

# Rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel <b>Tilsynet med Neptune - GjØa - Tilsyn med styring av storulykkerisiko og barrierer</b>	Aktivitetsnummer 027153057
	Saksnummer 2022/26

Gradering	
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig

Involverte	
Hovedgruppe T-2	Oppgaveleder Odd Tjelta
Deltakere i revisjonslaget [Redacted]	Dato 30.12.2022

## 1 Innledning

Vi førte tilsyn med Neptunes styring av storulykkerisiko og barrierer. Systemene til Neptune for styring av storulykkerisiko og barrierer ble gjennomgått i møter på land den 20.4. og 6.5.2022. I disse møtene ble feil-, fare- og ulykkessituasjoner knyttet til hydrokarbonlekkasjer, boring og brønnsystemer samt maritime systemer og konstruksjoner gjennomgått.

ViderefØring av tilsynet var i hovedsak knyttet til oppfØlging av barrierene pØ GjØa og arbeidet med revisjon av ulike ytelsesstandarder. Vi hadde et to-dagers oppstartsmØte med landorganisasjonen for GjØa pØ Forus den 8.-9.11.2022. Offshoredelen av tilsynet ble gjennomfØrt i tidsrommet 14.-17.11.2022.

OppsummeringsmØtet ble avholdt pØ Teams den 18.11.2022.

## 2 Bakgrunn

De senere Ørene har feil-, fare- og ulykkessituasjoner knyttet til hydrokarbonlekkasjer, boring og brønnsystemer samt maritime systemer og konstruksjoner vØrt sentrale i vØre oppfØlgingsaktiviteter av nØringen. Dette inkluderer samspillet mellom tekniske, organisatoriske og operasjonelle barriereelementer.

Tilsynsaktiviteten er forankret i Arbeids- og inkluderingsdepartementets tildelingsbrev til Petroleumstilsynet for 2022 kapittel 3.1, om mål om redusert risiko for storulykke i petroleumsvirksomheten.

Tilsynet er en videreføring av tidligere tilsyn med risiko- og barrierestyring med særlig vekt på barrierestrategier og innretningsspesifikke ytelseskrav.

I tidligere tilsyn med avvikshåndtering (2021) og styring av tekniske barrierer på GjØa og oppfølging etter hendelse med kondensatlekkasje (2018) er arbeidet med ytelsesstandarder og avvik knyttet til eksempelvis naturlig ventilasjon, responstid på brannvann og uakseptable brudd i en brannsituasjon fulgt opp. Vi har i dette tilsynet ikke fulgt opp disse tidligere avvikene.

### **3 Mål**

Målet med tilsynet er å følge opp Neptune sin styring og oppfølging av barrierer på GjØa. Dette inkluderer oppfølging av de aktivitetene selskapet har og vil gjennomføre i 2022 knyttet til risiko- og barrierestyring.

## **4 Resultat**

### **4.1 Generelt**

I første del av tilsynet fikk vi presentert Neptune sine systemer for styring av barrierer. Det inkluderte generelle krav i konsernet, barrierestyring i prosjekter og barrierestyring i driftsfasen med GjØa. Nye revisjoner av styrende dokumenter og ytelsesstandarder er under utarbeidelse og er planlagt ferdig i løpet av tredje kvartal 2023.

I driftsfasen følges tekniske, organisatoriske og operasjonelle barriereelementer opp på kort (daglig), mellom (kvartalsvis) og lengre (år) tidshorison, der Safety Barrier Verification (SBV'er) er deres aktivitet ved lang tidshorison for å følge opp barrierene og verifisere at krav i ytelsesstandarder er ivaretatt.

GjØa sine krav i driftsfasen til organisatoriske og operasjonelle barriereelementer blir beskrevet i GjØa sin barrierestrategi sammen med de tekniske kravene til barriereelementene. For personell på plattformen så vi at barrierepanelet var en god måte å illustrere svekkelser på tekniske barriereelementer. Krav til organisatoriske og operasjonelle barriereelementer ble synliggjort i barrierepanelet, men svekkelser ble ikke synliggjort. Vi ble informert om at selskapet jobber med å håndtere organisatoriske og operasjonelle barriereelementer på samme måte som de tekniske barriereelementene, se forbedringspunkt 5.2.2.

Gjennom tilsynet ble det avdekket mangler knyttet til å sikre at utstyr er beskyttet med to uavhengige sikringsnivå. Det ble identifisert mangler knyttet til etablering og oppfølging av ytelseskrav for responstid for prosessnedstengning (PSD) funksjoner og for sikkerhetskritiske tilbakeslagsventiler. Det ble også avdekket manglende samsvar mellom fakkelrapport og prosessikkerhetsanalyse knyttet til dimensjoneringskriterier for prosessikkerhetsventiler (PSVer), se avvik 5.1.1 og forbedringspunkt 5.2.3.

I tilsynet ble det avdekket ett avvik knyttet til overtrykkssikring.

Videre ble det avdekket fem forbedringspunkter innen følgende områder:

- Bedre risikoakseptkriterier
- Bedre barrierestyling på Gjøa
- Mangelfull oppfølging av ytelseskrav for tilbakeslagsventiler
- Bedre samordning av ansvar og myndighet
- Melding av fare- og ulykkessituasjoner

## **4.2 Oppfølging av avvik - tilsyn med Gjøa - Integritet av konstruksjoner og maritime systemer**

I 2021 ble tilsyn med Gjøa - Integritet av konstruksjoner og maritime systemer gjennomført. I møtet 6.5.2022 ble status på de fire avvikene i tilsynet gjennomgått. For avvikene 5.1.3 og 5.1.4 pågikk det arbeid for korrigerende. Avvikene 5.1.1 og 5.1.2 var fullt ut korrigert.

Under befaring offshore har vi verifisert hvordan Neptune har håndtert avvik 5.1.2 om passiv brannbeskyttelse og bruken av dette på understøttelseskonstruksjonen til Waste Heat Recovery Unit (WHRU). Vi har funnet at avviket er håndtert i tråd med selskapets tilbakemelding av 30.11.2021.

## **5 Observasjoner**

Vi har to hovedkategorier av observasjoner:

*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.

### **5.1 Avvik**

#### **5.1.1 Overtrykkssikring**

##### **Avvik**

Det var ikke dokumentert at prosessanlegget på Gjøa ivaretar kravet om to uavhengige sikringsnivåer mot overtrykk.

## Begrunnelse

Prosessikringen skal utformes med to uavhengige sikringsnivåer for beskyttelse av utstyr. Krav til responstid på primærbarrieren må defineres for å sikre at dette er et uavhengig sikringsnivå.

I tilsynet har vi mottatt et dokument som angir krav gangtid for ventiler, dette dokumentet var sist revidert i 2008. Vi har også mottatt utskrift fra systemet for ventiloppfølging som viser ytelseskrav til gangtid som ventilene følges opp mot og aktivitet siste 6 måneder for fem utvalgte ventiler.

Det er uklart hvordan krav til responstid på PSD funksjoner er etablert og hvordan dette er fulgt opp i forbindelse med nye tie-in. Mottatt dokument er fra 2008 og ser ut til å være utarbeidet for et annet formål. I forbindelse med tilsynet så vi følgende knyttet til oppfølging av responstid på primærbarrieren:

- Tidskrav angitt i mottatt dokument fra 2008 samsvarer ikke med krav identifisert i system for ventiloppfølging for de fem ventilene vi har mottatt informasjon om.
- I 2020 gjennomførte vi et tilsyn knyttet til oppfølging av prosjekter hvor det blant annet ble sett på overtrykkssikring av innløpsarrangement i forbindelse med feilåpning av ventiler, se referanse [36] og det ble gitt et forbedringspunkt knyttet til PSD responstid i dette tilsynet. I Neptune sitt svar på dette forbedringspunktet ble det oppgitt noen forutsetninger knyttet til gangtider på ventiler som var benyttet i de dynamiske simuleringene som ble utført for å dokumentere den valgte løsningen. Det er ikke samsvar mellom de gangtider som ble oppgitt i dette svaret og de ytelseskrav som er definert i programmet for ventiloppfølging. I det samme svaret ble det også beskrevet en forutsetning knyttet til minimumsåpningstid for nødavstengningsventil på innløpet. I programmet for ventiloppfølging ser det ut til at denne ventilen blir målt i forhold til maksimum og ikke minimum åpningstid.

## Krav

*Innretningsforskriften § 34 om prosessikring*

## 5.2 Forbedringspunkt

### 5.2.1 Bedre risikoakseptkriterier

#### Forbedringspunkt

Neptunes risikoakseptkriterier bidrar i liten grad til risikoreduksjon.

## Begrunnelse

Regelverkets normative referanse for risikoanalyse er NORSOK Z-013, og beskriver dermed forskriftens forventninger til et minimumsnivå. NORSOK Z-013 beskriver at risikoakseptkriterier bør være på et nivå med rimelig balanse mellom ambisjon for kontinuerlig forbedring, definerte sikkerhetsmål og teknologisk forbedring på den ene siden, og hva som er realistisk å oppnå på den andre siden.

Neptune har satt som risikoakseptkriterium at beregnet FAR for personellet på innretningen som helhet skal være lavere enn 10. For spesielt utsatte grupper bruker Neptune kriteriet at beregnet FAR over 25 er uakseptabelt. I lys av at beregnet risikonivå for spesielt utsatte grupper er 6 % av akseptkriteriet, bidrar akseptkriteriet i liten grad til risikoreduksjon.

Selskapets risikoanalyse presenterer beregnede FAR-verdier der spesielt utsatte grupper i liten grad eksponeres for mer risiko enn gjennomsnittet på Gjøa. En årsak til dette er at selskapet antar at prosessanlegget vil ha lave frekvenser for hydrokarbonlekkasjer med initiell rate over 0,1 kg/s, basert på et historisk snitt for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Til tross for dette observerte vi i tilsynet at Gjøa de siste 5 årene hadde en frekvens som oversteg det historiske snittet på norsk sokkel. Vi observerer derfor at nevnte antakelse også bidrar til behovet for strenge kriterier.

## **Krav**

*Styringsforskriften § 9 om akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko*

### **5.2.2 Bedre barrierestyring på Gjøa**

#### **Forbedringspunkt**

Fastsettelse av strategier og prinsipper som skal legges til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer i et levetidsperspektiv var på tidspunktet for tilsynet mangelfullt for Gjøa.

Det var mangler med tiltak for å rette opp for svekkede barrierer.

#### **Begrunnelse**

- a) Styrende dokumenter

I tilsynet ble det informert om at dokumentet *Barrier Management in Operation* er under oppdatering, jf. 5.2.4. Neptune sine ytelsesstandarder for Gjøa og andre innretninger vil bli oppdatert i løpet av dette og neste år.

- b) Operasjonelle og organisatoriske barriereelementer

Krav til organisatoriske og operasjonelle barriereelementer ble synliggjort i barrierepanelet, men svekkelser ble ikke synliggjort.

Vi ble informert om at selskapet jobber med å håndtere svekkelser i de organisatoriske og operasjonelle barriereelementer på samme måte som i de tekniske barriereelementene.

c) Brannskiller

Under tilsynet offshore verifiserte vi et arbeidslag som jobbet med oppfølging og utbedring av kabelgjennomføringer (MCT). Arbeidslaget viste oss typiske feil som var observert på MCT-inspeksjoner. Det var eksempelvis benyttet feil pakningselementer (klosser), klossene var satt i feil og det var manglende stramming av bolter på MCT'en. For arbeidslaget som jobbet med inspeksjon av MCT'er hadde en kurs, mens den andre ikke hadde kurs. Vi fikk opplyst at det ikke var krav til kurs hos kontraktøren for denne jobben.

d) Utbedring av svekkelser i gjennomføringer

I tilsynet fikk vi et dokument med feil på MCT-gjennomføringer, se referanse [38]. Inspeksjonen var utført i 2019 med prioritet at de burde utbedres snarest mulig (prioritet 2). Det var 62 gjennomføringer av totalt 343 som ikke var utbedret.

Vi ble i etterkant av tilsynet informert om at *prioritet 2 feil* planlegges utført fremover og utbedringen ble forsinket pga. branntester gjennomført på MCT-gjennomføringene.

e) Brannjør i åpen posisjon

Under befaring offshore observerte vi en brannjør (A60 i utstyrsområdet) som var blitt stående åpen.

## **Krav**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

### **5.2.3 Mangelfull oppfølging av ytelseskrav for tilbakeslagsventiler**

#### **Forbedringspunkt**

Mangelfull oppfølging og verifisering av ytelseskrav for tilbakeslagsventiler med sikkerhetskritisk funksjon og manglende samsvar mellom teknisk dokumentasjon.

#### **Begrunnelse**

Det ble gjennom tilsynet ikke avklart om dimensjonering av prosessikkerhetsventiler (PSV'er) på sugesiden i kompresjonssystemene var basert på betingelser om maksimum lekkasjerate gjennom tilbakeslagsventiler. Det ble imidlertid bekreftet at

det ikke er noen tilbakeslagsventiler som testes og følges opp i forhold til lekkasjerate.

I tilsynet har vi mottatt API RP 14C analysen og fakkelrapport for Gjøa. Det er manglende samsvar mellom disse dokumentene knyttet til dimensjoneringskriterier for enkelte PSV'er på væskeutskillere i kompresjonstogene. I API RP 14C analysen er det beskrevet at disse er dimensjonert for «Fire relief», mens det i fakkelrapporten er beskrevet at disse er dimensjonert for lekkasje gjennom tilbakeslagsventiler.

Vi har i tidligere tilsyn (tilsyn med avvikshåndtering, se referanse [36]) mottatt oppdatert informasjon knyttet til klarering av funn F3.5 fra Neptune sin interne barrieregjennomgang (SBV) fra 2014 knyttet til manglende informasjon om dimensjoneringskriterier. I mottatt oppdatert informasjon er det referert til fakkelrapport for informasjon om dimensjoneringskriterier for PSV'er på sugesiden i kompresjonssystemene.

#### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 47 om vedlikeholdsprogram andre ledd*

*Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger bokstav b*

### **5.2.4 Bedre samordning av ansvar og myndighet**

#### **Forbedringspunkt**

Ansvar og myndighet synes ikke å være entydig definert og samordnet med styrende dokumenter og oversikter som vi fikk presentert.

#### **Begrunnelse**

Kompetansematrise med roller og ansvar ble opplyst å være under revisjon på selskapsnivå, der for eksempel beredskapsfunksjoner skal allokere mot person og ikke roller og noen eksisterende roller blir slått sammen.

Roller og ansvar offshore beskrevet i *Oversikt og beskrivelse av Neptune sin organisasjon, ledelse og styring av storulykkerisiko og barrierer i prosjekt og drift* som vi fikk oversendt i forkant av tilsynet, se referanse [1] (jf. også gjeldende versjon av styrende dokument *Barrier Management in Operation*) er ikke oppdatert og gjenspeiler ikke nåværende roller og ansvar på innretningen.

I forbindelse med hver skiftrotasjon gjør plattformsjef (OIM) en kompetansedekningsvurdering i forhold til roller og ansvar knyttet til beredskaps- og tekniske funksjoner for personellet om bord der avvik og avbøtende tiltak blir synliggjort. Denne vurderingen dokumenteres i Synergi. Stikkprøver viste et eksempel på uoverensstemmelse mellom oversikt av beredskapsoppgaver og trening i PowerBI og plattformleders oversikt.

I intervjuer kom det frem at personellet mente de var godt kjent med sine roller og ansvar for sikker drift av innretningen, men at en rollebeskrivelse i styringssystemet i noen tilfeller ikke var oppdatert, eller at grenseflate for arbeid knyttet til prosjekter ikke var fullt ut definert. Vi viser også til flere dybdestudier der roller og ansvar var uklare, eksempelvis; overlevering fra prosjekt til drift 20.10.2020, hendelse med overtrykking 7.11.2021 og gasslekkasjen 4.6.2022, se referanse [13].

Involvering av Technical Authority (TA) rollen i spesielt prosjekter er omtalt i dybdestudiene 7.11.2021 og 4.6.2022, se referanse [13]. I intervjuer etterspurte vi om rollen var besatt for alle relevante fagområder. For et fagområde var denne rollen ikke definert.

### **Krav**

*Styringsforskriften § 6, andre og tredje ledd om styring av helse, miljø og sikkerhet*

## **5.2.5 Melding av fare- og ulykkessituasjoner**

### **Forbedringspunkt**

Manglende melding av fare- og ulykkessituasjon til Ptil.

### **Begrunnelse**

I granskingen av gasslekkasjen 4.6.2022 ble det avdekket at en tilsvarende hendelse hadde skjedd den 17.3.2022. Denne ble ikke rapportert da det ble avdekket.

Hendelsen ble etter dette tilsynet rapportert inn av Neptune.

### **Krav**

*Styringsforskriften § 29 om varsling og melding til tilsynsmyndighetene om fare- og ulykkessituasjoner*

## **6 Andre kommentarer**

### **6.1 Tiltak i Synergi**

Tiltak beskrevet i Synergi ble offshore verifisert for tre hendelser; hendelser med mangelfull kvalitet på diesel til brannpumpene mai 2018, hydrokarbonlekkasjen 4.6.2022 og hydrogeneksplosjonen 27.6.2022.

I Synergi 42350, hydrokarbonlekkasjen 4.6.2022, var tiltak 7 om bruk av simulator fullført uten at relevante kommentarer var lagt inn. Hendelsen var ikke avsluttet i Synergi.



Etter hendelsene med forurenset diesel til brannpumpene observerte vi at mange tiltak var innført og et nytt skjermbilde i kontrollrommet gjorde det lettere for operatørene å følge opp status og alarmer knyttet til brannpumpene.

## 6.2 Nødstoppe på brannpumpe

Offshore ble nødstoppe på brannpumpe testet for en av pumpene. Nødstoppen fungerte og brannpumpen stoppet etter noen sekunder. Testen var basert på erfaringer fra Ptils gransking av hendelsen på Sleipner A 29.10.2021 der brannpumpen ikke stoppet da nødstoppe ble aktivisert.

Deres vedlikeholdshistorikk for nødstoppe på brannpumper viser at dere nylig har hatt samme utfordring med manglende nødstoppe på brannpumper og intervallet er nylig endret.

## 7 Deltakere fra oss



## 8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planleggingen og utføringen av tilsynet:

Ref	Dokument nr./ navn	Revisjon/ dato
1	Oversikt og beskrivelse av Neptune sin organisasjon, ledelse og styring av storulykkerisiko og barrierer i prosjekt og drift. Stillingsbeskrivelser offshore, epost 15.11.2022	
2	Liste med styrende dokumenter for styring av storulykkerisiko og barrierer	
3	Barrier Management Principles for Field Development Projects MSD-PROJ-ZA-11-00023	v1
4	Barrier management policy	06.03.19
5	Barrier Management Guideline MSD-HSEQ-EI-15-00001	v1
6	Barrier Influencing Factors MSD-HSEQ-EI-11-00008	v1
7	Gjøa Barrier Strategy MSD-OANO-OA-10-00001	v5

Ref	Dokument nr./ navn	Revisjon/ dato
8	PS 1 Containment function C097-ENG-S-SP-0002 PS 2 Natural Ventilation and HVAC C097-ENG-S-SP-0003 PS 3 Gas Detection system C097-ENG-S-SP-0004 PS 4 Emergency Shutdown System C097-ENG-S-SP-0005 PS 5 Open drain system C097-ENG-S-SP-0006 PS 8 Blowdown and FlareVent System C097-ENG-S-SP-0009 PS 9 Active Fire Fighting C097-ENG-S-SP-0010 PS 10 Passive Fire Protection C097-ENG-S-SP-0011 PS 12 Process Safety C097-ENG-S-SP-0013 PS 15 Explosion Protection Barriers C097-ENG-S-SP-0016 PS 22 Human Machine Interface and Alarm Management C097-ENG-S-SP-0021 PS OO Operational and Organisational Barriers, doc no 868949	v1 v1 v1 v1 v1 v1 v1 v1 v1 v1 v1 v2 v7
9	System og operasjonsbok, System 20 – Oljeseparasjon, dok.ref. 1238710 System og operasjonsbok, System 23 – Gassrekompresjon, Dok. ref. 1214493 System og operasjonsbok, System 27 – Eksport Gass, dok.ref. 1216181 System 43 – Fakkell og Vent, dok. ref. 1218529	v2 v2 v2 v1
10	System og operasjonsbok, System 71 – Brannvann, dok.ref. 1226803 System og operasjonsbok, System 72 – Brannbekjempelse, dok. ref. 1226949	v3 v2
11	PROCESS FLOW DIAGRAM, MAIN PROCESS SYSTEMS, C097-AKG-P-XA-0001-01	v5
12	RELIEF, FLARE AND VENT REPORT C097-AKG-P-RA-0005 inkludert vedlegg 15.1 og 15.2	v8
13	Dybdestudie, utfordringer med dieselsystem mai 2018, brannpumper ute av drift, Synergi 5148 Dybdestudie overlevering fra prosjekt til drift, Doc. Ref. 1441593 Dybdestudie, over-pressurization of Vega MEG return line Dybdestudie, bruk av feil slipeskive i klassifisert område og arbeid over sjø uten arbeidstillatelse, Doc. Ref. 1372215 Dybdestudie, Incident during Commissioning of Nova MEG system, Synergi 42350 Dybdestudie, rørbrudd i plastikksegment klorpakke 47VX002, Synergi 42975	05.05.18 20.10.20 07.11.21 25.01.20 04.06.22 27.06.22
14	Oversikt over interne avvik for GjØa relevant for tilsynet	
15	Oversikt over hendelser de fem siste årene knyttet til HC-lekkasjer og barriererefunksjonene i tilsynet	

Ref	Dokument nr./ navn	Revisjon/ dato
16	Utførte, pågående og planlagte revisjons- og verifikasjonsaktiviteter relevant for tilsynet siste fem år.	
17	GJØA TREPA – TOTAL RISK ANALYSIS, Doc. No. ST-15000-2	v2.0
18	Oversikt over etterslep og utestående vedlikehold (KV, FV, sikkerhetskritisk) på Gjøa	
19	Deluge Scenario Fullskalatest, 213-06_DEL_SCEN_RAP_GJO Deluge Fullskalatest Gjøa, 226-18-DEL_SCEN_RAP_GJO Vedlikeholdsinstruks brannkanoner, maintenance plan: 96100I-C3-21B	v1 v2
20	Cause evaluation of incidents, Gjøa & Deepsea Yantai, sept 2022, Synergi 42790	
21	SAT TABLES C097-AKG-P-RA-0008 inkludert appendix 1	v8
22	Process sectionalisation C097-AKG-S-SA-0004 inkludert appendix A	v3
23	Utdrag fra program for ventiloppfølging siste 6mnd for 5 utvalgte ventiler	
24	Presentasjoner 20.4, 6.5 og 8-9.11.2022	
25	Dybdestudie fra hendelser, utskrift fra synergi 42790	
26	HSE risk reduction principles and risk acceptance criteria (Norway), doc. Code MSD-HSEQ-EI-05-00004	v1
27	Technical Authority (TA), rolle og ansvar, MSD-PROJ-AA-09	v1
28	Kvartalsvis gjennomgang, oktober 2022, system 24, 44, 65, 84	24.10.22
29	Avvikssøknad rørlinje 43L1177A - Duva prosjekt	28.06.22
30	Competence - non conformance - Emergency and Technical Competence 19.10 - 02.11.2022, Avviksøknad 46246	14.10.22
31	Avklaringer nattarbeid Gjøa, epost 30.11.2022 Arbeidstillatelse WP 92132 Protokoll nattarbeid	15.11.22
32	Historikk og vedlikeholdsrutiner for nødstoppp brannpumper, oversendt 22.11.2022	
33	Utility P&ID Atmospheric vent header, doc. C097-AKG-P-XB-4321-01	v8
34	Gjøa HMS-inspeksjoner 2022, Synergi 37107 Uke 19, arbeid på normalt trykksatt system, Synergi 37837 Sjekkliste for HMS-inspeksjoner, MSD-OANO-EJ-05-0001	v4
35	Kapasitetstest brannpumper, Work order report, tag 71PA202	
36	Tilsyn med Gjøa - Integritet av konstruksjoner og maritime systemer, 2021/1058 Tilsyn med avvikshåndtering, 2021/1703 Tilsyn med oppfølging av pågående prosjekter i 2020, 2020/956	
37	Barrier Management in Operation	25.06.20

<b>Ref</b>	<b>Dokument nr./ navn</b>	<b>Revisjon/ dato</b>
38	MCT Roxtec regneark, epost mottatt 17.11.2022 Avklaringer om MCT Roxtec regneark, epost mottatt 30.11.2022	

**Vedlegg A****Oversikt over personell som deltok i tilsynet**