

M-509 | 2016

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel

Sammendragsrapport

Utarbeidet for Miljødirektoratet



Geir Husdal
Lene Osenbroch
Özlem Yetkinoglu
Andreas Østebrot

 **add energy**

add novatech as

12.04.2016

KOLOFON

Utførende institusjon

add novatech as

Oppdragstakers prosjektansvarlig

Geir Husdal

Kontaktperson i Miljødirektoratet

Sissel Wiken Sandgrind/Bjørn A. Christensen

M-nummer

M-509|2016

År

2016

Sidetall

26

Miljødirektoratets kontraktnummer

14088187

Utgiver

Miljødirektoratet

Prosjektet er finansiert av

Miljødirektoratet

Forfatter(e)

Geir Husdal, Lene Osenbroch, Özlem Yetkinoglu og Andreas Østebrot

Tittel – norsk og engelsk

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel
Sammendragsrapport

Sammendrag – Summary

Rapporten omfatter kartlegging av kilder til direkteutslipp av metan og NMVOC fra norske sokkelinnretninger, oppdatering av utslippsoversikter, utarbeiding av bedre metoder for kvantifisering av utslippene og vurdering av utslippsreducerende tiltak. Totalt 48 potensielle utslippskilder ble identifisert, et mindre antall av disse står for mesteparten av utslippene. De årlige direkteutslipp av metan og NMVOC ble estimert til henholdsvis ca. 12 500 tonn og ca. 7 500 tonn (2014), vesentlig lavere enn tidligere rapporterte utslipp. Usikkerheten er imidlertid høy, spesielt for bidraget fra diffuse utslipp. Nye generelle kvantifiseringsmetoder er anbefalt for de fleste av utslippskildene, men for noen kilder anbefales innretningsspesifikke metoder. Utslipp fra kilder med svært små bidrag foreslås kvantifisert vha. prosentpåslag. Teknikker og metoder som sikrer full eliminering av utslippene fra noen av de større bidragsytende kildene ble identifisert. Disse teknikkene og metodene anvendes på innretninger i drift på sokkelen i dag og kan sikre at utslippene blir svært små fra nye innretninger. For innretninger i drift vil ombygging til utslippsreducerende teknologi kunne bli kostbart.

4 emneord

Sokkelinnretninger, direkteutslipp, metan, NMVOC

4 subject words

Offshore installations, emissions, methane, NMVOC

Forsidefoto

Heimdal. Kilde: Statoil, fotograf: Øyvind Hagen

Sammendrag

Produksjon av olje og gass på norske sokkelinnretninger medfører direkte utslipp av naturgass i form av metan og NMVOC. Utslippene har delvis form av diffuse utslipp og små gasslekkasjer og delvis form av operasjonelle utslipp. Metodene som brukes for å kvantifisere disse utslippene har vært i bruk i ca. 20 år, og det er stilt spørsmål ved hvor treffsikre de er og om de dekker alle utslippskilder.

Som et resultat av dette har Miljødirektoratet engasjert add novatech til å gjennomføre en kartlegging og evaluering av utslippssituasjonen på norsk sokkel. Oppdraget har hatt følgende mål:

1. Kartlegge og identifisere kilder til direkte utslipp av metan og NMVOC.
 2. Foreslå nye metoder for kvantifisering av utslippene.
 3. Lage nye og bedre utslippsestimater.
 4. Vurdere beste tilgjengelige teknikker (BAT)
 5. Vurdere metoder og teknikker for reduksjon av utslippene.
- Prosjektet ble gjennomført i flere faser (moduler) og egne delrapporter ble utarbeidet etter hver fase. Prosjektet er gjennomført i nært samarbeid med bransjen og myndighetene (Miljødirektoratet, Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet).

Arbeidet medførte en omfattende kartlegging av virksomheten for å identifisere potensielle utslippskilder. 15 utvalgte sokkelinnretninger ble grundig gjennomgått i møter med innretningens driftspersonell (primærgjennomgang). De øvrige 53 innretningene besvarte et målrettet spørreskjema (sekundærgjennomgang).

Kartleggingen viste at tidligere kvantifiseringsmetoder har ikke har omfattet alle utslippskildene og har dessuten medført systematisk feilkvantifisering av utslippene fra flere av kildene. Prosjektet har identifisert 48 potensielle kilder til kaldventilering og diffuse utslipp, dvs. langt flere enn de 13 kildene som operatørene tidligere har rapportert fra. Dette skyldes dels oppsplitting av tidligere utslippskilder i delkilder og dels at nye utslippskilder har blitt identifisert. Flere av de "nye" potensielle utslippskildene bidro imidlertid med svært små utslipp.

Det ble utarbeidet et nytt estimat over utslippsmengdene med utgangspunkt i utslippssituasjonen i 2014. Dette ble delvis gjort med grunnlag i nye anbefalte kvantifiseringsmetoder og delvis ved hjelp av andre tilgjengelige metoder. Operatørselskapene bidro aktivt i dette arbeidet.

Tabell 1 Estimerte utslipp av metan og NMVOC for 2014 fordelt på hovedkilder [tonn]

Hovedkilde:	Metan	NMVOC	VOC	% av total
Tørre kompressortetninger	2 500	1 100	3 600	18 %
Fellesvent (som måles)	1 950	1 350	3 300	17 %
Produsertvannhåndtering	2 300	600	2 900	15 %
HC spyle og teppegass	1 100	1 300	2 400	12 %
Gasslekkasjer	1 250	950	2 200	11 %
Fakkelgass som ikke brenner	1 500	600	2 100	11 %
Glykol regenerering	550	1 000	1 550	8 %
Kompressor Tetningsolje	900	300	1 200	6 %
Andre kilder	300	250	550	3 %
Total	12 350	7 450	19 800	100 %

De nye estimatene tyder på at utslippene totalt sett er vesentlig lavere enn det som er blitt innrapportert etter "gammel" kvantifiseringsmetode. Innrapporterte utslipp for 2014 var henholdsvis 24 922 tonn metan og 13 553 tonn NMVOC. Det er imidlertid betydelige usikkerheter knyttet til de nye utslippsestimatene som vist i Tabell 1. Usikkerheten er spesielt

stor for utslipp som skyldes små gasslekkasjer. Dette skyldes at de metoder som er tilgjengelig for å beregne slike utslipp er svært usikre. Til tross for dette gir oversikten i tabellen en bedre, mer treffsikker og langt mer konsistent oversikt over utslippene enn det som fremkommer fra "gammel" beregningsmetode.

Flere av kildene som går under samlebegrepet "andre" i tabellen over bidrar bare med svært små utslipp, til dels langt under 0,1% av de totale direkteutslippene av metan og NMVOC. For et par av de identifiserte potensielle utslippkildene ble det ikke registrert utslipp.

Prosjektet har foreslått nye metoder for kvantifisering av utslippene. Separate metoder er anbefalt for de enkelte utslippskilder og delkilder. For de aller fleste utslippskilder foreslås det generiske kvantifiseringsmetoder. De anbefalte generiske metodene er valgt slik at de reflekterer den eller de parametre som styrer utslippene. Generiske metoder sikrer konsistens i beregningene over tid og innretningene imellom.

For noen få kilder foreslås det at operatørselskapet etablerer egne innretningsspesifikke kvantifiseringsmetoder. Dette gjelder utslippskilder som bare finnes på én eller få innretninger og som er av en så kompleks natur at generiske kvantifiseringsmetoder ikke vil være treffsikre.

For ni av de identifiserte utslippskildene er de estimerte utslippene svært små (samlet ca. 0,1% av de totale direkte utslipp av metan og NMVOC). Det foreslås at operatørselskapene ikke kvantifiserer og rapporterer utslipp fra disse enkeltkildene, men dekker samtlige 9 kilder ved et enkelt prosentpåslag som tar utgangspunkt i summen av alle andre direkte utslippene fra innretningen, f.eks. 1% samlet.

Utslippene fra mange av de dominerende utslippskildene skyldes at avgassen fra prosessen som ligger bak utslippskilden sendes direkte til luft. Prosjektet har vist at gjenvinning av slike avgasser via resirkulering til gassprosessen er en godt utprøvd teknikk som kan anvendes for de fleste kildene. For samtlige av prosessene (kildene) der gjenvinning av avgassene er teknisk mulig, finner en innretninger på norsk sokkel der denne løsningen er valgt. Kartleggingen viste også at nesten alle innretninger i drift på norsk sokkel har valgt å slippe avgasser av metan og NMVOC til utslipp fra en eller flere av disse kildene, selv om gjenvinning kunne vært et alternativ. For noen av innretningene er utslippsalternativet valgt for mange av avgasskildene. Det kan imidlertid være tekniske eller kostnadmessige restriksjoner på de aktuelle innretningene som ligger til grunn for at gjenvinning ikke ble valgt. For mange av disse var heller ikke direkte utslipp av metan identifisert som en klimautfordring på det tidspunkt løsningen ble valgt.

For nye innretninger foreslås det at gjenvinning etableres som BAT (Best Available Technique) for de utslippskildene der dette er mulig. Ser en bort fra utslipp fra små gasslekkasjer og diffuse utslipp, bør gjenvinning kunne begrense de direkte utslippene av metan og NMVOC samlet til godt under 10 tonn/år pr. innretning fra de fleste nye innretninger.

For eksisterende innretninger vil gjenvinning av avgass som i dag sendes til direkteutslipp, medføre ombygginger av anleggene. Kostnadene for dette vil kunne variere betydelig fra innretning til innretning. Etersom volumene av naturgass som kan gjenvinnes er små, vil inntektene ved gjenvinning være lave. Tiltakskostnadene kan derfor bli høye. Ved tiltakskostberegninger utført av industrien foreslår derfor prosjektet at det brukes en fiktiv pris på utslippene basert på GWP₁₀₀ (Global Warming Potential) til metan og NMVOC målt i CO₂-ekvivalenter, kombinert med en CO₂-pris bestående av avgift og kvotepris. Det anbefales at tiltakskost beregnes eller vurderes av de enkelte operatørselskaper. Sammen med tiltaksvurdering inngår tiltakskostberegninger i krav fra Miljødirektoratet til operatørselskapene med svarfrist 1 juli 2016.

Utslipsreduksjonspotensialet for innretninger i drift anses å være begrenset, men et samlet mål på 10% reduksjon av de direkte metan- og NMVOC-utslipp over noen år, bør være realistisk. For enkelte innretninger vil et slikt mål være enklere enn for andre.

Innhold

Sammendrag	1
Forkortelser	4
1 Innledning	5
1.1 Bakgrunn	5
1.2 Målsetning	6
1.3 Organisering	6
1.4 Rapporter	6
2 Arbeidsmetode og prosjektgjennomføring	7
3 Kilder til direkteutslipp av HC-gasser	8
3.1 Dagens metode for utslippskvantifisering	8
3.2 Oppdaterte kilder til direkteutslipp av metan og NMVOC	8
4 Hvor mye slippes ut	11
4.1 Utslipp av metan og NMVOC fordelt på hovedkilder	11
4.2 Utslipp fra andre kilder	12
4.3 Klimaeffekten av utslippsgassene	13
4.4 Usikkerhet i estimatene	13
4.5 Sammenligning med tidligere rapporterte utslippsdata	15
5 Forslag til prinsipper for nye kvantifiseringsmetoder	16
5.1 Hovedprinsipper for kvantifisering	16
5.2 Utslippskilder med små bidrag	18
5.3 Bidrag fra internasjonale arbeider	18
5.4 Beregning av utslipp fra smålekkasjer / diffuse utslipp	18
5.5 Strømningsmålinger	19
5.6 Fordeling av utslippsgass mellom metan og NMVOC	19
6 Muligheter for reduksjon av utslippene	20
6.1 Utslippskilder som teoretisk sett kan elimineres ved gjenvinning	20
6.2 Bruk av nitrogen (N ₂) i stedet for HC-gass	20
6.3 Ny teknologi	21
6.4 Utslippskilder som vanskelig kan elimineres	21
6.5 Beste tilgjengelige teknikker (BAT)	22
6.6 Nye kontra eksisterende innretninger	24
7 Referanser	25
Vedlegg 1 Prosjektets arbeidsgruppe	26

Forkortelser

BAT	Best available techniques
BREF	Best available techniques reference document
CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers
CH₄	Metan
CFU	Compact flotation unit
CO₂	Karbondioksid
CONCAWE	Sammenslutning av oljeselskaper som bl.a. har som formål å forbedre forståelsen av helse- og miljømessige sider ved raffinerivirksomheten
DBB	Double block and bleed
DIAL	Differential Absorpsjons Lidar
DIFFUSE UTSLIPP	Smålekkasjer gjennom pakninger, pakkbokser, etc.
EEMS	Environmental and Emissions Monitoring System
FPSO	Floating production storage and offloading
GM	Generell metode
GRI	Gas Research Institute (selskapet som har utviklet GRI_GLYCalc)
GWP	Global warming potential
HC	Hydrocarbon
IR	Infrared
ISM	Innretning spesifikk metode
LDAR	Leak detection and repair
MEG	Mono etylen glykol
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds
NO_x	Nitrogenoksider
NS- EN 15446	Norsk standard for diffuse utslippsberegninger
N₂	Nitrogen
OGI	Optical Gas Imaging
O₂	Oksygen
P&ID	Piping and instrumentation diagram
TEG	Triethylene glycol
US EPA	United States Environmental Protection Agency
VOC	Volatile organic compounds (= metan + NMVOC)
IPCC	UN Intergovernmental Panel on Climate Change

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Metan (CH₄) er en kraftig drivhusgass. Gassens har en klimaeffekt (GWP) på 25 CO₂-ekvivalenter i et 100 års perspektiv. Den kraftige klimaeffekten kombinert med relativt store utslipp gjør metan til den dominerende drivhusgassen etter CO₂, både globalt og i Norge. Norske metanutslipp var på 217 000 tonn i 2013 (Ref: 15). Dette tilsvarer 5,4 millioner CO₂-ekvivalenter, 10% av norske klimagassutslipp dette år.

NMVOC er en utslippsgass bestående av flyktige organiske forbindelser med unntak av metan. NMVOC har regionale miljøeffekter gjennom dannelse av bakkenær ozon sammen med NO_x-utslipp pluss at den også har en indirekte klimaeffekt gjennom omdanning til CO₂ i atmosfæren.

Petroleumsvirksomheten på sokkelen medfører noe utslipp av naturgass til luft, som av rapporteringsmessige grunner deles i metan- og NMVOC-utslipp. Utslippene kan fordeles på tre kildegrupper:

- a. Uforbrent naturgass fra gassmotorer, kjeler og fakler.
- b. Gass som slippes ut fra skytteltankere i forbindelse med lasting av olje fra innretninger på sokkelen.
- c. Direkte utslipp av naturgass fra innretningene gjennom operasjonelle utslipp fra prosesser og delprosesser, også kalt kaldventer, og ved diffuse utslipp og lekkasjer.

De direkte utslippene av naturgass (punkt c.) bidro i 2014 med ca. 80 % av de totale metanutslippene og ca. 26 % prosent av de totale NMVOC-utslippene som ble innrapportert fra olje og gassvirksomheten på norsk sokkel¹.

De operasjonelle utslippene er hydrokarbonholdige avgasser fra prosesser og delprosesser som sendes til atmosfæren som resultat av planlagte og valgte operasjonelle løsninger på innretningene. Utslippene skjer vanligvis gjennom dedikerte rørsystemer (kaldventer) der naturgassen slippes ut på sikkert sted. Det kan være forskjellige grunner til at utslipp velges som disponeringsløsning for avgassen:

- sikkerhetsmessige forhold
- høyt innhold av inerte gasser i avgassen som vanskeliggjør gjenvinning og fakling
- trykkforhold på innretningen som vil medføre ekstra kompresjon ved gjenvinning/fakling
- rene kostnadsmessige preferanser (kostet uforholdsmessig mye å eliminere/reducere utslippet i forhold til utslippsmengden)
- en kombinasjon av disse.

Diffuse utslipp er små gasslekkasjer gjennom ventilpakninger, flenser, diffusjon gjennom fleksible slanger, etc. Diffuse utslipp kan skje og skjer overalt i prosessanlegg som håndterer gass under trykk og er vanskelige å lokalisere, kvantifisere og reparere.

Direkte utslipp av metan og NMVOC inngår i de årlige utslippsrapportene som sendes fra operatørselskapene til Miljødirektoratet. Siden midten på 1990-tallet er disse utslippene blitt beregnet i henhold til et sett predefinerte kilder og ved hjelp av generelle utslippsfaktorer. Metodene er beskrevet i Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslippsrapportering (Ref: 16). Det har i flere år vært stilt spørsmål ved om disse metodene fanger opp alle kildene på en tilfredsstillende måte, om de gir riktige resultater og om de rapporterte utslippsmengdene er å stole på.

Med bakgrunn i ovennevnte har Miljødirektoratet engasjert add novatech as for å bedre kunnskapsgrunnlaget knyttet til direkte utslipp av metan og NMVOC fra innretningene på norsk sokkel.

¹ Kilde: Environment web

1.2 Målsetning

Oppdragets målsetning var:

1. Å foreta en grundig kartlegging og identifisering av alle kilder til direkte utslipp av metan og NMVOC fra olje- og gassproduserende innretninger på norsk sokkel.
2. Å vurdere hvordan utslippene i best mulig grad kan kvantifiseres og foreslå kvantifiseringsmetoder som kan benyttes av industrien som grunnlag for fremtidig utslippsrapportering.
3. Å utarbeide en ny og bedre utslippsoversikt.
4. Å vurdere metoder og teknikker for reduksjon av utslippene, herunder vurdere hva som kan betraktes som BAT (Best available techniques), og i hvilken grad og hvor mye utslippene kan reduseres med i fremtiden.

1.3 Organisering

Oppdraget omfattet opprinnelig tre moduler:

- Modul 1 var en oppdatert kartlegging av kilder som fører til direkteutslipp av metan og NMVOC.
- Modul 2 omfattet en gjennomgang og revidering av beregningsmetoder og utslippsfaktorer for fremtidig rapportering og utarbeide et bedre estimat over utslippenes størrelse.
- Modul 3 belyste tiltaksmuligheter for reduksjon av utslippene og en omfattet en vurdering av hva som bør anses som BAT for reduksjon av direkte utslipp av metan og NMVOC fra petroleumsvirksomheten på sokkelen.

Prosjektet ble på slutten utvidet med en fjerde modul der hensikten var å verifisere (om mulig) enkelte metoder for kvantifisering av diffuse utslipp ved hjelp av måledata fra olje- og gasshåndteringsanlegg på land.

Prosjektet ble startet opp i oktober 2014 og ble avsluttet i mars 2016.

En egen arbeidsgruppe (referansegruppe) for prosjektet ble etablert med deltakere fra Norsk olje og gass, operatørselskapene, Oljedirektoratet, Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet. Deltakerne i referansegruppen fremgår av Vedlegg 1. Arbeidsgruppen har hatt seks møter i løpet av prosjektet.

1.4 Rapporter

I tillegg til denne sammendragsrapporten, som foreligger både i norsk og engelsk versjon, er det utarbeidet totalt 5 delrapporter, alle kun i norsk versjon:

Modul 1 – Kartlegging av utslippskilder

Modul 2 – Utslippsmengder og kvantifiseringsmetodikk

Modul 3A – Beste tilgjengelige teknikker (BAT) vurderinger

Modul 3B – Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer.

Modul 4 – Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer

2 Arbeidsmetode og prosjektgjennomføring

Prosjektet startet med en grundig kartlegging av alle norske sokkelinnretninger som håndterer olje og gass. Hensikten med kartleggingen var:

- Å identifisere "alle"² potensielle kilder til direkteutslipp av metan og NMVOC. Potensielle kilder er prosesser som genererer avgass med metan og NMVOC som kan slippes direkte til luft.
- Å skape grunnlag og forståelse for hvorfor og hvordan utslippskilden oppstår
- Å skape forståelse for hvordan utslippene fra de enkelte kildene kan kvantifiseres. Dette kan innebære måling, direkte eller indirekte beregning eller annen form for kvantifisering.
- Å etablere oversikt over hvordan avgassene fra utslippskildene disponeres på de enkelte innretninger, samt å skaffe innsikt i og oversikt over hvilke disponeringsmuligheter som kan være tilgjengelige. Med disponering menes her om avgassen slippes til atmosfæren som utslipp, om den fakes og derved slippes til utslipp (hovedsakelig som CO₂), eller om avgassen gjenvinnes i prosessen, etc.
- Å skaffe oversikt over hva industrien har gjort og kan gjøre for å redusere utslippene av metan og NMVOC, både på de enkelte innretningene og som en fremtidig mer generell målsetning.

Kartleggingen ble gjennomført i to faser:

Fase 1 var en omfattende gjennomgang av 15 innretninger på sokkelen. Gjennomgangen ble utført ved heldagsmøter med driftsorganisasjonen til operatørselskapet for de enkelte innretningene, supplert med til dels omfattende oppfølging i etterkant av møtene. På møtene deltok i tillegg til operatørens miljøkoordinator, også driftsingeniører og prosessingeniører med inngående kjennskap til prosessanleggene. Spesialister på enkelte områder ble også innkalt ved behov. I møtene ble prosessanleggene grundig gjennomgått for å kartlegge innretningens utslippskilder, bl.a. ved gjennomgang av prosessflytskjemaer og P&ID'er. Avgassløsningene ble gjennomgått. Tilsvarende ble mulige kvantifiseringsmetoder diskutert, både fremtidige metoder og metoder som kunne anvendes for å fremskaffe bedre utslippsdata til bruk i dette prosjektet. Det ble laget en tiltaksliste med oppgaver som operatørselskapet så nærmere på i etterkant av møtet og ettersendte til add novatech.

På grunnlag av resultatene fra fase 1 av kartleggingen ble det laget en målrettet spørsmålssliste (questionnaire) som i fase 2 ble sendt til operatørene av de resterende 53 produksjonsinnretningene på norsk sokkel. I tillegg til innretninger i drift omfattet dette også innretninger som i dag er i utbyggingsfasen. Samtlige operatører besvarte spørsmålsslisten. Uklarheter ble fulgt opp med spørsmål og ønsker om klargjøring gjennom telefon og e-postkommunikasjon.

Informasjonen som fremkom gjennom kartleggingen resulterte i oversikter over utslippskilder, kvantifiseringsmetoder og utslippsreduksjonsmuligheter. På dette grunnlag ble det utarbeidet forslag til nye metoder for utslippskvantifisering for de fleste utslippskilder, samt et nytt og midlertidig utslippsestimat. Estimaten må betraktes som midlertidig ettersom det vil bli erstattet med nye utslippstall når nye kvantifiseringsmetoder blir tatt i bruk for de enkelte innretningene.

For noen få av utslippskildene var informasjonen fra gjennomgangen mangelfull både som grunnlag for metodeutvikling og utarbeidelse av nye utslippsestimater. Operatørselskapene ble derfor bedt om å fremskaffe tilleggsinformasjon. Denne informasjonen har bidratt til etablering av et bedre og mer komplett utslippsestimat, og dannet grunnlag for å utvikle bedre fremtidige kvantifiseringsmetoder.

For én av utslippskildene, "små gasslekkasjer", foreligger det bare indirekte, og ganske usikre metoder for utslippsberegning. For verifisering av disse metodene ble det satt i gang et tilleggsprosjekt med gjennomgang av fire landanlegg i Norge, som alle måler totalt utslipp av metan og NMVOC til luft fra anlegget ved bruk av en metode som kalles DIAL (Differensial Adsorption Lidar). Metoden måler utslipp samlet fra alle kilder innenfor definerte prosessområder, inkludert dedikerte punktutslipp, eksosgass fra forbrenningsenheter og diffuse utslipp og små gasslekkasjer. Tilleggsprosjektet viste seg bare å gi begrensede bidrag til arbeidet. Dette kan skyldes at operatørselskapene hadde for kort tid for å etablere utslippsestimater for punktutslippene (kald venter) på anleggene.

²Med "alle" menes kilder som gir eller kan gi signifikante utslipp.

3 Kilder til direkteutslipp av HC-gasser

3.1 Dagens metode for utslippskvantifisering

Et metodesett for kvantifisering av direkte metan- og NMVOC-utslipp ble etablert på midten av 1990-tallet på grunnlag av en rapport utarbeidet av Aker Engineering (Ref: 6). Metodene tok utgangspunkt i 13 predefinerte potensielle utslippskilder. En rekke av disse kildene er fraværende på mange av innretningene. Til hver av kildene er det knyttet en generell utslippsfaktor for henholdsvis metan og NMVOC. Utslippene beregnes for de enkelte kildene basert på kildenes utslippsfaktorer og en aktivitetsfaktor, som for de fleste kildene er gjennomstrømmet gassmengde på innretningen. Følgende predefinerte utslippskilder var inkludert:

- Glykol regenerering
- Gass fra produsertvannsystemet
- Oppløst gass i væske fra væskeutskiller
- Tetningsoljesystemene
- Lekkasje gjennom tørre kompressortetninger
- Trykkavlastning av utstyr
- Spyle- og teppegass
- Spyling av instrumenter og prøvetaking
- Sluknet fakkell
- Lekkasje i prosess
- Avblødning av ringrom i produksjonsstreng
- Boring
- Startgass for turbiner

Beregningsmetodene inngår i Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslippsrapportering (Ref: 16).

Det har lenge vært kjent at disse kvantifiseringsmetodene ikke er særlig presise og at de for enkelte utslippskilders vedkommende gir direkte feil resultat. Dette er bl.a. dokumentert i en rapport utført av add novatech for Norsk olje og gass i 2014 (Ref: 17). I tillegg til at metodene ikke er gode, er de predefinerte utslippskildene også til dels ufullstendige og upresise. Det var derfor et anerkjent behov for å skaffe en bedre oversikt over utslippskildene, etablere bedre og mer treffsikre kvantifiseringsmetoder og utarbeide en oppdatert oversikt over hvordan direkteutslippene av metan og NMVOC kan reduseres.

3.2 Oppdaterte kilder til direkteutslipp av metan og NMVOC

Under kartleggingen ble "alle" potensielle utslippskilder registrert, uavhengig av utslippsmengde, fordi det er like viktig å kunne dokumentere at en kilde er liten (eller neglisjerbar) som at den er stor. Dette medførte at en rekke nye utslippskilder som ikke var dekket av dagens kvantifiseringsmetoder ble identifisert. Men like viktig viste det seg å være at mange av de "gamle" utslippskildene i realiteten består av flere til dels uavhengige delkilder. Kartleggingen viste at det er viktig å forholde seg til delkildene både fordi avgassene fra disse håndteres på forskjellig måte på innretningene og fordi enkelte av delkildene står for betydelige andeler av utslippene.

Kartleggingen viste også at en del avgassproduserende prosesser/utslippskilder til en viss grad har gått under radaren hos operatørselskapene. Dette kan forklare at det var mindre relevant informasjon tilgjengelig fra operatørselskapene for evaluering av disse utslippskildene, enn for de kildene som tidligere har hatt fokus. Det ble under kartleggingen identifisert totalt 48 prosesser/delprosesser som produserer hydrokarbonholdige avgasser som potensielt kan slippes til luft.

Tabell 2 Identifiserte potensielle utslippskilder

Hovedkilde/hovedprosess	Delprosesser
Trietylenglykol (TEG) regenerering	TEG avgassingstank
	TEG regenerator
	Strippegass for vannavdriving i TEG regenerering
Produsertvannhåndtering	Produsertvann avgassingstank
	Produsertvann flotasjonsenhet (avgass fra vannet)
	Flotasjongass (der HC-gass brukes til dette)
	Utslippscaisson (utslippsrør for produsertvannet til sjø)
Lavtrykks væskeutskillere	
Kompressor tetningsolje	Avgassingspotter / surpotter
	Oppholdstanker for tetningsolje
	Lagertanker for tetningsolje
Tørre kompressortetninger	Primær tetningsgass (primary vent)
	Sekundær tetningsgass (secondary vent)
	Lekkasje av primær tetningsgass til sekundær vent
Gassfriing av prosessanlegg	
Spyle- og teppegass	
Trykkavlastning/gassfriing av instrumenter/instrumentmanifolder	
Fakkalgass som ikke brenner	Sluknet fakkel
	Forsinket tenning av fakkel
	Ikke brennbar fakkalgass
	Åpen nitrogenspylt kald fakkel
Lekkasjer i prosessen	Store lekkasjer (som medfører granskning)
	Små gasslekkasjer/diffuse utslipp
Avbløding av gass fra ringrom i produksjonsstigerør	
Boring	Kakssikter
	Borevæske avgassingstank (mud separator)
Direkteutslipp fra gassturbiner	Startgass for gassturbiner
	Spyling av turbin ved oppstart
	Trykkavlastning ved nedstenging
Monoetylenglykol (MEG) regenerering	MEG avgassingstank
	MEG regenerator
	Strippegass for MEG regenerator
Amin regenerering	AMIN avgassingstank
	AMIN regenerator
Stempelkompressorer	Separatorkammer
	Veivakselhus
Skruekompressorer	
Vannringkompressorer	
Strippegass for injeksjonsvann	
Gassanalyser og prøvestasjoner	
Piggsluser	
Trekking av korrosjonskupper	
Gassdiffusjon gjennom fleksible stigerør	
Gassfriing av lagertanker for råolje på FPSO'er	Tankinspeksjon av lagertanker
	Unormal driftssituasjon av råoljetanker
Tanker firforbruksoljer (diesel, smøreolje, etc.)	
"Double block and bleed" ventiler (DBB)	

Kildene som er vist i tabell 2 er et forsøk på standardisering. Noen av de prosessene som genererer hydrokarbonholdig avgass kan ha innretningsspesifikke løsninger som kan avvike noe fra fordelingen som er vist i tabellen.

Som nevnt i kapittel 1.1 kan direkteutslipp av metan og NMVOC forekomme enten som diffusjon/lekkasjer eller som operasjonelle utslipp (kaldventilasjon). Diffusjon/lekkasjer av metan og NMVOC skjer på alle innretninger som håndterer hydrokarboner i gassform og kan forkomme over alt i prosessanleggene. Operasjonelle utslipp av metan og NMVOC føres til atmosfæren via dedikerte punktutslipp. Ingen av innretningene på norsk sokkel har operasjonelle utslipp av metan og NMVOC fra samtlige av kildene som fremgår av tabell 2. Dette kommer av at det er mange innretninger som av forskjellige grunner ikke har de prosessene eller delkildene som genererer avgasser med metan og NMVOC. I tillegg er det en rekke innretninger som har avgasser fra de identifiserte kildene, men som sender disse til gjenvinning i prosessen eller til forbrenning i fakkell. Noen av de registrerte kildene forekommer bare på et fåtall innretninger.

De potensielle avgassmengdene fra de enkelte prosesser og delprosesser som genererer hydrokarbonholdig avfallsgass varierer enormt. Mens de dominerende bidragsyterne har potensial til å produsere avgassmengder på over 100 tonn/år fra enkelte innretninger, er det enkelte prosesser som har et avgassproduksjonspotensial på bare noen kilo pr år fra de samme innretninger. Dette tilsier at er det viktig å ha fokus på de prosesser og kilder som dominerer utslippene.

4 Hvor mye slippes ut

4.1 Utslipp av metan og NMVOC fordelt på hovedkilder

Direkteutslippene av metan og NMVOC fra sektoren er derfor beregnet/estimert på nytt. Dette er delvis gjort ved bruk av de nye beregningsmetodene som er foreslått i denne rapporten (kapittel 0) og delvis ved at add novatech i samarbeid med de enkelte operatørselskapene har benyttet de beste metoder som har vært tilgjengelig i den aktuelle situasjon. Det har bl.a. vært leverandørdata, prosesssimuleringer og målinger. Utslippene er blitt beregnet for alle innretninger som håndterer hydrokarbon-gass på norsk sokkel og for de enkelte aktuelle utslippskildene. For kilder som kun har potensial til å frembringe svært små utslipp er det bare foretatt beregninger for enkelte innretninger eller eksempel-beregninger for å dokumentere at utslippene vil være små. Disse utslippstallene er så oppskalert til sokkelen totalt. Utslippsestimatet fordelt på hovedkilder er vist i Tabell 3 (relatert til 2014).

Tabell 3 Utslipp av metan og NMVOC for 2014 fordelt på hovedkilder [tonn]

Hovedkilde:	Metan	NMVOC	VOC	% av total
Tørre kompressortetninger	2 500	1 100	3 600	18 %
Fellesvent (som måles)	1 950	1 350	3 300	17 %
Produsertvannhåndtering	2 300	600	2 900	15 %
HC spyle- og teppegass	1 100	1 300	2 400	12 %
Gasslekkasjer / diffuse utslipp	1 250	950	2 200	11 %
Fakkelgass som ikke brenner	1 500	600	2 100	11 %
Glykol regenerering	550	1 000	1 550	8 %
Kompressor tetningsolje	900	300	1 200	6 %
Andre kilder	300	250	550	3 %
Total	12 350	7 450	19 800	100 %

Som det fremgår av tabellen bidrar de 8 hovedkildene med ca. 97 % av de totale direkteutslippene av metan og NMVOC. Dette viser hvilke kilder som bør ha fokus. For å få en god forståelse av tabellen bør en merke seg følgende kommentarer til de enkelte hovedkildene:

1. Tørre kompressortetninger.

Brukt hydrokarbon tetningsgass sendes til utslipp fra et mindre antall innretninger, men gir likevel store utslipp. De fleste innretninger som bruker hydrokarbon-gass som tetningsgass sender avgassen fra tetningene til gjenvinning eller fakling.

2. Fellesvent som måles

På de fleste innretningene samles avgassen fra mange av de direkte utslippskildene i et felles utslippsrør som leder gassen til atmosfæren fra en sikker lokasjon på innretningen (kalt fellesvent). På noen innretninger er disse utstyrt med måler. I slike tilfelle har en valgt å bruke måledata som grunnlag for utslippsberegningene i stedet for beregninger av utslippene fra de enkelte bidragsytende kildene. Dette innebærer at utslippene fra noen av kildene reelt sett ville blitt høyere enn angitt i tabellen dersom utslippene fra "fellesvent" ble fordelt på de bidragsytende kildene. Det er spesielt to innretninger som bidrar til det høye utslippstallet fra fellesvent.

3. Produsertvannhåndtering

Bidraget her er i dominerende grad utslipp fra selve utslippscaissonen (utslippsrøret) grunnet trykkavlastning av produsertvannet ifm. utslippet.

4. Hydrokarbon spyle- og teppegass

Brenngass er brukt som spyle- og teppegass på noen innretninger. Et par av disse bidrar med en dominerende del av utslippsmengden.

5. Gasslekkasjer / diffuse utslipp

Usikkerheten i estimatet over utslipp fra små gasslekkasjer er svært høy, avhengig av beregningsmetode og utslippsfaktorer. Se kapittel 4.4.

6. Fakkeltgass som ikke brenner

Noen gassfakler opererer helt eller delvis som kalde fakler (brenner ikke). Hovedbidraget til disse utslippene kommer fra inertgass-spylt åpen fakkel. Forsinket tenning av fakkel er en annen bidragsyter. Utslippene herfra er ukjente ettersom det ikke foreligger data.

7. Glykol Regenerering

Inkluderer både TEG og MEG regenerering.

8. Kompressor tetningsolje

Tetningsolje på gasskompressorer er en kilde til utslipp pga. oppløst metan og NMVOC i oljen. Oljetetninger var vanlig teknologi på kompressorer installert før 1995. Det har vist seg svært vanskelig å finne gode metoder for å estimere disse utslippene. Oljeselskapene arbeider med å finne brukbare estimeringsmetoder. Utslippstallene i tabellen må derfor betraktes som foreløpige.

9. Andre kilder

Dette omfatter utslippe fra alle andre identifiserte utslippskilder.

De totale direkte utslippene av metan og NMVOC som fremgår av Tabell 3 representerte et tap på ca. 0,018% av total norsk gassproduksjon i 2014.

4.2 Utslipp fra andre kilder

"Andre kilder" som er vist i Tabell 3 omfatter en rekke mindre utslippskilder på innretningene.

Tabell 4 Utslipp av metan og NMVOC for 2014 fra andre (mindre) kilder [tonn]

Utslippskilde	Metan	NMVOC	VOC	% av total
Amin regenerering	95	40	135	0,68 %
Utslipp fra gassanalyser og prøvetaking	71	54	125	0,63 %
Utslipp fra boring	57	57	114	0,57 %
Gassfriing av råoljetanker på FPSO'er	71	55	126	0,64 %
Gassfriing av prosesssystemer	18	16	33	0,17 %
Utslipp fra DDB-ventiler (double block and bleed)	1,2	1,1	2,3	0,01 %
Utslipp fra lavtrykks væskeutskillere	2,6	1,8	4,4	0,02 %
Gassdiffusjon gjennom fleksible stigerør	2,3	1,8	4,0	0,02 %
Tanker for dieselolje, smøreolje og hydraulikkolje	-	3,5	3,5	0,02 %
Utslipp fra piggluser	3,6	2,3	6,0	0,03 %
Utslipp fra gassturbiner	0,5	0,5	1,1	0,01 %
Spyling og trykkavlastning av instrumenter og instrumentmanifolder	0,05	0,04	0,09	< 0,01 %
Utslipp ifm. trekking av korrosjonskupper	0,01	0,0	0,02	< 0,01 %
Avbløding av gass fra produksjonsstigerør	0,00	0,00	0,00	< 0,01 %
Total	322	232	554	2,8 %

Utslipp fra amin regenerering kommer fra én innretning. De 9 utslippskildene som er markert med oransje farge bidrar hver med godt under 0,1 % av totalutslippene.

Utslipp fra gassanalyser og prøvetaking kommer fra et fåtall innretninger som tar gassanalyseprøver fra et lite siderør som står åpent og sender gassen kontinuerlig til atmosfære. Utslippene fra selve analysatorene og fra gassprøver som sendes til land er bagatellmessige i forhold.

Utslippene fra boring er beregnet på grunnlag av 227 lete- og produksjonsbrønner som ble avsluttet i 2014 og de foreslåtte utslippsfaktorer som er gitt i delrapport 2 (Ref: 2). Beregningene kan være noe konservative da utslippsfaktorene forutsetter at brønnene penetrerer hydrokarbonførende lag, noe som ikke er tilfellet for de fleste letebrønner.

4.3 Klimaeffekten av utslippsgassene

Metan er en sterk klimagass med et drivhuspotensial (GWP) på 25 CO₂-ekvivalenter³. Dette tilsier at drivhusbidraget fra direkte utslipp av metan fra sokkelinnretningene utgjør ca. 300 000 tonn CO₂-ekvivalenter, tilsvarende ca. 2% av de totale klimagassutslippene fra olje- og gassinretningene på norsk sokkel.

Tilsvarende gir utslipp av NMVOC et indirekte bidrag til klimaeffekten ved at gassen oksyderes til CO₂ i atmosfæren. NMVOC har et drivhuspotensial på 4,5 CO₂-ekvivalenter.

4.4 Usikkerhet i estimatene

Direkte utslipp av metan og NMVOC er i sin natur vanskelige å kvantifisere. Kvantifiseringen må i stor grad skje ved hjelp av indirekte metoder. Dette kan være ved hjelp av såkalte utslippsfaktorer basert på en gitt aktivitetsfaktor eller ved hjelp av andre metoder. Et par typiske eksempler på bruk av utslippsfaktorer er:

- Utslipp av metan fra boring kan beregnes ved hjelp av en fast utslippsfaktor pr. brønnbane som er boret:

$$\text{Metanutslipp (tonn)} = \text{Antall brønnbaner} \times \text{Utslippsfaktor for metan (tonn/brønnbane)}$$

- Utslipp av NMVOC fra utslippscaisson for produsertvann beregnes ved hjelp av utslippsfaktor, utslippsmengde av produsertvann og trykktap fra oppstrøms avgassingstank:

$$\text{NMVOC-utslipp (tonn)} = \text{Utslippsmengde av produsertvann (m}^3\text{)} \times \text{trykktap (bar)} \times \text{utslippsfaktor for NMVOC (tonn/bar/m}^3\text{)}$$

Et eksempel på utslipp på andre metoder:

- Utslipp fra glykol regenerering kan estimeres ved hjelp av utslippberegningsprogrammet GRI_GLYCalc.

For noen kilder er det vanskelig å finne en treffsikker kvantifiseringsmetode. Disse forholdene tilsier at usikkerheten i utslippsestimatene kan bli stor og vanskelig å tallfeste.

Blant de større utslippskildene er den største usikkerheten i særklasse knyttet til estimatene for små gasslekkasjer, dvs. gasslekkasjer som (strort sett) er mindre enn 0,1 kg pr. sekund og ikke anses å utgjøre en sikkerhetsrisiko på innretningene. Dette er diffuse utslipp gjennom flenser, pakkbokser i ventiler, etc. Lekkasjeene er oftest så små at de ikke lar seg påvise ved hjelp av stasjonære gassdetektorer og heller ikke ved hjelp av de bærbare gassdetektorer som benyttes ved regelmessig inspeksjon av prosessanleggene. Slike utslipp er derfor svært vanskelig å kvantifisere. Et fåtall metoder eksisterer. Den ene er "bagging", der komponenten isoleres i plast og eventuelle utslipp måles over tid. En annen metode er såpespraying og telling av gassbobler. Denne metoden er noe mer usikker. Begge disse metodene alene er så arbeidskrevende at dersom de skal dekke alle komponenter med lekkasjepotensiale, vil de ikke være praktisk og økonomisk gjennomførbare på sokkelinnretningene. På landanleggene brukes DIAL-metoden, som er en fjernmåling (avstandsmåling) av metan og NMVOC-konsentrasjonen i anlegget. Denne metoden kan ikke benyttes for sokkelinnretningene.

Kvantifiseringsmetoder ved bruk av "sniffer" og statistikk er anbefalt i en protokoll utarbeidet av Environmental Protection Agency (EPA) i USA (Ref: 9). Denne protokollen dekker alle typer industrieanlegg som medfører diffuse utslipp av hydrokarbongasser. Protokollen legger grunnlaget for mye av det arbeidet som i ettertid er gjort i forbindelse med etablering av metoder for kvantifisering av diffuse utslipp og små gasslekkasjer.

³ 100 års perspektiv

Dette gjelder bl.a. arbeider gjort av Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) for 120 landbaserte, oppstrøms olje- og gassanlegg i provinsene Alberta og British Columbia. Disse anleggene har samlet over 270 000 ventiler, flenser, etc. (komponenter) som er potensielle lekkasjekilder. Anleggene gjennomføres det et standardisert program for inspeksjon, identifisering og oppretting/repasasjon av lekkasjepunkter (også kalt LDAR) etter et opplegg som i store trekk samsvarer med det opplegget som anvendes på norske sokkelinnretninger. CAPP har utarbeidet gjennomsnittlige utslippsfaktorer pr. komponenttype gjennom lekkasjeundersøkelser på de 120 anleggene. Disse faktorene, sammen med et estimat over antall komponenter innenfor hver komponenttype samlet for alle norske sokkelinnretninger, er benyttet som grunnlag for estimering av utslippene fra små gasslekkasjer gitt i Tabell 2. Antall komponenter er ekstrapolert fra tellinger utført av operatørselskapene for 11 innretninger på sokkelen. Det er disse beregningene som inngår i utslippsoversikten.

Protokollen fra US EPA danner også grunnlaget for en Europeisk standard for kvantifisering av lekkasjer og diffuse utslipp, også adoptert som norsk standard (NS-EN 15446:2008). Denne standarden er basert på sniffing av alle komponenter som potensielt kan lekke. Standarden inneholder også såkalte "default"-faktorer som kan anvendes på komponenter som ikke kan sniffes på grunn av bl.a. utilgjengelighet. Som en kontrollsjekk er små gasslekkasjer fra sokkelinnretningene også beregnet ved hjelp av disse "default"-faktorene. Totalen fremgår av Tabell 5.

Tabell 5 Utslipp av metan og NMVOC i 2014 fordelt på hovedkilder, der små gasslekkasjer er beregnet etter Norsk standard NS-EN 15446 [tonn].

Hovedkilde:	Metan	NMVOC	VOC	% av total
Tørre kompressortetninger	2 500	1 100	3 600	12 %
Fellesvent (som måles)	1 950	1 350	3 300	11 %
Produsertvannhåndtering	2 300	600	2 900	10 %
HC spyle og teppegass	1 100	1 300	2 400	8 %
Gasslekkasjer	7 100	5 400	12 500	41 %
Gassfakling	1 500	600	2 100	7 %
Glykol regenerering	550	1 000	1 550	5 %
Kompressor tetningsolje	900	300	1 200	4 %
Andre kilder	300	250	550	2 %
Total	18 200	11 900	30 100	100 %

Tabell 5 viser at beregningene etter Norsk standards "default"-faktorer gir nesten 6 ganger høyere utslipp fra små gasslekkasjer enn dersom utslippene beregnes etter CAPP sine gjennomsnittsfaktorer. En årsak kan være at norsk standard sine "default"-faktorer er bevisst gjort konservative da de bare skal anvendes på komponenter som er utilgjengelig for måling (sniffing).

Det ble i prosjektet også foretatt en gjennomgang av fire petroleumsanlegg på land (Kollsnes, Kårstø, Nyhamna og Melkøya), der et av målene var å sammenligne utslippsmålinger foretatt ved hjelp av den såkalte DIAL-metoden med utslipp fra lekkasjer beregnet utfra komponentantall på disse anleggene og utslippsfaktorene fra CAPP-rapporten og Norsk Standard. For å oppnå dette måtte det etableres en oversikt over alle punktutslipp (operasjonelle utslipp), slik at disse kunne trekkes fra. På grunn av begrenset tilgjengelig tid, ble det ikke mulig å fremskaffe en fullgod oversikt over punktutslippene i løpet av prosjektperioden. Til tross for dette ble det klart at lekkasjeutslippene som ble målt med DIAL, var signifikant høyere enn de som ble beregnet ved hjelp av utslippsfaktorer (både CAPP-faktorer og Norsk standards "default"-faktorer). Avvikene var opp til flere hundre prosent.

Som et supplement til prosjektet har Statoil stilt til disposisjon resultater fra lekkasjemålinger som de har utført på de to Draupner-innretningene (Ref: 14). Disse målingene ble foretatt ved at alle ventiler og flenser ble scannet ved hjelp av IR-kamera (OGI-metoden) for å identifisere lekkasjer. Alle påviste lekkasjer ble deretter målt ved hjelp av såpevann og bobletelling etter en standardisert metode.

Målingene ga utslippsresultater som var i størrelsesorden en tidel eller mindre enn de resultatene som fremkom ved bruk av faktormetodene (CAPP og Norsk Standard).

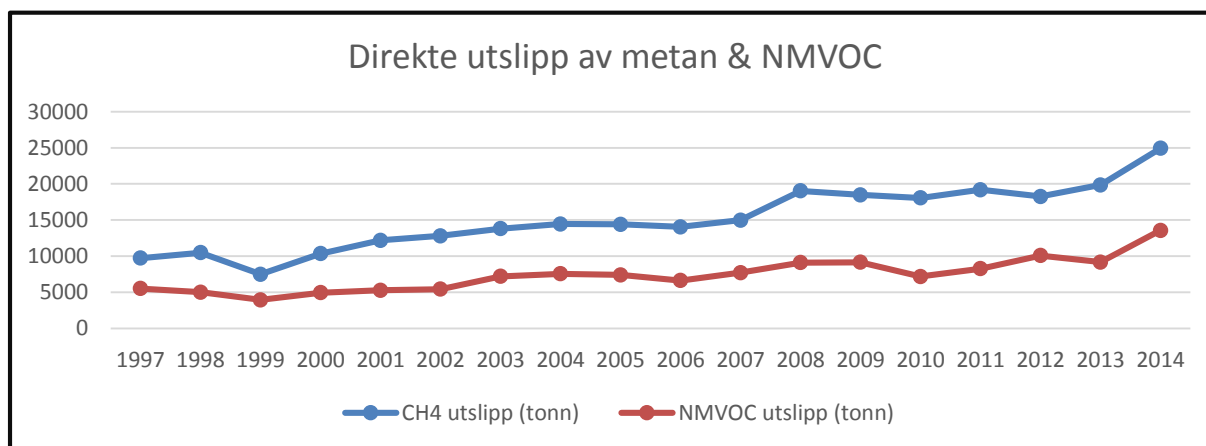
Sammenligningene som er omtalt ovenfor tilsier at kvantifiseringsmetoder for små gasslekkasjer og diffuse utslipp er beheftet med tildels svært store usikkerheter.

Enkle faktorbaserte metoder gir derfor ikke pålitelige utslippsdata for små gasslekkasjer. Dette er hensynstatt i foreslått ny kvantifiseringsmetode (se kapittel 0).

Usikkerheten i totalutslippene er derfor totalt dominert av diffuse utslipp og små gasslekkasjer. Den totale usikkerheten knyttet til totalutslippene vist i Tabell 3, er kvalitativt anslått å være i størrelsesorden mange titalls prosent, men i motsetning til tidligere rapporterte utslippsoversikter, er estimatene gitt i tabellen etablert etter mer konsistente metoder og bør følgelig gi riktigere utslippstall.

4.5 Sammenligning med tidligere rapporterte utslippsdata

Figur 1 viser utslippene over tid slik de er rapportert i årlige utslippsrapporter til Miljødirektoratet i henhold til gammel rapporteringsmetode (se kapittel 3.1).



Figur 1 Innrapporterte årlige utslipp av metan og NMVOC fra 1997 til 2014

Tabell 6 nedenfor sammenligner rapporterte utslipp av metan og NMVOC for 2014 med de nye estimerte utslippsdataene der små gasslekkasjer er beregnet etter henholdsvis Norsk Standard NS-EN 15446 en CAPP gjennomsnittsfaktorer.

Tabell 6 Utslipp 2014 Rapporterte utslipp sammenlignet med nye estimater.

Beregningsmetode	Metan [tonn]	NMVOC [tonn]
Rapporterte utslipp (gammel metode)	24 922	13 553
Nytt estimat (NS-EN 15446)	18 200	11 900
Nytt estimat (CAPP)	12 350	7 450

Tabellen indikerer at utslippene er blitt overrapportert etter gammel kvantifiseringsmetode. Det er imidlertid en liten reservasjon på grunn av den store usikkerheten i de nye estimatene knyttet til små gasslekkasjer og diffuse utslipp.

5 Forslag til prinsipper for nye kvantifiseringsmetoder

5.1 Hovedprinsipper for kvantifisering

Kartleggingen viste at prosessert gassmengde (som anvendes i dag) er ubrukelig som aktivitetsfaktor for bestemmelse av utslippene fra de fleste kildene/prosessene. Utslippene er først og fremst et resultat av andre forhold og parametre. Disse forhold medfører at de reelle utslippene fra noen av kildene kan avvike substansielt fra det som tidligere er rapportert.

Med utgangspunkt i resultatene fra kartleggingen og de potensielle utslippsgenererende prosesser og delprosesser (utslippkilder) som ble identifisert i Modul 1 av dette prosjektet, er forslag til prinsipper for nye, fremtidige kvantifiseringsmetoder vurdert og foreslått.

Ingen av innretningene som håndterer olje og gass, har utslipp fra alle de identifiserte utslippskildene, men alle innretningene har noen av utslippskildene. De foreslåtte utslippskvantifiseringsmetodene kommer derfor kun til anvendelse for innretninger som både har den aktuelle avgasskilden og som i tillegg sender avgassen til utslipp.

Generiske kvantifiseringsmetoder er foreslått for de fleste prosessene. Generiske kvantifiseringsmetoder anses å være fordelaktig fordi slike metoder sikrer konsistens operatørselskapene imellom og i utvikling av utslippsdataene år for år. Dessuten forenkler det arbeidet for alle som arbeider med utslippskvantifisering.

For noen prosesser er det imidlertid anbefalt å bruke innretningsspesifikke kvantifiseringsmetoder. Dette gjelder spesielt for utslipp fra kilder som det er vanskelig å lage generelle metoder for og for kilder som eksisterer bare på én eller et par innretninger. Innretningsspesifikke kvantifiseringsmetoder må etableres av operatørselskapet for den aktuelle innretningen. Det anbefales at operatørselskapet må dokumentere treffsikkerheten/godheten til den foreslåtte metoden.

Der det foreligger generiske kvantifiseringsmetoder anbefales det at disse brukes, men dersom operatørselskapet i stedet ønsker å benytte en innretningsspesifikk kvantifiseringsmetode fordi dette vil gi riktigere utslippstall, anbefales det at dette godtas mot at operatørselskapet fremlegger dokumentasjon som underbygger forslaget.

Det må forventes at nye utslippskilder vil kunne komme på fremtidige innretninger, styrt av spesielle eller nye prosesser. I slike tilfeller anbefales det at operatørselskapet etablerer ny innretningsspesifikk kvantifiseringsmetode for de aktuelle utslippskildene.

For noen prosesser/delprosesser er det foreslått å benytte utslippsfaktorer sammen med den utslippsstyrende parameter som aktivitetsfaktor. Den utslippsstyrende parameteren kan for eksempel være mengde produsert vann og antall brønner. Ellers er metodevariasjonen stor for disse prosessene/delprosessene:

- Måling/prøvetaking
- Prosess-simuleringer/bruk av spesialprogrammer
- Utnytte registrerte måledata
- Registrering av hendelser (for ikke-kontinuerlige utslipp)
- Leverandørdata

For et par av delkildene foreslås det to alternative generelle metoder. Grunnen til dette er at den ene metoden krever bruk av et spesifikt kommersielt dataverktøy.

Tabell 7 gir en tabellarisk oversikt over anbefalte metodetyper for utslippskvantifisering. Metodetype GM betyr generell metode, mens type ISM betyr innretningsspesifikk metode.

Tabell 7 Oversikt over foreslåtte kvantifiseringsmetoder pr. potensiell utslippskilde.

Hovedkilde	Delkilde	Metode- type	Generell beskrivelse
Trietylenglykol (TEG) regenerering	TEG avgassingstank	ISM	Spesialdesignet og verifisert beregningssystem (eksempel GRI-GLYCalc).
	TEG regenerator	GM	Analyse av TEG-løsning, alternativt beregningsprogrammet GRI-GLYCalc
	Strippegass	GM	Basert på strømningsrate av strippegass
Produsertvannhåndtering	Produsertvann avgassingstank	GM	Basert på trykkreduksjon og produsertvannmengde
	Flotasjonstank / CFU	GM	Basert på trykkreduksjon og produsertvannmengde
	Flotasjonsgass	GM	Basert på HC-flotasjonsgassmengde
	Utslippscaisson	GM	Basert på oppstrøms trykk og utslippsmengde av produsertvann
Sentrifugalkompressor tetningsolje	Avgassingspotter	ISM	Etableres av hver operatør
	Tetningsolje oppholdstank	ISM	Etableres av hver operatør
	Tetningsolje lagertank	ISM	Etableres av hver operatør
Stempelkompressor	Separatorkammer	ISM	Simuleringer, leverandørdata eller tilsvarende
	Veivakselhus	ISM	Simuleringer, leverandørdata eller tilsvarende
Tørre kompressortetninger	Primær tetningsgass	GM	Måling av tetningsgassmengde/leverandørdata
	Sekundær tetningsgass	GM	Måling av tetningsgassmengde/leverandørdata
	Lekkasje av primær tetningsgass til sekundær vent	GM	Måling av tetningsgassmengde/leverandørdata
Fakkalgass som ikke brennes	Slukket fakkel og tenning av fakkel	GM	Registrering av tid med utent faking/fakkalgassmåling
	Ikke brennbar fakkalgass	ISM	Etableres av hver operatør
	Inertgasspylt åpen fakkel	GM	Fakkalgassmåling
Lekkasjer i prosessen	Større lekkasjer	GM	Utslippsrate, varighet, volum som i dag
	Små gasslekkasjer	GM	OGI "leak / no leak"-metoden
Kaldvent		GM	Måling/fastsettelse av utstrømningsrate
Spyle- og teppegass		GM	Måling /fastsettelse av spylegassrate
Monoethylenglykol (MEG) regenerering	MEG avgassingstank	GM	Anerkjente beregningsprogrammer (GRI-GLYCalc, MultiproScale, el.)
	MEG regenerator	GM	Anerkjente beregningsprogrammer (GRI-GLYCalc, MultiproScale, el.)
	Strippegass	GM	Strømningsrate av strippegass
Amin regenerering	Amin avgassingstank	ISM	Skal etableres av hver operatør
	Amin regenerator	ISM	Skal etableres av hver operatør
Gassanalyser og prøvestasjoner		GM	Strømningsrate i siderør
Boring		GM	Utslippsfaktor pr. avsluttet brønnbane
Gassfriing av lagertanker for råolje på FPSO'er		GM	Lagertankvolum
Gassfriing av prosesssystemer		GM	Volum av prosessanlegg

De foreslåtte nye estimeringsmetodene vil i fremtiden kunne sikre bedre konsistens og riktigere utslippsoversikter enn utslippsestimatene som vises i kapittel 4 i denne rapporten. Naturen til direkte metan- og NMVOC-utslippene tilsier imidlertid at det også etter de nye foreslåtte metodene må aksepteres en betydelig usikkerhet. Gjennomføres de foreslåtte beregningsmetodene, vil dette sikre at kvaliteten på utslippsrapportene for direkte utslipp av metan og NMVOC fra sokkelinnretningene vil bli vesentlig bedre enn tidligere og minst like god som i de land det er naturlig å sammenligne oss med.

5.2 Utslippskilder med små bidrag

Kartleggingen som ble gjennomført i prosjektet viste at utslippene fra flere av utslippskildene er så små at de i praksis ikke har noen signifikant betydning for de totale utslippene. Det foreslås derfor at det ikke lages/gjennomføres separate utslippsberegninger for disse kildene, og at dette kompenseres for ved at det legges til et lite fast prosentueilt tillegg på toppen av de beregnede utslippene som skal dekke utslippene fra samtlige av disse kildene. Disse utslippskildene, som er vist i Tabell 8, bidrar samlet med ca. 0,1 % av de direkte metan og NMVOC-utslippene som gitt i Tabell 4.

Tabell 8 Utslippskilder som foreslås dekket av generelt prosentpåslag.

Utslippskilde
Skruekompressorer
"Double block and bleed" ventiler (DBB)
Lavtrykks væskeutskillere
Gassdiffusjon gjennom fleksible stigerør
Oljetanker (diesel, smøreolje, etc.)
Piggsluser
Direkteutslipp fra gassturbiner
Spyling og trykkavløstning av instrumenter og instrumentmanifolder
Trekking av korrosjonskupper
Avbløding av gass fra ringrom i produksjonsstigerør

5.3 Bidrag fra internasjonale arbeider

Det ble i prosjektet undersøkt hvilke beregningsmetoder som benyttes i andre land som det er naturlig å sammenligne seg med (UK, Danmark, Nederland, USA, Canada og Australia). Undersøkelsen viste at metodene i disse landene generelt sett er på linje med de "gamle" kvantifiseringsmetodene for direkteutslipp av metan og NMVOC fra norske sokkelinnretninger når det gjelder relevans og nøyaktighet. Det er imidlertid noen klare unntak:

- Det er i USA gjennomført relativt omfattende arbeider med kartlegging av metan- og NMVOC-utslipp fra glykol regenerering og utvikling av metoder for å kvantifisere utslippene.
- I både USA og Canada er det gjort mye godt og grunnleggende arbeid for å utvikle bedre metoder for å kvantifisere diffuse utslipp og utslipp fra små gasslekkasjer. Dette er også fulgt opp av andre, inkludert Concawe. Concawe er en del av "European Petroleum Refineries Association" og arbeider bl.a. med miljørelaterte problemstillinger i bransjen. Store oljeselskaper som opererer i EØS-området er medlem av denne organisasjonen.

Det er i dette prosjektet foreslått å trekke fordeler av disse arbeidene. For kvantifisering av avgassmengder (og utslipp) fra glykolregenerering foreslås det å benytte et beregningsprogram utviklet av det amerikanske Gas Technology Institute. Dette programmet (GRI-GLYCalc) er testet mot målinger på en rekke amerikanske anlegg og er godkjent av US EPA (US Environmental Protection Agency). Det er også testet med godt resultat av Statoil. Tilsvarende er det foreslått å beregne utslipp fra smålekkasjer og diffuse utslipp etter OGI "leak/no leak"-metoden, som er utviklet i USA basert på omfattende forskningsarbeider.

5.4 Beregning av utslipp fra smålekkasjer / diffuse utslipp

Valg av metode for kvantifisering av diffuse utslipp/små gasslekkasjer er viktig, både fordi dette kan være en dominerende bidragsyter til direkteutslipp av metan og NMVOC og fordi prosjektet har demonstrert svært store usikkerheter ved kvantifisering av slike utslipp. Amerikanske miljømyndigheter (US EPA) publiserte i 1995 en protokoll (Ref: 9) som beskrev en kvantifiseringsmetode basert på en kombinasjon av lekkasjedeteksjon ved hjelp av sniffer (etter en formatert prosedyre) i kombinasjon med statistiske fordelinger av utslippsrate for forskjellige komponenter som kan ha slike lekkasjer (reguleringsventiler, andre ventiler, flenser, etc.). Sniffing er en omstendelig, arbeidskrevende og dyr operasjon.

Nye teknikker er nå tilgjengelig. Av disse har "OGI leak/no leak"- metoden fått stor oppmerksomhet. Denne baserer seg på bruk av IR-kamera til lekkasjedeteksjon i kombinasjon med database over alle komponenter som kan lekke hydrokarbongass. Ved hjelp av IR-kameraet "scannes" alle komponenter (som inngår i komponentdatabasen) for lekkasje. Ved hjelp av statistisk etablerte faktorer beregnes utslipp fra alle komponenter med påvist lekkasje og tilsvarende fra alle komponenter som ikke har påvist lekkasje (disse kan også ha utslipp).

Concawe har gjennomført et omfattende prosjekt der de har sammenlignet OGI-metoden med sniffemetoden og konkluderer med at den gir sammenfallende resultater. Metoden ble også sjekket mot kontrollerte lekkasjemålinger ved hjelp av "bagging" og ble funnet å gi sammenlignbare men noe mer konservative resultater. Sammenlignet med sniffing har OGI-metoden flere fordeler. Lekkasje i komponenter som er utilgjengelige for sniffing kan detekteres og den er raskere, mindre ressurskrevende og langt billigere. Metoden har fått stor oppmerksomhet de siste årene, og mye tyder på at den etter hvert vil erstatte sniffing. Det anbefales derfor at OGI-metoden tas i bruk for kvantifisering av diffuse utslipp og små gasslekkasjer på norske sokkelinnretninger.

5.5 Strømningsmålinger

For flere av kildene forslås det at strømningsrate etableres. Dette gjelder prosesser der hydrokarbon-gass tilsettes prosessen for deretter å bli sendt til utslipp (for eksempel strippegass) og utslipp gjennom atmosfæriske fellesventer der avgasser fra flere kilder samles i ett utslippsrør. For kilder som medfører mindre utslippsmengder foreslås det at strømningsratene etableres gjennom enkle strømningsberegninger. For mer dominerende utslipp foreslås det at utslippene måles. Noen innretninger har allerede installert strømningsmålere på sine atmosfæriske fellesventer. Etterinstallasjon av måler på et anlegg som er i drift kan imidlertid være kostnadskrevende.

Ut fra dagens teknologistatus er ultrasoniske målinger er funnet å være det mest attraktive måleprinsippet. Slike målinger ser også ut til å kunne brukes til fordeling av totalutslippene mellom metan og NMVOC. Ultrasoniske målere kan installeres uten å tømme røret for HC-gass. Dette kalles «hot tap» installasjon. Ultrasoniske målere kan også installeres på utsiden av røret, såkalte «clamp-on» målere. Dette er primært aktuelt for tilførselsstrømmer under trykk f.eks. strippegass, spylegass, etc. For utslippsstrømmer med lavt trykk anbefales ikke «clamp-on» målere i dag.

Avgassen som slippes ut gjennom atmosfæriske fellesventer inneholder i de fleste tilfeller mindre eller større mengder med andre gasser, som CO₂, vann og N₂. Ved måling vil disse være inkludert. I de tilfeller der slike målinger benyttes til utslippskvantifisering, bør derfor innholdet av gasser som ikke er HC-gasser kvantifiseres, dokumenteres og trekkes fra.

5.6 Fordeling av utslippsgass mellom metan og NMVOC

Sammensetningen av utslippsgassene varierer fra utslippskilde til utslippskilde og fra innretning til innretning. Ettersom direkteutslippene av naturgass skal innrapporteres som henholdsvis metan og NMVOC, bør sammensetningen av utslippsgassene være kjent. For mange av utslippskildene er ikke dette tilfellet. Kartleggingen viste at for mange av utslippskildene vil utslippsgassen ha en sammensetning som avviker relativt lite fra sammensetningen av brenngass, fakkalgass eller salgsgass. Ettersom sammensetningen av slik gass bestemmes gjennom regelmessige analyser, anbefales det at brenngass-, fakkalgass- eller salgsgass-sammensetning benyttes for fordeling av naturgassutslippene fra disse kildene. Hver enkelt operatør bør derfor vurdere hvilke av disse gassanalysene som er mest representative, og som dermed bør legges til grunn for fordeling på metan eller NMVOC fra de enkelte kildene.

For noen kilder vil sammensetningen av utslippsgassen kunne avvike radikalt fra brenngass-, fakkalgass eller salgsgass-sammensetning. For slike kilder bør sammensetningen kunne bestemmes ved spesifikke beregninger eller simuleringer. Typiske eksempler er avgasser fra produsertvannutslipp og fra MEG og TEG regenerering.

For andre kilder foreligger ikke slike muligheter. For slike kilder kan separat prøvetaking og analyse av utslippsgassen være ønskelig. Dette kan imidlertid være en komplisert og kostbar prosess. Det anbefales derfor at prøvetaking og analyse av utslippsgassen vurderes for og begrenses til utslippspunkter som bidrar med signifikante utslippsmengder, og der tilfredsstillende sammensetningsdata ikke kan fremskaffes på annen og enklere måte.

6 Muligheter for reduksjon av utslippene

Direkteutslipp av metan og NMVOC til atmosfæren for noen av kildene skyldes at de ikke lar seg eliminere og vanskelig lar seg redusere. Dette gjelder både de diffuse utslippene og noen av de operasjonelle utslippene. Det er imidlertid mange av de operasjonelle utslippene som teoretisk sett kan elimineres ved tilsynelatende enkle midler:

- Avgassene kan resirkuleres til prosessen og gjenvinnes
- Nitrogen kan brukes som strippe og flotasjonsgass i stedet for HC-gass
- Nitrogen kan brukes som sekundær tetningsgass på kompressorer i stedet for HC-gass
- Nitrogen kan brukes som spyle- og tetningsgass i stedet for HC-gass.

Disse er løsninger som allerede er valgt og i bruk på en rekke innretninger i drift på norsk sokkel. En betydelig andel av de direkte metan- og NMVOC-utslippene fra sokkelinnretningene kommer fra slike kilder.

6.1 Utslippskilder som teoretisk sett kan elimineres ved gjenvinning.

Tabellen under gir en oversikt over kilder som produserer avgass som kan gjenvinnes.

Tabell 9 Utslippskilder som teoretisk sett kan elimineres ved resirkulasjon og gjenvinning

Hovedkilde	Delkilde
Glykol regenerering	Alle delkildene
Produsertvannhåndtering	Produsertvann avgassingstank
	Flotasjonstank
	Flotasjonsgass
Kompressor tetningsolje	Alle kilder
Tørre kompressortetninger	Vent fra primærbarriere
	Vent fra sekundærbarriere (når HC-gass brukes)
Gassanalyser og prøvetaking	Sidestrøm som går til kontinuerlig utslipp

Dette er betydelige utslippskilder. I tillegg kommer flere av småkildene (se Tabell 4).

Gjenvinning av avgassen fra disse kildene og delkildene er implementert på en rekke innretninger på norsk sokkel. På noen innretninger sendes avgassen til fakkell og brennes. Dette eliminerer de direkte metan- og NMVOC-utslippene, men gir noe høyere CO₂-utslipp og andre forbrenningskomponenter fra fakkell, bl.a. NO_x og partikler.

Årsakene til at avgassene sendes til direkteutslipp på mange innretninger kan være flere. Manglende fokus på reduksjon av metan- og NMVOC-utslipp i konseptuell prosjekteringsfase kan være en viktig grunn. Også forhold som gjør at gjenvinning blir mer komplisert og kostbart enn utslipp, kan ha hatt avgjørende betydning.

Basert på informasjonen som ble samlet inn i dette prosjektet, ser en ingen klar tendens til større grad av gjenvinning på innretninger som ble satt i drift etter år 2000 enn på eldre innretninger.

6.2 Bruk av nitrogen (N₂) i stedet for HC-gass

Bruk av HC-gass som flotasjonsgass, strippegass, spyle- og dekksgass og som sekundær tetningsgass i kompressorer representerer ikke noe utslippsproblem dersom avgassen gjenvinnes, bare om den slippes ut. Det ble i prosjektet ikke funnet noen innretninger som brukte HC-gass som flotasjonsgass i produsertvannbehandlingssystemet og som sendte gassen til utslipp. Derimot var det flere innretninger som bruker HC-gass som strippegass i sitt glykol regenereringssystem og som sendte gassen til utslipp. For noen av innretningene ble det initielt brukt N₂ strippegass som etter en tids drift ble erstattet med HC-gass. Årsaken var små mengder O₂ i nitrogengassen som førte til oksydasjon og degenerering av glykolløsningen. En løsning her kan være renere N₂-gass.

Det er også noen innretninger som benytter HC-gass i stedet for nitrogen som sekundær barrieregass i tørre kompressortetninger. Noen operatører opplyste at det ble valgt HC-gass fordi N₂-gassen medførte korrosjon av tetningen på grunn av spor av oksygen i N₂-gassen. Igjen kan renere N₂-gass være en løsning (i tillegg til gjenvinning).

6.3 Ny teknologi

For de fleste utslippskildene er det eksisterende, vel utprøvet teknologi som kreves for å eliminere eller redusere utslippene. Men for noen utslippskilder kan også ny eller bedre teknologi redusere utslippene.

Direkte utslipp av HC-gasser fra fakkel før den tennes skyldes hovedsakelig mindre effektiv tenningsteknologi. Under gjennomgangen av de forskjellige innretningene kom det fram informasjon som kan tyde på at bruk av ballistisk tenningsteknologi ved hjelp av pellets som sendes gjennom lederør til en gnistplate ved fakkeltippen, medfører raskere og sikrere tenning enn det en ser på innretninger som tenner fakkelen ved hjelp av signalpistol (bluss). Det anbefales derfor at dette ses nærmere på av industrien.

6.4 Utslippkilder som vanskelig kan elimineres

I motsetning til kildene som er nevnt ovenfor er det også flere utslippkilder som i praksis ikke kan elimineres. De viktigste er listet i Tabell 10.

Tabell 10 Utslippkilder som vanskelig kan elimineres

Hovedkilde	Delkilde	Metan + NMVOC-utslipp (tonn)
Små gasslekkasjer		2 200
Produsertvannhåndtering	Utslippscaisson	2 150
Fakkelgass som ikke brenner	Inertgass-spylt åpen fakkel	1 850
Amin regenerering		135
Gassfriing av råoljetanker på FPSO'er		126
Utslipp fra boring		114
Gassfriing av prosessystemer		33
Fakkelgass som ikke brenner	Sluknet fakkel & forsinket tenning	Uavklart
Utslipp fra DBB-ventiler		2
Spyling og trykkavlastning av instrumenter og -instrumentmanifolder		< 1
Gassanalyser og prøvetaking		< 1
Fakkelgass som ikke brenner	Ikke brennbar fakkelgass	Se note

Note: Det er en innretning som har fakkelgass som ikke er brennbar. Utslippene er registrert under amin regenerering.

Det er tre bidragyttere som dominerer listen i Tabell 10:

- Små gasslekkasjer kan ikke elimineres, men kan reduseres gjennom kontinuerlig og effektiv overvåking, kontroll og forbedring. Internasjonalt går dette under begrepet LDAR. Kartleggingen viste at operatørselskapene på norsk sokkel overvåker gasslekkasjer kontinuerlig etter rutiner som er i tråd med LDAR.
- Utslipp fra produsertvann utslippscaisson kommer fra innretninger som har store produsertvannutslipp i kombinasjon med betydelig trykkfall fra nærmeste oppstrøms avgassingstank til utslippspunktet. Dersom trykket i avgassingstanken kan reduseres vil

utslippene bli redusert. Utslppsreduksjon kan også oppnås ved reinjeksjon av deler av eller alt produsertvannet.

- Utslipp fra inertgass-spylt åpen fakkelløsning kommer fra et lite antall innretninger. Når denne fakkelløsningen er valgt, kan utslippene ikke elimineres, bare reduseres. For noen av disse innretningene vil overgang til en annen fakkelløsning kunne bli svært kostbart eller i praksis ikke mulig.

Av de andre kildene kan nevnes:

- Utslipp fra boring kan ikke elimineres, bare i noen grad reduseres. Boring gjennomføres for det meste fra flyttbare borerigger. Borerigger har ikke fakkelløsning eller prosesser som gjør gjenvinning mulig.
- Utslipp ifm gassfriing av prosessanlegg og råolje lagertanker på FPSO'er kan hverken elimineres eller i praksis reduseres. Anleggene og tankene gassfries med nitrogen, slik at avgassen vil få et stadig økende innhold av nitrogen under gassfriingsprosessen. Separasjon av naturgassen fra nitrogenet vil falle svært kostbart, spesielt sett i forhold til de relativt små gassmengdene det her er snakk om.
- Utslipp fra forsinket tenning av fakkelløsning mangler utslippmengder og kan reduseres, men ikke elimineres ved bruk av bedre tenningsmekanismer.
- Utslipp fra gassanalyser og prøvetaking kan reduseres vesentlig ved ombygging av prøvetakingspunkter som pr. i dag har kontinuerlige utslipp fra sidestrøm. Restutslippene vil da bli neglisjerbare.

6.5 Beste tilgjengelige teknikker (BAT)

Det foreligger ikke BREF-dokumenter (Best Available Techniques Reference Document) som spesifikt definerer BAT for direkte utslipp av HC-gasser fra olje- og gassvirksomheten, men EU har satt i gang en prosess for å etablere et BREF-dokument som skal dekke olje- og gassproduksjonen. I forbindelse med de konkrete utslippskildene har en foreslått at anvendt teknologi og metoder som eliminerer utslipp på norske innretninger skal betraktes som BAT.

Prosjektet har vist at gjenvinning av avgasser via resirkulering til gassprosessen er en godt utprøvd teknikk som kan anvendes for de fleste kildene (prosesser og delprosesser) som produserer avgasser av metan og NMVOC. For samtlige av prosessene der gjenvinning av avgassene er mulig, finner en innretninger på norsk sokkel der denne løsningen er valgt. Kartleggingen viste også at nesten alle innretninger i drift på norsk sokkel har valgt å slippe avgasser av metan og NMVOC til utslipp fra en eller flere kilder, selv om gjenvinning kunne vært et alternativ. For noen av innretningene er utslippsalternativet valgt for mange av avgasskildene. Det kan imidlertid være tekniske eller kostnadmessige restriksjoner på de aktuelle innretningene som ligger til grunn for at gjenvinning ikke ble valgt. For mange av innretningene var heller ikke direkte utslipp av metan identifisert som en klimautfordring på det tidspunkt løsningen ble valgt.

Ved bygging av nye innretninger foreslås det at gjenvinning av de hydrokarbonholdige avgassene fra de fleste av utslippskildene som har potensial for større utslipp skal betraktes som BAT. Tabell 11 gir en oversikt over foreslått BAT for de viktigste kildene til direkte utslipp av metan og NMVOC.

Tabell 11 Forslag til BAT for nye innretninger

Hovedkilde	Delkilde	Forslag til BAT
Spyle- teppegass		Bruke N ₂ alle steder der gjenvinning ikke er praktisk mulig
Glykol regenerering	Alle delkildene	Gjenvinning av avgass Bruke N ₂ som strippegass
Produsertvannhåndtering	Produsertvann avgassingstank	Gjenvinning av avgass
	Flotasjonstank	Gjenvinning av avgass
	Flotasjonsgass	N ₂ som flotasjonsgass Gjenvinning av avgass (ved HC flotasjonsgass)
	Utslippscaisson	Reinjiserer alt produsertvannet Lavt trykk i oppstrøms avgassingstank
Kompressor tetningsolje	Avgassingspotter, oljetanker, separatorkammer	Gjenvinning av avgass
Tørre kompressortetninger	Vent fra primærbarriere	Gjenvinning av avgass
	Vent fra sekundærbarriere	Bruke N ₂ som tetningsgass Gjenvinning av avgass (ved HC tetningsgass)
	HC-gass lekkasje til sekundær vent	Bruke tetning som er lekkasjetett (intern labyrint)
Gassturbiner	Bruk og utslipp av startgass	Ikke bruke HC-startgass. Brukes ikke i dag
	Spyling av turbin ved oppstart	Gjenvinning av avgass
	Trykkavlastning av restgass ved turbinstans	Gjenvinning av avgass
Gassanalyser og prøvestasjoner		Gjenvinning av gass fra siderør som føder analyser
Lavtrykks væskeutskillere		Gjenvinning av avgass
Piggsluser		Gjenvinning av avgass
Avbløding av gass fra ringrom i produksjonsstigerør		Gjenvinning av avgass
Gassdiffusjon gjennom fleksible stigerør		Gjenvinning av avgass

Det er imidlertid noen avgasskilder der gjenvinning ikke er mulig med dagens teknologi og metoder. Den dominerende av disse er gasslekkasjer. BREF-dokumentet for olje og gass raffinering viser til LDAR som en systematisk metode for å redusere utslipp gjennom gasslekkasjer. Dette sier:

"Fugitive VOC emissions can be reduced by the detection and subsequent repair or replacement of leaking components. This is achieved by adopting a structured approach, commonly known as a leak detection and repair (LDAR) programme. A LDAR programme includes two fundamental steps:

- *identification of the leaking components;*
- *repair of these leaks in order to minimise losses."*

Kartleggingen av virksomheten på sokkelinnretningene viste at operatørselskapene benytter LDAR i sin overvåking og kontroll, selv om dette ikke er formalisert i form av retningslinjer fra Norsk olje og gass. Det foreslås at LDAR betraktes som BAT for kontroll av lekkasjer.

Ettersom kostnader også inngår i BAT begrepet, kan en ikke uten videre si at det som er BAT for nye innretninger også er BAT for eksisterende innretninger. Ombygging til BAT-løsninger for innretninger som er i drift kan i mange tilfeller bli kostbart. Rørsystemer må legges om, lavtrykkskompressorer må installeres på en rekke av innretningene og sikkerhetsmessige og prosessstekniske utfordringer må løses. Fordi de enkelte innretninger er konstruert forskjellig, vil ombyggingsarbeidene kunne variere betydelig fra innretning til innretning for tilsynelatende å løse det samme problemet. Dette kan innebære at et tiltak som gir lav tiltakskost for én innretning, kan gi en meget høy tiltakskost for en annen innretning.

Da slike ombygginger medfører varmt arbeid i prosessområdene, må ombyggingene foregå når innretningene er nedstengt. Dersom ombyggingen ikke kan gjennomføres under normale revisjonsstanser, må produksjonen stenges ned spesifikt under arbeidet.

Dersom innretninger i drift skal bygges om til å tilfredsstille de anbefalte BAT-løsningene for nye innretninger, anbefales det å prioritere først de tiltak som gir lavest tiltakskost. Dette betyr i de fleste tilfeller tiltak på de største utslippskildene.

6.6 Nye kontra eksisterende innretninger

Ved bruk av de påviste utslippsfrie teknikkene på nye innretninger, vil direkteutslippene av metan og NMVOC fra disse bli kraftig redusert i forhold til det en ser på innretninger i drift i dag. Tilleggskostnadene for å gjennomføre slike tiltak på nye innretninger anses å være små eller fraværende, men det kan være innretningsspesifikke unntak. Ser en bort fra små gasslekkasjer bør de årlige utslippene kunne begrenses til under 10 tonn HC-gass (metan pluss NMVOC) pr. innretning for innretninger som ikke har lagertanker for råolje. For innretninger med lagertanker for råolje (eks. FPSO'er) kan utslippene bli noe høyere på grunn av behov for gassfriing i forbindelse med inspeksjon av lagertankene hvert 5 år.

For eksisterende innretninger er situasjonen helt forskjellig fra nye innretninger. Teknisk sett er det mulig å implementere utslippsfrie teknikker også her, men dette vil kunne kreve til dels omfattende ombygningsarbeider med tilhørende høy tiltakskost. Fordi omfanget av slike ombygningsarbeider vil kunne variere mye fra innretning til innretning på grunn av forskjellige forutsetninger, kan ikke tiltakskost beregnes pr. tiltak på generelt grunnlag. Det foreligger derfor ikke noe godt grunnlag for å beregne et realistisk potensial for utslippsreduksjoner. Et kvalitativt anslag som er gjort, utslippskilde for utslippskilde, indikerer imidlertid at utslippene realistisk sett bør kunne reduseres med minst 10% samlet for eksisterende innretninger over noen år. Dette vil imidlertid avhenge mye av de rammebetingelsene industrien får i fremtiden. Usikkerheten i anslaget er stort.

Tiltakskost er vanskelig å beregne, både fordi ombygningskostnadene ikke er kjent og fordi utslipp av metan og NMVOC ikke har en definert pris. Ved tiltakskostberegninger utført av industrien foreslår prosjektet at det brukes fiktiv pris på utslippene basert på GWP₁₀₀ (Global Warming Potential) for metan og NMVOC kombinert med en CO₂-pris bestående av avgift og kvotepris. Det anbefales at tiltakskost for de enkelt innretninger og tiltak beregnes eller vurderes av de enkelte operatørselskaper, der fokus bør rettes mot de dominerende utslippskildene.

7 Referanser

- Ref: 1 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 1 Kartlegging av utslippskilder», Add Novatech AS for Miljødirektoratet, 2015.
- Ref: 2 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 2 Utslippsmengder og kvantifiseringsmetodikk» Add Novatech AS for Miljødirektoratet, 2015.
- Ref: 3 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 3A Forslag til beste tilgjengelige teknikker (BAT)», Add Novatech AS for Miljødirektoratet, 2015.
- Ref: 4 "Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore Modul 3B tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer", Add Novatech AS for Miljødirektoratet, 2015.
- Ref: 5 "Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore Modul 4 - Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer", Add Novatech AS for Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 6 "Direct Hydrocarbon Emissions", Aker Engineering, 1993.
- Ref: 7 2013 IPCC AR5 p714 (with climate-carbon feedbacks).
- Ref: 8 "Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas", 2015, og Commission Implementing Decision of 9 Oktober 2014 establishing BAT conclusions, under Industrial Emissions Directive 2010/75/EU.
- Ref: 9 EPA-453/R-95-017 "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates" November 1995.
- Ref: 10 "Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies", Concawe report 6/15, October 2015.
- Ref: 11 "Update of Fugitive Equipment Leak Emission factors", CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers), February 2014.
- Ref: 12 "Diffuse utslipp av felles betydning for industrisektoren – Måling av diffuse utslipp av flyktige forbindelser fra lekkasjer i utstyr og rør", Norsk Standard NS-EN 15446:2008.
- Ref: 13 "EEMS-Atmospheric Emissions Calculations", Version 1.10, Department of Energy and Climate Change, UK.
- Ref: 14 "Quantified fugitive emissions" - Statoil Draupner November 2015.
- Ref: 15 "Greenhouse Gas Emissions 1990-2013, National Inventory Report", Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 16 "044 anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering", Norsk olje og gass 02.03.2015.
- Ref: 17 "Screening study - Direct emissions of CH₄ and nmVOC – Status and mitigation opportunities", Add Novatech AS for Norsk olje og gass 2013.

Vedlegg 1 Prosjektets arbeidsgruppe.

Prosjektet har hatt en arbeidsgruppen som besto av følgende deltakere:

Sissel Sandgrind, Miljødirektoratet
Bjørn A. Christensen, Miljødirektoratet
Tor Fadnes, Oljedirektoratet (første halvdel av prosjektet)
Halvard Hedland, Oljedirektoratet (siste halvdel av prosjektet)
Espen Landro, Petroleumstilsynet
Hildegunn T. Blindheim, Norsk olje og gass
Odd-Arne Follum, Statoil
Bjørnar Lassen, ExxonMobil
Erik Husby, Norske Shell
Eirik Høvring, Engie
Ole Bakkevold, Repsol
Øyvind Hille, Det Norske
Anne Kristine Norland, ConocoPhillips (siste halvdel av prosjektet)