

Til Energidepartementet

2. desember 2024

## EUs metanforordning – Offshore Norges hørings svar

Offshore Norge vil med dette gi våre innspill til Energidepartementets [høring](#) av [EUs metanregulering](#). Vi er positive til det overordnede formålet til EU-forordningen med å redusere metanutslipp på tvers av alle relevante sektorer i økonomien.

EUs metanforordning er begrunnet i EU's miljøregelverk (TFEU art. 192) og faller dermed inn under Norges frivillige samarbeid med EU (EØS-avtalen art. 78). Norge er dermed ikke forpliktet under EØS-avtalen til å implementere regelverket i norsk rett. Offshore Norge anbefaler at norske myndigheter ikke innlemmer EUs metanforordning i norsk lov, hverken for sokkelen eller landbasert virksomhet, med bakgrunn i følgende:

- **Norge har allerede et velfungerende, risikobasert system for å redusere metanutslipp som er kostnadseffektivt og treffsikkert:** Norge er blant de landene i verden med mest omfattende regulering av metanutslipp fra olje- og gassproduksjon. Metanutslippene fra petroleumsvirksomheten i Norge er svært lave sammenlignet med andre olje- og gassproduserende land. Offshore Norge mener derfor at det eksisterende risikobaserte regelverket i Norge tilfredsstillende opprettholder Norges forpliktelser etter EØS-avtalen.
- **Innlemmelse av metanforordningen vil på enkelte områder føre til økte utslipp:** Dersom metanforordningen innlemmes i norsk lov, vil det måtte foretas omfattende inspeksjoner av subsea-utstyr og brønner – noe som kan føre til netto økte klimagassutslipp. I tillegg kan krav til reparasjon av lekkasjer på offshore installasjoner og landbaserte gassprosesseringsanlegg føre til hyppigere nedstenging og dermed gi økte utslipp. Innlemmelse av forordningen vil derfor kunne gi en negativ klimaeffekt.
- **Negativ påvirkning på forsyningssikkerhet:** Eventuell innlemmelse av metanforordningen i norsk lov vil kunne føre til hyppigere nedstenging for reparasjon av lekkasjer, og dermed lavere produksjon av olje og gass. Dette vil øke sårbarheten for den europeiske forsyningssikkerheten.
- **Store unødvendige kostnader i forhold til oppnådde utslippsreduksjoner:** EUs metanforordning skiller seg fra dagens regulering og praksis på norsk sokkel og landbaserte gassprosesseringsanlegg på en rekke punkter. En eventuell innlemmelse i norsk lov kan medføre årlige ekstrakostnader i milliardklassen og innebære en stor økning i arbeidsbyrden for både petroleumindustrien og norske myndigheter i forhold til potensielle utslippsreduksjoner. Videre inneholder forordningen krav det vil være vanskelig å etterleve fordi de tekniske løsningene er umodne.

- **Konsekvensene for landanleggene vil også være store:** Selv om sokkelen skulle bli unntatt innlemmelse vil konsekvensene for de landbaserte gassprosesseringsanleggene bli veldig store, og økte kostnader vil på ingen måte stå i forhold til potensiell utslippsreduksjon. I tillegg vil stans på landanlegg føre til stans i produksjonen offshore.
- **Mulighet for økt risiko for uønskede hendelser:** Dersom forordningen innlemmes vil det, som følge av hyppigere nedstenging og omfattende inspeksjoner, kunne føre til flere uønskede hendelser.
- **Ekvivalens med forordningen:** Norske myndigheter bør aktivt se på mulighetene forordningen gir, gjennom delegerede rettsakter, til å etablere at norsk metanlovgivning er ekvivalent med forordningens bestemmelser om utslippsrapportering ved import til EU.

Dersom EUs metanforordning på tross av punktene over blir innlemmet i norsk lov, vil en oppfyllelse av kravene være helt avhengig av en pragmatisk og fleksibel forvaltning fra norske myndigheter.

Offshore Norge støtter Norges syn om at kontinentalsokkelen ikke er en del av EØS-avtalens virkeområde. Norge har likevel ved noen anledninger implementert EU-regler på sokkelen der det har vært hensiktsmessig. Ved en eventuell innlemmelse av forordningen kun på landanleggene i Norge, bør dette operasjonaliseres med utgangspunkt i dagens norske system på en måte som sikrer både kost/nytte og ekvivalens med intensjonene i de preskriptive tilnærmingene fra EUs side.

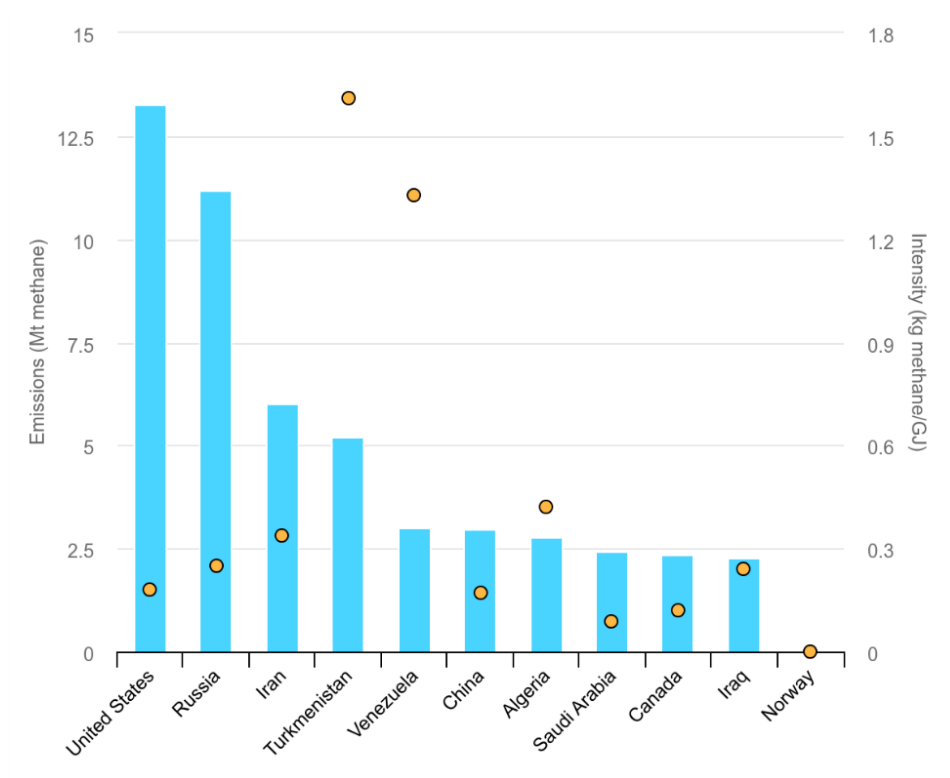
## **Norge har allerede lave utslipp og omfattende regulering for å begrense metanutslipp fra olje- og gassproduksjon**

Ifølge det internasjonale energibyrået (IEA)<sup>1</sup> er Norge et av landene i verden med mest omfattende regulering av metanutslipp og med lavest utslipp, både i absolutte utslipp og i metan-intensitet som vist i figur 1 under fra IEAs Methane tracker 2024<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> [Tracking pledges, targets and action – Global Methane Tracker 2024 – Analysis- IEA](#)

<sup>2</sup> [Methane emissions from oil and gas production and methane intensity for selected producers, 2023 – Charts – Data & Statistics- IEA](#)



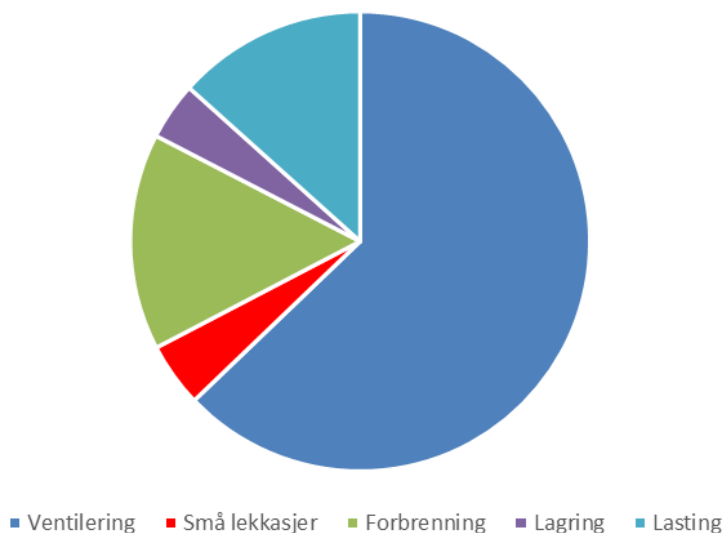
Figur 1 Absolutte utslipp og metan-intensitet for ulike olje- og gassproduserende land, kilde: IEAs Methane tracker 2024.

Metanintensiteten på norsk sokkel var i 2023 på 0,02 prosent (utslipp pr enhet gass levert til markedet), som er svært lavt sammenlignet med metanutslipp fra olje- og gassproduksjon andre steder i verden. Årsakene til den lave metanintensiteten for norsk naturgass er bl.a. leveranse til markedet via rørledninger, forbud mot rutinefakling, regulering av kaldventilering og andre metanutslipp i tillatelser, høyt avgiftsnivå, strenge sikkerhets- og miljøkrav, kort avstand til markedet og høyt fokus på å minimere gasslekkasjer av klima- og sikkerhetshensyn.

Som figur 2 fra Offshore Norge viser<sup>3</sup>, så var samlet metanutslipp i 2023 fra virksomheten på norsk sokkel og petroleumsanlegg under petroleumsskatteloven<sup>4</sup> 11 579 tonn, en reduksjon fra 12 997 tonn i 2022, på tross av økt gassproduksjon. Naturgass består hovedsakelig av metan som er en potent klimagass. Små lekkasjer (diffuse utslipp) utgjorde under 5 prosent av det totale metanutslippet i 2023.

<sup>3</sup> [Offshore Norge – Klima og miljørapport 2024](#)

<sup>4</sup> Tallene inkluderer råoljeterminalen på Mongstad



Figur 2 Metanutslipp i 2023 fra virksomheten på norsk sokkel og petroleumsanlegg under petroleums-skatteloven, kilde: Offshore Norge, Footprint

Årlige utslipp av metan fra virksomheten på norsk sokkel kvantifiseres i henhold til metoder og utslippsfaktorer fastsatt av Miljødirektoratet, og rapporteres til Miljødirektoratet årlig. Olje- og gassnæringen arbeider kontinuerlig med forbedring av metodikk og utslippsfaktorer for metan. Bruk av utstyr for direkte måling av metanutslipp er viktig i arbeidet med å verifisere og forbedre kvaliteten på rapporteringsmetodikkene. For å avdekke lekkasjer fra prosessutstyr gjennomføres egne lekkasjedeteksjonsprogram (Leak Detection and Repair, LDAR) på installasjoner og landanlegg hvor det bl.a. benyttes håndholdte infrarøde (IR) kameraer. Bruk av IR kameraer (Optical Gas Imaging, OGI) muliggjør rask identifisering og dermed igangsetting av tiltak for reduksjon/eliminering av utslippene forbundet med mindre lekkasjer. Virksomhetene har installert sikkerhetsutstyr som oppdager større lekkasjer som medfører at produksjonen stenges ned og utslippet vil være kun kortvarig.

### **En innlemmelse av EUs metanforordning vil medføre betydelige kostnader og arbeidsbyrde uten at metanutslippene vil reduseres vesentlig**

EUs metanforordning skiller seg fra dagens regulering og praksis på norsk sokkel og landbaserte gassprosesseringsanlegg på en rekke punkter, og er ikke tilpasset den type anlegg vi har i Norge. Metanforordningen er basert på en fast frekvens for lekkasjedeteksjon av alle komponenter på en innretning eller et anlegg, uavhengig av risikoen for lekkasje, størrelse og hyppighet. Dagens risikobaserte regulering i Norge er rettet mot å bruke ressursene effektivt for avdekking og reparasjon av mulige utslippskilder.

På en plattform er det titusener av komponenter, og for gassprosesseringsanlegg kan det være opp mot 100.000 komponenter. Mulige lekkasjer fra komponentene blir i dag sjekket jevnlig som en del av sikkerhetsrutinene. Dersom man skal gjennomføre lekkasjedeteksjon av alle potensielle utslippskomponenter og i tillegg reparere meget små lekkasjer i henhold til

tidslinjene i EUs forordning, så vil dette medføre kostnader og ressursbehov som overhodet ikke står i forhold til reduksjonspotensialet.

Metanforordningens tidsfrist for reparasjon av alle typer lekkasjer, uansett størrelse, tilsvarer tidsfristen for vedlikehold som kategoriseres som kritisk på installasjonene/anleggene. Dette vil påvirke forutsigbarheten og effektiviteten i vedlikeholdsarbeidet, og kan i ytterste konsekvens medføre nedstengning som vil gi økt utslipp og produksjonstap. Det kan også øke sannsynligheten for sikkerhetsrelaterte hendelser grunnet hyppigere nedstengning og kort tid til planlegging av reparasjonene og øvrig vedlikeholdsarbeid. Reparasjoner vil ofte kreve utstrakt bruk av spesialutstyr med tilhørende krav til spesialiserte deler og produksjonsmetoder. Reparasjon og utskifting av deler medfører derfor ofte lang leveringstid, erfaringsmessig opptil to år. Hyppige nedstengninger og eventuelt lang reparasjonstid kan medføre tap av produksjon. Forordningen gir kompetent myndighet mulighet til å forlenge reparasjonsfristen, noe som vil kunne redusere kostnader og risiko for hendelser.

Metanforordningen setter også krav til en fast frekvens for lekkasjedeteksjon av subsea-komponenter og kvantifisering av utslipp fra offshore forlatte brønner. Kravene vil trolig medføre netto økte utslipp av klimagasser fordi utslippene fra fartøyer og utstyr som må brukes til inspeksjon, verifikasjon og eventuelt reparasjon i henhold til EUs fastsatte frekvenser og reparasjonsgrenser vil kunne være større enn de potensielle utslippsreduksjonene. Det vil være teknisk krevende å oppfylle kravene for lekkasjedeteksjon og kvantifisering under vann. Det er imidlertid forventet en utvikling i teknologien på dette området framover.

Økte kostnader for metandeteksjon og reparasjon vil være spesielt krevende for felt i senfase.

### **Norske myndigheters utgangspunkt er at norsk kontinentalsokkel ikke er omfattet av EØS-avtalens virkeområde**

EUs metanforordning gjelder leting etter og produksjon av olje og gass, utvinning og behandling av naturgass, transport av gass og inaktive, midlertidig pluggede og permanent pluggede brønner. Store deler av denne virksomheten i Europa foregår på norsk kontinentalsokkel. Norske myndigheters utgangspunkt er at norsk kontinentalsokkel ikke er omfattet av EØS-avtalens virkeområde, noe som senest ble presisert i *NOU 2024:7 Norge og EØS: Utvikling og erfaringer; «[Norge mener] at EØS-avtalen gjelder på Norges landterritorium, indre farvann og territorialfarvann, men ikke økonomisk sone, kontinentalsokkel, eller det åpne hav»*.<sup>5</sup>

Gjennomføring av EUs metanforordning vil gi økte kostnader i milliardklassen, først og fremst knyttet til krav til lekkasjedeteksjon og-reparasjon og forlatte brønner. Det er imidlertid usikkert om EUs tilnærming gir en faktisk reduksjon i metanutslipp utover dagens norske regelverk og praksis. Metanforordningen er lite tilpasset offshore produksjon og landbaserte gassprosesseringsanlegg i Norge, som allerede er underlagt regulering av metanutslipp gjennom Industriutslippsdirektivet. Olje- og gassproduksjonen etterstreber robusthet i design, og har etablerte vedlikeholdsprogram for å sikre høy integritet av hydrokarbonførende systemer.

---

<sup>5</sup> [NOU 2024: 7 \(regjeringen.no\)](#), kapittel 5.5.1 side 64.

## **Konsekvenser dersom metanforordningen ikke innlemmes i norsk lov**

Importører av olje og gass til EU vil fra 1. januar 2027 for import fra tredjeland måtte vise og rapportere til sine myndigheter at levering av olje og gass produsert utenfor EU kun omfatter olje og gass som er underlagt overvåknings-, rapporterings- og verifikasjonsaktiviteter på produsentnivå som svarer til forordningen (artikkel 28, 1 og 2). Under denne bestemmelsen er det fastsatt at dette er oppfylt dersom produksjonen av olje og gass er underlagt uavhengig tredjepartsverifikasjon tilsvarende artikkel 8 og 9 og produsenten i tredjeland utfører overvåkning og rapportering som sikrer kvantifisering av metanutslipp tilsvarende det som er fastsatt i artikkel 12 eller overvåkning og rapportering på OGMP 2.0 nivå 5 (artikkel 28, pkt. 5 a)). Alternativt kan tredjelandets lovgivning konstateres som å være ekvivalent gjennom en prosess med Kommisjonen (artikkel 28, pkt. 5 b) og pkt. 6). Det betyr at norske produsenter som selger olje og gass til EU vil måtte etterleve deler av forordningen selv om den ikke innlemmes i norsk lov.

Det beste alternativet vil være om det norske regelverket blir funnet å være ekvivalent etter forordningens artikkel 28 pkt. 6 da dette gjør at importørenes rapporteringsplikt bortfaller, noe som vil redusere administrasjon for hver enkelt produsent ovenfor kundene. Dette vil antakeligvis kreve noen endringer i det norske regelverket når det gjelder rapportering og tredjepartsverifikasjon, men Norge kan trolig beholde en risikobasert tilnærming til reduksjon av metanutslipp.

## **Andre forhold**

Sentralt i fortolkning og implementering av metanforordningen er utvikling og implementering av ISO standarder for fakling og kaldventilering, LDAR (lekkasjedeteksjon og reparasjon) og kvantifisering (måling, rapportering og verifikasjon (MRV)). Disse standardene vil ytterligere spesifisere og presisere innholdet i metanforordningens krav. Det er viktig at norske myndigheter bidrar aktivt i dette arbeidet gjennom nominering av nasjonale eksperter til de internasjonale prosjektteamene som utarbeider standardene. Dette bør være nasjonale eksperter med god kunnskap om Norges erfaringer, gjeldende regelverk, nasjonale retningslinjer og relevant dokumentasjon i form av rapporter og annen dokumentasjon. Norsk deltagelse er viktig for å sikre at standardene som utvikles reflekterer en bredest mulig konsensus av internasjonal ekspertise slik at standardene blir anvendelige på tvers av forskjellige nasjonale kontekster.

Ved en eventuell innlemmelse av EUs metanforordning i norsk lov, må tidsfristene for de ulike kravene som er angitt i forordningen utsettes for norske aktører slik at tiden fra lovverket gjøres gjeldene til kravet skal innfris blir det samme. Dette er en kompleks regulering som omfatter mange ulike fagområder, og det er derfor viktig med en gjennomtenkt og entydig fordeling av forvaltningsansvaret blant de ulike fagetatene. F.eks. vil det være hensiktsmessig at Havtil fortsetter med ansvaret for å innhente data om forlatte og inaktive brønner fra operatørene, også under metanforordningen. Videre er det helt avgjørende at norske myndigheter har en praktisk, pragmatisk og kostnadseffektiv tilnærming til kravene i forordningen. Det vil ved en

eventuell innlemmelse i norsk lov også være behov for at norske myndigheter i samarbeid med industrien utarbeider en veileder knyttet til implementering og etterlevelse av bestemmelsene.

Offshore Norge står til disposisjon ved behov for oppklaringer eller ytterligere presiseringer, og ser fram til å presentere våre innspill i høringsmøtet 6.12.24.

**Vedlegg 1: Konsekvenser sammenlignet med dagens regulering i Norge**

**Vedlegg 2: Spesifikke henstillinger fra Offshore Norge til norske myndigheter om EUs metanforordning blir innlemmet i norsk lov**



Vennlig hilsen,

**Hildegunn T. Blindheim**

Administrerende direktør

+47 928 23 781

<https://www.offshorenorge.no>

## Vedlegg 1

### Konsekvenser sammenlignet med dagens regulering i Norge

Kostnadsestimatene i tabellen er kun anslagsvise og svært usikre.

Krav i EUs metanforordning	Dagens regulering	Økt ressursbruk utover dagens regulering	Økte kostnader utover dagens regulering	Klimaeffekt utover dagens regulering
Art 8 Verifikasjoner	Ingen krav til 3.parts verifikasjon av metanutslipp som rapporteres til norske myndigheter.	Krav til 3. parts verifikasjon.  <b>Dette kravet vil uansett måtte følges ved eksport til EU.</b>	<b>3 MNOK per år</b>	Ingen direkte klimaeffekt
Art 12(3) Årlig kvantifisering komplementert med «site-level» målinger	Årlig kvantifisering basert på kilde-spesifikk beregningsmetodikk	Gjennomføring av «site-level» målekampanje ved f.eks. bruk av droner eller overflyvninger.  <b>Dette kravet vil uansett måtte følges ved eksport til EU.</b>	Kost avhenger av type og omfang. En dronekampanje kan koste 0,6 - 1,5 MNOK per installasjon/anlegg. Totalt er dette estimert til å utgjøre <b>36-90 MNOK per år</b> for alle installasjoner og landanlegg <b>1)</b>	Ingen direkte klimaeffekt, men «site-level» målinger kan bidra til økt datakvalitet.
Art 14(2) Fast frekvens for LDAR 1 og LDAR 2 surveys for alle komponenter <u>på offshoreanlegg</u>	Risikobasert LDAR program	Gjennomføring av LDAR 2 (1 g/h eller 500 ppm) hver 24. måned og LDAR 1 (17 g/h eller 7000 ppm) hver 12. måned.	Totale kostnader knyttet til måling og reparasjoner på offshoreanleggene på norsk sokkel er estimert til <b>2-3 MrdNOK per år</b> . I tillegg kommer produksjonstap i nedstengningsperioden angitt under 14(9).	Større lekkasjer oppdages ved dagens risikobaserte lekkasjekontroll. En fast frekvens for alle komponenter vil ha en relativt liten tilleggseffekt i forhold til utslippsreduksjon.
Art 14(2) Fast frekvens for LDAR 1 og LDAR 2 surveys for alle komponenter <u>på gassprosesseringsanlegg</u>	Risikobasert LDAR program	Gjennomføring av LDAR 2 (1 g/h eller 500 ppm) hver 12. måned og LDAR 1 (17 g/h eller 7000 ppm) hver 6. måned.  Et gassprosesseringsanlegg kan ha nærmere 100.000 potensielle utslippspunkt.	Totale kostnader for måling og reparasjoner på alle gassprosesseringsanleggene estimeres til <b>500-750 MNOK per år</b> . I tillegg kommer produksjonstap i nedstengningsperioden angitt under 14(9). <b>2)</b>	En studie gjennomført av <a href="#">Carbon Limits</a> viser at i mange tilfeller kan utslipp fra skip brukt i surveyene overstige potensiell utslippsreduksjon fra lekkasjen.
Art 14(2) Fast frekvens for LDAR 1 surveys for alle komponenter <u>under havoverflaten</u> (ikke selve rørledningene)	Risikobasert LDAR program.  I utgangspunktet inspiseres alle X-mas Trees og wellheads 1 gang pr år.	Gjennomføring av LDAR 1 (17 g/h eller 7000 ppm) hver 24. måned. <b>3)</b>	Totale kostnader knyttet til måling og reparasjoner subsea på norsk sokkel er estimert til å være <b>1-2 MrdNOK per år</b> . <b>4)</b>	Ingen estimerer siden det er uklart hva som ligger i dette kravet.
Art 14(2) Fast frekvens for LDAR 1 surveys for alle komponenter <u>under havbunnen</u>	Ingen krav eller industripraksis	Gjennomføring av LDAR 1 (17 g/h eller 7000 ppm) hver 36. måned	Ingen estimerer siden det er uklart hva som ligger i dette kravet.	Ingen estimerer siden det er uklart hva som ligger i dette kravet.
Art 14(6) LDAR surveys skal gjennomføres <u>så nærme kilden som mulig</u>	Vurdering i hvert enkelt tilfelle	Krav om deteksjon «as close as possible» kan innebære bygging av stillas og sjekk under isolasjon, noe som vil være svært kostbart og risikodrivende.	Kan medføre en økning på 30-50% ift dagens totale vedlikeholdsprogram.	Marginal klimaeffekt <b>5)</b>
Art 14(9) (10) Reparasjon gjennomføres så snart som mulig eller innen 5 dager og ferdigstilles innen 30 dager.  <b>Kompetent myndighet kan gi unntak fra dette kravet,</b>	Dagens praksis er at lekkasjer over 0,1 g/s (20 LEL @10cm), dvs <b>360 g/h</b> , repareres så fort som praktisk mulig og rapporteres til myndighetene. Tidspunkt for reparasjon av mindre	Krav om reparasjon av lekkasjer over <b>1 g/h</b> innen 5/30 dager vil være svært kostnadskrevende.	Dersom kompetent myndighet ikke gir unntak for utsettelse av reparasjon til neste planlagte nedstengning eller om planlagt nedstengning er om mer enn ett år, så vil dette føre til en ekstrakost knyttet til produksjonstap.	Marginal klimaeffekt



<b>men uansett ikke utover 1 år.</b>	lekkasjer vurderes i hvert enkelt tilfelle.		Nedstengning av en offshore installasjon som medfører 1-5 % produksjonstap over året kan gi og tapte inntekter på <b>5-24 mrdNOK per år. 6)</b>
--------------------------------------	---	--	---

- 1) Det er ikke krav om «site level» målinger i dag, men dette vil trolig uansett måtte gjennomføres som følge av importkravene i forordningen. Flere av operatørene har tilsluttet seg OGMP2.0. For å oppfylle Nivå5 i OGMP2.0 kreves det «site level» målinger. Dette er imidlertid en frivillig ordning. Offshore Norge forutsetter at metanforordningens artikkel 12 ikke krever at det gjennomføres «source level» målinger. «Source level» målinger kan typisk koste 1-2 MNOK per installasjon/anlegg.

For å estimere et totaltall er det antatt totalt 60 installasjoner og anlegg som må gjennomføre «site-level» målinger. (Ifølge norskpetroleum.no var det 2023/24 92 felt i produksjon, men ikke alle har egen installasjon. I tillegg er det 4-5 landanlegg.)

- 2) LDAR 2 survey (1 g/h) på et gassprosesseringsanlegg kan typisk koste 100.000 NOK (€8400) for 10.000 potensielle lekkasjekilder. Dette inkluderer ikke utgifter til planlegging, reiser og rapportering, samt bygging av stillas eller lignende for tilkomst. I tillegg til dette kommer kostnader for reparasjon av eventuelle lekkasjer.

Concawe oppgir følgende kostnadsestimat for LDAR 2 surveys på raffinerier (FID or PID for LDAR of each component):

- o Detector cost: 5.000 - 20.000 euro
- o Survey manpower: 500 components per day per surveyor

Concawe oppgir følgende kostnadsestimat for LDAR 1 surveys på raffinerier (OGI for scanning facilities and detection of plumes):

- o Detector cost: 70.000 – 100.000 euro
- o Survey manpower: 1.500 – 2.000 components per day for 2-people team

- 3) Dette krever ikke nødvendigvis en ekstra fartøyskampanje utover dagens krav, men ekstra kostnader og tidsbruk på feltet for å kunne oppdage lekkasjer på 17 g/h og reparere dem.
- 4) Kostnadsestimatene er svært usikre. Siden teknologien er umoden og det ikke er etablert standarder for subsea lekkasjedeteksjon ihht en grense på 17 g/h, så er det vanskelig å si om det vil være mulig å gjennomføre et lekkasjeprogram ihht kravene, hva slags utstyr som må brukes og hvor lang tid surveyen vil ta. Dagraten som er brukt for estimatene er ca 10-12 MNOK/d.
- 5) Jo nærmere kilden man måler, jo flere smålekkasjer oppdager man. Dette er ivarettatt i reguleringen gjennom ulike krav til reparasjonsgrense for LDAR 1 og LDAR 2 kampanjer.

6) Nedstengning av et onshore gass prosesseringsanlegg:

Nødvendige reparasjoner vil planlegges nøye for å redusere produksjonstapet så langt det er mulig. En realistisk antagelse er at en nedstengning for å reparere lekkasjer vil føre til ca. 7 dager reduksjon av den totale forventede produksjonen fra anleggene. For Gasscos anlegg tilsvarer dette 2100 MSm<sup>3</sup> pr år. Kostnadene dette medfører vil avhenge av gasspris. Nedstengning av et gassprosesseringsanlegg vil også få følger for offshore gass- og oljeproduksjon. For eksempel vil nedstengning av Kollsnes påvirke produksjon på Troll, Visund, Kvitebjørn og Valemon.

Nedstengning av en offshore installasjon:

Norges gass eksport var i 2023 120 milliarder Sm<sup>3</sup> for hele året. Dersom man antar en gasspris på 4 NOK/Sm<sup>3</sup>, så vil tapt gassalg på 1-5 % utgjøre 5-24 milliarder NOK årlig. Tapt oljeproduksjon er da inkludert.

Krav i EUs metanforordning	Dagens regulering	Økt ressursbruk utover dagens regulering	Økte kostnader utover dagens regulering	Klimaeffekt utover dagens regulering
15(3) og 15(4) Ventilering kun tillatt hvis det er teknisk umulig å fikle, og kun av sikkerhetshensyn	Det er i dag ventilering fra kilder der det finnes teknisk løsning for å unngå dette. Fullstendig liste over antall og typer kilder foreligger ikke.	Vanskelig å gi noe estimat for dette.	Vanskelig å gi noe kostnadsestimat for dette.	Forholdsmessig liten klimaeffekt
15(5) Krav til utskiftning av alt utstyr som ventilerer med «non-emitting alternatives»	Ingen krav, men avgift på naturgass til luft kan gjøre det lønnsomt å erstatte utstyr.	Det er potensielt mye utstyr som må skiftes ut på installasjonene dersom "non-emitting" blir et krav. 7)	Eksempler er f.eks. oppgradering av tetningssystemet på en sentrifugalkompressor som koster i størrelsesorden <b>10-20 MNOK</b> og installering av lukkede prøvetakingspunkter	Forholdsmessig liten klimaeffekt

			som har en kostnad på <b>ca 30 MNOK</b> .	
15(6) Fakling kun tillatt hvis det ikke er mulig å re-injisere eller nyttiggjøre seg av gassen  <b>Unntak kan godkjennes av kompetent myndighet dersom det kan dokumenteres at alternativene ikke er mulig.</b>	Generelt forbud om rutinefakling	Det er en rekke offshore installasjoner og landanlegg som ikke har installert lukket fakkelsystem for både HT og LT fakkelsystem. <b>8)</b>	For lukket fakkelsystem er kostnad for utbedring estimert til å være 100-500 MNOK pr. fakkelsystem. Totalt er dette estimert til <b>2-10 MrdNOK</b> for alle landanlegg <b>9)</b> . I tillegg kommer produksjonstap ved nedstengning.  Kan potensielt medføre store kostnader og nedetid for å installere rekompresjonsenheter.  Dersom kravet medfører at det må bygges en egen fakkelpattform på Draupner, så vil dette medføre kostnader i milliardklassen.	Forholdsmessig liten klimaeffekt
17(1) Krav om 99% fakkeleffektivitet ved nybygg eller ombygginger	Det er ikke noe tallfestet krav til fakkeleffektivitet i dag.	Dette kravet vil være vanskelig å møte for landanlegg som trenger "steam-assist" eller "assist air" for å brenne uten å sote, samt fakler som har lav rate og/eller lavt HC innhold.	En mulighet er å bygge 2 rør opp fakkeltårnet fra én og samme fakkeldunk og da med hver sin fakkelsystem. Kostnad for et nytt og mindre fakkelsystem i parallell kan komme opp i <b>hundre millionersklassen</b> .	Forholdsmessig liten klimaeffekt

7) I tillegg må standarder utarbeides.

8) Dette gjelder ca 50 % av offshore installasjonene

9) Lukking av fakkelsystem kan ikke alltid gjøres. Dersom lukking av fakkelsystem medfører O<sub>2</sub> ingress eller annet som kan medføre degradering av utstyr og liknende, så vil det være vanskelig å lukke fakkelsystem. Det er anslått at Kårstø, Kollsnes, Hammerfest og Nyhamna har totalt 20 fakkelsystem.

Krav i EUs metanforordning	Dagens regulering	Økt ressursbruk utover dagens regulering	Økte kostnader utover dagens regulering	Klimaeffekt utover dagens regulering
Art 18(3) Årlig kvantifisering av utslipp fra alle inaktive og midlertidig forlatte brønner	Midlertidig pluggede brønner kontrolleres for lekkasjer ved bruk av ROV årlig <b>10)</b>	Om det blir oppdaget en lekkasje, så må det gjennomføres ekstra prøvetagning og analyser for å kvantifisere metanutslippet.  Det må hentes inn båter spesifikt til dette formålet. <b>11)</b>	For inaktive og midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel er det estimert en total ekstrakostnad på <b>ca 25 MNOK per år. 12)</b>	Utslipp fra bruken av skip for å gjennomføre inspeksjon og prøvetagning vil i de fleste tilfellene trolig være høyere enn reduksjonspotensialet (ref. studie fra <a href="#">Carbon Limits</a> ).
Art 14 (8) og Art 18 (6) Reparasjon av lekkasje fra aktive brønner og inaktive/midlertidig pluggede brønner	Vurdering i samråd med myndighetene i hvert enkelt tilfelle.	<b>13)</b>	Reparasjon er anslått til <b>0,1-1 mrd NOK pr brønn</b> avhengig av brønn kompleksitet <b>13)</b>  For aktive brønner vil kravet om reparasjon kunne medføre produksjonstap med store økonomiske og forsyningsmessige konsekvenser.	

- 10) ROV (Remotely Operated Vehicle) benyttes for årlig kontroll av midlertidig forlatte brønner i dag. MBES (multibeam echosounder) brukes gjerne for å kartlegge større områder, men kan muligens i fremtiden også benyttes for kontroll av enkeltbrønner.
- 11) Siden forlatte og inaktive brønner allerede inspiseres med ROV (Remotely Operated Vehicle), så vil ekstra ressurser og kostnader være knyttet til å avdekke om boblene er fra biogen grunn gass eller termogen lekkasje fra brønn. I fall det blir avdekket lekkasje fra reservoaret, må det utføres videre analyser for å kvantifisere utslippene.
- 12) Anslagsvis vil et fartøy med ROV bruke 6-12 timer med en dagrate på 0,6-1,2 MNOK for å kartlegge brønnene rundt en plattform ift lekkasjer fra inaktive og midlertidig pluggede brønner. Kostnaden med MBES på alle inaktive brønner samt ROV på 33 % av dem er ca 150.000NOK pr brønn pr år. Siden teknologien er umoden og det ikke er etablert standarder for kvantifisering av utslipp fra inaktive og forlatte brønner, så er det vanskelig å si om det vil være mulig å gjennomføre dette kravet, hva slags utstyr som må brukes og hvor lang tid surveyen vil ta. Kostnadsestimatene er derfor svært usikre.
- 13) Reparasjon av brønner varierer svært mye avhengig av type lekkasje. Nedenfor er kategorisert 6 forskjellige lekkasjer i ulike scenarier:
1. Metan siver langs utsiden av en brønn fra en udefinert kilde i de første ~500 m under havbunnen. Dette kan skje i følgende kategorier av brønner som vil ha ulik kompleksitet og ressursbehov for å reparere utsivningen:
    - a. Aktive brønner (produsere/injisere) – *inngår i artikkel 14*
    - b. Inaktive brønner/Midlertidig forlatte brønner
    - c. Permanent pluggede brønner (brønnhode fjernet – ingen standard tilgang til brønn)
  2. Metanboblekkasje fra forskjellige små porter på Xmas tre ventiler og koblinger (både aktive og inaktive brønner)
    - a. Brønner med vertikal XT
    - b. Brønner med horisontal XT
  3. Metanlekkasje gjennom hydraulisk kontroll linjeretursystem - lekker vanligvis bare når brønnen er stengt og derfor mest relevant for inaktive og midlertidige forlatte brønner.
    - a. Alle brønner med lekkasje via hydraulisk returlinje for brønnsikringsventil
  4. Tids og kostnadsestimat for reparasjon av de ulike kategoriene over er gitt i tabellen nedenfor. I samme tabell er også estimat for CO2 avtrykk, ekvivalent metanavtrykk for reparasjonene og antall år med metanlekkasje med terskelrate (17g/time) før det er positiv klimaeffekt for reparasjon av lekkasjen.

Kategori	Tid reparasjon (dager)	Kost (MNOK)	CO2 utslipp (tonn)	Ekvivalent Metan (tonn)	Tid det tar før det er en positiv netto effekt av reparasjonen (år)
1a	73	967	7081	262	1761
1b	41	460	4100	152	1020
1c	16	170	1600	59	398
2a	13	216	907	34	226
2b	31	516	2924	108	727
3a	4	10	259	10	64

Det presiseres at kostnadsestimatene i tabellen er svært usikre.

Kostnader for reparasjon av aktive brønner:

Reparasjon av overflatebrønner kan være noe mindre avhengig om en plattform rigg er tilgjengelig eller ikke, og hvor mye P&A scope som vil være nødvendig. Første fase P&A med offline pumping av cement og/eller sette mekanisk plugg med wireline er i størrelsesorden NOK 20 Mill per jobb. Full P&A med JU rigg er i størrelsesorden NOK 200-250 Mill per brønn mens full P&A med plattform rigg er i størrelsesorden NOK 100-150 Mill per brønn.

## Vedlegg 2

### Spesifikke henstillinger fra Offshore Norge til norske myndigheter om EUs metanforordning blir innlemmet i norsk lov

Kommentarene i vedlegg 2 er kun gyldige i det tilfellet at EUs metanforordning blir gjennomført i norsk lov. Kommentarene gjelder for henholdsvis offshore installasjoner og landbaserte gassprosesseringsanlegg.

Spesifikke henstillinger fra Offshore Norge til norske myndigheter ved en eventuell innlemmelse er skrevet med *skråstilt tekst*. Teksten i metanforordningen er skrevet i **blått** og generelle kommentarer skrevet i svart. Om EUs metanforordning innlemmes i norsk lov, ber Offshore Norge om at norske myndigheter i samarbeid med industrien utarbeider en veileder hvor blant annet punktene i dette vedlegget spesifiseres.

Dersom EUs metanforordning blir gjennomført i norsk lov, vil en oppfyllelse av kravene være helt avhengig av en pragmatisk og fleksibel forvaltning fra norske myndigheter. Artikkel 18 åpner for en vurdering av «the environmental impact of the necessary works in view of the associated reduction of the methane emissions». Dette er en tilnærming norske myndigheter må ta til hele forordningen hvis den tas inn i norsk lov. Vi vil også påpeke at metanforordningen flere steder henviser til OGMP2.0, og at forordningens artikkel 1 og OGMP2.0 har samme tolkning og omfang.

#### Article 1 - Subject matter and scope

(2) This Regulation applies to: (a) oil and fossil gas exploration and production, and fossil gas gathering and processing

- *Offshore Norge forutsetter at metanforordningen ikke omfatter anlegg som f.eks Sture, Mongstad og Tjeldbergodden, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Energidepartementets høringsnotat viser til at metanforordningen omfatter «Leting etter og produksjon av olje og naturgass herunder oppstrøms prosessering og transport fra felt til og med prosessanlegget».
- Metanutslipp på raffinerier dekkes allerede av EUs Industrial Emissions Directive<sup>6</sup>.

#### Article 2 – Definitions

(2) 'component' means any part or element of equipment used in oil, natural gas or coal installations or infrastructure, that has the potential to emit methane;

- *Offshore Norge forutsetter at helsveisede rørledninger ikke er omfattet av definisjonen av «component», og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Lekkasje på rørledninger som følge av korrosjon eller sabotasje vil oppdages gjennom andre inspeksjons- og kontrollrutiner.

---

<sup>6</sup> Se bl.a. metanforordens fortale punkt 7.

- Flenser og utstyr langs rørledningene som har potensiale til å slippe ut metan, vil være dekket av definisjonen av component.

(20) 'quantification' means activities to determine the quantity of methane emissions by means of direct measurements or, where direct measurements are not feasible, based on other methods such as simulation tools, and other detailed engineering calculations or a combination of such methods;

- *Offshore Norge forutsetter at kvantifiseringsmetodikken som ligger til grunn for rapporteringskravet som i dag er gjeldende for norsk sokkel og norske gassprosesserings anlegg på land anses som «quantification» under metanreguleringen, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter, i samarbeid med industrien, definerer i hvilke tilfeller direkte måling anses som «not feasible».*

(15) 'source' means a component or a geological structure that releases methane into the atmosphere whether intentionally or unintentionally, intermittently or persistently;

- *Offshore Norge forutsetter at utsiving av grunn biogen gass ikke defineres som «source» under metanreguleringen, og ber norske myndigheter presisere dette.*

## Article 12 – Monitoring and reporting

Generelt:

- Artikkelen 12 omhandler årlig rapportering av total metanutslipp fra hver installasjon og hvert anlegg. For kilde-spesifikk rapportering tilsier formålet med artikkelen 12 at det er de kjente utslippspunktene som skal undersøkes. Lekkasjedeteksjon på komponentnivå dekkes av artikkelen 14.
- I dag rapporterer operatørene på norsk sokkel årlig direkte metanutslipp fordelt på ca 15 hovedkilder og mer enn 30 delkilder som er designet for utslipp/ventilering<sup>7</sup>. I tillegg rapporteres metanutslipp fra ufullstendig forbrenning, lasting/lagring av råolje, utilsiktede gassutslipp osv. ihht rapporteringsveileder 044<sup>8</sup> for petroleumsvirksomhet til havs. Lekkasjer fra komponenter som ikke skal lekke per design rapporteres i dag ihht rapporteringsveileder 044 vedlegg B. Retningslinje/håndbok for land basert industri (rapportering metan og nmVOC utslipp) er under utarbeidelse.<sup>9</sup>
- *Offshore Norge forutsetter at 'source-level' kvantifisering under artikkelen 12 ikke omfatter helsveiste rørledninger, og ber norske myndigheter presisere dette. Ref. vår kommentar under artikkelen 2.*

<sup>7</sup> [vedlegg-b---handbok\\_voc-utslipp\\_retningslinje-044-ver-22.pdf](#)

<sup>8</sup> [044--offshore-norge-anbefalte-retningslinjer-for-utslippsrapportering--v22norsk\\_endelig.pdf](#)

<sup>9</sup> første utkast 21. oktober 2024

- *Offshore Norge forutsetter at subsea komponenter er ekskludert fra kravene om årlig rapportering i artikkel 12, og ber norske myndigheter presisere dette.*
  - Artikkel 12 har ingen spesifikk henvisninger til subsea, sånn tilfellet er for f.eks. artikkel 14 og 18.
  - Informasjon om utslippsnivå som framkommer av lekkasjedeteksjonskampanjene under artikkel 14 kan eventuelt benyttes for å komplettere den årlige utslippsrapporteringen under artikkel 12. Eventuell ekvivalent rapportering for oppfyllelse av importkravet.
  - I artikkel 14 er det krav om LDAR-survey for subsea komponenter hver 24. måned for komponenter under havoverflaten. Det vil imidlertid ikke være hensiktsmessig å kreve måling av subsea komponenter oftere enn det som kreves i artikkel 14.
  - Generelt for rapportering av utslipp fra subsea komponenter så er det viktig å presisere at disse dataene vil være for utslipp til vann. Dersom disse dataene skal omsettes til utslipp til atmosfæren, så vil det kreve svært omfattende modelleringsarbeid og gi data med høy grad av usikkerhet.
- *Offshore Norge forutsetter at myndighetene har en praktisk og pragmatisk tilnærming til bestemmelsene om 'site-level' direkte målinger i artikkel 12.*
  - 'Site-level' direkte måling av metan kan f.eks. utføres med fly, buss eller drone, og vil generelt være et øyeblikksbilde som ikke nødvendigvis er representativt for gjennomsnittlig årlig utslippsrate. Usikkerheten i 'site-level' direkte målinger kan være store, bl.a. pga værforholdene.
1. [By 5 August 2025<sup>10</sup>, operators shall submit a report to the competent authorities containing the quantification of source-level methane emissions estimated using at least generic emission factors for all sources.](#)
    - *Offshore Norge forutsetter at dagens krav til kvantifisering av metan på norsk sokkel og for norske gassprosesseringsanlegg ved bruk av rapporteringsveileder 044 vedlegg B med utslippsfaktorer godkjent av Miljødirektoratet, anses som dekkende for å kunne oppfylle kravene i 12(1), og ber norske myndigheter presisere dette.*
    - Artikkel 2 definerer 'quantification' som 'activities to determine the quantity of methane emissions by means of direct measurements or, where direct measurements are not feasible, based on other methods such as simulation tools, and other detailed engineering calculations or a combination of such methods'. Iht artikkel 12(1) skal det imidlertid for den første rapporten brukes minimum generiske faktorer for alle kilder. Kvantifiseringsmetodikkene gitt i rapporteringsveileder 044 vedlegg B<sup>11</sup> for de ulike hovedkildene og delkildene overoppfyller kravene i artikkel 12(1).
  2. [Operators and undertakings established in the Union shall submit a report to the competent authorities of the Member State where the asset is located containing quantification of source-level methane emissions: \(a\) for operated assets, by 5 February 2026<sup>12</sup>;](#)

<sup>10</sup> 12 months from the date of entry into force of this Regulation

<sup>11</sup> [vedlegg-b---handbok\\_voc-utslipp\\_retningslinje-044-ver-22.pdf](#)

<sup>12</sup> 18 months from the date of entry into force of this Regulation

- *Offshore Norge forutsetter at dagens krav til kvantifisering av metan på norsk sokkel og for norske gassprosesseringsanlegg med bruk av rapporteringsveileder<sup>13</sup> med utslippsfaktorer godkjent av Miljødirektoratet, anses som dekkende for å kunne oppfylle kravene i 12(2), og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Kvantifiseringsmetodikkene gitt i rapporteringsveileder 044 vedlegg B<sup>14</sup> for de ulike hovedkildene og delkildene benytter direkte målinger for de kildene hvor dette er formålstjenlig. For andre kilder brukes f.eks. direkte målinger for å bestemme utslippsfaktorer som brukes i kvantifiseringen. Utslippsfaktorer for kilder hvor det ikke er direkte målinger (eksempelvis ventiler og fakkell) blir avklart i utslippstillatelsen.
- Dagens krav til kvantifisering av metan på norsk sokkel og for norske gassprosesseringsanlegg oppfyller fullt ut kravene i artikkel 14(2).

3. Operators and undertakings established in the Union shall submit a report to the competent authorities of the Member State where the asset is located containing quantification of source-level methane emissions, complemented by measurements of site-level methane emissions, thereby allowing assessment of and comparison with the source-level estimates aggregated by site: (a) for operated assets, by 5 February 2027<sup>15</sup> and by 31 May every year thereafter;

- *Offshore Norge forutsetter at dagens krav til kvantifisering av metan på norsk sokkel og for norske gassprosesseringsanlegg ved bruk av rapporteringsveileder med utslippsfaktorer godkjent av Miljødirektoratet komplementert med 'site-level' direkte målinger, anses som dekkende for å kunne oppfylle kravene i 12(3), og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Artikkel 28(5) viser til at kravene om kvantifisering i artikkel 12 er ekvivalent med rapportering ihht OGMP2.0 level 5<sup>16</sup>. Dette innebærer kvantifisering basert på spesifikke utslippsfaktorer etablert ved f.eks. bruk av 'source-level' direkte målinger komplementert med 'site-level' direkte målinger for sammenligning. Dagens krav norsk sokkel og for norske gassprosesseringsanlegg komplettert med 'site-level' direkte målinger vil oppfylle kravene i artikkel 12(3).

4. The Commission shall, by means of implementing acts, lay down a reporting template for the reports provided for in this Article, taking into account the national inventory reports already in place and the latest technical guidance documents and reporting templates of the OGMP. Those implementing acts shall be adopted in accordance with the advisory procedure referred to in Article 35(2).

Until the adoption of the relevant implementing acts, operators and undertakings shall use the technical guidance documents and reporting templates for upstream and mid- and downstream operations, as applicable, of the OGMP 2.0.

5. The measurements and quantifications referred to in this Article shall be carried out in accordance with the standards and technical prescriptions, as applicable, established under

---

<sup>13</sup> Veileder 044 vedlegg B for petroleumsvirksomhet til havs og kommende veileder for landanlegg

<sup>14</sup> [vedlegg-b---handbok\\_voc-utslipp\\_retningslinje-044-ver-22.pdf](#)

<sup>15</sup> 30 months from the date of entry into force of this Regulation

<sup>16</sup> [Helping You Meet the OGMP 2.0 Reporting Guidelines- Aeromon](#)

Article 32. Until the date of application of those standards or technical prescriptions, operators and undertakings shall follow state-of-the-art industry practices and use the best technologies available for the measurement and quantification of methane emissions. In that context, operators and undertakings established in the Union may use the latest OGMP 2.0 technical guidance documents approved by 4 August 2024 for such purposes.

Operators and undertakings shall provide competent authorities and verifiers with information on the standards, including European or other international standards, or methodologies used.

- Rapportering under metanforordningen skal være i henhold til OGMP2.0 guidelines inntil implementing act er på plass. Basert på erfaring fra OGMP2.0 kreves det mer detaljer om metodikken enn det som rapporteres til norske myndigheter per i dag.
- Gitt at EUs metanforordning henviser til OGMP2.0 der det ikke er utviklet standarder, så gjøres det oppmerksom på at OGMP2.0 rammeverket og tilhørende veiledere er under kontinuerlig evaluering og utvikling.
- Rapporteringen under OGMP2.0 er per i dag ikke verifisert av 3. part, men evalueres av UNEP som en del av vurderingen for oppnådd gullstandard.
- Det må være samsvar mellom tolkning av rammeverk og tilhørende veiledere for å sikre en enhetlig verifikasjonsprosess for de rapporter som skal 3. part verifiseres.

6. Operators and undertakings established in the Union shall compare source-level quantification of methane emissions and site-level measurement of methane emissions. If there are statistically significant discrepancies between the source-level quantification and the site-level measurement of methane emissions, operators and undertakings shall: (a) notify without delay the competent authorities before the end of the reporting period; (b) carry out a reconciliation process as soon as possible and inform the competent authority about the results of the reconciliation process, including any evidence and supporting documents as necessary, no later than the next reporting period.

For the purposes of the reconciliation process, the operators and undertakings shall consider additional source-level quantification or site-level measurements in order to provide the necessary evidence to explain the reasons for the discrepancies.

- *Offshore Norge forutsetter at myndighetene har en praktisk og pragmatisk tilnærming til bestemmelsene i artikkel 12(6).*
- På en plattform eller gassprosesseringsanlegg vil det være svært krevende å gjennomføre en avstemmingsprosess som beskrevet i artikkel 12(6), og ytterligere direkte målinger vil ofte ha liten effekt.
- Artikkel 12(6)a krever umiddelbar rapportering til myndighetene om det blir oppdaget statistisk signifikante avvik mellom kvantifisering på kildenivå og 'site-level' direkte måling. Dette skiller seg fra OGMP2.0 der man orienterer om avvik i forbindelse med den årlige rapporteringen. Artikkel 12(6) vil kunne kreve en justering av tidligere innrapporterte tall og en eventuell oppdatering av rapporteringsveileder. En «umiddelbar rapportering» gir ikke mening da operatøren vil trenge tid til å sammenligne kildedata sine operasjonelle forhold på tidspunktet site-level målingene fant sted og undersøke hva som kan være årsaken til avviket. Denne sammenligningen er en viktig del av reconciliation.



- Det vil trolig være behov for en avklaring av hva som defineres som ‘statistically significant discrepancies’.

## Article 14 – Leak detection and repair

### Generelt:

- *Om EUs metanforordning blir innlemmet i norsk lov, forutsetter Offshore Norge at myndighetene sammen med industrien kommer fram til løsninger som gjør at kravene under artikkel 14 kan gjennomføres på en kostnadseffektiv og hensiktsmessig måte.*
- Gasslekkasjer på offshoreinstallasjoner og gassprosesseringsanlegg er en sikkerhetsrisiko. Derfor gjennomføres det jevnlig lekkasjedeteksjon av komponenter over bakken/havoverflaten. Operatørene på norsk sokkel er også pålagt å gjennomføre jevnlig lekkasjedeteksjon av komponenter under havoverflaten.
- Lekkasjer (diffuse utslipp) utgjør kun 5% av totale metanutslipp for olje- og gassvirksomheten i Norge. Lekkasjerater kan variere mye avhengig av driftsforhold.
- Økt grad av lekkasjesøk og tilhørende reparasjon vil gå på kompromiss med rammebetingelsene som anleggene er bygget etter, det være seg sengekapasitet etter dagens behov og oppholdstid i risikoutsatte områder. Installasjonene er bygd for å håndtere forutsatte aktiviteter, inkludert dagens vedlikeholdsprogram. En slik endring i betingelsene for aktiviteter vil i tillegg kunne føre til utsettelse av andre HMS-relaterte forbedringsprosjekter, annet nødvendig vedlikehold og prosjekter for optimalisert ressursutnyttelse som igjen vil være kostnadsdrivende/gi tapte inntekter.
- Lekkasjedeteksjon bør kun utføres på komponenter i utstyr som håndterer metan (dvs. ikke på vann- og luftsystemer).
- *Offshore Norge forutsetter at artikkel 14 ikke omfatter helsveiste rørledninger og annet utstyr som ikke har «the potential to emit methane». Ref. vår kommentar under artikkel 2.*
- *Offshore Norge forutsetter at Artikkel 14(2) ikke gjelder for komponenter under havbunnen, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Utstyr og rørledninger er ofte nedgravd eller dekket av beskyttelse og ikke tilgjengelig. I praksis vil LDAR-kampanjer for komponenter under havbunnen være umulig å gjennomføre, og utslippene i tilknytning til kampanjene kan være betydelig større enn eventuelle utslippsreduksjoner.
- *Offshore Norge forutsetter at LDAR kravene for subsea komponenter kun omfatter lekkasjerate til vann og ikke andel av dette som eventuelt kommer til havoverflaten og slippes ut i atmosfæren, og ber norske myndigheter presisere dette. Se kommentar under artikkel 12.*
- Industrien har behov for at standardene som skal utarbeides for lekkasjedeteksjon presiserer hvilke metoder for deteksjon som godkjennes.

#### 14(2) Førstegangs LDAR 2 survey

2. Operators shall initiate the first type 2 LDAR survey of all components under their responsibility in accordance with the LDAR programme as soon as possible from 4 August 2024. In any event, operators shall carry out the first type 2 LDAR survey by 5 August 2025 for existing sites. Without prejudice to the frequencies established in Part 1 of Annex I, type 2 LDAR surveys carried out between 3 August 2022 and 4 August 2024 may be considered by operators as the first type 2 LDAR survey.

- *Offshore Norge forutsetter at lekkasjedeteksjoner ihht en reparasjonsgrense på 1 g/time (eller 500 ppm) av komponenter over bakken/havoverflaten foretatt fra 3 August 2022 til kravene eventuelt trer i kraft i Norge blir godkjent for oppfyllelse av Artikkel 14(2), og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge forutsetter at komponenter under havoverflaten og under havbunnen ekskluderes fra kravet i Artikkel 14(2), og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Ifølge Annex I Part 1(3) skal det kun gjennomføres LDAR 1-kampanjer for komponenter under havoverflaten og under havbunnen. Vi mener derfor disse komponentene ikke skal inngå i førstegangs LDAR 2-kampanjen ihht Artikkel 14(2).

#### 14(2) Fast frekvens på LDAR surveys for komponenter over bakken/over havoverflaten

2. After carrying out the first type 2 LDAR survey, operators shall carry out type 1 and type 2 LDAR surveys with the following frequencies: ...

a) for aboveground and underground components, excluding distribution and transmission networks, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 1, of Annex I;

(b) for components of distribution and transmission networks, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 2, of Annex I;

(c) for all offshore components, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 3, of Annex I; (LDAR 1 hver 12. måned og LDAR 2 hver 24. måned)

(d) for all other components, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 4, of Annex I. (LDAR 1 hver 6. måned og LDAR 2 hver 12. måned)

- *Offshore Norge forutsetter at komponentene på gass prosesseringsanleggene er underlagt artikkel 14(2)d og ikke 14(2)a, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Artikkel 14(2)a henviser til Annex I Part 1(1) der component er delt opp i kategoriene compressor station, underground storage, LNG facility, regulating and metering station og valve station. Ingen av disse kategoriene passer for gass prosesseringsanlegg. Med LNG facility forstår vi LNG mottaksterminal, og ikke LNG produksjonsanlegg. Det er derfor vi forutsetter vi at gass prosesseringsanleggene er underlagt artikkel 14(2)a og frekvenser angitt i Annex I Part 1(4).
- Deteksjonsgrensene skal settes av EU kommisjonen gjennom en «Implementing Act». Reparasjonsgrensene er i forordningen satt til 17 g/time (eller 7000 ppm) for LDAR 1 og 1 g/time (eller 500 ppm) for LDAR 2 for komponenter over bakken/havoverflaten.

- For å kunne måle en lekkasje ned mot 1 g/time må man svært tett innpå lekkasjekilden. Dette kan bety at man må fjerne isolasjon, bygge stillas etc. I tillegg har måleinstrumentene stor usikkerhet ved så lave nivåer. Prioritering av svært omfattende søk etter potensielle lekkasjer vil i tillegg gå utover andre mer sikkerhetskritiske oppgaver på installasjonene og anleggene.
- Denne typen utslipp utgjør kun 5% av metanutslippene til norske operatører. Arbeidsomfanget står ikke i stil med reduksjonspotensialet og kostnadsomfanget.
- En teknologikartlegging Carbon Limits har gjennomført<sup>17</sup> for Offshore Norge viser at man må bruke håndholdte sensorer<sup>18</sup> for å gjennomføre både LDAR 1 og LDAR 2 ihht de gitte reparasjonsgrensene i forordningen, noe som vil være svært ressurskrevende. Løsninger med å detektere små lekkasjer fra enkeltkilder ved bruk av droner er under uttesting. Dette vil kunne redusere ressursbruken betydelig.
- Størrelsen på gassprosesseringsanleggene og antall komponenter vil gjøre det svært krevende med en frekvens hver 4./6. måned. Operatørene vil ha utfordringer med å ha gjennomført et program og gjøre utbedringer/reparasjoner/oppfølging før nytt program skal starte.

#### 14(2) Fast frekvens på LDAR surveys for komponenter under havoverflaten

2. After carrying out the first type 2 LDAR survey, operators shall carry out type 1 and type 2 LDAR surveys with the following frequencies: ...

(c) for all offshore components, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 3, of Annex I; (LDAR 1 hver 24. måned)

- *Offshore Norge forutsetter at kravet om LDAR 1 surveys hver 24. måned for komponenter under havoverflaten utsettes til teknologien for dette er tilstrekkelig moden og definert i tekniske standarder ihht Artikkel 14.1 og Artikkel 32, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge forutsetter at kravet om LDAR 1 survey for komponenter under havoverflaten uansett ikke skal gjennomføres før innen 24. måneder etter at reguleringen eventuelt er tredd i kraft i Norge, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- For offshore komponenter under havoverflaten er deteksjon ihht reparasjonsgrensene i Artikkel 14(8) (17 g/h eller 7000 ppm) teknisk svært krevende. Bobler kan oppdages ved bruk av kamera eller akustisk utstyr. Det er imidlertid teknisk utfordrende å omsette denne informasjonen til en gitt lekkasjerate. Dette støttes av en kartlegging<sup>19</sup> av deteksjons- og kvantifiseringsteknologier for subsea komponenter som Carbon Limits har utført på oppdrag fra Offshore Norge. Det vil i tillegg være svært vanskelig å skille mellom utsiving av biogen grunn gass og lekkasjer fra subsea komponenter.

<sup>17</sup> [Overview of methane detection and quantification technologies for offshore applications \(website-files.com\)](https://www.files.com)

<sup>18</sup> Eksempler på håndholdt utstyr for lekkasjedeteksjon er Flame Ionization Detector (FID), Photoionization Detecor (PID), Optical Gas Imaging (OGI) og High Flow Sampling (HFS).

<sup>19</sup> [Overview of Subsea Methane Emissions Detection and Quantification Technologies \(carbonlimits.no\)](https://carbonlimits.no)

- Carbon Limits har også gjennomført en studie<sup>20</sup> av økte utslipp knyttet til gjennomføringen av LDAR-kampanjer subsea i lys av kravene i metanforordningen. Studien viser at i mange tilfeller kan utslippene fra skip brukt til lekkasjedeteksjon være høyere enn potensiell utslippsreduksjon.
- Operatørene på norsk sokkel gjennomfører i dag regelmessig inspeksjon av subsea komponenter for mulig lekkasje. Det er mange teknikker i bruk kontinuerlig for å oppdage lekkasjer subsea og de utvikles stadig for å få til deteksjon så tidlig som mulig.
- At det brukes samme reparasjonsgrense for lekkasjer direkte til atmosfæren og subsea er helt urimelig. 17 g/h oppfører seg er også totalt forskjellig. Metan vil tas opp i vannsøylen. Hvor mye som kommer til overflaten og blir frigjort til atmosfæren vil avhenge av bl.a. vanddybde og fysiologiske forhold.<sup>21</sup>

#### 14(2) Fast frekvens på LDAR surveys for komponenter under havbunnen

2. After carrying out the first type 2 LDAR survey, operators shall carry out type 1 and type 2 LDAR surveys with the following frequencies: ...

(c) for all offshore components, in accordance with the minimum frequencies set out in Part 1, point 3, of Annex I; (LDAR 1 hver 36. måned)

- *Offshore Norge forutsetter at kravet om LDAR 1-kampanjer hver 36. måned for komponenter under havbunnen utsettes til det er avklart hva dette innebærer, om det i det hele tatt er gjennomførbart, og eventuelt tekniske standarder ihht Artikkel 14.1 og Artikkel 32 er utformet; og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge forutsetter at kravet om LDAR 1-kampanjer for komponenter under havoverflaten uansett ikke skal gjennomføres før innen 36. måneder etter at reguleringen evt er tredd i kraft i Norge, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- En mengde utstyr er enten nedgravd og/eller dekket av beskyttelse, noe som medfører at identifisering og lokalisering av eventuell lekkasje kan medføre urimelig stor ressursbruk.
- Offshore Norge anser dagens praksis på norsk sokkel som dekkende for overvåking av mulige lekkasjekilder under havbunnen.

#### 14(5) Mindre hyppig frekvens på LDAR surveys for de som har demonstrert lave utslipp

5. By way of derogation from the fourth subparagraph of paragraph 2 of this Article, where operators that produce or process oil or natural gas provide evidence, on the basis of measurements from the 5 preceding years which have been reported by the operators in accordance with Article 12 and assessed by a verifier, that less than 1 % of all their components and subcomponents in each site are leaking and that the aggregated methane emissions associated with those leaks represent less than 0,08 % of the total volume of gas or 0,015 % of the total mass of oil processed or extracted, different LDAR survey frequencies for components at sites where no leaks were identified may be applied, subject to the approval of the competent authorities and provided that: ...

<sup>20</sup> [Carbon footprint of subsea LDAR- 2024-09-04- final v3.pdf](#), Carbon Limits rapport, 2024

<sup>21</sup> [SINTEF Open: Oxidation of methane in seawater- Laboratory experiments and the use of models- OC2022 A-114 \(unit.no\)](#)

- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter godkjenner mindre frekvent LDAR for operatører som 5 år på rad gjennom rapporteringen under Artikkel 12(3) viser at metanutslippet er under de angitte grenseverdiene i Artikkel 14(5) og at LDAR surveys utført i den samme perioden viser at mindre enn 1 % av komponentene lekker, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Artikkel 14(5) henviser til «subcomponents» som ikke er definert i forordningen. Det er derfor uklart hva som ligger i dette.
- Erfaringer fra lekkasjeinspeksjon siden oppstart av installasjonen/anlegget vil være viktig tilleggsm informasjon i vurderingen av mindre hyppig LDAR frekvens.
- Norsk gass har en metanintensitet på under 0,02% allerede og operatører burde ha lemping av frekvenskravet.

#### 14(6) Lekkasjedeteksjon så nært som mulig

6. The LDAR surveys shall be carried out with detection devices that allow to identify leaks as follows, for each type of component: (a) at a level as close as possible to each individual potential emission source for aboveground components and components above the sea level.

- *Offshore Norge forutsetter at det presiseres at kravet i artikkel 14(6)a ikke vil innebære at man må fjerne isolasjon, bygge stillas etc., og ber norske myndigheter presisere dette.*
- For å detektere så nærme kilden som mulig, må man gjøre lekkasjetester/gassmålinger helt inn til hver flens/ventil for å kunne lokalisere slike små lekkasjer. Det krever utstrakt bruk av stillas og tilkomstteknikk.

#### 14(9) Tidsfrist for reparasjon av lekkasje

9. Where an operator can demonstrate that the repair or replacement would not be successful or possible within 5 days for a first attempt or where the operator expects that a complete repair would not be possible within 30 days due to safety, administrative or technical considerations, the operator shall notify the competent authorities and provide them with evidence thereof together with the repair and monitoring schedules containing at least the elements set out in Annex II no later than 12 days from the date of detection.

- *Offshore Norge forutsetter at unntak fra kravene om reparasjon innen 5/30 dager og rapportering innen 12 dager utformes som et standard unntak for operatørene på norsk sokkel og på gassprosesseringsanleggene på land. Eventuelt må det legges opp til en forutsigbar og standardisert prosess for unntak.*
- Dagens praksis på norsk sokkel og gassbehandlingsanlegg er at lekkasjer over 360 g/h (20 LEL @10cm) repareres så fort som praktisk mulig og rapporteres til myndighetene. Lekkasjer på mindre enn 360 g/h på gassprosesseringsanleggene er i dag definert som diffust utslipp og tidspunkt for reparasjon vurderes i hvert enkelt tilfelle. En omlegging til 5/30 dagers reparasjonsfrist uansett størrelse på lekkasje vil være svært ressurskrevende og ikke hensiktsmessig.
- Umiddelbar utbedring av diffuse lekkasjer kan måtte medføre nedstenging og stans i produksjon, noe som vil bety flere dagers oppkjøring (avhengig av type produksjons/

anlegg). Ned- og oppkjøring av installasjoner og anlegg har en betydelig risiko knyttet til bla utstyrsfeil og hurtigere degradering av utstyr, og vil gi økte utslipp.

- Forberedelse av reparasjon krever nøye planlegging, risikostyring og utførelse. Reparasjon av lekkasjer krever utstrakt bruk av spesialutstyr med tilhørende krav til spesialiserte deler og produksjonsmetoder. Reparasjon og utskifting av deler medfører ofte lang leveringstid, erfaringsmessig opptil to år.
- Umiddelbar utbedring (innen 5/30 arbeidsdager) kan innebære en sikkerhetsrisiko og kan også innebære at personell utsettes for eksponering av farlige stoffer (f.eks. benzen og H<sub>2</sub>S). Det er viktig med god planlegging, risikohåndtering og utførelse ved arbeid på trykksatte systemer, og i mange tilfeller vil det kreve mer enn 5/30 arbeidsdager.
- Ved gjennomføring av vedlikeholdsarbeid og reparasjon på et anlegg i drift, må de delene av anlegget som det skal jobbes på trykkavlastes i forkant av aktiviteten. Ved trykkavlastning vil det være behov for fakling. For å unngå uforholdsmessig store utslipp som følge av fakling og kunne utføre reparasjoner på en effektiv måte vil det være hensiktsmessig å samle reparasjons-aktiviteter i større planlagte kampanjer.
- Rapportering innen 12 dager fra deteksjon er ikke hensiktsmessig, og kan medføre et meget stort antall rapporteringer av individuelle saker.
- Innen målinger offshore er ferdig, rapport utgitt og kvalitetssikret og reparasjonsplan lagt (for det som ikke kan repareres så fort som praktisk mulig) vil det som regel gå mer enn 12 dager.
- Artikkel 33 inkluderer en mulkt som kan gis dersom ikke reparasjonen er gjennomført innen tidsfristen. Nedstengning kan derfor bli aktuelt for å unngå mulkt. Konsekvensene vil være betydelige i form av tapte inntekter og gassleveranser til Europa.

#### 14(12) Metanutslipp fra komponenter under deteksjonsgrensen

12. Notwithstanding paragraph 2, operators shall survey components that were found to be emitting:

(a) ....

(b) at levels of methane lower than the thresholds set out in paragraph 8 at standard temperature and pressure, no later than 3 months from the date on which the emissions were detected, to check at least once whether the size of methane loss has changed and whether a repair is necessary.

- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter har en praktisk tilnærming til kravene i Artikkel 14(5)b.*
- Artikkel 14(12) krever at det innen 3 måneder skal gjennomføres surveys for komponenter hvor det gjennom regulær LDAR1 og LDAR2 surveys er oppdaget lekkasjer under de angitte reparasjonsgrensene i Artikkel 14(8). Dette kan være metan fra omgivelsene og ikke fra den spesifikke komponenten. Å utføre en tilleggs-survey innen 3 måneder vil i mange tilfeller ikke ha noen hensikt.

#### 14 (17) Unntak for subsea komponenter dypere enn 700 meter

17. Without prejudice to Directives 2008/56/EC26 and 2013/30/EU27 of the European Parliament and of the Council, the competent authorities may decide to exempt offshore oil and

gas components located in their territory at a water depth greater than 700 metres from the requirements under this Article if the operator concerned can provide robust evidence that the impact on the climate of potential methane emissions from those components is highly likely to be negligible.

- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter fritar alle komponenter på havdyp dypere enn 700 meter fra bestemmelsene i Artikkel 14.*
- En studie gjennomført av Sintef<sup>22</sup> viser at mengde metan fra utslipp på havbunnen som kommer til havoverflaten avhenger av havdyp og andre forhold i havet. Mindre lekkasjer fra subsea komponenter som befinner seg dypere enn 700 meter vil ifølge Sintef's modelleringer gi marginale metanutslipp til atmosfæren. Større lekkasjer vil oppdages av den operasjonelle overvåkingen.
- Mens artikkel 18(12) gir en åpning for et unntak for forlatte og inaktive brønner mellom 200 og 700 meter, så gir ikke artikkel 14 noen mulighet for unntak for LDAR-krav for subsea komponenter på samme havdyp. Det burde ha vært en mulighet for unntak for LDAR-krav for subsea komponenter mellom 200 og 700 meter tilsvarende som for forlatte og inaktive brønner.

#### Annex I Part 1(2) LDAR surveys referert til i artikkel 14

For underground and below-the-sea-level protected steel pipelines with design pressure above 16 bar, operators shall also perform risk-based preventive pipeline integrity management to prevent any leakage in accordance with relevant European standards or national pipeline integrity management legislation.

- Det forutsette at det med «16 BAR» trykk menes «16 BAR gauge» (dvs trykk relativt til hydrostatisk trykk utenfor rørledningen).

#### **Article 15 – Restrictions on venting and flaring**

3. ...venting or flaring shall be allowed where unavoidable and strictly necessary and subject to the reporting obligations set out in Article 16. Venting and flaring shall be deemed to be unavoidable and strictly necessary in the following specific situations where venting or flaring, as applicable, cannot be completely eliminated or is necessary for safety reasons:

a) during normal operations of pneumatic devices, compressors, atmospheric pressure storage tanks, sampling and measuring devices and dry gas seals, or other components designed to vent, provided that such equipment meets the standards or technical prescriptions established under Article 32 and is properly maintained to minimise methane losses; ...

(h) during a production test lasting less than 24 hours;

- *Offshore Norge forutsetter at ventilering og fakling blir tillatt for alt utstyr som er installert og påkrevd av sikkerhetshensyn – uavhengig av om utstyret er nevnt under 15(3) eller ikke.*

---

<sup>22</sup> [SINTEF Open: Oxidation of methane in seawater- Laboratory experiments and the use of models- OC2022 A-114 \(unit.no\)](#)

- *Offshore Norge ber om en avklaring av hva som defineres som «components designed to vent», og hvilke krav som vil gjelde for utstyr som ikke er nevnt under 15(3) men hvor ventilering og fakling er nødvendig av andre hensyn enn det sikkerhetsmessige.*
- I henhold til artikkel 15 (3) første avsnitt så er ventilering og fakling tillatt når det er uungåelig og strengt nødvendig. I annet avsnitt listes situasjoner som anses «deemed to be» uunngåelig og strengt nødvendig. Det fremgår imidlertid ikke at listen er ment å være uttømmende. Listen under 15(3) er ikke fullstendig, og det kan være andre hensyn enn sikkerhet som gjør at fakling og ventilering er nødvendig (som f.eks. ventilering fra produsertvann eller annet oljeholdig vann som sendes til sjø).
- Pilotflamme nevnes spesifikt som godkjent utstyr under artikkel 17(1), og må derfor anses som godkjent selv om det ikke er nevnt i listen under artikkel 15(3).
- Fortolkningen av artikkel 15(3)h kan ha implikasjoner for produksjonstesting av brønner på sokkelen. Det vil være viktig å få avklart at 24-timers grensen under artikkel 15(3)h gjelder for hver testperiode og ikke for den totale varigheten for brønntestingen.

4. Where venting is allowed pursuant to paragraphs 2 and 3, operators shall vent only where flaring is not technically feasible due to lack of flammability or inability to sustain a flame, risks endangering safety of operations or personnel or where it would have a worse environmental impact in terms of emissions. In such a situation, as part of the reporting obligations set out in Article 16, operators shall notify and provide evidence to the competent authorities of the necessity to use venting instead of flaring.

- *Offshore Norge forutsetter at det er tilstrekkelig for operatørene å rapportere inn rutinemessig ventilering fra utstyr som ikke er nevnt under Artikkel 15(3) gjennom den årlige rapporteringen som er påkrevd gjennom Artikkel 16(2) , og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge ber om en avklaring om det er artikkel 15(3) eller 15(4) som er styrende for ventilering av gass versus fakling av gass.*
- Problemstillinger som må avklares inkluderer bl.a.:
  - Vil eksisterende systemer og utstyr som i dag ventilerer gass måtte bygges om og tilknyttes et fakkelsystem for å tilfredsstille 15(4) selv om det er unntatt i 15(3)?
  - Hva med automatisk tenningsystem for fakkell? Disse kan medføre at det både tar noe tid før det oppdages at fakkell er slukket og tid før den manuelt bli tent igjen.
  - Hva med ventilering der det ikke er tekniske løsninger for ruting til fakkell? Dette kan være gass ved svært lavt trykk. Gass som inneholder oksygen kan heller ikke gjenvinnes tilbake til prosessen. Vil dette være dekket av unntakene under artikkel 15(3)?
  - Det kan potensielt bli store kostnader og nedetid for ombygging for å tilknytte utstyr til fakkelsystemet hvis utstyr som er unntatt i 15(3) omfattes og overstyres av paragraf 15(4).
  - Dette kan være relevant for roterende utstyr, der en av hoved-lekkasjepunktene er akseltetningssystemene på for eksempel sentrifugal kompressorer. Ettersom forordningen peker på internasjonale standarder som ennå ikke er utarbeidet, er det uklart om ventilering fra roterende utstyr er akseptert eller ikke.



5. Equipment that vents shall be replaced by non-emitting alternatives where those are commercially available and if they meet the standards or technical prescriptions for components designed to vent established under Article 32.
- *Offshore Norge forutsetter at prinsippene om BAT gjøres gjeldende for kravene om utskifting av utstyr under Artikkel 15(5), og ber norske myndigheter presisere dette.*
  - *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter spesifiserer hva som menes med «non-emitting alternatives», og at de ved en eventuell gjennomføring av forordningen i norsk rett har en sikkerhetsmessig og praktisk tilnærming til kravet om nullutslipps utstyr.*
  - Kostnadene forbundet med å gjennomføre tiltakene må ses i forhold til reduksjonspotensialet. Vi viser til vedlegg 1 for kostnadsestimater.
  - Totalt klimaregnskap for utskifting må sees i sammenheng med tilstand på utstyret og naturlig utskiftingsfrekvens. Erstatning av nytt utstyr må gjøres når utstyret er utgått på levetid eller når det er et reduksjonspotensial som kan forsvares i kostnader og total klimaeffekt.
  - Det er i dag etablerte krav og kvalifiseringsprosesser for å ivareta sikkerhet, funksjonalitet og regularitet/pålitelighet av utstyr som tas i bruk på installasjoner og anlegg. ”Commercially available” betyr ikke nødvendigvis at utstyret er klart til å tas i bruk.
6. In addition to the conditions set out in paragraphs 2 and 3, flaring shall be allowed only where either re-injection, utilisation on-site, storage for later use or dispatch of methane to a market are not feasible for reasons other than economic considerations. In such a situation, as part of the reporting obligations set out in Article 16, operators shall demonstrate to the competent authorities the necessity to use flaring instead of either re-injection, utilisation on-site, storage for later use or dispatch of methane to a market.
- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter har en praktisk tilnærming til artikkel 15(6), og at det legges til grunn at tiltakskostnadene må stå i forhold til nytten og reduksjon av utslipp (ALARP).*
  - *Offshore Norge forutsetter at det avklares hva grunnlaget og tolkningen skal være for «flaring shall be allowed only where either re-injection, utilisation on-site, storage for later use or dispatch of methane to a market are not feasible for reasons other than economic considerations».*
  - Dette må ikke tolkes som at fakkalgass skal gjenbrukes uavhengig av kostnadene forbundet med tiltaket så fremt det er teknisk mulig å få til – noe som vil være en helt urimelig tolkning. I forbindelse med vedlikehold og reparasjon (f.eks. lekkasjer) må deler av anlegget trykkavlastes og gassen fakles. Kravet i artikkel 15(6) kan tolkes som om fakling kun tillates med mindre det ikke er mulig å gjennomføre tiltak, slik som rekompresjon, lagring o.a., for gjenbruk av gassen. Dette kan potensielt medføre store ombyggningskostnader og nedetid uten at det gir en forholdsmessig effekt på redusert utslipp av metan.
7. Where a site is built, replaced or refurbished in whole, operators shall install and use only commercially available zero-emitting pneumatic devices, compressors, atmospheric pressure storage tanks, sampling and measuring devices and dry gas seals.

- Samme kommentarer gjelder som for artikkel 15(5).
- Dette må ikke forstås som at hvis modifikasjoner utføres, så må det innføres nullutslippskomponenter i hele systemet uavhengig av størrelsen på utslippet.
- Krav til utskiftning må også veies opp mot gjenstående levetid på installasjoner.

### Article 16 – Reporting of venting events and flaring events

1. Operators shall notify the competent authorities of venting events and flaring events: (a) caused by an emergency or a malfunction; or (b) lasting a total of 8 hours or more within a 24-hour period from a single event.
  2. Operators shall submit to the competent authorities annual reports on all venting events and flaring events, referred to in paragraph 1 of this Article and in Article 15, in accordance with the elements set out in Annex III and as part of the relevant report referred to in Article 12.
- *Offshore Norge forutsetter at det ved en eventuell gjennomføring av forordningen i norsk rett legges opp til en hensiktsmessig rapportering av ventilerings- og faklingshendelser i forbindelse med innrapportering til den årlige statusrapporten til hhv Sokkeldirektoratet og Miljødirektoratet.*

### Article 17 – Flaring efficiency requirements

#### Generelt:

- *Offshore Norge forutsetter at artikkel 17 gjelder fakkell og ikke forbrenning i kjeler og turbiner, og ber norske myndigheter presisere dette.*
1. Where a site is built, replaced or refurbished in whole or in part, or where new flare stacks or other combustion devices are installed, operators shall install only flare stacks or combustion devices with an auto-igniter or continuous pilot burner and with a destruction and removal efficiency by design level of at least 99 %.
- *Offshore Norge forutsetter at myndighetene i EU eller i Norge, i samarbeid med industrien, definerer hvordan kravet i Artikkel 17(1) skal forstås og hvilke forutsetninger som skal ligge til grunn for å beregne forbrenningseffektiviteten.*
  - *Offshore Norge forutsetter at når et fakkelsystem er «built, replaced or refurbished», så skal kravet i artikkel 17(1) kun gjelde det aktuelle fakkelsystemet og ikke hele installasjonen eller anlegget; og ber norske myndigheter presisere dette.*
2. Operators shall ensure that all flare stacks or other combustion devices comply with the requirements of paragraph 1 by 5 February 2026.
- *Offshore Norge forutsetter at kravet til 99 % forbrenningseffektivitet gjelder bare for nye fakler og ikke for alle, og videre at kravene gjelder for prosjekter og aktiviteter som starter etter at forordningen eventuelt er tredd i kraft i Norge; og ber norske myndigheter presisere dette.*
  - Artikkel 17(1) sier at kravet om 99 % forbrenningseffektivitet gjelder for nybygg eller ombygging, mens artikkel 17(2) kan tolkes som om det gjelder for alle fakler, både nye og eksisterende. Dersom det blir gjort gjeldende for alle fakler, så vil dette ha svært store konsekvenser.

3. Operators shall inspect flare stacks or other combustion devices every 15 days in accordance with Annex IV, except where they are not used on a regular basis.
- *Offshore Norge forutsetter at kontinuerlig kameraovervåking av fakkelsystemet oppfyller kravene i Artikkel 17(3), og ber norske myndigheter presisere dette.*

## Article 18 – Inactive wells, temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells

### Generelt:

- *Offshore Norge forutsetter at utsiving av grunn biogen gass ikke omfattes av bestemmelsene i Artikkel 18, og ber norske myndigheter presisere dette.*
- *Offshore Norge forutsetter at 'quantification of methane emissions to air and to water' for offshore brønner kun gjelder metanutslipp til vann og at det ikke inkluderer andel av dette utslippet som når havoverflaten og dermed frigjøres til atmosfæren.*
- Se kommentar under artikkel 12.

### Annex V Part 1

1. Inventories of inactive wells, temporarily plugged wells, and permanently plugged and abandoned wells shall include at least the following elements: ...

(d) results of quantification of methane emissions to air and to water carried out.

- *Offshore Norge forutsetter at kravet til rapportering av kvantifisering av metanutslipp i Annex V ikke gjelder alle brønner, men kun for de brønner hvor denne informasjonen foreligger allerede; og ber norske myndigheter presisere dette.*
  - Det vil ikke være praktisk mulig eller formålstjenlig å gjennomføre en kvantifisering av metanutslipp fra alle inaktive, midlertidig pluggede og permanent pluggede og forlatte brønner på norsk sokkel.
3. Without prejudice to paragraph 4, reports containing information on quantification of methane emissions and, where pressure monitoring equipment exists, information on pressure monitoring from all inactive wells and temporarily plugged wells shall be submitted to the competent authorities by 5 May 2026 and by 31 May every year thereafter. Those reports shall include quantification of methane emissions to air and to water and information on pressure monitoring, where applicable, using the standards or technical prescriptions established under Article 32.
  - *Offshore Norge forutsetter at dagens krav til rapportering av utslipp fra forlatte brønner på norsk sokkel godkjennes som tilstrekkelig for oppfyllelse av kravene i Artikkel 18(3) inntil teknologi for kvantifisering er ferdig utviklet og etablert i tekniske standarder ihht Artikkel 18(3) og Artikkel 32, og ber norske myndigheter presisere dette.*
  - For forlatte og inaktive brønner offshore vil kvantifisering av metanutslipp være teknisk krevende. Bobler kan f.eks. oppdages ved bruk av kamera eller akustisk utstyr påmontert en Remotely Operated Vehicle (ROV). Det kan også benyttes en multi-beam echosounder (MBES) som installeres på et skip og fanger opp utslipp ved å sende lydbølger ned mot havbunnen. Det er imidlertid teknisk utfordrende å avdekke om utslippet kommer fra

reservoaret eller om det skyldes utsiving av biogen grunn gass. En måte avdekke dette på er å samle opp gass i en beholder og analysere gassen. Det finnes også passiv teknologi som kan varsle lekkasje av en viss størrelse fra f.eks. forlatte brønner. En eventuell passiv overvåking vil ikke være tidsbestemt, men hendelsesbestemt. Dersom ingen lekkasje er detektert rapporteres dette som null lekkasje.

- Carbon Limits har på oppdrag fra Offshore Norge gjennomført en kartlegging<sup>23</sup> av deteksjons- og kvantifiseringsteknologier under vann. Denne rapporten forklarer på en god måte de tekniske utfordringene.
- Carbon Limits har i tillegg gjennomført en studie<sup>24</sup> på vegne av Offshore Norge av utslipp knyttet til lekkasjeinspeksjon og reparasjon. Denne studien viser at utslippene fra skipene som brukes til å kvantifisere utslippene kan i noen tilfeller være større enn reduksjonspotensialet.

9. By 5 August 2026, Member States or the party responsible pursuant to paragraph 8, shall prepare a mitigation plan to remediate, reclaim and permanently plug inactive wells and temporarily plugged wells including at least the elements set out in Part 2 of Annex V, and implement it within 12 months from the submission of the first report referred to in paragraph 3.

By way of derogation from the first subparagraph, where a Member State or the party responsible pursuant to paragraph 8 can demonstrate that the implementation of that mitigation plan is not possible within that deadline due to safety, administrative or technical considerations, they may delay its implementation. The mitigation plan shall include all the necessary evidence justifying such a decision. In such cases, the implementation shall be carried out as soon as possible ensuring that the end date for the mitigation actions for each well does not exceed 3 years from the submission of the first report referred to in paragraph 3.

- *Offshore Norge forutsetter at tidsfristen på 12 måneder for tiltaksplanen (mitigation plan) gjelder for implementering av selve planen, og at det ikke innebærer at inaktive og midlertidig pluggede brønner skal permanent plugges innen 12 måneder; og ber norske myndigheter presisere dette.*
- Det er viktig for ressursutnyttelsen på norsk sokkel at dagens praksis og tidsfrister for permanent plugging av brønner opprettholdes.

11. Without prejudice to Directives 2008/56/EC and 2013/30/EU, the competent authorities may decide to exempt offshore oil and gas wells located at a water depth greater than 700 metres from the requirements under paragraph 3 or 9 of this Article, if robust evidence can be provided that the impact on the climate of potential methane emissions from those wells is highly likely to be negligible.

12. Without prejudice to Directives 2008/56/EC and 2013/30/EU, and subject to the approval of the competent authorities, offshore temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells located at water depth between 200 and 700 metres may be exempted from the requirements under paragraph 3 or 9 of this Article, where the operator can demonstrate that the impact on the climate of potential methane emissions from those wells

---

<sup>23</sup> [Overview of Subsea Methane Emissions Detection and Quantification Technologies \(carbonlimits.no\)](https://carbonlimits.no/oversikt-over-subsea-methane-emissions-detection-and-quantification-technologies)

<sup>24</sup> [Carbon footprint of subsea LDAR- 2024-09-04- final v3.pdf](#), Carbon Limits, 2024.

is highly likely to be negligible by a reference to an environmental impact assessment conducted before drilling or after accidents during operations.

- *Offshore Norge forutsetter at norske myndigheter fritar inaktive, midlertidig forlatte og permanent pluggede og forlatte brønner dypere enn 200 meter på norsk sokkel fra bestemmelsene i Artikkel 18.*
- En studie gjennomført for Offshore Norge av Sintef<sup>25</sup> viser at mengde metan fra utslipp på havbunnen som når havoverflaten avhenger av havdyp og andre forhold i havet. For brønner dypere enn 200 meter vil det generelt sett være relativt lite metan som når atmosfæren.

#### Article 28 – Equivalence of monitoring, reporting and verification measures

2. For contracts concluded before 4 August 2024 for the supply of crude oil, natural gas or coal produced outside the Union, importers shall undertake all reasonable efforts to require that crude oil, natural gas or coal is subject to monitoring, reporting and verification measures applied at the level of the producer that are equivalent to those set out in this Regulation. Those efforts may include the amendment of those contracts.

From 1 January 2027, importers shall annually inform the competent authorities of the Member State in which they are established of the results of such efforts, as part of the information to be provided pursuant to in Article 27(1) and, in case of failure, provide sound justification to those competent authorities for such failure and set out the actions that they have undertaken as part of those efforts.

- Det fremstår som uklart hva som skal til for å tilfredsstille "all reasonable efforts" i relasjon til å sikre at olje- og gassproduksjon under kontrakter inngått før 4. august 2024, er underlagt MRV-tiltak som er ekvivalente til forordningens krav. Krever det f.eks. at importøren må kunne dokumentere korrespondanse og eventuelle forhandlinger med produsenten? Og i så fall, i hvilket omfang er det forventet at man skal forhandle med importøren? Eventuelt, hvordan skal man forholde seg til de tilfellene der produsenten ikke ønsker å imøtegå slike forhandlinger overhodet. Vi ser det som en mulig risiko at produsenter i tredjeland heller vil rette salget sitt mot andre markeder enn EU, enn å gi dem et insentiv til å rette seg etter forordningens krav.
- Derfor foreslår vi at "all reasonable efforts" skal tolkes slik at en importør har gjort tilstrekkelig innsats når den har gitt en produsent i et tredjeland en oppfordring om å innrette seg etter forordningens MRV-krav, med etterfølgende veiledning for hvordan dette kan oppnås, slik at denne produsenten kan oppnå MRV-ekvivalens. På den måten unngår man risikoen for at en EU-importør føler seg forpliktet til å kutte alle bånd til en tredjelandprodusent, hvilket vil sette en effektiv stopper for alle former for påvirkning på den/de produsentene dette gjelder.

5. For the purposes of this Article, monitoring, reporting and verification measures shall be considered to be equivalent to those set out in this Regulation in the following cases:

---

<sup>25</sup> [SINTEF Open: Oxidation of methane in seawater- Laboratory experiments and the use of models- OC2022 A-114 \(unit.no\)](#)

- (a) crude oil, natural gas and coal are subject to independent third party verification equivalent to that set out in Articles 8 and 9 and the producer established in a third country applies:
- (i) for crude oil and natural gas, monitoring and reporting measures ensuring quantification of methane emissions equivalent to those set out in Article 12 or monitoring and reporting at OGMP 2.0 level 5;
6. For the purposes of paragraph 5, point (b), the Commission shall set out, by means of an implementing act, the procedure and requirements concerning evidence to be provided by a third country for establishing equivalence. ...
7. Importers shall be exempt from the reporting obligations set out in paragraphs 1 and 2 where they import crude oil, natural gas or coal from a third country for which equivalence has been established in accordance with paragraph 6.
- *Dersom EUs metanforordning ikke inntas i EØS-avtalen, forutsetter Offshore Norge at Norge søker om å få etablert MRV-ekvivalens på nasjonal basis, og at slik ekvivalens utelukkende bør etableres på bakgrunn av de kravene som stilles i OGMP 2.0 level 5 (i tillegg til kravet om tredjepartsverifikasjon).*

### Article 29 – Equivalence of monitoring, reporting and verification measures

6. On the basis of the assessment referred to in paragraph 5 and on objective criteria, the Commission shall adopt delegated acts in accordance with Article 34 to supplement this Regulation by setting out the maximum methane intensity values associated with crude oil, natural gas and coal placed on the Union market at the level of the producer.
- Forordningen ber om informasjon om metanutslipp på produsentnivå, hvilket betyr at produsenter vil måtte informere om metanutslipp i offtakeavtaler. Det vil være uheldig dersom man ender opp med en løsning om et gjennomsnitt for nettet, slik at det ikke er mulig å skille produkter produsert med lavere metanutslipp enn gjennomsnittet av alle produkter i nettet, da hver enkelt produsent dermed mister incentivet til å senke sine metanutslipp sammenlignet med konkurrenter, og norsk produksjon mister sitt konkurransefortrinn. Norge bør derfor søke å innta en aktiv rolle i utviklingen av grensen for metanutslipp og prinsippene knyttet til utregning og rapportering av denne.

### Artikkel 33 - Penalties

#### Overtredelsesgebyr

Forordningen angir ulike sanksjoner myndighetene kan benytte seg av ved brudd på forordningen. Art 33 (2) lyder:

“Member States shall, in accordance with national law, ensure that the competent authorities have the power to impose at least the following administrative penalties and administrative measures for infringements of Article 12, Article 14(14), Article 16(2), Article 20, Article 23(1), Article 27(1), Article 28(1) and (2) and Article 29(1) and (2), provided that they do not endanger the security of energy supply:

- a) adopt a decision requiring the person to bring the infringement to an end;
- b) order the confiscation of the profits gained or losses avoided due to the infringements insofar as they can be determined;
- c) issue public warnings or notices;
- d) adopt a decision imposing periodic penalty payments;

e) adopt a decision imposing administrative fines.

In the case of legal persons, the amount of the administrative fines referred to in point (e) shall not exceed 20 % of the annual turnover in the preceding business year. In the case of natural persons, the amount of those fines shall not exceed 20 % of the annual income in the preceding calendar year”

- Et overtredelsesgebyr på 20 % av selskapets årlige omsetning i det foregående år vil kunne medføre gebyrer i milliardklassen for vår industri. Til sammenligning kan det nevnes at enkelte overtredelse av forurensingsloven i dag kan sanksjoneres med overtredelsesgebyr, jf *Forskrift om begrensning av forurensning (forurensningsforskriften) - Del 11. Felles bestemmelser - Lovdata, § 41-a-4*. Slikt overtredelsesgebyr for foretak skal ikke overstige 15 ganger folketrygdens grunnbeløp. 15 G utgjør pt ca. MNOK 1,8.
- Det vises til vurdering gjort i forbindelse med forordning (EU) nr. 517/2014 av 16. april 2014 om fluorholdige klimagasser. Denne ble regnet som EØS-relevant, men med tilpasninger. En av de tilpasninger som ble gjort var at bestemmelser om straff ikke ble tatt inn i EØS-avtalen.