

Granskingsrapport

| Rapport | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Rapporttittel Gransking av brann i høyspenningstransformator 13ET006 på Åsgard B | Aktivitetsnummer 001094045 |
| Gradering | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Offentlig | <input type="checkbox"/> Begrenset |
| <input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet | <input type="checkbox"/> Fortrolig |
| <input type="checkbox"/> Strengt fortrolig | |
| Involverte | |
| Lag T-1 | Godkjent av / dato Kjell M Auflem e.f. tilsynsleder / 26.5.2023 |
| Deltakere i granskingssgruppen [Redacted] | Granskingssleder [Redacted] |



Innholdsfortegnelse

| | | |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | Sammendrag | 4 |
| 2 | Bakgrunnsinformasjon..... | 5 |
| 2.1 | Beskrivelse av innretning og organisasjon..... | 5 |
| 2.2 | Situasjon før hendelsen..... | 7 |
| 2.3 | Forkortelser | 7 |
| 3 | Ptils granskning | 8 |
| 3.1 | Mandat og sammensetning av granskningsgruppen..... | 8 |
| 3.2 | Granskning av hendelsen | 9 |
| 4 | Beskrivelse av hendelsesstedet, involvert system, utstyr og vedlikehold | 9 |
| 4.1 | Havbunnsanleggene tilknyttet Åsgard B..... | 9 |
| 4.2 | Oversikt over hendelsesstedet..... | 9 |
| 4.3 | Direkte elektrisk røroppvarming (DEH-systemet)..... | 11 |
| | 4.3.1 Formål og funksjon | 11 |
| | 4.3.2 Høyspenningstavle 80EH002B..... | 13 |
| | 4.3.3 Merlin Gerin Fluarc FG2 effektbryter | 13 |
| | 4.3.4 SEPAM vern, ubalansevern (Megacon) og impedansevern (PC) 14 | |
| | 4.3.5 Transformator 13ET006 | 14 |
| 4.4 | Vedlikeholdsprogram for transformator 13ET006..... | 17 |
| 4.5 | Tidligere hendelser med tørrisolerte høyspenningstransformatorer..... | 18 |
| 5 | Hendelsesforløp..... | 18 |
| 5.1 | Tidslinje | 19 |
| 6 | Hendelsens potensial..... | 21 |
| 6.1 | Faktisk konsekvens | 21 |
| 6.2 | Potensiell konsekvens..... | 21 |
| 7 | Direkte og bakenforliggende årsaker..... | 22 |
| 7.1 | Direkte årsaker | 22 |
| 7.2 | Bakenforliggende årsaker | 22 |
| 8 | Beredskap..... | 24 |
| 8.1 | Varsling..... | 24 |
| 8.2 | Bekjempelse | 24 |
| 8.3 | Redning | 25 |
| 8.4 | Evakuering..... | 25 |
| 8.5 | Normalisering | 25 |
| 9 | Observasjoner..... | 25 |
| 9.1 | Avvik..... | 25 |
| | 9.1.1 Oppfølging av og læring etter hendelser | 25 |
| 9.2 | Forbedringspunkter..... | 26 |
| | 9.2.1 Barrierer | 26 |
| | 9.2.2 Dør svekket A-60 brannskille | 27 |
| 10 | Barrierer som har fungert..... | 27 |

| | | |
|----|----------------------------------------------|----|
| 11 | Beredskap..... | 27 |
| 12 | Diskusjon omkring usikkerheter..... | 27 |
| 13 | Vurdering av aktørens granskingsrapport..... | 28 |
| 14 | Vedlegg..... | 29 |

Figurliste

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur 1: Åsgard feltet på Haltenbanken, kilde: Equinor | 5 |
| Figur 2 Organisasjonskart for Equinor Utforskning og Produksjon Norge..... | 6 |
| Figur 3: Organisasjonskart for Equinor Utforskning og Produksjon Nord, kilde Equinor | 6 |
| Figur 4: Organisasjonskart for Åsgard B, kilde: Equinor | 7 |
| Figur 5: Utsnitt av Åsgard B innretningen, hendelsen skjedde i traforom U54A i hjelpesystem område på nedre dekk: kilde Equinor | 10 |
| Figur 6: Hjelpesystem område nedre dekk, nivå 1, kilde Equinor | 10 |
| Figur 7: Høyspennings transformator rom U54 nivå 1 og nivå 2, kilde Equinor | 11 |
| Figur 8: Direct electric heating (DEH) system – Open loop (Wet insulated)..... | 12 |
| Figur 9: Utsnitt av enlinjeskjema for DEH-systemet | 13 |
| Figur 10: Transformator 13ET006 til venstre og til høyre en illustrasjon som viser at hendelsen startet i toppen av den midtre spolen, kilde Equinor og SINTEF..... | 15 |
| Figur 11: Arrangement tegning av transformatoren, kilde Equinor | 15 |
| Figur 12: Bilder av transformatoren med viklinger og kjerne, kilde SINTEF..... | 16 |
| Figur 13: Alarmlogg fra SAS, kilde Equinor | 19 |
| Figur 14: Defekt/smeltet koppervikling på sekundærsiden lokalisert i toppen av den midtre spolen | 22 |

Tabelliste

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabell 1 Oversikt over vern funksjoner for transformatoren og DEH-systemet, kilde Equinor | 14 |
| Tabell 2 Tidslinje..... | 19 |

1 Sammendrag

Den 13.11.2022 Kl. 20:54:57 oppsto det brann i en tørrisolert transformator plassert i transformatorrom U54101 på Åsgard B-innretningen, hvor Equinor er operatør. Beredskapsorganisasjonen mønstret og annet personell mønster i alternativt mønstringssted. Brann- og skumpumper ble automatisk aktivert. Ingen personer ble skadet under hendelsen. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 14.11.2022 å granske hendelsen.

I transformatorrommet er det i hovedsak høyspenningsutstyr knyttet til DEH-systemene. DEH-systemet er installert for å motvirke hydrat- og voksdannelse i undervanns rørledninger.

Den direkte årsaken til brannen i transformatoren er kortslutning/lysbue forårsaket av svekkelser og/eller degradering av vindingsisolasjonen over tid.

Det er vår vurdering at brannen i transformatorrom ikke hadde storulykkepotensiale. Rommet skal være utført med tanke på å motstå brann, i tillegg er det lite brennbart materiale i området. Det er derfor lite sannsynlig at brannen ville ha spredd seg ut av rommet. Dersom det hadde vært personell til stede i rommet samtidig med kortslutningen/lysbuen er det lite sannsynlig at disse ville blitt direkte eksponert utover lyd og eventuell eksponering av røyk i de sekundene det tar å rømme rommet.

Transformatoren feilet etter nesten 25 år i drift (produsert i 1998). Bakenforliggende årsak til havariet antas å være:

- Akselerert degradering av viklingsisolasjonen på feil-stedet som følge av overoppheting/«hot spots» som overstiger den termiske isolasjonsklassen til transformatoren
- Lokal svikt og partielle utladninger pga. transiente overspenninger fra 11 KV tavlen. I og med at det ikke er jordingsskjerm mellom primær- og sekundær viklingene kan overspenninger overføres/kobles direkte til sekundærsiden.
- Eventuelle problemer med DEH systemets spesielle konfigurasjon med fasekompenseringsutstyr på sekundærsiden (kapasitans, induktans og resistans) og sjøkabel kan over tid ha bidratt til svekkelser internt i transformatoren.

I granskingen har vi identifisert ett (1) avvik knyttet til;

- Oppfølging av og læring etter hendelser,

og følgende to (2) forbedringspunkter:

- Barrierer
- Dør svekke A-60 brannskille

2 Bakgrunnsinformasjon

Den 13. november 2022 oppstod det røykutvikling og brann som følge av overoppheting og kortslutning/lysbue i høyspenningstransformator 13ET006 lokalisert i transformatorrom U54. Transformatorrommet ligger i hjelpesystemområdet (nivå 1, nedre dekk) på Åsgard B innretningen.

2.1 Beskrivelse av innretning og organisasjon

Åsgard ligger på Haltenbanken i den sentrale delen av Norskehavet. Vanddybden er 240-310 meter.

Rettighetshaverne er Equinor Energy AS (Operatør 34,57%), Petoro AS (35,59%), Vår Energi ASA (22,06%), TotalEnergies EP Norge AS (7,68%).

Åsgard ble påvist i 1981, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1996.



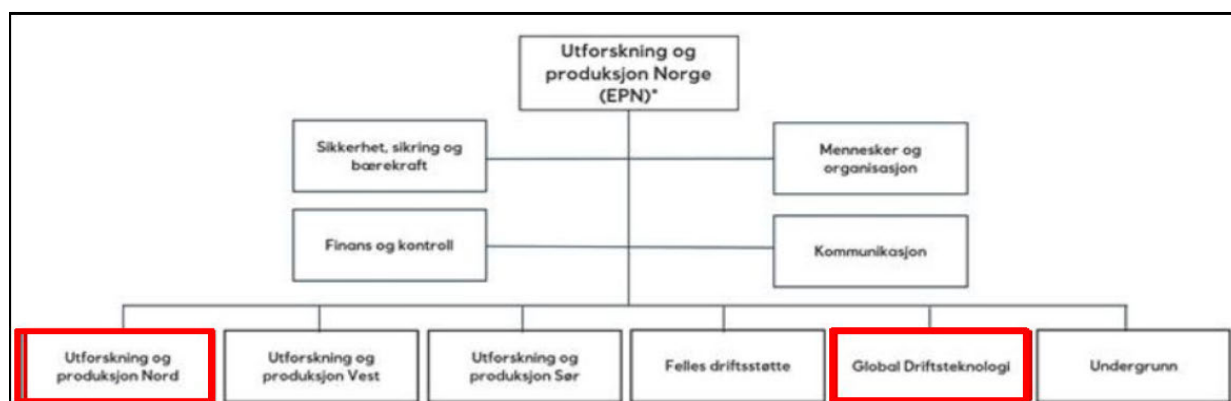
Figur 1: Åsgard feltet på Haltenbanken, kilde: Equinor

Feltet består av forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. I tillegg er gassfeltet Mikkell og oljefeltene Morvin og Trestakk knyttet opp mot infrastrukturen på Åsgard. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip Åsgard A, en halvt nedsenkbar innretning Åsgard B og et lagerskip Åsgard C. Åsgard har produsert olje siden mai 1999 og gass siden oktober 2000.

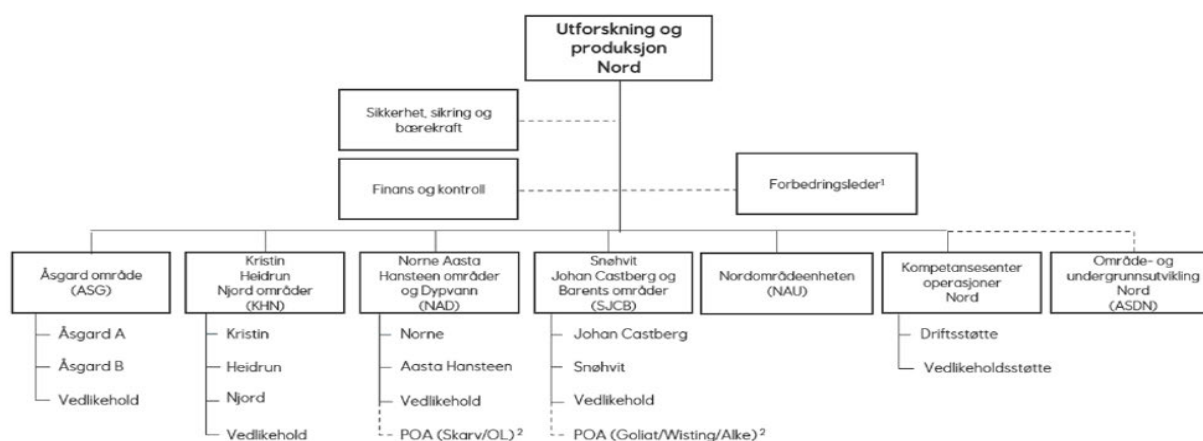
Åsgard-innretningene tar i dag imot olje og gass fra sju forskjellige felt: Midgard, Smørbukk, Smørbukk Sør, Mikkell, Morvin, Smørbukk Nordøst og Trestakk. I tillegg produseres Morvin (fire brønner og to brønrammer) og Mikkell (tre brønner og to brønrammer) til Åsgard B. På Åsgard produseres olje, kondensat og gass. Olje og kondensat blandes til en oljekvalitet som kalles Åsgard blend. Fra lagertanker pumpes væsken over i tankskip som går i skytteltrafikk mellom feltet og forskjellige raffinerier.

Med Åsgard-utbyggingen ble Haltenbanken knyttet til transportsystemene for gass i Nordsjøen. Gassen fra Åsgard-feltet sendes gjennom rørledning til Kårstø-anlegget. Hovedforsyningsbasen for Åsgard feltet ligger i Kristiansund, mens driftsorganisasjonen ligger i Stjørdal. Equinor er operatør.

Åsgard er underlagt resultatområdet *Utforskning og Produksjon Nord* (UPN Drift Nord) med resultatenheten *Åsgard område* (ASG), som har ansvar for drift og vedlikehold av Åsgard A og Åsgard B innretningene.



Figur 2 Organisasjonskart for Equinor Utforskning og Produksjon Norge



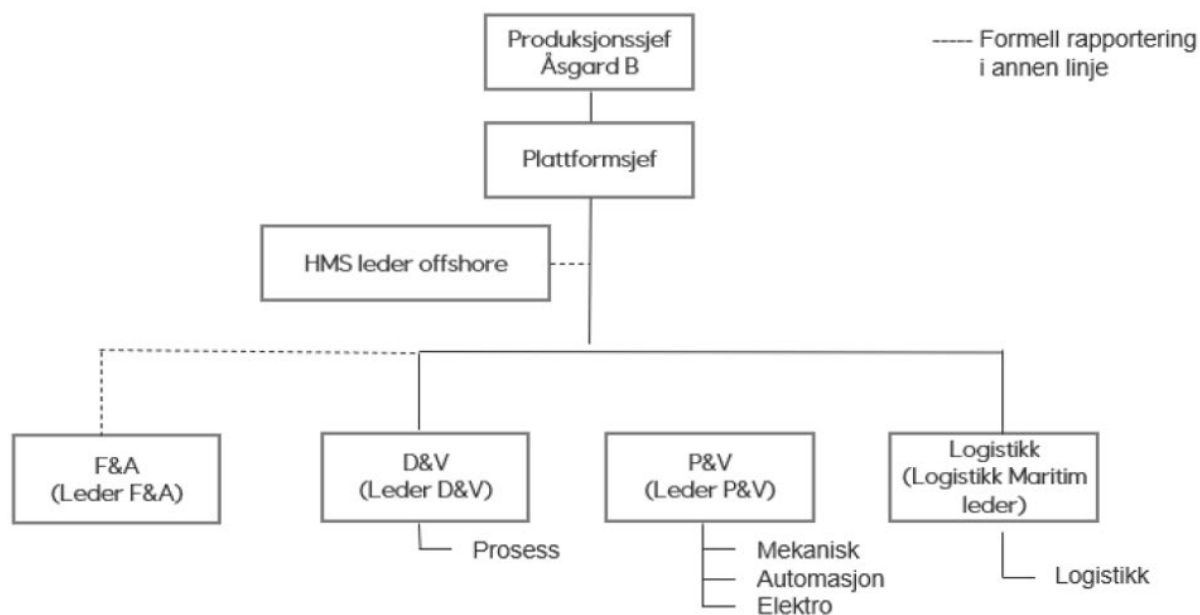
Figur 3: Organisasjonskart for Equinor Utforskning og Produksjon Nord, kilde Equinor

UPN Drift Nord er underlagt Utforskning og Produksjon Norge (EPN) og har en organisasjonsstruktur som følger Equinor sin felles driftsmodell, der

driftsorganisasjon land er hovedkontaktpunkt for sokkelorganisasjonen, og koordinerer mot øvrige enheter.

På land består driftsorganisasjonen av Vedlikeholdssjef og Produksjonssjef som rapporterer til resultatenheten, samt operasjonsgruppen som er sammensatt av langtidsallokerte ressurser fra kompetansesentre.

Organisasjonsstrukturen om bord på Åsgard B er som vist nedenfor.



Figur 4: Organisasjonskart for Åsgard B, kilde: Equinor

2.2 Situasjon før hendelsen

På hendelsesdagen var det normal aktivitet (produksjon) med en bemanning på 118 personer om bord. Ifølge Equinors beredskapslogg var vindstyrken på Åsgard B, 7-11 knop og bølgehøyde 1,7 -2,7 m.

2.3 Forkortelser

| | |
|-----------|------------------------------------------------|
| UPN (EPN) | Utforskning og produksjon Norge |
| Equinor | Equinor Energy AS |
| DEH | Direct Electric Heating |
| FV | Program for forebyggende vedlikehold i Equinor |
| OBE | Operasjonelt barriereelement |
| Ptil | Petroleumstilsynet |
| POB | Personell om bord |
| PS | Performance standard |

| | |
|---------|-------------------------------------|
| RE | Resultatenhet |
| SAR | Search and rescue |
| SKR | Sentralt kontrollrom |
| SSU | Safety, security and sustainability |
| S&R-lag | Søk- og redningslag |
| TPA | Teknisk plattformansvarlig |
| TMS | Vedlikehold og tekniske tjenester |
| MEI | Manuell Elektrisk Isolering |

3 Ptils gransking

Formålet med granskningen har vært å klarlegge hendelsesforløpet, finne de direkte og bakenforliggende årsakene, ta ut læring fra hendelsen og bidra til at tilsvarende hendelser ikke skjer igjen.

Søndag 13.11.2022 kl. 21.45, varslet Equinor Ptil om brann i transformatorrom på Åsgard B. På bakgrunn av denne informasjonen, ble vår egen beredskapsentral etablert for oppfølging av Equinor sin videre håndtering av hendelsen. Hendelsen ble imidlertid raskt avklart og effektivt håndtert av 1.linje beredskap om bord på Åsgard B.

Mandag 14.11.2022 kl. 09.00 ble det gjennomført et oppfølgingsmøte mellom Ptil og Equinor, og i etterkant av dette møtet besluttet Ptil å granske hendelsen.

3.1 Mandat og sammensetning av granskningsgruppen

Følgende mandat er besluttet for granskningsgruppen:

- a. *Klarlegge hendelsens omfang og forløp (ved hjelp av en systematisk gjennomgang som typisk beskriver tidslinje og hendelser)*
- b. *Vurdere faktiske og potensielle konsekvenser*
 1. *Påført skade på menneske, materiell og miljø.*
 2. *Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.*
- c. *Vurdere direkte og bakenforliggende årsaker*
- d. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- e. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.*
- f. *Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)*
- g. *Vurdere aktørens egen granskingsrapport*
- h. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- i. *Anbefale - og normalt bidra i - videre oppfølging*

Sammensetning av granskningsgruppen:



3.2 Granskning av hendelsen

Vår granskning er basert på befaringer om bord på innretningen, verifikasjoner i styringssystemer, intervjuer med personell på land og på innretningen samt gjennomgang av relevante dokumenter. Parallelt med granskningen, foregikk det politi-etterforskning om bord på Åsgard B. Granskningsgruppen deltok som teknisk bistand i alle avhør gjennomført av politiet om bord på Åsgard B.

Kort oppsummering av arbeidet:

- 14.11.2022 - Varsel om granskning sendt Equinor
- 15. – 17.11.2022 - Befaring, intervjuer og verifikasjoner om bord på Åsgard B
- 12.1.2023 – Teams-møte med Equinors granskningsgruppe og representanter fra transformator produsenten Hitachi (tidligere ABB)
- 16.1.2023 – En person fra Ptils granskningsgruppe deltok sammen med to deltakere fra Equinors granskningsgruppe på årsaksundersøkelse av den havarete transformatoren hos SINTEF Energy Lab i Trondheim.

4 Beskrivelse av hendelsesstedet, involvert system, utstyr og vedlikehold

Dette kapittelet omhandler hendelsesstedet, involvert system, utstyr og vedlikehold.

4.1 Havbunnsanleggene tilknyttet Åsgard B

Produksjon brønnsystemer (System 13) på Åsgard B omfatter blant annet produksjonsrørledninger fra Smørbukk brønnrammene N, K, H, J, L og M. Produksjonen fra Smørbukk brønnrammene rutes videre til Åsgard B (System 20) for videre prosessering.

Produksjonsrørledningene H-101/102, J-101/102, N-101/N102 fra Smørbukk og produksjonsrørledningen B105 fra Morvin, er designet med «Direct Electric Heating» (DEH) system for voks- og hydratbeskyttelse av rørledningene.

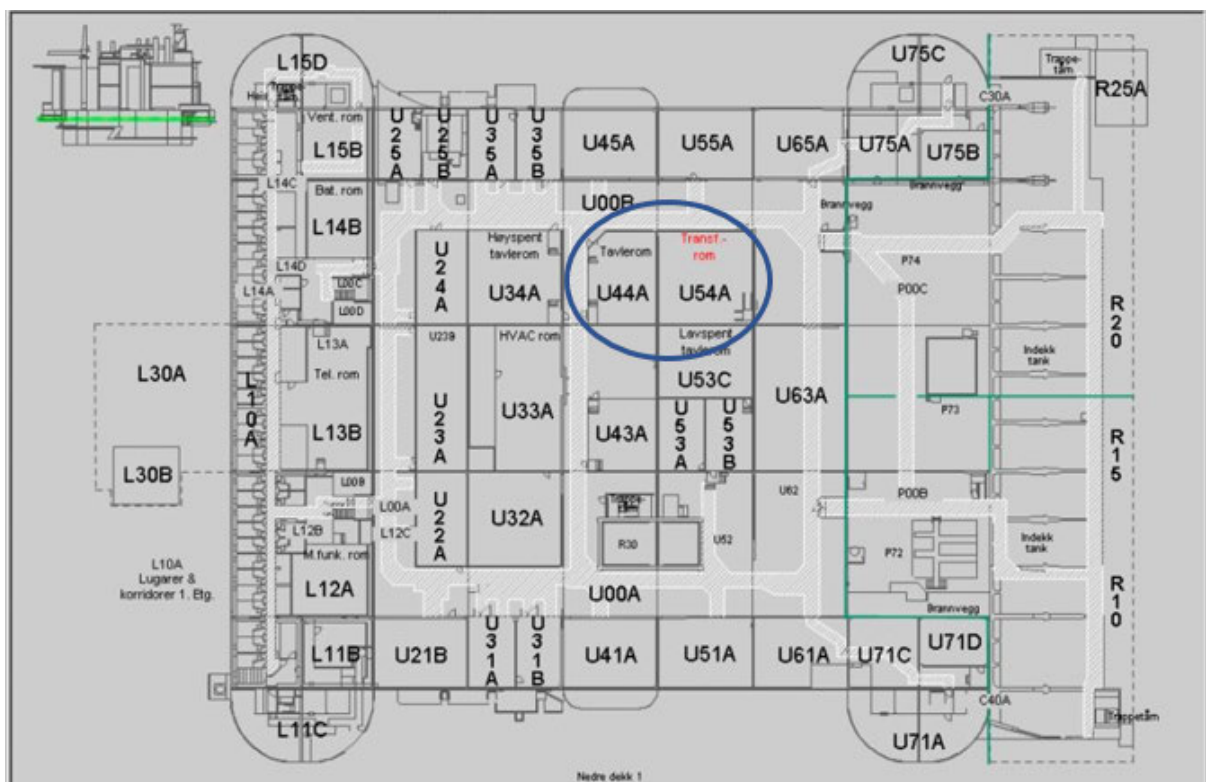
4.2 Oversikt over hendelsesstedet

Hendelsen skjedde i høyspennings transformatorrom U54 nivå 1 i hjelpesystemområdet på nedre dekk, se figur 5 og 6 nedenfor. Høyspenningsrommet er normalt

avlåst og det kreves spesiell adgangstillatelse for å entre rommet. I rommet er det hovedsak høyspenningsutstyr knyttet til DEH-systemene.

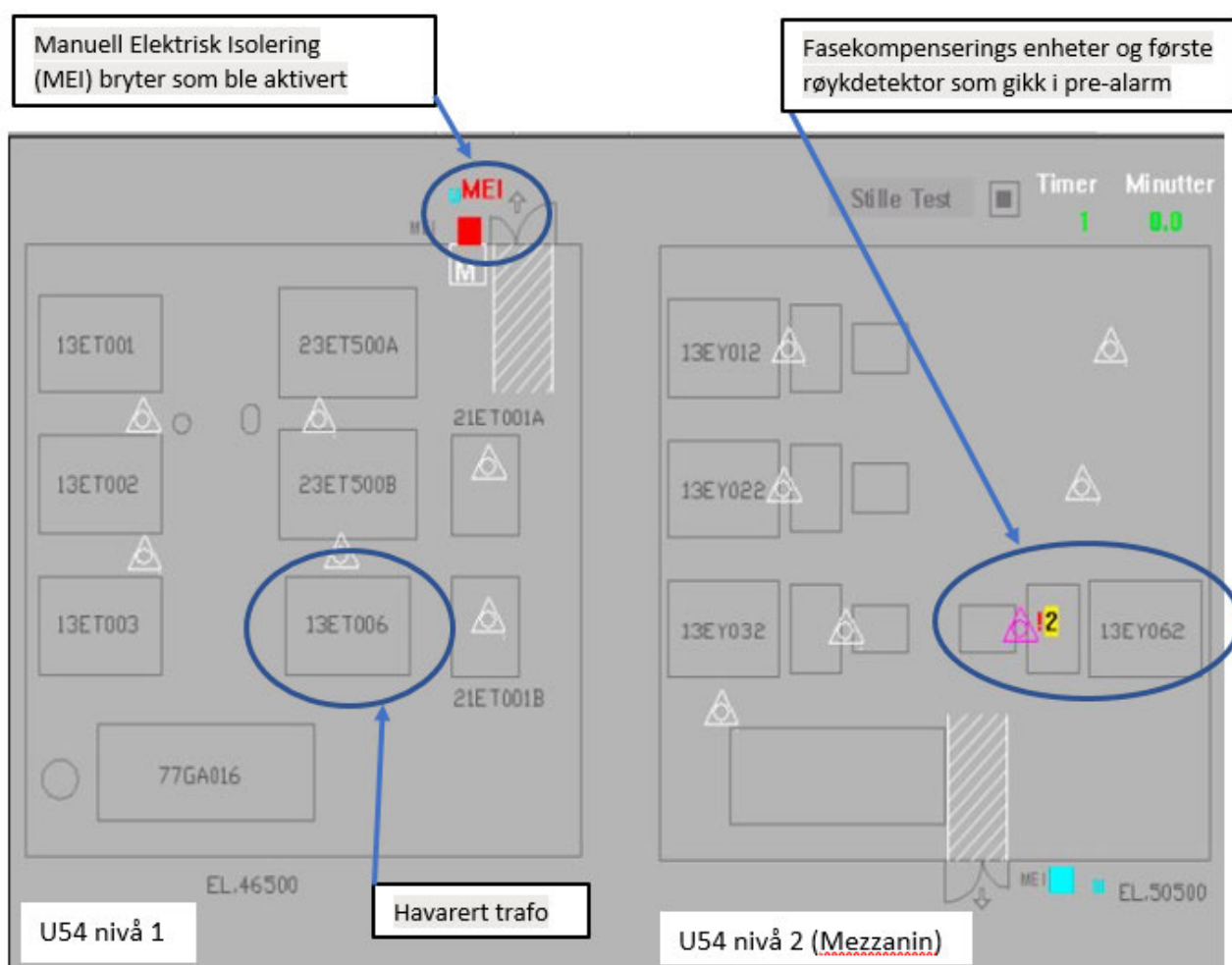


Figur 5: Utsnitt av Åsgard B innretningen, hendelsen skjedde i traforom U54A i hjelpesystem område på nedre dekk: kilde Equinor



Figur 6: Hjelpesystem område nedre dekk, nivå 1, kilde Equinor

Figur 7 viser U54 nivå 1 med plasseringen av den havarete tørrisolerte transformatoren 13ET006 samt plasseringen av MEI bryteren som ble aktivert. Videre på høyre side vises nivå 2 med plasseringen av tilhørende kompenseringsutstyr samt røykdetektoren som først gikk i pre-alarm. Skille mellom U54 nivå 1 og nivå 2 er ikke tett dekk, men adskilt med «grating» dekk. Det er et eget HVAC-anlegg for kjøling av begge nivå av rommet.



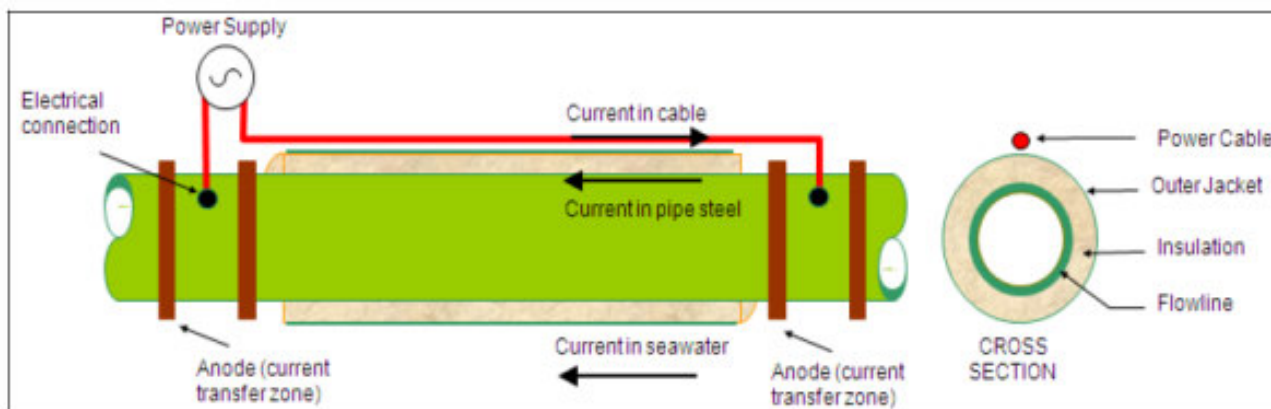
Figur 7: Høyspennings transformator rom U54 nivå 1 og nivå 2, kilde Equinor

4.3 Direkte elektrisk røroppvarming (DEH-systemet)

4.3.1 Formål og funksjon

Hydrat- og voksdannelse i undervanns rørledninger for transport av olje og gass kan føre til uønskede fluidegenskaper og til og med blokkering av brønnstrømmen. Dette kan i verste fall medføre uønsket produksjonsstans og omfattende reparasjoner av rørledningene. DEH-systemet er utviklet for å motvirke disse utfordringene, og har også vist seg å være anvendbar for fjerning av hydratplugger.

Metoden går ut på å regulere temperaturen i rørledningen ved å sende elektrisk vekselstrøm gjennom stålveggen i rørledningen, dvs. direkte elektrisk oppvarming av rørledningen og dermed forhindre hydrat- og voksdannelse, se figur 8 under.



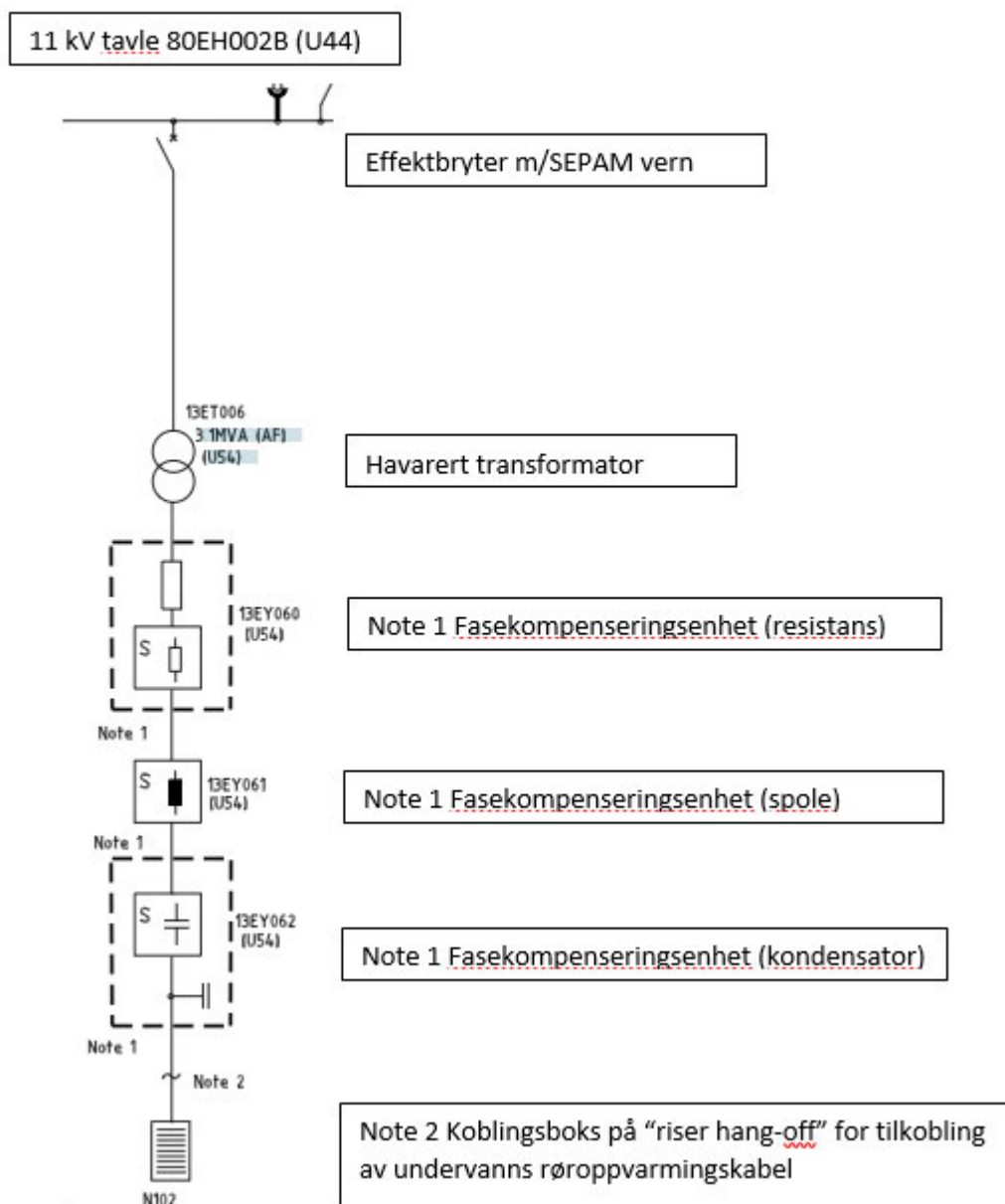
Figur 8: Direct electric heating (DEH) system – Open loop (Wet insulated)

DEH-systemet har i hovedsak 3 driftsmodi:

- Opprettholde temperaturen ved produksjonsstanser
- Oppvarming fra sjøvannstemperatur til driftstemperatur i forbindelse med oppstart av produksjonen
- Kontinuerlig oppvarming under gitte driftsforhold

DEH-systemet, N-102, som var involvert i denne hendelsen er ikke i kontinuerlig drift, men driftes primært i forbindelse med produksjonsoppstart og/eller ved omdirigering av brønn-/produksjonsstrøm.

Utstyrskomponentene som inngår i DEH-systemet for N-102 er vist i Figur 9.



Figur 9: Utsnitt av enlinjeskjema for DEH-systemet

4.3.2 Høyspenningstavle 80EH002B

Høyspenningstavlen (11 kV) 80EH002B lokalisert i tavlerom U44 blir forsynt fra 11 kV hovedtavle 80EH001A/B i U34, se figur 6 ovenfor. Effektbryter avgang (Cubicle +H73) forsyner transformator 13ET006 samt nedstrøms fasekompenseringsenheter og kabel ut til produksjonsrør N-102 for Smørbukk og Morvin, se figur 9 ovenfor.

4.3.3 Merlin Gerin Fluarc FG2 effektbryter

Merlin Gerin Fluarc FG2 er en 630A uttrekkbar SF₆ effektbryter. Mottatt informasjon fra telleverket på den aktuelle effektbryteren viser at den er operert 381 ganger siden oppstarten i 2000, noe som er relativt lavt antall operasjoner sett i forhold til det effektbryteren er designet for.

4.3.4 SEPAM vern, ubalansevern (Megacon) og impedansevern (PC)

I SEPAM vernet for transformator 13ET006 inngår vern funksjonene overstrøm, kortslutning, jordfeil samt *temp. high alarm* og *temp. high, high trip*, jamfør SEPAM Control Logic Diagram [82]. Ut fra mottatt informasjon er ikke SEPAM vernets alarm og tripp funksjoner tilkoblet SAS eller operatørstasjonene i SKR og det er heller ikke mulighet å hente ut trender eller hendelseslogg.

Det er også et ubalansevern som måler negativ sekvens. Både SEPAM vernet og ubalansevernet er plassert i tavlefeltet, dvs. på primærsiden av transformatoren.

Det er også et impedansevern (PC-verktøy) for beskyttelse av undervannsinstallasjonen.

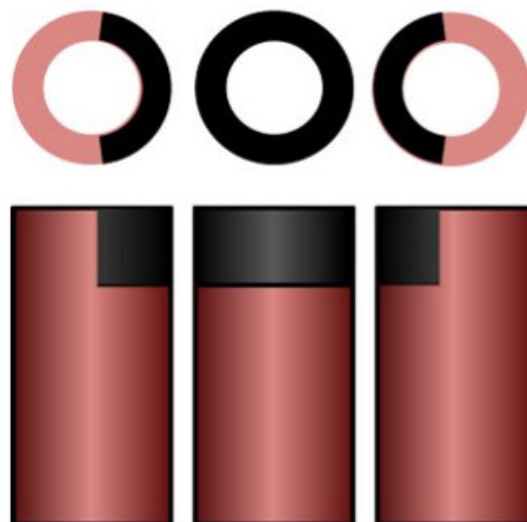
Tabell 1 under viser vern funksjonene med settpunkt for alarm og utkobling.

Tabell 1 Oversikt over vern funksjoner for transformatoren og DEH-systemet, kilde Equinor

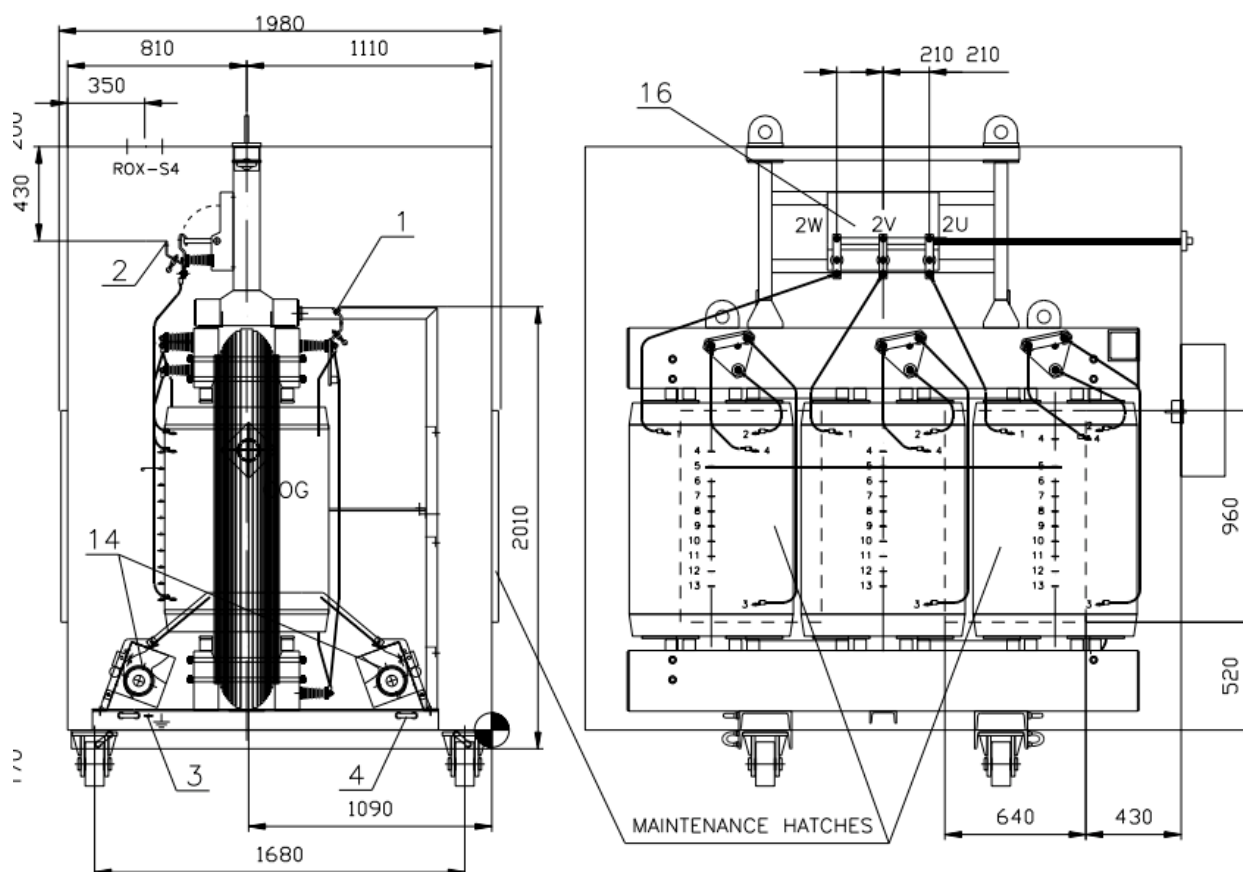
| Sepam-vern | Alarm | Utkobling | Innstilling | Kommentar |
|--------------------------------------|-------|-----------|-------------------------|---------------------------------|
| Temp. høy transformator | x | | 100°C | |
| Temp. høy-høy transformator | | x | 120°C | |
| Temp. høy induktor (13EY061) | x | | 135°C | |
| Temp. høy høy induktor(13EY061) | | x | 150°C | |
| Overstrøm | | x | 125A/ 0,2 sec | <i>Very invers curve</i> |
| Kortslutning I> | | x | 1500A/0,05 sec | <i>Definite time curve</i> |
| Jordfeil | | x | 2A/0,2 sec | |
| Ubalansevern (Megacon KPC110) | | | | |
| Negativ sekvens høy | x | | 80 %, 15 sec | |
| Negativ sekvens høy-høy | | x | 90 %, 5 sec | |
| Impedansevern-PC | | | | |
| Impedansevern overstrøm | | x | 1287 A, 0,55 sec | Beskytter installasjoner subsea |
| Impedansevern høy | x | | Vinkel >69,10, <68,10 | Beskytter installasjoner subsea |
| Impedansevern høy høy | | x | Vinkel > 69,25, < 67,25 | Beskytter installasjoner subsea |

4.3.5 Transformator 13ET006

Transformatoren som havarerte ble produsert i 1998 i forbindelse med Åsgard B utbyggingsprosjektet. Dette er en trefase tørrisolert «glass fibre reinforced epoxy resin» (Resibloc) høyspenningstransformator med viftekjøling. Modelltypen er KTHP 12 C 2500 (3150 kVA, 11 kV/5424 V – 9x136,7V), med manuell avtappingspunkter for valg av sekundær spenning.



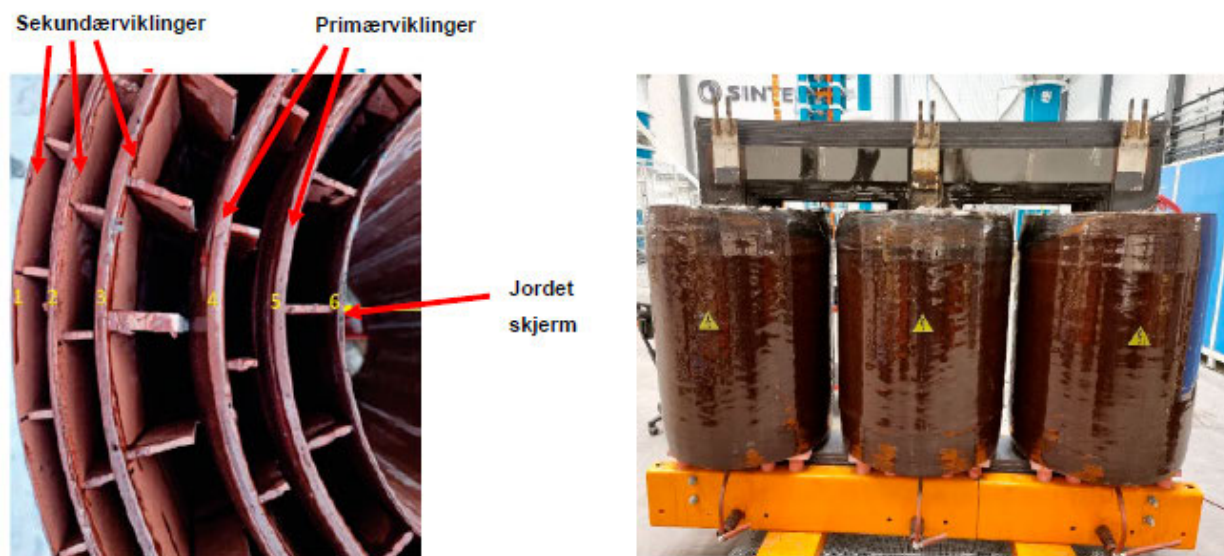
Figur 10: Transformator 13ET006 til venstre og til høyre en illustrasjon som viser at hendelsen startet i toppen av den midtre spolen, kilde Equinor og SINTEF



*) Minimi clearance to deck if the rollers are removed.

Figur 11: Arrangement tegning av transformatoren, kilde Equinor

Transformatoren med bl.a. kjølevifter og temperatursensorer er plassert inni et avtagbart transformator hus av metall. Transformatoren har brannklasse F1, dvs med begrenset brennbarhet og der utslipp av giftige stoffer og røyk reduseres til et minimum.



Figur 12: Bilder av transformatoren med viklinger og kjerne, kilde SINTEF

Fra datablad (vedlegg A), fremgår det at transformator-viklingene (isolasjonsklasse F), skal kunne motstå de mekaniske kreftene forbundet med inn- og utkobling av fasekompenserings-enheten (kondensator, resistans og spole) på sekundærsiden av transformatoren med følgende begrensninger:

- 2 koblinger/dag, og
- maks. 40 koblinger/år i 25 år

Ifølge leverandøren er gjennomsnittlig forventet levetid på slike transformatorer 20-30 år gitt normale omgivelses- og driftsforhold. For isolasjonsklasse F er dette basert på en gjennomsnittlig viklingstemperatur på 120 °C. Det er også andre faktorer som vil påvirke levetid på en transformator, slik som omgivelsestemperatur, belastning av transformator, omgivelsesforhold (støv, fukt og vibrasjoner), og eksterne hendelser i nettet som for eksempel overspenninger. Det er derfor vanskelig å forutse den enkelte transformators levetid.

I og med at sekundærviklingene på denne transformatoren også er høyspenning (5,7 kV), er det ifølge Equinor, ikke mulig å ha direkte temperaturmåling i viklingene. Derfor er det benyttet en indirekte temperaturmåling som måler luftgjennomstrømning i viklingene. Settpunkt for viftestart, alarm og utkobling er derfor satt lavere enn grenseverdiene til isolasjonsklasse F, henholdsvis 80°C /100°C /120°C,

Transformatoren er utstyrt med tre temperatursensorer (PTC-sensorer) i hver fase/spole, for start av vifter (80°C), for alarm høy temperatur (100°C) og for utkobling ved høy temperatur (120°C). PTC-sensorene er plassert i overkant av spolene, og vil bli oppvarmet som følge av luftgjennomstrømningen igjennom de ulike viklingslagene.

På 13ET006 er det også en PT-100 temperatursensor, men denne er ikke tatt i bruk. PT-100 elementet kan imidlertid kobles opp mot SAS-systemet for logging av temperatur. I tillegg er det et eget analogt termometer plassert lokalt på transformatoren.

Kjølevifter (4 stk.) er installert i bunn av transformatorhuset og dedikert for kjøling inni transformatorhuset. Transformatorrommet U54 har i tillegg eget HVAC anlegg for kjøling av rommet.

Transformatoren er også utstyrt med såkalte overspenningsavledere (surge arresters) som skal avlede uønskede/skadelige overspenninger som bl.a. kan oppstå ved innkobling av effektbryteren.

4.4 Vedlikeholdsprogram for transformator 13ET006

I Equinor sitt vedlikeholdssystem (SAP), er det etablert generiske konsept for forbyggende vedlikehold (FV) på transformatorer. Det er basert på leverandørens anbefalinger og etablert praksis i bransjen. Det er begrenset vedlikehold som kreves utført på slike transformatorer. FV-programmet for slike transformatorer beskriver bl.a. rengjøring og visuell inspeksjon for å identifisere eventuelle ytre svekkelser/skader. Videre inneholder FV-programmet funksjonstester av effektbryter og vern.

Basert på mottatt dokumentasjon er følgende FV-program gjennomført på det aktuelle DEH-systemet:

- 48 månedlig FV program for system 13 «Production manifold flowlines»
Gjennomført i 2001, 2016 og 2020
 - Sjekk av tilstand, funksjonstest av brytere og vern, termostrips for 13ET001-006
- 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102
Gjennomført i 2002, 2004, 2006, 2008, 2010, 2012, 2014, 2018 og 2022.
 - Test av SEPAM vern
 - Inspeksjon av transformator
 - Test av temperaturelementer (13TE5801 A/B/C)
 - Kontroll og test av transformator Control Panel, Cooling fan
 - Tilstand på Capacitor bank (13EY062)
- 6 månedlig FV program for «Direkte el. Oppvarming N101/N102»
 - Funksjonstest direkte el. oppvarming

Teknisk tilbakemelding ved FV-jobber ble innført i forbindelse med «Plant Integrity»-programmet i 2015/2016. Tidligere ble feil kun rapportert på M2 notifikasjoner.

I mottatt arbeidsordre (WO 25151286, 48M FV N102 – 14.8.2020) for 1191-13ET006 inngår bl.a. operasjon 050 *Funksjonstest alarm og tripp signaler* (TH0200-0004). *Ved verifisering av tripp og alarmfunksjoner skal temperaturelementene simuleres.* Tilsvarende operasjon 050 inngår også i mottatt arbeidsordre (WO 25884051, 24M FV N102 – 16.8.2022)

Basert på mottatt informasjon er følgende arbeidsordre for korrigerende vedlikehold (KV) utført på transformator 13ET006:

- 2004 Flowline heating assistance (Not. 40280138)
- 2006 Feil på kjølevifter for transformator 13ET006 (Not. 40516239)
- 2011 Flowline heating N102 tripper p.g.a. høy impedans under oppstart (Not. 42690301)

Vi ble informert om at det i de senere år er utført termografering av transformatoren, men for ikke å utsette personell for fare, blir termograferingen utført rett etter at transformatoren er avslått, dvs. i strømløs tilstand. Det er knyttet usikkerhet til om denne metoden for termografering ville identifisert at denne hendelsen var under utvikling.

4.5 Tidligere hendelser med tørrisolerte høyspenningstransformatorer

Equinor har tidligere hatt hendelser med kortslutning/lysbue i lignende tørrisolerte transformatorer som høyst sannsynlig er forårsaket av svekkelser/nedbrytning av isolasjonen mellom viklingstørn.

Av tidligere hendelser kan nevnes:

- 1998 Sleipner A: Hendelse med transformator 81-ET01A. Dette er en 13,8/6 kV transformator på med ytelse 12,5 MVA.
- 2003 Sleipner A: Hendelsen skjedde med transformator 82-ET01A. Dette er en 13,8/0,44 kV transformator med ytelse 3,5 MVA.
- 2004 Sleipner T: Hendelsen skjedde med transformator G-81-ET02. Dette er en 13,8/6 kV transformator på med ytelse 8 MVA.
- 2011 Åsgard B: Hendelsen skjedde med konverter transformator 23-ET500. Dette er en 11kV/2 x 2866V transformator med ytelse 2 x 7035 KVA.
- 2021 Sleipner A: Hendelsen skjedde med transformator 16-ET02A. Dette er en 13,8 kV /400V transformator med ytelse 2,5 MVA.

5 Hendelsesforløp

Søndag 13. november 2022 kl. 20:54:34 fikk sentralt kontrollrom (SKR) pre-alarm fra røykdetektor (70SED023U54A) på nivå 2 i transformatorrom U54 på Åsgard B. Seks sekunder senere kom det alarm fra samme røykdetektor. Kl. 20:54:47 kom det også alarm fra nabo røykdetektor (70SED040U54A). Detektor voteringen 2ooN i alarm gir

bekreftet brann, automatisk oppstart av brannpumper og mønstringsalarm på Åsgard B.

| Tid | Alarntekst | Tag | |
|------------------------|---------------------------|--------------|----------------------------------------|
| 20:56:42.007 13.nov.22 | MEI - Rørvarmere - U54101 | 79HS0129LL | |
| 20:55:04.564 13.nov.22 | Effektbryter Åpner | 13ET006-EV | |
| 20:55:04.526 13.nov.22 | Jordfeil Tripp | 13ET006-EV | |
| 20:55:00.057 13.nov.22 | Skumpumpe går | 75PA002 | |
| 20:55:00.057 13.nov.22 | Skumpumpe går | 75PA001 | |
| 20:54:57.055 13.nov.22 | Aut. aktivering på | 86AX0017+178 | PA alarm |
| 20:54:57.055 13.nov.22 | Aut. aktivering på | 75XS0100+218 | Start skumpumper |
| 20:54:57.055 13.nov.22 | Aut. aktivering på | 71XX5051+218 | Start brannpumper |
| 20:54:57.055 13.nov.22 | Aktivert | 70S_VCA2U54A | Bekreftet brann, to detektorer i alarm |
| 20:54:57.055 13.nov.22 | Brann, U54201, utstysrom | 70SED040U54A | |
| 20:54:41.054 13.nov.22 | Brann, U54201, utstysrom | 70SED023U54A | |
| 20:54:35.053 13.nov.22 | Brann, U54201, utstysrom | 70SED023U54A | |

Alarm / hendelses logg fra SAS

Figur 13: Alarmlogg fra SAS, kilde Equinor

Kort tid etter (kl. 20:55:04) kobler SEPAM vernet ut effektbryteren på jordfeil. NAS 2 blir aktivert kl. 20:56:42 som følge av at MEI-knapp på utsiden av rommet blir aktivert. Dette medfører bl.a. utfall av hovedkraft og automatisk oppstart av nødgenerator samt automatisk nødavstenging og delvis trykkavlastning i henhold til nødavstengings-logikk.

Først kl. 21:02:42 aktiveres temperatur høy alarm og temperatur høy-høy tripp i SEPAM vernet for transformator 13ET006. Dette er alarm og tripp lokalt i SEPAM vernet og er ikke tilgjengelige i alarmsystemet i SKR.

Det foregikk ikke arbeid i rommet og det var heller ingen personer til stede i rommet. Rommet var avlåst.

Videre informasjon om hendelsesforløpet er beskrevet i tidslinjen nedenfor.

5.1 Tidslinje

Tidslinjen for hendelsen er vist i tabellen under. Tidspunktene søndag 13.11.2022 er hentet fra Equinor sin beredskapslogg og alarmlogger.

Tabell 2 Tidslinje

| Tidspunkt | Beskrivelse |
|-----------|--------------------------------------------------------|
| 1998 | Transformatorens produksjonsår |
| 2000 | Transformatoren installert og satt i drift på Åsgard B |
| 2001 | 48 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2002 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |

| | |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2004 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 KV - Flowline heating assistanse |
| 2006 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 KV – Feil på kjølevifter for transformator 13ET006 |
| 2008 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2010 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2011 | KV - Flowline heating N102 tripper p.g.a. høy impedans under oppstart |
| 2012 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2014 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2016 | 48 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 2018 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 14. aug. 2020 | 48 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 |
| 22.9-5.10.2020 | Service på MG høyspennings effektbrytere utført av leverandør – ingen alvorlige funn – neste service anbefalt i 2025. |
| 16. aug. 2022 | 24 månedlig FV program for røroppvarmingssystem N102 Termografering og visuell inspeksjon av transformator 13ET006 gjennomført (WO 25884051) |
| 13. nov. 2022 | Transformator 13ET006 i normal drift før hendelsen |
| Kl. 16:41:23 | Alarm impedansvern DEH-system for N102 – Fasevinkel < alarmverdi |
| Kl. 17:31:52 | Alarm impedansvern DEH-system for N102 – Fasevinkel < alarmverdi |
| Kl. 17:31:52 | Tripp/utkobling impedansvern DEH-system for N102 – Fasevinkel < utkoblingsverdi, kobler også ut transformator 13ET006 |
| Kl. 20:54:34 | SKR får pre-alarm fra røykdetektor 70SED023U54A lokalisert på nivå 2 i U54 |
| Kl. 20:54:40 | SKR får alarm røykdetektor 70SED023U54A, og SKR ba så om sjekk og rapporter til prosessoperatører som da satt i HMS-møte inne. |
| Kl. 20:54:57 | SKR får enda en alarm fra røykdetektor 70SED040U54A, denne er også lokalisert på nivå 2 i U54. Dette initierer bekreftet brann i U54 |
| Kl. 20:54:57 | Automatisk start av brannpumper og start av skumpumper. |
| Kl. 20:54:57 | Beredskapsorganisasjonen mønstrer, og annet personell mønster på alternativt mønstringssted i 5.etg. |
| Kl. 20:55:04 | Jordfeilvern tripper røroppvarmingssystemet for N-102 Effektbryter åpner og legger ut transformatoren 13ET006 |
| Kl. 20:56:42 | Manuell Elektrisk Isolering (MEI)-knapp 79HS0129LL på utsiden av døra inn til rørrvarmere U54101 aktiveres av uteoperatør og isolerer alt 690V- og høyspenningsutstyr i rommet samt NAS2.2 nødavstenging |
| Kl. 21:14 | To elektrikere sendt til nødgeneratorrom for å starte opp HVAC anlegget for U54. HVAC anlegget må startes opp manuelt etter utfall av hovedkraft. |
| Kl. 21:17 | POB kontroll. POB 118. Elektrikere la manuelt ut alle høyspenningsbrytere og la på jording |
| Kl. 21:18 | Ikke spredning til andre områder. Sjekk av røykdetektorer. |

| | |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Kl. 21:30 | Startet planlegging og besluttet delvis evakuering ved bruk av helikopter - 1.pulje kl. 21:56 2.pulje kl. 22:26 3.pulje kl. 22:44 Totalt 56 personer evakuert til Åsgard A. |
| Kl. 21:35 | Rapportert om røyk i U53, som er naborommet til U54 |
| Kl. 21:45 | S&R-lag i innsats i U54. Så åpne flammer gjennom luke i transformator huset 13ET006. Manuell slukking med CO ₂ . Det ble målt opp mot 300 grader C øverst på midtre transformator spole |
| Kl. 21:54 | Brann slukket |
| Kl. 22:06 | Sikre U54 for gransking |
| kl. 23:55 | Nedkjøling av transformator avsluttet, men satte ut streifvakter med termografi-utstyr gjennom natta. |
| | Normalisering: Informasjon og debrief av personell om bord. |
| 14.11.22, Kl. 00:11 | Equinors 2.linje demobiliserte |
| 14.11.22, kl. 00:15 | Ptil beredskapssentral demobiliserte |

6 Hendelsens potensial

6.1 Faktisk konsekvens

Det har vært sterk varmeutvikling i forbindelse med kortslutningen/lysbuen, men skadene er begrenset til selve transformatoren som er bygget inn i en metallkasse med inspeksjonsvindu. Bortsett fra betydelige mengder sot var det ingen synlige skader utenfor metallkassen.

Materielle skader og økonomiske konsekvenser:

1. Havarert transformator
2. Påfølgende produksjonstap

Ingen personer ble skadet.

6.2 Potensiell konsekvens

Det er lite brennbart materiale i området, og det er derfor lite sannsynlig at brannen ville ha spredd seg ut av rommet. Transformatorrommet er omsluttet av A-60 brannskiller mot tilstøtende rom/områder.

Dersom det hadde vært personell til stede i rommet i forbindelse med brannen er det lite sannsynlig at disse ville blitt direkte eksponert utover lyd og eventuell eksponering av røyk i de sekundene det tar å rømme rommet.

7 Direkte og bakenforliggende årsaker

7.1 Direkte årsaker

Den direkte årsaken til brannen i transformatoren er mest sannsynlig kortslutning/lysbue forårsaket av svekkelser og/eller degradering av isolasjonen mellom kobberviklingene over tid.



Figur 14: Defekt/smeltet kobbervikling på sekundærsiden lokalisert i toppen av den midtre spolen

7.2 Bakenforliggende årsaker

Den havarerte transformatoren feilet nesten 25 år etter at den ble produsert i 1998.

Tekniske forhold:

Det antas at en eller flere av følgende feilmekanismer kan ha vært bakenforliggende årsaker til transformator havariet (ref. SINTEF rapport):

- Akselerert degradering av viklingsisolasjonen på feil-stedet som følge av overoppheting/«hot spots» som overstiger den termiske isolasjonsklassen til transformatoren
- Degradering av isolasjonsmaterialet til internviklingene forårsaket av lokale partielle utladninger som følge av transiente overspenninger ved innkobling av effektbryteren i 11 KV tavlen. I og med at det ikke er jordingsskjerm mellom primær- og sekundær viklingene kan slike overspenninger overføres/kobles direkte over til sekundærsiden.
- Potensielle problemstillinger knyttet til DEH-systemets spesielle lastkonfigurasjon med fasekompenseringsutstyr på sekundærsiden, innstillinger av impedansvernet og mulig skjevbelastning av sjøkabel som over tid kan ha bidratt til svekkelser internt i transformatoren.
- PTC-temperatur sensorene fungerte ikke etter hensikten (treg responstid)
 - Feil plassering
 - Feil design
 - Defekt eller svekket sensor
- PT-100 temperaturelement tilgjengelig, men ikke tatt i bruk.

Ifølge leverandøren kan følgende faktorer ha negativ påvirkning på transformatorens levetid:

- Mangelfull kjøling som fører til varmgang i transformatoren, er den mest fremtredende årsaken til degradering av isolasjonsmaterialet og som over tid gir transformator havari. En forhøyet driftstemperatur på kun 10 °C over anbefalt driftstemperatur kan redusere levetiden med opptil 50%
- Mangelfull rengjøring med oppsamling av støv og skitt på kjøleflatene kan redusere kjøleeffekten og gi gradvis temperaturøkning over tid
- Overspenninger i transformatorens høyspennings internviklinger ved operering av effektbryter.

Operasjonelle forhold:

- Selv om det har vært flere hendelser med lignende transformatorer både hos Equinor og andre har det vært en oppfatning i bransjen at denne type transformatorer er driftssikre, har relativt lang levetid og krever lite vedlikehold.
- Equinor har etablert et generisk vedlikeholdsprogram for tørrisolerte transformatorer, men denne type feilmekanismer som beskrives her, er vanskelig å oppdage gjennom forebyggende vedlikehold.

- Anvendelse av kontinuerlig tilstandsovervåking som på et tidlig tidspunkt kan oppdage påbegynnende degradering og «hot-spots» i vindingsisolasjonen, har ikke vært etablert praksis for denne type transformatorer.
- Equinor mangler utskiftningsstrategi og levetidsprogram for denne type transformatorer

I intervju og mottatt dokumentasjon fremkommer det at Equinor har påbegynt gjennomføring et levetidsprogram for utvalgte utstyrstyper på Åsgard B. Behovet for levetidsprogram for denne type transformatorer er identifisert, men ikke påbegynt.

8 Beredskap

8.1 Varsling

Klokken 20:54:57 gikk generell alarm på Åsgard B med påfølgende PA melding om brann i U54. Beredskapsledelse, samt beredskapspersonell mønstret i henhold til plan, mens resterende personell mønstret til alternativ mønstringssted i 5.etasje i boligkvarteret. Det var 118 personer om bord, og ingen personskader.

Områdeberedskapsressurser mobiliserte; SAR Heidrun, Havila Troll (med FiFi) plasserte seg utenfor 500-meters sonen og SeaKing HRS Ørland var stand-by på Kristin-innretningen. Ifølge Equinors beredskapslogg var vindstyrken på Åsgard B, 7-11 knop og bølgehøyde 1,7 -2,7 m. Været var gunstig for evakuering med helikopter.

Varsling til Petroleumstilsynet ble gjort i henhold til gjeldende beredskapsplan for Åsgard B. Petroleumstilsynet etablerte egen beredskapssentral. Der førte vi tilsyn med Equinor sin håndtering av hendelsen. Inntrykket er at Equinor 1.linje håndterte hendelsen på en god måte, og vi fikk tilstrekkelig og oppdatert informasjon fra Equinor 2.linje beredskap. Vårt inntrykk er at beredskapshåndteringen om bord på Åsgard B var god.

8.2 Bekjempelse

Søk- og redningslag (S&R) 1 og 2 mobilisert på skadestedssenter, der lag 1 ble forsterket med en til elektriker. S&R-lag 1 ble så sendt til oppvarmingstransformatorrom U54101 for å slukke brann i høyspenningstransformator 13ET006. S&R-lag 2 stod bak og var i beredskap med vannslanger. Skadestedsleder og S&R-lagsleder mobiliserte.

Brannen ble slukket med flere CO₂-brannslukkingsapparater, men blusset opp igjen gjentatte ganger. Besluttet da å kjøle ned med vann. Nedkjøling av høyspenningstransformator 13ET006 frem til midnatt.

8.3 Redning

POB på 118 ble raskt gjort rede for og innen 22 minutter, og det var ingen personskader ombord.

8.4 Evakuering

Plattformsjef besluttet å del-evakuere personell, og SAR Heidrun startet del-evakuering personell fra Åsgard B til Åsgard A, kl. 21.56. Totalt 56 personer ble tatt imot på Åsgard A.

8.5 Normalisering

Klokken 22:07 ble beredskapsorganisasjonen og resterende personell demobilisert, debriefet og informert. Personell som ble evakuert til Åsgard A returnerte til Åsgard B i løpet av tirsdag 14.11.2022. De involverte i hendelsen kommenterte at det var god kommunikasjon mellom alt involvert beredskapspersonell gjennom hele hendelsesforløpet, samt god informasjon til resterende personell som satt på alternativt mønstringssted. Streifvakter, med termograf, var innom brannstedet og sjekket transformatoren gjennom natta.

Ptil demobiliserte egen beredskapssentral 14.11.2022, kl. 00.15. Det er vårt inntrykk at delvis- evakuering, normaliseringsfasen med nedkjøling, streifvakter og debrief og informasjon til personell om bord fungerte som planlagt.

Brannstedet ble sikret for gransking og politiets etterforskning.

9 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

- **Avvik:** I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil har konstatert brudd på regelverket.
- **Forbedringspunkt:** Knyttes til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.

9.1 Avvik

9.1.1 Oppfølging av og læring etter hendelser

Avvik:

Equinor har ikke sikret at data som er samlet inn etter tidligere hendelser med lignende transformatorer har blitt bearbeidet og brukt til å sette i verk forebyggende tiltak.

Begrunnelse:

Equinor har tidligere hatt hendelser med kortslutning/lysbue i lignende tørrisolerte transformatorer ref. kapittel 4.5. Bearbeidelse av data og læring etter slike hendelser kunne bidratt til å forebygge og hindre at degradering/svekkelser fikk utvikle seg til havari.

Det kom frem i intervju at Equinor mangler en utskiftningsstrategi og et levetidsprogram for denne type transformatorer som forebygger havari.

Krav:

Styringsforskriften § 19 om innsamling, bearbeiding og bruk av data, første ledd bokstav e).

9.2 Forbedringspunkter**9.2.1 Barrierer****Forbedringspunkt:**

Det synes ikke å ha vært etablert tekniske barrierer i form av tilstandsovervåking og vern som raskt skal kunne oppdage og hindre at hurtig temperaturstigning internt i transformatoren får utvikle seg utover det transformatoren er designet for.

Begrunnelse:

Temperatur er en viktig måleparameter ved drift av transformatorer. Leverandøren av transformatoren har tilrettelagt for både temperatur alarm og tripp funksjonalitet for tilkobling til effektbryter og overordnet kontroll- og sikkerhetssystem. Denne funksjonaliteten ser ikke ut til å være benyttet fullt ut.

Transformatoren er utstyrt med tre temperatursensorer (PTC-sensorer) i hver fase/spole, for start av vifter (80°C), for alarm høy temperatur (100°C) og for utkobling ved høy temperatur (120°C). I denne hendelsen har PTC-sensorene ikke fungert optimalt i og med at jordfeilvernet koblet ut før alarm- og utkoblingsgrensene for PTC-sensorene ble oversteget.

Transformatoren er utstyrt med en PT-100 temperatursensor, men denne er ikke tatt i bruk. PT-100 elementet kan kobles opp mot SAS-systemet for logging av temperatur.

Det er montert et analogt termometer lokalt ute på transformatoren for manuell avlesning. Det fremkommer uklart for oss hvordan informasjonen fra dette termometeret benyttes i forbindelse med drift og vedlikehold av transformatoren.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer, første ledd, bokstav a) og b).

9.2.2 Dør svekket A-60 brannskille

Forbedringspunkt:

Dør mellom U54 og U53 synes å ha svekket A-60 brannskille.

Begrunnelse:

I forbindelse med brannen ble det rapportert om røyk i U53 som er naborommet til U54. Ved befaring observerte vi også tydelige sot avsetninger på dørkarmen over A-60 branndør 76AD-53201 mellom U54 og U53. I U53 er det plassert røykdetektorer få meter fra den aktuelle døren som ikke har gitt utslag på røyk under hendelsen. Alle detektorer på dette nivået i U53 har blitt testet etter hendelsen uten at det ble funnet feil. Likevel er det vår vurdering at dør 76AD-53201 ikke er fullstendig røyktett og dermed svekket A-60 brannskillet rundt transformatorrom U54.

Krav:

Innretningsforskriften § 82 om ikrafttredelse nr. 2, jf. forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten (1995) § 22 om branntekniske krav til brannskiller.

10 Barrierer som har fungert

Følgende barrierer fungerte etter hensikten:

- Tidligdeteksjon av røyk i U54
- MEI-knappen utenfor U54
- Nødavstengning (NAS2.2) med delvis trykkavlastning
- PA-alarm, automatisk brannpumpestart og start av nødgenerator
- Transformatorens jordfeilvern

11 Beredskap

Beredskapsorganisasjon, med beredskapsledelsen om bord på Åsgard B varslet, mønstret og bekjempet brannen i henhold til beredskapsplan. 1.linje S&R-lag var i gang med aktiv slukking omkring 50 minutter etter brannen var bekreftet. Det er vårt inntrykk at delvis evakuering av Åsgard B fungerte som tiltenkt.

12 Diskusjon omkring usikkerheter

Dersom den direkte årsaken skyldes fabrikkasjonssvakheter i isolasjonssystemet til internviklingene introdusert under produksjonsprosessen, er det nærliggende å tro at transformatoren hadde feilet mye tidligere. Dette er forutsatt at transformatoren har vært i kontinuerlig drift. Denne transformatoren har imidlertid ikke vært i kontinuerlig drift.

Det er knyttet usikkerhet til om degraderingen av isolasjonsmaterialet i internviklingene kan ha vært forårsaket av transiente overspenninger som oppstår ved innkobling av effektbryteren over tid. Dette er avhengig av antall bryter operasjoner. Telleverket til effektbryteren viser imidlertid et relativt lavt antall operasjoner.

13 Vurdering av aktørens granskingsrapport

Equinor har selv gransket hendelsen som ble lagt til oppdragsnivå 2 i Equinor sin granskingskategori. Vi mottok rapporten den 21.3.2023.

Årsaksforholdene som er identifisert av Equinors granskingsgruppe og beskrevet i granskingsrapporten er sammenfallende med årsaksforholdene beskrevet i vår rapport. Anbefalingene gitt i Equinors rapport er systematisert og godt begrunnet, og stemmer godt overens med våre granskingsfunn.

Gransket enhet i Equinor iverksatte følgende risikoreduserende tiltak rett etter hendelsen:

- Ivaretagelse av personell som ble delvis evakuert
- Transformator 13ET006 ble demontert og sendt til teknisk undersøkelse
- Fortsatte med gjennomgang av OBE-er for alle relevante lag.
- PA meldinger ble hørt på UHF kanal 4, som skal være en lukket kanal for innsatslaget. Opprettet en notifikasjon for å utbedre dette (not 47330112).
- Skumpumpe startet ikke opp da nødkraftgenerator startet. Opprettet en notifikasjon for å utbedre (not 47373032).
- Rettet feil som gjorde at noen lugarer ikke fikk viktig melding annonsert på PA (not 47240873).
- Vurdere automatisk oppstart av HVAC etter black-out ved en hendelse.
- Lage en plansje på utsiden av alle rom som har MEI knapp på utsiden med beskrivelse av hva Elektro trenger å legge ut i tillegg til MEI knapp ved en hendelse.
- Vurderte optimal livbåttilhørighet.
- Avklarte oppdragsnivå på granskning, etablerte mandat og satte opp granskningsteam.
- Etablerte taskforce gruppe for normalisering av U54

Som et umiddelbart tiltak foreslo granskingsgruppen i tillegg å vurdere og opprette en Safety Alert. Vi er imidlertid ikke kjent med at en slik Safety Alert er utarbeidet og distribuert.

Equinor sin rapport peker på at hendelsen har vist at det er behov for læring og forbedring innenfor 5 områder, der de viktigste er som følger:

- For å detektere degradering eller degraderingsmekanismer før det oppstår utstyrsfeil, er det behov for å oppdatere vedlikeholdskonseptet for tørrisolerte transformatorer, samt øke kvalitet på dokumentasjon av tilstand over tid i SAP.
- For tidlig å detektere feil og redusere konsekvenser, er det behov for å evaluere ytterligere vernfunksjoner.

14 Vedlegg

A: Liste over mottatte dokumenter

B: Liste over intervjuet personell