Konsesjonssøknad

Søknad om konsesjon for **reservekraftanlegg på Tjeldbergodden**



Februar 2007

Statnett

FORORD

Denne søknaden gjelder et reservekraftanlegg på Tjeldbergodden. Søknaden gjelder kun drift av reservekraftanlegget i begrensede perioder. Søknaden omfatter imidlertid en varig ordning i den forstand at det gjelder en permanent mulighet til å kunne ta anlegget i bruk.

Statnett har gjennom stortingsbehandlingen av St.meld. nr. 18 (2003-2004) om forsyningssikkerhet og den etterfølgende innføringen av en ny § 22 a i systemansvarsforskriften fått utvidet systemansvaret ved at Statnett skal sikre momentan balanse også i fremtiden. Grunnlaget for hvilke virkemidler Statnett skal ha for å kunne forvalte sitt utvidede ansvar er basert på begrepet svært anstrengte kraftsituasjoner. Reservekraftproduksjon er godkjent som ett av virkemidlene Statnett skal kunne disponere for å håndtere slike situasjoner. Med bakgrunn i dette søker Statnett SF i henhold til energiloven og forurensningsloven, jf klimakvoteloven, om tillatelse til å etablere og drive et reservekraftanlegg basert på naturgass., Reservekraftanlegget planlegges lokalisert ved Tjeldbergodden gassterminal og metanolfabrikk i Aure kommune i Møre og Romsdal. Anlegget er planlagt satt sammen av sju ferdige moduler.

Anlegget skal stå i beredskap for å unngå strømrasjonering i svært anstrengte kraftsituasjoner. For å sette anlegget i drift kreves ytterligere en separat godkjenning fra NVE. Det er bare aktuelt dersom det er stor fare for strømrasjonering. Dette innebærer at anlegget vil benyttes svært sjelden. I nytte-beregningene av reservekraft som tiltak er det lagt til grunn at det vil bli behov for reservekraftproduksjon i ett av 20 år.

Søknaden oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat og Statens forurensningstilsyn for behandling.

Oslo, 15. februar 2007

Øivind Kristian Rue
Konserndirektør

INNHOLD

FORORD 1

INNHOLD 3

1. INNLEDNING 5
   - 1.1 BAKGRUNN OG FORMÅL FOR SØKNAD PÅ TJELDBERGODDEN 5
   - 1.2 SØKNADER OM RESERVEKRAFTANLEGG PÅ ANDRE STEDER 5
   - 1.3 TIDLIGERE SØKNAD OM RESERVEKRAFTANLEGG PÅ TJELDBERGODDEN 6
   - 1.4 INNHOLD OG AVGRENSING 6
   - 1.5 PRESENTASJON AV SØKER 6

2. SØKNAD OG FORMELLE FORHOLD 8
   - 2.1 SØKNAD ETTER ENERGILOVEN 8
   - 2.2 SØKNAD ETTER FORURENSNINGSLOVEN 9
   - 2.3 ANDRE VIKTIGE TILLATELSER SOM KREVES 10
     - 2.3.1 Brann og eksplosjonsvernloven med forskrifter 10
     - 2.3.2 Plan- og bygningsloven –byggesaksbestemmelsene 10
     - 2.3.3 Forskrift om systemansvar - godkjenning av idriftsettelse av reservekraftanlegget 10
   - 2.4 FORHOLDET TIL ANNET LOVVERK 11
     - 2.4.1 Forholdet til klimakvoteloven 11
     - 2.4.2 Konsekvensutredningsbestemmelsene i plan- og bygningsloven 11
     - 2.4.3 Planbestemmelsene i plan og bygningsloven 12
     - 2.4.4 Kulturminneloven 12
   - 2.5 FORHOLDET TIL OFFENTLIGE OG PRIVATE PLANER 12
   - 2.6 FORHOLD TIL BERØRTE GRUNNEIERE 12
   - 2.7 VIDERE SAKSBEHANDLING OG FRAMDRIFTSPLAN 12

3. BAKGRUNN OG BEGRUNNELSE FOR SØKNADEN 14
   - 3.1 KRAFTSITUASJONEN 14
   - 3.2 STATNETTS ANSVAR I EN SVÆRT ANSTRENGT KRAFTSITUASJON 15
   - 3.3 VIRKEMIDLER OG TILTAK FOR Å HÅNDTERE SVÆRT ANSTRENGTE KRAFTSITUASJONER 16
     - 3.3.1 Informasjonstiltak 16
     - 3.3.2 Energiopsjonsordninger 17
     - 3.3.3 Reservekraft 17
   - 3.4 NÅR ER KRAFTSITUASJONEN SVÆRT ANSTRENGT – KRITERIER FOR BRUK AV RESERVEKRAFT 18
   - 3.5 MYNDIGHETSGODKJENNINGER AV RESERVEKRAFT SOM VIRKEMIDDEL 19

4. LOKALISERING OG TEKNISK BESKRIVELSE 21
   - 4.1 LOKALISERING 21
   - 4.2 BRENSEL 23
     - 4.2.1 Generelt om bruk av biobrensel for reservekraftanlegg 23
     - 4.2.2 Bruk av biobrensel på Tjeldbergodden 24
     - 4.2.3 Gassforsyning på Tjeldbergodden 24
   - 4.3 RESERVEKRAFTANLEGGET 25
   - 4.4 NETTILKNYTNING 26
   - 4.5 SIKKERHET 27
   - 4.6 DRIFT OG PRODUKSJON 27

4.7 KOSTNADER 28

5. MILJØEFFEKTER 29

5.1 DAGENS UTSLIPP TIL LUFT VED TJELDBERGODDEN 29
5.2 UTSLIPP TIL LUFT VED DRIFT AV RESERVEKRAFTVERKET PÅ TJELDBERGODDEN 30
5.3 CO_2 31
5.3.1 Utslipp av CO_2 og norske forpliktelser 31
5.3.2 Avbøtende tiltak CO_2 31
5.3.3 Beregning av klimagassutslipp - Internkontrollsystem 32
5.4 NOx 33
5.4.1 NOx - utslippene 33
5.4.2 Norske forpliktelser 34
5.4.3 Krav til luftkvalitet 34
5.4.4 Spredningsberegninger 35
5.4.5 Avsetning av nitrogen og virkningen av dette 37
5.5 AVBØTENDE TILTAK KNYTTET TIL NOX - UTSLIPP 37
5.5.1 Tilførsel av demineralisert vann og utslipp av vanndamp 37
5.5.2 Rensing av NOx 38
5.6 OVERVÅKNING AV NOX-UTSLIPP 39
5.7 ANDRE UTSLIPP 40
5.8 STØY 40
5.8.1 Retningslinjer 40
5.8.2 Metode 41
5.8.3 Resultater 41
5.8.4 Støyreduserende tiltak 43
5.8.5 Konklusjon 43
5.9 ANDRE MILJØVIRKNINGER 44
5.9.1 Visuelle virkninger 44
5.9.2 Kulturminner 44

6. REFERANSER 45

7. VEDLEGG 46

VEDLEGG 1 DETALJKART – TJELDBERGODDEN INDUSTRIOMRÅDE MED AKTUELL TOMT FOR RESERVEKRAFTANLEGG 47
VEDLEGG 2 GRUNNEIERE, RETTIGHETSHAVERE OG NABOER 48
VEDLEGG 3 STØYNOTAT 53
VEDLEGG 4 UTSLIPP TIL LUFT 54

1. INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og formål for søknad på Tjeldbergodden

Det søkes om tillatelse til å etablere og drive et mobilt reservekraftanlegg basert på naturgass på Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal.

Det planlagte tiltaket er begrunnet ut fra faren for at det kan oppstå svært anstrengte kraftsituasjoner regionalt og nasjonalt med svært lave magasinbeholdninger. Midt-Norge er et område hvor sannsynligheten for knapphetssituasjoner er sterkt økende. Oppstarten av Ormen Lange anlegget vil gi en større sannsynlighet for at en svært anstrengt kraftsituasjon vil kunne oppstå vinteren 2007/08. Statnett har ansvaret for håndteringen av svært anstrengte kraftsituasjoner. På bakgrunn av dette arbeides det ut fra at reservekraftproduksjon skal være tilgjengelig i Midt-Norge fra 1. januar 2008.

Erfaringer fra vinteren 2003 –2004 og høsten 2006 har vist at det gir uakseptabel usikkerhet å basere seg på leie av reservekraftanlegg på kort varsel. Gjennom forsøk på å leie inn anlegg har Statnett høsten 2006 erfart at det ikke fantes tilgjengelig utstyr på kort sikt. Kostnaden ved leie av slikt utstyr ville også blitt svært høy.

1.2 Søknader om reservekraftanlegg på andre steder

Statnett arbeider nå med en varig reservekraftordning som vil omfatte reservekraftanlegg på flere lokaliteter i Midt-Norge og Sør-Norge. Anleggene kan bli lokalisert til 3-4 steder i Midt-Norge og Sør-Norge enten ved at de flyttes mellom aktuelle lokaliteter etter behov eller ved mulig utvidelse av kapasiteten på sikt. På grunn av den anstrengte kraftsituasjonen i Midt-Norge, oversendes søknad om reservekraftanlegg på Tjeldbergodden først. Konkret planlegges det i tillegg til denne søknaden å sende en søknad for Nyhamna i Aukra kommune i løpet av første kvartal 2007. Det legges opp til at anlegget på Tjeldbergodden representerer den mest mobile del av reservekraftkapasiteten. Andre anlegg vil også være flyttbare, men ikke i samme grad som anlegget som er planlagt på Tjeldbergodden. Ved planleggingen av reservekraftanlegg vil Statnett i første omgang legge til grunn bruk av gass som brensel. På sikt vil det også kunne være aktuelt å klargjøre for bruk av bio-brensel på de steder dette lar seg gjøre dersom det ansees som hensiktsmessig, se også kapittel 4.2. For en grundigere redegjørelse for bakgrunn og begrunnelse for denne søknaden, henvises til kapittel 3.

1.3 Tidligere søknad om reservekraftanlegg på Tjeldbergodden

Konsesjonssøknad for et tilsvarende, men *midlertidig* anlegg på Tjeldbergodden, ble fremmet av Statnett i desember 2003. Søknaden ble sendt NVE og SFT og myndighetene sendte søknaden på høring i desember 2003. På grunn av positiv utvikling i kraftsituasjonen trakk Statnett søknaden om utslippstillatelse og den delen av søknaden til NVE som gjaldt drift av anlegget, før den var sluttbehandlet (brev datert 15. januar 2004). Samtidig opprettholdt Statnett søknaden om konsesjon for etablering av nødvendig nettilknytting på Tjeldbergodden. Dette for å sikre en nødvendig beredskap for midlertidig reservekraftproduksjon for de kommende vintre.

Høsten 2006 ble det arbeidet med en løsning for leie av reservekraftanlegg på Tjeldbergodden for vinteren 2007. I etterkant av NVEs godkjenning av reservekraft som virkemiddel for håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner 1. september 2006, har det høsten 2006 vært kontakt mellom energimyndighetene og miljømyndighetene med sikte på godkjenning av et slikt midlertidig reservekraftverk for vinteren 2007. Etter utarbeiding av søknader og innhenting og evaluering av tilbud, viste det seg at det ikke fantes tilgjengelig utstyr for vinteren 2007. Søknad for midlertidig kraftverk ble derfor ikke sendt.

1.4 Innhold og avgrensing

Dette dokumentet omfatter søknad etter energiloven om etablering og drift av et reservekraftanlegg på inntil 150 MW basert på naturgass, samt søknad om utslippstillatelser etter forurensningsloven, jf klimakvoteloven.

Dokumentet omfatter:
- Formelle forhold, lovhenvisninger
- Begrunnelse for søknaden
- Presentasjon av tekniske planer
- Beskrivelse av sentrale miljøvirkninger

1.5 Presentasjon av søker

I Norge er det Statnett, som systemansvarlig nettselskap, som har ansvaret for å koordinere produksjon og forbruk i kraftsystemet slik at det er balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisitet til enhver tid. Statnett eier og driver derfor store deler av det sentrale norske kraftnettet og den norske delen av ledninger og sjøkabler til utlandet.

Foretakets hovedoppgave som systemansvarlig nettselskap er å legge til rette for et vel fungerende kraftmarked ved:

- å sikre forsyningskvalitet på lang sikt gjennom utvikling av det landsdekkende sentralnettet for overføring av elektrisk kraft.
- å sikre kvalitet på kort sikt gjennom å koordinere produksjon og forbruk av strøm.

- å tilby tilgang til transportnettet på like vilkår for alle aktører gjennom å administrere sentralnettsordningen.
- å sørge for tilgjengelige transportveier gjennom godt vedlikehold.

Statnett er organisert etter lov om statsforetak, og eies av den norske stat hvor Olje- og energidepartementet representerer staten som eier.

2. SØKNAD OG FORMELLE FORHOLD

Dette dokumentet omfatter:

- Søknad etter energiloven om anleggskonsesjon for et gassfyrt reservekraftanlegg på Tjeldbergodden (jf kapittel 2.1 under)
- Søknad etter forurensningsloven om utslippstillatelse og tillatelse til kvotepliktige utslipp for et reservekraftanlegg på Tjeldbergodden (jf kapittel 2.2 under).

I tillegg gis det i dette kapitlet en oversikt over andre viktige tillatelser/godkjenninger som kreves for bygging og drift av reservekraftanlegget.

2.1 Søknad etter energiloven

Statnett søker i henhold til energiloven § 3-1 om tillatelse til å etablere og drive et reservekraftanlegg basert på naturgass, på Tjeldbergodden i Aure kommune. Det omsøkte produksjonsanlegget vil få en maksimal energiproduksjon på 150 MW. Statnett legger til grunn at anlegget har en teknisk/økonomisk levetid på ca 40 år. Norges vassdrags- og energidirektorat er konsesjonsmyndighet etter energiloven.

Tabell 1 Komponenter som krever anleggskonsesjon

Komponent/tiltak	Dimensjoner/omfang
Gassturbiner og generatorer	maksimalt 150 MW
Transformator	160 MVA - 11,5 kV / 132 kV, Ynd1 kobling
Kobling til regionalnettet i Tjeldbergodden transformatorstasjon	132 kV linje

Det søkes om tillatelse til å knytte reservekraftanlegget til regionalnettet i Tjeldbergodden transformatorstasjon via eksisterende 132 kV-jordkabel. Kabelen ble etablert i 2004 i medhold av Statoils områdekonsesjon for å kunne betjene et framtidig reservekraftanlegg.

Det vil kunne være aktuelt at Statnett inngår avtale med en annen operatør om drift av anlegget.

Anlegget planlegges klargjort for idriftsettelse 1. januar 2008. Det legges til grunn en maksimal driftsperiode i de år anlegget eventuelt vil bli tatt i bruk på 5 måneder (1. januar til 1. juni). Angivelsen av dette tidsrommet er gjort fordi det er nødvendig for myndighetenes vurdering av søknaden. Det understrekes at dette ikke er angivelse av planlagt faktisk driftstid. Bortsett fra at anlegget i 2008 tidligst vil kunne idriftsettes fra 1. januar, vil både eventuell idriftsettelse og faktisk driftstid etterfølgende vintre

avhenge av utviklingen av kraftsituasjonen hver vinter år. Dette innebærer at idriftsettelse også vil kunne være aktuelt før 1. januar. Det er i dag mest sannsynlig at reservekraftverket ikke vil bli idriftsatt. Videre er det i dag like stor grunn til å forvente at faktisk brukstid vil bli mindre enn de maksimale fem måneder. Det vises til kapittel 4.3.

I nyttevurderingene for reservekraftproduksjon er det lagt til grunn at det kun vil bli behov for drift av anlegget i ett av 20 år. Vurderinger av miljøkonsekvensene av anlegget må sees i et slikt perspektiv.

2.2 Søknad etter forurensningsloven

Statnett søker i henhold til forurensningsloven § 11 første og annet ledd, jf klimakvoteloven § 4, jf § 3 a om utslippstillatelse for ovennevnte reservekraftanlegg og om tillatelse til kvotepliktige utslipp. Statens forurensningstilsyn er rette myndighet når det gjelder alle utslipp med unntak av klimagasser som håndteres av Miljøverndepartementet. Det søkes om tillatelse til utslipp som beskrevet i Tabell 2.

Tabell 2 Konsesjonspliktige utslipp

Utslipps-komponent	Konsentrasjon	Mengde Kg/døgn	Maks. total-mengde i tonn i et år med 5 måneders drift
CO2		2 450 000	367 000
NOx	25 ppm	1.872	281

Utslippshøyde over bakken 6,1 m – inntil 7 utslippspunkt
Utslippshøyde over tak 2 m

Dersom en legger til grunn at anlegget er i drift 5 måneder i ett av 20 år , vil årlige gjennomsnittsutslipp i en 20 årsperiode være 18 400 tonn CO2 og 14 tonn NOx.

Metodene for beregning av klimagassutslipp og hovedpunkter i internkontrollsystemet er beskrevet i kapittel 5.6.

Reservekraftanlegget vil også generere ekstern støy. For en driftsperiode på 5 måneder i løpet av et år, kan det ikke utelukkes at anlegget drives kontinuerlig.

Det søkes om tillatelse til støyemisjon fra anlegget som beskrevet i kapittel 5.8. Dette innebærer beregnet lydnivå marginalt over grenseverdi LdenA 45 dBA ved to boliger. Det er utarbeidet støysonekart for det planlagte anlegget. Se nærmere omtale i kapittel 5.8.3 og i eget støynotat i vedlegg 3.

2.3 Andre viktige tillatelser som kreves

I tillegg til anleggskonsesjon etter energiloven og nevnte tillatelser etter forurensningsloven kreves også andre viktige tillatelser eller godkjenninger, se Tabell 3 og utdypende beskrivelser under 2.3.1 - 2.3.3.

Tabell 3 Andre viktige tillatelser eller godkjenninger som kreves

Tillatelse	Lovverk	Ansvarlig myndighet
Godkjenning av anleggene i forhold til sikkerhet og arbeidsmiljø	Brann og eksplosjonsvernloven og Midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for enkelte petroleumsanlegg på land og tilknyttede rørledningssystemer	Petroleumstilsynet
Byggetillatelse	Plan- og bygningsloven §93	Aure kommune
Tillatelse til idriftsettelse av reservekraftanlegget	Systemansvarsforskriften	NVE

2.3.1 Brann og eksplosjonsvernloven med forskrifter

Kraftproduksjonsanlegget og gassrør krever godkjenning i henhold til lov om vern mot brann og eksplosjonsfare. Løsninger og nødvendig dokumentasjon vil bli utarbeidet i samråd med Statoil Tjeldbergodden og vil bli forelagt Petroleumstilsynet for godkjenning. Petroleumstilsynet er fra 1. januar 2004 ansvarlig myndighet for sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål på terminalområdet på Tjeldbergodden. Forhold knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø er regulert ved egen forskrift (Midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for enkelte petroleumsanlegg på land og tilknyttede rørledningssystemer).

2.3.2 Plan- og bygningsloven –byggesaksbestemmelsene

Aure kommune ga i brev til Statnett datert 10.03.04, rammetillatelse til tomteopparbeidelse og etablering av veg, prosessvann og gassrør fram til tomt for reservekraftanlegg. Etter samråd med Aure kommune legger Statnett opp til å utarbeide en søknad om byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven § 93 for selve reservekraftanlegget og vannbehandlingsanlegg. Søknaden er planlagt sendt etter at konsesjonssøknaden er formelt presentert ved offentlig møte i Aure kommune, trolig i mars/april 2007.

2.3.3 Forskrift om systemansvar - godkjenning av idriftsettelse av reservekraftanlegget

Dersom Statnett får anleggskonsesjon etter energiloven, utslippstillatelser etter forurensningsloven, jf klimakvoteloven og andre nødvendige tillatelser og godkjenninger fra lokale myndigheter for etablering av et reservekraftanlegg, kreves i tillegg en egen godkjenning fra NVE før anlegget kan settes i drift. En slik godkjenning kan først gis etter at Statnett og NVE har fastslått at det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon, se nærmere omtale i kapittel 3.

2.4 Forholdet til annet lovverk

2.4.1 Forholdet til klimakvoteloven

Forurensningslovens §11, 2. ledd, omfatter kvotepliktige utslipp av CO_2. Statnett søker om tillatelse til slike utslipp, jf søknadens kap. 2.2.

Klimakvotelovens §5 gjelder bl.a. søknad om tildeling av kvoter. Denne bestemmelsen gjelder imidlertid kun for perioden 2005 til desember 2007. Det pågår nå et arbeid med revisjon av regler og lovverk på dette punktet. Dette vil gjøres gjeldende fra og med 2008. Statnett vil holde seg oppdatert om dette arbeidet og i samråd med SFT avklare hvordan det reviderte lovverket eventuelt skal gjøres gjeldende for det omsøkte reservekraftverket.

2.4.2 Konsekvensutredningsbestemmelsene i plan- og bygningsloven

Inngåelse av leveringskontrakt for de 7 moduler som til sammen vil utgjøre kraftanlegget på Tjeldbergodden ble basert på behovet for å få på plass et reservekraftanlegg som beredskap for å håndtere eventuelle svært anstrengte kraftsituasjoner fra 1. januar 2008, lovgivningens krav til behandlingstider/behandlingsform og de tilgjengelige størrelser på de aktuelle moduler. På bakgrunn av at disse moduler produseres i henhold til standardstørrelser vil kraftanlegget ha en samlet installert effekt på 158,55 MW, dog slik at kraftproduksjonsanlegget med ledningstilknytning vil få en maksimal energiproduksjon på 150 MW. Det vises til pkt. 4.3. Ettersom reservekraftverkets maksimale energiproduksjon vil komme til å komme under konsekvensutredningsforskriftens grense på 150 MW, og fordi ingen av virkningskriteriene i konsekvensutredningsforskriftens §4 synes å bli utløst for dette tiltaket, omfattes det ikke av lovens krav om konsekvensutredning, jf plan- og bygningsloven § 33-2 og konsekvensutredningsforskriften § 2 bokstav e, jf vedlegg I pkt. 14, og § 3 nr. 2 bokstav b.

Selv om anlegget ikke er KU-pliktig, kreves likevel at alle vesentlige virkninger for allmenne hensyn blir belyst i søknader etter energiloven og forurensningsloven. Statnett har lagt vekt på en nær dialog med NVE og SFT/Miljøverndepartementet for å sikre at alle vesentlige virkninger blir tilstrekkelig belyst i søknaden med nødvendig faglig bakgrunnsdokumentasjon. Statnett mener å ha fanget opp alle relevante spørsmål for at myndighetene skal kunne forholde seg til søknaden. Det har særlig blitt vektlagt å belyse forskjellen mellom reservekraftanlegget og konvensjonelle gasskraftverk. I denne forbindelse har særlig to forhold blitt vektlagt. For det første at tillatelser ikke på noen måte er ensbetydende med at reservekraftanlegget faktisk vil bli idriftsatt. For det andre at dersom reservekraftanlegget skulle bli idriftsatt, vil den faktiske brukstiden være vesentlig lavere enn for et konvensjonelt gasskraftverk. Faktisk bruk vil kun skje i de antatt sjeldne år hvor det konstateres en svært anstrengt kraftsituasjon og da utelukkende i begrensede perioder.

2.4.3 Planbestemmelsene i plan og bygningsloven

Det planlagte anlegget vil bli lokalisert innenfor et område som er regulert til industriformål. Det kreves derfor ingen ny planavklaring etter plan- og bygningsloven.

2.4.4 Kulturminneloven

Reservekraftanlegget er planlagt lokalisert på tidligere opparbeidet tomt innenfor området som er regulert til industri/næringsformål. De nødvendige undersøkelser/vurderinger i henhold til krav i kulturminnelovens §9 er utført tidligere.

2.5 Forholdet til offentlige og private planer

Det planlagte tiltaket er ikke i strid med offentlige eller private planer i området.

2.6 Forhold til berørte grunneiere

Hele det berørte arealet eies av Statoil. Eiendommene som berøres av det planlagte anlegget er g.nr./b.nr. 51/22 og 51/27 (se vedlegg 2).

2.7 Videre saksbehandling og framdriftsplan

Statnett sender søknad om anleggskonsesjon etter energiloven til NVE og søknad om utslippstillatelser etter forurensingsloven, jf klimakvoteloven til SFT. I henhold til avklaring mellom energimyndighetene og miljømyndighetene vil SFT og NVE sørge for koordinert høring av søknader etter begge de nevnte lovverk og søknadene vil bli sendt på høring til berørte myndigheter og organisasjoner. Etter høringen vil SFT og NVE behandle søknadene og eventuelt gi nødvendige konsesjoner. Tillatelse til utslipp av klimagasser gis av Miljøverndepartementet etter innstilling fra SFT. Det er tatt utgangspunkt i at SFT kan behandle søknad om NOx-utslipp parallelt med å utarbeide innstilling i forbindelse med søknad om CO2-utslipp, slik at det legges til rette for at Miljøverndepartementet kan avgjøre søknad om kvotepliktig utslipp samtidig med utslippstillatelse fra SFT.

Oversikt over berørte grunneiere, rettighetshavere, andre som antas å kunne bli berørt av etablering og eventuell drift av reservekraftanlegget, samt netteier for 132 kV er gitt i vedlegg 2.

Statnett tar sikte på at reservekraftverket skal være driftsklart fra 1. januar 2008. På grunn av lang leveringstid ble beslutning om kjøp av reservekraftanlegg tatt i desember 2006. Statnett inngikk leveringskontrakt 16. januar 2007. Av hensyn til at også andre tillatelser kreves for å få anlegget i beredskap fra 1. januar 2008, ber en om at anleggskonsesjon og utslippstillatelser kan foreligge i juni 2007.

Framdriftsplan for tillatelsesprosess og etablering er vist i Tabell 4.

Tabell 4 Fremdriftsplan for tillatelsesprosess og etablering av reservekraftanlegg på Tjeldbergodden

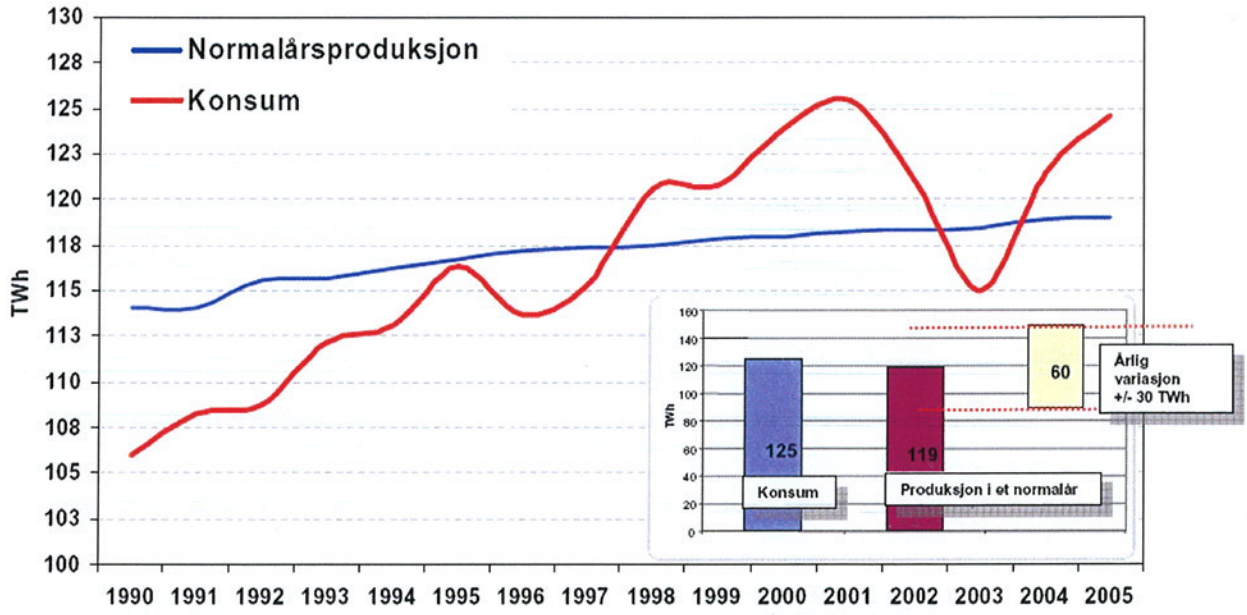
Aktivitet/beslutning	**Utført i tidsrommet**
Fabrikasjon og klargjøring av anlegget	Januar– desember 2007
Behandling av søknad etter plan- og bygningsloven	Mars/april – mai 2007
Behandling av konsesjonssøknad og søknad om utslippstillatelser	Februar– juni 2007
Behandling av søknad etter brann- og eksplosjonsvernloven	Mars – september 2007
Testing	Oktober – desember 2007

3. BAKGRUNN OG BEGRUNNELSE FOR SØKNADEN

3.1 Kraftsituasjonen

Norsk kraftproduksjon kan variere sterkt fra år til år, som følge av tilfeldige variasjoner i været. Mens normal årsproduksjon i det norske vannkraftsystemet er ca 120 TWh, kan et ekstremt tørt år gi omlag 90 TWh i tilsig. Et ekstremt vått år kan gi mulighet for å produsere omkring 150 TWh. Variasjonene i årlig kraftproduksjon i vårt vannkraftbaserte system kan altså være 60 TWh , +- 30 TWh i forhold til normalår. Dette medfører utfordringer for forsyningssikkerheten for elektrisk energi.

De siste 15 – 20 åra har Norge hatt en vesentlig større vekst i el-forbruket enn i produksjonskapasiteten. Dette innebærer at Norge har kraftunderskudd normalår, se også Figur 1. Prognoser tilsier at kraftbalansen ikke vil bedres i årene fram mot 2015.



Figur 1 Utvikling i kraftproduksjon og forbruk. Kilde: OED

Før energiloven ble endret i 1990 brukte man faste beslutningsregler for å bestemme riktig produksjonskapasitet. En hovedmotivasjon for å gå bort fra dette, var at det ledet til en lite optimal utnyttelse av samfunnets ressurser. I og med at kraftproduksjon ble konkurranseutsatt i 1991, forutsettes det at aktørenes kommersielle interesser i å bygge kapasitet og husholdere med vannet samtidig skal ivareta samfunnets interesser i forhold til forsyningssikkerhet og produksjonskapasitet. De kommersielle

produsentene foretar regelmessige avveininger mellom produksjon av kraft og magasinering av vann, og regelmessige investeringsevalueringer. Generelt har samfunnet og de kommersielle aktørene sammenfallende interesser i både vanndisponering og investeringsplanlegging – det som er optimalt for den enkelte vannkraftprodusent er i alminnelighet optimalt for samfunnet også. Normalt er det derfor ikke behov for at Statnett eller offentlige myndighetsorganer blander seg inn i hverken løpende produksjonsbeslutninger eller investeringsbeslutninger – utover å sette rammer for vannføring, regulert vannstand og andre miljøbegrunnede forhold.

Den store usikkerheten i nedbør og tilsig gjør imidlertid at det norske kraftsystemet er spesielt sårbart. Ikke minst gjelder dette når man tenker på muligheten for at eksempelvis tørrår kommer etter hverandre og kan inntreffe samtidig med andre uheldige omstendigheter. Som et eksempel på dette har vi i 2006 foruten relativt lavt tilsig opplevd svikt i kjernekraftproduksjonen i Sverige på grunn av tekniske forhold.

De kommersielle aktører i kraftmarkedet tilpasser seg til denne usikkerheten på flere måter: Enkelte forbrukere har nødforsyning for vitale behov (typisk sykehus) eller oppvarmingssystemer for flere energibærere. Vannkraftprodusenter investerer i magasiner og holder lavere produksjon enn tilsig når tilsiget er stort. På den måten vil kommersielle beslutninger om nødaggregater og vanndisponering redusere virkningene av fluktuasjoner i tilsiget.

Konsekvensene av en alvorlig knapphetssituasjon eller rasjoneringssituasjon er større for samfunnet som helhet enn for aktørene i markedet. Rasjonering (eller betydelig fare for rasjonering) medfører vesentlige kostnader for samfunnet utover den enkeltes nyttetap ved ikke å få levering av strøm, som for eksempel betydelig økte transaksjonskostnader, administrative kostnader ved rasjonering, irrasjonelle beslutninger under rasjonering, mv.

Det er derfor ingen grunn til å vente at kommersielle aktører kan få lønnsomhet i å etablere reservekraftanlegg på selvstendig grunnlag. Dette skyldes dels at markedet ikke vil betale for nyttevirkninger aktørene ikke mottar enkeltvis (kollektive goder) og dels at for mange aktører vil sannsynligheten for å bli utsatt for rasjonering fremstå som så liten at de ikke vil være villige til å betale for tiltak som kan redusere faren ytterligere. Dessuten vil mange aktører (ubevisst) legge til grunn at myndighetene har ansvar for en sikker forsyning og dermed ikke se behovet for å bidra til kommersielle løsninger gjennom for eksempel en eller annen form for avbruddsforsikring.

Nedenfor følger en nærmere redegjørelse om Statnetts ansvar i forbindelse med svært anstrengte kraftsituasjoner, hvilke virkemidler Statnett har arbeidet med å utvikle, hvordan vi ser for oss bruken av spesielt reservekraft, samt hvordan beslutningsprosessen omkring eventuell bruk av reservekraft er lagt opp.

3.2 Statnetts ansvar i en svært anstrengt kraftsituasjon

Statnett er ansvarlig for driften av det norske kraftsystemet. Statnetts ansvar ble presisert etter den anstrengte kraftsituasjonen sesongen 2002/2003.

Utvidelsen av ansvaret tok særlig sikte på å sikre at det er momentan balanse mellom produksjon og forbruk av kraft i det norske kraftsystemet også i år med svikt i nedbøren.

For å ivareta sin rolle som systemansvarlig har Statnett bl.a. fått ansvar for å utrede og utvikle virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, herunder å utvikle kriterier for når det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon. I St.meld. nr. 18 (2003-2004) om forsyningssikkerheten ved strøm mv. ble det gitt føringer for hvordan Statnett bør utforme virkemidlene. Disse er i etterkant også supplert ved utarbeidelsen av en ny § 22 a i systemansvarsforskriften. Forskriften krever at virkemidlene og kriteriene for bruk skal godkjennes av NVE.

Regjeringen trakk i St.meld. nr. 18 (2003-2004) eksplisitt fram reservekraft som et aktuelt virkemiddel for Statnett.

3.3 Virkemidler og tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner

Statnett har gjennomført en analyse av virkemidler ut over de som allerede benyttes, som vil kunne bidra til å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. De tre nye virkemidlene som er identifisert i denne omgang er:

- Informasjonstiltak
- Energiopsjonsordninger
- Reservekraft

Vurderingen av hvilke virkemidler som kan tas i bruk, på hvilket tidspunkt og hvor omfattende bruken skal være, vil baseres på de retningslinjer og kriterier som er skissert under kapittel 3.4. Det er forutsatt at Statnett har vurdert andre tilgjengelige virkemidler før reservekraft tas i bruk.

Statnetts ansvar for å utvikle virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner er en løpende oppgave. Dette innebærer at Statnett stadig arbeider videre med å utvikle nye alternative virkemidler.

3.3.1 Informasjonstiltak

Informasjonstiltak omfatter både informasjonskampanjer rettet mot sluttbrukermarkedet samt informasjon til aktørene i kraftmarkedet. Det ble høsten 2006 utarbeidet en overordnet kommunikasjonsplan mellom blant annet NVE og Statnett som omfatter informasjonsvirksomhet i alle faser av en kraftsituasjon. Statnetts mulighet til eventuelt å benytte informasjonskampanjer forut for og i svært anstrengte kraftsituasjoner er ivaretatt på en akseptabel måte av den overordnede kommunikasjonsplanen.

3.3.2 Energiopsjonsordninger

Statnett har fått godkjent en forsøksordning med bruk av energiopsjoner for sesongen 2006/2007. Denne forsøksordningen innebærer at Statnett sikrer seg muligheten til å nedregulere forbruket i kommende sesong ved å inngå frivillige avtaler med store forbrukere. Etter gjennomføring av en budprosess, inngikk Statnett i begynnelsen av september 2006 slike avtaler med 8 aktører. Senere er omfanget utvidet noe gjennom forhandlinger mellom Statnett og enkelte virksomheter. Det volum som Statnett på denne måten har tilgjengelig for eventuell nedregulering har ikke endret behovet for også å ha reservekraft som et mulig virkemiddel. På tilsvarende måte som for reservekraft, må det fattes vedtak fra NVE om at det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon for at nedregulering av forbruk i henhold til inngåtte energiopsjoner kan iverksettes.

3.3.3 Reservekraft

Reservekraft innebærer etablering av en reserveproduksjonskapasitet som kommer i tillegg til det ordinære energiproduksjonsapparatet. Reservekraft er et verktøy som særlig er rettet mot å håndtere eventuelle kortsiktige energiproblemer når magasininnhold og tilsig ikke synes tilfredsstillende for å komme gjennom vårknipa. Det er ment som et virkemiddel for situasjoner hvor det er stor sannsynlighet for at det ikke vil være mulig å skape balanse mellom produksjon og forbruk ved bruk av tilgjengelige markedsmessige løsninger eller de virkemidler som Statnett ellers har til rådighet.

Reservekraft gir kraftsystemet en fleksibilitet i form av en begrenset tilgang på ekstra kraftproduksjon. På generell basis kan det ikke forventes at markedets aktører selv vil etablere slik reservekapasitet, ettersom investeringer av denne typen ikke kan forventes å være bedriftsøkonomisk lønnsomme. Reservekraft som virkemiddel for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner vil kunne bidra til å ivareta samfunnets og kraftsystemets behov for å kunne ta høyde for ulike utviklinger i kraftsituasjonen. Dette virkemiddelet anses således som et supplement til markedet.

Virkemidlet er i praksis en forsikringsordning som reduserer sannsynligheten for å komme i en rasjoneringssituasjon. Dersom det ikke er mulig å skape balanse mellom produksjon og forbruk, vil myndighetene måtte vurdere å iverksette rasjonering. Rasjonering kan bare iverksettes etter vedtak fra Olje- og Energidepartementet. Slikt rasjoneringsvedtak kan kun treffes når det foreligger ekstraordinære forhold og for å fordele knappe energiressurser slik at liv, helse og vitale samfunnsinteresser sikres. Reservekraft kan bli benyttet for å forhindre at vi kommer i en slik tvangssituasjon.

Det er ikke formålet med reservekraft at slik produksjon skal sikre energibalansen på lang sikt. Dette reflekteres ved at reservekraftanlegg kun kan idriftssettes etter ytterligere godkjenning i form av enkeltvedtak fra NVE. Konsesjon/tillatelse innvilget på grunnlag av denne søknaden vil således ikke være tilstrekkelig for bruk av reservekraft. Det vises til beskrivelsen av myndighetsgodkjenninger under kapittel 3.5. I tillegg reflekteres dette ved at all bruk av reservekraft skal være restriktiv og at de samfunnsøkonomisk mest gunstige tiltak skal settes i verk først.

Selv om reservekraft er svært kostbart sammenlignet med andre virkemidler som står til Statnetts rådighet, er det samfunnsøkonomisk rasjonelt med en viss rerservekapasitet. Kostnadene må sees i forhold til nytteverdien, som har to hovedkomponenter:

- **Redusert rasjonering:** Når det oppstår en svært anstrengt kraftsituasjon vil bruk av reservekraft redusere eller eliminere behovet for rasjonering. Dette er den primære, direkte nytten av reservekraft. Verdien av redusert rasjonering kan bare høstes når man alternativt måtte ha rasjonert forbruk for å unngå sammenbrudd i forsyningen. Dersom kraftverket settes i drift avhenger nytteverdien av hvor anstrengt kraftsituasjonen faktisk blir.

- **Forsikringsverdi:** Siden reservekraft kan redusere forventet omfang av rasjonering vil reservekraft også permanent redusere sannsynligheten for rasjonering. Dette gir en trygghet for at omfattende svikt i tilsig ikke vil medføre store problemer for samfunnet. Med lavere sannsynlighet for rasjonering kan samfunnet spare private kostnader til forsikring og beredskap, unngå andre og på lengre sikt mer kostbare tiltak fra aktører og myndigheter samt bevare tilliten til hovedlinjene i dagens regulering av sektoren. På ethvert tidspunkt er det en viss sannsynlighet for at rasjonering blir nødvendig i løpet av den kommende vintersesongen. Tilgangen på reservekraft reduserer denne sannsynligheten. Verdien av redusert sannsynlighet realiseres hvert år uavhengig av om reservekraft tas i bruk eller ikke, og kan noe upresist kalles forsikringsverdien.

3.4 Når er kraftsituasjonen svært anstrengt – kriterier for bruk av reservekraft

Bruk av reservekraft krever at det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon – og at NVE gjennom enkeltvedtak har gitt tillatelse til å ta virkemiddelet i bruk.

Det avgjørende kriteriet for å fastslå om det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon, er sannsynlighet for rasjonering. Bakgrunnen for dette er at reservekraft skal brukes som virkemiddel for å redusere sannsynlighet for rasjonering. Sannsynligheten for rasjonering må som en veiledende grenseverdi vurderes til høyere enn 50 % før reservekraftanlegg kan tas i bruk. Sannsynligheten for rasjonering avhenger hovedsakelig av magasinfylling og forventninger til utviklingen i import, forbruk og tilsig. Det vil også bli tatt hensyn til om volumet som eventuelt settes inn vil være så stort at det medfører endring i utnyttelse av importkapasitet til det aktuelle området. Ut fra disse retningslinjene vil en måtte foreta en konkret skjønnsmessig vurdering.

Utformingen av kriteriet for når det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon har tatt utgangspunkt i at bruken av reservekraftanlegget på en effektiv og restriktiv måte skal begrenses. Det har i denne forbindelse vært vurdert å benytte vurderinger som ikke åpner for skjønn. Dette er forkastet. Hovedårsaken har vært at vurderinger som ikke er knyttet til kraftsituasjonen har vært antatt å føre til hyppigere og mer langvarig bruk av reservekraft fordi kriterier knyttet til pris og/eller magasinfylling kan få en

tendens til å påvirke markedstilpasningen. Videre er det antatt at slike kriterier medfører større risiko for beslutning om idriftsettelse.

Det vil ikke være noen automatikk i at reservekraftproduksjon igangsettes straks sannsynligheten for rasjonering vurderes over 50 %. Bruk av reservekraft er først aktuelt når situasjonen vurderes slik at ordinære virkemidler, eventuelt supplert med innløsning av energiopsjoner, ikke vil avhjelpe situasjonen tilstrekkelig og at sannsynligheten for rasjonering fortsatt vurderes over 50 %. Dette betyr at det må kunne forutsettes at prisområder skal kunne innføres som et innledende tiltak i et knapphetsområde før reservekraftproduksjon igangsettes.

Det understrekes at høye kraftpriser ikke anses som et kriterium for å iverksette reservekraftproduksjon og heller ikke et kriterium for å opprettholde bruk av reservekraftproduksjon dersom sannsynligheten for rasjonering reduseres til under det kritiske nivå.

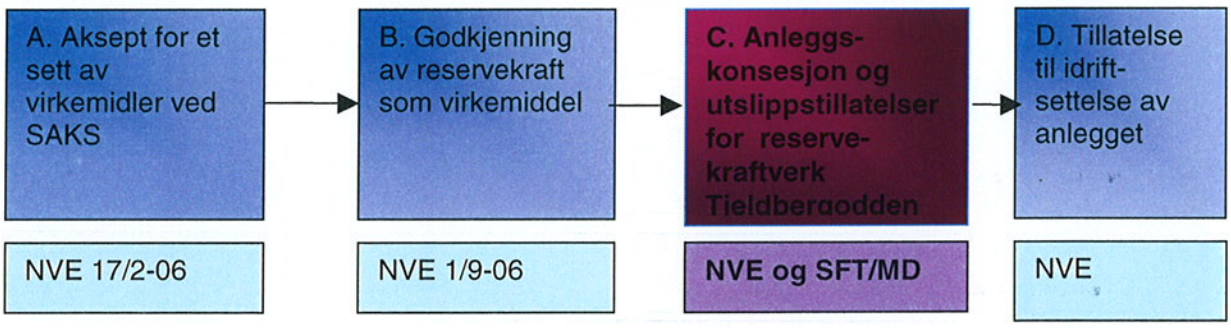
Det understrekes at Statnett ikke vil ha noen økonomisk interesse i at reservekraftanlegget eventuelt idriftsettes og/eller lengden på brukstiden. Statnetts inntekter fastsettes av NVE gjennom en inntektsramme. Kostnadene til reservekraftverk er forutsatt dekket gjennom denne inntektsrammen. Det legges videre til grunn at inntekten ikke vil variere med bruken av anlegget, og det forventes ikke at Statnett vil ha inntekt som overstiger kostnadene ved idriftsettelse av reservekraftanlegget.

3.5 Myndighetsgodkjenninger av reservekraft som virkemiddel

For å kunne ta i bruk reservekraft som virkemiddel for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, kreves grovt sett to typer myndighetsgodkjenninger:

- Godkjenninger knyttet til reservekraft som virkemiddel og tiltak
- Konsesjon/tillatelse knyttet til konkrete reservekraftanlegg.

Søknad om anleggskonsesjon etter energiloven og søknad om tillatelser etter forurensningsloven for et reservekraftanlegg på Tjeldbergodden dekkes av dette dokumentet, jf tredje boks i Figur 2.



Figur 2 Oversikt over nødvendige sentrale myndighetsgodkjenninger og

ansvarlig myndighet for etablering og bruk av reservekraftverk i en svært anstrengt kraftsituasjon

Som figuren over viser har det i forkant av denne søknaden pågått et utrednings- og søknadsarbeid for å få godkjent reservekraft som virkemiddel og tiltak. Slike godkjenninger gis av NVE. En søknadsprosess i fire trinn benyttes, hvorav de to første allerede er gjennomført, jf Figur 2.

- Første trinn : På grunnlag av søknad av 12. desember 2005 om aksept for videreutvikling av virkemidler og kriterier for håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner, ga NVE i brev av 17. februar 2006 sin tilslutning til at Statnetts portefølje av virkemidler ble utvidet med blant annet reserverkraft.
- Andre trinn: Detaljering av blant annet reservekraft som virkemiddel og en konkret søknad om godkjenning av en reservekraftordning ble utarbeidet og sendt til NVE 16. mai 2006. Godkjenning ble gitt av NVE 1. september 2006.
- Det tredje trinnet er denne søknaden, som skal behandles av SFT, Miljøverndepartementet og NVE. SFT behandler og avgjør søknad om utslippstillatelse etter forurensingsloven § 11 første ledd. I tillegg gir SFT innstilling til tilknytning til søknad om utslipp av klimagasser etter forurensingsloven § 11 annet ledd, jf klimakvoteloven § 4, jf § 3a. Slik søknad avgjøres av Miljøverndepartementet. NVE behandler og avgjør søknad om anleggskonsesjon.
- Det fjerde trinnet vil være en søknad til NVE om idriftsettelse av reservekraftanlegg når kraftsituasjonen tilsier det (se også omtale under kapittel 2.3.3).

Dette innebærer at NVE har godkjent at reservekraft bør etableres som et virkemiddel, men at det ikke vil bli gitt godkjenning fra NVEs side til idriftsettelse av reservekraftanlegg før en konkret situasjon foreligger. Det er en forutsetning for at en slik godkjenning kan gis fra NVE at det fastslås at det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon. Videre er det en forutsetning for at en slik godkjenning kan gis at andre nødvendige myndighetsgodkjenninger knyttet til selve reservekraftanlegget foreligger, jf kapittel 2.

4. LOKALISERING OG TEKNISK BESKRIVELSE

4.1 Lokalisering

Reservekraftanlegget planlegges lokalisert til Statoils industriområde på Tjeldbergodden i Aure kommune. Figur 3 viser hvor Tjeldbergodden er lokalisert. Figur 4 og vedlegg 1 viser planlagt lokalisering av reservekraftanlegget på industriområdet.

Bakgrunnen for valg av Tjeldbergodden for lokalisering av et reservekraftanlegg er:

- Tjeldbergodden er en gunstig plassering i forhold til kraftsituasjonen Statnett forventer i Midt-Norge de neste 4-5 årene.
- Tidsaspektet er vesentlig. Situasjonen i Midt-Norge blir spesiell allerede vinteren 2007/2008, hvilket har gjort det naturlig å benytte en lokalisering hvor tomt og infrastruktur allerede i stor grad er etablert.
- Naturgass er tilgjengelig fra gassterminalen (Haltenpipe).
- Det er tilgjengelig opparbeidet tomt med nødvendig infrastruktur innenfor området som er regulert til industriformål.
- Der er et eksisterende høyspentnett med tilstrekkelig kapasitet til å føre kraften ut av området.

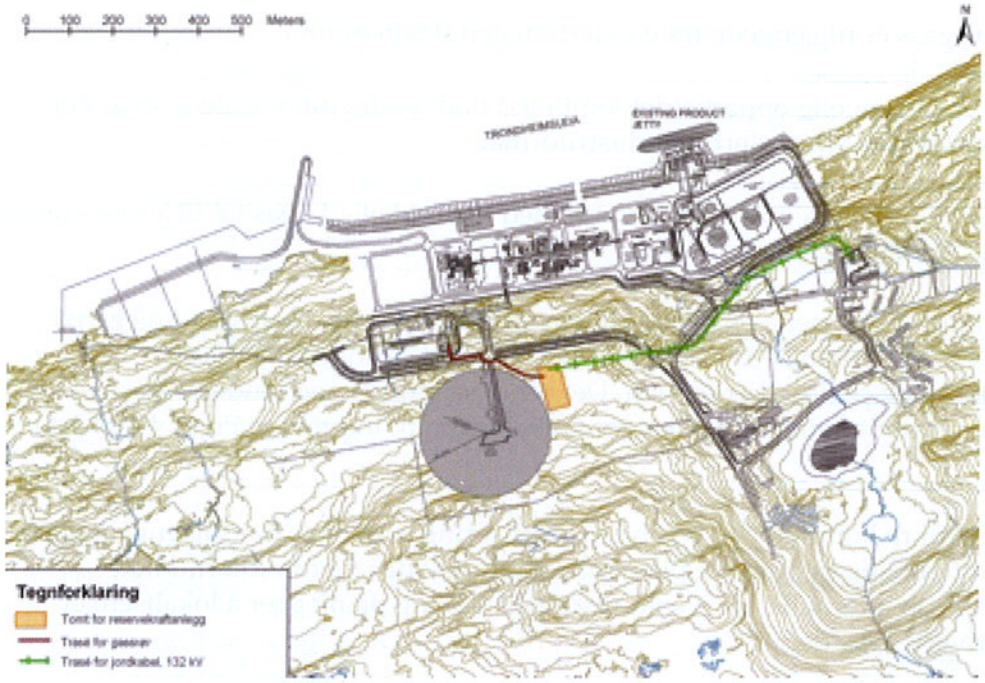
Som oppfølging av planene om etablering av et mobilt kraftproduksjonsanlegg på Tjeldbergodden vinteren 2003 – 2004, ble det klargjort en tomt for mobilt reservekraftanlegg på Tjeldbergodden. Det ble også bygget nødvendig infrastruktur (veg, gassrør, vannledning og 132 kV-jordkabel) fram til tomten, se Figur 4 og kart i vedlegg 1.

Nyhamna i Aukra kommune er en annen lokalisering som både har tilgjengelig gass og en relativt gunstig nettmessig plassering. Statnett oppfatter imidlertid ikke Nyhamna som et alternativ, men som et supplement og planlegger å lokalisere et reservekraftverk også der.

Andre mulige lokaliseringsalternativer i Midt-Norge mangler tilgjengelighet for gass som brensel og er ikke vurdert som hensiktsmessige på kort sikt.



Figur 3 Oversiktskart. Tjeldbergodden ligger i Aure kommune i Møre og Romsdal.



Figur 4 Detaljkart. Kartet viser lokalisering av planlagt reservekraftanlegg inne på industriområdet på Tjeldbergodden. Grå sirkelrund flate viser sikkerhetssonen med radius 150 m rundt fakkelen.

Etablering av et reservekraftanlegg vil, etter Statnetts vurdering, ikke påvirke muligheten for etablering av konvensjonelle gasskraftverk i Midt Norge. Det vil være politiske vurderinger og lønnsomhetsberegninger som i første rekke vil være avgjørende for slik etablering.

4.2 Brensel

4.2.1 Generelt om bruk av biobrensel for reservekraftanlegg,

Statnett er positive til mulig bruk av biobrensel på sikt ved lokaliteter som egner seg for dette. Under planleggingen av reservekraftanlegg vurderer derfor Statnett også biobrensel som alternativ til naturgass på litt lengre sikt.

Basert på den leveringskontrakt Statnett har inngått, legger Statnett til grunn at det heller ikke for andre lokaliteter enn Tjeldbergodden vil være utstyrsmessige hindringer for etablering av biofyrte reservekraftanlegg. Det er teknisk mulig å sikre at anlegg også kan benytte biobrensel. Statnett vil i sitt videre arbeid søke å sikre denne muligheten.

Statnett vil også arbeide i forhold til de to viktigste faktorene som vil være vesentlige for beslutninger om bruk av biobrensel.

Den vesentligste faktoren er at det må etableres en nasjonal infrastruktur og markedssituasjon for biobrensel som sikrer de spesielle krav til brenselstilgang et reservekraftanlegg vil ha. Bruk av biobrensel i reservekraftanlegg fordrer levering av svært store mengder brensel på kort varsel, men uten at det er mulig på forhånd å angi hvor kort varsel for leveranser som kan være aktuelt eller hyppighet av leveranser. Det vil heller ikke være mulig å angi på forhånd hvor lang leveranser skal foregå siden dette vil avhenge av utviklingen i en eventuell svært anstrengt kraftsituasjon. Det anses i dag svært krevende å forplikte en bestilling på brensel før det er overveiende sannsynlig at anleggene vil bli benyttet.

I tillegg må utstyrsleverandørene kunne gi de nødvendige driftsgarantier før det anses forsvarlig å basere reservekraftproduksjon på biobrensel. Det vurderes som avgjørende at reservekraftanlegg, som eventuelt skal idriftsettes ved en svært anstrengt kraftsituasjon, har en svært høy driftssikkerhet. Dette vil være nødvendig for å gjøre reservekraftanlegget til et effektivt og treffsikkert virkemiddel for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. Slike garantier har det foreløpig vist seg vanskelig å få etablert for den type anlegg Statnett har behov for.

Det utelukkes ikke at markedessituasjonen for biobrensel i Norge endrer seg , ved for eksempel en vesentlig økning av forbruket i transportsektoren. I en slik situasjon antas det at man vil være avhengig av at lokalisering av reservekraftanlegg er slik at selve logistikkoperasjonen og den lokale infrastrukturen er samordnet med distribusjonsknutepunkter som forsyner et større marked for å kunne begrense de miljømessige virkninger av transport.

4.2.2 Bruk av biobrensel på Tjeldbergodden

Statnett har vurdert bruk av biobrensel for reservekraftanlegget på Tjeldbergodden. Bruk av biobrensel er ikke aktuelt på Tjeldbergodden ut fra dagens situasjon. Reservekraftanlegget som omfattes av denne søknaden planlegges derfor fyrt med naturgass fra Haltenbanken. I tillegg til Statnetts generelle vurderinger knyttet til bruk av biodiesel for reservekraftanlegg, gjør følgende forhold dette uaktuelt på Tjeldbergodden:

- Tomt på Tjeldbergodden er klargjort for etablering av reservekraftverk basert på gassfyring, noe som muliggjør leveranse og klargjøring for idriftsettelse innen 1. januar 2008. Det ansees sentralt at reservekraftverket er i beredskap allerede fra dette tidspunktet. Midt-Norges forsyningssikkerhet for strøm blir dårligere enn for landet som helhet allerede fra vinteren 2007/2008.

- Bruk av biobrensel ville innebære at det skulle tilføres svært store mengder drivstoff inn på et område hvor det allerede er etablert annen virksomhet. I forhold til denne eksisterende virksomheten på Tjeldbergodden har foreløpige sikkerhetsmessige vurderinger gjort at bruk av biobrensel ikke er mulig å få til på en tilfredsstillende måte. Bruk av flytende brensel vurderes å øke risikoen for akuttutslipp og lekkasjer, gi økt kjemikalieksponering samt en endring av sikkerhetsbildet på Tjeldbergodden ved tilførsel av drivstoff over kai og transport gjennom prosessområdet. Det vurderes også slik at lasteoperasjoner vil kunne komme i konflikt med eksisterende havneoperasjoner. Dette innebærer at reservekraftanlegget på Tjeldbergodden industriområde vil fyres med naturgass i henhold til avtale med Statoil, som eier virksomheten på Tjeldbergodden. Statnett vil arbeide for å avklare om det er mulig å løse disse sikkerhetsmessige utfordringene på lengre sikt.

De 7 modulene som skal leveres til reservekraftanlegget på Tjeldbergodden fabrikkeres for dual fuel. Det betyr at gassturbinene kan benytte både naturgass og standard diesel. Det vil si at det i fremtiden trolig også vil være mulig å drifte dem med bruk av biobrensel. Statnett vil arbeide med leverandøren for å få avklart nødvendig kvalitet på biobrensel som eventuelt skal benyttes i gassturbinene.

4.2.3 Gassforsyning på Tjeldbergodden

Det er etablert en gassrørledning fra eksisterende mottaksterminal , Haltenpipeterminalen, til kraftverket, se kart i Figur 4 og vedlegg 1.

Gassen hentes fra Heidrunfeltet og Norne feltet. Det er gass tilgjengelig og nødvendig kapasitet i ilandføringsrørledning og på mottaksterminalen. Kapasiteten i røret fram til tomt for reservekraftverk er tilpasset behovet på ca 44 000 Sm^3 naturgass i timen. I tilknytning til mottaksterminalen er det etablert utstyr for trykkreduksjon, gassmengdemåler og shut down system.



Figur 5 Oversiktsfoto Tjeldbergodden. Tomt for et reservekraftanlegg er vist med rød avgrensing. Trase for eksisterende høyspentkabel er vist med grønn strek og trase for eksisterende gassrørledning er vist med blå strek. Foto: Statoil Foto

4.3 Reservekraftanlegget

Reservekraftanlegget er ikke et ordinært gasskraftverk som skal produsere energi kontinuerlig over mange år, men et anlegg som skal fungere som en forsikring dersom det skulle oppstå en situasjon som kan medføre fare for rasjonering. Dette betyr at det er mest sannsynlig at anlegget ikke blir satt i drift i det hele tatt. Dersom det blir satt i drift, legges det til grunn at anlegget maksimalt vil være i drift i en fem måneders periode i løpet av et år. Det er videre en målsetting at anlegget på Tjeldbergodden enkelt skal kunne flyttes dersom det skulle oppstå en svært anstrengt kraftsituasjon i andre regioner eller områder. På forhånd er det ikke mulig å si hvor aktuelt flytting blir. Et slikt mobilt reservekraftanlegg vil måtte ha andre og enklere tekniske løsninger enn et konvensjonelt gasskraftverk. Anlegget må være tilgjengelig som ferdige moduler. Det er svært begrenset utvalg av slike anlegg tilgjengelig i markedet.

En viktig forskjell fra alminnelige gasskraftverk (CCGT) er at de tilgjengelige mobile anleggene består av kun gassturbiner og ikke en kombinasjon av gass- og dampturbiner. Anlegg som inkluderer dampturbiner vil ikke kunne flyttes mellom ulike lokaliteter etter behov. Dette medfører at virkningsgraden blir vesentlig lavere for slike mobile anlegg enn for de kombinerte gasskraftverkene. Virkningsgraden i Statnetts valgte anlegg for Tjeldbergodden er om lag 36 % mot 58 - 60 % i alminnelige gasskraftverk (CCGT).

Reservekraftanlegget på Tjeldbergodden vil bestå av 7 produksjonsmoduler av typen MobilePack fra Pratt & Whitney. Hver modul består av gassturbin og generator med en beregnet netto effekt på 22,65 MW ut av generatorene, slik at samlet installert effekt vil være 158,55 MW. Merkeeffekten på generatorene kan være opp til 22,8 MW. Generatorenes klemmespenning er ca 11,5 kV.

Anlegget vil imidlertid få et kontrollsystem med temperatursetting for brennkammeret slik at samlet energiproduksjon ikke på noe tidspunkt vil overstige 150 MW.

Aggregatene er luftkjølte og det kreves derfor ikke tilførsel av kjølevann ved ordinær drift. Statnett ønsker imidlertid å iverksette tiltak for å redusere NOx-dannelsen fra anlegget. Dette kan oppnås ved å tilføre forbrenningsprosessen demineralisert ferskvann som reduserer forbrenningstemperaturen og dermed NOx-dannelsen, se også kapittel 5.4. Det er lagt vannledning fram til tomten med nødvendig kapasitet. Det vil i tillegg bygges et demineraliseringsanlegg ved reservekraftverket.

Turbiner og generatorsett er pakket i containere som forholdsvis enkelt kan fraktes med skip rundt i verden. Utstyret vil ved ankomst raskt kunne installeres for kraftproduksjon. Et eksempel på et mobilt kraftproduksjonsanlegg er vist i Figur 6.



Figur 6 Bildet viser en trailer med turbin og generator på vei inn i et russisk transportfly.

4.4 Nettilknytning

Generatorene kobles opp mot planlagte transformatorer via kabler. Transformatorløsningen vil bli valgt med utgangspunkt i tilgjengelig transformatorutstyr med en total ytelse på 160 MVA og transformering fra 11,5 kV til

132 kV spenningsnivå. Det vil bli bygget en oppsamlingsordning for trafoolje som kan romme hele volumet ved en eventuell lekkasje.

Reservekraftanlegget vil bli koblet til regionalnettet i Tjeldbergodden transformatorstasjon. Det er tidligere lagt 132 kV-jordkabel fra tomten og bort til transformatorstasjonen, en strekning på ca 800 m. Kabelen er ennå ikke koblet til regionalnettet.

Fra transformatorstasjonen går det en 132 kV-ledning via Gylthalsen transformatorstasjon til Trollheim kraftstasjon. Ledningen eies av Nord-Møre Energi AS (NEAS). Istad Nett som områdekonsesjonær har gjort beregninger av nettkapasiteten ut fra Tjeldbergodden (Istad Nett okt. 2006). Utredningen konkluderer med at det ved tunglast og full produksjon ved øvrige kraftverk i området er mulig å mate inn ca 95 MW på Tjeldbergodden. Oppsplitting av nettet vil kunne gi økt utnyttelse av 132 kV-nettet ut fra området og dermed kan innmatingskapasiteten på Tjeldbergodden økes til 150 – 190 MW. Deling av nettet vil gi redusert leveringspålitelighet, men det legges til grunn at dette er akseptabelt i en kritisk forsyningssituasjon. Statnett har etablert samarbeid med Istad Nett og NEAS for å sikre en effektiv håndtering av nettmessige spørsmål.

En effektbryter vil bli koblet til kabelen innenfor inngjerdet område til Tjeldbergodden transformatorstasjon. Slik vil tilknytningskabelen kunne gjøres spenningsfri uavhengig av ledningen mellom Tjeldbergodden og Gylthalsen. Kabelen vil være spenningsfri når det ikke er kraftproduksjon.

4.5 Sikkerhet

Erfaringer viser at utstyr og tekniske løsninger som blir benyttet i denne typen kraftproduksjon representerer et beskjedent risikopotensiale. Krav til sikkerhetsavstander vil bli fastsatt etter nærmere risikovurderinger og i samråd Petroleumstilsynet og Statoil Tjeldbergodden.

4.6 Drift og produksjon

Drift og vedlikehold av det modulbaserte reservekraftanlegget vil kunne bli satt bort. Det legges til grunn at anlegget vil bli drevet i en periode på maksimalt 5 måneder, i de år anlegget eventuelt er i drift.

Anlegget vil i utgangspunktet kunne drives kontinuerlig i den aktuelle perioden dersom kraftsituasjonen tilsier det. Anslått el-produksjon i 5-måneders perioden vil da være ca 500 GWh. Kortere driftstid vil være aktuelt dersom kraftsituasjonen tilsier det.

Driftsopplegget innebærer at dersom reservekraftproduksjonen først settes i gang, vil det gå en periode før den stanses igjen. På samme måte som beslutning om oppstart må knyttes til en konkret vurdering av sannsynlighet for rasjonering, må beslutning

om produksjonstans ta utgangspunkt i at faren for rasjonering blir redusert. Dette innebærer relativt sjelden start og stopp for anlegget.

I forbindelse med regelmessig vedlikehold vil det være behov for en viss testkjøring. Vi legger til grunn at det vil være snakk om opptil 2 døgns drift inntil 4 ganger pr år.

I forbindelse med overlevering av anlegget fra fabrikanten, vil det være behov for 2 døgns testdrift på hver av de 7 enhetene (sekvensielt), etterfulgt av 14 dagers kontinuerlig drift av alle enhetene samtidig.

4.7 Kostnader

Kostnadene ved resevekraftanlegget består dels av faste kostnader til avskrivninger, vedlikehold og beredskap, og dels av bruksavhengige kostnader til gass, utslippskostnader og vedlikeholdskostnader. Det legges til grunn at kraftprisen er høy når det er aktuelt å drifte anlegget og at markedsverdien av kraftproduksjonen derfor dekker variable driftskostnader. De faste, årlige kostnadene, som ikke avhenger av den faktiske bruken av anlegget, er anslått til om lag 55 millioner kroner (2007).

5. MILJØEFFEKTER

Reservekraftanlegget planlegges etablert innenfor industriområdet på Tjeldbergodden og vil ikke medføre terrenginngrep eller arealbeslag utenfor regulert område.

Anlegget vil i en ordinær driftssituasjon ikke medføre utslipp til grunnen eller direkte til vann. Den viktigste miljøeffekten av anlegget vil være knyttet til utslipp av forurensende gasser til luft og til støy fra anlegget. Men selv disse miljøeffektene vil bli svært begrensede på grunn av den lave forventede brukstiden.

Utslipp til luft er analysert av NILU (NILU 2007, se vedlegg 4). Omtalen nedenfor er basert på denne analysen.

5.1 Dagens utslipp til luft ved Tjeldbergodden

Målinger viser at luftkvaliteten på Tjeldbergodden er god. Det er imidlertid en betydelig industriell aktivitet på Tjeldbergodden, der det blant annet er utslipp av NO_x. Utslippene av NO_x kommer hovedsakelig fra metanolfabrikken, bioprotein anlegget og fra gassterminalen. Dampkjelen på metanolfabrikken har de største utslippene.

I perioden 1998 – 2002 har NOx -utslippene på Tjeldbergodden variert mellom 393 og 585 tonn/år. Statoil har tillatelse til å slippe ut 700 tonn NOx/år. På grunn av metanolfabrikkens skorsteinshøyde, vil maksimalkonsentrasjonen av NOx fra denne virksomheten opptre lenger vekk fra utslippet. Konsentrasjonen av NOx på Tjeldbergodden som skyldes utslipp fra eksisterende anlegg vil være mindre enn 10 µg/m³.

Det er ikke gjort målinger konsentrasjonen av SO_2 på Tjeldbergodden i den senere tid. Det er imidlertid målt konsentrasjoner av SO_2 på Kårvatn som døgnmiddelverdier. Disse er svært lave og den høyeste verdien er i 2004 målt til 0.45 µg/m3 og årsmiddelverdien var 0.07 µg/m3 . Konsentrasjonene av SO_2 på Tjeldbergodden vil være høyere enn dette. Dette skyldes at skipstrafikken har utslipp av SO_2. Det er imidlertid grunn til å anta at denne er lavere enn 30 µg/m3, som en maksimalverdi og at langtidsmiddelkonsentrasjonen er langt under dette, sannsynligvis langt under 1 µg/m3.

Det ble i 1998 og 1999 målt konsentrasjoner av NO_2 på to stasjoner ved Tjeldbergodden. Årsmiddelkonsentrasjonen av NO_x ($NO + NO_2$) på stasjonen med høyest verdier ble målt til 8.4 µg/m³, hvorav 7 µg/m³ var nitrogendioksid. Den maksimale timemidlede konsentrasjonen av NO_2 ble målt til 51 µg/m³. Målestasjonene var plassert nær vei og er sannsynligvis påvirket av utslipp fra biltrafikken på disse veiene. Beregninger for utslipp av NO_x fra metanolfabrikken viser at den maksimale beregnede timemiddel konsentrasjonen var mindre enn 20 µg/m³ i en avstand av 100-

1000 m fra hovedkilden. Målepunktene lå i de to mest belastede vindsektorene for denne kilden.

Bidrag til nitrøse gasser i omgivelsene fra utvidelse av metanolfabrikken og mulig nytt gasskraftverk er utredet i rapport NILU OR 36 / 2003 "Konsekvenser av utslipp til luft fra utvidelse av metanolfabrikk og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden". Maksimal belastning fra disse anleggene vil inntreffe under lett stabil sjiktning og svak vind og komme i avstand på ca 12 km fra utslippet. Samlet belastning var beregnet til å ligge nær opptil anbefalt luftkvalitetskriterium, 96 µg/m^3 i forhold til kriteriet på 100 µg/m^3. Bidrag til avsetning vil utgjøre 6 % av total avsetning før utvidelsen.

Konsentrasjonen av ozon (O_3) varierer også mye fra år til år. Dette kommer av at konsentrasjonen er dominert av langtransport av forurensninger og at transporten fra kontinentet til Norge og nordvestlandet varierer. I 2004 ble det målt timeverdier over 100 µg/m^3 ozon i 44 døgn, antall timer over 100 µg/m^3 var 444 og maksimalkonsentrasjonen ble målt 139 µg/m^3.

Noen vann i influensområdet for industrianleggene på Tjeldbergodden har relativt lave tålegrenser for forsuring. Ingen av vannene har midlertid overskredne tålegrenser ved dagens nedfall av nitrogen- og svovelforbindelser. Innen influensområdet er det også registrert store arealer av naturtyper som har lave tålegrenser for nitrogenavsetning, for eksempel nedbørmyr, fattig skog og kystlynghei. Dagens nitrogenavsetning ligger under gjeldende tålegrenser for alle vurderte vegetasjonstyper.

5.2 Utslipp til luft ved drift av reservekraftverket på Tjeldbergodden

Utslipp til luft fra gassturbiner vil i hovedsak bestå av avgasser fra forbrenning av naturgass, i første rekke NOx og CO_2.

NOx er en fellesbetegnelse for NO og NO_2. For gassturbiner er det NO- utslippet som er størst, og normalt er utslippet av NOx fra gassturbiner 10% NO_2 og 90% NO. NO reagerer imidlertid raskt med ozon i atmosfæren til NO_2. Ved å beregne konsentrasjonen av NO_x og anta at NO oksyderes til NO_2 oppnås et maksimalt estimat på NO_2 konsentrasjonen som følge av NOx utslippene.

- Utslippet av NOx i et år med 5 måneders drift av reservekraftanlegget er beregnet til 283 tonn ved 25 ppm NO_x.
- Tilsvarende maksimale utslipp av CO_2 i en driftsesong er beregnet til i underkant av 367 000 tonn.
- Med dagens gasskvalitet på Tjeldbergodden vil det ikke være utslipp av SO_2

For å oppnå dette utslippsnivået for NOx kreves tilført ca. 40.000 liter demineralisert vann i forbrenningsprosessen pr. time, noe som igjen vil gi synlig røyk som vanndamp fra anlegget.

Det vil i tillegg være små utslipp av uforbrent naturgass, hovedsakelig etan og metan, som følge av lufting av brenngass ved start og stopp av anlegget og som følge av mulige lekkasjer i ventiler etc.

Innholdet av tungmetaller i den aktuelle gassen er svært lavt. Det vil derfor bli marginale utslipp av slike forbindelser fra kraftverket. Det legges til grunn at utslippene av partikler vil være under 5 mg/Nm^3 som tilsvarer BAT (Best Available Technology) for store gassfyrte forbrenningsanlegg.

5.3 CO_2

5.3.1 Utslipp av CO_2 og norske forpliktelser

CO_2-utslipp gir ikke lokale eller regionale miljøvirkninger, men vil bidra til de globale klimagasskonsentrasjonene.

Heidrungassen innholder ca. 86 % metangass, 12 % tyngre hydrokarbonforbindelser og 2 % andre komponenter (hovedsakelig CO_2). Med en effektbegrensning på 150 MW vil utslippet av CO_2 være 102 000 kg/time.

Med en antatt maksimal driftstid for anlegget på 3600 timer i løpet av en 5 måneders periode vil det maksimalt kunne bli sluppet ut ca. 0,37 mill. tonn CO_2 i løpet av en driftssesong. Dersom en legger til grunn at reservekraftanlegget idriftsettes en gang hvert 20 år, vil gjennomsnittlig maksimale årlige utslipp være mindre enn 0,02 mill tonn.

Norges utslipp av klimagasser i 2005 var ca. 54,25 mill.tonn CO_2-ekvivalenter (ref. SSB). Sammenlignet med dette nivået vil reservekraftverket maksimalt bidra til en økning av norske klimagassutslipp med ca. 0,7 % i et år anlegget eventuelt er i drift. Dersom gjennomsnittsutslippet over anleggets levetid legges til grunn, blir bidraget vesentlig mindre.

Kyotoavtalen forplikter Norge til å begrense sine klimagassutslipp til 1 % økning i forhold til 1990-nivå i perioden 2008-2012. Tallene for 2005 tilsier at Norge ligger ca. 1 % over 1990-nivået.

5.3.2 Avbøtende tiltak CO_2

Håndtering av CO_2 i avgassen fra gassturbiner krever et fangstanlegg, et komprimeringsanlegg, transportsystem og mottaksanlegg for CO_2, for eksempel i tilknytning til et oljefelt.

Det er flere grunner til at Statnett vurderer et slikt anlegg som helt uaktuelt i tilknytning til et reservekraftverk. De viktigste grunnene er:

- Høye kostnader i forhold til innsparte CO_2-utslipp;

Investerings- og driftskostnadene ved et slikt anlegg vil bli svært høye i forhold til gevinsten man kan oppnå i form av innsparte CO_2-utslipp, langt høyere enn andre klimatiltak både innenfor energisektoren og andre sektorer i samfunnet.

- Små og uforutsigbare volumer av CO_2:

  CO_2-dannelsen fra et reservekraftanlegg vil være liten og uforutsigbar både når det gjelder volumer og tidspunkt. Dette vil gjøre det vanskelig å få avtaler om videresalg av CO_2-gassen. Det er ikke grunn til å tro at en mottager som for eksempel en oljeprodusent vil gjennomføre investeringer i mottaks- og injeksjonsløsninger basert på CO_2 leveranse fra et reservekraftverk som vil være uforutsigbar og for det meste helt fraværende.

  Etableringstiden for et CO_2-håndteringsanlegg vil uansett være lang, trolig minst 3 år fra investeringsbeslutning til ferdig anlegg. Et anlegg for deponering og/eller bruk av CO_2 i forbindelse med et reservekraftverk er derfor uaktuelt uten at det kan sees i sammenheng med CO_2-fangst fra en større og mer forutsigbar CO_2-produsent på samme sted som reservekraftverket.

5.3.3 Beregning av klimagassutslipp - Internkontrollsystem

Klimakvoteforskriften stiller krav om utslippsrapportering, angir krav til beregningsmetoder for klimagassutslipp og stiller krav til innhold i og dokumentasjon av internkontrollsystem.

Statoil har i dag kvotepliktige klimagassutslipp på Tjeldbergodden, bl.a. fra metanolfabrikken. Statoil har beregnet en spesifikk utslippsfaktor for gassen som benyttes i anleggene på Tjeldbergodden. Denne faktoren er i rapport til SFT om kvotepliktige utslipp i 2005, oppgitt til å være 2,741 tonn CO_2/tonn naturgass. Faktoren blir beregnet hver måned. Til sammenligning oppgir klimakvoteforskriften standard utslippsfaktor for naturgass til 2,75 tonn CO_2/tonn naturgass, eller 2,34 tonn CO_2/1000 Sm^3 naturgass. Avviket fra standard faktor er altså minimalt. Det vil være naturlig å benytte samme utslippsfaktor ved beregning av CO_2 utslippene fra reservekraftanlegget som fra de andre anleggene på Tjeldbergodden.

Gassvolumene som vil bli benyttet i reservekraftanlegget vil bli målt i egen gassmåler. Usikkerhet i målingene vil bli beregnet og oppgave over dette vil bli oversendt SFT.

Både bygging og drift av reservekraftanlegget på Tjeldbergodden vil følge Statoils internkontrollsystem på stedet.

Tabellen under viser hvilke elementer som normalt inngår i et miljøstyringssystem og et internkontrollsystem (iht. ISO 14001 og IK-forskriften) og som er relevante for klimagassutslipp. En overordnet beskrivelse er gitt for hvordan elementene skal etterleves.

Tabell 5 Hovedpunkter i et internkontrollsystem for reservekraftanlegget på Tjeldbergodden knyttet til utslippet til luft

Krav-områder	Klimagassrelevante forhold
Oppfølging av lover og regler	Prosedyrer for oppfølging av lovverket som inkluderer oppfølging av norsk klimagasslovgivning.
Miljømål	Mål og program for å opprettholde en effektiv energiproduksjon for å minimere klimagassutslipp per produsert energienhet innenfor de gitte tekniske rammer.
Ansvar	Ansvarlig(e) person(er) utpekes for forhold som angår klimagassutslipp (beregninger, rapportering, kvoter –prosedyrer og gjennomføring).
Kompetanse	Kompetanseoversikt og krav som sikrer at de med ansvar for klimagassrelevante aktiviteter har den nødvendige kompetanse.
Kommunikasjon	Kommunisere klimagassutslipp internt samt gjennom rapportering til SFT.
Oppfølging	Følge opp gassforbruk (og derigjennom klimagassutslipp) i forhold til levert kraft.
Vurdering i forhold til krav	Følge opp klimagassutslipp i forhold til tildelte kvoter.
Avvik	Et avvikssystem vil inkludere overtredelse av eventuelle krav til klimagassutslipp.
Revisjoner	Revisjonsprosedyrer vil inkludere gjennomgang prosedyrer og rutiner knyttet til klimagassutslipp.

5.4 NOx

5.4.1 NOx - utslippene

NOx er, i tillegg til CO_2, den andre viktige utslippskomponenten ved forbrenning av naturgass. NOx bidrar til forsuring via nedbør og kan i høye konsentrasjoner i luft gi helseskader. I forbindelse med denne søknaden er det gjort spredningsberegninger og vurderinger av mulige helsevirkninger av økte NOx-konsentrasjoner som følge av det planlagte anlegget. Det er i tillegg gjort vurderinger av avsetning av nitrogen og mulige forsuringsvirkninger og overgjødslingseffekter i berørte områder omkring kraftanlegget. Vurderingene er utført av Norsk institutt for luftforurensning (NILU, febr.2007).

Det er fra leverandøren gitt garantert maks 176 ppm (parts pr million) NOx i røykgassen. Dette er relativt høyt sammenlignet med de konsentrasjonene som har vært aktuelle i tidligere planlagte permanente gasskraftverk. For å redusere NOx-konsentrasjonen i avgassen fra denne typen turbiner, kreves tilført demineralisert ferskvann i relativt store volum. Tilførsel av vann vil redusere forbrenningstemperaturen i gassturbinen, noe som igjen vil redusere dannelsen av NOx.

Det trengs ca 40 000 liter demineralisert vann per time for å redusere NOx-konsentrasjonen i røykgassen fra 176 ppm til et nivå på 25 ppm. 25 ppm tilsvarer kravene i EUs LCP-direktiv, se omtale under kapittel 5.4.2 om krav til luftkvalitet.

I det videre vurderes utslipp og spredning av NOx basert på en konsentrasjon på 25 ppm i avgassen. Dette legges til grunn ved søknad om utslippstillatelse. I tillegg omtales konsentrasjoner ved 176 ppm NOx i avgassen som er det nivået en kan

oppnå uten tilførsel av vann.

Ved en konsentrasjon på 25 ppm NOx i røykgassen er utslippet fra anlegget beregnet til 78 kg/time eller totalt 281 tonn for en 5 måneders driftsperiode. I middel for en 20 års periode gir dette et årlig NOx utslipp på 14 tonn. Ved en konsentrasjon på 176 ppm ville utslippene av NOx blitt 518 kg/time, og totalt for en fem måneders periode med full drift 1 877 tonn.

5.4.2 Norske forpliktelser

De norske NOx - utslippene var i 2005 på 215 800 tonn, og har ligget over 200 000 tonn årlig siden begynnelsen av1980-tallet. Norge har forpliktet seg til å redusere de årlige NOx -utslipp til 156 000 tonn innen 2010. I forhold til dette nivået vil utslippene fra det planlagte reservekraftverket representere en økning på mindre enn 0,2 % i et år anlegget eventuelt er i drift i 5 måneder. Dersom gjennomsnittsutslippet over anleggets levetid legges til grunn, blir bidraget vesentlig mindre.

5.4.3 Krav til luftkvalitet

Forskrift om lokal luftkvalitet angir 200 µg/m³ (timemiddel) som øvre tillatte grense for NO_2 -konsentrasjon i luft. Denne grensen kan i henhold til forskriften overskrides inntil 18 ganger pr kalenderår. SFT har også utarbeidet egne anbefalte luftkvalitetskriterier som er retningsgivende. Anbefalt grenseverdi for timemidlet NO_2 -konsentrasjon i luft er i henhold til disse 100 µg/m³.

For anlegg som bare skal være i drift i noen måneder er det den maksimale timemiddelkonsentrasjonen som er mest kritisk for vurdering av luftkvaliteten. Langtidsmiddelverdien for NO_2 vil ved drift i mindre enn ett år være betydelig lavere enn grenseverdiene når kravet til den maksimale timemiddelverdien er oppfylt.

Ved myndighetenes vurdering av nye utslipp benyttes også noen viktige EU-direktiv som retningsgivende:

- LCP-direktivet (direktiv 2001/80/EC for store forbrenningsanlegg).
- IPPC-direktivet (direktiv 96/61/EC som gjelder forebygging og begrensning av forurensning), med tilhørende utdypende dokumenter for store forbrenningsanlegg (BREF=Reference Document on Best Available Techniques)

I henhold til LCP-direktivet skal konsentrasjonen av NOx i røykgassen fra gassturbiner, med naturgass som brensel, ikke overskride 50 mg/ Nm³ (tilsvarer ca. 25 ppm i røykgassen). Oppsummert tilsier BREF-dokumentet for store forbrenningsanlegg at utslippskonsentrasjoner i området 20 –50 mg/m³ for nye anlegg og 20-90 mg/m³ for eksisterende anlegg er å anse som BAT.

I den videre drøfting og vurdering av resultatene fra utførte spredningsberegninger sammenlignes de beregnede verdiene med verdiene i forskrift om lokal luftkvalitet og SFTs retningslinjer.

5.4.4 Spredningsberegninger

Det er foretatt spredningsberegninger for to nivåer NOx i avgassen, 25 ppm og 176 ppm. En NOx mengde på 25 ppm i avgassen oppnås ved tilførsel av vann til forbrenningskammeret, mens 176 ppm NOx er fabrikkgarantert verdi uten tiltak.

Det er gjort spredningsberegninger for utslipp fra 7 mobile strømproduserende enheter. Enhetene vil bli satt opp ved siden av hverandre og har separate skorsteiner. Avstanden mellom skorsteinene vil bli ca 15 m. De 7 enhetene vil bli plassert i nærheten av fakkelen.

Plassering av reservekraftanlegget nær fakkelen er en av de mest gunstige plasseringene i forhold til utslipp til luft. Dette fordi det ikke er store strukturer i nærheten som danner turbulens.

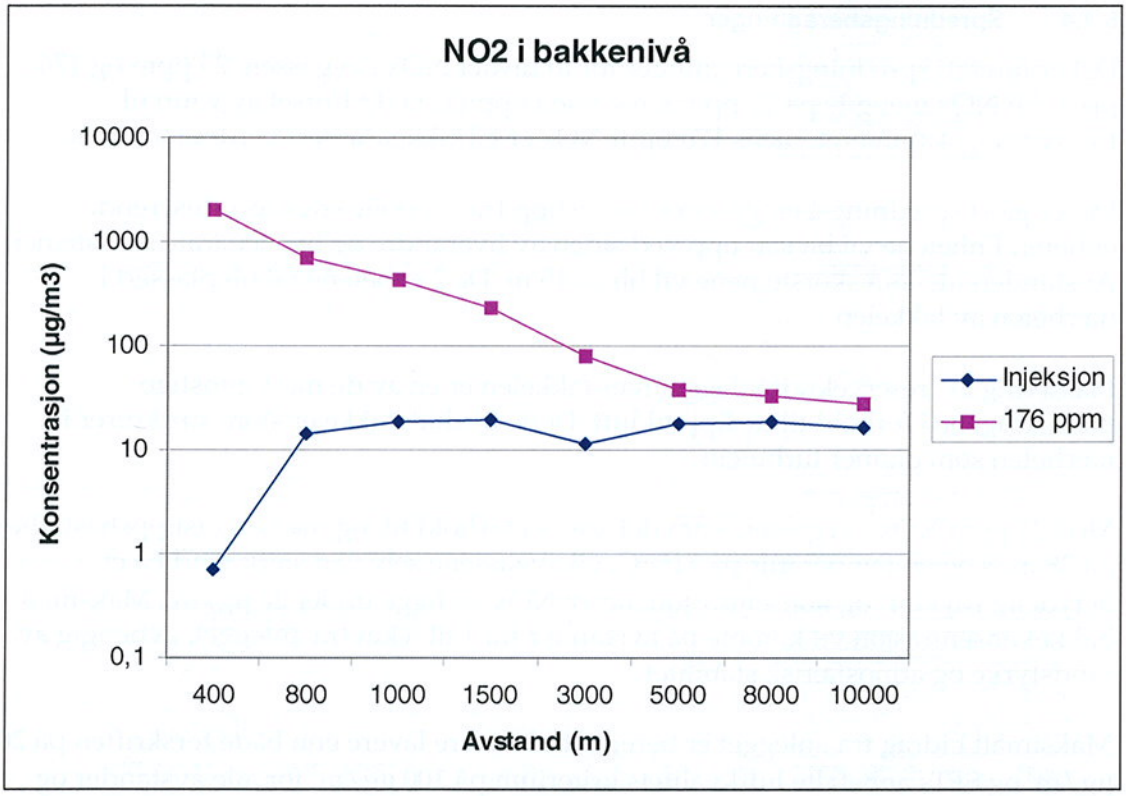
Med 25 ppm NOx i avgassen, som det søkes i forhold til, og med en utslippshastighet på 38 m/s og en temperatur på 515 °C, vil avgassene selv ved sterk vind ha et betydelig røykløft og konsentrasjonene av NOx vil ligge under 20 $\mu g/m^3$. Maksimal bakkekonsentrasjon vil komme på avstander fra 1 til 5 km fra anlegget, avhengig av vindstyrke og atmosfærisk stabilitet.

Maksimalt bidrag fra anlegget er beregnet til å være lavere enn både forskriften på 200 $\mu g/m^3$ og SFTs anbefalte luftkvalitets kriterium på 100 $\mu g/m^3$ for alle avstander og vindstyrker.

Konsentrasjonen vil kunne variere noe som følge av hvordan de mobile enhetene blir plassert i forhold til hverandre. Turbinene bør plasseres slik at turbinrekken ligger på tvers av hoved vindretningen. Konsentrasjonsnivåene som funksjon av avstand er vist i Figur 7.

Med en NOx mengde på 176 ppm viser beregningene at med en utslippshastighet på 22 m/s og en temperatur på 515 °C, vil avgassene ved svak til moderat vind ha et betydelig røykløft og konsentrasjonene ved disse vindforholdene vil være lave og under 20 $\mu g/m^3$.

Ved sterk vind, dvs vindstyrke over 15 m/s, vil røykfanene fanges av turbulensen fra nærliggende strukturer. Konsentrasjonene av NOx vil da være over verdien gitt i forskriften. For syv enheter viser beregningene at konsentrasjonen av NOx regnet som NO_2 vil være over forskriften ut til 2km fra anlegget (se figur 8).



Figur 7: Konsentrasjoner av NO_2 som funksjon av avstand fra de mobile enhetene. All NO_X er regnet som NO_2. Rød strek viser NOx konsentrasjoner uten vanninjeksjon (176 ppm) og blå strek med vanninjeksjon (25 ppm).

I tillegg til de beregnede konsentrasjonene kommer konsentrasjoner forårsaket av andre utslipp og langtransport av forurensninger. De siste målingene målt på Tjeldbergodden i 1998-1999 viser at den maksimale konsentrasjonen var 51µg/m3. Ved sterk vind er det gode spredningsforhold. Da vil bakgrunnskonsentrasjonene som må adderes til beregningene være under 10 µg/m3 og sannsynligvis under 5 µg/m3. Ved svak vind er konsentrasjonene målt til maksimalt 51 µg/m3 .

Reservekraftanlegget og metanolfabrikken gir størst bidrag ved sterk vind Belastningen fra metanolfabrikken vil imidlertid komme lengre vekk fra utslippet fordi utformingen av skorsteinen for metanolfabrikken er designet slik at røykfanen går klar av turbulenssonen. Dette er ikke tilfellet for reservekraftanlegget. Belastningen fra metanolfabrikken er beregnet til ikke å overstige 20 $\mu g/m^3$.

Ved normale værforhold vil reservekraftanlegget bidra med små konsentrasjoner i bakkenivå. Dette er fordi det er et varmt utslipp med høy utslippshastighet og stort volum. Dette fører til at selv om skorsteinen er lav, og ikke mye høyere enn kraftverksstrukturen selv, vil man allikevel ha et betydelig røykløft. Den typiske konsentrasjonen av NO_2 ved svak til moderat vind for en enhet vil være mindre en 3 $\mu g/m^3$ og fra alle 7 enheter under 20 $\mu g/m^3$.

Den nærmeste bebyggelsen til anlegget ligger ca 1 km unna. Bidraget fra reservekraftanlegget vil her kunne bli fra 20 % til 35 % av anbefalte luftkvalitetskriterium på 100 µg/m^3. Det forventes altså ikke konsentrasjoner over grensene på steder hvor folk bor.

5.4.5 Avsetning av nitrogen og virkningen av dette

NILU har gjort vurderinger av avsetning av nitrogen som følge av utslippet fra reservekraftanlegget. Vurderingene bygger på tidligere beregninger utført i forbindelse med konsekvensutredning av gasskraftverk og utvidelse av metanolfabrikken på Tjeldbergodden.

Vurderingene baserer seg på en forutsetning om maksimal driftstid på 5 måneder for reservekraftverket (1.jan – 1. juni). Det vil kunne være svært forskjellig avsetning fra måned til måned på grunn av fluktuasjoner i nedbør og meteorologi. Avsetningen er vurdert til å kunne bli ca 1 mgN/m^2 pr måned i maksimumssonen og 5 mgN/m^2 for de 5 månedene det året/de år reservekraftverket eventuelt er i drift. Sammenlignet med det beregnede bidraget fra eksisterende kilder på Tjeldbergodden på 10-20 mgN/m^2 ,vil avsetningen fra reservekraftverket utgjøre ca 25-50 % av bidraget fra de andre utslippene. Avsetningen i området er målt til 220 mgN/m^2 i 2001. Avsetningene fra et reservekraftverk vil i verste tilfelle utgjøre mindre enn 2.5 % av de målte avsetningene i 2001. I denne sammenheng er det viktig å huske at utslipp fra reservekraftverket vil opptre svært sjelden. Anlegget vil derfor ikke bidra kontinuerlig til forurensningsbelastningen i området.

Noen overflatevann i influensområdet til aktivitetene på Tjeldbergodden har relativt lave tålegrenser for forsuring. Ingen av vannene har imidlertid overskredne tålegrenser ved dagens nedfall av nitrogen- og svovelforbindelser. Utslippet fra reservekraft anlegget vil ikke føre til at disse tålegrensene blir overskredet.

Utslippet fra reservekraftanlegget vil ikke overskride gjeldende nitrogentålegrenser for sårbare naturtyper innen influensområdet, og man skulle således ikke forvente endringer i vegetasjon. Det forventes ingen synlige effekter på kulturlandskap, jord- og skogbruk av økte nitrogenutslipp. Økning i nitrogenoksidkonsentrasjon vil bli minimal og vil ikke påvirke planteliv og helsetilstand hos mennesker og dyr.

5.5 Avbøtende tiltak knyttet til NOx - utslipp

5.5.1 Tilførsel av demineralisert vann og utslipp av vanndamp

Det legges opp til at NOx-konsentrasjonen i røykgassen skal reduseres fra 176 ppm til 25 ppm ved å tilføre renset og demineralisert (avsaltet) vann som senker forbrenningstemperaturen i gassturbinene. Statnett har samarbeidet med Aure kommune om å øke pumpekapasiteten i vannkilden til industrianlegget på Tjeldbergodden. Det er oppgitt et vannbehov på 40 m^3/time for å redusere NOx-konsentrasjonen i avgassen til 25 ppm. Vannledning med nødvendig kapasitet er lagt fram til tomten. I tillegg må det etableres et demineraliseringsanlegg. Statnett har bedt

aktuelle leverandører av reservekraftverk om tilbud på et vannbehandlingsanlegg. En løsning der et slikt anlegg leies/kjøpes som en separat leveranse vurderes også.

Kostnadene for de tiltakene som er utført og som planlegges utført for å redusere utslippskonsentrasjonene av NOx til 25 ppm, er anslått til ca 30 millioner kroner. I tillegg kommer kostnadene til kjøp av vann. Bruk av vann til kjøling av forbrenningen vil imidlertid redusere virkningsgraden for turbinene noe.

Ut fra Statnetts kunnskaper om tilgjengelige mobile gassturbiner i den aktuelle kategori, finnes det ikke utstyr tilgjengelig med utprøvd teknologi som gir lavere NOx-utslipp enn det som er beskrevet i denne søknaden.

5.5.2 Rensing av NOx

Den beste tilgjengelige teknologi i EØS-området reflekteres i all hovedsak gjennom BREF-dokumentet for store forbrenningsanlegg. For gassturbiner er generelt lav-NOx brennere (DLN) ansett som BAT, men i enkelttilfeller kan injeksjon av vann eller damp være en bedre løsning. I dette tilfellet er vanninjeksjon valgt som løsning, i første rekke fordi dette vurderes å være en rimeligere løsning enn å konvertere de eksisterende turbinene til lav-NOx brennere.

SCR (selective catalytic reduction) anses å være en del av en BAT-løsning, men da som et tiltak i områder der den lokale luftforurensningssituasjonen tilsier at det er behov for utslippsnivåer lavere enn det som kan oppnås med tiltak som lav-NOx-brennere og vanninjeksjon. Spredningsberegningene referert i kapittel 5.4.4 tilsier ikke at det kreves ytterligere rensetiltak for reservekraftanlegget. Det planlagte anlegget har en garantiverdi på 25 ppm (31-47 mg/m^3, avhengig av fordelingen av NO og NO_2 i avgassen). Med bakgrunn i dette anses det planlagte anlegget å være BAT.

Dersom NOx-utslippene skal reduseres ytterligere, til tross for at BAT er oppfylt og forskrifter og retningslinjer for lokal luftkvalitet overholdes, er det nødvendig med et SCR-anlegg. SCR vurderes som et lite hensiktsmessig tiltak for det planlagte reservekraftanlegget av følgende to hovedårsaker:

- Lite kostnadseffektivt
- Teknisk vanskelig på grunn av diskontinuerlig drift

Kostnadstall som SFT har fått oppgitt fra Alstom tilsier en investeringskostnad for et SCR-anlegg for gassturbiner på 120-160 NOK pr kW. For et anlegg med syv turbiner vurderes kostnaden å ligge i det øvre sjiktet for gassturbiner. For et 150 MW anlegg betyr dette en installasjonskostnad på 24 millioner NOK.

BREF-dokumentet tilsier en driftskostnad for SCR på 1 øre/kWh for et 170 MW anlegg (tall fra 1999), noe som tilsier driftskostnad for et SCR-anlegg for det planlagte reservekraftanlegget for en driftssesong på vel 5 millioner kroner (5 måneders drift). Dersom anlegget slipper ut 283 tonn NOx i løpet av 5 måneder og 80 % reduksjon

oppnås i forhold til 25 ppm, får man en kostnadseffektivitet på ca. 130 kr/kg NOx[1] redusert. Til sammenligning er NOx–avgiften, som ble innført 01.01.07 , 15 kr/kg NOx (avgiften omfatter bl.a. kjeler og turbiner i energianlegg). I henhold til SFTs tiltaksanalyse for å redusere NOx-utslipp vil store deler av en potensiell reduksjon i de norske NOx-utslippene kunne gjennomføres til en kostnad under 20 kr/kg NOx. På bakgrunn av dette vurderes installering av et SCR-anlegg ved reservekraftanlegget på Tjeldbergodden ikke å være kostnadsmessig forsvarlig.

I tillegg til det kostnadsmessige argumentet vil den diskontinuerlige driften av anlegget gjøre SCR lite egnet på grunn av mulige logistikkproblemer med urea/ammoniakk, korrosjon ved langvarige stans og følger i form av redusert rensegrad og økt ammoniakk-slipp.

Med hensyn til NOx-utslipp fra konvensjonelle gasskraftverk er det vedtatt at krav til utslippsreduksjoner av NOx kan søkes imøtekommet ved at søkerne påtar seg forpliktelser som innebærer NOx-reduserende tiltak i andre virksomheter, herunder samferdselssektoren. Fordi det omsøkte gasskraftverket er en midlertidig løsning der driftsperioder på forhånd ikke er kjent, vurderes en 3. partsløsning som uhensiktsmessig all den tid man ikke vet hvor store NOx-utslipp anlegget vil gi.

5.6 Overvåkning av NOx-utslipp

Måling og overvåking av utslipp er først og fremst aktuelt for NOx. Det finnes flere måter å overvåke utslippet av NOx på:

- Verifisering av garantiverdier (basert på utslippstester utført i henhold til ISO 11042-1) gjennom jevnlig prøvetaking av NOx-utslippet mens anlegget er i drift. Hyppighet på prøvetakingen avklares med SFT.

- Prediktiv overvåking. Dette innebærer kontinuerlig måling av luftinntak, utløpstemperatur og eventuelt andre enkle målbare parametere som virker inn på NOx-utslippene. Grunnen til å velge en slik tilnærming er at utstyr for måling av de prediktive parameterne er rimelig.

- Kontinuerlig måling av NOx-utslippene i tråd med anerkjente standarder (for eksempel. ISO 11042-2)

I henhold til BREF-dokumentet er i utgangspunktet kontinuerlig måling av NOx å anse som BAT for kraftanlegg større enn 100 MW. LCP-direktivets krav gjelder imidlertid ikke for anlegg med levetid mindre enn 10 000 timer. Med andre ord faller det planlagte reservekraftanlegget ikke inn under kravet om kontinuerlig måling.

Priser innhentet på utstyr for kontinuerlig NOx-måling tilsier en investeringskostnad på ca. 300 000 NOK per målepunkt. Med syv gassturbiner med hver sin skorstein blir

[1] Beregningene er basert på en driftsperiode på 5 måneder i løpet av anleggets levetid.

dette en investering på 2,1 millioner kroner kun for måling av NOx-utslippene. I tillegg kommer installasjonskostnader og driftsutgifter til kalibrering og vedlikehold. Nytten man vil ha av en slik kontinuerlig overvåkning i forhold til prøvetaking anses å være forholdsvis liten på grunn av anleggets korte samlede driftstid og lange tidsrom uten drift. På grunn av de relativt korte periodene anlegget er i drift er det liten grunn til å tro at utslippene vil variere etter selve oppstartsfasen. Dersom man foretar kontroll av temperaturer og oksygentilførsel, og disse viser seg å være stabile, må det forventes at NOx utslippene ikke vil overskride de garantiverdiene (25 ppm) som er verifisert gjennom utslippstester (jf punkt 1 over). Prøvetaking under drift vil verifisere dette.

Det legges opp til at prøvetaking gjennomføres hver gang anlegget settes i drift og utføres i tråd med anerkjente standarder for måling av NOx (for eksempel NS-EN 14792). I henhold til LCP-direktivet er det krav om prøvetaking hver 6. måned for anlegg uten kontinuerlig måling.

5.7 Andre utslipp

Bakgrunnskonsentrasjonen av ozon (O_3) i området er periodevis høy nok til å gi skader på planter og påvirke helsetilstanden, men økningen i bakkenær ozon på grunn av reservekraftverket er vurdert så liten at det neppe vil ha målbare effekter.

Tilførselen av demineralisert ferskvann til brennkammeret for å redusere nivået av NOx i røykgassen (se kap. 5.6.1) vil føre til spredning av vanndamp. Det er utført beregninger for spredning av vanndamputslipp på bakgrunn av en tilført vannmengde på 40 tonn pr time. Fordelt på turbinene utgjør dette et utslipp av vanndamp på 1,59 kg/s. Beregninger viser at timemiddelkonsentrasjonen av vanndamp fra turbinene kan være over 0,243 g/m3 , og vil dermed kunne forårsake synlig røyk ut til 800 m fra utslippet. Konsentrasjon av denne størrelsen vil forekomme i nivåer fra 100 til 200 m over bakken avhengig av de atmosfæriske spredningsforholdene. Slikt omfang av synlig røyk vil kunne forekomme når lufttemperaturen er nær null grader og det samtidig er høy fuktighet ("rått vær").

5.8 Støy

Sweco Grøner har gjennomført støyberegninger av reservekraftanlegget på Tjeldbergodden. Beregningene omtales nedenfor og er dokumentert i en egen rapport , se vedlegg 3.

5.8.1 Retningslinjer

Støy fra industri vurderes i henhold til SFTs retningslinjer T-1442. Grenseverdier for industristøy er vist i Tabell 6.

For anlegg med døgnkontinuerlig drift uten rene toner vil grenseverdien for natt være bestemmende. Rentonekomponenter kan erfaringsmessig forekomme fra utstyr med

turbiner. Om samlet støyemisjon fra virksomheten på Tjeldbergodden har tilstrekkelig rentonekomponenter til at dette skjerpede kravet utløses, kan ikke avgjøres på grunnlag av de data som foreligger. Denne vurdering baseres derfor på krav om L_{night} < 45 dBA.

Tabell 6 Utdrag av grenseverdier for industristøy uten impulslyd

	Støynivå på uteplass og utenfor rom med støyfølsom bruk	**Støynivå utenfor soverom, natt kl 23-07**
Industri uten rentoner	55 L_{denA}	45 L_{nightA}
Industri med rentoner	50 L_{denA}	

I plansaker er det i retningslinjene definert såkalte gule og røde støysoner. Grenseverdien for etablering av ny virksomhet tilsvarer nedre grenseverdi for gul sone. Gul sone er en vurderingssone der støyfølsom bebyggelse kan oppføres dersom avbøtende tiltak gir tilfredsstillende støyforhold. Rød sone angir områder som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål og etablering av slik bebyggelse skal unngås.

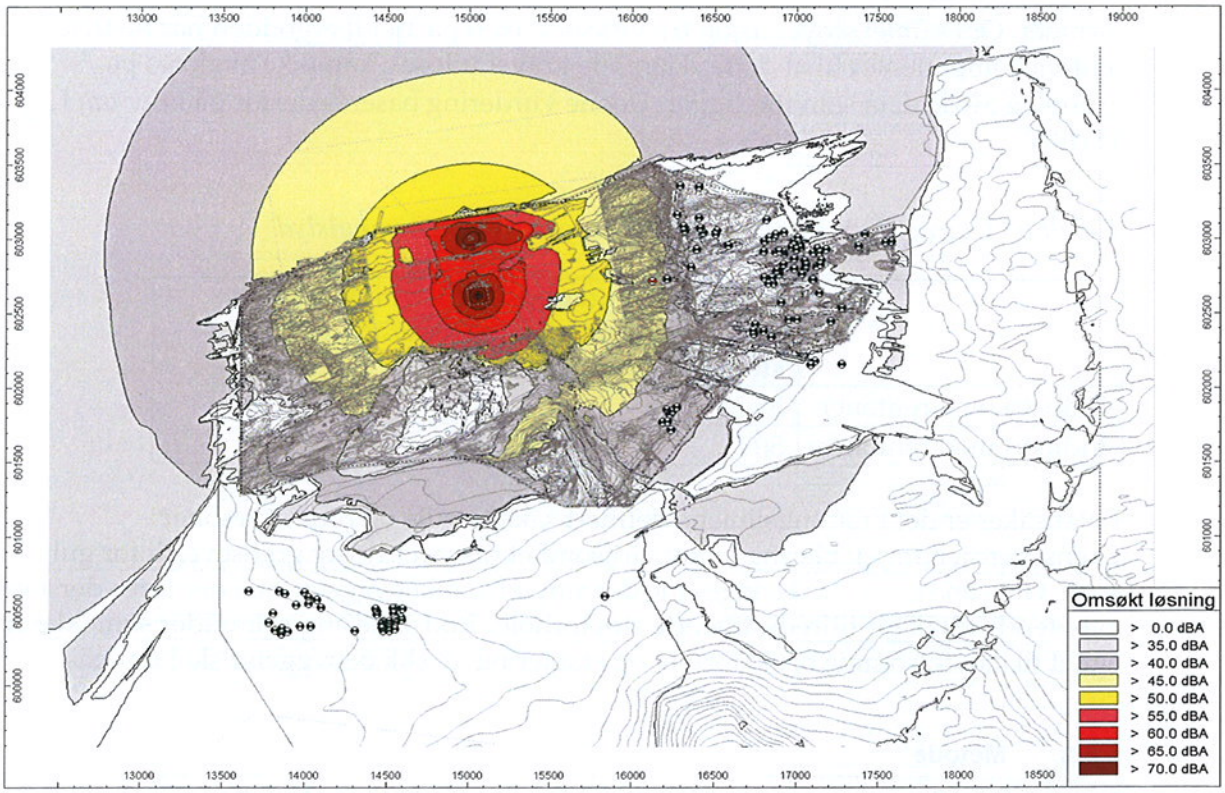
5.8.2 Metode

Utbredelse er beregnet etter nordisk beregningsmetode for industristøy med programmet Cadna/A versjon 3.3. Det er benyttet digital terrengmodell med ekvidistanse 1 m lokalt ved anlegget. På større avstand er ekvidistanse 5 m og 20 m benyttet. Generatorene er modellert som punktkilder med høyde 5m over terreng. På grunn av forenklinger gir beregningsresultatene ikke detaljert nok bilde til at de kan brukes i forbindelse med for eksempel kartlegging av lokalt arbeidsmiljø.

5.8.3 Resultater

Det er beregnet støysonekart som viser dagens anlegg + det planlagte reservekraftanlegget. Beregningshøyde er 2 m over terreng. Resultatet er vist i Figur 8. Virksomheten på Tjeldbergodden vil etter etablering av et reservekraftanlegg gi beregnet lydnivå marginalt over grenseverdi L_{night} 45 dBA ved 2 boliger.

Grovt sett viser beregningene at lydnivåer over 45 dBA kan forekomme i en avstand på ca 1000-1500m fra anlegget, men variasjonene er store (på grunn av topografi).



Figur 8 Totalt lydnivå (dagens situasjon + reservekraftverk). Støysoner $L_{night,A}$ (Frittfelt, A-veid lydnivå, h=2m over terreng)

Posisjoner til boliger og hytter er hentet fra GAB-register og levert av Aure kommune . Dette gir 124 beregningspunkter for kartutsnitt som vist i oversiktskart. Beregningspunktenes høyde er satt til 2 m over terreng. Tabell 7 viser antall boliger/hytter i de ulike sonene. Kolonnen "dagens situasjon" viser antall boliger i ulike støyintervaller for dagens anlegg. Kolonnen "reservekraftanlegg" oppgir tilsvarende tall for reservekraftanlegget alene (uten øvrig drift på Tjeldbergodden). Kolonne for fremtidig situasjon viser antallet boliger i ulike støyintervall for dagens anlegg på Tjeldbergodden med reservekraftanlegget i drift.

Tabell 7 Beregningsresultat for boliger. Frittfelt A-veid L_{night} lydtrykknivå. Grenseverdi er 45dBA

Beregnet lydnivå [dBA] L_{nightA}	Antall boliger/hytter pr støysone		
	Dagens situasjon	Reservekraftanlegg	**Fremtidig situasjon med reservekraftanlegg**
35-40	1	23	27
40-45	1	8	8
45-50	-	-	2
Over 50	-	-	-
Sum over 40	1	8	10
Sum over 45	0	0	2

Terrengets skjerming er avgjørende for resultatet, og siden det er usikkerhet knyttet til orientering av turbiner og generatorer bør beregningene kontrolleres når disse detaljene er kjent.

Støy fra dagens anlegg er oppgitt til å være LekvA=49dBA ved administrasjonsbygget. Med reservekraftanlegget i drift forventes døgnekvivalent lydnivå å øke til ca LekvA=55dBA på fasaden. I forhold til innendørskrav er dette uproblematisk siden et støynivå rundt ca 30dBA kan forventes innendørs.

5.8.4 Støyreduserende tiltak

Støyskjerming er vurdert som avbøtende tiltak. Med en antatt 8 m høy skjerm kan det oppnås ca 2-3 dB reduksjon av lydnivå fra kraftanlegget ved nærmeste bolig. Skjermens virkning på totalnivået (fra samlet virksomhet) blir mindre. Plasseres generatorene på linje (nord-syd) og tett inntil støyskjermen, kan større effekt oppnås, opp til 5 dB ved nærmeste bolig. Skjermens totale lengde vil være rundt 150 m – 200 m. Kostnad ved bygging vil komme opp i minst 5 millioner NOK og må derfor ansees som et urealistisk tiltak ved et reservekraftanlegg som svært sjelden vil være i drift.

5.8.5 Konklusjon

Virksomheten på Tjeldbergodden vil etter etablering av et reservekraftanlegg gi beregnet lydnivå marginalt over grenseverdi L_{night} 45 dBA ved 2 boliger.

Erfaringsmessig forekommer rene toner fra turbogeneratorer og det kan derfor være aktuelt å skjerpe utslippskrav til L_{denA} = 50 dBA (tilsvarer å skjerpe krav til L_{night} med 1,4dB). Antall boliger som berøres av støy over grenseverdi endres imidlertid ikke. Overskridelsen er fortsatt marginal og støynivået ved boligene vurderes som akseptabelt siden anlegget vil være i drift i et svært begrenset tidsrom.

Støyreduserende tiltak i form av skjermer eller voller, kan gi en viss reduksjon, men vurderes som ikke aktuelt for et anlegg som vil få så kort driftstid.

5.9 Andre miljøvirkninger

5.9.1 Visuelle virkninger

Kraftproduksjonsanlegget med infrastruktur er planlagt anlagt innenfor et område som er regulert til industriformål og nær inntil lignende eksisterende industrivirksomhet. Den høyeste delen av anlegget vil være avgassutløpene. De vil være 6-8 m høye. Til sammenligning er eksisterende fakkel 70 m høy. Anlegget vil bli synlig fra sjøsiden, men på grunn av topografien vil reservekraftverket bli lite eller ikke synlig fra bebyggelsen.

Hele området som vil bli berørt av utbyggingen er allerede sterkt dominert av industri og tekniske inngrep. Den planlagte etableringen vil ikke endre totalinntrykket av området vesentlig i forhold til dagens situasjon og det vurderes ikke å være behov for avbøtende tiltak.

5.9.2 Kulturminner

I forbindelse med regulering av området til industriformål ble det gjennomført kulturminneundersøkelser i henhold til §9 i kulturminneloven. Det er ikke registrert fornminner i området som blir berørt av den planlagte utbyggingen.

6. REFERANSER

Istad Nett AS 12.10.2006. Nettkapasitet for reservekraft på Tjeldbergodden.

NVE. Områdekonsesjon meddelt 17.12.1993 til Statoil

Nærings- og energidepartementet 1996. Gjengitt i Statistisk Sentralbyrå 1997 Naturressurser og miljø 1997.

Statens Forurensningstilsyn 07.04.2006. Vedtak om godkjennelse av rapport for kvotepliktige utslipp i 2005 og fastsettelse av gebyr for Statoil Tjeldbergodden.

Statens Forurensningstilsyn. Retningslinjer for begrensning av støy fra industri, mv TA-506

Statens Forurensningstilsyn 2002. Forskrift om lokal luftkvalitet.

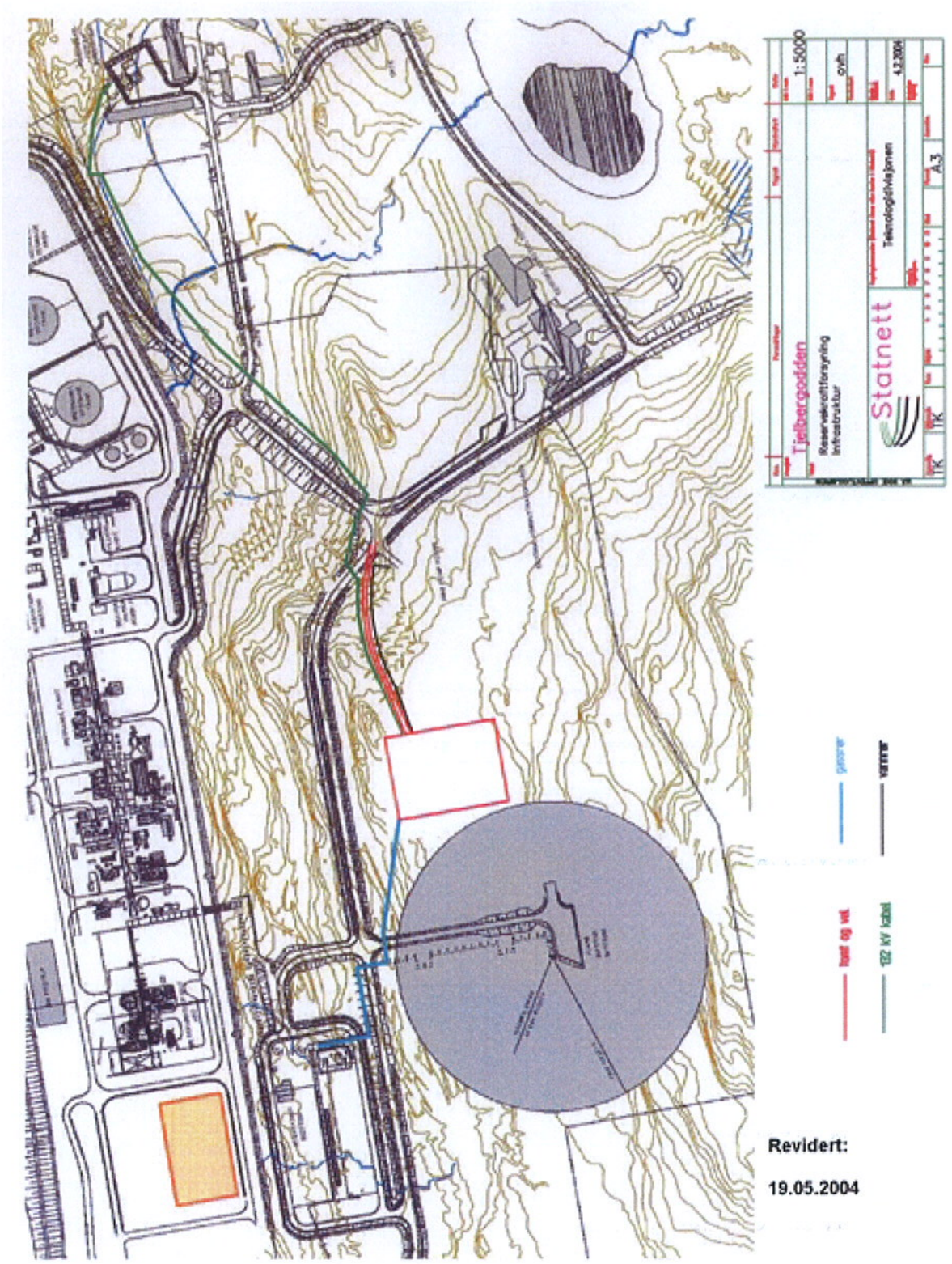
Statistisk Sentralbyrå 2002. Natur- og miljøstatistikk

Aure kommune. Reguleringsplan for Tjeldbergodden vedtatt i kommunestyret 17.06.1993.

Finansdepartementet 2007. Budsjettinnstilling nr. 1 (2006 – 2007) (NOx avgift).

7. VEDLEGG

Vedlegg 1 Detaljkart – Tjeldbergodden Industriområde med aktuell tomt for Reservekraftanlegg



Vedlegg 2 Grunneiere, rettighetshavere og naboer

Adressatliste for grunneiere og naboer

Gnr	Bnr	Etternavn	Fornavn	Adresse	Poststed
Grunneier					
51	26	Statoil ASA			4035 Stavanger
Naboer					
51	1	Buhaug	Hjalmar	Sandmoveien 10	7021 Trondheim
51	1	Buhaug	Ola Margido	Solhøgdveien 15	7021 Trondheim
51	2	Valen	Halfrid Karen	Oldervegen 5 B	7058 Jakobsli
51	2	Hansen	Oddmund Petter	Svalevegen 21	7022 Trondheim
51	4	Sagli	Per		6690 Aure
51	6	Buhaug	Unni	Vinkelveien 30	3300 Hokksund
51	6	Buhaug	Leif Gunnar		6699 Kjørsvikbugen
51	18	Malme	Marianne	Vestli 34	5563 Førresfjorden
51	20	Hansen	Oddmund Petter	Svalevegen 21	7022 Trondheim
51	20	Valen	Halfrid Karen	Oldervegen 5 B	7058 Jakobsli
51	29	Buhaug	Ola Margido	Solhøgdveien 15	7021 Trondheim
51	29	Buhaug	Hjalmar	Sandmoveien 10	7021 Trondheim
51	30	Buhaug	Leif Gunnar		6699 Kjørsvikbugen
51	30	Buhaug	Anita	Vinkelveien 30	3300 Hokksund
52	11	Aure kommune		Postboks 134	6689 Aure
52	12	Tjeldbergodden AS		Tennhaugen	6699 Kjørsvikbugen
52	13	Vigor Tjeldbergodden AS	V/Vigor økonomi & regnskap AS		7300 Orkanger
52	14	Aure Eiendomsutvikling AS		Vestre Rosten 104	7075 Tiller
52	15	Vigor Tjeldbergodden AS	V/Vigor økonomi & regnskap AS		7300 Orkanger
52	16	Aure kommune		Postboks 134	6689 Aure

52	18	Aure kommune		Postboks 134	6689 Aure
52	29	Aure kommune	Kommunalteknikk		6690 Aure
55	6	Dromnes	Anita		6699 Kjørsvikbugen
55	40	Dromnes	Lars		6699 Kjørsvikbugen
55	41	Dromnes	Oddbjørn		6699 Kjørsvikbugen
55	42	Ledal	Ingrid Marie		6699 Kjørsvikbugen
55	42	Ledal	Kåre Johannes		6699 Kjørsvikbugen
55	43	Dromnes	Anita		6699 Kjørsvikbugen
		Buhaug	Martin		6699 Kjørsvikbugen
		Husby	Martin		6590 Tustna
		Hytnes	Ann Jorid Kjørsvik		6699 Kjørsvikbugen
		Kjørsvik	Kollbjørn		6699 Kjørsvikbugen
		Kjørsvik	Arild		6699 Kjørsvikbugen
		Kjørsvik	Gred		6699 Kjørsvikbugen
		Ledal	Paul Olav		6699 Kjørsvikbugen
		Ledal	Arvid John		6699 Kjørsvikbugen
		Ledal	Leif Magne		7632 Åsenfjord
		Nilssen	Arthur		6699 Kjørsvikbugen
		Nordmøre Energiverk AS		Industriveien 1,	6503 Kristiansund
		Wessel	Halvard		6699 Kjørsvikbugen

Vedlegg 3 Støynotat

NOTAT 03

Vår ref.
Pål Szilvay | 457231

Dato
05.12.2006

Til Statnett
Kopi Elise Førde, Ask rådgivning

Fra Pål Szilvay

Sign.

Sak Reservekraftanlegg Tjeldbergodden

STØY

Bakgrunn

Det planlegges satt opp et reservekraftanlegg basert på mobile gassturbiner på Tjeldbergodden. Anlegget vil settes i drift tidligst 01.01.2008. Det vil bli søkt om konsesjon med varighet 20 år fra og med 2009.

Anlegget vil settes i drift i krisesituasjoner, det betyr f.eks 0-4 ganger i løpet av en 20-års periode. Driftstiden i de år det benyttes, regnes til 5 måneder (1.jan - 1. juni).

Anlegget baseres på mobile enheter - det betyr at det relativt enkelt skal kunne flyttes til andre lokaliteter enn Tjeldbergodden.

Dette notat beskriver de forventede støymessige konsekvenser for nærmiljø og sammenligning med gjeldende retningslinjer for støy fra industri.

Retningslinjer

Støy fra industri vurderes etter SFTs retningslinjer T-1442. Grenseverdier for industri er vist i Tabell 1.

Følgende støyindikatorer benyttes:

L_{denA} A-veiet ekvivalent lydnivå. Gjennomsnittsverdi for hele døgnet, men der støy på kveld og natt vektlegges mer enn støy på dagtid (5dB/10dB tillegg på kveld/natt).

L_{nightA} A-veiet ekvivalent lydnivå. Gjennomsnittsverdi for nattperioden (kl 23-07) uten tillegg som ved beregning av L_{denA}.

L_{5AF} A-veid lydnivå som overskrides av 5 % av hendelsene i løpet av døgnet, dvs et statistisk maksimalnivå i forhold til antall hendelser.

For anlegg med døgnkontinuerlig drift uten rene toner vil grenseverdien for natt være bestemmende. Rentonekomponenter kan erfaringsmessig forekomme fra utstyr med turbiner. Med rentoner og døgnkontinuerlig drift vil krav om $L_{denA} < 50$ dBA være dimensjonerende (tilsvarer ca 1,6dB skjerping av krav til L_{night}). Om samlet støyemisjon fra denne virksomheten på Tjeldbergodden har tilstrekkelig rentonekomponenter til at dette skjerpede kravet utløses, kan ikke avgjøres på grunnlag av de data som foreligger. Denne vurdering baseres derfor på krav om $L_{night} < 45$ dBA.

SWECO GRØNER
Postboks 400
1327 LYSAKER
Telefon: 67 12 80 00
Telefaks: 67 12 58 40

Pål Szilvay
Telefon direkte: 67 12 83 61
Telefaks direkte: 67 12 58 40

SWECO Grøner AS
Org. nr.: NO-967 032 271 MVA
et selskap i SWECO konsernet
www.sweco.no
e-post: post@sweco.no

SWECO

Tabell 1 Utdrag av grenseverdier for industristøy uten impulslyd

	Støynivå på uteplass og utenfor rom med støyfølsom bruk	Støynivå utenfor soverom, natt kl 23-07
Industri uten rentoner	55 L_{denA}	**45 L_{nightA}**
Industri med rentoner	**50 L_{denA}**	

I plansaker er det i retningslinjen definert såkalte gule og røde støysoner. Grenseverdien for etablering av ny virksomhet (Tabell 1) tilsvarer nedre grenseverdi for gul sone. Gul sone er en vurderingssone der støyfølsom bebyggelse kan oppføres dersom avbøtende tiltak gir tilfredsstillende støyforhold. Rød sone angir områder som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål og etablering av slik bebyggelse skal unngås.

Støy på arbeidsplassen

Støy på arbeidsplassen reguleres av FOR 1993-06-22 nr. 787: Forskrift om støy på arbeidsplassen. Grenser for støy er gitt i Tabell 2. Grensene gjelder støy i egen bedrift (ikke til nabobedrifter), og normalt for arbeidsplasser innendørs.

Tabell 2: Støygrenser for støy på arbeidsplassen. Overskridelser medfører tiltaksplikt.

Gruppe	**Arbeidsforhold**	**Normert ekvivalentnivå, dBA (8 timers dag)**
I	Store krav til vedvarende konsentrasjon eller behov for å føre uanstrengt samtale	55
II	Viktig å føre samtaler eller vedvarende store krav til presisjon, hurtighet eller oppmerksomhet	70
III	Støyende maskiner og utstyr under forhold som ikke går inn under gruppe I og II	85

I gruppe I og II skal støy fra egen arbeidsaktivitet ikke inngå i bestemmelsene av ekvivalentnivå såfremt arbeidstakeren selv kan avbryte støyen.

Arbeidstakernes støybelastning skal søkes redusert til nivåer minst 10 dB lavere enn angitt i tabellen ved planlegging av lokaler og tiltak, og ved anskaffelse av produksjonsutstyr. For arbeidsplasser i gruppe I og II benyttes ekvivalentnivå over 1 time.

Bruk av hørselvern er påbudt når arbeidstaker må utsettes for normert ekvivalentnivå høyere enn 85 dBA eller ved toppverdier av lydtrykknivå høyere enn 130 dBC Peak.

Kontorlokaler

For kontorbygg/lokaler kan det være relevant å møte NS 8175's anbefalte grenseverdi på 40 dBA som gjelder for innendørs ekvivalent lydnivå i kontorer fra utendørs støykilder. Det vil i praksis si at ekvivalent lydnivå ved fasade ikke bør overstige 65-70 dBA.

Støydata

Det planlegges oppsatt kraftverk bestående av 7 gassdrevne, mobile turbogeneratorsystemer. Beregningene er basert på lyddata for generatorpakker av typen TM2500 (Generation II) levert av GE. Data er oppgitt som lydtrykkmålinger i nær og fjernfelt. Ved omregning til lydeffektnivå for pakkene er høyeste lydeffektnivå i hver retning i hvert bånd benyttet. Resulterende lydeffektnivå er vist i Tabell 3.

Tabell 3 TM2500: Estimert lydeffektnivå dB re 1pW

[Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	dBA
Lw [dB]	127	124	119	112	107	104	107	101	98	112

Totalt lydeffektnivå for 7 pakker av type TM2500 er 120dBA.

Beregningene som er utført gjelder anlegg en total lydeffekt på 120dBA plassert i angitt posisjon. Benyttes andre løsninger med lavere støyemisjon kan beregningsresultatene korrigeres tilsvarende.

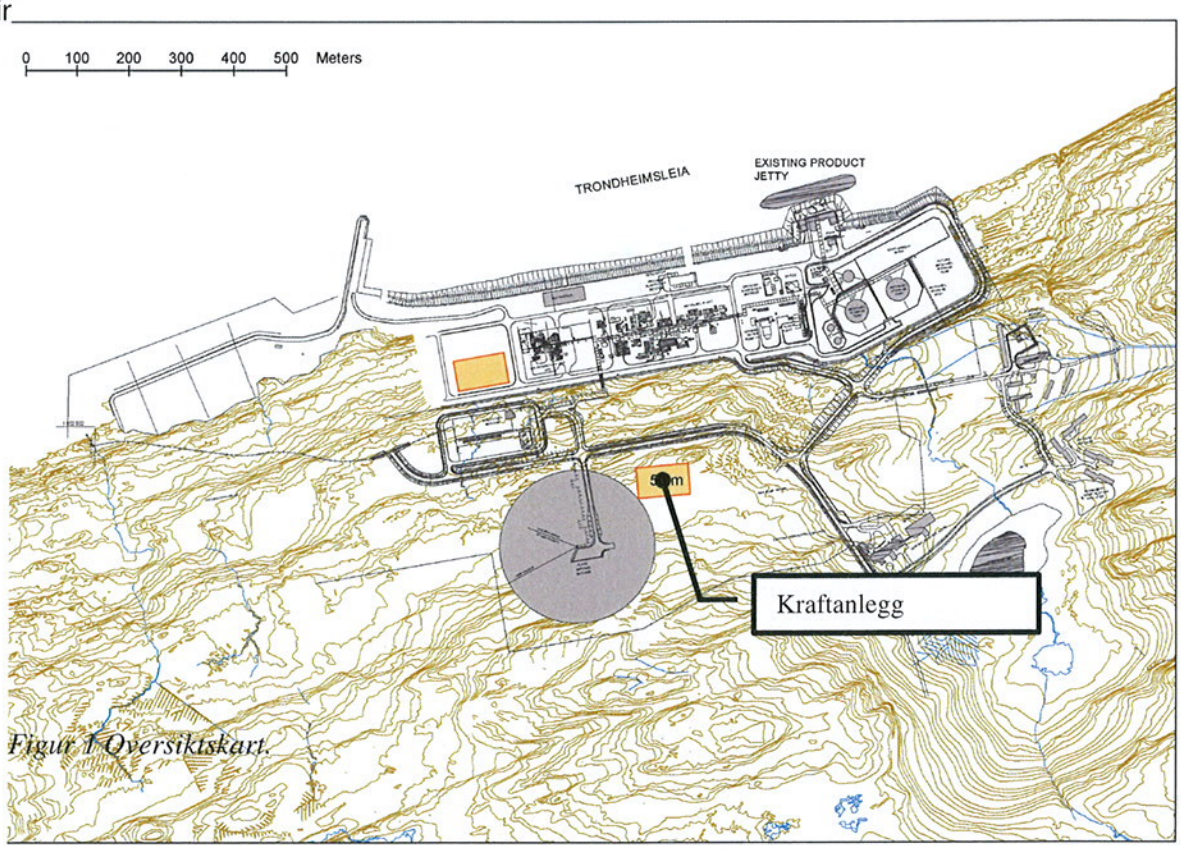
Eksempelvis er det vurdert bruk av andre generatorpakker, eksempelvis 3x 50MW pakker av type LM6000. Av de støydata som er forelagt SWECO Grøner, estimeres lydeffektnivå for disse pakkene til ca 113dBA, tilsvarende ca 118dBA total lydeffekt for 3 pakker. Støybidrag fra kraftanlegget vil dermed være ca 2dB lavere ved alle boliger med denne løsningen. Totalt støynivå vil imidlertid endres mindre pga annen støy fra anlegget på Tjeldbergodden.

Metode

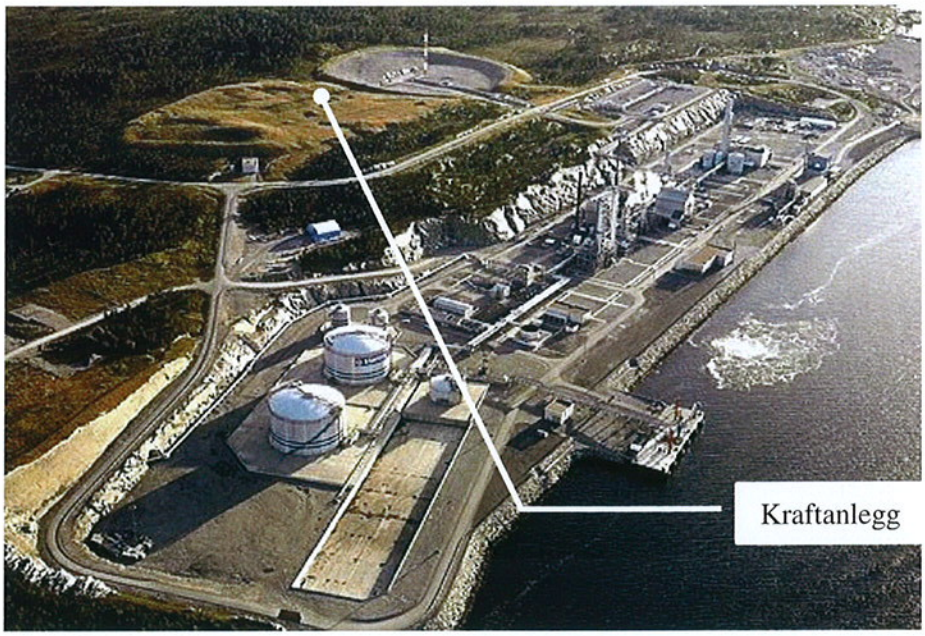
Utbredelse er beregnet etter nordisk beregningsmetode for industristøy med programmet Cadna/A versjon 3.3. Det er benyttet digital terrengmodell med ekvidistanse 1m lokalt ved anlegget. På større avstand er ekvidistanse 5m og 20m benyttet.

Generatorene er modellert som punktkilder med høyde 5m over terreng. På grunn av forenklinger gir beregningsresultatene ikke detaljert nok bilde til at de kan brukes i forbindelse med f. eks kartlegging av lokalt arbeidsmiljø.

Plasserir



Figur 1 Oversiktskart.



Figur 2 Situasjon. Sett mot sørvest. Plassering av generatorsett

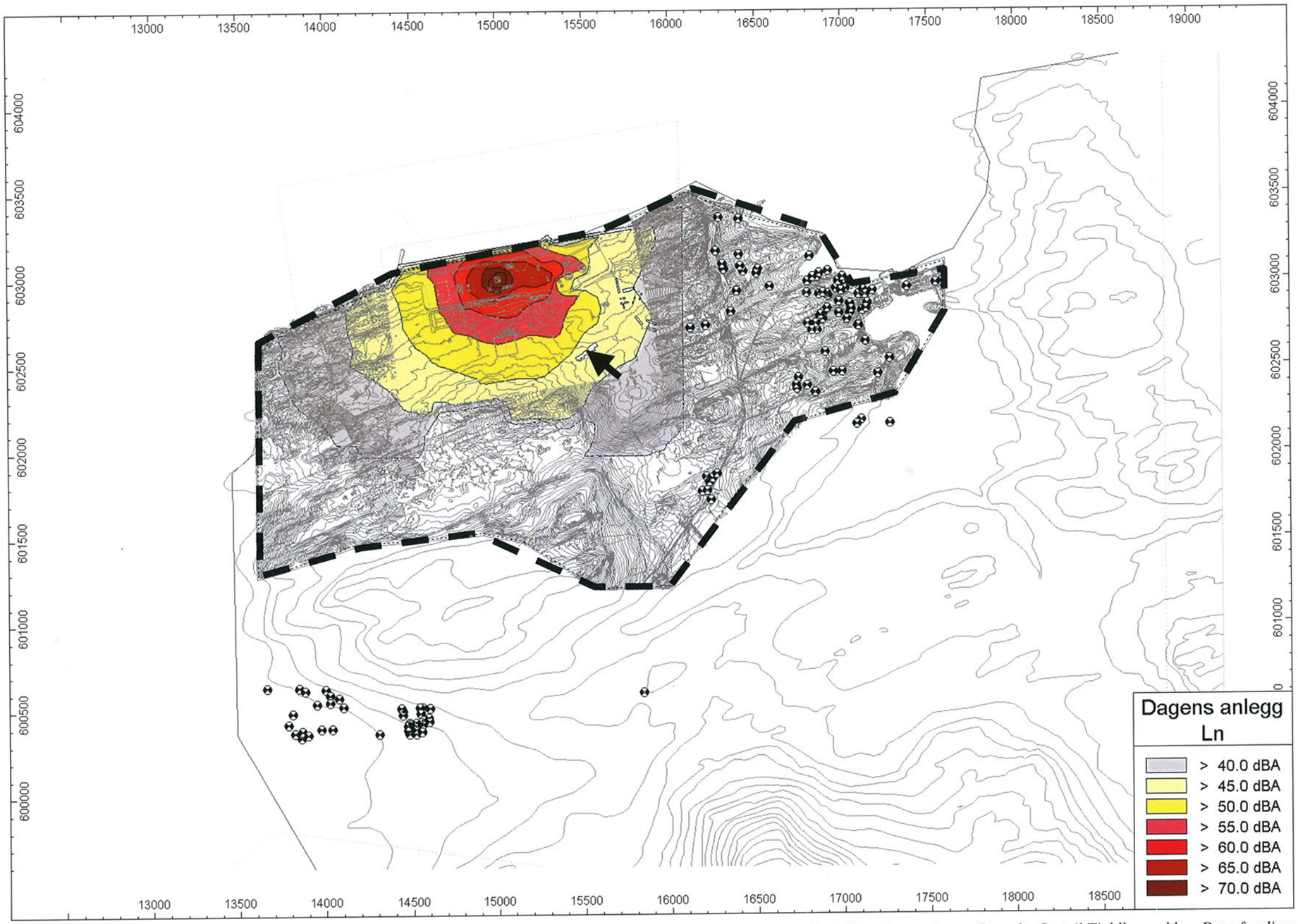
Resultater

Støysonekart

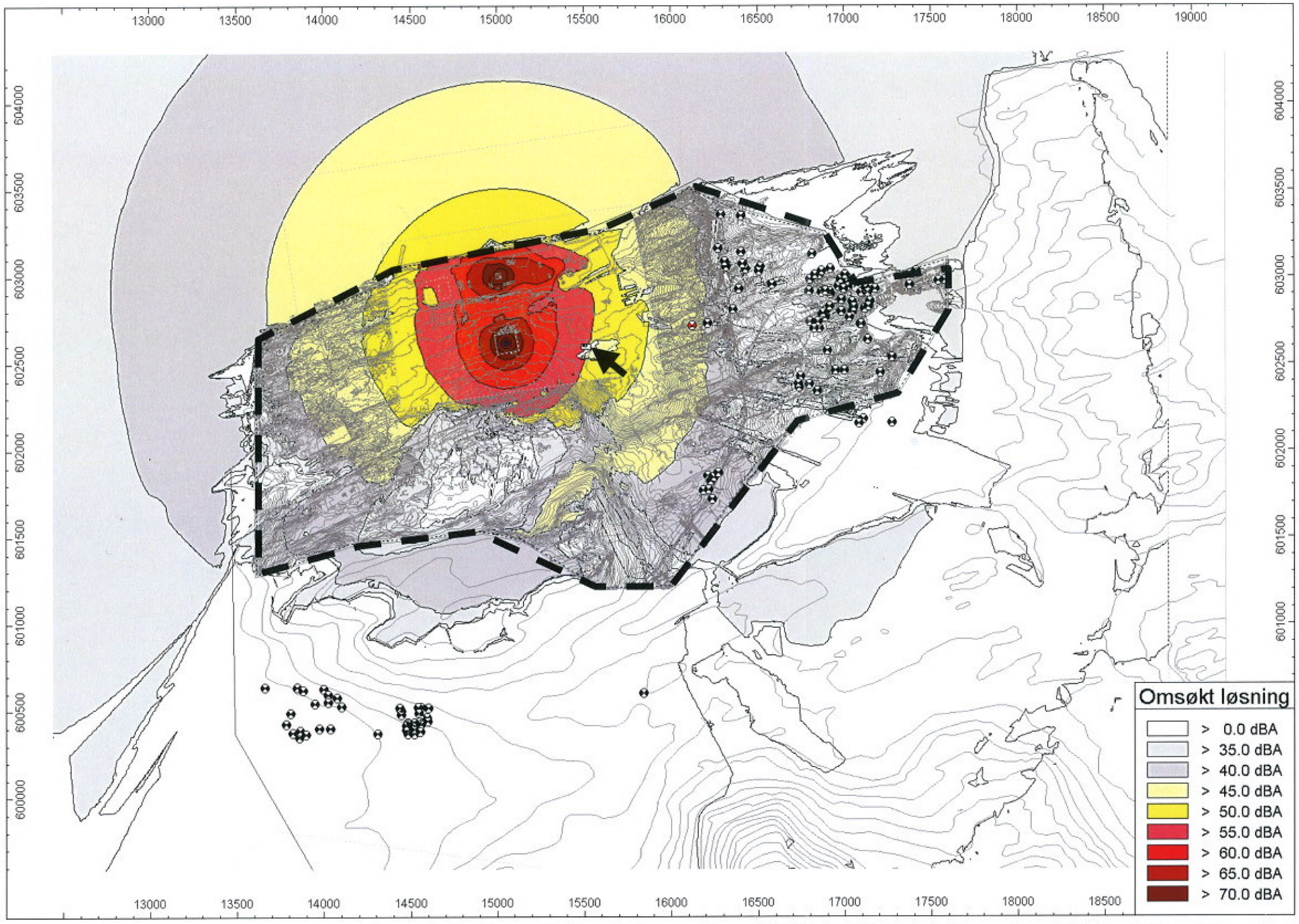
Det er beregnet støysonekart basert på beregningspunkter i 5x5m rutenett. Beregningshøyde er 2m over terreng. Resultat er vist i Figur 3-Figur 4. Grovt sett viser beregningene at lydnivåer over 45 dBA kan forekomme i en avstand på ca 1000-1500m fra anlegget, men variasjonene er store (pga topografi).

Det er utarbeidet støysonekart for følgende situasjoner:

- Dagens anlegg med fremtidig metanolanlegg - uten reservekraftverk. Data fra Statoil Tjeldbergodden.
- Dagens anlegg med fremtidig metanolanlegg og reservekraftverk



Figur 3 Dagens anlegg - uten reservekraftverk. Støysoner. Døgnekvivalent lydnivå L_{ekvA}. Med døgnkontinuerlig drift er $L_{ekvA} = L_{nightA}$. Data fra Statoil Tjeldbergodden. Data foreligger ikke utenfor stiplet område
Pil markerer administrasjonsbygg



Figur 4 Totalt lydnivå (dagens situasjon med reservekraftverk) - omsøkt alternativ. Støysoner $L_{night,A}$.(Frittfelt, A-veid lydnivå, h=2m over terreng) Utenfor stiplet område vises kun bidrag fra reservekraftverk

Boliger

Posisjoner til boliger er hentet fra GAB-register og levert av Aure kommune ved Egon Haugslett. Dette gir 124 beregningspunkter for kartutsnitt som vist i oversiktskart (Figur 1). Beregningspunktenes høyde er satt til 2m over terreng. Tabell 4 viser antall boliger i de ulike sonene.

Kolonne Dagens situasjon viser antall boliger i ulike støyintervaller for dagens anlegg. Kolonne Reservekraftanlegg viser tilsvarende tall for reservekraftanlegget alene (uten øvrig drift på Tjeldbergodden). Kolonne for fremtidig situasjon viser antallet boliger i ulike støyintervall for dagens anlegg på Tjeldbergodden *med* reservekraftanlegget i drift.

Tabell 4 Beregningsresultat for boliger. Frittfelt A-veid L_{night} lydtrykknivå. Grenseverdi er 45dBA

Beregnet lydnivå [dBA] L_{nightA}	Antall boliger pr støysone		
	Dagens situasjon	Reservekraft-anlegg	**Fremtidig situasjon med reservekraftanlegg**
35-40	1	23	**27**
40-45	1	8	**8**
45-50	-	-	**2**
Over 50	-	-	**-**
Sum over 40	1	8	**10**
Sum over 45	0	0	**2**

Administrasjonsbygg Tjeldbergodden

Støy fra dagens anlegg er oppgitt til L_{ekvA}=49dBA ved administrasjonsbygg. Med reservekraftanlegget forventes døgnekvivalent lydnivå å øke til ca L_{ekvA}=55dBA på fasade. I forhold til innendørskrav er dette uproblematisk. Støynivå rundt ca 30dBA kan forventes innendørs.

Beregningsusikkerhet

Terrengets skjerming er avgjørende for resultat, og siden det er usikkerhet knyttet til plassering bør beregningene kontrolleres når disse detaljene er kjent. Orientering av generatorsett, lokal terrengskjerming og ikke minst meteorologiske forhold kan gi betydelig lokal variasjon.

Støyreduserende tiltak

Det er tidligere gjort overslagsberegning på effekt av skjerming mot bebyggelsen øst for kraftanlegget. Antatt 8m høy skjerm kan det oppnås ca 2-3 dB reduksjon av lydnivå fra kraftanlegg ved nærmeste bolig. Skjermens virkning på totalnivået (fra samlet virksomhet) blir mindre.

Plasseres generatorene på linje (nord-syd) og tett inntil skjerm kan større effekt oppnås, opp til 5 dB ved nærmeste bolig.

Skjermens totale lengde vil være rundt 150m-200m. Kostnad ved bygging vil komme opp i minst 5 millioner kr og må derfor ansees som et urealistisk tiltak.

Tilgjengelige lyddata gir ingen klare svar på om lydavstråling er større i bestemte retninger. Høyde og delbidrag fra avgass er ikke beskrevet. Ytterligere støydata vil kunne gi svar på om man ved bestemt orientering av generatorsettene kan oppnå gevinst i forhold til nærmeste boliger.

Konklusjon

For omsøkt alternativ vil totalbidrag fra virksomheten på Tjeldbergodden bidra med lydnivå marginalt over grenseverdi L_{night} 45 dBA ved 2 boliger.

Erfaringsmessig forekommer rene toner fra turbogeneratorer og det kan derfor være aktuelt å skjerpe utslippskrav til L_{denA} = 50 dBA (tilsvarer å skjerpe krav til L_{night} med 1,4dB). Antall boliger som berøres av støy over grenseverdi endres imidlertid ikke. Overskridelsen er fortsatt marginal og støynivået ved boligene vurderes som akseptabelt siden anlegget vil være i drift i et begrenset tidsrom.

Bruk av andre generatorer vil gi tilsvarende resultater forutsatt at kraftanlegget har totalt lydeffektnivå under ca 118-120dBA [dB re 1pW].

Støyreduserende tiltak i form av skjermer eller voller, kan gi en viss reduksjon, men vurderes som lite aktuelt for et midlertidig anlegg.

Totalt støynivå på fasade i administrasjonsbygg forventes økt til ca 55dBA. Men normal fasadedempning kan det forventes innendørs lydnivå rundt 30dBA. Det er altså god margin til arbeidsmiljøkrav innendørs.

BILAG

Støydata fra produsent

GE ENERGY RENTALS March 22, 2001

TM2500 Generation II Configuration

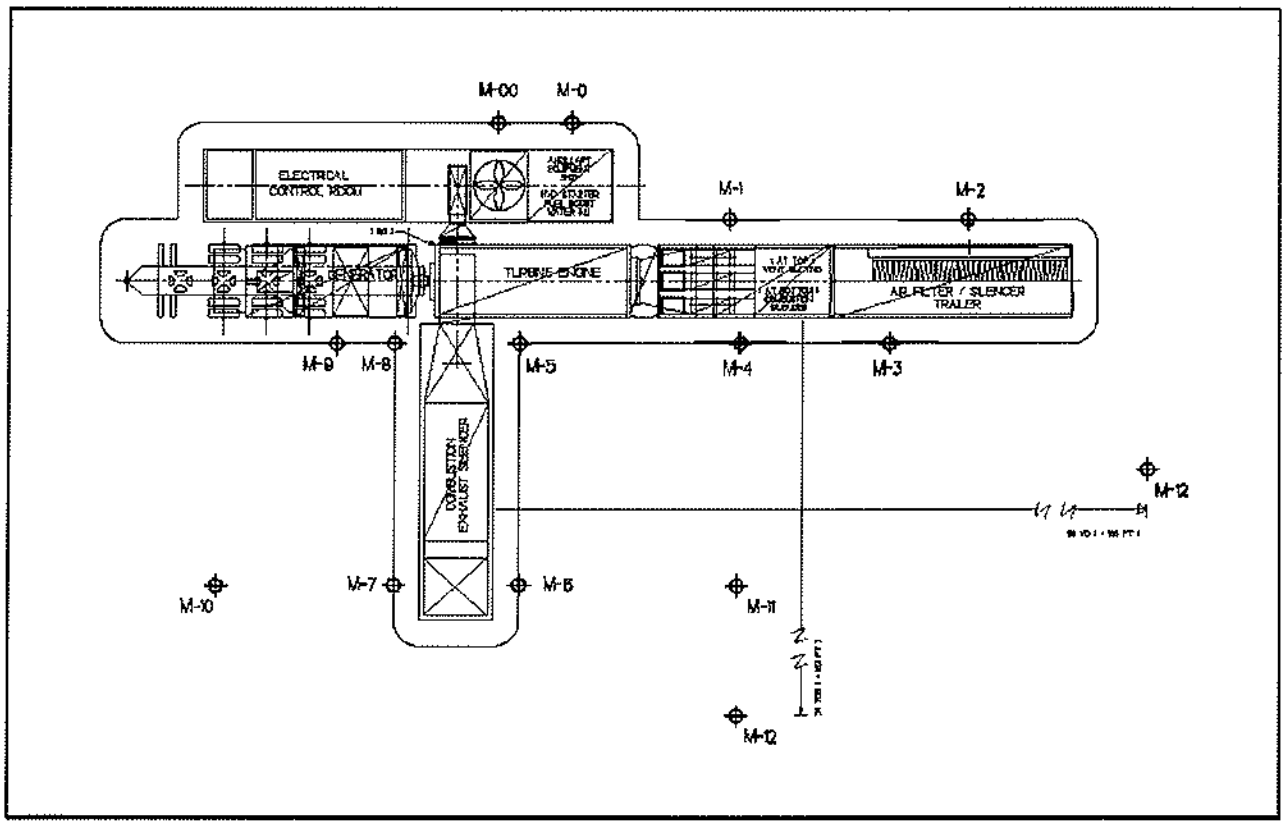


Diagram of noise measurement testing locations for a Generation II TM2500 portable turbine generator package. This design utilizes the upgraded generator silencing and the new design combustion exhaust system. The generator silencing is a significant improvement over the previous (Gen I) package design, and the combustion exhaust silencing is somewhat improved at low frequency, compared to the previous design. All measurement positions are made 5-ft above grade, with unit trailers supported on grade (concrete slab, parking lot). Positions M-00 through M-9 are taken at 3-ft to the side of the package. Positions M-10 and M-11 were taken as shown; positions M-12 and M-13 are taken at directions and distances as shown.

GE Aero Energy Products
A GE Power Systems Business
16415 Jacintoport Blvd.
Houston, TX 77015

Customer: GE Rentals
Description: TM2500 Testline Noise testing
W.O. No.
Date: 22 MARCH 2001

TM2500: Measurements taken on TESTLINE, 2/22/01 (ETW).
-- These units utilize the new generator inlet and exhaust silencing
-- and also the new combustion exhaust silencers

Description	16	31	63	125	250	500	1K	2K	4K	8K	16K	Lin.	A-wt
	SPL's in dB ref 20 MicroPascals PWL's in dB ref 1 PicoWatt												
LOAD: UNIT OPERATING at FULL-LOAD 19.8 MW.													
FAR-FIELD:													
SPL: Pos. 10 -- 5-ft elev. @ 32-ft from exh-sil, & 29-ft from gen rear corner	90	91	89	93	85	76	72	72	66	62		96.6	81.7
SPL: Pos. 11 -- 5-ft, elev @ 26-ft from exh-sil, & 28-ft from inlet sil.	92	91	91	93	81	75	72	73	71	68		96.8	81.7
SPL: Pos. 12 -- 5-ft elev, 34-yds (102-ft) from broadside of trailer assembly	84	88	85	80	73	68	65	64	62	59		90.1	72.6
SPL: Pos. 13 -- 5-ft, 150-ft from broadside exh. sil, in direction of inlet	80	80	78	76	68	65	60	62	59	54		83.3	68.8

Vedlegg 4 Utslipp til luft

NOTAT

Til: Elise Førde Ask Rådgiving AS
Kopi:
Fra: Svein Knudsen og Dag Tønnesen
Dato: Kjeller, 29. januar 2007
Ref.: SK/BKA/O2228

Reservekraftanlegg på Tjeldbergodden –Utslipp til luft (revidert, januar 2007)

Bakgrunn

Statnett planlegger et reservekraftanlegg på Tjeldbergodden. Reservekraftanlegget vil kun benyttes dersom det skulle oppstå fare for strømrasjonering og vil normalt ikke være i drift. Ved vurderingene er det lagt til grunn en driftsperiode i det/de år anlegget er i drift på 5 måneder (1. jan.-1. juni).

Ask Rådgiving AS har, på vegne av Statnett SF, bedt Norsk institutt for luftforskning (NILU) om å utrede følgende:

- Konsentrasjoner av NOx i luft rundt Tjeldbergodden som følge av drift av et reservekraftanlegg
- Avsetning av nitrogen og mulige forsuringsvirkninger og virkninger på sårbare naturtyper
- Produksjon og spredning av vanndamp og synlig røyk

Utslipp og konsentrasjoner vurderes mot retningslinjer og forskrifter. Om nødvendig foreslås avbøtende tiltak. Dette notatet er revidert i forhold til nye tekniske data for anlegget

Teknisk grunnlag

Det er tenkt benyttet 7*22 MW enheter til produksjon av strøm. Hver enhet har egen avgasskanal. Avgassmengde er avhengig av teknologivalg. Dersom anlegget kjøres uten spesiell rensing er avgassmengden 220 000 til 250 000 kg/h fra hver turbin. Men vanninjeksjon blir avgassmengden å 375 000 kg/h fra hver turbin. Dette tilsvarer volumer på 180 000 m^3/h og 290 000 m^3/h ved 20°C. Utslippet har en temperatur på 515°C. Volumstrømmen ut av utslippskanalen blir 475 000 m^3/h uten vanninjeksjon og 780 000 m^3/h med vanninjeksjon. Utslippet og utslippsbetingelser er gitt i Tabell 1.

NILU
Postboks 100
Instituttveien 18
2027 KJELLER
Tel: 63 89 80 00/Faks: 63 89 80 50

NILU Tromsø
Polarmiljøsenteret
Hjalmar Johansens gt. 14
9296 TROMSØ
Tel: 77 75 03 75/Faks: 77 75 03 76

e-post: nilu@nilu.no
nilu-tromso@nilu.no
Internett: www.nilu.no
Bank: 5102.05.19030
Foretaksnr.: 941705561

Vennligst adresser post til NILU, ikke til enkeltpersoner.

Tabell 1: Utslippsbetingelser og utslipp av NO_X (regnet som NO_2) og vanndamp for Reservekraftanlegg på Tjeldbergodden.

	Enhet	Verdi	Totalt
Skorsteinshøyde	m	6.1	6.1
Skorsteinsdiameter	m	2.7	-
Avgasstemperatur	°C	515	515
Utslippshastighet (176 ppm)	m/s	22	-
Utslippshastighet (176 ppm)	m/s	38	-
Utslippsmengde NO_X (176 ppm)	g/s	12,4	86,8
Utslippsmengde NO_X (25 ppm, vannij.)	g/s	3,08	21,56
Utslippsmengde vanndamp	kg/s	1.59	11,1

Gass fra norsk sokkel inneholder lite svovelforbindelser. Det antas derfor at det ikke er betydelige utslipp av svovelforbindelser. Det er NO_X-utslippet som normalt er dimensjonerende for påvirkningen av konsentrasjoner i uteluft, da det er denne gassen der konsentrasjonene ligger nærmest grenseverdier satt av myndighetene. Det er derfor ikke nødvendig å gjøre beregninger for SO_2, partikler og CO. NO_X er en fellesbetegnelse for NO og NO_2. For gassturbiner er det NO-utslippet som er størst, og normalt er utslippet av NO_X fra gassturbiner 10% NO_2 og 90% NO. NO reagerer imidlertid raskt med ozon i atmosfæren til NO_2 . Ved å beregne konsentrasjonen av NO_X og anta at NO oksyderes til NO_2 oppnås et estimat på NO_2 konsentrasjonen som følge av NO_X utslippene.

1 Regelverk og anbefalte luftkvalitetskriterier.

Det er flere regelverk for konsentrasjoner av NO_2 i uteluft. Det er her valgt å bruke "Forskrift om lokal luftforurensning" som angir grenseverdier, som er juridisk bindene. Det er her også referert SFTs anbefalte luftkvalitets kriterier som er retningslinjer og ikke juridisk bindende.

Forskrift om lokal luftkvalitet

Fastsatt ved kgl.res. 4. oktober 2002 med hjemmel i lov 13. mars 1981 nr. 6 om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven) §§ 5, 9, 39, 49, 51 og 81, jf. EØS-avtalens vedlegg XX pkt. 14a (direktivene 96/62/EF, 99/30/EF og 2000/69/EF). Fremmet av Miljøverndepartementet.

Nitrogendioksid og nitrogenoksid	Midlingstid	Grenseverdi	Tillatt antall overskridelser	Gyldig fra
Timegrenseverdi for beskyttelse av menneskets helse	1 time	200 µg/m^3NO_2	Grenseverdien må ikke overskrides mer enn 18 ganger pr. kalenderår	1. januar 2010
SFTs anbefalte luftkvalitets kriterium	1 time	100 µg/m^3NO_2	Ikke juridisk bindene	

For anlegg som bare skal være i drift i noen måneder er det den maksimale timemiddelkonsentrasjonen som er mest kritisk for vurdering av luftkvaliteten. Langtidsmiddelverdien for NO_2 vil ved drift i mindre enn ett år være betydelig lavere enn grenseverdiene når kravet til den maksimale timemiddelverdien er oppfylt.

2 Situasjonen på Tjeldbergodden i dag

Målinger viser at luftkvaliteten på Tjeldbergodden er god. Det er imidlertid en betydelig industriell aktivitet på Tjeldbergodden, der det blant annet er utslipp av NO_X. Utslippene av NO_X kommer hovedsakelig fra metanolfabrikken, Bioprotein anlegget og fra gassterminalen. Dampkjelen på metanolfabrikken har de største utslippene. Ved produksjonsuregelmessigheter vil det også foregå en viss fakling. Det vil også være utslipp av NO_X fra biltrafikken i området og fra skip i skipsleia og skip som losser og laster ved kaianlegget. Konsentrasjonene av NO_X vil være dominert av de lokale utslippene. Skipstrafikken og biltrafikken vil også ha utslipp av partikler, men disse aktivitetene vil ikke bli påvirket av det mobile gasskraftverket. Det vil sannsynligvis også være utslipp av hydrokarboner fra anleggene, men disse vil ikke bli behandlet her fordi det er NO_X-konsentrasjonen i luft som er dimensjonerende for utslippet. Ozon-konsentrasjonen vil være dominert av langtransportert luftforurensning og vil være svært lik et lite forurenset sted på Vestlandet.

Det er ikke målt konsentrasjoner av SO_2 på Tjeldbergodden i den senere tid. Det er imidlertid målt konsentrasjoner av SO_2 på Kårvatn som døgnmiddelverdier. Disse er svært lave den høyeste verdien er i 2004 målt til 0.45 µg/m³ og årsmiddelverdien var 0.07 µg/m³ . Konsentrasjonene av SO_2 på Tjeldbergodden vil være høyere enn dette. Dette skyldes at skipstrafikken har utslipp av SO_2. Det er imidlertid grunn til å anta at denne er lavere enn 30 µg/m³, som en maksimalverdi og at langtidsmiddelkonsentrasjonen er langt under dette sannsynligvis langt under 1 µg/m³. Det er målt konsentrasjoner av nitrogenoksider på Tjeldbergodden i perioden august 1998 til juli 1999. Det ble ikke registrert noen overskridelser av anbefalte luftkvalitetskriterier eller grenseverdier for NO_2 i måleperioden. Det ble målt konsentrasjoner av NO_2 på to stasjoner og det er her referert til den stasjonen som til enhver tid hadde den høyeste konsentrasjonen. Årsmiddelkonsentrasjonen av NO_X ble målt til 8.4 µg/m³, hvorav 7 µg/m³ var nitrogendioksid. Den maksimale timemidlede konsentrasjonen av NO_2 ble målt til 51 µg/m³. Målestasjonene var plassert nær vei og er sannsynligvis påvirket av utslipp fra biltrafikken på disse veiene. Beregninger for utslipp av NO_X fra metanolfabrikken viser at den maksimale beregnede timemiddel konsentrasjonen var mindre enn 20 µg/m³ i en avstand av 100-1000m fra hovedkilden. Målepunktene lå i de to mest belastede vindsektorene for denne kilden.

Bidrag til nitrøse gasser i omgivelsene fra utvidelse av metanolfabrikken og mulig nytt gasskraftverk er utredet i rapport NILU OR 36 / 2003 "Konsekvenser av utslipp til luft fra utvidelse av metanolfabrikk og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden". Maksimal belastning fra disse anleggene vil intreffe under lett stabil sjiktning og svak vind og komme i avstand ca 12 km fra utslippet. Samlet belastning var beregnet til å ligge nær opptil anbefalt luftkvalitetskriterium, 96 µg/m^3 i forhold til kriteriet på 100 µg/m^3. Bidrag til avsetning vil utgjøre 6 % av total avsetning før utvidelsen.

Konsentrasjonene av ozon er normalt høye sammenlignet med gjeldende luftkvalitetskriterier på Tjeldbergodden, men normale for kysten av Vest-Norge. Konsentrasjonen av ozon varierer også mye fra år til år. Dette kommer av at konsentrasjonen er dominert av langtransport av forurensninger og at transporten fra kontinentet til Norge og nordvestlandet varierer. I 2004 ble det målt døgn med timeverdier over 100 µg/m^3 ozon i 44 døgn, antall timer over 100 µg/m^3 var 444 og maksimalkonsentrasjonen målt var 139 µg/m^3 .

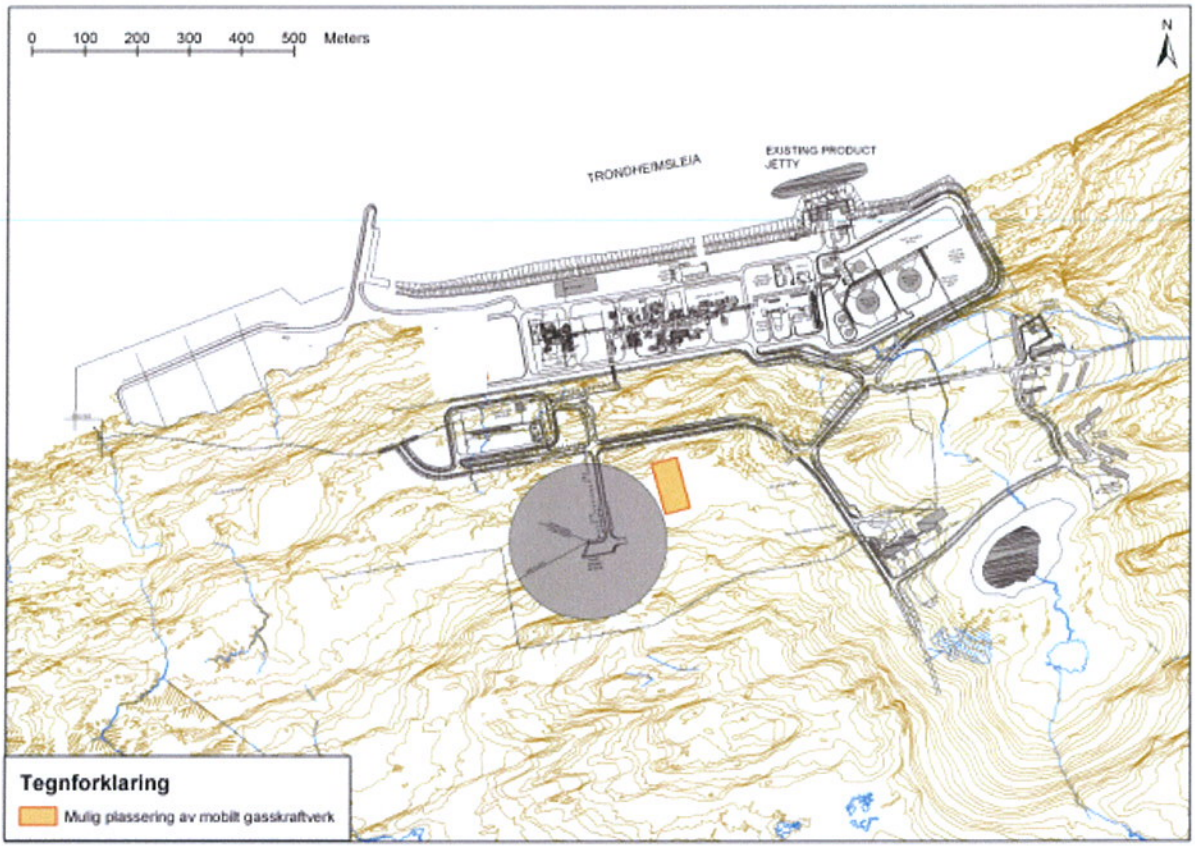
Tabell 2: Statistikk for kontinuerlige målinger av NO_2 på Tjeldbergodden i perioden august 1998- juli 1999. Enhet: µg/m³.

Måned	Måneds-middelverdi (µg/m³)	Maks. døgn-middelverdi (µg/m³)	Ant. obs (døgn)	Maks time-middelverdi (µg/m³)	Ant. obs. (timer)
Aug. '98	7	11	30	39	740
Sep. '98	11	18	30	46	701
Okt. '98	9	14	31	34	735
Nov. '98	9	16	30	32	715
Des. '98	9	16	31	38	741
Jan. '99	8	12	30	27	685
Feb. '99	10	19	18	51	427
Mar. '99	4	10	31	22	735
Apr. ' 99	5	10	30	48	714
Mai '99	4	6	31	30	739
Juni '99	4	9	30	25	715
Juli '99	3	7	31	28	740
Hele perioden	7	19	354	51	8 387

3 Spredningsberegninger

Det er gjort spredningsberegninger for utslipp fra 7 mobile enheter som produserer strøm. Enhetene vil bli satt opp ved siden av hverandre og har separate skorsteiner. Avstanden mellom skorsteinene vil bli ca 15 m. De 7 enhetene vil bli plassert i nærheten av faklene. Plasseringen er vist i Figur 1. Skorsteinene vil være 6,1 m høye.

Plassering av reservekraftanlegget nær fakkelen er en av de mest gunstige plasseringene for utslipp til luft. Dette på grunn av at det ikke er store strukturer i nærheten som danner turbulens. Utslippene vil ligge høyt i terrenget. Denne plasseringen vil imidlertid kunne belaste administrasjonsbygget ved sterk vind fra utslippet mot denne bygningen.



Figur 1: Plassering av reservekrafanlegg på Tjeldbergodden . Anlegget er tenkt plassert på det gule området.

3.1 Beregninger av NO_2-konsentrasjoner

Avgass 25 ppm.

Beregningene viser at med en utslippshastighet på 38 m/s og en temperatur på 515 °C, vil avgassene selv ved sterk vind ha et betydelig røykløft etter at avgassene har forlatt utslippskanalene. Konsentrasjonene under 20 $\mu g/m^3$ for alternativet med vanninjeksjon, og maksimalt 34 µg/m3 for alternativet med "liquid fuel". Maksimal bakkekonsentrasjon vil er fra komme på avstander fra 1 til 5 km fra anlegget, avhengig av vindstyrke og atmosfærisk stabilitet.

Maksimalt bidrag fra anlegget er beregnet til å være lavere enn både forskriften på 200 $\mu g/m^3$ og SFTs anbefalte luftkvalitets kriterium på 100 $\mu g/m^3$ for alle avstander og vindstyrker.

Avgass 176 ppm.

Beregningene viser med en utslippshastighet på 22 m/s og en temperatur på 515 °C, vil avgassene ved svak til moderat vind ha et betydelig røykløft etter at avgassene har forlatt utslippskanalene. Konsentrasjonene ved disse vindforholdene vil være lave og under 20 $\mu g/m^3$.

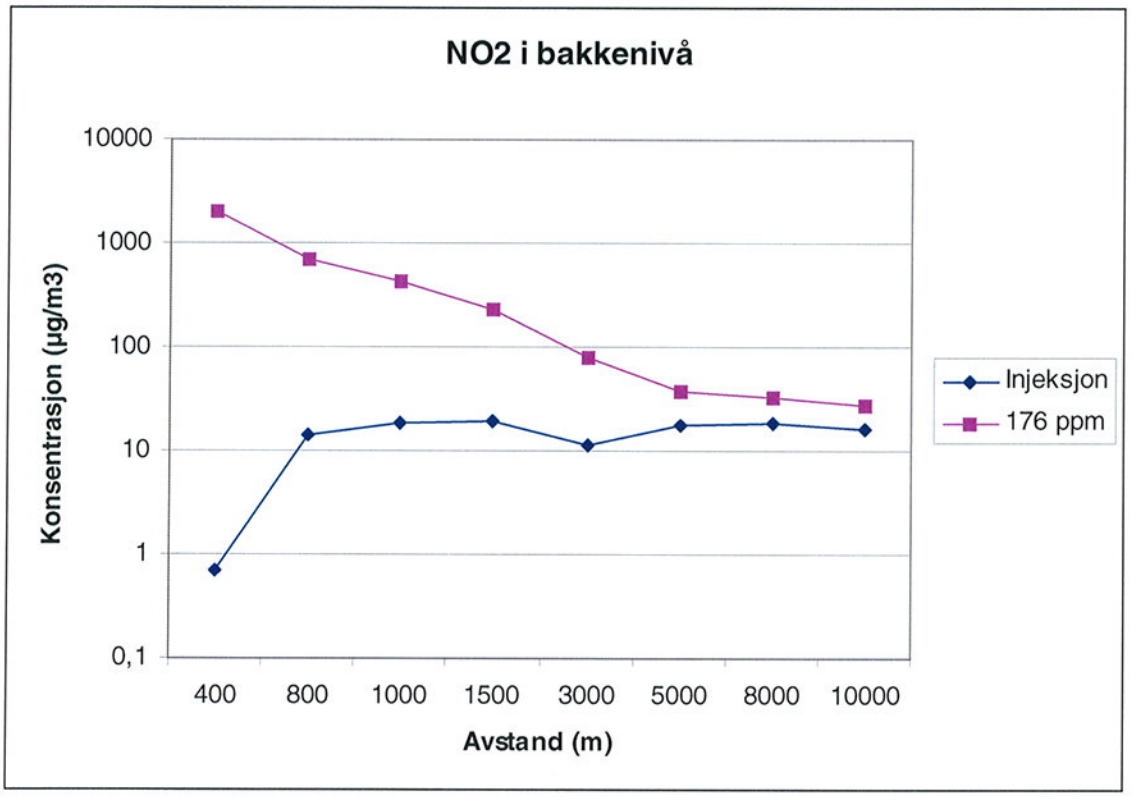
Ved sterk vind, dvs at vindstyrken er over 15 m/s, vil røykfanene fanges av turbulensen fra nærliggende strukturer. Konsentrasjonene av NO_x vil da være over verdien gitt i forskriften. For syv enheter viser beregningene at konsentrasjonen av NO_X regnet som NO_2 vil være over forskriften ut til 2km fra anlegget.

Det er målt meteorologi i to perioder, 1990-91 og 2000-2001. Vindstyrker over 15 m/s er målt til å opptre 9 ganger i perioden 1990-91 og 14 ganger i perioden 2000-2001. Forskriften tillater 18

overskridelser i løpet av et kalenderår og det er derfor lite sannsynlig at konsentrasjoner over 200 $\mu g/m^3$ vil inntreffe 18 ganger i løpet av den perioden reservekraftanlegget er i drift.

Konsentrasjonen vil kunne variere noe som følge av hvordan de mobile enhetene blir plassert i forhold til hverandre. Turbinene bør plasseres slik at turbinrekken ligger på tvers av hoved vindretningen.

Konsentrasjonsnivåene som funksjon av avstand er vist i Figur 2.



Figur 2: Konsentrasjoner av NO_2 som funksjon av avstand fra de mobile enhetene. All NO_X er regnet som NO_2.

I tillegg til de beregnede konsentrasjonene kommer konsentrasjoner forårsaket av andre utslipp og langtransport av forurensninger. De siste målingene målt på Tjeldbergodden i 1998-1999 viser at den maksimale konsentrasjonen var 51$\mu g/m^3$. Ved sterk vind er det gode spredningsforhold. Da vil bakgrunnskonsentrasjonene som må adderes til beregningene være under 10 $\mu g/m^3$ og sannsynligvis under 5 $\mu g/m^3$. Ved svak vind er konsentrasjonene målt til maksimalt 51 $\mu g/m^3$. Disse konsentrasjonen er sannsynligvis forårsaket av eksisterende industri på Tjeldbergodden, skipstrafikken og veitrafikken i området. Reservekraftanlegget har maksimalt bidrag ved sterk vind, veitrafikken ved svak vind. Dette medfører at belastningen fra veier er liten når reservekraftanlegget belaster mest og omvendt. Metanolfabrikken belaster mest når det er sterk vind. Belastningen fra metanolfabrikken vil komme lengre vekk fra utslippet fordi utformingen av skorsteinen for metanolfabrikken er designet slik at røykfanen går klar av turbulenssonen. Dette er ikke tilfellet for reservekraftanlegget. Belastningen fra metanolfabrikken vil komme lengre vekk fra utslippet og er beregnet til ikke å overstige 20 $\mu g/m^3$.

Ved normale værforhold vil reservekraftanlegget bidra med små konsentrasjoner i bakkenivå. Dette er fordi det er et varmt utslipp med høy utslippshastighet og stort volum. Dette fører til at selv om skorsteinen er lav og sannsynligvis ikke mye høyere enn strukturen selv vil den allikevel ha et betydelig røykløft. Den typiske konsentrasjonen av NO_2 ved svak til moderat vind for en enhet vil være mindre en 3 $\mu g/m^3$ og fra 7 enheter under 20 $\mu g/m^3$ for alternativet med vanninjeksjon. For 176 ppm i avgassen vil typiske konsentrasjoner fra 7 enheter være under 50 $\mu g/m^3$.

Den nærmeste bebyggelsen til anlegget ligger ca 1 km fra det.Ved vanninjeksjon vil bidraget fra reservekraftanlegget vil her kunne bli fra 20 % til 30 % av anbefalte luftkvalitetskriterium på 100 $\mu g/m^3$. Det forventes altså ikke konsentrasjoner over grensene for steder der folk bor.
Med 176 ppm i avgassen vil det ut fra beregningene forekomme konsentrasjoner som kommer opp mot SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium på 100 $\mu g/m^3$ som er halvparten av forskriften, drsom en tar hensyn til at det er begrenset hvor mye NO som kan oksideres til NO_2. Dersom en regner all NO_X som NO_2 blir maksimalt bidrag fra 7 enheter over 400 $\mu g/m^3$.

3.2 Avsetning av nitrogen

Det er ikke foretatt separate beregninger av avsetning. Vurderingene gitt her bygger på beregninger og konklusjoner trukket i rapport NILU OR 36 / 2003 "Konsekvenser av utslipp til luft fra utvidelse av metanolfabrikk og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden".

Utslipp fra reservekraftanlegget kommer i tillegg til utslipp som allerede eksisterer i området. Det er her antatt at reservekraftverket vil være i drift i 5 måneder i en 20 årsperiode fra 1 januar til 1. juni. Tilleggsavsetningen som følge av reservekraftanlegget vil annslagsvis komme i løpet av denne 5 måneders perioden. Det vil kunne være svært forskjellig avsetning fra måned til måned på grunn av fluktuasjoner i nedbør og meteorologi. Hvis det antas at hver måned har lik avsetning er avsetningen vurdert til å være ca 1 mgN/m^2 pr. måned i maksimumssonen. Dette vil imidlertid kunne variere innenfor 0- 4 mgN/m^2 , men i snitt for en måned ca 1 mgN/m^2 og altså 5 mgN/m^2 for de 5 månedene i året det året reservekraftverket er antatt å være i drift. Sammenlignet med det beregnede bidraget fra eksisterende kilder på Tjeldbergodden på 10-20 mgN/m^2 vil avsetningen fra reservekraftverket utgjøre ca 25-50 % av bidraget fra de andre utslippene i området og mindre enn 2.5 % av den målte avsetningene i 2001. Avsetningen i området er målt til 220 mgN/m^2 i 2001.

Effekter på naturmiljøet - overflatevann
Forsuring av overflatevann er et betydelig problem i Sør-Norge. Problemets omfang avtar fra sør til nord og fra kysten og innover i landet. I Midt-Norge er det få vassdrag som er påvirket av forsuring. Dette gjelder generelt også i området rundt Tjeldbergodden. Det finnes godt datamateriale fra vannene i området rundt Tjeldbergodden. Noen vann i influensområdet til aktivitetene på Tjeldbergodden har relativt lave tålegrenser for forsuring. Ingen av vannene har imidlertid overskredne tålegrenser ved dagens nedfall av nitrogen- og svovelforbindelser. Utslippet fra reservekraft anlegget vil ikke føre til at disse tålegrensene blir overskredet.

Effekter på naturmiljøet - vegetasjon
Innen influensområdet er det registrert større arealer av naturtyper som har lave tålegrenser for nitrogenavsetning. Nedbørmyr, fattig skog og kystlynghei finnes langs kysten i hele nedslagsfeltet, mens fattig fjellhei er lokalisert til områder ovenfor skoggrensa, hovedsakelig i midtre og indre strøk. Boreal regnskog med gran som dominerende treslag og med flere truede og sårbare lav og moser finnes hovedsakelig i nordre deler av nedslagsfeltet fra Agdenes og nordover på Fosen-halvøya. Dagens nitrogenavsetning ligger under gjeldende tålegrenser for alle vurderte vegetasjonstyper. Utslippet fra reservekraftanlegget vil ikke overskride gjeldende nitrogentålegrenser for sårbare naturtyper innen influensområdet, og man skulle således ikke forvente endringer i vegetasjon. Det forventes ingen synlige effekter på kulturlandskap, jord- og

skogbruk av økte nitrogenutslipp. Økning i nitrogenoksidkonsentrasjon vil bli minimal og vil ikke påvirke planteliv og helsetilstand hos mennesker og dyr. Bakgrunnskonsentrasjonen av ozon i området er periodevis høy nok til å gi skader på planter og påvirke helsetilstanden, men økningen i bakkenær ozon på grunn av reservekraftverket er vurdert så liten at det neppe vil ha målbare effekter.

Beregning av synlig røyk fra vanndamp

Det er utført beregninger for spredning av vanndamputslipp på bakgrunn av en tilført vannmengde på 40 tonn pr time. Fordelt på turbinene utgjør dette et utslipp av vanndamp på 1,59 kg/s. Tabell 3 viser nødvendig tilført vanndampkonsentrasjon (g/m^3) for at det skal inntreffe metning (og dråpedannelse) ved ulike kombinasjoner av temperatur og relativ fuktighet.

Tabell 3: Økning i vanndampkonsentrasjon (g/m^3) for at metning skal inntreffe ved oppgitte kombinasjoner av temperatur(C) og relativ fuktighet (%).

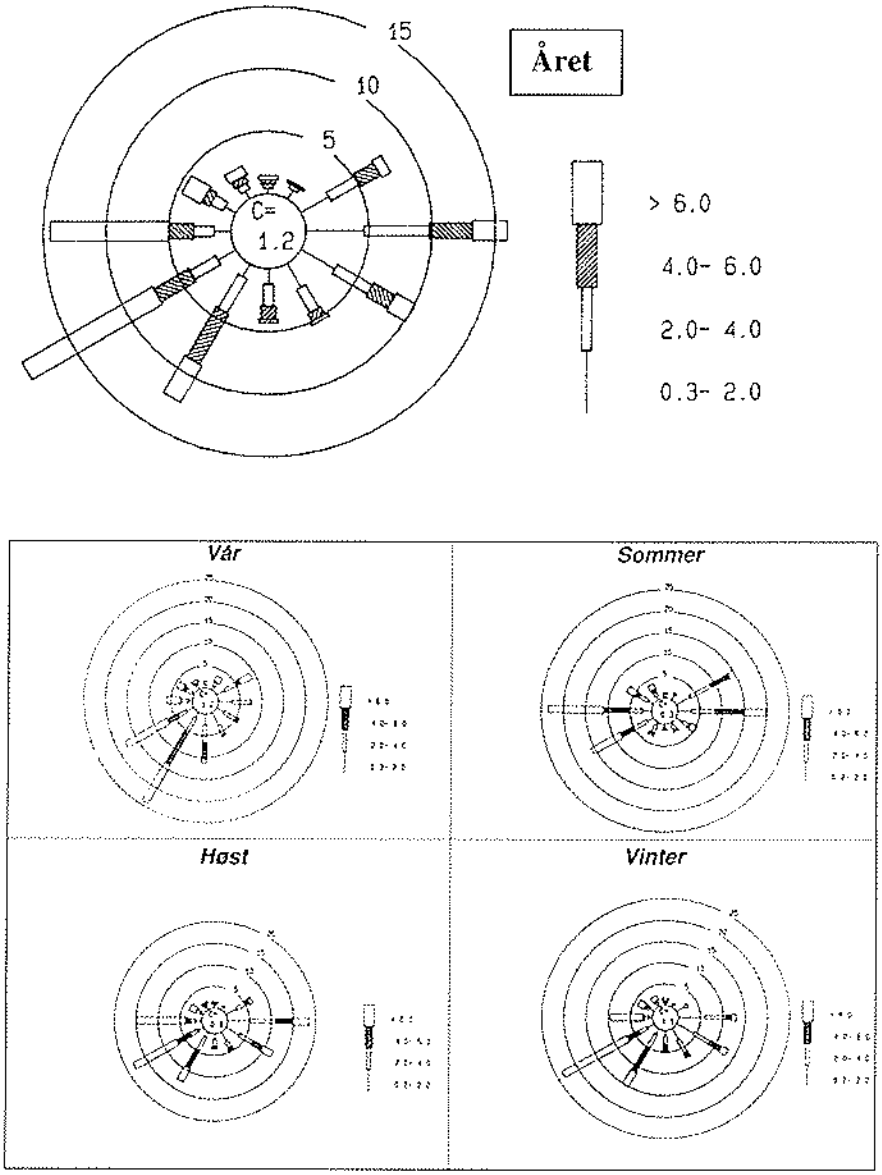
Temp\Fuktigh.	75	80	85	90	95
-15	0,400	0,320	0,240	0,160	0,080
-10	*0,587*	*0,470*	0,352	0,235	0,118
-5	*0,849*	*0,679*	*0,509*	0,340	0,170
-2	*1,051*	*0,841*	*0,631*	*0,420*	0,210
0	*1,208*	*0,966*	*0,725*	*0,483*	*0,242*
5	*1,694*	*1,355*	*1,016*	*0,678*	*0,339*
10	*2,343*	*1,874*	*1,406*	*0,9378*	*0,469*

De mest kritiske kombinasjonen en kan regne med å finne på Tjeldbergodden er vist i kursiv tabellen. Beregninger av timemiddelkonsentrasjon viser at konsentrasjonen av vanndamp fra turbinene kan være over 0,243 g/m3 , og dermed kunne forårsake synlig røyk, ut til 800 m fra utslippet. Konsentrasjon av denne størrelsen vil forekomme i nivåer fra 100 til 200 m over bakken avhengig av de atmosfæriske spredningsforholdene. Slikt omfang av synlig røyk vil kunne forekomme når lufttemperaturen er nær null grader og det samtidig er høy fuktighet ("rått vær").

3.3 Hyppighet av spredningssituasjoner på Tjeldbergodden

Målinger av meteorologi i området er vist i Figur 4. Figuren viser at for vinter og vårmånedene var den mest hyppige vindretningen fra sørvest på Tjeldbergodden. Pålandsvind sterkere enn 5 m/s forekom i mindre enn 7% av tiden. I perioden 1990-91 ble det målt vindstyrker over 15 m/s i mindre enn 1 % av tiden. Det vil si ca. 9 ganger i løpet av dette året. I perioden 2000-2001 var det 14 timer med vindstyrke over 15 m/s. De sterkeste vindstyrkene forekom med vind fra sørvest. Den midlere vindstyrken var høy med midlere vindstyrke på 5.7 m/s i 1990-91 og 3.7 m/s i 2000-01 for vintermånedene og 4.8 m/s i 1990-91 og 3.4 m/s i 2000-01 for vårmånedene. Vindstyrken var størst med vind fra vest sørvest og sør-sørvest.

Det kan være betydelige forskjeller mellom hyppighet av sterke vindstyrker fra år til år, men den lave frekvensen på 9-14 timer med vind over 15 m/s løpet av måleperiodene tilsier at det er lav sannsynlighet for at de mest kritiske spredningsforholdene for reservekraftanlegget skal inntreffe mer enn 18 ganger i løpet av driftsperioden, som er grensen i forskriften.



Figur 4: Vindroser for året, og årstidene målt på Tjeldbergodden i perioden mars 1990 til februar 1991. Vindrosen er delt inn i 4 vindstyrkeklasser. Enhet: % av tiden det blåste fra de enkelte vindretninger. Stillefrekvensen ar gitt i sentrum av vindrosen.

3.4 Konklusjoner

Ved en plassering ved fakkelen er det ikke beregnet overskridelser av grenseverdien av NO_2 på 200 $\mu g/m^3$ eller SFTs anbefalte luftkvalitetskriterie på 100 $\mu g/m^3$ som timemiddel. Den maksimale bidraget fra reservekraftverket er ca 20 $\mu g/m^3$ for vanninjeksjon og ca 35 $\mu g/m^3$ for "liquid fuel". Den maksimale belastningen vil komme ved sterk vind. Målingene av vindstyrke viser at dette inntreffer 9-14 timer i løpet av ett år. Ved normale meteorologiske forhold vil belastningen være lav.

Den nærmeste bebyggelsen til anlegget ligger litt over 1 km fra den planlagte plasseringen. Kjørsvikbugen ligger ca. 1,5-2 km fra anlegget. Den nærmeste bebyggelsen vil ut fra beregningene kunne bli belastet med konsentrasjoner på 20$\mu g/m^3$ til 34$\mu g/m^3$.

Den maksimale avsetningen av nitrogen som følge av utslipp av NO_x er vurdert til 5 mgN/m^2 for en 5 måneders periode. Dette forventes å ha små effekter på forsuring og vegetasjon. Utslippet bidrar til den generelle forurensnings belastningen i området.

Spørsmål om konsesjonssøknaden og videre planarbeid kan rettes til:

Thor Anders Nummedal
Statnett
Tlf: 22 52 70 00
e-post: thor.nummedal@statnett.no

Spørsmål om saksbehandlingen kan rettes til:

Henriette Haavik
Norges vassdrags- og energidirektorat
Tlf: 22 95 95 95

Bente Rikheim
Statens forurensningstilsyn
Tlf: 22 57 34 00

Konsulent for utarbeidelse av søknaden:

Ask Rådgivning AS

Statnett

Besøksadresse: Husebybakken 28, Oslo
Postadresse: Postboks 5192 Maj, 0302 Oslo
Telefon: 22 52 70 00
Telefaks: 22 52 70 01

E-post: firmapost@statnett.no
Internett: http://www.statnett.no

Utgitt: Februar 2007