

M-514 | 2016

**Kaldventilering og diffuse utslipp fra  
petroleumsvirksomheten på norsk sokkel**

## **Delrapport 4 Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer**

**Utarbeidet for Miljødirektoratet**



Geir Husdal  
Lene Osenbroch  
Özlem Yetkinoglu  
Andreas Østebrot

 **add energy**

**add novatech as**

**15.03.2016**

**Utførende institusjon**

add novatech as

**Oppdragstakers prosjektansvarlig**

Geir Husdal

**Kontaktperson i Miljødirektoratet**

Sissel Wiken Sandgrind/Bjørn A. Christensen

**M-nummer**

M-514|2016

**År**

2016

**Sidetall**

37

**Miljødirektoratets kontraktnummer**

14088187

**Utgiver**

Miljødirektoratet

**Prosjektet er finansiert av**

Miljødirektoratet

**Forfatter(e)**

Geir Husdal, Lene Osenbroch, Özlem Yetkinoglu og Andreas Østebrot

**Tittel – norsk og engelsk**

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel  
Delrapport 4 - Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer

**Sammendrag – Summary**

Diffuse utslipp og smålekkasjer er svært vanskelig å kvantifisere. Faktormetoder som anvendes innen tilsvarende industri i Canada og UK, samt defaultfaktorer som det henvises til i NS-EN 15446 ble forsøkt kontrollsjekket mot DIAL måledata for landanlegg i Norge. Grunnet manglende data og dårlig tid ble ikke resultatet så godt som forventet. Uavhengig av dette viste studien store avvik mellom utslippsmengder beregnet vha. de gitte faktorer og DIAL-målinger på landanlegg. DIAL-målingene ga vesentlig høyere utslipp.

Tilsvarende ble det foretatt en sjekk mot utslippsmålinger ved hjelp av såpespray og boblemålinger på en sokkelinnretning. Disse målingene ga langt lavere utslipp enn faktorene.

Disse forhold tilsier at de beregnede utslippsmengder fra diffuse utslipp og smålekkasjer er beheftet med stor usikkerhet.

Betydelig arbeid er lagt ned internasjonalt ifm. den såkalte OGI "leak/no leak" metoden for kvantifisering av slike utslipp. Dette ser ut til å bli trenden for beregning av diffuse utslipp i fremtiden. Metoden anbefales tatt i bruk på norsk sokkel.

**4 emneord**

Smålekkasjer, metan, NMVOC, kvantifisering

**4 subject words**

Fugitives, methane, NMVOC, quantification

**Forsidefoto**

Heimdal. Kilde: Statoil, fotograf: Øyvind Hagen

## Sammendrag

Hovedhensikten med dette delprosjektet, heretter omtalt som modul 4, var å undersøke om metoder for kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer som diskutert i Delrapport 2 av prosjektet lot seg verifisere ved sammenligning med Differential Absorption Lidar (DIAL)-målinger på landbaserte gassbehandlingsanlegg.

Kvantifiseringsmetodene for diffuse utslipp / smålekkasjer som er diskutert i delrapport 2 er fremkommet gjennom store prosjekter, hovedsakelig i USA og Canada og reflekteres i Norsk Standard NS-EN 15446:2008. Metodene er basert på screening av komponenter ved hjelp av "sniffing" og kombinasjon av screeningresultater og utslippsfaktorer/-korrelasjoner. I litteraturen forekommer også generelle utslippsfaktorer/defaultfaktorer basert på omfattende screeningsresultater.

DIAL-målingene som gjøres på gassbehandlingsanleggene på land brukes til å bestemme disse anleggenes totale utslipp av hydrokarboner til luft. De gir imidlertid lite informasjon om hvordan utslippene fordeler seg på punktkilder og diffuse utslipp/smålekkasjer. Opplegget i Modul 4 var å identifisere og kvantifisere alle punktutslipp av metan og NMVOC på de enkelte landanleggene, sammenholde disse med anleggenes totalutslipp bestemt ved DIAL og ut fra dette beregne restutslippene som da skulle utgjøre diffuse utslipp og smålekkasjer.

Kilder for punktutslipp ble identifisert gjennom møter med operatørene av fire landanlegg; Gassco Kollsnes, Gassco Kårstø, Ormen Lange Landanlegg på Nyhamna og Hammerfest LNG på Melkøya. Kvantifisering av utslippsmengdene fra punktutslippene viste seg å være svært vanskelig innenfor tilgjengelig tidsramme, og bare et mindre antall av punktutslippene lot seg mengdeberegne.

Til tross for dette viste prosjektet at de vurderte kvantifiseringsmetodene for diffuse utslipp/smålekkasjer, som alle var basert på utslippsfaktorer pr. komponenttype, beregnet langt lavere utslipp enn det som fremkom ved DIAL-målingene. Avviket var i størrelsesorden 1:5 til 1:10. Årsakene til dette kan være at metodene beregnet alt for lave utslipp, men det kan også være at DIAL-målingene, som er indirekte målinger, beregnet for høye utslipp. Det kan også skyldes at det finnes punktutslipp som ikke ble identifisert under gjennomgangen av landanleggene.

En annen sammenligning ble også gjort basert på undersøkelser som Statoil har gjennomført på de to innretningene på Draupner. Lekkasje på disse innretningene ble først påvist med IR-kamera og deretter målt ved hjelp av såpevann og bobletelling. Resultatene fra målingene ble så, på tilsvarende måte som for DIAL-målingene, sammenlignet med andre vurderte kvantifiseringsmetoder (se avsnittet over). Her viste det seg at faktormetodene beregnet mye høyere utslipp enn målingene basert på såpevann og bobletelling. Forholdstallet varierende fra 5:1 til 200:1 avhengig av hvilken beregningsmetode som ble anvendt.

Sammenligningene viste således at de undersøkte kvantifiseringsmetoder gir svært avvikende resultater. Det er derfor grunn til å anta stor og ikke kvantifiserbar usikkerhet uansett hvilken metode en velger. Til tross for at usikkerheten ikke er kjent, anbefales det å benytte OGI "leak/no-leak" metoden til fremtidig kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer fra sokkelinnretningene. Denne metoden er basert på optisk registrering av lekkasjepunkter (screening) ved hjelp av IR-kamera ("leak/no-leak" registrering) og beregning av lekkasjemengde ved hjelp av etablerte faktorer pr. komponenttype. Denne metoden er konsistent og vil avdekke utviklingstrender over tid, og derved være en viktig bidragsyter i et aktivt vedlikeholds- og forbedringsarbeid.

Inntil det foreligger flere screeningresultater med metoden angitt ovenfor, anbefales det å anslå utslippsmengdene, ved hjelp av canadiske gjennomsnittsfaktorer. Disse er basert på datainnsamling fra 120 oppstrøms olje og gassanlegg i Canada, der det gjennomføres en lekkasjekontroll tilsvarende det en har på norske sokkelinnretninger og landanlegg (LDAR = Leak Detection and Repair). En bør, imidlertid være forberedt på at utslippstallene beregnet etter denne metoden kan bli vesentlig endret ved overgang til OGI "leak/no-leak" metoden.

# Innhold:

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Metodikk</b> .....	<b>6</b>
2.1	<i>Beregning av diffuse utslipp fra DIAL- målinger</i> .....	6
2.2	<i>Beregning av diffuse utslipp med andre metoder</i> .....	6
<b>3</b>	<b>Gjennomgang av punktutslipp på landanleggene</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Resultater</b> .....	<b>10</b>
4.1	<i>Diffuse utslipp beregnet fra DIAL-målinger</i> .....	10
4.2	<i>Beregnet utslipp med andre metoder</i> .....	12
4.3	<i>Sammenligning av beregnet utslipp med DIAL målinger</i> .....	13
4.4	<i>Effekt av instrumenter</i> .....	15
<b>5</b>	<b>Diskusjon av resultatene</b> .....	<b>16</b>
5.1	<i>Kontrollsjekk med bobletellinger</i> .....	16
5.2	<i>Kontrollsjekk ved hjelp av "OGI leak/no-leak"-modellen</i> .....	17
5.3	<i>Oppsummerende refleksjoner</i> .....	18
<b>6</b>	<b>Forslag til metode for kvantifisering av smålekkasjer og diffuse utslipp</b> .....	<b>19</b>
<b>7</b>	<b>Andre forhold knyttet til direkteutslipp av metan og NMVOC</b> .....	<b>21</b>
7.1	<i>DIAL-målinger og oppfølging i drift</i> .....	21
7.2	<i>Driftsforhold og driftsparametere som påvirker utslippene av metan og NMVOC</i> .....	21
7.3	<i>Kartlegging av prøvetakingspunkter og sammensetning – fordelingen mellom metan og NMVOC for ulike kilder</i> .....	21
7.4	<i>Rutiner for lekkasjedeteksjon og vedlikehold</i> .....	21
7.5	<i>Kaldventilerings- og fuklingsstrategi</i> .....	22
7.6	<i>Kartlegging av implementerte utslippsreducerende tiltak</i> .....	22
	<b>Forkortelser</b> .....	<b>23</b>
	<b>Referanser</b> .....	<b>24</b>
	<b>Vedlegg 1</b> .....	<b>25</b>

# 1 Innledning

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel medfører utslipp til luft av metan og flyktige organiske forbindelser utenom metan (NMVOC) fra en rekke utslippskilder. De direkte utslippene av metan og NMVOC som er innrapportert utgjorde ca. 80 % av de totale metanutslippene og ca. 28 % prosent av de totale nmVOC-utslippene fra norsk olje- og gassvirksomhet i 2014<sup>1</sup>.

Miljødirektoratet har engasjert add novatech as for å bedre kunnskapene om disse utslippene. Oppdraget omfattet opprinnelig tre moduler, men ble på slutten utvidet med en modul 4 som omfatter en sammenligning av utslippskilder/ beregningsmetoder ved offshoreinnretninger og petroleumsanlegg på land.

- Modul 1 var en kartlegging av mulige utslippskilder.
- Modul 2 var forslag til metoder for kvantifisering av utslippene av metan og NMVOC fra de enkelte identifiserte kildene, samt utarbeidelse av nytt utslippsestimat
- Modul 3 vurderte mulighetene for å redusere disse utslippene

Denne rapporten omfatter Modul 4 – "Kontrollsjekk av beregningsmetoder for diffuse utslipp og smålekkasjer". Hovedhensikten med modul 4 var å verifisere komponentbaserte utslippsfaktorer for diffuse utslipp og lekkasjer ved hjelp av en kombinasjon av Differential Absorption Lidar (DIAL)-måledata på landanlegg og beregnede utslipp fra anleggenes punktutslipp. Målet var å se om utslippsmengdene beregnet etter faktormetoden gir tilsvarende resultater som DIAL-målingene. Gjennomgangen skulle bl.a.:

- Etablere oversikt over utslippskilder og ventileringspunkter på de fire landanleggene.
- Etablere oversikt over antall potensielle lekkasjepunkter (ventiler, pumper og flenser/konnektorer).
- Undersøke driftsforhold og driftsparametere som påvirker utslippene av metan og NMVOC.
- Kartlegge prøvetakingspunkter og sammensetning – fordelingen mellom metan og NMVOC for ulike kilder.
- Sjekke rutiner for lekkasjedeteksjon og vedlikehold, herunder antall og type deteksjonssystemer og deteksjon-/alarmnivå.
- Undersøke kaldventilerings- og faklingsstrategi, hvilke kilder som fakles eller kaldventileres.
- Vurdere hvordan resultatet fra DIAL-målekampanjene benyttes i oppfølging av driften (bl.a. vedlikehold og tiltaksvurderinger).
- Kartlegge implementerte utslippsreducerende tiltak, oppnådde utslippsreduksjoner og potensial for ytterligere utslippsreduksjoner.

Fire gassbehandlingsanlegg på land ble inkludert i undersøkelsen: Gassco Kollsnes, Gassco Kårstø, Ormen Lange Landanlegg på Nyhamna og Hammerfest LNG på Melkøya. Gjennomgangen av de tre første anleggene ble gjennomført i form av møter med driftsorganisasjonene. For Melkøya ble møtet gjennomført over video.

Som en del av arbeidet ble det også foretatt en grundigere gjennomgang av tilgjengelige estimeringsmetoder. Disse er nærmere beskrevet i Vedlegg 1 til denne delrapporten.

---

<sup>1</sup> Kilde: Environment Hub

## 2 Metodikk

Smålekkasjer og diffuse utslipp lar seg vanskelig måle direkte. På landbaserte prosessanlegg anvendes en indirekte målemetode, DIAL (Differential Absorpsjons Lidar). Denne kan ikke anvendes på sokkelinnretningene på grunn av manglende adkomstforhold.

I dette delprosjektet er flere metoder for kvantifisering av utslippene evaluert: screening metoder basert på sniffing og IR-kamera så vel som standard utslippsfaktorer. Disse metodene er forsøkt sammenlignet med og verifisert i forhold til DIAL-målingene på landanlegg. Dette er målinger som er blitt gjennomført på denne type anlegg i Norge siden 1990-tallet. I tillegg er metodene vurdert på fritt grunnlag. Målet med dette er å vurdere om noen av disse metodene kan gi representative utslippsdata for sokkelinnretningene.

### 2.1 Beregning av diffuse utslipp fra DIAL-målinger

DIAL er en laserteknikk som gjør det mulig å foreta konsentrasjonsmålinger av et bredt spekter av gasser ved fjernmåling. Et fåtall aktører (Spectrasyne Ltd. og National Physical Laboratories (NPL)) har utviklet metoder som transformerer konsentrasjonsdataene over til utslippsrater (i kg/time). På denne måten kan utslippene måles for avgrensede geografiske områder på anleggene. Målingene foregår ved målekampanjer ca. hvert tredje år. En nærmere beskrivelse er gitt i Vedlegg 1.

Kartleggingen tok utgangspunkt i de enkelte anleggenes siste DIAL-målinger. Hvert måleområde ble gjennomgått for å identifisere eventuelle punktkilder i området. Formålet med dette var å estimere punktutslippene (fra lokale venter og eksosutslipp) i hvert av områdene, slik at disse kunne trekkes fra tallene fra DIAL-målingene. Resultatet vil da representere diffuse utslipp og smålekkasjer:

$$\text{Diffuse utslipp og smålekkasjer} = \text{DIAL målinger} - \text{punktutslipp (1)}$$

Punktutslippene ble identifisert i møtene med operatørselskapene, der anleggene ble gjennomgått i detalj, område for område.

### 2.2 Beregning av diffuse utslipp med andre metoder

Som beskrevet i delrapport 2 (Ref: 2), har amerikanske Environmental Protection Agency (US EPA) utgitt en protokoll (Ref: 6) som dokumenterer at diffuse utslipp og smålekkasjer lar seg beregne gjennom komponent"screening" med sniffer (se vedlegg 1) kombinert med utslipps- og korrelasjonsfaktorer. På grunnlag av denne metodikken er det utviklet diverse kvantifiseringsmetoder:

- EPA Screening Approach
- EPA Correlation Approach
- EN 15446:2008, en europeisk standard som er adoptert i Norge som Norsk Standard NS-EN 15446:2008.
- CAPP-metoden (CAPP = Canadian Association of Petroleum Producers)

Alle disse metodene er basert på "sniffing" ved hjelp av håndholdte instrumenter etter spesielle deteksjonsmetoder (som avviker noe fra de "sniffe"-metodene som brukes på norske anlegg som et ledd i sikkerhetsarbeidet).

American Petroleum Institute (API) har utviklet en metode for kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer ved hjelp av lekkasjedeteksjon med OGI-teknologi (Optical Gas Imaging). 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 (se

vedlegg 1 for oversikt). Concawe (European Oil Company Organisation for Environment, Health and Safety), som er spesielt rettet mot raffinerisektoren, har nylig gjennomført et prosjekt der de har sammenlignet OGI-metoden med sniffer-metoden. 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).

Britiske miljømyndigheter opererer med en ren faktorbasert utslippskvantifisering i sitt utslippsrapporteringsystem, EEMS (Ref: 10). Det er uklart hvilket grunnlag disse utslippsfaktorene er basert på.

Vedlegg 1 til denne rapporten inneholder en mer omfattende beskrivelse av disse metodene.

Metodene i EPA Screening Approach, EPA Correlation Approach, Norsk Standard, CAPP-metoden og Concawe-rapporten baserer seg på omfattende feltmålinger. CAPP-rapporten (Ref: 8) opererer også med gjennomsnittstall i form av utslipp pr. komponenttype, basert på 120 landbaserte oppstrøms olje- og gassanlegg (over 276 000 potensielle utslippskomponenter). Dette representerer en industri som gjennomfører et program for lekkasjekontroll og -oppfølging som langt på vei ligner tilsvarende prosedyrer som er etablert for og anvendes på norske sokkelinnretninger (og landanlegg).

Norsk Standard 15446 opererer med såkalte default utslippsfaktorer. Dette er faktorer som skal brukes for komponenter (ventiler, flenser, etc.) som ikke kan sniffes på grunn av manglende tilgjengelighet. Dette kan være på grunn av isolasjon som hindrer tilkomst eller på grunn av sikkerhetsmessige forhold.

Det britiske EEMS beregner utslippene kun ved hjelp av en fast utslippsfaktor pr. komponent. Det har faktorer for fem komponenttyper.

Alle disse metodene innebærer bruk av utslippsfaktorer gitt i kg/time pr. type komponent og/eller korrelasjonsfaktorer basert på screeningverdier. Der utslippsfaktorer benyttes, beregnes utslippene etter følgende enkle formel:

$$\text{Diffuse utslipp} = \text{Utslippsfaktor}_{pr. komponenttype} \times \text{Antall komponenter}_{pr. komponenttype} \quad (2)$$

En forutsetning for bruk av disse metodene er tilgang til en oversikt over antall komponenter innen hver komponentgruppe på den enkelte innretning/anlegg.

Et overslag over utslippene uten å ha gjennomført noen form for komponentscreening kan utføres ved hjelp av:

- EEMS-utslippsfaktorer
- CAPP-gjennomsnittsfaktorer
- Norsk Standard NS-EN 15446 (defaultfaktorer)

Prosjektet har ikke identifisert noe informasjon som dokumenterer treffsikkerhet eller representativitet ved bruk av slike faktorer. Slike beregninger vil gi et statisk svar, uten muligheter til å fange opp trender over år.

De metodene som krever "screening", enten ved hjelp av "sniffer" eller IR-målinger, vil ikke kunne benyttes til å lage et overslag over utslippene på nåværende tidspunkt, da "screening"-data ikke foreligger.

På den andre siden vil metodegrunnlaget i EPA Screening, i CAPP-metoden, i Norsk Standard NS-EN 15446 og i OGI-metoden medføre at fremtidig bruk av disse metodene vil vise utvikling og trender over tid og dermed gjøre det mulig å anvende en "kontinuerlig forbedring"-strategi også innenfor diffuse utslipp og smålekkasjer.

Operatørselskapene for landanleggene oversendte add novatech en oversikt over antall komponenter pr. anlegg. På dette grunnlaget mengdeberegnet add novatech diffuse utslipp for landanleggene med tre forskjellige metoder; EEMS, CAPP og NS. Følgende type komponenter ble inkludert i beregningene:

- Reguleringsventiler
- Andre ventiler
- Flenser
- Pumper

NS-15446 og CAPP metoden har forskjellige utslippsfaktorer, avhengig av om komponenten inneholder gass eller kondensat. EEMS-metoden skiller ikke mellom gass og kondensatservice<sup>2</sup>. Operatørselskapene oppga antall komponenter pr. gass- og kondensatservice.

CAPP-metoden har spesifikke utslippsfaktorer for reguleringsventiler og gir en felles utslippsfaktor for alle andre type ventiler (samlet). NS-EN 15446 og EEMS metoden skiller ikke mellom reguleringsventiler og andre ventiltypene. Antall komponenter pr. ventiltipe var ikke oppgitt av operatørselskapene og for å gjøre det enklest mulig i beregningene er det antatt at 5% av ventilene på anlegget er reguleringsventiler (dette er basert på data fra to innretninger på norsk sokkel).

Utslippsfaktorene gitt i NS-EN 15446 metoden representerer utslippsrater kun fra komponenter med diameter over 2". Tabell 1 presenterer utslippsfaktorer for VOC (metan og NMVOC) for hver metode og komponent.

*Tabell 1 Utslippsfaktorer for hydrokarboner (metan+NMVOC) i kg/time/komponent*

Beregningsmetode	Ventiler		Flenser		Pumper	Reguleringsventiler <sup>3</sup>	
	Gass	Kondensat <sup>4</sup>	Gass	Kondensat	Kondensat	Gass	Kondensat
NS-EN 15446	0,02680	0,01090	0,00025	0,00025	0,11400	-	-
CAPP	0,00057	0,00086	0,00082	0,00016	0,00291	0,03992	0,03992
EEMS	0,00052	0,00052	0,00011	0,00011	0,00020	-	-

---

<sup>2</sup> Rørsystemer som i hovedsak inneholder hydrokarboner i væskeform

<sup>3</sup> NS-EN 15446 og EEMS metodene har ikke spesifikke utslippsfaktorer for reguleringsventiler.

<sup>4</sup> I denne rapporten er kondensat brukt som betegnelse på det som i de ulike standardene er oppgitt som light-liquid.



### **3 Gjennomgang av punktutslipp på landanleggene**

Under gjennomgangen av landanleggene ble de aller fleste punktkilder identifisert. Med svært få unntak var det imidlertid behov for etterfølgende arbeid fra operatørene for å kunne få kvantifisert utslippene fra de enkelte kildene.

På grunn av at operatørselskapene fikk mindre tid tilgjengelig for dette arbeidet enn det de hadde ønsket, ble responsen noe dårligere enn forventet. Kun ett av landanleggene kunne bidra med beregninger for tilnærmet alle aktuelle utslippspunkter. For de andre anleggene var tilbakemeldingen mindre fullstendig. En grunn til dette er nok det forhold at landanleggene bruker DIAL-målingene til utslippskvantifisering og derved ikke har tilrettelagt for at de i løpet av kort tid kan estimere punktutslippene ved beregninger. Samtlige operatørselskaper ga uttrykk for at tiden til å gjennomføre dette var (for) kort. Dette har også sammenheng med at delprosjekt 4 ble startet helt på tampen av prosjektet, med dertil svært lite tid tilgjengelig.

## 4 Resultater

### 4.1 Diffuse utslipp beregnet fra DIAL-målinger

Landanleggene i Norge måler metan og NMVOC utslipp hvert tredje år ved hjelp av DIAL. Selskapet som nå gjennomfører disse målingene er National Physical Laboratories (NPL) som holder til i UK. Tidligere ble målingene gjort av Spectrasyne Ltd.

Målingene blir foretatt i prosessområder der slike utslipp forventes. De totale utslippene av metan og NMVOC på anlegget fremkommer ved å summere opp utslippene fra de enkelte delområdene. Typiske områder som det utføres målinger for kan oppsummeres som følger:

- Kompressorhus
- MEG-lagring og regenereringsanlegg
- Gasstørkingsanlegg
- Vannrensingsanlegg
- Mottaksområdet for gass og kondensat
- Område for piggmottaker og væskefanger (slug catcher)
- Lagringstanker for kondensat og NGL-fraksjoner
- Målestasjon for gass
- Område for hetoljekjeler
- Fakkeltårn

Hvert anlegg har en unikt prosessdesign, og plasseringen av de ulike prosessmodulene varierer fra anlegg til anlegg. Derfor vil fordelingen av de områdene det er gjort målinger i og hvilke prosesser/utstyr som hvert område dekker, variere mellom anleggene. Dette gjør det uhensiktsmessig å sammenligne målte utslipp pr. predefinert område. Det er derfor valgt å se på de totale utslippene fra anleggene. Store lagertanker for LNG, LPG og kondensat, lasteanlegg for væskeformige produkter og fakkeltårn ble ikke inkludert da disse anleggsdelene er plassert et stykke unna selve prosessanleggene og dessuten ikke inneholder større antall av komponenter som potensielt kan lekke.

DIAL-målekampanjene omfatter flere målinger fra samme punkt, og målingene korrigeres mot vindmålinger for å finne endelig utslippsrate i kg/h. De siste målingene ble gjennomført sommer/høst 2013. Nye målinger er planlagt i 2016. På et av anleggene ble målingene sist gjennomført i 2011.

Punktutslippene, beregnet av operatørselskapene er presentert sammen med resultater av DIAL-målinger i Tabell 2, samt i Figur 1 og Figur 2.

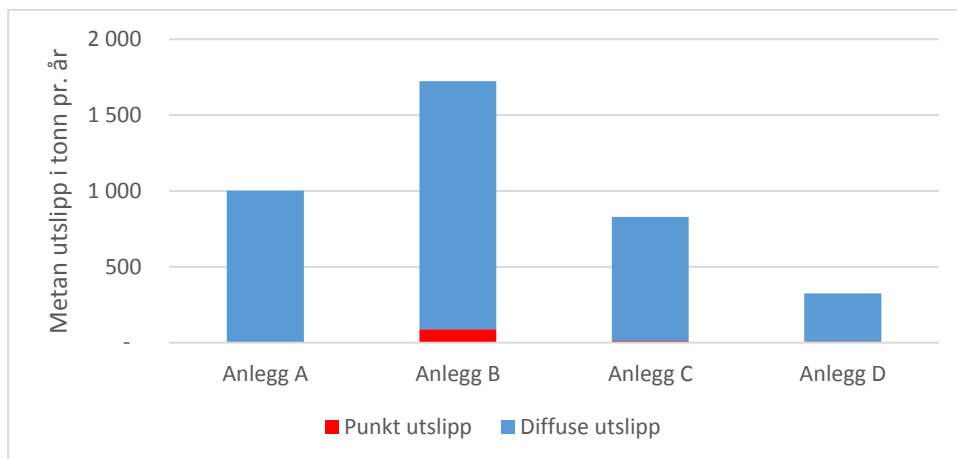
Kvantifisering av utslippene fra de enkelte punktkildene var som nevnt i kapittel 3 ufullstendig. Bare anlegg D fikk fremskaffet en nesten komplett oversikt over utslipp fra punktkilder. Her utgjorde punktutslippene bare ca. 3% av metanutslippene og ca. 12% av NMVOC-utslippene som ble målt og beregnet ved hjelp av DIAL. For de øvrige tre anleggene var tilbakemeldingen mindre komplett. Til tross for dette ga undersøkelsen flere nyttige svar.

Beregningene av utslippene fra punktkildene ble gjennomført etter varierende anleggs-spesifikke metoder utfra hvilken informasjon de enkelte operatørselskaper hadde tilgjengelig. Selv om det er flere uidentifiserte punktkilder og manglende utslipps-oversikter, er det ut fra det som kom fram under gjennomgangen, lite som tyder på at punktutslippene samlet vil utgjøre mer enn noen tideler av de utslippsmengdene som ble rapportert fra anleggene, basert på DIAL-målinger. Det er derfor mye som tyder på at de diffuse utslippene står for langt over halvparten av de direkte utslippene, målt med DIAL, fra alle de fire anleggene.

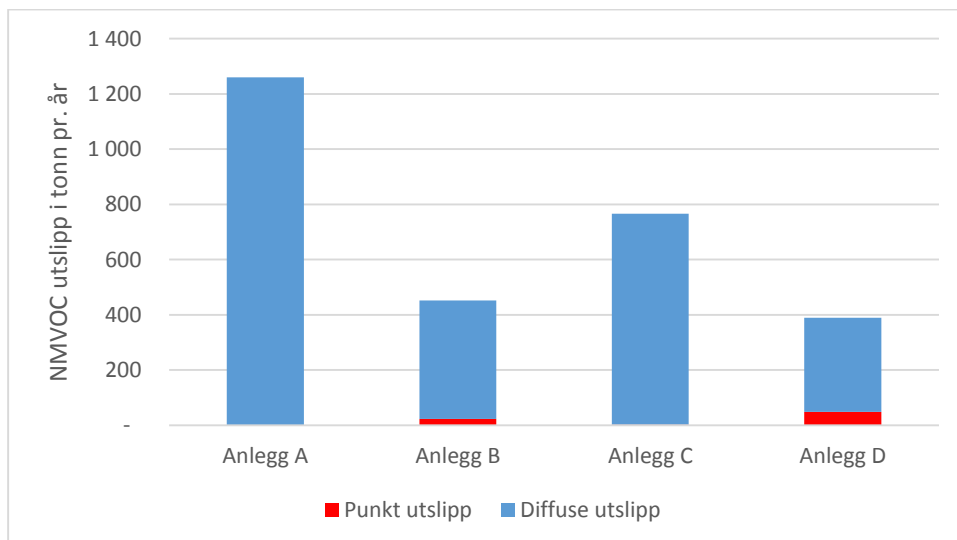
Tabell 2 Resultater av DIAL målinger av metan- og NMVOC-utslipp i tonn/år, beregnede punktutslipp og resulterende potensielle diffuse utslipp fra de fire landanleggene

Land-anlegg	DIAL måling (total utslipp)		Beregnet punktutslipp		Diffuse utslipp (ligning 1)		
	Metan	NMVOC	Metan	NMVOC	Metan	NMVOC	Total HC-gass
A	1 000	1 260	Mangler	Mangler	1 000	1 260	2 260
B	1 722	452	89	24	1 634	429	2 063
C	828	766	9	2	819	764	1 583
D	325	390	9	48	316	342	658

Figur 1 og Figur 2 setter størrelsesorden av punktutslipp og diffuse utslipp i perspektiv. Siden det mangler informasjon om størrelsesordenen til punktutslippene for anleggene A, B og C, er det kun anlegg D som gir et tilnærmet representativt bilde i de to figurene.



Figur 1 DIAL målinger – Metanutslipp



Figur 2 DIAL målinger – NMVOC-utslipp

I henhold til det reviderte BAT referansedokumentet (BREF-en) for olje- og gassraffinerier er det mulig å redusere utslippene av VOC (metan- og NMVOC) til mindre enn 200 - 250 kg/time pr. anlegg, inkludert diffuse utslipp (Ref: 5, kap. 4.17.3).

I tillegg til BREF-en utarbeider EU-kommisjonen BAT-konklusjonsdokumenter (Kommisjonsbeslutninger) som støtter gjennomføring av BAT i henhold til IED 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. BAT er også bruk av «High-integrity equipment», bl.a. ventiler med «double packing seals», pumper og kompressorer utstyrt med «mechanical seals».

## 4.2 Beregnet utslipp med andre metoder

Operatørselskapene for de fire landanleggene fremskaffet oversikter over antall komponenter i hydrokarbonholdige systemer. Dataene ble innhentet fra selskaperens QRA-arbeid (Quantitative Risk Assessment).

For alle fire anleggene fremkom totalt antall komponenter (ventiler, flenser, pumper) for både gass- og kondensatservice, men ikke spesifikk informasjon om antall reguleringsventiler. Den canadiske beregningsmetoden (CAPP-metoden) skiller mellom reguleringsventiler og andre type ventiler. Det er antatt at 5% av alle ventilene på anleggene er reguleringsventiler<sup>5</sup>. I CAPP-metoden har reguleringsventiler mye høyere utslippsfaktor enn andre type ventiler<sup>6</sup>. Dette samsvarer godt med informasjon som fremkom under gjennomgangsmøtene både med sokkelinnretningene og landanleggene. Det ble her opplyst at reguleringsventiler var sterkt overrepresentert i forhold til andre ventiler når det gjelder registrerte lekkasjer. Årsaken er at disse ventilene "arbeider" hele tiden, mens andre ventiler er i åpen eller stengt posisjon i lange perioder.

Tabell 3 viser det totale antall komponenter i de fire anleggene pr. komponenttype (ventiler, reguleringsventiler, flenser og pumper). Antall reguleringsventiler presentert i tabellen er basert på 5%-tilnærmingen som beskrevet ovenfor.

Komponenttellingene fra anleggene resulterte i totalt 48 445 komponenter (fra alle fire anleggene til sammen). Oversikten er vist i Tabell 3. En viss usikkerhet i disse tallene må påregnes. Første rad i tabellen representerer komponenter i alle størrelser. Andre rad representerer komponenter som er større enn 2". Totalt antall komponenter som er større enn 2" er 30 692.

Tabell 3 Total antall komponenter i de fire norske gassanleggene (kilde QRA<sup>7</sup>-data fra anleggene)

	Ventiler		Reguleringsventiler		Flenser		Pumper	Total
	Gass	Kondensat	Gass	Kondensat	Gass	Kondensat	Kondensat	
Total antall komponenter <sup>8</sup>	9 366	5 642	493	297	20 883	11 634	130	48 445
Total antall komponenter kun >2" <sup>9</sup>	5 550	3 031	292	160	13 949	7 585	125	30 692

Basert på komponentoversikten i

<sup>5</sup> Basert på data fra to sokkelinnretninger der 2% og 3% av alle ventiler var reguleringsventiler.

<sup>6</sup> Dette stemmer meget godt med informasjon som fremkom i gjennomgangene med mange av innretningene, både på sokkelen og på land. Det ble hevdet at reguleringsventiler var sterkt overrepresentert i forhold til andre ventiler når det gjaldt registrerte lekkasjer.

<sup>7</sup> QRA = Quantitative Risk Assessment

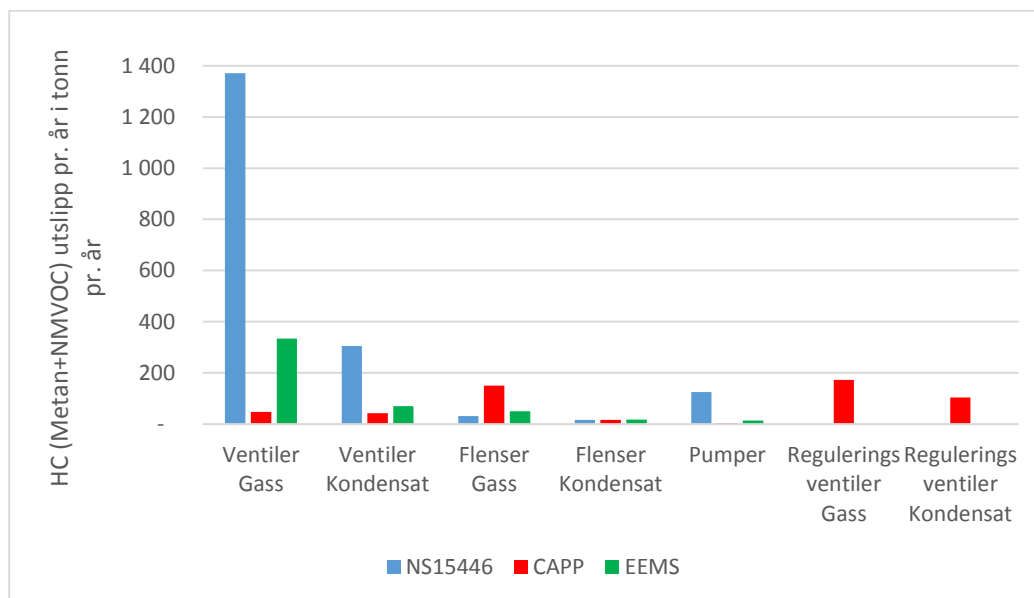
<sup>8</sup> Brukes i CAPP og EEMS beregningsmetodene. Inkluderer komponenter i alle størrelser

<sup>9</sup> Brukes i NS-EN 15446 metoden. Inkluderer kun komponenter som er større enn 2"

Tabell 3 ble utslippene beregnet ved hjelp av henholdsvis defaultfaktorene i NS 15446, CAPP-gjennomsnittsfaktorer og EEMS-utslippsfaktorer. Resultatene er vist i Tabell 4 og Figur 3.

Tabell 4 Hydrokarbonutslipp fra de fire norske gassanleggene i tonn/år, beregnet med metodene NS 15446, CAPP og EEMS

Beregningsmetode	Ventiler		Flenser		Pumper	Reguleringsventiler		Total
	Gass	Kondensat	Gass	Kondensat	Kondensat	Gass	Kondensat	
NS-EN 15446 - utslippsfaktorer	1 371	305	31	17	125			1 848
CAPP-gjennomsnittsfaktorer	47	43	150	16	3	172	104	535
EEMS-utslippsfaktorer	334	69	50	17	13			484



Figur 3 Totale hydrokarbonutslipp fra forskjellige komponenttyper på de fire norske gassanleggene, beregnet med metodene NS 15446, CAPP og EEMS

Utslipp beregnet etter NS-EN 15446 gir de høyeste utslippsmengdene. Den viktigste bidragsyteren til dette er utslippsfaktoren for ventiler, som er langt høyere enn i de andre metodene. Det bør også tilføyes at en her har benyttet defaultfaktorer som i henhold til standarden kun skal anvendes på komponenter som det ikke er mulig å «screeene». Faktorene vurderes derfor til å kunne være ekstra konservative.

### 4.3 Sammenligning av beregnet utslipp med DIAL-målinger

På grunn av at utslipp fra punktkilder bare i begrenset grad lot seg fremskaffe, har det ikke vært mulig å beregne hvor stor andel av de målte utslippene som kan skyldes smålekkasjer og diffuse utslipp. Mengde utslipp fra punktkilder er tilstrekkelig kvantifisert kun for anlegg D. Beregnede utslipp fra punktkildene utgjorde her bare i størrelsesorden 10% av de totale utslippene målt med DIAL-målinger.

Ut fra informasjonen som fremkom under gjennomgangene med landanleggene, er det også lite som tyder på at utslipp fra punktkilder vil være vesentlige i forhold til totalutslipp målt med DIAL ved landanleggene A, B og C. Det er derfor valgt å sammenligne beregnet utslipp basert på de forskjellige faktormetodene i tabell 3 med utslippstallene som fremkommer som potensielle diffuse utslipp fra DIAL-målingene i Tabell 2. Dersom tilstrekkelig informasjon om

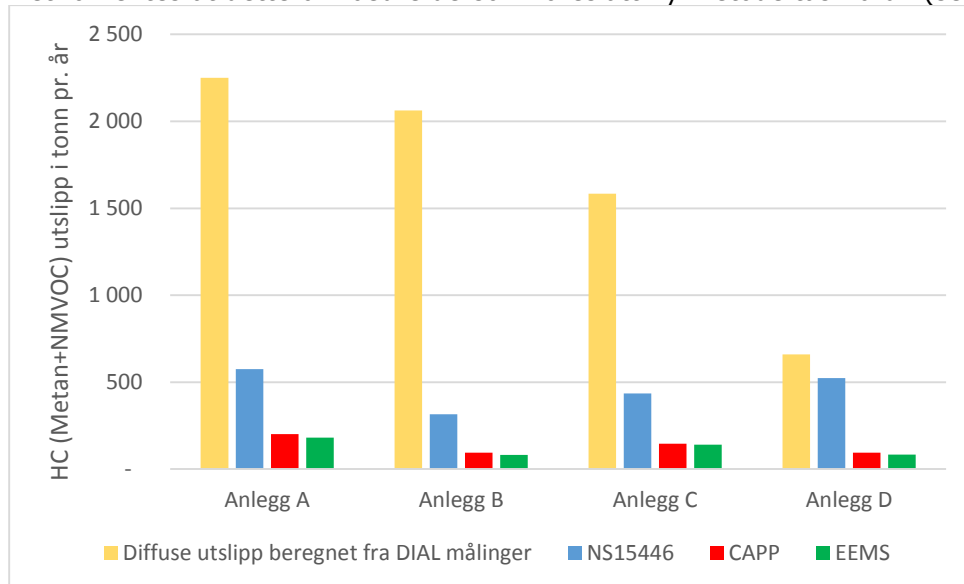
punktutslippene hadde vært tilgjengelig ville beregningene vist lavere diffuse utslipp enn de potensielle diffuse utslippene som fremgår av Tabell 5, men en vet ikke hvor mye.

Resultatene fra sammenligningen er vist i Tabell 5 og Figur 4.

Tabell 5 Beregnede potensielle diffuse hydrokarbonutslipp (metan og NMVOC) med metodene NS 15446, CAPP og EEMS (tonn/år).

Anlegg	Metode NS-EN 15446	CAPP-metode	EEMS-metode	Siste DIAL målinger – maks. potensielle diffuse utslipp
Anlegg A	575	201	181	2 251 <sup>10</sup>
Anlegg B	316	95	81	2 062 <sup>11</sup>
Anlegg C	435	145	139	1 583 <sup>12</sup>
Anlegg D	523	94	83	660
Total	4 074	695	620	7 217

Det gjøres spesielt oppmerksom på at DIAL-målingene for de anlegg som har fotnoter også inneholder en del punktutslipp. En bør derfor være ytterst forsiktig når en sammenligner metodene. Alle metodene kan være beheftet med betydelige usikkerheter og metodiske feil, også DIAL-målingene. Tabellen illustrerer først og fremst den usikkerheten disse kvantifiseringsmetodene er beheftet med. Utfordringen er at det p.t. ikke foreligger noen bedre metoder basert på den informasjon og det datagrunnlaget en pr. i dag sitter inne med. Det forventes at dette blir bedre dersom foreslått ny metode tas i bruk (se kapittel 6).



Figur 4 Beregnede diffuse hydrokarbonutslipp (metan og NMVOC) med metodene NS 15446, CAPP og EEMS

Tabell 5 og Figur 4 tyder på at det er svært store avvik mellom utslippsmengdene beregnet ut fra DIAL-målinger og utslippene beregnet ved hjelp av de forskjellige faktorbaserte kvantifiseringsmetodene.

Utslippene beregnet etter NS-EN 15446 viser minst avvik fra DIAL-målingene. Den primære årsaken er at default utslippsfaktorer for ventiler er mye høyere her enn i de andre metodene (ca. 40 ganger høyere enn det som fremkom i CAPP-rapporten for vanlige ventiler). Årsaken kan være at faktorene bevisst er satt konservativt, fordi de er knyttet til utstyr som ikke kan

<sup>10</sup> For anlegg A er ikke punktutslipp kvantifisert. DIAL-tallet representerer derfor både diffuse utslipp og punktutslipp.

<sup>11</sup> For anlegg B er noen, men ikke alle punktutslipp kvantifisert. DIAL-tallet er derfor for høyt.

<sup>12</sup> Som for anlegg B.

sniffes (manglende tilgjengelighet, isolasjon som hindrer tilkomst eller av sikkerhetsmessige hensyn).

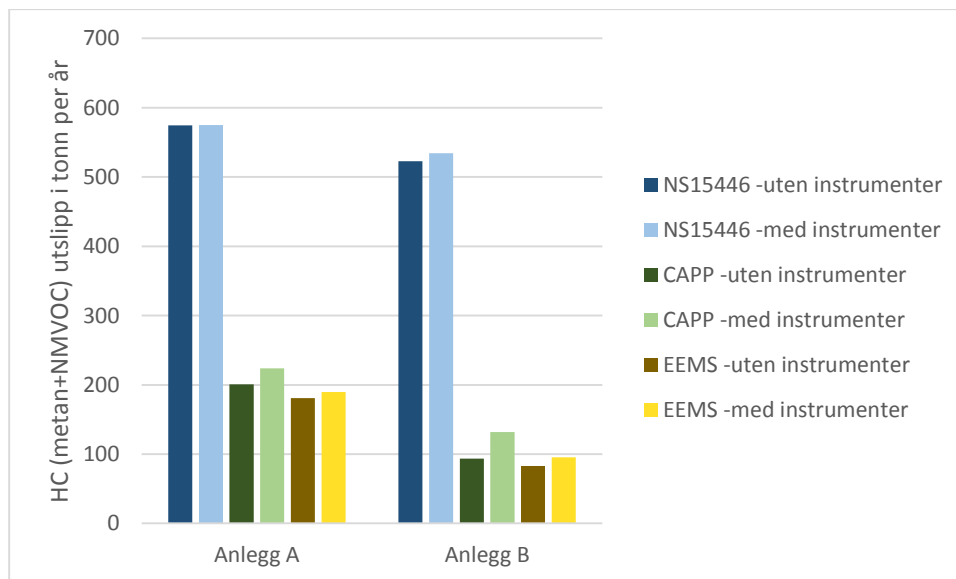
Utslippsberegningene etter CAPP- og EEMS-metodene viser samlet (for alle fire anleggene) tall som er ca. 1/10 av utslippstallene en får etter DIAL-metoden. Selv om en tar hensyn til at det mangler fratrekk for en god del punktutslipp i DIAL-tallene, vil avvikene likevel bli betydelige (tilnærmet samme størrelsesorden).

En bør også merke seg at avvikene varierer betydelig mellom anleggene.

Basert på undersøkelsen kan en derfor konkludere at foreliggende DIAL-målinger fra landanleggene ikke kan verifisere utslippene som fremkommer ved bruk av utslippsfaktorene fra *NS-EN 15446*, CAPP eller EEMS. Årsaken kan være manglende opplysninger om punktkilder/antall komponenter. Men det kan også skyldes andre forhold som en ikke har oversikt over. Grundigere fokus på identifiserte punktkilder ved kommende DIAL-målinger supplert med OGI-målinger bør vurderes for å skaffe mer informasjon omkring dette.

## 4.4 Effekt av instrumenter i prosessanleggene

Komponentoversikten fra QRA-rapportene til de fire landanleggene inneholdt også oversikt over antall instrumenter (trykkmålere, termometer, etc.). Det er usikkert om instrumentenes kopling til utstyr og rørsystemer er inkludert i konnektorantallet som fremkommer i komponentoversiktene fra anleggene. En har derfor foretatt en sensitivitetsanalyse der instrumenter er plussert på antall konnektorer. Resultatene fremgår av Figur 8. Figuren viser at effekten er neglisjerbar.



Figur 8 Beregnede diffuse hydrokarbon utslipp (metan og NMVOC) med forskjellige metoder, med og uten instrumenter

## 5 Diskusjon av resultatene

De store forskjellene mellom DIAL-målingene og beregninger etter faktormetodene kan ha flere årsaker:

- a. Komponentantallene som danner grunnlag for utslippsberegningene kan være for lave. Det ble benyttet komponentdata som fremkom fra operatørselskapenes QRA-prosess. En har ikke hatt ressurser eller tid i dette prosjektet til å kvalitetssjekke de komponenttabellene som benyttes i QRA-arbeidet.
- b. Utslippsfaktorene som fremkommer i CAPP-rapporten og i EEMS kan være alt for lave.
- c. Måleresultatene fra DIAL-målingene kan gi for høye utslippstall. NPL opererer selv med usikkerheter i målingene på +/- 10 %-15 % for metan og +/- 20% til 30% for NMVOC. Selv om det umiddelbart virker overraskende at diffuse utslipp skal være vesentlig høyere enn samlede punktutslipp, trenger det ikke være galt. Mer overraskende er det at DIAL-målingene på to av anleggene måler nesten like høye og høyere utslipp av NMVOC enn av metan i kompressoraneleggene, der gassen i kompressorene inneholder over 90% metan. Dette virker mindre troverdig. Eventuell fordamping av smøreolje i kompressorene kan forklare noe, men de målte utslippene er langt høyere enn total mengde forbrukt smøreolje.
- d. Utslippene fra punktkilder er vesentlig høyere enn de tall som er blitt fremskaffet i denne rapporten, og for øvrig antatt, eller det kan være flere store punktutslipp som ikke er blitt fanget opp under gjennomgangene
- e. Det kan være en kombinasjon av disse og andre årsaker

Det er i tillegg foretatt to kontrollmålinger offshore. Disse er:

1. Måling av utslipp ved hjelp av bobletellinger
2. Kontrollsjekk av utslipp ved hjelp av OGI-metoden

### 5.1 Målinger ved hjelp av bobletellinger

Statoil har foretatt måling av smålekkasjer og diffuse utslipp ved hjelp av såpevask og bobletellinger på de to Draupner-innretningene (Ref: 11). Antall komponenter som ble undersøkt er de som er relevante i et sikkerhets og risikoperspektiv, dvs. de som inneholder naturgass under trykk, totalt 1883 komponenter med lekkasjepotensial, fordelt på reguleringsventiler, andre ventiler, instrumenter og konnektorer.

Prosjektet ble gjennomført etter følgende opplegg:

1. Alle komponentene ble sjekket for lekkasjer ved hjelp av et OGI-kamera, type FLIR GF320.
2. Totalt 12 komponenter med lekkasje ble detektert. Utslippsrate for minste detekterte utslipp ca. 0,2 g/time.
3. Alle de 12 komponentene med detektert lekkasje ble sprayet med såpevann.
4. Lekkasje kom til syne i form av bobler som ble talt og målt, og utslippsmengden fra hver komponent (som lekker) ble beregnet.
5. For å ta hensyn til måleusikkerheter har Statoil lagt til en usikkerhetsfaktor på 1,8.

På grunnlag av målingene ble utslippene beregnet til totalt 785 kg VOC/år, hvorav 730 kg/år var metan og 55 kg/år var NMVOC.

Med utgangspunkt i komponentantallet for innretningene ble utslippene beregnet ved hjelp av Norsk Standard, CAPP-metoden og EEMS-metoden. Resultatene fremgår av Tabell 6.



Tabell 6 Sammenligning av utslipp beregnet med faktorbaserte metoder og utslipp målt ved hjelp av såpevask og bobletellinger på Draupner

Metode	Utslipp i tonn/år (metan+NMVOC)
EEMS	4,1
CAPP	47
NS-EN 15446	152
<b>Målinger vha. bobletelling</b>	<b>0,785</b>

I motsetning til sammenligningen med DIAL-målingene, indikerer såpetesten at faktormetodene overestimerer utslippene, tildels betydelig.

Fordi OGI-kameraet opererte med en deteksjonsgrense på godt under 3 g/time, kan også OGI "leak/no-leak"-metoden anvendes her. Med faktorer basert på deteksjonsgrense på 3 g/time gir beregninger etter denne metoden et samlet utslipp på 5,23 tonn/år (metan + NMVOC), hvorav 5,10 tonn/år fra komponenter med detektert lekkasje og 0,13 tonn/år fra komponenter som ikke lekker.

Igjen gir beregninger etter "anerkjente" metoder høyere utslipp enn målinger. Årsaken kan være betydelige unøyaktigheter i målingene. Forsøk gjort av Concawe (Ref: 7) viser at bruk av OGI "leak/no-leak"-metoden ved testing av et anlegg ga godt samsvar mellom beregnede utslipp og målte utslipp ("bagging" vha. HFS), mens de for en annen test fant at beregningene ga 4,5 ganger høyere utslipp enn tilsvarende målinger.

## 5.2 Kontrollsjekk ved hjelp av "OGI leak/no-leak"-modellen

Det er i prosjektet også gjennomført en kontrollsjekk av utslipp fra landanleggene ved hjelp av OGI "leak/no-leak"-modellen. Det er her beregnet et utslipp av metan og NMVOC samlet basert på komponentoversikten i

Tabell 3. Det ble antatt en deteksjonsgrense på henholdsvis 3 g/time og 6 g/time. Da lekkasjescreening etter OGI-metoden ikke er gjort på landanleggene, har en antatt samme prosentandel lekkasje som for såpetesten i kapittel 5.1:

- Ventiler: 1,41 %
- Flenser: 0,24 %
- Pumper: 0,41 % (ikke inkludert i såpetesten. Antatt samme frekvens som for ventiler)

Som en sensitivitet ble det også gjort en beregning med 5 ganger høyere lekkasjeandel:

- Ventiler: 7,1 %
- Flenser: 1,2 %
- Pumper: 7,1 %

Tabell 7 Samlet utslipp av HC-gass fra landanleggene beregnet ved OGI "leak/no-leak"-metoden

Beregning / måling	3 g/time deteksjonsgrense	6 g/time deteksjonsgrense
	(tonn/år)	(tonn/år)
Lekkasjeandel som for såpetesten	131	181
5 ganger høyere lekkasjeandel	641	875
DIAL-målingene (alle anlegg) <sup>13</sup>	6 564	

<sup>13</sup> Eksklusive tanker, fakkelsystem, lasteanlegg

I Concawe sitt prosjekt varierte lekkasjeandelen fra 0,85% til 4,7% av samtlige komponenter med en oppgitt snittverdi på 2,2%<sup>14</sup>.

Under gjennomgangen som prosjektet hadde, både på sokkelinnretningene og på landanleggene,<sup>15</sup> fremkom det at antall registrerte lekkasjer i løpet av året stort sett var i området 10 til 30 pr innretning eller anlegg, hvilket er godt under 1% av antall komponenter på innretningene/anleggene. Selv om lekkasjedeteksjonsmetoden her avviker fra metodene i OGI "leak/no-leak", gir det likevel en indikasjon på at lekkasjegraden på norsk sokkel er på linje med eller lavere enn de anleggene som ble undersøkt i Concawes prosjekt.

## 5.3 Oppsummerende refleksjoner

Ut fra de undersøkelser som er gjort er det åpenbart svært store usikkerheter knyttet til kvantifisering av diffuse utslipp og utslipp fra smålekkasjer. Følgende kan registreres:

- Det foreligger en rekke metoder, noen basert på faste utslippsfaktorer, de fleste basert på screening i kombinasjon med utslippsfaktorer og korrelasjoner.
- Samtlige av disse gir vesentlig lavere utslipp enn målinger ved bruk av DIAL (som ikke kan brukes på sokkelinnretninger). Beregningene etter disse metodene gir utslipp i området 5 – 50 % av DIAL-målingene.
- Samtlige beregningsmetoder ga også vesentlig høyere utslippsmengder enn måling med såpe på Draupner (fra 5 til 200 ganger høyere).
- Uansett hvilken kvantifiseringsmetode en benytter, vil den være beheftet med betydelig (og ukvantifiserbar) usikkerhet.
- Det er lagt ned og det legges fortsatt ned betydelig internasjonalt arbeid i regi av bl. a. American Petroleum Institute (API), Concawe og Canadian Association of Petroleum Producers for å nevne noen, for å komme opp med forbedrede kvantifiseringsmetoder.

Ut fra dette kan en slå fast at undersøkelsene av landanleggene og DIAL-målingene som er foretatt der ikke har gitt noen god avklaring av hvordan diffuse utslipp og smålekkasjer av metan og NMVOC bør kvantifiseres for sokkelinnretningene.

Samtidig har prosjektet kartlagt en flere andre metoder. Ingen av disse kan bidra til stor klarhet i problemstillingen, men samlet har det likevel gitt en utvidet forståelse av problemstillingene og kan danne grunnlag for fornuftige anbefalinger og forslag til praktisk anvendbare kvantifiseringsmetoder.

---

14 Det er ikke oppgitt hvordan snittet er beregnet

15 Heldagsmøtene som add novatech hadde med 15 sokkelinnretninger og 4 landanlegg

## 6 Forslag til metode for kvantifisering av smålekkasjer og diffuse utslipp

En fremtidig metode for kvantifisering av diffuse utslipp og smålekkasjer bør fortrinnsvis møte to hovedkrav:

1. Metoden bør medføre at en kan registrere positiv eller negativ utvikling.
2. Metoden bør være praktisk gjennomførbar og ikke for kostbar.

Kun et LDAR-kompatibelt kvantifiseringssystem møter kravene til kontinuerlig forbedring, da det bare er slike metoder som kan vise og dokumentere utviklingstrender.

Av de metodene som er LDAR-kompatible, anbefales bruk av OGI "leak/no-leak", da denne metoden i motsetning til sniffermetodene kan dekke alle komponenter på innretningen. I tillegg er OGI-metoden mindre kostbar. På grunnlag av data fra Concawe-rapporten, anslås det at sniffing vil koste anslagsvis 3 til 5 ganger mer enn OGI pr. målekampanje.

I henhold til BAT-konklusjonsdokumentet for raffinerier (Ref. 5) er BAT å overvåke diffuse utslipp av metan og NMVOC fra anleggene ved å benytte alle følgende teknikker:

- (i) Sniffing-metoder, som er forbundet med korrelasjonskurver for «nøkkelutstyr»
- (ii) Optiske gassmålingsteknikker (OGI-metoder)
- (iii) Beregninger basert på utslippsfaktorer, som periodisk (for eksempel en gang hvert annet år) valideres ved målinger (eksempelvis ved bruk av DIAL)

Fordi OGI-metoden i langt bedre grad enn dagens DIAL-målinger viser trender på delsystem- og komponentnivå, vil denne metoden kunne også gi et bedre grunnlag for å styre og kontrollere diffuse utslipp og smålekkasjer av metan og NMVOC fra landanleggene.

Det foregår betydelige arbeider, bl.a. i USA på å erstatte "sniffing" med OGI, både i forbindelse med kvantifisering og i LDAR-arbeidet (sikkerhet), US EPA deltar i dette. Begrunnelsen er at OGI gir total dekning, like god lekkasjedeteksjon og er vesentlig rimeligere enn "sniffe"-metodene. Som et resultat av arbeidene med OGI er det oppstått et nytt begrep "Smart LDAR". Det finnes mye informasjon om "Smart LDAR" på internett og det virker som dette er veien utviklingen går internasjonalt.

I en slik sammenheng vil det være naturlig i fremtiden å integrere sikkerhetsarbeidet med kvantifiseringsbehovet ved å bruke samme metoder og felles prosedyrer.

Det foreligger ennå ikke screening data som gjør det mulig å benytte OGI-metoden til å lage et anslag over utslippene her og nå. For å kunne komme opp med et overslag over utslippene basert på den begrensede informasjonen som er tilgjengelig, er bruk av gjennomsnittsfaktorer pr. komponenttype den eneste muligheten. Tre metoder/faktorsett er tilgjengelig:

- a. Norsk standard NS-EN 15446:2008: Standardens default-faktorer kan benyttes. Metoden har to ulemper:
  - Den skiller ikke mellom reguleringsventiler og andre ventiltyper.
  - Grunnlaget for fastsettelse av defaultfaktorene fremgår ikke.
- b. CAPP-rapporten (Ref: 8). Denne rapporten gir gjennomsnittsfaktorer for et stort antall komponenter for oppstrøms olje- og gassanlegg som anvender et lekkasjeovervåkings- og oppfølgingssystem som tilsvarer det som anvendes på norske sokkelinnretninger.
- c. EEMS standardfaktorer. Bakgrunnen for disse faktorene er ikke kjent. Faktorene er også til dels langt lavere enn de som brukes av CAPP og Norsk standard.

Ut fra tilgjengelig informasjon ser CAPP sine gjennomsnittsfaktorer ut til å være best dokumentert og inneholde færrest usikkerheter. Det anbefales derfor at CAPP-faktorene

benyttes til å lage et første overslag over utslippene, som bør oppdateres når screeningdata foreligger.

Fordeling av utslippsgassene mellom metan og NMVOC representere en tilnærmet like stor utfordring som å etablere totalutslippene. For å forenkle dette anbefales det at sammensetningen settes lik innretningens brenngass. Usikkerheten her er vesentlig mindre enn usikkerheten i totalutslippene.

## **7 Andre forhold knyttet til direkteutslipp av metan og NMVOC**

### **7.1 DIAL-målinger og oppfølging i drift**

Det ble i forbindelse med gjennomgangene på de fire landanleggene etterspurt i hvilken grad operatørselskapene sjekker resultatene fra DIAL-målingene mot andre metoder. Gjennomgangen viste at dette gjøres i svært liten grad. På kun et av anleggene ble det tatt prøver fra en av kildene for å sjekke sammensetningen og å sammenligne med DIAL-målingene. Et av anleggene opplyste at dette vil bli mer aktuelt fremover fordi OD nå krever at det betales CO<sub>2</sub>-avgift for disse utslippene på dette anlegget. Kartleggingen viste at resultatet fra DIAL-målingene i liten grad benyttes i oppfølging av driften på anleggene. Noen av anleggene gjennomgår resultatene med driftspersonell uten at det har resultert i spesifikke aktiviteter for oppfølging av driften.

### **7.2 Driftsforhold og driftsparametere som påvirker utslippene av metan og NMVOC**

Det kom frem i gjennomgangen at hyppige opp- og nedkjøringer av anleggene medfører kjøring av reguleringsventilene og påvirker derfor indirekte de lekkasjene som kan skje gjennom disse. Et ustabil anlegg vil dermed føre til mer diffuse utslipp fordi reguleringsventilene kjøres mye og fordi erfaring viser at reguleringsventiler er en vesentlig bidragsyter til små lekkasjer.

### **7.3 Kartlegging av prøvetakingspunkter og sammensetning – fordelingen mellom metan og NMVOC for ulike kilder**

Det kom også frem at utover de regelmessige prøvene av brenngassen var det kun spesielle utslipp det ble tatt prøver av som for eksempel ved uhellsutslipp av gass (store lekkasjer) og MEG-lagertanker. I forbindelse med CMR-modellen på fakkelsystemer opplyste noen av selskapene at det tas månedlige prøver av fakkalgassen på oppstrømsiden av hovedrøret for fakkalgass. I hvilken grad sammensetningen i disse prøvene er mer representative for diffuse utslipp og smålekkasjer enn brenn-gassanalysene er ikke kjent.

### **7.4 Rutiner for lekkasjedeteksjon og vedlikehold.**

Det gjennomføres lekkasjetesting ved oppstart av anleggene ved hjelp av N<sub>2</sub> og He på pakkbokser, ventiler og flenser. Dette gjøres også på deler av anlegget etter vedlikehold som har medført lokale demonteringsarbeider. Det lekkasjetestes også med sniffer, trykktesting og såpevann.

Når anleggene er i drift gjennomføres flere tiltak.

- Fastmonterte gassmålere/gassdetektorer som er plassert rundt på anleggene. Disse er i kontinuerlig i drift og utløser alarm dersom det registreres lekkasjer på over 20% LEL.
- Inspeksjoner rundt i anleggene ved hjelp av håndholdte målere (sniffere). Disse måler på utstørs-/komponentnivå. Lekkasjer som oppdages blir registrert som en notifikasjon. Dersom en sniffer får utslag gjennomføres det en kontrollsjekk ved at man måler 10 cm fra i mest ufordelaktig vindretning (på et av anleggene måles først med 1 cm avstand og dersom dette slår ut måles det med 10 cm også).
- Alle registrerte lekkasjer (over ca. 1% LEL) loggføres og følges opp med etterfølgende målinger for å sjekke om lekkasjeraten øker.
- Dersom det måles utslipp på over 20% LEL meldes dette inn i loggen for diffuse gasslekkasjer- som en korrektiv jobb og prioriteres i henhold til kritikalitet.

## 7.5 Kaldventilerings- og faklingsstrategi

Utover det at en generelt forsøkte å unngå kaldventilering, bl.a. ved å sende avgasser til lavtrykkfakkel, ble det ikke fremvist konkrete strategier under gjennomgangene. Det er viktig at slike strategier er på plass i den konseptuelle designfasen. Driftspersonalet, som prosjektet var i kontakt med, må operere det anlegg de får overlevert og har ikke nødvendigvis oversikt over hvilke strategier som var styrende i konseptuell designfase.

## 7.6 Kartlegging av implementerte utslippsreducerende tiltak

Det ble registrert flere operasjonelle tiltak som er satt i gang på anleggene for å redusere direkteutslipp av metan og NMVOC:

- Redusert fakling inkludert innføring av en automatisk ventilstyringsfunksjon som reduserer fakling ved oppstart og nedstenging.
- Endring i tekniske løsninger, som ombygging av ventilasjonsanlegg for MEG og VOC gjenvinningsanlegg fra lastning. Generelt var det lite informasjon operatørene kunne bidra med av tilleggsinformasjon grunnet bl.a. kort varsel.
- Nye prosedyrer for drift
- Optimalisering av VOC-regenereringskompressor

Operatørene har ikke dokumentert/beregnet hvilke utslippsreduksjoner disse tiltakene har medført.

## Forkortelser

<b>API</b>	"American Petroleum Institute"
<b>ATEX</b>	"Appareils destinés à être utilisés en Atmosphères Explosibles", EU direktive som beskriver hva slags utstyr og arbeidsmiljø er tillatt i et miljø med en eksplosiv atmosfære.
<b>BAT</b>	"Best available techniques"
<b>BREF</b>	"Best available techniques reference document"
<b>CAPP</b>	"Canadian Association of Petroleum Producers"
<b>FID</b>	Flammeioniseringsdetektor
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Karbondioksid
<b>DIAL</b>	"Differential Absorpsjons Lidar"
<b>EEMS</b>	"Environmental and Emissions Monitoring System"
<b>He</b>	Helium
<b>HFS</b>	"High flow sampler"
<b>IR-kamera</b>	Infrarødt kamera
<b>LDAR</b>	Leak detection and repair
<b>LEL</b>	"Lower explosion limit"
<b>LIDAR</b>	"Light detection and ranging"
<b>LNG</b>	"Liquefied natural gas"
<b>LPG</b>	"Liquefied petroleum gas"
<b>MEG</b>	Monoetylenglykol
<b>NMVOC</b>	"Non-methane volatile organic compounds"
<b>NPL</b>	"National Physical Laboratories"
<b>NS-EN</b>	Standard som er utviklet i Europa (CEN), og deretter fastsatt som Norsk Standard
<b>NS- EN 15446</b>	Norsk standard for diffuse utslippsberegninger
<b>N<sub>2</sub></b>	Nitrogen
<b>OD</b>	Olje direktoratet
<b>OGI</b>	"Optical Gas Imaging"
<b>PID</b>	Fotoioniseringsdetektor
<b>QRA</b>	"Quantitative Risk Assessment"
<b>SOF</b>	"Solar Occultation Flux"
<b>US EPA</b>	"United States Environmental Protection Agency"
<b>UV</b>	"Ultra violet"
<b>VOC</b>	"Volatile organic compounds"

## Referanser

- Ref: 1 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 1 Kartlegging av utslippskilder» add novatech for Miljødirektoratet 2015
- Ref: 2 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 2 Utslippsmengder og kvantifiseringsmetodikk» add novatech for Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 3 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - BAT», add novatech for Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 4 2013 IPCC AR5 p714 (with climate-carbon feedbacks)
- 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 "Update of Fugitive Equipment Leak Emission factors", CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers), February 2014.
- Ref: 9 "Diffuse utslipp av felles betydning for industrisektoren – Måling av diffuse utslipp av flyktige forbindelser fra lekkasjer i utstyr og rør", Norsk Standard NS-EN 15446:2008.
- Ref: 10 "EEMS-Atmospheric Emissions Calculations", Version 1.10, Department of Energy and Climate Change, UK
- Ref: 11 "Quantified fugitive emissions - Statoil Draupner November 2015"



# Vedlegg 1

## Status for kvantifisering av diffuse utslipp og lekkasjer av metan og NMVOC

### 1. Innledning

Flere metoder for kvantifisering av diffuse utslipp og lekkasjer er identifisert. Diffuse utslipp og smålekkasjer har den egenskap at utslippene vanskelig lar seg måle. Utslippskvantifiseringen må derfor gjennomføres ved hjelp av indirekte metoder, som alle er beheftet med ulik grad av usikkerhet, og utslippstallene lar seg vanskelig etterprøve.

Smålekkasjer og diffuse utslipp foregår hovedsakelig fra komponenter som forutsettes å være tette, som pakkbokser, flenser, skrudde forbindelser, etc. Noen av lekkasjene kan la seg detektere, mens de fleste lekkasjene er så små at de ikke detekteres.

På norske sokkelinnretninger (og landanlegg) praktiseres et omfattende og grundig lekkasjedeteksjonsprogram med det primære formål å forebygge og sikre innretningene mot uønskede hendelser og å minimalisere risikoen for at slike skal oppstå. Programmene er lagt opp med dette som formål, men indirekte bidrar de også til å holde utslippene nede på en lavt nivå. Naturgassutslipp som resultat av større lekkasjer, medfører i de fleste tilfeller nedstenging og granskning av hendelsen, samt beregning av utsluppet mengde gass. Denne type utslipp er det god kontroll med. Tabell 8 gir en oversikt over slike utslipp på norske sokkelinnretninger siden 2002.

Tabell 8 Utslipp av HC gass (metan + NMVOC) fra større akutte gassutslipp

År	Tonn	Antall hendelser	Tonn pr. hendelse
2002	8,1	10	0,81
2003	590,0	20	29,50
2004	1371,9	19	72,21
2005	21,4	20	1,07
2006	34,9	28	1,25
2007	2,6	26	0,10
2008	13,3	35	0,38
2009	54,6	19	2,87
2010	11,5	26	0,44
2011	15,4	7	2,20
2012	93,7	8	11,71
2013	2,8	13	0,22
2014	1,7	17	0,10

For mindre utslipp (dvs. akuttutslipp som det ikke foretas separate utslippsberegninger av) har det inntil nå manglet både gode kvantifiseringsmetoder og oversikt over utslippsbidraget. Internasjonalt har det imidlertid vært lagt ned betydelig arbeid de siste tiårene, og flere metoder er utviklet. Nedenfor er det gitt en kort oversikt over noen av de mest anvendte metodene.

## 2. Målemetoder

Fire forskjellige metodegrupper er identifisert:

### 1. Områdemålinger

Dette er indirekte målemetoder basert på konsentrasjonen av utslippsgassene i gitte områder av anlegget. To slike metoder er beskrevet i BREF-dokumentet for raffinering av olje og gass (Ref: 5). Begge metodene er godkjent som BAT vedrørende måling av diffuse utslipp.

#### Differential Absorption Lidar (DIAL).

Dette er en laserbasert teknikk som benytter LIDAR (Light Detection and Ranging), som er en optisk analogi til radiobølgebasert radar. Måleutstyret er plassert i en mobil enhet (en trailer) som plasserer seg forskjellige steder rundt områdene som skal måles. Metoden måler utslipp av metan og NMVOC fra alle kilder innenfor måleområdet, inkludert dedikerte punktutslipp, utslipp av uforbrent metan og NMVOC som komponent i avgasser fra gassturbiner, kjeler, fakkelsystem eller andre forbrenningsprosesser i området, samt diffuse utslipp og smålekkasjer.

DIAL benyttes til bestemmelse av metan og NMVOC-utslipp fra store olje- og gassanlegg på land i Norge. Metoden har vært benyttet i Norge siden 90-tallet.

#### Solar Occultation Flux (SOF).

Denne teknikken er basert på Fouriertransformasjonsanalyse av et bredbånds IR- eller UV-spekter langs en gitt geografisk rute som krysser vindretningen og skjærer gjennom en "plume" av metan og NMVOC. Metoden krever sollys under målingene.

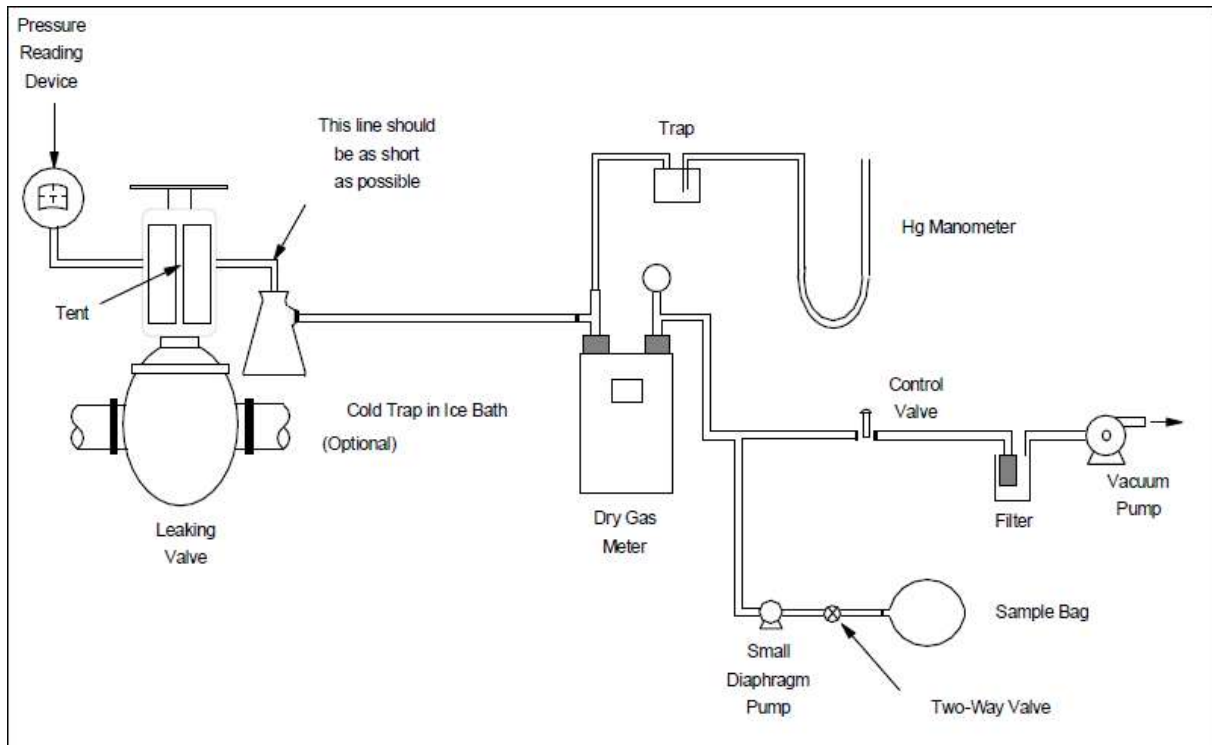
Ved begge disse metodene kan måleresultatene omformes til utslippsrater i kg/time og splittes opp i metan og delvis også i andre VOC-komponenter. For at utslippsratene skal konverteres til årlige utslippsdata må målingene gjennomføres under driftsmessige forhold som er representative for årsgjennomsnittet. Normalt gjennomføres det to eller flere målinger pr område som danner grunnlag for beregning av gjennomsnittlige utslippsrater. For norske landanlegg er kravene (med noen unntak) at målekampanjer skal gjennomføres hvert 3 år.

### 2. Direkte måling

Dette er måling av utslipp fra de enkelte potensielle utslippskomponentene. Dette kan være en flens, en ventil, et instrument, etc. Den mest kjente teknikken er det som på engelsk kalles "bagging". Ved denne teknikken isoleres komponenten med en gasstett plastsekk, slik at komponentens lekkasjerate kan måles svært nøyaktig.

"Bagging" kan gjennomføres ved forskjellige teknikker:

- "Vacuum bagging"
- "Blow through"
- "High Flow Sampling" (HFS)



Figur 5 Prinsippskisse av "bagging" ved vakuummetoden. Kilde: Ref: 6.

"Bagging" er en svært arbeidskrevende metode som av praktiske og kostnadmessige grunner ikke kan gjennomføres av alle potensielle lekkasjekilder på en stort prosessanlegg, men metoden er velegnet til forskning og til kalibrering/sjekking av andre kvantifiseringsmetoder.

"Bobletelling" ved såpevannbehandling er en annen direkte målemetode. Såpevann sprayes på komponenten (flens, ventilstamme, etc). Ved lekkasje dannes det bobler som kan telles. Gjennom kjente korrelasjoner kan dette omregnes til utslippsrater. Dråpetelling er enklere å gjennomføre enn "bagging", men ikke like nøyaktig.

### 3. Komponentscreening

Dette er en metode som i likhet med "bagging" er basert på måling (scanning) av "alle" komponenter som kan være potensielle kandidater for diffusjon eller smålekkasjer. Men i motsetning til "bagging" er målingene sterkt forenklet. Det foreligger to metoder som begge er akseptert som BAT i Ref: 5:

#### "Screening" ved hjelp av "sniffer".

Målingene foregår med et håndholdt instrument ("sniffer"). De mest brukte instrumentene er flammeioniseringsdetektor (FID) og fotoioniseringsdetektor (PID). Dette er samme type instrumenter som benyttes til deteksjon og måling av gasslekkasjer i forbindelse med sikkerhetskontrollen på norske sokkelinnretninger og landanlegg. Ettersom formålet med målingene er forskjellig avviker imidlertid metodene en del. Den metoden som benyttes i forbindelse med gassdeteksjon og -kontroll er basert på måling av gasskonsentrasjon i % LEL (Lower Explosion Limit) ca. 10 cm unna lekkasjepunktet i den mest kritiske posisjon (nedstrøms).

For kvantifisering benyttes metoder som er beskrevet i en protokoll utarbeidet av US EPA i 1995 (Ref: 6). Disse metodene er basert på å føre snifferen tett over (helt inntil) hele området som potensielt kan medføre diffuse utslipp, som rundt hele periferien av en flens eller et ventilskaff. Avlesningen foregår i ppmv og gjennomføres på alle komponenter i systemer som inneholder mer enn 20% hydrokarboner.

Grunnmetoden danner basis for mye av det arbeid som seinere er gjort innenfor utvikling av applikasjonsmetoder og standarder for kvantifisering av diffuse utslipp. Den europeiske (og norske) standarden for kvantifisering av diffuse utslipp, EN-15446 bygger på denne metoden (Norsk Standard NO-EN 15446:2008).

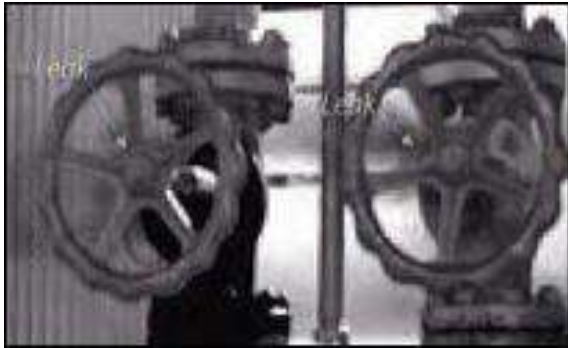
Metoden er arbeidskrevende, da den i utgangspunktet krever at alle potensielle lekkasjepunkter undersøkes ("screenes") med snifferen. I henhold til NO-EN 15446 kan følgende komponenter unntas.

- Komponenter som en ikke kan få tilgang til
- Komponenter som krever demontering for å få tilgang
- Komponenter som det medfører en sikkerhetsrisiko å "sniffe".

For disse komponenter kan det anvendes en standard (default) utslippsfaktor.

#### OGI (Optical gas imaging techniques) (også kalt smart LDAR)

Dette er en nyere teknikk som i økende grad blir akseptert og som nå også vurderes av US EPA. Ved denne teknikken benyttes et lett håndholdt kamera som visualiserer gasslekkasjen. Figur 6 er et eksempel på hvordan en lekkasje vises i kameraet.



Figur 6 Bilde av lekkasje fra en ventil. Kilde:

Ref: 5.

Metoden gjør det mulig å detektere komponenter med lekkasjepotensiale relativt raskt og effektivt. Det er flere typer kameraer tilgjengelig. FLIR var den første produsent av denne type kamera og dominerer markedet. Fra 2010 har også OPGAL kommet til. Kameraene fra disse produsentene (FLIR GF 320 og OPGAL Eye C) oppgis å gi sammenlignbare resultater (Ref: 7). (OPGAL Eye C er ATEX sertifisert, sone 2). Det skal nå også være andre kameratyper på markedet. Kameraene er dyre (70 000 til 100 000 €). En har i dette prosjektet identifisert et selskap i Norge som har gått til anskaffelse av et OGI-kamera og som har utført lekkasjescanning i flere år, IR Vision as som holder til på Sola (se <https://www.norskoljeoggass.no/Global/Prosjekt%20HC-lekkasjer/Presentasjon%20IR%20Vision.pdf>). Metoden er benyttet av flere operatørselskaper på norsk sokkel i forbindelse med lekkasjeinspeksjon (for deteksjon av lekkasjer ifm risikokontroll). Blant operatørselskapene har Statoil anskaffet egne IR-kamera som benyttes i forbindelse med sikkerhetsinspeksjoner.

Ved OGI metoden kan en komme over alle potensielle lekkasjepunkter i anlegget, også komponenter som er isolerte. Dette er ikke mulig ved sniffing. Det anbefales en avstand på 2 meter eller mindre fra komponenten som skal scannes. Ved gjennomføring av scanning registreres komponenter som "leak" eller "no-leak" avhengig av om en ser eller ikke ser en lekkasje i kameraet. Deteksjonsgrensen på kameraet er svært god og kan justeres, avhengig av behov. For HC-gasser er deteksjonsgrensen under 1 g/time, noe som tilsvarer utslipp på ca. 8-9 kg/år.

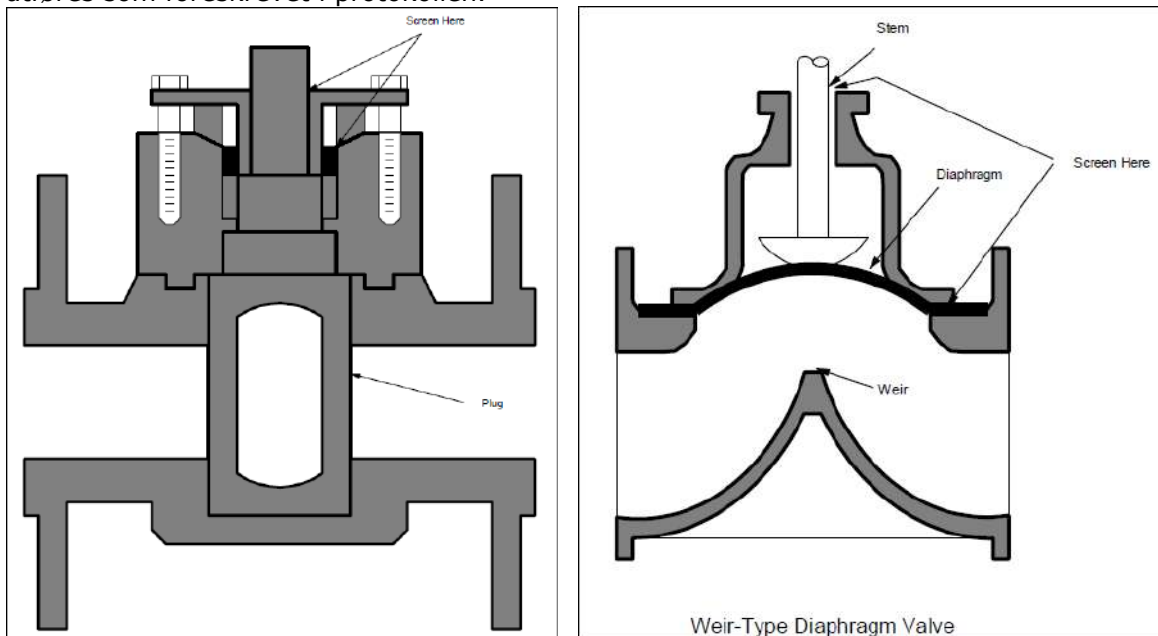
Sammenlignet med sniffing er OGI en mye mindre arbeidskrevende operasjon. Concawe angir at en trent arbeidsgruppe på to personer kan scanne opp til 2000 komponenter pr. dag. Dette tilsvarer 2-5 arbeidsdager for de fleste sokkelanlegg. På grunn av at metoden er enkelt og at den effektivt lokaliserer de større utslippene, kalles den også "smart LDAR".

### 3 Kvantifiseringsmetoder

Av målemetodene som er beskrevet i kapittel 2 i dette vedlegget, er både områdemåling og direktemåling uegnet for sokkelinnretningene. Områdemåling fordi en ikke kan komme til med en stor instrumenttrailer i sikkert område på en sokkelinnretning. Direkte måling ("bagging") fordi det er en svært omfattende, arbeidskrevende og kostbar operasjon.

Kvantifiseringsmetoder basert på sniffing ble utviklet av Environmental Protection Agency. Metoden er beskrevet i en omfattende protokoll fra 1995 (Ref: 6) og baserer seg på at det er en korrelasjon mellom "screening"verdi i ppmv og utslippsrate i g/time, avhengig av komponenttype. Disse korrelasjonene er basert på omfattende laboratorie- og feltmålinger av utslipp, bl.a. ved bruk av "bagging"-teknikken.

Dette innebærer at en målt screening verdi på f.eks. 3500 ppmv tilsvarer en gitt utslippsrate, uavhengig av rørdimensjon og trykk i røret. Det er gjennomført en omfattende mengde målinger som grunnlag for utvikling av metoden. Protokollen gir også detaljerte beskrivelser av hvordan og hvor sniffingen skal utføres på forskjellige typer ventiler, for flenser, etc. Et eksempel er vist i Figur 7. For å kunne anvende metoden er det essensielt at sniffingen utføres som foreskrevet i protokollen.



Figur 7 Eksempler på hvor "sniffingen" skal gjøres på to ventiltyper (kilde: Ref: 6)

Basert på dette grunnlaget er det etablert flere måter som kan benyttes for å beregne mengde HC-gass som slippes ut fra diffuse utslipp og smålekkasjer fra et anlegg. De mest anvendte metodene er beskrevet nærmere:

- EPA Screening Ranges Approach ("leak/no leak" faktorer)
- EPA Correlation Approach (også kalt Method 21)
- CAPP-utslippsfaktorer
- NS-EN 15446

Alle disse metodene krever at en har en komplett database over relevante komponenter som kan medføre smålekkasjer og diffuse utslipp i anlegget, og at disse komponentene "screens" (dvs. at utslippene måles med "sniffer" etter angitt metode).

#### 3.1 EPA Screening Approach

Ved denne tilnærmingen registreres alle komponenter som gir en "screening value"  $\geq 10\ 000$  ppmv. Utslippene beregnes ved hjelp av faktorer som fremgår av Tabell 9.

Tabell 9 Screening Range Emission Factor (Kilde Ref: 7)

Komponent type	"Service"	≥ 10 000 ppmv Utslippsfaktor (kg/t/komponent)	< 10 000 ppmv Utslippsfaktor (kg/t/komponent)
Ventiler	Gass	0,2626	0,0006
Ventiler	"Light liquid"	0,0852	0,0017
Ventiler	Olje	0,00023	0,00023
Pumpetetning	"light liquid"	0,437	0,012
Pumpetetning	Tung olje	0,03885	0,0135
Kompressortetning	Gass	1,608	0,0894
Sikkerhetsventiler	Gass	1,691	0,0477
Konnektorer	Alle	0,0375	0,00006
"Open ended"	Alle	0,01195	0,0015

Tabell 2 er utarbeidet for raffinerier, men bør i prinsippet også kunne gjelde for andre anlegg som prosesserer hydrokarboner.

Det foreligger ingen entydig definisjon av "Service". For sokkelinnretninger antas det at følgende definisjoner kan anvendes:

*Olje = råolje nedstrøms av siste separator*  
*"Light liquid" = kondensatførende systemer*  
*Gass = gassførende systemer*

Utslipp fra kompressortetninger beregnes etter andre metoder og inkluderes ikke her.

Utslippsfaktorene for sikkerhetsventiler gjelder sikkerhetsventiler som blåser direkte mot luft. Slike løsninger finnes neppe på norsk sokkel.

Konnektorer er flenser, skrudde forbindelser og andre konnektortyper.

"Open ended" er avstengingsventiler (i stengt posisjon) som kan åpnes direkte til atmosfære. Under opptellinger på landbaserte oppstrøms olje- og gassanlegg i Canada var antallet slike ventiler svært lavt. Det antas at situasjonen er tilsvarende på norske sokkelinnretninger.

Som Tabell 9 viser, opererer metoden med to utslippsfaktorer. Utslippene beregnes ved å multiplisere antall komponenter av gitt kategori. Eksempel er vist i tekstboks:

*Det er 1000 ventiler i gass service. Av disse har "sniffingen" registrert screening verdi over 10 000m ppmv på 20 ventiler. Regnestykket blir da:*

*Utslipp fra ventiler med over 10 000 ppmv:  $20 \times 0,2626 \text{ kg/h} = 5,252 \text{ kg/t}$*   
*Utslipp fra ventiler med under 10 000 ppmv  $980 \times 0,0006 \text{ kg/t} = 0,588 \text{ kg/t}$*   
*Samlet utslipp fra ventiler i gass-service:  $5,84 \text{ kg/t} = 51,1 \text{ tonn/år}$*

På tilsvarende måte regnes utslippene fra de andre komponentkategoriene. Summen blir de årlige utslippene av metan og NMVOC. Fordelingen mellom metan og NMVOC kan gjøres av operatør i etterkant.

## 3.2 EPA Correlation Approach (Method 21)

### 3.2.1 Original metode

Etter denne fremgangsmåte sorteres "screening"resultatene i to grupper:

- "pegged items", som er komponenter som gir en avlesning på over et gitt settnivå (eksempelvis: 100 000 ppmv).
- "non-pegged items", som er komponenter med avlesning under settnivået.

Basert på kalibrerings- og kontrollmålinger, bl.a. ved hjelp av "bagging" har en på statistisk grunnlag etablert utslipps- og "korrelasjonsfaktorer" for "pegged" og "non-pegged" komponenter. For avlesninger (screeninger) mellom 1 ppmv og settnivået beregnes utslippsmengden ut fra følgende formel som omregner avlesning ("screening value") i ppmv til utslippsrate:

$$LR \text{ (kg/time)} = \text{korrelasjonsfaktor 1} \times (SV)^{\text{korrelasjonsfaktor 2}} \text{ (1)}$$

Der:

$LR$  = lekkasjeraten (pr. komponent)

Korrelasjonsfaktor 1 og 2 fremgår av tabell 3

( $SV$ ) = avlesning (screening value) pr komponent

For avlesninger over settnivået gjelder ikke korrelasjonsfaktorene. Her brukes utslippsfaktorer som fremgår av Tabell 10 på samme måte som ved bruk av "screening approach". Dersom settnivået er 100 000 ppmv, betyr dette at utslippene for alle komponenter som har en "screening" verdi mellom 1 og 100 000 ppmv beregnes etter formel (1), mens utslippene fra de (få) komponenter som har en "screening" verdi over 100 000 ppmv beregnes etter utslippsfaktoren for "pegged" komponent gitt i Tabell 10.

Tabell 10 Utslipps- og korrelasjonsfaktorer for forskjellige komponenttyper (settnivå = 100 000 ppmv).

Kilde	"Pegged" komponent utslippsfaktor (kg/t)	Korrelasjonsfaktor 1	Korrelasjonsfaktor 2
"Open ended"	0,079	2,20E-06	0,704
Ventil	0,14	2,29E-06	0,746
Flens	0,084	4,61E-06	0,703
Konnektor	0,03	1,53E-06	0,735
Pumpeledning	0,16	5,03E-05	0,61
Annen	0,11	1,36E-05	0,589

Denne fremgangsmåten er noe mer arbeidskrevende enn "screening approach".

Method 21 skiller ikke mellom fasene inne i rørsystemene. Den skiller heller ikke mellom flenser og andre konnektortyper som skrudde forbindelser.

### 3.2.2 Norsk standard NS-EN 15446:2008

Norsk standard NS-EN 15446:2008 er basert på EPA "correlation approach" (Method 21). Screeningmetoden og beregningsformelen er i hovedtrekk den samme, men med noen modifikasjoner.

- Komponenter med strømningsåpning under 50,8 mm "sniffes" ikke.
- Komponenter som ikke er tilgjengelige (dvs. trenger stillas etc. for å kunne sniffes) eller krever demontering (isolasjonsfjerning) eller for komponenter der sniffing kan representere et risikoelement sniffes ikke.
- Komponenter som ikke gir en "screening"-verdi inkluderes ikke (under deteksjonsgrensen av sniffer).

For øvrig opererer standarden med to "øvre grenser" for "screening" verdi, 100 000 ppmv og 10 000 ppmv. Ligningen er den samme som for Method 21:

$$ER = A \times (SV)^B \quad (2)$$

Der:

*ER = utslippsrate (kg/time)*

*A = korrelasjonsfaktor A*

*B = korrelasjonsfaktor B*

*SV = screening value*

Korrelasjonsfaktorer og utslippsfaktorer fremgår av Tabell 11.

Tabell 11 Korrelasjonsfaktorer og utslippsfaktorer NS-EN 15446:2008

Komponent type	"Service"	A	B	Utslippsfaktor v/Screening verdi > 10 000 (kg/time)	Utslippsfaktor v/Screening verdi > 100 000 (kg/time)	Gjennomsnittsfaktor (kg/time)
Ventiler	Gass	$2,26 \times 10^{-6}$	0,746	0,064	0,140	0,02680
Ventiler	"Light liquid"	$2,26 \times 10^{-6}$	0,746	0,064	0,140	0,01090
Pumpetetting	"alle"	$5,03 \times 10^{-5}$	0,610	0,074	0,160	0,11400
Konnektorer	"alle"	$1,53 \times 10^{-6}$	0,735	0,028	0,030	0,00025
Flenser	"alle"	$4,61 \times 10^{-6}$	0,703	0,085	0,084	0,00025
"Open end"	"alle"	$2,20 \times 10^{-6}$	0,704	0,03	0,079	0,00230
"Other"	"alle"	$1,36 \times 10^{-5}$	0,589	0,073	0,110	NA

Anvendes 10 000 ppmv som øvre grense for screening verdi benyttes formel 2 for beregning av utslipp fra alle komponenter med screening verdi under 10 000 ppmv og tilhørende utslippsfaktorer for alle komponenter med screening verdi over 10 000 ppmv.

Dersom 100 000 ppmv anvendes som øvre screening verdi benyttes formel 2 for beregning av utslipp fra alle komponenter med screening verdi under 100 000 ppmv og tilhørende utslippsfaktorer for alle komponenter med screening verdi over 100 000 ppmv.

"Other" er ikke relevant for norsk sokkel siden disse komponentene dekkes av andre kvantifiseringsmetoder.

Den gitte gjennomsnittsfaktoren skal i henhold til standarden brukes for beregning av utslipp fra komponenter som ikke er tilgjengelige for sniffing.

### 3.2.3 CAPP-metoden

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) har nedlagt betydelig arbeid for å kvantifisere, kontrollere og redusere diffuse utslipp. Dette er gjort gjennom et såkalt "Leak Detection and Repair"-program (LDAR). Som et element i dette arbeidet har de over mange år kartlagt utslippene og videreutviklet kvantifiseringsmetoder med utgangspunkt i Method 21. I en rapport fra 2014 har de foretatt en oppdatering av utslippsfaktorene (Ref: 8).

To metoder er benyttet, begge basert på Method 21. Totalt 276 947 komponenter fra 120 oppstrøms olje- og gassanlegg i provinsene Alberta og British Columbia danner grunnlaget i prosjektet.



Som et resultat av dette arbeidet har de også presentert gjennomsnittsfaktorer pr. komponenttype. De opererer med to sektorer, olje og gass. Faktorene for gass-sektorer er vist i *Tabell 12*.

En har valgt å ikke ta med oljesektoren da det ikke fremgår av rapporten (Ref: 8) hvordan olje- og gass-sektorene er definert. Utslippsfaktorene for gass-sektoren er gjennomgående noe høyere enn for oljesektoren.

*Tabell 12 CAPP oppdaterte gjennomsnittlige utslippsfaktorer (gass-sektoren)*

Komponent type	"Service"	Antall komponenter	Utslippsfaktor kg/time/komponent
Konnektor	"gas vapour"	170148	0,000820
Konnektor	"light liquid"	25203	0,000160
Ventil	"gas vapour"	25227	0,000570
Ventil	"light liquid"	8138	0,000860
Reguleringsventil	alle	61	0,039920
"Open ended"	alle	1012	0,466300

Utslippsfaktorene som er presentert i tabell 5 er gjennomsnittstall for de 120 anleggene som deltok i prosjektet. Disse 120 anleggene inngår i LDAR-programmet. Dette er et formalisert program som har til hensikt å redusere slike utslipp på sikt. Dette programmet har store likheter med den praksis som anvendes på norske sokkelinnretninger, men som her i mindre grad er formalisert. Det bør derfor forventes at situasjonen på norsk sokkel ikke avviker substansielt fra de resultatene er ser i det kanadiske prosjektet.

CAPP-rapporten antyder at disse kan benyttes til utslippskvantifisering for anlegg som bruker programmet.

### 3.2.4 EEMS

Det britiske systemet for kvantifisering av diffuse utslipp fra olje- og gassvirksomheten (EEMS) opererer med utslippsfaktorer for diffuse utslipp (Ref: 10). Disse faktorene brukes for utslippsberegning. Det er en faktor for følgende komponenttyper:

- "Connections" (inkluderer flenser, skrudde forbindelser, etc)
- "Valves (alle typer)
- "Open-ended"
- "Pumps"
- "Other" (det er uklart hva som inngår her)

Separate faktorer er utviklet for landanlegg og sokkelinnretninger. For sokkelinnretninger er det ingen skiller på service-type (olje, gass, kondensat).

Faktorene for sokkelinnretninger fremgår av Tabell 13.

*Tabell 13 EEMS utslippsfaktorer for sokkelinnretninger (Kilde: Ref: 10)*

Komponent type	Utslippsfaktor (kg/år/komponent)
Connections	0,946
Valves	4,520
Open-ended	8,940
Pumps	1,720
Other	60,900

I tillegg til disse faktorene inngår et "alderstillegg" (age adjustment factor). Faktorene er som følger:

Innretninger bygget mellom 1980 og 1988: 1,3  
Innretninger bygget før 1980: 1,5

Dette innebærer at utslippsfaktorene skal multipliseres med aldersfaktorene for innretninger bygget før 1989.

EEMS-dokumentet (Ref: 10) har ingen henvisninger til kildene for de angitte faktorene eller hvorvidt de bygger på Metode 21 eller andre kjente arbeider. Faktorene avviker også (til dels betydelig) fra gjennomsnittsfaktorer etablert ved de andre refererte metodene.

### 3.2.5 OGI «leak»/«no-leak metoden»

Concawe, som er en medlemsorganisasjon for oljeselskaper, har helt nylig (oktober 2015) utgitt en rapport fra flere parallelle LDAR-kampanjer som de har gjennomført i 2012-2013 i to europeiske raffinerier som behandler naturgass og lette hydrokarboner (Ref: 7). Hensikten med kampanjen var å sammenligne "sniffing" og OGI (optical gas imaging) mht. kvantifisering av utslipp.

Anlegg 1: 3 931 deteksjonspunkter (komponenter)

Anlegg 2: 3 kampanjer  
Kampanje 1: 25 642 deteksjonspunkter  
Kampanje 2: 4 692 deteksjonspunkter  
Kampanje 3: 4 692 deteksjonspunkter

På disse anleggene ble totalt 171 komponenter (74 på anlegg 1 og 97 på anlegg 2) kontrollmålt med "bagging" etter HFS metoden.

Concawe-rapporten konkluderer som følger:

#### Tilgang:

OGI: Ingen begrensning  
"Sniffing": en del komponenter er ikke tilgjengelige

#### Deteksjonsgrense:

OGI: 1-10 g/time (i et kontrollert eksperiment ble 0,1 g/time detektert)  
"Sniffing": 0,01 g/time (gjennomsnitt)

#### Arbeidsmengde og kostnader

4 ganger mer arbeidskrevende å bruke "sniffing" enn OGI

#### Kostnader

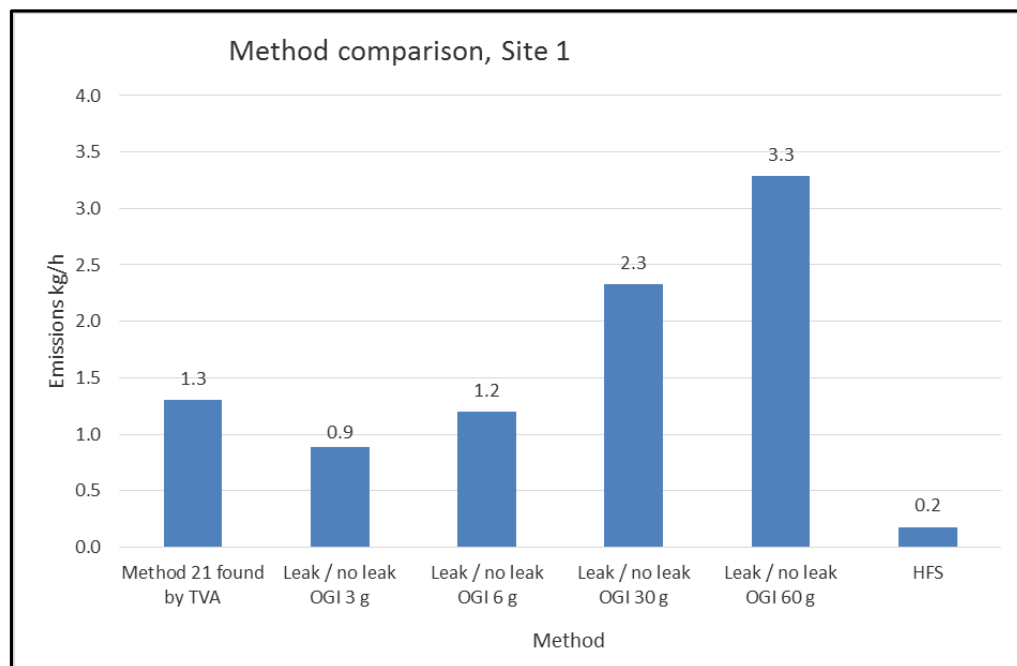
Utstyr: OGI-kamera er ca. 5 ganger mer kostbart enn "sniffer".  
Arbeidsmengde: Bruk av sniffer krever langt større arbeidsmengde enn bruk av OGI-kamera  
Konklusjon: OGI har en betydelig kostnadsmessig fordel (når arbeidsmengden hensynstas)

Metoden som ble utviklet er basert på "leak"/"no leak"-prinsippet der antall komponenter med lekkasje detektert av OGI ble registrert. Utslippsfaktorer for henholdsvis "leak" og "no-leak" komponenter ble etablert. Ettersom OGI-kameraene kan settes på forskjellig følsomhet, ble faktorer etablert for 4 deteksjonsgrenser, 3 g/time, 6 g/time, 30 g/time og 60g/time.

Tabell 14. Utslippsfaktorer ved bruk av OGI som funksjon av deteksjonsgrense (Ref: 7)

Komponent type	Type utslippsfaktor	Utslippsfaktor (g/time/komponent)			
		Deteksjonsgrense 3 g/time	Deteksjonsgrense 6 g/time	Deteksjonsgrense 30 g/time	Deteksjonsgrense 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	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

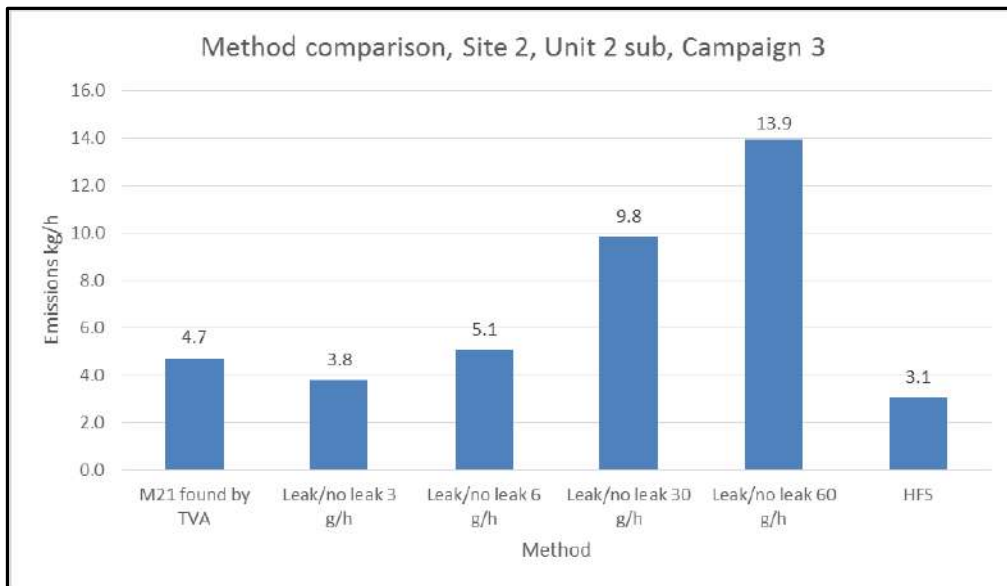
I Concawes prosjekt ble OGI metoden sammenlignet med "sniffing" og direktemåling utført ved hjelp av "bagging" (HFS-metoden). Resultater fra bruk av denne metoden er sammenlignet med utslippsdata beregnet etter Method 21 og med utslippsdata etablert ved direkte måling ved "bagging" (HFS-teknikken). Sammenligningene er gjort for Site 1 og for Site 2, Unit 2, kampanje 3. Resultatene fremgår av Figur 8 og Figur 9. Figurene viser beregnede utslippsmengder (i kg/time for alle komponentene som var inkludert), basert på OGI målinger med henholdsvis 3, 6, 30 og 60 g/time deteksjonsgrense.



Figur 8 Sammenligning av OGI med sniffing og direktemåling, Site 1 (kilde Ref: 7).

Concawe konkluderer selv som følger:

*"As noted above, the number of large leaks in Site 1 was very low. For this facility, with relatively low fugitive emissions, both Method 21 correlations and OGI factors gave an over-estimate of VOC mass emissions".*



Figur 9 Sammenligning av OGI med sniffing og direktemåling, Site 2 (kilde Ref: 7).

Concawes konklusjon:

*"The leak/no-leak factors over-estimated the VOC emissions, as did the Method 21 correlations. OGI leak/no-leak factors for 3 g/h and 6 g/h limit seemed to give a relatively reasonable VOC mass emissions estimate for Site 2 and bracket the average value determined by Method 21".*

Dette indikerer at OGI-metoden, når den gjennomføres med deteksjonsgrenser på 3 eller 6 g/time gir sammenlignbare resultater med "sniffing"-metodene og i tillegg gir resultater som ikke avviker substansielt fra mer nøyaktige direktemålinger ved hjelp av "bagging".

## 4 Sammenligning av beregningsmetodene

De forskjellige metodene som er beskrevet i kapittel 3 er sammenlignet etter noen viktige kriterier.

Følgende metoder er ikke inkludert i sammenligningen

- DIAL og SOF-metodene fordi de ikke lar seg gjennomføre på sokkelinnretninger.
- "Bagging". Metoden egner seg til forskning og kalibrering, men ikke for måling og kontroll av komplette industrianlegg.

Tabell 15 Sammenligning av kvantifiseringsmetoder

Metode	Dekningsgrad	LDAR kompatibel	Feltarbeid	Kostnads-nivå
Sniffer Screening:				
- EPA Screening	Delvis	Ja	Omfattende	Kostbar
- EPA Correlation	Delvis	Ja	Omfattende	Kostbar
-NS-EN 15446:2008	Delvis	Ja	Omfattende	Kostbar
CAPP-standardfaktorer	Full	Nei	Ingen	Lavt
EEMS-standardfaktorer	Full	Nei	Ingen	Lavt
OGI "leak/no leak"	Full	Ja	Litt omfattende	Mindre kostbar

**Delvis dekningsgrad** gir uttrykk for at metoden ikke kan inkludere alle komponenter (pga. utilgjengelig plassering og tildekning av isolasjon).

**LDAR kompatibilitet** gir uttrykk for at metoden kan inngå som et sentralt element i en LDAR- prosedyre. Utvikling (forbedring/forverring) over tid vil bli fanget opp, både for anlegget totalt og for enkeltkomponenter. Metoder som ikke er LDAR-kompatible beregner ett utslippsnivå, kun avhengig av antall komponenter på anlegget.

**Feltarbeid** gir uttrykk for hvor mye arbeid som inngår i en full kartlegging på innretningen. Concawe-rapporten sier at et trent operatørteam på to personer kan dekke 1500 til 2000 komponenter pr. arbeidsdag. For sniffing antydes ca. 500 komponenter.

**Kostnadsnivå.** I tillegg til arbeidskostnadene kommer utstyrskostnadene. Sniffer: 5 000 til 20 000 € pr. instrument. OGI-kamera: 70 000 til 100 000 € pr. instrument (Kilde: Ref: 7).