr. time fra varmegjenvinningsdampgeneratorene, 83,5 tonn damp pr. time fra metanolanlegget og evt. 19 tonn damp pr. time fra demonstrasjonsturbinen. Bidraget fra metanolanlegget tilsvarer 25 MW, og et eventuelt bidrag fra demonstrasjonsturbinen ca 6 MW.

Uten demonstrasjonsturbinen vil netto tilgjengelig effekt bli ca 828 MW, når kraftverkets interne behov for energi er trukket fra. Dette tilsvarer ca 6,75 TWh pr. år, forutsatt en regularitet på 93 %.

Det er i denne sammenheng lagt til grunn at demonstrasjonsturbinen vil ha en effekt på 12 MW.

Med disse forutsetningene vil netto tilgjengelig effekt for kraftverket totalt bli ca 846 MW. Dette tilsvarer en produksjon på ca 6,9 TWh pr. år.

6.7.2 Temperert kjølevann

Kjølevannet vil gjennom prosessen varmes opp ca 10 ºC, slik at temperaturen øker til 14-20 ºC.

6.7.3 Matevann til metanolanlegg

Kraftverket vil motta overskuddsdamp fra metanolanlegget (83,5 t/time). En tilsvarende mengde kondensert vann vil bli returnert til metanolanlegget og inngå i produksjon av ny damp.

6.8 Utslipp

Utslipp fra gasskraftverket er beregnet med utgangspunkt i de turbintyper og –ytelser som er nevnt foran. Avhengig av resultatet av anbudsinnhentingen, kan endelig valg av turbiner medføre at utslippene blir ca 6-7% høyere/lavere enn det som her er lagt til grunn.

6.8.1 Avgasser

Tabell 6-1 viser utslippene av avgasser fra kraftverket, fordelt på de enkelte utslippspunktene. For NO_X er det angitt alternative utslippsvolumer for ulike konsentrasjoner av NO_X i røykgassen:

25 ppm tilsvarer den laveste konsentrasjonen som leverandører av denne typen turbiner med DLE-teknologi garanterer pr. i dag. Dette er også definert som BAT ihht. IPPC-direktivet.

I praktisk drift vil slike turbiner kunne oppnå lavere konsentrasjoner, og det er derfor i tabellen valgt å illustrere utslippene ved en konsentrasjon på 15 ppm.

Et utslipp ned mot 5 ppm vil i dag bare kunne oppnås gjennom å ta i bruk renseteknologi som for eksempel SCR. Denne rensemetoden gir i tillegg utslipp av NH_3, med konsentrasjon 2-5 ppm.

Utslipp av VOC (nmVOC og CH_4) gjennom røykgassen er estimert til ca 140 tonn pr. år.

Diffuse utslipp av VOC vil bli holdt på et minimum gjennom å ta i bruk best mulig teknologi for tetning av flenser og ventiler, og gjennom preventivt vedlikehold.

6.8.2 Prosessavløpsvann

Kraftverket vil ha egne systemer for oppsamling av alt forurenset avløpsvann. Oljeholdig avløpsvann vil passere en oljeutskiller, og deretter ledes til sjø sammen med kjølevann. Det forutsettes at konsentrasjonen av olje er mindre enn 5 ppm før innblanding i kjølevannet.

Tabell 6-1 Oversikt over utslippspunkter og mulige utslippsmengder til luft for planlagt gasskraftverk

Utslippspunkt	NO_X		NH_3		CO_2	CO	SO_2	VOC
	ppm	t/år	ppm	t/år	t/år	t/år	t/år	t/år
Skorstein 1 fra hovedturbin	5 ppm	179	2-5 ppm	20-40	1.220.000	107	1,4-5	Utslipp av VOC (nmVOC og CH4) gjennom røykgassen er anslått til 20 mg/kWh.
	15 ppm	540						
	25 ppm	895						
Skorstein 2 fra hovedturbin	5 ppm	179	2-5 ppm	20-40	1.220.000	107	1,4-5	
	15 ppm	540						
	25 ppm	895						
Skorstein fra demonstrasjonsturbin	25 ppm	45			24.000	5	-	
SUM	**-**	**403 - 1835**	**-**	**0-80**	**2.464.000**	**219**	**2,8-10**	**Ca 140**

Det er ingen vannproduserende prosesser knyttet til produksjonen av el-kraft i kraftverket.

Avløpsvann vil likevel oppstå på to måter:

- Dreneringsvann fra områder med fast dekke
- Nedblåsningsvann fra damp-kondensat systemet – dvs. vann som oppstår fordi en viss vannmengde erstattes med rent vann for å unngå akkumulering av mineraler.

Ingen av disse vannstrømmene er i utgangspunktet olje/hydrokarbon forurenset. Det er egne oppsamlingssystemer for søl/spill der dette kan inntreffe (smøreolje fra tyngre roterende utstyr el.). Normalt vil overflatevann fra kraftverkområdet (drenering av regnvann) være rent nok til å ledes direkte til sjø. For det tilfelle at dreneringsvann ikke er rent nok for direkte utslipp til sjø (> 5 ppm olje) har kraftverket egne systemer for oppsamling av alt forurenset avløpsvann. Monitorering og overvåking av oppsamlingskummer/sumper sikrer at dette skjer når nødvendig. Oljeholdig avløpsvann vil i slike tilfeller passere en oljeutskiller, og deretter ledes til sjø sammen med kjølevann.

Nedblåsningsvann fra kraftverket vil utgjøre ca 24 m^3/time. Dette vannet vil bli blandet med kjølevannet nedstrøms utløpskummen, og sluppet til sjø. Nedblåsningsvannet vil inneholde mindre mengder kjemikalier. Dette er gjort nærmere rede for i utslippssøknaden.

Ved rengjøring av utstyr og trykktanker i forbindelse med revisjonsstans samles alt forurenset vann i egne tanker, og transporteres deretter til godkjent renseanlegg.

6.8.3 Sanitæravløpsvann

Som en følge av at utvidelsen av metanolfabrikken og driften av kraftverket medfører flere nye årsverk på Tjeldbergodden, vil det også bli en viss økning i mengde sanitæravløpsvann.

Sanitæravløpsvann fra Tjeldbergodden er tilkoblet kommunalt nett. Økningen er godt innenfor kapasiteten i eksisterende renseanlegg.

6.8.4 Temperert kjølevann

46.000 m^3 temperert kjølevann pr time vil bli sluppet ut til sjø gjennom et nytt utslipparrangement. Utslippspunktet vil bli på ca 20 m dyp, ca 50 m utenfor spissen av eksisterende molo, se Figur 9-1.

Temperaturen på utslippsvannet vil normalt være 16-17 ºC, men vil variere mellom ytterpunktene 14-20 ºC.

På grunn av at kjølevannet hentes på stort dyp (60 m), vil det ikke være behov for å tilsette begroingshindrende kjemikalier. Dette er basert på erfaring med eksisterende kjølevannssystem for metanolfabrikken, hvor kjølevannet tas inn på samme dyp.

6.9 Støy

I forbindelse med anleggsarbeidene vil det bli støy fra anleggsmaskiner, lastebiler og sprengningsarbeider.

De viktigste støykildene i driftsfasen vil være luftinntak, eksosutløp, dampturbin og gassturbiner.

6.10 Avfall

I anleggsfasen vil de viktigste typene avfall være:

- Rester av bygningsmaterialer
- Emballasje
- Mulig oljesøl fra lager- og riggområder

I driftsfasen vil de viktigste typene avfall være:

- Spesialavfall fra vedlikeholdsprosesser
- Papir og kontoravfall, emballasje
- Olje fra oljeutskillere

Alt avfall vil bli tatt hånd om og håndtert på forskriftsmessig måte i henhold til de rutiner som er etablert for virksomheten på Tjeldbergodden. Det finnes gode muligheter for mottak av alle typer avfall i regionen.

6.11 Virkningsgrad

Kraftverket vil isolert sett ha en virkningsgrad på ca 58 %. BAT mht. virkningsgrad for nye anlegg av denne typen (kombinerte kraftverk) er 54-58%.

Samdriften med metanolfabrikken representerer en energigevinst på ca 2,5 MW, noe som gir en mindre forbedring av virkningsgraden.

Demonstrasjonsturbinen vil isolert sett ha en lavere virkningsgrad (49 %) enn hovedkraftverket, men innvirkningen på totalvirkningsgraden er neglisjerbar da denne turbinen kun bidrar med inntil ca 3 % av kraftverkets totale effekt.

Virkningsgraden er regnet som termisk virkningsgrad, det vil si netto elektrisk effekt avgitt fra kraftverket (kWel) i prosent av tilført kjemisk bundet energi i brenselet (kWth, nedre brennverdi).

6.12 Utnyttelse av temperert kjølevenn

Det vil bli etablert et eget kjølevannssystem for kraftverket, der utløpet går via en ny utløpskum og videre i rørledning ut i sjøen.

Den nye utløpskummen vil ha en høyde over havet på 5 m. Derom ønskelig vil det tempererte vannet kunne nyttiggjøres ved at det etableres et uttak på tilsvarende måte som i eksisterende utløpskum for metanolfabrikken.

Nedblåsningsvann fra kraftverket (jfr. Kapittel 6.8.2) vil bli blandet inn i kjølevannsstrømmen <u>etter</u> utløpskummen.

Fra eksisterende utløpskum for metanolfabrikken ledes kjølevann ved selvfall inn på tunnelen til akvakulturanlegget i Kjørsvikbugen. Det nye utløpskummen vil imidlertid være plassert 12 m lavere enn det eksisterende. Dette vil gjøre det nødvendig å pumpe vannet til en eventuell mottaker.

Det vil bli satt av plass for en eventuell framtidig installasjon av slik pumpe.

6.13 Gevinst ved integrasjon med metanolfabrikk

Kraftverket vil nyttiggjøre seg følgende hjelpesystemer på metanolfabrikken:

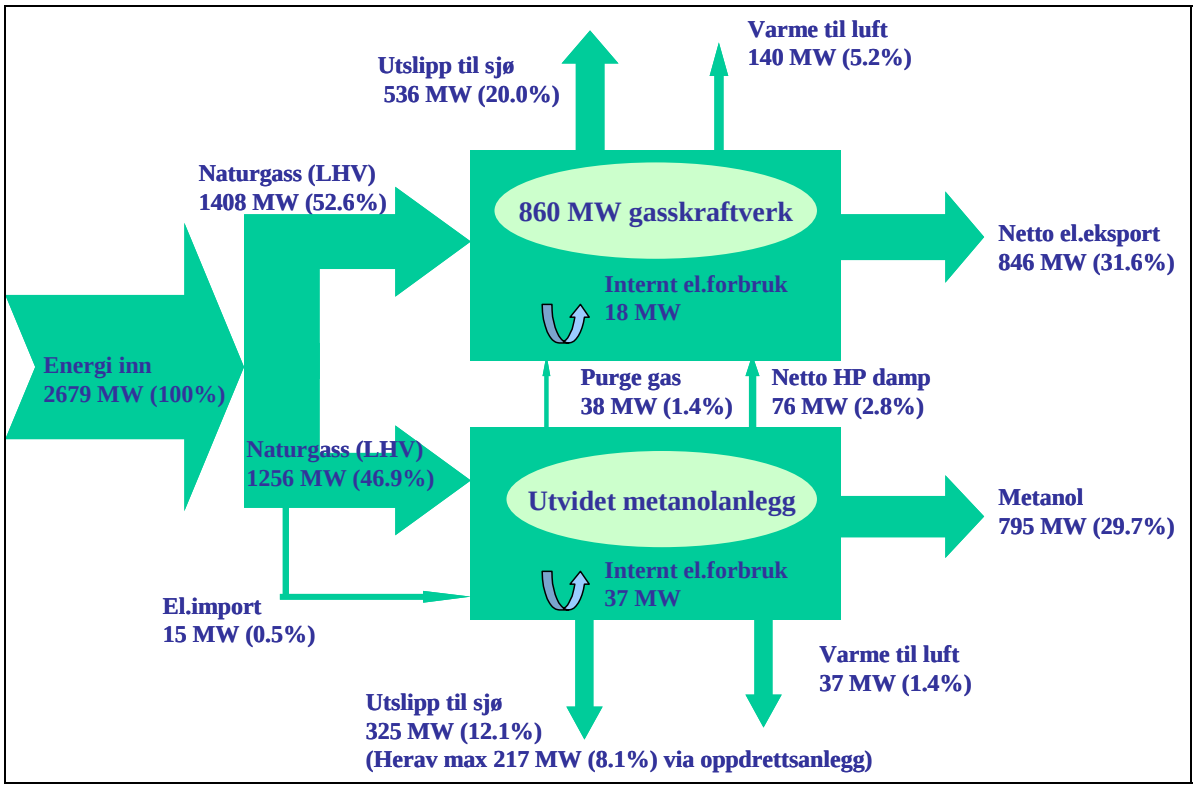
- Demineralisert vann. Eksisterende anlegg på metanolfabrikken vil bli uttvidet, og i tillegg

vil det bli etablert en lagertank på ktraftverksområdet som sikrer 5 dagers drift i tilfelle driftsstans på metanolfabrikken.

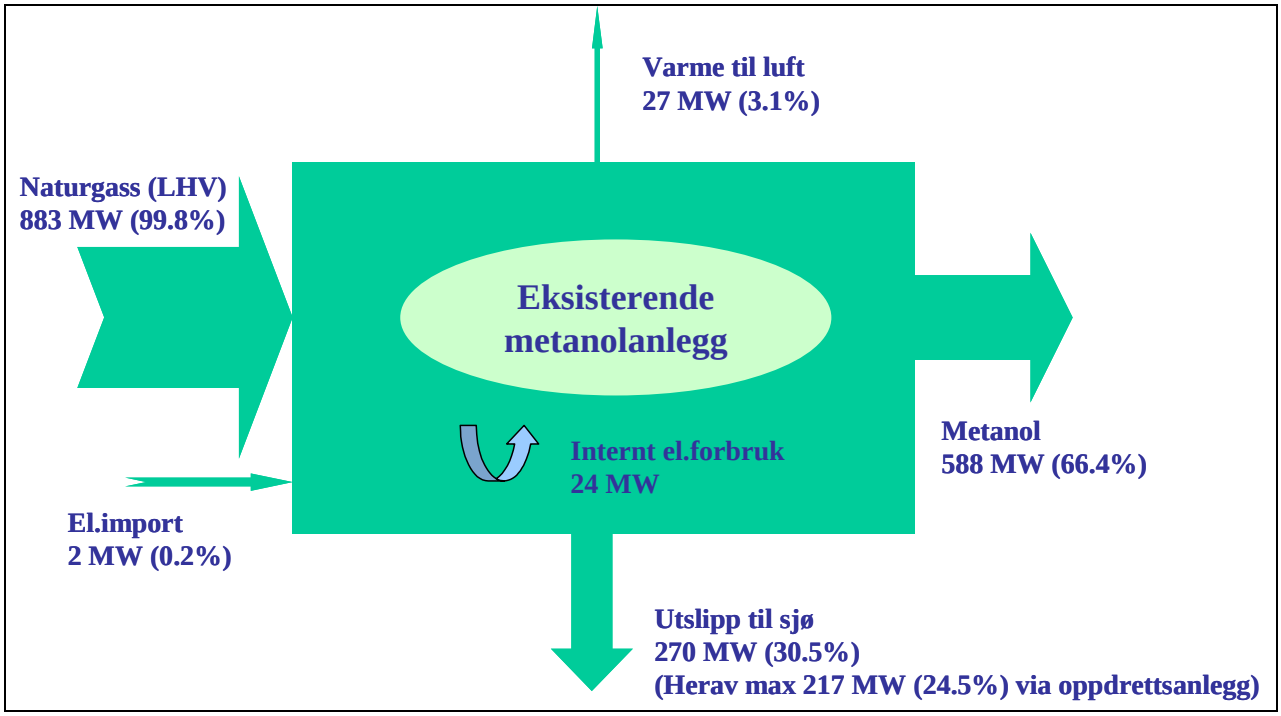
- Nitrogen-anlegg. Det vil være nødvendig å tilsette nitrogen til den hydrogenrike gassen som skal benyttes i demonstrasjonsturbinen. Denne nitrogenen skaffes fra metanolfabrikkens nitrogenanlegg. En kompressor vil være nødvendig for å øke trykket.
- Brannvann. Det vil bli etablert en ny grein for kraftverket.
- Vaskevann.
- Drikkevann.
- Overskuddsdamp fra metanolanlegget vil bli benyttet i kraftverkets dampturbin, og gi en ekstra tilgjengelig effekt på 2,5 MW sammenlignet med en alternativ utnyttelse i en separat dampturbin. Dette gir en årlig elektrisitetsproduksjon tilsvarende årlig forbruk i ca 1000 eneboliger.

Se for øvrig kapittel 5.10, 6.11 og kapittel 14.8.

Figur 6-3 og Figur 6-4 illustrerer skjematisk energistrømmene i eksisterende anlegg (metanolfabrikken før utvidelsen) og det integrerte anlegget etter utvidelsen.



Figur 6-3 Energistrømmer i integrert anlegg; utvidet metanolfabrikk/kraftverk. For beregning av virkningsgrad, se tekst.



Figur 6-4 Energistrømmer i metanolfabrikken, før utvidelse.

7 Tilknytning til hovednettet. Utbyggingsplaner

7.1 Behov for nettforsterkinger

Utvidelsen av metanolfabrikken vil isolert sett øke behovet for elektrisk kraft på Tjeldbergodden med ca 13 MW. Dette vil ikke i seg selv medføre noe behov for nettforsterkinger, verken lokalt eller regionalt. Se nærmere om dette i kapittel 16.1.

Bygging av kraftverket vil dermed gjøre det nødvendig å bygge en ny 420 kV tilknytningslinje fra kraftverket til hovednettet, mellom Tjeldbergodden og en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk.

Basert på gjeldende prognoser for utvikling i forbruk og produksjon av kraft i regionen, vil ikke gasskraftverket utløse noen ytterligere behov for nettforsterkninger. Se nærmere om dette i kapittel 15.

7.2 Ny kraftlinje mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon

Planene for en slik kraftlinje er presentert i en melding etter Plan og bygningsloven, utarbeidet av Nordenfjeldske Energi AS. NVE har den 18. februar 2000 fastsatt et konsekvensutredningsprogram for denne kraftledningen. På grunnlag av dette har Statnett utarbeidet en egen konsekvensutredning for kraftlinjen.

Statnett har allerede fått konsesjon for bygging av en ny 420 kV kraftlinje mellom Klæbu og Viklandet. Denne skal først og fremst bidra til å øke overføringsbehovet inn mot Møre og Romsdal, bl.a i forbindelse med utvidelsen av aluminiumsproduksjonen hos Norsk Hydro på Sunndalsøra, som ventes å være fullt utbygd i 2007. Kraftledningen vil også ivareta behovet for et stabilt og driftssikkert sentralnett ved eventuell innmating av ny gasskraft.

7.2.1 Traséer

Meldingen for den nye ledningen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon omfattet 3 hovedalternativer.

Som et resultat av høringsrundene og møter avholdt med kommunene, grunneiere og lokale interesser høsten 1998 og høsten 1999 er det gjort noen endringer i forhold til forhåndsmeldingen av juni 1998.

Traséalternativene 1.0 og 3.0 er tatt ut, og vil ikke bli omsøkt. For nærmere detaljer vises det til egen konsekvensutredning utarbeidet av Statnett.

7.2.2 Transformator og koblingsstasjoner

Tilknytningen av gasskraftverket til sentralnettet forutsetter at det etableres en koblingsstasjon på Tjeldbergodden og en ved Trollheim kraftverk.

Koblingsstasjonen på Tjeldbergodden vil bli etablert innenfor eksisterende industriområde og legge beslag på et areal på ca 20 dekar. Se Figur 6-2 og Figur 11-1.

Koblingsstasjonen ved Trollheim kraftverk er nærmere omtalt i Statnetts konsekvensutredning for kraftlinjen.

7.3 Om konsekvensvurderinger knyttet til kraftlinjer

Konsekvensutredningen for kraftlinjen vil dokumentere de miljømessige og samfunnsmessige virkninger av kraftledningen, og vise hvilke tiltak som planlegges iverksatt for å redusere negative konsekvenser. Konsesjonssøknaden for kraftlinjen vil også bli sendt inn av Statnett.

8 Konsekvenser av utslipp til luft

8.1 Gjennomførte beregninger

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til luft er det utarbeidet følgende underlagsrapporter:

NILU, 2003: Konsekvenser av utslipp til luft fra utvidelse av metanolfabrikken og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden. Nilu-rapport OR 36/2003.

NILU, 2003: Gasskraftverk Tjeldbergodden. Evaluering av avsetning av nitrogen fra forskjellige utslippsalternativer. Nilu-rapport OR 65/2003

Det er gjennomført spredningsberegninger for ulike utslippsscenarier slik det framgår av Tabell 8-1.

Utslipp fra gasskraftverket er beregnet med utgangspunkt i en av de turbintypene som kan være aktuelle for Tjeldbergodden. Avhengig av resultatet av anbudsinnhentingen, kan endelig valg av turbin medføre at utslippene blir noe forskjellig fra det som her er lagt til grunn.

Utslippsmengdene som er lagt til grunn for spredningsberegningene avviker noe fra de oppdaterte utslippstallene (Tabell 5-1 og Tabell 6-1), men dekker de aktuelle maksimumsnivåer.

8.2 Konsekvenser av metanol-utvidelse

Som det framgår av kapittel 5, representerer utvidelsen av metanolfabrikken relativt sett små utslippsøkninger sammenlignet med byggingen av kraftverket.

Økningen i utslipp av CO_2 fra metanolutvidelsen er beregnet til omlag 210.000 tonn pr. år.

Selv etter kapasitetsutvidelsen vil utslippet av NO_X fra metanolfabrikken ligge innenfor de grenser som er fastsatt i gjeldende utslippstillatelse, og konsekvensene kan slik sett anses utredet og dokumentert den gang utslippstillatelsen ble gitt.

SCR-rensing av avgassen fra den nye dampreformeren for å redusere utslippene av NO_X, vil medføre et visst utslipp av ammoniakk (NH_3). Ammoniakk bidrar også til forsuring og overgjødsling.

Det er gjennomført nye modelleringer av utslipp til luft, der de samlede utslippene fra Tjeldbergodden for ulike alternativer, med og uten utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk, er inkludert. Disse er omtalt i kapittel 8.3.

8.3 Konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk

8.3.1 Klimagasser

Det planlagte gasskraftverket vil medføre utslipp av ca 2,5 mill tonn CO_2 pr. år, og isolert sett vil dette øke Norges totale utslipp av CO_2 tilsvarende. De samlede utslippene av CO_2 knyttet til utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk, er estimert til om lag 2,75 millioner tonn CO_2 pr. år.

Som følge av lavere behov for import av kraft, vil de globale utslippene av CO_2 bli redusert.

Utslippene av NO_X er beregnet til ca 1850-1900 tonn pr. år.

Hvordan bygging av gasskraftverk i Norge vil endre klimagassutslippene globalt, avhenger av hvilke alternativer en sammenligner med. Iht NVE's rapport (oktober 2002) "Kraftbalansen i Norge mot 2015", vil Norge bevege seg mot stadig større importavhengighet for sin forsyning

Tabell 8-1. Utslippsscenarier som grunnlag for spredningsberegninger

Alternativ		NO_x (t/år)	NH_3 (t/år)	CO_2 (t/år)	CO (t/år)
1	Dagens situasjon	590		334 000	80
2	Etter utvidelse av metanolfabrikk	720		577 000	175
3	Etter utvidelse av metanolfabrikk + bygging av gasskraftverk, SCR-rensing, 5 ppm NO_X + 2 ppm NH3*	1 120	40	3 041 000	-
4	Som 3, men 15 ppm NO_X , uten SCR	1 845		3 041 000	-
5	Som 3, men 25 ppm NO_X , uten SCR	2 565		3 041 000	-

*fra SCR-enhet. Det er også gjennomført beregninger for 5 ppm NO_X + 5 ppm NH_3, som vurderes som mer realistisk i forhold til hva som kan oppnås med dagens teknologi. Se kapittel 14.5.

av elektrisk kraft. I 2010 antar NVE at importbehovet vil være 12 TWh.

Siden Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked (Norge, Sverige, Finland og Danmark), og der dette felles kraftmarkedet også handler kraft med Europa for øvrig, må CO_2-virkningen av økt produksjonskapasitet i Norge vurderes ut fra hvilke effekter denne kapasitetsøkningen gir i Norden og Europa.

Spørsmålet om virkningene på CO_2-utslippene av en eventuell utbygging av gasskraftverk i Norge har vært drøftet flere ganger tidligere, bl.a. i forbindelse med behandlingen av søknaden til Naturkraft AS om konsesjon for bygging av gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes. NVE og OED konkluderte den gang (30.10.1996) med at sammenlignet med å la være å bygge norsk gasskraft, ville de omsøkte kraftverk ikke gi økte CO_2-utslipp i Norden med tilhørende negative virkninger på klima.

OED har i år 2000 gjort en tilleggsvurdering av denne problemstillingen, der en har benyttet energimarkedsmodeller for å belyse hvordan bygging av et gasskraftverk med produksjon på ca 6 TWh pr. år vil virke inn på de globale utslippene av CO_2 (OED 2000).

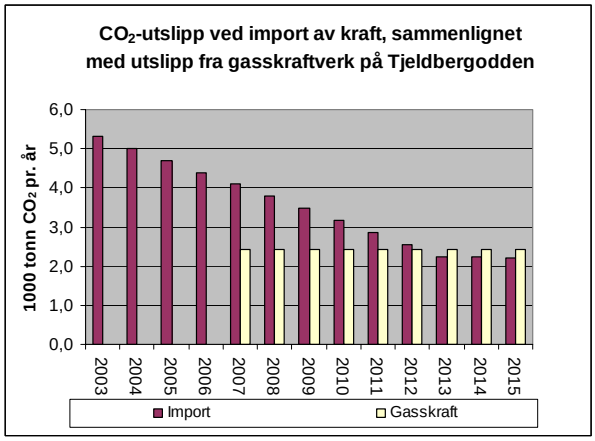
Den nye gjennomgangen endrer ikke konklusjonen fra 1996, og viser at bygging av gasskraftverk i Norge vil redusere de samlede utslippene av CO_2 i Europa.

Globale CO_2- utslipp knyttet til et økt behov som må dekkes i fremtidig nasjonal elektrisitets-forsyning er nærmere vurdert i rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen" (NVE/OD 2002). Det er her lagt til grunn en optimistisk utvikling som viser at produksjon av kraft i våre tradisjonelle eksportland blir mer miljøvennlig over tid. Dette må forventes å skje ved at andelen elektrisitet produsert i kullfyrte kraftverk går ned, samtidig med at innslaget av gasskraft og fornybar kraft øker kraftig.

Ved å bruke de samme omregningsfaktorene som NVE/OD legger til grunn for importert kraft, vil gasskraftverket på Tjeldbergodden i perioden 2007 - 2015 medføre reduserte globale CO_2- utslipp på i gjennomsnitt ca. 500000 tonn pr. år, sammenlignet med import av en tilsvarende mengde kraft; 6,75 TWh//år. (Figur 8-1). Basert på en forutsetning om at produksjonen av kraft i våre tradisjonelle eksportland blir mer miljøvennlig over tid, vil miljøgevinsten ved nasjonal gasskraftproduksjon etter hvert kunne bli mindre.

Selv om det i Norge satses på nye fornybare energikilder og vannbåren varme, slik det er lagt opp til i energimeldinga (St.meld. nr. 29, 1998-99), vil det på langt nær være nok til å dekke etterspørselen etter elektrisk kraft de nærmeste årene. Gjenværende utbyggbar vannkraft er begrenset, og prosjektene vil ta lang tid å realisere. Videre vil det ta tid å endre forbruksmønsteret i retning av redusert forbruk.

Myndighetenes målsetting om omfattende ny kraftproduksjon i Norge (Jfr. Stortingsmelding 37 , 2000-2001, om vasskrafta og kraftbalansen), vil på kort sikt bare kunne oppfylles gjennom utbygging av gassbasert elektrisitetsproduksjon.



Figur 8-1. Årlige utslipp av CO_2 (1000 tonn/år) i perioden 2003-2015 ved tilførsel av 6,75 TWh/år til det nasjonale markedet ved hhv. kraftimport (ref. prognose fra OD/NVE) og bygging av et gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Alternativet til slik utbygging er på kort sikt at økende forbruk må dekkes av import gjennom overføringskablene fra utlandet, i hovedsak fra Danmark og Sverige. Uavhengig av tilknytningspunktet for importkablene, vil kullkraftverk stå for en vesentlig del av den kraftproduksjonen som sendes ut av eksportlandet eller går i transitt gjennom Sverige, til Norge.

Sammenlignet med kullkraft uten renseanlegg representerer gasskraft en halvering av CO_2-utslippene, og utslippene av svoveldioksid er praktisk talt lik null. I tillegg blir totale NO_x -utslipp vesentlig redusert. I motsetning til CO_2 vil imidlertid NO_X kunne ha virkninger lokalt og regionalt. Dette er nærmere omtalt i underkapitlene 8.3.2 til 8.3.5.

8.3.2 Forsuring

Maksimale beregnede avsetninger av nitrogen for de ulike scenariene er vist i Tabell 8-2.

Det er oppgitt hvor store disse maksimale avsetningene er sammenlignet med dagens situasjon på Tjeldbergodden (310 mgN/m^2, målt som gjennomsnitt for perioden 1997-2001). Videre er det angitt hvor stort område der bidraget utgjør avsetninger over hhv 10 og 20 mg N/m^2 pr. år. I Figur 8-2 og Figur 8-3 er avsetningen av nitrogen for alternativene 1 og 5 illustrert med kart. Tilsvarende kart finnes for de andre alternativene i NILU, 2003.

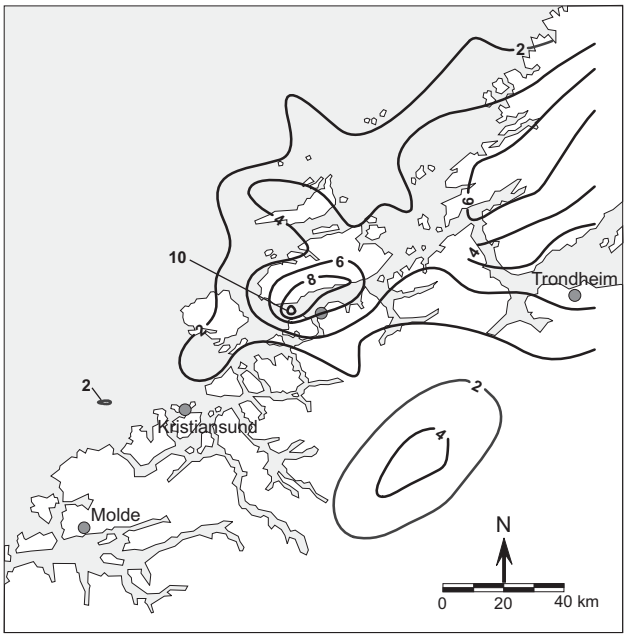
Effektene av økt N-avsetning på forurensningssituasjonen i vann er gjort ved å beregne tålegrenser for tilførsler av syre til vann, ved å beregne eventuelle overskridelser av tålegrensene for syretilførsler, samt å beregne hvor langt unna tålegrensen summen av dagens og nye tilførsler vil være i det aktuelle området.

Sammenlignet med den totale tilførselen av forsurende komponenter i området, vil bidraget fra nye aktiviteter på Tjeldbergodden være lite. De økte utslippene vil ikke medføre overskridelser av tålegrenser for forsuring av overflatevann.

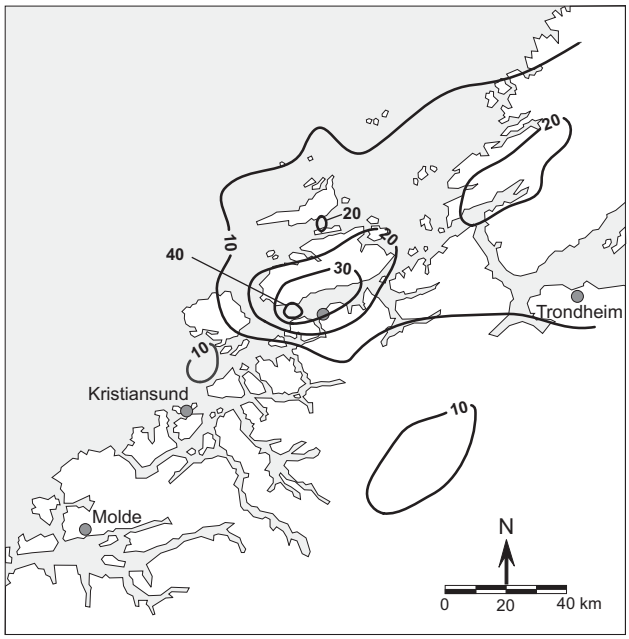
Noen av vannene har i dag avsetning i nærheten av tålegrensen, og en økning i avsetningen vil bringe vannene enda nærmere tålegrensen.

Tabell 8-2. Beregnede maksimale avsetninger av nitrogen for de ulike scenariene

Alternativ	Maksimal avsetning mg N/m^2 pr. år	Prosent av dagens avsetning (310 mg N/m^2 pr. år)	Merknad
Alternativ 1	11	3,5 %	
Alternativ 2	13	4 %	300 km^2 vil få over 10 mg N/m^2 pr. år
Alternativ 3	28	9 %	500 km^2 vil få over 20 mg N/m^2 pr. år
Alternativ 4	36	12 %	700 km^2 vil få over 20 mg N/m^2 pr. år
Alternativ 5	49	16 %	2000 km^2 vil få over 20 mg N/m^2 pr. år



Figur 8-2. Avsetning av nitrogen som følge av utslipp til luft fra Alternativ 1. Enhet: mg N/m^2 pr. år.



Figur 8-3. Avsetning av nitrogen som følge av utslipp til luft fra Alternativ 5. Enhet: mg N/m^2 pr. år

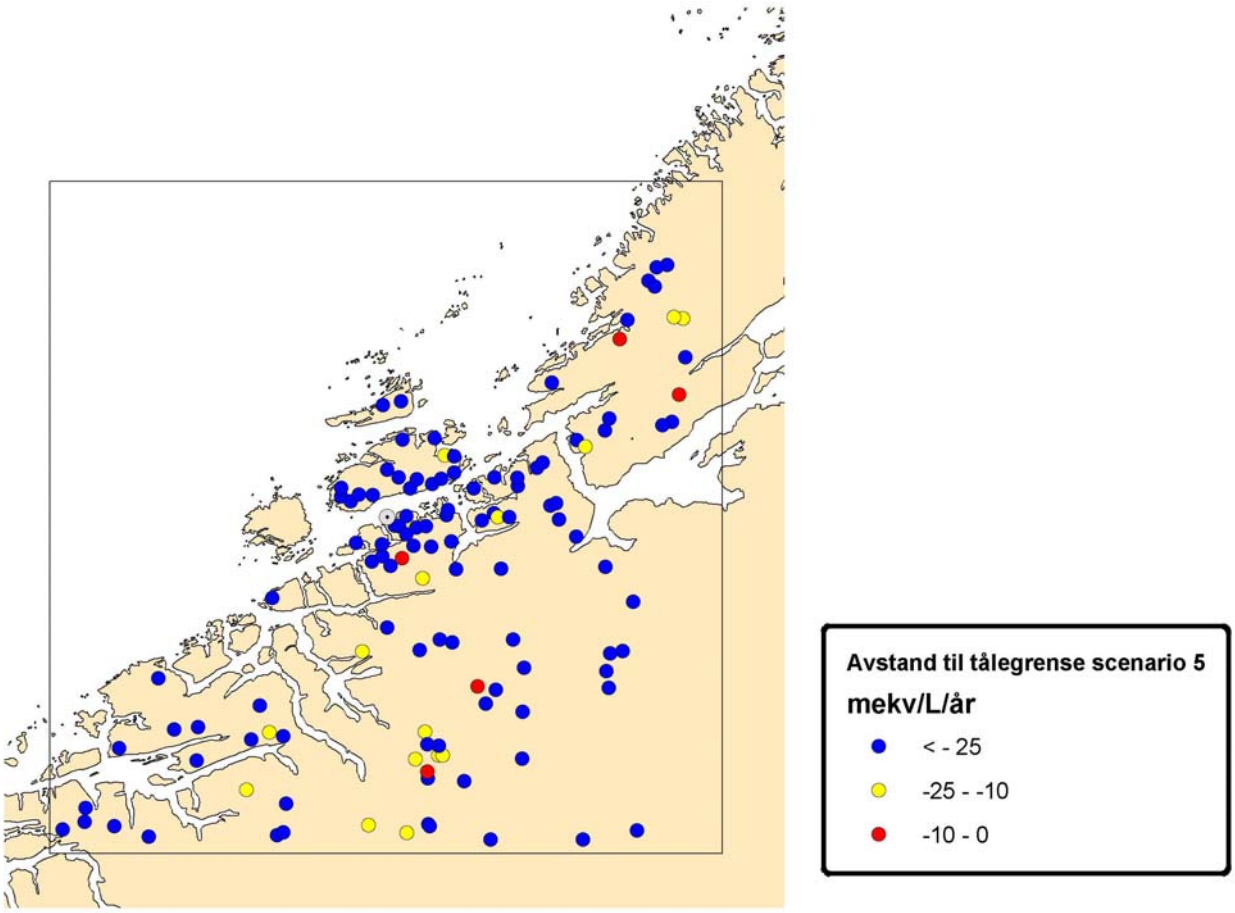
Tilførslene av nitrogen til kystnære landområder avhenger både av konsentrasjonene av de oksiderte nitrogenforbindelsene, og hvor raskt eller effektivt de avsettes ved nedbør og ved andre prosesser. Hovedmekanismen for nitrogenavsetning er utvasking med nedbør. NO_x utslipp er lite løselig i vann, i motsetning til NH_3. For at nitrogen i NO_x skal avsettes ved nedbør, må NO_x oksideres gjennom en rekke reaksjoner. NH_3 er derimot lett løselig i vann og vil dermed avsettes raskt med nedbøren. Utslipp av nitrogen som NH_3 vil føre til en nitrogenavsetning som er mer konsentrert og som skjer nærmere kilden, i forhold til utslipp av nitrogen som NO_x. Hvor mye mer konsentrert og hvor nærmere kilden, avhenger av utslippsbetingelsene og meteorologien. I avsetningsberegningene for de to nye hovedturbinene ved gasskraftverk, med utslippskonsentrasjoner på 5 ppm NO_x og 2 ppm NH_3 (Alt. 3), var nitrogen avsetning ca. 6 ganger større for NH_3 utslipp i forhold til NO_x utslipp, for den samme utslippsmengde av nitrogen og over hele beregningsområdet.

I figur 8.4 illustreres avstand til tålegrensen ved det totale forsuringsbidraget fra dagens avsetning sammen med avsetningen beregnet ved Alt. 5.

Noen av vannene er i nærheten av tålegrensen, slik at små ytterligere økninger skal til før tålegrensene for disse vannene er overskredet.
Fem vann i området er mindre enn 10 meq m^{-2} år^{-1} unna tålegrensen og ytterligere 15 vann er mindre enn 25 meq m^{-2} år^{-1} unna.

8.3.3 Overgjødsling

Vurderinger av effekter av total nitrogen-avsetning på vegetasjon er relatert til internasjonale tålegrenser. Disse tålegrensene er for de enkelte vegetasjonstyper angitt med en nedre og en øvre grense. Som et ”føre var prinsipp” er i denne sammenheng benyttet de nedre tålegrenseverdiene. I det aktuelle influensområdet er det nedbørmyrer, fattige fjellheier og humide barskoger som har de laveste tålegrensene (nedre grense 500 mg N/m^2 pr. år).



Figur 8-4. Bidrag fra dagens avsetning pluss tillegg fra alternativ 5 til forsuring av overflatevann.

De høyeste avsetningene er registrert på Fosen-halvøya, med nær 460 mg N/m^2 pr. år. I dagens situasjon er det således ingen vegetasjonstyper i influensområdet som har overskredet gjeldende tålegrenser for avsetning av nitrogen.

De ulike alternativenes estimerte nitrogen-avsetninger er lagt til det maksimale bakgrunnsnivået, og eventuelle effekter er vurdert i forhold til dette nivået.

Alternativ 1 - dagens utslipp fra metanol-fabrikken

Dagens utslipp bidrar med maksimalt 11 mg N/m^2 pr. år. De høyeste avsetningene ligger på sørsiden av Hitra (6-8 mg N/m^2 pr. år) og på Fosen (4-6 mg N/m^2 pr. år). Fjellområdene i og rundt Trollheimen får avsetninger opp til 4 mg N/m^2 pr. år.

Vurdering. Trolig er disse avsetningene innbakt i dagens estimerte bakgrunnsnivåer og avsetningene er så små at de ikke bidrar til overskridelser av gjeldene tålegrenser for vegetasjon (Nilu 2003)

Alternativ 2 - utvidelse av metanolfabrikken

En utvidelse av metanolfabrikken gir kun små økninger i nitrogenavsetning i de samme områdene som vist under alternativ 1. Økningen ligger på ca. 2 mg N/m^2 pr. år.

Vurdering. Nitrogenavsetningen i influens-området vil ligge godt under tålegrensene for

vegetasjon, og det forventes således ingen endringer i sårbare vegetasjonstyper.

Alternativ 3 - utvidelse av metanolfabrikken og gasskraftverk med 5 ppm NO_X + 2 ppm NH_3

Dette alternativet vil gi størst økning i nitrogenavsetning i nærområdet til bedriften, på Hitra og Frøya og på Fosen-halvøya, med maksimalt 28 mg N/m² pr. år nærmest bedriften. På Hitra vil den maksimale totale nitrogenavsetning da variere fra 280 til 330 mg N/m² pr. år, mens områder sør og øst for fabrikken vil få avsetninger opp mot 420 mg N/m² pr. år. Fosen-halvøya vil få avsetninger opp mot 470 mg N/m² pr. år.

Vurdering. På Fosen-halvøya vil man nærme seg de nedre tålegrensene for nedbørmyr, epifyttflora i humide skoger og fattig fjellhei (500 mg N/m² pr. år), men nitrogenavsetningen i influensområdet vil ligge under gjeldende tålegrenser for vegetasjon, og det forventes således ingen endringer i sårbare vegetasjonstyper.

Alternativ 4 - utvidelse av metanol fabrikken pluss et gasskraftverk med 15 ppm NO_X

Influensområdet økes noe, mens økningen i nitrogenavsetning er relativt liten i forhold til alternativ 3. Høyeste avsetninger kommer på Hitra og Fosen-halvøya, med maksimale verdier på 335 og 470 mg N/m² pr. år. Sør og øst for bedriften vil avsetningene bli som for alternativ 3.

Vurdering. På Fosen-halvøya er dagens belastning relativt høy i forhold til de nedre tålegrensene for nedbørmyr, epifyttflora i humide skoger og fattig fjellhei (500 mg N/m² pr. år). Men heller ikke i dette området vil belastningen fra kraftverket og utvidelsen av metanolfabrikken medføre overskridelser av tålegrenser, og det forventes således ingen endringer i sårbare vegetasjonstyper.

Alternativ 5 - utvidelse av metanolfabrikken pluss et gasskraftverk med 25 ppm NO_X

Det høyeste utslipppsalternativet vil gi en økning på 40 mg N/m² pr. år over sørvestre deler av Hitra, mens resten av øya vil få en økning på mellom 20-30 mg N/m² pr. år. Avsetningen sør og øst for bedriften vil øke med 10-20 mg N/m² pr. år, mens Fosen-halvøya får en økning på 20 mg N/m² pr. år (Figur 8-3). Den totale belastningen på Hitra vil da ligge mellom 300 til 340 mg N/m² pr. år. Områdene sør og øst for bedriften kan komme opp i 430 mg N/m² pr. år, mens Fosen-halvøya får en totalavsetning på nærmere 480 mg N/m² pr. år.

Vurdering. Ingen av områdene vil få overskredet gjeldene tålegrenser, og man skulle således ikke forvente endringer i vegetasjon i influensområdet med tanke på gjødslings-effekter. På Fosen-halvøya vil man nærme seg de nedre tålegrensene for nedbørmyr, epifyttflora i humide skoger og fattig fjellhei (500 mg N/m² pr. år). Det er også dette området som har større forekomster av boreal regnskog med epifyttrik flora. Områder på Hitra, nærområder på fastlandet sør og øst for bedriften har også nedbørmyrer og fattig fjellhei, men den totale nitrogenavsetningen vil her fortsatt ligge godt under gjeldende tålegrenser for disse naturtypene.

Det er også gjennomført et arbeid for å se på virkningene av et utslipp av 5 ppm NO_X + 5 ppm NH_3, som er mer realistisk i forhold til hva som kan oppnås med dagens teknologi (Knudsen et. al 2003). Dette arbeidet viser at 5 ppm NO_X + 5 ppm NH_3 vil gi omtrent samme maksimalavsetning som et utslipp av i overkant av 20 ppm NOX.

Oppsummering angående overgjødsling

Ingen av de vurderte scenariene vil gi over-skridelse av gjeldene nitrogentålegrenser for sår-bare naturtyper innen influensområdet, og endringer i vegetasjon forventes ikke. Selv i de områdene som fra før har høy nitrogenbelastning (avgrensede områder på Fosenhalvøya), vil ikke

bidraget fra metanolfabrikk og gasskraftverk føre til overskridelser av tålegrenser.

Kulturlandskapet langs kysten består av kulturbetinget engvegetasjon, aktivt drevne kystlyngheier og komplekse kulturmarkstyper som løvenger, hagemark, beiteskoger og høstingsskoger. De fleste av disse er truede naturtyper, da tradisjonell jordbruksdrift er i ferd med å opphøre (Fremstad og Moen, 2001). Nitrogentålegrensene for naturtyper som kystlynghei, fattig og rik engvegetasjon og løvskoger ligger alle langt over de aktuelle prognosene for avsetninger, og man forventer derfor ikke endringer i kulturlandskapet pga. økte nitrogenutslipp ved noen av utslipps-alternativene som er utredet. Utslippene av nitrogen er heller ikke så store at man kan forvente økt grasvekst på dyrkede areal.

Nitrogentålegrensen for bartrær og løvtrær ligger mellom 1000 og 3000 mg N/m^2 pr. år. De totale nitrogenavsetningene i influensområdet vil ligge mellom 250 og 480 mg N/m^2 pr. år, og negativ påvirkning på trevekst forventes derfor ikke ved noen av utbyggingsalternativene. Nitrogen i moderate mengder blir tatt opp av vegetasjon som næringsstoff, men det er lite trolig at en økning på 2-40 mg N/m^2 pr. år vil gi målbare økninger i tilvekst av trær, i hvert fall på kort sikt.

8.3.4 Bakkenært ozon

Bakkenært ozon er et storskala, regionalt fenomen på våre nordlige breddegrader, og bidraget fra en enkelt moderat punktkilde, som anlegget på Tjeldbergodden vil være lavt og vanskelig å kvantifisere eksakt. Ozon-belastningen er imidlertid et resultat av det samlede utslippet fra en lang rekke enkeltutslipp, slik at hvert enkelt anlegg vil ha marginal betydning, mens summen likevel kan føre til store negative konsekvenser.

Bidraget fra økt NO_X utslipp til dannelse av bakkenært ozon vil bli svært lavt. Det er derfor lite trolig at bidraget fra noen av alternativene vil gi noen målbare effekter på vegetasjon i området, i forhold til dagens situasjon (Nilu 2003).

8.3.5 Effekter for helse

Nilu har gjennomført beregninger av maksimale timemiddelkonsentrasjoner og langtidsmiddel-konsentrasjoner av NO_2 for alle de 5 utslippsscenariene vist i Tabell 8-2.

SFT krever at bidrag fra enkeltskorstein ikke skal utgjøre mer enn maksimalt 50% av forskjellen mellom luftkvalitetskriteriet (100 µg/ m^3 for NO_2) og NO_2-forurensingen i området. Basert på dette grunnlaget bør ikke maksimal bakkekonsentrasjon på nedvindsiden av pipa være større enn (100-10)/2 µg NO_2/ m^3 = 45 µg/ m^3.

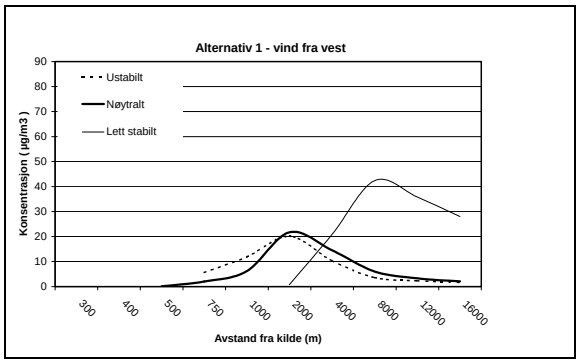
For to utslippspunkter er det foretatt beregninger med sikte på å finne nødvendig skorsteinshøyde for å unngå for høye bakkekonsentrasjoner på grunn av turbulens forårsaket av nærliggende bygninger. Beregningene konkluderte med at skorsteinene måtte være minst 41 m høye, og dette er lagt til grunn i de videre modelleringene.

De maksimale timemidlete bakkekonsen-trasjonene (inkludert bakgrunnskonsen-trasjonene) skal være lavere enn de anbefalte luftkvalitetskriteriene gitt av SFT som timemiddel. Den nærmeste bakgrunnsstasjonen for overvåking av langtransportert forurenset luft og nedbør er på Kårvatn i Møre og Romsdal, ca 40 km syd for Tjeldbergodden. Her ble det målt en maksimal døgnmiddel-konsentrasjon i januar 2001 på 0,94 µg NO_2/m^3. Denne konsentrasjonen, ca. 1 µg/ m^3 er benyttet som et estimat for bakgrunnskonsentrasjonen i området som langtidsmiddel, og 10 µg NO_2/ m^3 som et estimat for bakgrunnskonsentrasjon i området som timemiddel.

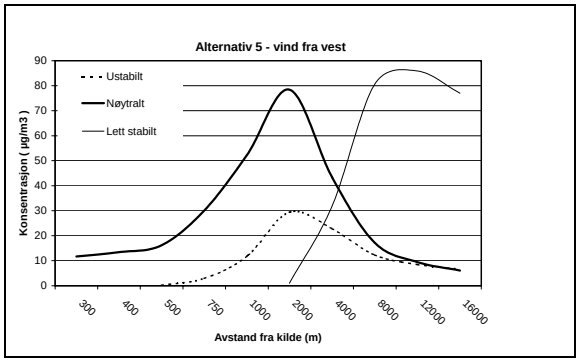
SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for NO_2 med hensyn på helse/dyr er satt til 100 µg/m^3 midlet over 1 time og 50 µg/m^3 midlet over 6 måneder. Ved alle utbyggingalternativene vil NO_X-konsentrasjonen ligge langt under disse tålegrensene, og det forventes derfor ingen

helseskader av økt NO_X-utslipp, verken på mennesker eller dyr.

I figurene Figur 8-5 og Figur 8-6 er vist resultatet av beregninger av maksimal timemidlet konsentrasjon av NO_2 for alternativene 1 og 5. Tilsvarende figurer finnes for de andre alternativene i Nilu 2003.



Figur 8-5. Maksimal timemidlet bakkekonsentrasjon av NO_2 som funksjon av avstand fra anlegget, alternativ 1.



Figur 8-6 Maksimal timemidlet bakkekonsentrasjon av NO_2 som funksjon av avstand fra anlegget, alternativ 5.Vind fra vest eller øst.

SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for ozon med hensyn på helse/dyr er satt til 100 µg/m^3 over 1 time og 80 µg/m^3 over 8 timer. Bakgrunnsnivået for ozon i Midt-Norge er periodisk høyt nok til å kunne gi skadeeffekter på mennesker/dyreliv. Imidlertid er økningen i bakkenært ozon som følge av utslippene fra de vurderte utbyggingsalternativene så liten at det neppe vil ha noen betydning for helsetilstand generelt.

Maksimale langtidsmiddelkonsentrasjoner av NO_X (regnet som NO_2) for hhv. vinter, sommer og hele året er beregnet for alle 5 alternativer. Belastningen fra alternativet med høyest utslipp (alternativ 5) vil utgjøre mindre enn 4% av anbefalte luftkvalitetskriterier for halvårsmiddelkonsentrasjon av NO_2. Dette utgjør ca 1,8 µg/m^3. Dagens metanolanlegg (alternativ 1) bidrar med 1,2 µg/m^3 i maksimumssonen.

Tilsvarende tall for helårsmiddelverdier viser at belastningen fra alternativ 5 vil utgjøre mindre enn 6 % av anbefalte luftkvalitetskriterier for årsmiddelkonsentrasjon av NO_2 (ca 1,7 µg/m^3). Eksisterende metanolanlegg bidrar med ca 1,1 µg/m^3 i maksimumssonen (Tabell 8-3)

Tabell 8-3. Maksimale langtidsmidlete bakkekonsentrasjoner av NO_X for vinter, sommer og hele året for alle 5 alternativene. Enhet: µg/m^3.

Alternativer	Sommer	Vinter	År
1	1,01	1,22	1,08
2	1,13	1,11	1,11
3	1,28	1,32	1,31
4	1,39	1,54	1,52
5	1,57	1,77	1,73

9 Konsekvenser av utslipp til sjø

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til sjø er det i tilknytning til denne utredningen utarbeidet følgende underlags-rapport:

SINTEF, 2003: Tjeldbergodden. Utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk. Konsekvenser av utslipp til sjø. Sintef-rapport STF80 F038036, april 2003

9.1 Fra metanolutvidelse

Forut for etablering av metanolfabrikken ble det gjennomført fortynnings- og sprednings-beregninger for utslipp av 22000 m^3 kjølevann/t. Disse er i ettertid fulgt opp med målinger av strøm og temperatur. Målingene bekrefter at sprednings- og utskiftningsforholdene i Trondheimsleia er gode. Det var ingen områder i resipienten (utenom selve utslippspunktet) hvor utslippet av kjølevann medførte konstant overtemperatur på mer enn 1°C. Området med overtemperatur er ellipseformet og strekker seg 50-500 m ut fra utslippspunktet. Bredden på dette området er 10-250 m, dvs at berørt areal er kun 0,1 km^2. Resultatene viser at blandingsforholdene i resipienten er meget gode, og at temperatursvingningene er dominert av naturlige svingninger.

Gjennomførte sjøundersøkelsene omfatter også undersøkelser i fjæra og sedimentkvalitet/bunn-fauna. Hovedkonklusjonen fra undersøkelsene før oppstart av metanolfabrikken var at de biologiske samfunnene og sediment/vann-kvaliteten var typiske for relativt upåvirkede områder. Undersøkelsene i etterkant viser ingen systematiske endringer som kan tilskrives utslipp fra metanolfabrikken.

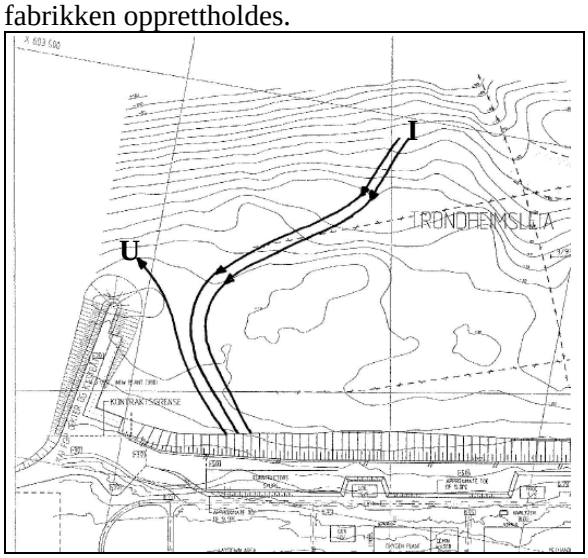
Etter utvidelsen av metanolfabrikken vil utslippet av kjølevann fortsatt ligge innefor grensene gitt i den gjeldende utslippstillatelsen, og konsekvensene er utredet gjennom de undersøkelser som er gjennomført tidligere.

Spredningsmodellen som benyttes for slike vurderinger har imidlertid gjennomgått noen mindre forbedringer siden de forrige beregningene, og for å få en best mulig sammenligning mellom de ulike alternativene har en kjørt nye utslippsberegninger også for dagens situasjon og for utvidelsen av metanolfabrikken. Disse nye beregningene bekrefter det en har funnet tidligere, og resultatene er referert i kapittel 9.2 sammen med resultatene fra beregninger for utslippet fra kraftverket.

Øvrige utslipp til sjø fra metanolfabrikken ledes til sjø via et biologisk renseanlegg. Utvidelsen av metanolfabrikken vil kun føre til en marginal økning av utslippene, innenfor de grenser som er fastsatt i gjeldende utslippstillatelse.

9.2 Fra kraftverk pluss utvidelse av metanolfabrikk

Bygging av det planlagte kraftverket vil medføre at det slippes ut 46.000 m^3 temperert kjølevann i et nytt utslippspunkt på ca 20 m dyp (se Figur 9-1). Eksisterende utslippspunkt for metanol-fabrikken opprettholdes.



Figur 9-1 Utslippspunkt (U) er lagt til grunn for beregningene for nytt utslipp. Nytt inn-takspunkt er markert med (I).

Det er gjennomført nye spredningsberegninger både for eksisterende og nytt utslippspunkt. Beregningene har hatt som målsetting:

- å finne fram til det gunstigste utslippspunktet for nytt utslipp
- å beregne utslippenes innvirkning på temperaturforholdene i resipienten

Det er også gjort en vurdering av eventuell samvirkning mellom kjølevann fra kraftverket, kjølevann fra metanolfabrikken og avløpsvann fra det biologiske renseanlegget.

Beregningene er gjort for følgende utslipps-punkter og utslippsmengder:

- Alternativ 0: Dagens situasjon. Utslipp av 22.000 m^3/time gjennom eksisterende utslippspunkt.
- Alternativ 1: Utvidelse av metanolfabrikk. Utslipp av 27.000 m^3/time gjennom eksisterende utslippspunkt. Dette alternativet er representativt for den omsøkte utvidelsen av metanolfabrikken, forutsatt at det ikke overføres vann til akvakulturanlegget.
- Alternativ 2: Utvidelse av metanolfabrikk pluss etablering av et 450 MW kraftverk, utslipp av 37.000 m^3/time gjennom eksisterende utslippspunkt.
- Alternativ 3: Utslipp av 46.000 m^3/time gjennom nytt utslippspunkt fra 860 MW kraftverk.

Tabell 9-1. Forutsetninger lagt til grunn for beregninger

	Alternativ 0: Dagens situasjon	Alternativ 1: Utvidelse av metanol-fabrikken	Alternativ 2: Utvidelse + 450 MW kraftverk	Alternativ 3: 850 MW kraftverk
Utslippsmengde (m^3/t)	22 000	27 000	37 000	46 000
Oppvarming (°C)	14	14	12.1	10
Rordiameter (m)	2.0	2.0	2.0	2.0
Utslippshastighet (m/s)	1.95	2.39	3.27	4.07
Utslippsdyp (m)	16.5	16.5	16.5	20
Retning (°)	330	330	330	330
Helning (°)	0	0	0	0

9.2.1 Lokalisering av utslippspunkt og mulig gjensidig påvirkning ved flere utslipp

Det er tre hensyn som bør tillegges betydelig vekt ved valg av utslippssted:

1) Utslippet bør ledes ut i et område med sterk og stabil strøm.
2) Det bør oppnås en viss avstand til eksisterende utslippspunkt.
3) Jo brattere bunnskråning, desto mindre del av bunnen utsettes for påvirkning av utslippsvann

Trondheimsleia, som er resipient for utslippsvannet, oppfyller det første kravet dersom man unngår le-området ved moloen. Med en dominerende strøm mot øst-nord-øst, vil området innenfor moloen kunne bli ei bakevje der utslippet fortynnes i sitt eget utslippsvann med akkumulering som resultat.

Dersom avstanden til eksisterende utslippspunkt for metanolfabrikken blir for liten, kan en få noe av den samme effekten. Det ene utslippet kan da fortynnes i det andre utslippsvannet, noe som reduserer fortynningen og opprettholder overtemperaturen.

Det foreslåtte utslippspunktet for kraftverket (Figur 9-1) har en avstand til det eksisterende utslippet på ca 370 m. Beregningene viser at overtemperaturen etter en slik distanse knapt er målbar (trolig ca 0,1 ºC). Utslippet har da tilpasset seg omgivelsene og vil ikke ha negativ innvirkning på fortynningen av det andre utslippet.

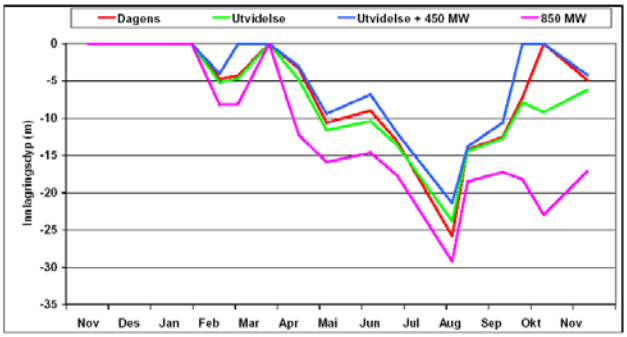
Utslipp i bratte skråninger er å foretrekke for å redusere muligheten for negative effekter på bunnfaunaen. Området rett ut for molohodet er relativt slakt ut til 20 m dyp for så å få et fall på opp mot 1:2.5. Dersom det er praktisk realiserbart vil utslippet ledes ut her. Røret vil være utsatt for bølger og strøm, og overdekning av stein er trolig nødvendig.

Utslippet fra det biologiske renseanlegget som tilføres sanitæravløpsvann og prosessavløps-

vann, er i dagens situasjon ca 12 m^3/t , og vil kunne øke noe etter utvidelsen av metanolfabrikken og byggingen av gasskraftverket. Det forventes ingen vesentlig påvirkning mellom dette utslippet og de to kjølevannsutslippene. Turbulensen fra utslippet av kjølevann kan i prinsippet øke fortynningen av utslippet fra vannrenseanlegget, og omvendt. Dersom temperaturen i utslippet fra vannrense-anlegget er høyere enn sjøtemperaturen, vil fortynningen av kjølevannet bli noe redusert dersom disse utslippene kommer i berøring med hverandre.

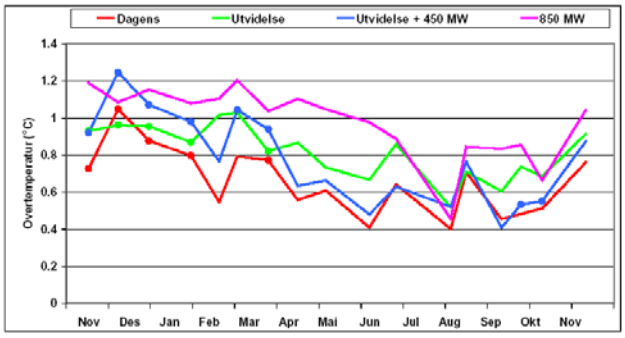
9.2.2 Fysiske konsekvenser

Beregnet innlagringsdyp er vist i Figur 9-2 og beregnet overtemperatur 50 m fra utslippspunktet er vist i Figur 9-3 for de ulke alternativene.



Figur 9-2. Beregnet innlagringsdyp gjennom året for de forskjellige utbyggings-alternativene.

Beregningene viser at utslipp fra begge utslippspunktene stort sett bryter gjennom overflaten i vintermånedene november - februar, mens det innlagrer seg under overflaten i sommerhalvåret april - september. Det nye utslippet fra kraftverket har dypere og hyppigere innlagring enn utslippet fra eksisterende utslippspunkt. Utslippene bryter gjennom overflaten i en avstand fra utslippspunktet som varierer med utslippsmengden (eller -hastig-heten).



Figur 9-3. Beregnet overtemperatur 50 m fra utslippspunktet for de forskjellige utbyg-gingsalternativene. Verdier markert med sirkel viser verdien ved gjennombrudd til overflaten når gjennombruddet har funnet sted før 50 m er tilbakelagt.

Beregnet overtemperatur 50 m fra utslippspunktet ligger mellom 0,4 og 1,2 ºC (Figur 9-3). Dagens utslipp har den laveste overtemperaturen, mens det nye utslippet fra kraftverket vil gi den høyeste overtemperaturen. Større utslippsmengde gir imidlertid større hastighet, og dermed avtar ikke innblandingen og fortynningen så fort som for de mindre utslippene. I en avstand av 100 m fra utslippspunktet har forholdet mellom alternativene, når det gjelder overtemperatur, blitt motsatt. For utslippene som innlagres under overflata var overtemperaturen etter 100 m i gjennomsnitt 0,41, 0,38, 0,40 og 0,29 ºC for hhv. Alternativ 0,1,2 og 3.

Tabell 9-2 og Tabell 9-3 viser f.eks. at ved bygging av et 860 MW kraftverk (alternativ 3) vil utslippet ha en overtemperatur på 1,0 ^oC etter i gjennomsnitt 49 m mot 34 m i dagens situasjon. Fortynningen avtar imidlertid ikke så fort slik at en overtemperatur på 0,3 ^oC vil være oppnådd etter i gjennomsnitt 102 m mot hele 220 m i dag. Strålebredden 100 m fra utslippet varierer i snitt mellom 50 m (dagens situasjon) og 65 m (860 MW kraftverk). Strålen trekkes med strømmen i Trondheimsleia.

Tabell 9-2. Gjennomsnittlig avstand fra utslippspunktet ut til en gitt overtemperatur.

	1.0 °C	0.5 °C	0.3 °C
Alt. 0	34 m	58 m	220 m
Alt. 1	40 m	60 m	212 m
Alt. 2	45 m	68 m	174 m
Alt. 3	49 m	75 m	102 m

Tabell 9-3. Største avstand fra utslippspunktet ut til en gitt overtemperatur.

	1.0 °C	0.5 °C	0.3 °C
Alt. 0	44 m	156 m	> 500 m
Alt. 1	50 m	113 m	> 500 m
Alt. 2	59 m	96 m	435 m
Alt. 3	56 m	105 m	159 m

9.2.3 Effekter på liv i vannmassene

For planktonalger vil mulige effekter bestå av akutt negativ effekt som følge av transport gjennom kjølevannssystemet, og mulighet for økt næringssalttilførsel fra næringsrikt dypvann til overflatelaget hvor fotosyntese foregår.

Effektene av transport gjennom kjølesystemet vil trolig være omtrent de samme som det som ble utredet ved forrige konsekvensutredning, i og med at temperaturen er omtrent den samme når kjølevannet forlater systemet. Det er ikke kommet til nye momenter senere som skulle endre dette. Det synes dermed å være grunn til prognosere ubetydelige effekter for resipienten med hensyn til planktonalger både for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av kraftverk

Innlagringsdypet med et økt utslipp gjennom eksisterende utslippspunkt vil være omtrent det samme som i dagens situasjon, og det er ikke grunn til å tro at næringssaltkonsentrasjonen vil øke i de fotosyntetiserende lag av vannmassene.

Utslipp fra et kraftverk gjennom et nytt utslippspunkt slik som planlagt vil gi noe dypere innlagring enn det situasjonen er i dag.

Det synes å være grunn til å regne med at forrige konsekvensutrednings konklusjon med hensyn til liten påvirkning på den naturlige algefloraen i området kan bli stående også for situasjonen med økt utslipp gjennom eksisterende utslippspunkt. For utslippet fra kraftverket gjennom nytt utslippspunkt vil effekten trolig bli enda mindre.

Når det gjelder dyreplankton vil mulige effekter først og fremst bestå i mekanisk stress som følge av transport gjennom kjølesystemet. Samvirkning mellom resipientvann og kjølevann er også en teoretisk kilde til stresseffekter i en slik situasjon, men i det aktuelle tilfellet med kun oppvarming til 14 °C eller mindre synes dette mindre aktuelt.

Den forrige konsekvensutredningen konkluderte med at siden en svært liten andel av dyreplanktonet i resipienten ble trukket inn i kjølevannssystemet, samtidig som dette planktonet generelt har høy reproduksjonsrate, vil effektene ute i resipienten være minimale. Med de forutsetninger som gjelder for denne konsekvensutredningen, og i og med det ikke synes å ha kommet til nye momenter, synes denne konklusjonen å kunne opprettholdes for utvidelse av metanolfabrikken, og for bygging av kraftverk.

9.2.4 Effekter på hardbunn

Ved inntaksområdene (på ca 60 m dyp) vil det sannsynligvis etablere seg en fauna av organismer som foretrekker sterk bunnstrøm. Denne vil imidlertid neppe skille seg fra tilsvarende fauna på eksponerte bergvegger i området.

Mulige effekter av kjølevann på hardbunnssamfunn omfatter både påvirkning som følge av endringer i gjennomsnitts-temperatur, maksimumstemperaturer og endret mønster av temperaturfluktuasjoner. I tillegg kan det oppstå eutrofieringseffekter som følge av at næringsrikt dypvann følger stigende kjølevann til overflaten, eventuelt at partikler også følger med opp slik at turbiditetsforhold endres. Generelt vil organismer i fjæresonen, som har et

naturlig miljø med store temperatur-fluktuasjoner, tåle endringer i temperaturregimet bedre enn de som lever i sjøsonen.

Det finnes naturlig kun eksponerte (ikke beskyttede) tangsamfunn i det mulige influensområdet. Ved en betydelig overtemperatur vil blåskjell og blæretang i fjæra få reduserte bestander, noe som kan resultere i samfunn dominert av fjærerur, grønnalger og snegl (Dragsund m.fl., 1996). Denne effekten ble spådd som en mulighet innenfor 100 meters avstand fra utslippet ved forrige konsekvensutredning. Denne konklusjonen kan opprettholdes, om enn med et sannsynlig mindre influensområde, både for utslippene fra en utvidet metanolfabrikk og for utslippene fra et kraftverk. Det samme gjelder mulige mindre spesifikke effekter av endrede maksimumstemperaturer eller endret mønster av temperaturfluktuasjoner.

I sjøsonen kan det forventes en reduksjon i bestanden av tarearter i et mindre område rundt utslippet. Dette området kan påregnes å bli noe mindre enn det som ble prognosert i forrige konsekvensutredning. Dette vil i sin tur ha lokale effekter for krepsdyr og fisk som vanligvis har tilhold i tareskogen.

For utslippet fra kraftverket vil effektområdet ligge noe dypere enn i dagens situasjon og for alternativet med utvidelse av metanolfabrikken.

Når det gjelder effekter av mulig økt næringssalttilførsel på hardbunn blir konklusjonen, som for vannmasser, at det ikke vil inntre endringer av betydning i forhold til dagens situasjon. Eventuelle mindre endringer vil skje på omtrent samme dyp som dagens innlagringsnivå med utvidet metanolfabrikk, og på noe større dyp for utslippet fra kraftverket.

9.2.5 Effekter på bløtbunn

Når det gjelder bløtbunnssamfunn, er de viktigste potensielle kilder til effekter temperaturøkning innbefattet endrede maksimumstemperaturer og endret mønster av temperaturfluktuasjoner, mulig økt næringssalttilførsel fra dypere vann og økt organisk tilførsel fra organismer som drepes på vei gjennom kjølevannssytemet. De to sistnevnte faktorene er neppe av særlig betydning grunnet den åpne resipienten med svært god vannutskiftning utenfor utslippet kombinert med uendret eller større innlagringdyp.

Når det gjelder bløtbunn som blir direkte eksponert for kjølevannsplumen, kan effekter av økt temperatur muligens inntre i form av at enkeltarter faller ut. Ingen av de dominerende artene på undersøkelsesstasjonene hadde imidlertid utbredelser som skulle tilsi dette, selv om enkelttilfeller muligens kan finnes i nærområdet til utslippet.

Det er også en mulighet for at temperaturfluktuasjoner som følge av at kjølevannsplumen skifter posisjon med tidevannsyklusen kan gi et stress på lokale bløtbunnssamfunn. Effekter som nevnt ovenfor vil uansett være svært lokale.

9.2.6 Effekter på sårbare fuglearter

En vurdering av eventuelle sekundæreffekter på sårbare fuglearter som henter sin føde i det aktuelle influensområdet er gjort på bakgrunn av en høstbefaring av området (Thingstad m.fl. 1989), befaringer foretatt i mars 2003, bidrag fra lokale medlemmer i Norsk ornitologisk forening (NOF), kartlegginger av bunndyrfaunaen i området (Altin og Stokland 2001) samt de vurderinger av effekter på bunndyrfaunaen som er gjort i denne konsekvensutredningen.

Det foreliggende ornitologiske bakgrunns-materialet indikerer at sjøarealene utenfor det aktuelle området har en viss betydning for sjøfugl vinters tid. Norske ansvarsarter (arter som Norge huser en relativt stor andel av totalbestanden av, og som Norge dermed har et spesielt stort forvaltningsansvar for) som er påvist på denne sjøstrekningen er islom, storskarv, toppskarv, siland, fjæreplytt (gjelder for vinterbestandene), havørn og lunde. Av påviste sjøfuglarter som står oppført på den norske rødlistearter over hekkende arter, og som kan tenkes å hekke i området har vi havørn. Mer

utfyllende feltregistreringer ville sikkert ha forlenget disse opplistingene. Imidlertid gjelder generelt at det ikke er påvist spesielt store forekomster av noen art, og da spesielt ikke innenfor den aktuelle influenssonen for kjølevannutslippet.

Det foreliggende begrensede feltmaterialet indikerer nokså entydig at det er de grunnere sjøarealene på begge sider av Tjeldbergodden (Kjørsvikbugen og munningen av Dromnessundet) som har verdi som beite- og oppholdsområder for de aktuelle sjøfuglartene (havørna benytter i tillegg strandbergarealene spesielt vest for anlegget). Data som kan avklare områdets betydning for de potensielt påvirkbare sjøfuglartene til andre årstider mangler. Ut fra den foreliggende kunnskapen om området forventes det imidlertid ikke at det til noen årstid skal opptrer større forekomster av noen sjøfuglart innenfor det aktuelle influensområdet.

Altin og Stokland (2001) undersøkte tre dykkstasjoner på den aktuelle strekningen mellom Dromnessundet og Kjørsvikbugen. Et fellestrekk for bløtdyrfaunaen (snegler og muslinger) ved stasjonene var en dominans av snegler, og selv sneglefaunaen var relativt arts- og individfattig, noe som trolig skyldes områdets eksponering. Mens en ved viktige marine fuglelokaliteter gjerne finner flere hundre bløtdyr per m^2, ble det her kun funnet noen få individer per m^2. Ut fra topografi og de avdekkete bunnforholdene er det likevel rimelig å anta at også faunaen lenger ute vil være relativt fattig, da med mulige lokale unntak for grunnvannsarealene ute ved munningen av Dromnessundet og inne i Kjørsvikbukta. Næringspotensialet for dykkender må altså kunne antas å være ytterst begrenset ved selve metanolanlegget, men muligens er dette noe bedre vest og øst for anlegget.

Basert på den bakgrunnsinformasjonen som foreligger om forekomster av bunndyr og sjøfugl innenfor den aktuelle influenssonen, vurderes det slik at det nye kjølevannutslippet ikke vil kunne få noen effekt på de bunndyravhengige sjøfuglartene (det vil primært si dykkender) som opptrer i området. Det foreligger ikke informasjon om forekomsten av fiskeslag som kan utgjøre føde for fiskeetende fuglearter. De lokalitetene der det er avdekket mer faste tilholdssteder av slike sjøfuglarter ligger imidlertid godt utenfor den antatte influenssonen for de aktuelle kjølevannutslippene. Følgelig kan det heller ikke for disse artsgruppene forventes endringer i forekomst som kan relateres til de planlagte utvidelsene på Tjeldbergodden.

9.2.7 Gassovermetning

Forsøk med fisk i oppdrettskar har vist at nitrogenovermetning kan være skadelig når konsentrasjonen overstiger 3% av metnings-nivået, og det er særlig yngel som er følsom for nitrogenovermetning. For høye konsentrasjoner resulterer i gassblæresyke, som enten er akutt eller kronisk. Konsentrasjonen av nitrogen er normalt høyere enn 110-115% overmetning (Rosseland, 1999) når akutt dødelighet inntrer. Man antar at overmetninger av nitrogen fra 103-105% kan redusere fiskens generelle kondisjon og dermed være med på å øke faren for sykdomsutbrudd og produksjonslidelser. I forsøk utført ved SINTEF Fiskeri og havbruk er det vist at torskeyngel kan få alvorlige symptomer ved eksponering for gassovermetning (107%).

Av denne grunn er det viktig å ha fokus på gassovermetning i vann som benyttes for akvakulturformål. Målinger har vist at kjølevannet fra metanolfabrikken har en nitrogenmetning på 125-130 % når det kommer fram til akvakulturanlegget i Kjørsvikbugen. På akvakulturanlegget passerer vannet gjennom såkalte kaskadeluftere, og disse reduserer nitrogenmetningen til 101-103 %, som er under kritisk nivå for fisken.

Gassovermetningen i vannet ved utløp til sjø er beregnet til å holdes konstant ved de ulike alternativene for utvidelse av metanolfabrikken (jfr. Tabell 9-1).

Vannet som går til akvakulturanlegget tas i dag ut uten å føres gjennom luftetårnet. Dette vil det ikke bli noen endring på som følge av utvidelsen, og det vil fortsatt være behov for

lufting av vannet før det benyttes for akvakulturformål.

For det planlagte kraftverket kan det på grunnlag av de tilgjengelige data ikke antas annet enn at avløpsvannet vil ha en gassovermetning på 125-130 %, som er teoretisk beregnet i forhold til temperaturøkningen.

Når overmettet avløpsvann blandes med sjøvann vil gassmetning raskt reduseres ved hjelp av temperaturutjevning med naturlig vann og gassinnblanding til naturlig mettet vann. Overmetning vil derfor kun være skadelig i et begrenset volum ved utslippsområdet. Det nye utslippspunktet vil ligge noe dypere enn eksisterende utslippspunkt, og dette bidrar også til å redusere en eventuell virkning av gassovermetning.

Gassblæresyke er reversibel dersom fisken kommer under vanlig mettede forhold eller kompenserer med å gå til større dyp (under 2m) uten lokal overmetning. Unnvikelsesadferd blant villfisk er påvist i forsøk. Utslipp av gassovermettet vann til en sjøresipient er derfor langt mindre problematisk enn til en elv eller et oppdrettskar der fisken ikke har tilsvarende unnvikelsesmulighet.

Området i nærheten av utslippsledningen er ikke antatt å være et betydningsfullt yngelområde for fisk. Dette sammen med at området som inneholder skadelig overmetning, er begrenset, gir lav risiko for merkbar påvirkning på fisk.

Basert på dette forventes det ikke at utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk vil føre til betydelige økte gassovermetnings-problemer verken for sjøresipienten eller for akvakulturanlegget.

9.2.8 Isdannelse

Beregningene viser at i de tilfellene utslippene av kjølevann når overflaten og innlagres der, er høyeste overtemperatur lik 1.2 °C . De høyeste overtemperaturene forekommer også i vintermånedene (november-april).

Faren for islegging er generelt lav ved Tjeldbergodden og den vil reduseres ytterligere med utslipp av kjølevann fra metanol-fabrikk/gasskraftverk.

9.2.9 Frostrøyk

Når svært kald luft strømmer over åpent vann vil det inntreffe en hurtig fordampning og oppvarming av lufta nærmest overflaten. Denne oppvarmede og fuktige luften stiger raskt, samtidig som fuktigheten kondenseres. Frostrøyken er en form for tåke og består av små vanndråper som samlet setter ned sikten.

Betingelsene for at frostrøyk skal oppstå, avhenger i hovedsak av temperaturforskjellen mellom luft og vann, men også av skydekke og fuktighet.

For at frostrøyk skal bli dannet må temperaturen i luften over det åpne vannet synke til dogg-punktstemperaturen. På grunnlag av data om luft- og sjøtemperatur, fuktighet og vind, er det beregnet at betingelsen for å få frostrøyk er at lufttemperaturen må være lavere enn ca –12 °C.

Temperaturmålingene som ble gjort på Tjeldbergodden i 2000-2001 viser at kun 4 dager hadde lavere temperatur enn –12 °C . Videre hadde 5 dager lavere temperatur enn –11 °C. Hvis vi benytter temperaturdata fra Vigra, var lavest målte temperatur -11°C i løpet av perioden 1960-2000.

Dette betyr at risikoen for frostrøyk generelt er liten, og at man kan forvente en svak økning ved en utvidelse av metanolfabrikken/bygging av gasskraftverk. Siden denne økningen er svært liten og avhenger av andre forhold enn luft-/sjø-temperaturen, er økningen vurdert som ubetydelig.

10 Konsekvenser av støy

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av støy er følgende underlagsrapport utarbeidet:

Interconsult, 2003: Utvidelse av metanolfabrikk/ bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden. Støy. 3. juni 2003.

Beregninger er utført etter Nordisk beregnings-metode for industristøy (Interconsult, 2003). Dataprogrammet SoundPLAN er benyttet. Emisjonsdata for komponenter som inngår i hhv utvidelse av metanolfabrikk og gasskraftverk er framskaffet av leverandører. Terrengdata er tatt fra digitale kart over området.

Støynivåer fra eksisterende anlegg på Tjeldbergodden er tatt fra målinger utført av SINTEF (SINTEF, 1998) og kontrollert mot beregnede lydnivåer ved målepunktene. Det er meget god overensstemmelse mellom målinger og beregninger.

Det er gjennomført beregninger/målinger som beskriver støysituasjonen for følgende alternativer:

- Dagens situasjon (0-alternativet)
- Etter utvidelse av metanolfabrikken
- Etter utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk

10.1 Støykrav

10.1.1 Støykrav for drift

Lydnivå angis i desibel (dB), som er et uttrykk for lydens energi. Det menneskelige øret har ulik følsomhet for ulike frekvenser. Ved lydmålinger tillegges derfor de ulike frekvensene forskjellig vekt. Når lydnivået er oppgitt som dB(A), betyr det at en har benyttet en frekvenskurve som er konstruert slik at den mest mulig tilsvarer den måten øret oppfatter lyden på.

Når lydmålinger foretas ute i felt, er det et totalbilde som registreres, der mange forskjellige kilder bidrar med lyd av varierende styrke. Den vanligste måten å angi resultatene av målingene på er ekvivalent lydnivå (L_{ekv}), som er det samme som gjennomsnittlig lydnivå i den målte perioden.

Resultatene kan også oppgis som L_{95}, som er et uttrykk for det lydnivået som overskrides i 95% av tiden i den angitte måleperioden. Denne størrelsen vil som oftest gi en indikasjon på det normale minimumsnivået, dvs bakgrunnsnivået uten variable kilder som f.eks trafikk.

SFT stiller krav i form av immisjonsnivåer, dvs støy mottatt, hos nærmeste nabo. Tjeldbergodden har en utslippstillatelse hvor støyimmisjon er spesifisert til de samme lydnivåer som er oppgitt i SFTs generelle retningslinjer for støy fra industri, dokument TA506.

Dersom støyen omfatter tydelige enkelttoner og/ eller impulslyd, skal grenseverdien for ekvivalentnivået reduseres med 5 dB.

Høyeste lydnivå skal ikke overskride grenseverdien for ekvivalentnivået med mer enn 10 dB.

SFT dokument TA506 er under revisjon. Revisjonen er i hovedsak rettet mot en forenklet målemetode for korte avstander. I siste forslag er midlingstid for ekvivalentnivå redusert fra hele perioder (dag, kveld, natt) til 2, 1, 1/2 timer.

Foreslåtte endringer vil i dette tilfellet ha liten innvirkning for normal drift, men vil kunne begrense støyende vedlikeholdsaktiviteter på dagtid. I forslaget er høyeste lydnivå på natt bedre definert: $L_{A,maks,\ fast}$ (maksimalnivået målt i måleperioden) skal ikke overstige grensen for ekvivalentnivå med mer enn 15dBA.

Tabell 10-1. Grenseverdier for støy gjengitt fra TA506. Ekvivalent lydnivå, dB(A)

Område	Dag kl. 06-18	Kveld kl. 18-22, søn- og helligdag kl. 06-22	Natt kl. 22-06
Boliger, undervisningslokaler	50	45	40
Hyttebebyggelse og rekreasjon, sykehus/sykehjem	40	35	35

10.1.2 Støykrav for anleggsvirksomhet

For anleggsstøy finnes ingen landsomfattende retningslinjer. Det er derfor vanlig å benytte Oslo kommunes støyforskrifter for slik støy:

Tabell 10-2. Retningslinjer for anleggstøy. Oslo kommune.

Område	Dag kl. 06-18	Kveld kl. 18-22	Natt kl. 22-07 (Maks-nivå)
Boliger	70	65	55/60
Skole	60/65		

Dag/kveld-verdiene gjelder verste ½-time. Tabellen gjelder ikke for slagstøy/impulsstøy.

For den planlagte aktiviteten på Tjeldbergodden vil en ikke vil kunne komme i nærheten av slike verdier mht anleggstøy som er vist i tabell Tabell 10-2. Mest brukte anleggsmaskiner har emisjonsverdier som ikke overstiger de mest støyende permanente kilder i anlegget. Da summen av alle disse kildene ligger godt under 40 dBA ekvivalentnivå, vil anleggstøyen ligge langt under de grenseverdier som en benytter i Oslo.

10.1.3 Støy i dagens situasjon

SINTEF har utført langtidsmålinger av ekstern støy ved Tjeldbergodden i 1998 (SINTEF, 1998). Resultater fra disse målingene er gjengitt i Tabell 10-3, sammen med måleresultater fra før anleggene ble etablert.

Resultater fra den første perioden (mai 1998) er utført under normal driftsforhold, men innslag av fuglekvitter gir høye L_{eq} nivåer. L_{95} nivåer gir et bedre bilde av lydnivåer fra de konstante kildene på Tjeldbergodden.

Resultater fra den andre perioden (juni 1998) er preget av tilfeldige damputslipp i forbindelse med oppstart etter revisjonsstans, og er dermed høyere enn målinger i mai.

I diskusjonen i SINTEF-rapporten er det antydet at reelle ekvivalentnivå fra eksisterende anlegg ligger mellom målte $L_{95\%}$ og L_{ekv}. Målepunktene er plassert slik at de er lite påvirket av støy fra lokalaktiviteter (bil, traktor, etc). Det betyr at boligene er mer skjermet fra anlegget enn målepunktet. Boligene som ligger nærmest opptil målepunktet er Løkkemyr, med lydnivå mellom 33 og 39 dB på natt fra første måleperiode (mai 1998) med normale driftsforhold.

Bakgrunnsmålinger for samme område før anlegget ble bygd var på L_{eq} 36dBA og $L_{95\%}$ 27dBA. Plassering av målepunktene er ikke helt identisk, men bakgrunnsnivået er realistisk, og kan trekkes fra målte nivåer. Reelle L_{eq} før anleggene ble etablert er antatt til å være 34dBA. Alle andre immisjonspunkter ved bolig er målt til lavere lydnivå.

Situasjonen før anleggene ble etablert er illustrert ved støysonekart i Figur 10-2.

Tabell 10-3. Samlede måleresultater for perioder med godkjente meteorologiske forhold. Øverst: første måleserie, 5-15/5, 1998. Nederste: andre måleserie, 16-24/6, 1998 (*i kursiv*). $L_{95\%}$ middelverdi og L_{ekv} totalt ekvivalentnivå for samlede gyldige målte 60-minutter-perioder. (Gjengitt fra SINTEF rapport STF 40 F98032 og STF 40 F93145)

Måleposisjon, avstand, (Godkjent vindretning)	**Dag (06-18)**			**Kveld (18-22)**			**Natt (22-06)**			**Før anlegg, 1993, Natt**	
	Ant. timer	**$L_{95\%}$ dBA**	**L_{ekv} dBA**	Ant. timer	**$L_{95\%}$ dBA**	**L_{ekv} dBA**	Ant. timer	**$L_{95\%}$ dBA**	**L_{ekv} dBA**	**$L_{95\%}$ dBA**	**L_{eq} dBA**
REF. Beverly 0,7 km (SV-V-NV)	36 *22*	**42** ***43***	46 *51*	10 *7*	**42** ***45***	45 *50*	34 *16*	**42** ***45***	46 *51*	**28**	34
4. Vardheia – Sagli 1 km (SV-V-NV)	14 *1*	**39**	43	2-5 *2*	**36** ***48***	43 *52*	7-19 *0*	**40**	47	**31**	39
7. Bergem 1,5 km (V-NV-N)	25 *18*	**28** ***36***	38 *47*	4 *6*	**28** ***41***	34 *49*	15 *9*	**26** ***41***	34 *50*		
8. Løkkemyr 1,7 km (SV-V-NV)	32 *18*	**32** ***33***	40 *43*	9 *6*	**33** ***35***	40 *42*	34 *9*	**33** ***38***	39 *45*	**(27)**	(36)
9. Tennhaugen 1,2 km (V-NV-N)	0 *ikke målt*			3 *ikke målt*	**32**	38	12 *ikke målt*	**37**	42		

10.2 Beregningsresultater

Resultatene er presentert både som punkter, som tidligere er målt både av Flour Daniel og SINTEF, samt støysonekart (Figur 10-2 - Figur 10-4) som viser støyverdier i intervallsoner for alle aktuelle nærområder rundt anlegget.

Beregningspunktene er valgt ut for å sjekke at beregninger og målinger er overensstemmende.

Resultatene viser god overensstemmelse; faktisk er forskjellene mindre enn hva en kan forvente ut fra usikkerhet i målinger, beregnings-modellens egenskaper, store avstander samt de relativt lave verdier som en her har.

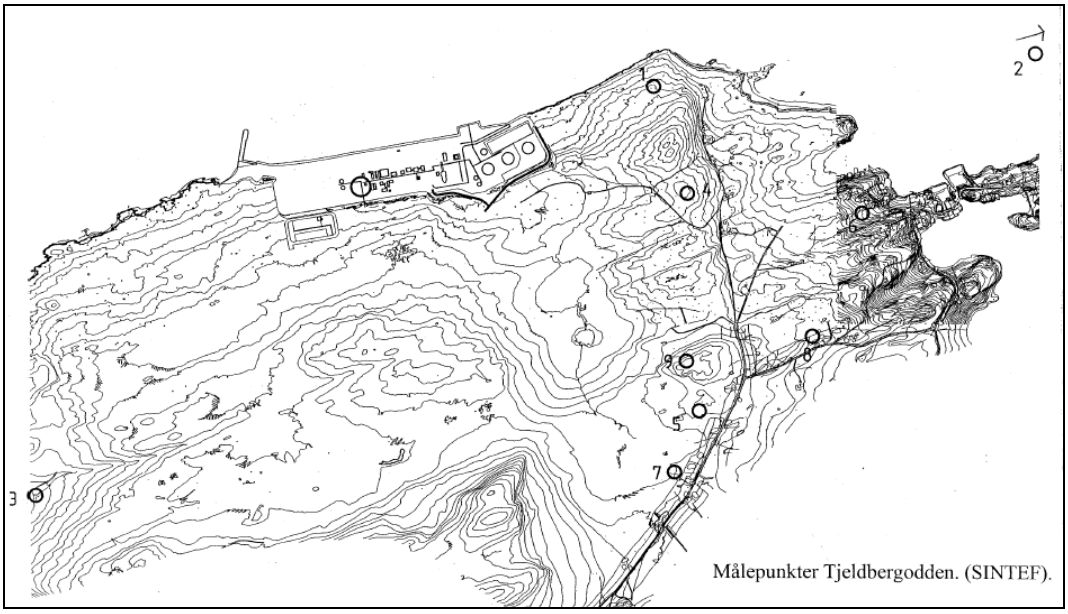
Punktene slik SINTEF har nummerert de er vist i Figur 10-1.

Det skal bemerkes at det kun er punktene Løkkemyr og Bergem som har rimelig nærhet til boligbebyggelse. Annen boligbebyggelse ligger bedre skjermet enn målepunktene.

Ut fra støysonekartene kan det angis ekvivalent lydnivå for nærliggende bebyggelse slik som vist i Tabell 10-5.

Sett i forhold til grenseverdien på 40 dBA har en altså fremdeles realtivt god margin.

Støysonekartene gir foruten støynivå i forhold til eksisterende bebyggelse, også informasjon i forhold til fremtidlig arealdisponering. Grensene for 40 dBA (overgangen mellom lyseste og nest lyseste grønnfarge) viser hvilke områder som ikke bør benyttes til ny boligbebyggelse. Andre mer støyømfindtlige virksomheter bør legges i grensen for 35 dBA.



Figur 10-1 Målepunkter for støy

Tabell 10-4. Målte/beregnede lydnivåer ved immisjonspunkter rundt Tjeldbergodden anlegg

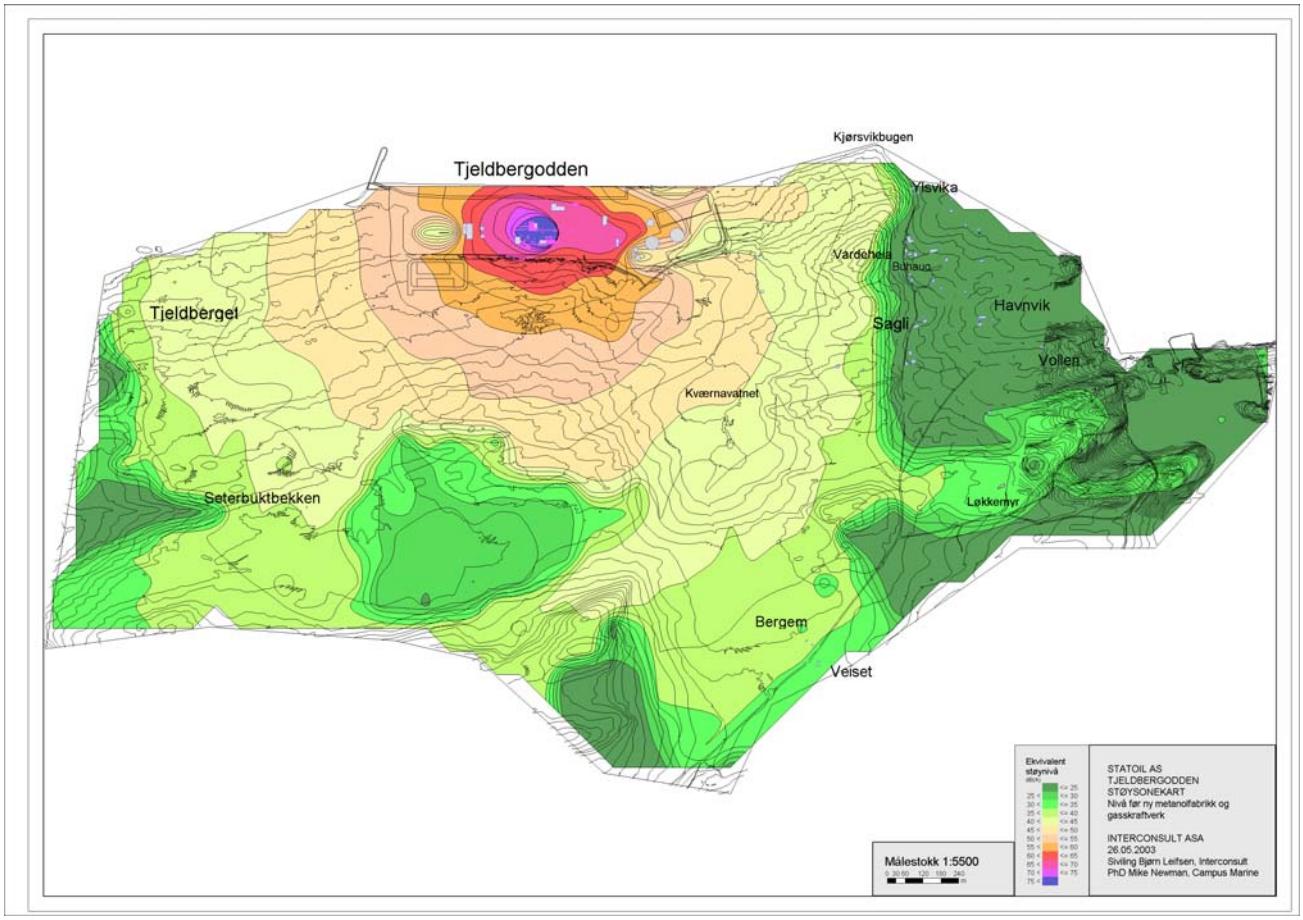
Punktnummer		Sted	Lydnivåer (L_{ekv} dBA)				
SINTEF	Flour Daniel		Eksisterende		+ utvidelse metanol	+ utvidelse og gasskraft verk	Krav
			Målt	Beregnet			
1	1	Beverly brakke	44	43,2	46,4	46,7	Ingen
4	4	Åsrygg ved Vardheia-Sagli	43	40,5	44,0	44,5	Ingen
9	5	Tennhaugen	40	39,6	41,8	42,5	Ingen
ca 8	6	Løkkemyr	34	33,7	34,7	36,1	40
ca 7	7	Bergem	-	35,4	36,2	37,5	40

Tabell 10-5. Lydnivåer ved boliger rundt Tjeldbergodden anlegg

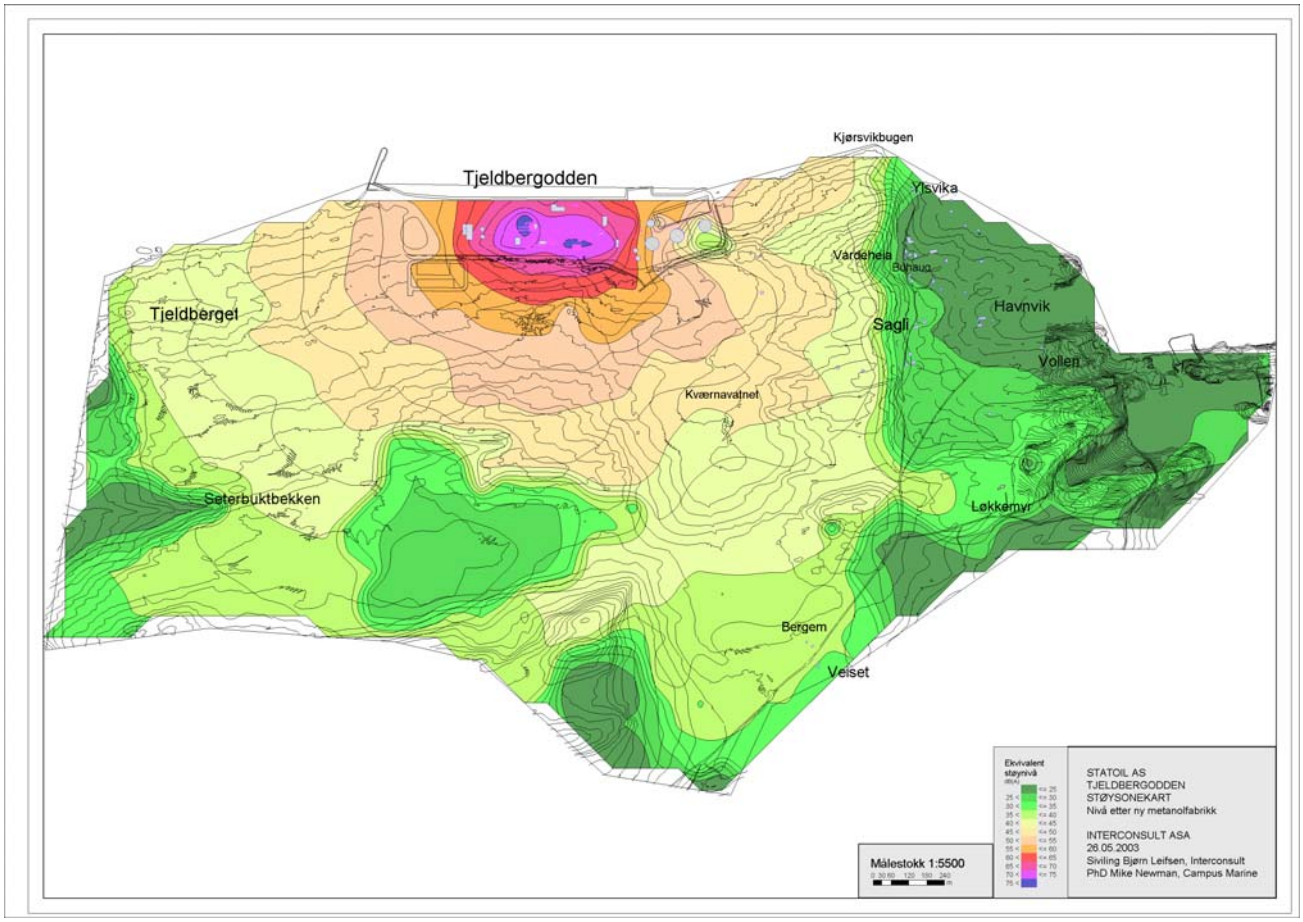
Sted	I dag	Etter ny metanolfabrikk	Etter ny metanolfabrikk og gasskrfatverk
	L_{eq} dBA		
Veiset	34	35	36
Bergem *	35,4	36,2	37,5
Løkkemyr *	33,7	34,5	36,1
Sagli	24	27	28
Havnvik	23	24	24,5
Buhaug	24	25	26
Ylsvika	24	26	28

* Er punktberegnet.

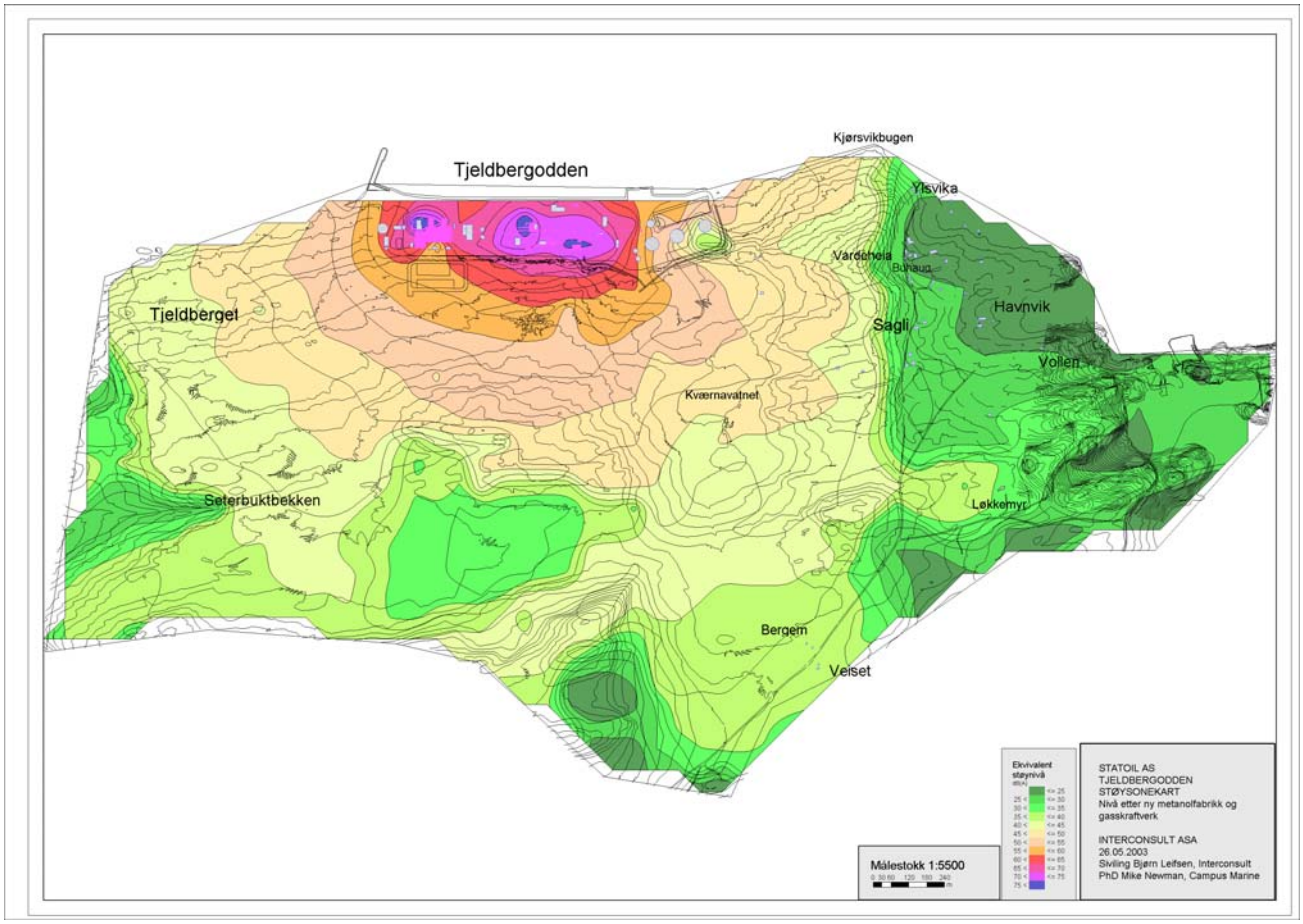
.



Figur 10-2. Støysonekart for dagens situasjon.



Figur 10-3. Støysonekart etter utvidelse av metanolfabrikk.



Figur 10-4. Støysonekart etter metanolutvidelse og bygging av gasskraftverk.

11 Landskapsmessige konsekvenser

Figur 11-1. Planlagt kraftverk og utvidelse av metanolfabrikk innplassert i forhold til eksisterende industrianlegg på Tjeldbergodden. Skorsteinen lengst til høyre gjelder demonstrasjonsturbinen, mens skorstein nummer to og tre fra høyre tilhører hovedgassturbinene på kraftverket. Bryterfeltet ses oppe på brinken, midt i bildet.

Gasskraftverket vil bli plassert på samme høydenivå som eksisterende bygninger på Tjeldbergodden industrianlegg. Nye skorsteiner vil ikke bli høyere enn eksisterende skorsteiner.

Anlegget vil således ikke i vesentlig grad endre det visuelle inntrykket av eksisterende industrianlegg, verken sett fra skipsleia (som på bildet) eller fra andre innsynspunkter.

På bildet på neste side er det presentert et manipulert bilde av Tjeldbergoddenanleggene, der gasskraftverk, metanolutvidelse og bryterstasjon for gasskraftverket er tegnet inn.

Figur 11-1 Gasskraftverk, metanolutvidelse og bryterfelt for kraftverk inntegnet i eksisterende industrianlegg.

12 Konsekvenser av økt skipstrafikk

Utvidelsen av metanolfabrikken medfører at antall anløp til Tjeldbergodden av skip som transporterer metanol øker fra dagens ca 150 til ca 210 pr. år.

12.1 Risiko for ulykker

I 1994 ble det gjennomført en kvantitativ risikoanalyse av skipstrafikken til og fra Tjeldbergodden (Scandpower 1994). I denne beskrives det to scenarier:

- Scenarie 1: Anløp av 156 skip pr. år
- Scenarie 2: Anløp av 211 skip pr. år

Scenarie 2 ble lagt til grunn for risikovurderingene i analysen, som dermed anses dekkende for situasjonen etter en utvidelse av metanolfabrikken, slik som planlagt.

Risikoanalysen vurderte følgende mulige hendelser som kan gi utslipp av metanol og/eller tungolje (bunkersolje):

- Kollisjon med andre metanoltankere
- Kollisjon med annen trafikk i området
- Grunnstøting med maskinkraft
- Grunnstøting som følge av tapt styrekontroll eller framdrift
- Avdrift fra ankerposisjon
- Brann/eksplosjon
- Tanklekkasje som følge av strukturelt sammenbrudd eller at skipet synker
- Andre skipsulykker

Risikoen for personskade knyttet til alle kategorier av uhell som gir lekkasje av metanol er oppsummert i (Tabell 12-1).

Personellrisiko knyttet til utslipp av tungolje (bunkersolje) ble evaluert kvalitativt, og vurdert å være lavere enn risikoen knyttet til utslipp av metanol.

Det ble konkludert med at den beregnede risikoen for alle kategorier av personell var godt under akseptkriteriene, og det ble ikke vurdert som nødvendig med anbefalinger om ytterligere tiltak for å redusere personrisikoen.

Miljørisikoen knyttet til utslipp av metanol i Trondheimsleia ble evaluert og estimert til å være svært liten. Dersom et stort utslipp av metanol likevel skulle skje, er det antatt at dette vil kunne ha indirekte konsekvenser for enkelte arter av sjøfugl ved at disse artenes næringsorganismer blir påvirket.

Miljørisikoen knyttet til eventuelle utslipp av tungolje vil også primært være knyttet til tilstedeværelsen av sjøfugl i Trondheimsleia.. Sannsynligheten for utslipp av tungolje ble imidlertid funnet å være svært liten.

Det ble likevel anbefalt å benytte oljelenser eller dispergeringsmidler som risikoreduserende tiltak for å redusere negative konsekvenser dersom et utslipp likevel skulle skje.

12.2 Beredskapstiltak

Det er for Tjeldbergodden-anleggene utarbeidet en beredskapsplan for situasjoner der båter ligger til kai for lasting. Det er også definert en egen DFU (Definert Fare- og Ulykkessituasjon) for hendelser om bord i båter som ligger til kai.

Beredskapen ved inn- og utseiling ivaretas av den interkommunale oljevernberedskapen, der utstyret ligger lagret i Kristiansund.

12.3 Andre konsekvenser

Ved behov for kortere stopp eller ved venting på plass ved kai benyttes i dag området ved Tyrhaug og Freifjorden som ankringsplasser. Ved Kystverkets Sjøtrafikkavdeling i Kristiansund opplyses det at den planlagte økningen i anløpsfrekvens ikke vil medføre behov for ytterligere ankringsplasser.

Økningen i trafikken vil i liten grad medføre økt behov for lostjenester, men dette kan dekkes med dagens bemanning. Det opplyses videre at den planlagte økningen ikke vil medføre noe nye behov mht, oppmerking, sikringssoner eller belysning av farvannene. Det er heller ikke forventet at den økte skipstrafikken vil være til vesentlig ulempe for eksisterende virksomhet eller fritidsbåttrafikk (losoldermann Jostein Bårdset, pers. medd.)

Tabell 12-1 Oppsummering av risiko for dødsulykke knyttet til uhell som fører til lekkasje av metanol (fra Scandpower 1994)

Personell kategori		Risiko for dødsulykke	
		I denne studien	Akseptkriterie
Besetning	På metanolskip På lasteskip På ferjer På cruiseskip/hurtigrute	$1,3x10^{-6}$ $1,9x10^{-9}$ $2,6x10^{-6}$ $7,4x10^{-9}$	$2x10^{-3}$ $1x10^{-5}$ $1x10^{-5}$ $1x10^{-5}$
Passasjerer	På ferjer På cruiseskip/hurtigruter	$1,5x10^{-7}$ $3,3x10^{-8}$	$1x10^{-5}$
Tjeldbergodden personell		-	$1x10^{-4}$
Publikum nær terminalen eller langs skipsleia		-	$1x10^{-5}$

13 Avbøtende tiltak for utvidelse av metanolfabrikk

13.1 NO_X-reduserende tiltak

For den nye syntesegasslinjen i metanolfabrikken ble følgende teknologier vurdert:

- Auto.termisk reformer (ATR)
- Varmevekslerbaserte reformere (AGHR og CAR) i kombinasjon med ATR
- Konvensjonell dampreformer

De tekniske og økonomiske evalueringene viste at konvensjonell dampreformering kommer best ut. Hovedårsaken til dette er de høye oksygenkostnadene for de andre teknologiene. Den eksisterende luftgassfabrikken har omtrent ikke overskudd på oksygen, det ville eventuelt blitt nødvendig å bygge en ny, mindre luftgassfabrikk med vesentlig høyere enhetskostnader. I tillegg til dette kommer at dampreformering er en velprøvd teknologi med høy regularitet.

For å oppnå en høyere effektivitet i den nye dampreformeren, vil forbrenningsluften bli forvarmet. Dette er ikke forenlig med bruk av lav-NO_X brennere, slik som i den eksisterende reformeren.

For å kompensere for dette vil det bli inkludert en renseenhet, der NO_X-nivået reduseres til under 25 mg pr. MJ innfyrt varme. Dette tilsvarer 38 ppm NO_X (2,1 vol % O_2) i eksosgassen fra dampreformeren. Uten rensing ville utslippskonsentrasjonen av NO_X vært ca 100 ppm. Det betyr at utslippene av NO_X fra dampreformeren reduseres fra ca 275 t/år til 104 t/år.

Renseteknologien som vil bli benyttet er såkalt selektiv katalytisk rensing (SCR). Denne teknologien benytter ammoniakk for katalytisk reduksjon av NO_X til nitrogen, N_2. Noe av ammoniakken vil følge eksosgassen ut gjennom skorsteinen, anslått til 4,6 tonn pr år ved den aktuelle rensegraden.

For den nye reformeren er det altså valgt en løsning som gir best mulig energieffektivitet, og SCR er benyttet for å holde NO_X-utslippene på et lavt nivå.

14 Avbøtende tiltak for kraftverk

Det er i dette kapitlet gitt en bakgrunn for Statoils vurderinger av avbøtende tiltak, samt en omtale av de konkrete tiltakene som en har sett på.

Det vil framgå at flere av de mulige tiltakene har en kostnad som gjør at de ikke er forenlige med en lønnsom utbygging og drift av anleggene.

14.1 Bakgrunn for vurdering av avbøtende tiltak

Flere internasjonale avtaler om utslipps-reduksjoner er iverksatt, andre er vedtatt og krever ratifisering før de trår i kraft, mens atter andre er i et forberedende stadium. Norges regelverk for utslipp er dels fastsatt med grunnlag i slike internasjonale avtaler, og dels med utgangspunkt i nasjonale målsettinger. De konkrete rammene for de enkelte utbyggingsprosjektene gis gjennom utslippstil-latelser fastsatt av SFT.

Statoils miljømålsettinger er fastsatt på bakgrunn av kunnskap om hvordan vår aktivitet påvirker miljøet, og innenfor rammen av nasjonal lovgivning og internasjonale avtaler.

Bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden vil gi utslipp som har potensial for å påvirke miljøet negativt. Ved planleggingen har det vært Statoils målsetting å minimalisere slike utslipp. Dette er søkt oppnådd gjennom å ta i bruk de teknikker som er definert som BAT (Best Available Techniques), og gjennom å konstruere et anlegg med høyest mulig virkningsgrad.

Det er gjennomført studier for å vurdere konsekvensene av de utslippene som likevel vil finne sted, og disse studiene bekrefter at det ikke vil oppstå vesentlige miljøvirkninger.

Utslipp av klimagassen CO_2 er redusert så langt det er mulig gjennom å planlegge et kraftverk med høyest mulig virkningsgrad.

Pr. i dag finnes det teknikker for å redusere CO_2-utslippene ytterligere, men ingen av disse er på langt nær forenlige med en bedriftsøkonomisk lønnsom drift av gasskraftverk.

Kyotoavtalen vil, når den trer i kraft, gjøre det nødvendig å kompensere for CO_2-utslippene fra et gasskraftverk. En hovedtanke i denne avtalen er at utslippsreduksjoner skal gjennomføres der de er mest kostnadseffektive, og at utslipps-reduksjonen kan skje i andre land enn der utslippene finner sted.

Kyotoavtalen skisserer flere mekanismer for å oppnå utslippsreduksjoner, og for å sikre at de mest kostnadseffektive tiltakene blir gjennomført først.

Statoil har lagt til grunn at Kyotoprotokollens mekanismer er de best egnede for å oppnå ønskede, kostnadseffektive reduksjoner av klimagassutslipp, og har basert seg på dette i økonomiske kalkyler for bygging av gasskraft-verket.

Kostnadene ved å redusere CO_2-utslippene direkte gjennom tiltak på Tjeldbergodden ville være det mangedobbelte. Se nærmere om dette i de følgende underkapitlene.

En ønsket utvikling er at forutsetningene i framtida endres slik at det kan bli økonomisk gjennomførbart å gjennomføre CO_2-reduserende tiltak direkte på kraftverket. Statoil gjennomfører derfor nå i samarbeid med SINTEF en utredning av mulige CO_2 rense-teknologier på Tjeldbergodden i et prosjekt støttet av OED/NFR. Prosjektet vil gjennomføre en evaluering av alternative tekniske løsninger basert på eksisterende og fremtidsrettet teknologi, med utgangspunkt i et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Målet er å kunne identifisere ny teknologi med et betydelig kostnadsreduserende potensiale. Det vil da være aktuelt å utrede demonstrasjonsanlegg for teknisk verifisering av teknologien.

14.1.1 Internasjonale avtaler

Kyotoprotokollen ble ferdigforhandlet og vedtatt i Japan i 1997, og har som mål å redusere de samlede utslippene av de viktigste klimagassene til minst 5 prosent under 1990-nivå i en forpliktelsesperiode som går fra år 2008 til 2012.

Hvert enkelt land er gitt tallfestede utslippsforpliktelser å forholde seg til. For Norge innebærer dette at de gjennomsnittlige utslippene av klimagasser i perioden 2008-2012 skal være maksimalt 1% høyere enn utslippene i 1990. Det er beregnet at i forhold til forventet nivå i 2010 uten gjennomføring av tiltak, må utslippene av klimagasser i Norge reduseres med i størrelsesorden 12 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Dette representerer en betydelig utfordring.

Kyotoprotokollen åpner for at land kan innfri sine forpliktelser ved bruk av tre ulike fleksible gjennomføringsmekanismer:

- Felles gjennomføring som innebærer investeringer i prosjekter mellom land som har forpliktelser
- Investeringer i prosjekter mellom i-land og u-land uten forpliktelser
- Internasjonal kvotehandel.

Bruken av disse såkalte "Kyotomekanismene" skal være et supplement til tiltak innenlands. Protokollen åpner til en viss grad opp for å inkludere tiltak innen skogbruk og arealbruk som en del av utslippsreduksjonene.

Avtalen er ratifisert av Norge. For at avtalen skal tre i kraft, må den ratifiseres av land som omfattes av avtalen og står for 55 prosent av industrilandenes utslipp. Pr. desember 2002 er den ratifisert av land som står for ca 44 % av industrilandenes utslipp.

EU har i juli 2003 fattet vedtak om innføring av kvotehandel for CO_2 fra og med 2005. Det er foreløpig ikke klart hvordan det norske forslaget til kvotehandelssystem vil bli tilpasset EUs regelverk.

I desember 1999 undertegnet Norge og 28 andre land en forpliktende protokoll, Gøteborg-protokollen, om reduksjon av utslipp av svoveldioksid (SO_2), nitrogenoksider (NO_X), ammoniakk (NH_3) og flyktige organiske forbindelser (NMVOC).

Mer enn 85% av de nasjonale utslippene av NO_X i Norge transporteres ut av landet. Landene som har undertegnet protokollen forplikter seg til å redusere utslippene fram mot 2010. De enkelte lands forpliktelser i Gøteborgprotokollen er bestemt ut fra prinsippet om størst miljøforbedring til lavest samlet kostnad for Europa. For Norge innebærer protokollen at utslippene av NO_X må reduseres med 29% fra 1990 til 2010, til 156.000 tonn/år. I 2001 var de samlede norske utslippene på 225.000 tonn. For utslipp av ammoniakk er målsettingen å komme ned på 23.000 tonn/år innen 2010.

IPPC-direktivet (direktiv for integrert forebygging og kontroll av forurensing) er implementert i norsk lovgivning. Et hovedprinsipp her er at den ansvarlige for en virksomhet plikter på benytte ”best tilgjengelige teknikker” (BAT) og at de utslippsgrenser som fastsettes i en tillatelse skal baseres på BAT. EU-kommisjonen har igangsatt arbeid med å utarbeide BAT-referansedokumenter (BREF-dokumenter) angående hva som anses som BAT i de enkelte industrier. I samsvar med disse har en planlagt å benytte DLE-teknologi på gassturbiner for å redusere utslipp av NO_X. (2. utkast til BREF-dokument for store forbrenningsanlegg).

14.2 CO_2-separasjon

I den nærmeste framtid er det følgende to teknologier for CO_2-separasjon i forbindelse med gasskraftverk som vurderes som teknisk gjennomførbare:

- Reformerteknologi
- Aminseparasjon

Ved den første teknologien splittes naturgassen i hydrogen (H_2) og CO_2, og hydrogen brukes som brennstoff i turbiner. Demonstrasjons-

turbinen, som er omtalt i kapittel 6.2, vil bidra til å vinne erfaring med hydrogendrift av gassturbiner.

Ved den andre teknologien benyttes naturgassen direkte som brennstoff, og CO_2 skilles ut fra røykgassen etter forbrenning. Begge teknologier krever etterfølgende håndtering av utskilt CO_2, dersom utslippene skal reduseres.

Naturkraft har sammen med sine eiere (Statoil, Norsk Hydro og Statkraft) gjennomført studier for å dokumentere status for disse teknologiene pr. i dag. Mitsubishi Heavy Industries og Fluor Daniel har gjennomført studien når det gjelder aminseparasjon, mens Norsk Hydro i samarbeid med Haldor Topsøe har gjennomført studien som gjelder reformerteknologi.

Studiene konkluderer med at begge de to konseptene er teknisk gjennomførbare, men at reformerteknologien er den minst modne av de to. Ingen av konseptene representerer anvendt og utprøvd teknologi i dag.

Både aminseparasjon og reformerteknologi innebærer at investeringskostnadene blir økt ca 2,5 ganger i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk. Virkningsgraden reduseres med 15-20 %. Dette innebærer at produksjons-kostnadene økes med ca 20 øre/kWh. Tiltakskostnaden pr. tonn CO_2 fjernet er beregnet til ca 500 kr/tonn. Disse tallene er basert på en studie gjennomført av SINTEF for Statoil høsten 2002 (SINTEF, 2002), og inkluderer kostnader både til kompresjon og transport av CO_2 til injeksjonsbrønn. Andre studier har gitt tilsvarende tall.

Slike kostnader kan bare forsvares dersom det kan skapes betydelige inntekter gjennom salg av CO_2, noe som det pr. i dag ikke er utsikter til.

Det pågår mye forsknings- og utviklingsarbeid rundt CO_2 fangst fra røykgass, og det rapporteres om fremskritt fra ulike forskningsinstitusjoner. Relativt store forbedringer i kostnadsposisjon er nødvendig for at CO_2 rensing kan bli kommersielt interessant.

Anvendelse av slik renseteknologi som nevnt ovenfor vil derfor kreve betydelig offentlig støtte for å gjøre kraftverket økonomisk gjennomførbart.

Det er satt av plass for en eventuell framtidig etterinstallasjon av enheter for CO_2-fanging, og anleggene er designet slik at en etterinstallasjon med tilhørende rørledninger er teknisk mulig.

14.3 CO_2-injeksjon for økt olje-utvinning

Injeksjon av CO_2 kan være et alternativ til vann eller naturgass for felt som trenger injeksjon som trykkstøtte for økt utvinning av olje.

Statoil har gjort en foreløpig vurdering av hvilke felt på Haltenbanken som kan være aktuelle for slik CO_2-injeksjon. Som støtte for disse vurderingene er det innhentet erfaringsmateriale fra andre felt der CO_2 injeksjon er gjennomført, de fleste av disse i USA.

Oljefeltene som er påvist på Haltenbanken er vurdert og kategorisert med hhv. lovende, moderat og lavt potensial for CO_2-injeksjon.

De lovende kandidatene omfatter Heidrun, Norne og Draugen. Disse feltene har blitt studert nærmere gjennom reservoarsimuleringer, eller gjennom innhenting av data fra tidligere studier.

Draugen er lokalisert tett opp til Haltenpipe, og vurderes i løpet av produksjonstiden å være i stand til å ta mot all CO_2 generert i et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Injeksjons-studier gjennomført av Shell er lovende, men potensialet må fastlegges gjennom ytterligere studier. I den forbindelse har Statoil og Shell nå tatt initiativ til å søke om forskningsmidler fra et nytt program i NFR (Petromaks) til en utredning som i hovedsak vil fokusere på CO_2 fangst og transport fra Tjeldbergodden, kombinert med injeksjon i Draugen feltet. Dette kan være en fremtidig løsning dersom kostnadene for CO_2 fangst kan reduseres vesentlig sammenlignet med eksisterende teknologi, samtidig som CO_2 kan utnyttes til økt oljeutvinning. Oljeprisen vil

også være en avgjørende faktor i dette regnskapet.

På Heidrun og Norne viser gjennomførte studier at CO_2-injeksjon vil føre til økt oljeutvinning sammenlignet med injeksjon av hydrokarbon-gass eller vann. Men på den annen side vil slik injeksjon medføre at den produserte gassen blir forurenset av CO_2, noe som kan gjøre det nødvendig å separere CO_2 fra gassen for å overholde salgsgass-spesifikasjonene.

Statoil har høsten 2003 på vegne av partnerne i Gullfakslisensen gjennomført en omfattende utredning for å vurdere mulighetene for å injisere CO_2 på Gullfaks-feltet for å oppnå økt oljeutvinning. Utredningen har dokumentert at dette er teknisk mulig, men at det er stort sprik mellom kostnadene pr. tonn CO_2 levert på feltet, og den pris som en ut fra en lønnsomhetsvurdering kan betale.

14.4 Integrert industriutvikling på Tjeldbergodden

Statoil har løpende kontakt med aktører som kan se en interesse av å etablere industri integrert med eksisterende og mulig ny virksomhet på Tjeldbergodden. Det vil f.eks være en målsetting å utnytte spillvarmen til videre industriutvikling

14.5 NO_X-reduserende tiltak

Ved planleggingen av gasskraftverket er det ved valg av turbintype lagt vekt på å oppnå høy virkningsgrad. Studier har vist at dette oppnås ved å bruke store, høyeffektive turbiner (kategorisert som F-klasse). Leverandørene garanterer for slike turbiner en maksi-mumskonsentrasjon i avgassen på 25 ppm NOX. Dette oppnås gjennom bruk av lav- NO_X -teknologi (DLN-teknologi = Dry Low NO_X), som representerer den beste tilgjengelige teknologien pr. i dag for slike turbiner (BAT=Best Available Techniques).(Ref. *Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*).

Det er avholdt møter med alle aktuelle leverandører av turbiner. Disse har avklart at det pr. i dag ikke leveres høyeffektive F-klasse turbiner med lavere garantiverdi enn 25 ppm. Flere leverandører oppgir imidlertid at i praktisk drift vil utslippene bli lavere, kanskje ned mot 15 ppm. Det arbeides relativt intenst med teknologiforbedringer, og det er sannsynlig at det om få år vil være tilgjengelig turbiner med garantiverdier ned mot 10-15 ppm. Dette vil bli lagt vekt på ved innhenting og evaluering av anbud ved anskaffelse av turbiner til Tjeldbergodden.

Dersom det med dagens turbinteknologi skal oppnås ytterligere reduksjoner av NO_X-utslipp på stedet, kan dette gjøres gjennom å ta i bruk renseteknologi som for eksempel SCR (Selective catalytic reduction), eller SCONOX (Selective Catalytic Oxydation of NO_X).

Installering av SCR vil kunne gi en konsentrasjon i avgassen på fra 2-5 ppm NO_X. For et 400 MWs anlegg har Sintef, på oppdrag fra Statoil høsten 2003, beregnet tiltakskost for SCR-rensing til 20-30 NOK/kg NO_X (basert på en reduksjon fra 25 ppm til 5 ppm). Investerings-kostnadene for et slikt anlegg er beregnet til 65-115 MNOK. Samme tiltakskostnad og en fordobling av investeringskostnadene forventes for et 860 MWs anlegg.

SCONOX gir, der teknologien er tatt i bruk, tilsvarende lave utslipp som SCR. SCONOX er hittil kun installert på mindre turbiner, og er ikke utprøvd for store turbiner. Teknologien er 50-100% dyrere enn SCR, og krever vesentlig større plass.

Bruk av SCR renseteknologi vil altså redusere de totale utslippene av NO_X. Denne rense-metoden gir imidlertid utslipp av ammoniakk, NH_3 (2-5 ppm), og reduksjonen i lokal og regional nitrogenbelastning vil som en følge av dette bli vesentlig mindre enn reduksjonen i NO_X -utslipp skulle tilsi.

Det er gjennomført en sammenlignende vurdering av nitrogenavsetninger i nærområdet til Tjeldbergodden med og uten rensing med

SCR-teknologi (Knudsen et al. 2003). I ettertid er spredningsmodellen som lå til grunn for disse vurderingene blitt oppdatert.

Når denne oppdateringen tas hensyn til, viser resultatene at utslipp av NH_3 gir ca 3 ganger høyere *total*avsetning av nitrogen lokalt og regionalt, sammenlignet med utslipp av NO_X. (Svein Knudsen, NILU, pers. medd.). Dette gjelder for hele det området som ble vurdert; et areal på 200 x 200 km omkring utslippspunktet.

På tilsvarende måte gir utslipp av NH_3 ca 1,5 ganger høyere *maksimal*verdier for nitrogen-avsetning, sammenlignet med utslipp av tilsvarende mengde N i NO_X.

Årsaken til dette er at NH_3 er vesentlig lettere vannløselig enn NO_X, og derfor vaskes raskt ut med nedbør.

Konkret betyr dette at et gasskraftverk med SCR-rensing, med 5 ppm NO_X og 5 ppm NH_3 i avgassen, vil gi *maksimal*verdier for nitrogenavsetning på ca 20 mg N/m^2. Dette er i samme størrelsesorden som fra et urenset utslipp med 15 ppm NO_X i avgassen. Ved en konsentrasjon av NH_3 i avgassen på 2 ppm, er maksimalavsetningen fra gasskraftverket estimert til ca 12 mg N/m^2, som tilsvarer et urenset utslipp med ca 9 ppm NO_X i avgassen.

Dersom en betrakter *total*avsetningen av nitrogen i nærområdet, vil et utslipp med 5 ppm NO_X og 5 ppm NH_3 gi samme nitrogenavsetning som et urenset utslipp med 20 ppm NO_X. Et renset utslipp med 5 ppm NO_X pluss 2 ppm NH_3 tilsvarer totalavsetningen fra et urenset utslipp med 11 ppm NO_X i avgassen.

Dette viser at SCR-rensing i dette tilfellet gir liten reduksjon av nitrogenavsetning i nærområdet. Siden de gjennomførte modell-eringene av utslipp til luft dessuten viser at de planlagte utslippene av NO_X ikke vil medføre uakseptable negative konsekvenser i form av økt forsuring, overgjødsling av sårbar vegetasjon eller dannelse av bakkenært ozon, er det ikke foreslått rensetiltak ut over det som følger av å ta i bruk BAT.

Som vist i kapittel 14.1.1, er Norge gjennom internasjonale avtaler pålagt å redusere utslippene av bl.a. NO_X. Statoil mener det vil være riktigere å bidra til utvikling av bedre brennerteknologi, framfor å rense utslippene i etterkant. I anbudsprosessen for kjøp av gassturbiner vil en derfor både etterspørre og vektlegge lave garantiverdier for utslipp av NO_X.

14.6 Optimalisering av skorsteins-høyder

Basert på spredningsberegninger utført av NILU er det funnet at skorsteinshøydene må være høyere enn 41 m for å unngå at anbefalte grenseverdier for luftkvalitet i nærområdet til anlegget overskrides.

Ved fastsettelse av nødvendig skorsteinshøyde må det også tas andre hensyn. Dette innebærer at skorsteinene vil kunne bli en god del høyere enn det minimumskrav som NILU har beregnet i forhold til luftkvalitet.

14.7 Kjølevann uten tilsetning av kjemikalier

Kjølevannssystemer som benytter sjøvann kan være utsatt for begroing som tetter til ventiler og rør, og kjemikalier blir ofte brukt for å motvirke dette. På Tjeldbergodden har en mulighet for å hente kjølevann på ca 60 m dyp, og erfaring fra drift av metanolfabrikken siden 1997 har vist at det da ikke er nødvendig å tilsette kjemikalier.

Den samme strategien vil bli lagt til grunn for kraftverket, ved at også det nye sjøvannsinntaket blir plassert på 60 m dyp. Det tempererte kjølevannet som kommer ut fra kraftverket vil dermed være fritt for tilsatte kjemikalier. Vannet kan dermed benyttes direkte for eksempel til akvakulturformål.

Nedblåsningsvann fra kraftverket vil inneholde kjemikalierester. Dette vannet ledes inn på kjølevannsutslippet nedstrøms utslippskummen. Se nærmere om dette i kapittel 6.8.2.

Basert på modelleringer av SINTEF har en funnet fram til en plassering av utslippspunktet som drar nytte av de gode resipient- og strømforholdene utenfor Tjeldbergodden, slik at en også unngår negative effekter på miljøet knyttet til temperaturstigning.

14.8 Energieffektivisering

Det vil bli lagt vekt på å velge energieffektiv teknologi for å produsere flest mulig kilowattimer pr innfyrt mengde naturgass. Dette sikrer også de laveste mulige utslippene til luft. Kraftverket vil isolert sett ha en virkningsgrad på ca 58 %. BAT (Best Available Techniques) mht. virkningsgrad for nye anlegg av denne typen (kombinerte kraftverk) er 54-58%.

Den planlagte integrasjonen med metanol-anlegget vil gi en høyere total elektri-sitetsproduksjon enn om overskuddsdampen skulle blitt utnyttet i en separat og mindre effektiv dampturbin i metanolanlegget. Overskuddsdampens utnyttelsesgrad økes med ca 10%. Dette tilsvarer 2,5 MW ekstra elektrisk effekt sammenlignet med et konsept uten integrasjon. Se for øvrig kap. 5.10, 6.11, og 6.13.

14.9 Støydemping

Overslagsberegninger viste at begrensning av lydemisjon fra gasskraftverket ble styrt av arbeidsmiljøkrav på 85 dBA 1 m fra gassturbinhuset på mest utsatt plass.

Det er lagt til grunn at det gjennomføres standard støydempende tiltak, så som:

- Inntakslyddemper
- God innkapsling av gassturbiner
- Hus med god absorpsjon på innsiden og god lydisolasjon
- Eksoslyddemper
- Inntaks/avkastlyddempere for ventilasjon.

15 Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til bygging av kraftverk

Som grunnlag for vurdering av de samfunnsmessige konsekvenser er følgende underlagsrapport utarbeidet:

Econ Analyse as, 2003: Samfunnsmessige konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden. Econ-rapport nr. 30/03.

I den nevnte rapporten er det også inkludert beregninger av samfunnsmessige virkninger av investeringer i kraftlinjen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon. De beregningene er ikke omtalt i denne konsekvensutredningen.

15.1 Industriutvikling på Tjeldbergodden

Det planlagte integrerte prosjektet, med utvidelse av metanolfabrikken og bygging av nytt gasskraftverk, vil bidra til å styrke og bevare Statoil sin posisjon som Europas mest kostnadseffektive leverandør av metanol, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Tjeldbergodden.

Investeringskostnadene for metanolutvidelsen er ca 1,3 milliarder kroner, mens investeringskostnadene for kraftverket er ca 4,2 milliarder kroner, anslått med en nøyaktighetsgrad på +/- 30%. De samfunnsmessige konsekvensene for de to delene av det integrerte anlegget, i form av effekter på sysselsetting og leveranser, vil i stor grad stå i forhold til størrelsen på de respektive investeringene.

Omtalen av de samfunnsmessige konsekvensene er laget på en slik måte at det i figurene framgår hva som er metanolutvidelsens bidrag, og hva som er kraftverkets bidrag.

Enkelte forhold som er spesifikke for utvidelsen av metanolfabrikken er omtalt i kapittel 16.

15.2 Forsyningssituasjonen for elektrisk kraft i Norge

15.2.1 Kraftbalansen i Norge

I løpet av de siste årene er Norges kraftbalanse (forholdet mellom produksjon og samlet forbruk av kraft over et år) svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen av elektrisitetsforbruket.

Nær 100 % av den elektriske kraften i Norge er vannkraft. Kraftbidraget fra vannkraftsystemet er i et normalår 118 TWh, men kan i tørrår komme ned i 89 TWh. I nedbørrike år kan produksjonen komme opp i 150 TWh.

I 2001 var nasjonalt forbruk av elektrisitet i overkant av 125 TWh, noe som tilsvarer det statistisk beregnede forbruk i et år med normal temperatur og nedbør.

Det betyr at Norge går mot en situasjon med stadig større importavhengighet. I år 2010 regner NVE med at det i et normalår må importeres ca 12 TWh fra utlandet.

Importmuligheten i tørre år begrenses av at tørrårssituasjoner synes å opptre samtidig i de to landene i det nordiske kraftmarkedet som er avhengige av vannkraft, nemlig Sverige og Norge.

I et tørrår forventes det en udekket etterspørsel på 14 TWh, 18 TWh og 19 TWh i hhv. 2005, 2010 og 2015, selv med full utnyttelse av importkapasiteten og med utfasing av elkjelmarkedet.

Dersom det ikke blir en bedre balanse mellom innenlands produksjon og forbruk av elektrisitet, vil overføringsforbindelsene med utlandet i årene som kommer i større og større grad bli

benyttet til import, også i år med normal produksjon.

For å få en bedre balanse mellom produksjon og forbruk, og for å kunne sikre tilstrekkelig kraftforsyning i tørrår, vil det derfor være viktig å legge til rette for ny kraftproduksjon i Norge.

15.2.2 Effektbalansen i Norge

Effektbalansen er forholdet mellom forbruk av og tilgang på elektrisk kraft ved et konkret og gitt tidspunkt.

Den maksimale belastningen i det norske kraftsystemet opptrer normalt i desember, januar eller februar. Det høyeste effektforbruket som er målt i Norge er i overkant av 23 GW. Dette inntraff den 5. januar 2001. Vinteren 2002/2003 var det høyeste målte forbruket i underkant av 20 GW, og dette inntraff den 6. januar.

Total installert effekt i det norske produksjonsapparatet er 28 GW (pr. 31.12.01). Tilgjengelig vintereffekt kan være betydelig lavere, og de siste to vintrene har tilgjengelig effekt i begynnelsen av januar vært på om lag 24,5 GW. Selv om elektrisitetsforbruket ikke har økt de siste to årene, kan dette fort endre seg, og det er fortsatt viktig å sikre effektbalansen i årene framover.

15.2.3 Alternative måter for bedring av kraftbalansen nasjonalt

Gitt en målsetting om å bedre kraftbalansen i Norge, kan en se for seg alternative måter å gjøre dette på. De prognoser for utvikling i kraftbalanse og effektbalanse som er gjengitt ovenfor, er basert på det som myndighetene anser som realistiske scenarier mht. å ta i bruk nye energikilder, energiøkonomisering mm. I det følgende er omtalt noen av de alternativer til gasskraft som har størst betydning i dag/antas å ha størst betydning i et perspektiv fram mot år 2015.

<u>Utbygging av ny vannkraft</u>
Det økonomisk nyttbare vannkraftpotensialet i Norge er av NVE oppgitt til 187 TWh (Energistatus, NVE 2003). Gjenstående potensial er 30,9 TWh, hvorav 8,5 TWh er plassert i Samlet Plan kategori II, dvs at de ikke kan konsesjonsbehandles før det er foretatt en revidering av Samlet Plan. Av de resterende er ca 6,7 TWh gitt konsesjon eller det er startet en prosess med konsesjonssøknad.

Med utgangspunkt i gitte konsesjoner og prosjekter som er til konsesjonsbehandling, er det antatt at produksjonen av vannkraft vil øke med 1 TWh i 2005 og 2 TWh i 2010. Med realisering av nye vannkraftprosjekter etter år 2010 samt modernisering av eldre kraftverk, ventes produksjonen av vannkraft i år 2015 å være 4 TWh høyere enn i dag (Energistatus, NVE 2003).

De nye vannkraftprosjektene vil bidra med lite ny magasinkapasitet, og det er forutsatt at bare 50% av normalproduksjonen fra ny vannkraft vil være tilgjengelig i et tørrår. Dessuten er det antatt at økt grad av miljøhensyn vil redusere produksjonen av vannkraft med inntil 2 TWh fram mot år 2015. Som en følge av dette vil vannkraftproduksjonen i et tørrår øke bare marginalt fram mot år 2015.

<u>Økt satsing på andre fornybare energikilder</u>
Regjeringen har vedtatt en målsetting om at vindkraft skal bidra med 3 TWh i et normalår innen 2010, og at utbyggingen av vindkraft skal fortsette slik at det totale bidraget fra vindkraft i 2015 blir 5 TWh. Vindkraft er ennå ikke bedriftsøkonomisk lønnsom, og utbyggingstakten vil i stor grad bestemmes av offentlig støtte og dermed de bevilgende myndigheter.

Når det gjelder bidraget fra vindkraft i et tørrår, er det ikke tatt hensyn til at det ofte er en sammenheng mellom årlig vindenergitilgang og tilsig til vannkraftverkene. Vindkraftverkenes bidrag til tørrårssikringen må således forventes å bli lavere enn produksjonen i et normalår skulle tilsi.

Forbedret importkapasitet
Samlet importkapasitet er i dag 3500 MW, som representerer en teoretisk importmulighet på om lag 30 TWh. I praksis vil nettoimporten i et tørrår bli mindre enn den teoretisk mulige, på grunn av at ekstreme tørrårssituasjoner oftest opptrer samtidig i Norge og Sverige. Sverige har dessuten et mindre prisfølsomt marked enn Norge, noe som forsterker tendensen til at eksporten til Sverige blir større enn importen den andre veien. Simuleringer som er gjort antyder at maksimal import i et tørrår vil kunne bli ca 18 TWh i 2005 og ca 20 TWh i 2010.

Det foreligger planer om en ny sjøkabel til Nederland (600 MW). Planer om en ny kabel til England (1200 MW) ble skrinlagt høsten 2003.

Etablering av nye overføringskabler vil heller ikke uten videre ha en positiv effekt på ressurssituasjon og prisnivå i Norge. I et uregulert energimarked vil overføringskabler medføre at strøm overføres dit hvor prisen er høyest. Det er gjennomført analyser som viser at en overføringskabel til England kunne ha ført til en forverret ressurssituasjon i Norge vinteren 2002/2003, og at prisnivået på strøm i Norge mest sannsynlig ville vært marginalt høyere enn uten kabel. (Elkem, 2003)

Grunnet de forhold som er nevnt ovenfor, vil ikke en utvidelse av importkapasiteten representere en fullgod sikring av kraftforsyning i tørre år.

Energiøkonomisering
I Norge er det et uutnyttet potensial for å redusere forbruket av elektrisk kraft gjennom ulike former for energiøkonomiseringstiltak. Dette omfatter alle tiltak som gjør at energi brukes på en mest mulig samfunnsøkonomisk effektiv måte, herunder også tiltak som medfører frigjøring av elektrisk kraft til andre bruksformål. Et eksempel på dette er bruk av varmepumper, som kan redusere bruk av elektrisk energi til oppvarming av boliger.

Kommersielle drivkrefter sørger for gjennomføring av ENØK der dette viser seg å være klart lønnsomt. Aktiv styring samt rådgivning og oppfølging av energiforbruk har en klar, men beskjeden effekt. Fortsatt satses det en del på informasjon og opplæring.

I 2003 er det etablert en tilskuddsordning for elektrisitetssparende tiltak i husholdningene. Ved søknadsfristens utløp var det mottatt 50.000 søknader. Forutsatt at alle disse går til anskaffelse av varmepumpe, representerer dette et redusert elforbruk på i størrelsesorden mindre enn 1 TWh pr. år.

15.3 Den regionale kraftforsynings-situasjonen

For kraftregion Midt-Norge (se Figur 15-1) sett under ett er det et kraftunderskudd som forventes å øke framover i tid. Mye av produksjonen foregår i Nordland (Tunnsjødal/Kobbelvsnittet), mens Trøndelag, som i denne sammenheng også inkluderer Møre, har underskudd på kraft vinterstid. Produksjonspotensialet innenfor Trøndelags-snittet er på ca 2300 MW (tilgjengelig vintereffekt), mens forbruket vinteren 2002 eksempelvis var over 2800 MW (topplast). Ved stort tilsig sommerstid har det periodevis vært betydelig effektoverskudd sørover mot Østlandet og østover mot Sverige. Denne situasjonen vil endres i takt med økt industriforbruk i Midt-Norge.

15.3.1 Kraftsystemet i regionen

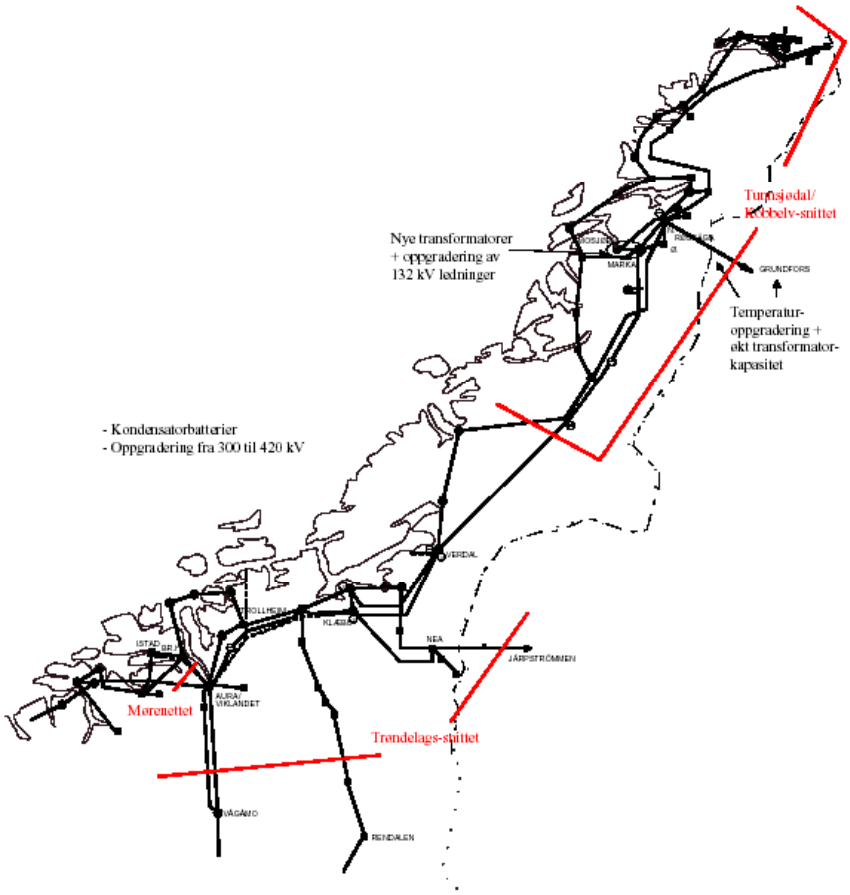
Hovednettet i regionen består i dag av enkle 300 kV ledninger fra Gudbrandsdalen via Sunndalsøra til Trondheim. Derfra er det parallell 300 kV forbindelse nordover til Røssåga i Rana-området. I Røssåga er det transformering og tilkobling til 420 kV ledningen nordover til Kobbelv/Ofoten i Region Nord-Norge, og til en 220 kV ledning mot Grundfors i Sverige. Det er også forbindelse til Sverige via en 300 kV ledning fra Trondheim til Järpströmmen via Nea. Vestover går det en 300 kV ledning fra Sunndalsøra mot Ørskog i Ålesunds-området.

Figur 15-2 viser et utsnitt av høyspentnettet i Midt-Norge og Midt-Sverige, som visualiserer nettilknytningen Nea-Järpströmmen og Røssåga-Grundfors.

I følge Statnett (1998) bidrar begrensninger i kapasiteten på disse forbindelsene til at Midt-Norge får vanskelige revisjonsperioder, som i perioder vanskeliggjør utkoblinger både sørover i Gudbrandsdalen og nord for Tunnsjødal. I lavlast og i perioder med mye tilsig, har det historisk vært flaskehalser ut av Trøndelagssnittet på grunn av begrensninger på ledningen Nea-Järpströmmen og transformatoren i Järpströmmen.

Dersom det er full import i Hasle-snittet og inn til Møre og Romsdal, kan det også oppstå flaskehalser i 300 kV ledningen Klæbu-Orkdal-Aura. Arbeidet med ny parallell 420 kV linje Klæbu-Viklandet er imidlertid allerede i gang.
For år 2005 vil kraftflyten inn til området bak Trøndelagssnittet være bestemmende for behovet for overføringskapasitet. I opptil 11% av tiden kan det forventes flaskehalser inn til området (Nettutviklingsplan 2002-2010, Statnett mai 2002). Etablering av gasskraftverk vil ha stor positiv betydning for kraftflyten sett i forhold til forventet økning i industrielt- og øvrig forbruk.

Innen regionen foreligger mange planer for ny aktivitet som vil øke forbruket av kraft vesentlig. En oversikt over disse planene er vist i **Tabell 15-1**. De ulike planene krever tildels ulike nettforsterkingstiltak..



Figur 15-1. Hovednettet i Midt-Norge (Fra "Nettutviklingsplan 2002-2010", Statnett mai 2002)

Figur 15-2. Utsnitt av høyspentnettet i Midt-Norge og Midt-Sverige

Tabell 15-1. Oversikt over planlagte aktiviteter i Midt-Norge som vil medføre økt forbruk av kraft (Fra bl.a. "Nettutviklingsplan 2002-2010", Statnett mai 2002)

Prosjekt	Sted	Utbygger	Effekt	Merknad
Aluminiums-produksjon	Sunndalsøra	Norsk Hydro	+ 350 MW	Utvidelse av eksisterende anlegg. Arbeid er i gang. Fullt effektuttak ca 650 MW i 2007
Ormen Lange, landanlegg	Nyhamna	Norsk Hydro	+ 300-600 MW	Nytt anlegg. Anleggsstart planlagt 2004, ferdigstillelse til produksjonsstart oktober 2007.
Hustadmarmor	Fræna	Hustad-marmor	+ 80 MW	Utvidelse av eksisterende virksomhet. Fult effektuttak på 150 MW i 2010
Aluminiums-produksjon	Mosjøen	Elkem	+ 70 MW	Utvidelse av eksisterende anlegg. Arbeid i gang. Fullt effektuttak i 2004
Metanol-produksjon	Tjeldbergodden	Statoil	+ 11,5 MW	Planlagt utvidelse

15.3.2 Kraftsystemet i Møre og Romsdal

For Møre og Romsdal gjelder det at produksjonen for det meste er lokalisert i innlandet, mens forbruket er konsentrert til kystområdet, med unntak av virksomheten til Hydro Aluminium på Sunndalsøra.

Ålesundsområdet og sørover til Sogn og Fjordane er stort sett i balanse i dag, men vil med generell forbruksøkning komme i underskudd i tiden fremover. Mulighetene for å forbedre kraftbalansen med kraft fra Sogn og Fjordane er liten.

Moldeområdet er et rent forbruksområde i dag, det er i dette området at landanlegget til Ormen Lange er planlagt bygget, og der har også Hustadmarmor sin virksomhet.

Kristiansundsområdet (som inkluderer Tjeldbergodden) er også et underskuddsområde, der vindkraftverket på Smøla har den mest dominerende produksjonskapasiteten.

Innlandsområdet sør-øst for Molde og Kristiansund bidrar i dag med ca 65% av fylkets kraftproduksjopn. En stor andel av vannkraft-produksjonen i fylket ligger her. Utbyggingen av aluminiumsverket på Sunndalsøra vil imidlertid føre til at området går fra å være i overskudd til balanse innen en femårsperiode, og muligens til underskudd på lengre sikt.

Den vesentligste kraftutvekslingen med Sør-Trøndelag skjer fra dette området, og da hovedsakelig på 300 kV ledningen Aura-Orkdal. Overføringen påvirkes for det meste av kraftbalansen i Møre og Romsdal, men kan også påvirkes av kraftbalansen i hele Sør-Norge og utvekslingen i Haslesnittet mot Sverige. Dette gjelder for øvrig som hovedregel for utvekslingen mellom dette området og Oppland via 132 kV Aura-Vågåmo og 300 kV Osbu-Vågåmo.

Innad i fylket er det betydelig variasjon i balansen mellom forbruk og produksjon. Dette fører til at det i tillegg til økt overføringsbehov inn til fylket, er et behov for utvidet overføringskapasitet innenfor fylket. Ny produksjon vil mest sannsynlig være vindkraft, en teknologi som har begrenset leveringssikkerhet og reguleringsevne.

15.3.3 Framtidig kraftbalanse

Kraftforbruk

I følgende avsnitt presenteres belastningen i 2002 og prognoser for fremtidig belastning frem mot 2015, med fokus på regionens underskuddsområde, først og fremst Møre og Romsdal, og planlagte aktiviteter innen kraftkrevende industri, jfr. **Tabell 15-1**.

Uttaket til alminnelig forsyning i maksimallast-timen i Region Midt-Norge i 2002, ble målt til rundt 742 MW, inkludert 41 MW utkoblbar last. Med bakgrunn i nettselskapenes vekstanslag for perioden 2002-2015, anslås maksimallasten innen alminnelig forsyning i 2015 til å være om lag 950 MW, ekskl. utkoblbar last, noe som tilsvarer 1,6 prosent årlig økning.

En stor del av forbruket i Møre og Romsdal både i dag og i framtida er knyttet til kraftkrevende industri. I dag er det tre bedrifter i denne kategorien; Hydro Aluminium A/S på Sunndalsøra, Hustadmarmor A/S i Fræna kommune og Statoil Tjeldbergodden.

Metanolfabrikken isolert bidrar positivt til kraftbalansen, på grunn av egenproduksjon på 22 MW installert effekt. Tjeldbergodden-anleggene samlet sett importerer ca 11 MW fra nettet.

En oversikt over de ulike bedriftenes planlagte effektuttak er gitt i **Tabell 15-1**.

Kraftproduksjon

Vannkraft er den dominerende kraftproduksjon også i Møre og Romsdal. Størstedelen av produksjonskapasiteten er magasinkraftverk, men det finnes ikke flerårsmagasin. Den totale produksjonskapasiteten er på 1.210 MW vintereffekt (5.450 GWh årlig middel-produksjon). De fem største vannkraftanleggene er Aura (290 MW), Tafjord (253 MW), Driva (144 MW), Grytten (140 MW) og Trollheim (130 MW).

Det er planer om 150-180 MW ny vannkraft i Møre og Romsdal. Av dette er 30-40 MW tilknyttet mini- og småkraftverk, som hovedsakelig vil være elvekraftverk med lav tilgjengelig vintereffekt.

Det pågår også planer om opprusting/utbygging av vannkraftanlegg i Nordland, men ytterligere vannkraftutbygging er konfliktfylt, og det er usikkert når/om planene vil bli realisert, og i så fall i hvilket omfang.

Utbyggingen av Øvre Otta i Skjåk kommune i Oppland, vil etter planen gi installert kapasitet på 171 MW med en årsproduksjon på 525 GWh.

I tillegg til vannkraft er det installert vindkraft i Møre og Romsdal på 44 MW, med en middelproduksjon på 112 GWh. Kapasiteten består i hovedsak av Statkrafts anlegg på Smøla, som ble satt i drift høsten 2002.

Det er planer om ytterligere om lag 370 MW (1.150 GWh) vindkraft i fylket, fordelt på følgende lokaliseringer:

- *Haramsøya* 49,5 MW (148,5 GWh), forhåndsmeldt
- *Flemsøya* 16,5 MW (49,5 GWh), forhåndsmeldt
- *Haugsbygda* 40-50 MW (120-150 GWh), utredning
- *Smøla* økning til 150 MW (410 GWh), konsesjon/planlegging
- *Hustad* 100 MW (390 GWh), forhåndsmeldt

I Sør-Trøndelag er det gitt konsesjon til bygging av vindmøllepark på Hitra, med installert kapasitet på 56 MW (148 GWh), og søkt om utvidelse til inntil 70 MW (180 GWh). Det er også en forhåndsmelding til behandling for bygging av 150-200 MW (550-650 GWh) vindkraft på Frøya og bygging av 30-50 MW (90-150 GWh) i Roan kommune. På Nærøya kommune i Nord-Trøndelag er det gitt konsesjon til å bygge 45 MW (150 GWh). I samme fylke, i Vikna kommune, er også søkt om konsesjon for inntill 249 MW (690-870 GWh) vindkraft.

Til tross for mange planer er det foreløpig kun gitt konsesjon til å bygge ytterligere 211 MW vindkraft til sammen i de tre fylkene.

Innen region Midt-Norge er det gitt konsesjon til et kraftvarmeverk på Skogn i Nord-Trøndelag med installert effekt på 800 MW, årlig kraftproduksjon på 6,4 TWh og varmeproduksjon på 1,5 TWh. Etter planen skulle anleggsarbeidet ha startet ved årsskiftet 2002/2003, med produksjonsstart i 2005. Bl.a på grunn av manglende avtale om langsiktige leveranser av naturgass er utbyggingen utsatt, og ny tidsplan er ikke offentliggjort.

I Figur 15-3 og Figur 15-4er prognosene for forbruk (belastning) vist for hhv effekt og energi.

Sammenstilling av forbruk og produksjon

Samlet installert kapasitet og belastning i Møre og Romsdal var omtrent i balanse ved 100 prosent produksjon i 2002, med henholdsvis ca. 1.280 MW (installert kapasitet) og ca. 1.170 MW (belastning).

Dersom alle planene om økning av kraftforbruket innen kraftkrevende industri i Møre og Romsdal blir realisert, jfr. **Tabell 15-1**, anslås det at det totale effektforbruket vil kunne bli bortimot fordoblet, mens det totale energiforbruket vil kunne bli mer enn fordoblet frem mot 2020, sammenlignet med dagens nivå. Denne utviklingen er sammenstilt med den totale produksjonskapasiteten på dagens nivå og illustrert i henholdsvis Figur 15-3 og Figur 15-4.

Selv om det knytter seg usikkerhet til om forbruksprognosene vil slå til for samtlige virksomheter, er det åpenbart at dagens situasjon, med en tiltakende ubalanse mellom forbruk og produksjon, gradvis vil forverre seg uten ny produksjon.

Den planlagte forbruksøkningen som ligger nærmest frem i tid, er utvidelsen ved Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Økningen der er også den man har sikrest prognoser for, i og med at arbeidet der allerede er i gang. Av figurene ser vi at økningen fra denne virksomheten alene vil forrykke balansen betydelig på et relativt tidlig tidspunkt. Selv om deler av den planlagte produksjonen i fylket skulle bli realisert, vil anleggene ikke kunne ferdigstilles i takt med den forventede forbruksøkningen. Dette faktum er også hovedgrunnen for vedtaket om byggingen av 420 kV linjen Klæbu-Viklandet.

Dersom alle vindkraftprosjekter som i dag har fått konsesjon og alle planene om økt kapasitet i vannkraftanleggene blir realisert innen 2010, gir det en ekstra produksjonskapasitet på rundt 550 MW (180 MW + 370 MW). Fylket vil dermed være omtrent i effektbalanse, dersom forbruksprognosene slår til, med unntak av en eventuell utvidelse av landanlegget i forbindelse med Ormen Lange. Det er også usikkerhet

knyttet til om de planlagte vindkraftanleggene blir realisert. Foreløpig er det bare gitt konsesjon for yterligere 110 MW i fylket.

Tidspunkt for når eventuell produksjon kommer er imidlertid høyst usikker. I tillegg har vindkraft en usikker brukstid på anslagsvis 3.000 timer årlig. Installert effekt på 100 MW vindkraft gir dermed kun ca. 300 GWh energi. På grunn av den høye andelen magasinkraftverk uten flerårsmagasin, er energibalansen i regionen i utgangspunktet også sårbar for lokal svikt i tilsiget. I de siste årene har det vært lite vann i magasinene på ettervinteren de siste årene. Høsten 1999 var det også tørt i området.

I forhold til forsyningssikkerheten og kravene til kvalitet på leveranser til kraftkrevende industri, har vindkraftproduksjon en åpenbar ulempe i forhold til annen mer forutsigbar produksjonsteknologi. Tilsigssvikt og tørrår bidrar til uforutsigbar vannkraftproduksjon.

Økt utbygging/utnyttelse av vann- og vindressursene vil altså øke produksjons-potensialet, men ikke forsyningssikkerheten i regionen. Etableringen av gasskraftverk, som gir mer stabil grunnlast, vil derfor være gunstig i forhold til leveringssikkerheten innenfor Trøndelagssnittet.

Uten etablering av gasskraftverk må kraftunderskuddet i regionen dekkes opp via økt import fra tilgrensende regioner. I en situasjon der den nasjonale kraftbalansen og effektbalansen er svekket, og der også det nordiske kraftmarkedet er i underbalanse, representerer dette en løsning hvor regionens avhengighet av andre vil forsette å øke.

15.3.4 Behov for nettforsterkninger med og uten gasskraftverk

Etablering av gasskraftverket forutsetter bygging av en 420 kV kraftlinje ut fra Tjeldbergodden, med tilknytning til den vedtatte 420 kV ledningen mellom Klæbu og Viklandet (Aura) (se kapittel 7) ved Trollheim kraftverk.

Med den økning i områdets kraftbehov som følger av de planlagte aktivitetene i regionen (jfr. **Tabell 15-1**), og de tilhørende allerede planlagte nett-tiltak, vil ikke byggingen av kraftverket eller utvidelsen av metanolfabrikken i seg selv medføre ytterligere behov for nettforsterkninger.

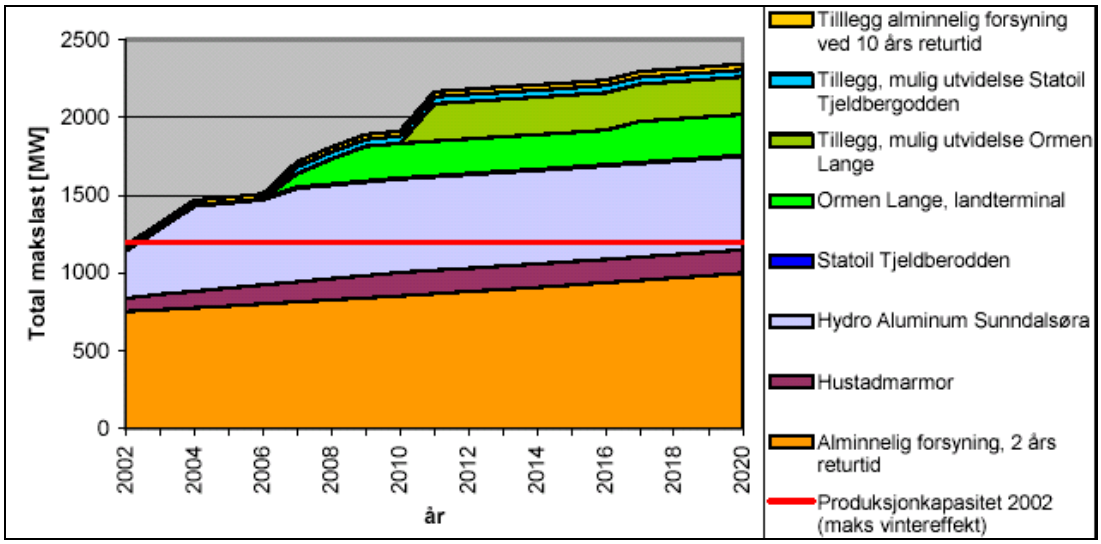
Etablering av et gasskraftverk på Tjeldberg-odden vil, med de aktiviteter som er planlagt, medføre at Møre og Romsdal omtrent vil være i effektmessig balanse ved 100 % produksjon. Trykket på overføringsnettet inn mot Møre og Romsdal vil dermed bli betydelig lettet.

Internt i regionen har Statnett vurdert at den vedtatte 420 kV Klæbu-Viklandet ledningen er tilstrekkelig for å sikre overføringskapasitet inn til Møre og Romsdal, gitt bygging av et 800 MW gasskraftverk i Midt-Norge. Denne ledningen vil bli bygget uavhengig av om det etableres gasskraftverk i regionen.

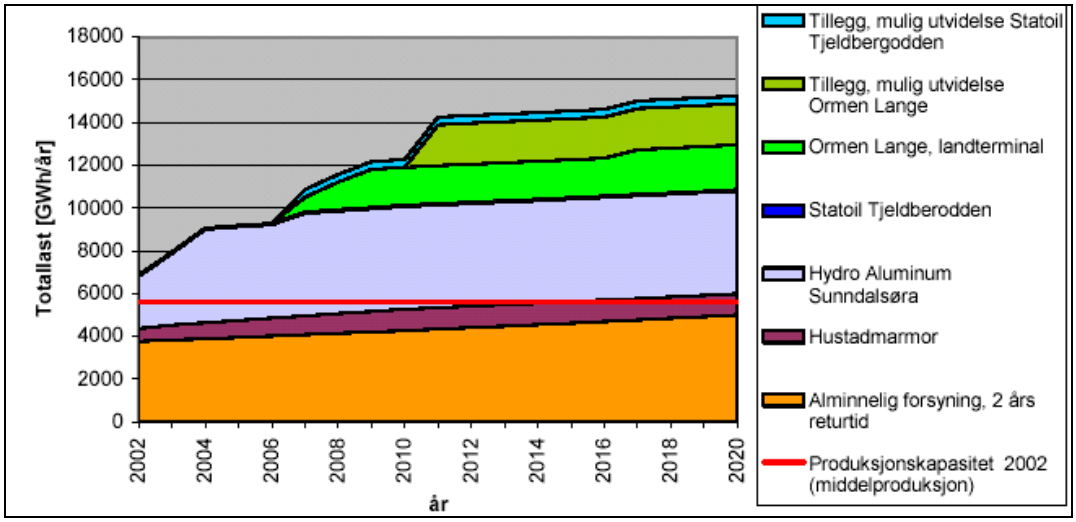
Dersom produksjonen i regionen ikke økes, for eksempel ved et gasskraftverk på Tjeldberg-odden, vil nettet <u>inn</u> til regionen måtte forsterkes.

Dersom produksjonen av kraft i Møre-området øker vesentlig ut over det lokale og regionale forbruket, vil det kunne oppstå behov for økt overføringskapasitet <u>ut</u> av regionen. Et slikt scenarie framstår imidlertid i dag som lite sannsynlig.

Behovet for nettforsterkninger regionalt vil med andre ord avhenge av hvilke utbygginger som realiseres på forbruks- og produksjonssiden. Med gjeldende forbruksprognoser vil et gasskraftverk på Tjeldbergodden ikke utløse nettforsterkninger regionalt, dersom kraftverket er det første i sitt slag i Midt- Norge.



Figur 15-3. Belastningsprognose (effekt) for Møre og Romsdal, ekskl. utkoblbar last i alminnelig forsyning (Kilde: Istad Nett 2002)



Figur 15-4. Belastningsprognose (energi) for Møre og Romsdal, ekskl. utkoblbar last i alminnelig forsyning (Kilde: Istad Nett 2002)

I henhold til analyser, nevnt i Statnett (2001b), må det med de gjeldende forutsetningene om økt kraftforbruk bygges ut mer enn 800 MW gasskraft i Midt-Norge før det er nødvendig å bygge en ny ledning mot Østlandet for å øke kapasiteten for eksport av kraft ut av regionen.

Det konkluderes for øvrig i Statnett (2001a) at det selv ved en produksjon på inntil 1200 MW i Midt-Norge ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre omfattende ombygginger for å forsterke overføringen mellom Trøndelag/Møre og Østlandsområdet. I denne vurderingen er det tatt hensyn til en belastningsøkning på 300 MW på Sunndalsøra, men verken landanlegget til Ormen Langefeltet eller utvidelse av virksomheten til Hustadmarmor utover 25 MW er inkludert, noe som eventuelt vil føre til en total belastningsøkning i størrelsesorden 350-650 MW. På den annen side er heller ikke effekten

fra de planlagte vindkraftanleggene i regionen medregnet.

Siden kraft er mest verdifull der hvor innmating bidrar til å redusere tap og avlaste flaskehalser, vil en eventuell nettogevinst ved et gasskraftverk på Tjeldbergodden avhenge kritisk av rekkefølgen på investeringene i ny produksjon i regionen. Siden området innenfor Trøndelagssnittet i dag kan karakteriseres som et underskuddsområde, og prognosene tilsier en betydelig forbruksvekst, vil det første gasskraftverket bidra til å redusere flaske-halskostnader og overføringstap i regionen.

Som en ytterligere positiv konsekvens, kan behovet for nettinvesteringer falle bort. Kommer det derimot mye gasskraft i regionen, vil overskuddskraften gi større nettap og øke flaskehalskostnadene, som i neste omgang kan utløse behov for kostbare nettiltak.

Alt i alt tilsier produksjons- og belastnings-prognosene for Midt-Norge at byggingen av et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden vil føre til en nettogevinst for det norske kraftsystemet, gitt at verket er det første i sitt slag i regionen.

15.4 Anleggets virkning på berørte kommuners skatteinngang

Industrianleggene på Tjeldbergodden er pålagt å betale kommunal eiendomsskatt. Eiendomsskatten fordeles etter en samarbeidsavtale mellom Aure, Hemne og Hitra kommuner, etter at særlige infra-strukturkostnader i den enkelte kommune er trukket fra. Industrianleggene på Tjeldbergodden ga Aure kommune i 2002 en eiendomsskatt på 21 millioner kroner pr år.

Etter loven kan kommunal eiendomsskatt fra verker og bruk innkreves med inntil 0,7 prosent av anleggenes skattetakst. Skattetaksten forventes å ligge i området 30-70 prosent av de totale investeringene. Med et foreløpig investeringsanslag for de nye industrianleggene på Tjeldbergodden på 4.150 millioner kroner (2002-kroner), blir skattegrunnlaget på mellom 1.245 og 2.905 millioner kr.

Forutsatt en skatt på 0,7 prosent, som Aure kommune har i dag, blir skatteinngangen til kommunene økt med 8,7 millioner kroner ved laveste skattetakst og 20,3 millioner kr for høyeste skattetakst.

Av dette bidrar kraftverket med 6,9-16,2 millioner.

I tillegg kommer skatteinntekter fra nye ansatte som bosetter seg i området. Relativt sett betyr det likevel lite i forhold til inntektene fra eiendomsskatten.

Alle økonomiberegninger i dette kapitlet er gjort med utgangspunkt i foreløpige investerings-anslag for begge anleggene på totalt 4150 millioner 2002-kroner. Det siste kostnads-overslaget (se kapittel 5 og 6) er på 1,3 milliard-er kroner for metanolutvidelsen og 4,2 milliarder kroner for kraftverket, angitt som løpende kroner.

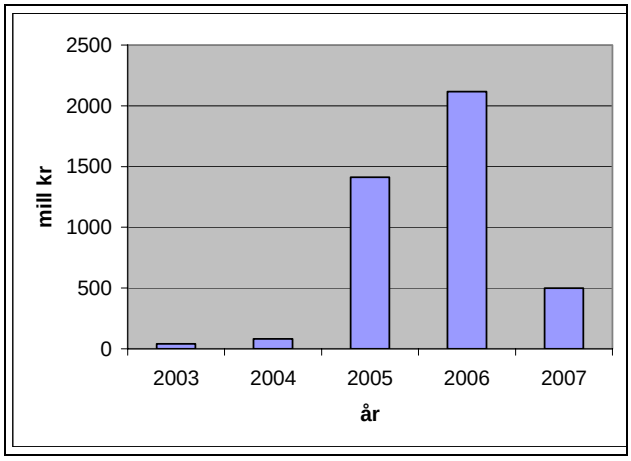
15.5 Leveranser av varer og tjenester i anleggsfasen

Det siste kostnadsoverslaget er på 1,3 milliarder kroner for metanolutvidelsen og 4,2 milliarder kroner for kraftverket, angitt som løpende kroner.

Beregningene i dette og de følgende kapitlene er basert på et tidligere investeringsanslag for begge anleggene på til sammen 4150 millioner 2002-kroner. I beregningene er det videre lagt til grunn en fordeling av investeringene over en periode på 5 år, med hovedtyngden av investeringene i 2005 og 2006 og med toppår i 200, se Figur 15-5.

I tillegg til dette kommer investeringer i kraftlinjen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon. Disse er ikke tatt hensyn til i beskrivelsen av samfunnsmessige virkninger i det følgende.

Selv om kostnadsoverslaget er noe oppjustert, og oppstarttidspunktet noe forskjøvet i tid, vil de anslagene som er referert i det følgende fortsatt ligge innenfor den usikkerhetsmarginen som en må legge til grunn på dette planleggingsstadiet og for denne typen beregninger.



Figur 15-5. Investeringer fordelt over tid for kraftverk og metanolfabrikk

I de første 2 årene er det i hovedsak forberedende arbeider og utredninger som gjennomføres. Fra og med det tredje året skal arbeidet med selve anlegget begynne, med betydelig bygg- og anleggsvirksomhet og installasjon av utstyr, mens mekanisk ferdigstillelse, slutt-instrumentering og uttesting vil foregå i 2007.

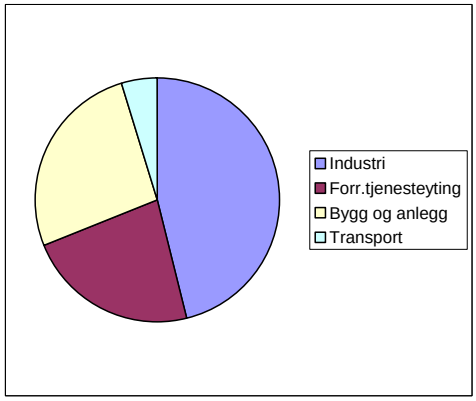
Nasjonale, regionale og lokale leveranser til anleggene er basert på en vurdering av mulige leverandører av utstyr og tjenester. Med utgangspunkt i dette er det gjort grove anslag på mulige norske, regionale og lokale andeler av leveransene til metanolfabrikken, kraftverket og kraftlinjen.[1]
Disse anslagene er basert på erfaringer fra tidligere utbygginger på Tjeldbergodden, men likevel beheftet med stor usikkerhet.

[1] Anslagene er basert på opplysninger fra Statoil, Naturkraft og Istad nett, samt informasjon fra Tjeldbergodden Industriforening og kommunene om kompetanse og forutsetninger i lokalt og regional næringsliv

15.5.1 Nasjonale leveranser

Den norske andelen av investeringene er anslått til 40 prosent eller i overkant av 1.600 millioner kroner. Selv om mye av utstyr og teknologi vil bli levert av utenlandske leverandører, vil investeringer av denne størrelsesorden kunne gi betydelige leveranser til norsk næringsliv som helhet, og det vil også kunne ha stor betydning for næringslivet regionalt og lokalt i de berørte kommunene.

En fordeling av leveranser på fire hovednæringer, industri, bygg og anlegg, transport og forretningsmessig tjenesteyting viser at hoveddelen av de norske leveransene vil tilfalle verkstedindustrien og bygge- og anleggsnæringen Figur 15-6.



Figur 15-6. Fordeling av norske leveranser i anleggsfasen, etter hovednæring

Den høye industriandelen skyldes først og fremst betydelige leveranser og høy norsk andel for elektro og instrumentering, rør- og stålarbeider og isolering og maling av stålkonstruksjoner.

15.5.2 Regionale og lokale leveranser

Når man i forbindelse med store investeringer skal gjøre vurderinger av leveransemuligheter for næringslivet, skapes det samtidig en viss forventning i lokalsamfunnet om at disse mulighetene faktisk vil bli realisert. Det presiseres at beregningene tar kun utgangspunkt i hva som *potensielt* kan leveres ut i fra kunnskap om lokal kompetanse i det lokale og regionale næringslivet. Når kontrakten faktisk

skal tildeles, skjer det i konkurranse med nasjonale og internasjonale leverandører, der pris, kvalitet og leveringsdyktighet blir de avgjørende faktorer, og ikke geografisk tilhørighet.

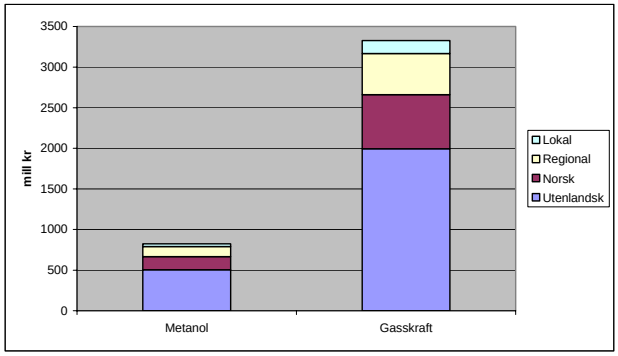
Tjeldbergodden Industriforening (TIF), som ble etablert i 1993, fungerte under den forrige utbyggingen som kontaktformidler mellom kontraktører og lokale bedrifter. Erfaringen med å bruke foreningen som kontaktformidler mellom utbygger og lokalt næringsliv og for å koble lokale og regionale bedrifter opp til de store entreprenørene synes å ha vært positiv. Både TIF og kommunene har signalisert at en ønsker en tilsvarende modell ved den neste utbyggingen.

Det er anslått at halvparten av de norske leveransene totalt kan tilfalle næringslivet i regionen, her avgrenset til Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag. Det gir muligheter for vare- og tjenesteleveranser på 830 mill kr fordelt over 5 år. De lokale leveransene er anslått til 20-25 % av de regionale leveransene (ca 195 mill kr.). Andelen regionale og lokale leveranser er anslått likt for begge prosjektene. Lokalt næringsliv er her definert som næringslivet i Aure og Hemne kommuner.

Gasskraftverkets hovedkomponenter vil mest sannsynlig bli produsert i utlandet av internasjonale leverandører, og anlegget levert som et "nøkkelferdig" anlegg.

For gasskraftverket er det verkstedindustrien gjennom leveranser til elektrisk installasjon, rør og stålarbeider, isolerings- og malerarbeider og bygge- og anleggsnæringen som får de største leveransemulighetene regionalt. Til sammen står disse for i underkant av 70 prosent av de regionale leveransene. Lokalt er det bygge- og anleggsnæringen som forventes å få hovedtyngden (65 prosent) av leveransene.

Anslagene over hhv nasjonale, regionale og lokale leveranseandeler er rimelig i samsvar med vurderinger gjort i andre analyser. I konsekvensutredningen for gasskraftverket på Skogn er den norske andelen av leveransene anslått til 41 prosent (Industrikraft Midt-Norge, 1999).



Figur 15-7. Lokale, øvrige regionale, øvrige nasjonale og utenlandske andeler av leveransene i anleggsfasen, millioner kroner.

Interessant i denne sammenhengen er også etteranalysen av virkningene av byggingen av metanolanlegget på Tjeldbergodden, der de faktiske leveransene til anlegget ble gjennomgått etter at kontrakter ble tildelt (Agenda, 1996). Den norske andelen ble her på 53 prosent, og av denne utgjorde regionale og lokale leveranser h.h.v. 31 prosent og 30 prosent. I dette prosjektet utgjorde bygge- og anleggsarbeidene en større del enn det vil være i den nye utbyggingen, noe som kan forklare en noe høyere lokal andel.

Anleggsutbyggingen knyttet til ilandføringen av gass fra Ormen Lange-feltet er planlagt samtidig med den planlagte utbyggingen på Tjeldbergodden. Det kan bety et stort press på næringslivet i regionen, og bl.a. gi lavere regionale og lokale andeler av leveransene enn det som er anslått her.

15.6 Leveringsmuligheter i driftsfasen

Totale innkjøp av varer og tjenester knyttet til drift og vedlikehold av det eksisterende anlegget på Tjeldbergodden utgjør mellom 90 og 100 millioner kroner per år. Omtrent halvparten av dette, ca. 48 millioner kroner, er innkjøp fra lokale og regionale leverandører. Den største kontrakten omfatter varer og tjenester for generelt vedlikehold og modifikasjoner av

anlegget, og leveres av et regionalt selskap. Utover dette omfatter lokale og regionale leveranser oppdrag innen catering, forpleining, renhold, vakt og vedlikehold av bygg, samt tekniske tjenester (taubåttjenester, kranbåt-tjenester). Disse utgjør i dag ca. 2,8 millioner kroner.

Omfanget av fremtidige innkjøp av varer og tjenester for drift og vedlikehold av gasskraftverket og en utvidet metanolfabrikk er vanskelig å anslå. For gasskraftverket er det antydet et beløp på rundt 50 millioner kroner pr år til vedlikeholdsoppdrag. Hvor stor andel av dette som tilfaller regionale og lokale leverandører er avhengig av hvilken modell som velges for vedlikeholdsoppdragene.

Mest sannsynlig velges det en hovedkontraktør, som evt. vil kunne sette ut underleveranser til regionale og lokale leverandører, med et omfang på anslagsvis 0-5 millioner kroner. I tillegg vil det være behov for vakthold, renhold, forpleining, etc.

Med utgangspunkt i dette er det rimelig å anta at det også etter en ny utbygging vil være behov for varer og tjenester fra næringslivet lokalt og regionalt. Omfanget av dette er usikkert, men oppdragsmengden knyttet til det nye anlegget vil sannsynligvis være mindre sammenliknet med dagens situasjon.

15.7 Sysselsettingsvirkninger i anleggsfasen

15.7.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

De totale nasjonale sysselsettingsvirkninger som følge av investeringene er beregnet til 3900 årsverk. Av dette er 1900 årsverk knyttet til leverandørindustrien (direkte sysselsettings-virkninger), og 900 årsverk knyttet til underleverandører (indirekte sysselsettings-virkninger) og 1100 årsverk knyttet til de såkalte multiplikatoreffektene i økonomien (konsumvirkninger).

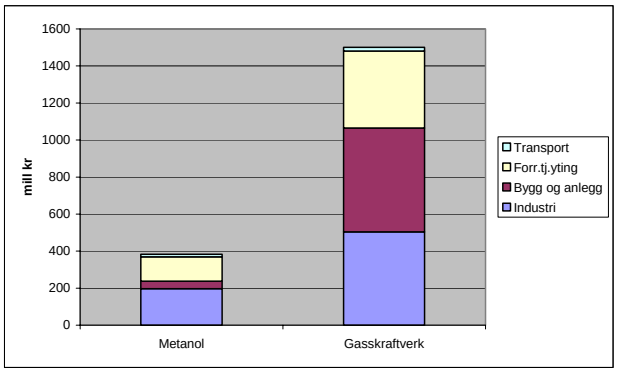
Multiplikatoreffektene, eller konsumvirkning-ene, skyldes at økt produksjonsaktivitet i økonomien gir høyere inntekter i husholdningene og for private konsumenter, noe som igjen fører til høyere etterspørsel etter konsumvarer og privat tjenesteyting.

Vurderingen av *indirekte* sysselsettingseffekter og konsumvirkninger av investeringer på nasjonalt nivå må betraktes som partiell med betydelig grad av usikkerhet. Det kan på faglig grunnlag argumenteres for at virkningene på nasjonalt nivå av enkeltprosjekter er neglisjerbare, siden arbeidskraften i de fleste tilfeller vil ha alternativ anvendelse. Så lenge myndighetene fører en politikk som tar sikte på full sysselsetting, vil arbeidskraften uansett bli sysselsatt i en eller annen virksomhet. Det er derfor valgt ikke å spesifisere disse virkningene nærmere eller fordele virkningene på næring.

De *direkte* sysselsettingsvirkningene, som har større relevans i denne sammenheng, er fordelt på næringer som vist i Figur 15-8. Virkningene vil først og fremst komme innenfor bygg- og anleggssektoren, verkstedindustrien og forretningsmessig tjenesteyting.

Aure kommune fikk i år 2000 gjennomført en studie av samfunnsvirkninger av full gassutnyttelse på Tjeldbergodden (Agenda, 2000) I denne er sysselsettingsvirkninger av tilsvarende investeringer i metanolfabrikk og gasskraftverk beregnet. I størrelsesorden er investeringen omtrent den samme, men den norske andelen av leveransene er forutsatt å være noe høyere. I Agendas utredning er de direkte virkningene i leverandørbedriftene beregnet til snaut 2000 årsverk, ca 1650 årsverk hos underleverandører og 1800 årsverk i konsumvirkninger.

For de direkte sysselsettingsvirkningene, der usikkerheten relativt sett er minst, er det rimelig samsvar mellom beregningene. For indirekte virkninger og konsumvirkninger er Agendas beregninger betydelig høyere. Uten å ha vurdert beregningsmetodikk i detalj, kan forskjellen mest sannsynlig forklares med ulike forutsetninger og valg av metode.



Figur 15-8. Nasjonale, direkte sysselsettings-virkninger i anleggsfasen, fordelt på næringer

15.7.2 Regionale og lokale sysselsettings-virkninger

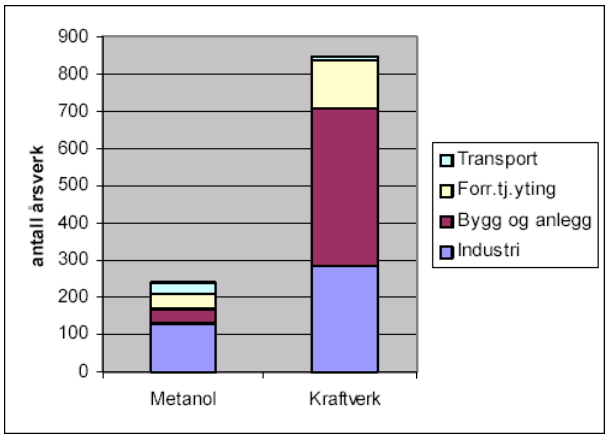
For regionen, dvs. Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal, er sysselsettingseffektene beregnet til i underkant av 2000 årsverk. Av dette er 1050 årsverk direkte produksjonsvirkninger, 530 er indirekte virkninger, mens 400 årsverk er konsumvirkninger.

Ca. halvparten av sysselsettingseffekten vil komme i leverandørindustrien. For gasskraftverket vil bygge- og anleggsnæringen og verkstedindustrien til sammen stå for 85 prosent av sysselsettingseffekten i leverandørindustrien. I metanolutbyggingen vil 2/3 av sysselsettingseffekten komme i verkstedindustrien. I beregningen er det for begge anleggene forutsatt at regional industri vil kunne ta betydelige andeler av de norske leveransene innenfor bl.a. elektro og instrumentering, rør og stålarbeider og bygg og anlegg, se Figur 15-9.

De indirekte produksjonsvirkningene, dvs. den sysselsettingseffekten som genereres hos underleverandører, utgjør ca halvparten av de direkte produksjonsvirkningene.

Regionale sysselsettingseffekter er også vurdert i etteranalysen av virkningene av byggingen av metanolanlegget på Tjeldbergodden (Agenda, 1996). Selv om ikke den investeringen kan sammenliknes direkte med den som er planlagt nå, er det mange fellestrekk.

Investeringsbeløpet og de forventede regionale leveransene er av samme størrelsesorden og har betydning for de samme typen næringer i begge prosjektene. I etteranalysen er de regionale sysselsettingseffektene beregnet til ca 2500 årsverk, hvorav 1100 årsverk i direkte produksjonsvirkninger, 580 årsverk i indirekte produksjonsvirkninger og i overkant av 800 årsverk i konsumvirkninger. Med den usikkerheten som er knyttet til denne type beregninger, er det et rimelig samsvar mellom Agendas analyse og de beregninger som er utført for dette prosjektet.

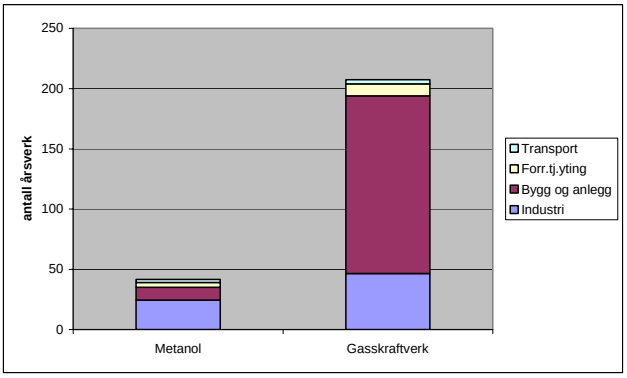


Figur 15-9. Regionale, direkte sysselsettings-virkninger fordelt på næringer

For Aure og Hemne kommuner forventes investeringene på Tjeldbergodden å gi en lokal sysselsettingseffekt på rundt 315 årsverk. Av disse er vel 265 knyttet til leverandørindustrien (vist i Figur 15-10), mens 50 årsverk er konsumvirkninger. Indirekte produksjons-virkninger er ikke beregnet, da leveransene fra underleverandørbedrifter lokalt mest sannsynlig blir små.

I utredningen om samfunnsvirkninger av full gassutnyttelse på Tjeldbergodden ble de lokale sysselsettingseffektene av investeringene beregnet til 315 årsverk (Agenda, 2000). Av dette var 215 årsverk direkte produksjons-virkninger, 20 årsverk indirekte produksjons-virkninger og 80 årsverk var konsumvirkninger. De to beregningene samsvarer relativt godt mht. hva man forventer at lokale sysselsettings-effekter kan bli.

Den største effekten vil klart komme innenfor bygge- og anleggsnæringen, som samlet for begge investeringene står for ca 60 prosent av sysselsettingsvirkningene lokalt (Figur 15-10). Men også verkstedindustrien vil merke virkningene. Nesten 30 prosent av årsverkene kan forventes å komme innenfor denne sektoren. Det er beregnet i underkant av 10 årsverk i transport og 15 årsverk innenfor forretnings-messig tjenesteyting, som her i hovedsak er konsulenttjenester.



Figur 15-10. Sysselsettingsvirkninger i lokal leverandørindustri fordelt på næring

I overkant av nye 60 årsverk i en periode på 5 år har stor betydning for et lite lokalsamfunn. Mange bedrifter vil måtte øke sin kapasitet både innenfor de næringene som er direkte berørt av investeringene, men også innenfor varehandel, transport og andre næringer som følge av økt etterspørsel og forbruk av varer og tjenester i lokalsamfunnet.

15.8 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Industrianleggene på Tjeldbergodden (metanol, luftgass, LNG-produksjon og Bioprotein) har i dag ca 120 ansatte. I tillegg er 12 personer lokalisert til Oslo-området innen salg, markedsføring, forretningsutvikling og forretningsledelse. Ytterligere 3 årsverk hentes inn fra Statoils forskningsavdeling i Trondheim.

Avhengig av hvordan driftsorganisasjonen på gasskraftverket bygges opp, er behovet for ny arbeidskraft anslått til mellom 22 og 35 årsverk. Integreres driftsorganisasjonen med metanol-fabrikken kan bemanningen reduseres med ca 10 årsverk. For utvidelsen av metanolfabrikken er det behov for 8 nye årsverk.

Alt i alt blir det opp mot 30 nye arbeidsplasser knyttet til anleggene.

I tillegg kommer indirekte virkninger lokalt gjennom økt etterspørsel etter varer og tjenester fra anleggene og de nye ansatte. Disse sysselsettingseffektene er ikke forsøkt kvantifisert, men er antatt å være relativt små sammenliknet med de direkte effektene.

Opp mot 30 nye arbeidsplasser vil ha stor betydning for en liten kommune, og bidra til å styrke og opprettholde bosettingen og servicetilbudene i kommunen, spesielt i en tid der arbeidsledigheten øker og mange industriarbeidsplasser blir lagt ned.

15.8.1 Kompetansebehov og rekrutterings-forhold

I den nye driftsorganisasjonen for gasskraftverket vil det hovedsaklig være behov for ingeniører innen fagene maskin, elektro og instrumentering, administrativ kompetanse knyttet til bl.a. innkjøp, regnskap og lagerhold, i tillegg til arbeidskraft uten spesiell fagkompetanse.

Erfaringer fra driften av industrianleggene på Tjeldbergodden så langt, viser at rekruttering av arbeidskraft ikke har vært noe problem, og at det er god tilgang på kvalifisert arbeidskraft. Både i rekrutteringen til driftsorganisasjonen for metanolanlegget på Tjeldbergodden i 1996/97 og ved senere rekruttering har det vært et betydelig antall søkere pr stilling. Det er ikke noe som skulle tilsi at denne situasjonen har endret seg vesentlig.

15.9 Andre lokale og regionale effekter

Aure kommune blir som vertskommune mest berørt av utbyggingen. Nabokommunen Hemne kan imidlertid også regnes som

etableringskommune når det gjelder bosetting, service og annen næringsvirksomhet. Hemne og Aure har ca. 7000 innbyggere pr dato. Alle innbyggerne i de to kommunene har rimelig dagpendlings-avstand til arbeidsplasser på/ved Tjeldbergodden.

En så stor utbygging som er planlagt på Tjeldbergodden vil ha betydelige virkninger på lokalsamfunnet. Samtidig er det klart at kommunene og lokalbefolkningen har høstet erfaringer med den forrige utbyggingen og dermed også er bedre forberedt på hva den nye vil bringe.

Generelt synes lokalsamfunnet å være svært positiv til en videre utbygging av Tjeldbergodden. Den positive holdningen går fram av utredninger, kommuneplaner og i samtaler med ansatte i kommunen og lokalt næringsliv. Det vises til overveiende positive erfaringer med den forrige utbyggingen. Å få ny virksomhet til et område som var preget av stagnasjon i næringslivet og utflytting har hatt avgjørende betydning for utviklingen. Det har gitt både nye arbeidsplasser, og bidratt til at viktige funksjoner i lokalsamfunnet som butikk og postkontor kunne opprettholdes (Agenda 1997). Fra kommunen og næringslivets side fremheves også betydningen av at det helt fra starten av ble etablert og videreutviklet et godt samarbeidsklima mellom lokalbefolkning og utbyggere.

15.9.1 Behov for boliger i anleggs-perioden

Det er rimelig å anta at boligbehovet i anleggsfasen vil bli dekket gjennom anleggsbrakker i utbyggingsområdet. Riggo-områdene etter den første utbyggingen er fortsatt tilgjengelige for samme formål. En del installasjoner står igjen og kan tas i bruk ved nye utbygginger.

I Hemne og Aure finnes det hotell og overnattingskapasitet på 100-150 senger. I tillegg er det et 20-tall utleie-leiligheter tilgjengelig gjennom Stiftelsen Aure Utleieboliger, og tilgang på små eneboliger kan skaffes gjennom Tjeldbergodden Utleieboliger.

For mer permanent bosetting er det god tilgang på boligtomter. I Hemne og Aure kommuner er det ca 100 boligtomter tilgjengelig i boligfelt i Tjeldbergoddens nærområde. I tillegg kommer ledige boligtomter andre steder i Aure og Hemne kommuner. I Aure kommunes boligbygge-program er det nedfelt en bestemmelse om at inntil 50 prosent av boligbyggingen i kommunen kan skje som spredt bebyggelse.

15.9.2 Behov for sosiale tiltak i anleggs-perioden

Anleggsarbeid av en slik størrelsesorden som de planlagte investeringene på Tjeldbergodden innebærer, kan potensielt være konfliktfylt for små lokalsamfunn. Erfaringene fra den forrige utbyggingen viste imidlertid at dette i liten grad var tilfellet. Det skyldes delvis den generelt positive holdningen til utbyggingen blant befolkningen, men det trekkes også fram at anleggsarbeiderne i liten grad ble integrert i bygdemiljøet.

Kontakten mellom anleggsarbeiderne og lokalbefolkningen var minimal, dels fordi anleggsarbeiderne i friperioden reiste hjem, og dels fordi det fantes få offentlige møteplasser i nærområdet, som f.eks. restaurant, pub, etc. der friksjoner kunne oppstå. (Agenda 1997).

Tilbudene lokalt er noe bedre utbygd i dag enn i forrige anleggsperiode. Det er etablert en ny pub i Aure sentrum. Puben i Kjørsvigbugen kan åpnes ved behov. Det er også planlagt et flerbrukshus i Aure sentrum med idrettshall, kino og konferansefasiliteter, men det er foreløpig ikke blitt realisert. I tillegg finnes idrettsbaner, skytebaner, lysløyper, lag og foreninger. Det er også rike muligheter for friluftsliv, både ved sjøen og i fjellet.

Erfaringer fra tidligere utbygginger vil danne et godt utgangspunkt for planlegging av sosiale tiltak. Gjennom god tilrettelegging vil anleggsarbeiderne kunne utgjøre en ressurs for lokalsamfunnet, og bidra positivt til frivillige

organisasjoner, idrettsforeninger m.m. Oppdatert og målrettet informasjon om hva som finnes av tilbud og aktiviteter i lokalsamfunnet anses som viktig. I tilknytning til selve anleggsområdet vil det være relevant å vurdere tilgang til praktiske funksjoner som helsetjeneste, prestetjeneste, post og bank.

15.9.3 Antatt tidsforbruk og kostnader for vertskommunen

Aure kommune har anslått at ressursforbruket for kommunens arbeid med en ny utbygging vil være i størrelsesorden 0,7 – 1,2 årsverk, men understreker samtidig usikkerheten i beregningene fordi omfanget av de planlagte utbyggingene ikke er fullt ut kjent

15.9.4 Barnehager, skoler og helsetilbud

Både Aure og Hemne kommuner har full barnehagedekning. Grunnskoler finnes i begge kommunene og i Hemne også en videregående skole. Det er kommunal legevakt i Aure, og det er bygd opp en psykososial beredskap som en del av Aure kommunes ordinære beredskap. Det anses ikke å være behov for økning av kapasiteten på disse områdene som følge av utbyggingen på Tjeldbergodden.

15.9.5 Kapasitet/behov for opprusting av lokalt veinett

Det er i dag 10 tonns akseltrykk, fast dekke og fergefri adkomstvei fra Trondheim/Østlandet til Tjeldbergodden. Mellom Kristiansund og Aure (RV-680) er det i dag to ferger. Planlagt bru over Imarsundet vil erstatte en av de to fergene.
Hovedforbindelsen til området kommer nordfra og er fergefri. I Kjørsvikbugen står det igjen utbedring av ca. 500 m av riksveien til 2 felts vei med 10 tonns akseltrykk, samt gang/sykkelvei. Aure kommunestyre har prioritert utbedring av veistrekningen gjennom Kjørsvikbugen ved en utbygging av anleggene på Tjeldbergodden.

Ny fergeforbindelse mellom Kjørsvikbugen og Laksåvika på Hitra er under utredning. Den nye forbindelsen vil få en overfartstid på ca 25 min. Denne forbindelsen vil utvide arbeidsmarkeds-regionen rundt Tjeldbergodden til også å inkludere kommunene Hitra og Frøya.

15.9.6 Vannforsyning

Allerede utbygd vannforsyning ved Nordlandet vannverk har trolig kapasitet til å dekke behovet knyttet til utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk. Anlegget utnytter i dag ca halvparten av sin kapasitet, og vil kunne oppgraderes til full kapasitet ved å øke pumpekapasiteten. Yterligere utvidelser av kapasiteten vil kreve betydelige investeringer.

15.9.7 Avløp/resipient

Nordlandet avløpsanlegg dekker Tennhaugen industriområde Statoils administrasjonsbygg og temporært riggområde, og har utløp til sjøen. For permanent drift er anlegget godkjent for 500 pe (personekvivalenter), mens belastningen pr i dag er 150-200 pe. I en avgrenset anleggsperiode kan anlegget ta imot en vesentlig større belastning.

Utslipp fra industrianleggene renses i biologiske renseanlegg utbygd av de etablerte bedriftene. Vannmengdene og strømforholdene i Trondheimsleia er meget gunstige med hensyn til fortynning av utslippene, og resipienten vurderes som god. Det er ikke registrert ulemper som følge av utslippene.

15.9.8 Muligheter for utnyttelse av lavtemperert varme (kjølevann)

Hvorvidt anleggene vil medføre framtidig etablering eller utvidelse av annen virksomhet i området, f.eks. basert på kjølevann, er usikkert. Fiskeoppdrettsanlegget i Bioparken har inntil nylig sysselsatt 10 personer. Det har vært planer om utvidelse av anlegget med 60 nye arbeidsplasser innen fiskeoppdrett, basert på eksisterende mengder kjølevann. Dette har ikke blitt realisert, og anlegget er p.t. konkurs. Det forventes at driften vil komme i gang igjen.

Nye mengder av kjølevann vil kunne øke regulariteten i tilførselen, men det vil være andre forhold som er mer avgjørende for om anlegget kommer i drift og aktiviteten eventuelt utvides.

Det foreligger også planer for ytterligere industrietableringer innen bl.a hummeryngel- og algeproduksjon, og det har vært arbeidet med å etablere småskala gassbasert virksomhet i området. Hittil har ikke disse planene blitt realisert.

16 Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til utvidelse av metanolfabrikken

16.1 Metanolutvidelsen og evt. behov for nettforsterkinger

Anlegget på Tjeldbergodden er i dag tilknyttet 132 kV nettet via en forbindelse mellom Tjeldbergodden og Gylthalsen og 132 kV-ringen via Trollheim kraftverk og Kristiansund. En ensidig belastningsøkning som følge av utvidelse av metanolfabrikken, fra 9 MW til ca 23 MW brutto, vil i følge Statnett ikke skape problemer i nettet verken lokalt eller regionalt, og derfor heller ikke utløse behov for forsterkningstiltak.

Arbeidet med å utvide vindkraftanlegget på Smøla, og planene om å knytte kraften til fastlandet via en 132 kV ledning til Nord-Møre, taler også for at en begrenset utbygging på Tjeldbergodden ikke vil skape nettforsterkningsbehov.

16.2 Metanolutvidelsens betydning for kommunenes skatteinngang

Se om dette under kapittel 15.4. Gitt at skattetaksten blir fastsatt innen intervallet 30-70 %, vil metanolutvidelsens bidrag til å øke kommunenes skatteinngang være mellom 1,9 og 4,4 millioner kroner.

16.3 Metanolutvidelsens konsekvenser for leveranser og sysselsetting

16.3.1 Nasjonale leveranser i anleggsfasen

For metanolutvidelsen er det anslått samme norske andel av de totale leveransene som for gasskraftverket, se kapittel 15.

16.3.2 Regionale og lokale leveranser i anleggsfasen

Det er anslått samme regionale og lokale andeler for metanolutvidelsen som for gasskraftverket, se Figur 15-7. For metanolfabrikken er 75 prosent av investeringene knyttet til utstyr, prosjektering og rør- og stålarbeider. Utstyrsleveransene vil i hovedsak komme fra internasjonale leverandører. Regionalt vil hovedtyngden av leveransene til metanol-fabrikken komme innenfor verkstedindustrien, bygg- og anleggsnæringen og innenfor prosjektering.

Lokalt utgjør leveranser av rør og stålarbeider fra verkstedindustrien nesten halvparten av leveransene. Utover det er det bygg og anleggsnæringen og transport som kan få leveranser av betydning.

16.3.3 Sysselsettingseffekt i anleggs og driftsfasen

Utvidelsen av metanolfabrikken vil kreve at eksisterende driftsorganisasjon utvides med 8 nye årsverk.

For gasskraftverket er det beregnet at en integrasjon med metanolfabrikkens driftsorganisasjon innebærer at det totalt for gasskraftverket og metanolfabrikken kan spares ca 10 årsverk, sammenlignet med to selvstendige anlegg.

16.4 Øvrige samfunnsmessige virkninger av metanolutvidelsen

Det henvises til kapittel 15.

17 Andre konsekvenser

Både utvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål i gjeldende reguleringsplan. Aktivitet i forbindelse med utbygging og drift vil foregå inne på industriområdet. Det vil derfor ikke være behov for endringer i reguleringsplaner eller andre offentlige planer.

Kraftledningen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon vil berøre områder som i dag ikke er utbygd. Dette er nærmere beskrevet i konsekvensutredningen for kraftlinjen.

17.1 Landbruk

Uvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket vil ikke medføre arealmessige konsekvenser i forhold til landbruk.

Det forventes heller ingen negative konsekvenser for landbruket som følge av utslipp til luft. Dette er behandlet i kapittel 8.

17.2 Friluftsliv

Ingen av de planlagte inngrep eller anlegg på Tjeldbergodden vil komme i arealmessig konflikt med områder brukt for friluftsliv.

Både i anleggsfasen og driftsfasen vil det bli generert støy, men uten at dette vil medføre at mulighetene for friluftsliv blir påvirket i nevneverdig grad. Konsekvenser av støy er nærmere behandlet i kapittel 10.

17.3 Kulturminner

Tjeldbergodden-området er rikt på kulturminner, og det har blitt gjort omfattende undersøkelser både i forkant og etterkant av utbyggingen av Tjeldbergodden industriområde (Berglund, 2001).

Det området som vil bli berørt av de planlagte inngrep og anlegg er i sin helhet frigitt for utbygging, og det forventes ingen konflikter i forhold til kulturminner.

18 Sikkerhet, arbeidsmiljø og miljørisiko

18.1 Lovverk

Anleggene vil bli konstruert og drevet i samsvar med de bestemmelser som følger av de lover som er listet i "Midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for enkelte petroleumsanlegg på land og tilknyttede rørledningssystemer", fastsatt 19. desember 2003, med endringer 18. mai 2004.

Under all prosjektering, bygging og drift av anleggene vil utbygger ha et nært samarbeid med Petroleumstilsynet, som fra 1.1.2004 har overtatt ansvaret for å føre tilsyn med landanleggene fra Direktoratet for samfunns-sikkerhet og beredskap og Arbeidstilsynet.

En detaljert beskrivelse av de sikkerhetsmessige forhold knyttet til bygging og drift av anleggene vil bli presentert i en søknad om tillatelse rettet til Petroleumstilsynet

Eksisterende prosedyrer og rutiner for ivaretakelse av sikkerhet på metanolfabrikken vil bli gjennomgått og tilpasset for det utvidede anlegget. Tilsvarende vil det bli etablert prosedyrer og rutiner for ivaretakelse av sikkerhet på gasskraftverket, basert på den erfaring som finnes med drift av tilsvarende anlegg.

18.2 Sikkerhets- og miljørisikoana-lyser for eksisterende anlegg

Det er gjennomført en oppdatert total risikoanalyse for eksisterende anlegg på Tjeldbergodden i 2003 (Scandpower 2003).

I 1994 ble det gjennomført en kvantitativ risikoanalyse av skipstrafikken til og fra Tjeldbergodden (Scandpower 1994). Risiko ble evaluert for:

- Besetning på metanolskip og andre lasteskip i Trondheimsleia
- Passasjerer og besetning på passasjerskip i Trondheimsleia
- Ansatte på Tjeldbergodden
- Publikum nær Tjeldbergodden og langs skipleia

Den eneste uhellssituasjonen som ble vurdert å bidra til risiko var lekkasjer av metanol eller tungolje (bunkersolje) som følge av skipskollisjoner i leia eller i havneområdet. Det ble konkludert med at risikoen var lavere enn akseptkriteriene, og at ingen særskilte tiltak var nødvendig å gjennomføre.

Miljørisikoen knyttet til metanolutslipp ble estimert å være svært lav. Se mer utfyllende omtale i 12.

En miljørisikoanalyse for eksisterende metanolanlegg er gjennomført i 2003 (Scandpower, 2003a). Basert på en gjennomgang av mulige hendelser ble det foreslått tiltak, og det ble gjort en vurdering opp mot Statoils akseptkriterier for hendelser som kan forårsake skader på ytre miljø. Ingen av de idenitifiserte hendelsene ble vurdert å representere en risiko som overskrider gjeldende akseptkriterie, som innebærer at frekvensen må være lavere enn 1.10^{-4} pr. år, og restaureringstiden må være kortere enn 2 år.

18.3 Sikkerhetsanalyser for nye anlegg

Scandpower har gjennomført risikoanalyser for de nye anleggene (Scandpower 2004), siste versjon med utgangspunkt i den siste oppdaterte totalrisikoanalysen for eksisterende anlegg.

Denne viser at de planlagte anleggene, basert på det foreløpige tekniske underlaget, kan bygges innenfor de akseptkriterier som Statoil har satt for Tjeldbergodden. Nye og mer nøyaktige sikkerhetsvurderinger vil bli gjennomført når det er utarbeidet et mer detaljert teknisk underlag, og i forbindelse med byggearbeidene.

En ny oppdatert totalrisikovurdering av Tjeldbergodden, inkludert de planlagte anleggene, vil bli gjennomført på et senere stadium.

18.3.1 Tiltak for å redusere risiko i anleggsperioden

Det vil bli gjennomført nødvendige tiltak for å oppnå en tilfredsstillende sikkerhet i byggeperioden. Alle byggearbeider vil bli planlagt nøye for å redusere forstyrrelser i forhold til pågående produksjon. Antall arbeidere, antall transporter og omfanget av varmtarbeid vil bli redusert til et forsvarlig minimum. Alle byggeområder vil bli inngjerdet der dette er praktisk, og all tilgang til byggeområdene vil skje langs veier gjennom sikre områder.

Sikkerheten vil for øvrig bli ivaretatt gjennom tilpasning av Statoils eksisterende internkontroll-systemer for HMS. Alle arbeidere vil bli gitt opplæring i sikkerhet og nødprosedyrer.

18.3.2 Tiltak for å redusere risiko i driftsfasen

Funnene fra risikoevalueringen er tatt hensyn til i den videre planleggingen av anleggene, og layoutmessige endringer er foretatt for å redusere risiko.

I den videre planleggingen vil det bli gjennomført ytterligere sikkerhetsevalueringer med tanke på å finne fram til en optimal plassering av ulike utstyrskomponenter.

Den nye reformerseksjonen er ikke vurdert å introdusere noen ny risiko som ikke er behandlet av risikoanalysen for den eksisterende reformerseksjonen. Eventuelle konsekvenser av uhell vil snarere bli mindre enn for den eksisterende seksjonen, på grunn av mindre rørdiametere og lavere trykk.

Også for driftsfasen gjelder det at sikkerheten vil bli ivaretatt gjennom tilpasning av Statoils eksisterende internkontroll-systemer for HMS. Alle som skal utføre arbeid på anleggene vil bli gitt opplæring i sikkerhet og nødprosedyrer.

18.4 Sikkerhetssoner og ferdsel

Alle nye anleggskomponenter, både for gasskraftverket og utvidelsen av metanolfabrikken, vil bli liggende innenfor eksisterende sikringssone for dagens anlegg. De restriksjoner som gjelder for dagens anlegg vil gjelde også for de nye anleggene, og vilkårene for ferdsel i anlegget vil bli uendret. Oppdatert totalriskoanalyse vil vise om sikkerhetssonen må endres på grunn av denne utbyggingen.

18.5 Kontroll og beredskap

Det legges opp til at eksisterende beredskapsorganisasjon og beredskapsressurser på Tjeldbergodden også skal dekke behovet for det utvidede metanolanlegget og gasskraftverket. Beredskapsplanene vil bli oppdatert, og tilgangen på ressurser justert i den grad det viser seg nødvendig.

18.6 Miljørisiko

Den gjennomførte risikoevalueringen av de nye anleggene (Scandpower 2004) har ikke identifisert nye risikoelementer som kan medføre alvorlige konsekvenser for miljøet.

Det er foretatt en oppdatering av den totale miljørisikoanalysen for eksisterende anlegg på Tjeldbergodden (Scandpower 2003a). Det er foretatt en identifikasjon av mulige hendelser som kan ha potensiale for skade på helse og miljø, eksisterende barrierer er vurdert, og behov for risikoreduserende tiltak er vurdert.

Tilsvarende oppdateringer av risikoanalysene vil bli foretatt etter utvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket.

19 Miljøoppfølgingsprogram

19.1 Gjennomførte måleprogrammer

Resultater fra målinger gjennomført i hht til programmene er referert til i kapittel 4, og er benyttet som grunnlag for beregninger og konsekvensvurderinger i kapittel 8 og kapittel 9.

19.1.1 Referanseundersøkelser før oppstarten av anlegget

Med unntak av deler av ferskvannsundersøkelsene, hadde ingen av de undersøkte biotopene karakter av å være på tålegrensen. Når det gjelder ferskvannsundersøkelsene er det primært påvirkning av svovel som er identifisert som potensiell risiko. Svovelutslippene fra metanolanlegget er svært lave, da svovelinnholdet i naturgassen fra Heidrun er svært lavt.

19.1.2 Nedbørkvalitet

Måleprogrammet har pågått siden 1993. Det er analysert hovedkomponenter og sporelementer i nedbør på fire målestasjoner (Haugsbakk, 1999, 2000, 2002). Stasjonene er plassert slik at de er representative for mulige belastningssoner for utslipp fra anleggene på Tjeldbergodden. En stasjon er representativ for utbyggingsstedet (Tjeldbergodden), en er representativ for Fosen-halvøya (Solem), en er representativ for Hitra (Vårli), og en er representativ for området mellom Tjeldbergodden og Fosen-halvøya (Terningvatn).

19.1.3 Vannkjemi

Vannkvalitet er overvåket av NIVA i områder omkring Tjeldbergodden i forbindelse med bygging av metanolfabrikken. På tre hovedstasjoner er vannkvalitet overvåket regelmessig: Reinsjøen ved Tjeldbergodden i Aure, Terningvatn i Agdenes, og i referanselokaliteten Øvre Neådalsvatn i Surnadal. I tillegg er det tatt årlige prøver etter høstomrøring i ytterligere 36 innsjøer i kommuner i nærområdet.

NIVA-rapport O-93102 dokumenterer måleresultater og variasjon i vannkvalitet for perioden mai 1996-april 1997. I 1997 var Statoil Tjeldbergodden i en oppstartsfase. Resultatene inngår i en dataserie som dokumenterer naturlig variasjon i vannkjemi i metanolfabrikkens forventede influensområde. Resultatene fram til og med år 2000 er under rapportering (Hobæk, 2003).

Skardvatn i Aure kommune inngår i Statlig program for forurensingsovervåking, og er blitt undersøkt med hensyn på forsuringsutviklingen med årlige prøver siden 1986 (SFT, 2002).

Et titalls innsjøer i de berørte kommunene er dessuten undersøkt i forbindelse med regionale undersøkelser i 1986 og 1995 (Henriksen et al, 1988; Skjelkvåle et al., 1996).

19.1.4 Luftkonsentrasjon av NO_X og SO_2

Måling av nitrøse gasser, SO_2 og SO_4 er gjennomført av NILU omkring fabrikkområdet i perioden august 1998 til og med juli 1999 (Haugsbakk, 1999), og i perioden 25. oktober 2000 – 31. oktober 2001 (Haugsbakk 2002). Det er målt både timesmidler og døgnmiddelverdier, og på det grunnlag regnet ut måndedsmiddel- og årsmiddelverdier.

19.1.5 Bakkenært ozon

Konsentrasjoner av ozon er målt hver time i ett år, i perioden oktober 2000- oktober 2001 (Haugsbakk, 2002).

19.1.6 Kjølevannseffekter

I perioden november 1998 - november 1999 har Sintef Bygg og miljøteknikk gjennomført intensive temperaturmålinger med ca. tre ukers mellomrom i utslippsområdet for kjølevann fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden. De vertikale temperaturprofilene er benyttet til å bestemme kjølevannets innlagringsnivå og overtemperaturer i resipienten (Eidnes, 1999).

19.1.7 Diffuse utslipp

Måleprogram for kvantifisering av diffuse utslipp til luft fra metanolfabrikken ble gjennomført av NILU i november 1998 ved hjelp av sporstoffteknikk. Følgende komponenter var med i undersøkelsen: metan, etan, eten, acetylen, propan, propen, butan og pentan (Tønnesen, 1998). Undersøkelsen viser at lekkasjenivået er lavt i forhold til lekkasjer ved petrokjemiske anlegg som inneholder crackere og polymerisering.

19.1.8 Støy

Sintef tele og data gjennomførte i 1998 støymålinger i nærområdet til Statoil Tjeldbergodden (SINTEF 1998). Målingene er utført som kontinuerlige registreringer av A-veid lydnivå og værforhold i to perioder. Resultatene fra støykartleggingen viser at det er lydnivåene om natten som er mest kritiske i forhold til grenseverdiene. Støyen inneholdt ikke impulslyd eller lavfrekvent støy av betydning, men det forekom i perioder tydelige enkelttoner.

I første måleperiode (5. - 15. mai) var det måleposisjon Løkkemyr som var det mest utsatte boligområdet. Middelverdi for laveste gyldige støynivå ($L_{95\%}$) om natten var da 33 dBA, mens ekvivalentnivået var 39 dBA inkl. evt. fuglekvitter. Målt ekvivalentnivå uten fuglekvitter må anses å kunne ligge mellom 35 og 39 dBA.

I siste måleperiode (16.-24. juni) var det måleposisjon Bergem som var det mest utsatte boligområdet. Middelverdi for laveste gyldige støynivå ($L_{95\%}$) om natten var da 41 dBA, mens ekvivalentnivået (inkl. evt. fuglekvitring) var 50 dBA. Fuglekvitringen var nå mindre dominerende og ekvivalentnivået uten fuglekvitter må anses å kunne ligge mellom 45 og 50 dBA. Produksjonen hadde nettopp startet opp etter noen dagers pause, og støyen var dominert av "sus" fra damputslipp. Det kunne ikke utskilles tydelige enkelttoner. Rapporten konkludere med at grenseverdiene for denne perioden overskrides klart, men at det er uklart om driftsforholdene i denne perioden kan betegnes som unormale.

I forbindelse med planlegging av et kogenereringsanlegg på Tjeldbergodden ble det i 2000 gjennomført nye støymålinger og beregninger (InterConsult Group, 2000).

Det henvises til kapittel 10 for ytterligere opplysninger om støy.

19.1.9 Epifyttisk lav

Måleprogram for epifyttisk lav ble gjennomført i 1999 (Bruteig, 1999). Epifyttisk lav blir her brukt som bioindikator på luftkvalitet. Reaksjonsmønsteret for ulike forurensningstyper er artsspesifikt, slik at enkelte arter kan gå frem mens andre hemmes av samme type miljøendring. I overvåkningssammenheng er artsdiversitet og dekning av epifyttisk lav på trestammer blant de mest vanlige parametrene. Kartlegging med tanke på artssammensetning og dekning ble gjennomført sommeren 1999.

19.2 Miljøoppfølgingsprogram for de nærmeste år

I Tabell 19-1 er det gitt en oversikt over hvilke milljøundersøkelser som er gjennomført hittil, og hvilke som planlegges gjennomført i de kommende årene.

Tabell 19-1. Oversikt over gjennomførte og planlagte miljøundersøkelser

Måleprogram - TBO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Luftkvalitet og meteorologi *- Meteorologiske forhold og luftkvalitet på en stasjon*	X							X					X	
Nedbørkvalitet *- Nedbørskvalitet inkludert tungmetaller på 4 stasjoner*	X	X	X	X	X	X	X	X			X		X	
Vannkjemi *- Kjemiske paramtre relatert til potensiell forsuring i 36 ferskvann*	X	X	X	X	X	X	X	X			X			X
Vannbiologi *- Dyre- og planteplankton, botndyr og fisk*	X	X	X	X				X	X					X
Vannkvalitet for settefiskanlegg *- Konsekvenser for settefiskanlegg ved mulig forsuring*	X													
Jord / jordvann *- Jord- og jordvannkjemi*	X	X							X				X	
Vegetasjon *-- Kartlegging av vegetasjon på utvalgte flater som referanse for evt. senere undersøkelser*	X	X	X						X				X	
Fauna og næringskjeder *- Akkumulering av tungmetall i næringskjeder*	X	X							X				X	
Epifyttisk lav *- Statuskartlegging mose og lav på utvalgte lokaliteter*		X	X				X						X	
Næringssalter, oksygen og planktonsamfunn *- Kartlegging av typiske verdier for vannkjemi og plantktonsamfunn (marint miljø)*	X													

Måleprogram - TBO	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Biologi og strandsamfunn *- Statuskartlegging i tidevannsonen og langs utvalgte stasjoner ned til -15 m på 8 eksponerte og 7 beskyttede lokaliteter*	X	X	X					X					X	
Sedimentkvalitet og bunnfauna *- Kjemisk og biologisk karakterisering av 6 lokaliteter fra -41 til -280 m dyp*	X	X						X					X	
Kartlegging av hjortebestanden	X	X	X	X										
Plante og dyreliv, skogsfugl, oter, vegetasjon	X													
Støy	X				X			X						
Grunnvann	X	X												
Bakkenær NOx						X	X							
Kjølevannseffekter						X	X							
Diffuse utslipp							X			X			X	

20 Referanser

Agenda (1996): Samfunnsmessige analyser av Statoils etablering av gassbasert industri på Tjeldbergodden. En etterprøving. Statoil. Sandvika.

Agenda (2000): Full gassutnyttelse på Tjeldbergodden. Overordnede samfunns-messige virkninger. Aure, Hemne og Hitra kommuner. Sandvika.

Altin, D. og Stokland, Ø. (2001): Tjeldberg-odden. Måleprogram, Biologi og Strandsamfunn. Strand og sjøsone. – SINTEF Rapport STF66 F0107: 1-32 + vedlegg.

Berglund, B. (Red.), 2001: "Gassprosjektet"-Arkeologiske undersøkelser på Tjeldberg-odden Aure kommune, Møre og Romsdal fylke, i forbindelse med bygging av metanolanlegg. Rapport arkeologisk serie 2001:1. NTNU, Vitenskapemuseet.

Bruteig, I.E. (2002) Miljøovervaking på Tjeldbergodden. Gjenkartlegging av epifytt-vegetasjon 1999. ALLFORSK Rapport 18: 1-39.

ECON (2001): Det økonomiske samspillet mellom nett og marked. Sammen-dragsrapport. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse, Oslo

ECON (2003): Samfunnsmessige konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gaskraftverk på Tjeldbergodden. ECON-rapport nr. 30/03.

Eidnes, G. 1999: Tjeldbergodden. Verifisering av kjølevannseffekter. Sintef Bygg og miljøteknikk. Kyst og havteknikk. Rapportnr. STF22 F99226

Elkem 2003: North Sea Interconnector (NSI). Kraftkabel til Nord-England. Tørrårssikring og lønnsomhet? Rapport utarbeidet for Industrikraft Midt-Norge av Elkem ASA Energi i samarbeid med professor Terje Hansen ved Norges Handelshøyskole

Erikstad, K. (2001) Studies of the epiphytic lichen Hypogymnia physodes in a monitoring project. Cand. Scient. oppgave. NTNU, Trondheim.

Fremstad, E. og Moen, A. (red.) (2001) Truede vegetasjonstyper i Norge. Trondheim (NTNU Vitensk.mus. Rapp. bot. Ser. 2001-4).

Haugsbakk, I., 1999: Måling av nitrogenoksider på Tjeldbergodden i perioden august 1998 – juli 1999. NILU-rapport OR68/99

Haugsbakk, I., 1999: Undersøkelse av nedbør-kvaliteten ved Tjeldbergodden i Aure kommune. Mai 1998 – april 1999. NILU-rapport OR 46/99. Referanse O-95066.

Haugsbakk, I., 2000: Undersøkelse av nedbør-kvaliteten ved Tjeldbergodden i Aure kommune. Mai 1999 – april 2000. NILU-rapport OR 53/2000.

Haugsbakk, I., 2002: Måling av meteorologi, luftkvalitet og nedbørdata på Tjeldbergodden i Aure kommune. Oktober 2000 – oktober 2001. NILU OR 07/2002.

Henriksen, A. m.fl. 1988: Lake acidification in Norway – present and predicted chemical status. Ambio 17:259-266.

Hobæk, A. (2003) Overvåking av vannkvalitet i ferskvann ved Tjeldbergodden 1993-2000. I arbeid, NIVA, Oslo.

Industrikraft Midt-Norge (1999): Kraftvarme-verk Skogn. Konsekvensutredning.

Interconsult, 2003: Utvidelse av metanolfabrikk/ bygging av gasskraftverk på Tjeldberg-odden. Støy. Teknisk rapport 27.05.2003.

Istad Nett (2002): Kraftsystemplan for Møre og Romsdal 2002, desember 2002, Istad Nett, Molde

Knudsen, Svein, pers. medd 2004: Opplysninger om oppdatering av spredningsmodell for beregning av N-avsetninger fra ammoniakkutslipp.

Naturkraft, 2000: Melding med forslag til utredningsprogram for kraftledning mellom Tjeldbergodden og Aura, 29.02.2000.

NILU 2003, Guerreiro, C.: Konsekvenser av utslipp til luft fra utvidelse av metanolfabrikken og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden. NILU, Rapport nr. OR 36/2003

NILU 2003, Knudsen, S., Larssen, T., Haraldsen, T.K.: Gasskraftverk Tjeldbergodden. Evaluering av avsetning av nitrogen fra forskjellige utslippsalternativer. NILU-rapport OR 65/2003.

NIVA, 1998: Rapport fra undersøkelse av vannkvalitet i ferskvann ved Tjeldbergodden. Mai 1996 – april 1997. Rapportnr. O-93102.

Nordenfjeldske Energi AS, 1998: Melding med forslag til utredningsprogram for kraftledning mellom Tjeldbergodden og Trollheim, 16. juni 1998.

NVE, 2002: Kraftbalansen i Norge mot 2015. Oktober 2002.

NVE/OED, 2002: Kraftforsyning fra land til sokkelen.

OED, 2000: Virkninger på utslipp av CO_2 av en eventuell utbygging av norske gasskraftverk Notat fra Olje- og Energidepartementet Dato: 26.06.2000

Rosseland, B.O. (1999): Vannkvalitetens betydning for fiskehelsen. Fiskehelse og fiskesykdommer (red. Poppe.T) Universitetsforlaget. Oslo

Scandpower 1994: Quantitative risk analysis of ship traffic to and from Tjeldbergodden. September 1994.

Scandpower, 2003: Totalrisikoanalyse Tjeldbergodden, Report No. 27.207.273/R1, September, 2003.

Scandpower 2003a: Miljørisikoanalyse Tjeldbergodden TRA. Utkast mai 2003.

Scandpower 2004: Risk analysis of new gas power plant and methanol plant expansion at Tjeldbergodden. Report no. 27.207.303/R1

SINTEF 1998: Ekstern støymåling ved Statoil Tjeldbergodden, 1998. Rapport nr. STF40 F98032

SINTEF 2002: Gasskraftverk med CO2-håndtering. Studie av alternative teknologier. TR A 5693. 11.09.2002. 87 sider.

SINTEF 2003: Tjeldbergodden. Utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk. Konsekvenser av utslipp til sjø. Rapport STF80 F038036

Skjelkvåle, B.L., m.fl. 1996: Regional innsjøundersøkelse 1995. En vannkjemisk undersøkelse av 1500 norske innsjøer. Statlig program for forurensingsovervåking. Rapport 677/96, Statens forurensingstilsyn.

Statens forurensningstilsyn (2002) Overvåking av langtransportert forurenset luft og nedbør. Årsrapport - Effekter 2001. Statlig program for forurensningsovervåking Rapport 854/02, Statens forurensningstilsyn, Oslo, Norge. 194 pp.

Statens forurensningstilsyn (2002) Overvåking av langtransportert forurenset luft og nedbør. Atmosfærisk tilførsel, 2001. Statlig program for forurensningsovervåking Rapport 847/02, Statens forurensningstilsyn, Oslo, Norge. 158 pp.

Statnett (1998): Kraftsystemplan for sentralnettet. Scenarier for hovednettet i perioden 1998-2008, juli 1998, Statnett, Oslo

Statoil 2002: Screening of Fields in the Haltenbanken Area for CO2 injection. Document 200211190002. 18 pp.

Thingstad, P.G., Arnekleiv, J.V. og Jensen, J.W. 1989. Zoologiske befaringer av aktuelle ilandføringssteder for gass i Midt-Norge. – Universitetet i Trondheim, Vitenskapsmuseet, Notat Zool. avd. 1989,1: 1-20.

Tønnesen, D. 1998: Rapport fra måling av diffuse utslipp med sporstoffmetoden ved Statoils metanolfabrikk, november 1998. NILU-Rapport nr. O-98142.

VEDLEGG 1 Godkjent utredningsprogram for utvidelse av metanol-fabrikken, 16.06.2003

DET KONGELIGE
NÆRINGS- OG HANDELSDEPARTEMENT

Statoil ASA
Overingeniør Jostein Nordland
4035 STAVANGER

Deres ref	Vår ref	Dato
	200300996-27/ENR	16.06.2003

Fastsettelse av utredningsprogram etter § 33-4 i plan- og bygningsloven i forbindelse med planer fra Statoil ASA om utvidelse av eksisterende metanolfabrikk på Tjeldbergodden i Aure kommune

Vi viser til melding om planer om utvidelse av metanolfabrikken på Tjeldbergodden i Aure kommune som ble sendt på høring fra Nærings- og handelsdepartementet 8.4.2003.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden har vært i drift siden 1997. Den er bygget for en kapasitet på ca. 850 000 tonn metanol årlig. Planene til Statoil ASA innebærer at kapasiteten økes med ca. 30% til ca. 1 105 000 tonn årlig. Utvidelsen vil skje innenfor et område som allerede er regulert til industriformål. Det vil ifølge Statoil ASA ikke være behov for endringer i eksisterende reguleringsplan. Planene medfører heller ikke behov for nye infrastrukturtiltak. Prosjektet medfører behov for utslippstillatelse etter forurensningsloven. Investeringen er anslått til ca. 900 mill. kroner.

Saksbehandling
Meldingen om det planlagte tiltaket ble sendt på høring fra Nærings- og handelsdepartementet 8.4.2003 og lagt ut til offentlig ettersyn på Kommunehuset (Teknisk etat) i Aure kommune samt i butikkene i Kjørsvik og Bugen samt Vihals. Offentlig ettersyn ble annonsert i Adresseavisen og Tidens Krav 15.4.2003.

Da meldingen om tiltaket ble sendt på høring ba Nærings- og handelsdepartementet i høringsbrevet spesielt om at høringsinstansene i sine høringsuttalelser begrunner hvordan deres innspill vil ha betydning for senere beslutninger om tiltaket. Departementet viste til at dette ville være sentralt for at uttalelsene skal kunne bli fulgt

Postadresse	Kontoradresse	Telefon	Nærings- og handelsøkonomisk avdeling	Saksbehandler
Postboks 8014 Dep	Einar Gerhardsens plass 1	22 24 90 90		Einar N. Ruud 22 24 67 39
0030 Oslo		Org no. 972 417 890	Telefaks 22 24 05 05	

opp. Høringsinstansene har i liten grad fulgt opp departementets anmodning. Dette har vanskeliggjort vurderingen av de mottatte høringsuttalelsene. Begrunnede høringsuttalelser er sentralt for å få en mest mulig beslutningsrelevant konsekvensutredning.

I høringsbrevet viste departementet til den videre saksbehandlingsprosess for saken. Den innebærer følgende videre fremdrift:

- På bakgrunn av det fastsatte utredningsprogrammet for utvidelse av metanolfabrikken utarbeider Statoil ASA en felles konsekvensutredning for utvidelsesplanene og planene om etablering av et 800 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden. Det er godkjent et utredningsprogram for gasskraftverket 21.11.2000. Ansvarlig myndighet var Norges vassdrags- og energidirektorat. Det forutsettes at det klart skal fremgå av utredningen at den omhandler flere tiltak. Dette skal tydeliggjøres i det dokumentet som sendes på høring og legges ut til offentlig ettersyn.
- Norges vassdrags- og energidirektorat sender den felles konsekvensutredningen på høring og har ansvaret for at det arrangeres et offentlig møte om saken. Norges vassdrags- og energidirektorat mottar høringsuttalelsene til konsekvensutredningen og avgjør om kravet til konsekvensutredning er oppfylt. Miljøverndepartementet har anmodet om at Norges vassdrags- og energidirektorat innhenter synspunktene til Nærings- og handelsdepartementet forut for godkjenning av den delen av konsekvensutredningen som omhandler metanolfabrikken.

Høringsuttalelser og vurdering

Fiskeridepartementet mener konsekvensutredningen vil dekke nødvendige behov i forhold til utslipp til sjø. Når det gjelder nødvendige tillatelser, trafikkmessige konsekvenser av økt skipstrafikk og sikkerhet, viser departementet til uttalelse fra Kystverket Midt-Norge. *Helsedepartementet* har ingen merknader til saken. *AETAT, Norges vassdrags- og energidirektorat, Statens vegvesen-Region midt* har ingen merknader. *Statens helsetilsyn* har meddelt at de ikke ønsker å prioriteres saken. *Møre og Romsdal fylkeskommune* har ingen merknader til meldingen. Fylkeskommunen mener at en utvidelse er viktig for regionen. *LO* har meddelt at de ikke har noen merknader til forslaget til utredningsprogram.

Transport

Kystverket Midt-Norge anmoder om at konsekvensutredningen gir en beskrivelse av frekvensen skipsanløp, herunder hvor lenge båtene ligger ved kai og behovet for ankringsplass i nærheten. Det anmodes videre om at behovet for lostjenester vurderes og om det er behov for endret eller ny oppmerking, sikringssone eller belysning av farvannene. Kystverket mener også at det bør gjøres en nærmere vurdering av om økt skipstrafikk kan være til ulempe for eksisterende virksomhet (fiske, ferge og lignende) eller fritidsbåtrafikk. I dette ligger også en vurdering av risikoen for ulykker. *Aure*

merknad dekker beslutningsrelevante forhold når det gjelder teknologivurderinger. Vurderingene skal gjøres i pkt. 3.

Kjølevann
Aure kommune ber om at utredningsprogrammet inneholder et eget tema om hva ny mengde kjølevann kan bety for landbasert oppdrettsvirksomhet på Tjeldbergodden.

Departementet er enig med Aure kommune i at utredningen skal omtale konsekvensen av økt kjølevann for landbasert oppdrettsvirksomhet på Tjeldbergodden. Dette skal inngå i pkt. 16.2.

Andre forhold
Soknepresen i Aure ønsker en anleggsprest på Tjeldbergodden under anleggsfasen. Soknepresten ber videre kommunen sikre midler til bl.a. finansiering av en diakonstilling. *Tjeldbergodden industriforening* ønsker at utredningsprogrammet skal vurdere hvilke tiltak som bør settes i verk slik at lokalt og regionalt næringsliv kommer i posisjon for leveranser til utbyggings- og driftsperioden. *Hemne Næringsforum* påpeker at konsekvensutredningen må vurdere hvordan lokalt og regionalt næringsliv i størst mulig grad kan delta i utbyggingen. De ber jevnlig og god informasjon om de oppdrag som til enhver tid er aktuelle.

Soknepresten i Aure viser til behovet for en anleggsprest under anleggsperioden og midler til finansiering av en diakonstilling. Etter vår vurdering er ikke finansiering av stillinger i Kirken et tema som er egnet å avklares i konsekvensutredningen. Dette er et spørsmål som først og fremst må løses av Kirken og Aure kommune.

Tjeldbergodden industriforening og Hemne Næringsforum viser til spørsmål knyttet til leveranser til tiltaket fra regionalt og lokalt næringsliv. Pkt. 14 i utredningsprogrammet skal omhandle muligheten for leveranser fra nasjonalt, regionalt og lokalt næringsliv til tiltaket i anleggs- og driftsfasen. Når det gjelder konkrete strategier for leveranser er dette en sak for næringslivet selv å vurdere på bakgrunn av de muligheter som fremkommer av konsekvensutredningen. Det er imidlertid en fordel om næringslivet og tiltakshaver tidligst mulig kommer i dialog om saken.

Relevante tillatelser i forbindelse med gjennomføring av tiltaket
Olje- og energidepartementet (OED) viser til Ot. prp. nr. 46 (2002-2003) *Om lov om endring i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet*, hvor det blant annet foreslås å utvide petroleumslovens virkeområde. OED legger i proposisjonen til grunn at metanolfabrikken på Tjeldbergodden vil falle inn under petroleumslovens virkeområde etter forslaget, jf. punkt. 2.4.1 i proposisjonen. OED viser til at dersom endringene som er foreslått vedtas, vil således prosjektet måtte vurderes i forhold til bestemmelsene i petroleumsloven, bl.a. om tillatelse etter § 4-3. OED legger til grunn at konsekvensutredningen også vil være dekkende i forhold til eventuelle krav om konsekvensutredning etter petroleumsloven.

Kystverket Midt-Norge viser til at tillatelser etter havne- og farvannslovens § 6, 3. ledd som et utgangspunkt blir gitt av distriktskontorene som første instans i henhold til nytt delegasjonsreglement fra Fiskeridepartementet av 15. oktober 2002.

Forelegging av utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet
I samsvar med forskrift om konsekvensutredninger § 7 forela Nærings- og handelsdepartementet 28.5.2003 utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet. I brev 6.6.2003 meddelte Miljøverndepartementet:

"Miljøverndepartementet har, på bakgrunn av det tilsendte materialet, ingen kommentarer til utkastet til fastsatt utredningsprogram."

Utredningsprogram for konsekvensutredningen
I forbindelse med etablering av eksisterende metanolfabrikk og de øvrige anleggene på Tjeldbergodden er det blitt gjennomført konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven. I driftsperioden er det gjennomført flere oppfølgende undersøkelser. Departementet legger således til grunn at konsekvensene av eksisterende virksomhet på området er godt kjent. Vi legger derfor opp til at det i denne saken ikke er behov for en like omfattende konsekvensutredning som om det var et nytt fabrikkanlegg Statoil ASA hadde planer om å etablere. I dette tilfellet skal det utredes hvilke antatte konsekvenser en økning av produksjonen med ca. 30% medfører for et anlegg som har vært i drift siden 1997.

På bakgrunn av forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen fra Statoil ASA i meldingen, høringsuttalelsene og departementets vurderinger har Nærings- og handelsdepartementet fastsatt utredningsprogrammet for konsekvensutredningen.

Innholdet i utredningsprogrammet fremgår av punktene 1-21 og departementets kommentarer til høringsinstansenes uttalelser.

1. Innledning
2. Presentasjon av tiltaket
3. Beskrivelse av teknologi og eventuelle aktuelle alternative tekniske løsninger - BAT
4. Energibehov og muligheten for energibesparende tiltak
5. Lokalisering av anlegget på tomten og utforming av bygningsmassen (illustreres)
6. Begrunnelse for tiltaket
7. 0-alternativet (antatt fremtidig utvikling dersom tiltaket ikke gjennomføres)
8. Plansituasjonen på området og arealbruk
9. Tidsplan for gjennomføring av tiltaket og investering

10.	Oversikt over offentlige og private tiltak som er nødvendige for gjennomføring
11.	Nødvendige tillatelser fra offentlige myndigheter
12.	Forholdet til kommunale- og fylkeskommunale planer samt statlige retningslinjer
13.	Arbeidskraft i anleggs- og driftsfasen
14.	Muligheten for leveranser for norsk nasjonalt, regionalt og lokalt næringsliv i anleggs- og driftsfasen
15.	Utslipp til luft
15.1	Kvantifisering av utslipp til luft fra fabrikkanlegget før og etter gjennomføring av tiltaket
15.2	Konsekvenser av endrede utslippsmengder i forhold til dagens situasjon ved metanolfabrikken
15.3	Beskrivelse av nåværende måleprogrammer ved metanolfabrikken og oppfølging av disse i forbindelse med utvidelsen
15.4	Vurdering av behovet for avbøtende tiltak
16.	Utslipp til vann
16.1	Kvantifisering av utslipp til vann fra fabrikkanlegget før og etter gjennomføringen av tiltaket
16.2	Konsekvenser av endrede utslippsmengder i forhold til dagens situasjon ved metanolfabrikken
16.3	Beskrivelse av nåværende måleprogrammer ved metanolfabriken og oppfølging av disse i forbindelse med utvidelsen
16.4	Vurdering av behovet for avbøtende tiltak
17.	Støy
17.1	Beskrivelse av støynivået ved metanolfabrikken i anleggs- og driftsfasen, herunder støynivået dag og natt (spesielt i forhold til nabobebyggelsen)
17.2	Vurdering av behovet for avbøtende tiltak
18.	Konsekvenser for ulykkesrisiko og beredskap, spesielt i forhold til transport til sjø
19.	Trafikk
19.1	Nyskapt trafikk på vei og sjø som følge av tiltaket (anleggs og driftsfase)
19.2	Vurdering av konsekvenser av økt transport som følge av tiltaket for veisystemet og til sjø
20.	Sammenstilling og vurdering av konsekvensene av tiltaket
21.	Tiltakshavers anbefaling

Nærings- og handelsdepartementet legger til grunn at konsekvensutredningen for tiltaket gjennomføres i samsvar med det fastsatte utredningsprogrammet, jf. plan- og bygningsloven § 33-5.

Dersom Statoil ASA ser det hensiktsmessig, er Nærings- og handelsdepartementet innstilt på et felles møte for nærmere å se på omfanget av de utredninger som skal gjennomføres og gjøre eventuelle presiseringer og avklaringer av utredningsprogrammet.

Utredningsprogrammet for konsekvensutredningen vil bli sendt de høringsinstanser som har avgitt uttalelse til meldingen.

Med hilsen

Randi Wilhelmsen (e.f.)
avdelingsdirektør

Einar N. Ruud
seniorrådgiver

Kopi:
Fiskeridepartementet
Helsedepartementet
Miljøverndepartementet
Olje- og energidepartementet
Arbeidsdirektoratet
Direktoratet for brann- og elsikkerhet
Direktoratet for naturforvaltning
Kystverket Midt-Norge
Norges vassdrags- og energidirektorat
Statens forurensningstilsyn
Statens helsetilsyn
Statens vegvesen Region midt
Møre og Romsdal fylkeskommune
Aure kommune
Soknepresen i Aure
LOs distriktskontor Møre og Romsdal
Hemne Næringsforum
Tjeldbergodden industriforening
Norsk institutt for by- og regionforskning

VEDLEGG 2 Godkjent utredningsprogram for gasskraftverk, 21.11.2000

Norges vassdrags- og energidirektorat
NVE

NATURKRAFT AS
Reg. Date: MOTTATT
23 NOV 2000
DOC.NO.: 630-L-40A-10A-0005
Copies: SE
Distrib.: Class.:
ORIGINAL TO FILE

Naturkraft A/S
Pb 358

1326 Lysaker

Middelthuns gate 29

Postboks 5091, Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Org.nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
0827 10 14156

Vår dato: 21 11. 2000
Vår ref.: NVE 199904232-38 ek/aro
Arkiv: 912-513.2
Deres dato: 04.11.99
Deres ref.: 630-L-10A-40A-0003

Saksbehandler:
Tormod Eggan
22 95 94 19

Naturkraft AS – 800 (400) MW gasskraftverk på Tjeldbergodden i Aure kommune
Konsekvensutredningsprogram

Vi viser til Deres melding av 04.11.99, møter om saken, mottatte høringsuttalelser og vedlagte notat "Bakgrunn for KU-program" av 21.11.00.

I medhold av plan- og bygningslovens § 33-4 og forskrift om konsekvensutredning, fastsetter herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) konsekvensutredningsprogram (KU-program) for det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden i Aure kommune. NVE har forelagt utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht forskrift om konsekvensutredning av 21. mai 1999 § 7.

Det primære alternativet til Naturkraft er et gasskraftverk på ca 800 MW, og beregnet årlig produksjon er på ca 6,4 TWh. Det subsidiære alternativet er et gasskraftverk på ca 400 MW, og beregnet årlig produksjon er på ca 3,2 TWh. Gasskraftverket vil få tilført gass fra Haltenbanken gjennom bestående rørledning til Tjeldbergodden. KU-programmet gjelder for begge alternativene.

I forbindelse med det planlagte gasskraftverket har Naturkraft AS sendt egen melding for en 300 (420) kV kraftledning fra det planlagte gasskraftverket til Aura i Sunndal kommune (primæralternativ) og til Trollheim i Surnadal kommune (subsidiært alternativ). NVE har fastsatt eget KU-program for kraftledningen.

Konsekvensutredningen skal omfatte de emnene som er skissert i forskrift om konsekvensutredninger, vedlegg IV. Bokstav e) erstattes imidlertid av de spesielle utredningskravene nedenfor.

Lokale, regionale og globale miljøkonsekvenser

Det skal gis en beskrivelse av miljøkonsekvensene av det foreslåtte utbyggingstiltaket, mulige alternative løsninger og mulige avbøtende tiltak for å redusere utslipp og andre miljøkonsekvenser.

Utslipp til luft

- Utslipp fra gasskraftverket skal beskrives ved normale driftsforhold for alle vesentlige utslippskomponenter for gasskraftverket alene og for den samlede virksomheten på Tjeldbergodden. Utslippene skal vurderes i relasjon til Norges internasjonale forpliktelser og nasjonale målsetninger. Utslippene skal sammenlignes med utslipp fra annen termisk kraftproduksjon.
- For CO_2-utslipp skal det vurderes hvilke muligheter det er for å ta i bruk CO_2-reduserende teknologi på anlegget, samt deponeringsmuligheter og anvendelse av CO_2.
- For NOx-utslipp skal spredning, avsetning og omdanning lokalt og regionalt beregnes. Tekniske tiltak for reduksjon av NOx-utslipp med kjent teknologi (herunder ulike typer av katalytisk rensing som SCR, SCONOx etc. og katalytisk forbrenning samt konsekvenser av dette) og kostnader skal beskrives. Spredningen skal vises som spredningsdiagram og på geografisk kart.
- Det skal foretas en vurdering av hvilke andre kilder i regionen som kan bidra til miljøvirkninger lokalt og regionalt som følge av NOx-utslipp.
- Utslippenes mulige forsuringspåvirkning skal vurderes mot bufferkapasiteten i de ulike resipientene lokalt og regionalt. Gasskraftverkets relative bidrag til forsuringen i regionen og spesielt forsuringsutsatte områder utenfor regionen, må beregnes.
- Det skal gjøres en optimalisering av skorsteinshøyder med utgangspunkt i meteorologiske målinger.
- Dannelse av bakkenært ozon og eventuelle miljøkonsekvenser av dette, skal vurderes.
- Eventuelle andre utslipp til luft enn NOx og CO_2 herunder CO, CH4 og NMVOC, skal beskrives.
- Det skal gis en beskrivelse av mulige konsekvenser av NO_x for eventuelle sårbare og vernede områder/arter. Herunder skal luftutslippets relative bidrag til forsurings- og gjødslingseffekt på vegetasjon og jordsmonn utredes i forhold til kulturlandskap, jord- og skogbruk.
- Det skal vurderes om utslipp fra gasskraftverket kan medføre helsemessige konsekvenser.
- Det skal vurderes om utslipp fra gasskraftverket kan få innvirkning på settefiskproduksjon og nye landbaserte havbruksanlegg.

Utslipp til sjø

- Mengde, spredning og innlagring av kjølevann må beskrives for gasskraftverket alene og for den samlede virksomheten på Tjeldbergodden. I tillegg skal eventuelle samvirkningseffekter vurderes. Det skal beskrives hvor utslippet av kjølevann planlegges plassert i forhold til eksisterende kjølevanns- og prosessutslipp. Spredningen av kjølevann skal vises som spredningsdiagram og på geografisk kart. Is og røykforhold som følge av kjølevannsutslippet må vurderes.
- Konsekvensene for det marine liv må beskrives, og innvirkning på settefiskproduksjon og nye landbaserte havbruksanlegg som en følge av utslipp skal beskrives.
- Konsekvenser for sårbare og vernede fugler som en sekundær reaksjon på endringer i det marine liv skal beskrives.
- Muligheten for gassovermetning og konsekvensene av dette skal vurderes.
- Behovet for bruk av begroingshindrende middel (type, mengde, utbredelse, doseringsmetode, muligheten for å unngå bruk) skal vurderes.
- Det skal beskrives hvordan inntaks- og utløpsdyp kan optimaliseres med hensyn på økonomi, teknikk og miljø.

- Mulighetene for å legge til rette for kjølevannsrør fra gasskraftverket til MultiEnergi sin tunnel skal beskrives.

Støy
- Det skal gjøres støyberegninger og utarbeides støysonekart for gasskraftverket og for den samlede virksomheten på Tjeldbergodden. Støynivå ved de nærmeste naboene til industriområdet skal vurderes spesielt. Beregningene skal gjøres for anleggs- og driftsfasen.
- Konsekvenser og behovet for støyreduserende tiltak skal vurderes i forhold til gjeldende retningslinjer.

Andre miljøforhold
- Avfallshåndtering (mengde, type, behandling) skal beskrives.
- Behandling av kloakk skal beskrives.
- Ferskvannsbehov og dekning av dette, skal omtales.
- Det skal gjøres en vurdering av sannsynligheten for akutte utslipp ved uhell (type, hyppighet og miljøkonsekvenser). Herunder skal planlagte beredskapstiltak for utslipp til både sjø og grunn beskrives.
- Det skal utarbeides en plan for miljøoppfølging i byggefasen.
- Behovet for et overvåkningsprogram for utslipp til luft og sjø samt for støyemisjon, skal vurderes.
- Det skal gjøres en vurdering om gasskraftverket får konsekvenser for hjort og rådyr.

Kulturminner og kulturmiljø
- Kulturminner innenfor veitraseen til tomten for gasskraftverket skal beskrives, vurderes og vises på kart. Potensialet for funn av automatisk fredete kulturminner skal angis. Kulturminnenes verdi skal beskrives og vurderes.
- Konsekvensene av tiltaket for automatisk fredete kulturminner, nyere tids kulturminner og kulturmiljø skal beskrives og vurderes.
- Det skal redegjøres kort for hvordan eventuelle konflikter med kulturminner kan unngås ved plantilpasninger og avbøtende tiltak.

Overordnede miljø- og energispørsmål

- Det skal gjøres en vurdering av alternative måter å frambringe tilsvarende energimengder som planlagt produsert med hensyn på kostnader, kraftpris, tidsperspektiv og miljøkonsekvenser. Herunder skal det sees på vannkraft, gasskraft andre steder i Norge, enøk og nye fornybare energikilder, samt krafttilgang fra det nord-europeiske kraftmarkedet. Ved vurdering av kraftimport skal andre lands klimagassforpliktelser vurderes.
- Hvordan vil energiproduksjonen fra gasskraftverket påvirke de generelle energiprisene?
- I den grad utbygger vurderer mulige tiltak utenfor selve utbyggingsområdet for å redusere utslipp eller øke opptak av klimagasser, gis en beskrivelse av disse, herunder så vel positive som negative miljøkonsekvenser av slike tiltak, kostnadseffektivitet og gjennomførbarhet.
- Det skal gjøres en vurdering av muligheter for integrasjon, herunder bruk av damp og varme, med eksisterende og eventuell annen planlagt virksomhet på Tjeldbergodden, bl.a. i forhold til metanolfabrikken.

Samfunnsmessige konsekvenser

Generelt

- Det skal gjøres en vurdering av samfunnsøkonomien i prosjektet.
- Det skal gjøres vurderinger med alternative nivåer for kvotepriser og avgifter på CO2 både i forbindelse med valg mellom alternative teknologiske løsninger og samfunnsøkonomien i prosjektet. Sammenligningen skal være på en mest mulig enhetlig form slik at en kan foreta reelle sammenligninger.
- Det skal gjennomføres risikoanalyser av de planlagte anleggene, og relevante konklusjoner fra disse skal gjengis i konsekvensutredningen (ulykkesrisiko, behov for sikringsfelt og eventuelle konsekvenser av disse, ferdselsforbud mm). Sannsynligheten for akutte utslipp skal vurderes mhp type, hyppighet, mulige miljøpåvirkninger og avbøtende tiltak.
- Gasskraftverkets virkning på Aure kommunes skatteinngang over tid skal beskrives. Beskrivelsen skal også omfatte kommunene Hemne og Hitra.
- Det skal gjøres kapasitetsvurdering av det berørte veinettet.
- Problemstillinger omkring knapphet på ressursen gass ved at flere aktører i regionen planlegger gasskraftverk skal beskrives.

Utnyttelse av gass og varme

- Det skal vurderes i hvilken grad naturgass kan brukes lokalt og regionalt. Følgende temaer bør kort belyses:
    - Muligheter for direkte gassanvendelse i området
    - Muligheter for å tilrettelegge infrastruktur (gassrør) for lokal næringsutvikling
- Bruk av lavtemperert varme i form av kjølevann til ulike formål, skal vurderes (lokal interesse, teknisk og økonomisk vurdering og miljø- og arealmessige konsekvenser).

Anleggsperioden og arbeidsmarkedet

Det skal gjøres rede for behovet for arbeidskraft i anleggs- og driftsfasen. Herunder bør følgende forhold utdypes:

- Leveringsmuligheter for norske (nasjonale, regionale og lokale) leverandører.
- Bemanningsprofil og sysselsettingseffekt for norsk næringsliv i anleggs- og driftsfasen.
- Kompetansebehov og rekrutteringsforhold.
- Mulighetene for senere/annen utnyttelse av den kompetanse som er utviklet under anleggsperioden.
- Behov for boliger i anleggsperioden.
- Behov for sosiale tiltak i anleggsfasen.
- Antatt tidsforbruk og kostnader for Aure kommune som vertskommune ved utbyggingen av et gasskraftverk og kraftledning skal beskrives.

Metode og samarbeid

Konsekvensene skal beskrives i forhold til planer, mål og arealbruk i berørte områder. Det skal kort redegjøres for datagrunnlaget og metoder som er brukt for å beskrive konsekvensene, og eventuelle faglige eller tekniske problemer ved innsamling og bruk av dataene og metodene.

Miljøverndepartementets veileder T-1177 "Konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven" gir informasjon om og veiledning for arbeidet med enkelttemaene miljø, naturressurser og samfunn. Vi viser videre til rundskriv T-1/97 "konsekvensutredninger etter plan og bygningsloven", hvor det redegjøres for regelverket.

Side 5

Naturkraft skal i tillegg utforme et kortfattet sammendrag av konsekvensutredningen beregnet for offentlig distribusjon, jfr forskrift om konsekvensutredninger, § 13. NVE anbefaler at det utformes en enkel brosjyre.

NVE oppfordrer Naturkraft om i nødvendig grad å ta kontakt med berørte interesser i utredningsarbeidet, og til å ta kontakt med NVE før søknaden med konsekvensutredning ferdigstilles og oversendes til formell behandling.

Konsekvensutredningen skal foreligge samtidig med en eventuell konsesjonssøknad etter energiloven, og vil bli sendt ut på høring sammen med søknaden.

Med hilsen

Kristian Løkke
avdelingsdirektør

Tormod Eggan
overingeniør

Vedlegg

Kopi til: Alle hørings- og orienteringsinstanser