

NOx

Utredning av mulige NOx-
reduserende tiltak på sokkelen



OLJEDIREKTORATET



OLJEINDUSTRIENS
LANDSFORENING



HYDRO



ExxonMobil

TALISMAN

E N E R G Y



OLJEDIREKTORATET



OLJEDIREKTORATET



Utgiver
Oljedirektoratet
26.8.2005

www.npd.no

ISBN 82-7257-657-0

Innholdsfortegnelse

1. Sammendrag	2
2. Innledning.....	5
2.1 Forord	5
2.2 Bakgrunn	5
3. Energisystemer på innretningene til havs	6
3.1 Plattformens kraftkrevende hovedfunksjoner	6
3.2 Kraftanlegg på sokkelen.....	6
4. Tekniske tiltak på gassturbiner og motorer for reduksjon av NO _x utslipp.....	10
4.1 Generell teknologibeskrivelse	10
4.2 Dry Low Emissions (DLE turbiner).....	10
4.2.1 Utprøvd teknologi (single fuel DLE) – status og driftserfaring	10
4.2.2 Mulighet for ombygging av konvensjonelle SAC-turbiner til DLE	11
4.2.3 Ny teknologi (dual fuel DLE) – status teknologiutvikling.....	12
4.2.4 Alternativ for etterinstallering av DLE for dual fuel turbiner.....	12
4.2.5 Tidsplan for ettermontering av DLE	13
4.4 Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner (WLE)	14
4.5 Tekniske tiltak på stempel motorer for reduksjon av NO _x -utslipp	16
5. Økonomisk tiltaksanalyse	17
5.1 Forutsetninger.....	17
5.2 Metode for beregning av tiltakskostnader	20
5.3 Resultat.....	20
5.4 Sensitiviteteter	25
5.5 Diskusjon.....	26
6. Mulige ressursmessige konsekvenser	28
6.1 Utsatt produksjon ved installering av tiltak for NO _x -reduksjon	28
6.2 Konsekvenser for ressursutnyttelsen på feltene av NO _x krav.....	29

1. Sammendrag

Norge har ved ratifikasjon av Gøteborgprotokollen av 1999 forpliktet seg til å redusere de årlige utslippene av nitrogenoksider (NO_x) til 156 000 tonn innen 2010, en reduksjon på ca 45 000 tonn i forhold til prognosene. Det må gjennomføres vesentlige nye tiltak innenfor flere sektorer for at Norge skal kunne overholde denne forpliktelsen. I 2004 sto petroleumsindustrien for utslipp av ca 50 000 tonn NO_x, som tilsvarer 22 % av de totale utslippene i Norge.

Arbeidsgruppen som står bak denne rapporten har bestått av representanter fra myndigheter, operatørselskaper og oljeindustriens landsforening. Hensikten med arbeidet har vært å få en felles forståelse omkring kostnader og tekniske utfordringer ved å installere teknologi for å redusere utslippene av NO_x fra turbin- og motorordrift på innretningene til havs. Både oljeindustrien og myndighetene er tjent med at de utslippsreduksjonene som må iverksettes for å oppfylle internasjonale avtaler gjøres så kostnadseffektive som mulig. Rapporten har spesiell fokus på hvilke NO_x reduserende tiltak som er realistiske å implementere på sokkelen fra og med 2010.

Gassturbiner med DLE (Dry Low Emission) teknologi har frem til i dag vært det mest anvendte tiltaket. På sokkelen er det installert både turbiner som kun kan fyres på gass (single fuel) og kombinerte gass/diesel turbiner (dual fuel). Første single fuel DLE turbin på norsk sokkel ble satt i drift i 1998, og per i dag er det installert 34 DLE turbiner på sokkelen. Etter betydelige problemer og kostnader de første driftsårene, viser nå denne typen maskiner pålitelighet på linje med tradisjonelle gassturbiner uten DLE. Det er per i dag 26 single fuel gassturbiner som ikke er utstyrt for lav-NO_x på sokkelen og potensielt kan bygges om til DLE basert på utprøvd teknologi. Fire av disse maskinene er forberedt for ettermontering av DLE.

For dual fuel turbiner er DLE teknologi ennå ikke å anse som utprøvd teknologi for sokkelens mest anvendte gassturbintype (LM2500). Etter planen skal de to første DLE maskinene av denne typen installeres på norsk sokkel sommeren 2007. Før et eventuelt dual fuel DLE anlegg kan benyttes på andre innretninger, bør teknologien på pilotanlegget kvalifiseres i henhold til industriens standarder for roterende utstyr. Dette for å sikre stabil produksjon og unngå uønsket fakling ved produksjonsstanser. Ombygging til dual fuel DLE forventes å ha høyere investerings- og driftskostnader enn single fuel DLE. Den tekniske modenhet og det høye kostnadsnivået på denne teknologien vil vanskeliggjøre ettermontering av dual fuel DLE på gassturbiner i et større omfang for full operativ drift i 2010. Arbeidsgruppen har imidlertid identifisert et mulig potensial på inntil 19 dual fuel turbiner som over tid kan konverteres til single fuel DLE teknologi (utprøvd teknologi).

For stempelmotorer er katalytisk rensing av NO_x (SCR) utprøvd teknologi og kan være aktuell på fire motorer på sokkelen.

Kostnadene for NO_x reduserende tiltak er turbin- og innretningsspesifikke og avhengig av forhold som plass- og vektkapasitet på plattformen, grad av tilretteleggelse for ettermontering og turbinkonfigurasjon. Tallmateriale som er samlet inn, indikerer at investeringskostnadene ved å ettermontere DLE på tilrettelagte single fuel gassturbiner vil ligge mellom 50 – 200 mill kr per enhet. For gassturbiner som ikke er tilrettelagt for ettermontering anslås investeringskostnadene å ligge mellom 350 – 600 mill kr per enhet. Kostnadene som er benyttet i denne studien ligger i den nedre del av disse intervallene og forutsetter dermed at

kun de best egnede innretningene blir ombygget. Dette innebærer at næringen får fleksibilitet til å ettermontere tiltak på innretninger hvor dette er mest kostnadseffektivt.

Gitt et sett av basisforutsetninger, viser analysen at åtte av de 49 aktuelle maskinene har en tiltakskostnad under 50 kr/kg NO_x. Implementering av tiltak på disse maskinene kan redusere sokkelens utslipp med ca 2 500 tonn NO_x i 2010 til en samlet kostnad på ca 700 mill kr. Dette utgjør i underkant av 6 % av de totale forventede NO_x utslippene fra sokkelen 2010. Innenfor en tiltakskostnad på 100 kr/kg kan det være mulig å redusere sokkelens utslipp med ca 7 000 tonn NO_x til en samlet kostnad på ca 3,5 mrd kr basert på utprøvd lav-NO_x teknologi (14 % av de totale utslipp i 2010). Ved etterinstallering av lav-NO_x på samtlige av disse 49 maskinene, kan det teknisk være mulig å redusere NO_x utslippene med 17 000 tonn og til en kostnad på ca 19 mrd kr.

Tiltaksanalysen viser store forskjeller i kostnadseffektivitet for de ulike tiltakene. Analysen viser at usikkerhet i enkelte underlagsparametere vil kunne slå betydelig ut i tiltakskostnadene for den enkelte innretning, men dette vil til en viss grad jevnes ut på sokkelnivå. Virkemidlene som settes inn for å realisere utslippsreduksjoner på sokkelen må derfor være fleksible. Grundige studier for de enkelte innretningene vil avklare hvilke tiltak som er mest kostnadseffektive og mest aktuelle for selskap og samfunn å iverksette.

Utredning, planlegging og implementering av NO_x-reduserende tiltak for innretningene til havs er en omfattende prosess. Bestillingstiden for en ny DLE turbin er mellom 6-12 mnd. Installasjonstiden til havs for DLE på gassturbiner tilrettelagt for ettermontering er ca 7 uker, mens for de ikke-tilrettelagte turbiner tilsvarende 4-6 mnd. Ombyggingsarbeidet til havs, herunder tilgang på kvalifisert personell, vurderes å være en flaskehals for eventuell storskala gjennomføring av tiltak på sokkelen. I denne forbindelse vil prioritering av ettermontering av DLE kunne gå på bekostning av andre tiltak, for eksempel tiltak for økt oljeutvinning.

Det pågår teknologiutvikling og mulighetsstudier for installasjon av vann- og dampinjeksjon i gassturbiner, som et alternativ til DLE for reduksjon av NO_x utslipp på sokkelen. Teknologien er per i dag ikke kvalifisert for bruk til havs. Hovedutfordringer har vært høye kostnader ved å skaffe tilveie tilstrekkelige mengder rent vann og at anleggene har vært meget plass- og vektrevende. Det er imidlertid bygget et anlegg for vanninjeksjon for to LM6000 maskiner på britisk sokkel. Utstyret planlegges installert i 2006, slik at en vil ha driftserfaring fra anlegget i 2007.

Det er igangsatt studier for å vurdere mulighetene for å benytte vanninjeksjon også for innretninger på norsk sokkel. Foreløpige resultat fra den ene studien indikerer en utstyrs- og installasjonskostnad på ca 200 mill kr for vanninjeksjon i tre gassturbiner. Denne innretningen vurderes som godt egnet for installasjon av dette utstyret.

En annen forstudie omfatter vanninjeksjon i fire kompressorturbiner, og resultat fra studien forventes å foreligge høsten 2005. Dersom resultatene fra studien er positive og forutsatt beslutning om videreføring i partnerskapet, kan et slikt anlegg tidligst være i drift i 2007 med en påfølgende testperiode på 6-12 måneder. I forbindelse med uttesting av et vanninjeksjonsanlegg blir det sentralt å teste ut hvordan ulike injeksjonsmengder med vann påvirker regularitet og utslipp av NO_x. Kostnader for investeringer og drift av slike anlegg må også verifiseres. Avhengig av utfallet fra pilottestene, vil vanninjeksjon på sikt kunne være aktuell for implementering på andre innretninger, forutsatt ledig vekt og plasskapasitet. Kvalifisering av teknologi, erfaringer fra pilottesting og vurdering av aktuelle kandidater for

vanninjeksjon vil sette begrensninger for implementering av vanninjeksjon i et større omfang for full operativ drift i 2010.

Dampinjeksjon i turbiner kan være interessant for anlegg med behov for mer kraft, som ikke nyttegjør all overskuddsvarme og hvor en har tilstrekkelig tilgjengelig vekt- og arealkapasitet.

Det pågår altså arbeid med å utvikle og kvalifisere ny teknologi for reduksjon av NOx-utslipp til havs. Dette tilsier at virkemidlene som skal settes inn for å utløse tiltak på sokkelen må være fleksible og robuste til å ta høyde for disse mulighetene og usikkerhetene.

Det finnes et betydelig potensial for økt olje- og gassproduksjon fra feltene i drift på norsk sokkel. Et vesentlig element i god ressursforvaltning er å legge til rette for at dette potensialet lar seg realisere. I arbeidet med tiltaksanalysen har vi derfor sett spesielt på om myndighetspålagte krav om reduksjon av NOx utslipp vil kunne få negative konsekvenser for ressursutnyttelsen. Selv om det er vanskelig å kvantifisere slike effekter, er det kommet fram flere forhold hvor dette kan bli en problemstilling. Arbeid med NOx-reduksjon kan føre til at prosjekt for økt utvinning ikke blir gjennomført, og produksjonen fra eksisterende felt vil avsluttes tidligere enn planlagt som følge av økte kostnader.

2. Innledning

2.1 Forord

Denne rapporten oppsummerer informasjon og diskusjon fra arbeidsgruppen som har utredet en oversikt over mulige NO_x reduserende tiltak på sokkelen. Rapporten er en oppdatering av tiltaksutredningen som OD og OLF utførte i 2001. Arbeidsgruppen har vært en nyttig møteplass mellom spesialister og generalister fra myndighetene, operatørselskapene og oljeindustriens landsforening (OLF). Hensikten med arbeidet har vært å få en felles forståelse omkring kostnader og tekniske utfordringer ved å installere teknologi for å redusere utslippene av NO_x fra turbin- og motorordrift på innretningene til havs.

Både oljeindustrien og myndighetene er tjent med at de utslippsreduksjonene som må iverksettes for å oppfylle internasjonale avtaler gjøres så kostnadseffektivt som mulig. Denne rapporten er et bidrag til beslutningsgrunnlaget for valg av virkemiddel for oppfyllelse av Gøteborgprotokollen i 2010. Rapporten har derfor spesiell fokus på hvilke NO_x-reduksjoner som er realistiske å oppnå fra innretningene på sokkelen innen 2010.

Deltagelse i arbeidsgruppen:

Ingvild Skare (OLF), Geir Husdal (OLF/Novatech), Marianne Tangvald (Statoil), Øyvind Aasarød (Talisman), Odd-Arne Follum (Hydro), Ingvild Strand (ExxonMobil), Per Imeland (ConocoPhillips), Kjell Reidar Knudsen (OD), Erik Abrahamsen (OD), Arne H. Nilsen (OD) og prosjektleder Stig Svalheim (OD).

2.2 Bakgrunn

Norge har ved ratifikasjon av Gøteborgprotokollen av 1999 forpliktet seg til å redusere de årlige utslippene av nitrogenoksider (NO_x) til 156 000 tonn innen 2010, en reduksjon på ca 45 000 tonn i forhold til prognosene. Det må gjennomføres vesentlige nye tiltak innenfor flere sektorer for at Norge skal kunne overholde denne forpliktelsen. I 2004 sto petroleumsindustrien for utslipp av ca 50 000 tonn NO_x, som tilsvarer ca 22 % av de totale utslippene i Norge.

I tillegg må Norge oppfylle EU direktiv om integrert forebygging og begrensning av forurensing (IPPC-direktivet), som krever at anleggene på sokkelen drives i henhold til beste tilgjengelige teknikk (BAT).

I denne forbindelse har Olje- og energidepartementet (OED), som har sektoransvar for petroleumsvirksomheten, bedt om en oppdatert tiltaksanalyse over mulige NO_x-reduserende tiltak på sokkelen som også skal inneholde en vurdering av utviklingen av ny teknologi. OED ga i denne forbindelse OD følgende oppdrag:

”Olje- og energidepartementet (OED) har behov for en oppdatert tiltaksanalyse over mulige NO_x reduserende tiltak på sokkelen, herunder kostnader og konsekvenser for ressursutnyttelsen på feltene. Departementet ber derfor Oljedirektoratet (OD) om å utarbeide en oppdatert tiltaksanalyse i samarbeid med industrien, og legger til grunn at Statens forurensningstilsyn (SFT) inviteres til å delta i arbeidet”.

SFT har valgt å ikke delta i arbeidsgruppen, men har vært informert om arbeidet.

3. Energisystemer på innretningene til havs

3.1 Plattformens kraftkrevende hovedfunksjoner

Hovedfunksjonen til en olje- og gassproduserende innretning er å foreta prosessering av brønnstrømmen, levere injeksjonsmedium for trykkvedlikehold i reservoaret, boring og drift av brønner samt andre støttetjenester. Brønnstrømmen fra reservoaret ledes gjennom et separasjonssystem hvor vann, gass og olje skilles. Gass behandles i henhold til eksportspesifikasjoner mht sammensetning/kvalitet og komprimeres for transport eller eventuell injeksjon. Olje eksporteres via tankbåt fra feltet eller ved rørtransport til terminal på land.

Injeksjon av vann og gass for trykkvedlikehold av reservoaret og kompresjon av gass for eksport er normalt de mest kraftkrevende operasjonene på en produksjonsinnretning. Andre energikrevende operasjoner er boring av brønner, pumping av olje og løfting av sjøvann opp på plattformen.

En plattforms kraftbehov og energieffektivitet vil variere med hvilken produksjonsfase innretningen er i. Norsk sokkel står overfor en rekke endringer i produksjonsmønstre som vil ha betydning for fremtidig kraftbehov og som vil innebære betydelige energi- og miljømessige utfordringer;

- Tiltak for å øke utvinningsgraden fra eldre felt innebærer ofte økt injeksjon av vann og gass. Lavtrykksproduksjon vil medføre økt kompresjons- og pumpearbeid
- Generelt økt vannproduksjon fra modne oljefelt i en avtrappingsfase
- Overgang fra primært oljeproduksjon til en større andel gassproduksjon. Dette medfører betydelig økt energibehov til gasstransport
- Virksomheten beveger seg stadig nordover, noe som medfører større behov for energi til transport av gass til markedene.
- Teknologisk utvikling og større havdyp som gjør at en større del av operasjonene vil foregå på havbunnen, noe som i en del tilfeller vil resultere i økt kraftbehov på plattformen (pumping, kunstig løft, varmebehov).

3.2 Kraftanlegg på sokkelen

I all hovedsak genereres all elektrisk og mekanisk kraft for drift av innretningene på sokkelen av gassturbiner. I perioder hvor gass ikke er tilgjengelig, kan noen av disse turbinene også drives med diesel (dual fuel maskiner).

En gassturbin består forenklet av en gassgenerator (kompressor og forbrenningskammer) og selve turbinseksjonen. Kompressoren øker trykket på atmosfærisk luft og sender denne til forbrenningskammeret hvor luft og brensel blandes. Ved forbrenning vil den varme forbrenningsgassen ekspandere og deler av denne konverteres til mekanisk energi for drift av strømgeneratorer, kompressorer eller pumper.

Totalt er det installert 182 gassturbiner på norsk sokkel med en samlet installert effekt på i underkant av 3200 MW. Av disse har 34 turbiner lav NO_x teknologi (ca 800 MW installert effekt). 119 av turbinene er levert av General Electric, og disse utgjør over 80 % av installert effekt på norsk sokkel. Dette gjør at offshoresektoren er sterkt avhengig av en leverandør.

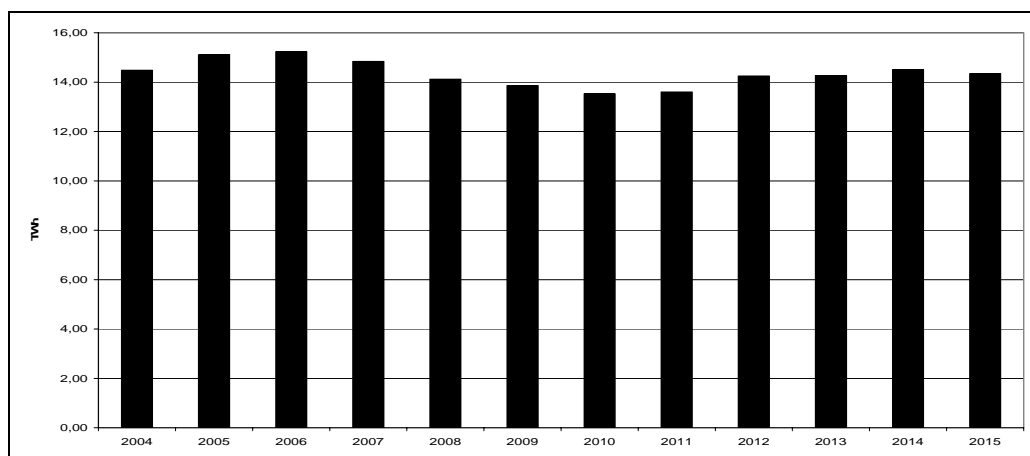
Norsk sokkel er et lite marked og vil i begrenset grad kunne påvirke teknologiutvikling og spesifikasjoner på turbiner.

På norsk sokkel benyttes 81 turbiner til direkte drift av pumper og kompressorer, og 101 til generatordrift. Installert effekt er omtrent likt fordelt på disse typene. På norsk sokkel er 86 turbiner single fuel turbiner og 96 dual fuel turbiner.

Turbinene varierer i størrelse, de fleste er i størrelsesorden 20-30 MW. Av de 182 gassturbinene er 41 stk under 10 MW, hvorav de fleste står i reserve. Dette, kombinert med relativt lav virkningsgrad og derved redusert NO_x-dannelse, medfører at disse enhetene utgjør en liten andel av sokkelens samlede NO_x-utslipp, og er derfor ikke med i analysen.

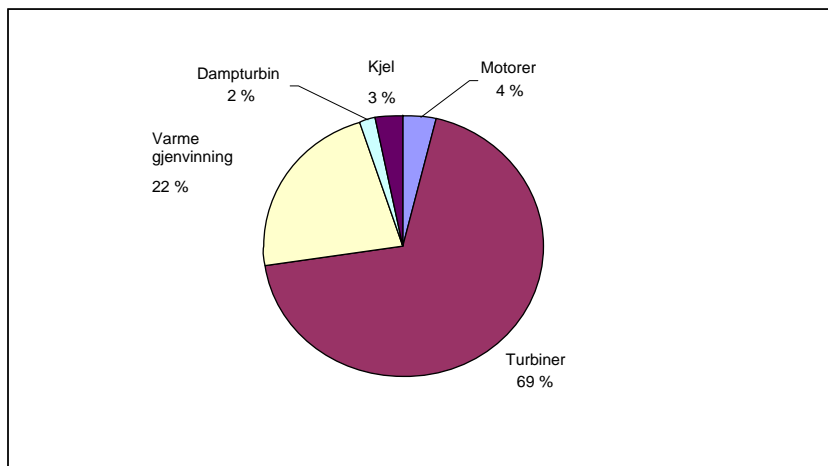
En gjennomgang av operatørens IPPC-rapporter viser at det er installert en rekke stempelmotorer på sokkelen. De fleste av disse er nødgeneratorer som sjelden er i drift. På innretninger med levetid utover 2010 er det installert 24 motorer for generering av strøm. Til sammen utgjør disse ca 70 MW installert effekt, men i praksis er driftstiden lav på de fleste av disse motorene. Av disse 24 enhetene er 10 stk større enn 3 MW og har driftstid på mer enn 70 %. Kun fire av motorene står på innretning med levetid utover 2016, og for disse enhetene (23 MW) er det beregnet tiltakskostnader.

Det totale behovet for elektrisk energi på sokkelen er i dag rundt 15 TWh (se figur 3.1), og forventes å være forholdsvis stabilt de neste ti årene. Til sammenligning var det totale kraftforbruket på land i Norge i 2003 ca 120 TWh.



Figur 3.1 Elbehov på norsk sokkel

Figur 3.2 viser fordelingen av energigenerering på norsk sokkel i 2003. Mesteparten dekkes av gasturbiner med tilhørende varmegjenvinningsenheter.



Figur 3.2 Fordeling av energigenerering – 2003

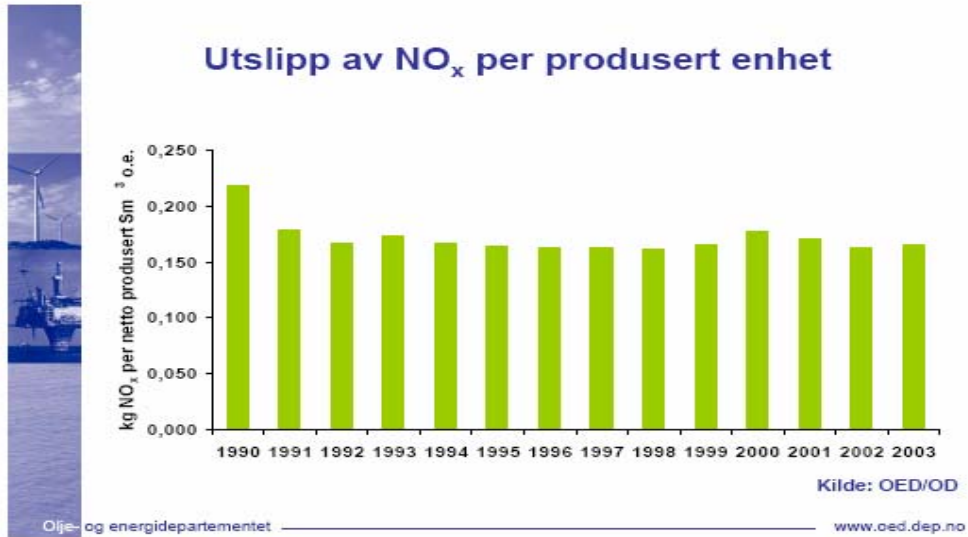
Figur 3.3 viser totale utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten på sokkelen (leting, utvinning og transport av petroleum), i perioden 1990-2015. Figuren viser at utslippene fremover forventes å synke. Dette er blant annet et resultat av at en rekke tiltak for reduksjon av NO_x utslipp har blitt implementert, og vil bli implementert i nye utbygginger på sokkelen.



Figur 3.3 Utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, 1990-2015.

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel har fram til i dag økt omtrent tilsvarende NO_x utslippene i samme periode, slik at utslippet per produsert enhet er relativt konstant.

Figur 3.4. viser utviklingen i utslipp av NO_x fra produksjonsinnretningene på sokkelen i forhold til produksjonsnivået av olje- og gass.



Figur 3.4 Utslipp av NO_x per produsert enhet oljeekvivalent fra produksjonsinnretningene på sokkelen

4. Tekniske tiltak på gassturbiner og motorer for reduksjon av NO_x utslipp

4.1 Generell teknologibeskrivelse

General Electric (GE) er den dominerende leverandøren av gassturbiner til norsk sokkel, blant annet fordi de leverer gassturbiner med høy energieffektivitet og gunstig størrelse og vekt (konstruert for fly). I tillegg er det på sokkelen installert enkelte gassturbiner fra Rolls Royce, ABB/Alstom og Solar.

Dannelse av NO_x i turbiner skjer ved forbrenning av hydrokarboner ved høy temperatur. Tradisjonelle turbiner (SAC - Single Annular Combustion) har ikke spesielle tiltak for å redusere utslipp av NO_x. NO_x utslippene fra en SAC turbin er normalt på ca 200 ppm (part per million). Ved å senke forbrenningstemperaturen i turbinene vil en kunne redusere dannelsen av, og derved utslippene av NO_x. Virkningsgraden for turbinen vil imidlertid reduseres, spesielt ved kjøring på lav belastning. Det er utviklet og er under utvikling flere teknologier for å redusere utslipp av NO_x fra turbiner. Den foreløpig best utviklede og mest anvendte er den såkalte DLE (Dry Low Emission) teknologien, som gir NO_x-konsentrasjon under 25 ppm. DLE maskiner krever imidlertid et avansert kontroll- og styringssystem, og drivstoffet føres inn i brennkammeret gjennom flere dyser for å få en kontrollert og jevn forbrenning, og derved senke forbrenningstemperaturen. Den mest anvendte gassturbinotypen på norsk sokkel (LM 2500) er kun kvalifisert og utprøvd med DLE-teknologi for ren gasdrift og ikke for kombinert gass- og dieseldrift (dual fuel).

Fokus på reduksjon av NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten til havs har rettet oppmerksomheten mot utvikling av nye tekniske løsninger for NO_x reduksjon. I hovedsak dreier dette seg om utvikling av DLE teknologi for dual fuel gassturbiner, samt injeksjon av vann eller damp i standardturbinene (WLE – Wet Low Emissions). WLE krever imidlertid teknologiutvikling for å rense og avsalte store mengder sjøvann til en renhet som muliggjør injeksjon i gassturbiner. Det er også viktig å teste ut hvor effektiv WLE er med hensyn på reduksjon av NO_x utslipp (ppm) og hvordan dette påvirker regularitet og vedlikehold av turbinene til havs.

4.2 Dry Low Emissions (DLE turbiner)

4.2.1 Utprøvd teknologi (single fuel DLE) – status og driftserfaring

Første single fuel DLE turbin på norsk sokkel ble satt i drift i 1998, og det er i dag installert 34 single fuel DLE turbiner på sokkelen. To av disse DLE maskinene er blitt etterinstallert. Både GE, Rolls Royce, Alstom og Solar har utviklet og levert single fuel DLE turbiner for anvendelse til havs.

Statoil, ConocoPhillips, Hydro, BP og Esso har alle driftserfaringer fra bruk av single fuel DLE turbiner. Hovedkonklusjonen deres er at problemene med lav-NO_x har vært mange, og kostnadene har blitt høye. DLE-turbinene har nå imidlertid kommet i jevn drift, og påliteligheten og driftskostnadene er tilnærmet som for tradisjonelle SAC-turbiner. Fremdeles

er det imidlertid utfordringer å ta hensyn til. Disse er særlig knyttet til følgende sentrale forhold:

- Brenngasstilførselen til en turbin hentes normalt fra ulike brønner og reservoar. Brønnstyring er en dynamisk prosess, med nedstruping, oppstart, avstengning og endringer som gir variasjon i brennverdi på gassen som fyrer turbinen. Dette går greit på tradisjonelle turbiner. DLE turbiner er imidlertid kalibrert til å operere i et smalt ”vindu” med hensyn på variasjon i gassens brennverdi, og overskrides ”vinduet” kan turbinen få driftsstans. I tillegg er det erfart at våt gass ødelegger forblandere og brennere, og at forurenset gass gir komponentproblem.
- Turbindrevne generatorer leverer elektrisk kraft direkte på plattformens strømmnett. Nettet må tåle brå og store lastendringer i motsetning til et mer stabilt nett på land. Dette håndterer tradisjonelle SAC-maskiner, mens for DLE maskiner har dette gitt hyppigere utfall/nedstengning.
- Erfaringer fra norsk sokkel har vist at det omfattende kontroll- og styringssystemet på en DLE turbin er sårbart overfor vær, vind og kulde. Rør og pakninger må derfor isoleres.

4.2.2 Mulighet for ombygging av konvensjonelle SAC-turbiner til DLE

Brennkammeret i en DLE-turbin er bygget opp etter andre prinsipper enn konvensjonelle SAC-turbiner. Teknologien varierer mellom de forskjellige fabrikkene. For General Electric sine DLE turbiner (LM 1600, LM 2500 og LM 6000) er brennkammeret bygget som en stor krans rundt turbinens senterlinje og har en diameter som er større enn turbinens rotor. Konvensjonelle SAC-turbiner har et betydelig mindre brennkammer som er plassert godt innenfor den sylindere som er representert av turbinens roterende deler.

Siden midt på 1990-tallet er standard SAC turbiner blitt lagt til rette med tanke på eventuell senere ettermontering av DLE, det vil si at det er avsatt nødvendig plass for det noe større DLE brennkammeret. Dette innebærer at behovet for ombygginger av selve turbinpakken og omkringliggende systemer er minimalisert. Resultatet er at ettermontering av DLE blir billigere på disse maskinene enn på de ikke-tilrettelagte maskinene.

For de eldre gassturbiner er det ikke tatt hensyn til at DLE (med større brennkammer) kunne bli utviklet i fremtiden og typisk har turbinene vært installert slik at det ikke er nok plass rundt gassturbinen for installasjon av det nye brennkammeret (lavere senterlinje). Hele gassturbinen må da heves, noe som også får konsekvenser for drivende utstyr som generatorer, store pumper og kompressorer. Dersom pumper og kompressorer må justeres plasseringsmessig, må også de store tilknyttende høytrykksrørene legges om. Betydelige ombyggingsarbeider og lengre produksjonsnedstenging må derfor påregnes på disse maskinene.

Single fuel gassturbiner aktuelle for ettermontering av DLE

Studien viser at det er 26 single fuel gassturbiner over 10 MW som ikke har DLE. For disse er ettermontering av DLE teknisk sett mulig basert på eksisterende lav-NO_x teknolog. Fire av turbinene er forberedt for ettermontering, det vil si at det er satt av plass for installering av den noe større DLE turbinen. De resterende 22 single fuel gassturbinene er ikke forberedt for ettermontering av DLE, noe som vil medføre høye kostnader og betydelige utfordringer ved installering.

En ombygging til DLE vil bety modifikasjoner av selve turbinen samt tilretteleggelse og installasjon av tilleggsutstyr på plattformen, herunder brenselssystem, kontrollsystemer etc. Området rundt turbinen og i kontrollrom må også klargjøres og forberedes for dette. Ettermontering av DLE er teknisk sett mulig basert på eksisterende lav-NOx teknologi.

4.2.3 Ny teknologi (dual fuel DLE) – status teknologiutvikling

For dual fuel gassturbiner er det under utvikling et DLE system som kan håndtere drift på diesel.

Dual fuel DLE teknologi for sokkelens mest anvendte gassturbintype (LM2500) er ikke kvalifisert for anvendelse til havs. Det finnes noen få referanser fra landanlegg for store maskiner (LM6000). For tyngre og mindre energieffektive gassturbiner, såkalte industrimaskiner, er det imidlertid utviklet DLE teknologi også for dual fuel. Dette har vært mulig siden disse maskinene har et mindre sofistikert design enn de energieffektive og lette gassturbine utviklet for flyindustrien. På norsk sokkel er det installert en dual fuel DLE maskin for denne typen industrideriverte gassturbiner.

Det er per i dag under bygging to dual fuel GE LM2500 DLE, som etter planen skal installeres på norsk sokkel i 2007. Dette forutsetter testing av maskinene i 2005 og 2006 går i henhold til plan. Dersom testresultatene for DLE maskinene ikke er tilfredsstillende vil tradisjonelle SAC-maskiner uten DLE bli valgt. I tillegg har denne innretningen, som er et ombygd skip, de opprinnelige skipsmotorene i reserve dersom DLE turbinene ikke skulle fungere når produksjonen fra feltet skal starte. Installasjon av dual fuel DLE i 2007 på denne innretningen blir altså et pilotanlegg i verdenssammenheng. Eventuelle "barnesykdommer" på disse maskinene vil da vise seg i løpet av 2007 og tidlig 2008. Erfaringene fra de første single fuel DLE maskinene på slutten av 1990-tallet var at det ble for mange pilotanlegg samtidig, noe som medførte unødig høye kostnader. Før et eventuelt dual fuel DLE anlegg nr 2 besluttes bør teknologien på pilotanlegget kvalifiseres i henhold til industriens standarder (ref Statoil) for roterende utstyr:

"An equipment is considered qualified if it has an acceptable track record of more than 10 000 hrs on high time unit and more than 50 000 hrs accumulated for total fleet in similar application and the duty is within proven range of critical parameters..."

Dette er viktig for å sikre stabil produksjon og unngår unødig fakling ved hyppige produksjonsstanser. Ombygging til dual fuel DLE forventes også å ha høyere investerings- og driftskostnader enn single fuel DLE.

Det kan konkluderes med at den tekniske modenhet og det høye kostnadsnivået på denne teknologien vil vanskeliggjøre ettermontering av dual fuel DLE på gassturbiner i et større omfang for full operativ drift i 2010. Arbeidsgruppen har imidlertid identifisert et mulig potensial på opptil 19 dual fuel turbiner som kan konverteres til single fuel DLE teknologi (utprøvd teknologi).

4.2.4 Alternativ for etterinstallering av DLE for dual fuel turbiner

Det er hovedsakelig to forhold som medfører behov for dual fuel gassturbiner på sokkelen:

- Sikre kraftforsyning ved mangel på brenselgass på innretningen. Typiske slike situasjoner er oppstart av kald plattform, periodisk vedlikehold og planlagte og ikke planlagte nedstengninger. Enhver produksjonsinnretning som ikke har elkraftforsyning via kabel må derfor ha minimum én dieselfyrt drivmaskin til sitt generatorsett. Å utstyre den ene generatorturbinen med mulighet for dieselfyring (dvs. dual fuel turbin) har frem til i dag vært den normale måten å arrangere dette på.
- Når innretningen ikke produserer nok gass til å dekke egen kraftproduksjon. Det er kun et fåtall felt på norsk sokkel som er i denne situasjonen og disse har stort sett løst problemet ved å installere rørledning for import av gass fra annet felt.

Det kan også være behov for dual fuel kapasitet av driftstekniske årsaker, for eksempel kan det være behov for å starte opp turbinene på diesel for å få i gang gasskompressorene slik at en oppnår gass med riktig trykk til å drive turbinene. Ut over dette kan feltspesifikke forhold knyttet til fleksibilitet, driftsstabilitet og driftsøkonomi medføre at enkelte innretninger vil kunne ha behov for mer enn en dual fuel turbin.

Driftsbetingelsene på feltet vil endres over tid i forhold til oppstartsfasen. Det vil for eksempel ikke være samme behov for å kjøre i gang (alle) turbinene på diesel. På enkelte felt kan det også være mulig å hente brenngass fra eksportørledning, noe det kanskje ikke var ved oppstart. Dette er faktorer som medfører at ulike alternative konsept for etterinstallering av DLE kan være aktuelt. En aktuell konfigurasjon kan da være å konvertere en eller flere turbiner til single fuel (DLE), og opprettholde 1-2 turbiner på innretningen med mulighet for drift på diesel. I andre tilfeller kan det være aktuelt å installere dieselmotorer og konvertere samtlige dual fuel turbiner til single fuel DLE. På denne måten kan kraftforsyningen opprettholdes selv om det blir stans i gasstilførselen. Dette vil imidlertid kunne kreve større ombygging på innretningene, med påfølgende kostnader.

Dual fuel gassturbiner aktuelle for ombygging til single fuel med DLE

Arbeidsgruppen har foretatt en gjennomgang av de ulike innretningene på sokkelen og kommet til at 19 dual fuel SAC gassturbiner, fra et teknisk synspunkt, kan ha mulighet for konvertering fra dual fuel SAC til single fuel DLE. Av disse er seks maskiner tilrettelagt for ettermontering av DLE. Siden turbininstallasjonene vil avvike fra innretning til innretning når det gjelder både kompleksitet og påvirkning av omkringliggende utstyr, vil det være store feltmessige forskjeller i arbeidsmengde og tilhørende kostnader for ombygging av dual fuel SAC gassturbiner til single fuel DLE-drift. Dette krever detaljerte studier for hver innretning/turbin.

4.2.5 Tidsplan for ettermontering av DLE

Utredning, planlegging og implementering av NOx-reduserende tiltak for innretningene til havs er en omfattende prosess.

Tidsplan for ettermontering av DLE, skissert av General Electric er vist nedenfor;

- Fase 1:	Engineering / planlegging	12-20 uker
- Fase 2:	Bestilling / fabrikking	20 uker*
- Fase 3:	Forberedelser på plattform	3 uker
- Fase 4a:	Maskinmodifikasjoner	} 2,5 uker
- Fase 4b:	Pakkemodifikasjoner	

- Fase 4c: Oppgradering kontrollsystem
- Fase 5: Installering 1,5 uker (1-2 dg "varmt arbeid").

*6-12 mnd bestillingstid på ny DLE gassgenerator.

For tilrettelagte pakker vil etterinstallering av DLE (turbin- og plattform modifikasjoner) kreve ca 7 ukers arbeid til havs, hvorav 4 uker medfører nedstengning av turbinen som kan påvirke olje- og gassproduksjonen. Ombygging av selve turbinen fra SAC til DLE vil normalt utføres ved at gassgeneratoren demonteres og sendes til land for ombygging og testing. Utskiftningsprosessen av gassgeneratoren på plattformen foregår stort sett på samme måte som når gassgenerator skiftes i forbindelse med planlagt vedlikehold (typisk hvert 3 år).

For de pakker som ikke er tilrettelagt for DLE, vil arbeidet til havs være 4-6 måneder.

Fra leverandørsiden vurderes det å være god kapasitet for leveranser av utstyr. For ombygningsarbeidet til havs vil det være knapphet på kvalifisert personell for å utføre arbeidet, spesielt dersom det generelle aktivitetsnivået på sokkelen er høyt. Gjennomføring av tiltak vurderes i første rekke å være et spørsmål om prioritet og kostnader. Prioritering av ettermontering av DLE vil gå på bekostning av andre tiltak på innretningene.

4.4 Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner (WLE)

Generelt

Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner kan på sikt bli utviklet til et kostnadseffektivt alternativ til DLE for reduksjon av NOx utslipp. Spesielt kan dette være av interesse for de innretninger som er utstyrt med dual fuel turbiner (ikke er kvalifisert for DLE) og turbiner som ikke er tilrettelagt for etterinstallering av DLE. Hovedprinsippet med vann- og dampinjeksjon er å sikre en lavere og mer jevn forbrenningstemperatur i gassturbinens brennkammer for å redusere dannelse av NOx. Teknologien er kvalifisert for bruk på land men ikke for løsninger til havs. En fordel i forhold til DLE teknologi er at turbiner basert på vann- eller dampinjeksjon i prinsippet kan kjøres selv ved utfall på vann/damp systemet.

Vanninjeksjon

Injeksjon av vann i brennkammeret har vært en tilgjengelig løsning i over 30 år på land for GEs gassturbiner. Denne teknologien har frem til i dag ikke blitt benyttet til havs da det har vært kostbart å skaffe tilveie tilstrekkelige mengder rent vann og at anleggene har vært meget plass- og vektrevende. Det er imidlertid bygd og levert et anlegg for to GE LM 6000 maskiner på britisk sokkel. Anlegget blir tidligst installert i 2006 og en har derfor ikke driftserfaringer tilgjengelig for dette anlegget.

De siste års utvikling innen vanngenereringsanlegg, og da spesielt omvendt osmose, har gjort vanninjeksjon mer aktuelt. Et anlegg vil bestå av;

- Brennkammermodifikasjoner og vanninjeksjonsdyser på gassturbinen
- Vanninjeksjonspumper
- Modifikasjon av kontrollsystemer
- Produksjonsanlegg for ferskvann

I produksjonsanlegget for ferskvann fjernes partikler og mineraler og avsalting blir foretatt. Et anlegg beregnet for å kunne betjene 3-6 stk LM 2500 turbiner på full last ved 42 ppm vil ifølge leverandør veie ca 25 til 40 tonn og med dimensjoner opptil ca 9 * 17 meter. Anlegget kan om ønskelig deles opp i flere moduler, hvorav flere av modulene kan plasseres uavhengig av turbinlokasjonen.

Utslippene av NO_x vil avhenge av hvilke vannvolumer som injiseres i turbinen. Økes vannmengden utover det som gir 42 ppm, sier turbinleverandøren at hyppigere vedlikehold av turbinen må påregnes i forhold til standard SAC turbiner. Det er også usikkert hvordan dette påvirker regulariteten på turbinen.

Industrien vurderer per i dag ombygging til vanninjeksjon på eksisterende innretninger som ikke kvalifisert teknologi og regner denne heller ikke som "beste tilgjengelige teknikk (BAT)". To operatørselskap på norsk sokkel har imidlertid igangsatt forstudier for å utrede og eventuelt modne teknologien videre.

Foreløpige resultat fra den ene studien indikerer en utstys- og installasjonskostnad på ca 200 mill kr for et vanninjeksjonsanlegg som kan betjene tre stk LM 2500. På denne innretningen ligger forholdene til rette for installasjon av dette utstyret. For det nevnte anlegg forventes et nivå på 42 ppm NO_x å innebære ca 2 mill kr/år i merkostnader per år for drift- og vedlikehold sammenlignet med SAC-turbiner. Et nivå på 25 ppm NO_x forventes å innebære ca 11 mill kr/år i merkostnad per år for drift- og vedlikehold.

En annen forstudie omfatter vanninjeksjon i fire kompressorturbiner, og resultat fra studien forventes å foreligge høsten 2005. Dersom denne er positiv og forutsatt beslutning om videreføring i partnerskapet, kan et slikt anlegg tidligst installeres i 2007 med en påfølgende testperiode på 6-12 måneder. I forbindelse med uttesting av et vanninjeksjonsanlegg blir det sentralt å teste ut hvordan ulike injeksjonsmengder med vann påvirker regularitet og utlipp av NO_x. Kostnader for investeringer og drift av slike anlegg må også verifiseres. Avhengig av utfallet fra pilottestene, vil vanninjeksjon på sikt kunne være aktuell for implementering på andre innretninger, forutsatt ledig vekt og plasskapasitet. Kvalifisering av teknologi, erfaringer fra pilottesting og vurdering av aktuelle kandidater for vanninjeksjon vil sette begrensninger for implementering av vanninjeksjon i et større omfang for full operativ drift i 2010.

Dampinjeksjon i turbiner

Dampinjeksjon gir i prinsippet samme NO_x reduserende effekt som vanninjeksjon. Dampinjeksjon er utprøvd teknologi på land med ca 45 GE LM 2500 maskiner og med ca 3 millioner driftstimer. Teknologien er ikke utprøvd til havs.

Dampinjeksjon vil kunne gi økt effektuttak fra turbinen og bedre utnyttelse av brenngassen (virkningsgrad) dersom dampen genereres ved bruk av energi ved varmegjenvinning fra eksosgassen. En studie fra Statoil viser at virkningsgraden på turbinene øker med ca 8 % under gitte forutsetninger og at NO_x-utslippene reduseres betydelig (ca 60-70%).

Utstyr for dampinjeksjon i turbiner vil kreve betydelig tilgjengelig plass og vekt. I tillegg til ferskvannspakken, som en også har for vanninjeksjon, må en ha en dampkjel og eventuelt system for varmegjenvinning. Dampinjeksjon kan være interessant for de anlegg hvor en har behov for økt elektrisk eller mekanisk kraft, ikke nyttgjør all overskuddsvarme og har

tilstrekkelig tilgjengelig vekt- og arealkapasitet. Kvalifisering av teknologi, erfaringer fra pilottesting og vurdering av aktuelle kandidater for vanninjeksjon vil sette begrensninger for implementering av vanninjeksjon i et større omfang for full operativ drift i 2010.

4.5 Tekniske tiltak på stempel motorer for reduksjon av NO_x-utslipp

Som nevnt i kapittel 3.2 er det fleste av sokkelens stempelmotorer installert på innretninger med kort gjenværende levetid. En av innretningene på norsk sokkel med lang gjenværende levetid, har imidlertid gassmotorer for kraftforsyning. På denne innretningen er rensing av NO_x-utslippene vurdert. Det finnes flere teknologier for dette. Den mest kjente er selektiv katalytisk reduksjon (SCR). Ved denne metoden reduseres NO_x til nitrogen og vann ved tilsetning av ammoniakk eller urea over en katalysator. Metoden kan anvendes på ulike motortyper og er uavhengig av motortype når det gjelder virkning.

Det kan bygges anlegg som fjerner langt over 90 % av NO_x-utslippene, mens kostnadmessige forhold og praktisk erfaring tilsier en lavere rensegrad. I tillegg vil anlegg for lagring og transport av reduksjonsmiddel kreve betydelig plass.

Investeringskostnadene kan bli høye, avhengig av plasstillgang. SCR-anlegg har også betydelige driftskostnader. Reduksjonsmiddel og katalysator er kostbare. Det er også driftskostnader knyttet til leveranse og lagring av reduksjonsmiddel (urea, ammoniakk).

Håndtering av reduksjonsmiddelet vil dessuten være en sikkerhets- og arbeidsmiljømessig utfordring.

SCR er utprøvd teknologi for landbasert industri og skipsfart, men det er behov for videre vurderinger av tiltaket for offshore installasjoner.

Ombygging av eksisterende dieselmotorer til gassmotorer anses normalt ikke å være kostnadmessig forsvarlig. Ved overgang til gassdrift må en derfor basere seg på utskifting av hele motoren, samt å bygge om forsyningssystemet for brennstoff. Potensialet totalt på sokkelen er derfor beskjedent.

5. Økonomisk tiltaksanalyse

Dette kapittelet viser tiltakskostnader (kr/kg NO_x redusert) for ulike utvalg turbiner. Det er sett på to scenarier, som begge forutsetter bruk av kvalifisert teknologi for NO_x reduksjon;

- Ettermontering av DLE på 26 single fuel turbiner
- Scenariet over, pluss ombygging av 19 dual fuel turbiner til single fuel DLE, samt SCR på fire motorer

Forutsetninger om tekniske løsninger, kostnader, utslippseffekter og levetid er beskrevet nedenfor, deretter presenteres resultat og sensitiviteter. Til slutt i kapittelet diskuteres resultatene.

5.1 Forutsetninger

- **Avgrensning av tiltaksanalysen**

Analysen omfatter gassturbiner over 10 MW på felt med levetid utover 2010, samt motorer i jevnlig drift på innretninger med forholdsvis lang gjenværende levetid.

- **Tidspunkt for implementering av tiltak**

I analysen er det forutsatt at tiltakene gjennomføres i løpet av 2009, slik at de kan bidra med full effekt til oppfyllelse av Gøteborgprotokollen i 2010. Alle investeringer er lagt inn i 2009, mens fremtidige kostnader er neddiskontert til investeringstidspunktet 2009 (med 7 % rente).

- **Feltlevetid**

Feltlevetid er basert på operatørens rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2005 (RNB 2005), både vedtatte planer (RK1-3) og ikke vedtatte planer (RK4).

- **Produksjonsprofiler olje og gass**

Operatørens produksjonsprofiler rapportert til RNB2005 er lagt til grunn i beregningene.

- **Prisforutsetninger**

Olje- og gassprisforutsetninger fra RNB2005 er lagt til grunn i beregningene.

- **Investerings- og driftskostnader**

Kostnader for NO_x reduserende tiltak på sokkelen vil være avhengig av type turbin/motor som skal ombygges, hvilken type tiltak som skal implementeres og plattformens egnethet for denne operasjonen. Kostnadene benyttet i studien er basert på materiale og informasjon fra selskapene i arbeidsgruppen og fra ulike leverandører. Arbeidsgruppen har spesielt lagt vekt på at kostnadene er feltspesifikke og i stor grad er avhengige av forhold som plass- og vektkapasitet på plattformen, grad av tilretteleggelse for ombygging og turbinkonfigurasjon. Tallmateriale viser et betydelig spenn i investeringskostnadene for de ulike tiltak. Kostnadene som er benyttet i denne studien ligger i den nedre del av disse intervaller og forutsetter dermed at kun de best egnede innretningene blir ombygget. Dette forutsetning innebærer at operatørene får fleksibilitet til å ettermontere tiltak på innretninger hvor dette er mest kostnadseffektivt. Dette krever detaljerte studier for hver innretning/turbin.

Kostnader – ombygging fra standard SAC turbin til DLE

Ombygging av en turbin fra SAC til DLE vil foruten modifikasjoner av selve turbinen innebære at plattformen tilrettelegges for installasjon av tilleggsutstyr, som kontrollsystemer, brenselsystemer etc. Området rundt turbinen og i kontrollrom må klargjøres og forberedes for dette. Investeringskostnadene vil være en sum av leverandørens pakkepris for ombygging av turbinen og operatørens kostnader for modifikasjoner på plattform, logistikk, testing og igangkjøring.

Siden forrige tiltaksanalyse i 2001 har det vært utført 2-3 studier for ombygging av SAC turbiner til DLE. Studiene viser at ombyggingskostnader til DLE er avhengig av en rekke forhold både på innretningen og brønnstrømmens sammensetning og trykk. Tallmaterialet som er samlet inn viser et spenn i kostnader for ettermontering av DLE på tilrettelagte turbiner på 50-200 mill kr per turbin.

I tiltaksanalysen er det benyttet en investeringskostnad for ombygging av tilrettelagte turbiner uten lav-NOx (SAC) til single fuel DLE på 63 mill kr. Til sammenligning antas eventuell fremtidig ettermontering av dual fuel DLE, som per i dag ikke er kvalifisert, å koste 85 mill kr. Som vist i tabellen 5.1 utgjør leverandørens utstyrs-kostnad 70-80% av total-kostnadene og omfatter utskiftning av gassgenerator til havs og er eksklusiv marine operasjoner, logistikk og modifikasjoner på selve plattformkontrollsystem.

Tabell 5.1 Kostnader for ombygging av tilrettelagte turbiner fra SAC til DLE

Kostnadselementer	Konvertering fra SF/DF SAC til	
	SF DLE (mill kr)	DF DLE (Mill kr)
Turbinmodifikasjon - leverandør	50	60
Installasjon/testing - operatør	13	25
SUM ombygging DLE	63	85

Gassturbiner som ikke er lagt til rette for ettermontering må derimot ha en omfattende ombygging for å installere DLE. Grovt estimert vil dette koste mellom 250 og 500 mill kr per turbin, pluss ny gassturbinpakke (100 mill kr), dvs total-kostnad på mellom 350 til 600 MNOK. I tiltaksanalysen er det forutsatt en investeringskostnad på 450 mill kr for å ettermontere DLE for denne typen maskiner.

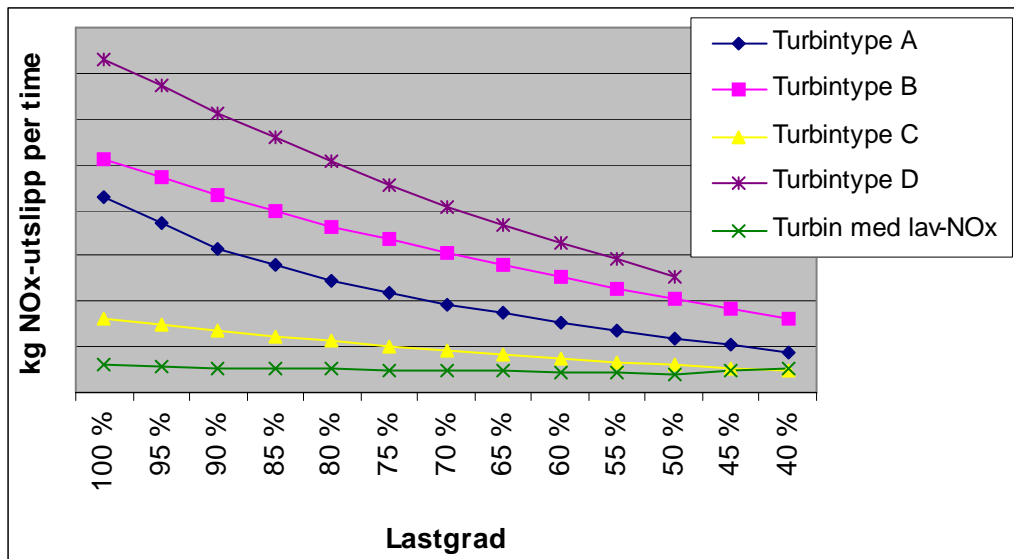
I analysen er det, basert på erfaringsdata, forutsatt at drifts- og vedlikeholdskostnadene er høyere for DLE enn standard SAC maskiner. For single fuel DLE turbiner er det forutsatt 0,5 mill kr per år.

- **Kostnader SCR**

Den totale investerings- og installeringskostnaden for et anlegg på fire motorer er forutsatt til 80 mill kr. Det er forutsatt driftskostnader på 5,5 mill kr/år.

- **Lastgrad/driftstid**

Hvor mye NOx den enkelte turbin slipper ut, er avhengig av turbintype, hvilke effekt som tas ut (lastgrad) og antall driftstimer per år. Figur 5.1, viser NOx utslipp fra ulike typer turbiner og hvordan utslippene varierer med lastgrad. Ved høy last kan en turbin med lav-NOx redusere utslippene med i størrelsesorden 90 % i forhold til standardturbiner. Videre viser figuren hvordan NOx utslippene øker ved høye lastgrader for standardturbiner (turbintype A-D).



Figur 5.1 Lastgrad og NOx-utslipp for ulike gassturbintyper på norsk sokkel

Utslippsreduksjonene er beregnet for hver enkelt turbin (med turbinleverandørens NOx-kurver) på bakgrunn av den driftstiden og lastgraden som selskapene har angitt i "IPPC rapporteringen" våren 2005. Disse dataene er basert på maskinenes kjøremønster i 2004. Da det ikke har vært mulig i denne analysen å vurdere hvordan dette vil variere framover, er det satt som forutsetning at turbinene kjøres etter samme mønster utover i tid som i 2004. Som det framgår av kurvene over, varierer utslippene betraktelig ved forskjellig lastgrad. Dette er derfor en viktig forutsetning i analysene av tiltakskostnad per redusert kilo NOx.

- **Metode for kvantifisering av utsatt olje- og gassproduksjon**

Metoden som er benyttet for beregning av utsatt olje- og gassproduksjon i forbindelse med installering av NOx reduserende tiltak er beskrevet nærmere i kapittel 8.3. Nedetid for produksjonsanlegget fremkommer ved;

- Installering av tiltak
- Igangkjøring av anlegg

I denne analysen er det lagt som forutsetning at det første året vil være 12 ekstra nedstengninger med to timer varighet. Til sammen en dag utsatt produksjon.

- **Antall dager nedetid ved installering av DLE turbin**

Det har vært diskutert om etterinstallering av DLE kan foretas i forbindelse med likevel planlagt nedstengning/vedlikeholdsstans eller om separat nedstengning er nødvendig. En vedlikeholdsstans vil normalt ha et fullpakket arbeidsprogram, slik at det ikke kan legges ubegrenset med ekstra aktiviteter oppå hverandre. Antall sengeplasser er som regel en begrensende faktor. I denne analysen er det derfor lagt til grunn behov for en separat / utvidet planlagt nedstengning.

I tiltaksanalysen er innretningene kategorisert ut fra reservekapasitet på generator- og kompressorturbinene. Følgende tre kategorier produksjonstap er forutsatt;

- Gassturbiner uten reservekapasitet medfører 28 dager full nedstengning av produksjon

- Gassturbiner med delvis reservekapasitet medfører 2 dager full nedstengning og 26 dager med 30 % redusert produksjon (tilsvarende 9,8 dager full nedstengning).
- Gassturbiner som har full reservekapasitet medfører 2 dager full nedstengning ("varmt arbeid")

5.2 Metode for beregning av tiltakskostnader

Tiltakskostnadene i dette kapitlet er beregnet etter "annuitetsmetoden". Det betyr at kostnader forbundet med investering og utsatt produksjon fordeles som årlige annuiteter over tiltakets levetid. Drifts- og vedlikeholdskostnadene ved tiltak oppgis per år.

Ulempen ved annuitetsmetoden er at den kun fokuserer på utslippsnivået i ett gitt år, og ikke i et livsløpsperspektiv. Metoden betraktes å være relativt nøyaktig for kilder med konstante utslipp over tid, mens metoden ikke er like godt egnet når utslippene varierer over tid.

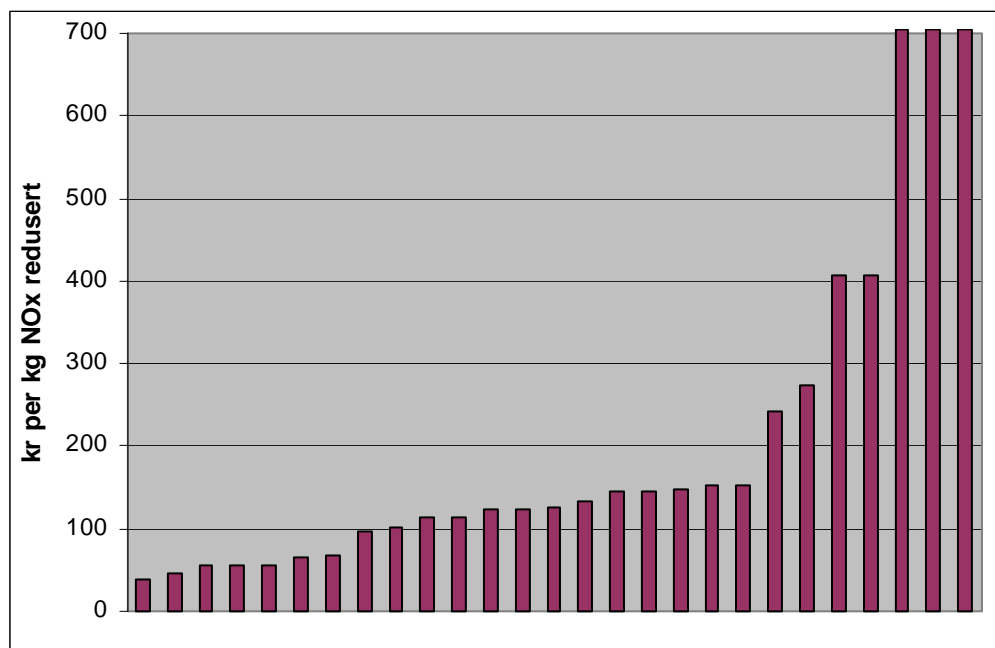
Alle kostnader er i faste 2005-kroner, og det legges til grunn en diskonteringsrente på 7 %. Kostnadene er neddiskontert til investeringstidspunktet (2009).

5.3 Resultat

Basert på de oven nevnte basisforutsetningene er det foretatt en økonomisk analyse av de ulike tiltakene for reduksjon av NO_x på sokkelen. Det må imidlertid understrekes at det er knyttet betydelig usikkerhet til disse tiltakskostnadene.

Ettermontering av DLE på eksisterende single fuel gassturbiner

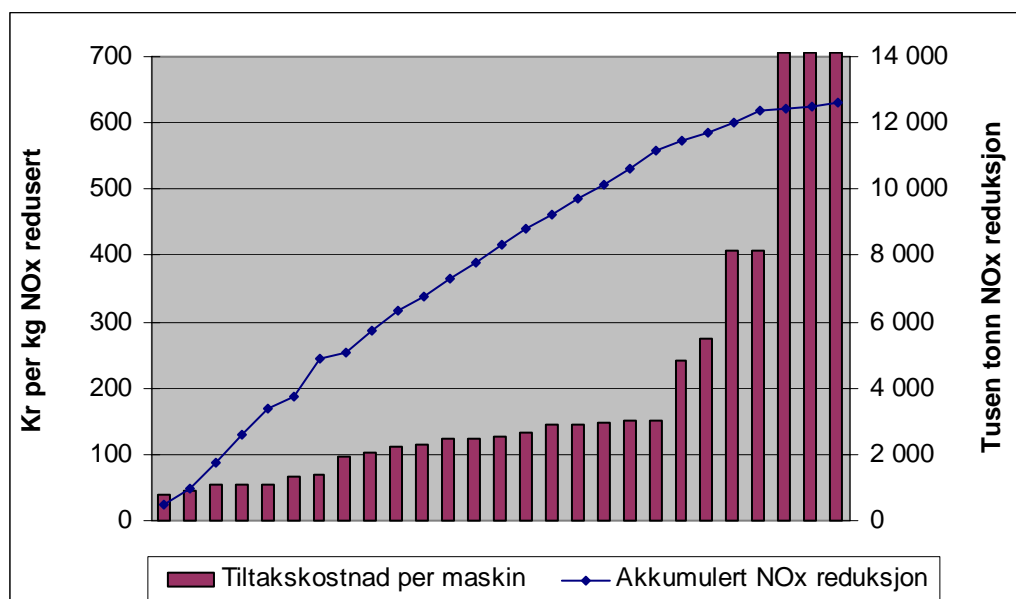
På sokkelen er det per i dag installert 26 single fuel gassturbiner med effekt på over 10 MW som ikke har DLE. Tiltakskostnadene for ettermontering av DLE på disse gassturbinene er vist i figur 5.2. Figuren viser at det mest kostnadseffektive tiltaket koster 29 kr per kg NO_x redusert, mens det minst kostnadseffektive tiltaket koster over 700 kr/kg. Av figuren går det frem at åtte gassturbiner har en tiltakskostnad under 100 kr/kg NO_x redusert.



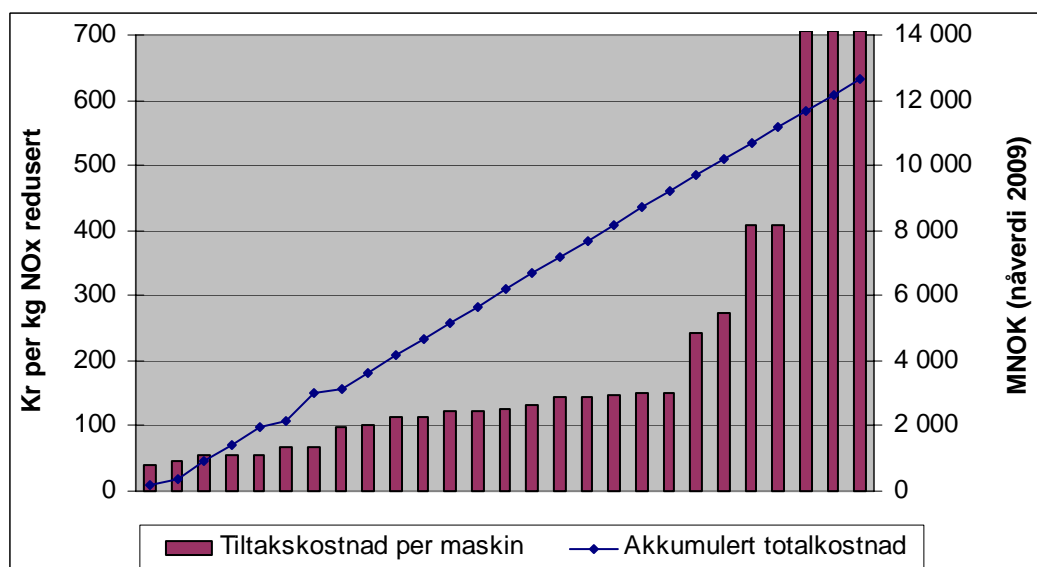
Figur 5.2 Tiltakskostnad for etterinstallering av DLE på eksisterende single fuel gassturbiner

Figurene 5.3 og 5.4 viser tiltakskostnadene for den enkelte maskin med tilhørende utslippsreduksjoner og kostnader forbundet med disse tiltakene. Figurene viser at det innenfor en tiltakskostnad på 50 kr/kg kan være mulig å redusere utlippene med ca 1 000 tonn NOx, til en samlet kostnad på knapt 400 mill kr. Dette omfatter ettermontering av DLE på to gassturbiner. Figurene viser videre at det innenfor en tiltakskostnad på 100 kr/kg kan være mulig å redusere ca 5 000 tonn NOx, til en samlet kostnad på ca 3,2 mrd kr.

Det fremgår at ved å etterinstallere DLE på samtlige eksisterende 26 single fuel turbiner, er det teknisk mulig å redusere NOx utlippene med 13 000 tonn og til en kostnad på ca 13 mrd kr. Denne ombyggingen er kvalifisert som utprøvd teknologi.



Figur 5.3 Tiltakskostnad og tilhørende utslippsreduksjon ved etterinstallering av DLE på eksisterende single fuel gassturbiner



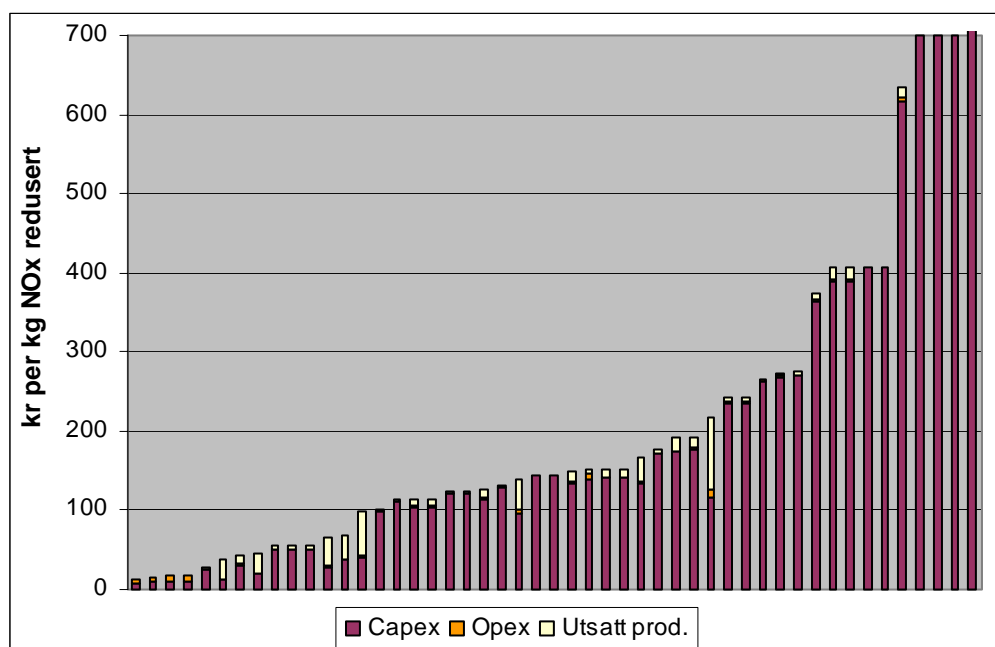
Figur 5.4 Tiltakskostnad og tilhørende totalkostnad ved etterinstallering av DLE på eksisterende single fuel gassturbiner

DLE på dual fuel turbiner ved å konvertere til single fuel DLE, samt SCR på motorer

Ombygging av dual fuel turbiner til DLE er ikke kvalifisert som utprøvd teknologi per i dag. Arbeidsgruppen har derfor gått gjennom de ulike innretningene og kommet frem til at det er et mulig potensiale for å konvertere 19 dual fuel SAC gassturbiner til single fuel DLE, som er å vurdere som utprøvd teknologi. I tillegg er SCR aktuelt på en innretning med fire gassmotorer.

De eksisterende (26 stk) single fuel turbinene og ombygging av (19 stk) dual fuel turbiner, utgjør til sammen en teoretisk mulighet for ettermontering av DLE på 45 gassturbiner, samt SCR på fire gassmotorer.

Figur 5.5 viser tiltakskostnadene for disse 49 maskinene. Figuren viser at det mest kostnadseffektive tiltaket koster 13 kr per kg NO_x redusert, mens det minst kostnadseffektive tiltaket koster over 700 kr/kg. Figuren viser også bidragene til tiltakskostnadene fra investeringskostnadene (capex), driftskostnadene (opex) og utsatt produksjon.

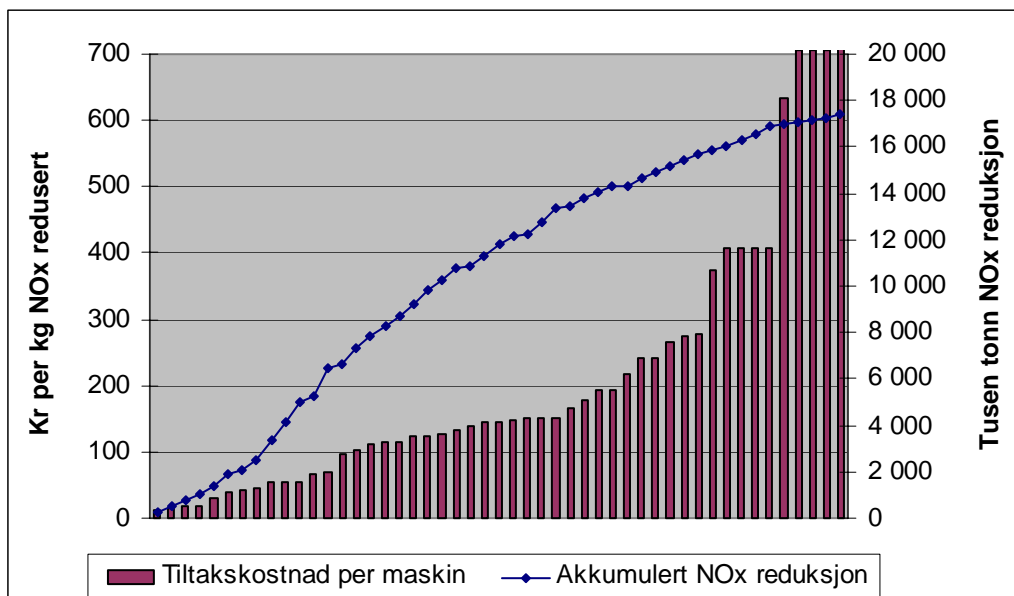


Figur 5.5 Tiltakskostnad for etterinstallering av DLE på single fuel gassturbiner og SCR på gassmotorer.

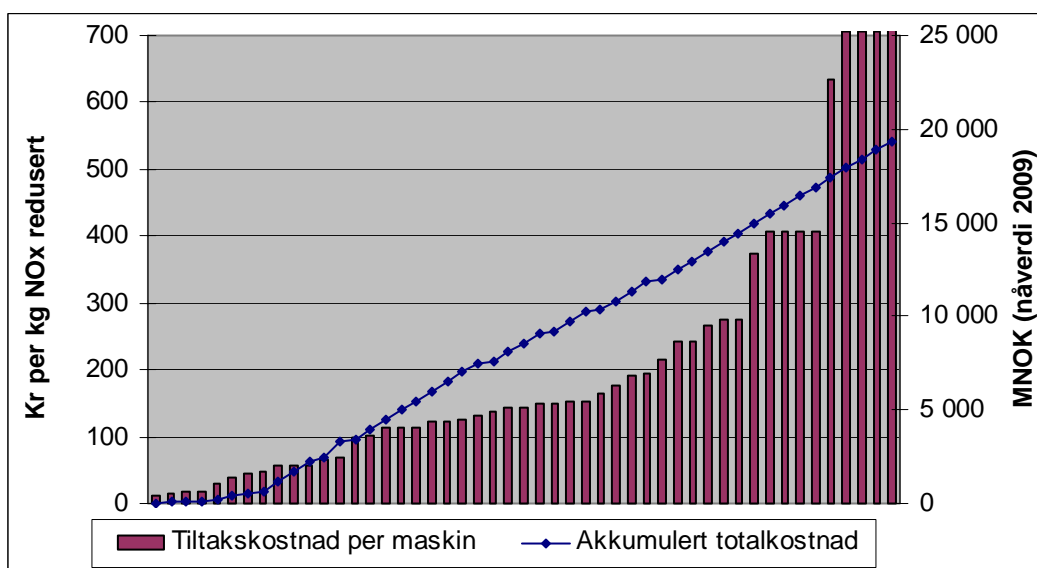
Figurene 5.6 og 5.7 kopleer tiltakskostnadene for den enkelte maskin med henholdsvis utslippsreduksjonene og totale kostnader forbundet med disse tiltakene. Figurene viser at det innenfor en tiltakskostnad på 50 kr/kg kan være mulig å redusere utslippene med ca 2 500 tonn NO_x, til en samlet kostnad på knapt 700 mill kr. Dette omfatter ettermontering av tiltak på åtte maskiner.

Figurene viser videre at det innenfor en tiltakskostnad på 100 kr/kg kan være mulig å redusere knapt 7 000 tonn NO_x, til en samlet kostnad på ca 3,5 mrd kr. Dette omfatter tiltak på 15 maskiner.

Det fremgår at ved å etterinstallere DLE på samtlige 49 maskinene, er det teknisk mulig å redusere NOx utslippene med 17 000 tonn og til en kostnad på ca 19 mrd kr. Denne ombyggingen er kvalifisert som utprøvd teknologi.



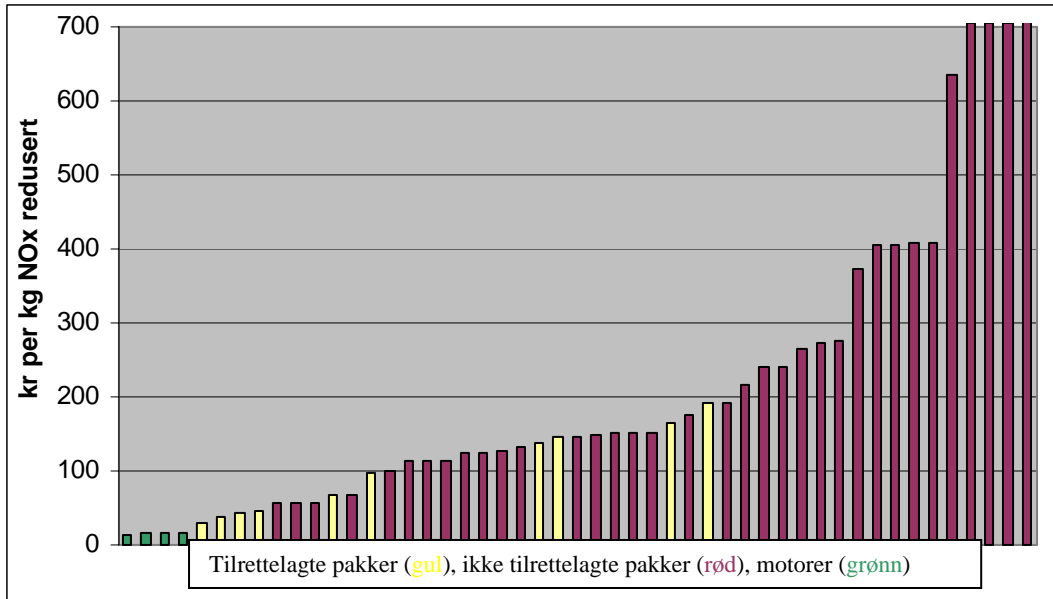
Figur 5.6 Tiltakskostnad og tilhørende utslippsreduksjon ved etterinstallering av DLE på single fuel gasturbiner og SCR på motorer



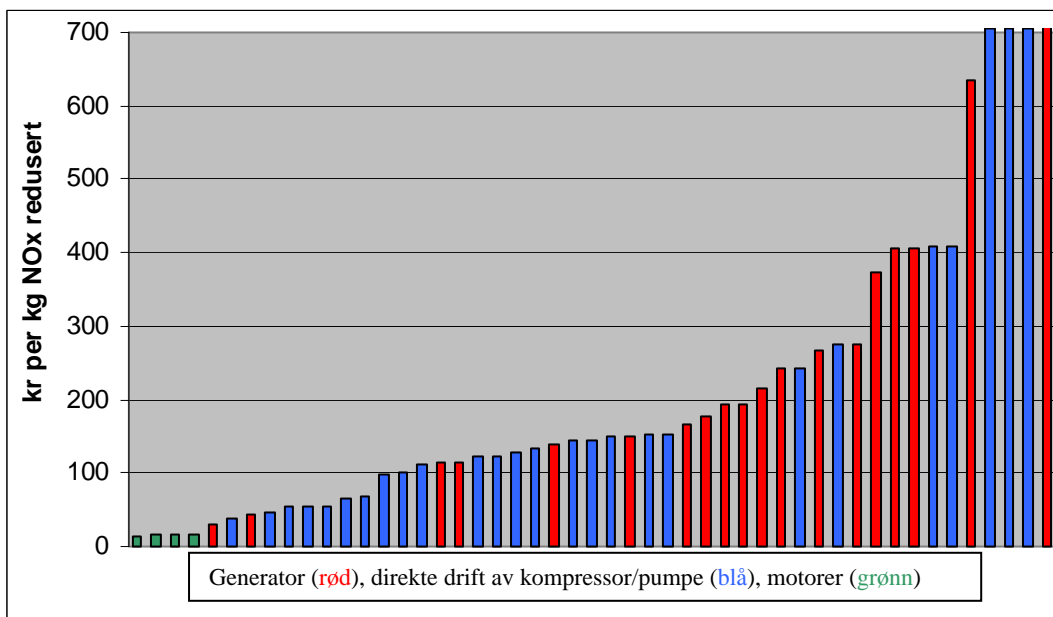
Figur 5.7 Tiltakskostnad og tilhørende total kostnad ved etterinstallering av DLE på single fuel gasturbiner og SCR på motorer

Figur 5.8 skiller mellom tiltakskostnader på gasturbiner tilrettelagt for ettermontering av DLE, gasturbiner ikke tilrettelagt for DLE og SCR på motorer. Figur 5.9 viser tiltakskostnader fordelt på kompressorer, generatorer og motorer.

Utredning av mulige NOx-reduserende tiltak på sokkelen



Figur 5.8 Tiltakskostnad for etterinstallering av DLE på single fuel gassturbiner (tilrettelagte pakker og ikke tilrettelagte pakker), samt SCR på motorer



Figur 5.9 Tiltakskostnad for etterinstallering av DLE på single fuel gassturbiner for drift av generatorer og kompressorer, samt SCR på motorer

5.4 Sensitiviteteter

Under følger noen vurderinger knyttet til tiltakskostnadenes sensitivitet overfor endring i sentrale parametere.

1. Lastgrad og driftstid

En av gassturbinene i tiltaksanalysen ligger inne med 39 kr/kg i base case. For denne maskinen vil tiltakskostnaden øke til 88 kr/kg dersom lastgraden reduseres fra 95 til 70 %.

En annen gassturbin i tiltaksanalysen ligger inne med 216 kr/kg i base case. For denne maskinen vil tiltakskostnaden reduseres til 61 kr/kg dersom lastgraden på gassturbinen øker fra 45 til 80 %. Dersom driftstiden i tillegg økes fra 5100 timer til 8500 timer per år reduseres tiltakskostnadene ytterligere til 36 kr/kg.

2. Feltenes levetid

En av gassturbinene i tiltaksanalysen ligger inne med 56 kr/kg i base case. For dette feltet vil tiltakskostnaden reduseres til 49 kr/kg dersom feltlevetiden øker fra 2030 til 2040.

En annen gassturbin i tiltaksanalysen ligger inne med 166 kr/kg i base case. For dette feltet vil tiltakskostnaden reduseres til 106 kr/kg dersom feltlevetiden øker fra 2012 til 2015.

3. Diskonteringsrente (10 %)

En av gassturbinene i tiltaksanalysen ligger inne med 56 kr/kg i base case. For dette feltet, som har lang gjenværende levetid og høy investeringer knyttet til tiltak, vil tiltakskostnaden øke til 70 kr/kg dersom diskonteringsrenten økes fra 7 til 10 %.

En annen gassturbin i tiltaksanalysen ligger inne med 39 kr/kg i base case. For dette feltet, som har forholdsvis lang gjenværende levetid og er tilrettelagt for DLE, vil tiltakskostnaden øke til 48 kr/kg dersom diskonteringsrenten øker fra 7 til 10 %.

4. Sensitivitet overfor investeringskostnader

En gassturbin i tiltaksanalysen ligger inne med 29 kr/kg i base case. Dersom investeringene for ettermontering av DLE øker fra 63 til 120 mill kr vil tiltakskostnaden øke til 51 kr/kg. Økes investeringskostnaden til kr 200 mill kr øker tiltakskostnaden til 82 kr/kg. Dersom investeringskostnaden reduseres til kr 50 mill kr vil tiltakskostnaden reduseres til 24 kr/kg.

En av gassturbinene i tiltaksanalysen ligger inne med 56 kr/kg i base case. For denne maskinen vil tiltakskostnaden øke til 72 kr/kg dersom investeringskostnaden for ettermontering av DLE øker fra 450 mill kr til 600 mill kr. Tiltakskostnaden vil reduseres til 45 kr/kg dersom investeringskostnadene går ned fra 450 til 350 mill kr.

5. Valg av kategori for antall dager nedstengning (2 dg, 9,8 dg eller 28 dg)

En av gassturbinene i tiltaksanalysen ligger inne med 56 kr/kg i base case. For denne maskinen, som har reserve gassturbiner (generator), vil tiltakskostnaden øke til 68 kr/kg dersom maskinen plasseres i kategori B (9,8 dg nedstengning) istedenfor kategori C (2 dg nedstengning). Dersom det ikke blir nødvendig med noe nedstengning vil tiltakskostnaden reduseres til kr 52 kr/kg.

5.5 Diskusjon

Analysen viser at det er stor forskjell i tiltakskostnad fra maskin til maskin. Selv innenfor en og samme produksjonsinnretning vil tiltakskostnadene kunne variere betydelig for installasjon av DLE på samme type gassturbiner. Eksempelvis vil en kompressor turbin på høy last og mye driftstid (dvs mye NO_x utslipp før tiltak) kunne gi forholdsvis lave tiltakskostnader, mens generatorturbinene som går på lavere last og driftstid vil kunne gi forholdsvis høye tiltakskostnader.

Generelt er det en observasjon at gassturbiner som driver kompressorer går på høy last, og derved slipper ut mest NO_x. Denne typen maskiner får størst gevinst av å ettermontere DLE, og generelt lavere tiltakskostnader enn gassturbiner som driver generatorer.

Analysen viser at investeringskostnadene utgjør den klart største delen av de totale kostnadene forbundet med ettermontering av DLE på single fuel gassturbiner.

Effekten av utsatt produksjon gir et betydelig bidrag til tiltakskostnadene på enkelte gassturbiner, men er marginal på mange andre maskiner. Generelt er dette et betydelig kostnadselement på anlegg uten gassturbiner i reserve, samt noen innretninger med så høy produksjon at selv to dg full nedstengning og 30 % redusert produksjon i 26 dager gir en betydelig effekt på tiltakskostnadene.

Merkostnadene knyttet til drift og vedlikehold av single fuel DLE er forholdsvis små i forhold til tradisjonelle SAC maskiner. Drifts- og vedlikeholdskostnader utgjør således et marginalt bidrag til tiltakskostnadene på den enkelte maskin. Dette er positivt med tanke på at det høye kostnadsnivået på felt i haleproduksjon er en utfordring for feltenes levetid og ressursutnyttelse.

Det fremgår at det ikke er noe entydig mønster at de tilrettelagte maskinene for DLE er mer kostnadseffektive enn ikke-tilrettelagte. Forklaringen på dette er at enkelte av de tilrettelagte gassturbinene for DLE går på lav last, og dermed har lite NO_x-utslipp i utgangspunktet. Dette vil i enkelte tilfeller forsterkes ved at maskinene kun er i drift i deler av året, slik at gevinsten ved tiltak blir liten sett i forhold til kostnadene.

Regulering av NO_x-utslippene på sokkelen vil kunne påvirke anleggenes driftsmønster sammenlignet med dagens situasjon. I dag vekselkjøres normalt en del av maskinene, og da spesielt turbinene som driver generatorer. Maskiner som vekselkjøres har eksempelvis en driftstid på et halvt år per maskin. Da er det to maskiner som veksler på å produsere den kraften som en enkelt maskin i teorien kunne ha gjort alene. I praksis kan dette bety at dersom det installeres DLE på en av to gassturbiner vil denne blir kjørt mesteparten av tiden, med maskinen uten DLE i reserve. Sensitivitet 1 over viser eksempel på at dette er forhold som kan slå svært sterkt ut på tiltakskostnadene.

Ved en regulering av NO_x-utslippene på sokkelen kan det tenkes tilfeller hvor det velges å kjøre to gassturbiner på lav last istedenfor en turbin på høy last. To standard LM2500 gassturbiner på halv last vil slippe ut omtrent halvparten så mye NO_x som to tilsvarende gassturbiner som kjøres vekselvis (halvparten av tiden hver) på full last. Virkningsgraden ved dellast er imidlertid dårligere enn ved høy last, noe som fører til større CO₂ utslipp

Enkelte av gassturbinene som ikke er tilrettelagt for ettermontering av DLE slipper ut mye NO_x og er i drift hele året. Til tross for høye investeringer for ettermontering av DLE vil

tiltak på enkelte av disse maskinene være mer kostnadseffektive å gjennomføre enn for en del av maskinene som er tilrettelagt for ettermontering av DLE.

Vanninjeksjon i gassturbiner (WLE) er teknologi under utvikling, og kan bli et alternativ til DLE. En studie er igangsatt med tanke på å kunne videreføres til et pilotanlegg i 2006/07. Denne piloten vil i så fall erstatte fire av de mest kostnadseffektive tiltakene som ligger inne i tiltaksanalysen presentert i dette kapitlet. Hvorvidt WLE kan redusere NO_x-utslippene ned mot samme nivå som DLE (25 ppm NO_x) er noe denne studien (evt. pilotanlegget) skal undersøke nærmere. Det er imidlertid klart at drifts- og vedlikeholdskostnadene vil øke ved WLE jo lavere NO_x-konsentrasjon som søkes oppnådd. Økte driftskostnader på feltene er generelt sett ikke ønskelig med tanke på myndighetenes målsetting om å øke utvinningsgrad og olje- og gassreservene på feltene på norsk sokkel.

Dersom WLE kvalifiseres for anvendelse til havs vil operatørene trolig prioritere innretningene med høyest NO_x-utslipp først. Generelt vil dette erstatte de mest kostnadseffektive DLE tiltakene i analysen foran.

Kapittel 5.4 viser hvor følsomme tiltakskostnadene er overfor endringer i sentrale forutsetninger. Mest sensitiv er tiltakskostnadene over endring i lastgrad og drifttid. Dette berører nyttesiden av tiltakene sterkt, og gir skift i tiltakskostnadene både opp og ned.

Sensitivitetene foran viser noen eksempler på hvordan denne usikkerheten kan slå ut på tiltakskostnadene på den enkelte gassturbin. I porteføljen av mulige tiltak på sokkelen vil usikkerhet i enkelte parametre kunne gi høyere tiltakskostnader, mens andre vil kunne redusere tiltakskostnadene. Usikkerheten vil derfor kunne jevnes ut på sokkelnivå, men kunne slå sterkt ut på den enkelte maskin. Virkemiddelene som settes inn for å realisere utslippsreduksjoner på sokkelen må derfor være fleksible, slik at grundige studier på den enkelte maskin avgjør om det er kostnadseffektivt for selskap og samfunn å iverksette et konkret tiltak.

6. Mulige ressursmessige konsekvenser

Ved vurdering av tiltak for reduksjon av NOx-utslipp, vil en også måtte vurdere de ressursmessige konsekvensene. Den økonomiske effekten av utsatt produksjon som følge av nedstengninger er tatt med i beregningene av tiltakskostnader, mens konsekvensene for ressursutnyttelsen har vært vanskelig å kvantifisere. Disse er derfor heller ikke med i regnestykket som gir tiltakskostnader (kr per kg redusert utslipp).

6.1 Utsatt produksjon ved installering av tiltak for NOx-reduksjon

Utsatt/tapt produksjon pga innstenging for etterinstallering av DLE

Nåverditapet ved ekstra produksjonsstans for å etterinstallere DLE lar seg til en viss grad, og under gitte forutsetninger, beregne. I OD/OLF sin tiltaksutredning fra 2001 ble dette gjort ved å benytte samme prosentvise "tilbakeproduksjonsprofil" for alle felt. Denne var beregnet relativt detaljert for et spesifikt felt, og ble benyttet for alle felt.

Metoden som er benyttet i denne studien, er mer feltspesifikk, i den grad at den tilpasses fremtidig produksjonsprofil for hvert enkelt felt/innretning. Den gjenspeiler likevel "et gjennomsnitt" av de reservoartekniske effektene på produksjonsprofilene, ettersom en kortere eller lengre innstengning kan få både negative og positive effekter på produksjonen når den kommer i gang igjen. Negativt: f eks løfteproblemer i brønnene, eller positivt: tilbaketrekking av vannfronten som gir bedre arealmessig fortrenning.

Metoden er den samme for alle innretningene:

Det forutsettes at behovet for nedstengning for installering av NOx-tiltak inntre i midten av år 2009. Årlig produksjon reduseres så med antallet dager nedstengning, multiplisert med gjennomsnittlig dagsproduksjon for året 2009. Tilbakeproduksjonen beregnes ved at "årsskiftet" i RNB2005-produksjonsprofilen "utsettes" tilsvarende antall dager som innstengningen varte i 2009.

Beregningsmetoden som er beskrevet for oljeproduksjonen gjenspeiler det fenomenet at produksjonsprofilen som funksjon av akkumulert produksjon ikke endres av innstengningen, produksjonsprofilen forskyves kun i tid.

Konsekvensen for produksjonsprofilen (og dermed nåverditapet) blir dermed svært forskjellig, alt ettersom feltet er i oppbyggingsfasen, på platå, eller i rask eller slak nedtrapping. Grovt sett kan vi si at felt i opptrappingsfasen taper mest, mens felt i rask avtrapping taper minst nåverdi.

Utsatt produksjon på grunn av redusert driftstilgjengelighet

Introduksjon av DLE turbiner har vist seg å redusere driftstilgjengeligheten i anleggene. Det er i forbindelse med igangkjøring av DLE turbiner i analysen lagt inn seks ikke planlagte nedstengninger, hver på to timer. I driftsfasen er det, basert på erfaringer fra de første anleggene, forutsatt åtte ekstra uplanlagte nedstengninger (tripp) det første året etter installering (2009). Hver nedstengning antas å vare i to timer. Produksjonsutsettelsene ved disse ikke planlagte nedstengningene antas å bli hentet inn igjen iht. samme metode som blir beskrevet i ovenfor.

Det reelle "nåverditapet" ved utsatt produksjon, som ved ulike oljepriser også kan bli "en gevinst", er avhengig av formen på den realiserte prisbanen over feltets levetid etter innstegningen. Beregningene i denne studien er basert på OED sine prisbaner med lavere priser fra 2011 enn i 2009. En slik prisbane gir større nåverditap ved utsettelse av produksjonen enn en stigende prisbane.

Det er usikkerhet om hvordan nåverditapet av **utsatt gassproduksjon** som følge av en ekstra innstegning skal beregnes. For oljefelt med relativt små inntekter av gassalg (under 20 % av salgbare petroleumsmengder er gass), har en valgt å utelate effekten på gassalget av en innstengning på grunn av at en her forventer at operatøren har inngått en midlertidig bytteavtale for gassen. Usikkerheten i beregningsmetoden for tilbakeproduksjon av olje på disse feltene vil langt overskygge effekten av denne antagelsen. For gassfelt, kondensatfelt og oljefelt med mer enn 20 % inntekter fra gassen, innebærer basisscenariet at gassprofilene også er inkludert i beregningene. Dette dreier seg om innretningene Oseberg A, Kvitebjørn, Sleipner A, Sleipner T og Åsgard B.

Det kan imidlertid være tilfelle at gassalgsinntektene også for disse innretningene er relativt uavhengige av daglig produksjonsregularitet, enten pga at gassalget er regulert av avtaler om kvantum over en viss periode eller pga at selve rørledningen opptrer som en buffer for dager med mindre leveranser ved at trykket forandrer seg. I beste fall kan plattformen som stenger ned ha tilstrekkelig kapasitet til å ta igjen det tapte umiddelbart etter nedstengningen. Da vil en ikke få noe nåverditap, verken sett fra selskapets eller samfunnets synspunkt. Hvorvidt feltet selv har ledig kapasitet til å ta igjen det tapte gassalget kort tid etterpå, er avhengig av om innstegningen foretas om sommeren eller vinteren. De fleste felt produserer maksimalt om vinteren, og har kun ledig kapasitet om sommeren.

Dersom et felt stenger ned produksjonen for å gjennomføre et NO_x-reducerende tiltak, vil rettighetshaverne sannsynligvis forsøke å finne en løsning for gassen som minimerer eventuelle negative økonomiske konsekvenser. Hvilke muligheter som da eksisterer, vil være avhengig av både fysiske og kommersielle begrensninger som måtte eksistere både på eget og andre "samarbeidende" felt.

6.2 Konsekvenser for ressursutnyttelsen på feltene av NO_x krav

Foruten de økonomiske beregningene som inngår i tiltaksanalysen, har det også vært av interesse å undersøke om pålegg om tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp kan forventes å få negative ressursmessige konsekvenser. Dette kan blant annet skje ved at;

- innfasing av nærliggende funn til eksisterende innretninger ikke lar seg gjennomføre
- rettighetshaverne velger å stenge ned innretningene tidligere enn dagens planer,
- prosjekt for økt utvinning må vike plass for NO_x-tiltak i de planlagte vedlikeholdsstansene,
- prosjekt for økt utvinning må vike plass for NO_x-tiltak pga vekt- og plassproblem
- tiltakene endrer på grensekostnadene slik at tilleggsinvesteringer for økt utvinning ikke blir realisert.

På norsk sokkel er det et betydelig potensial for økt olje- og gassproduksjon fra feltene som er i drift. Et vesentlig element i god ressursforvaltning er å legge til rette for at dette potensialet

lar seg realisere. Oljedirektoratet har derfor kontinuerlig fokus på hvordan oljeselskapene kartlegger og følger opp med beslutninger og tilleggsinvesteringer.

Det er ulike grunner til at de kartlagte tilleggsprosjektene for økt ressursutnyttelse (IOR) ennå ikke er besluttet. Fig 6.1 viser en oversikt over hva operatøren har oppgitt som grunn. Selv om de største utfordringene er knyttet til reservoarmessige forhold, er det i forbindelse med denne tiltaksanalysen interessant å merke seg at produksjon av ca 45 mill Sm³ o.e fra felt som allerede er besluttet utbygd ikke lar seg realisere pga manglende kapasitet på de eksisterende innretningene.

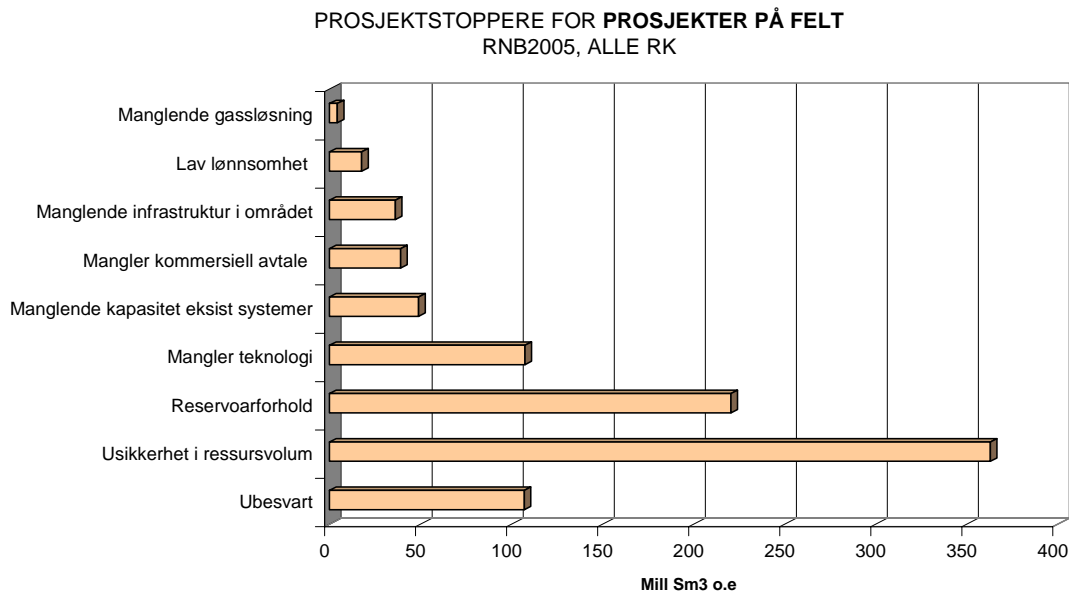


Fig. 6.1 Prosjektstoppere for tilleggsprosjekt for økt utvinning på feltene

Manglende kapasitet for innfasing av nye funn

I tillegg til potensial for økt utvinning fra eksisterende felt er det en rekke funn som kan bygges ut i framtiden. OD's oversikter pr 31.12.2004 viser at dette gjelder 33 funn som samlet representerer ca 350 mill Sm³ o.e. Noen av disse vil bli innfaset til eksisterende felt. Det kan derfor ha betydning for ressursutnyttelsen dersom tiltak for NOx-reduksjon reduserer tilgjengelig kapasitet på eksisterende innretninger. Begrensningene kan være prosessanleggets dimensjonering, kraftgenereringspakkens kapasitet eller rett og slett at innretningen ikke har plass eller tåler vekten av tilleggsutstyr som er nødvendig for å fase inn mer olje, gass og vann. Dagens kapasitet på innretningene er derfor en av flaskehalsene som begrenser ressursutnyttelsen.

Nedstenging av plattformen tidligere enn 2010 for å unngå regulering

I denne analysen har en i lagt til grunn den levetiden feltene har i henhold til prognosen i Revidert Nasjonal Budsjett 2005 (RNB 2005) hvor også produksjonen fra prosjekt i planleggingsfasen er medregnet. OD mener dette er korrekt dersom analysen skal være forventningsrettet. For enkelte felt betyr dette en levetid utover det som allerede er besluttet. I så måte er tiltakskostnadene estimert lavere enn om bare levetiden til de vedtatte prosjektene hadde blitt lagt til grunn.

Beregningsmetoden for tiltakskostnader som er benyttet i denne analysen tar hensyn til feltets levetid. Tiltakskostnadene pr kg NO_x blir høyere dersom det er få års gjenværende levetid etter 2009. Dersom produksjonsstans er planlagt tett opp til året 2010, og utslippene dette året er avgjørende for om nødvendige NO_x-tiltak skal iverksettes, kan dette medføre at selskap ønsker å stenge ned produksjonen fra et felt på et tidligere tidspunkt. Da vil utvinningsgraden fra feltet reduseres, - enten ved at produksjonen fra allerede vedtatte prosjekter avsluttes tidligere enn uten NO_x-krav, eller ved at prosjekter i planleggingsfasen ikke blir vedtatt utbygget.

ODs gjennomgang av prosjektporteføljen viser at dette kan være en problemstilling for konkrete felt på sokkelen. På et felt er 2009 siste produksjonsår i henhold til vedtatte planer, men tas planlagte prosjekt med er feltets levetid til 2015. Dersom feltet får krav om omfattende NO_x-tiltak i 2010, kan operatøren velge å unngå tiltaksinvesteringene ved å ikke gjennomføre de planlagte prosjektene. Da vil marginalt lønnsomme tilleggsressurser på sju mill Sm³ olje gå tapt. Dersom prosjektet gjennomføres, men produksjonen likevel avsluttes før 2010, vil ca tre mill Sm³ olje gå tapt.

På et annet felt er siste produksjonsår 2012 i henhold til prognosen. Hvis feltet får krav om omfattende NO_x-tiltak kan rettighetshaverne, avhengig av prisforventningene ved beslutningstidspunktet for NO_x investeringer, velge å stanse produksjonen før 2010. Da går ca 1,4 mill Sm³ olje tapt.

Omdisponering av planlagte vedlikeholdsnedstengninger.

I de beregningene som er gjort for å beregne tiltakskostnadene, har en forutsatt at det kreves en egen nedstengning av produksjonen for å implementere tiltak for lav-NO_x. Dette er basert på en forutsetning om at operatøren har optimalisert de planlagte vedlikeholdsstansene slik at det ikke er kapasitet til å gjennomføre ytterligere installasjonsarbeider i nedstengningsperioden.

Dersom operatøren imidlertid utfører NO_x-reduserende tiltak på et felt i de vanlige planlagte nedstengningsperiodene, kan de komme til å velge bort aktiviteter som inngår i tiltak for økt utvinning som nå ligger inne i planene. Det kan f.eks. være arbeid med oppgradering av separatorkapasitet for å kunne holde produksjonen gående i brønner med høyt vannkutt, lavtrykkproduksjon eller fjerning av andre flaskehalser. Dersom økonomien isolert sett for et økt utvinningsprosjekt er for dårlig til å forsvare en egen nedstengning, vil hele prosjektet derfor kunne forbli urealisert. Dette vil gi lavere utvinningsgrad som resultat.

Slike optimaliseringer er som regel allerede innbakt i produksjonsprofilen, og er dermed vanskelig å kvantifisere. Likevel, ved å se tilbake på hvordan operatørene kontinuerlig har modifisert prosessanleggene for å optimalisere produksjonen, må en anta at konsekvensen av å utelate slik aktivitet et år har en negativ konsekvens for ressursutnyttelsen. Hvor aktuell denne problemstillingen er for vedlikeholdsstansen i 2009 på det enkelte felt, er vanskelig å beregne nå ettersom detaljerte planer for denne ennå ikke er utarbeidet. Det vil dessuten være helt avhengig av oljeprisforventningen på beslutningstidspunktet.

Hvor stor del av de 278 mill Sm³ olje og 190 mrd Sm³ gass som selskapene i RNB 2005 har innrapportert til Oljedirektoratet i kategorien planlagte økt utvinningsprosjekt, som er aktuell for denne problemstillingen, er ikke mulig å kvantifisere.

Mindre vekt- og plasskapasitet for innfasing av prosjekt for økt utvinning eller funn i nærheten

Dersom operatøren må investere i nytt utstyr for reduksjon av NOx-utslipp, vil dette kreve både plass og vekt på innretningen. Som tidligere beskrevet i rapporten gjelder dette for vann- eller dampinjeksjon i turbinene i større grad enn for ombygging til DLE turbiner. For enkelte innretninger vil vekt- og plassproblemer kunne la seg løse ved å fjerne eller bygge om eksisterende utstyr.

Noen innretninger har imidlertid liten fleksibilitet mht økte vekt- eller plassbehov. På disse innretningene kan det oppstå direkte konflikt mellom tiltak for økt utvinning, enten på samme felt eller innfasing av nærliggende funn og tiltak som skal redusere NOx-utslippene. Dette kan føre til at tiltak for tilleggsproduksjon ikke blir realisert.

Som et eksempel har ett felt rapportert de planlagte prosjektene “kapasitet oppgradering”, ”økt gassprosessering” og ”WAG injeksjon”. Disse prosjektene har en samlet økt utvinningseffekt på 19 mill Sm³ olje. En utsettelse på ett år på grunn av NOx-tiltak vil sannsynligvis ikke få vesentlig innvirkning på utvinningen med unntak av selve nåverditapet av forsinkelsen, men vekt- eller plassproblemer kan føre til at prosjektene ikke blir realisert eller alternativt redusert i omfang.

Et annet eksempel er et økt utvinningsprosjekt som gir en utvinning på 1,7 mill Sm³ olje. På dette feltet har operatørene beskrevet situasjonen som følger:

“På innretningen kjøres det nå et IOR -prosjekt. Her må vi inn med en del nytt utstyr. Innretningen har vektbegrensninger. På grunn av dette må all vekt som legges på plattformen av nye prosjekter kompenseres med å fjerne tilsvarende vekt på plattformen. Dette blir dyrt, og man må finne utstyr (vekt) som kan fjernes.

Skal man inn med ekstra NOx-reduserende tiltak på innretningen, f.eks vann- eller dampinjeksjon, kan dette bli plass- og vektkrevende. Dersom Nox-reduserende tiltak prioriteres, må man fjerne tilsvarende vekt som man legger på. Det blir da usikkert om det er nok plass igjen til IOR prosjektet, og om man da vil klare å finne nye vekter som kan fjernes.

På denne innretningen vil altså nye NOx-krav kunne føre til at økt utvinningstiltak kan måtte skyves ut i tid pga man kan ikke gjennomføre dette samtidig med et NOx-prosjekt. Det er stor usikkerhet om det er vekt og plass til både NOx-prosjekt og IOR-prosjektet, så resultatet kan bli at IOR-prosjektet må kuttet ut, noe som betyr tap av ressurser og inntekter.”

Operatørene har innrapportert en rekke andre utvinnings prosjekt. Det er usikkert om noen av disse, på tilsvarende måte, kan komme i konflikt med eventuelle NOx tiltak.

Økte driftskostnader for tilleggsprosjekter (f eks IOR)

Dersom operatøren må investere i nytt utstyr for reduksjon av NOx-utslipp, skyldes dette produksjonen som er vedtatt utbygd, og investeringene må i forbindelse med prosjekter i planleggingsfasen ses på som ”sunk cost”. Det nye utstyret vil sannsynligvis også føre til økte driftskostnader. I så måte er det rimelig at også tilleggsprosjekt i planleggingsfasen vil få økte driftskostnader. Disse vil redusere lønnsomheten i prosjekt for økt utvinning, og kunne føre til at prosjekt som ellers ville la seg realisere, blir skrinlagt. Da vil olje- og gassressurser gå tapt.

Utredning av mulige NO_x-reduserende tiltak på sokkelen

Robustheten i hvert enkelt prosjekt og oljeprisforventningen vil bestemme i hvor stor grad dette blir tilfelle i praksis, og det er ikke mulig å beregne dette på det nåværende tidspunkt.