

## Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter gransking av gasslekkasje på Hammerfest LNG 31.05.2023	Aktivitetsnummer 001901051
Gradering	
<input type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet
Involverte	
Lag T-L	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinsen / 29.02.2024
Deltakere i granskingsgruppen [Redacted]	Granskingsleder [Redacted]

## Innhold

1	Sammendrag .....	3
1.1	Annen informasjon.....	5
2	Bakgrunnsinformasjon.....	6
2.1	Beskrivelse av innretning og organisasjon.....	6
2.2	Situasjon før hendelsen .....	6
2.3	Område på HLNG der hendelsen inntraff .....	7
2.4	Forkortelser .....	7
3	Havtils gransking.....	8
3.1	Granskingsgruppens mandat .....	8
3.2	Granskingsgruppen.....	8
3.3	Metode.....	8
4	Systembeskrivelser.....	9
4.1	Overordnet beskrivelse av underkjølingskretsen inkludert beskrivelse av PSV arrangement med oppstrøms ventil .....	9
4.1.1	Generelt.....	9
4.1.2	Involverte komponenter.....	12
4.2	Kjølemedium / LNG lekkasjer .....	14
4.3	Håndtering av gasslekkasjer .....	14
4.3.1	Generelt .....	14
4.3.2	Trykkavlastning og drenering av underkjølekretsen.....	15
4.4	Beskrivelse av gassdeteksjon – filosofi/dekning .....	16
4.4.1	Gassdeteksjon HLNG.....	16
4.4.2	Gassdeteksjon i området .....	17
4.4.3	Oppføring av stillas .....	20
4.4.4	Håndtering av svekkede sikkerhetsbarrierer.....	21
4.5	TR2000.....	21
5	Hendelsesforløp.....	22
5.1	Tidslinje .....	22
5.2	Undersøkelser etter hendelsen .....	25
6	Hendelsens potensial.....	26
6.1	Faktisk konsekvens.....	26
6.2	Potensiell konsekvens.....	27
7	Direkte og bakenforliggende årsaker.....	27
7.1	Direkte årsak.....	27
7.2	Bakenforliggende årsaker / drøftinger.....	27
7.2.1	Kjennskap til,- og dokumentasjon av, type blødeplugg som var involvert i hendelsen.....	28
7.2.2	Håndtering av gasslekkasjer .....	29
7.2.3	Utforming av sikkerhetssystem .....	29
8	Beredskap.....	30

8.1	Beredskapsorganisasjon .....	30
8.2	Beredskapsinnsatsen under hendelsen .....	32
8.2.1	Håndtering av hendelsen.....	33
8.3	Normalisering .....	36
8.4	Samarbeid med sivile nødetater.....	37
9	Observasjoner.....	38
9.1	Avvik .....	38
9.1.1	Kjennskap til- og dokumentasjon av utstyrskomponenter	38
9.1.2	Prosedyrer og trening .....	39
9.1.3	Gassdeteksjon .....	40
9.1.4	Håndtering av barrieresvekkelser.....	40
9.1.5	Dokumentasjon .....	41
9.1.6	Mangelfull radiokommunikasjon i innsats-/røykdykkerlaget	42
9.1.7	Mangelfullt varslingsystem – PA-anlegg – i Oddasit.....	42
9.2	Forbedringspunkter:.....	43
9.2.1	Mangelfull dokumentasjon og beskrivelse av utarbeidelse av risikovurderinger og taktiske innsatsplaner .....	43
10	Barrierer som har fungert.....	43
11	Diskusjon omkring usikkerheter.....	44
12	Vurdere Equinors egen læring og erfaringsoverføring fra tidligere hendelser ...	44
13	Andre kommentarer.....	44
13.1	FLIR-kamera håndholdt.....	44
13.2	Equinor sin kommunikasjon med politiet.....	44
14	Vedlegg .....	45

## 1 Sammendrag

På Equinors anlegg Hammerfest LNG (HLNG) oppstod det den 31.5.2023 en gasslekkasje.

Hendelsen inntraff i område G på prosesslekteren. Lekkasjen var fra kjølemediumsystemet for underkjøling av den flytende naturgassen.

Underkjølingskretsen er en lukket krets og kjølemediet består av hydrokarboner og nitrogen (53% metan, 35% etan og 11% nitrogen). Operasjonelle betingelser for kjølemediet på lekkasjepunktet var ca. 43 barg og -151 °C. Kjølemediet er her i væskefase.

Hendelsen oppsto i forbindelse med avisolering av et 1" rør oppstrøms en sikkerhetsventil. Årsaken til avisoleringen var at sikkerhetsventilen skulle tas ut for planlagt recalibrering. Sikkerhetsventilen som skulle tas ut for recalibrering var koplet opp til ventilhuset på en manuell ventil i kjølekretsen.

Lekkasjen ble oppdaget av isolatørene på stedet og bekreftet av områdetekniker. Kontrollrommet ble varslet om lekkasjen og initierte umiddelbart Generell alarm og deretter Evakueringsalarm, og gav etter kort tid en melding på PA-anlegget om at alt personell skulle evakuere ut av indre industriområde på HLNG. Det ble også initiert tennkildeutkopling fra kontrollrommet. Gassdeteksjonssystemet initierte ikke noen automatiske aksjoner under hendelsen, da gassdetektorene i nærheten av hendelsen ikke gikk i alarm.

I linjen oppstrøms sikkerhetsventilen er det en modulærventil (kompakt dobbel block og bleed) for å isolere mot kjølesystemet når sikkerhetsventilen tas ut.

Den direkte årsaken til lekkasjen var at blødepluggen på avblødningslinjen i modulærventilen sto i åpen posisjon samtidig som selve avblødningsventilen var litt åpen. Det er sannsynlig at avblødningsventilen ble beveget noe i forbindelse med avisoleringen.

Blødepluggen som var involvert i hendelsen var av typen «anti blowout» og links gjenget. Dette er en annen type blødeplugg enn den de normalt har på anlegget. For å stenge denne type blødeplugg må pluggen skrues ut.

Ventilarrangementet og blødepluggen var pakket inn i isolasjon og det er derfor naturlig å konkludere med at blødepluggen har stått åpen siden siste kalibrering av sikkerhetsventilen i 2021. Når blødepluggen er skrudd inn er det ikke lett å se at pluggen er åpen dersom man ikke er kjent med hvilken type blødeplugg dette er.

Etter hendelsen har Equinor avdekket at de har seks blødeplugg av samme type på anlegget. Equinor har også gjennom søk i egen hendelsesdatabase avdekket flere tidligere hendelser knyttet til blødeplugg i feil posisjon.

Equinor etablerte tre mulige planer for håndtering av hendelsen:

- Plan A: Entre området med røykdykkere og sette den manuelle ventilen i fullt åpen posisjon – dette ville stoppe forbindelsen mellom ventilhuset og prosessmediet gjennom ventilen, og dermed stoppe lekkasjen
- Plan B: Manuelt redusere trykk i kjølekretsen ved å isolere deler av kretsen samt/flytte og drenere væsken. Deretter sette den manuelle ventilen i fullt åpen når trykket i kretsen var redusert tilstrekkelig
- Plan C: Initiere ESD og trykkavlastning

Plan A ble iverksatt og personell var på vei inn i området, men ble stoppet da bilder fra CCTV viste en mulig økning av gasslekkasjen. Det var dermed plan B som ble benyttet for håndtering av hendelsen.

Den faktiske konsekvensen av hendelsen var en gasslekkasje med varighet på ca. 6,5 timer. Estimert mengde var i størrelsesorden 9300 kg med en initiell mengde på 0,8 kg/s. Det har ikke blitt påvist permanent skade på personell, men på grunn av sprut av kaldt kjølemedium ble en person fulgt opp av sykepleier. Anlegget var nede i 8 dager som en konsekvens av hendelsen.

I forbindelse med granskingen har vi fått utført en forenklet spredningsanalyse av en gasslekkasje med samme initiale operasjonelle betingelser som i hendelsen. Analysen er gjennomført av Safetec.

Spredningsanalysen viste at gassen vil bli tynnet raskt ut med de vindhastighetene som var på tidspunktet for lekkasjen. Det er derfor granskingsgruppas vurdering at det var liten sannsynlighet for antennelse eller eksplosjon. Både da hendelsen oppsto og underveis i håndteringen av hendelsen var det potensiale for ytterligere eksponering av personell.

Den åpne blødepluggen var en skjult feil som kunne resultere i en annen konsekvens dersom lekkasjen ikke hadde intruffet. Blødepluggen inngår i aktivitet for å verifisere trykkløst system før systemet åpnes og sikkerhetsventilen demonteres. Manglende kjennskap til blødepluggens funksjon kunne resultere i at systemet ble åpnet når det ikke var trykkløst.

Som en del av granskingen har vi vurdert direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen. Vi har også vurdert håndtering av hendelsen samt sett på tilgjengelige sikkerhetssystemer for å avdekke og håndtere hendelsen.

Vår gransking har påvist avvik knyttet til:

- Kjennskap til- og dokumentasjon av utstyrskomponenter
- Prosedyrer og trening
- Gassdeteksjon
- Håndtering av barrieresvekkelser
- Dokumentasjon
- Mangelfull radiokommunikasjon i innsats-/røykdykkerlaget
- Mangelfullt varslingsystem – PA anlegg i Oddasit

Videre har det blitt identifisert et forbedringspunkt knyttet til:

- Mangelfull dokumentasjon og beskrivelse av utarbeidelse av risikovurderinger og taktiske innsatsplaner

## **1.1 Annen informasjon**

Petroleumstilsynet (Ptil) byttet 01.01.2024 navn til Havindustritilsynet (Havtil). Det refereres derfor til Ptil før nyttår og Havtil etter nyttår i rapporten.

## 2 Bakgrunnsinformasjon

I forbindelse med avisolering av rør oppstrøms en sikkerhetsventil i kjølemediamskretsen for underkjøling av LNG oppstod det den 31.05.2023 en gasslekkasje på Equinors landanlegg i Hammerfest.

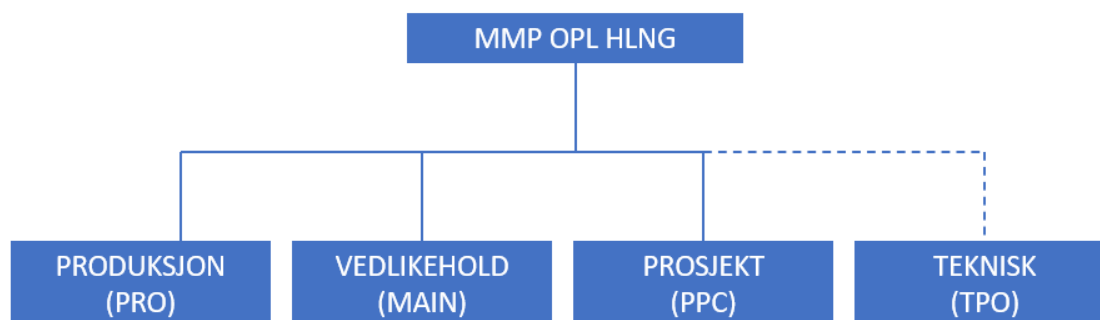
### 2.1 Beskrivelse av innretning og organisasjon

Hammerfest LNG (HLNG) er et anlegg for mottak og prosessering av naturgass og kondensat fra Snøhvitfeltet (Snøhvit, Askeladd og Albatross) i Barentshavet. Anlegget ble startet opp i 2007. Equinor (da Statoil) var ansvarlig for utbyggingen og er nå operatør for anlegget.

Anlegget er lokalisert på Melkøya utenfor Hammerfest og adkomsten til øya er via en undersjøisk biltunnel. På Meland, på landsiden av tunnelen, er det resepsjon/portvakt med adgangskontroll av personell og kjøretøy.

Produksjonen fra Snøhvit føres 143 km i rørledning fra havbunnsinnretningene til HLNG. Her er det prosesseringsanlegg for behandling av brønnstrømmen, samt anlegg for lagring og lasting. Sluttproduktene fra prosessen er LNG (Liquefied Natural Gas), LPG (Liquefied Petroleum Gas) og kondensat. Produktene lagres i lagertanker før det lastes om bord i tankskip eller tankbiler for videre transport.

Hammerfest LNG er organisert sammen med Equinors øvrige landanlegg i MMP OPL (Markedsføring, midtstrøm og prosessering – Onshore Plants). Hvert enkelt landanlegg har en egen driftsorganisasjon og enheter for vedlikehold (MAIN), prosjekter (PPC) og teknisk støtte (TPO).



Figur 1 Forenklet organisasjonskart HLNG.

### 2.2 Situasjon før hendelsen

Det var normal drift i anlegget før hendelsen, og det var flere pågående aktiviteter.

En av de pågående aktivitetene var avisolering av rør oppstrøms en sikkerhetsventil i kjølemediumskretsen for underkjøling av LNG. Årsaken til avisoleringen var at sikkerhetsventilen skulle tas ut for planlagt recalibrering. Det var også pågående aktivitet med oppstart av en turbin i underkjølingskretsen.

I linjen oppstrøms sikkerhetsventilen er det en isoleringsventil av typen modulærventil - kompakt dobbel block (sluse) & bleed (nåleventil) med blødeplugg på «bleed»linjen. I forbindelse med avisoleringen ble det oppdaget en gasslekkasje. I etterkant av hendelsen ble det avdekket at blødepluggen sto i åpen posisjon.

En linjegassdetektor i området lå i feil under hendelsesforløpet. I tillegg til denne lå en linjegassdetektor med feilmelding *skitten optikk* over en lengre periode i forkant av hendelsen.

### 2.3 Område på HLNG der hendelsen inntraff

Hendelsen inntraff i område G på prosesslekteren. I dette området er det blant annet plassert utstyr for nedkjøling av naturgassen. Lekkasje oppsto i kjølemediumskretsen for underkjøling av naturgassen.

### 2.4 Forkortelser

AT	Arbeidstillatelse
CCTV	Lukket TV-overvåkingsystem
C&E	Cause & Effect diagram
CIM	Styringssystem for krisehåndtering
ERT	Emergency response team (1.linje)
GA - tegning	General arrangement
DFU	Definert fare- og ulykkeshendelse
FLIR kamera	Forward looking infrared kamera
Havtil	Havindustritilsynet
HLNG	Hammerfest LNG
IMT	Incident management team (2. linje)
IR	Infrarød
LEL	Lower explosive limit
LNG	Flytende naturgass (Liquified Natural Gas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas
PA anlegg	Public adress - høytaleranlegg
P&ID	Rør- og instrumentdiagram
Ptil	Petroleumstilsynet
SKR	Sentralt kontrollrom
SV	Sikkerhetsventil

### 3 Havtils gransking

Den 31.05.2023 kl. 19.29 fikk Ptil varsel fra Equinor om hendelsen på HLNG. Det ble gjennomført et møte 1.06.2023 hvor representanter fra Equinor ga en orientering om hendelsen. Ptil besluttet samme dag å granske hendelsen. Politiet ba om bistand i forbindelse med befarings og undersøkelser etter hendelsen.

#### 3.1 Granskingsgruppens mandat

Følgende mandat er besluttet for granskingsgruppen:

- a. Klarlegge hendelsens omfang og forløp (ved hjelp av en systematisk gjennomgang som typisk beskriver tidslinje og hendelser)
- b. Vurdere faktiske og potensielle konsekvenser
- c. Vurdere direkte og bakenforliggende årsaker
- d. Vurdere beredskapsmessig håndtering av situasjonen inkludert samhandling med eksterne nødetater
- e. Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk
- f. Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter
- g. Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)
- h. Vurdere Equinors egen læring og erfaringsoverføring fra tidligere hendelser
- i. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal
- j. Anbefale – og normalt bidra i – videre oppfølging

#### 3.2 Granskingsgruppen

Granskingsgruppe ble etablert og deler av gruppa reiste til Hammerfest 01.06.2023 for å bistå politiet med befarings av skadested. Resten av granskingsgruppa kom til Hammerfest 05.06.2023 for intervju, videre befarings og møter.

Sammensetning av granskingsgruppen:

•  
i



#### 3.3 Metode

Granskingen ble gjennomført ved intervjuer av personell i driftsorganisasjonen for HLNG, ved verifikasjoner og befarings på anlegget, samt gjennomgang av styrende dokumenter og annen dokumentasjon relevant for hendelsen. Det var også



gjennomgang i vedlikeholdssystem (SAP) for involvert utstyr. Det ble gjennomført oppfølgingssamtaler på Teams.

For å vurdere potensialet i hendelsen samt vurdere gassdeteksjonssystemet ble det gjennomført en forenklet gasspredningsanalyse som en del av granskingen. Hensikten med analysen var å få en indikasjon på størrelsen av detekterbar og antennbar sky, samt identifisere viktige betingelser som må vurderes ved utforming av gassdeteksjonssystem for å kunne detektere kjølemedium/LNG lekkasjer. Analysen ble gjennomført av Safetec. En nærmere beskrivelse av forutsetninger for analysen og resultater er i kapittel 5.2.

## 4 Systembeskrivelser

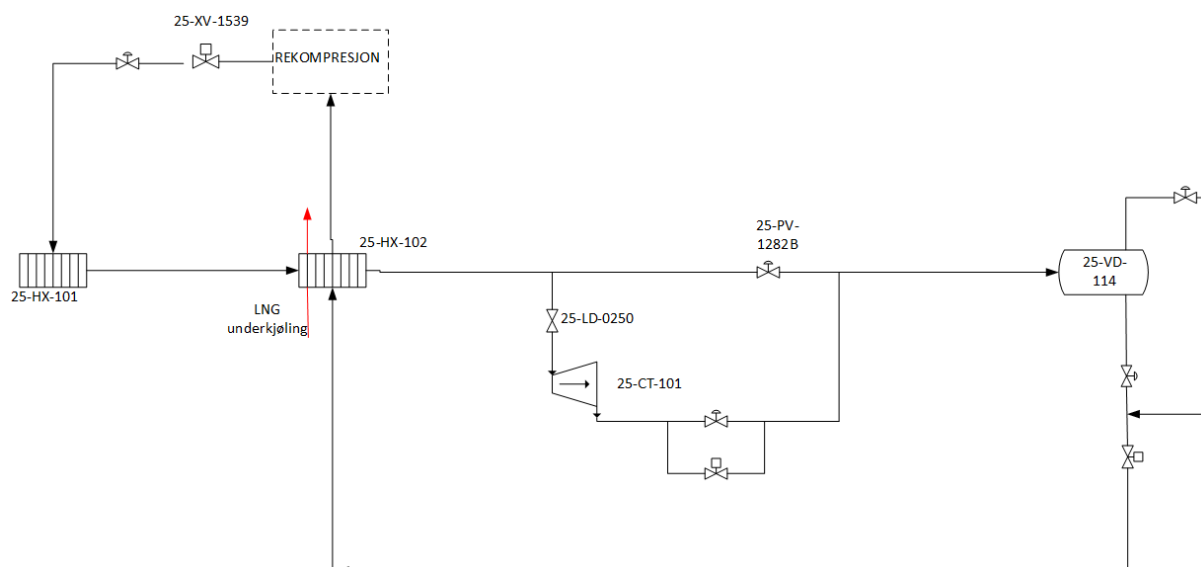
### 4.1 Overordnet beskrivelse av underkjølingskretsen inkludert beskrivelse av PSV arrangement med oppstrøms ventil

#### 4.1.1 Generelt

Under fremstilling av LNG kjøles naturgassen ned i tre trinn. Først en forkjøling hvor de tyngste komponentene separeres ut, deretter kjøles de lette komponentene videre ned til væskefase. Siste trinn i kjølingen er underkjøling av den flytende naturgassen.

Det er tre separate kretser av kjølemedium for de enkelte trinn i nedkjølingsprosessen.

Hendelsen oppsto i kjølemediumskretsen for underkjøling av den flytende naturgassen. Underkjølingskretsen er en lukket krets og kjølemediet er en blanding av hydrokarboner og nitrogen (53% metan, 35% etan og 11% nitrogen). En forenklet beskrivelse av underkjølingskretsen er gitt nedenfor.



Figur 2 Forenklet skisse av kjølemediumskretsen

Kjølemediumsvæsken oppbevares i *Subcooling Cycle refrigerant receiver* (25-VD-114) på et trykk på ca 3.1 barg og -157° og er i væskeform. Herfra strømmer kjølevæsken til skallsiden av underkjøleren 25-HX-102 hvor underkjølingen av prosesstrømmen (LNG) foregår.

Kjølemediumsvæsken fordampes som en konsekvens av varmevekslingen over underkjøleren. Kjølemediet som nå er i gassfase sendes til kompresjonssystemet hvor gassen komprimeres i en tottrinns rekompresjon før det avkjøles med sjøvann. Kjølemediet kondenseres igjen via varmeveksling mot en av de andre kjølekretsene (kjølekretsen som kjøler ned prosesstrømmen til væskefase). Dette skjer i 25-HX-101.

Kjølemediet som nå er i væskefase blir videre underkjølt ved motstrøms veksling i 25-HX-102.

Siste trinn i kjølemediumskretsen er igjen å redusere trykket til 3.1 barg. Trykket reduseres til 3.1 barg enten via ventil 25-PV-1282B eller via turbin (25-CT-101). Turbinen er koplet til elektrisk generator og kraften sendes til anleggets strømnnett. Dersom trykket tas ned over turbinen vil den siste trykkreduksjonen foregå over en ventil.

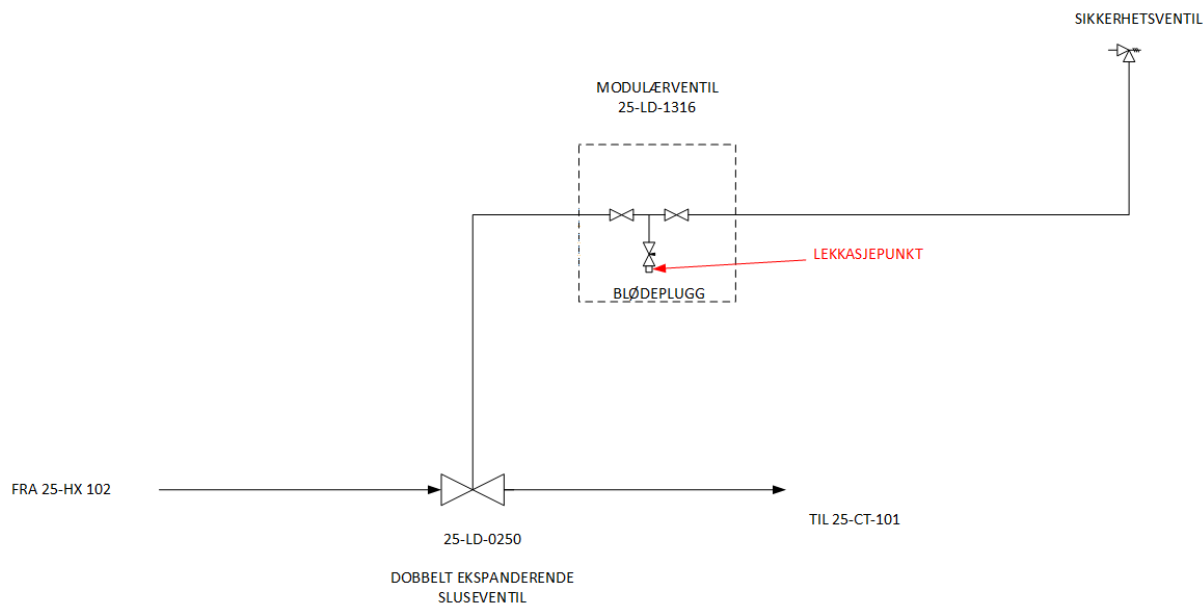
Som beskrevet er det ulike temperatur- og trykkforhold i den lukkede kretsen. For deler av kretsen vil det på grunn av behovet for å opprettholde lave temperaturer være nødvendig med spesielt god isolasjon, og noe av utstyret er derfor montert sammen i en isolert kuldeboks. Dette gjelder følgende komponenter i underkjølingskretsen: 25-HX-101, 25-HX-102 og 25-VD114.

Oppstrøms turbinen (25-CT-101) er det installert en manuell ventil av typen dobbelekspanderende sluseventil (25-LD-0250). Denne ventilen vil stå i stengt posisjon når turbinen ikke er i drift. På tidspunktet for hendelsen var turbinen ikke i drift, men det var pågående forberedelser for å starte denne. Forberedelsene var tilnærmet ferdigstilt slik at den manuelle ventilen var i åpen posisjon da hendelsen inntraff.

For å håndtere termisk ekspansjon av innestengt volum i ventilhuset på den manuelle ventilen, er det installert en sikkerhetsventil (SV) koplet til ventilhuset. Det var denne sikkerhetsventilen som skulle bli tatt ut for planlagt kalibrering.

I linjen oppstrøms sikkerhetsventilen står det en modulærventil (kompakt dobbel block og bleed ventil med en nåleventil som avblødningsventil). Det er en blødeplugg installert i avblødningslinjen. Blødepluggen var en av typen «anti blowout plug» og links gjenget.

Nedenfor er det vist en forenklet framstilling av ventilarrangementet oppstrøms sikkerhetsventilen og komponentene er ytterligere beskrevet i kapittel 4.1.2.



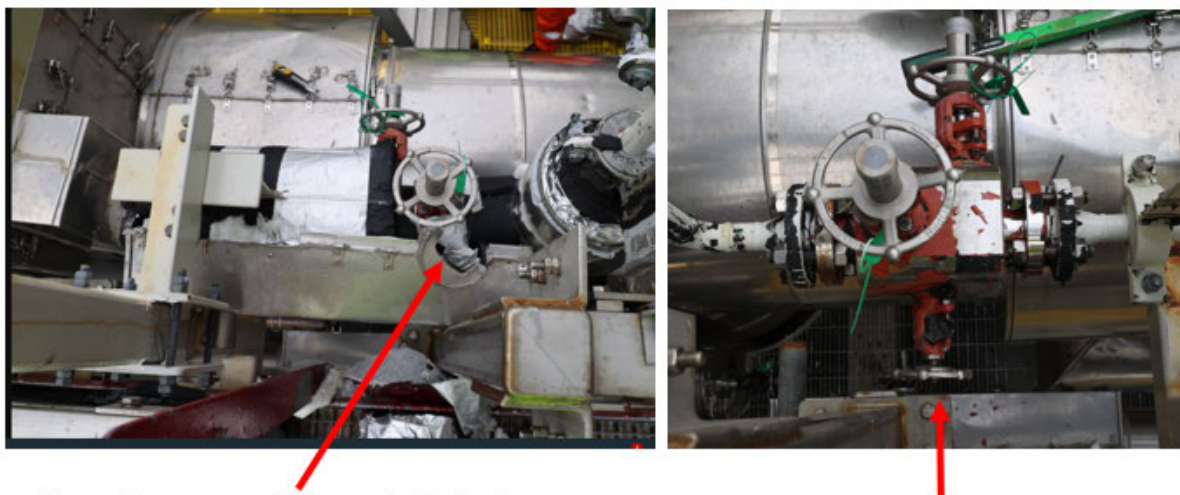
Figur 3 Forenklet skisse av sikkerhetsventil og oppstrøms ventilarrangement

Rørsegmentet oppstrøms sikkerhetsventilen ble bygget om i 2017 grunnet utfordringer med en skrudd forbindelse. Forarbeid for denne jobben ble startet i 2014.

Sikkerhetsventilen blir recalibrert hvert annet år og siste gang ventilen var ute for kalibrering var i 2021 (før hendelsen).

Røret oppstrøms sikkerhetsventilen er isolert og ventilene, med unntak av ventilrattene, er pakket inn i isolasjonen. Blødepluggen er pakket inn i isolasjonen. Det var en pågående jobb med å avisolere røret oppstrøms sikkerhetsventilen da lekkasjen ble oppdaget. I etterkant av hendelsen ble det oppdaget at blødepluggen sto i åpen posisjon. Det er sannsynlig at nåleventilen oppstrøms blødepluggen har blitt beveget noe i forbindelse med avisoleringen, se kapittel 11. Operasjonelle betingelser på kjølemediet på lekkasjepunktet var ca. 43 barg og  $-151\text{ }^{\circ}\text{C}$  og kjølemediet er her i væskefase.

Bildene nedenfor viser området ved nåleventilen.



Nåleventil er tett omsluttet av isolasjonskassen som ble tatt av under pågående jobb. Nåleventilen vises ikke direkte på bildet. Det var trangt i området rundt isolasjonskassen som skulle fjernes.

Nåleventil vist uten isolasjonskasse.

*Figur 4 Bildet til venstre viser isolasjonskassen som omsluttet nåleventilen. Isolasjonskassen hadde åpning for ventilratt, men dette er ikke vist på bildet. Nåleventilen var pakket tett med isolasjon, og det var trangt i området rundt isolasjonskassen som skulle fjernes. Bildet til høyre viser nåleventil der isolasjonskassen er fjernet. Kilde: Politiet*

## 4.1.2 Involverte komponenter

### 4.1.2.1 Dobbeltekspanderende sluseventil (25-LD-0250)

Den manuelle ventilen er en dobbelektspanderende sluseventil. Når ventilen er normalt åpen, vil det være kommunikasjon mellom strømningsmediet og ventilhuset. Når ventilen er stengt eller fullt åpen kan man skape tetning mellom ventilhuset og strømningsløpet slik at det ikke er kommunikasjon mellom strømningsmediet og ventilhuset. Dette ble kalt å sette ventilen i «backseat».

Kjølemediet som er underkjølt og i væskefase vil ekspandere ved temperaturstigning. Sikkerhetsventilen er koplet opp til ventilhuset for å håndtere termisk ekspansjon av innstengt volum i ventilhuset.

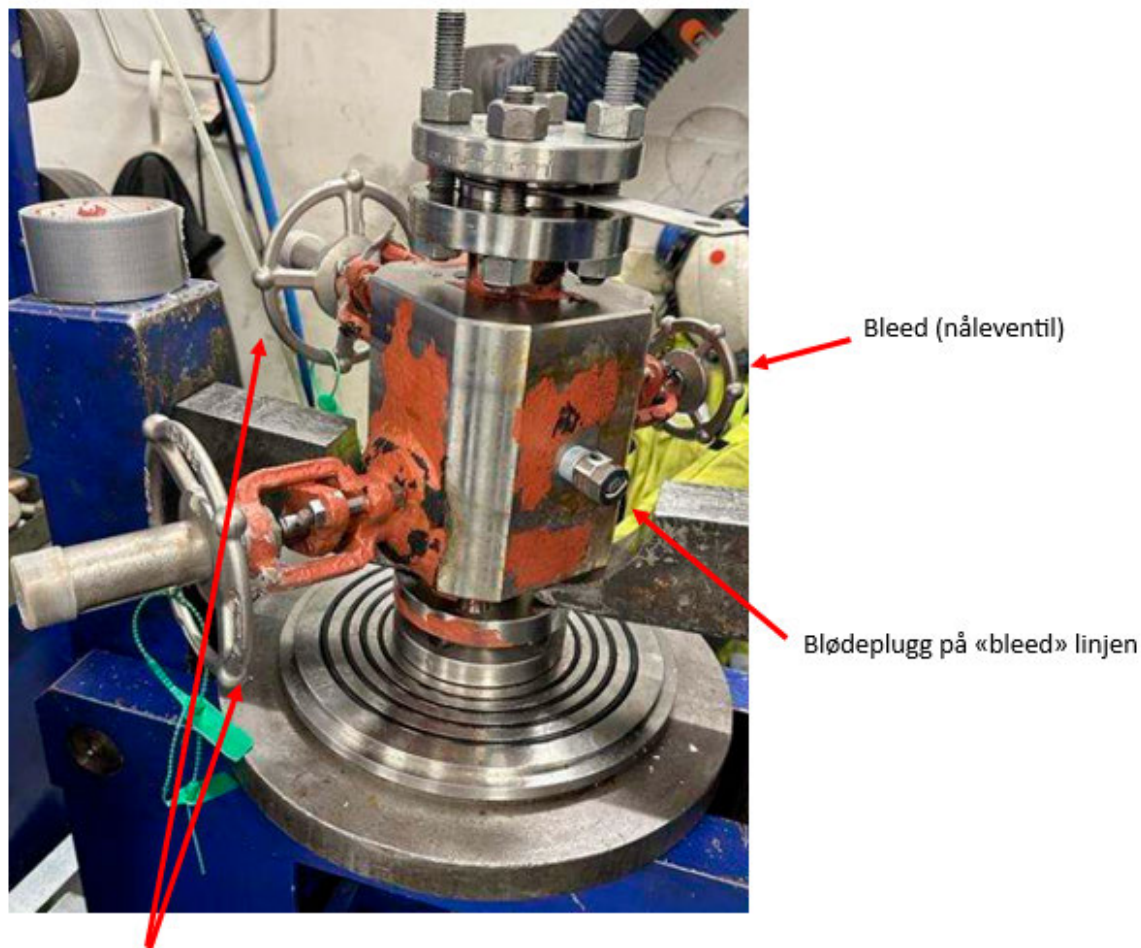
I henhold til prosedyrer på HLNG kan sikkerhetsventilen tas ut når anlegget er i drift under forutsetning om at den manuelle ventilen står i normalt åpen posisjon.

### 4.1.2.2 Isoleringsventil oppstrøms sikkerhetsventilen med blødeplugg (25-LD-1316)

Isoleringsventilen oppstrøms sikkerhetsventilen er under normal drift sikret i åpen posisjon og skal kun brukes i forbindelse med rekalkibrering eller vedlikehold på sikkerhetsventilen. Avblødningsventilen (nåleventilen) og blødepluggen i den

kompakte ventilen skal under normal drift stå i lukket posisjon. Avblødningssystemet benyttes for å sikre trykkløst system før ventilen tas ut.

Bildet under viser den kompakte ventilen.



Figur 5 Modulærventil oppstrøms sikkerhetsventil. Kilde: Equinor

Blødepluggen som var involvert i hendelsen var av typen «anti blowout» og links gjenget. For å stenge en slik type blødeplugg må pluggen skrus ut -se bilde.



Figur 6 Bildet til venstre viser type blødeplugg. Bildet i midten viser blødeplugg i stengt posisjon. Bildet til høyre viser blødeplugg i åpen posisjon. (kilde: Equinor Synergi 2531047 Ekstern HC lekkasje i G-område)

## 4.2 Kjølemedium / LNG lekkasjer

Kjølemediet er som tidligere beskrevet en blanding av hydrokarboner og nitrogen med økt innhold av etan og nitrogen i forhold til den flytende naturgassen som produseres på anlegget. Kjølemediet er en blanding av 53% metan, 35% etan og 11% nitrogen.

Metan og etan er i gassfase ved romtemperatur og atmosfærisk trykk.

Operasjonelle betingelser for kjølemediet ved lekkasjepunktet var ca. 43 barg og -151 °C. Ved dette trykket og denne temperaturen er kjølemediet i væskefase.

Som en del av vår gransking har vi fått utført en forenklet spredningsanalyse. Analysen ble gjennomført av Safetec. Spredningsanalysen beskriver at det ikke forventes at det dannes en pøl (væskedam) med den estimerte lekkasjeraten av kjølemediet. Dette fordi det blandes inn tilstrekkelig med luft til å fordampe dråpene før det får mulighet til å danne en pøl. Temperaturen i gass/luftblandingen blir lavere enn omkringliggende luft slik at den dermed får høyere tetthet enn luften rundt og vil synke.

Det samme gjelder også for produsert LNG som består hovedsakelig av metan, selv om molvekten til metan (16 g/mol) er betydelig lavere enn molvekten til luft (28.96 g/mol). Temperaturen til metan-luftblandingen blir så lav at dette motvirker effekten av at blandingen har lavere molvekt enn luft. Blandingens tetthet blir høyere enn omkringliggende luft og vil synke.

Hovedkonklusjonene fra spredningsanalysen er beskrevet i kapittel 5.2.

## 4.3 Håndtering av gasslekkasjer

### 4.3.1 Generelt

Equinor har utarbeidet en retningslinje for håndtering av hydrokarbonlekkasjer ved Hammerfest LNG (*GL0744 - Retningslinje for håndtering av HC lekkasje*).

Retningslinjen beskriver forventet handlingsmønster ved en hydrokarbonlekkasje på anlegget. Forventet respons vurderes ut fra en faktorberegning. Faktoren er tallverdi som er en summering av antall detektorer og deres utslag. Det er utarbeidet en matrise basert på utregnet faktorverdi som illustrerer hvilken aksjon som skal tas. De definerte alternativene i matrisen er:

- Aktivere ESD
- Kontrollert nedkjøring av hele eller deler av anlegget
- Vurdere situasjonen fortløpende

Hvis gasslekkasjen hadde blitt antent og utviklet seg til et brannscenario, var det brannmonitorer i nærheten av området som ville gitt dekning med brannvann.

#### **4.3.2 Trykkavlastning og drenering av underkjølekretsen**

Som beskrevet i kapitlet over vil en detektert hydrokarbonlekkasje over en viss størrelse håndteres enten ved å initiere ESD for aktuelt område eller ved kontrollert nedkjøring av anlegget uten å initiere ESD.

På Hammerfest LNG er initiering av nødavstengning og trykkavlastning for de fleste systemer manuelt initiert via trykknapper i kontrollrommet. Anlegget er delt inn i ulike soner for nødavstengning og trykkavlastning.

Nedenfor er det en kort beskrivelse av system for nødavstengning og trykkavlastning av underkjølingskretsen.

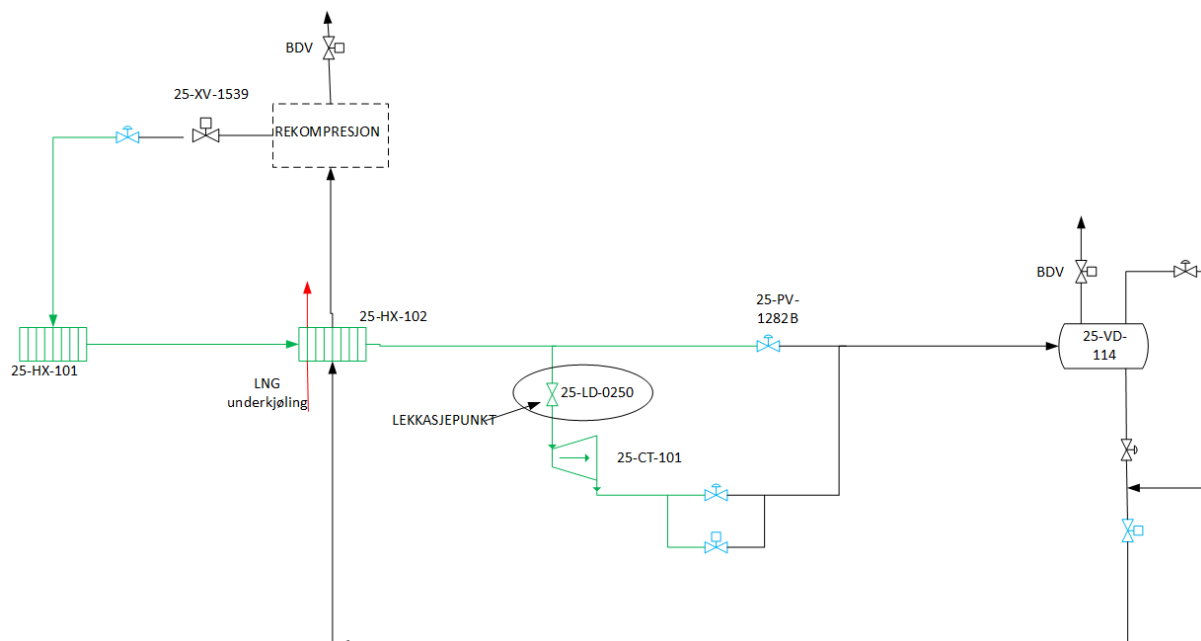
Prosesslekteren hvor hendelsen skjedde er ESD gruppe 2, og denne gruppen er igjen delt inn i ulike seksjoner/subseksjoner. Som beskrevet i kapittel 4.1.1 så er underkjølingskretsen en lukket krets og denne kretsen er definert som en egen nødavstengningsseksjon seksjon 5 i ESD gruppe 2.

I systembeskrivelsen for system 25 som inkluderer underkjølingskretsen er det et kapittel for systembeskyttelse. Kapitlet beskriver innledningsvis at: *Nødavstengning- og trykkavlastningssystemet brukes for å minimalisere lekkasje av brennbare væsker i nødsituasjoner eller ved anleggsskader for å forhindre risiko som brann eller eksplosjoner.*

Aktuelle aksjoner ved initiering av ESD 05 og trykkavlastning for dette området er beskrevet i prosjektdokumentasjon og Cause & Effect diagram (C&E).

Gjennom tidligere studier er det avdekket at det vil være segment som blir stående igjen trykksatt etter ESD med påfølgende trykkavlastning. Høsten 2022 ble det utarbeidet et notat for å synliggjøre for beredskapsledelsen hvilke segment dette gjelder.

På den forenklete skissen nedenfor er det indikert hvilke ventiler i kjølemediumskretsen som vil stenge på ESD 05 (blå ventiler) og hvilke trykkavlastningsventiler (BDV) som vil åpne ved påfølgende trykkavlastning. Rør og utstyr markert med grønt vil bli stående trykksatt etter at nødavstengning og trykkavlastning er gjennomført for segment 5.



Figur 7 Skisse som viser aksjoner ved ESD / trykkavlastning av kjølekretsen

Selve lekkasjepunktet står i et segment som vil forbli trykksatt etter nødavstengning med påfølgende trykkavlastning.

I forbindelse med hendelsen ble det ikke initiert ESD 05.

## 4.4 Beskrivelse av gassdeteksjon – filosofi/dekning

### 4.4.1 Gassdeteksjon HLNG

I henhold til sikkerhetsstrategien og systembeskrivelse (brann og gass) for HLNG er filosofi for gassdeteksjon at systemet skal gi raskt og pålitelig varsel om deteksjon av gasslekkasjer i anlegget. Systemet skal gi alarm til operatører i sentralt kontrollrom og personell i berørte områder. Varslingen skal gi operatørene mulighet til å kontrollere situasjonen og kunne begrense skadeomfanget. Det skal være installert gassdetektorer i alle områder der utvikling av brennbare gasser kan oppstå.

I TR2237 «Performance Standards for safety systems and barriers – Onshore» er det beskrevet krav til gassdeteksjon. Det er blant annet beskrevet krav til rask og sikker deteksjon av brennbare gasser, hvilken type detektorer som skal benyttes i ulike områder, plassering av detektorer relatert til gasskarakteristikk (tung/lett gass) og at valg av designløsning skal dokumenteres basert på vurdering av mulige lekkasjescenarier i hvert område.

I designfasen av HLNG var det beskrevet i ytelsesstandard for gassdeteksjon at hydrokarbonlekkasjer på 0,5 kg/s i åpent naturlig ventilert område skal detekteres



med alarm på en detektor i 95% av tilfellene (ref. Fire and Gas Detection Engineering Report).

#### **4.4.2 Gassdeteksjon i området**

På Hammerfest LNG brukes både infrarøde linje- og punktgasdetektorer. Foretrukket type gassdetektor er linjegassdetektorer, som brukes til deteksjon i periferien/ytterkant av området.

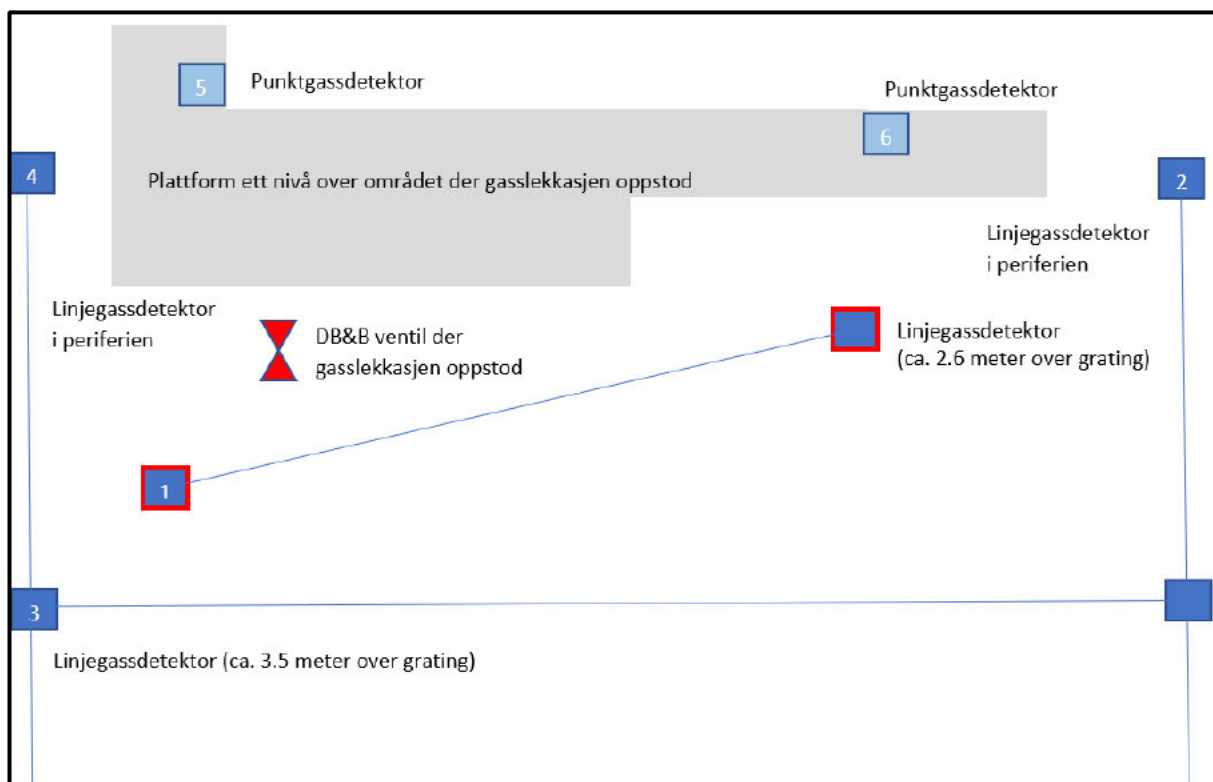
Linjegassdetektorer er installert for å kunne detektere evt. gasslekkasjer over større områder og består av en senderenhet som sender en optisk (infrarød) stråle til en mottakerenhet. En eventuell absorpsjon av stråling i det infrarøde spekteret vil bli registrert av mottakerenheten, som omformer dette til gasskonsentrasjon i LELm.

Punktgasdetektorer blir brukt i tillegg ved strategiske lokasjoner i nærheten av utstyr der det er sannsynlig at lekkasjer kan oppstå. Punktgasdetektorer detekterer gass på det punktet detektoren er montert, noe som betyr at gassen må fysisk komme i kontakt med detektoren for å kunne måles.

Bekreftet gassdeteksjon i åpne områder tilsvarer én enkel detektor i alarm der alarmgrensen for linjegassdetektor er 1.0 LELm og punktgasdetektor er 10% LEL. Automatiske aksjoner ved bekreftet gassdeteksjon er blant annet alarm i kontrollrom, alarm i anlegget og tennkildeutkobling (av ikke-kritiske tennkilder).

I området ved lekkasjepunktet var detektorene installert i høyden (ref. figur 8 nedenfor).

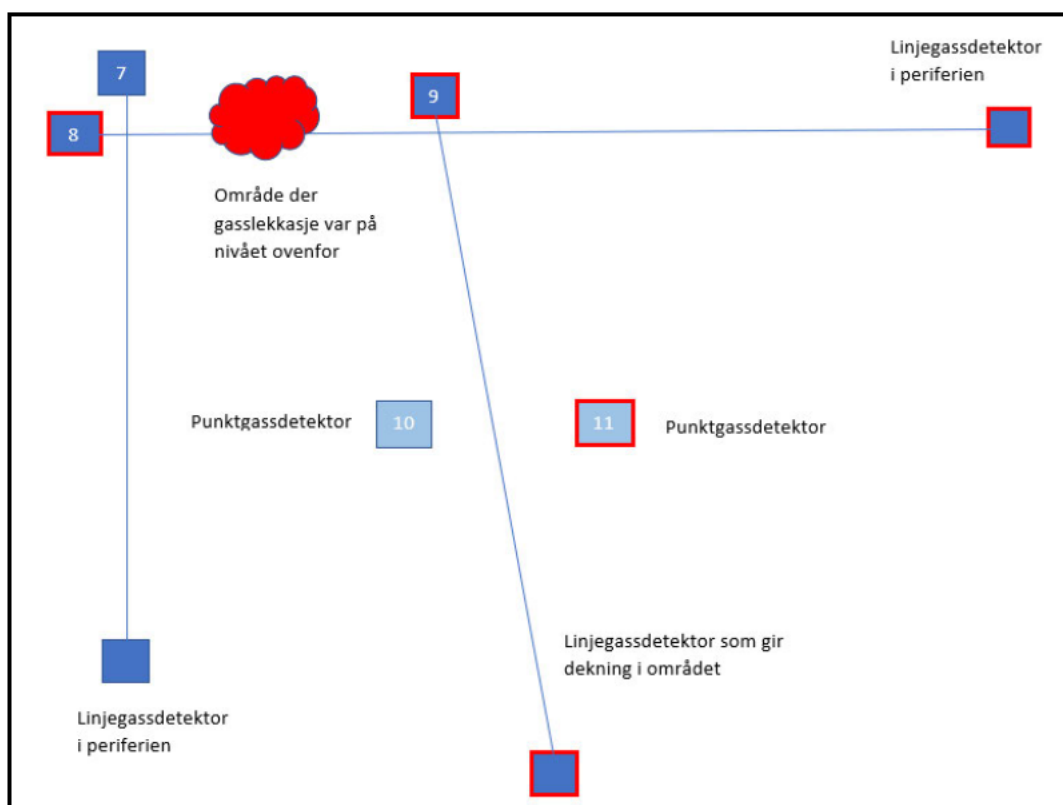
I området G (CAG1 nivå 4) der hendelsen inntraff er det installert linjegassdetektorer i ytterkant/periferien av området, men også i området for å detektere lekkasjer der. Det er også installert punktgasdetektorer. Nedenfor er en forenklet skisse som viser gassdetektorer i nærheten av lekkasjepunktet. Nærmeste detektor til lekkasjepunktet er linjegassdetektor nr. 1 (høyde over grating ca. 2.6 m). Nærmeste punktgasdetektorer (detektor nr. 5 og nr. 6) er installert på en plattform ett nivå over (ved siden av) området der lekkasjen oppstod. Detektor markert med rød kantlinje hadde utslag under hendelsesforløpet, men gikk ikke i alarm. Det var kun detektor nr. 1 som fikk utslag på gass under hendelsesforløpet. Ifølge trend over utslag til gassdetektoren var maks utslag på var 0,445 LELm (alarmgrense 1.0 LELm).



Figur 8 Oversikt over deteksjon i området der hendelsen inntraff (sett ovenfra). Rød kantlinje på detektor nr. 1 markerer at detektoren fikk utslag på gass, men gikk ikke i alarm.

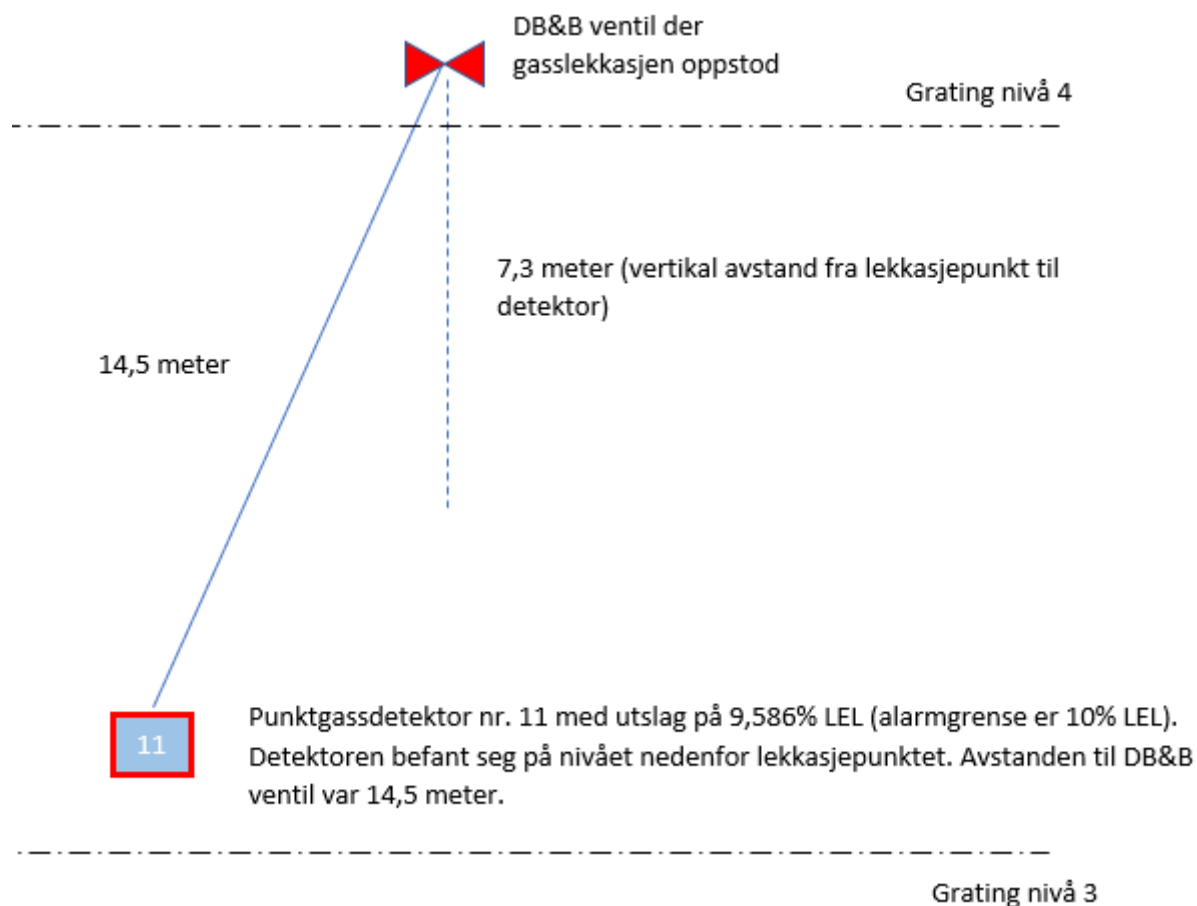
Under befaring av hendelsesstedet observerte vi et stillas som var oppført mellom sender og mottaker til linjegassdetektor nr. 1. Detektoren har målt gass under hendelsesforløpet, og siktlinjen har dermed ikke vært helt blokkert. Mottatt trend over utslag til detektoren viser at detektoren sitt måleområde starter på  $-0,319$  LELm, noe som tilsvarer skittent optikk ("Dirty optics"). I tillegg lå detektor nr. 2 i feil under hendelsesforløpet, og var dermed ikke operativ. Begge detektorer lå med feil/skittent optikk over en lengre periode i forkant av hendelsen.

På nivået nedenfor (CAG1 nivå 3) er det installert både linjegassdetektorer og punkt-gassdetektorer av samme type som på nivå 4. Det er grating/dekksrister mellom nivå 3 og 4. Nedenfor er en skisse med gassdeteksjon på nivå 3 under lekkasjestedet. Området der lekkasjen var (på nivå 4) er markert som rød gassky. Detektorer markert med rød kantlinje hadde utslag under hendelsesforløpet, men gikk ikke i alarm. Detektor nr. 8 hadde maks utslag på  $0,219$  LELm (alarmgrense  $1.0$  LELm), detektor nr. 9 hadde maks utslag på  $0,059$  LELm (alarmgrense  $1.0$  LELm) og detektor nr. 11 hadde maks utslag på  $9,586\%$  LEL (alarmgrense  $10\%$  LEL).



Figur 9 Oversikt over deteksjon ett nivå under området der hendelsen inntraff.

Punktgassdetektor nr. 11 (på nivået under lekkasjepunktet) hadde størst utslag under hendelsesforløpet. Punktgassdetektoren er plassert 14,5 meter (diagonalt) fra lekkasjepunktet som vist i skissen nedenfor.



Figur 10 Oversikt over avstand fra lekkasjepunktet til punkt-gassdetektor med utslag på 9,586% LEL på nivået under lekkasjepunktet. Alarmgrensen for igangsetting av automatiske aksjoner for punkt-gassdetektorer er 10% LEL.

Da hendelsen oppstod og under hele hendelsesforløpet var det ingen detektorer som gikk i alarm. Det var kun deteksjon ved personlig gassdetektorer, to personlige detektorer til isolatør nr. 1 og nr. 2, og en personlig gassdetektor til en av de tre områdeansvarlige som ble tilkalt til område. Deteksjon med personlig gassdetektorer førte til at kontrollromsoperatører igangsatte manuelle aksjoner i kontrollrom. I kontrollrommet er det en knapp for manuell tennkildeutkopling av ikke-kritiske tennkilder. Tennkildeutkopling ble aktivert manuelt da personlige gassdetektorer bekreftet gasslekkasje. Hvis deteksjonssystemet hadde fått singel gassdeteksjon 10% LEL eller 1.0 LELm, ville tennkildeutkoplingen (av ikke-kritiske tennkilder) vært automatisk.

#### 4.4.3 Oppføring av stillas

I nærheten av lekkasjepunktet var det et stillas. Stillaset ble oppført 10.05.23. Ved oppføring av stillas skal det foreligge en godkjent arbeidstillatelse nivå 2. Driftsoperatør for området kontaktes av utførende personell for å koordinere arbeidet med oppføring av stillaset. Driftsoperatør aktiverer AT'en, følger opp AT'en under gjennomføring av arbeidet og signerer AT'en ved avsluttet arbeid. Vi er

informert om at typiske sjekkpunkt ved utførelse av slikt arbeid, er å verifisere plassering av stillas relatert til detektorer i området. Dette er for å unngå at stillaset blokkerer deteksjonen i området. I mottatt AT for oppføring av stillas er risiko med jobben vurdert til å være fallende gjenstander, fallskade og klemskader. Ulike kontrolltiltak relatert til identifisert risiko er implementert. Informasjon om å unngå blokkeringer av deteksjon er ikke inkludert.

Stillaset ble oppført i området mellom mottaker og sender til linjegassdetektor som var lokalisert nærmest lekkasjepunktet. Trenden for linjegassdetektor (nr. 1 ref figur 8 viser at stillaset delvis blokkerte linjen/signal mellom mottaker og sender (ref. kap. 4.4.2) i perioden fra oppføring den 10.05.23 og under hendelsen den 31.05.23.

#### **4.4.4 Håndtering av svekkede sikkerhetsbarrierer**

Equinor sin arbeidsprosess OM105.06.03 «Measures for unplanned weakening of safety system» skal brukes hvis det oppstår svekkelser i ulike sikkerhetssystemer. Arbeidsprosessen gir en veiledning på kompenserendes tiltak som bør vurderes for de ulike sikkerhetsbarrierene (PS'ene). For Gassdeteksjon (I-102464) er det beskrevet krav til implementering av kompenserende tiltak hvis gassdetektorer ligger i feil eller er blokkert (pga stillas). Tiltak må vurderes basert på feil, antall detektorer i området, varighet og lokasjon for å ivareta et forsvarlig sikkerhetsnivå.

Under befaring av hendelsesstedet observerte vi stillas som var oppført mellom sender og mottaker til linjegassdetektor detektor nr. 1 i figur 8. Detektoren har målt gass under hendelsesforløpet, og siktlinjen har dermed ikke vært helt blokkert. Mottatt trend over utslag til detektoren viser at detektoren sitt målområde starter på -0,319 LELm, noe som tilsvarer skittent optikk ("Dirty optics"). Trend for detektoren viste at detektor nr. 2 i figur 8 lå i feil under hendelsesforløpet, og var dermed ikke operativ. Trend for detektoren viste at feiltilstanden oppstod ca. 11.05.23. Det var ikke implementert noen kompenserende tiltak for nevnte linjegassdetektorer.

#### **4.5 TR2000**

TR2000 er en spesifisering for rør og ventiler utviklet av Equinor. Den enkelte innretning/anlegg har sin versjon av spesifikasjonen. Spesifikasjonen oppdateres ved behov. TR2000 vil blant annet inneholde detaljer for ventilvalg.

For angitt rørspefisikasjon som den manuelle ventilen sto i er TR2000 revidert flere ganger. På tidspunktet for prosjektoppstart var det revisjon A fra 2010 som var gjeldende. I denne revisjonen er det angitt hvilken type ventil som skal benyttes som kompakt isoleringsventil. For den valgte ventilen er det beskrevet at den skal ha en blødeplugg med «anti blowout» design. Dette er også beskrevet på mekanisk tegning for selve ventilen.

## 5 Hendelsesforløp

I 2017 ble rørsegmentet oppstrøms sikkerhetsventilen bygget om grunnet utfordringer med en skrudd forbindelse. Forarbeid for denne jobben ble startet i 2014.

### 5.1 Tidslinje

Tabellen nedenfor angir aktiviteter i forkant av hendelsen som kan ha hatt betydning for hendelsen, i tillegg til selve hendelsen. Informasjon i tabellen er fra mottatte logger og informasjon i samtaler:

Vi har observert mindre avvik mellom klokkeslett over loggføringer mellom de forskjellige loggene (CIM-ERT/IMT og kontrollromslogg) uten at dette antas å ha vesentlig betydning for beskrivelse av aksjonene som normalt følger rett etter eller rett før loggført tidspunkt.

Det er manglende samsvar mellom ERT og IMT i forhold til dialog med politiet om at den manuelle ventilen kan settes i «backseat» / åpnes helt. Vår tabell nedenfor reflekterer det som står i IMT og som ble presentert av Equinor på oppstartsmøtet. Dette er også sammenfallende med informasjon fra samtaler.

Tidspunkt	Hva	Kommentar
	<b>Aktiviteter i forkant av hendelsen</b>	
2014	Prosjekt initiert for utbedring av rørlinje oppstrøms SV	
2017	Prosjektet for utbedring av rørlinje oppstrøms SV ferdigstilt	
2021	Forrige gang sikkerhetsventilen var ute for kalibrering	Blødepluggen har sannsynligvis stått i åpen posisjon siden denne jobben ble utført
2023	Sammenfallende synergisaker i Equinor sitt system der det er avdekket blødepluggen i feil posisjon 05.05.2023 GFC 23.05.2023: Troll A 23.05:2023: Snorre A	Også avdekket GFA i etterkant av hendelsen på HLNG (08.06.2023)

Tidspunkt	Hva	Kommentar
10.05.2023	Stillas oppført i området	Stillaset blokkerer delvis siktlinjen for linjegassdetektor i området
	<b>Dagen hendelsen skjedde</b>	
11:06	Isolatører melder om mulig gasslekkasje	Pågående aktivitet for å avisolere relevant segment
11:07	Lekkasje bekreftes av områdetekniker	Kontrollrom varsles
11:08/11:09	Generell alarm og deretter Evakueringsalarm, og gav etter kort tid en melding på PA-anlegget.	Informasjon i mottatt event logg
11:08	Manuell tennkildeutkopling	
11:15	IMT mønstret	
11:27	Nødetater på vei	AT'er blir deaktivert
11:31	ERT -første møte avholdt	
11:32	Nybyen /Oddasit tømmes, nødetater har ankommet	
11:37	Hot/warm zone etablert	
11:43	Etablering av taktiske planer med nødetater startet	
12:07	Taktiske planer besluttet A, B og C	Se beskrivelse under tabellen. Personell med ventilkompetanse ble involvert ved etablering av taktiske planer. Dette for å forsikre seg om at å sette ventil i «backseat» vil stoppe lekkasjen
12:20	Manuell innsats iverksatt - Plan A	Røykdykkere på vei inn i anlegg
12:29	Plan A stoppes – røykdykkere trekkes ut	Negativ utvikling – på CCTV ser det ut som lekkasjen har økt
12:33	Plan B iverksettes	
12:37	Stenger 25-ESV-1695	Å stenge 25-ESV -1695 betyr at man stenger for fødegass inn til anlegget for kjøling.
12:39	El kraftvakt mønstret	

Tidspunkt	Hva	Kommentar
12:42	Stenger 25-XV-1539	25-XV-1539 er ventil i underkjølingskretsen. Ved å stenge denne isoleres noe av volumet i kjølekretsen
	opererer 25-PV-1282 B	Starter å flytte væske til 25-VD114
13:00	Trykk i kjølekretsen er redusert til 17 barg	
13:06	Røykdykkere går inn i anlegget for å åpne manuelle ventiler	12 manuelle ventiler åpnes for å drenere kjølemediumsvæske til fakkelsystemet (ventilene er plassert et stykke unna lekkasjestedet)
14:08	Trykket i kretsen er redusert til 2 barg – røykdykkere trekker seg ut	
15:00	Nødetater demobiliserer	
Ca 15:00	Skiftbytte	
15:29	Innsatsleder politi gir pr telefon tillatelse til å sette ventil i «backseat»	Åpne ventilen helt slik at det ikke er kommunikasjon mellom strømningsmedie og ventilhus og dermed stanses lekkasjen
16:00	IMT demobiliserer	
16:58	Røykdykkerlag går inn for å sette ventil i «backseat»	
17:21	Ventil i «backseat» og lekkasjen er stanset	
17:43	Skadested avspærret	
19:25	Skriftlig varsel sendt til Ptil	
19:43	Hotplant åpnet	

Som referert til i hendelsesloggen så ble det etablert tre planer – plan A, plan B og plan C. En kort beskrivelse av disse er angitt nedenfor.

#### **Plan A:**

Plan A gikk ut på å stanse lekkasjen ved å gå ut i felt med røykdykkere og sette den manuelle ventilen i «backseat» og på den måten stenge forbindelsen mellom produksjonslinjen og lekkasjepunktet, og dermed stanse lekkasjen.

#### **Plan B**

Plan B gikk ut på å stenge ned fødegass inn til anlegget og redusere trykket /drenere kjølekretsen kontrollert. Det var da behov for å sette opp en isoleringsplan for dette.



Denne omfattet delvis operering av ventiler fra kontrollrom, og delvis operering av ventiler i felt. Hovedpunktene i isoleringsplanen var:

- Stenge ned fødegass inn til anlegget (25-ESV-1695)
- Isolere deler av kjølekretsen ved å stenge 25-XV-1539
- Operere kontrollventil 25-PV-1282B for å flytte væske mot 25-VD-114
- Starte drenering til fakkell via manuelle ventiler når trykket var lavt nok (identifisert 12 ventiler)
- Sette ventil i «backseat» når trykket i kretsen var lavt nok

### **Plan C**

Initiere ESD og trykkavlastning for involvert område.

## **5.2 Undersøkelser etter hendelsen**

Som en del av vår gransking har vi fått utført en forenklet spredningsanalyse. Analysen ble gjennomført av Safetec. Selve analysen er gjennomført for å gi en indikasjon på størrelsen av gassky (10% LEL) og antennbar gassky ( $\geq 100\%$  LEL). I tillegg beskriver analysen viktige betingelser som må vurderes ved utforming av gassdeteksjonssystem for å detektere kjølemedium/LNG lekkasjer. Nedenfor er det en kort beskrivelse av forutsetninger for analysen samt hovedkonklusjoner.

Simuleringer ble kjørt med og uten geometrimodell. Geotrimodellen som ble brukt var en generisk modell som ansees å være representativ for et typisk prosessområde, ikke identisk med område som hendelsen inntraff. Detaljer fra selve området der hendelsen inntraff er altså ikke inkludert i modellen. Resultatene fra analysen indikerer mulige scenarier for hvordan en lekkasje av kjølemedium vil oppføre seg hvis den oppstår i et område med normalt omfang av prosessutstyr.

Simuleringer ble kjørt for lekkasjeratene: 0,1 kg/s, 0,5 kg/s og 0,9 kg/s. Operasjonelle betingelser som ble brukt under simuleringene var:

- Kjølemedium (53% metan, 36% etan og 11 % nitrogen)
- Størrelse på lekkasjepunkt er 5 mm
- Lekkasjepunkt plassert ca. 1,5 meter over grating (der lekkasjen pekte nedover)
- Initial temperatur: -153 grader Celsius
- 43 bar trykk

Kombinasjoner av ulike parametere som blant annet vindhastighet, dråpestørrelse/utslippshastighet, væskefraksjoner og utslippsvinkler ble brukt i simuleringene.

Simuleringene viser at gasskyen som oppstår beveger seg nedover i vindretningen.

Deteksjonssystemet på HLNG vil gi alarm hvis en enkel punktgasdetektor får utslag lik 10% LEL (for linjegassdetektor er alarmgrense 1 LELm, tilsvarende en 10% LEL gassky med 10 meters utstrekning). Tabell nedenfor oppsummerer de største 10% LEL gasskyene (største detekterbare skyer) fra simuleringene for ulike rate og vindforhold.

Vindhastighet (m/s)	Lekkasjerate (kg/s)	10% LEL sky (m <sup>3</sup> )	Sidelengde på kube med tilsvarende volum (m)	Utbredelse sky nedvinds (m)
1,5	0,1	447	8	15
1,5	0,5	3318	15	30
1,5	0,9	5549	18	31
10	0,1	21	2,8	7
10	0,5	143	5,2	15
10	0,9	372	7,2	22

Resultatet fra gjennomførte simuleringene konkluderte med følgende for kjølemedium-/LNG-lekkasje i et generisk prosessområde:

- For lekkasjerate < 0,9 kg/s og trykk over 2 barg forventes det ikke at det dannes en pøl (væskedam). Dette fordi det blandes inn tilstrekkelig med luft til å fordampe dråpene før det får mulighet til å danne en pøl. Ved trykk under 2 barg og lekkasje nær bakken er det tenkelig at det vil dannes en pøl ved lekkasjestedet (men størrelsen på pølen vil være begrenset).
- For lekkasjerate < 0,9 kg/s og trykk over 2 barg vil utbredelsen av detekterbar sky (10% LEL) være nokså lik en lekkasje med tung gass med samme rate.
- Med medium vindhastighet og relativ god ventilasjon i modulen vil antennbar sky (100% LEL) være begrenset. For rater ned mot 0,1 kg/s vil også sky (10% LEL) ha begrenset størrelse.
- Med lav vindhastighet eller dårlig ventilasjon i modulen (med lekkasje sentralt i modulen), vil det dannes store detekterbare skyer (10% LEL) som mest sannsynlig gir gassdeteksjon relativt raskt. Brennbar sky vil være av begrenset størrelse, hvis ikke forholdene er tilnærmet vindstille.

## 6 Hendelsens potensial

### 6.1 Faktisk konsekvens

Den faktiske konsekvensen av hendelsen var:

- Gasslekkasje - mengden og initiell rate er beregnet av Equinor og er basert på at det er åpningen i blødepluggen som er begrensningen for lekkasjeraten:

- Estimert initiell rate 0,77 kg/s
- Maksimum utslippsrate: 0,88 kg/s (trykkstigning i systemet ved innestengning)
- Estimert total lekkasjemengde: 9278 kg
- Eksponering av personell:
  - Isolatør truffet av sprut fra lekkasjen - ingen påvist permanent skade isolatører fulgt opp av sykepleier i etterkant av hendelsen
- Nedetid av anlegget: 8 dager

## 6.2 Potensiell konsekvens

Spredningsanalysen viste at gassen vil bli tynnet raskt ut med de vindhastighetene som var på tidspunktet for lekkasjen. Det er derfor granskingsgruppas vurdering at det var liten sannsynlighet for antennelse eller eksplosjon.

Både da hendelsen oppsto og underveis i håndteringen av hendelsen var det potensiale for ytterligere eksponering av personell, både i forbindelse med avisoleringsaktiviteten og ved håndtering av hendelsen.

Den åpne blødepluggen var en skjult feil som kunne resultert i en annen konsekvens dersom lekkasjen ikke hadde inntruffet. Blødepluggen inngår i aktivitet for å verifisere trykkløst system før systemet åpnes og sikkerhetsventilen demonteres. Manglende kjennskap til blødepluggens funksjon kunne resultert i at systemet ble åpnet når det ikke var trykkløst.

## 7 Direkte og bakenforliggende årsaker

### 7.1 Direkte årsak

Den direkte årsaken til gasslekkasjen var at plugg i avblødningslinjen i ventilarrangement oppstrøms sikkerhetsventil, sto i åpen posisjon i kombinasjon med at selve avblødningsventilen ikke var helt stengt. Når det gjelder årsaken til at selve avblødningsventilen var delvis åpen, så er dette ikke avdekket i forbindelse med granskningen. Det er sannsynlig at ventilen har beveget seg noe i forbindelse med selve avisoleringen. Se kapittel 11 om usikkerheter.

Anlegget var i drift da lekkasjen oppsto, og det var kommunikasjon mellom kjølemediumskretsen og lekkasjepunktet.

### 7.2 Bakenforliggende årsaker / drøftinger

Granskingen har avdekket flere elementer som har eller kan ha hatt betydning for at hendelsen oppsto, samt omfanget av lekkasjen. Disse elementene beskrives i de

følgende delkapitlene. Gjennom granskningen har vi også sett på systemet for å detektere gass og håndtering av gasslekkasjer.

### **7.2.1 Kjennskap til,- og dokumentasjon av, type blødeplugg som var involvert i hendelsen**

Blødepluggen som sto i åpen posisjon var en «anti-blowout» type som var links gjenget. Denne type plugg må skrus ut for stenge. Dette er en annen type blødeplugg enn den de normalt har installert på Hammerfest LNG. Når blødepluggen er skrudd inn, er det ikke lett å se at pluggen er åpen dersom man ikke er kjent med hvilken type blødeplugg dette er.

Blødepluggen ble installert i forbindelse med et prosjekt i 2017. Vi er ikke kjent med at det har vært gitt noen opplæring/informasjon relatert til denne type plugg da den ble tatt i bruk. Vi er informert om at omfanget av opplæring og gjennomgang av system fra prosjekt til drift, kan variere avhengig av størrelse og kompleksitet på prosjektet.

GA-tegninger av ventil som inkluderer blødepluggen viser at det er en «anti blowout» plugg. Det er ikke angitt at den er links gjenget eller referert til med «typenummer» som indikerer dette. Dette er heller ikke beskrevet på P&ID eller som merknad på ventil og blindingsliste.

Ventilarrangementet og blødepluggen var som tidligere beskrevet pakket inn i isolasjon. Det er derfor naturlig å konkludere med at blødepluggen har stått åpen siden siste kalibrering av sikkerhetsventil i 2021, eller siden opprinnelig installasjon i 2017.

Blødepluggen inngår i aktivitet for å verifisere tett barriere mot trykksatt system før flenser splittes. Som beskrevet i kapittel 4.1.2.1 kan sikkerhetsventilen tas ut når anlegget er i drift under forutsetning av den manuelle ventilen står i normalt åpen posisjon. Dette betyr at det vil være kommunikasjon mellom strømningsmediet og ventilhuset og trykket i ventilhuset vil være det samme som trykket i linjen.

Manglende kjennskap til blødepluggens funksjon kan resultere i feil under verifisering av tett barriere (ingen lekkasje gjennom isoleringsventilene) før sikkerhetsventilen tas ut. Noe som igjen kan resultere i at systemet åpnes når det er trykksatt.

I forbindelse med granskningen har vi fått informasjon om at det i etterkant av hendelsen er avdekket at det er installert seks blødeplugg på anlegget av denne typen.

Etter hendelsen har Equinor gjennomført søk i eget system for hendelser, og har identifisert flere saker hvor det er oppdaget blødepluggen i feil posisjon.

### **7.2.2 Håndtering av gasslekkasjer**

Som tidligere beskrevet så er det utarbeidet en retningslinje for håndtering av gasslekkasjer (GL0744-Retningslinjer for håndtering av HC-lekkasje). Forventet respons vurderes utfra en faktorberegning som igjen er basert på utslag på gassdetektorer.

I forbindelse med denne hendelsen ble det ikke dokumentert noen vurdering i forhold til definerte kriterier i retningslinjen for håndtering av gasslekkasjer. Beslutningen om å ikke initiere ESD var i hovedsak begrunnet utfra bekymring for konsekvenser ved å initiere ESD, samt kjennskap til at lekkasjepunktet sannsynligvis ikke ville blitt trykkavlastet ved å initiere ESD 05.

Som beskrevet i kapittel 4.3.2, vil deler av underkjølingskretsen forbli trykksatt etter en ESD med påfølgende trykkavlastning. Så langt vi kjenner til er informasjonen om trykksatte system ikke implementert i øvrig driftsdokumentasjon som P&ID'er og systembeskrivelser.

Gjennom samtaler kom det fram at det ikke er etablert noen prosedyrer eller retningslinjer for kontrollert nedstengning av anlegget i forbindelse med gasslekkasje. Dette er heller ikke et scenario som det trenes på. Dersom man velger å ikke initiere ESD ved en gasslekkasje må det utarbeides planer før kontrollert nedkjøring kan gjennomføres.

### **7.2.3 Utforming av sikkerhetssystem**

Safetec sin gasspredningsanalyse viser at lekkasje med kjølemedium (og LNG) vil opptre som en tung gass. I området, i nærheten av der lekkasjen oppstod, bestod gassdeteksjonssystemet hovedsakelig av linjegassdetektorer (ref. kap. 4.4.2). Linjegassdetektorene var plassert høyt over bakkenivå (eksempelvis for detektor nr. 1 ca. 2,6 meter over grating og detektor nr. 3 ca. 3,6 meter over grating ref. figur 8). Gassdetektorene i området gikk ikke i alarm. Det var kun en linjegassdetektor nr. 1 som fikk utslag på gass (maks utslag var 0,445 LELm og alarmgrensen er 1.0 LELm).

Punktgassdetektor på nivået nedenfor (detektor nr. 11 i figur 9) var den detektoren som fikk størst utslag (9,586% LEL og alarmgrense er 10% LEL). Detektoren hadde en avstand på 14,5 meter (diagonal retning nedvinds) fra lekkasjepunktet.

I TR2237 Performance Standards for Safety Systems and Barriers -onshore er det beskrevet at ved plassering av gassdetektorer skal egenskapene til gassen som kan

lekke ut (lett/tung gass) vurderes, ref. kap. 4.4.1. I området der lekkasjen oppstod var det ikke installert detektorer på lavt nivå over grating.

Under granskingen har vi ikke mottatt dokumentasjon/simuleringer som viser beslutningsgrunnlag for plassering av gassdetektorene i området.

## **8 Beredskap**

Regelverket setter krav til at rettighetshaver og andre som deltar i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel og på land, til enhver tid skal opprettholde en effektiv beredskap for å kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner som kan medføre tap av menneskeliv eller personskade, miljøforurensning eller stor materiell skade.

I denne rapporten er vår beskrivelse av beredskapsinnsatsen basert på intervjuer med fagpersonell som var i kontrollrommet under hendelsen, industrivern- og beredskapspersonell som deltok ute i felt på skadestedet, ledende personell og beredskapsledere, i tillegg til beredskapsplaner og loggføringer fra hendelsen. Vi beskriver overordnet de beredskapstiltak som ble iverksatt under alarm/varslings-, mobiliserings- og rednings-/evakueringsfasen, frem til normalisering startet etter at situasjonen var avklart og gasslekkasjen stanset.

### **8.1 Beredskapsorganisasjon**

Beredskapsorganisasjonen på HLNG er organisert, dimensjonert og etablert på bakgrunn av beredskapsanalysen for HLNG (DNV-GL rapport nr 2018-1148, rev 2), og krav til industrivernpliktige bedrifter.

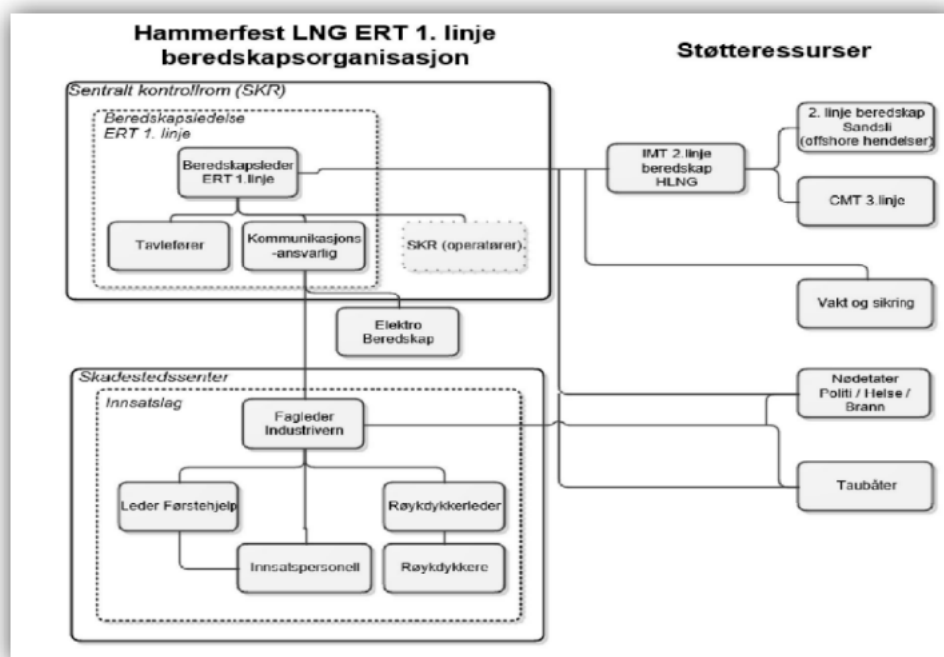
Beskrivelse av administrative og operative beredskapstiltak fremgår av Beredskapsplan for MMP OPL HLNG (WR-2181).

På HLNG består hvert skiftlag av 19 personer som inngår i en 6-skifts ordning. Dette utgjør i hovedsak personellressursene for utøvelse og ivaretagelse av beredskapsfunksjonene som er beskrevet i beredskapsplanen, men også annet personell vil kunne bli innkalt og mønstret ved behov.

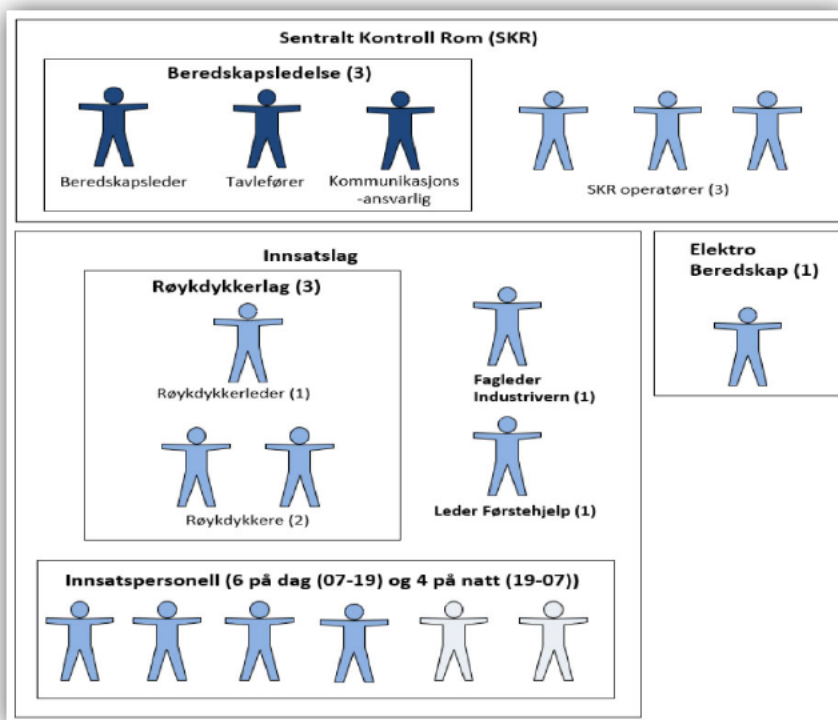
Organisatorisk består beredskapsorganisasjonen på HLNG av to nivåer hvor 1. linje (ERT) ivaretar beredskapsledelse på operasjonelt nivå og beredskapsinnsatsen på lekkasjestedet, herunder innledende mottak av alarm og varslings-, og innsats på skadested med bruk av personellressurser og utstyr fra Industrivernet. Innsats på skadested vil også kunne utføres i samarbeid med lokale nødetater. Neste nivå er

2.linje (IMT) som er støtterressurs til 1. linje og som også har kommunikasjon til 3. linje på konsernnivå hos Equinor i Stavanger.

Normalt vil første alarm mottas i kontrollrommet av en kontrollromsoperatør, enten via automatisk eller manuelt initiert alarmsignal, eller melding via radio fra personell ute i anlegget, som under denne hendelsen.



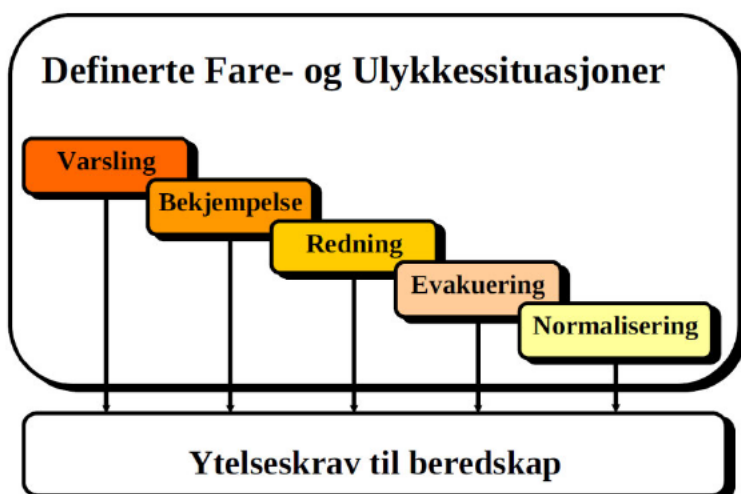
Figur 11 HLNG – beredskapsorganisasjon ERT – 1. linje (Kilde: Equinor)



Figur 12 Organogram viser ERT 1.linje beredskapsorganisasjon (Kilde: Equinor)

## 8.2 Beredskapsinnsatsen under hendelsen

Beredskapsinnsatsen under denne hendelsen beskrives som nevnt innledningsvis overordnet basert på beredskapstiltak som ble iverksatt under alarm/varslings-, bekjempelse- og redningsfasen, og evakuering av personell, frem til situasjonen var normalisert og gasslekkasjen stanset, ref *Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 64*.



Figur 13 Viser beredskapsfasene (kilde DNV GL-Beredskapsanalyse HLNG)



Vår beskrivelse er basert på den informasjon som fremkommer av intervjuer og logger fra ERT og IMT, og beredskapsinnsatsen skal i utgangspunktet skal være basert på HLNG sitt eget beredskapsplanverk og øvrige krav som gjelder for landanleggene i Equinor som blant annet WR-1920. (Ytelseskrav)

Det ble ikke registrert permanente personskader som følge av hendelsen, men en person ble rett etter hendelsen sjekket av helsepersonell fordi man på et tidspunkt trodde vedkommende hadde fått gass-sprut inn på øyet. Dette ble ikke kategorisert som personskade.

Hendelsesstedet ble sikret og avsperrert etter pålegg fra politiet.

Petroleumstilsynet (Ptil) ble varslet pr telefon om hendelsen samme dag innen en time etter hendelsen, ca. kl 1140, og senere samme dag med skriftlig varsel.

## **8.2.1 Håndtering av hendelsen**

### **8.2.1.1 Varsling, alarm og evakuering**

Kontrollrommet mottok varsel om gasslekkasjen via radio fra en uteoperatør fra ISO-entreprenør som arbeidet på skadestedet, onsdag 31.5.23 kl. 1106. Kontrollrommet initierte umiddelbart Generell alarm og deretter Evakueringsalarm, og gav etter kort tid en melding på PA-anlegget om at alt personell skulle evakuere ut av indre industriområde på HLNG. I tillegg gikk lyd og alarmsignaler over hele HLNG for å signalisere evakueringsalarm. Det ble også gitt melding om at alle arbeidstillatelser og varmt arbeid måtte avsluttes umiddelbart. Aksjoner fra alarmtidspunktet og frem til første loggføring ca. kl. 1120 har vi ikke fått tilgang til, og antas å ha blitt loggført på informasjonstavle eller kun muntlig.

Leder for 1. linje (Skiftleder) var til stede ved kontrollrommet da hendelsen ble varslet, og 2. linje ble umiddelbart informert om hendelsen. Parallelt ble også Industrivernet ved Fagleder industrivern, som da oppholdt seg ute i anlegget, varslet.

Røykdykkerlaget/innsatslaget mønstret i Branngarasjen og klargjorde seg for innsats.

Beredskapsorganisasjonen med 1. og 2. linje mønstret og etablerte seg rett etter at hendelsen ble varslet, henholdsvis kl. 1107 og kl. 1115, og først loggpunkt ble ført i 1. linje/ERT kl. 1120.

**DFU 1: Olje/gass-lekkasje** ble lagt til grunn for beredskapsinnsatsen.

De sivile nødetatene ble gitt et felles varsel ved bruk av trippelvarsling ca. kl. 1115, og ankom til HLNG fortløpende kort tid etter varslingen. Ifølge loggen ankom første

nødetat mønstringssted ved Administrasjonsbygget, som ligger rett ved brannstasjonen, ca. kl. 1130, loggført kl. 1132.

Ifølge intervjuer ble det opprettet kommandoplass på Skiftleders kontor rett ved siden av kontrollrommet, kort tid etter fremmøte med representanter fra alle nødetatene. Dette fremgår derimot ikke av loggføringer eller annen dokumentasjon vi har fått tilgang til.

Det ble gjort rede for oversikt over personellet inne på HLNG (POB) om lag 20 min etter hendelsen ble varslet, loggført kl. 1127. Det var totalt 98 personer inne på HLNG da hendelsen inntraff.

Det ble i tidlig fase etablert en sikkerhetssone på 300 meter rundt lekkasjestedet av sikkerhetsmessige årsaker og av hensyn til mulig eskalering av hendelsen. Mottak og ekspedering av skip og fartøy til HLNG ble stanset under innsatsen og så lenge gasslekkasjen pågikk.

Øvingsplanen for HLNG dekker generell håndtering av gasslekkasjer, men ikke et scenario som spesifikt omhandler gasslekkasje i den aktuelle modulen. Innsatspersonellet hadde ikke øvet eller trent på denne typen gasslekkasje på det aktuelle lekkasjestedet.

#### **8.2.1.1.1 Værdata**

Det ble fastslått at været var gunstig for mulig innsats på lekkasjestedet, med noe vind som sørget for god avdrift av gassen på lekkasjestedet (oppgitt til 10 m/s da hendelsen inntraff). YR.no oppgav følgende værdata for 31.5.24 for Melkøya: Gjennomsnitt temperatur 3,7°, laveste 2,3° og høyeste 5,8°. Nedbør målt kl 0700 var 0,4 mm, og vind var varierende fra 5,1 m/s til 15,6 m/s som kraftigste vind i løpet av dagen. Årsaken til avvik på vindmålingen kan skyldes flere faktorer inkludert ulik plassering av vindmålere.

#### **8.2.1.2 Planlegging og innsats av røykdykkerlaget**

Ifølge loggen (ID:68), ble det gjennomført en risikovurdering i eget møte med røykdykkerne i forkant av innsatsen på lekkasjestedet, hvor det også sies i loggen at *risiko løses parallelt i innsatslaget*. Det er uklart hvilke konkrete forhold og tiltak som ble drøftet i denne risikovurderingen, og om eksempelvis bruk av FLIR-kamera ble vurdert, da loggføringen fra dette møtet kun fremkommer som punkter i loggen og ikke med egen beskrivelse. Ifølge innsatslaget ble FLIR-kamera ikke benyttet.

Det fremgår videre av loggen fra 2.linje at nødetatene deltok sammen med 1.linje/ERT i risikovurderingen og utarbeidelsen av taktiske planer (Plan A, B og C) for innsats på lekkasjestedet. Det bekreftes også i intervjuer at både brann, politi og HLNGs beredskapspersonell var involvert i disse vurderingene i forkant av innsatsen på lekkasjestedet. Vi har ikke funnet dokumentert hvilke risikomessige forhold som ble vurdert i forkant av innsatsen.

Planene A, B og C er nærmere beskrevet i kapittel 5.1.

Røykdykkerlaget ble transportert inn til modulen ved hendelsesstedet via nordre port i Industrivernets redningsbil, og parkerte ifølge loggen ved L-105 ca kl 1220. Fagleder Industrivern ankom samme posisjon i egen redningsbil. Det antas at dette var å anse som det etablerte kommandosenter ute i felt hvor Fagleder industrivern oppholdt seg for å lede innsatsen.

Det ble så iverksatt manuell innsats ved bruk av røykdykkerlag bestående av røykdykkerleder og to andre røykdykkere fra HLNG industrivern, loggført kl. 1225, (ID:86), for å iverksette Plan A. Denne er i loggen beskrevet som at røykdykkerlaget skulle ta seg inn mot lekkasjestedet og manuelt sette en angitt ventil 25-LD-0250 i full åpen posisjon for å reduseres innelukket gassvolum. Røykdykkerlaget besluttet kort tid etter ankomst til området like ved lekkasjestedet, og i kommunikasjon med Fagleder industrivern, å ikke gå nærmere lekkasjepunktet for å operere angitte ventil fordi SKR observerte og mente at gasslekkasjen begynte å øke.

Det oppgis i loggen at vindretningen var gunstig i forhold til innsats mot lekkasjestedet.

Brannvesenet har ifølge loggen på dette tidspunkt sine egne røykdykkere i beredskap og klare til innsats ved behov fra mønstringsplassen foran Administrasjonsbygget.

Etter at røykdykkerlaget hadde trukket seg vekk fra lekkasjestedet uten å iverksette Plan A, ble det etter kort tid besluttet å iverksette Plan B, som beskrevet i loggføring kl. 1233 (ID:67). Plan B gikk ut på at dersom det ikke ble oppnådd ønsket effekt ved iverksettelse av Plan A, ville Plan B være å stoppe tilførsel av fødegass inn til anlegget, isolere deler av kjølekretsen og manuelt redusere trykk i kjølekretsen ved å flytte og drenere væske.

Det fremkom også under intervjuer med innsatspersonellet i røykdykkerlaget at de kort tid etter ankomst ved lekkasjestedet, vurderte det som sikkert å ikke bruke pusteluft fra luftflaskene røykdykkere var utstyrt med, men å puste i friluft. Røykdykkerlaget var utstyrt med personlige gassmålere.

Plan B inkluderer manuell åpning av 12 dreneringsventiler til fakkell. Disse ventilene er plassert på nivået under lekkasjestedet. Dette måtte også utføres av røykdykkerlaget som ifølge loggen var inne i det aktuelle området kl. 1305. Deres oppdrag var nå å finne ventiler, 12 ventilratt, som skulle skrues manuelt til åpen posisjon for trykkavlastning og drenering. Dette var ifølge innsatspersonellet en tung og krevende jobb som tok om lag 30 minutter å gjennomføre. SKR registrerte etter dette at trykket sank og lekkasjen ble redusert.

Se nærmere beskrivelse av planene under avsnitt 5.1 Tidslinje.

Under forberedelse til å iverksette innsatsen ved lekkasjestedet, registrerte og meldte røykdykkerlaget ifra om at radiokommunikasjonen mellom røykdykkerne ikke fungerte, og at de heller ikke hadde god radiokommunikasjon med Fagleder industrivern. Røykdykkerlaget valgte likevel å fortsette innsatsen.

Vi har ikke klart å bringe klarhet i om det på dette tidspunkt ble vurdert å sende inn brannvesenets røykdykkere enten som støtte, eller for å erstatte røykdykkerlaget som hadde problemer med radiokommunikasjonen.

Fagleder Industrivern vurderte bruk av vannskjerm fra flere stasjonære brannvannmonitører/brannkanoner i området (2-3 stk.), men besluttet underveis at disse ikke var nødvendig å aktivere.

Ifølge loggen var tanktrykket under redusert til ca. 2 bar ca. kl. 1408, men full nedstengning ble først etablert over tre timer senere, loggført kl.1721.

Det oppgis flere grunner til denne forsinkelsen, blant annet at vaktskifte skjedde ca. kl. 1500 og at politiet sperret av lekkasjestedet og forlot HLNG ca. kl. 1500 før gasslekkasjen var stanset.

Etter at samtlige røykdykkerlaget hadde gjennomført Plan B, returnerte de ut av modulen og til sikkert område.

### **8.3 Normalisering**

Normaliseringsfasen blir ikke nærmere beskrevet utover at gasslekkasjen ble stanset, men ikke hvilke konkrete tiltak som ble gjennomført frem til denne delen av anlegget var klart for videre drift.

Vi har fått bekreftet at involvert personell fikk tilbud om videre oppfølging og at det ble gjennomført debrief dagen etter hendelsen for innsatspersonell og andre som ønsket å delta.

#### 8.4 Samarbeid med sivile nødetater

Etter at trippelvarsling var sendt til nødetatene ca. kl. 1115, ankom enheter fra politiet, brann- og redningstjenesten og ambulanser med personell fra AMK/helseforetaket, i løpet av de påfølgende 15 – 25 minutter. Loggføring viser at de første nødetatene var på plass på HLNG ca. kl. 1130. Ifølge intervjuer ble det som nevnt over opprettet kommandoplass på Skiftleders kontor etter ankomst med representanter fra alle nødetatene.

Etter brannen på HLNG i 2020 var samarbeidet med nødetatene et tema som ble grundig gjennomgått i Equinor sin egen granskning, og det fremkom flere observasjoner som grunnlag for forbedringer. Hovedbudskapet var at man så et behov for et bedre og tettere samarbeid, inkludert trening og øvelser, og avklaring av ansvarsforhold ved beredskapshendelser.

Det ligger utenfor Ptils mandat å vurdere samarbeidet mellom HLNG, politiet og AMK utover det som fremkommer i intervjuer og samtaler med beredskapspersonell tilknyttet Equinor og deres underleverandører. Videre er det som nevnt over, flere viktige avgjørelser som er diskutert i fellesskap, blant annet håndtering av innsatsen mot gasslekkasjen, men som ikke er nærmere dokumentert i HLNGs loggføringer.

HLNG har et tett samarbeid med Hammerfest brann- og redningstjeneste, og dette innebærer blant annet at de under en reel hendelse vil bistå både med mannskaper, utstyr og mobilt slokkeutstyr, brannbiler og stigebil. HLNG har ikke egen brann- eller stigebil for påføring av vann eller skum/kjemikalier.

Vårt hovedinntrykk basert på intervjuer og loggføring, er at samarbeidet under håndteringen av hendelsen mellom HLNGs beredskapsorganisasjon og nødetatene, har fungert på en god måte.

Videre ser vi av loggføringen at det ble utarbeidet taktiske planer for håndtering av hendelsen i samarbeid mellom nødetatene og HLNGs 1.linje beredskapsorganisasjon, inkludert risikovurdering i forkant av innsatsen, og at dette er loggført med en beskrivelse som (Taktisk) Plan A, B og C (ID:67).

Hvordan risikovurderingen og taktiske planer ble gjennomført og utarbeidet, og hvilke temaer disse inneholdt i forkant av Industrivernets innsats på lekkasjestedet, har Ptil ikke fått nærmere innblikk i utover stikkord i loggføringer i ERT/IMT-logg og fra intervjuer med involvert personell.

Ptil har ikke bedt om innsyn i brannvesenet sin loggføring (110-sentralen) av innsatsen under hendelsen da denne etaten ikke hører inn under vårt tilsynsområde.

HLNG har presentert for oss en ansvarsfordelings-matrise, RACI-matrisen, som på overordnet nivå viser hvordan ansvarsfordelingen og samvirke mellom nødetatene er avtalt for håndtering av en hendelse her. Politiet har hovedansvaret og den formelle skadestedsledelsen, dernest brann- og redningstjenesten dersom politiet ikke er på stedet. Dette er temaer som samøvelsene mellom HLNG og nødetatene vil vektlegge.

Vi vil peke på viktigheten av å dokumentere hvilke sikkerhetsmessige og taktiske vurderinger som er gjort i fellesskap mellom HLNG, politiet, brannvesen og andre nødetater før innsats blir besluttet og iverksatt. I dette tilfellet var det snakk om en betydelig gasslekkasje med til da ukjent utslippsrate og potensiell brann- og eksplosjonsfare.

Det er derfor viktig at hensynet til innsatspersonellet blir høyt prioritert gjennom risikovurderinger i forkant av innsatsen, og at innsats er basert på grundige risikovurderinger og dernest taktiske planer basert på disse, slik det delvis fremgår av loggføring fra denne hendelsen. Dette er også sentralt for oppfølgingen og eventuelle undersøkelser etter en inntruffet hendelse. Vi legger til grunn at dette ble gjort på en forsvarlig måte, men ser at disse vurderingene kunne vært mer utfyllende forklart og dokumentert i logger eller på annen sporbar måte.

Det fremkom under intervjuer med beredskapspersonell at man i forbindelse med tidligere hendelser på HLNG, spesielt brannen i 2020, og denne hendelsen i 2023, mener å ha erfart at samarbeidet med de sivile nødetatene har utviklet seg i en positiv retning, og at samarbeidet nå beskrives som meget godt.

## **9 Observasjoner**

Havtils observasjoner deles generelt i to kategorier:

*Avvik:* Observasjoner der vi *påviser* brudd på/manglende oppfylging av regelverket.

*Forbedringspunkt:* Observasjoner der vi *mener å se* brudd på/manglende oppfylging av regelverket, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise det.

### **9.1 Avvik**

#### **9.1.1 Kjennskap til- og dokumentasjon av utstyrskomponenter**

##### **Avvik**

Det var mangelfull kjennskap til- og opplæring i installerte utstyrskomponenter.

### **Begrunnelse**

Blødepluggen som var involvert i hendelsen ble installert i 2017. Dette er en annen type blødeplugg enn den de normalt har installert på Hammerfest LNG. I granskingen så vi følgende:

- Installert blødeplugg var ikke kjent for involverte operatører.
- Det var ingen spesiell opplæring ved innføring av ny type blødeplugg. Vi har mottatt informasjon om at opplæring og eller deltagelse i mekanisk ferdigstillelse eller systemutprøving i forbindelse med overlevering av prosjekt varierer utfra type og omfang på prosjekt.
- Tegningsunderlag for ventilarrangementet var ikke tydelig på hvilken type plugg dette var.
- Manglende kjennskap til utstyrskomponenters funksjon kan resultere i følgefeil ved bruk. Involvert komponent inngår i aktivitet for å verifisere trykkløst system før åpning. Feil verifisering kan resultere i at systemåpnes med trykk.

### **Krav**

*Teknisk og operasjonell § 40 om oppstart og drift av landanlegg, bokstav b*  
*Styringsforskriften § 15 om informasjon*

### **9.1.2 Prosedyrer og trening**

Det er mangler ved prosedyrer og etablerte treningsscenarier.

### **Begrunnelse**

Med referanse til retningslinje for å håndtere gasslekkasjer så er det beskrevet tre ulike handlingsmønstre. Filosofidokument og systembeskrivelser dekker i hovedsak alternativ knyttet til initiering av ESD. For kontrollert nedkjøring må det etableres planer underveis i hendelsen.

For det systemet lekkasjen oppsto i så vi at:

- Det var ikke etablert prosedyrer for å håndtere lekkasjer på deler av system som vil bli stående trykksatt etter gjennomført nødavstengning og trykkavlastning.
- Det er ikke etablert treningsscenarier for å håndtere lekkasjer i dette segmentet.

### **Krav**

*Teknisk og operasjonell § 45 om prosedyrer*  
*Teknisk og operasjonell § 52 om trening og øvelser*

### 9.1.3 Gassdeteksjon

#### Avvik

Plassering av gassdetektorer var ikke basert på aktuelle scenarier og simuleringer slik at konsekvensene av gasslekkasjen kan begrenses.

#### Begrunnelse

Omfang og plassering av gassdeteksjon i området CAG1 nivå 4 er vurdert i designfasen av HLNG og installert før oppstart av anlegget. I tillegg er det gjennomført et prosjekt for forbedring av gassdeteksjon i området, der ytterligere tre linjegassdetektorer ble installert på nivå 4 i CAG1.

*I "Fire and Gas Detection Engineering Report" for designfasen står det *To meet Statoils Performance Standard (informal reference), with regards to detection of a continuous continuous HC gas leakage of 0,5 kg/s in open naturally ventilated areas in 95 % of the cases with an alarm from one detector (ref. PS 03, F1), simulations have been made to determine the size of such clouds for various areas and gases on the Hammerfest LNG plant.**

*The gas cloud simulations were made with the program Phast Professional 6.1. Detectable cloud sizes were simulated for methane, ethane, propane, LNG and LPG in open naturally ventilated areas.*

Equinor har ikke kunnet fremlegge beslutningsgrunnlaget for plassering og omfang av gassdetektorer i designfasen.

Vi har mottatt informasjon om at for linjegassdetektorer installert i prosjektet er TR2237 lagt til grunn. I TR2237 er det beskrevet at ved plassering av gassdetektorer skal egenskapene til gassen som kan lekke ut (lett/tung gass) vurderes. Gasslekkasjen bestod av kjølemedium som er en tung gass. I området der lekkasjen oppstod var det ikke installert detektorer på lavt nivå over grating.

#### Krav

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

*Styringsforskriften § 8 om interne krav*

*Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser*

### 9.1.4 Håndtering av barrieresvekkelser

#### Avvik

Kompenserende tiltakene for barrieresvekkelser var ikke satt i verk så raskt som mulig etter at svekkelsen oppstod. Status for sikkerhetssystemer var ikke kjent.



### **Begrunnelse**

Under befaring av hendelsesstedet observerte vi et stillas som var oppført mellom sender og mottaker til linjegassdetektor med tag nr. 74-AR-CAG1-01-0235.

Detektoren har målt gass under hendelsesforløpet, og siktlinjen har dermed ikke vært helt blokkert. Mottatt trend over utslag til detektoren viser at detektoren sitt måleområde starter på -0,319 LELm, noe som tilsvarer skittent optikk ("Dirty optics"). Trend for detektoren viste at feiltilstanden oppstod 10.05.23

I tillegg lå detektor med tag nr. 74-AR-CAG1-01-0209 i feil under hendelsesforløpet, og var dermed ikke operativ. Trend for detektoren viste at feiltilstanden oppstod ca. 11.05.23.

### **Krav**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 42 om sikkerhetssystemer*

## **9.1.5 Dokumentasjon**

### **Avvik**

Det var manglende samsvar og mangler ved oppdatering av teknisk driftsdokumentasjon

### **Begrunnelse**

Det var mangler ved oppdatering av teknisk driftsdokumentasjon. I granskingen så vi følgende:

- Gjennom avklaringer i granskingen er det beskrevet at filosofi for bekreftet gassdeteksjon i åpne områder på HLNG er en enkelt punkt-gassdetektor eller linjegassdetektor i alarm. Alarmgrense for punkt-gassdetektor er 10% LEL og linjegassdetektor er 1 LELm. I mottatt dokumentasjon var det manglende samsvar relatert til alarmgrenser og filosofi for bekreftet gassdeteksjon, eksempelvis:
  - I sikkerhetsstrategien står det: *In general gas alarm is triggered at 10% LEL. Confirmed gas alarm is triggered at 20% LEL detected by 1 detector or 10% LEL detected by more than one detector in same area.*
  - I GL0744 – Retningslinje for håndtering av HC lekkasje kap. 2.2 Bekreftet hydrokarbonlekkasje står det: *Når 1 eller 2 hydrokarbondetektorer, punkt eller linje, måler 20% LEL (alternativt 0,2 LELm) eller mere, og / eller visuell gass / væske lekkasje.*
- Manglende samsvar mellom notat (E066-AN-P-RE-0019) og C&E (E066-SD-75-JE-0001-007) for hva som forblir trykksatt etter ESD 05 med påfølgende trykkavlastning

- Gjennomførte studier har avdekket segment som vil forbli trykksatt etter ESD / trykkavlastning. Systembeskrivelser og P&ID'er er ikke oppdatert til å reflektere dette.
- Mottatte C&E diagram er i status «for approval»

**Krav**

*Teknisk og operasjonell § 40 om oppstart og drift av landanlegg bokstav b*

**9.1.6 Mangelfull radiokommunikasjon i innsats-/røykdykkerlaget****Avvik:**

Røykdykkerlaget fortsatte innsatsen og beveget seg inn i lekkasjeområdet uten å ha dekkende og nødvendig radiokommunikasjon.

**Begrunnelse:**

Det fremkom av intervjuer og loggføring at røykdykkerlaget på et tidlig tidspunkt under innsatsen på lekkasjestedet mistet radiokontakten mellom seg i røykdykkerlaget og mot Fagleder industrivern.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 22 om Systemer og utstyr for kommunikasjon.  
Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, bokstav a og b.*

**9.1.7 Mangelfullt varslingsystem – PA-anlegg – i Oddasit****Avvik:**

Det er ikke installert et PA-høytalersystem i Oddasit-bygget og området utenfor hvor meldinger kan gis til personellet som oppholder seg her til enhver tid om inntrufne fare- og ulykkessituasjoner.

**Begrunnelse:**

Det er ikke installert et høytalersystem som kan gi meldinger til personell som oppholder seg i Oddasit og tilstøtende område rundt slik at alt personell kan informeres om fare- og ulykkessituasjoner eller annen viktig informasjon fra kontrollrommet.

Dagens ordning er i hovedsak basert på bruk av radiokommunikasjon eller fysisk anvisning og henting av personellet fra Oddasit og området utenfor.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, bokstav a og b*

*jf forskrift om utforming og innretning av arbeidsplasser og arbeidlokaler (arbeidsplassforskriften) § 4-1 første ledd om alarm- og varslingsutstyr.*

## **9.2 Forbedringspunkter:**

### **9.2.1 Mangelfull dokumentasjon og beskrivelse av utarbeidelse av risikovurderinger og taktiske innsatsplaner**

#### **Forbedringspunkt:**

Ptils regelverk stiller krav til at den ansvarlige skal sikre at nødvendige tiltak blir satt i verk så raskt som mulig ved fare- og ulykkessituasjoner for å hindre at disse utvikler seg til ulykkessituasjoner. Det fremkommer ikke nærmere beskrivelse av loggføringen hvordan risikovurderinger og tiltaksplaner er utarbeidet i samarbeid mellom HLNG sin beredskapsorganisasjon og Hammerfest brann- og redningstjeneste.

#### **Begrunnelse:**

Det fremkommer ikke av loggføringen i 1. og 2. linje (ERT og IMT) hvilke vurderinger som ble gjort i fellesskap mellom nødetatene før HLNGs røykdykkerlag ble sendt i innsats på lekkasjestedet.

HLNG baserer en vesentlig del av sin brannberedskap på å motta assistanse fra lokalt brannvesen i Hammerfest, og det forutsettes derfor et tett samarbeid mellom HLNG og brannvesenet. Derimot er det ikke nærmere dokumentert hvilke vurderinger som ble lagt til grunn før man besluttet å sende inn HLNG sitt røykdykkerlag i stedet for lokalt brannvesen sitt innsatspersonell.

#### **Krav:**

*Rammeforskriften § 22 om beredskap på landanlegg.*

*Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 66 om beredskapsplaner, 3. setning*

*Teknisk og operasjonell forskrift (TOF) § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, bokstav b*

## **10 Barrierer som har fungert**

Personlige gassmålere for isolatører og områdetekniker.

Etablering og aktivering av egen beredskapsorganisasjon og Industrivern, samt varsling og mobilisering av sivile nødetater, fungerte som tiltenkt.

I forbindelse med innsatsen under hendelsen har personlige gassmålere til røykdykkerne fungert som tiltenkt.

Kontrollrommet iverksatte manuelt aksjoner for tennkildeutkopling.

## **11 Diskusjon omkring usikkerheter**

I forbindelse med befaring i etterkant av hendelsen ble det oppdaget at avblødningsventilen ikke var helt stengt. Det er gjennom granskingen ikke endelig avdekket årsaken til dette, men det er rimelig å anta at dette skyldes aktivitet i forbindelse med avisoleringen. Som figur 4 viser så var nåleventilen pakket tett med isolasjon og det var trangt i området rundt isolasjonskassen som skulle fjernes.

## **12 Vurdere Equinors egen læring og erfaringsoverføring fra tidligere hendelser**

Etter hendelsen har Equinor gjennom søk i eget system for hendelsesoppfølging avdekket flere relevante saker. Sakene var nylig avdekket og har ikke vært gjennomgått på HLNG.

I etterkant av hendelsen på HLNG 31.05 så ble det utarbeidet en Safety alert.

## **13 Andre kommentarer**

### **13.1 FLIR-kamera håndholdt**

HLNG sitt industrivern har tilgjengelig håndholdt FLIR-kamera. Røykdykkerlaget tok ikke i bruk håndholdt FLIR-kamera under innsatsen på lekkasjestedet. Bruk av håndholdt FLIR-kamera kan trolig gi en sikrere indikasjon på mulig gassutbredelse i det området innsatslaget tok seg inn.

### **13.2 Equinor sin kommunikasjon med politiet**

Ptil har i ettertid, og gjennom Equinor sin egen granskningsrapport, blitt gjort oppmerksom på at selskapet peker på mulig dårlig kommunikasjon og samarbeid med politiet om adgang til lekkasjestedet, og utfordringer i eget vaktskifte på HLNG, som grunn til at lekkasjen kunne fortsette i over 3 timer lengre enn antatt nødvendig.

## 14 Vedlegg

### Vedlegg A Dokument benytte i granskingen

Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

- 1) Hammerfest LNG Beredskapsanalyse (14.6.2019)
- 2) Beredskapsplan Hammerfest LNG – linje 1
- 3) Tegninger av 25-LD-0250
- 4) C&E (F&G)
  - a. 74-AB-CAG1-01-0022
  - b. 74-AR-CAG1-01-0209
  - c. 74-AR-CAG1-01-0211
  - d. 74-AR-CAG1-01-0235
- 5) E066-AB-S-RE-0003 Fire and gas detection Engineering report, rev 7
- 6) E066-VV-S-KF-5002 74 F&G System 3.1.4 Installation, Operating and Maintenance Manual for Simrad GD10P Gas detectors
- 7) GL0744 Retningslinje for håndtering av HC lekkasje, 12.08.2021
- 8) ICC1734891 Full isolation certificate for å ta ut PSV
- 9) E066-AN-J-KS-2004 Safety manual (IEC 61511/IEC 61508) (Searchline Excel Open Path Infrared Detector)
- 10) Skiftplan 1. – 15. juni
- 11) System 74 Brann og gass – Systembeskrivelse 31.12.2016
- 12) AT'er for andre jobber i området:
  - a. Nivå 1 – 65-TP-101 – Entring av pit
  - b. Nivå 2- Kaldt arbeid – Rengjøre/feilsøke på nivåmåler
  - c. Nivå 1 – Varmt arbeid kl B – 3D Scanning for future jobber – prosjekt 223328, Overtrykkssikring system 25
  - d. Nivå 2 Kaldt arbeid – Fjerne isolasjon 1380-SV-25-253 – aktuell jobb – inkludert også original med signaturer
  - e. Nivå 2 Kaldt arbeid – Fjerne isolasjon på ventiler (25-LD-0741 – 25- LD-1045)
- 13) Prosedyre Nedkjøling og fylling av 25-CT-101 (pågående aktivitet)
- 14) Safety valve SV-25-253 – kort info om ventil
- 15) Utvalgsrapport Synergi – hendelser fra 2019 – 2023
- 16) Øvingsplanverk
- 17) Eventlog eksport 31.5 0900 – 13:00
- 18) Liste over involvert personell
- 19) WR 1920 Beredskap i MMP OPL
- 20) Liste over systemnummer
- 21) Tegning av 25-LD-1316 (DBB oppstrøms PSV)
- 22) Kursplan HMS 24 moduler
- 23) Timp
- 24) AO26066557 SV 25-253
- 25) Synergi etablert for hendelse (2531047) inkludert video av plugg

- 26) Kort video fra hendelsen (fra CCTV)
- 27) Beregning av lekkasjemengde
- 28) E066-AN-P-RE-0019 Segmenter som ikke trykkavlastes ved ESD 2
- 29) E066-SD-S-RB-0009 Assessment on trapped segments – technical note
- 30) Bilder detektorer
- 31) Notifikasjon for den detektoren som var i skitten / stillas
- 32) Notifikasjon fra 20.3.2022
- 33) AO på stillas: 24713324
- 34) Trend på relevant linjegassdetektor – fra 6.5 - 5.6
- 35) Historikk for siste år – gassdetektorer – alle som har feilet
- 36) Oversikt M2 notifikasjoner
- 37) E066-AB-SS-0002-001, ESD & Depressuring System Engineering report
- 38) Presentasjon oppstartsmøte
- 39) SO09325 – System 25 – Natural gas liquefaction
- 40) Material data sheets SF710 – TR 2000
- 41) E066-SD-75-JE-0001-007 C&E ESD\_05 rev 1
- 42) Mandat for ekstern gransking (COA)
- 43) OM105.06 Measures for weekend safety system
- 44) Synergi GFC - Safety alert "Nye bleedplugger som er montert har motsatt funksjon av gammel type»
- 45) Synergi Troll A – observasjon av åpen bleedplugg ved montering av 35-EV8636 (refererer til erfaringsoverføring fra annen installasjon – dette er samme type bleed plugg)
- 46) Synergi Snorre A (23.5) – Oppdaget bleedplugg med motsatt funksjon på Flowline P10 300barg gass
- 47) AT nivå 2 – stillas, Modifikasjon av stillas SV-25-146 G4 (09.05 – 11.05)
- 48) AT nivå 2 – Build lift stand for valve SV-25-124 (14.05 – 16.05)
- 49) ERT CIM log
- 50) IMT CIM log
- 51) Uttrekk fra 3D modell – plassering av gassdetektorer E066-SA-00-PD-0025-001,
- 52) Oversiktstegning system 25
- 53) Plott – utslag på gassdetektorer
- 54) E066-AB-74-SP-0002 F&G detection layout CAGI level 4
- 55) Skisse System 25 nedkjøling
- 56) E066-AB-25-PE-1023-001 – P&ID -lekkasjested
- 57) E066-AB-S-AE-0002.002 C&E –historisk
- 58) E066-SD-75-JE-0001-032 rev 1
- 59) E066-SD-75-JE-0001-036, rev 1
- 60) E066-AB-75-PQ-1001-001 rev J
- 61) ICC inkl. P&ID
- 62) Forenklet spredningsanalyse
- 63) Equinor sin granskingsrapport
- 64) Diverse svar på avklarings spørsmål til mottatt dokumentasjon

- 65) Sikkerhetsstrategi for HLNG
- 66) TR2237 inkludert addendum for HLNG

Vedlegg B – Oversikt over intervjuet personell – se eget dokument