

figur: Wood

Sikkerhet på havbunnen

SAFETY-I OG SAFETY-II I UNDERVANNSINDUSTRIEN OG
REGELVERKET – ENDRE REGELVERK ELLER ENDRE PRAKSIS?

Audun Schanche Kristoffersen | Masteroppgave | 26.04.2021

MASTERGRADSSTUDIUM I
RISIKOSTYRING OG SIKKERHETSLEDELSE

MASTEROPPGAVE

SEMESTER: Høst 2020/ Vår 2021

FORFATTER: Audun Schanche Kristoffersen

VEILEDER: Eirik Bjorheim Abrahamsen

TITTEL PÅ MASTEROPPGAVE:

Sikkerhet på havbunnen

Safety-I og Safety-II i undervannsindustrien og regelverket –

Endre regelverk eller endre praksis?

EMNEORD/STIKKORD:

Safety-I, Safety-II, Subsea, Sikkerhet

SIDETALL: 108

STAVANGER ...26.4.21 Audun S. Kristoffersen.....

DATO/ÅR

Innholdsfortegnelse

Innholdsfortegnelse	2
1. Sammen drag.....	3
2. Forord	5
3. Introduksjon	6
Del-I – Teori og Metode.....	10
4. Teori	10
5. Metode.....	21
Del-II – Safety-I og Safety-II i undervannsindustrien og regelverket	23
6. Undervannsinfrastrukturen	24
7. Safety I – I undervannsindustrien.....	31
8. Safety-II – I undervannsindustrien	37
9. Regelverket i lys av Safety-I/II	62
Del III – Drøfting, diskusjon og videre arbeid	75
10. Diskusjon	76
11. Konklusjon - Forslag til endringer i dagens praksis.....	94
12. Bibliografi.....	100

1. Sammendrag

Denne oppgaven omhandler sikkerhet på havbunnen. Nærmere bestemt havbunnsinfrastrukturen tilknyttet norsk oljeutvinning på sokkelen. Siden oppblomstringen på slutten av 1990-tallet, til i dag, er det installert over 500 havbunnsinstallasjoner, mellom 15 og 20000 km med rørledninger, og over 750 stigerør på norsk sokkel. Dette antas å stige i tiden fremover samtidig som det er en økende trend i antall levetidsforlengelser. Drift og oppfølging av integritet på havbunnsinfrastrukturen har begrensinger eksempelvis med tanke på inspeksjon, vedlikehold og modifikasjon. Særlig sammenlignet med utstyr på en overflateinnretning, hvor tilgjengelighet og mulighetene for verifikasjon av tilstand og modifikasjoner oftest er langt bedre.

Denne oppgaven har tatt utgangspunkt i en analyse av dagens praksis knyttet til drift på havbunnsinfrastrukturen, og sett den i lys av to ulike tilnæringer til sikkerhet; Safety-I og Safety-II. Disse blir i noen sammenhenger referert til som gammel og ny sikkerhetstenkning. Tilsvarende er det gjort en analyse av petroleumsregelverket hvor dette er målt mot de samme tilnærmingene. Basert på analysene er dagens praksis vurdert å passe godt inn i en Safety-I-ramme, mens målt mot intensjonen i regelverket vurderes Safety-II å være bedre egnet.

Diskusjonen av de to analysene viser flere områder hvor dagens praksis bør forbedres, både i lys av utviklingen som har skjedd innenfor sikkerhetstenkning, men også målt mot gjeldende regelverk. anbefalingene er tenkt å være løsningsorienterte og reflekterer et perspektiv som er forankret i Safety II og i gjeldende sikkerhetskrav i HMS-regelverket.

For systemer i drift, men særlig for nye prosjekter, er det et stort potensial til å øke sikkerheten i å anvende mer av den teknologien som er tilgjengelig for overvåking. Og mye av anledningen til å være proaktiv og å fange opp svake signaler ligger her. Det er også et stort potensial i å tilgjengeliggjøre den informasjonen selskapene allerede har om systemene sine på en slik måte at de enklere kan se helhet og harmonisere de vurderingene som gjøres av integritet.

Mye av de integritetsvurderingene som gjøres er også gjenstand for en, ofte subjektiv, kvalitativ vurdering. Det virker å være et stort behov for å harmonisere denne type vurderinger både internt hos de respektive selskap, men også på tvers av industrien.

Det er også et gjennomgående emne at det i hovedsak er de tekniske barrierene som omtales i forbindelse med barriere- og sikkerhetsarbeidet, mens de organisatoriske og operasjonelle elementene er utelatt. Basert på analysen fremstår disse like fullt som essensielle i sikkerhetsarbeidet. Særlig med henblikk på å forebygge ulykker og å agere når en ulykke inntreffer.

Det virker også å være en klar tendens innen læring av hendelser, at man trekkes mot de som kategoriseres som mest alvorlige, mens de «mindre alvorlige» hendelse virker å i mindre grad prioriteres. De «mindre alvorlige» hendelsene representerer like fullt operasjoner eller systemer som ikke fungerte slik man hadde forutsett, og inneholder potensielt mye nyttig kunnskap som, om den forstås og tilgjengeliggjøres, vil kunne hjelpe en organisasjon i å være i forkant av en større hendelse.

En del endringer bør gjøres i tidlig fase, og her er både myndigheter, lisenser og selskapsledelse ansvarlige for å kontinuerlig forbedre dagens praksis.

For systemer i drift vil det i større grad avhenge av selskapsledelse og driftsorganisasjon, og begges vilje til å kontinuerlig arbeide med en forbedring av sikkerheten, men også her har myndighetene et stort ansvar i å påpeke krav i regelverket, samt å ansvarliggjøre både lisenser, selskapsledelse og driftsorganisasjonene.

2. Forord

Jeg ønsker å takke min arbeidsgiver, Petroleumstilsynet, både for muligheten til å skrive en master, men også for tilrettelegging underveis. Jeg vil særlig takke min gode kollega Ingrid Årstad for uvurderlig hjelp gjennom hele prosessen. Hennes kunnskap, innsikt, varme og faglige dedikasjon har vært et klart og stødig fyr i tåka, men også sendt meg på et antall strafferunder en middelmådig skiskytter verdig.

Takker også veileder Eirik Bjorheim Abrahamsen for tett og konstruktiv oppfølging underveis, både på innhold, form og struktur. Også han må tilskrives noen av strafferundene.

Ellers takk til alle de som har tatt seg tid til å drøfte problemstillinger med meg underveis, i stor eller liten grad, som Herman Steen Wiencke (Proactima), Frode Bredahl (ConocoPhillips), Ole Andreas Engen (UiS) og Anne Schanche Selbekk (UiS).

3. Introduksjon

3.1. BAKGRUNN

Denne oppgaven handler om sikkerhet på havbunnen. Nærmere bestemt havbunnsinfrastrukturen tilknyttet norsk oljeutvinning på sokkelen.

Det er over 500 havbunnsinstallasjoner, mellom 15 og 20000 km med rørledninger, og det har vært installert over 750 stigerør på norsk sokkel, og svært mange er fleksible (Petroleumstilsynet). Over 50% av eksempelvis Equinor sin produksjon går gjennom fleksible stigerør (Petroleumstilsynet, 2018)).

Det var på midten av 1990-tallet at antall havbunnsinstallasjoner for alvor gjorde seg gjeldende ved innføring av flytende produksjonsinnretninger og fleksible stigerør. Trenden har siden da vært økende, og det utstyret som installeres er i dag mer komplisert enn før, med innføring av både separasjon og prosesseringsløsninger for havbunnen på midten av 2000-tallet og råvannsinjeksjon og kompresjon på midten av 2010-tallet. I fremtidig utvinning vil det også etter all sannsynlighet være havbunnsanlegg tilknyttet eksisterende innretninger og selvstendige utbygginger med flytere og tilhørende havbunnsanlegg som er foretrukket.

Muligheten for vedlikehold, inspeksjon og overvåking møter begrensninger når utstyr er plassert på havbunnen, som preger forutsetninger for sikker drift. Samtidig er det også svært mye av undervannsinfrastrukturen hvor levetiden forlenges utover designlevetid, samt at mange nye felt kobles på eldre infrastruktur.

Selv om oppfølgingsmulighetene er mindre under vann enn på en overflateinnretning, skiller ikke petroleumsregelverket på krav knyttet til forsvarlighet og sikkerhet om en innretning er over eller under vann, og kravene til å kjenne tilstanden på barrierer er like. Norsk sokkel har til nå vært skånt for store ulykker på havbunnsinfrastrukturen, og det totale antall rapporterte hendelser og lekkasjer er også av et mindre omfang, som det kommer frem av RNNP-rapportene (Petroleumstilsynet, 2019).

Veksten av havbunnsinfrastruktur på norsk sokkel, og antagelsen om at den vil fortsette gjør at man må ha økende oppmerksomhet på sikkerhet. Hydrokarboner på avveier er for alle operatører en uakseptabel hendelse. Derfor er også det arbeidet som gjøres for å unngå dette viktig.

3.2. PROBLEMSTILLING

Undervannsinstallasjoner har, som nevnt, begrensinger knyttet til muligheten for både vedlikehold og inspeksjon, og det er også kostbart sammenlignet med utstyr på en overflateinnretning. Det er også færre og dårligere overvåkingmuligheter.

Å kjenne tilstanden på undervannsinfrastrukturen er derfor i praksis krevende, og særlig er det krevende å kunne si noe om grad av degradering eller feilmoder under utvikling for de respektive komponentene på havbunnsinfrastrukturen. Kombinasjonen av et forholdsvis lavt antall hendelser og tilhørende begrenset statistisk underlag, gjør at man i stor grad lener seg på, og er avhengig av, robust design, eller at det feiler på en sikker måte.

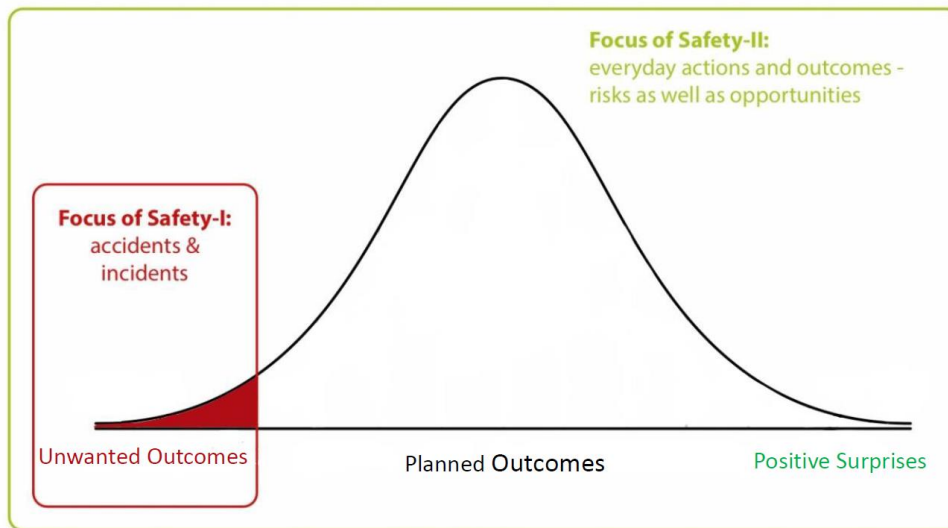
Safety-I og Safety-II representerer to ulike tilnærminger til sikkerhet. Jeg ønsker i denne oppgaven å gjøre en analyse av dagens praksis knyttet til drift på havbunnsinfrastrukturen og se den i lys av Safety-I og Safety-II. Tilsvarende vil jeg gjøre en analyse av petroleumsregelverket i lys av de samme retningene. Basert på de to analysene ønsker jeg å diskutere dagens praksis av drift på havbunnsinfrastrukturen og gjeldende regelverk.

3.3. FORMÅL

Det har foregått en utvikling både i sikkerhetstenkning og teknologi siden havbunnsinfrastrukturen for alvor gjorde sitt inntog på norsk sokkel. Formålet med dette arbeidet er å komme med anbefalinger til forbedringer, men også å lage et underlag for videre diskusjon om hvor sikkerheten på norsk sokkel kan og bør videreutvikles og forbedres.

3.4. TEORETISK UNDERLAG

Jeg tar utgangspunkt i litteraturen knyttet til Safety-I og Safety-II, se kapittel 4, som ble introdusert av Erik Hollnagel i hans bok med samme tittel (Hollnagel, Safety-I and Safety-II - The past and future of safety management, 2014). Denne litteraturen er en del av den systemiske sikkerhetstenkningen, som rommer både tekniske, menneskelige og organisatoriske faktorer, og beskriver kompleksiteten denne helheten ofte gir. Safety-II skiller seg ut ved å også romme oppmerksomhet fra det å unngå ulykker og hendelser, til å være en kontinuerlig prosess i å lykkes med å nå gjeldende mål. Blant annet ved å utforske hvorfor det som går bra, går bra, som illustrert i Figur 1.



Figur 1 Fokus for Safety-I og Safety-II (Horsley, 2016)

Litteratursøket viser at det er svært lite tilgjengelige akademiske referanser til Safety-II som *ikke* ender opp hos Erik Hollnagel, og enda færre som beskriver *anvendt* Safety-II. Begrepet som sådan er hans, men også konseptet fremstår nærmest uløselig knyttet til ham. Konseptet moderniserer begrepet sikkerhet i lys av andres forskning, og det er derfor flere som må gis kreditt for systemtenkning eller kompleksitetstenkning. Noe av forklaringen på manglende referanser til Safety-II kan også være at konseptet er forholdsvis nytt, men både nevnte Hollnagel, og eksempelvis Sidney Dekker, beskriver også de fleste organisasjoners motstand mot endring i måten man jobber med sikkerhet på (Dekker, 2006). Sånn sett er fraværet av litteratur på området et funn i seg selv. Det er like fullt mye litteratur som berører de samme emnene som Erik Hollnagel, uten at de tar begrepet Safety-II i bruk. Det må også nevnes at litteraturen assosiert til eksempelvis menneskelige forhold (human factors), *Resilience engineering*, *HRO (high reliability organisations)* og øvrig litteratur som beskriver systemisk sikkerhetstenkning er relevant. Og en utdypet forståelse av mange emner som belyses i Safety-II vil ligge i der. Dette vil refereres til, der hvor det er relevant, underveis.

Det er også gjort søk etter artikler og faglitteratur på kombinasjoner av «safety», «subsea» og «oil & gas», men det meste av relevant litteratur som ble funnet her var relatert til lekkasjedeteksjon, og i liten grad til sikkerhet utover dette.

3.5. AVGRENSNINGER

Hydrokarboner på avveier er ikke bare et sikkerhetsanliggende, men også et miljøanliggende. HMS-regelverket forplikter aktørene til å ha effektive tiltak for å forhindre og redusere skader som hydrokarboner på avveier kan påføre miljøressurser. Miljødirektoratet følger opp at aktørene ivaretar disse forpliktelsene.

Denne oppgaven er avgrenset til sikkerhetsanliggender og Petroleumstilsynet sitt ansvarsområde.

Oppgaven er også avgrenset til sikkerhet i forbindelse med drift-, og forutsetninger for drift av havbunnsinfrastrukturen. Denne vil oftest være en del av et større system, som også gjerne involverer overflateinnretninger, og en operatør må alltid se helheten.

Det vil også være høyere risiko knyttet til eksempelvis en boreoperasjon hvor en utblåsning vil kunne ha enorme konsekvenser, som ble svært tydelig på Deep Water Horizon (Petroleumstilsynet, 2011), men det er ikke gitt oppmerksomhet her.

Mange av hendelsene på havbunnsinfrastrukturen har også oppstått i forbindelse med intervensjon eller modifikasjon. Dette er viet lite oppmerksomhet. Ikke fordi det ikke er relevant, men for å begrense omfanget.

Del-I – Teori og Metode

4. Teori

Dette kapittelet går gjennom de viktigste delene av teori og annen informasjon som er anvendt i oppgaven. Første del, kapittel 4.1, vil omhandle Safety-I slik den blir beskrevet av Erik Hollnagel, og påfølgende vil kapittel 4.2 beskrive Safety-II. Begge disse kapitlene legger teorien frem overordnet; som konsept, og er ikke tenkt å gi en utfyllende innføring. Leser henvises til referanser.

Kapittel 4.3 gir en gjennomgang av historien og utviklingen av havbunnsinfrastrukturen på norsk sokkel. Havbunnsinfrastrukturen fikk sin oppblomstring på midten av 1990-tallet, og mye av dette utstyret er fortsatt i drift i dag. Det er også tatt med en oversikt over utvikling i antall hendelser. Dette er med for å synliggjøre rammeverket i denne oppgaven.

4.1. SAFETY-I

Det har vært en utvikling i sikkerhetstenkningen de siste 250 årene. Inntil en gang på slutten av 1970-tallet konsentrerte man seg i all hovedsak om teknologi. Etter dette, fra slutten av 1970-tallet ble menneskelige faktorer (human factors) mer aktuelt, og en viktig del av å både forstå og styre sikkerhet. På 1990-tallet ble også organisatoriske forhold en sentral, og uunngåelig, del av den akademiske sikkerhetstenkningen (Hale & Hovden, 1998), men både Perrow (Perrow, 1999) (førsteutgivelsen kom i 1984) og Turner (Turner B. A., 1978) presenterte dette langt tidligere. I dag vil både menneskelige, tekniske og organisatoriske forhold være på agendaen når man snakker om sikkerhet, men i svært ulik grad være overført til daglig drift.

Uttrykket Safety-I nevnes utelukkende i litteratur i sammenheng med, eller i forhold til, Safety-II. Og i så måte er Safety-I gjerne assosiert med å være en måte å drive sikkerhetsstyring på som er utilstrekkelig. Det er upresist. For en velfungerende Safety-II-tilnærming er helt avhengig av mange av de elementene som Safety-I lener seg på. Litteraturen knyttet til Safety-II utfordrer like fullt flere aspekter med Safety-I. Disse, samt hva Safety-II mener å kunne tilføre, belyses nærmere i kapittel 4.2.

Erik Hollnagel introduserer begrepet Safety-I i sin bok *Safety-I and Safety-II* (Hollnagel, 2014) og beskriver det som en tilnærming til sikkerhet hvor man kun jobber for å unngå at ting skal gå galt, og påpeker en del eksplisitte og implisitte *forutsetninger* for at en Safety-I-tenkning skal gi mening:

Safety-I vil ha som utgangspunkt at det alltid vil være mulig å finne årsakene til at noe gikk galt, det Hollnagel kaller *causality credo* (Hollnagel, 2014). Implisitt vil det si at dersom man studerer et system nøye nok vil man da kunne eliminere, kapsle inn eller nøytralisere alle trusler. Derfor vil granskninger etter hendelser være et viktig verktøy for å avdekke årsaker, slik at man kan forstå dem og unngå at det skjer igjen.

Et annet aspekt Hollnagel mener beskriver en Safety-I-tenkning omtaler han som *the 90-percent solution*, hvor han problematiserer hvor ofte man etter hendelser ender opp med å konkludere med at hendelsen var forårsaket av menneskelig svikt (human error). Det er eksempelvis svært få granskningsrapporter etter hendelser hvor det *ikke* avdekkes en eller annen form for menneskelig svikt, som enten er medvirkende eller den utløsende årsaken til hendelsen. Derfor er også det å *unngå* menneskelig svikt en viktig del av Safety-I. Etterlevelse/forbedring av prosedyrer og kompetanse/opplæring vil gå igjen i mange granskningsrapporter og også som løsningen på hvordan man unngår at man får tilsvarende hendelse igjen. En forutsetning i Safety-I, er at det arbeidet som gjøres, gjøres i henhold til de prosedyrer som foreligger, at de som gjør jobben har den trening og kompetanse som kreves, og at de også kjenner risikoen forbundet med det arbeidet de gjør til enhver tid. Safety-I antar at arbeidet *faktisk* gjøres slik det var tenkt det *skulle* gjøres. Og at hvis man gjør det, vil ulykker unngås.

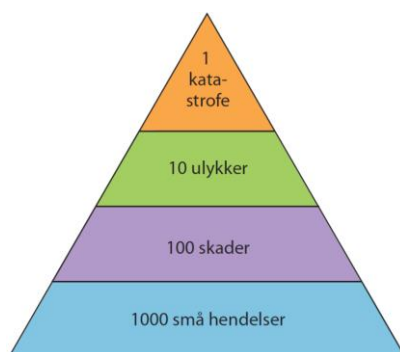
Det er ikke uvanlig å lese i granskningsrapporter at utstyret ikke var tilstrekkelig designet for å unngå menneskelig svikt. I så måte vil man i Safety-I tenke at mennesker vil kunne utgjøre en risiko for et hvert system. Safety-I «erkjenner» at mennesker gjør feil, og vil ofte si at det vil øke sikkerheten jo mer av arbeidet man kan automatisere. Både fordi maskiner er mer forutsigbare og fordi man fysisk fjerner et menneske som kan bli skadet hvis noe skjer.

Det er også mye litteratur som viser at det kan være en sammenheng mellom antall prosedyrebrudd og en mindre hendelser, og tilsvarende en sammenheng mellom flere mindre hendelser og en større hendelse (Hollnagel, 2014), som illustrert i Figur 2. En slik ulykkespyramide vil også, i en eller annen form, ha en relevans i en Safety-I-

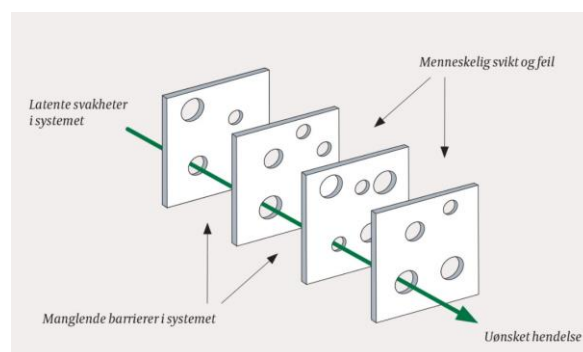
tenkning; antall mindre hendelser er en indikasjon på når en større hendelse kommer. Derfor er det viktig å følge opp alle typer hendelser, fordi det vil kunne være en indikasjon på når en mer alvorlig hendelse kommer.

Alt som er nevnt til nå i dette kapittelet krever en feil for at man skal kunne lære noe. Dersom antallet hendelser i en industri er få vil det også ha en innvirkning på hvor mye man lærer.

Safety-I har også mye oppmerksomhet rettet mot barrierer. Større hendelser vil også ofte knyttes til brudd i en eller flere barrierer, gjerne illustrert med sveitserostmodellen til James Reason (Reason, 1997) i Figur 3. Barrierer som yter slik de skal under de forutsetningene de er tiltenkt å fungere er en svært viktig del av arbeidet med forebygging av ulykker på alle systemer på norsk sektor, også under vann. Det er også en sentral del i petroleumsregelverket. I flere granskningsmodeller, som MTO (Bento, 2001) og SHT (Statens havarikommisjon for transport, 2018), er identifisering av barrieresvikt en sentral del av å forstå hva som ledet til ulykken, og hvordan man kan unngå at den skjer igjen. Safety-I vil gjerne, som nevnt i forbindelse med *causality credo* forstå et hendelsesforløp som lineært ved en ulykke. Og videre at dersom man på et eller annet tidspunkt i dette *lineære* hendelsesforløpet hadde hatt en (mer) robust barriere, ville hendelsen vært unngått. Mye av verktøyene som brukes for å kartlegge et system, som feiltre, hendelsestre, FMECA, og også Safety-I som sådan vil forholde seg til elementene i et hendelsesforløp og systemer som bimodale eller binære; enten/eller, virker/virker ikke, feilet/feilet ikke.



Figur 2 Ulykkespyramiden. Fordeling av ulykker basert på alvorlighet (Steinbakken, 2018)



Figur 3 Sveitserostmodellen (Bretthauer, et al., 2017)

Det overnevnte gjengir noen av hovedtrekkene for Safety-I. En mulig, ikke uttømmende, oppsummering av Safety-I kan gjøres slik:

1. Sikkerhet er fravær av ulykker
2. Sikkerhetsarbeidet er reaktivt og konsentreres rundt **hendelser eller kjent risiko**
3. Sikkerhet krever god oversikt og vedlikehold av **barrierer**
4. **Menneskelig svikt** er ofte medvirkende årsak til ulykker
5. Alle ulykker og hendelser kan forstås gjennom å avdekke årsakene

4.2. SAFETY-II

Kjernen i Safety-II er at man i større grad bruker ressurser på å forstå hva som gjør at et system fungerer, og ikke utelukkende fokuserer på det som går galt og hvordan man skal unngå det, som illustrert i Figur 1. Med utgangspunkt i samme figur vil man av alle de planlagte operasjoner som blir utført i en industri kunne tenke seg en fordeling av operasjoner som gikk slik man hadde planlagt, og så vil det være et utfallsrom i hver ende hvor ting gikk mye dårligere enn planlagt (ulykker) og mye bedre enn planlagt. Hollnagel vil i liten grad forfekte et syn hvor man baserer sikkerhet på fordelinger, og er mye mer opptatt av kontekstualisering, men det er tatt med her fordi det hjelper med å visualisere dette som konsept.

Daglig drift vil bestå av planlagte operasjoner som stort sett går slik som forventet. En sikkerhetstilnærming med utgangspunkt i Safety-II vil bruke ressurser på å studere dette for å proaktivt unngå ulykker.

Safety-I tar utgangspunkt i uheldige utfall, hendelser og ulykker, hvorpå man antar at disse kan forklares ut fra årsak-virkning-forhold, enten enkle eller sammensatte. I tillegg vil et system forstås grunnleggende som noe som enten virker eller feiler. Safety-II vil også gjøre dette til en viss grad, men vil være mer opptatt av praksis/realiteter og vil være forsiktig med idealiseringer som kan underkommunisere der hvor ting eksempelvis er uoversiktelige, improviserte, implisitte eller har normale variasjoner.

Tekniske systemer med økende kompleksitet gjør at man i mange tilfeller *ikke* vil kunne beskrive årsaksforhold som lineære, eller klare å beskrive dem på en måte som gjør at

man finner ut hva som faktisk gikk galt. Tilsvarende vil også systemer, som ikke behøver være teknisk komplekse, med økende mengde avhengighetsforhold mellom tekniske systemer, organisasjoner og operasjoner, skape en økende kompleksitet i systemene som skal styres. Linearisering av eksempelvis et hendelsesforløp vil derfor kunne gi gale konklusjoner eller en feil forståelse, fordi man raskt vil overforenkle idet man forsøker å linearisere noe som er komplekst.. Dekker belyser særlig dette når det kommer til granskninger og menneskelige feil (Dekker, 2006). Menneskelige feil ender ofte opp med å bli definert som en av årsakene til en ulykke, og Dekker sier noe om hvor opplagt en menneskelig feil ser ut etter en granskning, hvor hendelsesforløpet er gitt og barriere-brister og -feil er entydige og lineære. Dekker forfekter at dersom hendelsesforløp hadde vært så opplagt i forkant, ville feilen ikke blitt gjort. Han vil argumentere for at menneskelige feil med store konsekvenser ikke er opplagt for den som gjør det, da hadde vedkommende ikke gjort det. Sikkerhetsforum har også samme anbefaling i sin rapport om læring etter hendelser ifm menneskelige feil; «hvorfør ga det mening å handle slik de gjorde?» i stedet for «hva gjorde de feil?» (Sikkerhetsforum, 2019)

Her skiller Safety-II seg fra Safety-I, i hvordan man håndterer mennesket i et system. Safety-II erkjenner at det fortsatt er behov for mennesker i en del systemer fordi det er en del oppgaver som ikke lar seg automatisere. Mennesker vil også i mye større grad enn maskiner, ved riktig trening, fokus og kompetanse, kunne agere på svake signaler og hendelser som er utenfor normal drift. Mennesker vil derfor i Safety-II gjerne være løsningen mer enn problemet for sikkerheten til systemet, og gjøre systemet mer robust og fleksibelt. Mye av de menneskelige feilene som ender opp med å være utløsende årsaker til hendelser vil i et Safety-II-perspektiv oftere være en forenkling som ikke løser problemet.

Arbeidet slik det er ment/tenkt å skulle gjøres og arbeidet slik det faktisk blir gjort (*Work as imagined (WAI) vs. Work as done (WAD)*) representerer også viktig informasjon for å forstå et system. En granskning vil gjerne kunne konkludere med at en prosedyre ikke ble fulgt og konklusjonen er at man må jobbe mer på etterlevelse, mens det kan være gode grunner for hvorfor en prosedyre ikke ble fulgt. Det kan skyldes kultur, tilgjengelighet, infrastruktur, bemanning, kompetanse, trening eller tidspress.

For undervannssystemer vil det samme gjelde for sammenhengen mellom systemet slik det ble designet og slik det blir operert.

Barrierer er viktig også i Safety-II, men problematiserer hvorvidt man er i stand til å lage barrierer for å unngå alle feil-, fare- og ulykkessituasjoner. Barrierer er viktige, men for komplekse systemer vil man ikke kunne beskytte seg mot alle farer. Da ikke med utgangspunkt i at det ikke er kostnadseffektivt eller at ting faller ut i ALARP-vurderinger (As low as reasonable practicable), men ved at idet ting blir komplekse, vil det alltid være et ukjent antall ukjente faktorer. Erkjennelsen av dette i arbeidet med sikkerhet fremprovoserer en mer utforskende og proaktiv tilnærming til å følge opp signaler og reagere tidligere og raskere på dem.

En tilsvarende oppsummering som for Safety-I kan gjøres for Safety-II, og det illustrerer hvordan målet i utgangspunktet er det samme, men hvordan angrepsvinkelen er diametralt motsatt:

1. Sikkerhet er at så mye som mulig blir riktig
2. Sikkerhetsarbeidet er proaktivt og konsentreres rundt kontinuerlig å forsøke å forstå signaler og forutse hva som kan gå galt.
3. Sikkerhet krever god oversikt og styring av **barrierer**, men det vil alltid være ting man ikke visste man trengte barrierer mot.
4. **Menneskelige (og organisatoriske)** elementer er en forutsetning for å gi et system robusthet og fleksibilitet til å håndtere hendelser før de eskalerer.
5. Å forutse ulykker forstås best ved å kunne identifisere tilstander hvor systemet er vanskelig å kontrollere og overvåke.

4.3. SUBSEAHISTORIEN PÅ NORSK SOKKEL

Dette delkapittelet gir en gjennomgang av historien og utviklingen av havbunnsinfrastrukturen på norsk sokkel. Det er også tatt med en oversikt over utvikling i antall hendelser. Dette er med for å synliggjøre rammeverket i denne oppgaven. Bruk av dykkere har vært sentralt i denne utviklingen. Dykkernes sikkerhet har vært, og er, et viktig emne, særlig i forbindelse med installasjon og modifikasjoner på havbunnsinfrastrukturen, men det er utelatt her for å begrense omfang.

Første undervannsinstallasjonene på norsk sokkel var fire hydraulisk styrte ventiltrær, produsert i USA, som ble installert på Gulftide (Ekofisk) i 1971 (Gjerde & Nergaard, 2019). Rene undervannsutbygginger med havbunnsbrønner var helt i startfasen ved begynnelsen av 1980-tallet. Elf gikk i bresjen, med satellittfeltet Nordøst Frigg, og de første subseabrønnene på norsk sokkel ble boret gjennom en havbunnsramme og satt i produksjon i 1983, fjernstyrt fra Frigg som lå 20 kilometer unna. SKULD-prosjektet i 1984 var det første testprosjektet hvor man opererte bunnramme ved bruk av ROV (remote operated vehicle). Senere kom Gullfaks A-sattelitter i 1986, og Tommeliten og Øst Frigg i 1988. Troll Oseberg Gas Injection (TOGI) hadde oppstart i 1991. På 80-tallet var det bare Statoil, Hydro og Elf som hadde undervannsinstallasjoner, mens Shell og Saga kom med henholdsvis Draugen og Snorre på begynnelsen av 90-tallet.

“Undervannsteknologien hadde utviklet seg i det stille - uten stor oppmerksomhet i media.” (Gjerde & Nergaard, 2019). Tommeliten var en hastesak hos myndighetene, og både TOGI og Petrojarl 1 var kontroversielle i lisensene, men med oljepris i fritt fall, instruerte olje- og energiminister, Arne Øien, selskapene om å gå i gang.

Subsea ble en prioritert satsing for flere aktører på 90-tallet. Og etter at Statfjord-sattelitter og Draugen var på plass i 93-94, kom utbygginger på løpende bånd. Heidrun, Sleipner Øst og Loke var alle i drift på midten av 90-tallet.

Det var flere leverandører som hang seg på, men det var i hovedsak tre leverandører som leverte alt av undervannsanlegg på 90-tallet; Kongsberg Offshore, Kværner og ABB. Introduksjon av flytende innretninger økte antallet havbunnsanlegg.

En viktig premissgiver for utviklingen på norsk sokkel var NORSOK-initiativet som kom i 1993. Hovedmålet var å oppnå forbedringer i arbeidsprosesser og rammevilkår for å gjøre norsk kontinentalsokkel konkurransedyktig sammenlignet med andre petroleumsproduserende land. To delmål ble spesielt fremhevet:

- En reduksjon i tids- og kostnadsforbruk på 40-50 prosent innen utgangen av 1998 sammenlignet med beste praksis i 1993
- Opprettholde den ledende posisjonen inne helse, -miljø- og sikkerhetsarbeid.

Flyterne gjorde sitt inntog på norsk sokkel i forbindelse med undervannsutbygginger i en periode fra 1995 til 2001, hvor ni store undervannsutbygginger i stand, som vist i

Figur 4. Fleksible rør var en forutsetning for å kunne produsere til flyter. Copflexip var de første som utviklet denne teknologien. Flytere er relevant alle steder hvor det enten er for dypt til å plassere enn bunnfast overflateinnretning (jacket, jack-up, GBS), eller det ikke er økonomisk gevinst i å føre hydrokarbonene via rørledninger inn til land.

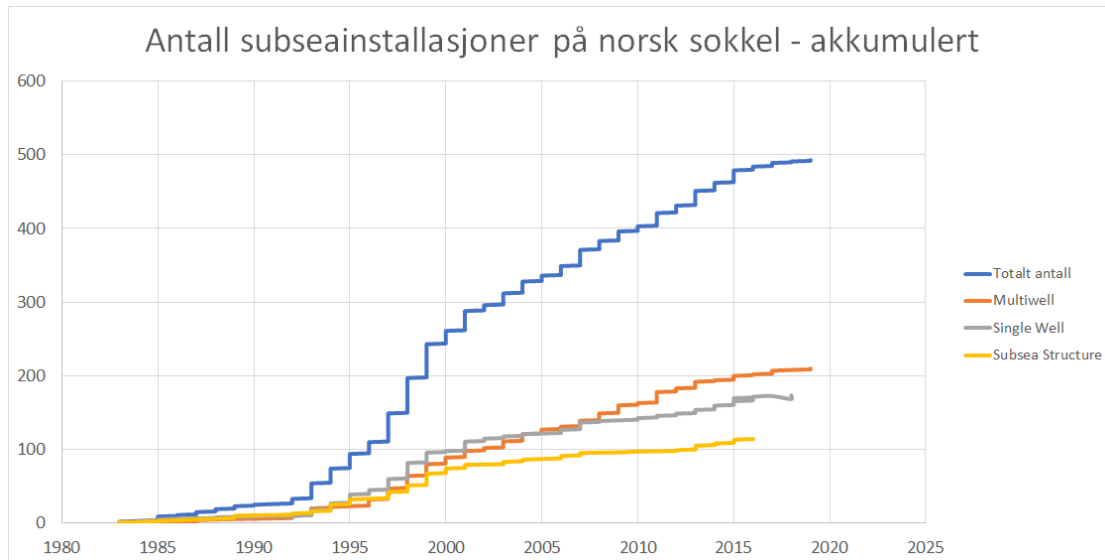
Det første havbunn- til landprosjektet kom i 2007, med både Snøhvit og Ormen Lange.

Enhet	Felt	Deplasement	Oppstart	Operatør
FPSO	Norne	146.000	1997	Statoil
FPSO	Åsgard A	173.500	1999	Statoil
FPSO	Balder	87.000	1999	Esso
FPU	Troll B	190.000	1995	Hydro
FPU	Åsgard B	85.000	1999	Statoil
FPU	Troll C	54.000	1999	Hydro
FPDU	Njord	45.000	1997	Hydro
FPDU	Visund	52.600	1999	Hydro
FPDU	Snorre B	56.300	2001	Saga

Figur 4 Norske flyterløsninger installert på 90-tallet (Gjerde & Nergaard, 2019)

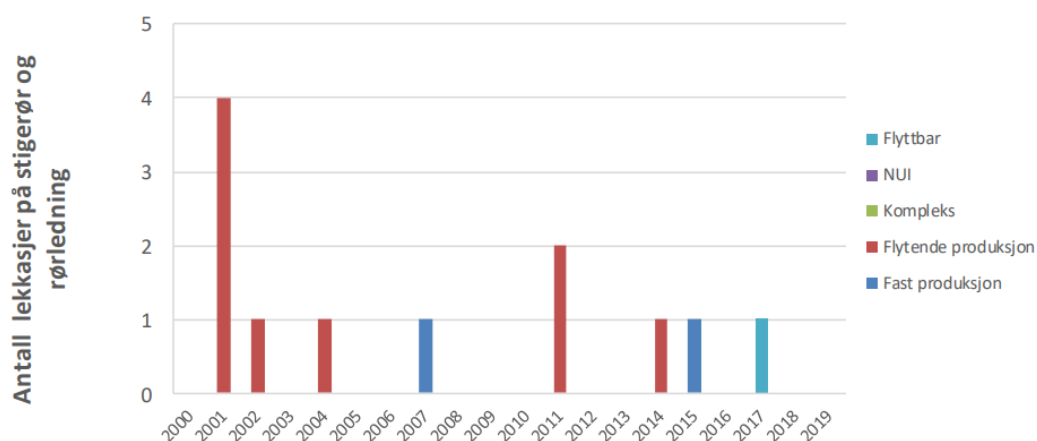
Kompleksiteten på det som installeres har siden den gang vært økende. Fra å være enkle ventiltrær som først var dykkeropererte (1971), som så ble fjernstyrte eller ROV-opererte (1983), har man laget havbunnsseparasjons og -prosesseringsløsninger (Troll Pilot 2000, Tordis 2007), råvanninjeksjon (Tyrihans 2013) og sist havbunnskompresjon (Gullfaks og Åsgard 2015). I tillegg har man også løsninger i dag som gjør at man kan gjøre vedlikehold på brønner uten at man behøver en borerigg.

Det økende antallet av havbunnsinstallasjoner på norsk sokkel er vist i figur Figur 5, hentet fra Petroleumstilsynets database SISU (Petroleumstilsynet).

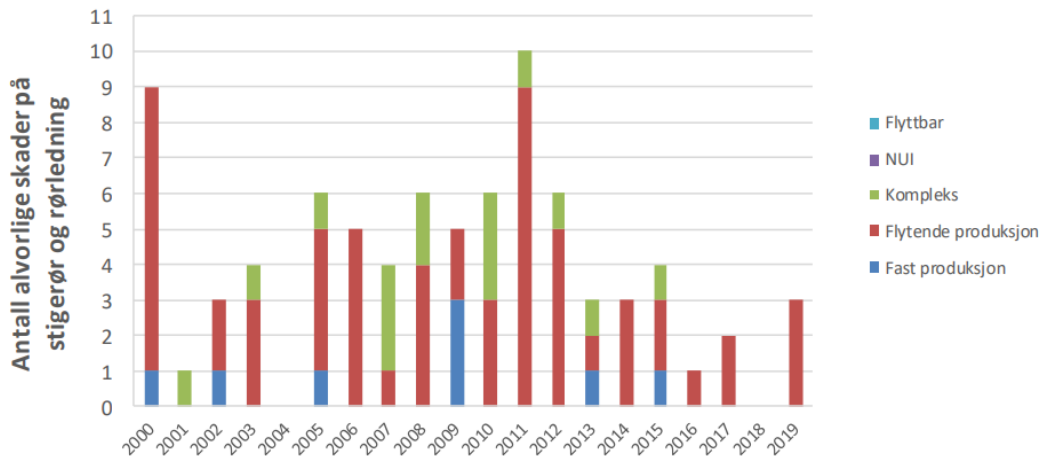


Figur 5 Antall havbunnsinstallasjoner på norsk sokkel (Petroleumstilsynet)

Et av de viktigste verktøyene Petroleumstilsynet har hatt for å kunne si noe risiko heter RNNP (Petroleumstilsynet, 2019). Det arbeidet ble igangsatt i 1999, hvor formålet var å utvikle og anvende et måleverktøy som viser utviklingen i risikonivået på norsk sokkel. RNNP-prosjektet overvåker både personrisiko og risiko for akutte utslipp for å oppnå et mer helhetlig bilde av ulykkesrisiko. Her finner man også informasjon om lekkasjer og skader på undervannsutstyr; stigerør, rørledninger og undervannsanlegg de siste 20 årene, som vist i Figur 6 og Figur 7.



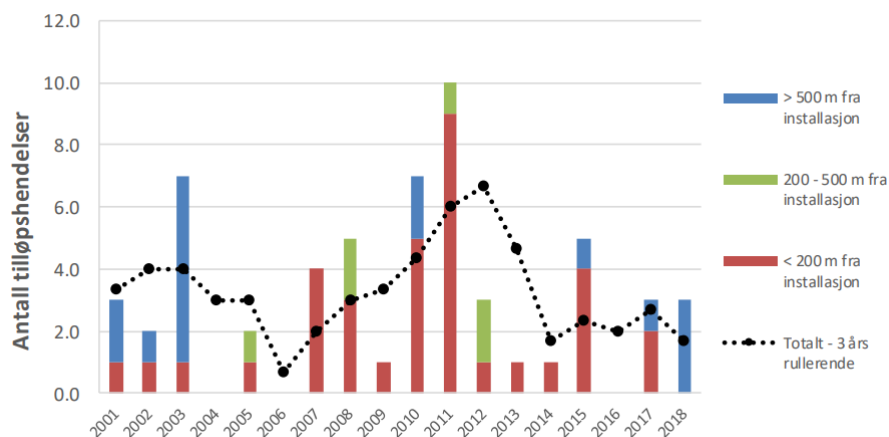
Figur 6 Antall lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervannsanlegg innenfor sikkerhetssonen (Petroleumstilsynet, 2019)



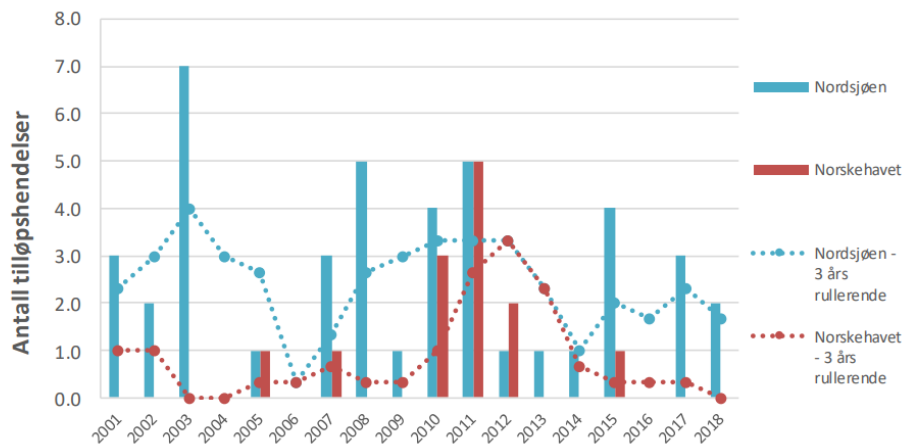
Figur 7 Antall alvorlige skader på stigerør og rørledninger (Petroleumstilsynet, 2019)

I Hovedrapporten til RNNP blir det kun gjort regning med de skader og lekkasjer som har et storulykkepotensial knyttet til sikkerhet for mennesker, og omfatter derfor bare de hendelsene som skjer innenfor 500-metersonen. RNNP Akutte utslipp (RNNP AU) er en videreutvikling av RNNP.

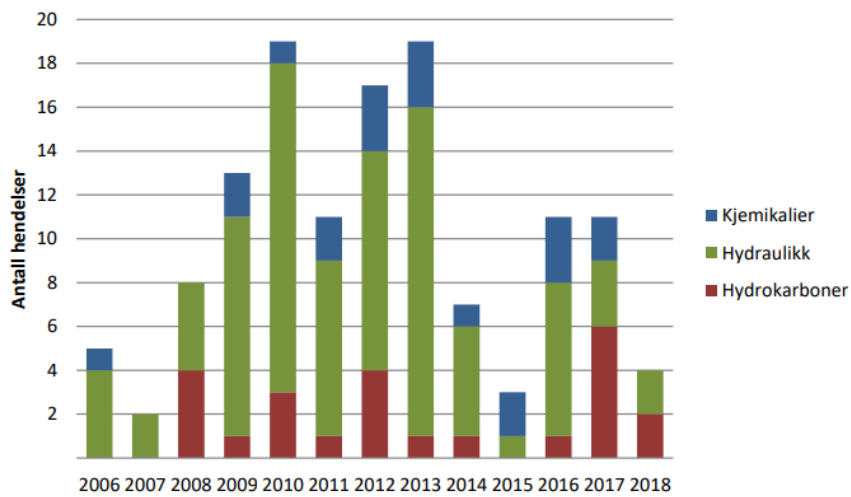
RNNP AU (Petroleumstilsynet, 2019) er et tilleggsværktøy, som i stedet for å vurdere personellrisiko, slik RNNP-rapporten gjør, vurderer risiko for hendelser som kan føre til akutte utslipp. Dette er et nyttig (og naturlig) tillegg for å kunne si noe om tilstanden på det som er installert på havbunnen. De siste 20 årene med rapporterte tilløpshendelser og lekkasjer er illustrert i Figur 8 til Figur 10.



Figur 8 Antall skader på stigerør, rørledning, og undervannsanlegg (Petroleumstilsynet, 2019)



Figur 9 Antall skader på stigerør, rørledning og undervannsanlegg, havområder (Petroleumstilsynet, 2019)



Figur 10 Antall akutte utslipp fra havbunnsutstyr (Petroleumstilsynet, 2019)

5. Metode

I denne oppgaven er det gjort en analyse av primærlitteratur og sekundærlitteratur til et større antall tilsyn og studier rettet mot havbunnsindustrien, for å gi et begrunnet bilde av *hvordan praksis ser ut*, både teknisk, operasjonelt og organisatorisk. Dette materialet er så vurdert i lys av Safety-I og Safety-II.

Tilsvarende er det gjort en analyse av utvalgte emner fra petroleumsforskriftene for å gi et bilde av *hvordan praksis skal se ut*. Dette er videre vurdert i lys av Safety-I og Safety-II.

Disse to analysene er underlaget til diskusjonsdelen, hvor intensjonen er å belyse områder hvor dagens praksis og/eller dagens regelverk bør forbedres. Prosessen er illustrert i Figur 11.

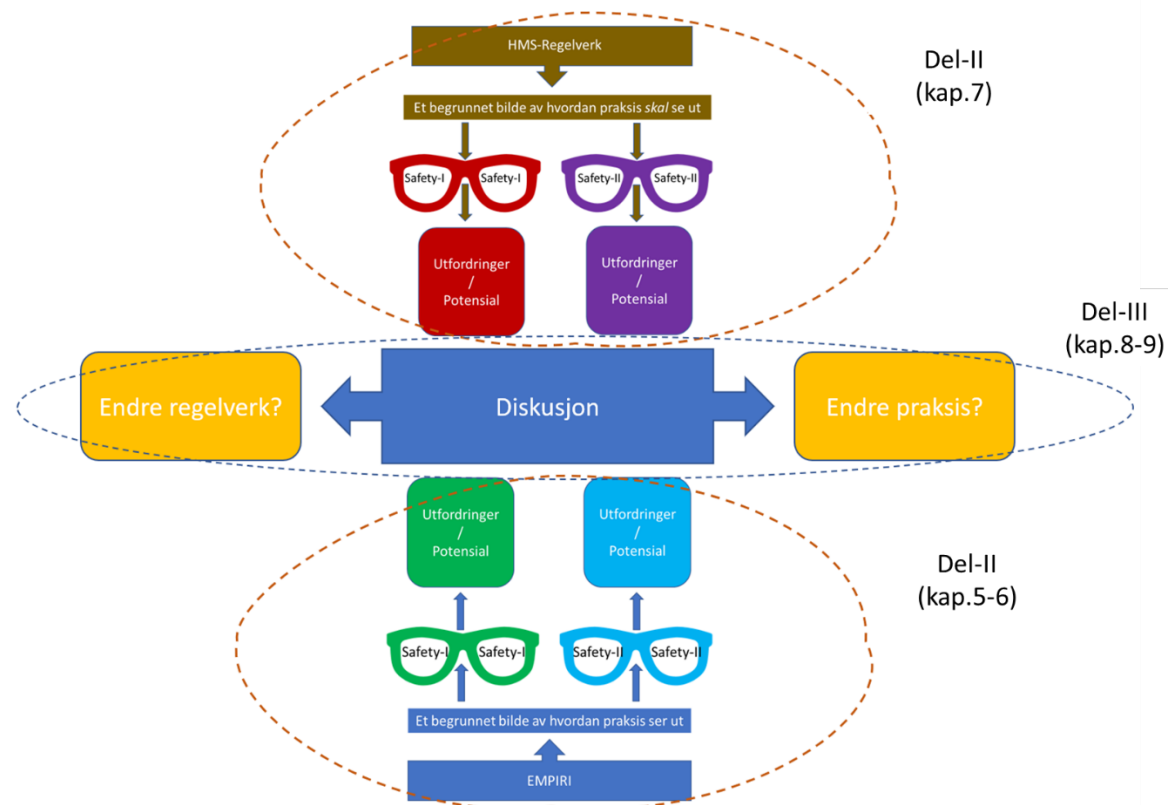
Rent metodisk vil denne oppgaven minne mest om en teoretisk fortolkende case-studie (Widding, 2005) hvor jeg tar utgangspunkt i to ulike teoretiske tilnærminger til sikkerhet og gjør en vurdering av dagens praksis og dagens regelverk i lys av disse. Fremgangsmåten som er benyttet i arbeidet vil best kunne betegnes som en dokumentanalyse¹. Kildematerialet består i all hovedsak av tilsynsrapporter, rapporter etter sektoroppgaver², seminarer og tilhørende studier. Fordelen med å bruke tilsynsrapporter som primærlitteratur er at de respektive tilsyn også har mye underlagsdokumentasjon i tillegg til selve tilsynsrapporten, som er tilgjengelige for innsyn³. Denne underlagsdokumentasjonen er operatørens egne dokumenter. Dette i kombinasjon med at Petroleumstilsynet fører tilsyn mot alle operatører på norsk sokkel styrker muligheten til å gi et begrunnet bilde av hvordan praksis for drift av havbunnsinfrastrukturen ser ut på tvers av selskaper. En av ulempene er at kildematerialet begrenses til de områdene og operatørene hvor det er gjennomført tilsyn, som gjør at en generalisering på tvers av selskap, felt og fagmiljøer vil kunne overforenkle dette bildet.

¹ En dokumentanalyse kan beskrives på følgende måte: “Man leser et skriftlig materiale, og gjør bruk av det i analyse og rapport i den grad man finner at det er med på å kaste lys over ens problemstilling. Men i en snevrere forstand er dokumentanalyse en metode der man gir visse tekster status av kilde eller data for selve undersøkelsen, på samme måte som feltnotater, intervjuutskrifter og lignende data” (Repstad, 1993)

² Rapporter utarbeidet mot petroleumsnæringen på tvers (ikke gebyrooppgaver) (Lovdata, 2013)

³ Alle dokumenter Petroleumstilsynet har tilgjengelig kan søkes innsyn i (EInnsyn, 2021), og vil ikke kunne unntas med mindre det kan hjemles i eksempelvis forvaltningsloven §13

Sammenligning av praksis og regelverk vil ikke være uttømmende, men basert på et skjønnsmessig utvalg, som gjør at det vil kunne være emner som burde vært bedre belyst. Dette vil påvirke muligheten til å trekke gode generelle slutninger. Formålet med studiet er ikke å dekke alt, og skal heller ikke være det med fortolkende case-studier ifølge Andersen (Andersen, 1997). Det er derimot et formål at resultatene her kan være en referanse i en videre debatt, og belyse aspekter som kan bidra til økt sikkerhet på norsk sokkel, hvor hovedfunksjonen er å hindre at hydrokarboner kommer på avveie.



Figur 11 Struktur i oppgave

Del-II – Safety-I og Safety-II i undervannsindustrien og regelverket

Del-II tar for seg analysene av hvordan praksis ser ut og hvordan praksis skal se ut.

Beskrivelsen av hvordan praksis **ser** ut er, som nevnt, basert på et større antall tilsyn og studier rettet mot havbunnsindustrien. Denne gjennomgangen er gjort med henblikk på teorioppsummeringene av henholdsvis Safety-I og Safety-II fra kapittel 4.1 og 4.2.

I analysen av hvordan praksis **skal se** ut, har jeg tatt utgangspunkt i regelverksgjennomgangen gjort i Petroleumstilsynets oppsummeringsrapport etter møteserien om vedlikehold av barrierer på undervannsanlegg (Petroleumstilsynet, 2018). De emnene som er inkludert i analysen er, som i regelverket for øvrig, funksjonelle krav til havbunnsinfrastrukturen. De samme oppsummeringene av Safety-I og Safety-II er benyttet.

Teorioppsummeringene av Safety-I og Safety-II er mitt ekstrakt og tolkning av litteraturen som setter premissene for resten av oppgaven. Det vil kunne være viktige aspekter som ikke tas med, eller gis for mye oppmerksomhet på aspekter som, avhengig av leser, vil kunne oppfattes som mindre viktig. Formålet har ikke vært å gi en uttømmende evaluering, men å lage en overordnet sammenligning for videre diskusjon.

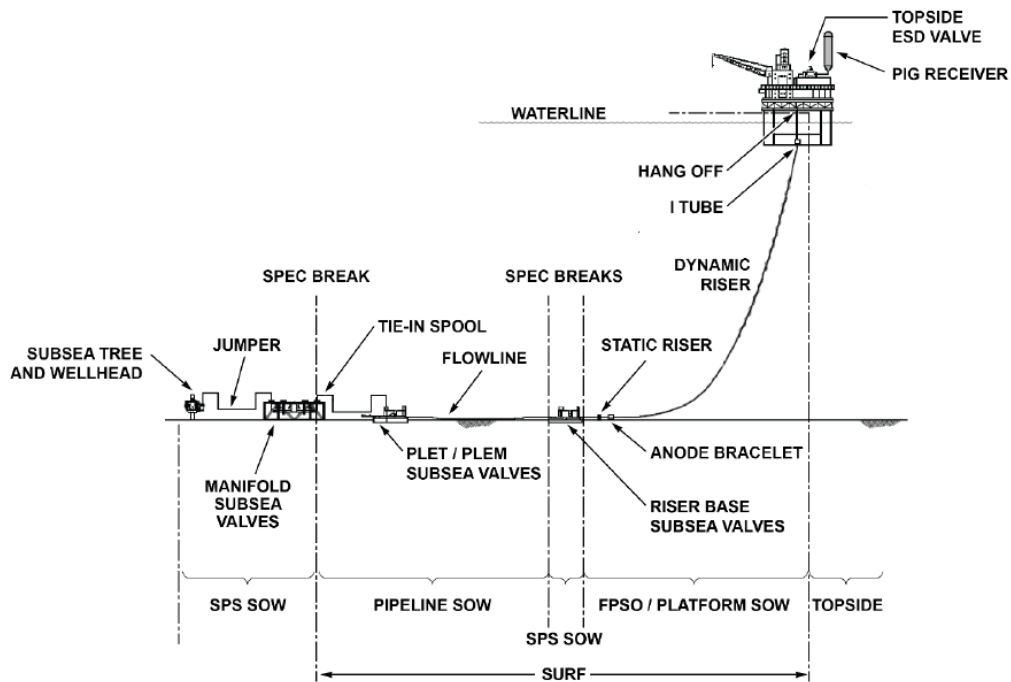
6. Undervannsinfrastrukturen

Dette er en kort innføring i hvordan havbunnsinfrastrukturen typisk vil kunne se ut for et undervannsfelt. Her vil det også gis et overordnet innblikk i hvilket vedlikehold som gjøres og hvilke muligheter man har for å styre integritet. Dette kapitlet vil ikke være uttømmende, hverken med tanke på utstyr, vedlikehold eller integritetsstyring, men tilstrekkelig som underlag for å si noe om styring av sikkerhet.

Havbunnsinfrastrukturen vil alltid være en del av et større system, og en operatør må alltid se det inn i en helhet. Det vil også være høyere risiko knyttet til eksempelvis en boreoperasjon hvor en utblåsning vil kunne ha enorme konsekvenser, som ble svært tydelig på Deep Water Horizon (Petroleumstilsynet, 2011). At denne oppgaven bare tar for seg havbunnsinfrastrukturen er i så måte en grov avgrensning hvis man vil studere sikkerhet på norsk sokkel, men systematikken og problemstillingene i seg selv er overførbare.

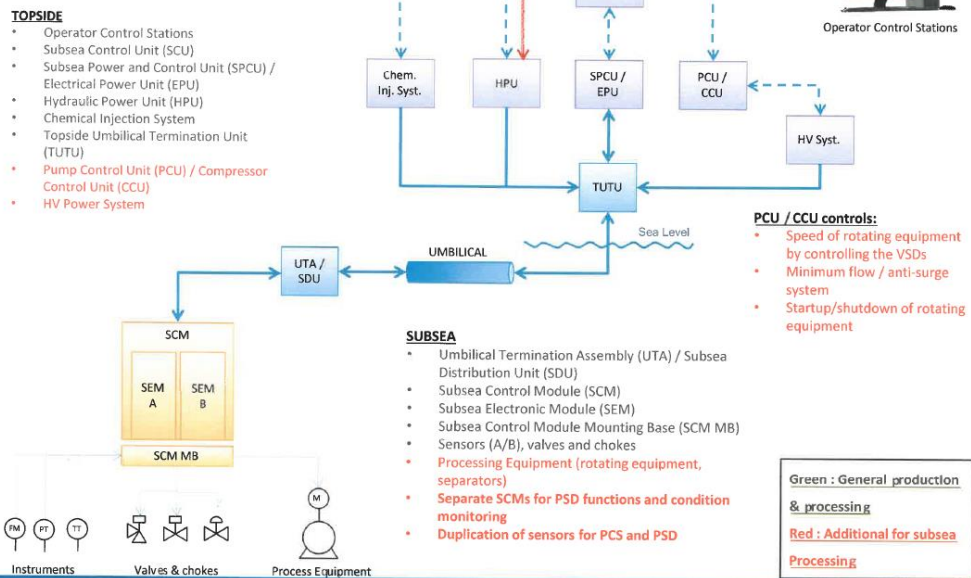
Det er ofte separate miljøer som jobber med de forskjellige delsystemene av havbunnsinfrastrukturen, og det er ulike standarder og praksiser mellom dem.

En undervannsbrønn vil typisk ha en infrastruktur som illustrert i Figur 12, hvor det på toppen av brønnhode er et juletre (x-mas tree), som går inn i en manifold, for så å gå videre via en rørledning og et stigerør opp til en innretning. Selve styringen av dette havbunnsanlegget vil gjøres via en kontrollkabel (umbilical) fra innretningen, som vist i Figur 13. De respektive delsystemene er beskrevet i de følgende delkapitler.



Figur 12 Typisk subseasystem (Wood, 2020)

Typical technical solution



Figur 13 - Typisk styring av et subseasystem

6.1. HAVBUNNSANLEGG

Havbunnsanlegget er alt det installerte på havbunnen som er gult. Og inkluderer også prosesseringsutstyr.

I sin enkleste form begynner havbunnsanlegget på brønnhode. Selve brønnen vil alltid ha en sikkerhetsventil som står nedi brønnen. En såkalt down hole safety valve (DHSV). På toppen av brønnhode står det et ventiltre; juletre (xmas tree). Et juletre er utstyrt med sensorer (trykk og temperatur) og en eller annen form for choke-ventil for å regulere brønnstrøm. De viktigste sikkerhetskritiske ventilene (foruten om DHSV) er masterventil (PMV) og vingventil (PWV). Injisering av kjemikalier til rørledningen vil typisk være mellom disse to ventilene. Dersom det er en enkeltstående brønn, vil den gjerne kalles en satellitt. Ofte er brønnene samlet i en ramme (template) med typisk 4 brønn-slottet. Fra juletrær, hvis det er mer enn én brønn, vil disse samles i en manifold-struktur, som enten er en del av template, eller som en separat modul, dersom man har mange satelitter (enkle brønner).

Havbunnsanleggene er designet for minimalt med vedlikehold og vil i de fleste tilfeller opereres til de feiler. De vedlikeholdsaktivitetene som utføres er inspeksjon og ventiltesting.

Inspeksjon består i hovedsak av utvendig generell inspeksjon, hvor hovedformålet er å undersøke tilstand på utstyret generelt (mekanisk skade) og anoder, i tillegg til å avdekke eventuelle lekkasjer. Der hvor man vet man har utfordringer finnes det ulike spesialverktøy som kan gjøre ytterligere tilstandsovervåking, som veggtykkelse og vibrasjoner, men dette gjøres i liten grad. Hyppigheten på inspeksjoner vil gjerne være basert på en risikovurdering (Risk based inspection - RBI), som vil variere mye mellom rør og operatører, typisk i et spenn fra årlig til 10-årlig. Det også en utvikling på inspeksjonssiden, og man får mer ut av de inspeksjonene man har og flere autonome inspeksjonsverktøy utvikles, blant annet beskrevet av Schølberg m.fl (Schjølberg, Gjersvik, Transeth, & Utne, 2016)

Ventiltesting gjøres ved jevne intervaller, og det er krav til lukketider og lekkasjerater på disse. Rapportering er i hovedsak god/dårlig test.

Det er i liten grad mulig å inspisere SPS-utstyret innvendig.

Lekkasjedetektorer vil typisk være plassert på SPS-utstyret.

Det har skjedd en utvikling i muligheten for tilstandsmonitorering av havbunnsutstyr, og alle havbunnsleverandører tilbyr denne typen løsninger, men det er, med et par unntak, ikke noe som næringen har tatt i bruk.

6.2. KONTROLLSYSTEMER

Styring av et havbunnsanlegg gjøres fra en innretning og en typisk skjematikk er vist i Figur 13. Her vises også inndeling av hvilket utstyr som er over og under vann. Kontrollkabelen (umbilical) inneholder hydraulikk, elektriske kabler, service-linjer for kjemikalieinjeksjon og fiber. Denne vil i de aller fleste tilfellene graves ned. De ulike linjene er ofte redundante, og det er oftest isolering av de elektriske kablene som styrer levetiden. Alt av utstyr installert på selve overflateinnretningen er i utgangspunktet utbyttbart, og under vann er det også mulig å bytte ut eksempelvis SCM (Subsea Control Module) hvis denne feiler, eller man ønsker å oppgradere den.

6.3. RØRLEDNINGER

Mellom satelitter og manifold, og fra manifold til stigerør på innretning vil man ha rørledninger, enten fleksible eller stive. Det sirkulære tversnittet har mange varianter, og også ulike feilmønstre. For stive rør vil mindre diametere (<10-14") i de fleste tilfeller være nedgravd og/eller steindumpet i områder hvor det kan forventes tråling. Fleksible vil alltid være nedgravd dersom det forventes tråling.

Rørledninger er som havbunnsanleggene designet for å være vedlikeholdsfrie, og det er i hovedsak utvendig inspeksjon som utføres av vedlikehold. Som for havbunnsanlegg vil det gjerne være risikobasert. For et eksponert rør vil man da se etter mekaniske skader, tilstand på anoder og feltskjøter, termiske buler, frie spenn og eventuelle lekkasjer. For nedgravde rør sjekker man overdekking og synlige lekkasjer. Man har også teknologi til å se på elektriske felt på nedgravde (og eksponerte) for å vurdere ekstern korrosjon / tilstand på anoder og coating.

For de aller fleste rør har man også muligheten til å inspisere innvendig. Dette er eneste muligheten man har for å kunne si noe konkret om tilstanden på røret innvendig, og det er flere teknologier tilgjengelig med høy grad av presisjon.

Det er ikke vanlig å ha lekkasjedetektorer på rørledninger.

6.4. STIGERØR

Stigerøret begynner der hvor rørledningen går opp til overflateinnretningen. Det er flere konsepter, men de fleste har en eller annen overgang mellom rørledning og stigerør på havbunnen. For alle stigerør har man en nødavstengningsventil på toppen av stigerøret (Emergency Shut Down Valve – ESDV) og i noen tilfeller har man en ventil på bunn før stigerøret (SSIV). Stigerørene er enten stive eller fleksible. Generelt sett har man fleksible stigerør når overflateinnretningen er en flyter, og stive når den er en fast konstruksjon. Det har vært lite hendelser på stive stigerør på norsk sokkel. Fleksible stigerør har derimot vært en markant bidragsyter til risikonivået, og hatt mer eller mindre kontinuerlig fokus og oppfølging både fra bransje og myndigheter.

Stigerør er også, som øvrig havbunnsinfrastruktur, designet for å være vedlikeholdsfrie, men det gjøres korrektivt vedlikehold, der hvor det vurderes som mer hensiktsmessig enn utbytting av selve stigerør. ESDV er testet jevnlig.

Utvendig inspeksjon består stort sett i enten generell visuell inspeksjon (GVI) eller nær visuell inspeksjon (NVI). For stigerør gjøres dette årlig. Fleksible stigerør er i liten grad mulige å inspisere innvendig.

Testing av ESDV-ventiler gjøres som nevnt ved jevne intervaller, hvor man ser på lukketider og lekkasjerater, men som for brønnventiler (PMV, PWV) er det i liten grad noen systematikk rundt å se på utvikling i trender på disse testene.

På fleksible stigerør gjør man også jevnlig tester av annulus. I hovedsak for å se om man har brudd i ytterkappe på stigerøret, og vannfylling i annulus. På nyere systemer har man gjerne kontinuerlig monitorering av annulus, som blant annet kan si noe om brudd i ytterkappe og tette vent-porter (som kan lede til trykkoppbygging i annulus).

Eventuelle lekkasjer i fleksible rør vil lede til trykkoppbygging i annulus, og detekteres på innretningen.

6.5. PÅ INNRETNINGEN

Alle havbunnsinstallasjoner styres fra sentralt kontrollrom på en overflateinnretning, og man har også i de fleste tilfeller mulighet for å overvåke disse parameterne kontinuerlig fra land. Integritetsvurderingene gjøres av dedikerte ressurser på land, og all planlegging av inspeksjon og eventuelle intervensjoner gjøres fra land. På innretningen overvåkes sensorparametere fra SPS-utstyret; trykk, temperatur, flow,

lekkasje, etc. Disse vil tradisjonelt sett gi lite informasjon om integriteten til systemet med mindre man har en større lekkasje. Men trykk og temperatur vil påvirke korrosjonsmiljøet, og er viktig informasjon til eventuell endring av kjemikalieprogram.

For å si noe om indre tilstand og korrosjon benyttes flere tilnæringer:

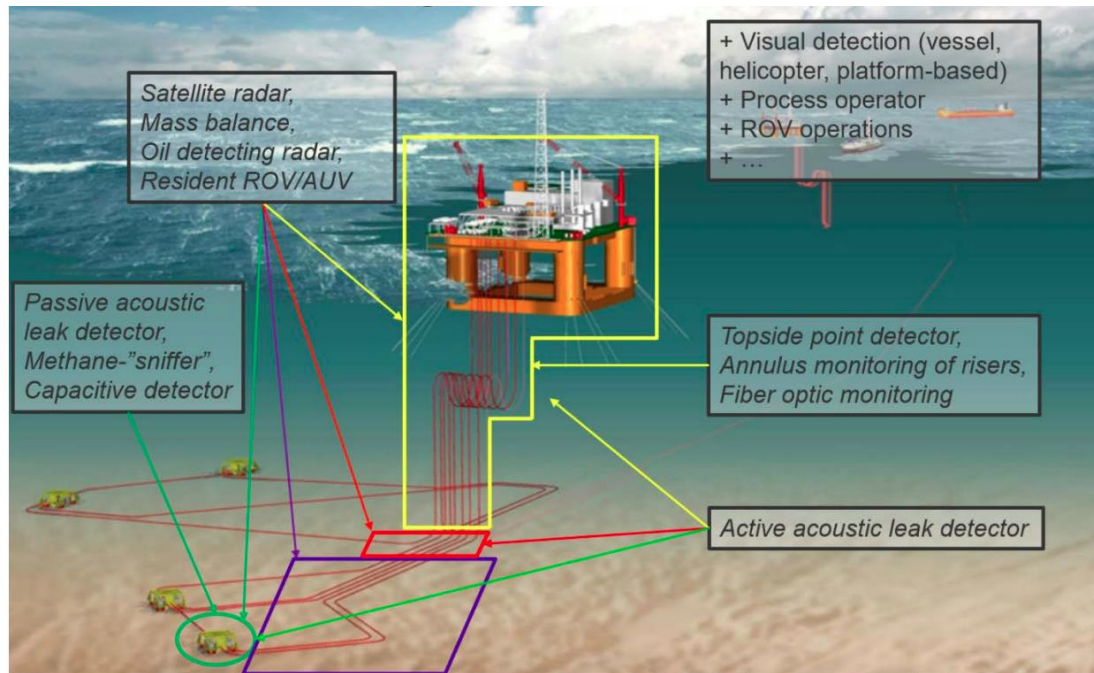
- Korrosjonskupper: små prøvestykker av rørledningsmaterialet som plasseres i hydrokarbonstrømmen. Disse blir sjekket ved jevnlig intervaller for å avdekke eventuell korrosjon.
- Korrosjonsprober: korrosjonsovervåking ved bruk av elektrisk motstand. Disse gir et sanntidsbilde av korrosjonen, og krever ikke at man tar ut en prøvekupong for å lese av. Nyeste utstyr av disse kan si noe med nøyaktighet på 1000-dels millimeter.
- Væskeprøver fra brønnstrøm vil kunne avdekke eventuelle korrosjonsprodukter og også si noe om kjemikalieprogrammet fungerer.
- Gassprøver vil tilsvarende kunne si noe om H₂S-nivå og CO₂-nivå, og nyeste utstyr gir også mulighet til å gjøre dette online, men vil oftest kreve en laboratoriumsanalyse.
- Bakteriemålinger sier også noe om korrosjonsnivå, og prøver vil kunne tas fra rensesigget. Bakterier motvirkes ved å injisere biocid i systemet.

Både CO₂- og O₂-korrosjon motvirkes ved bruk av inhibitor i systemet. MEG og Methanol benyttes i systemer hvor man kan få utfelling av voks eller hydrater.

6.6. LEKKASJEDETEKSJONSSYSTEMER

Det finnes flere typer utstyr for lekkasjedeteksjon på havbunnsinfrastrukturen. En oversikt er gitt i Figur 14, som er hentet fra DNVGL sin rapport om bruk av risiko-gjennomgang og ytelseskrav for valg av offshore lekkasjedeteksjonssystemer (DNVGL, 2018). Den systemiske tilnærmingen og samordning av data fra flere kilder er essensielt i et effektivt lekkasjedeteksjonssystem, som blant annet beskrives av Marta Bucelli m.fl. i deres *A system safety engineering approach to subsea spill management* (Bucelli, Utne, Rossi, & Paltrinieri, 2019), eller *A risk-based inspection planning methodology for integrity management of subsea oil and gas pipelines*

(Hameed, Bai, & Ali, 2020). Litteratursøket som ble gjort for å se hva som er tilgjengelig av studier knyttet til sikkerhet på havbunnen ga i all hovedsak input på arbeid gjort med lekkasjedeteksjonssystemer.



Figur 14 Oversikt over lekkasjedeteksjonsutstyr

7. Safety I – I undervannsindustrien

Jeg vil i denne seksjonen forsøke å kontekstualisere Safety-I, i undervannsindustrien, med utgangspunkt i oppsummeringen fra kapittel 4.1:

1. Sikkerhet er fravær av ulykker
2. Sikkerhetsarbeidet er reaktivt og konsentreres rundt **hendelser eller kjent risiko**
3. Sikkerhet krever god oversikt og styring av **barrierer**
4. **Menneskelige og organisatoriske** forhold er ofte medvirkende årsak til ulykker
5. Alle ulykker og hendelser kan forstås gjennom å avdekke årsakene

7.1. HENDELSER OG RISIKO

Industrien generelt har gode rutiner for å rapportere hendelser, både internt og til Petroleumstilsynet, og alle operatørene på norsk sokkel har systemer for å samle inn og håndtere hendelser. Det er også et generelt inntrykk som gis at det på norsk sokkel er god *kultur* for å rapportere inn ting som er sikkerhetsrelatert. Selv om det alltid vil være mange eksempler på at det kunne vært mye bedre. Denne type rapportering er en forutsetning både i petroleumsforskriftene og ISO 9001, og sånn sett en forutsetning for *license to operate* på norsk sokkel. Utfordringen for undervannsindustrien er at det er lite å rapportere. Som vist i RNNP (Petroleumstilsynet, 2019) og RNNP-AU (Petroleumstilsynet, 2019), illustrert i Figur 6 til Figur 9, er det, gitt antall installasjoner på havbunnen og antall år i drift, få rapporterte skader og lekkasjer fra norske undervannsinneinstallasjoner. Dette vil være et godt utgangspunkt for å argumentere for at måten norske undervannsinneinstallasjoner er bygget og operert på er sikker og har fungert. Det vil også ut fra en Safety-I tilnærming være tilbøyelighet til å si at fravær av- eller lavt antall hendelser og ulykker er et tegn på god sikkerhet. Uten å ta stilling til det, betyr allikevel det begrensede antallet hendelser registrert i RNNP eller antall granskninger på havbunnsinfrastrukturen, at man har svært lite statistisk grunnlag for å si noe om hva som kan gå galt. Hollnagel poengterer dette blant annet i sin bok *Safety-II in Practice*; hvordan man med lite tilbakemelding fra systemet (få ulykker/hendelser) også mister muligheten for å korrigere måten man styrer på, og tilsvarende muligheten for å vite hvilke av de grepene man gjør som har best effekt for å unngå ulykker. Kanskje gjør man til og med mange ting som man egentlig kunne latt være å gjøre og

fortsatt ivaretatt sikkerheten (Hollnagel, *Safety-II in Practice*, 2018). I tillegg til at det er få hendelser på havbunnsinfrastrukturen på norsk sokkel, er det også store forbedringspotensialer i hvordan man bruker den informasjonen man har, både som operatør og leverandør, som vil diskuteres i det følgende.

Det generelle vedlikeholdet av undervannsutstyr består oftest av en generell visuell inspeksjon som utføres av en ROV (Remote Operated Vessel/Vehicle). Disse inspeksjonene kan avdekke eventuelle lekkasjer eller andre skader, dersom utstyret ikke er nedgravd. Dette er gjerne inspeksjoner som i beste fall gjøres årlig, men oftest langt sjeldnere. Informasjonen man får fra en slik inspeksjon kan si noe om anodeforbruk, skader og hvor eksponert utstyret er for tredjepartspåkjenninger som trål og fallende gjenstander, men er binær når det kommer til en eventuell lekkasje; lekkasje/ikke lekkasje. Utover visuell inspeksjon og ventiltesting er det meste av vedlikeholdet under vann basert på at man skifter ting som har gått i stykker. Den viktigste kilden til informasjon man har tilgjengelig er prosessovervåking. Prosessovervåking er gjerne i denne sammenheng å se om man opererer innenfor designkriterier, eller om man har store trykkfall som indikerer brudd. Mindre lekkasjer vil vanskelig kunne oppdages på denne måten.

Det er mange års erfaring med havbunnsutstyr på norsk sokkel, og i verden for øvrig, men basert på observasjoner fra tilsyn og sektoroppgaver fra Petroleumstilsynet (Petroleumstilsynet, 2018), er det lite deling av driftserfaring på tvers. Dette kunne vært en svært nyttig kilde til informasjon, men som rapporten beskriver er det lite sporbar systematikk i bruk av drift- og erfaringsdata, både internt hos operatører, mellom operatører og leverandører, og mellom leverandører. Dette nevnes også som forbedringspunkt i tilsyn mot Norne (Petroleumstilsynet, 2018).

Ett unntak er kanskje fleksible stigerør, hvor man blant annet har initiativer som FlexshareTM (4Subsea, 2020). Fleksible stigerør har gitt et stort risikobidrag inn i RNNP (Petroleumstilsynet, 2019) etter flere hendelser og tilløp. Her har det vært interesse og investeringsvilje også på tvers, fordi man har sett at dette er en stor utfordring. Dette kjennetegner Safety-I, hvor man kjenner til utfordringer og høy risiko, men er reaktivt, fordi det krever hendelser for å skape fremdrift. Et stigerør som svikter gir en opplagt kostnad og vil være knyttet til høy risiko.

7.2. BARRIERER

Det er et eksplisitt krav i styringsforskriften §5 om å etablere barrierer som både skal identifisere tilstander som kan føre til feil-, fare- og ulykkessituasjoner, og redusere muligheten for at disse oppstår og utvikler seg, samt begrense skader og ulemper. For et undervannsanlegg er disse barrierefunksjonene typisk; hindre lekkasje (*containment*), nødavstengingsventiler, prosessventiler, uavhengighet i kontrollsystemer og lekkasjedeteksjonssystemer, som beskrevet i Petroleumstilsynet sin rapport om vedlikehold av barrierer på undervannsanlegg (Petroleumstilsynet, 2018). Tiltak for å hindre lekkasje ligger på venstre side av bow-tie i Figur 15, mens stengefunksjon på ventiler og lekkasjedeteksjonssystemer er konsekvensreducerende og på høyre side av samme bow-tie. I sektoroppgaven var det ingen av aktørene som definerte menneskelige eller organisatoriske barrierer; utelukkende tekniske barrierer. Det er like fullt de som sitter i kontrollrommet på vertsinnretningen som eksempelvis utfører alt av ventiltesting og som agerer på alarmer fra undervannsanlegget. Dette gjør dem til et viktig barriereelement både i forkant av en lekkasje og i håndteringen ved en lekkasje. Undervannsanlegget er i de fleste tilfeller en svært liten del av det en kontrollromoperatør skal ha kontroll over i daglig drift.

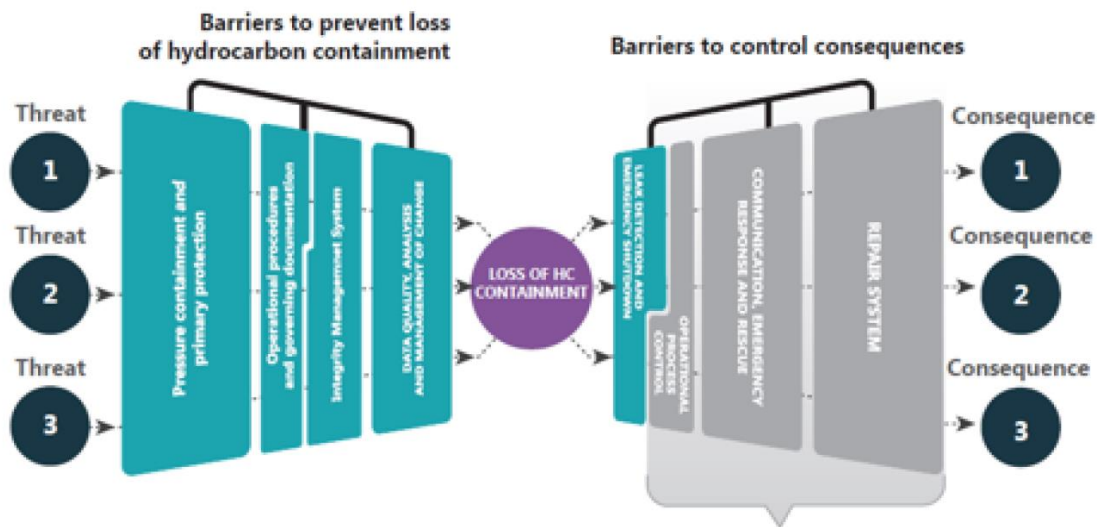
I tillegg har de fleste aktørene ingeniører med integritetsoppfølging på land. Deres vurdering, som alltid vil inneholde kvalitative vurderinger med en grad av subjektivitet, er en viktig input til et hvert beslutningsunderlag som gjelder havbunnsinfrastrukturen. Oppfølgingen av tekniske barriereelementene er utfordrende når ting er under vann, siden det er begrenset hvor mye tilbakemelding man får fra systemet, sammenlignet med et system på en overflateinnretning, hvor man til enhver tid vil kunne inspisere dette fysisk. Ventiltesting gjøres jevnlig, både på juletreventiler og på nødavstengningsventiler på toppen av stigerørene. Disse testene skal typisk kontrollere at lukketid og lekkasjerater er innenfor et gitt kriterium. Det vil ofte være forskjellige miljøer som følger opp tester på juletreventiler og tester på nødavstengningsventiler. Denne type tester ligger regelmessig på plan, og gjennomføres. Flere tilsyn utført av Petroleumstilsynet, eksempelvis på Skarv (Petroleumstilsynet, 2017), Visund (Petroleumstilsynet, 2017) og Snorre (Petroleumstilsynet, 2020) identifiserer likefullt funn knyttet til systematikk i oppfølging av ventiler. Disse funnene går i hovedsak ut på at gitt at ventilene er barriereelementer skal man også identifisere sviktmodi under

utvikling, men negativ utvikling av testresultater følges i liten grad opp. Testen er enten godkjent/ikke, innenfor krav eller utenfor krav, uten at det er systemer som fanger opp eventuelle tegn til forverring i ytelse. En slik binær tilnærming til et barriereelement vil, litt karikert, være naturlig i Safety-I; virker/virker ikke.

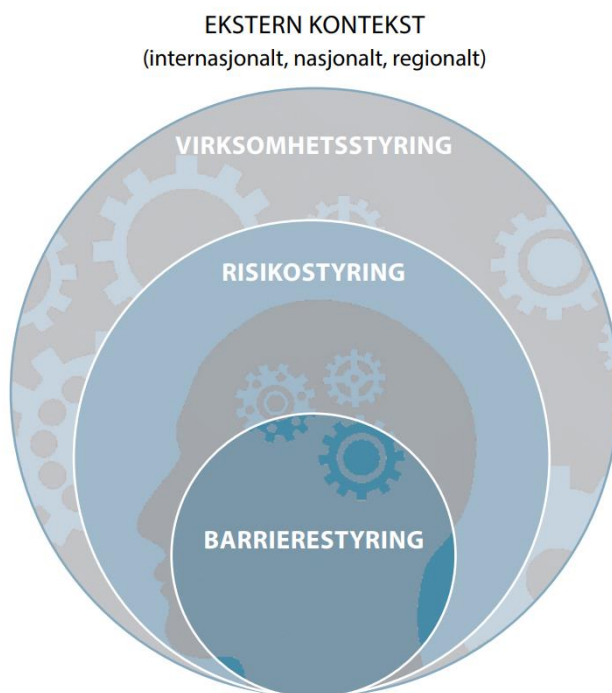
Oppfølgingen av *containment*, slik den gjøres på norsk sokkel, passer godt inn i en Safety-I-ramme. Her vil det i hovedsak ved en utvending inspeksjon være lekkasje/ikke-lekkasje. For rørledninger er det mulig å gjøre innvending inspeksjon; inspeksjonspigging, som i større grad kunne si noe om degradering og korrosjon, men en slik inspeksjon er ofte arbeidskrevende og kostbar. Her er det også forskjell på transportrørledningene og feltrørledninger. Sistnevnte er de som gjerne ser brønnstrømmen direkte, mens transportrørledningene oftere har behandlete hydrokarboner som gir en større forutsigbarhet i miljøet på innsiden av røret. Det er ikke alle rørledningssystemer som er designet for å kunne inspiseres innvendig. Det samme gjelder brønnrammene. Det finnes spesialverktøy for ulike typer inspeksjon, men disse tas gjerne ikke i bruk før man vet at noe er galt, eller risikoen for at det kan være det er høy nok. Sistnevnte passer også godt inn i et Safety-I-regime.

Det har også de siste årene vært mye debatt rundt både behovet for og bruken av lekkasjedeteksjonssystemer. Diskusjonen er pågående. Det har også vært en oppdatering i regelverket på lekkasjedeteksjonssystemer, og høsten 2020 ble det gjennomført en dedikert tilsynskampanje fra Petroleumstilsynet under dette emnet i samarbeid med Miljødirektoratet.

I tilsyn gjort av Petroleumstilsynet har særlig observasjoner knyttet til manglende styrende dokumentasjon og manglende risiko- og kritikalitetsvurderinger for å forebygge og oppdage lekkasjer vært gjennomgående eksempelvis i tilsyn mot Norne (Petroleumstilsynet, 2017), Blane (Petroleumstilsynet, 2020) og Vale (Petroleumstilsynet, 2020). I tillegg var det verken funksjonsbeskrivelse, ytelseskrav, verifikasjon av ytelse eller oppfølging av barriereelementene for lekkasjedeteksjonssystemene på Norne. Det har vært utfordringer med lekkasjedeteksjonsdetektorer og falske alarmer kan være forbundet med store kostnader. Dette har gjort at flere felt går bort fra dem, og i større grad gått over til satellitt- og prosessovervåkning. Begge disse barrierene vil kreve store lekkasjer før en alarm går, og er i så måte et tilbakeslag for sikkerheten.



Figur 15 Typisk barriereinndeling for havbunnsutstyr (Wood, 2020)



Figur 16 Barrierestyring - en integrert del av risiko- og virksomhetsstyring (Petroleumstilsynet, 2017)

7.3. MENNESKELIGE OG ORGANISATORISKE FORHOLD

Det er i liten grad gjort noen konkret oppfølging av menneskelige og organisatoriske forhold fra Petroleumstilsynet, rettet mot havbunnsinfrastrukturen. Det ble heller ikke

trukket frem hos de som deltok i møteserien som omhandlet barrierer på havbunnsinstallasjoner (Petroleumstilsynet, 2018).

Hva som gjøres i kontrollrom på den respektive innretningen har åpenbart en betydning for håndtering av en eventuell lekkasje, og det vil foreligge en praksis, uavhengig av om den er tilknyttet en prosedyre, for hva som gjøres når man får en alarm. Sterke indikasjoner på en lekkasje, vil utløse en eller annen form for inspeksjon, og også etter all sannsynlighet en stenging av nødvendige systemer. Det vil også etter all sannsynlighet inkludere en eller annen form for involvering fra land, hvor fagmiljøet kobles på. Hva som skjer i det man har en indikasjon på lekkasje til man har stoppet den/undersøkt den vil ha et stort konsekvensspenn. Og det er både eksempler på at man umiddelbart stenger ned ved en indikasjon på lekkasje, og at man trykktester systemet for å se at man virkelig har en lekkasje. Sistnevnte vil kunne utløse utslipp av hydrokarboner i stort omfang.

I et tenkt tilfelle hvor man stenger ned umiddelbart og dette granskes i ettertid, vil man kunne se for seg to utfall. Dersom det viser seg at det var en lekkasje som man stengte ned raskt og en granskning viser at det stanset en potensielt stor lekkasje, vil kontrolloperatøren få beskjed om at hen gjorde jobben sin. I samme tilfelle, hvor granskning viser at det var en falsk alarm som trigget en kostbar marin operasjon, vil man ved neste alarm kanskje gjøre det samme, men ved gjentatte feilalarmer vil man slutte å stole på denne. Og i tilfeller hvor et kontrollsystem foretar automatisk nedstengning på denne alarmer, vil man kunne se for seg at man programmerer om, slik at man slipper å stenge på falske alarmer.

Hvis man videre ser for seg at man får en lekkasje på samme system etter gjentatte falske alarmer, og man eksempelvis trykktester systemet for å se om det virkelig er en lekkasje, vil en granskning kunne komme til den konklusjon at lekkasjen skyldtes menneskelig feilhandling.

8. Safety-II – I undervannsindustrien

Jeg vil i denne seksjonen forsøke å kontekstualisere Safety-II, i undervannsindustrien. Denne seksjonen er mer utfyllende fordi den i større grad utfordrer gjeldende praksis, som er en viktig del av diskusjonen i Del-III.

Jeg vil i neste delkapittel sette ordet *kompleksitet* inn i denne rammen. Hvordan man forstår den og hvordan man håndterer den er kjernen av motsetningen mellom Safety-I og Safety-II. I det påfølgende vil jeg belyse de samme punktene som i kapittel om *Safety-I i undervannsindustrien* (kapittel 7), med utgangspunkt i oppsummeringen av Safety-II fra kapittel 4.2:

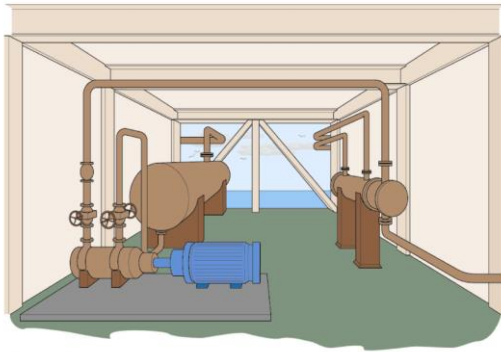
1. Sikkerhet er at så mye som mulig blir riktig
2. Sikkerhetsarbeidet er proaktivt og konsentreres rundt kontinuerlig å forsøke å forstå signaler og forutse hva som kan gå galt (**proaktivt sikkerhetsarbeid**).
3. Sikkerhet krever god oversikt og styring av **barrierer**, men det vil alltid være ting man ikke visste man trengte barrierer mot.
4. **Menneskelige (og organisatoriske)** elementer er en forutsetning for å gi et system robusthet og fleksibilitet til å håndtere hendelser før de eskalerer.
5. Å forutse ulykker forstås best ved å kunne identifisere tilstander hvor systemet er vanskelig å kontrollere og overvåke.

8.1. KOMPLEKSITET I HAVBUNNSINFRASTRUKTUREN

Både Sidney Dekker (Dekker, 2011), Charles Perrow (Perrow, 1999), Barry A. Turner (Turner B. A., 1978) og Erik Hollnagel (Hollnagel, 2014), med flere, trekker frem økende *kompleksitet* som en av de viktigste grunnene til at man bør se annerledes på sikkerhetsstyring. Derfor er det også naturlig å se nærmere på kompleksitet i vår sammenheng.

Ser man på havbunnsinfrastrukturen vil det være en forskjell i utforming mellom denne og tilsvarende utstyr på en overflateinnretning. Figur 17 og Figur 18 illustrerer konseptuelt hvordan et system blir mer komplisert når man legger til alt man trenger av tilleggssystemer, herunder sikkerhetssystemer. Selv om uttrykket «økende kompleksitet» ofte tas i bruk i det man plasserer en separator, en pumpe eller en kompressor under vann, vil slike anlegg under vann ligne langt mer på det som vises i

Figur 17 enn Figur 18, og oftest rent teknisk være mindre komplisert enn overflatevarianten. Eksempelvis vil mange av de hjelpe- og sikkerhetssystemene som er tegnet inn i Figur 18 enten ikke finnes, eller være mindre kompliserte.



Figur 17 Prosessutstyr



Figur 18 Prosessutstyr med tilhørende hjelpe- og sikkerhetssystemer

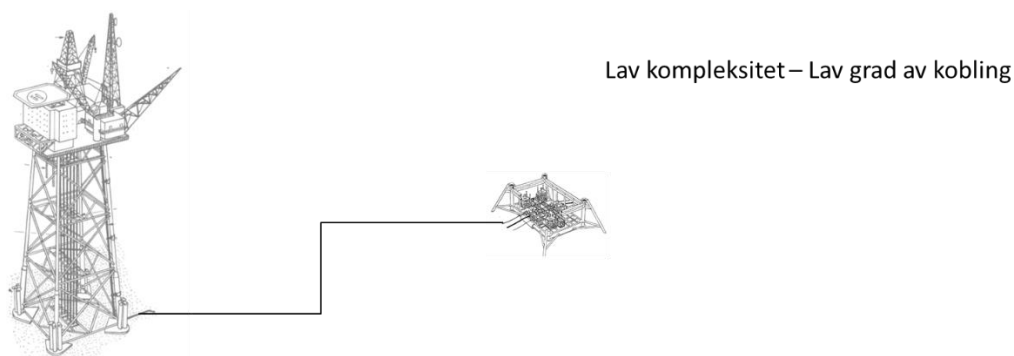
Riktig bruk av ordet *kompleksitet* er viktig i denne sammenhengen, siden det er en glidende overgang mellom enkle, kompliserte, komplekse og kaotiske sammenhenger og systemer. Derfor blir også oppfattelsen og forståelsen av forskjellen viktig. En artikkel publisert på Harvard Business Review (Snowden & Boone, 2007) beskriver dette godt. Artikkelen handler om beslutningsunderlag generelt, men er verdifull også i denne sammenheng:

1. **Enkle** systemer kjennetegnes av stabile oversiktlige prosesser/komponenter hvor det er en tydelig sammenheng mellom årsak og virkning, som er lett å forstå for de fleste. God styring vil bestå i å oppfatte, kategorisere og respondere
2. **Kompliserte** systemer har også klare sammenhenger mellom årsak og virkning, men det er mer krevende å forstå. Her vil god styring kreve at man oppfatter, *analyserer* og responderer. Gjerne ved bruk av eksperter/spesialister.
3. **Komplekse** systemer har ikke bare klare sammenhenger mellom årsak og virkning, og god styring krever at man forholder seg til et ukjent antall ukjente.
4. **Kaotiske** systemer, er i kontinuerlig forandring, og består bare av ukjente faktorer, og er i denne sammenheng ikke relevant utenom kanskje for å beskrive en storulykke i det den har inntruffet.

Poenget med å kategorisere på en slik måte er at det gir en forutsetning for å snakke riktig om sikkerhet. Enkle og kompliserte systemer vil man i utgangspunktet kunne ha en god forutsetning for å ha oversikten over, mens et komplekst system vil kreve at man håndterer et ukjent antall ukjente faktorer. Her skilles Safety-I og Safety-II hvor førstnevnte i større grad gjerne vil forholde seg til det som er komplekst som noe «uhåndterlig», og forenkle og avgrense problemstillinger til noe «håndterlig». Safety-II vil også avgrense og forenkle, men erkjenne at man må være forberedt på å håndtere et ukjent antall ukjente faktorer. Safety-II undergraver i så måte ikke tilnærmingen til Safety-I, men vil legge vinn på å vite hvilke begrensninger man har, og at det perspektivet man velger også vil ha mye å si for hva man ser.

I det følgende brukes ordet *kompleksitet*, og det må forstås i lys av en skala fra lav/ingen kompleksitet (enkelt) til mer kompleksitet (komplisert), til komplekst og til uendelig komplekst (kaotisk). Det er naturlig også å forstå Charles Perrow slik når han plasserer ulike industrier langs en akse basert på grad av kompleksitet i *Normal Accidents* (Perrow, 1999). Han ser kompleksitet i sammenheng med grad av kobling. Jeg vil i det følgende forsøk å sette havbunnsinfrastrukturen inn i denne sammenheng.

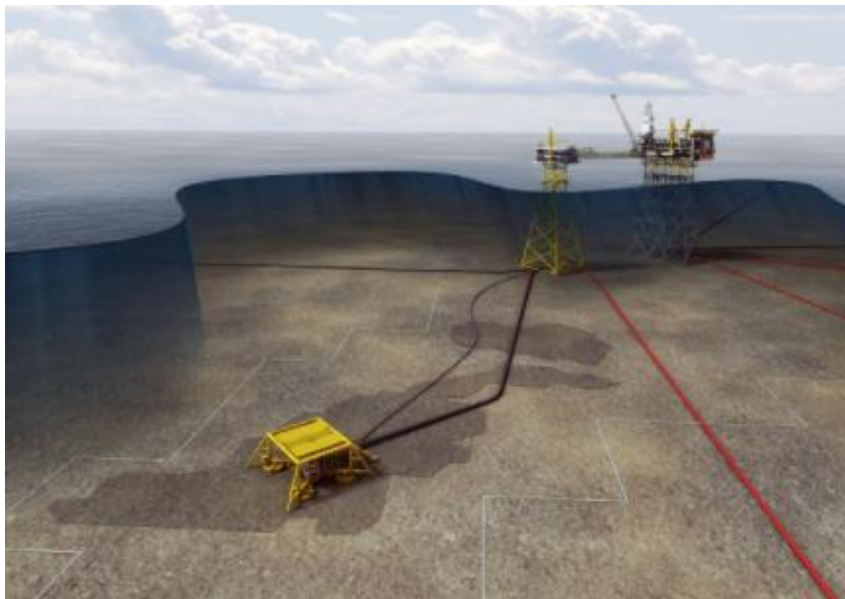
Havbunnsanlegg og undervannsutstyr har ulik grad av kompleksitet og kobling. En generisk fremstilling av et typisk havbunnsanlegg er vist i Figur 12 og Figur 13. Det er en representativ fremstilling. De fleste komponentene vil du finne igjen i alle undervannsanlegg, men det vil alltid være feltspesifikke variasjoner. I sin enkleste form vil et havbunnsanlegg kunne se ut som vist i Figur 19, mens graden av kompleksitet og kobling stiger, frem til Figur 24.



Figur 19 Brønnramme tilknyttet innretning

Typisk eksempel på et enkelt havbunnsanlegg med liten kompleksitet og liten grad av kobling er Vale-feltet, som er en enkelt brønn knyttet opp til Heimdal, vist i Figur 20.

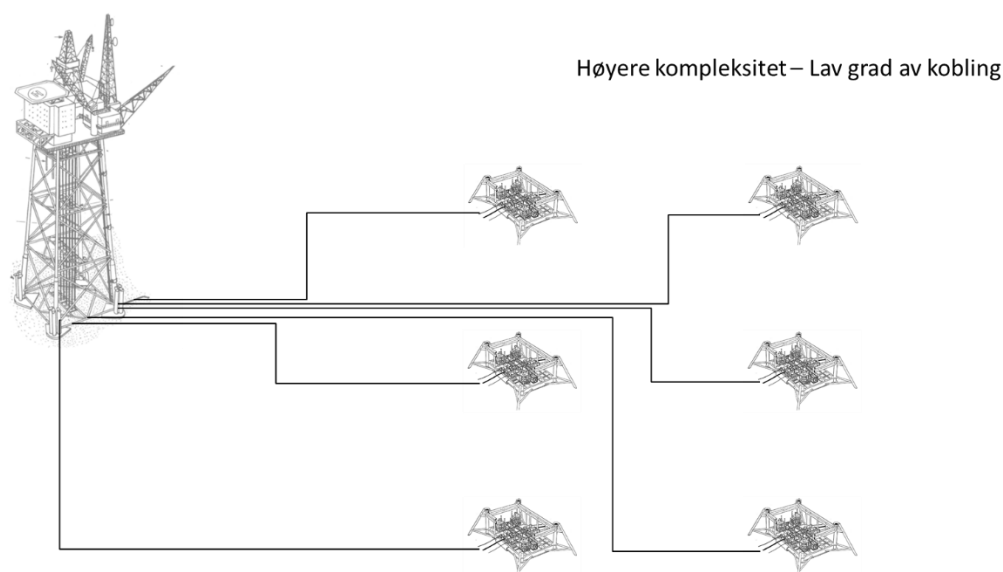
Rent teknisk er det svært oversiktlig sammenlignet med mange andre felt. Men det er også et mindre synlig sosioteknisk bilde som er mer komplisert. Her er eksempelvis Spirit Energy operatør, men det er Equinor og Heimdal som står for den daglige driften og mye av testingen, mens det meste av evalueringer og analyser gjøres av et tilknyttet ingeniørfirma på kontrakt (Petroleumstilsynet, 2020). Det vil si at både beslutningsunderlag som utarbeides og den beste kjennskapen til daglig drift av utstyret sitter et annet sted enn hos dem som er ansvarlig for at det driftes sikkert. En indikasjon på utfordringen knyttet til en slik deling av ansvar nevnes i en tilsynsaktivitet mot Repsol og Blane-feltet (Petroleumstilsynet, 2020), hvor tre ulike aktører er ansvarlige for hver sin del av integritetsstyringen av et havbunnsanlegg. Rapporten beskriver mangel på overordnet strategi eller systematikk for hvordan man skal følge opp forhindring av hydrokarbonlekkasjer (containment), hvor hver aktør hadde sin egen. Å holde hydrokarboner på innsiden av havbunnsanlegget (containment) som eksempel vil aldri fungere bedre enn det svakeste leddet.



Figur 20 Vale-feltet (kilde: www.norskpetroleum.no)

Et system som vist i Figur 21 viser også en nokså vanlig havbunnsarkitektur. Her er det flere brønnrammer å holde styr på (høyere kompleksitet), men det viser liten grad av kobling, slik at om en brønnramme skulle feile, vil det tilsynelatende ikke påvirke de øvrige. Det er like fullt ikke uvanlig at flere brønner deler kontrollkabler eller injeksjonsrørledninger, som da vil øke graden av kobling. Rent teknisk kan hver av disse havbunnsanleggene være installert på ulike tidspunkt, fra ulike leverandører, med

ulike brukergrensesnitt og også ulik grad av instrumentering. Dette er ting som gjør at forutsetningen for å styre og kjenne integritet vil kunne variere. Det er også flere eksempler på at det er ulike lisenser på de ulike havbunnsanleggene tilknyttet en innretning, og også ulike operatører, som vil kunne ha ulike måter å styre integritet og sikkerhet. Som igjen gjør at vertsinretningen i dette tilfelle i praksis vil kunne måtte forholde seg til flere måter å styre sikkerheten på for de ulike anleggene. Dette behøver ikke gjøre styringen av de respektive anleggene problematisk, men det er like fullt viktig å ha god kjennskap til dette.

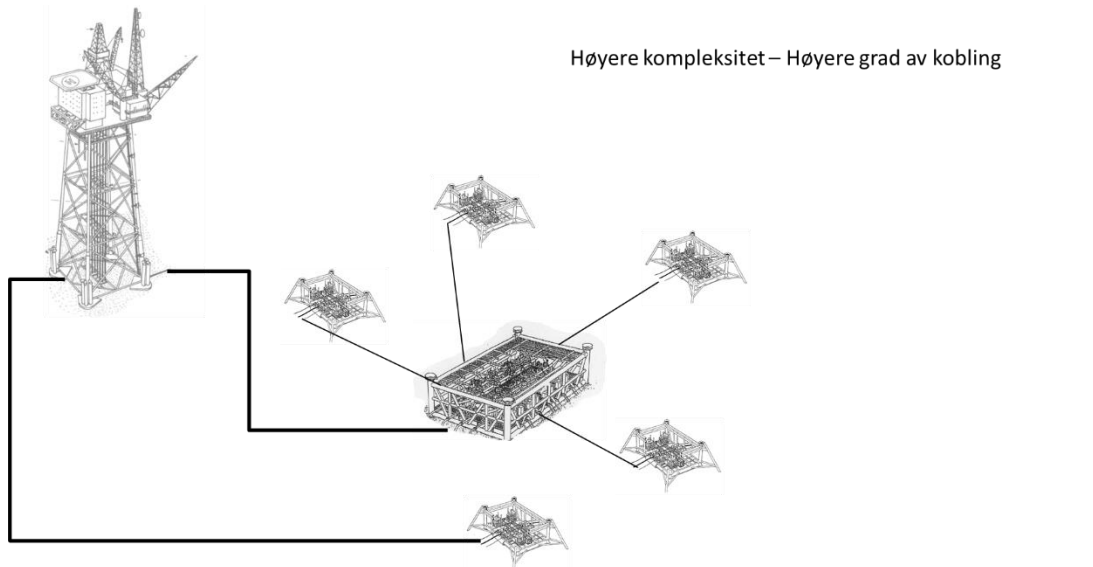


Figur 21 Flere brønnrammer tilknyttet én innretning

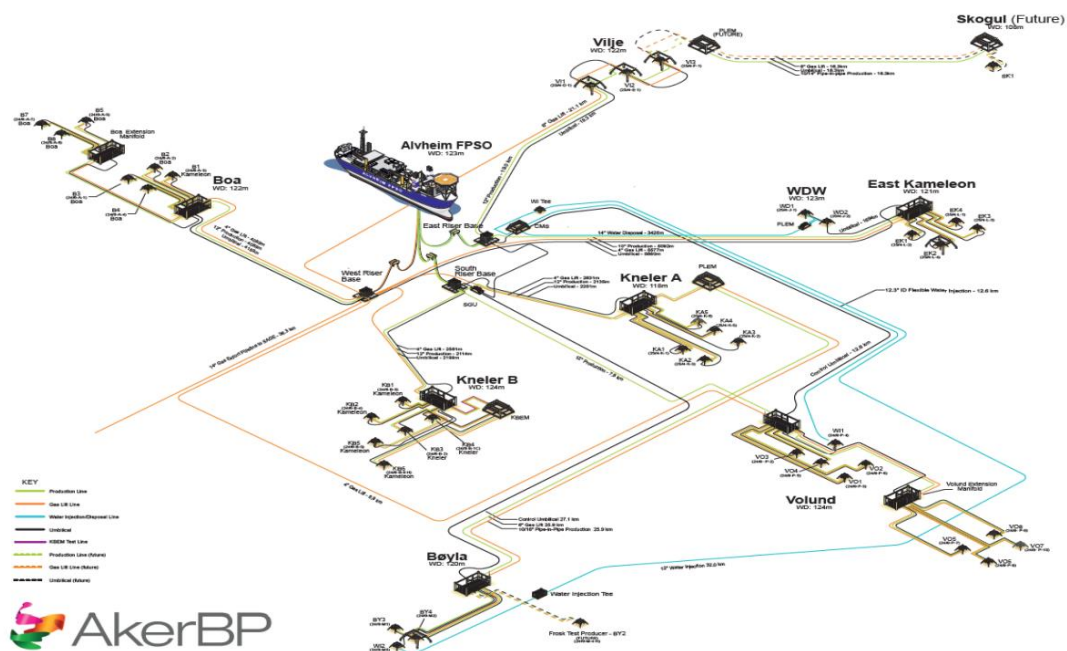
Feltet som er vist i Figur 22 viser et lignende felt som i Figur 21, men med økende grad av kobling. Underforstått at det er komponenter som ved bortfall vil føre til bortfall på flere tilliggende systemer. Kompleksiteten ved en slik utforming er ikke nødvendigvis større, kanskje til og med mindre. De fleste felt med havbunnsanlegg på norsk sokkel er en variant av det som vises i disse to figurene, hvor alle styres fra samme kontrollrom på én innretning.

Alvheim-feltet er et godt eksempel på et, i havbunnsanlegg-sammenheng, mer komplekst felt med høy grad av kobling. Det er også et godt eksempel på hvordan en havbunnsutbygging over tid stadig har lagt til nye brønnrammer og felter. I dette tilfellet er Aker BP operatør på alt, men lisenssammensettingen varierer for de ulike produksjonsbrønnene.

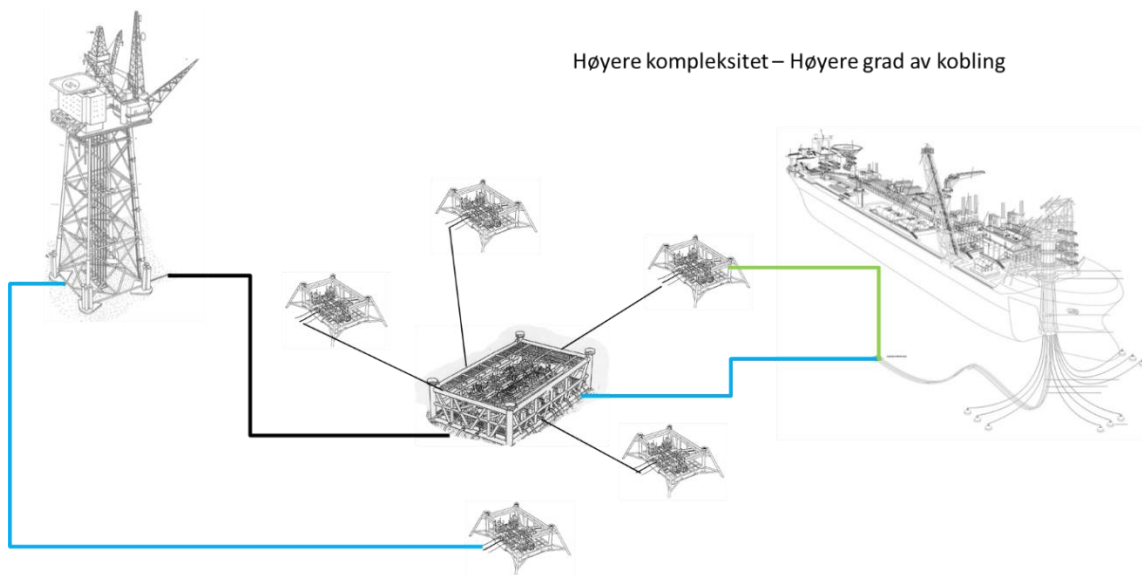
Noen feltutbygginger involverer også flere innretninger, som vist i Figur 24, som både øker graden av kompleksitet og kobling. Et eksempel er Maria-feltet, Figur 25, hvor det produseres til Kristin, injiseres gass via Tyrrihans fra Åsgard, og injiseres vann fra Heidrun. Her er det ulike driftsorganisasjoner fra Equinor, på tre ulike innretninger, som har sine stedsspesifikke rammer og begrensninger, mens WintershallDea er operatør.



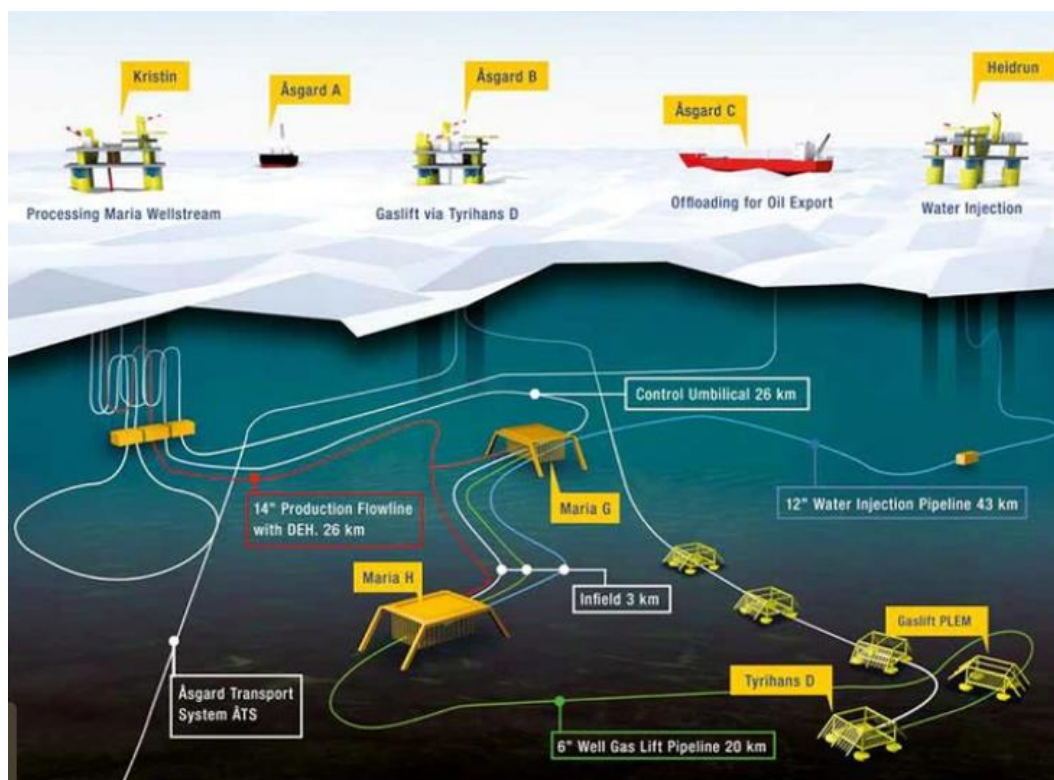
Figur 22 Flere brønnrammer. Høyere grad av kompleksitet og høyere grad av kobling



Figur 23 Alvhheim-feltet (kilde: www.akerbp.com)



Figur 24 Høyere grad av kompleksitet og høyere grad av kobling



Figur 25 Maria-feltet (kilde: www.wintershalldea.com)

Charles Perrow (Perrow, 1999) deler inn industrier eller bransjer i kompleksitet og grad av kobling, se Figur 26. I et større bilde vil det være vanskelig å argumentere for at en havbunnsutbygging skal ligge noe annet sted enn mellom 1. og 3. kvadrant; sammenlignet med kjernekraftverk, romfart og luftfartsindustrien vil havbunnsanlegg

alltid være lite komplekse. Mens i grad av kobling vil man kunne ha stor variasjon. Perrow beskriver at hvordan man har organisert beslutningsrekker (myndighet) knyttet til kriser vil ha mye å si for utfall. Som vist i Figur 27, argumenterer han for viktigheten av at komplekse systemer med høy grad av kobling bør ha en desentralisert styring. Mens for mindre komplekse systemer argumenterer han for at en sentralisert styring kan være hensiktsmessig.

En viktig distinksjon her, er at hvordan man definerer systemene har veldig mye å si for hvordan man forstår dem. Oppsettet slik det er gjort her, er en avgrensning. Den vurderer eksempelvis ikke grad av kompleksitet eller kobling knyttet til kontrollrom og styring fra innretning. Der alle ventiler styres (noen kan opereres med ROV fra fartøy), og all hydraulikk, kjemikalier og elektronikk kommer fra. Feil her vil kunne stoppe produksjon, men det er også her det meste av hendelser og ulykker vil måtte håndteres. Det er også her man oftest har best forutsetning for å detektere uheldig utvikling eller muligheten for å fange svake signaler. Det er nevnt tidligere i kapittelet at også et havbunnsanlegg er et sosioteknisk system. Hvilke forutsetninger eksempelvis en kontrollromsoperatør har for å gjøre jobben sin vil preges av svært mange faktorer; det fysiske arbeidsmiljøet, hvor stor arbeidsbelastning vedkommende har, antall alarmer i kontrollrommet, antall ting det er påkrevd at det følges med på, nivå på kompetanse, erfaring og trening, for å nevne noe. Eksempelvis har det vært gjort flere observasjoner i tilsyn knyttet til håndtering og mengde stående alarmer i et kontrollrom

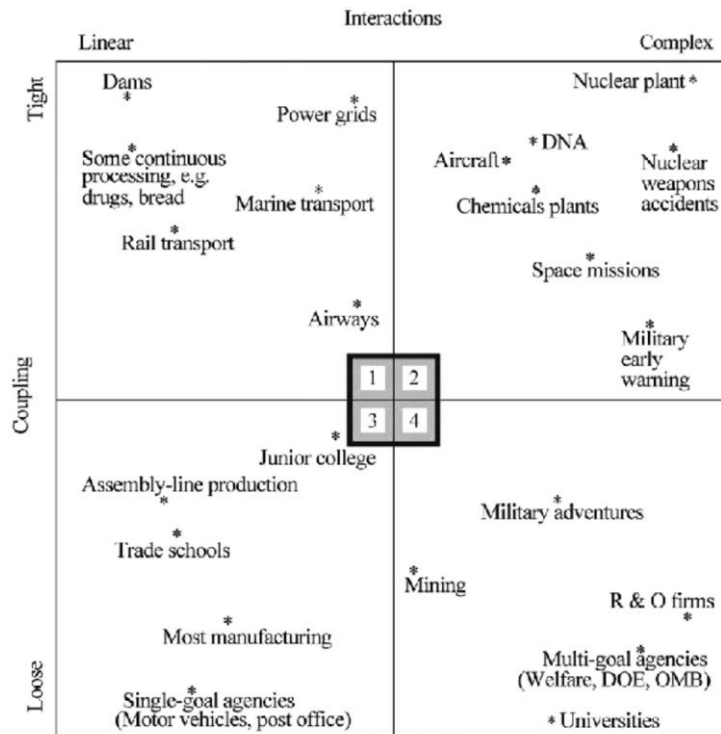
- Equinor – Snorre B – Fleksible stigerør og tilhørende sikkerhetssystem (Petroleumstilsynet, 2020)
- Equinor – Åsgard A - Integritet av aldrende konstruksjoner, nøddavstengningsventiler og maritime systemer (Petroleumstilsynet, 2018)
- Equinor – Norne - Integritetsstyring av fleksible stigerør og tilhørende sikkerhetsutstyr (Petroleumstilsynet, 2015)
- Equinor – Norne - Helhetlig risiko- og barrierestyring (Petroleumstilsynet, 2020)

I et ulykkesperspektiv vil oppmerksomhet og oppfølging av et havbunnsanlegg være preget av hvordan operatøren er organisert og styrer. Evnen til å gjøre de riktige tingene hurtig vil utgjøre mye for hvilken konsekvens en eventuell lekkasje får.

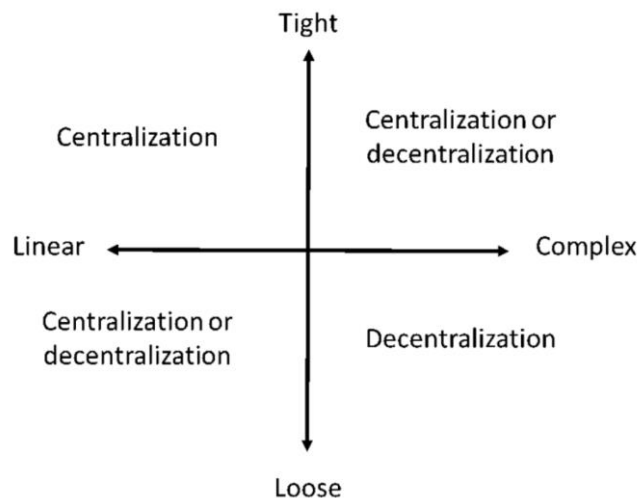
Før alt dette vil det også i et hvert tilfelle være en lisens som beslutter hva som skal bygges og hvilke løsninger som velges. Dette er i aller høyeste grad en premissgiver for sikkerheten i resten av havbunnsystemets levetid og operabilitet. Som igjen

eksempelvis er styrt av kompetanse/kunnskap i lisens og økonomiske konjunkturer. Derfor blir også myndighetene essensielle i å være med å definere rammer, siden de har god anledning til å påvirke i form av forskrifter, refusjonsordninger og dialog med aktørene.

Selv med det siste i bakhode, vil det være vanskelig å argumentere for at havbunnsanlegg er komplekse sammenlignet med de som karakteriseres som det.



Figur 26 Kompleksitet og grad av kobling (Perrow, 1999)



Figur 27 Sentralisering/desentralisering av myndighet i ulykkesforebygging (Perrow, 1999)

8.2. PROAKTIVT SIKKERHETSARBEID

Der Safety-I er reaktivt i sin natur vil det man da styrer etter; fravær av uønskede hendelser, gi mindre og mindre å styre etter jo nærmere man kommer målet. Fravær av uønskede hendelser er ønskelig, men hvilken tilbakemelding skal man da ta utgangspunkt i for å bevare sikkerheten, når den uteblir? Det mest nærliggende er å fortsette med det man gjør, under antagelsen av at det man gjør er riktig. Proaktivitet i denne sammenheng må forstås som i hvilken grad man klarer å vurdere og tilpasse at det arbeidet man gjør for å unngå ulykker er riktig og formålstjenlig. Alt arbeid som legges ned på venstre side av bow-tien i Figur 15 er proaktivt, og all integritetsstyring vil i så måte være det. Men proaktivitet i denne sammenhengen handler altså ikke om sikkerhetsarbeidet gjøres i forkant eller etterkant av en hendelse, men i hvilken grad man evner å vurdere og tilpasse det sikkerhetsarbeidet man gjør basert på de tilbakemeldingene man har.

Enhver aktør vil være interessert i å optimalisere utgifter. Optimalisering av et system og det å balansere økonomi og sikkerhet er alltid krevende. Generelt vil det være lettere å få gehør og midler til å utbedre kjente feil, enn for å finne feil man ikke vet finnes. Dette vil i mange tilfeller begrense både viljen og evnen til å være proaktiv. Og en påstand er at en operatør i utgangspunktet ikke vil investere i noe som øker sikkerheten med mindre man også klarer å se en økonomisk gevinst. Stelios Haji-Ioannous velkjente uttrykk, som gjerne oppfattes som en sikkerhetsfloskel: «If you think health and safety is expensive, try an accident» (Prout, 2016), er ikke nok til å endre det. Dette kommer eksempelvis frem i rapport etter tilsyn med havbunnsleverandører; alle tilbyr utstyr som i en eller annen grad lar operatøren overvåke utstyret kontinuerlig, men samtlige sier at, med noen unntak, operatører i liten grad viser vilje til å investere i dette (Petroleumstilsynet, 2017). Et mål om økonomisk gevinst også i sikkerhetsarbeidet står ikke i kontrast til Safety-II, fordi å forstå og sørge for at systemet operer så bra som mulig og innenfor de rammene det er tenkt vil gi størst gevinst på økonomisk og sikkerhetsmessig. Disse er integrert i hverandre.

Det vil derfor være økonomiske insentiver for å utfordre dette; å ikke bygge ting mer robust enn påkrevd. Men både optimalisering og robustgjøring av enkeltdeler i et system må ses i sammenheng med totaliteten. Eksempelvis vil tynnere vegger i en rørledning isolert sett gi lavere trykk-kapasitet, og gjøre den mekanisk mindre robust,

men det betyr ikke automatisk at systemet totalt sett blir mindre robust. I formålet med å levere hydrokarboner til mottaker uten lekkasjer, er mekanisk robusthet bare en del av et større bilde. På samme måte er heller ikke mer inspeksjon eller mer testing av utstyr noe som isolert sett nødvendigvis øker sikkerheten.

Det vil også være mulige spenninger i interesse mellom prosjekt- og driftsorganisasjoner, fordi kostnader knyttet til investeringer (CAPEX) og drift (OPEX) oftest tilhører ulike budsjetter/interessenter. Det åpnes i regelverket for å velge de løsningene man selv ønsker, all den tid man kan dokumentere at valgte løsning er bedre eller like bra som det nivået forskrifter med veiledninger angir. Underforstått; det er ikke rom for å velge en billigere løsning dersom sikkerheten blir dårligere. Her har alle et ansvar, men særlig vil sikkerhetsmyndigheter og utviklere av standarder.

Det at man har hatt få hendelser, gjør at denne type diskusjoner ofte gjør seg gjeldende. Men fravær av hendelser er, som nevnt, ikke i seg selv lik god sikkerhet. Det er flere eksempler på dette. Da Deep Water Horizon-ulykken inntraff var det ledere både fra BP og Transocean ombord i ens ærend for å feire at de nå hadde gått 7 år uten uønskede hendelser (Petroleumstilsynet, 2011), og de hadde tilsvarende feiring like i forkant av Texas City-ulykken i 2005 (U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board, 2007). Scott D. Sagan skriver i *The Limits of Safety* (Sagan, 1993) at ting som aldri har skjedd før skjer hele tiden.

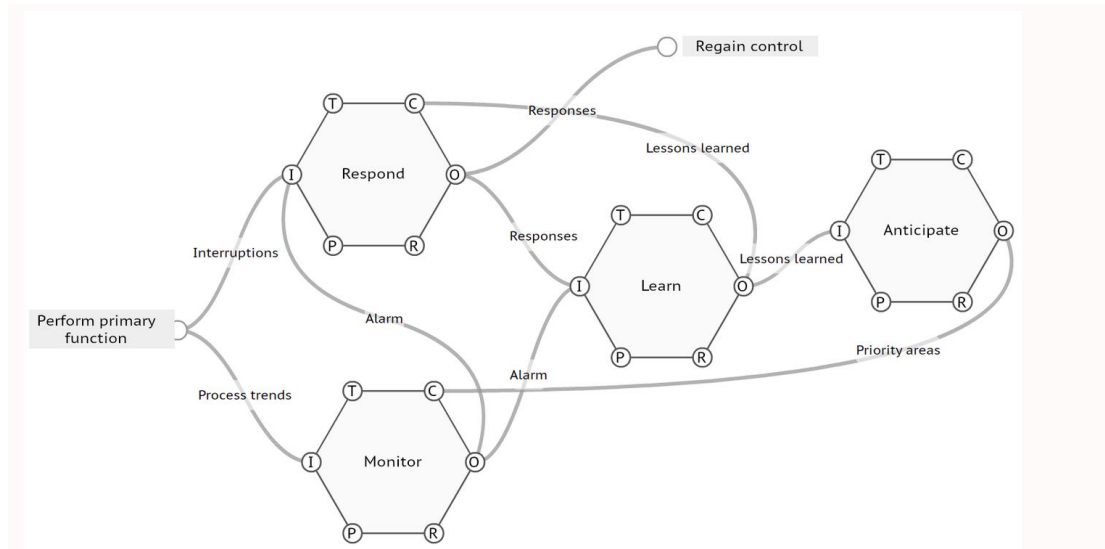
Erik Hollnagel skriver i *Safety-II in Practice* (Hollnagel, 2018) om hvordan evnen til å være proaktiv i sin sikkerhetsledelse handler om å utvikle *The Resilience Potentials*. Resiliens i denne sammenhengen kan forstås som en organisasjons evne til å håndtere påkjenninger utover normal drift (stress, ulykker, hendelser, etc.) og dens evne til å få et system tilbake til «normal» tilstand igjen.

De fire potensialene innen resiliens deler han inn i fire basiskategorier og består av en organisasjon eller et systems *potensial* til følgende:

- Respondere
- Overvåke
- Lære
- Forutse

Det vil være en sameksistens mellom disse emnene, hvor illustrasjonen i Figur 28 viser et enkelt oppsett på hvordan disse kan høre sammen (Hollnagel, 2016). Han beskriver det som potensialer, og ikke som noe man eksempelvis gjør/ikke gjør eller kan/ikke kan. Underforstått at dette er dynamisk.

All drift av anlegg tilknyttet den norske petroleumsindustrien, herunder også havbunnsinfrastrukturen, vil ha elementer som vil kunne sortere inn under disse fire basiskategoriene. Selve resiliensbegrepet rommer like fullt mer enn dette, og med å omtale kategoriene som *potensial* indikeres det som nevnt at dette er organisk. Eksempelvis vil potensialet til å kunne **respondere** riktig og hurtig på en forstyrrelse eller en hendelse være mer enn at det er nevnt i en prosedyre. Respons i en undervannssammenheng vil gjerne umiddelbart assosieres med en hydrokarbonlekkasje, men respons i denne sammenheng vil være viere. En hydrokarbonlekkasje vil gjerne være den viktigste hendelsen å kunne håndtere, men respons i et Safety-II-perspektiv vil etterstrebe å forstå den tilgjengelige input på en slik måte at man reagerer før lekkasjen. Potensial for å respondere både før og etter en hendelse henger tett sammen med hvor godt man kjenner systemet sitt og at man har en forutsetning for å vite når og hva man skal respondere på. Dette henger unektelig sammen med hvem som gjør hva både i daglig drift og ved en hendelse. Disse *hvem* vil også måtte ha anledning til å gjøre det de har satt til å gjøre. Både med tanke på kompetanse, tilgjengelighet og trening. Ved en undervannshendelse er dette relevant både for folk i havet og folk på land. Hvordan man er organisert og hvem som sitter i organisasjonen er unektelig knyttet til potensialet for å respondere. I så måte er det sosiotechniske perspektivet uunngåelig. Og selv den, teknisk sett, enkleste havbunnsinfrastrukturen vil bli mer kompleks. At det er organisk innebærer også at man jevnlig må evaluere om man er satt opp for å respondere på de rette tingene, og om det er ting man kan fase ut eller ting man må ta med.



Figur 28 Utnyttelse av potensialer for resiliens

Overvåking av et system vil i en undervannssammenheng gjerne forstås som å overvåke informasjon gitt fra produksjon, kuponger, prober, inspeksjoner og øvrige sensorer i systemet med tilhørende alarmer. Basert på den tilgjengelige informasjonen vil det bli gjort en periodisk integritetsvurdering, som gjerne resulterer i en tilstandskarakter. Det meste av overvåking knyttet til integritet, kanskje med unntak av produksjonsdata, som trykk og temperatur, er av en periodisk karakter. Både kontrollromsoperatører og integritetsingeniører på land vil likevel oftest ha anledning til å se på sensordata i sanntid, og det er også mulig å gjøre fortløpende evalueringer av disse. Sektoroppgaven knyttet til vedlikehold (Petroleumstilsynet, 2018) beskriver at det er liten systematikk rundt dette, men i tilsyn (Petroleumstilsynet, 2017) ble det informert om at dette likevel gjøres, men at det som indikert gjerne i liten grad er rutiner for dette utover at noen har et ansvar for å følge opp et system i drift. I slike tilfeller er det da overlatt til den respektive operatør eller ingeniør å gjøre sin egen subjektive vurdering. Kvaliteten på denne vil være svært avhengig av både kunnskap, kompetanse og tilgjengelig tid til denne, eller avdelingen, som sitter med det.

Det som gjøres av oppfølging på integritet på havbunnsinfrastruktur ble beskrevet i kapittel 6, og basert på dette vil en mulig inndeling av «degraderingsmekanismer» for havbunnsinfrastrukturen være:

- **Tidsbaserte** (Utmatting, anodeforbruk, korrosjon, diffusjon)
- **Hendelsesbaserte** (trål, fallende last, anker)
- **Tilstandsbaserte** (HISC, AC-korrosjon)

For havbunnsinfrastrukturen er en del av degraderingsmekanismene av en saktegående art, og en overvåking som baserer seg på planlagt periodisk evaluering vil gjerne være hensiktsmessig. Eksempelvis vil de fleste typer korrosjon ha et tidsforløp som strekker seg over flere år. Det samme vil utmatting i frie spenn. Også anodeforbruk vil være styrt av eksponert metall, som oftest ikke forandrer seg hurtig. Det er like fullt et behov for å verifisere at de antagelsene man gjør, faktisk stemmer. Det finnes mye gode modeller for å beregne degradering, eksempelvis indre korrosjon, men gyldigheten av disse modellene vil være avhengig av at det gjøres faktiske verifikasjoner. Og behovet for denne type kalibrering av modeller og behov for verifikasjoner vil være proporsjonalt med hvor mye erfaring man har. Det vil fortsatt kunne være feltspesifikke ting som gjør at ting ikke oppfører seg slik erfaring tilsa og sånn sett må man eksempelvis faktisk se tilstanden på, eksempelvis, en anode for å kunne si noe om hvor mye som er forbrukt, og tilsvarende må man vite hvordan de frie spennene eller vibrasjonene på havbunnsanlegget er for å gjøre gode beregninger av utmatting.

En periodisk tilnærming til det som er **hendelsesbasert** vil være annerledes. I eksempler med trål, fallende laster og anker skal utstyret motstå potensielt store tredjepartslaster. Trål og fallende laster vil det gjøres beregninger av. For førstnevnte vil man i design basere seg på en gitt trålstørrelse som gjør at man enten dekker til det som installeres, eller så gjør man beregninger for å dokumentere at lastene kan motstås. Det samme er tilfelle for fallende laster. Her vil man gjerne også innføre begrensninger til hvor på innretningen man tillater båtanløp. Ankerhendelser designes det ikke for selv om det skjer at båter utilsiktet mister anker, også i fart. Konsekvensene av hva et anker kan gjøre ble tydelig vist på rikgassrørledningen på Kvitebjørn, hvor et større skip med slepende anker trakk med seg rørledningen, som angivelig resulterte i et tap på 65 milliarder for den gang StatoilHydro (Gram, 2007). Ankerhuking er heller ikke i dag, 13 år seinere, en del av de lastene et utstyr skal designes for i eksempelvis DNV-GL sin kode DNVGL-ST-F101 (DNV-GL, 2020) Utfordringen med denne hendelsesbaserte trusselen er at det som er installert oftest ikke enkelt kan oppgraderes eller byttes ut. Det vil si at de forutsetningene man la til grunn ved design må man «leve

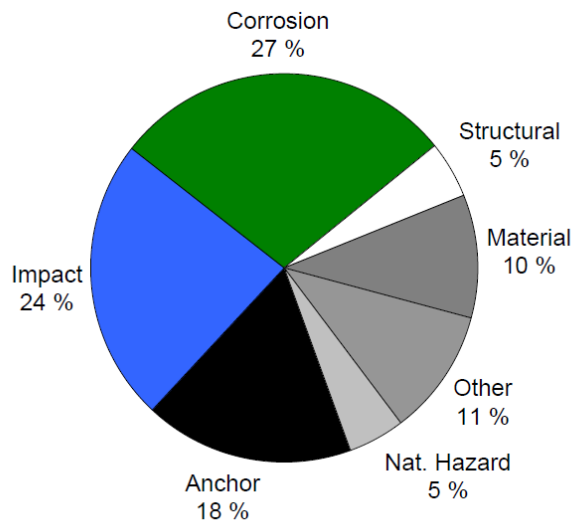
med». Derfor vil utvikling i størrelse på de eksterne lastene utstyret utsettes for ha en direkte innvirkning på trusselbildet som må håndteres. Konsekvensen av å designe alle ting på havbunnen for å tåle et drivende anker fra det største fartøyet som er observert i området de siste 30 årene vil etter all sannsynlighet være enorme. Her vil heller ikke nødvendigvis tradisjonell steindumping eller nedgraving av utstyr hjelpe ettersom anker er designet for å grave seg dypt ned i sjøbunnen.

Her blir potensialet både for å overvåke, respondere, lære og forutse svært relevant. En vanlig tilnærming vil være å gjøre regulær survey, eksempelvis hvert 4. eller 10. år, og se om man ser noe unormalt. En resilient organisasjon vil alltid vurdere om det er noe man kan gjøre for å være bedre rustet. I dette tilfellet, med ankerhuking, er det noe som har skjedd på norsk sokkel. Det er ikke en ukjent hendelse, og man vet at det vil kunne ha tilsvarende store konsekvenser om det skulle skje igjen.

I tilfellet med Kvitebjørn ble det lagt ned utallige ingeniørtimer etter hendelsen. En organisasjons potensial for å lære vil styre hvor mange av disse timene som klarer å omsettes til å forutse neste hendelse og respondere.

Tilsvarende vil den økningen en ser i størrelse på tråleutstyr (IKM Ocean Design, 2019) gjøre at mye av det som er installert ikke er laget for å tåle de lastene de kan utsettes for. Der hvor et eventuelt trålstøt som påfører røret en skade, fordi trålen var større enn det utstyret var designet for, kommer som en overraskelse, vil tilkjenne organisasjonens grad av manglende resiliens. Det vil også prege i hvilken grad man er i stand til å respondere, hvor lang tid det vil ta, og også hvilke konsekvenser det får, både økonomiske, miljømessige og sikkerhetsmessige. Som for anker er også dette en kjent problemstilling, hvor det er skrevet og publisert mye. Ser vi på fordelingen av årsaker til hendelser på rørledninger, med og uten lekkasjer, på norsk sokkel er disse i svært liten grad knyttet til strukturelle hendelser, som vist i Figur 29 (DNVGL, 2015). En mulig tolkning kan være at næringen stort sett har god oversikt over de strukturelle utfordringene, og gode rutiner for å håndtere disse. Som i at der hvor man kjenner problemstillingene godt og følger med på dem, vil man heller ikke ha mange hendelser. Mesteparten av hendelsene for rørledninger er knyttet til korrosjon. Mye av det som publiseres om korrosjonshendelser på norsk sokkel er som regel korrosjon som oppstod

uten at man var klar over det. Eller en annen type korrosjon enn den man forventa og at de metodene man hadde for å følge dette opp ikke fungerte godt nok.



Figur 29 Fordeling av årsak til lekkasjer fra rørledninger i drift på norsk sokkel (DNVGL, 2015)

De **tilstandsbaserte** degraderingsmekanismene er kanskje de vanskeligste. HISC (hydrogen induced stress cracking) er et fenomen som er relatert til korrosjonsfrie rør (duplex og super duplex), hvor man erfarte hurtigvoksende sprekker som resultat av en hydrogenforsprøing i kombinasjon med spenning. I Petroleumstilsynets database CoDam (styringsforskriften § 36) er det flere eksempler på dette (Petroleumstilsynet, 2020). Dette er en problemstilling som næringen i ettertid har brukt mye ressurser på å forstå og unngå. Utfordringen med denne type sprekke dannelse er at man ennå ikke har gode verktøy for å forutse dette, både fordi det skjer fort, og fordi man ikke har metoder for å detektere det. I dag vet man mer om hvilke faktorer som spiller inn, slik at man ved gode operasjonelle prosedyrer og god kontroll på katodisk beskyttelse kan drifte disse rørledningene sikrere, men man har allikevel sett hendelser på dette også i senere tid. AC-korrosjon er en lignende problemstilling, hvor man erfarte at på systemer med induisert vekselstrøm, som elektrisk oppvarmede rørledninger, i kombinasjon med mindre coating-defekter ga kraftig korrosjon som førte til lekkasje. Som med HISC kom dette som en overraskelse, og det ble lagt mye energi ned for å forstå hva som hadde skjedd. I begge disse tilfellene er dette nå kjente problemstillinger, som man har gode forutsetninger for å ta med i design, men for de systemene som allerede er

installert, har man ikke gode måter å verifisere tilstand. Det er fortsatt nedgravde rør hvor man vet man har risiko for HISC på norsk sokkel, hvor man baserer seg på at de operasjonelle tiltakene man har identifisert er gode nok (Petroleumstilsynet, 2020).

Dersom vi går tilbake til Figur 28 vil arbeidet som er gjort med HISC og AC-korrosjon sortere inn under læring, og disse problemstillingene er velkjente i industrien i dag. Og det gjøres mye arbeid for å unngå at dette skjer igjen. Barry A. Turner sier i *Man-made disasters* at man bruker for mye energi på å unngå at en hendelse skjer igjen, og argumenterer for at det er større sannsynlighet for at neste gang vil det være noe annet som forårsaker enn ulykke enn det man kjenner til (Turner B. A., 1978). Dette er også et Safety-II-perspektiv. Man må selvfølgelig lære av de hendelsene som skjer, men den neste hendelsen vil antageligvis være noe annet. Derfor blir potensialet til å *forutse* neste hendelse svært viktig. Dersom man bare lærer av det som gikk galt, vil man alltid være i etterkant av hendelsene, og alltid overraskes av neste hendelse. I integritetsstyringen som sådan vil ikke overraskelsene komme der hvor man retter oppmerksomheten. En plutselig økning i korrosjon vil eksempelvis oftest komme fordi det skjer noe utover det man fulgte opp på fast basis. Læring i et Safety-II perspektiv vil derfor være mye mer enn å lære av hendelser. Alle avvik fra normal drift blir potensielt viktige, uavhengig av om det resulterte i en hendelse, fordi de kan inneholde informasjon om hvorfor systemet ikke responderte slik man hadde forutsett. Potensial for *læring* vil derfor være proporsjonalt med en organisasjons evne og til å analysere svake signaler og hvilken oppmerksomhet man har på det. Dette potensialet vil også styrkes dersom man har systemer for å vurdere dette før en hendelse inntreffer. Etter en hendelse vil det være behov for svar, og behovet for et svar vil også i større grad ha tidsfrister som legger press på å finne det. I motsetning til om man ser på avvik fra normal drift på fast basis, hvor man har anledning til å la forklaringshypoteser leve parallelt. Da vil også læringen være av en mer proaktiv karakter, som igjen øker potensialet for å *forutse*. Evnen til å forutse karakteriserer gjerne de beste organisasjonene, både sikkerhetsmessig og økonomisk, og fraværet av samme evne er ofte medvirkende årsak når store organisasjoner feiler (Westrum, 1993).

8.3. BARRIERER

Som beskrevet i kapittel 7.2 om barrierer i et Safety-I perspektiv, nevnes gjerne som nevnt følgende barriereelement for et undervannsanlegg; hindre lekkasje

(*containment*), nødavstengingsventiler, prosessventiler, uavhengighet i kontrollsystemer og lekkasjedeteksjonssystemer. De menneskelige og organisatoriske barrierene ble ikke nevnt av noen av aktørene i møteserien Petroleumstilsynet hadde, rettet mot vedlikehold av undervannsanlegg (Petroleumstilsynet, 2018).

De organisatoriske og menneskelige barriereelementene er like fullt en opplagt del av barrierestylingen, slik det kommer frem både i Figur 15 og Figur 16. Hvem som gjør hva med hvilket utstyr har vært hyppig nevnt i Petroleumstilsynets kommunikasjon rundt barrierestyling, og også gjennomgangstemaet i deres barrierenotat (Petroleumstilsynet, 2017). Særlig ved en eventuell hendelse, som en lekkasje, vil disse barriereelementene, om de er beskrevet som barrierer eller ikke, være en essensiell del av å begrense konsekvensomfanget. Petroleumstilsynet har ført flere tilsyn hvor de ser på dette, ikke spesifikt mot drift av undervannsanlegg, men det er nærliggende å tro at funnene gjort i tilsyn mot andre systemer er overførbare. Det identifiseres funn på mange områder, alt fra å definere hvem som skal gjøre hva i hvilken situasjon med hvilket utstyr, hvilken kunnskap og kompetanse som kreves for å gjøre det, hvilke krav det er til ytelse for å ivareta barrierefunksjonen, og hvilke planer det er for trening og øvelse på å faktisk gjøre det. Dette er alle funn gjort eksempelvis mot Norne (Petroleumstilsynet, 2020). Som nevnt flere ganger tidligere vil potensialet til å respondere ha veldig mye å si for hvilket utfall en hendelse vil kunne få. I nevnte tilsynsrapport hadde de hatt flere tilfeller av tilløp til hendelser som var avverget av erfarent personell. Erfarent og kompetent personell vil sånn sett alltid være relevant og viktig. Samme problematikk er relevant når det kommer til reparasjon eller utbedring etter en hendelse. På norsk sokkel har man beredskap for å utbedre skader på eksempelvis rørledninger, men tilsvarende som for overnevnte menneskelige og organisatoriske barriereelement, vil det også her ha mye å si for responstiden hvordan man er organisert, hvilken responstid man legger opp til, hvilken kompetanse man har og hvilke deler og verktøy som er tilgjengelig. Proaktivitet i sistnevnte vil kunne spare en operatør for store summer dersom man kan redusere nedetiden på utstyr som trenger reparasjon eller utskiftning.

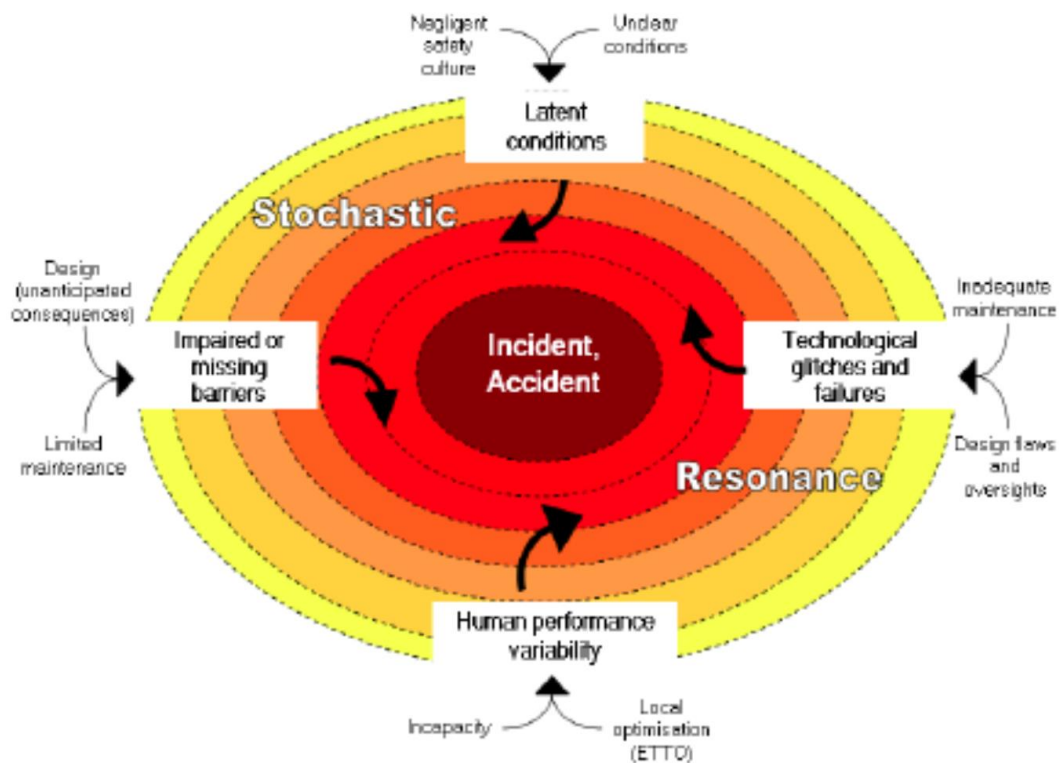
Det at et barriereelement fungerer når det skal krever som regel at man følger dette opp på jevnlig basis. All oppfølgingen av de tekniske barrierene inneholder et eller annet menneskelig eller organisatorisk bidrag. Selve barrierefunksjonen kan være automatisert, men forståelsen og vedlikeholdet av de respektive barriereelementene vil

i mindre grad kunne automatiseres. Det å vurdere godheten av eksempelvis en ventil, utover at test er innenfor akseptkriteriene, vil ofte være gjenstand for en kvalitativ vurdering. I tillegg, dersom man smører opp en ventil i forkant av test, for at den skal være innenfor akseptkriterier, vil det kunne gi feil informasjon om ventilens faktiske tilstand i systemet, og kunne resultere i at den ikke yter slik den skal når man trenger den.

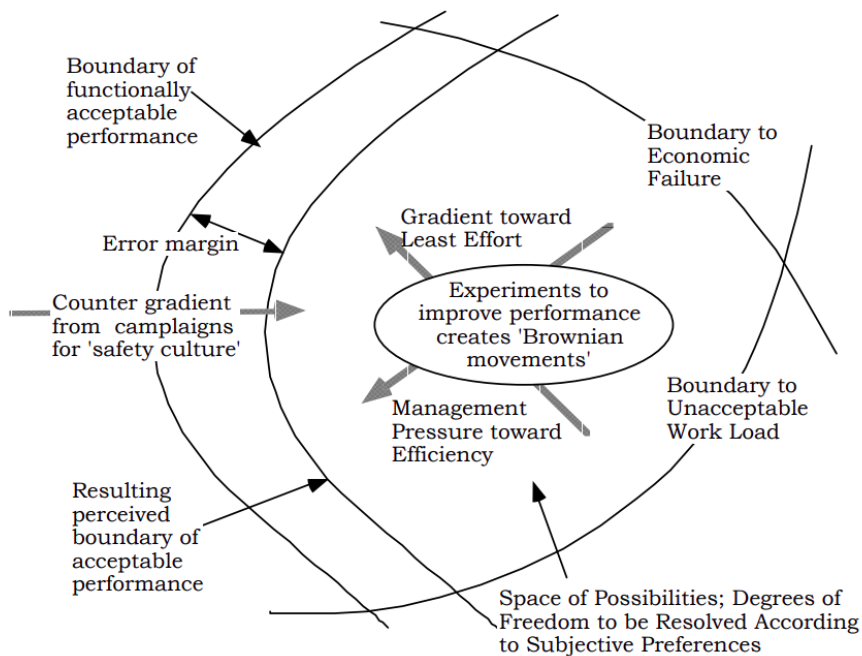
Safety-I vil oftest ha en lineær forståelse av barriereelementer. Dette gjør det lettere å forstå og håndtere som organisasjon. Det å forstå og håndtere er selvsagt viktig, men en overforenkling av et system vil også kunne gi falsk trygghet.

Safety-II forsøker i større grad å håndtere kompleksiteten enn å forenkle den. Erkjennelsen av at noe er komplekst, altså at det vil inneholde et ukjent antall ukjente faktorer, kan håndteres på flere måter. Det er ikke mulig å forskuttere hvilke ukjente faktorer man har, eller hvor mange de er, men Safety-II vil ikke slå seg til ro med å stadfeste at det er uhåndterlig. Eller at det er komplekst, derfor kan man ikke forholde seg til det.

Erik Hollnagel snakker i flere omganger om ulykkesforebygging; barrierer er en opplagt del av dette, men det må ses inn i en sammenheng. Han beskriver det å håndtere kompleksitet på flere måter, men blant annet beskriver han hvordan det å overvåke variasjoner i drift som en nøkkelparameter for å håndtere kompleksitet. Og forklarer dette via stokastisk resonans, eller funksjonell resonans som illustrert i Figur 30.



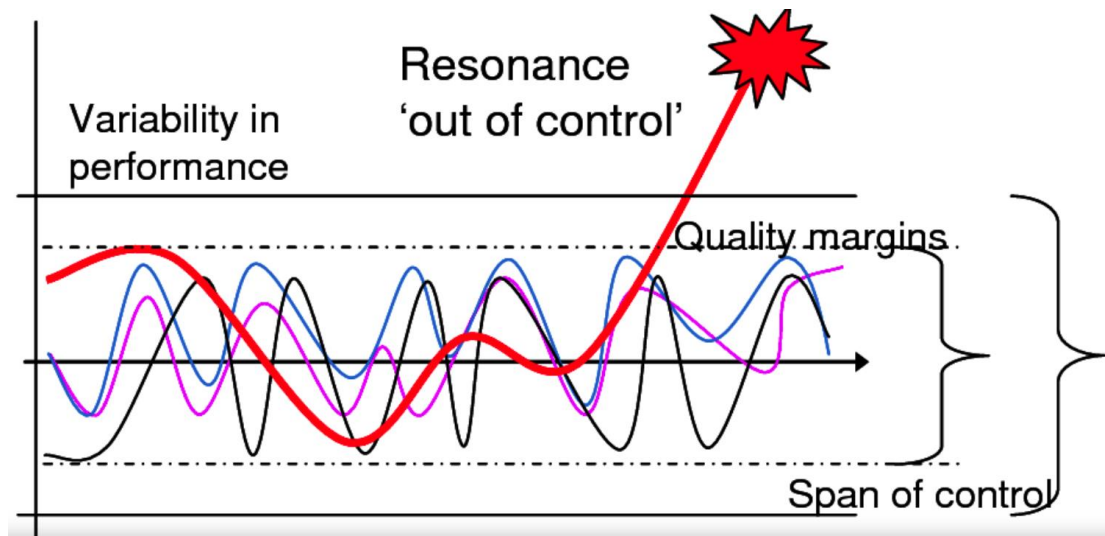
Figur 30 Funksjonell resonans (Hollnagel, 2004)



Figur 31 Migrering innenfor akseptabel ytelse (Rasmussen, 1997)

Tradisjonelle risikoanalyser vil gjerne fokusere på hvordan individuelle funksjoner eller handlinger kan feile, mens systemiske ulykkesmodeller i større grad vil fokusere på hvordan tilstander som kan lede til ulykker kan utvikle seg. Barry Turner omtaler

eksempelvis dette som inkubasjonsperioden (Turner B. A., 1978), som er det vinduet fra hvor et system opererer som tiltenkt til man får en hendelse som trigger en ulykke (*precipitating event*). I Inkubasjonsperioden er systemet i en tilstand der man tror at alt er ok, før man plutselig får en utløsende hendelse. Tradisjonelle granskninger vil, gjerne på grunn av tidspress og behovet for å avklare årsaker, gjerne stoppe ved denne i utløsende hendelsen i forkant av en ulykke. Mens, som både Hollnagel og Turner beskriver; det er i forkant av denne utløsende hendelse oftest en komplisert eller kompleks kombinasjon av langt flere ting. Som Figur 30 viser, vil en ulykke eller hendelse oftest være sammensatt av latente tilstander (Reason, 1997), tekniske feil eller svakheter, manglende eller ikke-fungerende barrierer og menneskelig svikt. Figuren illustrere hvordan en linearisering av et hendelsesforløp vil kunne gi et uriktig bilde og forståelse av forløpet til en ulykke. Safety-II løser ikke dette, men beskriver i større grad denne kompleksiteten, som gir bedre forutsetning for å forstå den. Denne type oversikt tar ikke ut kompleksitetens ukjente antall ukjente ut av ligningen, men vil gi en organisasjon muligheten til å vite hvor man har stor funksjonell variasjon, eller variasjon i ytelse på ulike delsystemer. Det vil gjerne være her en funksjonell resonans vil ha sitt utspring. Hollnagel beskriver resonansanalogien sin fra fysikken, hvor et hvert system har sin naturlige variasjon i ytelse. Høy grad av kobling mellom systemer vil gjøre at disse vil kunne påvirke hverandre i negativ retning. Og som ved akustisk resonans, hvor bølgebevegelser superponeres (legger seg oppå hverandre), slik at bølger som hver for seg kanskje er innenfor sine designkriterier legger seg oppå hverandre/inntreffer samtidig samlet. Dette vil kunne lage en/et bølge/utslag som er utenfor akseptabelt nivå. Hollnagel bruker analogien for å forklare hvordan delsystemer som hver for seg er innenfor sine designkriterier, samlet vil kunne sette et system i en uakseptabel tilstand, som illustrert i Figur 32. Disse effektene er lettere å detektere når man arbeider med fysiske bølger, en sosiotekniske systemer, men potensialet for å respondere øker med potensialet for å overvåke variasjoner i de ulike deler av organisasjonen og systemet.



Figur 32 Funksjonell resonans (Hollnagel, *Barriers and Accident Prevention*, 2004)

8.4. MENNESKELIGE OG ORGANISATORISKE FORHOLD

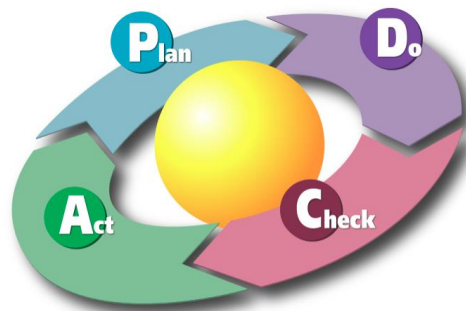
Som nevnt i forrige kapittel er menneskelige og organisatoriske forhold i liten grad nevnt når barrierer og integritetsstyring av havbunnsinfrastrukturen beskrives. Det er allikevel ikke identifisert noen funn knyttet til selve organiseringen i de gjennomgatte tilsynsrapporter fra Petroleumstilsynet. Og det er ikke avdekket noe som tilsier at ansvar ikke er beskrevet, selv om det i de fleste tilfeller er spredt over flere miljøer internt hos operatørene, og også i noen tilfeller mellom flere operatører, myndigheter og entreprenører, som beskrevet i kapittel 8.1. Selve vurderingen av integritet sitter som nevnt gjerne hos en integritetsingeniør på land og er også gjenstand for høy grad av kvalitativ vurdering som også ofte vil ha et subjektivt aspekt. Det er i seg selv ikke problematisk all den tid vedkommende har forutsetning for å gjøre en slik vurdering, men det blir en utfordring i det man har flere som gjør denne type vurdering og at disse ikke harmoniseres. Der hvor integritetsvurderingen er basert på en subjektiv kvalitativ vurdering fra ulike integritetsressurser vil man på et ledelsesnivå kunne få et feilaktig bilde av integritet i det man i for stor grad lener seg på en respektiv ressurs sin subjektive vurdering. Denne type utfordring vil være relevant både i store miljøer hvor man har flere hoder, men også i mindre miljøer hvor en havbunnsportefølje kanskje bare er vurdert av en eller to ingeniører. I første tilfelle vil man like fullt ha muligheten for å harmonisere vurderinger, og også trekke på bredde i kompetanse og kunnskap,

mens man i mindre selskaper vil være sårbar for utskiftning av personell og baserer mye på få ressursers kunnskap.

Spesifikk anleggskunnskap og erfaring vil kunne ha stor innvirkning på forutsetningene for å gjøre en vurdering av integritet, særlig for havbunnsinfrastruktur hvor både antall hendelser er få, og hvor input man får til å gjøre en vurdering i stor grad vil være avhengig av inspeksjoner, som gjerne har flere års intervallfrekvens. Det vil være stor forskjell på forutsetningen for å gjøre en vurdering dersom den utførende har vært med fra design til dags dato, sammenlignet med en som er helt ny. Selve integritetsvurderingene er noe som vil ha ulik frekvens hos ulike operatører, og også internt hos operatørene. Noen vil ha en nærmest daglig oppfølging, mens andre baserer vurderinger på kvartalsvise eller årlige vurderinger. For de aspektene som er naturlig å sortere inn under tidsbaserte, se kapittel 8.2, vil en kvartalsvis gjennomgang kunne være tilfredsstillende, men for de hendelses- og tilstandsbaserte degraderingsmekanismene, vil man oftest komme i etterkant av hendelsen. Samspillet og kommunikasjonen mellom de som daglig overvåker systemet og de som vurderer integritet vil i så måte være essensiell for potensialet til å overvåke et system. Og videre hvordan kommunikasjon og samspill mellom disse og dem som tar del i testing og vedlikehold tilsvarende viktig. Variasjon i ytelse kan være mye, og gjerne subtilt. Og evnen til å se dette vil oftest være proporsjonalt med hvilken kunnskap man har til hvordan utstyret eller systemet er tenkt å skulle fungere, og hvilken kjennskap man har til hvordan det har fungert i operasjon. Denne evnen vil ytterligere være avhengig av hvordan man systematiserer og evner å kommunisere denne kunnskapen. Hollnagel beskriver problematikken knyttet til: *Work as imagined vs. Work as done* (WAI vs WAD) (Hollnagel, 2014). Den tar i utgangspunktet for seg det gapet som skjer mellom de som leder/planlegger en operasjon eller en oppgave og de som skal utføre den. Hvor førstnevnte gjerne definerer et rammeverk eller gjør antagelser om hvordan ting ser ut, mens når oppgaven kommer ut i felt, vil det kunne være mye som krever lokale tilpasninger. Det kan være at premisser som er lagt til grunn ikke er riktige, eller ikke kjent, eller at de som planla manglet kunnskap om de gjeldende lokale forhold. Det kan også være at lokale forhold som gjør at man ikke etterlever de prosedyrer eller standarder som er påkrevd, som igjen kan skyldes kultur, kunnskap, tidspress osv. Petter Almklov m.fl uttrykker eksempelvis en bekymring til en trend i retning av

manglende forståelse for viktigheten av lokal- og systemspesifikk-kompetanse i sikkerhetsstyringen i deres artikkel *When safety science meets the practioners* (Almklov, Rosness, & Størkersen, 2014). Denne type gap vil man også kunne finne mellom ledelse og utførende på land. Eksempelvis vil det kunne være svært ulik praksis for hva en vurdering av integritet faktisk er, uten at ledelse klarer å skjelne mellom en vurdering av god integritet hvor man ikke har kunnskap om at integriteten ikke er god, og der hvor man faktisk har gjort verifikasjoner av integritet og kan si det med langt større sikkerhet.

I sektoroppgaven knyttet til vedlikehold på undervannsanlegg ble det fra flere operatører beskrevet at det ikke var noen forskjell på styring av vedlikehold mellom overflateinnretninger og undervannsanlegg (Petroleumstilsynet, 2018). Vedlikeholdsplanlegging for havbunnsinfrastruktur, som baserer seg på en plan-do-check-act-sløyfe som vist i Figur 33. har mindre verdi under vann, når utstyret er laget for å ikke vedlikeholdes gjennom levetiden, utover inspeksjon og testing. Særlig om man sammenlignet med en pumpe hvor man har kontinuerlig overvåking og jevnlig vedlikehold. Her kommer også problematikken knyttet til lite tilbakemelding fra systemene inn. DNVGL sin rapport om integritetsstyring og tilstandskontroll på rør og subseautstyr (DNVGL, 2020) adresserer på toppen av dette at bransjen i liten grad har gode systemer for å bruke de dataene de faktisk har, og at det meste av tilstandsvurdering er manuelle kvalitative vurderinger. Samme rapport beskriver også at det er en generell tilbakemelding at måten man gjør integritetsstyring av havbunnsinfrastrukturen i dag er god. Uten å problematisere det isolert sett, belyser det like fullt viktigheten av at de som gjør vurderingene er gode til å gjøre dem, og at det er transparens og gode systemer for å bevare denne historikken.

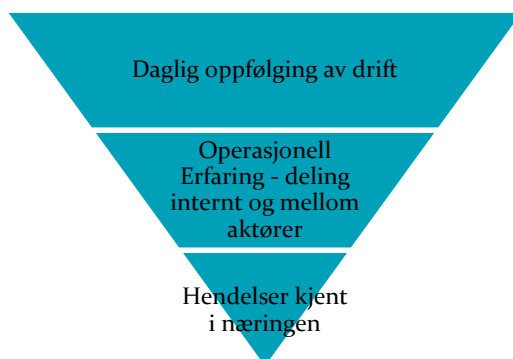


Figur 33 Plan-do-check-act – Vedlikeholdsstyringsløyfe (Wikipedia, 2020)

For å trekke det sammen; overnevnte omhandler aspekter i forkant av en hendelse, eller på venstresiden av *bow-tie*, se *Figur 15*. Ved en lekkasje, vil potensialet for å respondere, som nevnt flere ganger, ha svært mye å si for konsekvensomfanget; høyre side av *bow-tie*. I tilfellet hvor man ikke var i stand til å fange opp at en lekkasje var under utvikling vil neste skritt være å faktisk oppdage den.

8.5. HENDELSER OG RISIKO

Jeg har tidligere diskutert den begrensede mengden tilgjengelig informasjon om hendelser på havbunnsinfrastrukturen. I tillegg beskriver DNVGL (DNVGL, 2020) at de tilgjengelige databasene (OREDA, CODAM, Hendelsesdatabasen, DNVGL, etc) i liten grad gir informasjon om hva bakenforliggende årsaker faktisk var. Mangelen på hendelser og gode databaser for de hendelsene som finnes gjør at man i liten grad vil kunne basere sikkerhet på dem. Næringen er avhengig av artikler eller fellesforum for å faktisk lære av hendelser, utover å vite at de har skjedd. Dette gjør at man risikerer å gjøre feil grep som kan resultere i at man ikke stopper det man vil stoppe eller at man bruker ressurser på noe det ikke er behov for. *Figur 34* og *Figur 35* er min karikering, i et forsøk på å illustrere forskjellen på hvorvidt den daglige oppfølgingen av sikkerhet gjøres kontinuerlig i daglig drift, eller basert på hendelser i næringen, og tilsvarende hvordan Safety-II i større grad bygger sikkerhetsfundamentet ut fra daglig drift med fokus på variasjoner i drift, hvor informasjonsmengden potensielt sett er mye større. Riktig bruk av tilgjengelig informasjon fra daglig oppfølging av drift vil gi et bredere fundament å stå på i arbeidet med sikkerhet.



Figur 34 Sikkerhet i Safety-I?



Figur 35 Sikkerhet i Safety-II?

9. Regelverket i lys av Safety-I/II

Dette kapittelet tar ikke sikte på å gi en uttømmende introduksjon til gjeldende petroleumsforskrifter, men tar utgangspunkt i noen av de viktigste premissene som regelverket gir og drøfter dem i lys av Safety-I og Safety-II. Regelverket er et felles fundament for alle aktørene på norsk sokkel, og å være i tråd med dette er et felles mål, og en forutsetning for å operere på norsk sokkel. Det tas sånn sett for gitt at alle aktørene ser seg tjent med å unngå ulykker og skader og at de søker å opptre konsistent med det.

Jeg har tatt utgangspunkt i følgende begreper:

- Det integrerte sikkerhetsbegrepet
- forsvarlig virksomhet
- styring
- risikostyring
- barrierer
- vedlikehold

Petroleumsregelverket gir aktørene frihet til å organisere sin virksomhet slik de selv mener er hensiktsmessig. De fleste kravene i regelverket er derfor nøytrale i den forstand at de ikke bestemmer hvem som må gjennomføre oppgavene som er nødvendige for å ivareta en funksjon, og i svært liten grad detaljkrav på hvordan løsninger eller utstyr skal være eller se ut. Den ansvarlige (Rammeforskriften §6) er for eksempel et nøytralt begrep som brukes når kravet kan angå operatør og andre som deltar i virksomhet, det vil si entreprenører og underentreprenører. Uavhengig av måten aktørene organiserer seg på, fastslår HMS-regelverket (RF § 7 første ledd) at den ansvarlige skal *sikre* kravetterlevelse innenfor sitt ansvarsområde, det vil si der den enkelte har den ansvarlige kontroll- og instruksjonsmyndighet. Den ansvarlige har som primærplikt å ta ansvar for at eget arbeid foregår i tråd med regelverkskrav som gjelder for dette arbeidet.

Petroleumstilsynet ble i 2018 revidert av Riksrevisjonen (Riksrevisjonen, 2019). Rapporten avdekker flere alvorlige og kritikkverdige forhold i Petroleumstilsynets oppfølging av næringen. Generelt sett var disse knyttet til manglende kontroll, verifikasjon, oppfølging og for stor tillit til at selskapene gjør det de sier de skal gjøre. Dette revitaliserte også en diskusjon, som kommer med jevne mellomrom, om den

norske modellen er god nok. I forkant av Riksrevisjonens arbeid ble dette belyst i Stortingsmelding 12 – Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (Det Kongelige Arbeids- og Sosialdepartementet, 2018), hvor partene er enige om at det norske sikkerhetsregimet er bra for sikkerheten. Men også denne rapporten påpeker at regimet er avhengige av Petroleumstilsynets oppfølging og bruk av virkemidler. I Petroleumstilsynets tidsskrift – Dialog – refereres det blant annet til at det de siste 7 årene har vært 4 store analyser som er gjennomført for å evaluere det norske sikkerhetsregimet, og samtlige konkluderer med at det bør bestå slik det er (Petroleumstilsynet, 2019). En bevaring av dette forutsetter at det er tillitsbasert og ikke kontrollbasert (slik som det eksempelvis er i USA), og at ansvaret ligger hos operatørene og ikke hos myndighetene for at sikkerheten ivaretas.

9.1. DET INTEGRERTE SIKKERHETSBEGREPET

Det er nødvendig å si noe om det *integrerte* sikkerhetsbegrepet i norsk petroleumsvirksomhet, fordi enhver virksomhet på norsk sokkel skal måle sikkerhetsstyringen sin mot dette.

HMS er et integrert begrep som forener tre områder i ett. Rammeforskriften §2 utdyper hva regelverket mener med hver bokstav - H, M og S, og at det er vanskelig å skille disse fra hverandre. Det er for eksempel flere lovgivninger og flere myndigheter bak hver bokstav:

- bokstaven H integrerer helsemessige hensyn som reguleres i helselovgivningen og arbeidsmiljølovgivningen
- bokstaven M integrerer hensynet til ytre miljø etter forurensingsloven og hensynet til arbeidsmiljø etter arbeidsmiljøloven
- bokstaven S integrerer hensynet til sikkerhet, slik som definert i arbeidsmiljøloven og petroleumsloven

Funksjonelt sett, er det også vanskelig å betrakte hensynet til henholdsvis helse, miljø og sikkerhet isolert sett. Eksempelvis vil dårlig arbeidsmiljø på en bemannet innretning kunne ha stor innvirkning på sikkerheten. Eller motsatt; det er vanskelig å ha et forsvarlig arbeidsmiljø dersom sikkerheten ikke er ivaretatt. Tilsvarende vil et godt arbeidsmiljø også trenge at man tar hensyn til de helsemessige forholdene. Og en ulykke vil oftest også ha en direkte innvirkning på ytre miljø.

Integrering kan gjelde regulering. I petroleumsvirksomheten er det flere selvstendige myndighets-organer med dedikerte ansvarsområder og samfunnsoppdrag som står bak et felles HMS-regelverk. Det er en løsning som erkjenner felles behov samt behovet for å supplere enkeltvise vurderinger med samlede vurderinger, også når det gjelder regulering og myndighetsoppfølging, jf Rammeforskriften §1.

Petroleumstilsynets tilsynsansvar rommer både sikkerhet slik den forstås i arbeidsmiljøloven og slik den forstås i petroleumsloven. Det vil si at sikkerhetsbegrepet både omfatter sikkerhet for den enkeltes liv og helse, og sikkerhet for personell, miljø og økonomiske verdier.

Det er få ulykker som ikke har økonomiske konsekvenser (materiellskader, produksjonsstans eller transportavbrudd). Det er derfor vanskelig å skille sikkerhet for økonomiske verdier fra sikkerhet for andre verdier. Og som nevnt ovenfor, er ulykker sjeldent gunstige for ytre miljø (forurensning med olje, kjemikalier, klimagasser ifm nedstengning/oppstart mm), så hensynet til det ytre miljø kan vanskelig bli ivaretatt hvis sikkerhet ikke er ivaretatt.

Det er dessuten vanlig, hensiktsmessig og logisk å integrere hensynet til flere sikkerhetsdimensjoner. Eksempelvis vil en sikkerhetsventil på et stigerør ivareta alle dimensjoner (sikkerhet for mennesker, ytre miljø og økonomiske verdier). En slik barriere vil ikke kunne avgrenses til hensynet til sikkerhet for mennesker, siden man ikke vet hvilken ulykke som kan komme. Eksempelvis ville en SSIV (subsea intervention valve) vært svært nyttig ved Bravo-ulykken i 1977, hvor ulykken også fikk store konsekvenser for ytre miljø og økonomiske verdier.

Sikkerhetsbegrepet er en integrert del av HMS-begrepet, regulert i et helhetlig regelverk, som integrerer krav til tre selvstendige myndigheter. Veiledningen til Rammeforskriften §1 viser at denne integrasjonen er hensiktsmessig fordi det er behov for helhetlige vurderinger, ikke bare innenfor Petroleumstilsynets ansvarsområde, men også på tvers av myndighetenes dedikerte ansvarsområder. For eksempel, noen kjemikalier kan være nødvendige for drift eller sikker drift (komplettering, hydratforebygging mm), men representerer samtidig en fare for både arbeidsmiljøet og det ytre miljøet. Det er påkrevd å finne løsninger som ivaretar alle gjeldende krav, men regelverket erkjenner muligheten for spesielle situasjoner, der hensynet til menneskers

liv og helse veier tyngst. I en ulykkessituasjon, skal for eksempel hensynet til redning og evakuering prioriteres, noe som kan føre til at håndtering av akutt forurensning blir forsinket. Men det gis ingen åpning i regelverket for å tillate et lavere sikkerhetsnivå der hvor en ulykke antas å i mindre grad være en fare for menneskers liv og helse.

Videre i denne oppgaven vil jeg ikke bruke tid på å andre myndigheter enn Petroleumstilsynet, men å kjenne til dette spennet i lovgivningen er viktig for å forstå helheten i regelverket.

9.2. FORSVARLIG VIRKSOMHET

Regelverket forplikter aktørene til å drive sin virksomhet på en forsvarlig måte og i samsvar med gjeldende regelverk. Dette innebærer blant annet en forpliktelse til å drive sikkerhetsmessig forsvarlig, slik som definert i Rammeforskriften §2. Dette reflekteres i krav til forsvarlig virksomhet, som er beskrevet i rammeforskriften §10. Ordlyden i første ledd:

«...skal være forsvarlig både ut fra en enkeltvis og samlet vurdering av alle faktorer som har betydning ... når det gjelder helse, miljø og sikkerhet»

og tilsvarende i andre ledd:

«Et høyt nivå for helse, miljø og sikkerhet skal etableres, opprettholdes og videreutvikles».

Forsvarlig skal forstås som *fullt* forsvarlig. Nivået for sikkerhet skal utvikles i takt med den teknologiske utviklingen og den generelle samfunnsutviklingen. Forskriftene vil i veiledningene peke mot standarder som anses å oppfylle forskriftskravene innenfor sine respektive felt. Utvikling i eksempelvis teknologi eller samfunn skjer hele tiden. Utviklingen vil i sin tur gjerne føre til endring i både design og operasjon, som også gradvis fanges opp i standarder. På den måten holder regelverket derfor også i større grad tritt med utviklingen fordi de standardene det refereres til gjør det, mens funksjonskravene består. Det er like fullt som regel en omstendelig og tidkrevende prosess før utvikling i teknologi ender opp som en del av standardverket.

Det er som nevnt stor frihet i valg av løsning, men som rammeforskriften §24 om anerkjente normer påpeker, er det den ansvarliges ansvar å dokumentere at valgte løsning er like god eller bedre, med tanke på å ivareta påkrevde funksjoner.

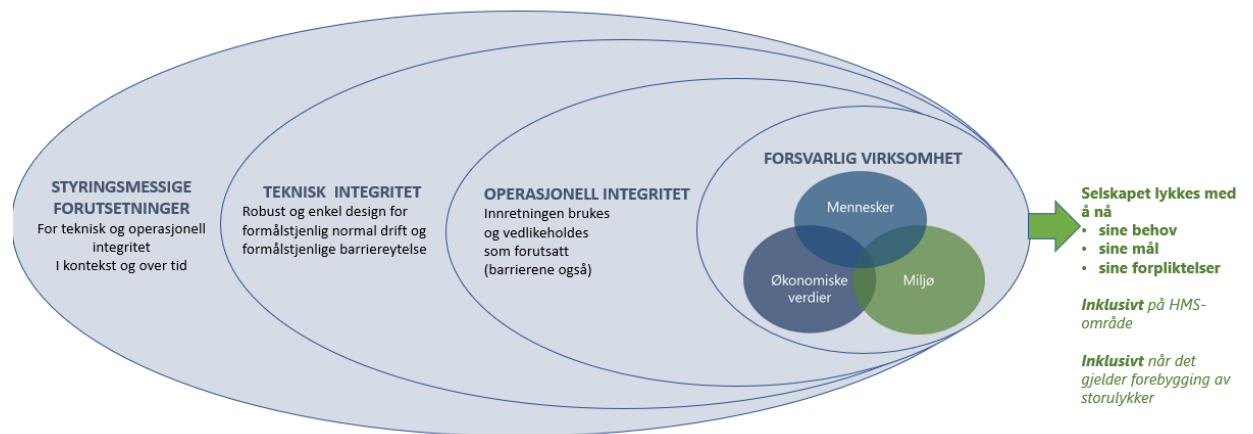
Fra diskusjonen jeg har hatt knyttet til Safety-I er det særlig to av emnene som er relevante i omtalen av forsvarlig virksomhet. God kjennskap til, og forståelse av, hendelser og tidligere ulykker vil være en styrke når man skal *etablere* et høyt nivå for HMS, og det å lære av andre hendelser som skjer i næringen vil også kunne gi nyttig input til å *oppretholde* dette nivået, men det vil i mindre grad være til hjelp i å *videreutvikle* nivået. En næring tungt forankret i Safety-I trenger en hendelse for å lære. Det vil også være en fare for at høy risiko ikke forstås før det resulterer i en hendelse. Dersom neste hendelse/storulykke vil være *noe annet* enn dem man har sett tidligere, som blant annet Barry Turner (Turner B. A., 1978) forfekter, vil det kreves mer. Safety-II tilbyr flere verktøy og en viere inngang både til selve *videreutviklingen* av et høyt HMS-nivå og til å se faktorer *enkeltvis* og *samlet*. Eksempelvis ved utviklingen av resiliens i organisasjoner eller systemer (Hollnagel, 2018) eller ved å studere variasjon i ytelse (Hollnagel, 2004). Forståelse av hva som gjør at et system fungerer som det skal, og kontinuerlig arbeid for å forstå de signaler et system eller organisasjon gir, og oppmerksomhet på å identifisere tilstander hvor systemet er vanskelig å kontrollere og overvåke er i så måte langt tettere opptil intensjonen i regelverket.

Tilsvarende vil en antagelse om at alle hendelser kan forstås gjennom å avdekke årsaker, som er vanlig i Safety-I, ikke nødvendigvis være tilstrekkelig i det hendelsesforløpet er komplekst og ikke-lineært. Også her vil en Safety-II tilnærming gi mer innsikt, eksempelvis med å studere funksjonell resonans (Hollnagel, 2004) eller i Barry Turner sin beskrivelse av inkubasjonsperioder (Turner B. A., 1978).

9.3. STYRINGSSYSTEM

Hvordan en virksomhet skal styres vil ved første øyekast være angitt både i rammeforskriftens kapittel III og i selve styringsforskriften, men styring gjennomsyrrer alle forskriftene. Det integrerte sikkerhetsbegrepet er en viktig del av dette, hvor sikkerhet ikke skal være et eget arbeid på siden av øvrige aktiviteter, men en integrert del av alle de aktivitetene man gjør. Forrige delkapittel omhandler forsvarlig virksomhet, men forsvarlig virksomhet er ikke mulig uten at man overordnet har de

styringsmessige forutsetninger som skal til for å ivareta teknisk og operasjonell integritet, som presiseres i rammeforskriften og styringsforskriften. Videre er den tekniske integriteten, som utdypes i innretningsforskriften, en forutsetning for å kunne ivareta operasjonell integritet. Forsvarlig virksomhet vil i så måte være prisgitt at en organisasjon har forutsetninger for å styre, at den tekniske integriteten er formålstjenlig for normal drift og barrierereytelser. Rent operasjonelt må også innretningene både brukes og vedlikeholdes som forutsatt. Dette utdypes i aktivitetsforskriften. Forsvarlig virksomhet skal i sin tur romme både mennesker, miljø og økonomiske verdier. Dette er det fundamentet, illustrert i Figur 36, hvis formål er å la et selskap lykkes i å møte sine behov, og nå sine mål og forpliktelser. HMS og forebygging av storulykker er en integrert del av dette.



Figur 36 Oppbygging av styring i regelverket (Petroleumstilsynet, 2021)

Operatøren skal særlig sikre at mangler ved andre deltakers styring av helse, miljø og sikkerhet blir korrigert, og at nødvendige tilpasningene blir gjort mellom eget og andre deltakers styringssystem for å sikre den nødvendige helheten.

Ansvar og myndighet skal være entydig definert og samordnet til enhver tid, de nødvendige styrende dokumentene skal utarbeides, og de nødvendige rapporteringslinjene skal etableres.

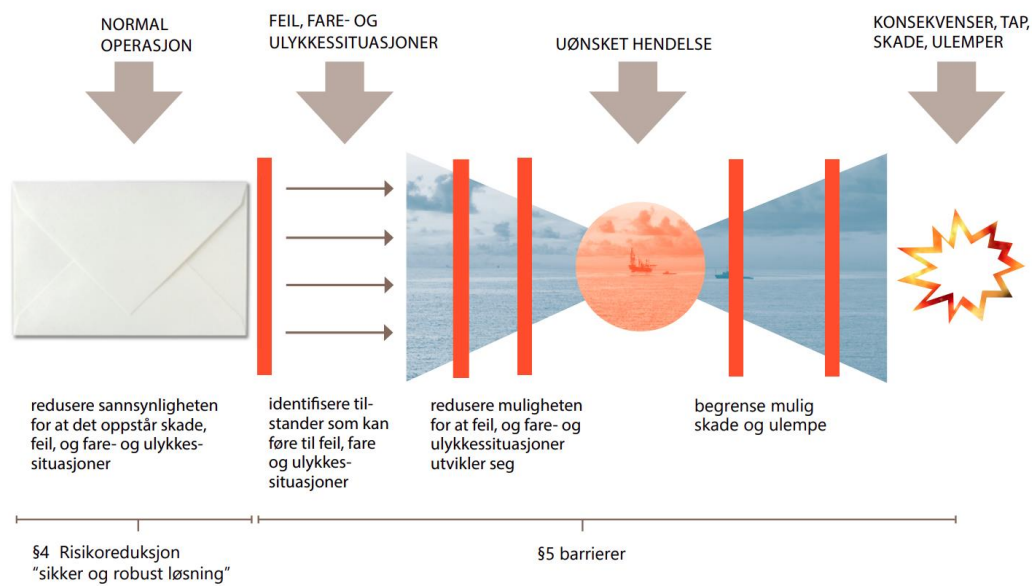
Entydig definering av ansvar og myndighet gjelder ved alle former for overføring av ansvar og myndighet, og samordning innebærer blant annet at den som har ansvar, også har tilstrekkelig mulighet til å påvirke beslutninger innenfor sitt ansvarsområde. Dette

er særlig viktig ved ansvar for sikkerhetskritisk utstyr og sikkerhetskritiske aktiviteter, deriblant utforming, bruk og vedlikehold av barrierer.

Et styringssystem er i sin natur kun et rammeverk med tilhørende retningslinjer for hvordan en aktør skal styres. Petroleumsforskriftene adresserer viktigheten av at ansvar er tydelig definert, og at de ulike aktørene harmoniserer sine styringssystemer slik at de etterlever forskriftskravene. Disse oppgangene blir viktigere jo flere ulike aktører som skal samarbeide, både internt i selskapene og mellom dem. Kompleksiteten blir også økende jo flere lisenspartnere som er involvert, eller i nevnte eksempel om Blane (kapittel 8.1) hvor man også krysser landegrenser. Petroleumslovgivningen åpner for å organisere seg slik man vil, men det krever allikevel at man har entydig ansvarsfordeling og styring. I så måte vil man, om organisering av virksomheten blir kompleks, ikke være innenfor regelverket. Tilsvarende vil ikke et styringssystem være mer verdt enn etterlevelsen av det. Økende kompleksitet vil i så måte påføre en organisasjon manglende etterlevelse. Sistnevnte er som nevnt tidligere ofte en stor del av årsakbildet etter granskninger. Styring av virksomheten er sentralt i den systemiske sikkerhetstenkningen, som Safety-II refereres til. Et styringssystem skal tilpasses den respektive virksomhet og de oppgaver som skal gjøres. Ulikhetene mellom Safety-I og Safety-II vil derfor i større grad handle om innholdet i de respektive styringselementene mer enn den overordnede arkitekturen. Som for krav til forsvarlig virksomhet, er det også for styringssystemet et krav om å både etablere, følge opp og videreutvikle dette (rammeforskriften §17), hvor diskusjonen rundt evnen til å videreutvikle i forrige kapittel også er relevant her.

9.4. RISIKOSTYRING

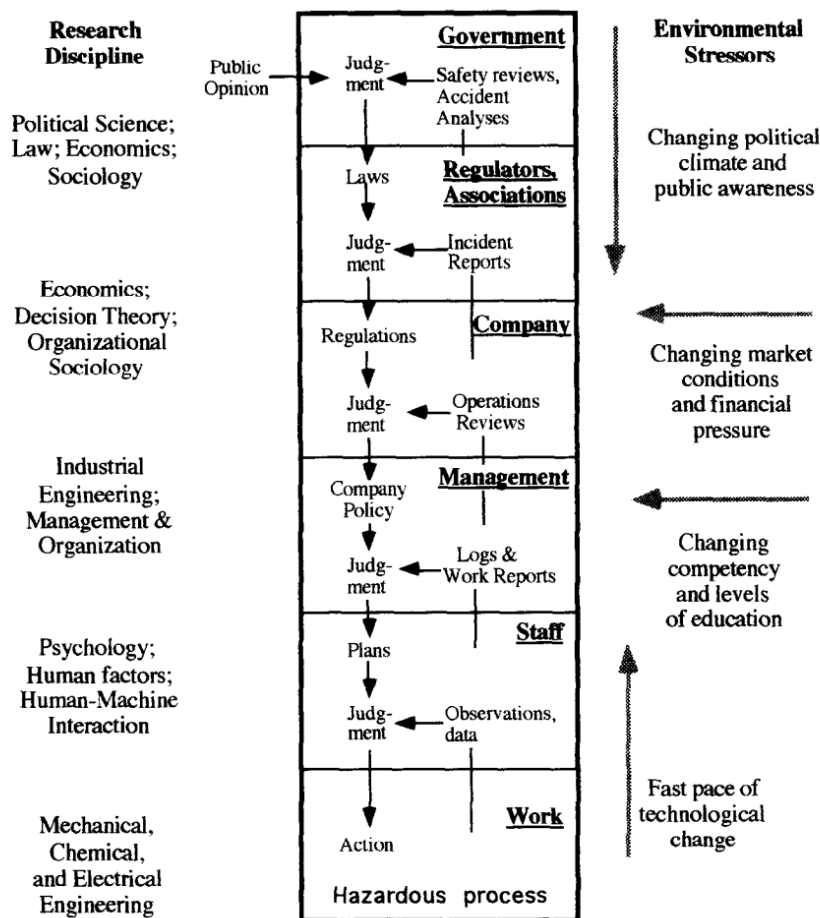
Risikostyring er beskrevet i styringsforskriftens kapittel II (§§4-6). Overordnet handler det om å styre helse-, miljø og sikkerhet (§6). Illustrasjonen i Figur 37 gir et godt bilde av systematikken i dette. Ved normal operasjon skal man aktivt jobbe for å redusere sannsynligheten for at det oppstår feil, fare- og ulykkessituasjoner. Det er likevel en erkjennelse at disse vil komme, og det er derfor et krav til at man skal ha barrierer for å kunne identifisere tilstander som kan føre til disse, og tilsvarende barrierer for å redusere muligheten for at de utvikler seg, samt barrierer som begrenser mulig skade og omfang, som er videre diskutert i kapittel 9.5.



Figur 37 Styringsforskriften kapittel II (Petroleumstilsynet, 2017)

Arbeidet med risiko omfatter aktiviteter, ressurser, prosesser og organisasjon, og at disse ivaretar fullt forsvarlig virksomhet. I §4 om risikoreduksjon refereres det også til rammeforskriftens §11 om prinsipper for risikoreduksjon. Risiko er et uttrykk som det fort vil kunne gå inflasjon i. Selve risikostyringen er også til enhver tid en del av et større sosioteknisk system som vist i Figur 38, beskrevet av Jan Rasmussen (Rasmussen, 1997). Selv ved et konkret mål om å unngå hydrokarboner på avveier, og å styre risikoen for dette, vil måtte håndteres ulikt mellom de forskjellige nivåene fra myndigheter til den skarpe enden.

Ser vi på et havbunnsanlegg, vil det variere mye hva som skal håndteres mellom ulike faser. Og selv for samme system vil det være stor forskjell på risikoen som skal håndteres i prosjektering, installasjon, drift og avslutning.



Figur 38 Det sosio-tekniske systemet som er involvert i risikostyring (Rasmussen, 1997)

Det er en rød tråd i forskriftene om kravet til å vurdere løsninger både enkeltvis og samlet. Den ansvarlige skal også gjøre en vurdering av beste løsning på nåværende tidspunkt og i fremtiden. Samme paragraf (§11) introduserer også det som industrien gjerne forstår som *As low as reasonable practicable* (ALARP-prinsippet) hvor de løsninger som gir høyest mulig HMS-nivå, der valgte løsning ikke står i vesentlig misforhold til oppnådd risikoreduksjon, skal velges. Men intensjonen i regelverket åpner ikke med dette opp for å regne seg bort fra å jobbe med risikoreduksjon. Tilsvarende for løsninger der usikkerheten er høy, skal man velge de løsningene som reduserer usikkerheten. De overordnede kravene i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen skal detaljeres ut hos den enkelte aktør blant annet i form av interne krav og akseptkriterier som er av betydning for å oppfylle krav. Med referanse til kapittel 9.1, om det integrerte sikkerhetsbegrepet, skiller det ikke på helse, miljø og sikkerhet i kravet om at risiko skal reduseres så langt det er mulig. For et anlegg i drift vil det like fullt være tilfeller hvor man må prioritere, og da vil hensynet til

personellsikkerhet stå først, men det er i regelverket ingen åpning for lavere standard i risikohåndteringen når det kommer til helse og ytre miljø.

I første ledd i styringsforskriftens §4 står det:

«velge tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som reduserer sannsynligheten for at det oppstår skade, feil og fare- og ulykkessituasjoner»

Dette i kombinasjon med overnevnte krav om risikoreduksjon gir klare føringer av hva som forventes når løsninger skal velges. Men det er også en klar forventning i regelverket til at denne type vurderinger er gjenstand for jevnlig oppdateringer. I kravene til eksempelvis *forsvarlig virksomhet og styring* skal dette arbeidet videreutvikles, som konkretiseres ytterligere i styringsforskriftens §23 kontinuerlig forbedring, hvor den ansvarlige kontinuerlig skal jobbe med å identifisere områder hvor det er behov for forbedring og følge dette opp.

Videreutvikling og kontinuerlig arbeid for å identifisere områder med behov for forbedring er konkrete krav til å være proaktive i sikkerhetsarbeidet. Diskusjonen i denne oppgaven viser hvordan Safety-I på mange områder vil være reaktiv, og også hvordan Safety-II i langt større grad tilnærmer seg sikkerhet proaktivt. Sistnevnte tilbyr i så måte flere verktøy og en tilnærming som er mer i tråd med regelverket.

Risikoanalyser, som beskrives i styringsforskriftens §17, er en del av risikostyringen og beslutningsstøtte i prosesser, operasjoner eller faser en aktør står ovenfor. Første ledd sier: *«...gi et nyansert og mest mulig helhetlig bilde av risikoen...»*. Underforstått at en risikoanalyse ikke vil kunne dekke alt. Både fordi det vil være begrensinger på tid og ressurser, men også fordi økende kompleksitet introduserer et ukjent antall ukjente faktorer. Safety-I vil forholde seg til disse som noe man vet finnes, men ikke kan gjøre noe med, mens Safety-II eksempelvis vil arbeide med resiliens og ytelsesvariasjoner for å identifisere steder hvor de ukjente faktorene mest sannsynlig vil opptre. Risikoanalysen som sådan vil uansett være et viktig verktøy i begge tilfeller, og er en sentral del i både Safety-I og Safety-II, hvor det også vil være naturlig å bruke mange av de samme verktøyene.

9.5. BARRIERER

Barrierer skal ivareta sine funksjoner ved feil, fare- og ulykkessituasjoner, enten disse kan skade mennesker, miljø og/eller økonomiske verdier. Barrierer kan således være tiltak for å hindre, stanse og/eller begrense spredning av akutt forurensning, men kan også omfatte ulike beredskapstiltak. Krav til barrierer er beskrevet i styringsforskriften §5, og som nevnt i forrige delkapittel og illustrert i Figur 37.

Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de konkrete tekniske, operasjonelle eller organisatoriske barriereelementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Forskriftene sier også at det skal være verifiserbare krav til blant annet kapasitet, pålitelighet, tilgjengelighet, effektivitet, evne til å motstå laster, integritet og robusthet.

Det skal være kjent hvilke barrierer og barriereelementer som er ute av funksjon eller er svekket, og det skal settes i verk nødvendige tiltak for å rette opp eller kompensere for manglende eller svekkede barrierer.

Barrierer er sentralt både i Safety-I og Safety-II. For havbunnsinfrastrukturen er barrierer beskrevet både i kapittel 7.2 og 8.3. Det å sette krav til eksempelvis pålitelighet og effektivitet vil ofte være en del av design. Og mye utstyr har industrien lang historikk på utstyr selv om den, som nevnt tidligere, ikke nødvendigvis er systematisert. Det vil være større utfordring knyttet til utstyr i drift, og hvilke barrierer som er ute av funksjon eller svekket når tilbakemeldingen er binær, slik den gjerne er ved en inspeksjon eller testing; lekkasje/ikke lekkasje, eller innenfor/utenfor testkriterium. §5 sier allerede i første ledd: «...barrierer som til **enhver tid kan**» identifisere tilstander som kan føre til feil, fare- og ulykkessituasjoner. Her ligger det en helt klar føring om å være proaktiv. Både kravet til å kunne identifisere og til å redusere muligheten for at feil, fare- og ulykkessituasjoner oppstår og utvikler seg, er langt mer i et Safety-II-spor enn Safety-I.

Det står også at operasjonelle og organisatoriske barriereelement skal være tydelig definert med krav til ytelse, altså; på lik linje med de tekniske. Denne oppgaven har i oppsummeringen av Safety-I beskrevet hvordan menneskelige og organisatoriske forhold ofte ses på som medvirkende årsak til ulykker, og implisitt at siden mennesker

gjør feil, bør mest mulig automatiseres. Safety-II vil forfekte at menneskelige (og organisatoriske) elementer er en forutsetning for å gi et system robusthet og fleksibilitet til å håndtere hendelser før de eskalerer. Karikert kan man si at de to retningene, Safety-I og Safety-II, er i hver sin ende av skalaen hvor menneske er løsningen eller problemet. Paragrafen sidestiller de tekniske, operasjonelle og organisatoriske barriereelementene og sier implisitt at det vil være barrierefunksjoner hvor man ikke kommer utenom organisatoriske og operasjonelle barriereelementer. Disse skal på lik linje med de tekniske definere nødvendige krav til ytelse for at barrieren skal være effektiv. Og også kravet til å rette opp og kompensere for svekkelser.

Sett i kombinasjon med både rammeforskriften §11 om prinsipper for risikoreduksjon og styringsforskriften §23 om kontinuerlig forbedring. Dette skal også evalueres jevnlig for å finne områder hvor det er behov for forbedring.

9.6. VEDLIKEHOLD

Krav til vedlikehold er angitt i aktivitetsforskriften kapittel IX.

Den ansvarlige skal sikre at innretninger eller deler av disse holdes ved like, slik at de er i stand til å utføre sine påkrevde funksjoner i alle faser av levetiden.

Innretningers systemer og utstyr skal klassifiseres med hensyn til konsekvensene for helse, miljø og sikkerhet av potensielle funksjonsfeil. For funksjonsfeil som kan føre til alvorlige konsekvenser, skal den ansvarlige identifisere de ulike sviktmodiene med tilhørende sviktårsaker og sviktmekanismer, og anslå sviktsannsynligheten for den enkelte sviktmodusen. Dette gjelder nødvendigvis også barrierer.

Klassifiseringen skal legges til grunn ved valg av vedlikeholdsaktiviteter og vedlikeholdsfrekvens, ved prioritering av ulike vedlikeholdsaktiviteter og ved vurdering av reservedelsbehov.

Sviktmodi som kan utgjøre en helse-, miljø- eller sikkerhetsrisiko, skal forebygges systematisk ved hjelp av et vedlikeholdsprogram. I programmet skal det inngå aktiviteter for overvåking av ytelse og teknisk tilstand, som sikrer at sviktmodi som er under utvikling eller har inntrådt, blir identifisert og korrigert. Programmet skal også inneholde aktiviteter for overvåking og kontroll av sviktmekanismer som kan føre til slike sviktmodi.

Det skal utarbeides en samlet plan for utføring av vedlikeholdsprogram og korrigerende vedlikeholdsaktiviteter. Det skal foreligge kriterier for setting av prioritet med tilhørende tidsfrister for utføring av de enkelte vedlikeholdsaktivitetene. Kriteriene skal ta hensyn til klassifiseringen.

Som nevnt flere ganger vil særlig sviktmodi under utvikling være vanskeligere å overvåke på utstyr som er under havet. Dette i kombinasjon med at mye av tilbakemeldingen fra testing og overvåking er binær, gjør at man i mindre grad vil kunne ivareta dette kravet. Sett i lys av degraderingsmekanismer, som beskrevet i kapittel 8.2, vil det kunne være tilfredsstillende for sviktmoder som er av en saktegående natur, men i liten grad være til hjelp der hvor feilmoder utvikler seg raskere eller umiddelbart. Raskere i en undervannssammenheng vil i mange tilfeller være naturlig å relatere til inspeksjons eller testintervall, hvor førstnevnte kan være 10 år.

Også her er Safety-II sin proaktive grunninnstilling langt mer i tråd med regelverket, enn Safety-I sin mer reaktive natur.

9.7. OPPSUMMERING AV REGELVERK I LYS AV SAFETY-I OG SAFETY-II

Som analysen her viser, er det for de valgte regelverksementene min vurdering at Safety-II i langt større grad er tilpasset regelverket slik det er utformet med sine funksjonelle krav. Regelverkets gjentakende krav til eksempelvis å være i forkant av en faktisk hendelse, å følge med på utvikling, å kunne identifisere tilstander og å videreutvikle det arbeidet man gjør underbygger dette. Tilsvarende er kravene til integrasjon av både helse, miljø og sikkerhet, og kravene til å se ting enkeltvis og samlet; underforstått at man må forholde seg til kompleksitet, er også langt mer i et Safety-II-spor enn Safety-I. Formålet med denne analysen var å se hvordan regelverket sier at praksis skal være, og se dette i lys av Safety-I og Safety-II. Som nevnt flere ganger er det ikke snakk om enten Safety-I og Safety-II, men at sistnevnte påpeker hvor førstnevnte kommer til kort. Safety-II rommer mer av det som kreves i regelverket og samsvarer mer med dette enn Safety-I. Dette vil også være utgangspunktet for diskusjonen i Del-III.

Del III – Drøfting, diskusjon og videre arbeid

De to analysene som ble gjort i Del-II er underlaget for diskusjonen her i Del-III. Del-II er som nevnt basert på oppsummering av teori knyttet til Safety-I og Safety-II.

Dette gjør at fokus i større grad har vært å se dagens praksis og regelverk i lys av disse teoriene, enn å beskrive status på sikkerhet på norsk sokkel, selv om dette er et naturlig bakteppe. Det medfører en risiko for at søkelyset ikke er rettet dit hvor eventuelle forbedringer trengs mest. Oppgaven må derfor ses som en fremstilling av to ulike tilnærminger til sikkerhet, satt inn i en sammenheng.

Det som er tatt med i drøftingen i Del-III er også et skjønnsmessig utvalg fra de to analysene i Del-II, hvor fokus også her i større grad har vært å adressere de områdene i analysen hvor gapene er størst, enten mellom gammel og ny sikkerhetstenkning i vår sammenheng, eller mellom praksis og regelverk. Denne utvelgelsen vil, avhengig av leser, kunne være gjenstand for diskusjon.

10. Diskusjon

Diskusjonen så langt har vært farget, som litteraturen, av at Safety-II introduserer flere relevante aspekter som viser hvor Safety-I har svakheter i sin tilnærming til sikkerhet. Det må også legges til at enn så lenge tilbyr ikke Safety-II en ferdig verktøykasse for å håndtere de tingene som belyses. Eksempelvis skriver J.A. Turner at selv i sitt arbeid, hvor utvalget av kandidater til studien var valgt fordi de var forkjempere for Safety-II i sitt sikkerhetsarbeid, var det bare et fåtall som brukte de konkrete metodene Safety-II tilbyr, som *Functional Resonance Analysis Method (FRAM)*, *Resilience Assessment Grid (RAG)* eller *Appreciative Analysis (AA)* (Turner J. A., 2017). Samme forfatter skriver i sin konklusjon at denne type tilnærming fortsatt er ny, og at det fortsatt vil kunne ta tid før den er en naturlig del av sikkerhetsarbeidet. Dette gjaldt Safety-II konkret, men det må legges til at det allikevel er mye praksis knyttet til den systemiske sikkerhetstenkningen. Eksempelvis har systematikken rundt High Reliability Organisations (HRO) vært praktisert i flere tiår i atomkraftindustrien og på hangarskip.

Havbunnsinfrastrukturen begynte for alvor å komme på slutten av 90-tallet, men den akademiske sikkerhetstenkningen vil alltid ligge foran industrien. Det vil si at sikkerhetstenkningen da undervannsindustrien for alvor begynte å vokse på norsk sokkel nok var preget av sikkerhetsidealer som lå tettere på det man så på 70- og 80 tallet. De fleste av komponentene og systemene i dag vil i liten grad avvike fra det som ble installert på slutten av 90-tallet og begynnelsen av dette århundret, selv om det har kommet noen tilleggskomponenter. Det vil også si at sikkerhetstenkningen som lå til grunn da dette utstyret ble utviklet i stor grad vil gå i arv til det nye utstyret som installeres i dag. Dette er et nyttig bakteppe i forståelsen av sikkerhet på havbunnen.

I et forsøk på å henge diskusjonen på noen knagger, tar jeg utgangspunkt i de mest relevante overskriftene fra del-II:

- Proaktivitet
- Barrierer
- Menneskelige og organisatoriske forhold

Diskusjonen her skal forsøke å trekke sammen de to analysene som ble gjort i Del-II.

Det er mange ting som tilsier at dagens praksis passer godt inn i et Safety-I-spor, og særlig for undervannsindustrien. Både i hvordan sikkerhetsarbeidet er konsentrert om å unngå hendelser, i hvordan man har lineært tankesett rundt hendelsesforløp og barrierer og i hvordan man ser på menneskelige feil. Men som gjentatt flere ganger; Safety-II gjør seg bruk av mange av de samme verktøyene som Safety-I, og undergraver ikke dette, men peker på en del områder hvor sistnevnte kommer til kort.

10.1. PROAKTIVITET

Tilgjengelig informasjon

All meningsfull proaktivitet står og faller på tilgjengelig informasjon og hvordan man er i stand til å fortolke denne. Og tilgjengelig informasjon er proporsjonal med mengden tilbakemelding et system er i stand til å gi. Tilsvarende er evnen til å være proaktiv omvendt proporsjonal med grad av mangel på tilbakemelding og mangel på evne til å samordne den tilbakemeldingen man har tilgjengelig.

Det er lite rapporterte hendelser på havbunnsinfrastrukturen på norsk sokkel, og de tilgjengelige databasene på tvers av industrien, som dekker mer enn norsk sokkel, er også mangelfulle, og gir i liten grad den respektive operatør informasjon om årsaker til hendelser. Norsk sokkel har allikevel en praksis for å dele informasjon når man har hatt mer alvorlige hendelser, men det som har vært gjennomgått i denne analysen viser liten grad av systematikk for å nyttiggjøre seg generelle driftsdata i et sikkerhetsperspektiv. Dette gjelder både internt i selskaper, mellom selskaper og mellom leverandører og selskaper. Veiledningen til rammeforskriftens §2 presiserer at sikkerhet også omfatter tiltak til forebygging av skader, men også opprettholdelse av produksjons- og transport-regularitet, hvor disse tiltakene skal innrettes slik at tilløp til skader kan motvirkes, tåles eller avbøtes. Safety-II svarer i så måte mer til regelverket enn Safety-I i å poengtere at sikkerhetsarbeidet er avhengig av å kunne fange opp og tolke normale variasjoner i drift fra systemene, fordi det er der de første signalene og tilløp til skader vil gi seg til kjenne. Og som §2 sier; ikke bare for å unngå skader, men også for å opprettholde produksjon. Fordi disse henger tett sammen, og fordi man alltid vil være tjent med å ivareta begge deler. I så måte blir «mindre alvorlige» hendelser kanskje like viktige å se på for bransjen på tvers, fordi de inneholder informasjon om ting som ikke

fungerte som tiltenkt. Oppmerksomheten rundt fleksible stigerør på norsk sokkel er som nevnt et godt eksempel, eller unntak, på evnen og behovet for å dele større mengder informasjon mellom operatører og leverandører. Her gjøres det mye arbeid og det er tatt flere gode initiativ til å dele mer på tvers, også av mindre hendelser, som eksempelvis Flexshare (4Subsea, 2020). Med et Safety-I-perspektiv vil man prioritere arbeid der hvor man vet man har store utfordringer og søke å motvirke det, og i eksempelet med fleksible stigerør er det et resultat av at man *allerede* har hatt større hendelser og utfordringer, hvor behovet for utbedring er opplagt både for lisens, myndigheter og bransje. Resultatet av arbeidet derimot gir flere elementer som gjør at man nærmer seg Safety-II; med kontinuerlig overvåking av teknisk integritet på stigerørene, dedikerte forum med jevnlig utveksling av driftserfaring mellom leverandører og operatører, økt systematisering av tilgjengelig informasjon på tvers av sokkelen (og verden).

Digitalisering

Digitalisering i petroleumsnæringen er blant annet beskrevet i en rapport på oppdrag fra Petroleumstilsynet (IRIS, 2018). Etter en periode hvor hele verden snakket om digitalisering og de oppsidene dette kunne gi, var det også på alles tunger i petroleumsnæringen. Mye av det som ble trukket frem under digitaliseringsbølgen var i et proaktivt spor. Det handlet om økt bruk av sensorer, fordi disse var billigere, trådløse og lettere å installere. Datakraft til å i større grad analysere og håndtere tilgjengelige data, vyer knyttet til prosessautomatisering, digitale tvillinger, big data, maskinlæring og kunstig intelligens er alle emner som i stor grad vil kunne styrke alle organisasjoners potensial til å respondere, overvåke, lære og forutse. DNVGL-rapporten (DNVGL, 2020) påpeker at dette i svært liten grad har preget undervannsindustrien. Det kan ha flere årsaker. Men en av dem kan være at for at investering i digitalisering skal ha noen oppside, er man avhengig av at det er mye data å digitalisere. Det at mye av integritetsoppfølgingen gjøres med manuell innsats er i så måte en klar indikasjon på dette. Det at det *kan* gjøres manuelt er også et tegn på at datamengden er overkommelig, eller at man begrenser mengden data man klarer å prosessere. En observasjon er at de enkleste systemene på havbunnen kan ha et titalls sensorer foruten informasjon fra ventiltesting og inspeksjoner, hvor intervallene for utvendig inspeksjon i beste fall er årlige, og hvor innvendig inspeksjon kanskje aldri

blir gjort. For den enkleste, og sånn sett også den som blir omtalt som mer komplisert, havbunnsinfrastrukturen vil derfor potensialet for proaktivitet være lavt. I så henseende blir det å snakke om digitalisering i undervannsindustrien kanskje som keiserens nye klær. For selv Equinor, som er den største operatøren på norsk sokkel, har ikke store nok mengder tilgjengelig data fra sin havbunnsinfrastruktur som gjør at det gir mening å snakke om *big data*. Antall sensorer er heller ikke noe som lett kan utvides når ting er under vann. Også maskinlæring og kunstig intelligens kan vanskelig nyttiggjøres i det omfang som digitaliseringsverdenen snakker om når antall sensorer er få og det til syvende og sist kanskje bare vil være å åpne og lukke ventiler. Min vurdering er at potensialet til å være proaktiv, eller som Hollnagel vil si; potensialet til å overvåke, respondere, lære og forutse tilløp til skader er liten, slik havbunnsinfrastrukturen er i dag, med noen unntak. Fra et Safety-I perspektiv, vil man kunne si at det arbeidet som gjøres fungerer, siden man har få hendelser, og for de degraderingsmekanismene som er av en mer saktegående karakter, er det gode rutiner for å følge opp. Dette er også en av de tingene Hollnagel utfordrer, at når man innretter sikkerhetsarbeidet mot å unngå hendelser vil man ha mindre å styre etter jo mindre hendelser man har. Fra et Safety-II-perspektiv vil man kunne argumentere med at også i petroleumsindustrien erfarer man nye typer feilmoder og hendelser med jevne mellomrom, hvor disse i større grad vil komme som en overraskelse jo mindre mulighet man har for å overvåke systemene. Det er isolert sett ikke et argument for at man skal installere alt utstyr som er tilgjengelig for å overvåke, og styringsforskriften §15 sier at den ansvarlig skal identifisere den informasjonen som er nødvendig. Det er likevel påfallende at man i så liten grad ser en utvikling i det som installeres på havbunnen eksempelvis med tanke på kontinuerlig overvåking og at man flere plasser går bort i fra å installere lekkasjedetektorer. Dette peker også i retning av Safety-I hvor gjeldende praksis blir styrende for definisjonen av behovet for forbedring. Og at man er helt avhengig av en større ulykke for å reelt kunne utfordre gjeldende praksis. Dette er ikke i tråd med intensjonen i regelverket, og heller ikke en Safety-II-måte å jobbe med sikkerhet på. I et digitaliseringsøyemed vil det som nevnt være vanskelig å ta ut informasjon fra instrumentering man ikke har. Der hvor det er et stort potensial, basert på litteraturen som er gjennomgått, er å i større grad tilgjengeliggjøre den dataen som man har. Både der hvor informasjon er spredt over flere systemer og databaser, og i å systematisere integritetsvurderingene slik at de i mindre grad er gjenstand for subjektive vurderinger. Årsaken til at dette går sakte, som

DNV-GL-rapporten indikerer (DNVGL, 2020), kan ha å gjøre med at man ofte må presentere en forretnings-case, som implisitt må gi en økonomisk gevinst, dersom man skal gjøre en større investering. Samkjøring av tilgjengelig informasjon er et mye større løft enn å kjøpe en programvare, og vil også kreve mer enn økonomisk vilje fra ledelsen. Bransjen selv vet at dette er en utfordring, blant annet beskrevet av Wood (Wood, 2020), og i lys av styringsforskriftens §23, som både setter krav til kontinuerlig forbedring og deling av erfaring, sett i sammenheng med §15 om informasjon, er dette et område med forbedringspotensial. Dette passer i et Safety-II perspektiv hvor potensialet til resiliens er svært avhengig av at man klarer å se informasjon enkeltvis og samlet.

Påvirkningsmulighet i ulike faser

Forutsetninger for drift legges tidlig i et prosjekt, og derfor vil også mye av forbedringspotensialet for senere drift ligge her. Det er flere måter å endre gjeldende praksis for at nødvendig informasjon blir gjort tilgjengelig til relevante brukere til rett tid, hvor det overordnede målet er å unngå at hydrokarboner kommer på avveier.

Vurdert opp mot regelverket er det etter min vurdering tre større løp som er relevante. Det ene er å vurdere praksis slik den er på utstyr som allerede er installert, det andre er å vurdere det som bygges og installeres i dag, mens det tredje sporet er hvordan man skal forholde seg til allerede installert utstyr hvor levetiden forlenges utover det som var planlagt ved design. Overordnet er det Olje- og energidepartementet (OED) som godkjenner en plan for utvikling og drift (PUD) for et felt på norsk sokkel, hvor Arbeids- og sosialdepartementet (ASD), Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet gir sine innstillinger til disse. Ser vi på petroleumsforskriftenes krav om formål og risikoreduksjon er det i en PUD-sammenheng god anledning til å håndheve dette, men dette gjelder selvfølgelig også i de øvrige fasene. Dette gjelder særlig for havbunnsinfrastrukturen, men er relevant for det meste av annet utstyr også. Oppfølging tidlig i et prosjekt er derimot viktig fordi enhver utbedring av utstyr etter at det er installert på havets bunn er forbundet med store kostnader. Forskriftene beskriver i tillegg til prinsipper for risikoreduksjon og krav om barrierer som til enhver tid kan identifisere tilstander som kan føre til feil, fare- og ulykkessituasjoner, samt at man skal kunne identifisere sviktmodi under utvikling. Med utgangspunkt i dette kan det vanskelig argumenteres for at man ikke skal gjøre seg bruk av den teknologien som er

tilgjengelig på eksempelvis tilstandsovervåking og lekkasjedeteksjon. Styringsforskriften § 5 poengterer blant annet at man skal kunne identifisere tilstander for at feil, fare- og ulykkessituasjoner, og redusere muligheten for at disse utvikler seg. Dette i kombinasjon med det gjennomgående kravet om at HMS-nivået skal videreutvikles, vil overstyre argumenter om at dagens installerte utstyr normalt ikke har denne type overvåking. I dag må en utstyrsleverandør eller et prosjekt gjerne, som nevnt, presentere en forretnings-case for å overbevise en operatør eller en lisens om å installere utstyr som muliggjør tilstandsovervåking, men ut fra sikkerhetslovgivningen skal vurderingen være i hvilken grad en slik investering vil stå i vesentlig misforhold til oppnådd risikoreduksjon. På samme måte har det vært mye diskusjon de siste årene om lekkasjedeteksjonsutstyr, hvor man oftere forsvarer satellitt-overvåking og massebalanse, mens man går bort fra punktdetektorer på havbunnsrammene. Dette er også et opplagt reaktivt steg, og påfører en risikoøkning. Det vil også kunne sies å være en Safety-I tilnærming, at man argumenterer for at dagens praksis har god historikk, og at man derfor blir avhengig av en eller flere større lekkasjer for å forsvare en forbedring eller en videreutvikling av teknologi. Motargumentene er gjerne at man har installert utstyr som har feilet eller gitt falske alarmer, eksempelvis på lekkasjedeteksjon. Uten å spekulere i hvorvidt man tillater en lavere sikkerhetsstandard under vann fordi det i mindre grad er en fare for personellsikkerhet, er det nærliggende å tro at man ikke hadde akseptert at man tok bort gassdetektorer om bord på innretningene fordi de ikke virket. Det er mer sannsynlig at dette hadde vært et område hvor både verneapparatet og arbeidsgiver hadde gått til drastiske grep for å utbedre det.

For utstyr som allerede er installert, er det som nevnt allerede, vanskeligere å gjøre inngrep og installere utstyr i etterkant. Det er mye utstyr som *kan* installeres i etterkant, men kostnaden er med ett høyere. I tillegg er det en erkjennelse at i det man har fått godkjent en PUD, vil eksempelvis Petroleumstilsynet måtte ha svært gode grunner for å kunne pålegge at utstyr utover det som er nevnt i PUD skal installeres i etterkant, også i forbindelse med at et samtykke til forlenget levetid gis. Det vil gjerne kreve en større hendelse eller ny kunnskap som viser at forutsetningene for PUD ikke var tilstrekkelige for forsvarlig drift. Tilsvarende vil utstyr hvor man skal forlenge levetid bli målt mot det regelverket som gjaldt da utstyret ble bygget. Det vil si at hvis rørledningen ble

bygget i 1980, skal den måles mot det regelverket som gjaldt da, med mindre nyere kunnskap tilsier at det ikke er forsvarlig.

Regelverket

Petroleumstilsynet eier utviklingen og tolkningen av regelverket, men de funksjonelle kravene vil måtte forstås inn i sine respektive sammenhenger. Det skjer i dialog med næringen i den formelle saksbehandlingen, men også gjennom tilsyn, møter, seminarer osv. Gir man samtykke til noe i en sammenheng, vil kravet om likebehandling fort skape presedens i neste sammenheng. Tilsvarende gjelder for et pålegg. Petroleumstilsynet er forsiktige med å gi pålegg, selv om de har fått beskjed om å i større grad bruke virkemidler, siden det i sin natur er et steg fra at de som myndighet har tillitt, til at de tar kontroll, som igjen er et steg bort fra at ansvaret til enhver tid ligger hos operatøren.

Kontinuerlig forbedring

Dersom man skal styrke potensialet til å overvåke, respondere, lære og forutse er min vurdering at man er prisgitt å systematisere den informasjonen man allerede har, men i like stor grad er man avhengig av mer tilbakemelding fra systemene. Havbunnsinfrastrukturen har flere tiår med historikk hvor man har unngått større hendelser, som er bra. I utgangspunktet er det også bra å basere nytt utstyr på noe man har lang og god erfaring med, men gitt at det har skjedd mye på utstyrssiden som gjør at man i større grad kan overvåke systemer, setter også petroleumsforskriftene klare føringer til at dette skal tas i bruk. At slikt utstyr tas i bruk vil i sin tur sannsynligvis heve sikkerheten, og vil kunne stimulere til videreutvikling av mer utstyr som utvider potensialene til resiliens. Kravene i regelverket om videreutvikling og kontinuerlig forbedring poengterer dette.

Det er flere mulige propper til en slik utvikling. Både myndighetene og lisenser har et klart ansvar i å tvinge frem en slik utvikling. Det er lite sannsynlig at å overlate fremdriften til de respektive operatørene eller prosjektorganisasjonene vil skape fremdrift. Det er også nærliggende å tro at et hvert prosjekt vil ønske å levere noe som er tett opp til noe de har god erfaring med fra før, og inntak av ny teknologi vil alltid påføre både operatører og prosjekter ekstra arbeid. I tillegg er denne nye teknologien noe som gjerne først vil kunne nyttiggjøres i drift, som er etter at et prosjekt har levert

det fra seg. Fra et prosjekts ståsted vil derfor all ny teknologi kunne bremse fremdrift i det man må gjennomføre kvalifisering og endre måten man har gjort ting på før. Tilsvarende konservatisme eller tilbakeholdenhet finnes kanskje også hos driftsorganisasjonene all den tid det er de som må håndtere den nye teknologien, og da særlig med henblikk på situasjoner hvor det *ikke* fungerer slik det var tenkt. Det er min påstand at både myndigheter og lisenser må være i førersetet dersom en slik utvikling skal kunne skje. Også i drift eller ved levetidsforlengelse vil myndigheter og lisenser være essensielle dersom man skal ha en utvikling. I prosjektsammenheng er det ikke nødvendigvis stor relativ kostnad knyttet til å øke potensialet til å overvåke et system, men vil oftere være det i drift. Et felles løft i bransjen vil derfor kreve en klar visjon og et konkret påtrykk fra myndigheter og lisenser.

Det som er gjennomgått og referert til nå viser at også driftsorganisasjonene har flere områder hvor de kan være mer proaktive; øke sitt potensial til å respondere, overvåke, lære og forutse. Eksempelvis på ventiler. Flere funn i tilsyn fra Petroleumstilsynet viser blant annet at det i liten grad gjøres vurderinger av utvikling på testresultater til ventiler, og at det ofte er forskjellige miljøer som ser på ventiler for juletrær og stigerørsventiler, selv om disse tilhører samme hydrokarbonførende kjede, som blant annet beskrevet i Wood sin studie (Wood, 2020).

Det er nærliggende å tro, som Turner sier om systemene han studerte, at en større hendelse, i dette tilfellet på havbunnsinfrastrukturen, vil komme som en overraskelse fordi systemene og systematikken man har i dag ikke gir nok informasjon. Og at hvis den kommer, vil fokuset være på å unngå at akkurat dette skjer igjen, og ikke på hvordan man skal øke potensialet for å kunne forutse neste hendelse, som er en Safety-I-måte å tenke på.

10.2. BARRIERER

Å hindre hydrokarboner på avveier er den viktigste barrierefunksjonen man har på havbunnsinfrastrukturen, og denne deles gjerne i industrien i dag opp i å bevare trykkbeholderen (containment), nødavstengingsventiler, prosessventiler og uavhengighet i kontrollsystemer på venstre side av bow-tie, og så har man lekkasjedeteksjonssystemer og beredskap på høyre side.

Det er oftest ulike miljøer som sitter med ansvaret for de ulike typer ventiler og de ulike delsystemene. De respektive delsystemene har også ulike bransjepraksiser og standardverk, samt at det underlaget man gjør integritetsvurderingen på vil variere. Som nevnt belyser Petroleumstilsynet i flere tilsyn også hvordan selve oppfølgingen av containment for et system kan være fraksjonert, hvor ansvaret kan ligge hos én operatør, mens driften hos en annen, mens selve integritetsvurderingen gjøres hos en tredjepart. Samme systemet kan også krysse landegrenser med ulikt regelverk og oppfølging. Integritetsvurderingene som sådan er også basert på ulik mengde informasjon, og det er stor variasjon i hva en organisasjon gjør for å sikre integritet. Noen vil eksempelvis gjøre innvendig inspeksjon på alle rør så ofte som mulig, mens andre lener seg utelukkende på de analytiske degraderingsverktøyene. Det er like fullt flere eksempler på at det man observerer på prober eller kuponger ikke alltid gir et riktig bilde av det som skjer på innsiden av systemet. Dette gjelder både at man observerer korrosjon på måleutstyr for så å ikke finne noe når man pigger, til at man ikke observerer noe på måleutstyr og at det er korrosjon i systemet.

Det stilles store krav til en integritetsingeniør på land. Både fordi det er hen som skal vurdere integriteten basert på en begrenset mengde informasjon, og fordi det er denne som skal tilkjempe seg midler fra vedlikeholdsbudsjettet for å gjøre inspeksjoner eller utbedringer. Vedlikeholdskampanjene er oftest risikostyrte, og budsjettene skal forsvares hvert år.

Oppfølging av hendelser

Et annet aspekt, som også ble nevnt i forrige kapittel, er tendensen til å følge opp større hendelser, og bare disse. Granskninger blir gjerne igangsatt idet man har en alvorlig hendelse, eller at den hadde potensiale til å bli det. Det at det er de faktiske eller potensielle konsekvensene som avgjør en hendelses alvorlighetsgrad viser godt forskjellen på Safety-I og Safety-II. Fokus på å unngå ulykker vil gjør at hendelser hvor konsekvensene er store/potensielt store, vil være de hvor man legger inn en innsats for å forstå, i Safety-I. Det er i seg selv ikke i strid med Safety-II, men inngangen til problemstillingen er at man fokuserer på ulykken og ikke på å forstå hvorfor systemet ikke fungerte som tiltenkt. Det gjør at man alltid vil trekkes mot de alvorlige hendelsene, mens det vil kunne være mindre hendelser som vil kunne gi en viktigere læring til en organisasjon. Dersom man bare fokuserer på de alvorlige hendelsene, vil

man da trenge en alvorlig hendelse for å lære noe, mens man kanskje har flere «mindre alvorlige» hendelser som kunne gitt kunnskap om systemet som økte potensialet for å respondere i forkant av neste alvorlige hendelse. Styringsforskriftens §20 påpeker blant annet at inntrufne fare- og ulykkessituasjoner skal undersøkes for å hindre gjentakelse. Samme paragraf sier at det skal settes kriterier for hva som skal undersøkes og granskes. Et slikt kriterium bør ikke utelukkende se på de situasjonene som oppfattes som mest alvorlige.

Leser man barriereparagrafen i styringsforskriften med Safety-I-briller på, vil det å forholde seg til ukjente faktorer ikke gi mening, all den tid paragrafen presiserer at man skal identifisere tilstander som kan føre til feil-, fare- og ulykkessituasjoner. Mens med Safety-II-briller passer dette godt inn i det Hollnagel skriver om variasjon i ytelse (Hollnagel, 2004). Og hvordan en resilient organisasjon evner å, i tillegg til å identifisere de konkrete feil-, fare- og ulykkessituasjoner, også er oppmerksom på der hvor det er stor funksjonell varians. Har man god oversikt over systemet, vil man også vite hvor man er mest sårbar for funksjonell resonans, som beskrevet i kapittel 8.3, og derfor også i større grad kunne være i forkant og plukke opp svake signaler eller *tilstander* som kan føre til feil-, fare- og ulykkessituasjoner. For systemer med økende grad av kompleksitet, vil Safety-II kritisere en lineær fremstilling og forståelse av barrierer, slik som sveitserostmodellen til Reason (Reason, 1997). Denne vil i mange tilfeller være god for å kunne kommunisere, men den vil også kunne gi et uriktig bilde, særlig ved økende kompleksitet. Den er kanskje også mer egnet for å beskrive tekniske barrierer. Organisatoriske og operasjonelle barriereelementene er ofte mer krevende å beskrive. Fordi de aller fleste av disse har langt flere oppgaver å håndtere enn å tilfredsstille ytelseskravet til ett barriereelement. Men, som det argumenteres for i kapittel 8.1, er det liten grad av kompleksitet i havbunnsinfrastrukturen på norsk sokkel, som impliserer at også antall ukjente faktorer er lavere enn i mer komplekse systemer. Kjennetegnet for mindre komplekse systemer er at man har stabile og oversiktlige prosesser/komponenter og tilsvarende klare sammenhenger mellom årsak og virkning. Dette gir muligheten for god styring, dersom man oppfatter, kategoriserer/analyserer og responderer. Utfordringen for havbunnsinfrastrukturen er, med referanse til kapittel 10.1, i hvilken grad man har nok informasjon til å oppfatte, kategorisere og respondere.

Ser vi på de barrierene bransjen selv trekker frem, og for havbunnsinfrastrukturen vil hydrokarboner på avveie være det man frykter mest. Både containment, nødavstengingsventiler og prosessventiler er i kategorien for å redusere muligheten for at dette oppstår og utvikler seg (bokstav *b*) i §5). Har man god kontroll på trykkbeholderen langs hele den hydrokarbonførende kjeden, samt nødavstengningsventiler og prosessventiler som fungerer, vil dette være det viktigste bidraget til å oppnå dette. Uavhengighet i kontrollsyste­met vil også sikre at det er redundans i både ventilstyring og avlesing av sensorer. Ventiler vil selvsagt også være med på å *begrense mulige skader og ulemper* (bokstav *c*) i §5).

Selve oppbyggingen av et havbunnsanlegg vil være prinsipielt lik over hele sokkelen, og det er også et oversiktlig bilde av leverandører på de største byggeklossene. Dagens praksis er også en praksis myndigheter har bifalt siden 90-tallet, i kraft av godkjente PUDer og samtykker. Går man nærmere inn på a) i barriereparagrafen er det vanskeligere å si noe om hvilke barrierer man har for å identifisere feil-, fare- og ulykkes­situasjoner i dagens praksis. Denne delen av paragrafen er i et klart Safety-II-spor etter mitt syn. Det vil stå trykk og temperaturmålere på havbunnsrammen, som vil kunne si om man opererer innenfor designkriterier, men utover det har man, med noen unntak, ikke installert utstyr som *kan* identifisere tilstander som dette. For ordens skyld; de fleste nyere stigerør blir installert med blant annet ringromsovervåkning, og et fåtall havbunnsrammer har tilstands-overvåkingsutstyr. Ellers vil dagens installerte utstyr typisk kunne identifisere fullt brudd, men det er en tilstand hvor ulykken allerede har skjedd, og vi er over på å redusere at det utvikler seg eller å begrense skader og omfang. Mange års praksis i petroleumsindustrien skaper en form for presedens, men regelverket påpeker flere steder at et høyt HMS-nivå skal opprettholdes og *videreutvikles*, eksempelvis i formål, krav til styring og forsvarlig virksomhet. I veiledning til rammeforskriftens §1 står det også at: «*nivået for helse, miljø og sikkerhet i virksomheten skal være i samsvar med den teknologiske og sosiale utviklingen i samfunnet til enhver tid*». Her har både myndigheter, lisenser og operatører et felles ansvar. Et krav om videreutvikling påtvinger et årvåkent blikk på dagens praksis. Men en videreutvikling vil også trenge at man viderefører det som er bra, foruten å korrigere det som bør bli bedre.

For havbunnsinfrastrukturen vil det være gode grunner for å videreføre veldig mye av det arbeidet man allerede gjør, og mye av designet har man også god HMS-historikk på. Men man har like fullt en praksis som i svært liten grad muliggjør å identifisere feil-, fare- og ulykkessituasjoner, som er en viktig del av forebygging av ulykker, før de ender i en lekkasje. Og i eksempelet med lekkasjedeteksjon hvor man ser at aktører går bort fra metoder for å kunne oppdage lekkasjen ved kilden, til å lene seg på metoder som krever store utslipp for å kunne oppdages, er dette et stort steg bakover. Satellittovervåking som man i større grad forsvarer som middel for å oppdage lekkasjer er kanskje isolert sett et teknologisk fremsteg, men for systemet som helhet er det ikke nødvendigvis det når det resulterer i at man fjerner lokale systemer. Å se på ting enkeltvis og samlet er en rød tråd gjennom forskriftene og nevnes blant annet i paragrafen om forsvarlig virksomhet, rammeforskriften §10.

Mulighet for forbedring av barrierer

For barrierer, som i kapittel 10.1 om proaktivitet, må etterlevelsen av regelverket starte hos myndigheter, lisenser (og operatører). I samme kapittel beskrives også problemstillingene knyttet til det som skal installeres i dag, det som er installert og der hvor man skal forlenge levetiden. Det som var i tråd med regelverket på 90-tallet, og oppfylte de funksjonelle kravene den gang vil i dag måtte måles, som det står i veiledningen til formålsparagrafen, mot den teknologiske og sosiale utviklingen som har skjedd de siste 20-30 årene. Praksis og presedens fristiller ikke verken myndigheter eller lisenser fra dette. En praksis som har vært god for 20 år siden behøver ikke være den beste i dag. Av samme grunner som i diskusjonen fra kapittel 10.1, vil også det å legge ansvaret for videreutviklingen av sikkerhet på en prosjekt- eller driftsorganisasjon i liten grad være med å videreutvikle dette.

Gitt de siste to kapitlene her, blir det derfor også prematurt å snakke om funksjonell resonans for havbunnsinfrastrukturen, fordi man i liten grad kan følge med på variasjon i ytelse og at de menneskelige og organisatoriske elementene i liten grad nevnes når operatørene selv snakker om barrierer her.

10.3. MENNESKELIGE OG ORGANISATORISKE FORHOLD

Operasjonelle og organisatoriske barrierer

Menneskelige og organisatoriske forhold er i liten grad nevnt når selskapene snakker om barrierer på havbunnsinfrastrukturen. Disse er allikevel en opplagt del av å ivareta sikkerheten, også på havbunnen. Selv om selskapene selv ikke nevner det, betyr ikke det at man ikke har funksjoner som ivaretas av menneskelige og organisatoriske forhold her. Det vil eksempelvis være noen som har ansvar for å respondere ved en lekkasje. Og det vil være noen som har ansvar for å følge opp teknisk integritet. Menneskelige og organisatoriske barrierer er som nevnt nyere som konsept enn tekniske barrierer, og mye av havbunnsinfrastrukturen ble også bygget mens sistnevnte var mest sentralt når man snakket om barrierer.

Som diskutert i kapittel 9.1 er helse, miljø og sikkerhet integrert i hverandre, og en stemoderlig behandling av det ene vil påvirke de andre. Petroleumstilsynet har hatt mye mer oppmerksomhet rettet mot menneskelige og organisatoriske barrierer de siste åra, som også reflekteres i barrierenotatet (Petroleumstilsynet, 2017), i kombinasjon med intensivert tilsynsaktivitet. Det kan se ut som om bransjen fortsatt har mye arbeid igjen før disse barrierene er en integrert del av barrierestyringen. Funn som går igjen fra tilsyn nevner systematikk og oversikt over hvem som gjør hva med hvilket utstyr, samt oversikt og gjennomføring av kompetanse og trening. Gitt at det fortsatt er en del arbeid igjen på overflateinnretninger er det sånn sett ikke overraskende at dette i liten grad nevnes når man snakker om sikkerhet på havbunnen, siden personellsikkerheten ikke utfordres i samme grad.

Kunnskap og kompetanse

Menneskelige og organisatoriske forhold rommer mye mer enn barriereelementer. Rent operasjonelt er det flere tilfeller av mindre hendelser hvor man har unngått eskalering fordi man har hatt erfarent personell med sterk faglig kompetanse og god kjennskap til systemene til stede da det skjedde. Dette bidraget, uavhengig av hvordan man systematiserer det, er en opplagt del av sikkerheten. Men det er viktig at man klarer å systematisere det på en måte som gjør at de menneskelige og organisatoriske bidragene er tilgjengelige og gjør det de skal når det kreves. Å gjøre det som kreves vil sånn sett være en kombinasjon av at man har prosedyrer for hvordan ting skal gjøres, men potensialet for å respondere vil øke med økende kjennskap til systemet i normal drift. I

så måte vil en prosedyre være viktig for å vite hva man skal gjøre, men forståelsen av hvorfor man gjør hva, vil i større grad istandsette vedkommende til å tilpasse respons dersom prosedyren ikke dekker situasjonen man er i. Eller sagt med Hollnagel (Safety-II) sine ord; øker potensialet til å respondere. Safety-I sin tendens til å ville linearisere vil fort komme til kort i det man introduserer operasjonelle og organisatoriske elementer. Dersom man ser på et havbunnsystem som et teknisk system, utstyrt med et antall tekniske barrierer, risikerer man raskt å miste for øye betydningen av de som gjør den faktiske vurderingen av integritet på systemet. Alt som nevnes i styringsforskriftens §19 om innsamling, bearbeiding og bruk av data, med utgangspunkt i analysen av dagens praksis lener seg i stor grad på menneskelig bidrag. Derfor blir også kompetansen og kunnskapen til de som gjør dette arbeidet svært viktig, og der hvor de tekniske systemene i liten grad er i stand til å identifisere tilstander som kan føre til feil, fare- og ulykkessituasjoner må det håndteres av operasjonelle elementer å redusere sannsynligheten for disse, som styringsforskriften § 14 omtaler. Dette underbygger viktigheten av god bruk av tilgjengelig informasjon, både internt i selskaper og på tvers i industrien.

Organisasjon og kommunikasjon

Tar man et steg opp, med referanse til Rasmussen og Figur 38, vil ledelses evne til å planlegge og bemanne en organisasjon, om det er på en innretning, et kontor eller et prosjekt, være sentralt for hvilken evne denne har til å respondere riktig i en situasjon hvor man er utenfor normal drift. Og tilsvarende gjelder dette videre oppover samme stige, til selskapsledelse eller en lisens' styringsgruppe, utviklere av industripraksis og standarder, og myndigheter. Sikkerhet og forebygging av ulykker kan ikke ivaretas frikoblet fra denne dimensjonen. Graden av kommunikasjon og kvaliteten på den vil også være styrende for i hvilken grad man er i stand til å forbedre og videreutvikle det arbeidet som gjøres. Hvis et system gir liten eller ingen tilbakemelding vil man i mindre grad kunne forbedre operasjonen av det. Og tilsvarende vil kvaliteten på rapporteringen en ledelse mottar ha en direkte innvirkning på deres evne til å planlegge og bemanne. Dette handler både om dataverktøyer, kommunikasjon og relasjoner.

Når Hollnagel (Safety-II) snakker om potensialer for resiliens er de menneskelige og organisatoriske forholdene viktigere enn de tekniske. Dette vil særlig gjelde for

havbunnsinfrastrukturen. Flere av de tekniske barrierene denne har vil i en regelverkssammenheng sortere inn under robust design (styringsforskriften §4), særlig det som handler om å unngå at hydrokarboner kommer på avveier. Mens potensialet for å overvåke, respondere, lære og forutse i stor grad tilligger det menneskelige og organisatoriske. Dette forsterkes av, som beskrevet i kapittel 10.1 og 10.2, at dagens infrastruktur i begrenset grad, sammenlignet med mange andre systemer, er i stand til å identifisere tilstander som kan føre til feil-, fare og ulykkessituasjoner. Vurderinger av teknisk integritet består også i mange tilfeller av kvalitative vurderinger i driftsorganisasjonene, hvor disse også vil kunne ha en større eller mindre grad av subjektivitet. Og der hvor man har en grad av subjektivitet vil behovet for harmonisering være enda viktigere. En vurdering av integritet vil være veldig avhengig av den informasjonen som er tilgjengelig for å gjøre vurderingen. Utfordringen her er den samme som for tekniske barrierer. For en integritetsvurdering på havbunnsinfrastrukturen vil være av tilsvarende karakter; der hvor man ikke vet at noe er galt vil det rapporteres som at alt er i orden, som er en tydelig Safety-I-tilnærming. Og det viser også tilsyn fra Petroleumstilsynet, at et rør som er operert langt utover levetiden kan få samme integritetsvurdering som et som er helt nytt, når man i begge tilfeller ikke har annen informasjon. Mye av integritetsvurderingene som gjøres er basert på akseptkriterier; er frie spenn over kritisk lengde, er ventiler innenfor testkriterier, har man observert lekkasje eller skader, osv. Er man innenfor akseptkriteriene, selv om man måtte være tett opptil dem, vil det styre hvilken karakter/status av integritet man gir. Dette migrerer opp på ledelsesnivå, og ses i sammenheng med andre vurderinger fra andre systemer. Dersom disse er gjort på samme grunnlag, hvor man faktisk har et eldre system som ikke er «som nytt» og kanskje tett opptil akseptkriterier på flere områder, vil man se helheten som god, mens den i praksis ikke behøver å være det. Graden av degradering på et eldre system gjør det også mer sårbart for funksjonell resonans fordi man har mindre marginer. Det vil være informasjon som ikke nødvendigvis migrerer opp til ledelse; at man faktisk ikke kjenner tilstand, men man antar den er god fordi man ikke har indikasjoner på det motsatte; virker/virker-ikke (Safety-I). Som i sin tur svekker ledelsens evne til å få et riktig bilde av risikofaktorer enkeltvis og samlet.

Hvordan selskapene er organisert for å ivareta integritet på havbunnsinfrastrukturen varierer. Større selskaper har gjerne større miljøer for å vurdere dette, mens mindre selskaper gjerne lener seg på tredjeparter for å gjøre dette. Det er naturlig å anta at organiseringen har mye å si for hvordan arbeidet gjøres. Hvilken kompetanse man har tilgjengelig eller hvordan den disponeres vil ha noe å si. Har et større selskap ulike avdelinger som jobber med integritet på ulike innretninger, vil det være sannsynlig at man tilnærmer seg det ulikt, selv om man jobber med samme styringssystem. Og tilsvarende, om man bruker en tredjepart, vil hvilket selskap man velger sannsynligvis utgjøre en forskjell. Følges et system opp av samme miljø over lengre tid vil det på den ene siden være en styrke at man har god kjennskap til historikken, men det vil også være en risiko for at man gjør ting slik man alltid har gjort, og ikke klarer å fange opp gradvise endringer i systemet.

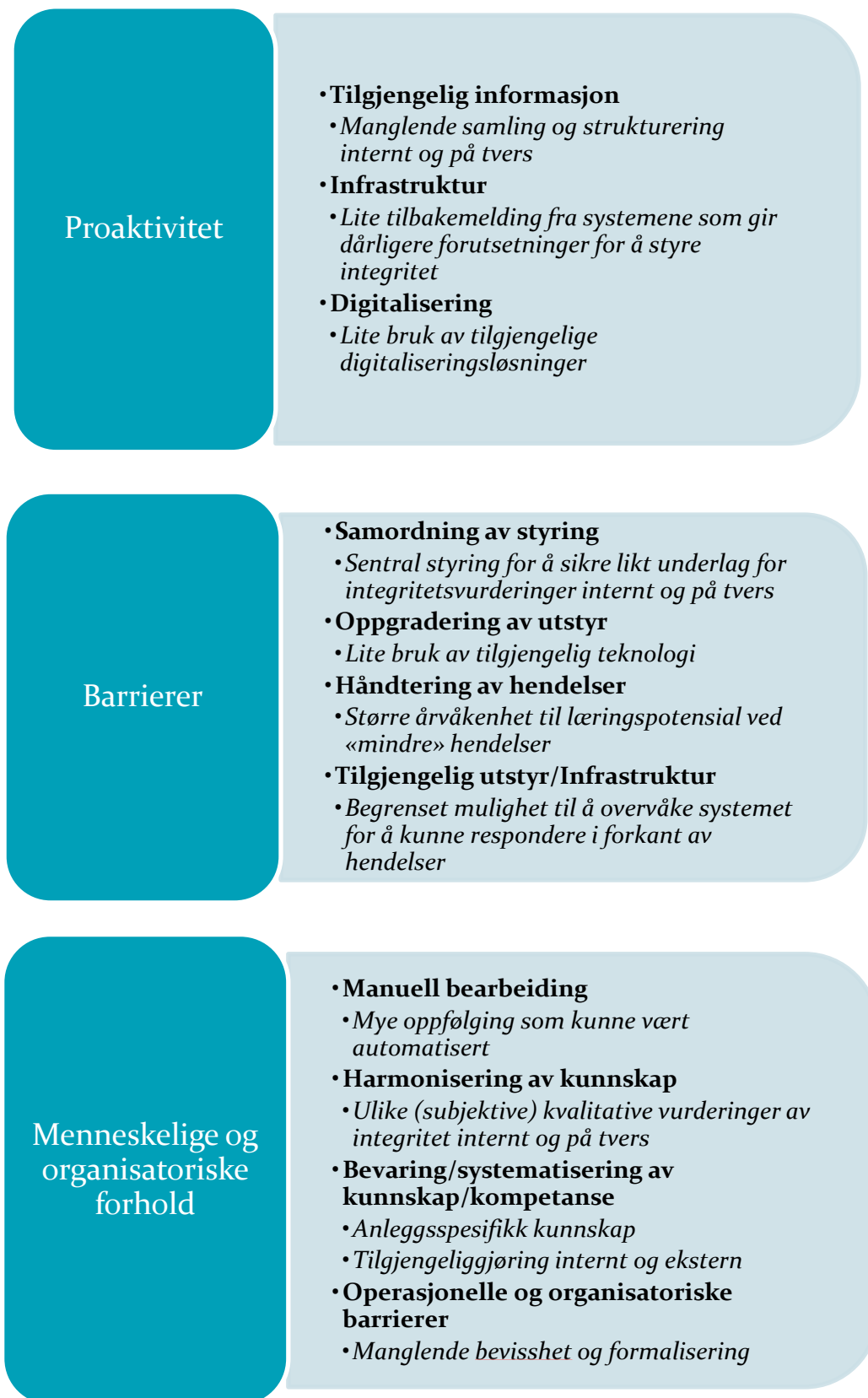
Kompleksitet og styring

Som nevnt tidligere er havbunnsinfrastrukturen i liten grad teknisk kompleks sammenlignet med annen industri som et hangarskip eller et atomkraftverk. Kompleksitet som begrep og i havbunns-infrastrukturen er belyst i 8.1, hvor det er sett i lys av hvordan Charles Perrow omtaler det i kombinasjon med grad av kobling. Perrow gir i *Normal Accidents* noen føringer i retning av hvordan slike systemer skal styres (Perrow, 1999). Overordnet; delt mellom sentralisert eller desentralisert styring, hvor han mener at for mindre komplekse systemer, med høy grad av kobling, bør man velge en sentralisert styring. Mye av havbunnsinfrastrukturen passer godt inn i denne kategorien. Denne består av kjent og utprøvd teknologi. Når feil oppstår, og Perrow argumenterer for at det vil det, vil de stort sett skje på en visuelt forståelig og forutsigbar måte. Eksempelvis vil man ved et brudd i et oljerør vite at man får en lekkasje, og man vet hvilke muligheter man har for å stoppe den, hvilke tiltak man må sette i verk osv. For mindre komplekse systemer med høyere grad av kobling, vil ansatte derfor i ulike ledd burde kunne vite hva de skal gjøre, i motsetning til i et komplekst system, hvor det er større mulighet for at ting feiler på en måte hvor man ikke forstår hva som har skjedd umiddelbart. Sentralisert styring av havbunnsinfrastrukturen gir muligheter for å samle flere feilt under samme organisasjon, som i større grad vil gjøre at man er i stand til å se ting på tvers, som vil kunne styrke harmonisering av integritetsoppfølgingen og gi rom for å integrere flere fagområder og eksperter i samme organisasjon. Her har de

operasjonelle miljøene hos de ulike operatørene mye større mulighet til å forbedre seg. Fordi de, uavhengig av den tekniske utformingen den havbunnsinfrastrukturen de skal ivareta integriteten til har, kan organisere seg slik at de følger den opp på best mulig vis. Samkjøring av miljøer som opererer eldre systemer, med miljøer som opererer nye systemer, vil gjøre at man i større grad vil kunne skjerpe oppfølgingen. Barry Turner går langt i å mene at organisatorisk læring og kulturendringer tilnærmes best gjennom langsiktige prosesser av selv-design (Turner B. A., 1978). Det vil si at de respektive organisasjoner aktivt selv tar ansvar for sin egen utvikling, i motsetning til ledelsesstyrt eller pålagt ytre regulering. Dette innebærer en mindre instrumentell og prosedyrestyrt tilnærming til driften, men krever implisitt en svært god forståelse for systemet, og hvilken kunnskap og erfaring man trenger for å operere den.

10.4. OPPSUMMERING AV DISKUSJON

Denne diskusjonen har vært fordelt mellom tre emner; proaktivitet, barrierer og, menneskelige og organisatoriske forhold. Disse emnene overlapper hverandre på flere områder, og de ulike aspektene som fremheves vil kunne ha ulike fasetter avhengig av hvilket emne de diskuteres under. En oppsummering av hovedmomenter fra diskusjonsdelen er visualisert i Figur 39. I det påfølgende kapittel, er disse forsøkt systematisert for å adressere områder hvor dagens praksis kan eller bør forbedres.



Figur 39 Oppsummering av diskusjon

11. Konklusjon - Forslag til endringer i dagens praksis

Jeg har nå forsøkt, i lys av Safety-I og Safety-II, å beskrive dagens praksis på drift av havbunnsinfrastrukturen og gjeldende regelverk på norsk sokkel. Diskusjonsdelen i kapittel 10 illustrerer betydningen av sikkerhetsperspektiv for problemforståelse, kritikalitetsvurdering og problemløsning. Dette kapittel inneholder anbefalinger for å tilrettelegge for å ivareta gjeldende sikkerhetskrav på undervannsanlegg.

Oversikt over teknisk og operasjonell integritet er en grunnleggende forutsetning for å være i stand til å unngå at hydrokarboner kommer på avveier og for å begrense mengde hydrokarboner som kommer på avveier. Denne oppgaven har synliggjort begrensninger ved eksisterende praksis med tanke på å sikre nødvendig oversikt over teknisk og operasjonell integritet på undervannsanlegg.

Safety-I vil kunne tilrettelegge for å rettferdiggjøre avvik fra gjeldende regelverk – både i prosjekt og i drift. Dette vanskeliggjør problemløsning fordi sikkerhetshensyn ofte betraktes som separate hensyn. Hvor «mer» sikkerhet vil gi en større kostnad for selskapet og implisitt mindre inntjening.

Safety-II legger i større grad til rette for å ivareta gjeldende regelverk i prosjektfasen, og vil også være mer løsningsorientert i driftsfasen. Teknisk og operasjonell integritet er ikke bare nyttig av sikkerhetshensyn, men også av verdiskapingshensyn. Da både med tanke på produksjonsregularitet, leveransesikkerhet, troverdig miljøengasjement, omdømme og deling av kunnskap og teknologi.

Diskusjonen i kapittel 10 er sortert mellom *proaktivitet*, *barrierer* og *menneskelige og organisatoriske forhold*, og trekker frem områder hvor jeg mener at praksis kan og bør forbedres, både i lys av nyere kunnskap innenfor sikkerhetsteorien, men også i lys av de kravene som gis i regelverket. Anbefalingene er ment å være løsningsorienterte og reflekterer et perspektiv som er forankret i Safety-II og i gjeldende sikkerhetskrav i HMS-regelverket.

Jeg har sortert anbefalingene inn i *tidlig fase*, som skal forstås som tiden frem til installasjon, og *operasjonell fase* som er tenkt fra installasjon til nedstenging. I disse fasene har man ulik mulighet for å implementere utstyr og systemer, og prege sikkerhetsarbeidet i operasjon og forutsetningene for dette. Videre har jeg forsøkt å si noe om effekt på teknisk og operasjonell integritet. Hvor funksjonen som skal ivaretas

må forstås som å hindre at hydrokarboner kommer på avveie. Teknisk integritet skal her forstås som den fysiske installasjonens robusthet og hvilket potensial den har for å gi tilbakemelding på teknisk integritet, mens operasjonell integritet peker på hvilken mulighet man har for å bruke de dataene som er tilgjengelige og hvilke forutsetninger man har for å operere og vedlikeholde installasjonens innenfor gitt design. Jeg har også sagt noe om kostnad knyttet til implementering av tiltak. Her er det gjort en vurdering av hvilken kostnad det har for selskapet, som blant annet må ses i lys av regelverkets krav om at tiltak som ikke står i vesentlig misforhold til oppnådd risikoreduksjon skal velges. Alle vurderingene er kvalitative og rangert fra lav til høy, og er kun tenkt som en indikasjon. I tillegg har jeg forsøkt å si noe om hvem som har ansvar for at de respektive emnene initieres og hvor i kjeden muligheten for beslutning vil ligge. Funnene som detaljeres i de følgende delkapitlene er summert opp i Figur 40 og Figur 41.

11.1. OVERVÅKING OG INSTRUMENTERING

Rent teknisk handler dette om å gjøre seg bruk av den teknologien som er tilgjengelig for å både øke og forbedre informasjonen man får fra systemene. Herunder instrumentering som eksempelvis muliggjør kontinuerlig tilstandsovervåking og lekkasjedeteksjon. Operasjonelt er dette relevant eksempelvis innen inspeksjon, oppgradering av eksisterende instrumentering og etter-installering av overvåkingsutstyr på steder man vet det er utfordringer. I tidlig fase vil det være svært gode muligheter for å implementere nytt utstyr, som potensielt vil kunne ha stor effekt både på teknisk og operasjonell integritet. Avhengig av hvilket utstyr som installeres, og om man velger hyllevare eller må gjøre teknologiutvikling, vil kostnadene kunne variere, men dersom man tar utgangspunkt i hyllevare er min vurdering at den vil være fra lav til middels. Her ligger det et stort ansvar på både myndigheter i å påvirke selskaper til å ta dette i bruk, mens selskapene på sin side er avhengig av at både lisens og selskapsledelse tar dette initiativet og gir prosjekt og driftsorganisasjoner de styringsmessige forutsetningene de trenger. Her anses det å være særlig viktig at det tas tak i allerede i tidlig fase, fordi all ettermontering på installert utstyr vil være langt mer kostbart enn i forkant, selv om de potensielle effektene på teknisk og operasjonell integritet anses å være høye.

11.2. SAMORDNING AV INFORMASJON

Eksisterende informasjon er gjerne samlet mellom ulike databaser, programvarer eller avdelinger, og det er ofte tidkrevende og utfordrende for integritetspersonell å få et godt overblikk, eller tilgang til alle systemer. God systematisering og fremstillingsmulighet styrke evnen til å evaluere integritet, samt å kommunisere og overføre erfaring både internt og eksternt.

Også her har man høy grad av påvirkningsmulighet i tidlig fase til å legge grunnlaget for hvilken informasjon man trenger, og hvordan man trenger å få den presentert. Mange operatører har allikevel etablerte systemer som det er naturlig å tenke nye prosjekter inn i, og en oppdatering av systemer vil for større operatører kreve et initiativ som strekker seg utover en konkret lisens eller et konkret felt. Den potensielle effekten dette har på teknisk integritet vil være proporsjonal med den informasjonen man har tilgjengelig, og i så måte vil effekten av samordning være avhengig av dette. Dette gjelder også for operasjonell integritet, selv om potensialet er større her. Siden drift og vedlikehold av et system er basert på den informasjonen man har, vil evnen til å samordne og tilgjengeliggjøre denne styrke potensialet for å ta riktige beslutninger.

Gitt at de aller fleste operatører allerede har etablerte systemer på forskjellige plattformer med ulik struktur, vil en samordning av denne informasjonen etter all sannsynlighet være kostbar. Dette vil særlig kreve et påtrykk fra selskapsledelse, men også driftsorganisasjoner som er i stand til å identifisere behovet og vilje til å legge om etablert praksis. Både lisensene og myndighetene har et ansvar og en mulighet til å påvirke operatørene ved å kommunisere behovet og påpeke krav i regelverket. Denne type forbedring er sann sett frikoblet fra hvilken fase et prosjekt er i, fordi den handler om de styringsmessige forutsetningene en operatør har eller gir seg selv.

11.3. LÆRING AV HENDELSER OG NORMALE VARIASJONER I DRIFT

Oppfølging av hendelser begrenses ofte til de som kategoriseres som alvorlige. Hendelser som kategoriseres som mindre alvorlige og oppfølging av driftsparametere, utover å kontrollere at man er innenfor akseptkriterier, er i mindre grad gjenstand for læring. Potensialet for læring henger også tett sammen med i hvilken grad man klarer å samordne den informasjon og kunnskap man har. Det at man får en hendelse er alltid et resultat av at noe uønsket skjer, som igjen er en indikasjon på at det man hadde

planlagt å gjøre ikke fungerte eller at systemet ikke fungerte som man antok det ville fungere. Et skifte i fokus fra å unngå hendelser til å utforske der hvor ting ikke fungerte som planlagt vil i mange tilfeller kunne øke potensialet for resiliens betraktelig, og gjør at man ikke trenger å vente på en hendelse for å lære hvordan man unngår den neste gang.

Det er viktig å lære av hendelser, og at man unngår at kjente feil gjentas er fokus i tidlig fase i alle prosjekt. I denne sammenheng handler det mer om hvordan man tilnærmer seg det i operasjon, og i større grad operasjonell integritet enn teknisk, selv om konsekvensene av hendelser gjerne rammer teknisk integritet. Kostnaden for selskapet antas også å være lav fordi det handler om en annen utnyttelse av eksisterende ressurser. Selskapsledelsen vil være sentral i å være med å drive frem en slik endring, og det vil også stå og falle på en driftsorganisasjon som er endringsvillig. Myndighetene på sin side vil også her kunne ha stor påvirkningsmulighet, særlig i ansvarliggjøring av selskapsledelse. Og det er hos sistnevnte initiativet og påtrykket må ligge.

11.4. HARMONISERING AV INTEGRITETSVURDERINGER

Mye av integritetsvurderingene som gjøres er basert på kvalitative og til dels subjektive vurderinger, og i tillegg mye manuell bearbeiding. Det gis i tillegg integritetsvurderinger basert på svært lite eller gammel informasjon i en del tilfeller, hvor tilstand blir vurdert som god dersom man ikke har indikasjon på noe annet. Dette er aspekter som ikke nødvendigvis migrerer opp til de som sitter med beslutningsansvar. Det er også flere eksempler på manglende harmonisering av disse vurderingene mellom ulike operatører og også internt hos operatører.

Her er det også mest relevant med en forbedring i operasjonell fase, og effekten vil også være størst på operasjonell integritet. En harmonisering av integritetsvurderingene vil gi et riktigere og homogent utgangspunkt til beslutningstakere og bør også gjenspeile styrken på den informasjonen man har gjort vurderingen på. Her er også kostnaden forholdsvis lav for selskapet all den tid det handler om hvordan man disponerer eksisterende ressurser. Det bør være i selskapsledelses interesse at dette vektlegges fordi det er deres beslutningsunderlag, og det er sånn sett også relevant for lisenser. De beslutningene som tas vil alltid være priggitt beslutningsunderlaget, og i så måte er det

også viktig at driftsorganisasjonens ansvar å gi selskapsledelse så gode forutsetninger til å ta dem som mulig.

11.5. ORGANISATORISKE OG OPERASJONELLE BARRIERER

I arbeidet med forebygging av ulykker på havbunnsinfrastrukturen er vurdering av integritet, oppdaging av feil under utvikling, agering ved hendelser og begrensnig av skade i stor grad basert på menneskelige vurderinger. Uavhengig av om man kaller disse operasjonelle eller organisatoriske barrierer vil mye av sikkerheten lene seg på disse. Riktig kunnskap, kompetanse og trening for å sikre at de som skal vurdere og agere gjør de riktige tingene er essensielt. Dette krever at den i mindre grad er personavhengig og i større grad systematiseres.

Det er stor mulighet for å påvirke her, og en del henger også sammen med harmonisering av vurderinger og hva som kreves for å gjøre hva. Det er sånn sett også viktigere at en organisasjon har et bevisst forhold til dette enn at man utarbeider prosedyrer, selv om utviklingen av disse er med å skape et bevisst forhold. Rent operasjonelt vil det ha en stor gevinst om man i større grad forstår i hvilken grad man lener seg på hva og hvem. Også her er kostnaden i utgangspunktet lav, for det handler igjen om å disponere og bevisstgjøre eksisterende personell, og forsikre seg at man har den robustheten i organisasjon, kunnskaps- og kompetansemessig, som man trenger. Her må driftsorganisasjonene være i førersetet fordi det er de som kjenner systematikk og utstyr, men selskapsledelse har et særlig ansvar i å tilrettelegge og være pådriver.

Forbedrings- område	Potensiell Påvirknings- mulighet for implementering i tidlig fase	Potensiell Effekt på Teknisk Integritet	Potensiell Effekt på Operasjonell Integritet	Potensiell Kostnad knyttet til fase	Hvem har ansvar for initiering og/eller beslutning? [Selskapsledelse (SL), Lisens (L), Myndighet (M), Driftsorganisasjon (DO)]
Overvåking/Instru- mentering	Høy	Høy	Høy	Middels	M,SL,L
Samordning av informasjon	Høy	Høy	Høy	Middels	M,SL,L,DO
Læring av hendelser og normal drift	Lav	Lav	Middels	Lav	M,SL,DO
Harmonisering av integritetsvurderi- nger	Lav	Lav	Middels	Lav	SL,DO
Organisatoriske og operasjonelle barrierer	Lav	Lav	Middels	Lav	SL, DO

Figur 40 Forbedringsmuligheter i tidlig fase

Forbedrings- område	Potensiell Påvirknings- mulighet for implementering i operasjonell fase	Potensiell Effekt på Teknisk Integritet	Potensiell Effekt på Operasjonell Integritet	Potensiell Kostnad knyttet til fase	Hvem har ansvar for initiering og/eller beslutning? [Selskapsledelse (SL), Lisens (L), Myndighet (M), Driftsorganisasjon (DO)]
Overvåking/Instru- mentering	Lav	Høy	Høy	Høy	M,SL,L
Samordning av informasjon	Høy	Lav	Middels	Middels	M,SL,L,DO
Læring av hendelser og normal drift	Høy	Lav	Middels	Lav	M,SL,DO
Harmonisering av integritetsvurderi- nger	Høy	Lav	Middels	Lav	SL,DO
Organisatoriske og operasjonelle barrierer	Høy	Lav	Høy	Lav	SL, DO

Figur 41 Forbedringsmuligheter i drift

12. Bibliografi

- 4Subsea. (2020, 11 04). *FlexShare - A Joint Operator Initiative for Flexibles*. Hentet fra www.4subsea.com:
<https://www.4subsea.com/solutions/digitalisation/flexshare/>
- Almklov, P., Rosness, R., & Størkersen, K. V. (2014). *When safety science meets the practitioners*. Trondheim: NTNU Samfunnsforskning.
- Andersen, S. S. (1997). *Case-studier og generaliseringer*. Oslo: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke A/S.
- Bento, J.-P. (2001). *Menneske - Teknologi - Organisasjon - Veiledning for gjennomføring av MTO-analyser (oversatt av Statoil)*. Stavanger: Statoil.
- Bretthauer, M., Vandvik, P. O., Skjeldestad, F., Frich, de Lange, T., & Løberg, M. (2017, September 18). Ny spesialistutdanning for leger - fra sveitserost til kraftkar. *Tidsskriftet - Den norske legeförening*, s. 3.
- Bucelli, M., Utne, I. B., Rossi, P. S., & Paltrinieri, N. (2019, November 24). A system engineering approach to subsea spill risk management. *Safety Science* 123, s. 12.
- Chelilyan, A. S., & Bhattacharyya, S. K. (2017, December 5). Fuzzy fault tree analysis of oil and gas leakage in subsea production systems. *ScienceDirect*, s. 11.
- Dekker, S. (2006). *The Field Guide to Understanding "Human Error"*. Hampshire: Ashgate.
- Dekker, S. (2011). *Drift into Failure - From Hunting Broken Components to Understanding Complex Systems*. NW: Ashgate.
- Det Kongelige Arbeids- og Sosialdepartementet. (2018). *Stortingsmelding 12*. Oslo: Det Kongelige Arbeids- og Sosialdepartementet.
- DNVGL. (2015). *DNVGL-RP-F116 Integrity management of submarine pipeline systems*. Oslo: DNVGL.
- DNVGL. (2018). *Use of risk assessment and performance requirements for selection of offshore subsea leak detection systems*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- DNV-GL. (2020). *DNVGL-ST-F101 - Submarine Pipeline Systems*. Oslo: Dnv-Gl.
- DNVGL. (2020). *Integrity Management and Condition Monitoring of Pipelines and Subsea Equipment*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Einnsyn. (2021, Mars 27). *Einnsyn*. Hentet fra Einnsyn: <https://einnsyn.no/sok>
- Gjerde, K. Ø., & Nergaard, A. (2019). *Subseahistorien - Norsk undervannsproduksjon i 50 år*. Stavanger: Wigestrands Forlag.

- Gram, T. (2007, 12 11). *Nettavisen*. Hentet fra www.nettavisen.no:
<https://www.nettavisen.no/na24/her-forsvant-65-milliarder/1487819.html>
- Hale, A. R., & Hovden, J. (1998). *Management and culture: The third age of safety - A review of approaches to organisational aspects of safety, health and environment*.
- Hameed, H., Bai, Y., & Ali, L. (2020, April 3). A risk-based inspection planning methodology for integrity management of subsea oil and gas pipelines. *Ships and Offshore Structures*, s. 14.
- Hollnagel, E. (2004). *Barriers and Accident Prevention*. Hampshire: Ashgate Publishing Limited.
- Hollnagel, E. (2014). *Safety-I and Safety-II - The past and future of safety management*. Farnham, England: Ashgate Publishing Limited.
- Hollnagel, E. (2016, 11 3). *Safety Synthesis*. Hentet fra www.safetysynthesis.com:
<https://safetysynthesis.com/safetysynthesis%20methods/rag>
- Hollnagel, E. (2018). *Safety-II in Practice*. New York: Routledge.
- Horsley, C. (2016). *Safety II: Translating Theory into Practice*. Middlemore: Middlemore Hospital.
- IKM Ocean Design. (2019). *Trawl Study Report*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- IRIS. (2018). *Digitalisering i petroleumsnæringen*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Lovdata. (2013, August 16). *Lovdata*. Hentet fra Forskrift om adgang til å kreve gebyr og sektoravgift for tilsyn og annen oppfølging med arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2013-01-08-16>
- Perrow, C. (1999). *Normal Accidents - Living with High-Risk Technologies*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.
- Petroleumstilsynet. (2011). *Deepwater Horizon-ulykken – Vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2015). *Tilsyn med integritetsstyring av fleksible stigerøyr og undervassinnretninger med tilhørende sikkerhetststyr*. Stavanger: Petroleumstilsynet .
- Petroleumstilsynet. (2016). *Dokumentasjonsprosjektet - Kartlegging av dokumentasjonsomfanget i petroleumsnæringen*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2017). *Barrierenotat 2017 - Prinsipper for barrierestyring i petroleumsvirksomheten*. Stavanger: Petroleumstilsynet.

- Petroleumstilsynet. (2017). *Rapport etter tilsyn med havbunnsleverandører*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2017). *Rapport etter tilsyn med integritetsstyring av fleksible stigerør og tilhørende sikkerhetssystem - Skarv FPSO*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2017). *Rapport etter tilsyn med Norne - drift av undervannsanlegg og system for lekkasjedeteksjon*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2017). *Rapport etter tilsyn med Visund – Integritets- og barrierestyring*. 2017: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2018). *Oppsummeringsrapport etter møteserie om vedlikehold av barrierer på undervannsanlegg*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2018). *Tilsyn med fleksible rør i Equinor*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2018). *Tilsyn med Åsgard A - Integritets- og barrierestyring for fleksible stigerør, system for trykksikring / nødavstenging og maritime system*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2018). *Tilsyn mot Equinor - Norne - drift-, vedlikehold- og barrierer for undervannsanlegg*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2019, Nr 1). Riksrevisjonen. *Dialog - Et tidsskrift fra Petroleumstilsynet*, ss. 22-27.
- Petroleumstilsynet. (2019). *Risiko i petroleumsnivå norsk sokkel 2019*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2019). *RNNP - Akutte utslipp*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Rapport etter tilsyn om beslutningsunderlag for søknad om levetidsforlengelse på Vale*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Rapport etter tilsyn om beslutningsunderlag for søknad om levetidsforlengelse på Vale*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Tilsynet med feltrørledninger, stigerør og kontrollkabler for Drift sør og Field Life Extension (FLX)*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Tilsynet med Repsol og deres oppfølging av drift og levetidsforlengelse av Blane*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Tilsynsrapport etter tilsyn med Equinors helhetlige risiko- og barrierestyring på Norne FPSO*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *Tilsynsrapport etter tilsyn med Equinors helhetlige risiko- og barrierestyring på Norne FPSO*. Stavanger: Petroleumstilsynet.

- Petroleumstilsynet. (2020). *Tilsynsrapport Snorre B - Fleksible stigerør og tilhørende sikkerhetssystem*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2020). *www.ptil.no*. Hentet fra Skader og hendelser på bærende konstruksjoner og rørledningssystem: <https://www.ptil.no/fagstoff/utforsk-fagstoff/fagartikler/2018/rapport-skader-og-hendelser-pa-barende-konstruksjoner-og-rorledningssystem/>
- Petroleumstilsynet. (2021). *Sektoroppgave HMS-styring*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (u.d.). SISU - Database. Stavanger.
- Prout, B. (2016, august 16). *Breaside Safety Ltd*. Hentet fra Breaside Safety Ltd: <https://www.braesidesafety.com/if-you-think-health-and-safety-is-expensive-try-an-accident/>
- Rasmussen, J. (1997). Risk management in a dynamic society - A modelling problem. *Safety Science* 27, 183-213.
- Reason, J. (1997). *Managing the Risk of Organizational Accidents*. Ashgate Publishing Limited.
- Repstad, P. (1993). *Mellom nærhet og distanse: kvalitative metoder i samfunnsfag*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Riksrevisjonen. (2019). *Riksrevisjonens undersøkelse av Petroleumstilsynets oppfølging av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten*. Oslo: Riksrevisjonen.
- Sagan, S. D. (1993). *The Limits of Safety*. New Jersey: Princeton University Press.
- Schjølberg, I., Gjersvik, T. B., Transeth, A. A., & Utne, I. B. (2016). Next Generation Subsea Inspection, Maintenance and Repair Operations. *IFAC Conference on Control Applications in Marine Systems* (s. 6). Trondheim: NTNU.
- Sikkerhetsforum. (2019). *Læring etter hendelser - Rapport fra Sikkerhetsforum 2019*. Stavanger: Sikkerhetsforum.
- Snowden, D. J., & Boone, M. E. (2007, November). A Leader's Framework for Decision Making. *Harvard Business Review*.
- Statens havarikommisjon for transport. (2018). *SHT-metoden - Sikkerhetsfaglig rammeverk og analyseprosess for systematiske undersøkelser*. Lillestrøm: Statens havarikommisjon for transport.
- Steinbakken, M. G. (2018, mai 10). *Skadepyramiden*. Hentet fra [www.ndla.no](https://ndla.no/subjects/subject:22/topic:1:108941/resource:1:108951): <https://ndla.no/subjects/subject:22/topic:1:108941/resource:1:108951>
- Turner, B. A. (1978). *Man-made Disasters*. Oxford: Wykeham Publications.
- Turner, J. A. (2017). *How is Safety-II being applied in practice and is it working?* Greenville: East Carolina University.

U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board. (2007). *Investigation Report BP Texas City - Refinery Explosion and Fire - Final Investigation Report*. Texas: U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board.

Westrum, R. (1993). Cultures with requisite imagination. I J. A. Wise, V. D. Hopkin, & P. Stager, *Verification ad validation of complex systems: Human factors issues* (ss. 401-416). Berlin: Springer Verlag.

Widding, L. Ø. (2005). *Case som metode - Hovedutfordringer knyttet til ulike forskningsdesign når hensikten er å generalisere*. Trondheim: NTNU.

Wikipedia. (2020, Desember 13). *Wikipedia*. Hentet fra PDCA:
<https://en.wikipedia.org/wiki/PDCA>

Wood. (2020). *Guideline to Subsea Integrity Management - Wellhead to Topside ESDV*. Stavanger: Petroleumstilsynet.