

M-650|2016

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på land

Kartlegging av utslippskilder og gjennomgang av måle- og beregningsmetoder

Utarbeidet for Miljødirektoratet



Geir Husdal
Özlem Yetkinoglu

Utførende institusjon

add novatech AS

Oppdragstakers prosjektansvarlig

Geir Husdal

Kontaktperson i Miljødirektoratet

Sissel Wiken Sandgrind/Bjørn A. Christensen

M-nummer

M-650|2016

År

2016

Sidetall

46

Miljødirektoratets kontraktnummer

16088118

Utgiver

Miljødirektoratet

Prosjektet er finansiert av

Miljødirektoratet

Forfatter(e)

Geir Husdal, Lene Osenbroch, Özlem Yetkinoglu og Tom Dagstad

Tittel – norsk og engelsk

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på land
Kartlegging av utslippskilder og gjennomgang av måle- og beregningsmetoder

Sammendrag – Summary

Prosjektet skulle skaffe bedre oversikt over direkteutslipp av metan og NMVOC fra landbaserte prosessanlegg og fremskaffe økt kunnskap om i hvilken grad Optical Gas Imaging (OGI) sammen med beregning av punktutslipp er velegnet som bidrag til kvantifisering av slike utslipp. Resultatene fra metoden ble sammenlignet med tilsvarende utslipp beregnet ved hjelp av DIAL-metoden. Sammenligningen viste at OGI/punktutslippsmetoden gir vesentlig lavere utslippstall enn DIAL-metoden (20% – 40% av resultatene fra DIAL). Årsaken kan være at DIAL-metoden overestimerer utslippene. OGI/punktutslippsmetodene har den fordelen at den viser hvor utslippene skjer og gir konsistente trender over tid. Metodene vil følgelig være et meget godt verktøy i operatørselskapenes LDAR-arbeid.

For å forbedre utslippskvantifiseringen i fremtiden anbefales operatørene å

1. kontrollere OGI-målingene ved hjelp av "bagging", for å sikre at diffuse utslipp ikke underestimeres ved denne metoden.
2. kontrollberegne antall komponenter med lekkasjepotensiale i hydrokarbonførende systemer.
3. etablere en god og systematisk oversikt over anleggets punktkilder og utslippene fra disse.
4. etablere dialog med DIAL-målefirmaet NPL for å sikre kontinuerlig forbedring av DIAL-målingene.

4 emneord

Smålekkasjer, metan, NMVOC, kvantifisering.

4 subject words

Fugitives, methane, NMVOC, quantification.

Forsidefoto

Melkøya LNG-anlegg og Nyhamna gassterminal.

Sammendrag

Målsetningen med dette prosjektet var å skaffe bedre oversikt over direkteutslipp av metan og NMVOC fra landbaserte prosessanlegg. I tillegg skulle prosjektet:

- fremskaffe økt kunnskap om i hvilken grad og Optical Gas Imaging (OGI) i kombinasjon med er beregning av punktutslipp er et velegnet bidrag til kvantifisering av slike utslipp.
- finne ut hvor stor andel av utslippsmålinger utført ved hjelp av Differential Absorption LIDAR (DIAL) som skyldes diffuse utslipp og hva som skyldes prosessutslipp fra dedikerte utslippspunkt på anleggene.

I samråd med oppdragsgiver ble to landanlegg valgt ut, Hammerfest LNG på Melkøya og Ormen Lange gassterminal på Nyhamna. Begge anleggene ble grundig gjennomgått for å identifisere punktutslipp og utslippskilder. Utslippene fra disse ble beregnet ved hjelp av diverse metoder beskrevet i rapporten. De diffuse utslippene ble kvantifisert ved hjelp av OGI-metoden, som er basert på lekkasjedeteksjon ved hjelp av IR-kamera og utslippsberegninger ved hjelp av statistisk etablerte utslippsfaktorer.

De samlede utslipp av metan og NMVOC ble også kvantifisert ved hjelp av DIAL-metoden. Dette er en fjernmålingsmetode som måler totale utslipp av metan og NMVOC separat fra definerte geografiske områder på anlegget. På Melkøya ble DIAL-målingene gjennomført sommeren 2016, mens de på Nyhamna ble utført i 2013.

De samlede utslipp av metan og NMVOC fra de to anleggene, fremkommet som summen av punktutslipp (beregnet) og diffuse utslipp (OGI-metoden) ble så sammenlignet med tilsvarende utslipp fremkommet ved hjelp av DIAL-metoden. Sammenligningene viste at de totale utslipp beregnet etter DIAL-metoden er 2,5 til 5 ganger høyere enn summen av punktutslipp og diffuse utslipp beregnet etter OGI-metoden. Fradrag av punktutslipp fra totalutslippene fra DIAL-metoden ga diffuse utslipp som var ca. 10 ganger høyere enn de som ble beregnet etter OGI-metoden.

Prosessrelaterte metan- og NMVOC-holdige avgasser er i stor grad resirkulert og gjenvunnet på de to undersøkte anleggene. Begge anlegg har få punktutslipp og flere av disse er under utbedring for å redusere utslippene. Ut over det som nå planlegges, er mulighetene for ytterligere utslippsreduksjon fra punktutslipp begrenset.

Operatørselskapene er i henhold til sin tillatelse til virksomhet i medhold av forurensningsloven pålagt å benytte DIAL-metoden eller tilsvarende metode som grunnlag for rapportering av sine metan- og NMVOC-utslipp. Prosjektet har funnet klare indikasjoner på at DIAL-metoden gir for høye utslippstall. Noen av utslippsdataene lar seg også vanskelig forklare utfra kjente gass-sammensetninger.

Arbeidet i dette prosjektet har vist at kvantifisering av direkteutslipp av metan og NMVOC fra prosessanlegg er vanskelig. Flere kvantifiseringsmetoder er tilgjengelig og resultatene avviker betydelig. Det er følgelig stor usikkerhet knyttet til de beregnede utslippsmengder. I særlig grad gjelder dette diffuse utslipp (små lekkasjer), som kjennetegnes ved at de er svært vanskelig å kvantifisere.

På begge de undersøkte anleggene ble de diffuse utslippene forsøkt kvantifisert ved hjelp av OGI-metoden. Denne undersøkelsen dekket ca. 80% av anleggene samlet. Oppskalert til 100% av anleggene ble de diffuse utslippene beregnet til størrelsesorden 1/10 av de som fremkom fra DIAL-målingene, fratrukket punktutslipp. Resultatene fra OGI-metoden og punktutslippsberegninger viste bedre samsvar med målinger gjort med SOF- og MeFTIR-metodene ("Solar Occultation Flux" og "Mobile extractive Fourier Transform InfraRed").

Prosjektet viste at:

1. Det er store avvik i utslippstallene beregnet etter OGI-metoden og punktutslippsberegninger på den ene siden og totalutslipp målt ved hjelp av DIAL-metoden på den andre siden. Flere sammenligninger tyder på at DIAL-metoden overestimerer utslippene av metan og NMVOC.
2. OGI-metoden er både en hensiktsmessig metode til kvantifisering av diffuse utslipp og et egnet verktøy i operatørselskapenes LDAR-arbeid. Metoden gir sikrere og bedre dekning enn dagens sniffermetode til deteksjon og vurdering av lekkasjeutslipp.
3. DIAL-metoden har historisk blitt brukt som grunnlag for tiltaksvurderinger. OGI-metoden i kombinasjon med god og systematisk kontroll av utslippskildene bør kunne bli et vel så effektivt grunnlag for slike vurderinger.
4. Da det kun er én tilgjengelig leverandør av DIAL-målinger, vil fremtidig tilgang på slike målinger være usikker.
5. Kvaliteten av diffuse utslippsmengder beregnet etter OGI-metoden er ennå noe usikkert fordi det mangler gode nok oversikter over antall potensielle utslippskomponenter på anleggene og fordi felttesting av metoden ennå er noe begrenset. På den annen siden vil metoden kunne gi konsistente og troverdige utslippstrender over tid.

I forhold til gassproduksjonen på de to undersøkte anleggene, representerer utslippene av metan og NMVOC en svært liten andel, uavhengig av måle- og beregningsmetode. Etter DIAL-metoden utgjør utslippene fra de to anleggene ca. 0,016 %, mens utslippene beregnet etter OGI-metoden/punktutslippsberegninger utgjør ca. 0,004 % av gassproduksjonen.

For å forbedre utslippskvantifiseringen i fremtiden anbefales følgende:

1. Avklare i hvilken grad diffuse utslipp beregnet etter OGI-metoden er representative ved å kontrollmåle ved hjelp av "bagging" ca. 20 lekkasjer påvist ved OGI-metoden og ca. 20 komponenter som OGI-metoden ikke fant lekkasjer fra.
2. For å sikre at oversikten over komponenter med lekkasjepotensial benyttet ved beregning av diffuse utslipp er fullstendig, kontrollere komponentantallet da dagens QRA databaser ser ut til å være mangelfulle.
3. Etablere og oppdatere en god og systematisk oversikt over de enkelte anleggs punktkilder og beregne/måle utslippene av metan og NMVOC fra disse.
4. Gjennomføre nærmere diskusjon/dialog med DIAL-målefirmaet NPL der industrien tilbakemelder og får diskutert forhold i målingene og i rapporten som de finner lite logiske og/eller mangelfulle. Dette kan bidra til en kontinuerlig forbedring av DIAL-målingene og tilhørende rapporter. Da denne type målinger gjennomføres på flere av landanleggene bør virksomhetene på bred basis ta initiativ til oppfølgingsmøter mot NPL.

Summary in English

The purpose of this project was to achieve a better overview of the direct emissions of methane and NMVOC from land based oil and gas plants. The project should also:

- Check to what extent Optical Gas Imaging (OGI), in combination with calculation of process related point emissions, would offer a suitable contribution to quantification of these emissions.
- Establish the fraction of direct methane and NMVOC emissions as quantified by Differential Absorption Lidar (DIAL) that is attributed to fugitive emissions, and which fraction is attributed to process waste gases from dedicated emission points in the plants.

In consultation with the client, two plants were selected, Hammerfest LNG at Melkøya and Ormen Lange gas terminal at Nyhamna. Both plants were thoroughly scrutinised in order to identify emission sources and emission points. The emissions from these sources were quantified using methods described in the report. The fugitive emissions were quantified using the OGI methodology, which is based on leak detection using IR cameras in combination with emission calculations using statistically derived emission factors.

The aggregated emissions of methane and NMVOC were also quantified using the DIAL methodology. By this methodology the emissions of methane and of NMVOC, from defined geographical areas in the plant, is measured by a remote instrument. The DIAL measurements were performed during the summer of 2016 on Melkøya and in 2013 on Nyhamna.

The aggregated emissions from each of the two plants, established as the sum of point emissions (calculated) and fugitive emissions (OGI methodology), were compared with the aggregated emissions produced by the DIAL methodology. The comparison showed that the emissions from the DIAL methodology were 2.5 to 5 times higher than the sum of the calculated point emissions and the fugitive emissions determined by the OGI methodology.

Process related methane and NMVOC waste gases are, to a large extent, recycled on the two plants. There are few point emissions on the plants, and some of these are currently in the process of being mitigated. The possibilities for further mitigation of the emissions are considered to be limited.

The plant operators are instructed to use DIAL or an equivalent methodology as a basis for their governmental reporting of methane and NMVOC emissions, according to their operational permits, pursuant to the pollution prevention act. The project found clear indications that the DIAL methodology overestimated the emissions. Some of the DIAL emission results were also difficult to understand when compared to known gas compositions.

The project has demonstrated that it is difficult to quantify the direct emissions of methane and NMVOC from oil and gas process plants. Several quantification methodologies are available and the results deviate substantially. The uncertainty of the calculated emission amounts is, therefore, large. In particular, this is the case for the contribution of fugitive emissions.

The fugitive emissions on both plants were quantified using the OGI methodology. The IR camera survey covered about 80% of the plants combined. When scaled up to cover 100 %, the calculated fugitive emissions were found to be about 10% of the same emissions established by the DIAL methodology, when the point emissions were subtracted. The sum of the fugitive emissions found by OGI methodology and the calculated point emissions were more compatible with remote emissions measurements using the SOF and MeFTIR methodologies ("Solar Occultation Flux" and "Mobile extractive Fourier Transform InfraRed").

The project showed:

1. Substantial deviations in the emission data calculated using the OGI methodology and calculated point emissions on the one hand, and the aggregated emissions established by the DIAL methodology on the other hand. Several comparisons indicate that the DIAL methodology overestimates the emission of methane and NMVOC.

2. That the OGI methodology is appropriate for quantification of fugitive emissions, and an adequate tool to improve the operators LDAR work. The methodology provides a better coverage in detection and evaluation of leaks than the currently used sniffing.
3. That the DIAL methodology has historically been used as a basis for evaluating mitigation measures. The OGI methodology, in combination with good and systematic control of the process related emission sources, has the potential to become a more efficient basis for such evaluations.
4. That since the availability of providers of DIAL measurements is currently limited to one vendor, the future availability of these services is uncertain.
5. That the quality of fugitive emission data calculated according to the OGI methodology is still subject to some uncertainty. The operator's databases of components that can potentially leak hydrocarbon gases seems to be incomplete and field-testing of the methodology is still limited. On the other hand, the methodology will provide consistent and credible emission trends over time.

The calculated emissions of methane and NMVOC represents a minor fraction of the total gas throughput in the two plants. The emissions calculated according to the DIAL methodology represent approximately 0.016 % of the gas throughput. The emissions calculated using OGI and point calculations represents 0.005 % of gas throughput.

In order to improve the quality of emissions calculation in the future, the following actions are recommended:

1. Check the OGI methodology for fugitive emissions by control measurement using "bagging" of approximately 20 leakages detected by the IR- camera, and approximately 20 components which show no leakage using the IR camera.
2. The operators should ensure that the operators databases of components with leak potentials is complete. The numbers should be checked since the current databases seem to be incomplete.
3. The operators should establish and maintain a good, systematic overview of the emission sources on the plant and calculate/metre the emissions from these sources.
4. Arrange for a closer and more extensive dialogue with NPL, the provider of the DIAL measurements. The operators should provide feedback, and discuss results that they feel are illogical or inconsequent, and express their concerns if they are not satisfied with the content of the reports. The purpose being to provide a basis for a continuous improvement of the DIAL measurements and the documentation. Since these measurements are performed on several of the land based oil and gas plants, a joint industry initiative is recommended.

Innhold

Sammendrag	1
Summary in English	3
1 Innledning	6
1.1 <i>Bakgrunn</i>	6
1.2 <i>Prosjektet mål</i>	7
2 Utslipp av metan og NMVOC fra petroleumsanlegg	8
2.1 <i>Hovedårsakene til utslipp</i>	8
2.2 <i>Miljøeffekten av metan og NMVOC-utslipp</i>	8
2.3 <i>Rapportering av metan og NMVOC fra landanlegg</i>	9
2.4 <i>Bestemmelse av utslippsmengdene av metan og NMVOC fra punktkilder</i>	9
2.5 <i>Bestemmelse av utslippsmengder fra diffuse utslipp og smålekkasjer</i>	10
3 Kvantifiseringsmetoder	12
3.1 <i>DIAL-metoden</i>	12
3.2 <i>OGI "leak - no leak" kvantifiseringsmetode</i>	13
4 Gjennomføringsmetodikk	17
4.1 <i>Anleggsgjennomgang</i>	17
4.2 <i>Gjennomføring av DIAL-målinger</i>	17
4.3 <i>Gjennomføring av IR-"scanningene"</i>	18
5 Resultater	20
5.1 <i>DIAL-målingene</i>	20
5.2 <i>Punktutslipp</i>	20
5.3 <i>OGI-målingene</i>	22
5.4 <i>Sammenligning av punktutslipp pluss OGI-metoden med DIAL-metoden</i>	25
5.5 <i>Diskusjon av resultatene fra DIAL/OGI målingene</i>	26
5.6 <i>Nytteverdi og forbedringsmuligheter av målingene</i>	32
5.7 <i>Konklusjoner og anbefalinger vedr. kvantifiseringsmetoder for diffuse utslipp</i>	33
5.8 <i>Krav til bruk av OGI-målinger</i>	34
6 Andre utslippsmålinger/-kvantifiseringer gjort av operatørselskap	36
7 Gjennomførte og mulige utslippsreduksjoner	39
8 Forbedring av LDAR-programmene	42
9 Prosjektets relevans for andre landanlegg	43
10 Konklusjoner og anbefalinger	44
11 Referanser	46

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Miljødirektoratet fikk i 2014 til 2016 gjennomført prosjektet «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel; kartlegging av utslippskilder, oppdatering av metoder for bestemmelse av utslipp, BAT- og tiltaksvurderinger», heretter omtalt som VOC-prosjektet (Ref: 1). Prosjektet frambrakte ny kunnskap om kaldventilering og diffuse utslipp fra innretninger som er i drift på norsk sokkel. Prosjektet identifiserte flere utslippskilder og foreslo nye beregningsmetoder for kvantifisering av utslippene.

For noen av kildene var det vanskelig å finne egnet beregningsmetode. Dette gjelder særlig diffuse utslipp (lekkasjer) fra flenser, pakkbokser i ventiler, etc. Lekkasjeene er ofte så små at de ikke lar seg detektere ved hjelp av stasjonære og bærbare gassdetektorer, og utslippsmengdene er vanskelig å kvantifisere. Det finnes et fåtall metoder for kvantifisering av denne type utslipp og alle er beheftet med stor og varierende usikkerhet. En av disse metodene, kalt Optical Gas Imaging (OGI) «leak/no-leak» (heretter omtalt som OGI-metoden) baserer seg på optisk registrering av lekkasjepunkter ved hjelp IR-kamera og beregning av lekkasjemengder ved bruk av etablerte utslippsfaktorer per komponenttype. Disse utslippsfaktorene er utviklet på grunnlag av statistiske data og Monte Carlo simuleringer.

OGI-metoden vil kunne avdekke utviklingstrender av diffuse utslipp over tid. Sammenlignet med de andre vurderte metodene er den relativt rask og enkel å utføre og ser ut til å kunne gi akseptable anslag over de diffuse utslippene. Metoden har over de siste år fått økt fokus og anerkjennelse innenfor petroleumsvirksomheten og raffineringindustrien internasjonalt. Metoden ble anbefalt for bestemmelse av diffuse utslipp på sokkelen i VOC-prosjektet (Ref: 2) og Miljødirektoratet ønsker å få vurdert «OGI leak/no-leak»-metoden nærmere gjennom utprøving på petroleumsanlegg på land.

Som del av VOC-prosjektet ble det satt i gang et tilleggsprosjekt for verifisering av beregningsmetoder for diffuse utslipp mot fire landanlegg (Hammerfest LNG på Melkøya, Ormen Lange gassterminal på Nyhamna og Gasscos gassterminaler på Kollsnes og Kårstø). Utslippene som rapporteres fra landanleggene er basert på målinger med Differential Absorption LIDAR (DIAL), som i henhold til krav i tillatelsene skal gjennomføres hvert tredje år. Metoden er ikke praktisk gjennomførbar på sokkelinnretninger. Metoden måler samlede utslipp av metan og NMVOC fra alle kilder innenfor definerte prosessområder. Dette inkluderer dedikerte punktutslipp, eksosgass fra forbrenningsenheter og diffuse utslipp, uten at bidraget fra hver av disse kildene lar seg bestemme. Identifisering av utslippskilder og kvantifisering av utslippsmengder viste seg imidlertid å være svært vanskelig innenfor tilgjengelig tidsramme.

Miljødirektoratet har derfor sett behov for å videreføre dette arbeidet. Målekampanjer med DIAL eller tilsvarende målemetode i kombinasjon med bruk av optiske håndkameraer (OGI-metoden) på landanleggene vil gjøre det mulig å få på plass et mer effektivt LDAR-program (lekkasje- og vedlikeholdsprogram).

DIAL gir imidlertid lite informasjon om hvor stor andel av de målte utslippene som skyldes diffuse utslipp. Som en viktig del av prosjektet var det derfor ønskelig å gjennomføre målinger med IR-kamera og kvantifisere de diffuse utslipp ved hjelp av OGI-metoden. Da OGI-metoden dekker bare de diffuse utslippene, må metoden suppleres med punktutslippene på anlegget for å komme fram til totale utslippsmengder av metan og NMVOC. Det er derfor viktig å få identifisert alle prosessrelaterte utslippskildene som føres til luft gjennom punktutslippene og få kvantifisert bidraget fra disse. Summen av diffuse utslipp (beregnet

ved OGI-metoden) og utslipp fra prosessrelaterte utslippsskilder bør derfor ideelt sett samstemme med de utslipp som måles med DIAL-metoden.

I den grad dette var mulig burde målinger med IR-kamera fortrinnsvis gjennomføres i forbindelse med planlagte DIAL-målekampanjer i 2016 med den hensikt å få på plass en bedre forståelse av disse metodene, herunder fordeler, ulemper og usikkerheter.

For å få til en best mulig analyse innenfor tidsrammen for prosjektet, er prosjektet avgrenset til landanleggene på Melkøya og Nyhamna. Resultatet fra prosjektet skal kunne overføres til de andre petroleumsanleggene på land.

1.2 Prosjektet mål

Målet med prosjektet var å få bedre oversikt over direkteutslipp fra landanleggene, både punktutslipp og diffuse utslipp. I tillegg skulle prosjektet fremskaffe økt kunnskap om DIAL- og OGI-metoden, og hvor stor andel av DIAL-målingene som skyldes diffuse utslipp. Dette inkluderer også beregninger av direkteutslipp fra de enkelte punktkildene ved hjelp av bl.a. beregningsmetoder anbefalt i VOC-prosjektet for sammenlignbare kilder eller anleggs-spesifikke metoder og eventuell metodeutvikling. Dette inkluderer også andel uforbrente utslipp fra eksosgass fra kjeler og gassturbiner.

2 Utslipp av metan og NMVOC fra petroleumsanlegg

2.1 Hovedårsakene til utslipp

Alle anlegg som prosesserer petroleum både på sokkelen og på land medfører noe utslipp av naturgass. Utslippene kan inndeles i fire hovedgrupper:

1. Uforbrent naturgass i avgass (eksos) fra gassturbiner, gassmotorer, kjeler og fakler.
2. Kaldventilering.
3. Diffuse utslipp og smålekkasjer.
4. Lasting av råolje og petroleumsprodukter

Kaldventilering, også kalt prosessutslipp, er "planlagte" direkteutslipp av avgasser fra prosesser / delprosesser på anlegget. Slike avgasser kan inneholde større eller mindre mengder naturgass. Dette er utslipp som er en direkte konsekvens av hvordan anlegget er konstruert, bygget og driftet. Utslippene kommer fra spesifikke prosesser (kilder) på anlegget. Noen av disse utslippskildene kan elimineres eller reduseres ved ombygginger av anleggene. For andre kilder vil utslippseliminering være umulig innenfor det som kan vurderes som "rimelige" kostnader. Utslippsmengdene fra kaldventilering lar seg i de fleste tilfeller bestemme ved hjelp av beregninger eller målinger.

Diffuse utslipp er smålekkasjer på anlegget. Slike lekkasjer kan forekomme fra flenser, skrudde konnektorer, pakkbokser i ventiler, fleksible slanger, etc. Større landbaserte prosessanlegg har over 10 000 slike komponenter i systemer som håndterer hydrokarbongass eller –væske. Utslippene kan være så store at de lar seg detektere ved hjelp av gassdetektorer, IR-målinger eller andre metoder, men de fleste lekkasjene er så små at de ikke blir oppdaget, selv med moderne instrumenter. Bestemmelse av totale utslippsmengder fra diffuse utslipp er derfor svært vanskelig.

Direkte utslipp av metan og NMVOC fra landbaserte petroleumsanlegg rapporteres årlig fra operatørselskapene til Miljødirektoratet basert på målinger ved hjelp av DIAL-metoden. DIAL (Differential Absorption LIDAR) er en laser-basert optisk metode som over avstander på flere hundre meter kan måle konsentrasjonen av gasser i atmosfæren på ppb nivå.

2.2 Miljøeffekten av metan og NMVOC-utslipp

Hydrokarbongasser, heretter kalt HC-gasser, består av metan (CH₄) og NMVOC (Non-Methane Volatile Organic Compounds). NMVOC er i praksis den andelen naturgass som ikke er metan (og fratrukket gasskomponenter som CO₂, N₂, H₂O, etc.).

Metan er en klimagass, tilsvarende CO₂, men har vesentlig kraftigere virkning. Målt i et 100-års perspektiv er drivhuseffekten av metan lik 25 CO₂-ekvivalenter. Dette betyr at utslipp av 1 tonn metan har samme drivhuseffekt som utslipp av 25 tonn CO₂. Metan vil over tid oksyderes til CO₂ i atmosfæren. Dette innebærer at drivhuseffekten av metanutslipp reduseres med tiden. På den annen side, og av samme årsak, vil drivhuseffekten av metanutslipp bli høyere målt i et kortere tidsperspektiv.

NMVOC bidrar til dannelsen av bakkenært ozon, som gir en regional miljøeffekt og er i tillegg en kortlevd klimagass. Norge har gjennom Gøteborgprotokollen forpliktet seg til å redusere sine utslipp av NMVOC med 40% fra 2005 til 2020 (fra 218 000 tonn/år til 131 000 tonn/år).

Klimaeffekten av metan og NMVOC, målt i CO₂-ekvivalenter, i et 100-års og et 10-års perspektiv fremgår av Tabell 1. Klimaeffekten av CO₂ er også inkludert for referanse.

Tabell 1 Drivhuseffekt i 100-års og 10-års perspektiv [Ref: 3] og [Ref: 4]

Komponent	Vektingsfaktor for CO _{2e} (GTP100, Norge)	Vektingsfaktor for CO _{2e} (GTP10, Norge)
CO ₂	1	1
Metan, CH ₄	25	86
NMVOC	NA	14

2.3 Rapportering av metan og NMVOC fra landanlegg.

Utslipp av metan og NMVOC skal rapporteres årlig til Miljødirektoratet. Utslippene skal, i henhold til krav i tillatelsene etter forurensningsloven, kvantifiseres ved hjelp av DIAL-målinger eller tilsvarende metoder ca. hvert tredje år. Denne type målinger er benyttet i Norge siden 1990-tallet.

Ved DIAL-metoden måles de totale utslippene fra definerte geografiske områder av anlegget. Typisk vil et større landanlegg deles i 6 – 15 slike områder. Væskefanger (slug catcher), duggpunkt kontroll (inkludert glykol regenerering), gasskompresjon, lagertanker, fakkelsystem og avskipingsanlegg (lasteanlegg) for petroleumprodukter er eksempler på slike områder.

DIAL-metoden måler konsentrasjon av gass i det målte området. Sammen med vindmålinger som foretas parallelt med konsentrasjonsmålingene, beregnes utslippsraten (i kg/time). Metoden kan differensiere mellom forskjellige gasser som metan, etan, C₃₊, benzen, etc. og gjør det derfor mulig å beregne utslippene av metan og NMVOC (C₂₊).

Ettersom metoden måler totalutslippene fra de geografiske områdene, vil det ikke fremgå hvor mye som skyldes lekkasjer / diffuse utslipp og hvor mye som skyldes punktutslipp. Det er også vanskelig å lokalisere hvor utslippene kommer fra innenfor de enkelte måleområder med metoden.

Resultatene fra DIAL målingene brukes som grunnlag for beregning og rapportering av årlige utslipp for de neste tre årene (inntil nye DIAL-målinger foretas).

2.4 Bestemmelse av utslippsmengdene av metan og NMVOC fra punktkilder

Selv om de årlig rapporterte utslippene av metan og NMVOC fra landanleggene baseres på totalutslipp målt ved hjelp av DIAL, er det mulig å skaffe oversikt over utslippene fra punktkilder ved å ta i bruk andre kvantifiseringsmetoder.

Utslippsmengdene av naturgass fra punktkildene kan i de fleste tilfeller beregnes kilde for kilde, basert på prosessdata eller annen relevant informasjon. Beregningsmetodene vil variere fra punktkilde til punktkilde. For noen kilder bestemmes utslippsmengdene separat for metan og NMVOC ved hjelp av de beregningsmodellene som brukes for de enkelte utslippskilder (eksempelvis separate utslippsfaktorer for metan og NMVOC). For utslipp fra andre kilder må fordelingen mellom metan og NMVOC bestemmes ut fra sammensetningen av naturgassen på dette stedet i prosessen. Dette kan gjøre på følgende måter:

- Ved å ta en gassprøve fra gassen på utslippsstedet og analysere denne. Dette krever et prøvetakingspunkt på aktuelt sted i prosessen. I noen tilfeller vil dette ikke være tilfelle. Dersom nytt prøvetakingspunkt må etableres, vil dette i de fleste tilfeller måtte gjøres under en revisjonsstans når produksjonen er nede.

- Ved å bruke en eksisterende representativ gassanalyse (salgsgass, brenngass, etc.). For de fleste utslippskilders vedkommende bør dette være akseptabelt.
- Dersom ingen av metodene nevnt ovenfor er akseptable, kan fordelingen fremskaffes ved hjelp av prosess-simuleringer (kan i noen tilfeller gi stor usikkerhet avhengig av representativitet og av hvilken tilstandsligning som anvendes).

For flere anlegg samles avgassen fra flere utslippskilder i en eller flere såkalte fellesventer. I den grad fellesventen(e) er utstyrt med strømningsmåler, kan denne benyttes til bestemmelse av samlet utslippsmengde. Sammensetningen kan bestemmes som beskrevet ovenfor eller ved at den beregnes for de bidragsytende utslippskilder.

For de to anleggene som ble undersøkt ble det foretatt en vurdering av utslippsgassens sammensetning for hver enkelt identifisert utslippskilde.

2.5 Bestemmelse av utslippsmengder fra diffuse utslipp og smålekkasjer

Av praktiske grunner deles slike utslipp i større lekkasjer og diffuse utslipp/smålekkasjer.

Større utslippslekkasjer defineres som lekkasjer som medfører granskning og, som et resultat av dette, også blir kvantifisert og rapportert iht. HMS-regelverket. Utslippsmengdene rapporteres i operatørselskapenes årlige utslippsrapporter til Miljødirektoratet. Det er hovedsakelig utslipp med en utslippsrate på $> 0,1$ kg/sekund som blir gransket, men det forekommer også at mindre utslipp/lekkasjer blir gransket (avhengig av kritikalitet).

Diffuse utslipp/smålekkasjer av naturgass kan forekomme fra en rekke komponenter i prosessanleggene. De viktigste er flenser og skrudde (gjengede) konnektorer, ventiler, pumpeetninger og fleksible slanger (gass diffunderer gjennom slangen). Lekkasjene kan være ytterst små og i de fleste tilfeller for små til at de kan detekteres eller måles. Men ettersom det er mange slike komponenter (over 10 000 på større prosessanlegg), kan total utslippsmengde være signifikant.

Det finnes metoder som gjør det mulig å måle/fastsette lekkasjeraten for slike utslipp pr. komponent. Det mest kjente er:

- "Bagging". Ved denne metoden "pakkes" komponenten (f.eks en ventil eller en flens) inn i et inert, ikke gassgjennomtrengelig plaststoff og mengde naturgass som lekker inn i "bag'en" måles. Det er utviklet flere metoder for "bagging". Vakuum"bagging" anses å være den mest nøyaktige, mens HFS (High Flow Sampling) den enkleste (og billigste) å gjennomføre.
- Bobletelling. Ved denne metoden sprayer det såpeholdig vann på komponenten og antall (og størrelse) på boblene måles og telles over en viss tidsperiode.

Spesielt ved "bagging" kan lekkasjemengden fra komponenten beregnes ganske nøyaktig. Det store antall komponenter på større anlegg gjør imidlertid at både "bagging" og bobletelling blir alt for ressurskrevende og kostbare til at metodene kan anvendes som grunnlag for kvantifisering av totale lekkasjeutslipp. Det er derfor utviklet alternative indirekte metoder som gjør det mulig å kvantifisere utslippene innenfor et mer rimelig ressursforbruk.

Disse metodene er alle basert på prinsipper etablert i en protokoll utgitt av amerikanske Environmental Protection Agency (US EPA) i 1995 (Ref: 6). Metodene er basert på lekkasjedeteksjon ved bruk av sniffer. På grunnlag av protokollen er det utarbeidet flere

kvantifiseringsmetoder, der den såkalte "Method 21"¹ har blitt den dominerende. Alle komponenter som potensielt kan lekke HC-gasser sniffes etter en gitt prosedyre (det skal sniffes på hele lekkasjeflaten av komponenten f.eks. ved å føre snifferen 360° rundt en flens innenfor en avstand på maks 1 cm). Utslippene beregnes ved hjelp av resultatene fra sniffingen (akkumulert antall registrerte ppm pr. komponent) i kombinasjon med korrelasjonsfaktorer som er etablert på grunnlag av statistiske data og Monte Carlo simuleringer. Prosedyren for sniffing er grundig beskrevet i EPA-protokollen (Ref: 6) og avviker derfor noe fra de "sniffe"-metodene som brukes på norske anlegg som et ledd i sikkerhetsarbeidet. Metoden foreskrives av Norsk Standard NS-EN 15446:2008.

American Petroleum Institute (API) har utviklet en metode basert på de samme grunnprinsipper, men der sniffingen er erstattet med IR-"scanning", såkalt Optical Gas Imaging (OGI). Til dette brukes håndholdte IR-kameraer. Denne metoden, også kalt OGI "Leak/no-leak" kvantifiseringsmetode, bruker et sett med utslippsfaktorer for komponenter med registrert lekkasje og et annet sett for tilsvarende komponenter som ikke har detektert lekkasje.

EU-kommisjonen utarbeider BAT-konklusjonsdokumenter (Kommisjonsbeslutninger) som støtter gjennomføring av BAT i henhold til IED (industriutslippsdirektiv) i de ulike industrisektorene. For olje- og gassraffineriene (gassbehandlingsanleggene) gjelder Kommisjonsbeslutning 2014/738/EU som ble publisert 9. oktober 2014. Myndighetene er forpliktet til å følge BAT-konklusjonene når det skal fastsettes vilkår for utslipp fra virksomheter som omfattes av konklusjonene. Etablering av et vedlikeholds- og lekkasjedeteksjonsprogram («Leak Detection and Repair Programme (LDAR)») er BAT. Dette inkluderer sniffer-metoden og IR-kamera (OGI), og i tillegg eventuelt målinger med DIAL eller SOF (Solar Occultation Flux) for kvantifisering av utslipp.

En mer detaljert gjennomgang av metoder for kvantifisering av diffuse utslipp og lekkasjer er gitt i Delrapport 4 i Add novatechs rapport om Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (Ref: 2).



Figur 1 Eksempel på gasslekkasje fotografert med IR kamera

¹ "Method 21" Se Ref: 7 som gir en god beskrivelse av metoden.

3 Kvantifiseringsmetoder

3.1 DIAL-metoden

Ved DIAL-metoden fjernmåles konsentrasjonsprofiler av hydrokarbongass i atmosfæren opp til flere hundre meter fra måleinstrumentet. Målingene foretas fra et mobilt måle- og analyselaboratorium.



Figur 2 DIAL mobil målestasjon

DIAL er en laserbasert optisk metode som kan avstandsmåle konsentrasjonen av gasskomponenter i atmosfæren. DIAL-metoden anvender et instrument som sender laserpulser med forskjellige bølge-lengder, en som blir kraftig absorbert av den målte gasskomponenten og en som blir mye svakere absorbert. Et system med speil og linser benyttes for å rette laserpulsene mot måleområdet og for å samle tilbakespredning av lys fra partikler og aerosoler i atmosfæren. Pulseringstid og data i de returnerte absorpsjonssignalene gjør det mulig å beregne konsentrasjonen av de målte gasser langs laserstrålens retning. Ved hjelp av et sveipende kombinert teleskop- og speilssystem kan systemet "scanne" områder nedvinds av anlegget (Ref: 10).

Metoden er videre basert på at vinden fører de målte gasskomponenter fra det området som skal måles gjennom et loddrett nedvinds "snitt". DIAL "scanner" gjennom gasskyen og måler den todimensjonale konsentrasjonsprofilen. Sammen med vindmålinger muliggjør dette masseberegning av gass-komponenten som passerer gjennom det loddrette snittet. DIAL-metoden kan kalibreres til å måle spesifikke hydrokarbongasser, slik som metan (CH_4), C_2+ alkaner, benzen, etc.

DIAL-metoden ble utviklet av National Physical Laboratories (NPL) i UK med støtte fra BP, kommersialisert av selskapet Spectrasyne (spin off fra BP) og er nå operert av NPL. Et nytt DIAL-system med nye lasere (både UV og IR), detektorer og software ble utviklet av NPL i 2013-14. Det forventes derfor at målinger utført etter 2014 vil ha bedre kvalitet enn de som ble brukt tidligere. DIAL-metoden er grundig validert og er akseptert som BAT (sammen med SOF-metoden²) for kvantifisering av utslipp fra raffinerier (Ref: 5).

² SOF (Solar Occultation Flux), en metode utviklet av Chalmers i Gøteborg (Johan Mellquist)

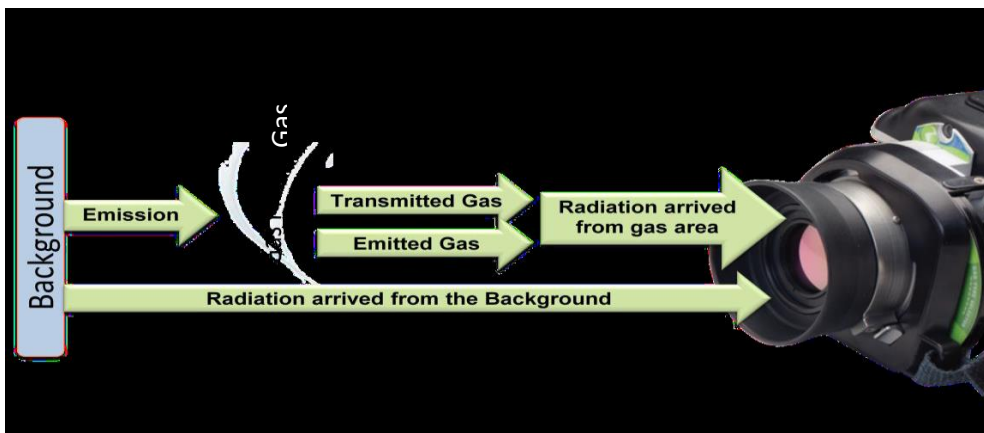
Alle de fire gassanleggene i Norge (Kårstø, Kollsnes, Melkøya og Nyhamna) er i sin tillatelse etter forurensningsloven pålagt å benytte DIAL-metoden eller tilsvarende for kvantifisering av metan og NMVOC-utslipp, normalt hvert tredje år.

3.2 OGI "leak - no leak" kvantifiseringsmetode

3.2.1 Lekkasjedetektering ved OGI-metoden

OGI-metoden baserer seg på at infrarød kamerateknologi gjør det mulig å detektere lekkasjer av hydrokarbongasser.

Prinsippet som utnyttes av IR-kameraet fremgår av Figur 3.



Figur 3 IR-kameraets registreringsprinsipper (Kilde: OPGAL)

De mest kjente kameratypene er FLIR 320 og OPGAL EyeC Gas.

Gasslekkasjer kan "filmes" der IR-kameraet fungerer tilsvarende et videokamera. En IR-"videosnutt" tas opp av kameraet og fungerer som en dokumentasjon av lekkasjen.

Figur 4 viser hvordan OPGAL-kameraet ser ut.



Figur 4 IR-kameraet OPGAL EyeCGas

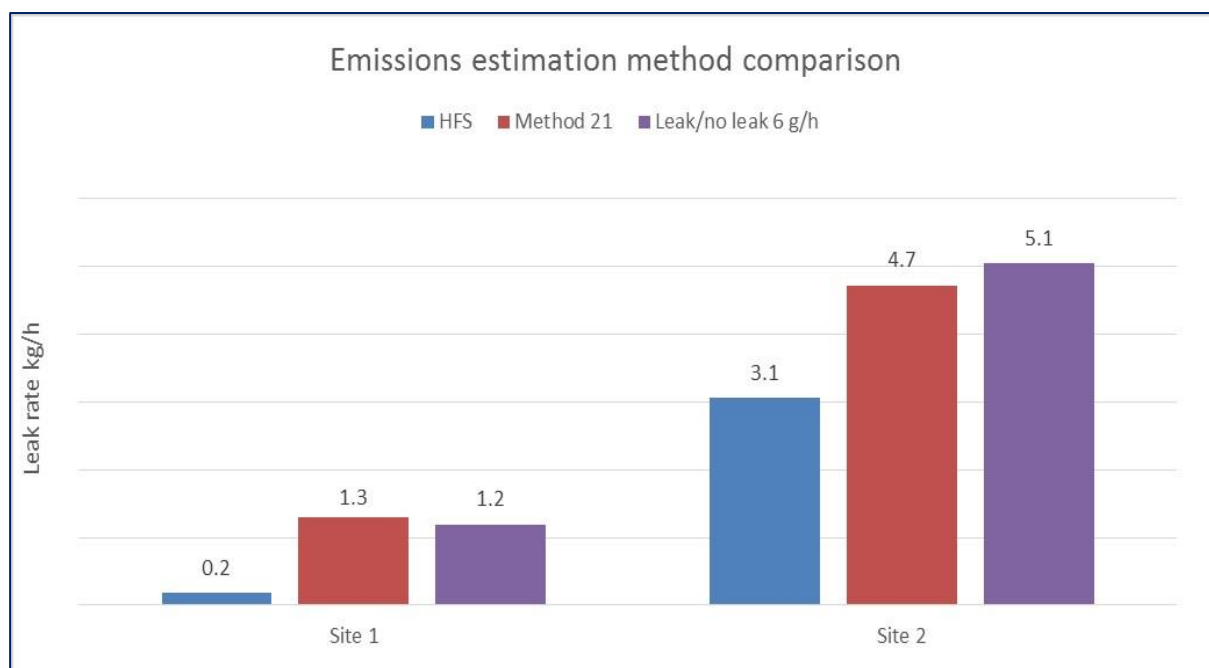
3.2.2 Metodebeskrivelse

OGI "Leak – no leak" er akseptert av US EPA fra og med 2008 som en alternativ metode (Alternative Work Practice (AWP)) til "Method 21". Metoden er også beskrevet i en nederlandsk protokoll (Dutch Protocol NTA 8399).

Ved metoden benyttes IR-kameraet til "scanning" av de komponentene i anlegget som er potensielle lekkasjekilder, hovedsakelig ventiler, konnektorer, etc. Detekterte lekkasjer logges. De diffuse gassutslippene fra anlegget beregnes på grunnlag av:

- antall komponenter registrert på anlegget fordelt på komponentkategori (ventiler, konnektorer, pumper, andre, etc.).
- antall komponenter med utslipp registrert under IR-"scanningen" innen hver komponentkategori.
- utslippsfaktorer pr. komponentkategori for komponenter med lekkasje og komponenter uten registrert lekkasje.

Utslippsfaktorene er fremkommet som et resultat av statistiske data og Monte Carlo simuleringer og framgår av en artikkel av Miriam Lev-On et al., 2007 (Ref: 9). Concawe (European Oil Company Organization for Environment, Health and Safety), som er spesielt rettet mot raffinerisektoren, gjennomførte i 2015 et prosjekt der de sammenlignet OGI-metoden med sniffer-metoden (Method 21). Rapporten konkluderer med at OGI-metoden og sniffer-metoden gir ekvivalente resultater. Resultatene fra prosjektet er presentert i en rapport fra oktober 2015 (Ref: 7). I samme prosjekt ble det også foretatt en sammenligning med direkte måling ved bruk av "bagging". Sammenligningen omfattet to prosjekter med henholdsvis 74 og 97 komponenter. OGI-metoden ga utslippsdata som var henholdsvis 4 til 15 ganger og 1,2 til 5 ganger høyere utslipp enn det som fremkom av "bagging" av de samme komponentene. Resultatene fremgår av Figur 5.



Figur 5 OGI-metoden sammenlignet med "Method 21" og "bagging" – Concawe prosjekt (Ref: 7)

HFS som det refereres til i Figur 5 er en av metodene som benyttes ved "bagging".

Sammenlignet med sniffe-metoden har OGI "Leak-no leak"-metoden en rekke praktiske fordeler.

- Den muliggjør mye raskere (og billigere) undersøkelse ("scanning") av anlegget.
- Den kan detektere lekkasjer over store avstander, slik at en kommer til alle komponenter som er potensielle lekkasjekilder uten å bygge stillaser.
- Den registrerer lekkasjer fra komponenter som er isolerte. Her strømmer gassen ut fra isolasjonsskjøter i nærheten av komponenten (slike lekkasjer lar seg vanskelig registrere med sniffer uten å fjerne isolasjonen).

Disse forholdene har medført at OGI "Leak-no leak"- ble anbefalt som metode for kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer fra sokkelinnretninger i Add Novatechs rapport til Miljødirektoratet i 2016 (Ref: 1).

Utslippsfaktorene som benyttes ved OGI-metoden fremgår av Tabell 2.

Tabell 2. Utslippsfaktorer ved bruk av OGI-metoden som funksjon av deteksjonsgrense

Komponent type	Type utslippsfaktor	Utslippsfaktor (g/time/komponent)			
		Deteksjons- grense 3 g/time	Deteksjons- grense 6 g/time	Deteksjons- grense 30 g/time	Deteksjons- grense 60 g/time
Ventiler	no-leak	0,019	0,043	0,17	0,27
	leak	55	73	140	200
Pumper, kompressorer	no-leak	0,096	0,13	0,59	0,75
	leak	140	160	310	350
Flenser, skrudde forbindelser	no-leak	0,0026	0,0041	0,01	0,014
	leak	29	45	88	120
Andre komponenter	no-leak	0,007	0,014	0,051	0,081
	leak	56	75	150	210

Metoden anvendes ved at faktoren for hver av de komponenter som lekker multipliseres med antall komponenter med detektert lekkasje, mens faktoren for hver av komponentene uten påvist lekkasje under IR-"scanningen" multipliseres med antall komponenter i denne kategori. Summen av diffuse utslipp vil da være summen av utslipp fra komponenter med påvist lekkasje pluss summen av utslipp fra komponenter der lekkasje ikke er påvist.

3.2.3 IR-kameraets deteksjonsgrense

Som det fremgår av tabell 2, vil valg av utslippsfaktor avhenge av hvilken deteksjonsgrense det er på IR-kameraet som benyttes under "scanningen". Jo mer følsomt kamera (jo lavere deteksjons-grense), jo flere lekkasjer detekteres. Som en konsekvens blir utslippsfaktorens som skal anvendes pr. komponent lavere enn på kameraer med høyere deteksjonsgrense (mindre følsomt). Det er følgelig viktig å kjenne IR-kameraets deteksjonsgrense når en skal velge den utslippsfaktor som benyttes ved OGI-metoden.

Det foreligger ikke noen standardisert test for fastsettelse av kameraets deteksjonsgrense. Flir opplyser i sine spesifikasjoner at uavhengige laboratorietester bekrefter at FLIR 320 kan detektere utslippsrater på ned til 0,8 g/time metan, 0,6 g/time etan og 0,4 g/time butan³.

OPGAL Eye C Gas er utstyrt med to deteksjonsmodus, "normal" og "enhanced". "Enhanced" modus gir et forstørret og tydeligere bilde av en eventuell lekkasje. Deteksjonsgrensen varierer noe mellom de to modus. En laboratorietest som ble gjennomført av dette kameraet viste at det detekterte en metanstrøm ned til og med 0,76 gram/time under normal modus og 0,35 g/time under "enhanced" modus (Ref: 13). I begge tilfellene var avstanden mellom gass-strømmen og kameraet 2 meter og ΔT mellom gassen og bakgrunnstemperaturen var 3°C. Når ΔT ble redusert til 1°C var laveste detekterte utslippsrate 0,62 g/time i "enhanced" modus. For butan ble utstrømningsrater ned til 0,86 g/time detektert ved en ΔT på 1°C.

Testresultater som beskrevet ovenfor er ikke en absolutt verdi under feltmålinger fordi deteksjonsgraden påvirkes av flere ytre forhold:

- Vindforhold rundt den aktuelle komponenten under "scanningen".
- Avstand fra kamera til komponenten som "scannes".
- Bakgrunn og fargen på bakgrunnen
- Temperaturdifferanse mellom utstrømmet gass og bakgrunnstemperaturen.

Det er derfor viktig å ha en konservativ tilnærming til hvilken deteksjonsgrense en bør benytte. Concawe konkluderer som følger: "*the OGI leak/no-leak factors for 6 g/h seem to be the most suitable for the estimation of the overall VOC mass emissions*".

Det finnes flere typer og fabrikater av IR-kamera for gassdeteksjon på markedet, både i eksplosjonssikker og i ikke-eksplosjonssikker utførelse.

³ <http://www.flir.co.uk/ogi/display/?id=55671>

4 Gjennomføringsmetodikk

Utslippene av metan og NMVOC på de to anleggene ble kartlagt og vurdert. På Melkøya ble det samtidig gjennomført både DIAL-målinger og IR "scanning" for OGI-målinger. Målingene ble gjennomført i juli, 2016. På Nyhamna ble det bare gjennomført IR-"scanning". Årsaken til dette var at operatørselskapet hadde fått utsettelse av DIAL-målingene til 2017 på grunn av ombygginger av anlegget. Resultatene fra DIAL-målinger utført i 2013 ble derfor benyttet som grunnlag for sammenligning med IR-målingene.

Forut for målekampanjene ble det foretatt en gjennomgang av begge anleggene for å kartlegge alle punktutslippene.

4.1 Anleggsgjennomgang

Kartleggingen ble gjennomført i form av et heldagsmøte med hvert av de to anleggene. I hvert av møtene deltok operatørselskapets kontaktperson for ytre miljø og personell fra driftsorganisasjonen innenfor relevante disipliner som prosess, drift, måling og instrumentering, etc. etter behov. Anleggets prosesser ble gjennomgått i detalj ved hjelp av prosessflytskjemaer og P&ID. Potensielle kilder for direkteutslipp av hydrokarbongass og tilhørende utslippspunkter ble identifisert.

For de enkelte utslippskildene ble gjennomførte og mulige metoder for kvantifisering av utslippene diskutert og i noen grad beregnet/fastsatt i møtet. Muligheter for måling av utslippsmengder og -rater ble diskutert, der dette ikke allerede var på plass. Teknologivalg og andre forhold og faktorer som kan påvirke utslippene ble også diskutert. Gjennomførte tiltak og planer og muligheter for fremtidige tiltak ble gjennomgått og notert i den grad slike forelå.

Videre ble resultatene fra forrige DIAL-målinger (2013) gjennomgått og eventuelle justeringer for kommende målinger ble diskutert. For 2016-målingene på Melkøya opplyste operatørselskapet at rammen for målekampanjen allerede var fastsatt og inkluderte separate målinger av utslippene fra gassturbinenes eksosanlegg, noe som ble ansett som svært nyttig. Det fremkom i møtene at det neppe var ressurser og tid til å gjennomføre full IR-"scanning" for noen av de to anleggene. De viktigste prosessområdene ble derfor prioritert.

4.2 Gjennomføring av DIAL-målinger

DIAL-målinger ble bare gjennomført på Melkøya i løpet av dette prosjektet. Målingene ble utført av NPL i perioden 29. juni til 4 august 2016. Det ble ikke meldt om noen spesielle problemer under målingene. I henhold til Hammerfest LNG ble anlegget operert normalt under målingene, med unntak av en kort produksjonstripp den ene dagen.

Dette er målinger som krever betydelige beregnings- og analysearbeider i etterkant. Foreløpige resultater fra NPL ble mottatt av Hammerfest LNG 31. oktober, 2016. Endelig sluttrapport fra NPL var ikke mottatt av operatørselskapet da denne rapporten ble skrevet.

4.3 Gjennomføring av IR-"scanningene"

4.3.1 IR-kamera

Kostnadene ved gjennomføring av IR-"scanningen" ble dekket av industrien. Selskapet IR-Vision ble engasjert av begge operatørselskapene til den praktiske gjennomføringen. IR-Vision har gjennomført denne type målinger for oljeindustrien siden 2008.

IR-målingene ble utført med et IR-kamera av type "OPGAL EYE C Gas". Dette kameraet er eksplosjonssikkert og kan benyttes uten at annen gassdetektor anvendes under "scanningen". IR-Vision har til disposisjon tre kameraer av denne type og et kamera av type FLIR 320.

Under målingene ble det kun "scannet" med kameraet i "enhanced" modus (se kapittel 3.2.3).

4.3.2 Gjennomføring av IR-"scanningen"

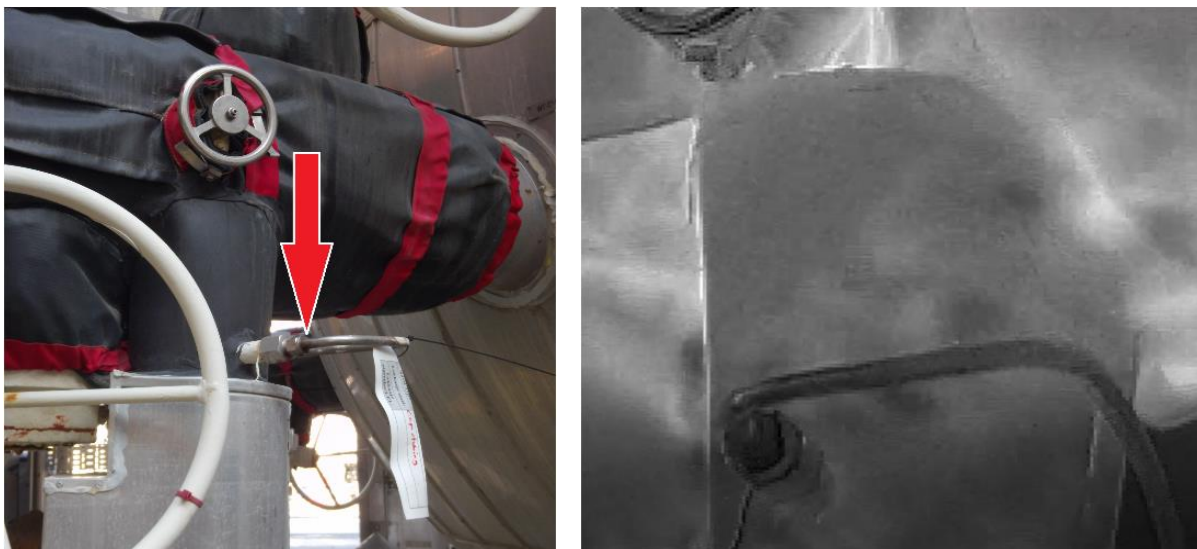
Det var opprinnelig ønskelig å IR-"scanne" alle prosessområdene på de to anleggene. Dette viste seg å ikke være fullt ut gjennomførbart innenfor rammen av prosjektet. Ettersom begge anleggene er svært store, ble det bare mulig å "scanne" de mest sentrale prosessområdene innenfor prosjektets rammer. På et av anleggene oppsto et uforutsett gassleveranseproblem den uka "scanningen" skulle starte. Dette skyldtes tekniske problemer på et nedstrøms mottaksanlegg, noe som medførte redusert produksjon og redusert driftstrykk på anlegget. Det ble derfor besluttet utsette "scanningen" til problemene var ordnet, noe som resulterte i mindre tid tilgjengelig til å gjennomføre oppgaven og de prioriterte anleggsdelene ble ikke fullt ut dekket.

På det andre anlegget ble IR-"scanningen" gjennomført i to perioder. Ca. halvparten av anlegget ble dekket i juli, mens resten minus to mindre områder ble dekket i november 2016.

Til tross for dette dekket IR-"scanningen" så store andeler av de to anleggene at det ikke i nevneverdig grad reduserte kvaliteten på prosjektet.

Målingene ble gjennomført ved at hver enkelt komponent ble "scannet" med kameraet, ofte fra flere vinkler for å være sikker på at mulige lekkasjer ble detektert. På begge anleggene var en stor andel av komponentene dekket med isolasjon. I disse tilfellene kom lekkasjen ut gjennom skjøter i isolasjonen og metalldekslet over isolasjonen.

Hver detektert lekkasje ble dokumentert med bilde og en kort filmsnutt. Figur 6 viser eksempel på dette. Bildene er hentet fra ett av de to undersøkte anleggene.



Figur 6 Bilder som viser komponent (gjenget konnektor) med dokumentasjon av lekkasjested og stillbilde fra video som viser lekkasjen (lekkasjen kommer mye klarere fra på video enn på stillbildet)

De komponentene som viste lekkasje ble alle forsynt med en merkelapp med tag nummer og annen essensiell informasjon. For hver av de detekterte lekkasjene ble det i etterkant foretatt målinger med håndholdt gassdetektor (sniffer) i henhold til industriens "standard"-metode (10 cm nedstrøms av lekkasjepunkt) og avlesning i % LEL ble notert.

Det viste seg at IR-kameraet oppdaget en rekke lekkasjer som var for små til at de kunne detekteres ved hjelp av snifferen. Dette er en indikasjon på at IR-kameraet har lavere deteksjonsgrense og er et mer effektivt redskap til lekkasjesøk enn de vanligvis brukte snifferne. Et par eksempler understreker dette:

1. IR-kameraet detekterte en liten lekkasje fra en ventil. Snifferen ga opprinnelig ikke utslag. Den ble så flyttet helt inntil det punktet lekkasjen kom fra, noe som klart fremgikk av IR-kameraet. Da snifferen ble snudd slik at innsugingen lå rett på utslippspunktet ga den utslag.
2. Et annet sted ble det oppdaget en lekkasje som kom ut fra isolasjonen rundt en kontrollventil på to steder (fra skjøter i dekslet rundt isolasjonen). Kameraet viste utslipp som kom ut støtvis med mange sekunders mellomrom. Det antas at lekkasjen bygget opp et svakt trykk på innsiden av isolasjonen. Når trykket nådde et visst nivå presset gassen seg gjennom isolasjonsskjøter på flere steder. Denne lekkasjen ville neppe blitt oppdaget med sniffer dersom målingene ble foretatt mellom to slike "lekkasjepuffer".

Resultatene, bl.a. representert ved disse to eksemplene, indikerte at IR-kameraet hadde en bedre følsomhet og er et mer effektivt lekkasjedeteksjonsinstrument enn snifferne brukt etter den metode som benyttes på anleggene. Utslagene på snifferen for de lekkasjene som ble funnet med IR-kameraet, varierte fra 0% LEL til over 100% LEL, målt i henhold til anleggenes standardiserte målemetode⁴.

For fire av lekkasjene som ble detektert på anlegg A, ble det i tillegg foretatt dråpetelling som en kontrollsjekk av lekkasjemengden.

⁴ Målt 10 cm nedvinds av utslippspunkt.

5 Resultater

5.1 DIAL-målingene

De siste DIAL-målingene ble gjennomført på i 2013 og 2016. Siden NPL sin rapport fra målingene i 2016 ikke forelå da denne rapporten ble skrevet (var ikke mottatt av operatørselskapet), er kun foreløpige resultater lagt til grunn.

For det andre anlegget er resultatene fra målingene i 2013 lagt til grunn. Noen driftsmessige endringer av anlegget er blitt gjennomført siden disse målingene ble utført. Effekten som disse endringene har hatt på utslippene av metan og NMVOC er imidlertid ikke så store at de skal påvirke størrelsesordenen av utslippene.

DIAL-målingene ga følgende resultater:

Tabell 3 DIAL-målinger – Beregnede totale årsutslipp av metan og NMVOC fra de to anleggene (tonn/år)

Utslippsgass	Anlegg A	Anlegg B
Metan (tonn/år)	1340	336
NMVOC (tonn/år)	562	422
Total (VOC) (tonn/år)	1902	758

Tabell 3 omfatter ikke utslipp fra fakkelsystemene (fellesvent + uforbrent fakkeltgass). Utslipp i forbindelse med lasting av kondensat til skip er heller ikke inkludert da dette er en operasjon som ikke foregår på kontinuerlig basis.

For et av utslippspunktene på anlegg A foregikk det periodiske utslipp under DIAL-målingene. Da studierapporten fra DIAL-målingene foreløpig ikke foreligger, representerer dette en usikkerhet i forhold til beregnede årsutslipp, anslått til +/- 100 tonn for metan og +/- 10 tonn for NMVOC

5.2 Punktutslipp

Gjennomgangen av anleggene viste at HC-holdige avgasser fra de fleste delprosesser ble resirkulert og i noen grad sendt til fakkelt for avbrenning. Sammenlignet med situasjonen på sokkelinnretningene (se Ref: 1) var det relativt få potensielle utslippsskilder som medførte kontinuerlige punktutslipp. Dette kan ha sammenheng med at de to gjennomgåtte anleggene begge er relativt nye og moderne pluss at det er gjennomført utslippsreducerende tiltak på anleggene.

Avgassene fra de fleste prosessene som genererer hydrokarbonholdige avgasser ble resirkulert til prosessen eller til undergrunnen på gassfeltet til havs. Begge anleggene hadde følgelig få direkte utslippsskilder. De vesentlige kildene til operasjonelle utslipp var:

- Utslipp fra atmosfæriske lagertanker for MEG (monoetylenglykol), spesielt rik MEG fra gassrørledningene fra gassfeltene på sokkelen, begge anleggene.
- Tetningsgass for sentrifugalkompressorer (lekkasje til sekundær vent, kun et av anleggene).
- Utslipp av metan og NMVOC fra CO₂ reinjeksjonssystem som resultat av driftsproblemer med dette systemet. Dette er kun aktuelt for et av anleggene og bare i perioder der det har vært problemer med enten injeksjonsbrønn eller reinjeksjons-kompressor. I slike perioder er avgassen sendt til luft gjennom anleggets CO₂-stack.

- Utslipp av metan og NMVOC i forbindelse med lastning av kondensat til tankskip (begge anlegg).
- Utslipp av uforbrent brenngass i eksosgassen fra gassturbiner. Kun ett av anleggene har gassturbiner.

Det ble også funnet noen andre og vesentlig mindre utslippskilder (gassanalyser, separasjonsanlegg for nitrogen i eksportgassen, vannbehandlingsanlegg, etc.), men bidragene fra disse var neglisjerbare i sammenligning. Vannbehandlingssystemet på det ene anlegget kunne ikke kontrolleres med målinger grunnet pågående arbeid i forbindelse med en mindre lekkasje.

Ettersom DIAL-målingene omfatter alle utslipp fra anleggene, ble punktutslippene trukket fra resultatene fra DIAL-målingene. Differansen må da skyldes lekkasjer og diffuse utslipp.

De påviste direkte prosessutslipp ble kvantifisert av operatørselskapene. Kvantifiseringsmetodene varierte noe.

- Utslipp av kompressor tetningsgass og utslippene fra noen mindre kilder ble kvantifisert etter metoder som i hovedsak er foreslått i Add Novatechs rapport til Miljødirektoratet for sokkelinnretninger (Ref: 1).
- Utslipp av HC gass fra lagertanker for rik og tørr MEG ble beregnet utfra fordampningsrater og ventilåpning. Beregning av disse utslippene er vanskelig og anvendt metode kan være noe konservativ.
- Utslipp fra CO₂-injeksjonssystem ble beregnet utfra strømningsmålinger og gassanalyse.
- Utslipp fra gassretur fra kondensattankere under lastning ble bestemt ut fra målinger og analyser utført av Marintek.

Utslipp av uforbrent brenngass i eksosgassene fra gassturbiner ble bestemt utfra målinger gjort av Marintek ifm. mapping av turbinene. Under mappingen ble også andel uforbrente hydrokarboner analysert etter akkrediterte metoder. Måleusikkerheten, basert på målte verdier, ble opplyst til 2,8% med et konfidensnivå på 95%⁵.

- Uforbrente utslipp fra hetoljekjeler (begge anlegg). Denne er normalt ikke i drift på anlegg A. På anlegg B analyseres andel uforbrente hydrokarbongasser i avgassen.

For to av utslippskildene var det bare en av operatørene som var vi stand til å kvantifisere utslippene. Manglende data her var ikke av en slik art at det har påvirket konklusjonene som er gitt i denne rapporten.

⁵ Målinger og beregninger ble gjort etter ISO 11042 (Gas turbines – Exhaust gas emissions) etter FID-prinsippet (Flame Ionization Detection method) ved bruk av en JUM 3-200 måler.

Tabell 4 Oversikt over punktutslipp (ca. mengde i tonn/år)

Utslippskilde	Anlegg A		Anlegg B	
	Metan	NMVOG	Metan	NMVOG
MEG lagertanker	Note 1	Note 1	0,3	89
Tetningsgass sentrifugalkompressorer	NA ¹	NA ¹	35	6
Driftsstans CO2 reinjeksjonssystem	157	163	NA ²	NA ²
Lasting av kondensat	Note 1	Note 1	52,5 ^a	73,8 ^a
Uforbrent i gassturbineksos	48	12	NA ²	NA ²
Total	206	175	35	95

Note 1: Utslippene ble ikke beregnet.

NA¹: Tetningsgass resirkulert og gjenvunnet.

NA²: Kilde forekommer ikke på anlegget

a: Separat utslippsgrense. Ikke inkl. i DIAL. Ikke inkl. i summen.

Utslippsmengdene er beregnet utfra dagens driftssituasjon på anlegg A og driftssituasjonen i 2015 på anlegg B. Tabellen er et beste anslag over punktutslipp, basert på beregninger som vist ovenfor. Hensikten med utslippstallene er primært å skaffe grunnlag for anslag over hvor mye diffuse utslipp utgjør av de rapporterte utslippene fra DIAL-målinger.

5.3 OGI-målingene

Bare deler av de to anleggene lot seg "scanne" ved hjelp av IR-kamera innenfor rammen av prosjektet. "Scannede" områder fordelte seg slik:

Anlegg A: 92 %

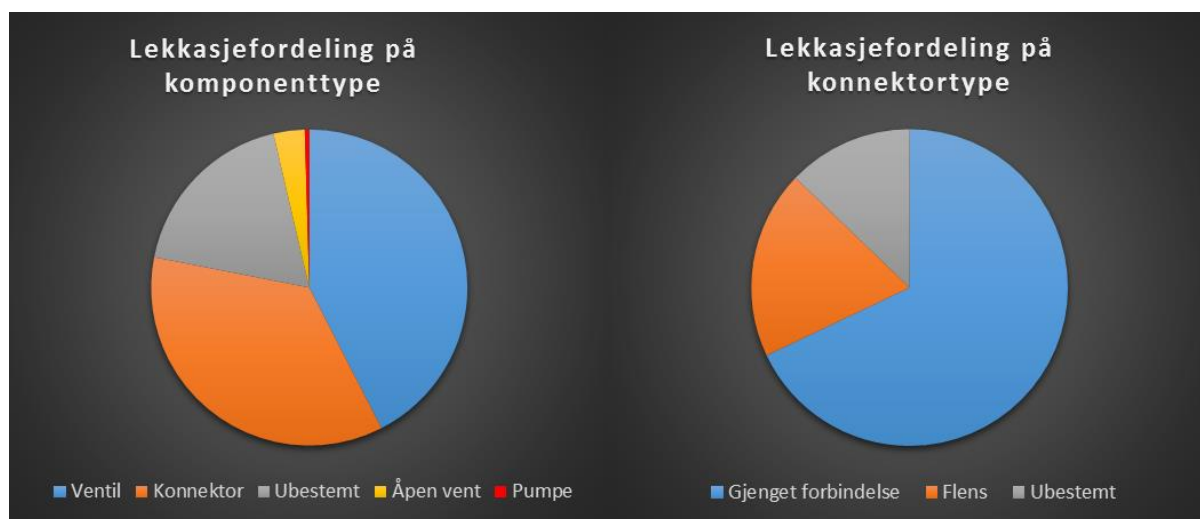
Anlegg B: 43 %

For de to anleggene til sammen var dekningsgraden ca. 80%, noe som tilsier at resultatene av IR-"scanningen" bør kunne antas å være representativ.

Prosentantallet angir ca. hvor mange prosent av antall komponenter i hydrokarbonholdige systemer på anlegget (ventiler, flenser, instrumenter, skrudde konnektorer, pumper, etc.) som ble "scannet" med IR-kameraet. De "scannede" områdene omfattet de sentrale, hydrokarbonførende systemene, til sammen nesten 38 000 komponenter registrert i anleggenes QRA-database⁶. Det ble detektert lekkasjer på 219 komponenter, dvs. ca. 0,36% av "scannede" komponenter i QRA-databasen. Lekkasjene fordelte seg på komponentgrupper som vist i Figur 7. Det fremgår av figuren at ventiler og konnektorer var de dominerende komponentgruppene, med ventiler som den største.

Konnektorer er en variert gruppe. En analyse viste at en vesentlig andel av lekkasjene kom fra skrudde nipler og plugges, hovedsakelig i rør av liten dimensjon (tubing). Dette fremgår også av Figur 7.

⁶ QRA = Quantitative Risk Analysis = kvantitativ risikoanalyse



Figur 7 Fordeling av lekkasjer på komponentgrupper (de to anleggene samlet)

Komponenttype og konnektortype "ukjent" er komponenter som var skjult, f.eks. bak isolasjon eller i skap. Innenfor OGI-metoden, ble utslippene fra komponenttype "ukjent" beregnet i henhold til utslippsfaktor for "annen komponent"

Samtlige lekkasjer ble i ettertid kontrollert med sniffer i henhold til gjeldende prosedyre (10 cm nedvinds av lekkasjepunkt). Avlesning i form av % LEL (lower explosion limit) ble registrert. Det er normal praksis at lekkasjer som viser over 20% LEL målt i henhold til gjeldende prosedyre blir kategorisert som lekkasje, mens påviste lekkasjer under 20% LEL plasseres i kategorien "svetting".

LEL for metan er en konsentrasjon på 4,4 vol% i forhold til luft ved 20°C og atm. trykk. Dvs. konsentrasjonen av metan må være over 4,4 vol% for at luft/metan-blandingen kan antennes. Dette betyr at en avlest LEL på 10% medfører at konsentrasjonen av metan i luften på innsugningspunktet er 0,44 vol%. For etan er LEL 3,0 vol%, for propan 2,1 vol%. (Ref: 11).

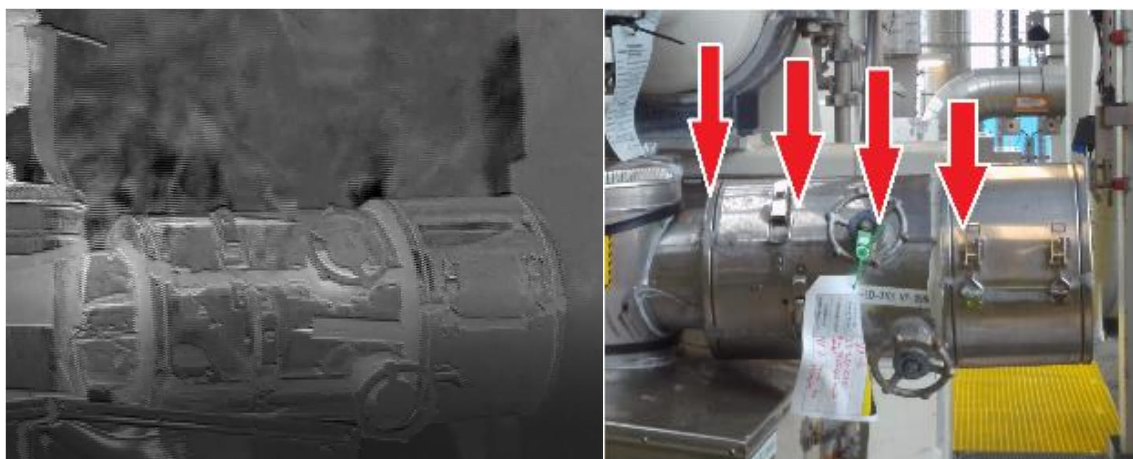
Fordelingen av lekkasjer i forhold til målt % LEL fremgår av Tabell 5:

Tabell 5 Fordeling av detekterte lekkasjer basert på registrert % LEL

Lekkasjestørrelse i % LEL	Antall detekterte lekkasjer	% av detekterte lekkasjer
LEL % 0	76	35 %
LEL % 1-5 %	47	21 %
LEL % 6-10	28	13 %
LEL % 11-20	28	13 %
LEL% 21-100	18	8 %
LEL% over 100%	6	3 %
Ukjent	16	7 %
Totalt	219	100 %

Lekkasjestørrelse angitt som "ukjent" gjelder lekkasjer funnet ved IR-"scanningen", men som ikke lot seg teste med sniffer grunnet vanskelig/umulig tilkomst, etc.

Tabell 5 viser at de fleste detekterte lekkasjer ga ingen eller små utslag på snifferen, noe som indikerer at IR-kameraet, som instrument til deteksjon av lekkasjer, er fullt på høyde med og sannsynligvis bedre enn dagens sniffeprosedyre. For større lekkasjer, spesielt for isolerte ventiler og flenser, kan LEL-avlesningen ved bruk av sniffer gi for lav eller ingen avlesning. Figur 8 er et eksempel på dette. Her lekker det ut gass over et større område fordi lekkasjen spres på innsiden av isolasjon og deksel. Dette innebærer at registrert LEL-verdi blir for lav i forhold til total utslippsrate og utslippsmengde for denne type lekkasje.



Figur 8 Eksempel på gasslekkasje fra isolert ventil

Ettersom IR-"scanningen" ikke dekket alle anleggsdeler og systemer som inneholder hydrokarbonholdige væsker og gasser, ble resultatene skalert opp (lineært) pr. komponentkategori til 100 % av komponentene i hydrokarbonholdige systemer som grunnlag for beregning av utslippene.

Det er en viss usikkerhet knyttet til om QRA-databasene over komponenter med lekkasjepotensial er komplett, spesielt med tanke på systemer med små rørdimensjoner, ("tubing" som benyttes i forbindelse med instrumentering etc). For å kompensere for dette er antall komponenter multiplisert med en faktor på 5 for beregning av utslippene i henhold til Tabell 2. Dette påvirker bare utslippene fra komponenter som det ikke er detektert utslipp fra gjennom IR-"scanningen" fordi "alle" komponenter fanges opp under "scanningen" også komponenter med små dimensjoner. Det forhold at svært mange av de detekterte utslippene kom fra nipler og gjengede konnektorer i instrumentsystemer illustrerer dette.

De totale utslippene av HC-gasser ble beregnet ved hjelp av utslippsfaktorene i OGI-metoden som er vist i tabell 2 for deteksjonsgrense på 6 g/time (Kapittel 3.2.2). Sammensetningen av utslippsgassene varierer fra lekkasjested til lekkasjested. Mens eksportgassen kan ha et metaninnhold på over 95 mol%, vil gasslekkasjer i andre deler av prosessanlegget kunne ha vesentlig lavere metaninnhold og høyere innhold av NMVOC. Da det av praktiske grunner ikke lar seg gjøre å analysere gassen fra de enkelte lekkasjer, er det for beregning av mengde metan- og NMVOC-utslipp antatt at utslippsgassen har et gjennomsnittsinhold av metan på 94 mol% i eksportgass-systemer, 90 mol% i andre gassholdige systemer og 70% i avgass fra kondensatsystemer. Vektprosenten⁷ blir da som følger:

⁷ Tetthet CH₄: 0,67 kg/Sm³, tetthet NMVOC: 2,0 kg/Sm³

Eksportgass-systemer:	Metan 84 vekt%, NMVOC 16 vekt%
Gassholdige systemer:	Metan 75 vekt%, NMVOC 25 vekt%
Kondensatholdide systemer:	Metan 45 vekt%, NMVOC 55 vekt%

Tabell 6 Beregnede diffuse utslipp basert på OGI-metoden

Beregningsgrunnlag:	Anlegg A		Anlegg B	
	Antall komponenter med lekkasjepotensial	28 164		9 603
% av komponentene som ble IR-"scannet"	51 %		43 %	
Antall detekterte lekkasjer	176		43	
Oppskalert antall lekkasjer	226		107	
Beregnet utslipp:	Metan (t/år)	NMVOC (t/år)	Metan (t/år)	NMVOC (t/år)
Beregnet utslipp fra lekkasjer/diffuse utslipp (tonn/år)	107	35	61	8

5.4 Sammenligning av punktutslipp pluss OGI-metoden med DIAL-metoden

En sammenligning mellom DIAL-metodens resultater og resultatene fra OGI-metoden (kun diffuse utslipp) pluss punktutslipp fremgår av Tabell 7. Det gjøres oppmerksom på at utslippene beregnet etter DIAL-metoden refererer til målinger gjort i 2013 for anlegg B og for 2016 for anlegg A. Målingene er ikke sammenlignbare, da dette er to forskjellige prosess-anlegg. Det som er interessant er å sammenligne DIAL-målingene med de totalutslipp som fremkommer når de blir beregnet separat for de enkelte punktutslipp pluss beregnet etter OGI-metoden for diffuse utslipp.

Tabell 7 Sammenstilling av årlige diffuse utslipp beregnet etter DIAL og OGI-metodene (tonn/år).

Metode	Anlegg A		Anlegg B	
	Metan	NMVOC	Metan	NMVOC
DIAL-metoden (totale utslipp)	1340	562	336	422
- Punktutslipp og utslipp av uforbrent HC-gass	206	175	35	95
= diffuse utslipp etter DIAL-metoden	1134	387	301	327
Diffuse utslipp etter OGI-metoden	107	35	61	8
Differanse diffuse utslipp (DIAL - OGI)	1027	352	240	319
Sum punktutslipp + diffuse utslipp (OGI)	313	210	96	103

Det gjøres oppmerksom på at:

- utslipp fra lagertanker for MEG på anlegg A ikke er inkludert. Dette kan medføre at punktutslippene er noe underestimert.
- alle utslippstallene er beheftet med usikkerheter.

Til tross for de forholdene som er nevnt ovenfor viser tabellen at det er et betydelig avvik mellom mengde diffuse utslipp beregnet etter DIAL metoden (fratrasket punktutslipp) og utslippsmengder beregnet etter OGI "leak/no-leak"-metoden. Dette samsvarer med de enklere sammenligningene som ble foretatt under Modul 4 i studien over metan og NMVOC-utslipp fra sokkelinnretninger (Ref: 2). Ser en på de forskjellige områdene i prosessanlegget, er tendensen den samme med ett unntak. Dette gjelder lagertanker for MEG på anlegg B. Her viser DIAL-målingene tilnærmet samme utslipp som punktutslippene fra tankene,

beregnet av operatør basert på avdampingsrater og ventilåpninger. Dette kan skyldes konservative forutsetninger i operatørens beregninger.

Årsakene til de store avvikene er usikre. Dette er diskutert nærmere i kapittel 5.5.

I forhold til gassproduksjonen på de to anleggene, representerer utslippene av metan og NMVOC en svært liten andel, uavhengig av beregningsmetode. Etter DIAL-metoden utgjør utslippene fra de to anleggene ca. 0,016 %, mens utslippene beregnet etter OGI-metoden + punktutslippsberegninger utgjør ca. 0,005 % av gassproduksjonen.

5.5 Diskusjon av resultatene fra DIAL/OGI målingene

Som det fremgår av Tabell 7, er forskjellene på utslippstallene svært store, avhengig av kvantifiseringsmetode. Dette kan prinsipielt sett skyldes tre forhold:

1. For lavt beregnede punktutslipp. Betydelige beregningsfeil må foreligge for å forklare forskjellene.
2. DIAL-målingene inneholder unøyaktigheter eller feil som medfører for høye utslippsmålinger.
3. OGI-metoden underestimerer utslippene betydelig.

En kombinasjon av disse forholdene er også mulig. Forutsetninger, unøyaktigheter og metodeusikkerhet er diskutert i de enkelte underpunktene nedenfor.

5.5.1 For lavt beregnede punktutslipp

Det er få utslippskilder til punktutslippene på de to anleggene og noen av utslippene foreligger kun på ett av anleggene. Det er bare de største kildene som antas å kunne bidra til denne forskjellen. Disse er:

MEG lagertanker.

Det benyttes nitrogen som teppegass (dekk-gass) på lagertankene for MEG. Tankene har lokale utslippsstusser der teppegassen slippes ut for å hindre trykkoppbygging i tankene. Noe metan og NMVOC er løst i MEG-væsken i tankene (spesielt tankene for rik MEG) og litt av dette vil dampe av og følge teppegassen til utslipp. Hverken utslippsrate for teppegass eller sammensetning over tid måles (vanskelige målinger). For anlegg B er utslippene av metan og NMVOC beregnet basert på fordampningsrater og ventilposisjon. Utslippene fra anlegget er beregnet til 89 tonn/år (metan + NMVOC). Disse beregningene er gjort på grunnlag av konservative forutsetninger. For anlegg A foreligger det ikke utslippsberegninger fra denne kilden. En sammenligning med DIAL-målingene er vist i Tabell 8.

Tabell 8 Sammenligning av DIAL målinger og beregnede punktutslipp (tonn/år) for MEG lagertanker.

Anlegg	DIAL			Beregnete punktutslipp		
	Metan	NMVOC	Metan + NMVOC)	Metan	NMVOC	Metan + NMVOC)
A	0	60	60	mangler	mangler	mangler
B	50	57	107	0	89	89

Gassmengdene som prosesseres på anlegg A er noe lavere enn på anlegg B. DIAL målingene på anlegg A er også noe lavere enn på anlegg B. I motsetning til andre anleggsdeler (på begge anleggene) er det mye bedre samsvar mellom DIAL-målinger og beregnede punktutslipp for MEG lagertanker. Når en sammenligner med forholdene på

andre deler av anlegget, tyder dette på at punktutslippsberegningene for anlegg B neppe er for lave (i hvert fall av betydning). De lavere DIAL måleresultatene for anlegg A i forhold til anlegg B indikerer også at de manglende utslippsberegningene fra MEG-tankene på anlegg A ikke kan forklare mye av forskjellen mellom de totale DIAL-målingene og OGI + punktutslippsberegningene for dette anlegget. Det er derfor vanskelig å se unøyaktigheter, usikkerheter og forutsetninger ved punktutslippsberegningene for MEG lagertanker som kan forklare den betydelige forskjellen mellom de totale utslippene målt med DIAL og tilsvarende utslipp beregnet ut fra punktutslippsberegninger og OGI-målinger.

MEG regenereringssystem

Avgassene fra regenereringsanlegget for MEG blir resirkulert til prosessen og gjenvunnet under normale driftsforhold på begge anleggene. Men på det ene anlegget slippes avgassen til luft i situasjoner der reinjeksjonsanlegget (CO₂ reinjeksjon) ikke er i drift. Det foreligger ikke on-line strømningsmålinger og analyser av avgassen fra denne separate utslippskilden. Derimot foreligger det designdata med strømningsmengder og sammensetning av avgassen fremkommet ved hjelp av prosess-simuleringer, samt driftsdata som viser hvor mange timer avgassen er blitt sendt til luft over året. Utslippene av metan og NMVOC fra denne kilden ble beregnet på grunnlag av dette datagrunnlaget.

Ettersom driftsforholdene på anlegg A i dag ikke avviker mye fra designbetingelsene, er designdata brukt som grunnlag for beregning av punktutslippene på MEG regenereringsanlegget. Beregningene viser at dette er en betydelig bidragsyter til punktutslippene for de aktuelle anleggene. Fordi de aktuelle driftsbetingelsene alltid vil avvike noe fra designbetingelsene og fordi prosess-simuleringer av avgasser fra MEG regenereringssystemer er kjent for å kunne avvike en god del, avhengig av hvilken tilstandsligning som benyttes, vil de beregnede punktutslippene være usikre. Det virker imidlertid mindre sannsynlig at denne usikkerheten kan forklare det store avviket mellom DIAL-målingene og OGI-målingene/punktutslippsberegningene for anlegget totalt sett. Selv om de reelle punktutslippene fra kilden skulle være 100% høyere enn beregnet, utgjør dette bare 15 til 30 % av forskjellen mellom de to kvantifiseringsmetodene. Utslippene fra MEG regenerering foregår fra CO₂-stacken når denne er åpen (ellers går avgassen til reinjeksjon i brønn på feltet). Det var utslipp fra CO₂-stacken flere dager i løpet av den perioden DIAL målingene ble foretatt. Se CO₂-stack nedenfor.

Amin regenereringssystem

Det ene av de to anleggene har et amin regenereringsanlegg. Avgassen fra dette blir under normal drift reinjisert i brønn på feltet, men i tilfeller der det er injeksjonsproblemer og dersom CO₂-kompressoren er ute av drift, blir avgassen sluppet til luft gjennom CO₂-stacken på anlegget. Avgassene fra regenereringsanlegget for amin blir analysert mht. innhold av metan og andre hydrokarbonkomponenter. Total mengde avgass ut av CO₂-stacken blir målt med strømningsmåler og antall timer pr. år nedetid på reinjeksjonssystemet blir registrert. Dette tilsier at det er god kontroll med utslippsmengdene av metan og NMVOC. Se også CO₂-stack nedenfor.

CO₂-stack

Avgassene fra amin- og MEG regenerering på anlegg A slippes til luft gjennom CO₂-stacken i perioder der CO₂-reinjeksjonssystemet er ute av drift. Dette skjedde flere dager under DIAL-målingene. For disse dagene viste loggen utslipp som varierte fra 8 kg til over 200 tonn avgass (under 1% er HC-gasser). Hvordan utslippssituasjonen var de dagene DIAL-

målingene foregikk for området med CO₂-stacken er imidlertid ikke kjent, da rapporten fra NPL foreløpig ikke er mottatt av operatør. Ettersom DIAL-metoden rapporterer utslippsrater i kg/time, kan ikke disse konverteres til årsutslipp for områder med CO₂-stacken og følgelig ikke sammenlignes med de årlige måledata fra CO₂-stacken (strømningsmålinger og avgassanalyser). Dette er nærmere forklart i kapittel 5.5.2.

Kompressor tetningsgass.

På det ene anlegget gjenvinnes all tetningsgass (både fra primær og sekundær tetning). På det andre anlegget kan det være litt lekkasje fra primær til sekundær vent (som leder til atmosfære). Da det ikke foreligger strømningsdata for dette, er det antatt 10% lekkasje, noe som under de fleste forhold antas å være konservativt.

Uforbrent brenngass i avgass (eksos) fra gassturbiner.

Gassturbiner benyttes bare på det ene anlegget. Avgassen fra disse turbinene analyseres 3-årlig som en kontroll av at turbinleverandørens garantier blir møtt. Analysen er de siste år utført av Marintek og gjennomføres ved bruk av standardiserte og akkrediterte måle- og analysemetoder. Usikkerheten i beregningene er opplyst å være +/- 2,8% med 95% konfidensnivå (Ref: 14). I tillegg kommer usikkerhet som resultat av avvik i lastgrad under daglig drift i forhold til de lastforhold målingene ble kjørt under. På grunn av stabile driftsforhold anslås disse til å ligge innenfor +/- 15%. Total usikkerheten er derfor så lav at den ikke kan bidra i særlig grad til å forklare forskjellen i resultatene fra de to metodene.

Utslipp av gassretur ifm. lasting av kondensat til tankere.

Disse utslippene foregår kun under lasting og er ikke inkludert i sammenligningen mellom de to metodene.

Oppsummert kan en derfor fastslå at usikkerheter i beregning av punktutslipp bare i liten grad kan bidra til å forklare forskjellen i utslippsmengder beregnet etter de to metoder.

5.5.2 Usikkerheter i DIAL-målingene

NPL påpeker selv at DIAL-målingene gir vesentlig høyere utslippsdata enn de som fremkommer ved bruk av utslippsfaktorer etter "Method 21". Årsaken til de relativt store avvikene er ikke kjent. Begge metoder er kontrollert mot referanseutslipp og funnet å gi tilsvarende eller konservative utslippstall.

NPL har et referanselaboratorium det de kontrollerer DIAL metoden mot kontrollerte gasskonsentrasjoner og -rater i et forskningsrør (se Figur 9).



Figur 9 NPL sin kalibreringscelle (Kilde: NPL beregningsrapport fra målinger på Nyhamna)

NPL opplyser i sine prosjektrapporter at resultatene som er oppnådd for total konsentrasjon av VOC (målt og analysert fra prøvetaking) og resultater som fremkommer fra UV DIAL systemer samsvarer innenfor en usikkerhet på +/- 15%.

Det foretas flere målinger over de samme områder (samme måleprofil). På grunnlag av resultatene fra hver av målingene beregner NPL et standardavvik. Dette ligger stort sett på fra ca. +/-10% til +/- 50% for de forskjellige gasser for områder med høye utslipp, mens standardavviket kan være langt over 100% for områder med lave utslipp.

Det er viktig å påpeke at DIAL måler øyeblikksdata på måletidspunktet (i kg utslipp/time). For beregning av årlige utslipp fra anlegget oppskaleres operatørselskapet dette til årlige data basert på at forholdene på måletidspunktet er representative for året og for de to påfølgende årene. Her ligger det en usikkerhet og kanskje en systematisk feil som kan medføre noe overrapportering. Dette avhenger helt av hvordan situasjonen er under selve målingen.

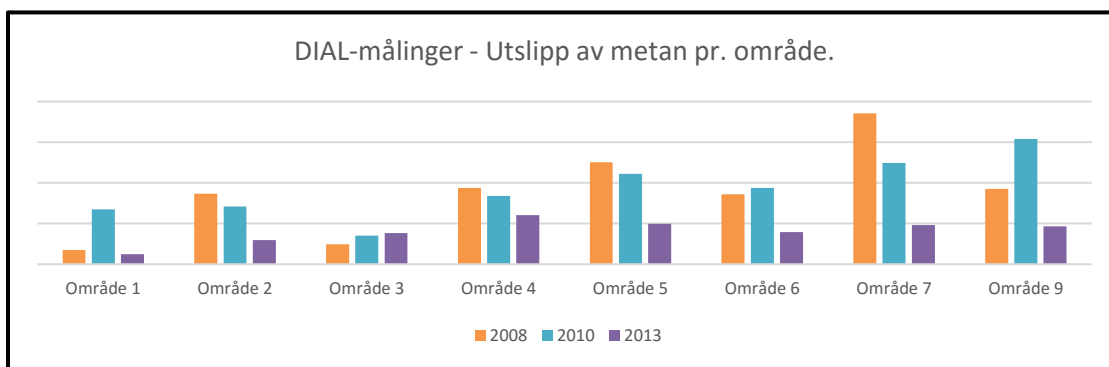
Når det gjelder utslippene fra det området som omfatter CO₂-stacken på anlegg A, vil denne metoden ikke gi representative årsdata, fordi utslippsstatus for CO₂-stacken ikke er kjent for de dagene DIAL-målingene ble utført for dette området. Dette bidrar til økt usikkerhet knyttet til de beregnede årsutslippene basert på DIAL-målingene. DIAL-målingene viste utslipp fra området som inkluderer CO₂-stacken på 11,8 kg/time metan og 1,0 kg/time NMVOC. Basert på strømningsmålinger og gassanalyser gjort av operatørselskapet var utslippene i juli måned henholdsvis 4,6 tonn metan og 4,8 tonn NMVOC. Dersom DIAL-målingene skulle være representative for samme måned, ville utslippene vært ca. 8,4 tonn metan og 0,7 tonn NMVOC.

De spesielle forholdene vedr. CO₂-stacken medfører at beregnede årsutslipp fra dette området ved hjelp av DIAL-metoden er beheftet med særlig stor usikkerhet. Ettersom dette området bare sto for 7,4 % og 1,6 % av de samlede metan- og NMVOC-utslippene målt med DIAL, vil imidlertid den feilen som disse målingene representerer ikke være av en slik størrelsesorden at den endrer konklusjonene i denne rapporten.

Resultatene fra DIAL-målingene viser dessuten noen resultater som vanskelig lar seg forklare:

1. DIAL målingene for eksportkompressorene på Anlegg B viser 20% høyere utslipp av NMVOC enn av metan, til tross for at eksportgassen inneholder 94 mol% metan (84 vekt%).

2. På Anlegg A ble utslipp av metan og NMVOC i avgassen fra gassturbinene målt separat av NPL ved hjelp av DIAL-metoden. Samtidig har Marintek foretatt analyser av avgassen etter anerkjente, standardiserte metoder⁸. Mens utslippene av metan i avgassen ble beregnet til 48 tonn/år fra samtlige turbiner totalt, basert på Marinteks målinger og analyser, viste DIAL-målingene utslipp på 491 tonn/år. Marintek sine målinger dekker samtlige 5 gassturbiner med 16 målepunkter over laster fra ca. 2 MW til ca. 45 MW og samtlige brennermodus. Årsutslippene er beregnet på grunnlag av registrerte timer pr. brennermodus pr. turbin. Sammenligningene viser at DIAL-metoden måler ca. 10 ganger høyere utslipp av metan enn det som fremkommer av beregninger basert på analysene av Marintek.
3. For ett av anleggene viste DIAL-målingene at det ikke var utslipp av metan fra slug catcherområdet, mens det ble påvist signifikante utslipp både av etan og C₃+⁹ (henholdsvis 4 og 10 tonn/år) fra samme området. Gassen i dette området inneholder en dominerende andel av metan. På dette området påviste "scanningen" med IR-kamera to lekkasjer. Disse ble målt til henholdsvis 15% og 16% LEL.
4. DIAL-målingene viser også noen betydelige variasjoner over tid som vanskelig lar seg forklare utfra driftsforholdene. Et eksempel på dette er vist i Figur 10 for ett av anleggene. Selv om målingene er utført av to forskjellige selskaper, er samme metode anvendt. Dersom metoden gir konsistente målinger, er forskjellene i resultatene vanskelig å forklare.



5. *Figur 10 Utvikling av metanutslipp over tid, basert på tre DIAL målekampanjer for anlegg B.*

Som det fremgår av figuren viser målingene i 2013 vesentlig lavere utslipp enn de to tidligere målingene. Dette kan ha sammenheng med at DIAL-teknologien har utviklet seg over tid. Dette gjelder både måleinstrumentene og beregningsmetodene (Ref: 12). Såpass store reduksjoner over tid uten at dette har en klar sammenheng med produksjonstekniske forhold eller ombygginger/utbedringer av anlegget eller driften gir grunn til å stille spørsmål om de tidligere (og kanskje også de nyere) målingene er representative.

6. På anlegg B ble det i 2010 gjennomført en alternativ måling av det svenske selskapet FluxSense AB ved hjelp av to forskjellige metoder: "Solar Occultation Flux (SOF)" og "Mobile extractive Fourier Transform Infrared (MeFTIR)". Disse metodene ble brukt i kombinasjon med IR-kamera.

⁸ Målinger og beregninger ble gjort etter ISO 11042 (Gas turbines – Exhaust gas emissions) etter FID-prinsippet (Flame Ionization Detection method) ved bruk av en JUM 3-200 måler. Måleusikkerheten ble beregnet til 2,8% (basert på målte verdier) med et konfidensnivå på 95%.

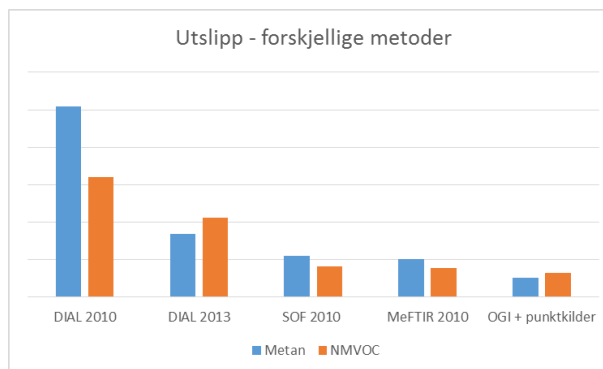
⁹ I NPL sine foreløpige resultatstabeller er utslippene splittet i metan, etan, VOC (=C₃+) og benzen. De tre siste utgjør NMVOC.

Resultatene¹⁰, sammenlignet med DIAL-resultatene fra 2010 og 2013 og OGI i kombinasjon med beregnede punktutslipp fra denne rapporten er sammenlignet i Figur 11. I 2010 og 2013 ble avgassen fra MEG regenerering ført til direkteutslipp, mens den nå blir gjenvunnet. Denne avgassen inneholder relativt store mengder metan og NMVOC. Dette innebærer at metode "OGI + punktkilder" i Figur 11 ikke inneholder denne utslippskomponenten, mens den inngår i de fire andre målingene.

Det fremgår av figuren at de to metodene benyttet av FluxSense viser godt samsvar og at de begge gir betydelig lavere utslippstall enn DIAL-metoden. Samsvaret mellom disse metodene og OGI + punktkilder er også relativt bra, når en tar hensyn til at utslippsgassene fra MEG regenerering inngår i SOF og MeFTIR, men ikke i OGI + punktkilder.

Dette er igjen en indikasjon på at DIAL-metoden overestimerer utslippene.

SOF-metoden har den ulempe at den krever sollys under målingene.



Figur 11 Utslipp fra anlegg B kvantifisert med forskjellige metoder

Eksemplene ovenfor er sterke indikasjoner på at DIAL-metoden har mange usikkerheter og at den generelt ser ut til å gi for høye utslippstall.

5.5.3 Usikkerheter i OGI-metoden

OGI-metoden er i utgangspunktet en faktormetode der faktorene er basert på statistisk etablerte fordelingskurver og Monte Carlo simuleringer på den ene siden og på lekkasjedeteksjon ved hjelp av IR-kamera på den andre siden. Metoden tar utgangspunkt i at alle lekkasjer over en gitt lekkasjerate blir detektert. Her kan det være flere usikkerheter:

- Fordelingskurvene på det undersøkte anlegget kan variere fra den statistiske fordelingen som danner grunnlaget for utslippsfaktorene. For å forklare den store forskjellen mellom resultatene fra OGI-metoden og DIAL-metoden som er vist i denne rapporten, må avviket være substansielt.
- Deteksjonsgrensen for det anvendte IR-kameraet er dårligere enn de antatte 6 g/time. De undersøkelsene som er foretatt gir imidlertid ikke grunnlag for å anta dette:
 - Labmålinger foretatt av leverandøren viser at det anvendte kamera har en deteksjonsgrense på 0,35 g/time i "enhanced" versjon (versjonen som ble benyttet på de to anleggene). Dette var forsøk gjennomført i innendørs laboratorium under kontrollerte forhold.
 - På Melkøya ble utslippet av HC-gass fra fire av lekkasjene kontrollert ved hjelp av såpespraying og bobletelling (Ref: 15). Disse lekkasjene ga et utslag på gassdetektoren mellom 0% LEL og 25% LEL. Den lekkasjen som ga størst utslipp i henhold til bobletellingen ble registrert til 16% LEL ved sniffer og målt til 19 g (VOC) pr. time ved bobletelling. Dette tilsvarer 164 kg/år (113 kg metan og 51 kg NMVOC). Dersom

¹⁰ Metanutslippene etter SOF-metoden er beregnet ut fra gass-sammensetning. Sitat fra rapporten fra FluxSense: "SOF measurements were conducted on ten days between the 8 and 25 July 2010, whereas meFTIR measurements were done on 16 days within the same time frame. The overall VOC emission was measured to be 18.5 kg/h by SOF and 17.8 kg/h by the meFTIR technique, whereas the methane emission was found to be 23 kg/h by the meFTIR technique (including the SOF value for the flare atmospheric vent). Due to the low emission rates SOF was not used to derive the methane emission directly, but using the CH₄ to VOC fraction in the different plume parts (process, slug catchers, VRU, etc.) as measured by meFTIR, and applying this to the VOC emission measured by SOF the corresponding SOF methane emission estimate was 25.3 kg/h. The table below summarizes the measurement results. The SOF and meFTIR estimates were in general well in line with each other".

alle detekterte lekkasjene på anlegget skulle gi samme utslippsmengde, ville dette gi totale årlige utslipp fra disse lekkasjene på 20 tonn metan og 9 tonn NMVOC, mens tilsvarende utslipp beregnet etter OGI-metoden gir ca. 3 ganger så høye utslipp. Dette er en indikasjon på at OGI-metoden neppe underestimerer utslippene.

Resultatet støttes også av de bobletellingene som ble foretatt på Draupnerplattformen av Statoil i 2015 (Ref: 16). Det må her tilføyes at boblemetoden er beheftet med relativt store usikkerheter. En bør derfor ikke trekke for bastante konklusjoner før metoden blir kontrollert mot "bagging" av et større antall komponenter (f. eks 40 stk).

5.6 Nytteverdi og forbedringsmuligheter av målingene

5.6.1 Nytteverdi av DIAL-metoden og forbedringsmuligheter

DIAL- metoden har vært gjennom en gradvis utvikling siden den ble tatt i bruk kommersielt på slutten av 1990-tallet. Mens systemet i den første fasen ble operert av selskapet Spectrasyne, ble det fra ca. 2012 overtatt av NPL. NPL har videreutviklet DIAL-system med nye lasere, detektorer og programvare. Den nye versjonen ble gjort kommersielt tilgjengelig i 2014 (Ref: 12).

Mens de prosess tekniske forholdene som målingene ble utført under ble synliggjort i rapportene fra Spectrasyne, mangler dette i rapportene fra NPL. Fokus på de prosess-tekniske forholdene, slik som punktutslipp i områdene som måles og driftsforholdene på anlegget generelt, bør i større grad synliggjøres i rapportene og i planleggingen og gjennomføringen av målingene. Dette vil også forbedre rapportenes troverdighet hos operatørens fagpersonell.

Rapportene mangler også en god kvalitativ vurdering av resultatene fra NPL sin side, der ikke minst usikkerhetene i målingene drøftes, deriblant interferens mellom målingene fra de forskjellige områdene, påvirkning av eksterne forhold (kilder utenfor anlegget) og påvirkning av andre forurensninger i luften i og omkring anlegget (eksos, CO₂, etc).

På grunn av disse forhold anbefales det også at operatørselskapene avholder debriefing-møter med NPL der operatørene tilbakemelder og får diskutert forhold i målingene og i rapporten som de finner lite logiske og/eller mangelfulle. Det er viktig for å gi NPL tilbakemelding som kan bidra til forbedring av utstyr og beregningsmodeller og ikke minst til bedre, mer presise, lettere tilgjengelige og mer reflekterende rapporter. Dette kan bidra til en kontinuerlig forbedring av DIAL-målingene.

Da denne type målinger gjennomføres på flere av landanleggene, bør virksomhetene på bred basis ta initiativ til oppfølgingsmøter mot NPL.

Operatørene opplyser at resultatene fra DIAL målingene blir gjennomgått og vurdert med representanter fra drift og prosess. Med noen få unntak har ikke dette resultert i spesifikke aktiviteter for oppfølging av driften i henhold til operatørselskapene. En årsak til dette kan være at operatørene synes å ha begrenset tillit til rapportens troverdighet på grunn av resultater som til en viss grad blir oppfattet som lite logiske og vanskelige å forstå.

5.6.2 Forbedring av OGI-målingene

Før dette prosjektet er ikke OGI-metoden brukt til kvantifisering av metan- og NMVOC-utslipp i Norge med unntak av Essos oljeraffineri på Slagentangen. Også i verden for øvrig er dette en relativt ny teknologi, men metoden benyttes nå i økende grad. Den viktigste utfordringen for teknologien med tanke på utslippskvantifisering, er å sikre at metoden gir resultater som en fullt ut kan stole på.

Metoden beregner samlede utslipp av hydrokarbongasser (metan og NMVOC). Dette innebærer at metan- og NMVOC-innholdet i utslippsgassen må bestemmes ut fra antatt eller målt sammensetning. For noen systemer blir sammensetningen målt, mens dette ikke gjøres for andre. For slike prosess-systemer må derfor sammensetningen estimeres ut fra best tilgjengelige forutsetninger og gassanalyser fra tilnærmet representative gass-strømmer. En langsiktig målsetning kan derfor være å videreutvikle teknologien til også å kunne differensiere mellom metan og NMVOC, dersom dette viser seg å bli mulig. På den annen side blir ikke usikkerheten i gass-sammensetningen stor i forhold til usikkerheten i kvantifisering av total mengde utsluppet HC-gass. Måling og analyse av sammensetningen av gassen fra diffuse utslippskilder generelt anses ugjennomførbar i praksis.

5.7 Konklusjoner og anbefalinger vedr. kvantifiseringsmetoder for diffuse utslipp

Prosjektet har vist at OGI "Leak / no leak"-metoden har en rekke fordeler fremfor andre metoder til kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer:

1. Metoden kan brukes direkte i operatørens LDAR-arbeid.
 - a. den identifiserer direkte alle lekkasjepunkter og –komponenter, noe som gjør det mulig å sette inn målrettede avbøtende tiltak.
 - b. den kan brukes som et sentralt verktøy i operatørens sikkerhetsarbeid og derved spare dobbelt arbeid og doble kostnader.
2. Metoden vil automatisk vise lekkasjetrender for anlegget over tid, fordi det er en direkte korrelasjon mellom utslippstrender og antall lekkasjer. Dette krever at metoden benyttes årlig eller oftere. Avbøtende tiltak vil medføre reduksjon i utslippsmengdene beregnet ved hjelp av metoden. Tilsvarende vil økning i lekkasjene gi seg direkte utslag på målingene. Slike trender er mye vanskeligere å fange opp med andre metoder, fordi disse enten ikke identifiserer lekkasjekildene (DIAL og SOF) eller fordi de er vanskeligere å utføre på tilgjengelige komponenter (sniffing).
3. Metoden med IR-"scanning" er billigere enn andre sammenlignbare metoder
4. Det er flere aktører som kan gjennomføre IR-"scanninger". Enkelte operatørselskaper vil selv kunne trene opp fagspesialister og kjøpe inn IR-kamera.

OGI "Leak / no leak" gir utslippsmengder fra lekkasjer som i størrelsesorden er 1/10 av de utslippsmengdene som måles ved hjelp av DIAL-metoden fratrukket punktutslipp. Det er derfor en viss usikkerhet hvorvidt OGI "Leak / no leak"-metoden underestimerer disse utslippene. Med unntak av prosjektene som ble gjennomført av Concawe (Ref: 7), mangler det feltdokumentasjon av metodens treffsikkerhet.

Prosjektet har ikke funnet grunnlag for eller data som dokumenterer at den ene av de to metodene (OGI-metoden/punktkildeberegninger og DIAL-metoden) feilberegner utslippene, men informasjonen som foreligger tyder på at DIAL-metoden overestimerer utslippsmengdene for disse to anleggene. Fordi forskjellen mellom de to metodene er så betydelig, anbefales følgende tiltak:

1. Det bør foretas sikker kvantifisering av utslippene fra et antall komponenter (minimum 40) ved hjelp av "bagging"-metoden, for eksempel "bagging" ved bruk av HFS-prinsippet (high flow sampling). "Baggingen" bør foretas på komponenter som har vært gjennom en IR-"scanning" (OGI-metoden). Det anbefales at ca. halvparten av "bagging"-målingene foretas på komponenter som det ikke er påvist lekkasje fra ved IR-"scanningen", mens resten bør være komponenter med påvist lekkasje. For den siste gruppen bør "baggingen" foretas på komponenter med varierende utslippsmengder,

basert på vurdering av videosnuttene fra IR-"scanningen". Ca. halvparten av komponentene bør være ventiler, resten konnektorer (både flenser og gjengede nipler/konnektorer).

Resultatene fra "baggingen" sammenlignes med resultatene fra OGI-beregningene og bør kunne indikere relativt klart om metoden underestimerer utslippsmengdene og omtrent hvor mye (ingen underestimering, noen tierprosent underestimering eller i størrelsesordenen en tierpotens underestimering).

2. OGI-metoden avhenger av god kontroll med antall komponenter med lekkasjepotensial (flenser, ventiler, nipler, etc). Etter som det er usikkert om QRA-oversikten gir fullstendig oversikt, foreslås det at industrien foretar en kontrollsjekk. Dette kan gjøres ved å kontrollsjekke noen enhetsoperasjoner, som en separator, en pumpe, en kompressor, en varmeveksler, et filter, et brønnehode og en gass målestasjon. For hver av enhetsoperasjonene telles samtlige komponenter, ned til 1/4" (6 mm) tubing. Forholdet mellom antall opptalte komponenter (innen hver komponenttype) og antall komponenter av samme komponenttype på tilsvarende enhetsoperasjoner på QRA-listen beregnes og benyttes som en påslagsfaktor på QRA-antallet for å etablere totalt antall komponenter som skal inngå i OGI-beregningene.
3. Hvert operatørselskap etablerer en god og systematisk oversikt over anleggets punktkilder og gjennomfører og vedlikeholder beregninger som viser anleggets totale utslipp av metan og NMVOC gjennom punktkildene.
4. Basert på resultatene fra "baggingen", anbefales det å avholde et møte med NPL for å diskutere de utfordringene og avvikene som er observert, både for å gi NPL feedback som de kan bruke til å gjøre tjenestene sine bedre og ikke minst forsøke å finne forklaringer på de betydelige avvikene som er observert.

5.8 Krav til bruk av OGI-målinger

Det foreligger i dag ingen standardiserte krav til hvordan IR-"scanning" skal eller bør utføres for at resultatene skal kunne brukes i OGI-metoden. Det er heller ikke krav til de IR-kameraene som kan brukes.

IR-kamera

Det er flere typer IR-kameraer på markedet. Gjennom dette prosjektet har en bare funnet to kameratyper som er benyttet ifm. utslippskvantifisering etter OGI-metoden, FLIR 320 og OPGAL Eye C. Begge disse kameratyper har høy følsomhet (se kapittel 3.2.3). Etter som det ikke foreligger standardiserte krav til følsomhet, foreslås det at det ved bruk av andre kameratyper bør kreves at det skal kunne dokumenteres en deteksjonsgrense lik eller bedre enn de to navngitte typene.

Tabell for utslippsfaktor.

Concawe-rapporten anbefaler at utslippsfaktorer som reflekterer en deteksjonsgrense på 6 g/time anvendes (se Tabell 2). Ut fra erfaringen fra dette prosjektet og fordi deteksjonsgrensen avhenger av flere ytre forhold, anbefales det å benytte de samme utslippsfaktorer som Concawe anbefaler, selv om deteksjonsgrensen for de to kameratypene kan tilsi at de tabellerte utslippsfaktorene (Tabell 2) for en lavere deteksjonsgrense (f.eks. 3 g/time) bør kunne brukes.

Operative forhold under "scanning" med IR-kameraet

Gjennom samtaler med operatør av IR-"scanningen" på de to anleggene (IR-Vision AS) og med leverandøren av kameraet (Opgal Optronic Industries Ltd.), er det fremkommet at IR-kameraenes deteksjonsevne avhenger av en rekke faktorer, som:

- avstand til objektet
- temperaturforskjell mellom utslippsgass og bakgrunn
- visuell bakgrunn
- vindforhold på "scanne"-stedet.

Disse forholdene tilsier at det bør stilles noen standardiserte krav til operasjonelle forhold ved bruk av slike kamera. Slike krav bør etableres på bakgrunn av resultater fra standardiserte tester. Ettersom standardiserte krav foreløpig ikke foreligger, foreslås det noen enkle, foreløpige og foreløpig uformelle "råd" knyttet til bruk.

- Deteksjonsmodus.

Det ene av kameratypene, Opgal Eye C kan benyttes i to modus, "standard" og "enhanced". IR-"scanningen" som ble foretatt på de to anleggene i forbindelse med dette prosjektet ble kun gjennomført i "enhanced" modus. Dersom dette kameraet skal benyttes i forbindelse med fremtidig kvantifisering, anbefales det at "enhanced" modus benyttes. Dersom FLIR 320 kameraet brukes, bør kameraets mest følsomme modus anvendes.

- Avstand til objektet.

Det hevdes fra kameraleverandør og fra utfører av IR-"scanningen" på de to anleggene at lekkasjer kan detekteres på svært lang avstand (10-talls meter). Den ene kameratypen kan også påmonteres en 75 mm linse, noe som muliggjør utslippsdeteksjon på komponenter på lang avstand.

For å være på den sikre siden foreslås det en øvre grense på 5 meter mellom kamera og objekt. For noen komponenter vil det ikke være mulig å komme på så nært hold. Det foreslås at objektet "scannes" som vanlig for slike komponenter, men at avstand til objektet noteres i dokumentasjonen. Tilsvarende foreslås det at det også noteres i dokumentasjonen i de tilfeller at 75 mm linse benyttes.

- Temperaturdifferanse mellom utslippsgass og bakgrunn

Dersom temperaturforskjellen mellom utslippsgassen og bakgrunnen blir mindre enn ca. 2°C, vil lekkasjen avtegne seg svakere og kan forsvinne helt når temperaturforskjellen blir 0°C.

I de fleste tilfeller vil temperaturforskjellen være langt større. I forbindelse med "scanningen" bør en for ordens skyld sjekke driftstemperaturen i de systemene som skal sjekkes. En bør være oppmerksom på at lekkasjegassen kan få et kraftig temperaturfall dersom det er høye trykk i rørsystemene (pga. gassens ekspansjon).

- Bakgrunn

Synligheten av lekkasjene er best med en klar og ren bakgrunn, f.eks. himmelen. Operatør av "scanningen" bør derfor etterstrebe å ha en klar, ensfarget bakgrunn. Dersom det er mye "støy" i bakgrunnen bør operatøren ha med seg en ensfarget plate som kan brukes som bakgrunn.

- Vindforhold

Ved kraftig vind kan det bli vanskelig å detektere utslippene. Det foreslås derfor at "scanningen" bare utføres dersom vinden lokalt på stedet er under frisk bris (< 8m/s). Ettersom vindforholdene inne på et anlegg vil kunne avvike mye fra vinden på utsiden, bør operatør bruke beste skjønn.

6 Andre utslippsmålinger/-kvantifiseringer gjort av operatørselskap

Operatørselskapene gjennomfører sine DIAL-målinger i hovedsak hvert 3 år. De operatørselskaper en har vært i kontakt med i prosjektet har ikke noe systematisk opplegg for kvantifisering av metan- og NMVOC-utslippene utover dette. Dette kan skyldes mangel på tilgjengelige metoder. Lekkasjemålingene, som foregår mer eller mindre kontinuerlig, har opp til nå ikke hatt noen fokus på eller gitt noe bidrag til mengdemåling av utslippene. Årsaken til dette er at den sniffermetoden som benyttes for lekkasjekontroll ikke gjør det mulig å kvantifisere utslippene.

Når det gjelder punktutslippene er situasjonen noe annerledes for flere av de mer betydelige utslippene som vist nedenfor:

Utslipp fra aminanlegg.

På et av anleggene fjernes CO₂ fra gassen i et absorpsjonsanlegg ved bruk av en aminløsning som absorpsjonsmiddel. CO₂, som frigjøres fra aminløsningen i et regenereringsanlegg, blir reinjisert i en dedikert brønn på gassfeltet. I situasjoner der dette reinjeksjonsanlegget er ute av drift, sendes avgassen til atmosfære gjennom en separat CO₂-stack. Avgassmengden ut av CO₂-stacken måles med strømningsmåler. Avgassen inneholder også noe metan og NMVOC. Sammensetningen av avgassen ut av amin regenereringsanlegget analyseres.

Kvaliteten på beregnede utslipp av metan og NMVOC anses å være god, ettersom strømningsmengden måles og sammensetningen av avgassen er basert på analyse.

Uttakspunkt for avgassprøver til gassanalyser foreligger.

Utslipp fra MEG regenereringsanlegg

Avgassen fra regenereringsanlegget for MEG inneholder metan og NMVOC og blir sendt inn i reinjeksjonssystemet for CO₂-gass. Dette medfører at avgassen sendes til luft gjennom CO₂-stacken når reinjeksjonsanlegget er ute av drift. Mengde avgass fra MEG regenerering måles ikke, men kan beregnes. For sokkelinnretninger anbefales bruk av spesialprogrammer, som GRI-GLYCalc eller MultiproScale, til beregning av mengde metan og NMVOC i avgassen fra MEG regenereringssystemet.

Utslipp fra MEG tanker.

Rik og tørr MEG-løsning lagres i tanker på begge anleggene. Tankene bruker inertgass som dekk-gass og kommuniserer direkte med luft. Dette medfører noe utslipp av HC-gasser. Utslippene blir ikke målt i dag. Måling er vanskelig på grunn av lave strømningsrater og små trykkdifferanser. På et av anleggene tas det laboratorieprøver av metan- og NMVOC-konsentrasjonen i gassfasen. Disse viser at VOC-innholdet domineres av NMVOC. For dette anlegget blir utslippene beregnet indirekte ved hjelp av fordampningsrater og posisjon av ventilåpning.

Både måling og beregning av denne type utslipp er vanskelig og vil være lite presis. Gjennomførte beregninger er basert på usikre og til dels konservative forutsetninger. De beregnede utslipp kan derfor vel så godt være for høye som for lave. I motsetning til de

andre områdene på anleggene der DIAL-målingene viser betydelig høyere utslipp enn OGI+punktutslipp, er dette det eneste området der DIAL-målingene viser utslipp i samme størrelsesorden som de som fremkommer gjennom OGI+punktutslipp, noe som indikerer at punktutslippsberegningene kan være konservative.

Utslippene foregår via lokal vent. Det bør derfor være kurant å bruke utslippspunkt til sampling av prøver for analyse av sammensetning.

Utslipp av nitrogen fra prosessen.

Naturgassen som kommer inn på anleggene inneholder også noe nitrogen. På det ene av anleggene skilles nitrogen fra metangass og slippes til luft. Denne gassen inneholder også små mengder naturgass (stort sett ren metan). Konsentrasjonen av metan i utslippsgassen kontrolleres ved gassanalyser. Total utslippsmengde av nitrogen måles kontinuerlig. Etersom innholdet av metan i utslippsgass er kjent, kan utslippene beregnes. Utslippene er små (<1 tonn/år)

Kvaliteten på beregnede utslipp av metan og NMVOC anses å være god, ettersom strømningsmengden måles og sammensetningen av avgassen er basert på analyse.

Utslipp av avgass fra sekundærvent på kompressorers tetningsgass-system

Det er kun det ene anlegget som slipper ut sekundærgass med innhold av HC-gass (lekkasje fra primærvent). Forbruket av tetningsgass (hydrokarbongass) inn på primærtetning (som måles) danner grunnlag for beregningene. Utslippene er beregnet ut fra en antagelse om at 10% av primær tetningsgass går til primær vent (som gjenvinnes) og at 10% av dette lekker til sekundærvent (som slippes til luft). Dette er konservativt og kan resultere i at de beregnede utslippene er for høye. Usikkerheten i utslippstallene antas å være stor.

Sammensetningen av utslippsgassen (forholdet metan/NMVOC) vil være lik primær tetningsgass. For eksportgasskompressorene (som er den dominerende kilden) er denne sammensetningen lik sammensetningen av eksportgassen. Denne analyseres regelmessig.

Utslipp av uforbrent brenngass fra gassturbiner.

Et av anleggene har fem store gassturbiner. Avgassen (eksosen) fra disse brukes til varmeproduksjon i avgasskjeler og slippes deretter til luft. Mengde uforbrent metan og NMVOC i avgassen bestemmes gjennom verifikasjonsmålinger (turbinmapping) som foregår hvert tredje år. Etersom driftsmodus på turbinene registreres elektronisk, kan utslippene av metan og NMVOC følges kontinuerlig.

Da utslippene er beregnet ut fra standardiserte analyser av avgassen, antas kvaliteten på beregnet utslippsmengde å være god. Normalt analyseres avgassen for THC (total hydrocarbons). Fordelingen på metan og NMVOC vil derfor ikke vises i analyseresultatene. Beste tilnærming er å anta samme metan/NMVOC-forhold som i brenngassen. Denne analyseres regelmessig.

Gassretur fra kondensattankere.

Gassretur fra kondensattankere består av en blanding av inertgass og avdampmet metan og NMVOC. Innholdet av metan og NMVOC varierer under lasteoperasjonen. På det ene anlegget måles gassmengde og sammensetning av returgassen på enkelte målinger. Dette

danner grunnlag for separat rapportering av utslipp for denne kilden til Miljødirektoratet. På det andre anlegget foretas ikke slike målinger.

Utslipp fra store lekkasjer

Utslippene fra større lekkasjer blir vanligvis estimert, spesielt dersom de er gjenstand for granskning. Utslippsmengden beregnes ut fra litt forskjellige metoder avhengig av utslippssted og utslippets natur. Typiske inputparametere er volum, trykkforhold, lekkasjeåpningens dimensjoner og lekkasjens varighet.

Målingene fra punktutslippene skjer stort sett på kontinuerlig basis, noe som innebærer at de fullt ut kan benyttes av operatørselskapene som bidrag til deres utslippsstyring.

Det er også noen mindre prosessutslipp som ikke måles. Bidragene fra disse er neglisjerbare.

Selv om de større punktutslippene måles eller beregnes blir de ikke reflektert i anleggenes utslippsrapporter til Miljødirektoratet. Grunnen er at det er resultatet fra DIAL-målingene som rapporteres (disse inneholder også punktutslippene).

7 Gjennomførte og mulige utslippsreduksjoner

Både LNG-anlegget på Melkøya og gassterminalen på Nyhamna er relativt nye, moderne anlegg. Gjennomgangen av anleggene viste at de har relativt få punktutslipp og de totale utslippsmengdene fra punktutslippene ble funnet å være små i forhold til anleggenes kompleksitet og gjennomstrømningsmengder av gass. Avgasser som kommer fra enkelte prosesselementer er i stor grad resirkulert til prosessen. En del av avgassene på de to anleggene kommer fra tilsvarende prosesser som en finner på sokkelinnretningene. En fant ved gjennomgangene at utslippsfrie løsninger som ble anbefalt for sokkelinnretningene (Ref: 1) i stor grad var implementert på de to landanleggene.

Anleggene inneholdt også noen prosesser og utslippskilder som er unike for landanlegg. Noen av de største utslippene kom fra slike prosesser.

MEG lagertanker

Disse tankene opereres ved tilnærmet atmosfæretrykk og bruker nitrogen eller annen inertgass som teppegass. Dersom det skjer en svak oppbygging av trykket i tanken, slippes det ut teppegass til atmosfæren via en ventil til en lokal vent. MEG-løsningen i seg selv gir ikke noe utslipp, men den inneholder mindre mengder oppløst metan og NMVOC, spesielt tanker for rik MEG. Noe av metan- og NMVOC-innholdet fordampes fra MEG-løsningen og blandes med nitrogengassen og vil derfor følge denne til atmosfæren. Som tidligere nevnt er både konsentrasjon av metan og NMVOC i teppegassen og utstrømningsmengden vanskelig å måle på grunn av lave strømningsrater og små trykkdifferanser og fordi konsentrasjonen av metan og NMVOC i gassen og utstrømningsmengdene varierer over tid. Det er også vanskelig å gjenvinne gassen, både fordi konsentrasjonen av metan og NMVOC i nitrogengassen antas å være ganske lav og fordi trykket er lavt. Tiltakskost for gjenvinning antas å bli høy og gjenvinningsgraden lav.

For nye anlegg kan utslippene elimineres ved å benytte naturgass som teppegass kombinert med gjenvinning av utslippsgassen. Dette er teknisk sett også mulig å få til på eksisterende anlegg ved ombygging. Hvorvidt dette gir en akseptabel tiltakskost er usikkert grunnet stor usikkerhet i utslippsberegningene. Utslippene som ble beregnet i dette prosjektet var basert på konservative antakelser, noe som kan ha resultert i for høye utslippstall.

Lagertanker for MEG forekommer på de fleste landanlegg som mottar naturgass i rørledning fra sokkelinnretninger.

Utslipp fra regenereringsanlegg for MEG

Ingen av de to anleggene har i dag utslipp av avgasser fra MEG regenereringsanlegget under normal drift.

På det ene anlegget ble avgassene tidligere sendt til atmosfærisk fellesvent. Dette systemet er nå blitt bygget om og avgassene går nå via lukket fakkel til gjenvinning i prosessen.

På det andre anlegget sendes avgassene fra MEG regenerering til reinjeksjon på feltet sammen med avgassene fra amin regenereringsanlegget. Erfaringsmessig har reinjeksjons-systemet til tider vært ute av drift grunnet tekniske problemer og avgassen sendes da til luft gjennom CO₂-stacken (se nedenfor).

Utslipp gjennom CO₂-stack ved nedetid av reinjeksjonsanlegg

For det ene av de to gjennomgåtte anleggene var dette en betydelig utslippskilde (den største). Dette er et resultat av prosjektløsningen for dette spesifikke anlegget og derfor ikke en kilde en vil se på andre landanlegg i Norge.

En viktig grunn til de relativt store utslippene av metan og NMVOC fra denne kilden er det forholdet at avgasser fra MEG regenereringsanlegget føres inn i CO₂-reinjeksjonssystemet. Operatøren arbeider med tilrettelegging av en injeksjonsbrønn nr. 2 på den havbunnsplasserte feltinnretningen. Dette forventes å øke regulariteten på reinjeksjons-systemet og følgelig redusere utslippene av metan og NMVOC. Hvor mye gjenstår å se.

Det er to hovedkilder som føder metan og MNVOC inn i CO₂-reinjeksjonssystemet:

- Regenereringsanlegget for amin. Noe metan og NMVOC følger med CO₂-gassen som ekstraheres fra reservoargassen ved hjelp av amin. Andre løsninger for reduksjon av utslippene enn den som er valgt er ikke identifisert.
- Regenereringsanlegget for MEG. Føring av avgassene fra regenereringsanlegget tilbake til prosessen eller til fakkel (dårligere løsning) vil i praksis eliminere utslippene av metan og NMVOC fra denne kilden. Tiltakskostnadene for en slik løsning er ikke kjent ettersom det arbeides med en annen løsning av problemet.

Utslipp av tetningsgass fra gasskompressorer

De store kompressorene på begge de to gjennomgåtte anleggene var utstyrt med tørre gasstetninger.

På det ene anlegget ble det benyttet HC-gass som både primær- og sekundær barrieregass. Avgassene fra både primær- og sekundær vent ble gjenvunnet og utslipp unngått.

På det andre anlegget ble det benyttet HC-tetningsgass bare som primær barrieregass. Tetningene var forsynt med labyrint, men det var usikkert om disse hindrer lekkasje av primær tetningsgass til sekundær vent. Det ble derfor regnet med 10% lekkasje av primær tetningsgass til sekundær vent og utslipp til luft. Selv om disse utslippene er relativt små, står de for det største bidraget av metanutslipp på dette anlegget.

Som for sokkelinnretningene anbefales det også for landanlegg å bruke tørre kompressortetninger med HC-gass som både primær og sekundær tetningsgass kombinert med gjenvinning av tetningsgassen. Dette er et arrangement som vil eliminere prosessutslipp av metan og NMVOC fra kompressortetninger.

Avgass fra gassturbiner

Det ene anlegget har et stort gassturbindrevet kraftanlegg bestående av 5 GE LM 6000 DLE turbiner. Totalt slipper turbinene ut ca. 60 tonn uforbrent brenngass i året. Dette er lavutslippsturbiner som representerer noe av det beste på markedet i dag når det gjelder forbrenningsgrad og teknologi for reduksjon av uforbrent metan og NMVOC ("state-of-the-art").

Gassretur fra kondensattankere og andre tankskip

For de to gjennomgåtte anleggene er eksport av kondensat en liten aktivitet. Likevel står lastning av kondensat for en signifikant andel av anleggenes utslipp av NMVOC spesielt (små utslipp av metan). For landanlegg med betydelig større eksport av kondensat og olje, vil dette kunne være en større utslippskilde.

Ettersom gassreturen består av en blanding av inertgass og NMVOC, som ikke lar seg separere fullt ut, vil disse utslippene normalt sett ikke kunne elimineres, bare reduseres. Installasjon av et VOC-anlegg med høy gjenvinningsgrad vil derfor være den beste løsningen til reduksjon av utslippene fra denne kilden.

Det fremkom under gjennomgangen at det er vanskelig å operere regenereringssystemet for VOC ved lave lasterater (<500 m³/h). Når lasteraten blir for lav, ventileres derfor VOC til atmosfæren. Slike driftsbetingelser er typisk ved oppstart og nedkjøring av kondensatlasting. Ved optimalisering av VOC-anlegget kan dette problemet reduseres noe. For et av anleggene er en slik optimalisering under vurdering.

Teoretisk sett burde utslippene fra gassretur kunne la seg eliminere ved å etterfylle tankene med naturgass ved lossing av produktet. Ved en slik løsning vil gassreturen på lastepunktet bestå av ren naturgass som kan blandes inn i gassen som prosesseres på anlegget. Dette er imidlertid en løsning som vil kreve ombygging av mange av tankerne, pluss at det vil kreve endringer i MARPOLs regelverk, noe som tilsier at forslaget neppe er gjennomførbart i overskuelig fremtid.

Øvrige utslippkilder.

I tillegg til de utslippskildene som er nevnt ovenfor, ble det også identifisert noen få mindre kilder, slik som vannrenseanleggene, nitrogenseparasjonsanlegg og gassanalyser. Utslppsbidragene fra disse utslippene er imidlertid funnet å være neglisjerbare i forhold til de som er diskutert ovenfor.

De to gjennomgåtte anleggene er, som tidligere nevnt, relativt nye, moderne anlegg som neppe er representative for samtlige andre landanlegg og raffinerier i Norge. Problemstillingene kan derfor avvike en del for disse anleggene.

8 Forbedring av LDAR-programmene

Dagens status:

I dag gjennomfører de to operatørselskaper lekkasjedeteksjon og utbedring iht. standardiserte prosedyrer. Prosedyrene varierer litt mellom de to operatørselskapene, men kan i hovedsak summeres slik:

Ved oppstart av anlegget og ved oppstart etter ombygginger blir pakkbokser, ventiler og flenser på nye eller utbedrede systemer lekkasjetestet ved hjelp av N₂ (og helium). Det lekkasjetestes også ved hjelp av sniffer, trykktesting og såpevann.

Når anlegget er i drift gjennomføres det daglige inspeksjoner av områdeoperatør, hvor lekkasjedeteksjon med sniffer er en av oppgavene. Dersom en sniffer får utslag gjennomføres det en kvalitetskontroll ved at gasskonsentrasjonen måles 10 cm fra lekkasjepunkt i mest ufordelaktige vindretning for å oppnå representativ måling. Alle lekkasjer som oppdages registreres som en notifikasjon og prioriteres med tanke på utbedring utfra kritikalitet.

Forbedringsmuligheter.

OGI-målingene som ble gjennomført i prosjektet viste at "scanning" med IR-kamera kan bli et meget nyttig supplement til dagens praksis fordi den muliggjør en langt grundigere lekkasjekontroll (dette er BAT iht. BAT-konklusjonsdokumentet):

- IR-"scanning" dekker områder som en kommer til med sniffer.
- IR-"scanning" gjør det mulig å detektere lekkasjer fra ventiler og konnektorer som er isolert.
- IR-"scanning" gir et mye bedre bilde og dokumentasjon av lekkasjens størrelse og utbredelse enn det som er mulig med tradisjonell sniffing etter dagens praksis.

I motsetning til sniffing, slik det praktiseres på anleggene i dag, vil "scanning" med IR-kamera kunne gi direkte input til kvantifisering av anleggets lekkasjeutslipp ved hjelp av OGI "leak/no leak"-metoden.

9 Prosjektets relevans for andre landanlegg

Denne studien ble gjennomført på de to nyeste og mest moderne landbaserte petroleumsanleggene i Norge. I tillegg til at de er eldre, er flere av de andre petroleumrelaterte anleggene også mer komplekse. Disse anleggene har ikke blitt undersøkt i denne studien, men basert på det som kom fram, kan noen generelle slutninger trekkes.

Alle anleggene, med unntak av oljeraffineriet på Slagen, benytter DIAL-metoden til kvantifisering og rapportering av sine metan- og NMVOC-utslipp. For anleggene på Melkøya og Nyhamna har studien vist klare indiksjoner på at DIAL-metoden overestimerer utslippene. Etersom dette gjelder for begge anleggene og ser ut til å gjelde for alle målingene (fra år til år), er det rimelig grunn til å tro at denne tendensen er uavhengig av anlegg. Følgelig er det grunn til å anta at DIAL-målingene også for andre anlegg vil vise den samme tendensen.

OGI-målingene for deteksjon og kvantifisering av diffuse utslipp av metan og NMVOC er uavhengig av anleggenes størrelse og kompleksitet. Forskjellen vil primært være arbeidsmengden som kreves for å undersøke anleggene. Det må forventes at komplett OGI-gjennomgang av store anlegg som Kårstø og Mongstad krever vesentlig flere timer enn for Nyhamna og Melkøya. Tilsvarende kan arbeidet med å kartlegge antall komponenter med potensiale for utslipp av metan og NMVOC bli mer omfattende for store raffinerianlegg. Som verktøy for å sikre godt LDAR-arbeid, vil OGI-metoden med "scanning" ved hjelp av IR-kamera ha de samme fordeler på store anlegg som på mindre.

For kvantifisering av de prosessrelaterte punktutslipp vil i prinsippet de samme metoder som ble benyttet i denne studien kunne brukes, men det må forventes at større, mer komplekse og eldre anlegg vil ha flere utslippskilder og flere punktutslipp enn Nyhamna og Melkøya. Utslippene fra enkelte av disse kildene kan være vanskeligere å kvantifisere. Spesielt raffinerier har utslippskilder av denne kategori. Fullstendig utslippskvantifisering ved hjelp av OGI-metoden (diffuse utslipp) i kombinasjon ved beregning/måling av prosess-/ punktutslipp kan by på utfordringer for denne type prosessanlegg.

10 Konklusjoner og anbefalinger

Prosessrelaterte metan- og NMVOC-holdige avgasser er i stor grad resirkulert og gjenvunnet på de to undersøkte anleggene. Begge anlegg har få punktutslipp og flere av disse er under utbedring for å redusere utslippene. Ut over det som nå planlegges, er mulighetene for ytterligere utslippsreduksjon fra punktutslipp begrenset.

Operatørselskapene er i henhold til sin tillatelse til virksomhet i medhold av forurensningsloven pålagt å benytte DIAL-metoden eller tilsvarende metode som grunnlag for rapportering av sine metan- og NMVOC-utslipp. Prosjektet har funnet klare indikasjoner på at metoden gir for høye utslippstall. Den gir også noen utslippsdata som vanskelig lar seg forklare utfra kjente gass-sammensetninger.

Arbeidet i dette prosjektet har vist at kvantifisering av direkteutslipp av metan og NMVOC fra prosessanlegg er vanskelig. Flere kvantifiseringsmetoder er tilgjengelig og resultatene avviker betydelig. Det er følgelig stor usikkerhet knyttet til de beregnede utslippsmengder. I særlig grad gjelder dette diffuse utslipp (små lekkasjer), som kjennetegnes ved at de er svært vanskelig å kvantifisere.

På begge de undersøkte anleggene ble de diffuse utslippene forsøkt kvantifisert ved hjelp av OGI-metoden. Ca. 80% av anleggene ble undersøkt og metoden indikerte diffuse utslipp i størrelsesorden 1/10 av de som fremkom fra DIAL-målingene (fratrukket punktutslipp). Resultatene fra OGI-metoden viste bedre samsvar med andre målinger. Resultatene fra OGI-metoden og punktutslippsberegninger viste bedre samsvar med målinger gjort med SOF- og MeFTIR-metodene ("Solar Occultation Flux" og "Mobile extractive Fourier Transform InfraRed").

Prosjektet viste at:

1. Det er store avvik i utslippstallene beregnet etter OGI-metoden og punktutslippsberegninger på den ene siden og totalutslipp målt ved hjelp av DIAL-metoden på den andre siden. Flere sammenligninger tyder på at DIAL-metoden overestimerer utslippene av metan og NMVOC
2. OGI-metoden er et hensiktsmessig virkemiddel både til kvantifisering av diffuse utslipp og som et egnet verktøy i operatørselskapenes LDAR-arbeid. Metoden gir sikrere og bedre dekning enn dagens sniffermetode til deteksjon og vurdering av lekkasjeutslipp
3. DIAL-metoden har historisk blitt brukt som grunnlag for tiltaksvurderinger. OGI-metoden i kombinasjon med god og systematisk kontroll av utslippskildene bør kunne bli et vel så effektivt grunnlag for slike vurderinger.
4. Da det kun er en tilgjengelig leverandør av DIAL-målinger, vil fremtidig tilgang på slike målinger være usikker.
5. Omfanget av diffuse utslipp beregnet etter OGI-metoden er ennå noe usikkert fordi det mangler gode nok oversikter over antall potensielle utslippskomponenter på anleggene og fordi felttesting av metoden ennå er noe begrenset. På den annen siden gir metoden konsistente og troverdige utslippstrender over tid.

I forhold til gassproduksjonen på Snøhvit/Melkøya og Ormen Lange/Nyhamna, representerer utslippene av metan og NMVOC en svært liten andel, uavhengig av beregningsmetode. Etter DIAL-metoden utgjør utslippene fra de to anleggene ca. 0,016 %, mens utslippene beregnet etter OGI+punktutslipp utgjør ca. 0,005 % av gassproduksjonen.

For å forbedre utslippskvantifiseringen i fremtiden anbefales følgende:

1. Gjennomføre kontrollmålinger med "bagging"-metoden av utslipp fra komponenter som har fått påvist lekkasje gjennom bruk av OGI-metoden og komponenter med ikke påvist lekkasje. Dette vil kunne bidra til å avklare hvor representative utslippstall OGI-metoden vil kunne gi.
2. OGI-metoden avhenger av god kontroll med antall komponenter med lekkasjepotensial (flenser, ventiler, nipler, etc). Det er usikkert om QRA-oversikten gir fullstendig oversikt og det foreslås at industrien foretar en kontrollsjekk av komponentantallet. Dette kan gjøres ved å sjekke noen av enhetsoperasjonene, som en separator, en pumpe, en kompressor, en varmeveksler, et filter, et brønnehode og en gass målestasjon. For hver av enhetsoperasjonene telles opp samtlige komponenter, ned til 1/4" (6 mm) tubing. Forholdet mellom antall opptalte komponenter (innen hver komponenttype) og antall komponenter av samme komponenttype på tilsvarende enhetsoperasjoner på QRA-listen beregnes og benyttes som en påslagsfaktor på QRA-antallet for å etablere totalt antall komponenter som skal inngå i OGI-beregningene.
3. Hvert operatørselskap etablerer en god og systematisk oversikt over anleggets punktkilder og foretar oppdaterte beregninger som viser anleggets totale utslipp av metan og NMVOC gjennom punktkildene.
4. Nærmere diskusjon/dialog med DIAL-målefirmaet NPL der industrien tilbakemelder og får diskutert forhold i målingene og i rapporten som de finner lite logiske og/eller mangelfulle. Dette kan bidra til en kontinuerlig forbedring av DIAL-målingene og tilhørende rapporter. Da denne type målinger gjennomføres på flere av landanleggene, bør virksomhetene på bred basis ta initiativ til oppfølgingsmøter mot NPL.

11 Referanser

- Ref: 1 " Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel - Sammendragsrapport". Add Novatech AS for Miljødirektoratet, 2016.
- Ref: 2 "Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore Modul 4 - Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer", Add Novatech AS for Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 3 Foreløpig Sektorrapport - Underlagsrapport til Forslag til handlingsplan for norske utslipp av kortlevde klimadrivere. Miljødirektoratet Sektorrapport M-90 | 2013.
- Ref: 4 Klimatiltak mot 2030 - Klimaeffekt på kort sikt og helseeffekter. Miljødirektoratet Rapport M-438 | 2015
- Ref: 5 "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: 6 EPA-453/R-95-017 "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates", November 1995.
- Ref: 7 "Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies", Concawe report 6/15, October 2015.
- Ref: 8 Charlene Lawson, Concawe: Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies, Power Point presentation, November 18, 2015.
- Ref: 9 Lev-On, M. Epperson, D. Siegell, J. Ritter, K. (2007) Derivation of new emission factors for quantification of mass emissions when using optical gas imaging for detecting leaks. J Air Waste Manag Assoc 57, 9, 1061-1070 (<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.3155/1047-3289.57.9.1061>).
- Ref: 10 Allan K. Chambers, et.al "DIAL Measurements of Fugitive Emissions from Natural Gas Plants and the Comparison with Emission Factor Estimates".
- Ref: 11 The Engineering ToolBox: "Gases – Explosion and Flammability Concentration Limits" (http://www.engineeringtoolbox.com/explosive-concentration-limits-d_423.html)
- Ref: 12 Rod Robinson: "The Application of Differential Absorption Lidar (DIAL) for Pollutant Emissions Monitoring", Jan 2015. ([http://www.hgac.com/taq/airquality/raqpac/documents/2015/Jan%202015/DIAL%20%202015%20Houston%20Meeting%20January%20\(sent%20version\).pdf](http://www.hgac.com/taq/airquality/raqpac/documents/2015/Jan%202015/DIAL%20%202015%20Houston%20Meeting%20January%20(sent%20version).pdf))
- Ref: 13 Dr. Y. Benayahu et. al. "Detection of low flow gas leaks using Thermal Imaging Cameras: How low can you go?
- Ref: 14 Marintek Report MT2016 F-005: Emission verification of five DLE LM6000 gas turbines on Statoil gas terminal on Melkøya, 2015
- Ref: 15 "Bobleprinsipp Melkøya" Excelark mottat fra Statoil 25.11.2016
- Ref: 16 "Quantified fugitive emissions - Statoil Draupner November 2015"