



Statoil Mongstad Søknad om endret utslippstillatelse

Juni 2005

Søknad om utslippstillatelse

Søknadsskjema for industribedrifter

Utfylt skjema skal sendes SFT i 7 eksemplarer. Se veiledningen for utfylling av de enkelte rubrikkene. I de fleste tilfeller vil det være nødvendig å benytte vedlegg til skjemaet. Det framgår av skjema/veiledning når opplysninger skal gis i vedlegg. Dessuten skal vedlegg benyttes ved plassmangel i tabeller. Vedlegg skal nummereres i samsvar med punktene i skjemaet/veiledningen. Vedlegg skal også sendes SFT i 7 eksemplarer.

1. Opplysninger om søkerbedrift

1.1 Navn, adresse m.v.:

Bedriftens navn	Statoil ASA, Mongstad	Telefon (sentralbord)	
Gateadresse		56 34 40 00	
Postadresse.....			
Postnr., -sted	5954 MONGSTAD	Telefon (kontaktperson)	
Kontaktperson	Anne Lise Hopland Vågenes	902 17 472	

1.2 Kommunenr.	1263 / 1264	Kommune ..	Lindås / Austrheim
---------------------	-------------	------------	--------------------

1.3 Bransjenr.	DF23.20 Produksjon olje prod	1.4 Foretaksnr. ..	923609016
		Bedriftsnr. ..	973152424

1.5 Søknaden gjelder:

☐ Nyetablering	☐ Endrete utslippsforhold	☒ Annet, spesifiser:
☒ Endret produksjon	☐ Avfallsdisponering	Revidert Søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES

1.6 Dato(er) for start av ny virksomhet, produksjonsendring osv.	Årsskiftet 2008/2009
--	----------------------

1.7 Dato(er) for eventuell(e) foreliggende utslippstillatelse(r)	Januar 1993, med endringer mai 1997. Søknad om fornyet utslippstillatelse av april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES
--	--

1.8 Ansatte:	Antall personer	1.9 Driftstid:	Timer pr. døgn	Døgn pr. år
I dag	Ca. 600	I dag	24	365
Søkes om	Ca. 620	Søkes om	24	365

2. Lokalisering

2.1 Gårdsnr. ... Bruksnr. ...

2.2 UTM-angivelse: Sonebelte

Nord-sør Øst-vest

UTM-koordinater

For lokalisering av kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet vises til konsekvensutredningen.

Kartvedlegg*	Målestokk
Lokalisering	Se vedlegg 1
Eiendomsgrenser	
Sikringssone	
Utslippsledning og diffusor avløpsvann	-

2.4 Er terrengbeskrivelse vedlagt? Ja ☐ Nei ☒

2.5 Avstand til nærmeste bebyggelse
Avstand til nærmeste bolig

Type bebyggelse....
Type bolig.....

2.6 Er det fastsatt sikringssone? Ja ☒ Nei ☐

Fastsatt av

2.7 Er området regulert til industri? Ja ☐ Nei ☒

Annet

2.8 Transportmiddel/-midler for råstoffer/produkter..

Er redegjørelse angående transport vedlagt? Ja ☐ Nei ☒

2.9 Er lokaliseringalternativer vurdert utfra miljøhensyn? Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☒

3. Produksjonsforhold

3.1 Produkter som framstilles:

Produkt	Produsert mengde (tonn) pr. år	
	I dag	Søkes om
Se vedlegg 1		

3.2 Produksjonsbeskrivelse inkludert flytskjemaer:

Se vedlegg 1

3.3 Oversikt over innsatsstoffer: skal gis i vedlegg.

Se vedlegg 1

3.4 Er teknisk miljøanalyse gjennomført?

Ja, vedlagt ☒ Nei ☐

Se vedlegg 1

3.5 Energikilder/-forbruk:

Energikilde	Energiforbruk (GWh/år)	
	I dag (2004)	Søkes om
Strøm	398	
Fossile brensel (hovedsaklig fyrgass og naturgass)	6268	

Se vedlegg 1

3.6 Er energisparetiltak med betydning for utslipp eller avfall vurdert?

Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐

Se vedlegg 1

3.7 Miljømessige vurderinger av produksjonen: skal gis i vedlegg.

Se vedlegg 1

4. Utslipp til vann

4.1 Prosessavløpsvann: Utslippskilde Vannrenseanlegg
 Utslippsted Fensfjorden

	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om
Utslippsdyp	50 m	-	pH ...	6-8	-
Avløpsstrøm (m ³ /h)	Ca 700	-			

Se vedlegg 1

Er renseanlegg for dette avløpsvannet forutsatt i søknaden? Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐
 Se vedlegg 1

Utslippskomponenter	Mengde (kg) pr. døgn			Konsentrasjon (mg/l)		
	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om	
	Gj.snittlig	Gj.snittlig	Maksimalt	Gj.snittlig	Gj.snittlig	Maksimalt

Gjennomsnittsmengder og -konsentrasjoner er midlet over (tidsperiode)

Maksimalmengder og -konsentrasjoner er midlet over (tidsperiode)

4.2 Vil støtutslipp forekomme? Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☒
 Se vedlegg 1.

4.3 Er økotoksisitetstesting gjennomført? Ja, dokumentasjon vedlagt ☒ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

Er kjemisk karakterisering utført? Ja, dokumentasjon vedlagt ☒ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

4.4 Er tiltak for ytterligere reduksjon av utslippets størrelse og virkning vurdert? Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

4.5 Kjølevann: Utslippsted Fensfjorden

	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om
Utslippsdyp m.....	30	30	Temperaturøkning (°C)	<15	Se vedlegg
Vannstrøm (m ³ /h)	36 000	-	Tilsetningskjemikalier	Ingen	Ingen

Se vedlegg 1

Nærmere beskrivelse av eventuelle tilsetningskjemikalier: skal gis i vedlegg.

4.6 Vil sigevann fra deponier forekomme? Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐
 Se vedlegg 1

4.7 Vil forurenset grunnvann/grunn forekomme? Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐
Se vedlegg 1

4.8 Resipient for utslipp til vann (unntatt sanitæravløpsvann):

Kommunalt nett ☐ Direkte til vassdrag ☐ Direkte til sjø ☒

Lokalt vassdrag Hovedvassdrag

Vannføring: min. normal maks.

Lokalt fjordområde Hovedfjord

Eventuelt terskeldyp Største dyp

Nærmere beskrivelse av resipientforhold vedlagt? Ja ☒ Nei ☐

Effekt av bedriftens utslipp i resipienten? Ja ☒ Nei ☐ Beskrivelse vedlagt ☒

4.9 Resipient for sanitæravløpsvann:

Kommunalt nett ☐ Direkte til resipient ☒

Resipient

Rensemetode

Mulighet for tilknytning til kommunalt nett ..

5. Utslipp til luft

5.1 Prosessavgasser: Utslippskilde
 Utslippssted
 Se vedlegg 1 og Vedlegg 3 / bilde 6.

	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om
Utslippshøyde over bakken ..			Avgasstrøm (Nm ³ /h)		
Utslippshøyde over tak			Avgasstemperatur (°C) ..		

Er renseanlegg for prosessavgasser forutsatt i søknaden? Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☐

Utslippskomponenter	Mengde (kg) pr. time			Konsentrasjon (mg/Nm ³)		
	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om	
	Gj.snittlig	Gj.snittlig	Maksimalt	Gj.snittlig	Gj.snittlig	Maksimalt

Gjennomsnittsmengder og -konsentrasjoner er midlet over (tidsperiode)
 Maksimalmengder og -konsentrasjoner er midlet over (tidsperiode)

5.2 Vil støtutslipp forekomme? Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

5.3 Er kjemisk karakterisering utført? Ja, resultater vedlagt ☐ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

5.4 Er tiltak for ytterligere reduksjon av utslippets størrelse og virkning vurdert? Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☐
 Se vedlegg 1.

5.5 Avgasser fra anlegg kun for energiproduksjon:

Brenselforbruk/ kapasitet		Brensel/fyringsolje (type)		Utslipps- komponenter	Mengde (kg) pr. døgn		Konsentrasjon (mg/Nm ³)	
I dag	Søkes om	I dag	Søkes om		I dag	Søkes om	I dag	Søkes om
Se vedlegg 1	Se vedlegg 1			Se vedlegg 1				

Se vedlegg 1.

	I dag	Søkes om
Utslippshøyde over bakken ..	Vedlegg 1	
Utslippshøyde over tak	Vedlegg 1	

Sammensetning av eventuelle andre brenseltyper enn fyringsolje: skal oppgis i vedlegg.

Er nærmere redegjørelse for forbrenningstekniske data vedlagt?

Ja ☐ Nei ☒

5.6 Rensing av avgasser fra anlegg kun for energiproduksjon?

Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☒

Se konsekvensutredningen samt vedlegg 1

5.7 Diffuse utslipp:

Kilde/årsak	Utslippskomponenter	Utslippsmengde (kg) pr. time	
		I dag	Søkes om
VOC/CH ₄	Se vedlegg 1		

5.8 Er det gjennomført/planlagt tiltak mot diffuse utslipp?

Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐

Se konsekvensutredningen samt vedlegg 1

5.9 Er spredningsforhold m.v. beskrevet?

Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐

Se konsekvensutredningen samt vedlegg 1

5.10 Er spredningsberegninger utført?

Ja, vedlagt ☒ Nei ☐

Se konsekvensutredningen samt vedlegg 1

6. Avfall

6.1 Avfallstyper og -mengder:

Avfallstype	Mengde pr. år		Disponeringsmåte	Evt. nærmere spesifisering av avfallet
	I dag	Søkes om		
Se vedlegg 1				

6.2 Tiltak for å begrense avfallsmengdene: skal beskrives i vedlegg.

Se vedlegg 1

6.3 Benyttes avfall/biprodukter fra andre i bedriftens produksjon?

Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☒

6.4 Omfatter virksomheten egen behandling/mellomlagring/deponering av avfall?

Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐

Medfører avfallshåndteringen/-disponeringen fare for forurensning/ulempere i omgivelsene?

Ja, beskrivelse vedlagt ☐ Nei ☒

Er det gjennomført/planlagt tiltak for å begrense forurensningene/ulempene?

Ja, beskrivelse vedlagt ☒ Nei ☐

Se vedlegg 1

7. Støy

7.1 Støykilder:

Støykilder som forårsaker ekstern støy	Varighet av støy		Støykildens karakter
	Pr. døgn	Pr. uke	
Se vedlegg 1			

7.2 Støynivå ved nærmeste bebyggelse:

Lokalitet nr. (kartref.)	Type bebyggelse	Støyemisjon, dB(A)		Målt/ beregnet
		I dag	Søkes om	
Se vedlegg 1				

7.3 Forekommer naboklager?

Ja, beskrivelse vedlagt ☐Nei ☒

7.4 Planlagte støyreducerende tiltak m/kostnader: skal beskrives i vedlegg.

Se vedlegg 1

8. Forebyggende tiltak og beredskap ved ekstraordinære utslipp

8.1 Vurdering av risiko: skal gis i vedlegg.

Se vedlegg 1

8.2 Angi om forebyggende tiltak er etablert og eventuelt hva slags tiltak:

	Ja	Nei	Tiltak
Se vedlegg 1			

8.3 Er det utarbeidet beredskapsplan for håndtering av ekstraordinære utslipp?

Ja ☒Nei ☐

Beredskapsplanen er:

Vedlagt ☐Oversendt SFT tidligere ☒

9. Internkontrollsystem og utslippskontroll

9.1 Internkontroll:

Er internkontrollsystem tatt i bruk?

Ja ☒

Nei, nærmere redegjørelse vedlagt ☐

Se vedlegg 1

9.2 Utslippskontroll, overvåking:

Foretas regelmessige målinger av utslippene?

Ja ☒

Nei ☐

Vil bli foretatt ☒

Utkast til måleprogram: skal vedlegges.

Se vedlegg 1

10. Underskrift

Sted: ..Mongstad.....*30.06.2005*..... Dato:

Underskrift:*Per Løng for Bjørn Kåre Viken*.....
Adm. Dir. Statoil Mongstad

11. Vedleggsoversikt

Nr.	Innhold	Antall sider
1	Utdypende svar på punkter i søknaden	13
2	<u>Eget dokument:</u> Energiverk Mongstad Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet Konsekvensutredning Statoil - Juni 2005	
3	Det er vedlagt tegninger / bilder:	6

Se også vedlegg i søknad om fornyet utslippstillatelse av april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Utdypende svar på punkter i søknaden

Innhold:

1	Opplysninger om søknadsbedrift.....	2
2	Lokalisering	3
3	Produksjonsforhold	4
4	Utslipp til vann	5
5	Utslipp til luft.....	7
6	Avfall	10
7	Støy.....	11
8	Forebyggende tiltak og beredskap ved ekstraordinære utslipp	12
9	Internkontrollsystem og utslippsmålinger	13

1 Opplysninger om søknadsbedrift

1.1

Søkerbedrift er Statoil ASA ved driftsorganisasjonen Statoil Mongstad (SM). SM har det overordnede driftsansvaret og hovedbedriftsansvar for de tre eksisterende forretningsenhetene innenfor anlegget:

MTDA – Mongstad Terminal Delt Ansvar, råoljeterminal

MRDA- Mongstad Refining Delt Ansvar, oljeraffinering med underanlegg

VPDA – Vest Prosess Delt Ansvar, behandling av naturgasskondensat

Det vil bli opprettet et eget selskap for drift av kraftvarmeverket. Endelig eierforhold og eiermessig organisering vil bli avklart på et senere tidspunkt.

Virksomhetene vil ha sterkt integrerte anlegg og infrastruktur, og i hovedsak felles utslippspunkter til luft og sjø. Det er SM driftsorganisasjon som skal besitte en samlet utslippstillatelse for virksomhetene inklusive kraftvarmeverket.

Kontakt data:

Statoil Mongstad
HMS&K
5954 Mongstad

Tlf: 56 34 40 00
Faks: 56 34 50 00
e-post: MYNSM@statoil.com

Kontakt person:
Anne Lise Hopland Vågenes
Tlf.: 902 17 472

1.2

Bedriften er lokalisert på kommunegrensen mellom Lindås og Austrheim kommuner helt nordvest i Hordaland fylke.

1.3

Hovedtyngden av virksomhetene er produksjon av raffinerte petroleumsprodukter og NACE koden DF 23.20 er derfor benyttet. Dette vil også være situasjonen etter at kraftvarmeverket blir etablert.

1.4

Statoil ASA nr 923609016 ved bedriftsnummer 973152424 som driftselskap for:

MRDA nr 980945626

VPDA nr 979382480

MTDA nr 983213227

Det vil bli dannet et separat driftsselskap for kraftvarmeverket.

1.5

Søknaden gjelder revisjon av søknad om fornyet utslippstillatelse oversendt SFT 11.april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Søknaden er oppdatert på de punkter som er aktuelle i forbindelse med realiseringen av kraftvarmeverket.

1.6

Kraftvarmeverket planlegges satt i drift ved årsskiftet 2008/2009.

1.7 -

1.8

Det er i dag ca 600 ansatte ved Mongstadanleggene for produksjon, 6 skift og administrasjon. I tilknytning til kraftvarmeverket vil dette økes med inntil 20 ansatte/heltidsstillinger.

1.9

Det søkes om døgkontinuerlig drift, året rundt.

2 Lokalisering

2.1

Gårdsnr for Lindås kommune er 127 og for Austrheim kommune 128. Det er flere bruksnr under hvert gårdsnr, jfr. vedlegg.

2.2

UTM EUREF89 32 V 6747500-6750000 283000-285000 dekker raffinieriområdet på Mongstad. Kraftvarmeverket vil bygges innenfor raffinieriområdet.

2.3

Det refereres til søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES for kart og tegninger.

For lokalisering av kraftvarmeverk og nærmere dokumentasjon av dette vises til vedlagte skisser, se vedlegg 3, og videre til konsekvensutredningen.

2.4

Det vises til konsekvensutredningen samt vedlagte kart og bilder.

2.5

-

2.6

I forbindelse med etablering av kraftvarmeverket vil det søkes Lindås og Austrheim kommune om en utvidelse av sikringsfeltet for raffinieriområdet.

2.7

Det vises til Lindås og Austrheim kommuners arealbruksplaner.

I forbindelse med etableringen av kraftvarmeverket vil det utarbeides en reguleringsplan som også inkluderer eksisterende raffinierianlegg.

2.8

Inn

Råolje kommer inn via rørledninger (Troll Oljerør I og II) samt via skip til råoljeterminalen og raffinieriet.

Gasskondensat kommer inn via rørledning (Vestprosess) fra Kollsnes.

I forbindelse med kraftvarmeverket vil gass leveres i en ny rørledning fra Kollsnes. For en nærmere beskrivelse av denne vises til "*Gassrørledning Kollsnes-Mongstad. Konesjonssøknad med konsekvensutredning. Statoil – Juni 2005*".

Ut

Råolje går ut fra råoljeterminalen med skip.

Raffinerte oljeprodukter går ut fra raffinieriet i hovedsak med skip og en mindre del med bil.

Elektrisitet fra kraftvarmeverket vil eksporteres via eksisterende kraftledningsnett.

2.9

-

3 Produksjonsforhold

3.1

Det vises til konsekvensutredningen samt søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for en nærmere beskrivelse av disse forholdene ved eksisterende anlegg.

Kraftvarmeverket vil ha en installert effekt for produksjon av ca. 350 MW termisk energi samt inntil 280 MW elektrisitet.

All termisk energi vil i utgangspunktet nyttes internt på Mongstad, jfr. pkt. 3.5. Samtidig vil deler av eksisterende energiproduksjon stenges ned eller drives med redusert fyring.

En nærmere beskrivelse av produksjonsforholdene finnes i konsekvensutredningens kap. 5.

3.2

For produksjonsbeskrivelse vedr. eksisterende anlegg vises til konsekvensutredningen samt søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES. For kraftvarmeverket vises til konsekvensutredningen, spesielt kap. 5.

3.3

Det vil ikke være behov for spesifikke innsatsstoffer foruten naturgass / raffineri fyrgass i produksjonen ved kraftvarmeverket. For en beskrivelse av de innsatsstoffer som brukes i eksisterende anlegg vises til søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

3.4

SM utførte i 1993/94 en teknisk miljøanalyse. SM har søkt om unntak fra oppdatering og at denne blir erstattet av SM egenrapport til SFT, jfr brev av 18. mai 1999.

De elementer som omfattes av SFT's definisjon av teknisk miljøanalyse gjennomføres for øvrig som en kontinuerlig

aktivitet ved Mongstad- anleggene og vil også omfatte kraftvarmeverket.

3.5

Ved oppstart forventes kraftvarmeverket å ha en kapasitet til termisk energileveranse på ca. 76 MW til forvarming av råoljestømmen, samt ca 180-270 MW til høytrykks dampproduksjon. I tillegg kan det tas ut lavtrykksdamp (ca 40 MW). Videre vil anlegget få en kapasitet for elektrisitetsproduksjon på inntil ca. 260 MW fordelt på 2 stk gassturbin/generator. I tillegg kommer ca 20 MW som kan leveres av dampturbin/generator. Det er forventet en gjennomsnittlig årlig tilgjengelighet på ca 92% for kraftvarmeverket, og en elektrisitetsproduksjon på ca. 2,3 TWh pr. år. For ytterligere informasjon vises til konsekvensutredningen.

3.6

Fremtidige energileveransene fra kraftvarmeverket vil medføre at eldre og mindre energieffektive energiforsyningssystem på Mongstad kan tas ut av drift eller kjøres redusert.

Forvarming av råolje i kraftvarmeverket vil gjøre det mulig å minimalisere fyringen i de eksisterende råoljeovnene. Den ene ovnen kan tas helt ut av drift.

IPPC-direktivets hovedprinsipp er at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte "beste tilgjengelige teknikker" ("Best Available Techniques" - BAT) og at utslippsgrenser som fastsettes i en tillatelse, skal baseres på BAT.

For en ytterligere informasjon vises til konsekvensutredningens kap. 5.1.3 og kap. 7.

3.7

Konsekvensutredningens kap. 6 – 8 gir en nærmere beskrivelse av disse forhold.

4 Utslipp til vann

4.1

Dagens utslipp av prosessavløpsvann skjer via sikringsbassenget og konsesjonspunktet, BA-7365. Dette vannet representerer:

- Renset avløpsvann fra prosessområdet til MRDA og VPDA
- Renset vann fra ytre anlegg ("stormvann", overflatevann, ballast, slop og lekk/grunnvann fra fjellhallene herunder vann som skilles ut fra råoljen).

Mengde avløpsvann varierer med årstid og nedbør. Etter utvidelse av anlegget på slutten av 80 tallet med luftet lagune og sikringsbasseng er operativ kapasiteten på avløpsrenseanlegget ca. 1350 m³/h.

En nærmere omtale av eksisterende utslipp er gitt i søknad av 11.april 2005 om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Etableringen av kraftvarmeverket vil ikke medføre en vesentlig endring i disse forholdene. Avløpsvann vil likevel oppstå på to måter:

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

Disse vannstrømmene vil ledes til sjø via eksisterende sikringsbasseng på Mongstad. Ingen av disse vannstrømmene er i utgangspunktet olje/hydrokarbon forurenset. Det er egne oppsamlingssystemer for søl/spill der dette kan inntreffe (smøreolje fra tyngre roterende utstyr el.).

Nedblåsningsvann fra kraftverket vil utgjøre inntil ca 5 m³/time, og vil inneholde rester av samme type kjemikalier som i dag benyttes ved kjeler installert i raffineriet.

Det vises videre til konsekvensutredningen kap. 6.2.

4.2

Støtutslipp fra kraftvarmeverket til resipienten vil ikke skje. Sikringsbassenget på Mongstad har et volum på ca 158.000 m³ og sikrer en oppholdstid på erfaringsmessig 7-10 dager før utslipp over konsesjonspunkt og til sjø. Bassenget vil som følge av vannets oppholdstid virke som en buffer mot støt utslipp.

4.3

Det ble gjennomført en økotoksisitetstesting og kjemisk karakterisering av avløpsvann fra Mongstad-anleggene i 2004, jfr. bl.a søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Ingen av de kjemikaliene som er aktuelle i damp-kondensat systemet er klassifisert som miljøskadelige.

4.4

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES. Etablering av kraftvarmeverket vil ikke gi ytterligere behov for dette utover hva som foreligger ifm eksisterende anlegg.

4.5

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for beskrivelse av eksisterende anlegg.

Kraftvarmeverket vil medføre en økning i utslippene av kjølevann med om lag 6.500 m³/time, jfr. konsekvensutredningen kap. 6.2.3. De samlede utslipp fra Mongstad-anleggene vil etter dette kunne være omlag 40.000 m³/t. Det forventes en temperaturøkning på maksimalt 15 grader C i kjølevannet. Dette vil representere et typisk energiutslipp i området 2100 GJ pr. time som snitt over året.

I søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, er det fra 2009 også søkt om å få lede i størrelsesorden 50 tonn/år ammonium til sjø via kjølevannsretur som følge av tiltak knyttet til reduksjon i utslipp av NO_x til luft.

4.6

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for beskrivelse av disse forhold ved eksisterende anlegg. Foreliggende søknad innebærer ikke endringer ift. dette.

4.7

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, MYN-SM-05 00104-JES, for beskrivelse av disse forhold ved eksisterende anlegg. Foreliggende søknad innebærer ikke endringer ift. dette.

4.8

SM har over tid utført en rekke resipientundersøkelser med blant annet sedimentanalyse og Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for beskrivelse av disse forhold ved eksisterende anlegg. Foreliggende søknad innebærer ikke endringer ift. dette.

Bedriften har utført en rekke undersøkelser av bløtbunnsfauna, fjæreundersøkelser med ruteanalyser for å undersøke artsdiversitet,

hydrokarboner i sediment og blåskjell samt tungmetallanalyser i blåskjell.

De utførte undersøkelsene har ikke vist vesentlige endringer i dyre- og plantelivet ved raffineriet som kan tilskrives driften av anlegget. Miljøet på bunnstasjonene vurderes som fortsatt godt. Det er heller ikke påvist indikasjoner på overgjødning som følge av SM sine utslipp av ammonium og fosfor. Det vises blant annet til undersøkelse oversendt til SFT i brev fra SM 02.08.04

Etableringen av kraftvarmeverket forventes ikke å gi endringer i dette bildet.

4.9

Sanitæravløpet har slamutskiller før utslipp til sjø, med hovedutløp på 18 m dyp 240 m ut i Mongstadviken. Vedrørende tømmerutiner for slamutskiller overholder SM de plikter som er satt av Fylkesmannen, og som nå Lindås Kommune har overtatt myndighetsansvaret for.

Lokalisering i et område som er tynt befolket i forhold til bedriftens størrelse, gjør at det ikke er kapasitet eller mulighet for kommunal tilknytning.

5 Utslipp til luft

SM har i dag 16 punkt for utslipp til luft fra prosessanleggene. Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for en nærmere beskrivelse av disse.

Når det gjelder etableringen av kraftvarmeverket innføres 2 nye utslippspunkt, ved at det bygges en skorstein til hver av de to gassturbinene. Se vedlegg 3/bilde 5 som viser plassering av de nye utslippspunktene EVM1 og EVM2 i forhold til eksisterende utslippspunkt på industriområdet på Mongstad.

For å beskytte gassturbinene i kraftvarmeverket i en feil-situasjon mot det høye trykket i gassrørledningen som frakter inn Trollgass, vil det bli installert en atmosfærisk vent, kald fakkell. Hyppighet vedr. nødavlastning til vent er beregnet til omkring 1 gang hvert 100. år. En typisk avlastningsmengde er beregnet til ca 35 tonn Troll-gass, under forutsetning av manuell stenging kan skje etter 15 min.

Det vil også kunne være behov for å trykkavlaste rørledningsdelen mellom landfall Mongstad og kraftvarmeverket i forbindelse med vedlikehold på gassrøret inne på raffineriområdet. Mengden i denne delen av røret er estimert til ca 3 tonn gass. Denne vedlikeholdsaktiviteten er planlagt gjennomført hvert 7. år. Se vedlegg 3/bilde 4 som viser plassering av vent.

Det vises ellers til konsekvensutredningen kap. 6.1.

5.1

Det vil i utgangspunktet ikke være utslipp av prosessavgasser fra kraftvarmeverket. For en beskrivelse av prosessutslippene fra eksisterende anlegg vises til fornyet søknad om utslippstillatelse av april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

5.2

For eksisterende anlegg vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Støtutslipp kan forekomme bl.a fra fakkell ved opp- /nedkjøring og eventuelle operasjonelle problemer.

5.3

For eksisterende anlegg vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

5.4

SM har system for styring av miljøparametere blant annet gjennom Målstyring i Statoil, MIS. Bedriften er nå også ISO 14001 og ISO 9001 godkjent. Kraftvarmeverket vil inngå i disse systemene.

5.5

Foreløpige beregninger viser at kraftvarmeverket vil ha et innfyrt energibehov tilsvarende ca. 700 millioner Sm³ gass pr år. I en startfase forventes opp mot 2/3 av dette volumet å bli importert som naturgass gjennom en ny rørledning fra Kollsnes til Mongstad, mens resten vil bli levert som raffineri fyrgass fra raffineriet.

Forvarming av råolje i kraftvarmeverket vil gjøre det mulig å minimalisere fyringen i de eksisterende råoljeovnene, og den ene kan tas helt ut av drift. Samtidig vil 4 fyrte kjeler normalt stenges ned. Disse kan bli benyttet som back-up kjeler ved nødavstenging av kraftvarmeverket.

Utslippene fra kraftvarmeverket kan således ikke betraktes isolert, men må anses som en integrert del av Mongstad-anleggene. Utslippene til luft vil således inngå som en del av de totale utslipp fra virksomheten. De samlede og omsøkte utslipp fra Mongstad-anleggene etter etableringen av kraftvarmeverket er vist nedenfor. Det poengteres at de absolutte utslippsvolumer ikke er endret sammenliknet med søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.april 2005,

Vedlegg 1 - Søknad om utslippstillatelse for industribedrifter.
Revidert utslippssøknad for Statoil Mongstad – 1.juli 2005

ref. MYN-SM-05 00104-JES, bortsett fra når det gjelder CO₂.

Komponent	Utslippsgrense	Utslipp 2003	Omsøkt i søknad om fornyet utslippstillatelse	Forventede utslipp fra Mongstad- anleggene etter utbygging av EVM
CO ₂		1.587.000 tonn	-	2.700.000 tonn
NO _x	2150 tonn	1 730 tonn	1 850 tonn/ 1500 tonn fra 2009	Ingen endring
SO ₂	2000 tonn	988 tonn	1 250 tonn	Ingen endring
nmVOC raffineri		9 510 tonn	11 000 tonn	Ingen endring

Norsk Institutt for Luftforskning NILU anbefaler at et kraftvarmeverk bygges slik at bygningsturbulens virkning på røykfanen ikke fører til konsekvenser for bakkekonsentrasjonen. Med en bygningshøyde på 20 meter er minste anbefalte skorsteinshøyde 40 meter. Dette vil følges opp i prosjekteringen av anlegget.

Når det gjelder endringer i utslippene av metan (CH₄) vises til søknadens pkt. 5.7.

5.6

Sammenliknet med søknad om fornyet utslippstillatelse av april 2005, ref. MYN-SM-05 00104-JES, vil det ikke bli økte utslipp til luft fra Statoil Mongstad ved etablering av kraftvarmeverket bortsett fra når det gjelder CO₂.

Det er gjort en vurdering av muligheter og kostnader knyttet til fjerning av CO₂ fra røykgass både i krakkeravgass og i røykgass fra kraftvarmeverket. Dette er nærmere beskrevet i konsekvensutredningens kap. 7.3.

En nærmere vurdering av mulige avbøtende tiltak for å redusere utslippene av NO_x fra krakker avgass sammenliknet med tilsvarende for rensing av utslipp fra kraftvarmeverk røykgass er gitt i konsekvensutredningens kap. 7.4.

Ved planleggingen av kraftvarmeverket er det ved valg av gassturbin lagt vekt på at temperaturen på eksosgassen med den aktuelle turbintypen passer til oppvarmingsbehovet for råoljestrømmen samt til produksjon av høytrykksdamp. Den aktuelle turbinen har relativt lav brennkammertemperatur sammenliknet med andre gassturbiner og

dermed lave NO_x- utslipp. Statoil vurderer det slik at den aktuelle turbintypen vil ha en maksimumskonsentrasjon i røykgassen lavere enn 15 ppm NO_x. Erfaringer fra tilsvarende anlegg viser at det kan være mulig å nå driftsverdier på 9-12 ppm, noe som vil gi utslipp i størrelsesorden 360-490 tonn NO_x/år. Dette representerer BAT (Best Available Technique) for denne type anlegg.

Samlet vurderer Statoil det slik at installasjon av SNCR for å rense eksisterende krakker røykgass vil være den miljømessig beste løsning for å redusere fremtidige NO_x- utslipp fra Mongstad.

Miljønyttan ved installasjon av SCR- rensing i kraftvarmeverket vil ha marginal lokal og regional miljømessig betydning, forutsatt at det vil være mulig å oppnå driftsverdier ved anlegget ned mot 9 ppmv NO_x. Basert på dette er det derfor ikke lagt til grunn et SCR- anlegg ved kraftvarmeverket i revidert søknad om utslippstillatelse for Mongstad- anleggene. Det er imidlertid avsatt plass for et slikt anlegg, som kan installeres dersom driftserfaringer og –målinger tilsier dette.

5.7

Kraftvarmeverket med tilhørende oppgradering av raffinerianleggene vil ikke gi vesentlig nye prosessutslipp til luft. Det kan bli en mindre økning i utslippene av metan som følge av lekkasjer knyttet til pakning, ventiler, flenser og lignende samt i form av uforbrente hydrokarboner via røykgassen. Utslippene er foreløpig kvantifisert til i størrelsesorden 450 tonn/år.

På Mongstad utføres verifikasjonsmålinger av diffuse VOC utslipp (ca hvert 3.-4. år) samt

Vedlegg 1 Søknad om utslippstillatelse for industribedrifter.
Revidert utslippssøknad for Statoil Mongstad

årlige lekkasjesøk (VOC) i utvalgte anlegg (varierer fra år til år). De nye anleggene vil fases inn i dette programmet.

5.8

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, vedr. tiltak i eksisterende anlegg.

Kraftvarmeverket med tilhørende ombygginger i raffinerianleggene utløser ikke behov for ytterligere tiltak.

5.9

Det vises til luftkvalitetsmåling utført av NILU i 2003 samt konsekvensutredningens kap. 6.1.3.2 som redegjør for de sprednings- og avsetningsberegninger som er utført. Disse beregningene er for øvrig tilgjengelig som en underlagsrapport til konsekvensutredningen.

5.10

Ref pkt 5.9.

6 Avfall

6.1

Det vises til SMs egenrapport fra 2004.

Det er ikke forventet at normal drift av nye anlegg vil medføre vesentlige økninger i avfallsmengdene.

6.2

SM arbeider kontinuerlig for å minimere avfallsmengdene. Med bakgrunn i utført teknisk miljøanalyse på begynnelsen av 90-tallet ble det gjort tiltak som reduserte de store avfallskomponentene. Disse går i dag inn i annen produksjon eksternt.

I forhold til videre avfallsreduksjoner ved eksisterende anlegg vises til søknad om fornyet utslippstillatelse.

I utbyggingsperioden for de nye anleggene vil avfall bli kildesortert i henhold til den inndeling som er praktisk å gjennomføre i forhold til de etablerte mottaksordningene for

regionen. Det vil stilles krav til leverandører om å gjennomføre kildesortering under utbyggingsperioden.

Når de nye anleggene settes i drift, vil avfall kunne håndteres på samme måte som avfall fra eksisterende virksomhet. Spesialavfall vil bli håndtert i henhold til gjeldende regler og krav.

6.3

-

6.4

Det vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES, for forhold knyttet til eksisterende anlegg.

Kraftvarmeverket med tilhørende raffinerioppgradering vil ikke påvirke disse forholdene.

7 Støy

7.1 og 7.2

For en beskrivelse av eksisterende situasjon vises til søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

I tilknytning til etableringen av kraftvarmeverket har det vært gjort vurderinger av støy både i anleggs- og driftsfasen. For nærmere informasjon vises til konsekvensutredningen kap. 6.3.

De nye anleggene består av følgende utstyr som avgir støy:

- Ventiler
- Pumper
- Nødventiler
- Rørstøy
- 2 gassturbiner
- Varmeveksler

Modelleringer som har vært gjort for støy i driftsfasen viser at de nye anlegg vil bidra lite til økt støy utover dagens nivå i de aller fleste områder. Med de krav som er satt om støydemping vil bidraget til støy i nabobebyggelsen kunne være 0,2-0,4 dBA, noe som representerer en ikke hørbar økning i støynivået. Det vil også være en mindre økning på de to andre immisjonspunkter, men dette er ikke boligområder. Det gjøres oppmerksom på at den beregnede økningen er videre innenfor

målingenes konfidensintervall, dvs. at økningene ikke er reelt målbare.

7.3

Det er ikke registrert naboklager på støy i SM sitt system for registrering av avviksbehandling, SYNERGI.

Det arrangeres regelmessig nabokontaktmøter der påvirkning og ulemper fra virksomheten er tema.

7.4

Fakling og bruk av damp for å redusere sooting ved stor mengde gass til fakkell, er en av de største støykildene ved SM. For å redusere støy generelt fra fakkell er det etablert kompressorer som leder fakkellgass tilbake til fyrgassnettet.

Det er et pågående prosjekt for å holde dampbruken på et minimum da dampdysene står for en stor del av støy fra fakkell.

I valg av design, teknologi og utstyr for kraftvarmeverket vil en søke å unngå endrede støynivå som følge av utbyggingen. Det er satt strenge krav til utstyrsleverandørene i et tidlig stadium, og dette vil bli etterprøvd og fulgt opp videre. Leverandørene vil måtte levere utstyr med garanterte støynivå og dokumentere at disse følges opp.

8 Forebyggende tiltak og beredskap ved ekstraordinære utslipp

8.1

Det vises til sist utførte TRABA (total beredskap og risikoanalyse) datert 8. desember 1999 og utført av Det Norske Veritas (DNV). Det er planlagt en ny TRABA i 2005. Denne vil også inkludere forhold knyttet til kraftvarmeverket.

For en nærmere beskrivelse av disse forhold relatert til eksisterende anlegg vises til fornyet søknad om utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES. En beskrivelse av forholdene knyttet til kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger raffineriet er gitt i konsekvensutredningen kap. 5.8.

8.2

For en nærmere beskrivelse av disse forhold relatert til eksisterende anlegg vises til fornyet

søknad om utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

Det vurderes ikke å være behov for ytterligere tiltak ved en etablering av kraftvarmeverk med tilhørende oppgraderinger raffineriet.

8.3

Eksisterende beredskapsplan er sendt Kystverket, Beredskapsavdelinger i Horten og Håkonsvern iht. distribusjonsliste for planen.

Beredskapsplanen vil bli oppdatert til også å omfatte en etablering av et kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet.

Det forventes ikke å bli identifisert DFU-er (Definerte Farer og Ulykker) som skulle nødvendiggjøre en endring av eksisterende beredskapssystem.

9 Internkontrollsystem og utslippsmålinger

9.1

Kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet vil fases inn i allerede eksisterende systemer ved Mongstad-anleggene. En beskrivelse av disse er gitt i søknad om fornyet utslippstillatelse, ref. MYN-SM-05 00104-JES.

9.2

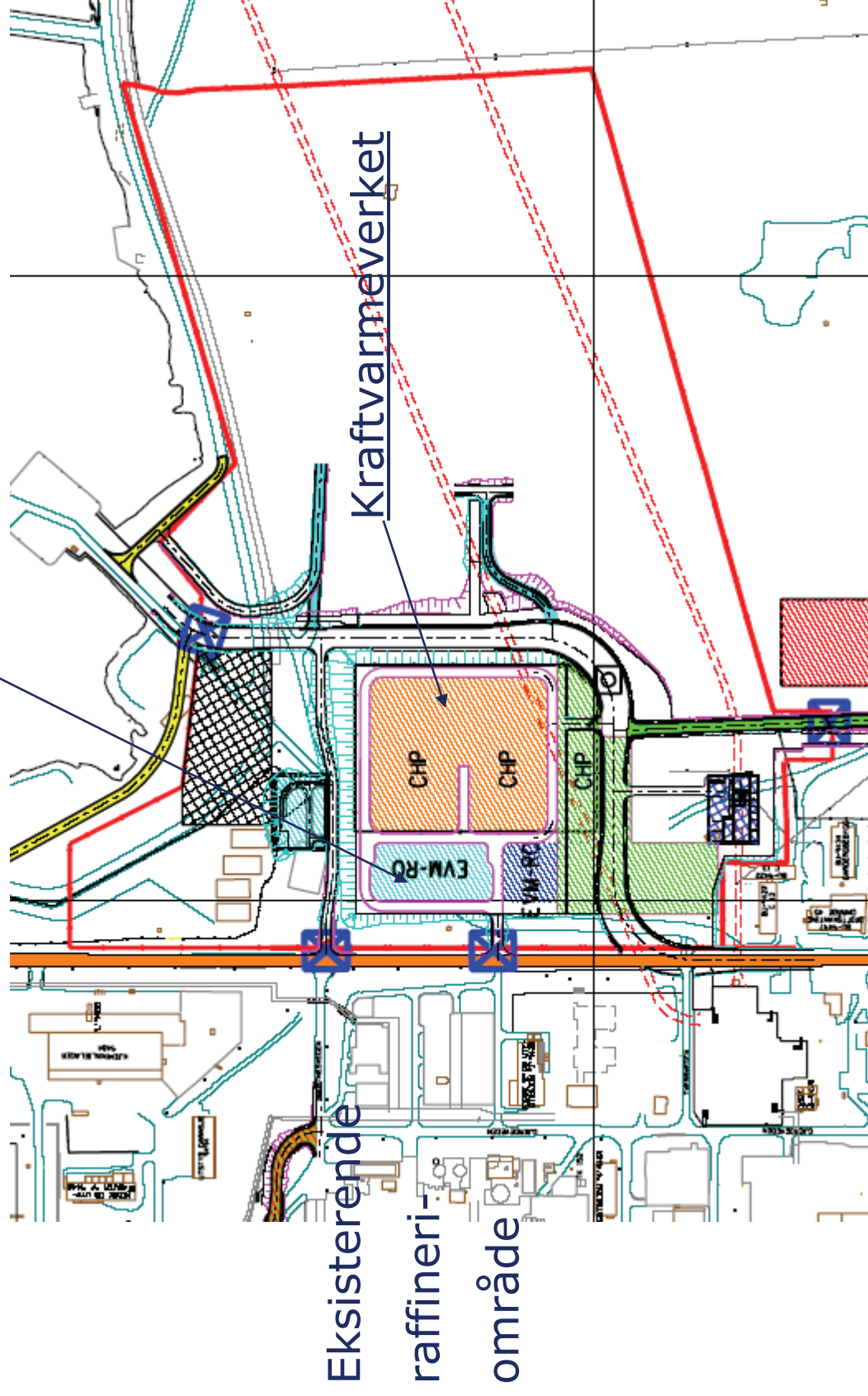
Kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet vil fases inn i allerede eksisterende overvåkningssystemer og -programmer.

Miljøstyring ved SM er beskrevet i intern dokumentasjon (WR2038). SM utfører løpende målinger iht driftskontrollprogrammet for å ha kontroll med prosessene og utslipp til luft og vann. Interne beregninger utføres ved daglige til årlige intervaller. For å etterprøve interne målinger og beregninger utføres det eksterne verifikasjoner og overvåkningsprogrammer. Programmene justeres ut fra funn og erfaringer. SFT holdes oppdatert om endringer i programmene ved løpende korrespondanse og i kontaktmøter.

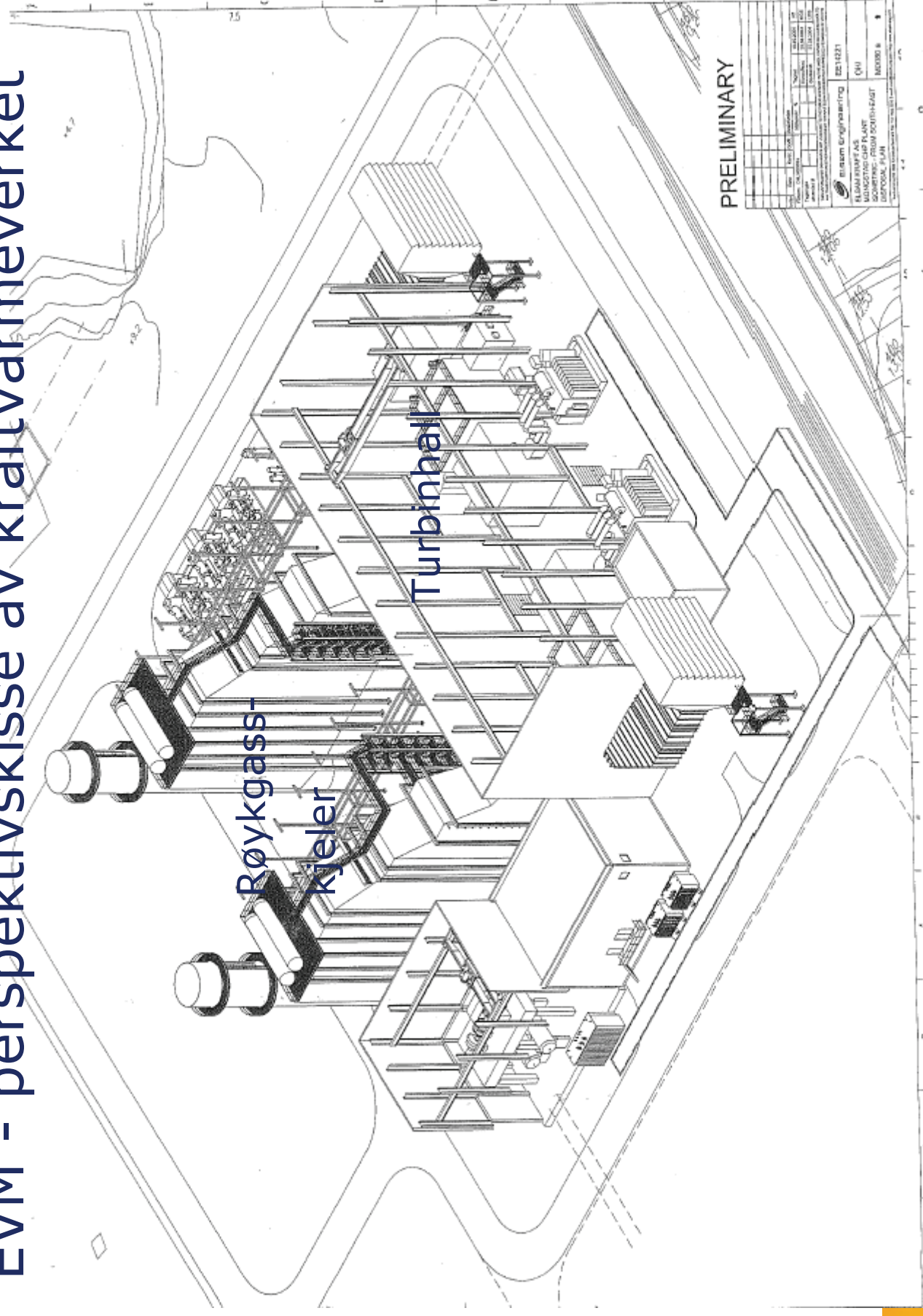


EVM – anleggene på Mongstad

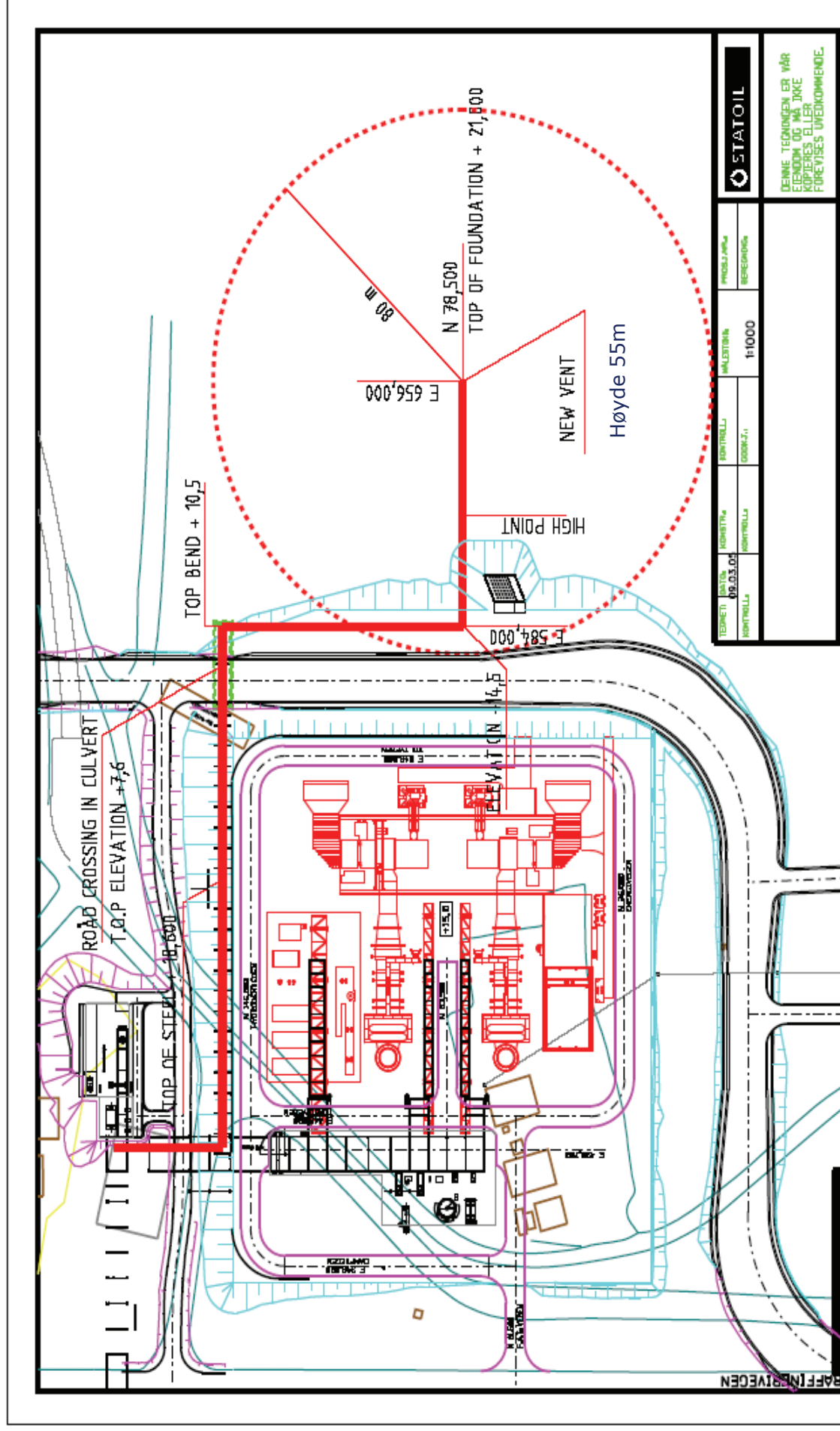
Raffineri ombygging



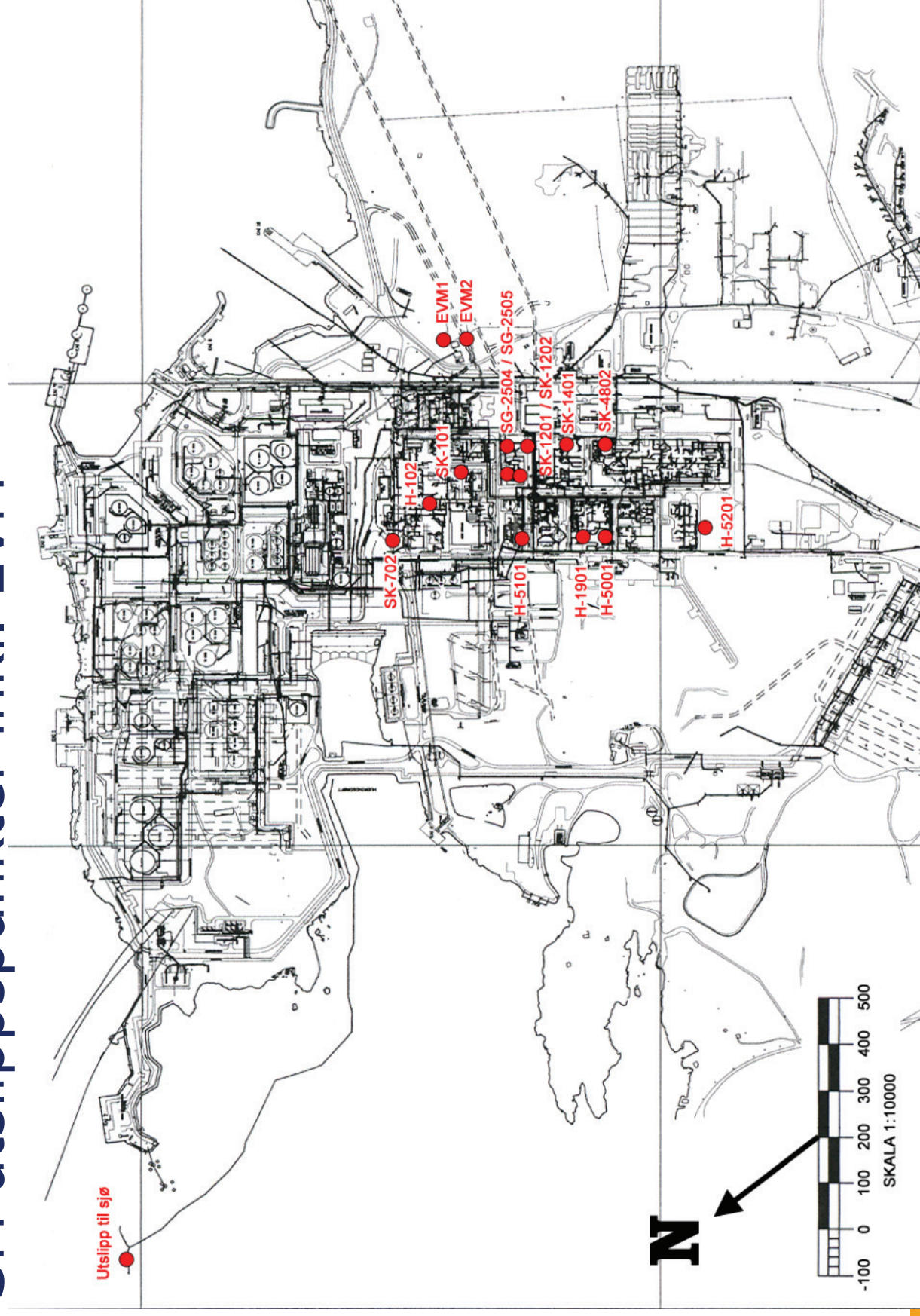
EVM - perspektivskisse av kraftvarmeverket



EVM nødavlastningsvent



SM utslippspunkter inkl. EVM



Nye utslippspunkter – tekniske data

Tekniske data på skorsteiner i KV,
basert på Elsams design data ved begge gassturbiner i drift og
minimum tilleggsfyring:

Røykgassmengde: 2 x 249 kg/s

Røykgass temperatur 199 °C

Skorsteinshøyde 40 m

Vår dato
2006-01-24

Vår referanse
MYN-EVM-05 00016

Deres dato
2005-12-20

Deres referanse
NVE 200402397-64 kte/hha

Vår saksbehandler
Petter Reed



Statoil ASA

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
v/ Henriette R. Haavik
Postboks 5091
0301 Oslo

Energiverk Mongstad
Kraftvarmeverk på Mongstad, gassrør Kollsnes – Mongstad
Tilleggsopplysninger

Vi viser til brev fra NVE datert 20.12.2005 hvor man i tilknytning til konsesjonssøknad og konsekvensutredning for kraftvarmeverket ønsker følgende tilleggsopplysninger:

Etter vurdering av utredningene, høringsuttalelsene og innspill fra SFT finner NVE at foretatte utredninger er tilfredsstillende for videre behandling av gasskraftsaken. For å bidra til en bedre opplysning av visse tema ber NVE Statoil legge frem følgende opplysninger:

1 - CO₂-fangst anlegg

Det må redegjøres grundigere for miljøkonsekvenser ved et eventuelt CO₂-fangst anlegg på Mongstad med deponering av CO₂. Forhold som bla. utslipp og håndtering av amin, samt utslipp av kjølevann må presenteres.

En nærmere beskrivelse av resultater fra Gullfaksstudien må presenteres med hensyn til inntjeningspotensial og betalingsvillighet for CO₂, samt hva som anses som nødvendige tiltak på Mongstad for at CO₂ herfra skal kunne benyttes i tilsvarende prosjekt.

2 - Utslipp

En vurdering av CO og partikkelutslipp fra gassturbinene må presenteres. De ulike scenariene som benyttes i utredningen i forbindelse med spredning og avsetning av nitrogen er noe uklart, og må presenteres grundigere.

3 - Kjølevann

Det må begrunnes nærmere at økningen i kjølevannsmengde ikke medfører ytterligere konsekvenser.

4 - Environmental Impact Factor

I forbindelse med konsekvensutredningens introduksjon av begrepet Environmental Impact Factor, EIF, det må gjøres en noe bedre redegjørelse for hvordan disse verdiene er beregnet.

Statoil vil på bakgrunn av NVE's brev supplere informasjon gitt i konsekvensutredning / konsesjonssøknad. For ordens skyld så benyttes følgende begrep. Energiverk Mongstad (EVM) består av tre deler: Gassrørledning fra Troll Kollsnes til Mongstad, ombygging av raffineriet og et kraftvarmeverk på Mongstad. Kraftvarmeverket skal få gass fra det ombygde raffineriet og fra Troll, og det skal levere

Selskap
Statoil ASA

Postadresse
N-4035 STAVANGER
Norge

Besøksadresse
Forusbeen 50
Forus
4033 Stavanger

Telefon
+47 51 99 00 00

Telefaks
+47 51 99 00 50

Internett
www.statoil.com

Foretaksregister
NO 923 609 016 MVA

varme og elektrisitet til raffineriet og elektrisitet til Troll. Når det i dette brevet noen steder også er referert til PMT prosjektet, så er PMT det omsøkte kraft metanolprosjektet på Tjeldbergodden.

1 CO₂-fangst

1.1 Miljøkonsekvenser ved CO₂-fangstanlegg

Ref. Det må redegjøres grundigere for miljøkonsekvenser ved et eventuelt CO₂-fangst anlegg på Mongstad med deponering av CO₂. Forhold som bla. utslipp og håndtering av amin, samt utslipp av kjølevann må presenteres.

Generelt

Det vurderes som teknisk gjennomførbart å bygge et CO₂ fangstanlegg på Mongstad for å fange CO₂ både fra eksisterende anlegg (krakker – RCC-anlegget) og fra det planlagte kraftvarmeverket. Den mest aktuelle teknologien for et slikt fangstanlegg er en såkalt absorpsjonsteknologi, som innebærer at det benyttes en aminbasert absorbent som fanger CO₂ fra røykgassen. Mongstad vil være en gunstig lokalisering for et slikt anlegg da det er tomtearealer tilgjengelig, det finnes eksisterende infrastruktur av samme type som det som behøves, og det er en kompetent driftsorganisasjon som kan være basis for drift av et slikt anlegg. Videre er Mongstad gunstig lokalisert i forhold til eksport av CO₂ i rørledning for injeksjonsformål i Nordsjøen og til eventuell import av tilleggsvolumer av CO₂ via skip. Det vil imidlertid også være en del utfordringer forbundet med en eventuell etablering av et slikt anlegg på Mongstad. Et slik anlegg vil blant annet være betydelig større enn noe som er bygget tidligere. Det vil kreve noe nyutvikling med tilsvarende usikkerhet i foreliggende investeringsestimater, gjennomføring og drift.

Selv om denne renseteknologien er velkjent så er det en del spesielle forhold knyttet til å benytte den for røykgassrensing og spesielt ved røykgassrensing fra gasskraftverk. Den svært lave konsentrasjonen av CO₂ er en spesiell utfordring ved rensing av avgass fra store gassturbiner, noe som gjør at nyutviklede modifiserte aminer er nødvendig, med den usikkerhet det skaper for drift og miljøforhold. Dette er kun utprøvd i pilot- og demonstrasjonsanlegg, og eventuell bygging av et fullskala anlegg vil således være meget utfordrende.

Et eventuelt CO₂-fangstanlegg på Mongstad, samt klargjøring av CO₂ for transport i rørledning, vil innebære etablering av et nytt stort industrianlegg på området. Anlegget vil ha et betydelig energibehov i form av elektrisitet og lavtrykksdamp, og dermed behov for flere tilkoplinger til eksisterende infrastruktur. Blant annet må det etableres tilkoblingsmuligheter for elektrisitet, kontrollsystemer, damp, vann, m.m. og det vil eventuelt kunne være nødvendig å forsterke bakenforliggende infrastruktur. Mongstad har lite reservekapasitet i eksisterende anlegg, og det må påregnes vesentlige utvidelser samt bygging av helt nye anleggskomponenter dersom et eventuelt CO₂-fangstanlegg skal etableres. Det vil også bli nødvendig med økt driftsbemanning.

Et CO₂-fangstanlegg vil ha store dimensjoner på rørledninger og prosessinstallasjoner, spesielt i forbindelse med uttaket av røykgassene fra gassturbiner. For å minimere kostnadene er det en

forutsetning at anlegget plasseres så nær røykgasskildene og eksisterende industrianlegg som mulig. På grunn av de store dimensjonene og nødvendigheten av å ligge tett til eksisterende anlegg, vil det dermed kunne oppstå begrensninger for andre fremtidige prosjekter, samt vanskeliggjøre tilkomst for vedlikehold i eksisterende anlegg.

Fangstanlegget vil ha et betydelig kjølevannsbehov utover det som kan skaffes tilveie i eksisterende kjølevannsanlegg, og det må derfor etableres et nytt stort anlegg for å fremskaffe inntil 40 – 45 000 m³ sjøvann/time. Dampproduksjonen på Mongstad vil også måtte økes betydelig sammenliknet med dagens behov. Damp vil bli produsert i eksisterende og eventuelt nye gassfyrte dampkjeler, noe som vil føre til økte CO₂- utslipp.

Ulike typer av aminblandinger er de mest aktuelle absorpsjonsmedier i et eventuelt CO₂-fangstanlegg. Det vil dermed måtte etableres infrastruktur for forsyning og lagring av amin, samt intern distribusjon til fangstanleggene. Brukt amin blir regenerert, men det vil være et tap i denne prosessen, både i form av lekkasje til omgivelsene (vann og luft) og ved at amin degenereres til ikke-gjenvinnbare avfallsprodukter med utslipp til vann, luft og med behov for behandling som spesialavfall. Dette medfører et behov for kontinuerlig etterfylling med ny aminblanding.

Konsekvenser

Det store kjølevannsforbruket i CO₂-anleggene medfører behov for et nytt forsynings- og utslippssystem, atskilt fra det eksisterende. Utslippsvolumet i m³/time kan komme opp i tilsvarende volumer som eksisterende utslipp (inklusive kraftvarmeverket) fra Mongstad-anleggene. Et nytt kjølevannssystem må plasseres slik at inntak/utslipp av sjøvann fra de to systemene ikke påvirker hverandre. Fensfjorden er imidlertid en robust resipient, og erfaringene fra undersøkelser foretatt gjennom raffineriets levetid indikerer at dette ikke vil medføre vesentlige negative konsekvenser for miljøet.

Statoil Mongstad håndterer i dag mange kategorier kjemikalier, også aminer, og har kvalifiserte fagfolk som har opparbeidet erfaringer både mht oppbevaring/lagring, bruk og avhending av avfallstoffer/restprodukter. Type og mengden av aminholdig avfall fra et anlegg med kapasitet til å behandle ca 2 millioner tonn CO₂ årlig vil variere etter hvilken prosess som brukes. Dette er lisensierte prosesser og typen kjemikalier samt mengden som brukes, kan variere. Kjemikaliene kan dokumenteres med produsentenes produktdatablader, men det kan være en viss usikkerhet rundt håndtering av avfallsprodukter som følge av at kjemikaliene degraderer i renseprosessen.

De to aminprosessene hvor det foreligger aktuelle data er Fluors Ecoamine FG+ og KS-1 fra Mitsubishi. I følge IEA Greenhouse Gas R&D Programme (Ref rapporten "Improvement in Power Generation with Post-combustion Capture of CO₂ – Report no PH4/33 – November 2004") vil et anlegg som årlig behandler 2 millioner tonn CO₂ generere ca 6000 tonn aminholdig avfall basert på Fluors teknologi. Ved bruk av Mitsubishis teknologi blir avfallsmengden lavere, i følge IEA kan den være rundt 600 tonn årlig (ref pers meddelelse fra IEA). Dette er forhold som er under utvikling og Fluor har overfor Statoil antydnet at deres prosess er i ferd med å bli forbedret, både mht reduksjon i avfallsmengde og mht håndterbarhet. Den samme innsatsen gjør antakelig også Mitsubishi. Disse forholdene har naturligvis en avveining mot gevinster som oppnås med hensyn til energibehov / virkningsgrad for hele renseprosessen. Restamin fra gjenvinningsprosessen vil måtte bli fraktet til godkjent operatør, antakelig

plassert utenfor Norge, for behandling av denne type avfall. I følge IEA er det standard prosedyrer for behandling av dette avfallet; metallforbindelser fjernes og resten kjøres til forbrenning i spesielle anlegg for slike formål. Alternativet kan være å brenne avfallet i en sementovn.

Rensegraden ved et CO₂- fjerningsanlegg forventes å være ca. 85%. Dette betyr at en reststrøm inneholdende om lag 15% av den opprinnelige CO₂- mengden vil slippes til luft via skorsteinen i ”absorberen”. I dette røykgassutslippet vil det også være mye vanndamp, noe som antakelig vil gjøre røykfanen synlig på lang avstand.

Det vil rives med amin som følger utslippet til luft (1 ppmv eller høyere). I tillegg vil det slippes ut ammoniakk som blir dannet i prosessen som følge av at amin oksyderes (10 ppmv eller høyere). Utslippskonsentrasjonene er estimerte, og vil variere med prosessstype. Beregning av de faktiske volumene for kommersielle anlegg i denne størrelse er forbundet med stor usikkerhet som følge av oppskaleringseffekter som er vanskelige å modellere. Aminforbindelser er vanskelig nedbrytbare i naturen, og er av den grunn ikke ønskelige å slippe ut. Det vil også bli dannet salter og avfallsvann som følge av reaksjon mellom amin og ulike forurensninger i eksosgassen som tas ut gjennom en sidestrøm i vannsirkulasjonen. Eventuelle miljømessige konsekvenser ved utslipp av amin fra anlegg i denne størrelsesorden til luft eller sjø fra Mongstad er ikke nærmere vurdert.

Det kan være mulig å rense aminholdig avløpsvann i anlegg tilsvarende det eksisterende biologiske renseanlegget på Mongstad, eventuelt ved å bygge det om. Det er ikke studert om dette er mulig, eventuelt hvordan ombygging må gjøres for at det skal kunne håndtere de aktuelle mengder / konsentrasjoner.

Nødvendige tillatelser

Det vil være behov for en separat konsekvensutredningsprosess i henhold til. Plan- og bygningslovens bestemmelser for et eventuelt CO₂-fangst og –behandlingsanlegg. Gjennom en slik prosess vil det gjøres mer grundige vurderinger knyttet til blant annet miljømessige forhold ved anlegg og drift.

En eventuell etablering av CO₂-fangstanlegg vil medføre endringer i Statoil Mongstads arealplaner og behovet for endringer i reguleringsplaner eller andre kommunale planer må vurderes nærmere.

Det forventes også å være behov for tillatelse etter Forurensingsloven til drift av et slikt CO₂-fjerningsanlegg.

1.2 Rammer for CO₂-leveranser til Gullfaksfeltet

Ref.: En nærmere beskrivelse av resultater fra Gullfaksstudien må presenteres med hensyn til inntjeningspotensial og betalingsvillighet for CO₂, samt hva som anses som nødvendige tiltak på Mongstad for at CO₂ herfra skal kunne benyttes i tilsvarende prosjekt.

Så langt har analysene vist at et felt alene ikke kan løfte et CO₂ prosjekt uten med oljepriser betydelig over NB2005-prisene fra nasjonalbudsjettet. Til det er investeringene i fangst og transportinfrastruktur for store. For at bruk av CO₂ for til økt oljeutvinning (”Enhanced oil recovery” – EOR eller ”Increased

oil recovery” - IOR) skal kunne bli lønnsomt, synes det nødvendig å legge til grunn fangst og oppsamling av CO₂ fra mange kilder og etablering av et distribusjonsnett for injeksjon av CO₂ i forskjellige felt. Dette kan ikke Energiverk Mongstad-prosjektet alene få vurdert, heller ikke Statoil. Det vil videre være meget utfordrende å få på plass de kommersielle avtaler som er nødvendige mellom aktørene i et nettverk for CO₂ fangst, -transport og -lagring. Aktørene er svært forskjellige, med ulike behov for tilførsel av CO₂ og krav til timing for oppstart.

Det er neppe realistisk å forvente at oppstartstidspunkt, avslutningstidspunkt og CO₂-mengder fra et fangstanlegg passer overens med mottagers behov. For eksempel trenger Gullfaks kun CO₂-import i ca. 10 år. Andre oljefelt vil typisk ha tilsvarende perioder hvor de kan ha glede av CO₂. Et gasskraftverk med fangstanlegg og andre kilder som eventuelt skal levere CO₂ har en teknisk og økonomisk levetid på flere tiår. Rørledninger for distribusjon av CO₂ kan ha teknisk levetid opp mot 50 år.

Det realistiske potensialet for slike løsninger er belyst i en studie Oljedirektoratet gjennomførte våren 2005 med kartlegging av mulighetene for at det kan gjennomføres prosjekter med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel. Studien er utført med bidrag fra Statoil, Petoro, Hydro, Shell og ConocoPhillips og beskriver status og utfordringer slike prosjekter vil bli stilt overfor. Studien tar for seg hele kjeden: CO₂-kilder, CO₂-fangst, CO₂-transport, CO₂-injeksjon og lagring. I tillegg er det sett på noen felteksempler og lønnsomhetsberegninger. Oljedirektoratet konkluderer med følgende:

- Med de beslutningskriteriene som legges til grunn hos de aktuelle rettighetshavere (balansepris 15-20 USD (US dollar) per fat), kan ikke inntekter fra ekstra oljeutvinning gjennom CO₂-injeksjon på ett enkelt felt (Gullfaks) dekke utgiftene i hele kjeden.
- Injeksjon av CO₂ i et felt nummer to (Ekofisk), har marginalt bedre lønnsomhet (beregnet balansepris 23-33 USD per fat) med gjenbruk av infrastruktur og CO₂-fangstanlegg.
- Utvinningskostnadene for CO₂-injeksjon er vesentlig høyere enn for andre utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. I tillegg til oljepris og diskonteringsrente (eiernes krav til avkastning), er kvotepris for CO₂ en viktig størrelse i økonomiberegningene som rettighetshaverne ikke kan styre.

Gullfakslisensen er en egen forretningsmessig enhet (Hydro 9%, Petoro 30%, Statoil 61%) som vurderer CO₂-import til EOR-formål ut fra egne forutsetninger. Gullfaks-lisensen må selv beregne sin betalingsvilje og inntjeningspotensialet for bruk av CO₂ til EOR basert på sin kjennskap til feltets produksjonsevne og til den produksjonsstrategi eierne legger opp til. Dette er et omfattende arbeid med en rekke usikkerhetsfaktorer, og per i dag er studiet fra 2003/2004 det mest grundige som har blitt gjort. Det ble da gjennomført omfattende økonomiske beregninger av operatøren Statoil på vegne av lisenspartnerne for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning på Gullfaks. Disse studiene ble gjennomført med datidens produksjons- og prisprognoser. Det har i perioden frem til 2006 skjedd viktige endringer i forutsetningene (råoljepris, gasspris, produksjonsambisjon for Gullfaks, "ledig" gassbehandlingskapasitet på plattformene osv.) og en full oppdatering av studien er p.t. ikke gjennomført.

På Gullfaksfeltet benyttes vanninjeksjon allerede i dag i stor grad for økt oljeutvinning. Statoil la i studien i 2003 til grunn at CO₂-injeksjon utføres som et mulig tillegg til økt vanninjeksjon, og det ble gjort beregninger for injeksjon av henholdsvis 2,2 millioner tonn CO₂ og 5 millioner tonn CO₂ pr. år i en tiårsperiode fra 2008. Det ble forutsatt at tilbakeprodusert CO₂-rik gass deretter skulle injiseres tilbake i reservoaret i ytterligere 10 år. Tapte salgsinntekter fra forurenset gass ble tatt med som kostnader i regnestykket.

2,2 millioner tonn var det volumet som ble vurdert som teknisk mulig å kunne gjenvinne fra et kraftvarmeverk på Mongstad (Energiverk Mongstad) pluss krakker i raffineriet. Ved en leveranse på 5 millioner tonn måtte resterende mengde CO₂ bli komplettert med importert fra andre kilder i inn- eller utland. Studien viste at for Gullfaksfeltet var betalingsevnen omtrent lik 0 (etter skatt beregning ved 8% kalkulasjonsrente) for det minste injeksjonsvolumet, ved en oljepris på 21 USD pr. fat. Ved en oljepris på 30 USD pr. fat var betalingsevnen ca. 100 NOK pr tonn CO₂ levert ved et spesifisert tilknytningspunkt på feltet. Økende oljepris gir økende betalingsevne for CO₂, men økende olje/gasspris gir også økende fangstkostnader for CO₂ på grunn av den store energimengden et CO₂ fangst anlegg bruker. Nåverdiberegninger for Gullfaks alene, med CO₂ fra norske kilder, har så langt vist at det er vanskelig å få økonomi i et første CO₂ prosjekt. Selv med prisforutsetninger fra nasjonalbudsjettet 2005 (NB 2005), dvs. ca 27 USD/fat fra 2010+, gir beregningene negativ nåverdi.

I juni 2004 konkluderte eierne i Gullfaks lisensen med at CO₂ – injeksjon ikke er prosjektøkonomisk lønnsomt, såfremt det ikke kommer vesentlige endringer i de økonomiske rammebetingelsene. Selv om oljeprisen har gått opp siden studiet fra 2003/2004, indikerer mindre omfattende vurderinger at også med dagens forutsetninger er betalingsevnen for CO₂ hos Gullfaks fortsatt lav. På grunn av det omfattende arbeidet som ligger bak slike studier, refereres det fortsatt til grunnlaget i studien fra 2003/2004. Disse forholdene er mer utførlig beskrevet i tilleggsutredningen til konsekvensutredningen for Gasskraftverk på Tjeldbergodden (PMT prosjektet); ref www.statoil.com.tjeldbergodden, og er for så vidt også drøftet i NVE's konsesjonsvedtak for PMT kraftverket av 18. januar 2006.

OED (Olje- og energidepartementet) har i sin pressemelding 19. desember 2005 redegjort for sine planer om å utrede realismen i gjennomføring av CO₂-håndtering. Det inviteres her til et bredt samarbeid mellom aktørene. Dette er fulgt opp i brev av 05.01.2006 fra OED til Gassco AS hvor Gassco er gitt en koordinerende rolle for et delprosjekt 1 "Innledende forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en CO₂ kjede." OED skriver videre i brevet blant annet at: "Hensikten med delprosjekt 1 er å få oversikt over det økonomiske grunnlaget for etablering av CO₂-kjeder. Målsettingen med de innledende forhandlingene er å klargjøre i hvilke grad det er basis for å videreføre prosjektutvikling for en CO₂-verdikjede på kommersielt grunnlag." "Gassco har ansvaret for å bringe sammen de aktuelle kommersielle aktørene som er identifisert i de ulike scenariene i innledende forhandlinger om kjøp og salg av CO₂." En skriftlig rapport skal så oversendes OED innen 1. juni 2006. Statoil som aktør i flere av de aktuelle feltene og som aktør på land, deltar naturligvis aktivt i dette arbeidet.

Statoil har som beskrevet, allerede i 2003 utredet mulighetene for bruk av CO₂ til IOR formål på Gullfaks. En samlet CO₂ verdikjede med utgangspunkt i et fremtidig kraftvarmeverk og eksisterende krakker på Mongstad, ble vurdert allerede den gang, men uten å oppnå et positivt økonomisk resultat. Statoil arbeider videre med disse problemstillingene, og har i dag blant annet samarbeid med Shell om

en studie på Halten Nordland for å vurdere EOR potensialet for oljefeltene Draugen og Heidrun. Arbeidet er komplisert og omfattende slik at resultater først vil foreligge om et års tid.

Statoil v/ konsernsjef Helge Lund har 17.januar 2006 i et foredrag i Sandefjord redegjort for muligheter knyttet til "CO₂ til økt oljeutvinning på Volve". Volve-feltet ligger nær Sleipner-feltene i Nordsjøen og skal etter planen starte produksjonen våren 2007. De utvinnbare reservene er anslått til 70 millioner fat olje og halvannen milliard kubikkmeter gass. Statoil vil foreslå overfor sine partnere i Volve-lisensen å utrede mulighetene for CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning i feltet.

Statoil har foretatt omfattende vurdering av økonomien i CO₂-fangst, tørking/kompresjon, transport og lagring, eventuelt brukt til økt oljeutvinning både i konsekvensutredningen til konsesjonssøknaden for kraftverket på Tjeldbergodden (PMT prosjektet) og i foreliggende konsekvensutredning for konsesjonssøknad/utslippstillatelse kraftvarmeverket på Mongstad (EVM prosjektet). Dette er nødvendigvis basert på tilgjengelige data omkring mulig lagring og/eller bruk til økt oljeutvinning. Dessuten har vi fått foretatt en grundig forprosjektering av et mulig fangst anlegg både på Tjeldbergodden og Mongstad med tilhørende tørking og kompresjon til en større nøyaktighet enn noe annet sted vi kjenner til i Norge. På dette grunnlag er det også satt opp et detaljert estimat for hva et slik fangstanlegg vil koste. For PMT har vi gjennomgått dette med SFT og NVE, men vi skal gjerne vise flere detaljer i hvordan Statoils estimat er bygget opp både for PMT og for EVM anlegget.

Statoil som søker av konsesjon/utslippstillatelse for et kraftvarmeverk i tilknytning til virksomheten på Mongstad, kan ikke anslå samlede kostnader i et omfattende system for bruk av CO₂ med flere felt og flere kilder, før dette systemet er definert og er utredet, og vi er av den oppfatning at myndighetene heller ikke kan pålegge Statoil å gjøre dette. Dersom det er behov for grunnleggende forskning og utredning mener vi at dette er myndighetenes ansvar, slik som nå er initiert gjennom blant annet ovennevnte oppdrag fra OED til Gassco.

Statoil ser det som meget vanskelig og neppe realistisk å skulle kunne få på plass en beslutning om å bygge kraftvarmeverket synkront og samtidig med at alle tekniske og kommersielle forhold i en komplett CO₂ verdikjede blir definert og forhandlet på plass. Så lenge rensing og deponering ikke er lønnsomt for Statoil som utbygger på Mongstad, vil således et ja til konsesjon med krav om rensing kunne ha samme virkning som et nei til konsesjon, slik også NVE skriver i sitt dokument med begrunnelse for konsesjonsvedtaket av 18.01.2006 for Tjeldbergodden kraftverket. Også SFT erkjenner i sin anbefaling til Miljøverndepartementet om CO₂ krav for Tjeldbergoddenprosjektet at: "Dersom det settes et absolutt krav (om CO₂ fangst) som gjøres gjeldende fra etablering av gasskraftverket, er det med dagens priser på CO₂-kvoter og teknologi for CO₂-håndtering lite trolig at det omsøkte kraftverket blir bygget, med mindre andre virkemidler tas i bruk."

Statoil har valgt å tilrettelegge for fremtiden ved at kraftvarmeverket på Mongstad, på samme måte som det omsøkte kraftverket på Tjeldbergodden, forberedes for fremtidig installasjon av CO₂ fangstanlegg, og at videre planer for nye industrianlegg tar hensyn til dette. NVE skriver således videre i sitt konsesjonsvedtak for Tjeldbergodden at: "Først når det er etablert rammebetingelser som gjør rensing og deponering lønnsomt, vil et slik vilkår (Krav om CO₂ rensing) kunne ha betydning." I SFT sin anbefaling vedrørende CO₂ fangst på Tjeldbergodden stadfester SFT også at: "En beslutning om å etablere et prosjekt der CO₂ kan brukes til økt oljeutvinning har likhet med en "Lock-in" situasjon. Dette er en situasjon der et prosjekt er ulønnsomt å gjennomføre for en enkelt aktør, men lønnsomt å

gjennomføre for flere aktører samtidig. SFT mener derfor at situasjonen kan begrunne et offentlig engasjement for å oppheve situasjonen.”

Detter er Statoil enig i. Staten bør ha ansvaret for å få på plass en CO₂ verdikjede. Uten statlig engasjement lar dette seg ikke realisere. Det må bygges opp en infrastruktur som etter hvert kan tilby CO₂ til de enkeltfeltene som kan utnytte den. Staten er også den aktøren som vil ha de største gevinstene ved en CO₂ verdikjede gjennom blant annet inntekter fra og skattlegging av økt oljeutvinning. Også SFT er på linje med Statoil om at økonomien i en verdikjede er krevende når de i sin anbefaling til Miljøverndepartementet angående CO₂ fangst for Tjeldbergodden skriver at: ”Usikkerheten vedrørende den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved bruk av CO₂ til økt oljeutvinning er i dag høy.” ”Det er risiko for at det ikke vil være teknisk mulig å oppnå CO₂-håndtering innenfor en samfunnsøkonomisk forsvarlig kostnadsramme.”

Statoil mener at det er viktig å få tillatelser til å bygge omsøkte kraftvarmeverk på Mongstad snarest og uten krav om CO₂ fangst anlegg. EVM prosjektet alene er i seg selv en komplisert kommersiell sak med mange parter involvert; Troll og Troll partnerne som eiere av Troll feltet og rørledningen fra Kollsnes til Mongstad og som selgere og kjøpere av gass/strøm, raffineriet med Statoil og Shell som eiere, kraftvarmeverket med Elsam som eier og utbygger og leverandører av viktig utstyr med lang leveringstid. Ved en uforutsett forlengelse av søknadsbehandlingen vil de kommersielle avtalene etter hvert bli delvis for kostbare og delvis foreldet, og hele prosjektet vil kunne falle. Det kan bety at prosjektet med stor sannsynlighet ikke vil la seg realisere. I så fall har vi heller ikke en CO₂ kilde som i fremtiden eventuelt kan fanges, og vi vil ikke ha tatt det miljøsteget fremover som EVM representerer for Mongstad raffineriet.

I EU blir kraftvarmeverk vurdert som et av de viktigste enkelttiltakene i klimaforbedring på grunn av den høye utnyttelsen av energien. Et eget direktiv innført fra 1. januar 2006 tilrettelegger for at de enkelte landene kan gi økonomisk støtte eller andre insentivordninger til kraftvarmeverk. Det omsøkte anlegget på Mongstad er et slik kraftvarmeverk med høy virkningsgrad/høy energiutnyttelse som i flere EU land ville fått betydelig økonomisk støtte over flere år selv uten noe form for CO₂ fangst og lagring.

Energisituasjonen for Mongstad-anleggene i dag er ikke akseptabel. For mye energi går til spille. Dette er en miljøutfordring som bør forbedres og det må forbedres hvis anleggenes konkurransesituasjon skal forbedres. Raffineriet alene kan ikke løse dette problemet. Bygging av et kraftvarmeverk som omsøkt, er det eneste alternativet vi kan se i dag som kan løfte Mongstad med hensyn til mer effektiv utnyttelse av energien. Med Energiverk Mongstad får overskuddsgass fra raffineriet en alternativ anvendelse. Dette åpner for videre utvikling og forbedring av raffineriets energiutnyttelse også i fremtiden. Vi regner med at kraftvarmeverkets virkningsgrad vil gradvis øke fremover fra de om lag 70% i starten til om lag 80% etter noe tid. Klimamessig er prosjektet således et meget godt prosjekt også uten CO₂ fangst, og i mange EU land ville et slik prosjekt fått betydelig økonomisk støtte over flere år.

Til synspunktet som har blitt fremmet om at det bør etableres enda større kraftverk på Mongstad for å få mer CO₂, vil vi anføre som følger: Økt ”CO₂-produksjon” på Mongstad industriområde utover eksisterende raffineri (krakker) og det omsøkte kraftvarmeverket vil nødvendigvis føre med seg at enhetsprisen på CO₂ levert fra Mongstad til eksempelvis Gullfaks vil gå noe ned. Økt elektrisitetsproduksjon basert på gass for leveranse til produksjonsfelter offshore, eller andre måter å foredle petroleumsressurser på Mongstad, kan være realistiske framtidige forretningsmuligheter på

Mongstad. Etablering av Energiverk Mongstad vil styrke mulighetene for å kunne realisere de enkelte elementene i en slik ønsket utvikling. Kraftvarmeverket som planlegges vil effektivisere energiproduksjonen og bruken på Mongstad, samt sørge for at nødvendig infrastruktur for denne utviklingen kommer på plass, blant annet i form av mulighet for naturgassforsyning i rør fra Kollsnes.

Samtidig med prosjekteringen av kraftvarmeverket på Mongstad, gjennomfører Statoil studier med tanke på å bygge ut Gjøa-feltet basert på elektrisitet fra land i stedet for å bruke gassturbiner på plattformen. Gjøas elektrisitetsbehov vil kunne komme opp i 50 - 55 MW. Forsyning av elektrisitet fra land er beregnet å ville redusere utslippene av CO₂, totalt sett fra Gjøa, med i størrelsesorden 70.000 - 100.000 t/år over en produksjonsperiode på 16 år. Det er ønskelig å finne en løsning hvor turbiner på plattformen med relativt lav virkningsgrad kan erstattes av kraft produsert i et miljømessig optimalisert kraftanlegg på land.

Elektrisitet til Gjøa fra land kan best realiseres med overføring via en undersjøisk vekselstrømskabel direkte koblet til kraftvarmeverket på Mongstad. Dette gir en kort overføringslengde direkte fra kraftprodusent og med små tap. Tilkoblingen til kraftvarmeverket og elektrisitetsnettet kan gjøres enkel og robust. Gjøa vil dessuten få en unik forsyningssikkerhet for elektrisitet med tilknytning til kraftvarmeverk og med mulighet for overføring fra elektrisitetsnettet.

Forsyningsløsningen med elektrisitet fra land til Gjøa svekkes hvis kraftvarmeverket på Mongstad ikke realiseres. Utbyggingskostnadene og nettkostnadene for Gjøa vil bli større.

Konseptvalget for Gjøa vil gjøres i løpet av våren 2006 og PUD (Plan for utbygging og drift) vil etter planen sendes myndighetene høsten 2006.

2 Utslipp til luft

Statoil søkte 30.juni 2005 om endret utslippstillatelse for anleggene som hører inn under Statoil Mongstad med kraftvarmeverket inkludert. Endringene innebærer at utslippene fra kraftvarmeverket kommer til og at noen eksisterende utslippspunkter fases ut.

Ref.: *En vurdering av CO og partikkelutslipp fra gassturbinene må presenteres.*

Tallene for CO-utslipp i røykgassen fra kraftvarmeanlegget i normal drift er oppgitt til 43,8 kg/time. Årlig blir dette ca 350 t, noe avhengig av kjøremønsteret mellom gassturbiner og tilleggsfyring hvis en gassturbin er ute.

Partikkelutslippet oppgis av turbinleverandør til å være neglisjerbart (negligible). Dette avhenger noe av gass sammensetning etc. Leverandøren oppgir videre at utslippet av uforbrente hydrokarboner ("Volatile organic compound" - VOC) vil være inntil 7 ppmv ved normal drift, dvs. om lag 120 tonn/år

Avgassene fra kraftvarmeanlegget slippes ut ca 40 m over bakken. Høyden er bestemt ut fra terreng- og vindforhold slik at helsemessig skadelige konsentrasjoner av nitrogenoksider og andre substanser ikke skal opptre på bakkenivå der folk ferdes. Det er NO₂ konsentrasjonen som er den komponenten som er kritisk ved beregning av skorsteinshøyde siden krav som stilles med hensyn til konsentrasjoner i

bakkehøyde går på mikrogram-nivå. Overholdes dette kravet vil også helsekrav til CO-konsentrasjon i luft, som er på milligram-nivå, være overholdt.

Ref: De ulike scenariene som benyttes i utredningen i forbindelse med spredning og avsetning av nitrogen er noe uklart, og må presenteres grundigere

Det er utredet en rekke scenarier knyttet til spredning og avsetning av nitrogen fra et kraftvarmeverk integrert i eksisterende anlegg på Mongstad. Til grunn for beskrivelsen i konsekvensutredningen ligger en underlagsrapport fra Norsk Institutt for Luftforskning (NILU - OR 27/2005). Denne er tilgjengelig via www.statoil.com/mongstad. I underlagsrapporten er det beskrevet ulike fremtidige scenarier med/uten rensing av eksisterende utslipp på Mongstad samt med/uten rensing av utslippene fra kraftvarmeverket.

NILU's utredningsarbeid startet i 2004. Da ble det som 0-alternativ tatt utgangspunkt i et scenario på Mongstad i 2008 uten NO_x-rensing. Dette scenariet forutsatte full nedstengning av gamle kjeler og mer reduksjon av fyring i CO- kjeler enn det som senere har vist seg å være praktisk og økonomisk mulig å få til. Samtidig ble det ikke tatt hensyn til eventuelle forstyrrelser i driften ved anleggene. Ved utarbeidelsen av selve konsekvensutredningen våren 2005 forelå nye utslippsprognoser presentert i Statoils søknad av 11.april 2005 om fornyet utslippstillatelse for de eksisterende Mongstad-anleggene. NILU's 0-alternativ ble derfor ikke videreført som referansealternativ i konsekvensutredningen.

NILU's sprednings- og avsetningsberegninger ble slutført med utslippscenarier basert på utslippsmengder vist i tabell nedenfor, jfr. tabell 6.3 i konsekvensutredningen.

	I	II	III	IV	V	VI
Scenarier i NILU's analyse	SM 2008 og EVM 15 ppm NO _x	SM 2008 og EVM 9 ppm NO _x	SM 2008 og EVM med SCR (5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃)	SM 2008 med SNCR og EVM 15 ppm NO _x	SM 2008 med SNCR og EVM 9 ppm NO _x	SM 2008 med SNCR og EVM med SCR (5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃)
Totalt NO _x - utslipp	1896	1654	1492	1547	1305	1143
NH ₃ - utslipp			30			30

Dersom kraftvarmeverket ikke realiseres forventes utslippene ved Statoil Mongstad i 2008 å være i størrelsesorden 1850 tonn NO_x, jfr. omsøkte utslippsverdier i fornyet utslippsøknad for Mongstad-anleggene datert 11.04.2005. I denne søknaden er det videre lagt til grunn at det vil foretas rensing av NO_x fra 2009 gjennom å installere et SNCR-anlegg ("Selective Non-Catalytic Reduction") i eksisterende krakkeranlegg. Utslippene ved Mongstad-anleggene uten kraftvarmeverk forventes således å være ca 1500 tonn på dette tidspunkt. De miljømessige konsekvensene i form av spredning og

influensområder i ulike scenarier uten EVM, er beskrevet i en egen utredning knyttet til raffineriets søknad om fornyet utslippstillatelse av 11.04.05.

Utbyggingen av kraftvarmeverket vil gi en mer utslippseffektiv energiproduksjon gjennom nedstengning eller redusert fyring i deler av eksisterende anlegg. Det faktiske utslippsnivå vil avhenge noe av denne optimaliseringen og andre driftsforhold i raffineriet. Tabellen over oppsummerer de ulike scenarier som er vurdert og beskrevet i NILU's rapport. Utslippstallene i tabellen over må sees på som indikativ, men illustrerer godt forskjellene (delta-effekten) mellom de ulike scenarier.

Som vist i konsekvensutredningens kap. 7.3 forventer Statoil at kraftvarmeverket vil ha driftsverdier på 9-12 ppm NOx i røykgassen fra gassturbinene. Med et faktisk utslippsnivå fra EVM på under ca. 12 ppm, vil omlegging av fyringen dermed redusere det samlede NOx utslippet fra Statoil Mongstad.

Scenariene I-III i tabellen viser ulike alternativer gitt at det ikke iverksettes egne tiltak på avgassrensing fra krakkeranlegget. Scenarie IV-VI viser de tilsvarende alternativer gitt at det er etablert SNCR rens tiltak i krakkeravgassen. En sammenligning mellom scenariene II og V, som bygger på en optimalisering av forbrenningsteknologi, og scenariene III og VI som forutsetter egen NOx rensing fra gassturbinene, viser en reduksjonseffekt på ca. 150 tonn NOx, men denne løsningen vil i tillegg medføre noe utslipp av ammoniakk fra renseprosessen.

De teoretiske utslippstallene i tabellen er lagt til grunn for de spredningsberegninger som er dokumentert. Mindre endringer i faktiske utslippsdata vil ikke influere på de vurderinger som framkommer om effekter av ulike scenarier. NILU's analyse viser for øvrig at den samlede effekten av anleggene på Mongstad utgjør ca 2% av de samlede avsetninger av nitrogen i området. Mesteparten av det øvrige er langtransportert. De ulike scenarier med kraftvarmeverket vil dermed i svært liten grad endre på den generelle miljøtilstanden i området.

SFT viser til at et scenarie med SCR rensing i eksisterende anlegg også er aktuelt og dermed burde vært beskrevet. I forbindelse med søknad om fornyet utslippstillatelse for Mongstad-anleggene ble det gjort en konkret vurdering av muligheter og kostnader knyttet til eventuell installasjon av SCR i eksisterende anlegg. Dette tiltaket er ikke forutsatt i raffineriets søknad om fornyet utslippstillatelse av 11. april 2005 på grunn av høye kostnader og teknisk usikkerhet knyttet til etterinstallasjon av et slikt anlegg, men mulige miljøeffekter er utredet og beskrevet i underlaget til denne søknaden. Vi viser derfor til denne.

3 Utslipp av kjølevann

Ref.: Det må begrunnes nærmere at økningen i kjølevannsmengde ikke medfører ytterligere konsekvenser.

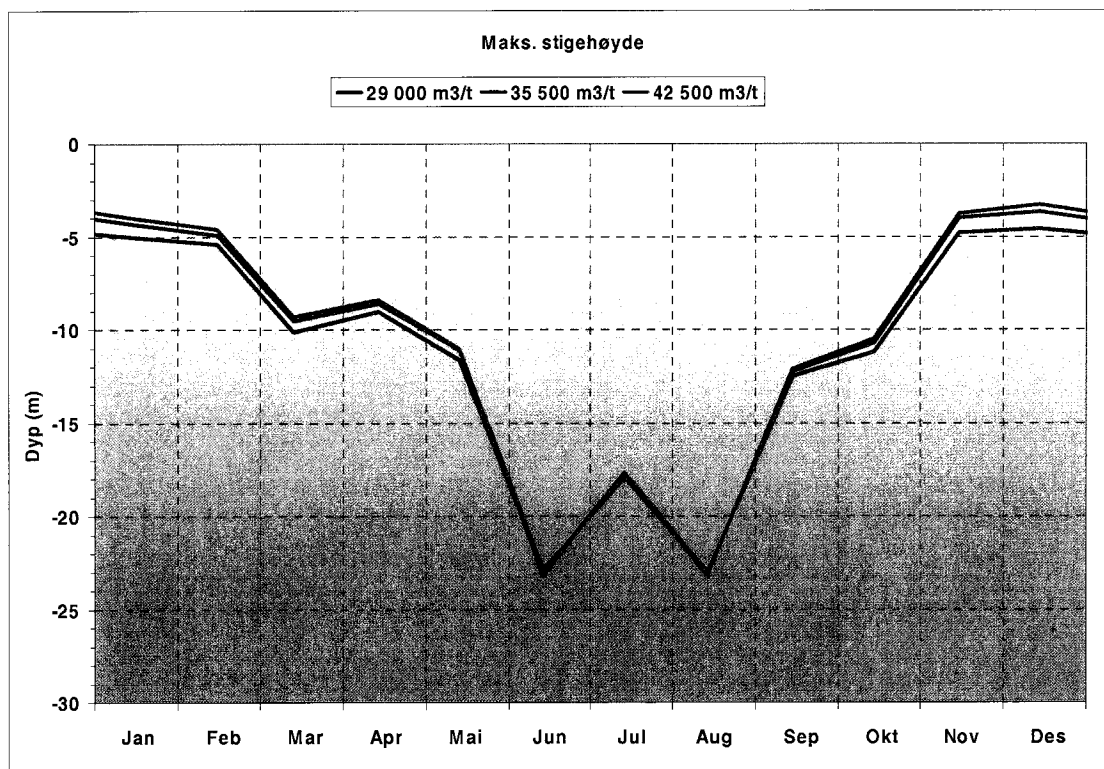
Det ble oppdaget en endring i forutsetningene for beregning av kjølevannsutslipp like før innlevering av KU / søknadene.

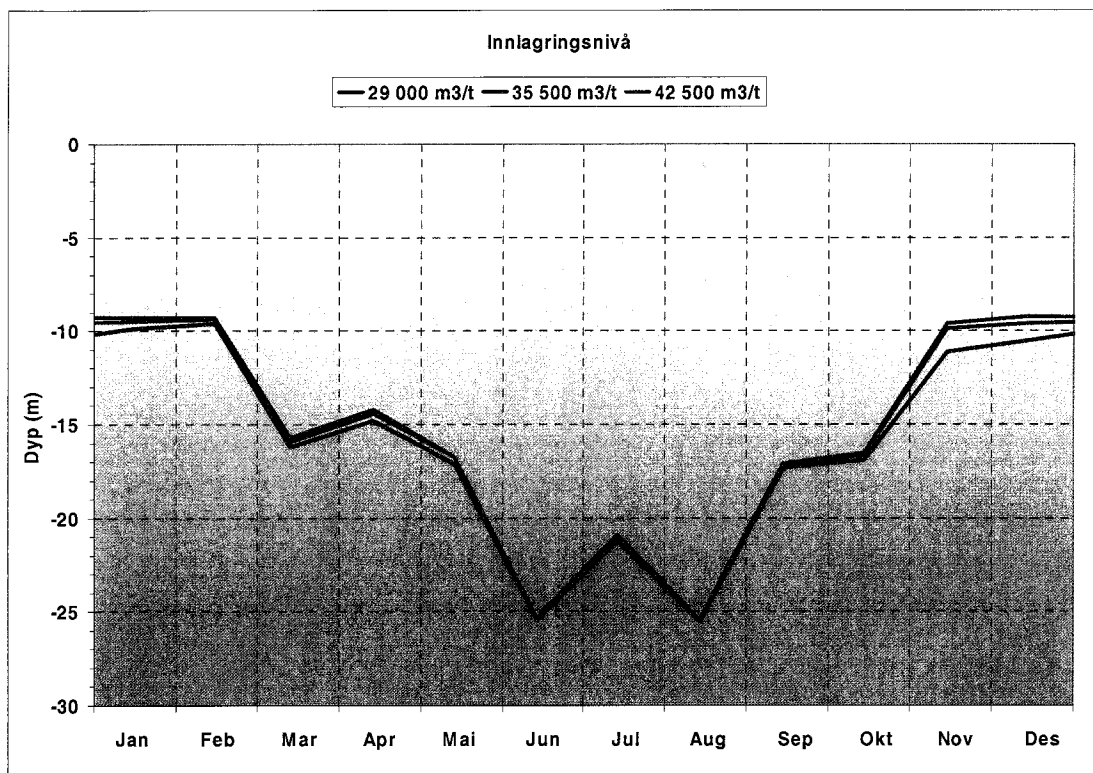
Tallene som er lagt inn for utslipp fra raffineriet i søknader om fornyet / endret utslippstillatelse for Statoil Mongstad datert 11.april 2005 og 30.juni 2005, er basert på en forventet / mulig utvikling fram til 2009. Det ble i søknadene lagt inn en utslippsøkning fra raffineriets anlegg fra ca 30 000 m³/time i

dag til ca 36 000 m³/time for 2009. Utslippet fra kraftvarmeverket på ca 6500 m³/time skulle da vært lagt til i søknaden datert 30.juni 2005, slik at det totale kjølevannutslippet kommer opp i ca 42 500 m³/time.

Sintef har foretatt gjort beregninger med oppdaterte tall, jfr. vedlegg og figurene nedenfor. For endringer i innlagringsnivå og stigehøyde viser beregningsresultatene ingen signifikant forskjell mellom de forskjellige utslippsmengdene. Etter Statoils vurdering er det ingen terskelverdier som overskrides ved utslippsøkningen som skyldes kraftvarmeverket. De oppfølgende undersøkelser som jevnlig gjennomføres i tilknytning til driften av Mongstad-anleggene indikerer ikke at resipienten skulle nærme seg en eventuell tålegrense mht å ta imot mer oppvarmet kjølevann. Det må som nevnt også tas med i betraktning at tallet som viser økningen i raffineriets utslipp utover 2004-nivå er basert på antakelser som kan endres / modereres underveis fram mot 2009 når kraftvarmeverket settes i drift.

Utslippet som er rapportert i 2004 er i gjennomsnitt ca 31 000 m³ / time.





4 Environmental Impact Factor

Ref : I forbindelse med konsekvensutredningens introduksjon av begrepet Environmental Impact Factor, EIF, det må gjøres en noe bedre redegjørelse for hvordan disse verdiene er beregnet

I samarbeid med Statoil har NIVA, NILU og NINA utviklet en metode for samlet å vurdere ulike effekter av utslipp til luft (EIF- luft; "Environmental Impact Factor" - luft). Primært er metoden benyttet for å vurdere effekter av utslippene knyttet til petroleumsvirksomheten. Metoden er nå ferdig utviklet, og vil bl.a bli benyttet i det forestående arbeidet med oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen. Vurderingene knyttet til kraftvarmeverket ble gjennomført som et ledd i testing av metoden.

EIF-luft er utviklet som et verktøy for å vurdere og prioritere mellom tiltak knyttet til utslipp til luft samt knytte konsekvenser av utslipp til luft opp mot konsekvenser av andre utslipp, primært til sjø. Foreløpig er ikke koblingen mellom utslipp til luft og andre utslipp etablert kvantitativt. Metodikken tar hensyn til både bakgrunnsavsetning og avsetning fra anlegget som skal vurderes. Avsetningene vurderes relativt til tålegrenser for vann, jord og vegetasjon og grenseverdier for ozon. I beregningen av EIF-luft kombineres denne informasjonen til å gi et kvantitativt estimat av konsekvensene av et scenario, som deretter kan sammenlignes med andre scenarier. Den samlede miljøkonsekvens av hvert scenario kan oppsummeres i en EIF-verdi.

I tilfeller hvor ulike scenarier for utslipp til luft vurderes, er bidraget til totalavsetningen av nitrogen (eller svovel) fra et enkeltutslipp i de fleste tilfeller lite i forhold til totalavsetningen, og det er vanskelig å kvantifisere forskjellene mellom ulike scenarier. EIF-metodikken er utviklet slik at forskjellen mellom ulike scenarier kommer tydeligere fram enn ved de "tradisjonelle" framgangsmåtene med sammenligning av maksimalavsetning eller tålegrenseoverskridelser. EIF metodikken er basert på å kalkulere enkeltverdier i hver rute i et rutenett. Tallverdien for EIF luft framkommer deretter ved å summere all ruteverdiene innenfor influensområdet. Landarealet i hver rute er multiplisert med EIF-luft verdien for ruta før alle ruteverdiene deretter blir summert.

En kort beskrivelse av metoden er gitt i konsekvensutredningens kap. 6.1, mens en mer utfyllende metodebeskrivelse finnes i NILU's underlagsdokumentasjon som ligger tilgjengelig på www.statoil.com/mongstad. Selve metodikken er for øvrig presentert for SFT høsten 2004 og våren 2005. Det er relativt omfattende problemstillinger som NVE ønsker komplettert med tilleggsopplysninger.

Hvis det er behov for å ta opp spesielle forhold til videre drøfting, vennligst ta kontakt.

Med vennlig hilsen
for Statoil ASA



Egil Sæl
Direktør

VEDLEGG:

1. Oppdatert spredningsberegning for utslipp av oppvarmet kjølevann – Sintef rapport STF80MK F06012