







# Förstudie av tillkommande risker för offshore-anläggningar på grund av externa installationer

*Jesper Ranzter  
Joakim Ilmrud*

**LUND 2010-11-10**



**Titel:** Förstudie av tillkommande risker för offshore-anläggningar på grund av externa installationer

**Title:** Preliminary study of additional risks that can emerge on an offshore installation because of the presence of an external installation

**Författare** Jesper Rantzer, Joakim Ilmrud

**Report** 5334  
**ISSN** 1402-3504  
**ISRN** LUTVDG/TVBB--5334--SE

**Number of pages:** 147

### **Keywords**

Risk management, offshore, oil rig, oil platform, fire, risk, extern installations

### **Sökord**

Riskhantering, offshore, oljerigg, oljeplattform, brand, risk, externa installationer

### **Abstract**

Demands on cost-efficiency and production-efficiency combined with decreasing storage space availability on oil platforms located on the Norwegian continental shelf force new methods for equipment placing on oil platforms. This report investigates how risk is affected when introducing an external installation on an oil platform. Results indicate that an external installation can reduce the platform protective systems efficiency and increase the risk for explosions, fire spread and also the probability of an accident escalation. The probabilities for this to occur are greatly dependent on on-site specific conditions such as placement and design of the external installation but also the design of the oil platform and its protective systems.

© Copyright: Brandteknik och Riskhantering, Lunds tekniska högskola, Lunds universitet, Lund 2010.

---

Brandteknik och Riskhantering  
Lunds tekniska högskola  
Lunds universitet  
Box 118  
221 00 Lund

brand@brand.lth.se  
<http://www.brand.lth.se>

Telefon: 046 - 222 73 60  
Telefax: 046 - 222 46 12

Department of Fire Safety Engineering  
and Systems Safety  
Lund University  
P.O. Box 118  
SE-221 00 Lund  
Sweden

brand@brand.lth.se  
<http://www.brand.lth.se/english>

Telephone: +46 46 222 73 60  
Fax: +46 46 222 46 12



## Förord

Ett stort tack riktas till:

Vi tackar Aker Solutions och dess medarbetare; *Sigbjorn Juwik, Bjorn Vidar Grande, Grete Anfinsen* som har bistått oss med detaljerade diskussioner och bidragit till förståelse för de avancerade och komplexa system som finns på en offshore-produktion. Aker Solutions är en ledande global leverantör av teknik- och konstruktionstjänster, högteknologiska produkter och integrerade lösningar. Verksamheten inom Aker Solutions består av flera branscher, bland annat olja och gas.

Vi tackar även vår handledare på Norconsult *Stefan Andersson* som trots sommar och sol bistått och engagerat sig i detta examensarbete. Han har även varit en ovärderlig guide för hur den norska offshore-industrin fungerar. Stefan har hjälpt oss med inriktning och syfte till denna rapport, har även hjälpt oss att visa vilken riktningar som är lämpliga att ta i arbetsprocessen. Norconsult är en tvärvetenskaplig konsultationsfirma inom teknik- och designområden.

Vi tackar våra trogna handledare från LTH, *Patrick Van Hees* och *Anders Jacobsson*. De har kontinuerligt bistått och handlett oss genom de akademiska formaliteterna. De har precis som oss undersökt och analyserat problemen som kan uppstå vid montering av en extern installation med nya ögon. Med sin erfarenhet och kunskap har de visat vägen genom de problem som har uppstått.

Sist med inte minst tackar vi de personer som oupphörligt har granskat och korrekturläst denna rapport. Vi tackar *Annica Hassgård, Malin Olsson, Sandra Ilmrud, Magnus Eklöm, Christina Ilmrud* och *Ida Lund*.

Lund, september 2010  
Jesper Rantzer, Joakim Ilmrud

## Sammanfattning

Denna rapport är framtagen av två brand- och riskhanteringsingenjörstudenter från Lund Tekniska Högskola. Rapporten är ett examensarbete på 30 högskolepoäng, och utarbetas i samarbete med Norconsult och Akersolution.

Oljeplattformar, oljeriggar och andra anläggningar till havs som verkar inom processindustrin ingår i samlingsbegreppet "Offshore-anläggningar". Offshore-anläggningar är på grund av den uppenbara riskbilden som finns kring sådana anläggningar ställda under hårda brandskyddskrav. Samtidigt ställs krav från intressenter, till exempel gällande lönsamhet och produktionseffektivitet. Det finns därigenom ett incitament att ha så moderna offshore-anläggningar som möjligt i drift. Att bygga nya offshore-anläggningar som till exempel oljeplattformar, är ett kostsamt projekt vilket leder till att modernisering och uppgraderingar av befintliga oljeplattformar ofta föredras. Dessa uppgraderingar kan ske genom att ny utrustning installeras på anläggningen. En oljeplattform har, av uppenbara skäl, en begränsad kapacitet då det gäller hur mycket utrustning som kan placeras och installeras på plattformen. Om lagringsutrymmet blir för liten för att ny utrustning ska kunna tas ombord, försöker många företag utföra alternativa lösningar för lagring. En sådan lösning är att montera utrustning hängandes på sidan av oljeplattformen, alternativt stående på ett av oljeplattformens plan men beläget utanför den ursprungliga konstruktionen. Detta kallas i denna rapport för en extern installation.

Frageställningen som ställs i denna rapport är; hur påverkas riskbilden på en offshore-konstruktion med hänsyn till att en extern installation är monterad? Syftet med denna rapport är att identifiera och påvisa generella risker som kan förekomma kring en extern installation, således kommer denna rapport inte vara direkt tillämpbar för en specifik anläggning. Målet med rapporten är att den ska kunna utgöra ett beslutsunderlag vid en första bedömning av lämpligheten om en extern installation skall monteras på en befintlig oljeplattform.

Rapporten utgår från Vinnems (2007a) riskhanteringsmetodik. Denna metodik börjar med en inledande skildring av problematiken och därefter utförs en systemdefinition för en generell oljeplattform. Efter dessa beskrivningar utförs en faroidentifiering och sårbarhetsanalys, som leder till en riskanalys. Avslutningsvis bedöms resultatet från riskanalysen och jämförs mot de risk-acceptansmål som är framtagna i rapporten. Faroanalysen baseras på *Petroleumstilsynet* definierade farosituationer [DFU]. Faroanalysen identifierar att ett kolväteläckage kan utgöra den största faran för en extern installation. Andra faror som kan uppstå men inte kan innefattas i ett kolväteläckage behandlas separat.

Hur sårbar en oljeplattform är inför en identifierad konsekvens beror helt på hur den enskilda plattformen är utformad samt hur den externa installationen utformas och placeras på plattformen. För att möjliggöra en hantering av sårbarheter ur ett generellt perspektiv baseras sårbarhetsanalysen på hur skyddssystem som finns angivet i regelverket NORSOK S-001 kan påverkas. NORSOK S-001 ställer krav på funktionalitet samt vilka skyddssystem som ska finnas på en oljeplattform

Riskanalysen i rapporten baseras främst på tre identifierade riskscenarier men även mindre händelser som bör noteras vid planeringen av en extern installation. De tre riskscenarierna förklaras kortfattat nedan.

En extern installation eller delar av en extern installation kan lossna och falla ner på grund av att en eller flera yttre krafter påverkar. En yttre kraft i denna rapport innebär en kolväteexplosion eller olika typer av kolvätebränder. På grund av höga tryckamplituder från en kolväteexplosion, kan en extern installation lossna och falla ner. Vid en brand kan installationens infästningsanordningar försvagas av uppvärmning, då dessa anordningar består av stål. Scenariot bedöms som troligt eftersom det har förekommit bränder och explosioner på oljeplattformar som är av den magnituden att en extern installation kan lossna. Tidigare studier visar att en explosion kan generera en så stor tryckamplitud att den externa installationen kan lossna och falla ner. Konsekvenserna av att en extern installation eller delar av den lossnar och faller är mycket stora. Fallande delar kan till exempel skada eller förstöra underliggande skyddssystem eller processutrustning så att hela oljeplattformen hotas. Dessutom kan personal skadas allvarligt av fallande objekt.

Det andra riskscenariot innebär att en extern installation kan orsaka att den brandtekniska avskiljningen mellan olika sektioner bryts. Detta på grund av att brandgaserna via termodynamiska krafter stiger vertikalt upp över till nästa plan via en extern installation. Ett annat fall som behandlas är om den externa installationen orsakar värmeledning mellan olika brandceller och skapar därmed en risk för antändning av material i närliggande brandceller. Stålet i konstruktionsmaterialet har ett högt värmeledningstal och följaktligen tenderar stålet att leda värme mycket bra. Dock bedöms installationen förlora sin bärförmåga vid det brandutsatta området innan stålet värmts upp så mycket att antändning kan ske i andra områden. Om installationen förlorar sin bärförmåga och faller ner, bedöms värmeledningen att upphöra eller att ett allvarigare scenario kan uppstå. En fallande installation behandlas i tidigare nämnda scenario. Konsekvensen av värmeledning och brandgasspridning är förhållandevis liten då inga direkt hotande materiella skador kan uppstå och om mindre bränder utbryter i intilliggande brandceller bedöms skyddssystemen kunna hantera dem. Dock kan personalen skadas om de utsätts för gaserna under en längre tid.

Det tredje riskscenariot innebär att den externa installationen kan öka risken för en kolväteexplosion genom att blockera ventileringen av utsläppta kolväten. Explosionsrisken är delvis beroende av hur väl omblandat gasmolnet är, formen på gasmolnet och koncentrationen av brännbara gaser. Om en extern installation placeras på den befintliga konstruktionen kan luftstagnanta områden uppstå. Dessutom bedöms mer turbulens uppstå i området där den externa installationen placeras. Följaktligen kan en extern installation öka risken för en kolväteexplosion beroende på placering och utformning av installationen. Sannolikheten för detta scenario är svårbedömt då risken varierar beroende på placering och utformning av installationen. Därför bör placeringen av installation utredas noga när en extern installation skall installeras.

Avslutningsvis diskuteras kvalitativt vilka osäkerheter som finns i denna rapport. De största osäkerheterna är att samtliga kvalitativa analyserna i denna rapport baseras på allmänna aspekter och företeelser som kan uppstå vid en extern installation. Därmed kan samtliga analyser i denna rapport variera kraftigt beroende på vilka platsspecifika förutsättningar som finns, och därför kan inte resultatet i denna rapport användas för en specifik oljeplattform. Emellertid kan analyser i denna rapport påvisa vilka risker som kan uppkomma vid montering av en extern installation. Resultatet av rapporten bör kunna utgöra riktlinjer för en första bedömning av hur en extern installation bör utformas och placeras.

## Summary

This report is written by two fire engineer and risk management students at University of Lund. The report has been developed in cooperation with Norconsult and Aker Solutions in Norway.

Oil platforms, oil rigs and other offshore structures are a part of the generic term “offshore installations”. Offshore installations have an obvious fire risk around such facilities and are therefore subjected to demands of fire protective measures being taken. Stakeholders demand profitability and therefore production efficiency. Therefore the offshore companies strive to have as modern offshore facilities in operation as possible. The construction of new offshore installations can be very expensive projects. Therefore the offshore companies often prefer to modernize and upgrade already existing oil platforms. These upgrades can be done by installing new equipment on the platforms. But offshore structures have, for obvious reasons, a limited capacity as regards the storage of equipment. A solution to increasing storage capacity is to hang on the equipment outside of the offshore structure or place the equipment on a structures deck but outside the original structure.

The topic of this report is: what impact on the risk picture does an external installation have to an offshore construction? The purpose of this report is to identify and demonstrate the general risks that can occur when an external installation is mounted on an oil platform, but the report will not be directly applicable to a specific site. The goal with this report is that it is to be used as a basis for assessing the suitability for the installation of an external installation on an existing design.

The report is based on Vinnems (2007) risk management methodology. This methodology begins with an introductory description of the problem. Following these descriptions is the hazard identification, leading to a risk analysis. In the end of the report the results of the risk analysis is compared against the hazard acceptance goals, constructed for this report.

The hazard analysis is based on Petroleumstilsynets defined hazardous situations [DFU]. The results indicate that the consequences of a hydrocarbon release are comparable with almost every other hazardous consequence an external installation can generate on an oil platform. The consequences that are not covered by the situation hydrocarbon release are treated separately.

How vulnerable an oil platform is to an identified risk is totally dependent on the design of the platform and also the design and placement of the external installation. The vulnerability of an oil platform is assessed by analyzing how an oil platforms protective systems, stated in NORSOK S-001, can withstand the consequences of an identified hazard situation. In NORSOK S-001, demands on protective systems presence, survivability and function for all oil platforms are stated, and this document is used to allow an analysis in a general point of view.

The result of this report is foremost based on three identified accident scenarios, but also small risk that should be consider when planning a new external installation are treated. These three risk scenarios are briefly explain below.

An external installation or part of an external installation can fall down because of the high pressure air amplitudes from an explosion. The high pressure amplitudes can damage the bearing elements on the construction, and thereby make the installation collapse. The bearing elements consist of steel, and steel is weakened when heated which indicate that a fire can cause an external installation to fall. The likelihood of this scenario is considered probable since statistical analysis shows that fires and explosions do occur on oil platforms. The consequences of a falling external installation or part of the installation can be very severe. Falling shares can damage or destroy the underlying safety systems or process equipment, so that the existence of the entire oil platform is threatened. Also, people can be injured by the falling parts.

The second risk scenario implies that the external installation can cause the fire separation safety system to malfunction. This scenario can be cause by heat conduction through the external installation, or smoke spreading to a overlying deck via the external installation through thermal dynamic forces. Another case is when the external installation can cause heat conductivity between different compartments. Steel has a high thermal conductivity and therefore the steel tends to conduct heat very well. Though, the probability of this happening is considered relatively low since

steel loses its bearing capabilities at higher temperatures. If the external installation loses its bearing capabilities, it falls down and no more heat conduction can occur. The consequences of heat conduction and smoke spreading are relatively small because no direct threat to material damage can occur and minor fires in adjacent spaces, which are to be expected in such a case, should be mitigated by present protective systems. However, the staff can be injured if are exposed to the gases for a significant time.

The third risk scenario investigates if an external installation can increase the risk of a hydrocarbon explosion because of an air blockade of the ventilation. Explosion risk is dependent on how well the air is mixed into the hydrocarbons gas cloud, the extensions of the cloud and the concentration of the flammable gasses. If an external installation is placed near the existing design, so called air stagnant areas can occur. Also more turbulence is to be expected around the installation. Therefore it is probable that an external installation can increase the risk of an explosion in the adjacent area. The likelihood of this scenario is difficult to estimate, since the risk may greatly vary depending on the location of the installation. It should be that the location of the installation is given considerable weight, in an assessment of the installation takes place.

The report ends with a qualitative discussion about uncertainties in this report. The major uncertainty in this report is that all the qualitative analysis is based on general aspects and phenomena that can occur when an external installation being mounted on an oil platform. Is difficult to analysis the risk in this report, because the risk is strongly depending on which site-specific conditions that exist. That is why the result of this report cannot directly apply to the specific oil platform. However, the results of this report can demonstrate the risks that may arise during the installation of an external installation. Consequently the results of the risk and vulnerability analysis can provide guidance for an initial assessment if an external installation is suitable to install or not.



# Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>INTRODUKTION .....</b>	<b>1</b>
1.1	BAKGRUND .....	1
1.2	SYFTE .....	1
1.3	AVGRÄNSNINGAR .....	2
1.4	METOD .....	3
1.5	DEFINITIONER .....	7
<b>2</b>	<b>OFFSHORE-PRODUKTION .....</b>	<b>12</b>
2.1	BAKGRUND OCH HISTORIK .....	12
2.2	OFFSHORE-KONSTRUKTIONER .....	13
2.3	SKYDDSSYSTEM PÅ EN OLJEPLATTFORM .....	14
2.4	EXTERNA INSTALLATIONER .....	18
<b>3</b>	<b>LAGAR .....</b>	<b>24</b>
3.1	RAMMEFORSKRIFTEN .....	24
3.2	NORSOK S-001 OCH ISO 13702 .....	25
3.3	INTERNATIONELLA AVTAL, MOU .....	25
<b>4</b>	<b>RISKACCEPTANSMÅL .....</b>	<b>28</b>
<b>5</b>	<b>RISKIDENTIFIERING .....</b>	<b>32</b>
5.1	EXEMPEL PÅ TIDIGARE OLJEPLATTFORMSOLYCKOR .....	32
5.2	FAROIDENTIFIKATION .....	32
5.3	INITIERANDE HÄNDELSE .....	40
5.4	FARA INOM DEN EXTERNA INSTALLATIONEN .....	40
5.5	SAMMANFATTNING AV RISKIDENTIFIERING .....	40
<b>6</b>	<b>SÅRBARHETSANALYS FÖR SKYDDSSYSTEMEN .....</b>	<b>44</b>
<b>7</b>	<b>RISKANALYS .....</b>	<b>50</b>
7.1	EXTERN INSTALLATION ÖKAR RISKEN FÖR KOLVÄTELÄCKAGE .....	51
7.2	EXTERN INSTALLATION LOSSNAR OCH FALLER NER .....	53
7.3	EXTERN INSTALLATION BRYTER BRANDTEKNISK AVSKILJANDE KONSTRUKTION .....	59
7.4	EXTERN INSTALLATION FÖRHINDRAR VENTILATION .....	64
7.5	EXTERN INSTALLATION SOM OBSTRUERANDE FÖREMÅL .....	67
7.6	RISKANALYSEN ILLUSTRERAS I EN BOWTIE-MODELL .....	68
7.7	SAMMANFATTNING AV KAPITEL 7 RISKANALYS .....	75
<b>8</b>	<b>RISKBEDÖMNING .....</b>	<b>78</b>
8.1	BEDÖMNING AV RISKSCENARIO 1 [S1]; FALLANDE EXTERN INSTALLATION .....	79
8.2	BEDÖMNING AV RISKSCENARIO 2 [S2]: BRYTER BRANDCELLSGRÄNS .....	80
8.3	BEDÖMNING AV RISKSCENARIO 3 [S3]: FÖRHINDRAR VENTILATION .....	81
8.4	BEDÖMNING AV SEKUNDÄRA RISKSCENARIER .....	82
8.5	VÄRDERING AV RISKSCENARIERNA .....	83
8.6	RESULTATET AV RISKBEDÖMNINGEN .....	83
<b>9</b>	<b>DISKUSSION .....</b>	<b>86</b>
9.1	DISKUSSION OM ARBETSMETODIKEN OCH RAPPORTENS SYFTE .....	86
9.2	DISKUSSION OM RAPPORTENS RESULTAT .....	86
<b>10</b>	<b>SLUTSATSER .....</b>	<b>90</b>
10.1	FÖRSLAG TILL VIDARE STUDIER .....	91
<b>11</b>	<b>REFERENSER .....</b>	<b>92</b>
	<b>APPENDIX .....</b>	<b>96</b>

# 1 Introduktion

Denna rapport är resultatet av ett examensarbete på Brand- och Civilingenjörsprogrammet i riskhantering vid Lunds tekniska högskola (LTH). Storleken på arbetet ska motsvara 30 högskolepoäng. I detta kapitel presenteras examensarbetets bakgrund, syfte, problemställning, målgrupp, avgränsningar, begränsningar, metod och metodik. Syftet med detta kapitel är att introducera en bakgrund för rapporten samt tydliggöra de problemställningar som denna rapport baseras på.

## 1.1 Bakgrund

Oljeplattformar, oljerigggar och andra liknande konstruktioner ingår i samlingsbegreppet ”offshore-anläggningar” och är, på grund av den uppenbara riskbild som finns kring sådana anläggningar, ställda under hårda brandskyddskrav. Samtidigt ställs de under delvis motstridiga krav när det gäller lönsamhet och därmed produktionseffektivitet. Det finns därigenom ett incitament att ha så moderna offshore-anläggningar som möjligt i drift. Att bygga nya offshore-anläggningar är ett kostsamt projekt vilket leder till att modernisering och uppgraderingar av befintliga oljeplattformar ofta föredras. Dessa uppgraderingar kan ske genom att ny utrustning installeras på anläggningen.

En oljeplattform har, av uppenbara skäl, en begränsad kapacitet då det gäller hur mycket utrustning som kan placeras och installeras på den. Om lagringsutrymmet blir för litet för att ny utrustning ska kunna tas ombord försöker många företag utföra alternativa lösningar för lagring. En sådan lösning är att montera utrustning på sidan av oljeplattformen vilket i denna rapport benämns som en extern installation. Detta kan förändra geometrin hos anläggningen och därmed även hur ett möjligt brandförlopp utvecklas.

Begreppet ”extern installation” är mycket brett och innefattar många olika konstruktionslösningar. Denna rapport utgår ifrån en extern installation som utförts på den norska oljeplattformen Troll C. Den externa installationen är 16,3 x 10,0 x 11,0 meter stående på balkar som är 6,5 meter höga och den innehåller processutrustning vilket innebär att kolväten flödar genom installationen. I denna rapport studeras bland annat om installationen konstrueras utan ben och monteras hängande på anläggnings sida, men även andra konstruktionslösningar undersöks. Mer detaljerad information om externa installationers utformning kan läsas i *avsnitt 2.4 Externa installationer*.

## 1.2 Syfte

Målet med arbetet är att med kvalitativa riskanalysmetoder identifiera och undersöka de risker som tillkomsten av en extern installation kan medföra för en oljeplattform.

Syftet är att identifiera eventuella problem som kan uppstå då en extern installation är monterad på oljeplattformen och därmed öka medvetandet om hur riskbilden kan påverkas. Detta kan möjliggöra att adekvata preventiva åtgärder för att minska riskbilden tas med vid bedömning av om en extern installation är lämplig eller inte lämplig.

### 1.2.1 Problemställning

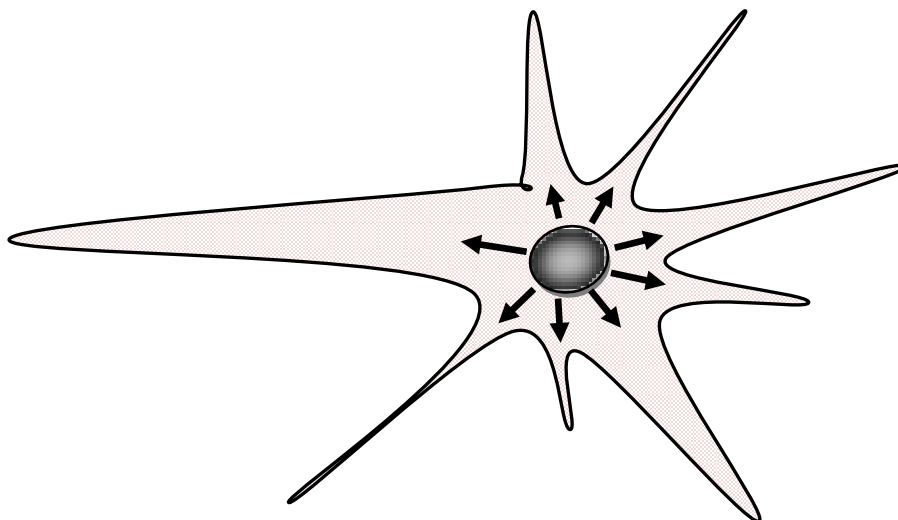
Hur påverkas riskbilden vid en brand på en offshore-konstruktion med hänsyn till närvaron av externa installationer?

Kan den externa installationen bidra till ett eskalerande olycksförlopp och hur påverkar installationen de befintliga skyddssystemen på oljeplattformen?

### 1.2.2 Övergripande mål och syfte

Syftet med denna rapport är att identifiera och undersöka risker som kan uppstå då en extern installation monterats på en allmän och ej specifik oljeplattform. Följaktligen kommer resultatet av denna rapport inte vara direkt tillämpbar för en specifik anläggning. Målet är att detta arbete ska kunna användas som ett beslutsunderlag till det första steget i riskhanteringsprocessen vid bedömning av om en extern konstruktion på en offshore-anläggning är lämplig eller inte lämplig.

Ett förtydligande av rapportens syfte kan illustreras i *Figur 1.1* där den externa installationen illustreras som en sfär mitt i bilden. Det omgivande spetsiga fältet ska illustrera möjliga riskscenarier i riskrymden för en allmän offshore-anläggning. Varje utbuktning i riskrymden kan ses som ett scenario som kan leda till allvarliga konsekvenser. Syftet med denna rapport illustreras som pilar i figuren, pilarna påvisar vilket håll risker kan finnas. Vid en fullständig riskanalys går dessa pilar hela vägen ut i scenariorymden. Detta är inte praktiskt möjligt i denna rapport därför att desto längre ut i utbuktningen som utreds desto mer platsspecifik blir utredningen. Dessa platsspecifika utredningar ryms inte i denna rapport eftersom den begränsas till en riskbedömning för en allmän offshore-anläggning.



*Figur 1.1; Illustration över syftet med denna rapport där pilarna ska illustrera syftet. Syftet med rapporten är att vara vägvisaren för eventuella riskscenarier som illustreras som utbuktningar.*

### 1.3 Avgränsningar

På grund av problemområdets omfattning kommer arbetet främst att behandla problemen som kan uppstå vid brand och explosion. Övriga problem kommer endast att identifieras och behandlas översiktligt. De bränder som troligtvis är av störst vikt är gas- och vätskebränder. Därför kommer dessa behandlas mest utförligt i rapporten. Det finns flera olika typer av offshore-konstruktioner. I denna rapport behandlas huvudsakligen oljeplattformar vilka kan utföra såväl borrning som processering av råolja.

Denna rapport undersöker vilka risker som den externa installationen kan utgöra under drift, vilket innebär att rapporten undersöker tänkbara riskscenarier då installationen är monterad på en offshore-anläggning. Ett stort område som inte behandlas i denna rapport är själva monteringsfasen. Montering av en extern installation kan innebära många tunga lyft via båtar och helikoptrar. Dessa arbetsmoment tillhör ej den normala arbetsgången och därmed kan nya och oförutsedda risker uppstå. Dessa risker behandlas inte i rapporten då rapportens maximalt tillåtna storlek är ställd under krav från ansvarig institution. Dock diskuteras problemen kring monteringsfasen eftersom det finns paralleller i riskscenarier som liknar riskscenarier när den externa installationen är i drift.

Miljön är en viktig del i en riskanalys, vilket kan inses från olyckan i Mexikanska golfen på oljeplattformen Horizon (2010). Vid denna olycka läckte stora mängder olja ut i havet vilket ledde till omfattande miljöskador. Miljöaspekten är viktig men behandlas ej i denna rapport på grund av begränsningar i rapportens storlek.

Enligt norsklagstiftning ska en kostnads- nyttoanalys utföras för varje signifikant risk på en offshore-konstruktion. De risker som identifieras i denna rapport är ej värderade utifrån ett kostnads- nyttoperspektiv, då en sådan analys varierar beroende på platsspecifika förhållanden. Följaktligen ryms inte denna inriktning i detta arbete då syftet med arbetet är att utreda risker som kan uppkomma när en allmän extern installation är monterad. Därför utförs inga värderingar baserat på kostnad i denna rapport.

## 1.4 Metod

Nedan följer en beskrivning av arbetsprocessen och dispositionen för denna rapport samt en kort teoretisk beskrivning av de modeller som förekommer i rapporten. Avslutningsvis nämns vilka verktyg som använts för de analyser som utförts i arbetet.

### 1.4.1 Generell metodik för denna rapport.

Arbetet inleds med en litteraturstudie där material delvis tillhandahållits av Aker Solution och Norconsult. Rapporten börjar med en grundläggande beskrivning av en oljeplattform vilken innehåller historik, beskrivning av en oljeplattformens funktion och en genomgång av de lagar som berör en oljeplattform. Efter detta inledande arbete utförs en faroidentifiering utifrån Oljedirektoratets definierade faro- och olycksituationer [DFU] (Oljedirektoratet, 2001). Identifieringen av olika faror utförs även i samråd med handledare. Därefter utförs en riskanalys som baseras på faroidentifieringen. Riskanalysen utförs via en Bowtie-modell som beskrivs mer i detalj i *avsnitt 1.4.2 Teoretiska modeller och bakgrund*. Riskanalysen utförs även med hjälp av kvalitativa analyser, simuleringar och beräkningar i syfte att utreda hur eventuella brandförlopp kan utvecklas samt konsekvenserna av dessa. Simuleringar och beräkningar genomförs med hjälp av brandsimuleringsprogrammet Fire Dynamics Simulator [FDS] och delvis med handberäkningar. I slutet av detta arbete sker ett studiebesök på Aker Solution och Norconsult i Norge, där experter inom detta område intervjuas. Informationen som erhålls under studiebesöket bidrar till att validera rapportens innehåll. Slutligen utförs en riskbedömning utifrån de resultat som är framtagna i riskanalysen. Riskanalysens resultat jämförs med de riskacceptansmål som arbetas fram i rapporten.

### 1.4.2 Teoretiska modeller och bakgrund

En del av materialet i denna rapport bygger på tidigare kunskaper från kurser i brandingenjörskurs- och riskhanteringsprogrammet. De kurser som har bidragit till denna rapport är: *Riskhanteringsprocessen, Konsekvensberäkningar, Riskanalysmetoder, Computational Fluid Dynamics [CFD], Brandteknisk riskvärdering [BTR], Aktiva System, Branddynamik, Brandkemi, Termodynamik, Mekanik och Fysik vätskor och gaser*. Nedan presenteras de metoder och modeller som används i denna rapport.

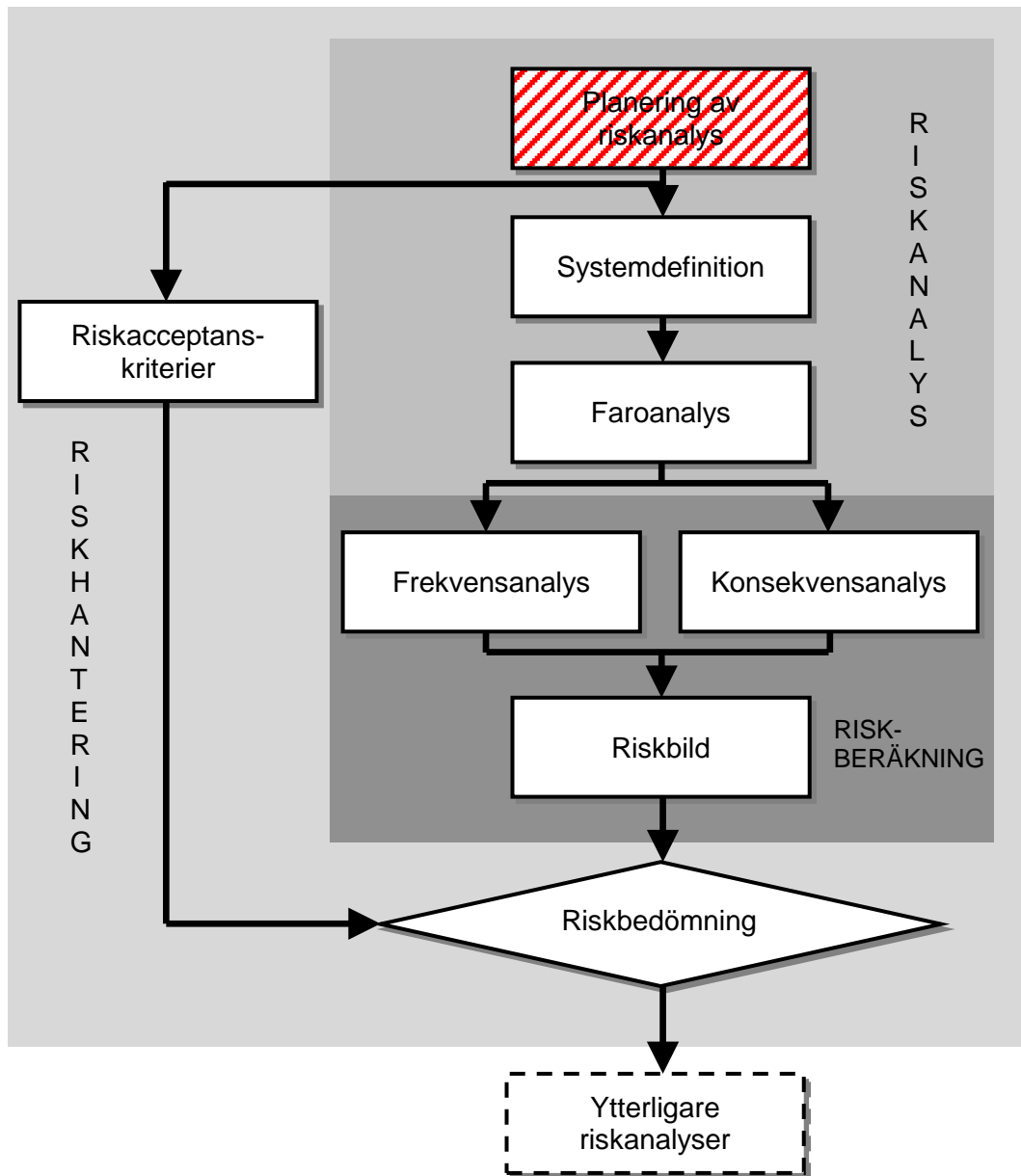
#### Riskanalys

Denna rapport utgår från Vinnems (2007) riskhanteringsmetodik som illustreras i *Figur 1.2*. Rapporten börjar med en inledande skildring av problematiken och därefter utförs en systemdefinition av oljeplattformar. Efter dessa beskrivningar utförs en faroidentifiering och sårbarhetsanalys som leder till en riskanalys. Avslutningsvis värderas risken utifrån resultatet från riskanalysen genom att det jämförs mot de riskacceptansmål, som tas fram i rapporten.

Det bör påpekas att *riskåtgärder* i Vinnems modell inte visas i *Figur 1.2*, eftersom rapportens syfte är att utreda vilka generella risker som kan uppkomma när en extern installation är monterad. Åtgärdsanalyser kräver platspecifik information och ryms således inte inom ramarna för denna rapport, se *avsnitt 1.3 Avgränsningar*. En del i *Figur 1.2* är *frekvensanalys*. I denna rapport utreds denna del mycket grovt då frekvenser för olika företeelser som kan hända på en oljeplattform är helt beroende av platspecifika förhållanden. Mängden statistik är begränsad eftersom externa installationer är ett relativt nytt fenomen som ej behandlas separat i den normala datatänsamlingsprocessen. Istället utförs frekvensanalysen via olika fallstudier och rådgivning från experter inom området.

*Figur 1.2* kommer att återkomma inför varje kapitel i rapporten för att återkoppla var i metodiken respektive kapitel tillhör. Den del i *Figur 1.2* som tillhör respektive kapitel kommer att streckas röd. Följaktligen kommer denna figur att återkomma flera gånger i rapporten, och hänvisas till *Figur 1.2a till Figur 1.2i*.

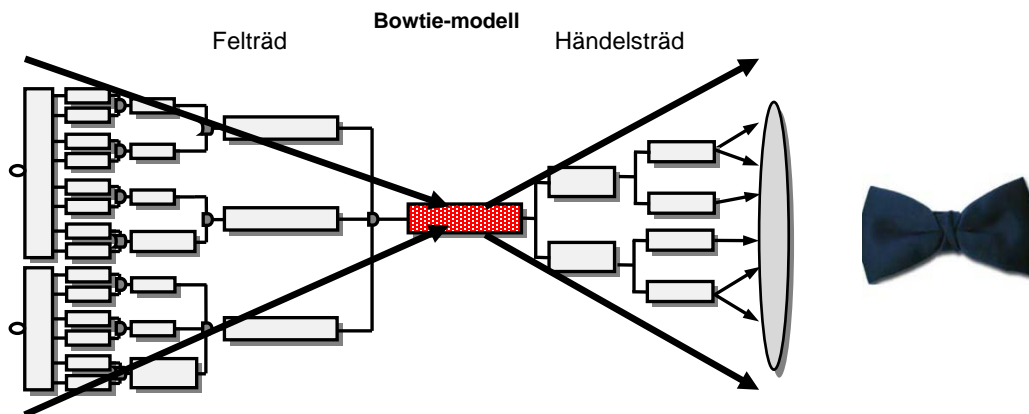
Metoddelen för *kapitel 1 Introduktion* illustreras som den översta delen i *Figur 1.2a*, det vill säga *planering av riskanalys*. Vilken metoddel som är aktuell för respektive kapitel kommer även att infogas överst på varje sida inom två klamrar, se [metoddel].



Figur 1.2a; Arbetsmetodik för denna rapport (Vinnem, 2007b).

### Bowtie-modellen

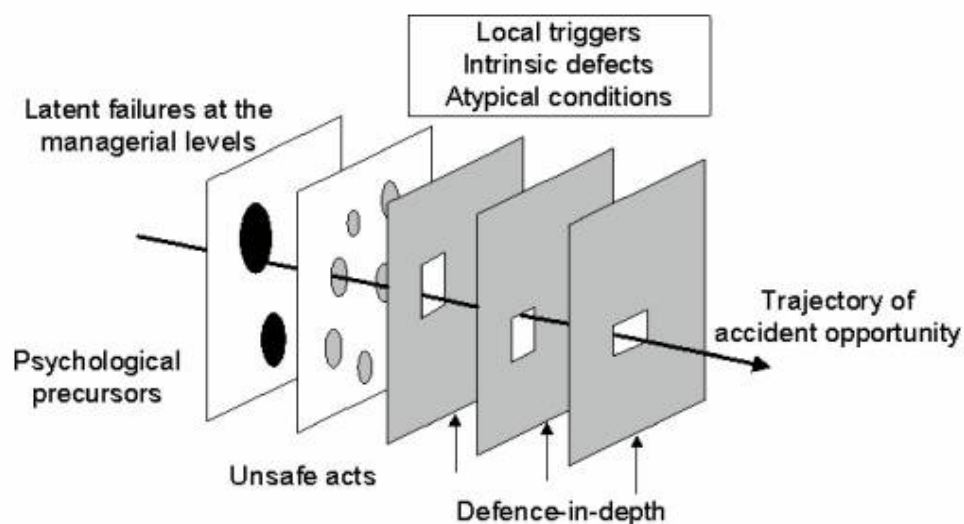
En Bowtie-modell bygger både på en felträdsanalys och en händelseträdsanalys vilka utgår ifrån samma initierande händelse. Modellen är lämplig när det krävs en utredning i ett befintligt system, speciellt vid införandet av ett nytt system i det befintliga. Modellen kan undersöka hela händelseförloppet vid ett scenario vilket innebär att modellen utreder vad som kan hända samt varför det kan hända (FAST, 2004). Bowtie-modellen används i denna rapport för att illustrera hur systemen samverkar mot olika farohändelser på en oljeplattform. Namnet Bowtie-modell kommer från att uppställningen av modellen som kan liknas som en fluga (på engelska Bowtie) se *Figur 1.3* (Vinnem, 2007b).



Figur 1.3; Illustration av en Bowtie-modell.

### Reasons schweizerostmetafor

Reasons "schweizerostmetafor", se *Figur 1.4*, kan illustrera förekomsten av systemfel i ett sofistikerat skyddssystem till exempel ett kolväteläckage på en oljeplattform. Denna schweizerostmetafor ska illustrera hur komplexa säkerhetssystem, som består av en rad skyddsbarriärer, ska förhindra att mänskliga eller materiella förluster uppstår. Varje barriär har oförutsedda svagheter vilket kan illustreras som hål i barriären, därav namnet schweizerost. Hålen är ofta inkonsekventa, vilket innebär att de inte är ständigt öppna eller stängda i en rak linje. Hålen är inkonsekventa beroende på varierande förutsättningar, exempelvis kan barriärerna variera i styrka beroende på graden av underhåll. När "slumpen" är så att faran kan passera genom alla håll uppstår en förlust (Reason, 2006).



Figur 1.4; Reasons schweizerostmodell (Reason, 2006).

### 1.4.3 Tillvägagångssättet för denna rapport

Dispositionen bygger på en generell metodik för en riskhanteringsprocess. Metodiken beskrivs i tidigare avsnitt, se *avsnitt 1.4.2 Teoretiska modeller och bakgrund*. Del I består av den information som inhämtas från litteraturstudien. Syftet är att påvisa de centrala delarna i hur en offshore-verksamhet fungerar för att därefter gå vidare till mer detaljerade delar som berör den externa installationen. Del II i rapporten är riskidentifiering. Identifieringen avgränsas till att undersöka de faror som påverkar den externa installationen. Faroidentifikationen bygger på *Oljedirektoratets* faroscenarier och samtal med handledaren Andersson. I faroidentifieringsfasen tas även hänsyn till tidigare olyckor på oljeplattformar. I Del III utförs riskanalysen. I rapporten presenteras resultatet av riskanalysen i form av en Bowtie-modell. I Del IV utförs bedömningen av hur en extern installation kan påverka en oljeplattform. Bedömningen utgår från de framtagna riskacceptansmål som baseras på NORSOK\_Z-013 (2001). I denna del utförs även diskussioner om rapportens resultat. I slutet av rapporten finns sex stycken appendix. I appendix finns beskrivningar av tidigare oljeplattformsolyckor, skyddsanordningssystem, underlag till riskanalyser och simuleringar. Nedan presenteras en översikt av rapportens disposition.

#### Del I Systemdefinition

Kapitel 1	<i>Introduktion</i>
Kapitel 2	<i>Offshore-produktion</i>
Kapitel 3	<i>Lagar</i>

#### Del II Riskidentifiering

Kapitel 5	<i>Riskidentifiering</i>
Kapitel 6	<i>Sårbarhetsanalys för skydds-system</i>

#### Del III Riskanalys

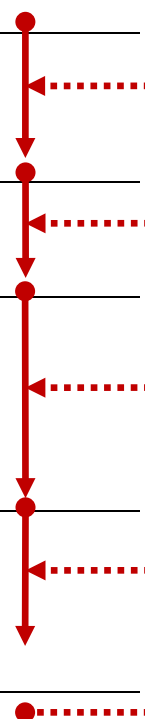
Kapitel 7	<i>Riskanalys</i>
Kapitel 7.1	<i>Extern installation ökar risken för kolväteläckage</i>
Kapitel 7.2	<i>Extern installation lossnar och faller ner</i>
Kapitel 7.3	<i>Extern installation bryter brandteknisk konstruktion</i>
Kapitel 7.4	<i>Extern installation förhindrar ventilation</i>

#### Del IV Bedömning

Kapitel 4	<i>Riskacceptansmål</i>
Kapitel 8	<i>Riskbedömning</i>
Kapitel 9	<i>Diskussion</i>
Kapitel 10	<i>Slutsats</i>

#### Del V Förtydligade beskrivningar

Appendix	A–F
----------	-----



**Kapitel** = Ett helt kapitel i rapporten

**Avsnitt** = En underrubrik i kapitlet

**Appendix** = En hel bilaga eller en del i en bilaga

### 1.4.4 Simuleringsmetod

Att beräkna olika brandscenarier är svårt och tidskrävande. Det finns olika mjukvaror som underlättar detta arbete. I denna rapport används den numeriska analysmetoden *Computational fluid dynamics* [CFD]. Denna analysmetod används för att simulera flera olika kontinuerliga flöden. Mjukvaran som används i denna rapport är Fire Dynamics Simulator [FDS] (Chung, 2002). FDS är användbar för simulering av olika brandförlopp och används i riskanalysen främst för att simulera gasspridning. Mjukvaran kräver stor datorkapacitet. För att få tillgång till en stor mängd datorkapacitet används Lunds universitets datorcluster LUNARC. LUNARC består av  $216 \times 8$  stycken sammanlänkade Intel Xeon E5520 @ 2.26 Ghz processorer och har ett arbetsminne på 24 gigabyte (LUNARC, 2010).

## 1.5 Definitioner

<b>Blowout prevention system [BOP]</b>	Skyddsanordning som skyddar mot blowouts i samband med borrning. Består av ett utrymme som trycksätts och ska med hjälp av hydrauliska luckor och ramar motstå det underjordiska trycket från oljefyndigheten (Lamb, 2008).
<b>Brandcell</b>	Med brandcell avses en avgränsad del av en byggnad inom vilken en brand under en föreskriven minsta tid kan utvecklas utan att sprida sig till andra delar av byggnaden kapitel 5:232 (Boverket, 2008).
<b>Brandspjäll</b>	Brandspjäll är en anordning i en ventilationskanal som automatisk stänger kanalen vid detektion av brandgaser. Följaktligen kan inga brandgaser spridas i den stängda ventilationskanalen när brandspjället är stängt (Jensen, 2002).
<b>Bowtie-modell</b>	En riskanalysmetodik som kan vara både kvantitativ och kvalitativ. Metodiken bygger på en felträdsanalys och en händelseträdsanalys med utgångspunkt i en initierande händelse (Vinnem, 2007b).
<b>CFD &amp; FDS</b>	Computational fluid dynamics [CFD] är en numerisk metod för att lösa komplexa flöde- och värmeöverföringsproblem (Chung, 2002). Fire Dynamics Simulation [FDS] är en datormodell som används för att utföra CFD-beräkningar. Mjukvaran är användbar för simulering och visualisering av brandgasfyllnad och brandgasrörelser (Rubini, 2009).
<b>Extern installation</b>	Utrustning som monteras i efterhand på befintliga konstruktioner. Enligt Juvik et al <sup>1</sup> definieras en extern installation inom offshore-företagen som modul.
<b>FAHTS</b> ( <i>Fire And Heat Transfer Simulations</i> )	Detta är ett datorbaserat simuleringsprogram som bygger på CFD-beräkningar. CFD-beräkningarna i detta program är anpassade till modellering av konduktiv värmeledning från stora bränder och jetflammar. Programmet har validerats mot verkliga storskaliga försök (Holmas & Amdahl, 2005).
<b>Felträdanalys</b>	Felträdsanalys utgår från en önskad vådahändelse, även kallad topphändelse. I analysen undersöks möjliga orsaker i systemet som kan generera att topphändelsen inträffar (Nystedt, 2000).

---

<sup>1</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

---

<b>Förbränningseffektivitet</b>	En brand kan teoretisk frigöra en viss mängd energi på grund av energiinnehållet hos ämnet som brinner. Vid brand frigörs detta teoretiska energiinnehåll till värme via konvektion, konduktion och strålning. I praktiken frigörs inte all energi till värme. Hur stor del av energiinnehållet som frigörs som värme beror till störst del på de reagerande materialens egenskaper. Andelen energi som kan frigöras som värme beskrivs som förbränningseffektiviteten (Karlsson & Quintiere, 1999).
<b>Händelseträdsanalys</b>	Händelseträd beskriver utvecklingen av olika farohändelser. Trädet bygger på potentiella händelser, som kan generera en ytterligare en händelse vilket innebär att olika faroscenarier successivt byggs på. Sannolikheter bestäms för varje enskild farohändelse (Phillipe & Pierre, 2004).
<b>Inerta gaser</b>	Inerta gaser är gaser som inte är kemiskt reaktiva med sin omgivning. Exempel på inerta gaser är kväve och samtliga ädelgaser (Karlsson & Quintiere, 1999).
<b>Inrättningsår</b>	Ett inrättningsår innebär att en anläggning har varit i normal driftproduktions under ett år. Tjugo inrättningsår kan således innebära att en anläggning varit i drift i tjugo år eller att 20 anläggningar varit i drift i ett år (Petroleumstilsynet, 2010f).
<b>Ledningssystem</b>	System för att upprätta policy och mål samt metoder för hur man ska uppnå dessa mål (SIS, 2000).
<b>Norsk Sockel</b>	Den norska sockeln är området till havs som avgränsas av Norges kustlinje samt omgivande länders sockelgränser (Oljedirektoratet, 2001).
<b>Processutrustning</b>	Juvik et al <sup>2</sup> menar att processutrustning är all utrustning som har en funktion i den totala processkedjan. Utrustningen kan bestå av allt från en ventil till komplexa tryckstegringsystem. Processutrustning kan innehålla kolväten.
<b>Radioskugga</b>	En radar skickar ut radar- och mikrovågor som reflekteras mot ett föremål. Reflektionerna läses av och en radarbild uppstår. Juvik et al <sup>3</sup> säger att en radioskugga kan uppstå om något föremål skymmer utsänder eller reflekterande vågor.
<b>Säkerhetskultur</b>	Säkerhetskultur kan beskrivas som en form av risk- och säkerhetsmedvetenhet hos alla de anställda. Detta innebär att all personal i sitt arbete ska vara medvetna om de risker som föreligger, tänka längre än själva handlingen och reflektera över hur konsekvenser i handlingen kan påverka säkerheten (OKG, 2009).

---

<sup>2</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

<sup>3</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

---

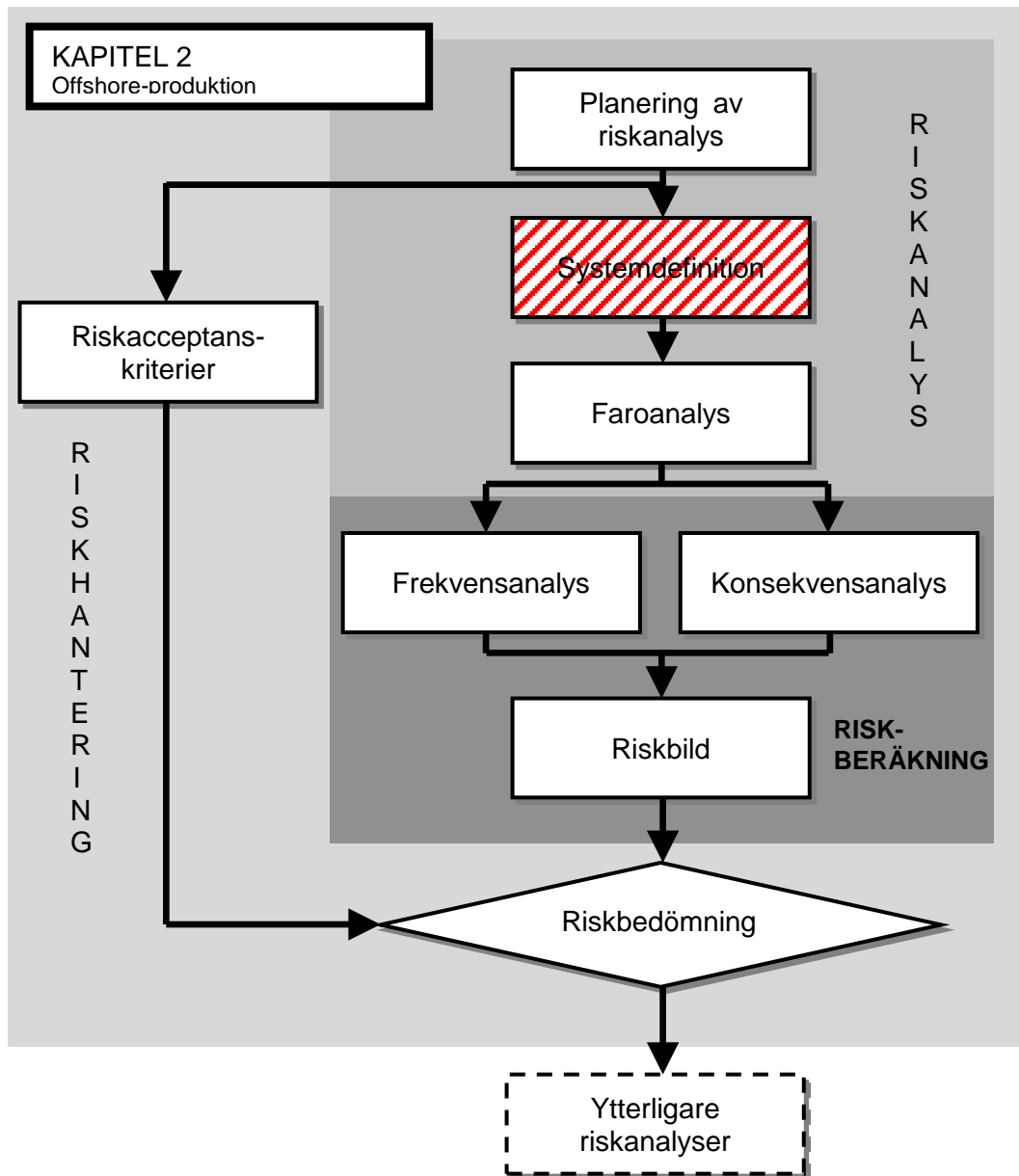
<b>Säkra zoner</b>	Enligt Juvik et al <sup>4</sup> innebär säkra zoner att risken för ett kolväteläckage inom den zon som är säker är liten. Säkra zoner får oftast inte innehålla processutrustning. Säkra zoner är ofta de utrymmen som personal vistas i under en längre tid. En säker zon kan till exempel vara personalens sovplatser.
<b>Territoriellt vatten</b>	Varje land som har kust äger oftast en bit av havet direkt utanför kusten. Hur långt ut till havs denna territoriella gräns går varierar mellan olika länder. I territoriellt vatten gäller lagar för det land som vattnet tillhör (United_Nations, 2005).
<b>USFOS</b>	USFOS är en mjukvara för olinjära statiska och dynamiska problem. USFOS används främst av oljebolag för att bedöma integritet och brottgränser hos material vilket möjliggör beräkningar för påverkan av oavsiktliga belastningar (USFOS, 2010).
<b>Värmekonduktivitetstal</b>	Värmekonduktivitet är en konstant som avgör ett materials förmåga att leda värme och betecknas med [W/m °C] eller [W/m K] (Burström, 2007).
<b>Worst case scenario</b>	Ett troligt scenario som ger allvarligaste konsekvenser utifrån en specifik händelse (Nystedt, 2000).

---

---

<sup>4</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13





Figur 1:2b; Arbetsmetodik för kapitel 2.

## 2 Offshore-produktion

I detta kapitel presenteras en kort historik om människans strävan efter olja samt Norges sökande efter oljefyndigheter i Nordsjön och Norska havet. Därefter presenteras grundprinciper för hur en oljeplattform fungerar. I slutet av kapitlet presenteras hur en generell extern installation kan utformas. Syftet med detta kapitel är att ge en introduktion till hur offshore-verksamhet fungerar.

### 2.1 Bakgrund och historik

Olja och naturgas bildas av döda havsdjur som dog för cirka 10 – 600 miljoner år sedan. De döda djuren lagrades på havets botten och täcktes sedan över av andra havssediment. Detta ledde till att det organiska materialet befann sig mellan två hårda sediment i en syrefattig miljö under högt tryck. Under dessa förhållanden kan råolja och naturgas bildas. Denna process tar mycket lång tid och kräver orörda miljöer (Freudenrich, 2001).

Historiker har funnit tecken på att olja användes redan under antiken vid krigsföring och att det redan då fanns en efterfrågan för att borra efter olja (Britannica, 2010). Efterfrågan var dock vid denna tid av mindre betydelse och det dröjde ända fram till slutet av 1800-talet innan efterfrågan var så stor att det fanns en marknad för att sälja olja. Det var under slutet av 1800-talet som den så kallade oljerushen tog fart, framförallt på grund av att bensinmotorn utvecklades (Britannica, 2010, Inventors, 2010). Nästa gång efterfrågan för råolja ökade drastiskt var under och efter andra världskriget. Sedan dess har efterfrågan av olja ständigt ökat (Eia, 2010). Sökandet efter olja började på land och idag har sökandet övergått till världshaven där oftast större oljefyndigheter finns. En oljefyndighet räcker i medeltal 10 till 20 år. Den första oljeplattformen som byggdes var en amerikansk modell som konstruerades i Kalifornien 1897 (Lamb, 2008).

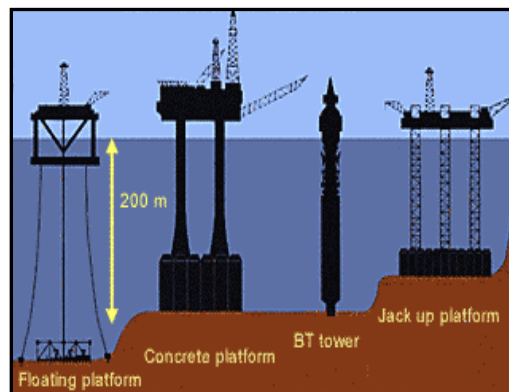
#### 2.1.1 Norges oljehistoria

År 1959 upptäckte Nederländerna oljefyndigheter i Nordsjön, därefter började jakten efter olja i Nordsjön (Berthelsen, 2007). År 1963 deklarerade Einar Gerhardsens regering ägandet av den norska kontinentalhyllan i Atlanten utanför den norska kusten. Vid denna deklaration upprättades regler om att alla naturfyndigheter skulle tillhöra den norska regeringen. Det är den norska kungen som ger företag licens, för att exploatera naturfyndigheter på den norska kontinentalsockeln. För mer information om lagar och regler hänvisas läsaren till *kapitel 3 Lagar*. Regeringsdeklarationen år 1963 var inte fullständig och det krävdes flera diskussioner med blandat annat Danmark och Storbritannien för att färdigställa deklarationen. Det dröjde fram till 1966 innan första hålet borrades, dock visade det sig att denna fyndighet var torr. Under 1970-talet ökade exploateringen drastiskt utanför den norska kusten, exploateringsföretagen var främst utländska. Under 1980-talet utvecklades tekniken och fler norska företag började exploatera oljefyndigheter (Berthelsen, 2007).

År 2006 fanns 52 stycken oljefält i produktion utanför den norska kusten. Dessa fält producerade cirka 88 miljarder kubikmeter gas samt 2,8 miljoner oljefat (Berthelsen, 2007). Ett oljefat innehåller 159 liter råolja (Lundin-Petroleum, 2010). Norges exploatering och uppbyggnad av en oljeindustri har bidragit till en god välfärd för landet. Därför har den norska oljeproduktionen under de senaste 30 åren sammanlagt värderas till 5000 miljarder NOK (Berthelsen, 2007).

## 2.2 Offshore-konstruktioner

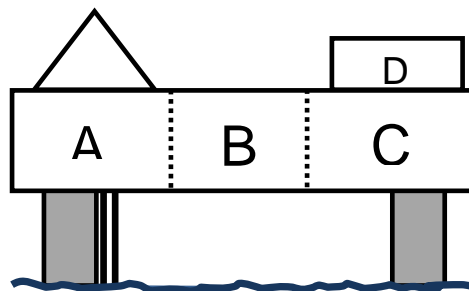
För att undersöka var oljefyndigheter finns måste provborrningar utföras. Detta utförs av en provborrningsbåt eller en oljerigg. När det är fastställt var olja finns upprättas en stationär konstruktion vilken oftast är en så kallad oljeplattform (Lamb, 2008). Det finns flera olika typer av borrhansanläggningar till exempel oljeborrhansbåtar, oljeborrhansflottar (floating platform) och oljeplattformar som står på ben på botten (Jack up platform), se *Figur 2.1*. Konstruktionen byggs delvis i hamn och transporteras sedan ut på plats där den färdigställs. Vilken typ av offshore-konstruktion som bör användas bestäms framför allt av arbetsdjup men även vilka klimatförhållande som råder (Lamb, 2008). Arbetsdjupet för en offshore-konstruktion är cirka 0 – 3000 meter idag (Bluebirde, 2006). I tidigare *kapitel 1.3 Avgränsningar* nämns att denna rapport huvudsakligen undersöker oljeplattformar samt i viss mån även oljeriggar. En oljeplattform är en gigantisk konstruktion med flera mil långa rör och ledningar (Lamb, 2008). På en oljeplattform finns det alltid minst en helikopterplatta där helikoptrar kan landa, eftersom större delen av kontakten med fastlandet sker via helikoptertransporter. Helikoptrar transporterar främst personal, mat och material. Förutom helikopter sker även transporter via fartyg (Discovery, 2007, Petroleumstilsynet, 2010f).



*Figur 2.1; Illustration av olika offshore-konstruktioner (Bluebirde, 2006).*

Oljeplattformar kan liknas som en miniatyrstad på vattnet eftersom de som lever på plattformen både arbetar, utövar fritidsaktiviteter och sover på samma konstruktion. En grov beskrivning av en oljeplattform är att det finns en arbets- och borrhansdel (produktionsavdelningen), en förvarings- och lagringsdel (förvarningsavdelningen) samt en säker del där personalen kan sova och vistas (förläggingsavdelningen), se *Figur 2.2* (Lamb, 2008). Mellan dessa delar ska det finnas olika skyddssystem exempelvis passivt brand- och explosionsskydd, läs mer om detta i *avsnitt 2.3 Skyddssystem på en oljeplattform*. Syftet med en oljeplattform kan variera, vissa oljeplattformar ska provborra efter eventuella oljefyndigheter vilket innebär att det kan finnas en forskningsanläggning ombord på plattformen. Andra oljeplattformar ska enbart pumpa upp och transportera råolja in till raffinaderierna på land (Discovery, 2007). Således finns det flera olika varianter av oljeplattformar.

Produktionen av nya oljeplattformar har minskat drastiskt det senaste decenniet. Under 2000-talet producerades fem oljeplattformar på den norska sockeln, vilket kan jämföras med att under 1980-talet producerades 23 stycken (Petroleumstilsynet, 2010f). Det tar cirka fem år att producera en ny oljeplattform beroende på vilken typ av oljeplattform som ska produceras. Traugott<sup>5</sup> bedömer att kostnaden för en ny oljeplattform är cirka åtta miljarder kronor. På grund av dessa stora kostnader och långa produktionstider produceras enbart några få oljeplattformar idag. Enligt Juvik et al<sup>6</sup> kan det vara mer lönsamt att underhålla och uppdatera befintliga oljeplattformar med till exempel externa installationer.



*Figur 2.2; Schematisk bild på en standard oljeplattform; där A är produktionsavdelningen, B förvaringsdelen, C förläggingsdelen, D kontrollrummet. Varje avdelning är brandtekniskt avskiljd.*

<sup>5</sup> *Expert för offshore-produktion* David Traugott, AllExperts, e-post, 2010-06-18

<sup>6</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

## 2.3 Skyddssystem på en oljeplattform

Syftet med detta avsnitt är att påvisa vilka skyddssystem som finns på en norsk oljeplattform, för att därmed kunna undersöka vidare sårbarheter i systemen. Beskrivningar av skyddssystemen utförs på en generell nivå, eftersom varje system anpassas för den specifika oljeplattformen och syftet med denna rapport är att behandla oljeplattformar generellt. Detaljerade beskrivningar av enskilda system går att finna i NORSOK S-001 (2008). Skyddssystem kan liknas vid barriärer som ska förhindra att exempelvis ett kolväteläckage uppstår. Dessa barriärer kan delas upp i organisatoriska barriärer [OB] och fysiska barriärer [FB].

### 2.3.1 Organisatoriska barriärer [OB]

OB kan både vara akuta skyddsbarriärer men är oftast långsiktiga och innefattar de skyddssystem eller anordningar som baseras på mänsklig kontroll och åtgärd. OB är även ledningsdirektiv vilket innebär att organisationens mål, syfte, styrning och ansvarsfördelningar kan ingå i de OB (Akselsson, 2008). En organisations OB beskrivs ofta i olika ledningssystem. Ledningssystemen kan både vara detaljstyrande och övergripande. Ett exempel på ett detaljstyrande ledningssystem är ISO 23251, som styr lokala tryckavlastningssystem. Ett exempel på ett övergripande ledningssystem är OLF Retningslinjer Nr. 075 som styr hur brandbekämpningen ska fungera på en oljeplattform (NORSOK\_S-001, 2008). OB är oftast ett komplement till de fysiska barriärerna, till exempel kan de organisatoriska barriärerna styra vilket material eller underhåll ett fysiskt skyddssystem kräver.

Något som är viktigt att beakta inom OB är säkerhetskulturen. Det finns ingen entydig definition av säkerhetskultur, eftersom begreppet kan inneha flera olika betydelser beroende på vilket sammanhang begreppet används i. Säkerhetskulturen för ett processindustriföretag i Sverige menar att personalen ska inneha en förståelse och medvetenhet om säkerhetssystemen, samt inneha ett gott beteende och en god insikt i (OKG, 2009). Dessa mänskliga faktorer är mycket viktiga för att ett säkerhetssystem ska upprätthållas (Akselsson, 2008). Det räcker inte med att enbart förlita sig på starka fysiska barriärer, eftersom det kan finnas ”hål” i dem, se schweizerostmodell i *avsnitt 1.4.2 Teoretiska modeller och bakgrund*. Det bör finnas organisatoriska barriärer som kan hjälpa och förminska hålen i de fysiska barriärerna. På norska oljeplattformar är säkerhetskulturen inom organisationen hög. Detta kan utläsas i Petroleumstilsynets enkät- och intervjustudie som utfördes på personalen på olika norska oljeplattformar. I studien svarade de flesta anställda att de förstod och litade på företagets säkerhetspolicy, men även själva försökte aktivt förbättra den (Petroleumstilsynet, 2010f).

Det finns händelser som är mycket svåra eller helt omöjliga att förebygga, eftersom händelserna är svåra att identifiera eller att uppkomstmekanismerna är komplicerade att påverka. Ett exempel på en svårbedömd händelse är extrema väderförhållanden. Frekvensen av extremt väder kan vara mycket svår att bedöma och konsekvenserna som kan orsakas av extremt väder kan variera från obetydliga till total ödeläggelse av en oljeplattform. Sådana händelser kan vara svåra att hantera i ett akut skede och därför bör de behandlas organisatoriskt så att förebyggande och återhämtande åtgärder kan vidtas. Att svårbedömda händelser bör behandlas organisatoriskt kan styrkas enligt Rammeforskriften (Petroleumstilsynet, 2010e).

### 2.3.2 Fysiska barriärer [FB]

NORSOK S-001 (2008) beskriver flera olika skyddssystem som ska skydda oljeplattformen mot bland annat kolväteläckage. I detta avsnitt beskrivs de system som i denna rapport definieras som fysiska barriärer. Fysiska barriärer kan till exempel vara säkerhetsventiler, brandgasventilation och användargränssnitt. Samtliga skyddsystemsbeskrivningar baseras på riktlinjer i NORSOK S-001 (2008), se *kapitel 3 Lagar*. Varje skyddsystems uppgift beskrivs kortfattat i detta avsnitt, mer detaljerade analyser av dessa skyddssystem utförs i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* och *appendix D Systemsårbarhet*. De förkortningar som används för de olika skyddssystemen redovisas i *Tabell 2.1*.

Tabell 2.1; Generella skyddssystem på en norsk oljeplattform (skyddssystemen är översatta till svenska).

Skyddssystem	Förkortning
Brandbekämpningssystem	[BBS]
Branddetekteringssystem	[BDS]
Kollisionsbarriär	[KB]
Gasdetekteringssystem	[GDS]
Gränssnitt mellan människa och maskin	[GMM]
Inneslutning	[IS]
Layout	[LA]
Marina system och positionssystem	[MS]
Naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering	[NV]
Nödavstängningssystem	[NASS]
Nödströms- och belysningsystem	[NSBS]
Offentliga adresser, larm- och kommunikationssystem	[OA]
Passivt brandskydd	[PBSK]
Processsäkerhetssystem	[PSS]
Strukturell integritet	[SI]
Säkerhet och säkerhetsutrustning	[SU]
Tryckminsknings-, facklings- och ventilationssystem	[TMS]
Säkerhetssystemet för kontroll av tändkällor	[SKT]
Utrymning	[U]

### 2.3.2.1 Brandbekämpningssystem [BBS]

Brandbekämpningssystemets uppgifter är att skapa förutsättningar för snabb och pålitlig bekämpning av bränder, samt att mildra konsekvenserna av en eventuell explosion. De brandbekämpningssystem som kan finnas på en oljeplattform är sprinkleranläggningar, skumaggregat, anordningar för brandbekämpning med vattendimma, förutlösningssystem med flera.

### 2.3.2.2 Branddetekteringssystem [BDS]

Branddetektionssystemets uppgifter är att detektera bränder, varna personal, initiera automatiska skyddssystem samt att förvarna de skyddsanordningssystem som ska initieras manuellt. Syftet med detektionssystemet är att minska konsekvenserna av en brand genom att detektera en brand i ett tidigt skede och därmed snabbt varna omgivningen och aktivera olika skyddssystem.

### 2.3.2.3 Gasdetekteringssystem [GDS]

Gasdetekteringssystemets uppgifter är att varna personal, initiera automatiska skyddssystem samt att förvarna de skyddsanordningssystem som ska initieras manuellt. Syftet med detektionssystemet är att minska sannolikheten för att en explosion eller en brandolycka ska kunna uppstå, genom att detektera ett eventuellt gasutsläpp i ett tidigt skede och därmed snabbt varna omgivningen och aktivera andra skyddssystem.

### 2.3.2.4 Gränssnittet mellan människa och maskin [GMM]

Gränssnittet mellan människa och maskin ska utföras så att information är lättförståelig samt så att interaktioner med operatör underlättas.

### 2.3.2.5 Inneslutning [IS]

Den inneslutande funktionen ska hindra utsläpp av kolväten, kemikalier och giftiga gaser från processutrustning.

### 2.3.2.6 Kollisionsbarriären [KB]

Kollisionsvarningssystem ska minska risken för farkoster ska kunna kollidera med en oljeplattform. Övervakningssystem kan upptäcka ett fartyg på kollisionskurs vanligtvis med en radie inom 50 minuter. Säkerhetszonen är ett område runt om offshore-enheten som enbart arbetande personal har tillträde till.

### 2.3.2.7 Layout [LA]

Layouten på en anläggning ska utformas så att sannolikheten och konsekvensen för olyckor reduceras genom placering, separering och riktning av konstruktioner, utrustning och funktioner. Detta system kan utgöra ett mål och riktlinjer för alla de andra skyddssystemen.

### 2.3.2.8 Marina system och positionssystem [MS]

Säkerhetsupphållande marina system är viktiga för att den totala säkerheten på en flytande anläggning. Systemen ska innehålla följande funktioner:

- Barlastsystem som ska upprätthålla kontrollen av den flytande offshoreanläggningen. Detta under såväl rutinmässiga operationer som krissituationer, i form av stabilitet, position och motverkande av skrovpåkänningar.
- Länspumpningssystem som ska kunna dränera vattentäta delområden.
- Väder- och vattentätningssystem som ska kunna stänga dörrar och luckor för att bibehålla säkra driftförhållanden under extrema väderförhållanden.

### 2.3.2.9 Naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering [NV]

NV:s funktion är att ur säkerhetssynpunkt via ventilation åstadkomma följande:

- Spä ut gaskoncentrationer och minska storleken på ett eventuellt brandgasmoln.
- Spä ut skadliga koncentrationer av rök och andra giftiga gaser.
- Förhindra inträngning av rök eller gas i känsliga utrymmen.
- Säkerställa en god arbetsmiljö för personal och utrustning.

### 2.3.2.10 Nödavstängningssystem [NASS]

NASS uppgift är att förhindra en eskalation av en eventuell olycksituation genom att stänga av områden som innehåller kolväten, som är påverkade av en brand eller ett kolväteutsläpp. Avstängningen innefattar såväl hydrauliska som elektriska system.

### 2.3.2.11 Nödströms- och belysningsystem [NSBS]

Funktionen med nödström är att åstadkomma följande:

- Nödström till kritiska komponenter om den centrala nätspänningen sviktar eller försvinner.
- NSBS ska kunna bibehålla sin funktion under en signifikant tid, under eller efter en allvarlig incident.

Funktionen med nödbelysning är att ge tillräcklig belysning så att utrymning kan ske säkert.

### 2.3.2.12 Offentliga adresser, larm- och kommunikationssystem [OA]

Larm- och kommunikationssystem ska varna och vägleda personalen så snabbt som möjligt i händelse av en farlig situation. Detta system är även organisatoriskt då det i kommunikationssystemet ingår handlingsplaner. Handlingsplanerna exempelvis innehålla vilka personer som ska kontaktas vid en krissituation. Det upprättas även en kommunikationscentral vid allvarliga tillbud.

### 2.3.2.13 Passivt brandskydd [PBSK]

Passivt brandskydd ska säkerställa att relevanta strukturer och utrustning har en tillräcklig hög brandsäkerhet, med avseende på lastbärande egenskaper, integritet och isolering för ett dimensionerande brandscenario. Det passiva brandskyddet ska motverka spridning av brand och explosion till angränsande konstruktioner eller utrymmen.

### 2.3.2.14 Processäkerhet [PSS]

Processäkerhet innefattar processavstängningsfunktioner samt lokal säkerhetsutrustning. Processäkerheten ska även kunna fungera vid onormala driftförhållanden, för att förhindra eventuella kolväteläckage. Åtgärder som processäkerhetssystemet utför innefattar bland annat:

- Stoppa kolväteflöde.
- Stänga av processutrustning och övrig funktionell utrustning.
- Tryckavlasta system som indirekt berörs av olyckan.

### 2.3.2.15 Strukturell integritet [SI]

Den bärande strukturen ska utformas så att konstruktionen kan motstå olika belastningsförhållanden under normal drift. Konstruktionen ska även stå emot belastning för den dimensionerad olyckshändelse, läs mer i *avsnitt 2.3.3 Dimensioning accidental load [DAL]*.

### 2.3.2.16 Säkerhet och säkerhetsutrustning [SU]

Begreppet säkerhet innefattar delvis att all personal ska veta vilka rutiner som gäller vid en nödsituation. Syftet med systemet för säkerhetsutrustning är att ge personal lämplig och tillräcklig skyddsutrustning för att kunna utföra räddningsuppdrag av personal i fara. Säkerhetsutrustningen ska även underlätta för personal att nå utrymningsplatser och även underlätta livräddning från havet..

### 2.3.2.17 Säkerhetssystemet för kontroll av tändkällor [SKT]

Säkerhetssystemet för kontroll av tändkällors funktion är att minimera risken för att antändning av ett kolväteläckage eller andra brännbara gaser sker. Systemets primära uppgift är att vara en elektrisk isolator. Elektrisk isolering definieras som en urkoppling av ström från elcentralens matarkabel vilket innebär att den centrala strömmen bryts. Därmed minskar risken för uppkomst av elektriska gnistor.

### 2.3.2.18 Tryckminskningssystem, facklings- och ventilationssystem [TMS]

Uppgiften med tryckminsknings-, facklings- och ventilationssystemet är att vid en nödsituation:

- Minska trycket för den lokala processutrustningen och därmed minska risken för bristning och eskalation av olycksförloppet.
- Minska graden av läckage och läckagets varaktighet.
- Leda ut farliga gaser till säker plats där gaserna kan förbrännas eller ventileras ut.

### 2.3.2.19 Utrymning [U]

Utrymning innebär delvis att det ska finnas säkra utrymningsvägar för personalen vid en nödsituation. Utrymningsvägarna innefattar även transportsträckan fram till oljeplattformens utrymningsplatser. Utrymningsplatserna på en oljeplattform är helikopterplatta, livbåtar, räddningsfartyg samt andra anläggningar som är länkade till den oljeplattform och utrymningen sker via broar. Det finns evakueringsystem och en organisation som ska säkerhetsställa isättning av livbåtar, samt övervaka evakueringen.

En utredning om skyddssystemens sårbarhet och robusthet utförs i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*.

### 2.3.3 Dimensioning accidental load [DAL]

Enligt norsk lag (NORSOK\_Z-013, 2001) ska varje del eller sektion på offshore-konstruktionen ha definierade tolerabla skador och krav på funktionalitet, så att kriterierna för dimensionering är entydiga. Detta innebär att utrustning och konstruktioner på en oljeplattform ska dimensioneras efter en olycksbelastning [DAL] som är större än normalbelastningen. Vilken DAL som ska användas för en komponent beräknas för varje specifikt fall. Det som ska beaktas är:

- Utrustningen ska finnas på plats, men en del av utrustningen får vara skadad och inte fungera. Till exempel får mindre rör och kablar förstöras förutsatt att funktionen uppehålls. Detta kan vara relevant för exempelvis elektriska motorer och mekanisk utrustning.
- Utrustningen måste upprätthålla sin funktion vilket innebär att mindre skador kan godtas under förutsättning att den planerade funktionen bibehålls. Detta kan vara relevant för varningssystem, facklingssystem, utrymningsvägar och bärande konstruktioner.
- Utrustningen måste vara gastät. Detta kan vara relevant för utrustning som innehåller kolväten.

Vid beräkningar av DAL tas även i beaktning att skyddsåtgärdernas kostnader ej vida får överstiga nyttan med åtgärden.

## 2.4 Externa installationer

Det är inte längre lönsamt att producera lika många nya oljeplattformar som det gjordes under 1980-talet, trots att efterfrågan av kolväten ständigt ökar (OECD/IEA, 2010). Istället kan offshore-företag vara tvungna att kontinuerligt förbättra och effektivisera befintliga oljeplattformar för att bibehålla sin lönsamhet och konkurrenskraft mot andra offshore-företag. Ett sätt att effektivisera oljeplattformar, är att ersätta äldre utrustning med en modernare och mer effektiv utrustning. Dessutom kan befintlig utrustning kompletteras med ytterligare utrustning, för att öka kapaciteten i produktionen (Andersen & Lindholm, 2008).

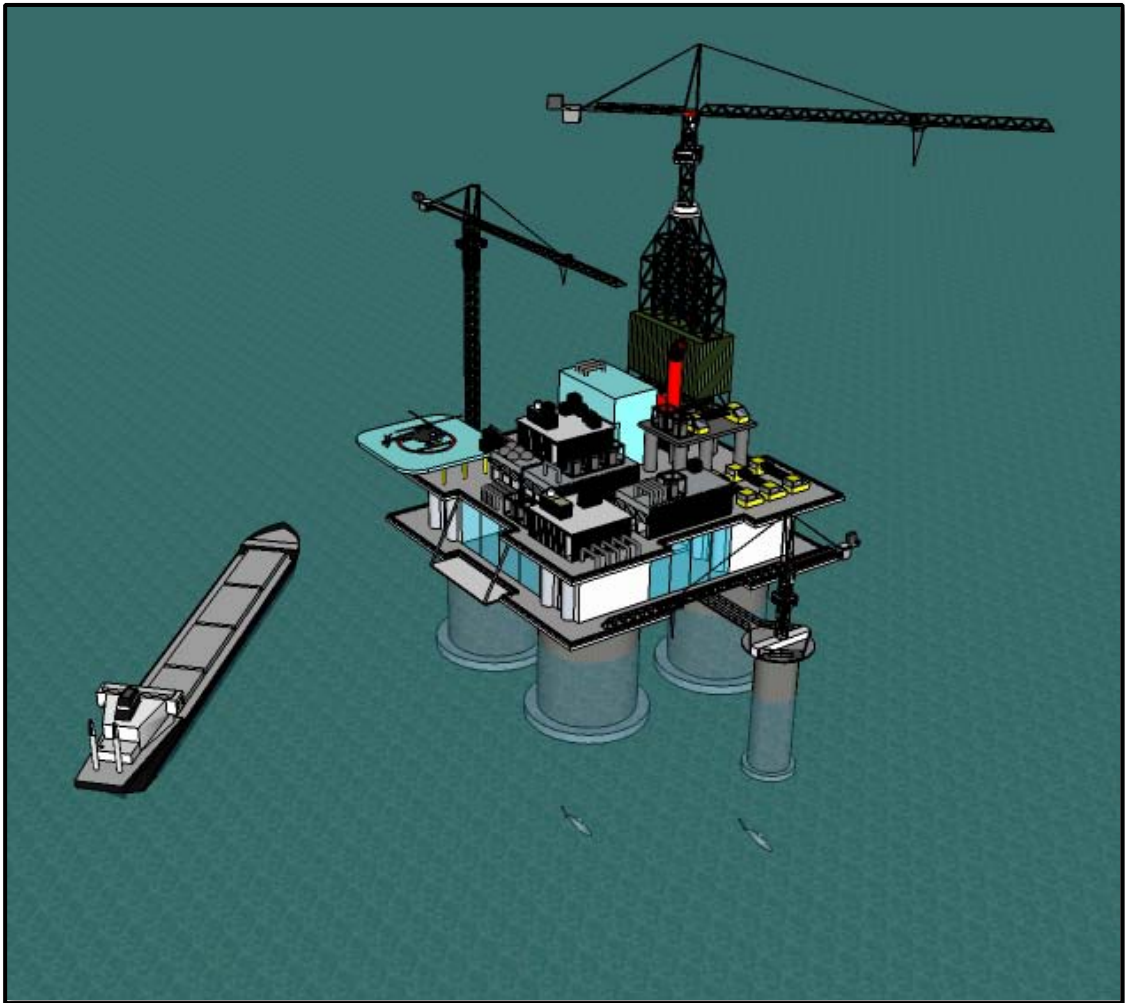
Då en oljeplattform designas och konstrueras vill producenten minska kostnaden för produktionen till ett minimum. Detta kan utformas genom att minska antalet tomma ytor på oljeplattformen så långt som är praktiskt möjligt, och därmed minska oljeplattformens storlek vilket leder till en mindre materialåtgång för konstruktionen. Även om tomma ytor kan ingå i designen, i syfte att möjliggöra framtida utökningar av exempelvis processutrustningen, så kan de tomma ytorna förbrukas om ny utrustning installeras kontinuerligt se *Figur 2.3*. Därmed försvinner även möjligheten för ytterligare utökningar. Det finns krav på hur processutrustning exempelvis extern installation, får placeras i förhållande till personalens levnadsutrymmen (Petroleumstilsynet, 2010e). Dessa krav kan minska placeringsmöjligheterna för en extern installation, beroende på installationens uppgift och syfte.

Ett sätt att frigöra mer yta och därmed lösa problemet är att konstruera så kallade externa installationer. En extern installation är en tillbyggnad som placerats utanför oljeplattformens ursprungliga konstruktion och har tillkommit i efterhand. Den externa installationens bärande konstruktion ska bestå av ett obrännbart material (Petroleumstilsynet, 2010e), enligt Juvik et al<sup>7</sup> är det vanligt att det obrännbara materialet är exempelvis stål. Utförandet av externa installationer varierar beroende på vilken funktion installationen eller utrustningen på installationen har. Utförandet kan även variera beroende hur den befintliga konstruktionen är utformad. Följaktligen kan en extern installation kraftig variera i utformning och funktion, därför utförs förenklingar av den externa installationen. Ändamålet med dessa förenklingar är att de ska efterlikna verkliga förhållanden som är praktiskt möjliga, utan att förbigå någon viktig företeelse ur ett riskperspektiv. Förenklingarna bygger till stor del på faroidentifiering, se *avsnitt 5.2 Faroidentifiering*, samt genomgången av befintliga skyddssystem, se *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*. Följande antaganden görs angående en extern installations konstruktion:

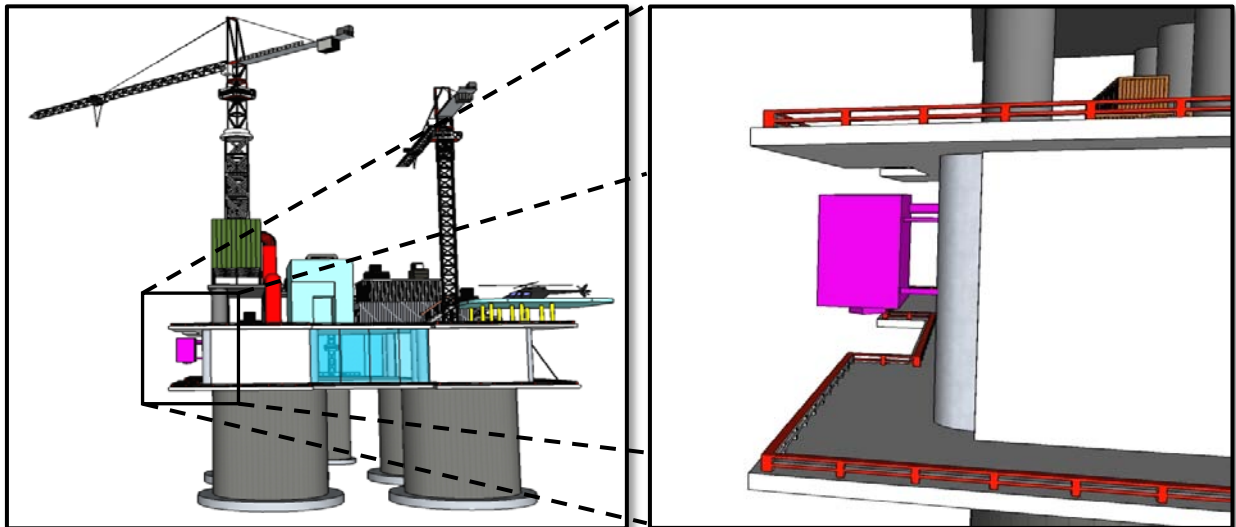
---

<sup>7</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

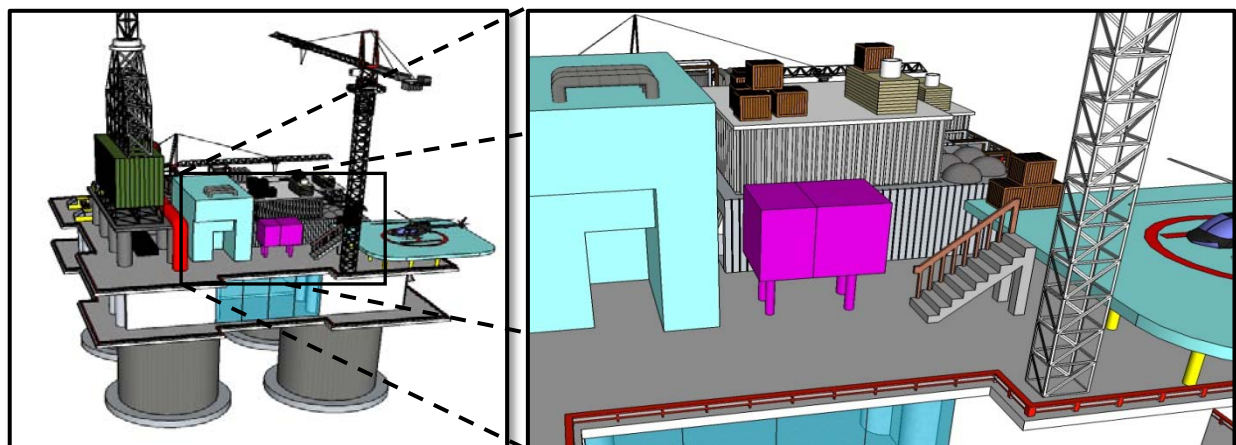
- Konstruktionen är utförd i stål, fästningsanordningar består av stål.
- Brännbart material kan finnas i eller på konstruktionen.
- Konstruktionen kan innehålla processutrustning.
- Konstruktionen kan sträcka sig över flera plan, se *Figur 2.6*
- Konstruktionen kan fästas på oljeplattformen på följande sätt:
  - Vilandes direkt mot ett plan på oljeplattformen, se *Figur 2.5*
  - Vilandes på ben direkt mot ett plan på oljeplattformen samt infästningar i plattformens vägg/väggar, se *Figur 2.5*
  - Vilandes på infästningar i plattformens vägg hängandes i luften, se *Figur 2.4*



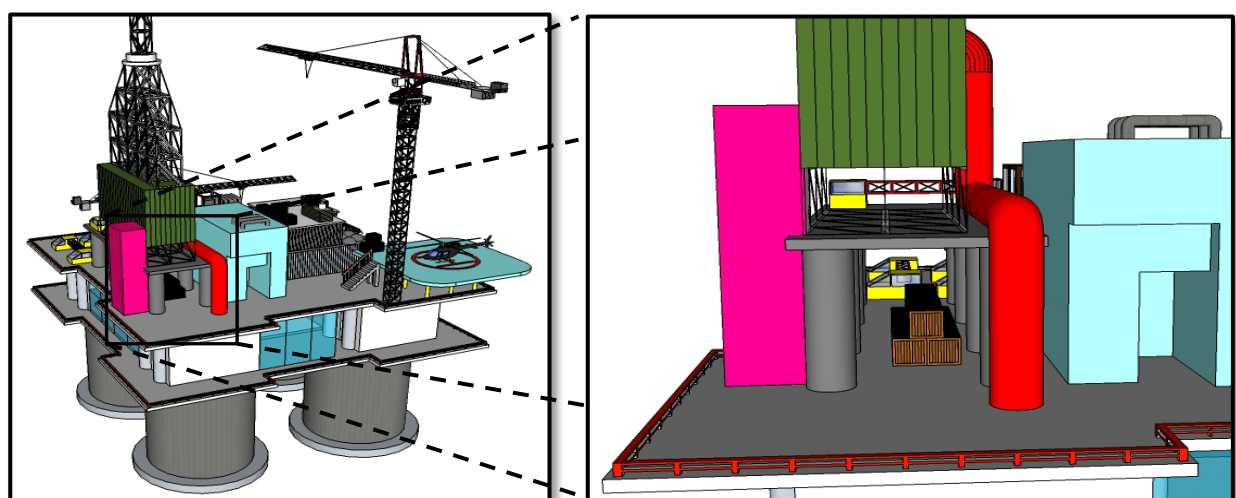
Figur 2.3; Exempel på en oljeplattform.



Figur 2.4; Illustration av att en extern installation monteras hängande på sidan på en oljeplattform.

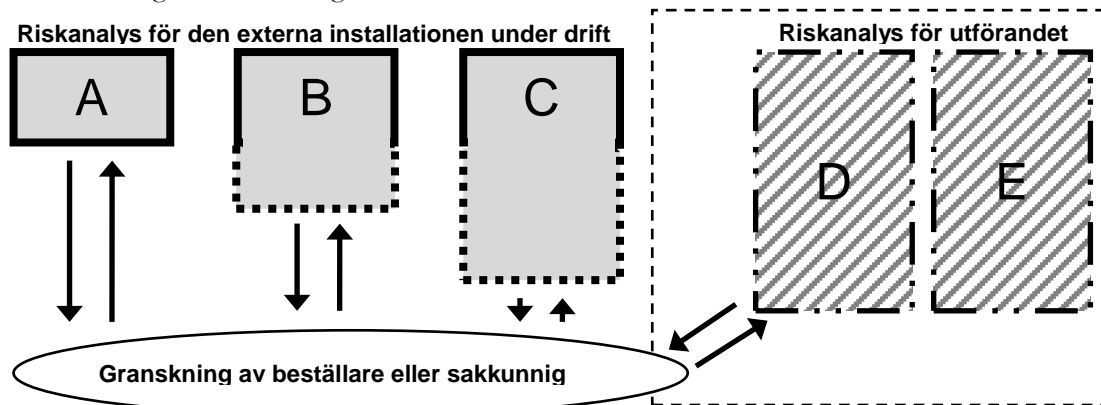


Figur 2.5; Illustration av att en extern installation monteras stående på plattformen.



Figur 2.6; Illustration av att en extern installation monteras längsgående mellan flera plan.

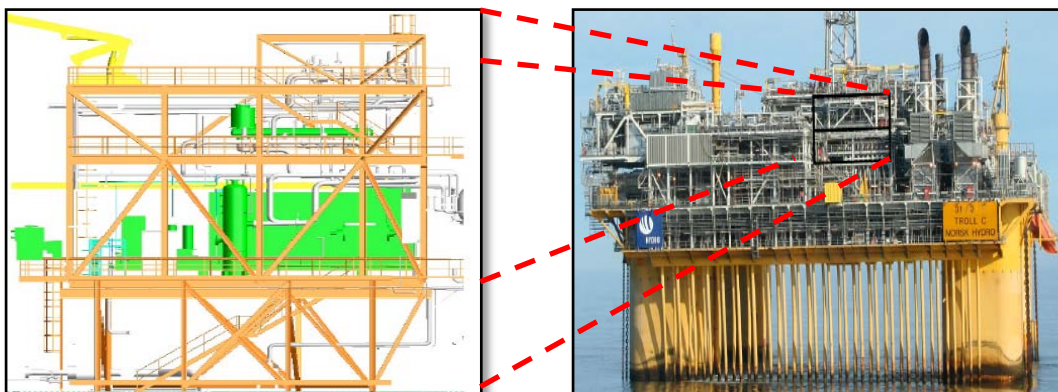
När en extern installation ska monteras utförs en utredning om installationen är lämplig eller inte. Juvik et al<sup>8</sup> påpekar att denna riskbedömningsprocess utförs i tre nivåer, A-nivån, B-nivån och C-nivån. A-nivån är en övergripande analys för vilken nytta och kostnad en extern installation medför, det är i denna nivå som lämpligheten bedöms. Om en extern installation bedöms som lämplig fortsätter utredningen med B-nivån. B-nivån inriktar sig mer på den specifika plats där den externa installationen ska monteras och här undersöks mer lokala betingelser. För varje nivå blir analysen mer kvantitativ. Följaktligen har C-nivån en hög detaljeringsgrad på riskanalysen som utförs för den externa installationen. När varje nivå är klar, skickas utredning vidare för granskning till beställaren eller en oberoende sakkunnig. Även om det i A-nivån bedöms att den externa installationen är lämplig kan projektet avbrytas i de senare nivåerna. I *Figur 2.7* illustreras storleken och tiden för varje nivå. De två sista stegen är undersökning för utformning och installationsfasen av den externa installationen.



*Figur 2.7; Schematisk bild över hur riskbedömningsprocessen fungerar för en extern installation, där storleken på varje steg illustrerar omfattningen och detaljeringsnivån på riskanalysen. Analysstegen D och E i den streckade rutan bearbetas inte i denna rapport.*

#### 2.4.1 Extern installation på norska oljeplattformen Troll C

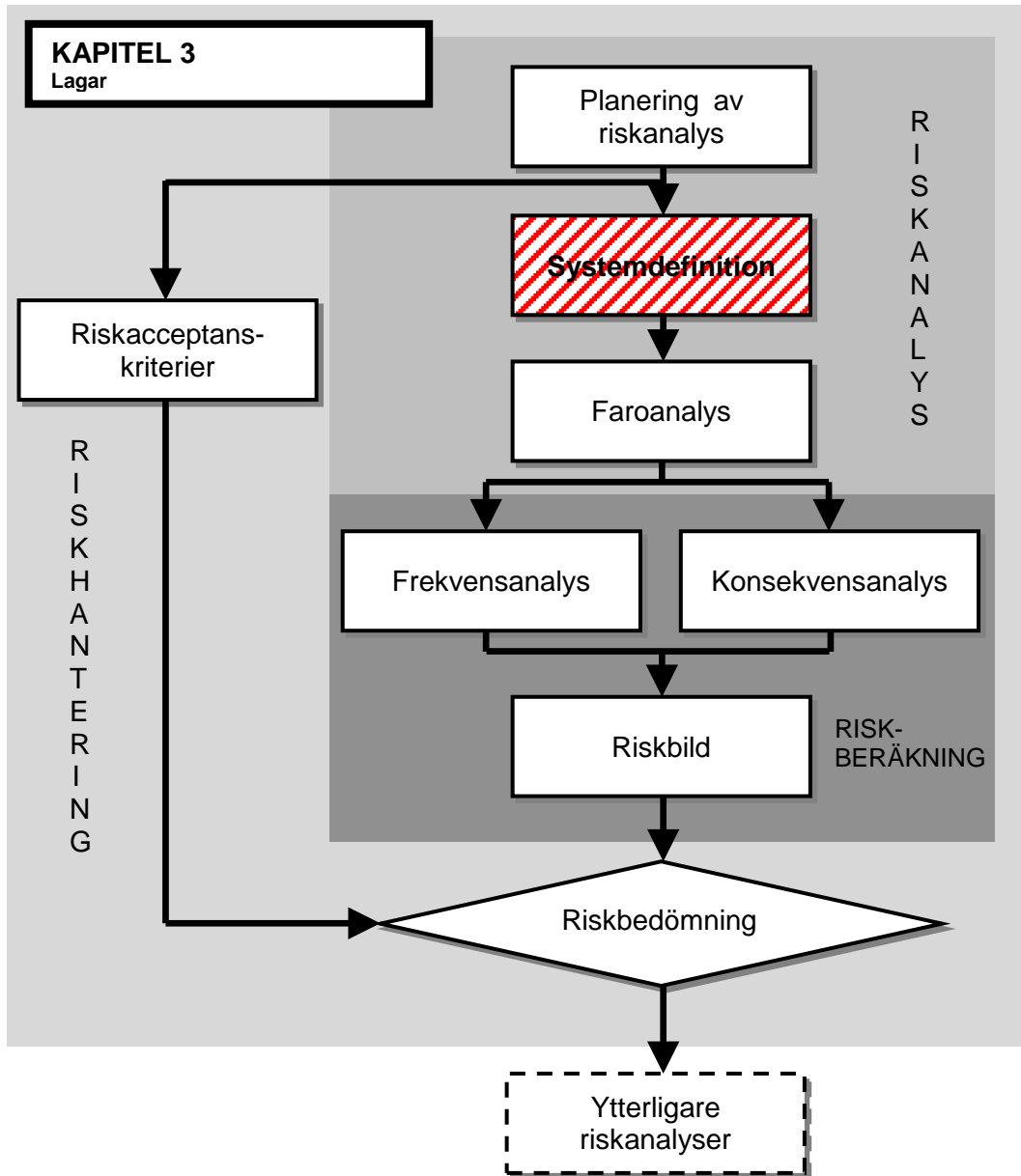
Troll C är en oljeplattform som producerar olja på det norska Trollfältet i Nordsjön. Detta oljefält börjar bli utarmat, vilket medför att trycket inuti fältet sjunker. När trycket sjunker i ett oljefält krävs det en större pumpkapacitet för att utvinna och transportera upp oljan till oljeplattformen. Följaktligen måste oljeplattformens uppumpningsförmåga effektiviseras för att produktionskapaciteten ska kunna upprätthållas. Likaså måste processutrustning anpassas för att arbeta under lägre tryck, denna installation kallas för LPP. På Troll C utförs denna effektivisering, med hjälp av en efterinstallation som kan utvinna olja från det låga trycket i fältet. En efterinstallation kan låta som ett litet ingrepp i den befintliga konstruktionen, men den externa installationen i fråga är 16,3 x 10,0 x 11,0 meter och är stående på balkar som är 6,5 meter höga se *Figur 2.8*. Installationen väger totalt cirka 630 ton. Den totala kostnaden för installation är cirka 500 miljoner NOK (Andersen & Lindholm, 2008).



*Figur 2.8; T.v. Extern installation [LPP] på norska oljeplattformen Troll C, t.h. installationens placering på oljeplattformen (Andersen & Lindholm, 2008).*

<sup>8</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13





Figur 1:2c; Arbetsmetodik för kapitel 3.

## 3 Lagar

Det finns lagar och regelverk angående petroleumverksamheternas säkerhet. Dessa regelverk är oftast utfärdade av både nationella och internationella myndigheter. Avsikten med detta kapitel är att ge läsaren en övergripande bild av de regelverk som styr en offshore-placerad petroleumverksamhet. I detta kapitel beskrivs även vilka lagar och direktiv som styr dessa regelverk.

Offshore-verksamhet på den norska kontinentalsockeln kan både ske på territoriellt och internationellt vatten. På territoriellt vatten gäller norsk lag och på internationellt vatten gäller lagar enligt de rådande FN-direktiv som Norge via konventioner har anslutit sig till (United\_Nations, 2005). För att säkerställa en godtagbar nivå på säkerheten för offshore-verksamheter på internationellt vatten har FN arbetat fram ett flertal direktiv (UNCLOS, 2010). Exempel på direktiv från FN som styr offshore-verksamhet är UNCLOS (United Nations Convention on the Law of the Sea) samt SOLAS (International Convention for the Safety of Life at Sea).

Inom den norska lagsamlingen finns flera lagar som berör offshore-verksamhet inom olje- och gasindustrin. De tre lagar som är viktigast för denna rapport är Petroleumsloven, Arbeidsmiljøloven samt Brann- og eksplosjonsvernloven (Petroleumstilsynet, 2010d). Utifrån den lagstiftning som berör hälsa, miljö och säkerhet har Petroleumstilsynet i samarbete med Statens Forurensningstilsyn och Sosial- og Helsedirektoratet utgivit fem föreskrifter som styr verksamheter på den norska kontinentalsockeln (Petroleumstilsynet, 2010a). Dessa fem föreskrifter presenteras kortfattat nedan.

- *Rammeforskriften*
- *Styrningsforskriften*
- *Innretningsforskriften*
- *Opplysningsforskriften*
- *Aktivitetsforskriften*

### 3.1 Rammeforskriften

Rammeforskriftens syfte är att förebygga risker som kan påverka hälsa, miljö och säkerhet inom petroleumverksamheten. Detta förebyggande arbete ska ske via kontinuerlig utveckling och systematiska åtgärder. Föreskriften är riktad mot den person eller organisation, som har det rättsliga ansvaret för ledningen av den dagliga petroleumverksamheten. Föreskriften fastställer även ramar för de krav som ledningsarbetet ska uppfylla. Exempel på områden som tas upp i Rammeforskriften är styrning och utformning av anläggningar samt krav på säkerhetszoner. Baserat på Rammeforskriften har ytterligare fyra föreskrifter författats. Dessa föreskrifter är *Styrningsforskriften*, *Innretningsforskriften*, *Opplysningsforskriften* och *Aktivitetsforskriften*, och de beskriver olika riktlinjer och krav mer i detalj än vad Rammeforskriften framhäver (Petroleumstilsynet, 2010e).

#### 3.1.1 Styrningsforskriften

I Styrningsforskriften definieras och utvecklas de krav på styrning som ställs på den ansvariga för ledningen av den dagliga petroleumverksamheten. Kraven innefattar bland annat hur och i vilken omfattning riskreduktion ska ske vid tekniska, operationella och organisatoriska lösningar. I föreskriften definieras även krav på beslutstagande, riskanalyser och resurser för riskreduktion (Petroleumstilsynet, 2010h).

#### 3.1.2 Innretningsforskriften

Innretningsforskriften inriktar sig främst på den fysiska aspekten av en anläggning. Föreskriften beskriver bland annat krav på materialval, fysisk utformning och brandtekniska installationer. Exempel på brandtekniska installationer som innehar krav är detektionssystem, brandtekniskt avskiljande element samt utrustning för brandbekämpning (Petroleumstilsynet, 2010c).

### 3.1.3 Övriga föreskrifter

Utöver de tre ovan nämnda föreskrifterna finns även Opplysningsföreskriften samt Aktivitetsföreskriften. Opplysningsföreskriften behandlar främst krav på tillstånd, anmälningsplikt samt dokumentation av verksamheten. Aktivitetsföreskriften omfattar främst den dagliga aktiviteten på en anläggning som utför petroleumverksamhet och bygger främst på Arbetsmiljøloven. Även utsläpp till yttre miljö behandlas i denna föreskrift (Petroleumstilsynet, 2010a).

Utifrån dessa fem föreskrifter har regelverk och standarder utvecklats av bland andra Oljeindustriens Landsforening (OLF), Norsk Industri och International Organization for Standardization (ISO). Standarderna är mer detaljstyrande än föreskrifterna och därför finns det flera standarder för flera olika områden (Petroleumstilsynet, 2010g). Det finns standarder som behandlar säkerhet och riskhantering i ett generellt sammanhang. Dessa standarder är NORSOK S-001 och ISO 13702, och de bedöms vara viktiga för denna rapport.

## 3.2 NORSOK S-001 och ISO 13702

NORSOK S-001 beskriver principerna och kraven för att utveckla ett skyddssystem på offshore-anläggningar. Tillsammans med ISO 13702 definierar NORSOK S-001 hur teknik och riskhantering ska implementeras i petroleumverksamheten, för att en acceptabel nivå på säkerheten ska uppnås. I NORSOK S-001 definieras bland annat funktionssyftet, funktionskraven och nödvändiga delkomponenter för olika funktioner, till exempel layout, byggnadsintegritet, processsäkerhet med flera (NORSOK\_S-001, 2008).

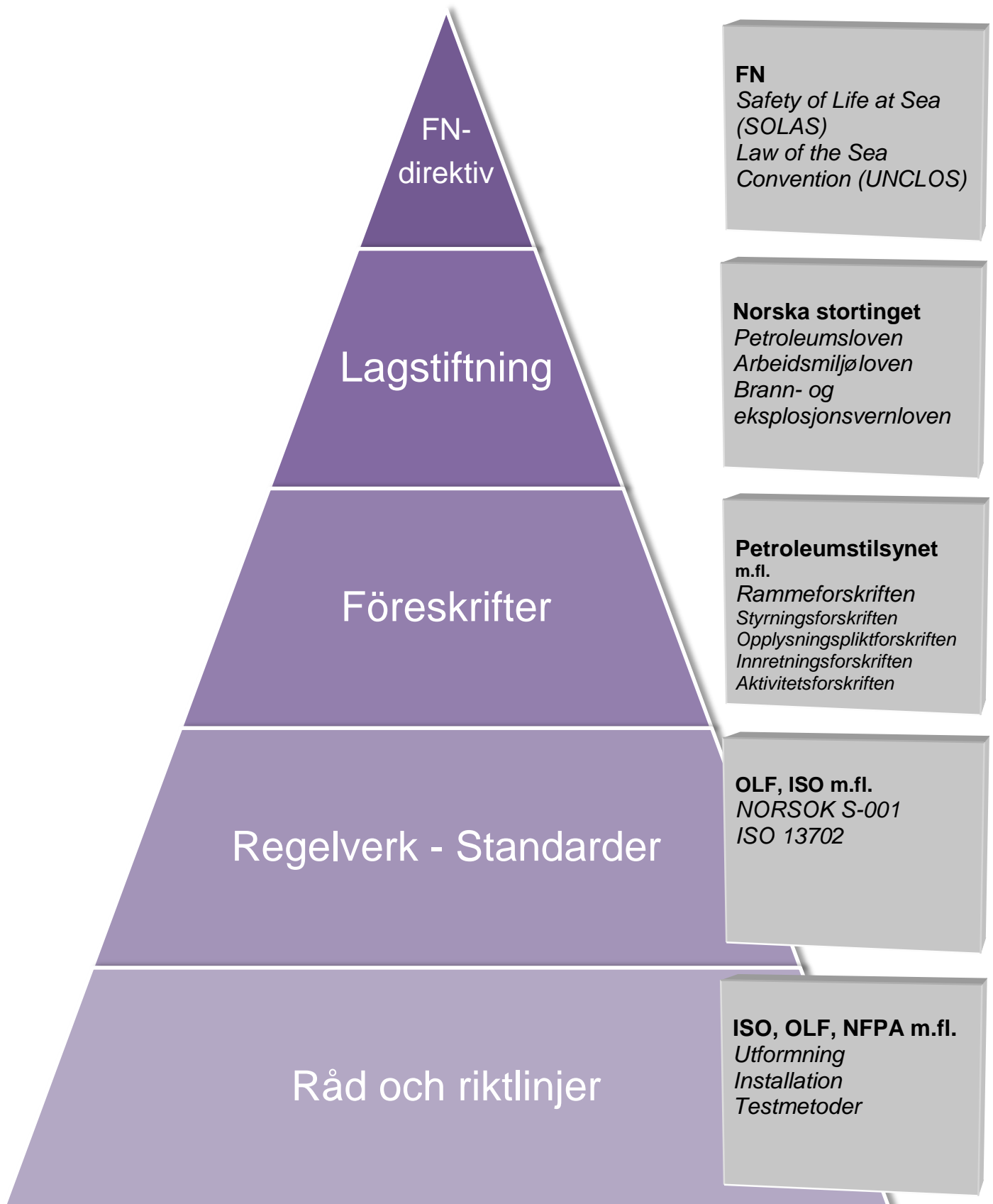
### 3.2.1 Råd och riktlinjer

NORSOK S-001 hänvisar till olika normativa standarder. Dessa standarder anger i en detaljerad nivå riktlinjer för hur utformning och installation bör utföras för olika komponenter i ett system. Dessutom hänvisar NORSOK S-001 till ett antal informativa dokument, som kan användas som ytterligare stöd vid utformningen av ett system i en petroleumanläggning.

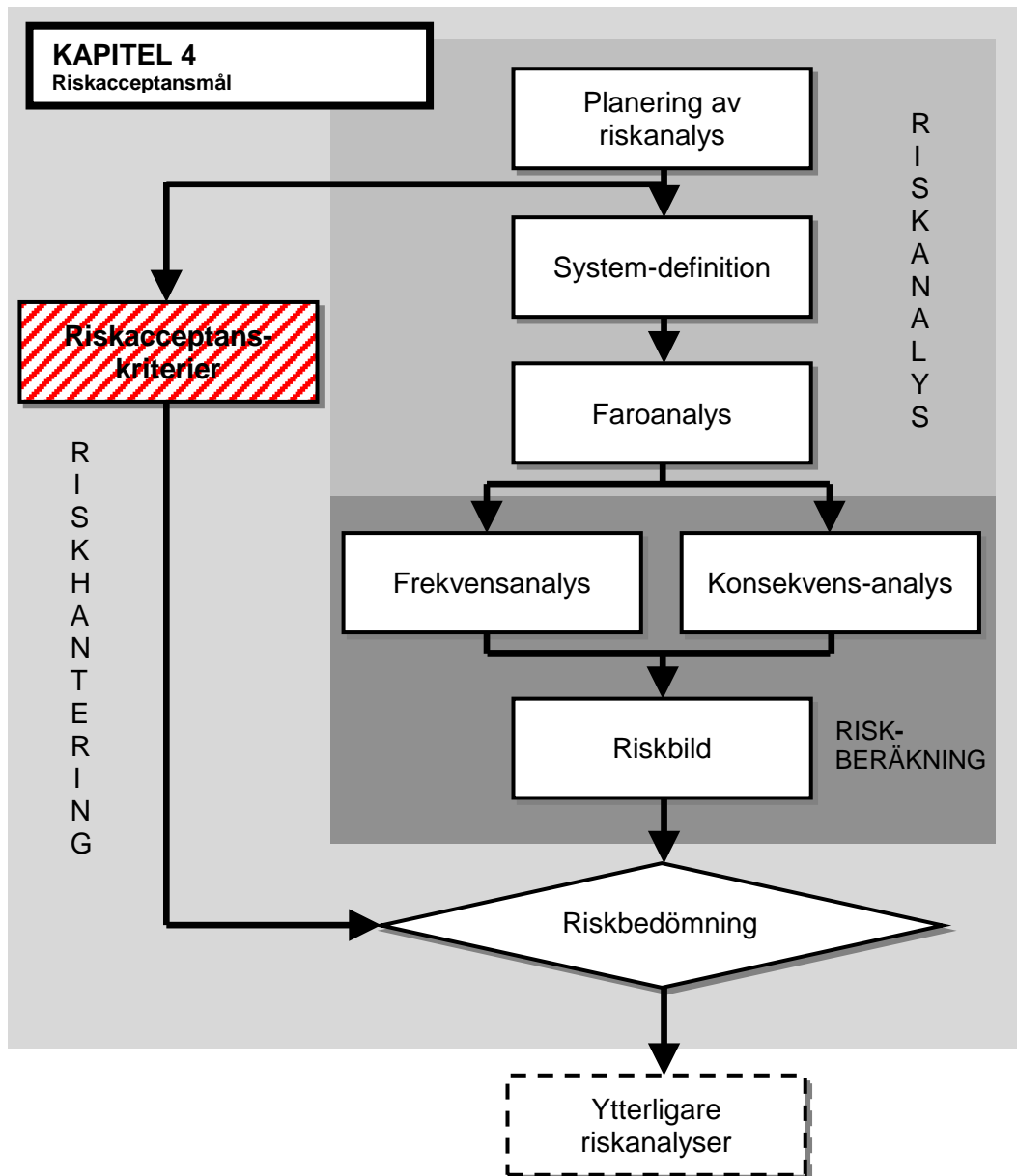
De ovan nämnda dokumenten har en klar hierarkisk ordning, se *Figur 3.1*. Den hierarkiska ordningen medför att en lag ej får bryta mot ett FN-direktiv, en föreskrift ej får bryta mot en lag eller ett FN direktiv och så vidare.

## 3.3 Internationella avtal, MOU

Utöver FN-direktiv och nationella styrande dokument finns även internationella avtal mellan Norge och andra länder. Avtalen är så kallade MOU:er (Memorandum of Understanding) och reglerar samarbetet mellan Petroleumstilsynet och relevanta säkerhetsmyndigheter i de respektive länderna. MOU:erna används i norsk verksamhetsstyrning, till stor del för att möjliggöra en fördelning av tillsynsansvaret för aktörer som ansvarar för transportsystemen för hydrokarbonater i Norge och andra länder (Petroleumstilsynet, 2010d).



Figur 3.1; Hierarkisk ordning av styrande dokument gällande petroleumverksamhet offshore. Fet text anger ansvarig utgivare, kursiv text anger exempel på dokument.



Figur 1:2d; Arbetsmetodik för kapitel 4.

## 4 Riskacceptansmål

Ändamålet med detta kapitel är att formulera rapportens riskacceptansmål [RAM]. Huvudsyftet med att formulera RAM är att tydliggöra mot vilka kriterier olika konstruktioner jämförs, då riskbedömningen utförs i *kapitel 8 Riskbedömning*. RAM ska ses som målsättningar som externa installationer ska sträva mot att uppfylla, för att bidra med en så låg risk som praktiskt möjligt till en oljeplattform.

Begreppet RAM kan ses som en, för denna rapport, omformulering av begreppet riskacceptanskriterium [RAC]. RAC ska finnas för varje oljeplattform och kan vara kvalitativa eller kvantitativa (NORSOK\_Z-013, 2001). Definitionen av RAC som används i denna rapport är:

*Criteria that are used to express a risk level that is considered tolerable for the activity in question, sida 7 (NORSOK\_Z-013, 2001).*

Vid val av RAC ska följande beaktas (NORSOK\_Z-013, 2001):

- RAC bör vara lämpliga för beslutstagande gällande riskreducerande åtgärder.
- RAC bör vara lämpliga för kommunikation.
- RAC bör vara otvetydiga så de inte fodrar utförliga förklaringar.

Då målet med denna rapport är att bedöma riskbidraget från en extern installation och då bedömningen ska vara giltig för oljeplattformar i allmänhet, bör RAM uttryckas i kvalitativa termer eftersom kvantifiering enbart är lämpligt vid enskilda företeelser. Hur stort riskbidraget från en extern installation är bör bero på såväl utformningen av installationen samt layouten på den enskilda oljeplattformen. Vad som är ett tolerabelt riskbidrag styrs även av hur stor den totala risken på en enskild oljeplattform är före installationens tillkomst. Kvantitativa RAM kan därför inte vara giltiga för oljeplattformar i allmänhet. Istället bedöms olika typer av utföranden av externa installationer efter de krav och riskreduktionsprinciper som nämns i författningar och standarder rörande oljeplattformar, se *kapitel 3 Lagar*.

Principer för riskreduktion fastställs i 9 § Rammeforskriften. Paragrafen beskriver hur risken på en anläggning ska reduceras, så att den understiger minst den interna RAC. Vid reduktion av risk ska den tekniska, operationella eller organisatoriska lösning som ger mest minskning av skadepotential nu och i framtiden väljas. Lösningens kostnad ska dock inte överstiga nyttan (Petroleumstilsynet, 2010e).

En ytterligare riskreduktionsprincip, *inherent safety*, omnämns i NORSOK S-001 (2008). Inherent safety utgår från att riskbidraget från ett nytt objekt som introduceras, ska analyseras och motverkas i ett tidigt skede. Objektet ska vara säkert i sig självt, så att ytterligare säkerhetsfunktioner ej är nödvändiga då objektet är installerat. Denna princip är oftast mer kostnadseffektiv på längre sikt, än att komplettera säkerhetslösningar i ett senare skede (Khan & Amyotte, 2002).

Målen med riskreduktionsprinciper och inherent safety är enligt NORSOK S-001 (2008):

- Reduktion av potentiella faror.
- Reduktion av sannolikheten för oönskade händelser.
- Reduktion av inventarier och skadepotential.
- Strävan efter enkelhet och robusthet.
- Förhindra olycksförlopps eskalation.

I denna rapport kommer olika konstruktionslösningar att jämföras mot ovanstående mål, i syfte att utreda vilka konstruktionslösningar som är lämpliga och vilka som är olämpliga. Exempelvis kan placeringen av en extern installation utgöra en risk.

Utifrån ovanstående resonemang i detta kapitel konstrueras följande RAM för de riskbedömningar som utförs i denna rapport:

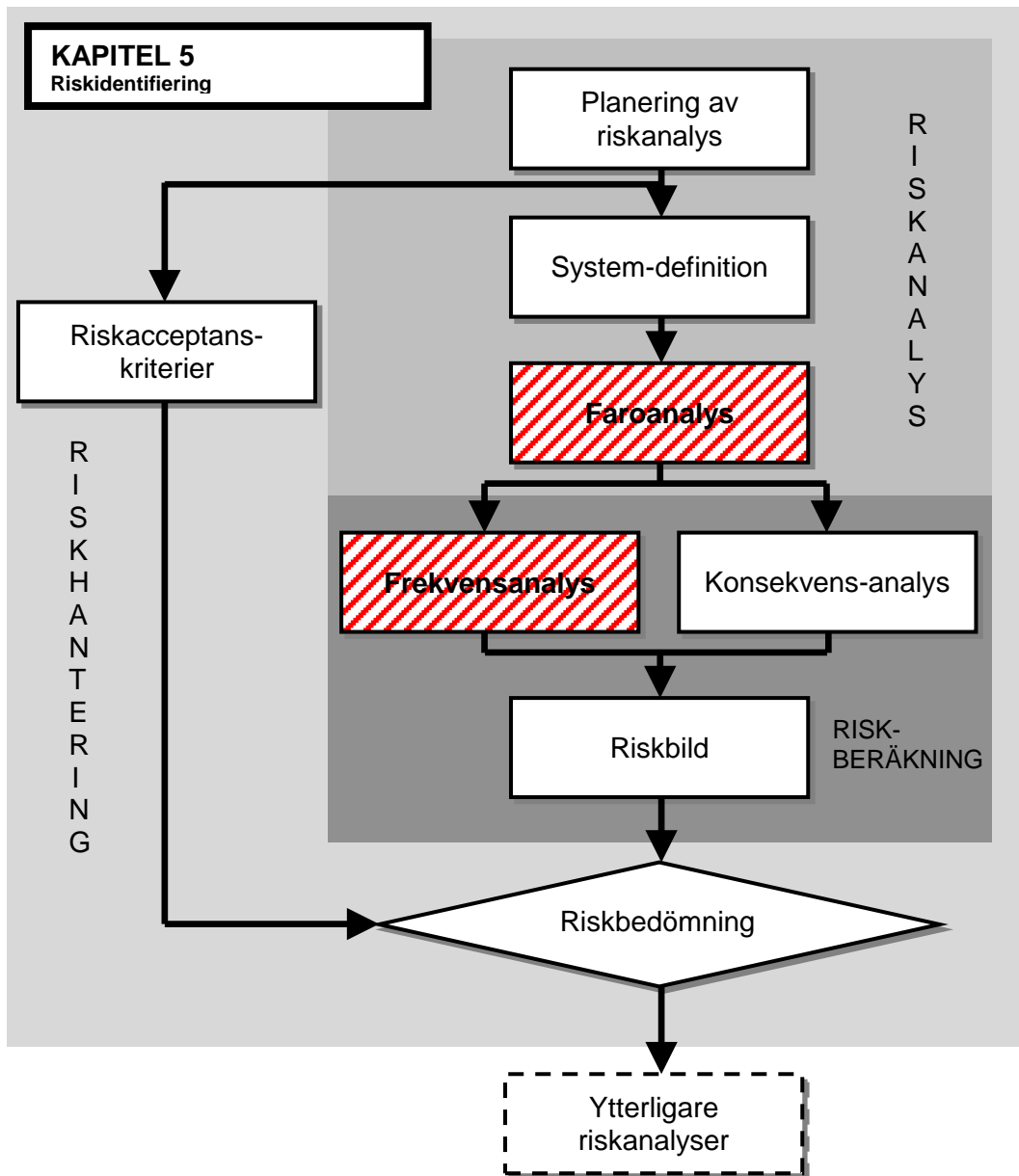
[RAM1] En extern installation ska inte påverka skyddssystem så att sannolikheten för att de ej kan uppfylla sitt syfte ökar.

[RAM2] En extern installation ska vara så säker och robust i sig själv som är praktiskt möjligt.

[RAM3] En extern installation ska ej påverka sannolikheten för en olycksförlopps eskalation.

Vid riskbedömningen kommer externa installationers påverkan på olika riskscenarier att jämföras utifrån dessa RAM, se *kapitel 5 Riskidentifiering*. Dessa scenarier är framtagna för en allmän oljeplattform och deras utfall kan variera kraftigt beroende på platsspecifika förhållanden. Intentionen med rapportens RAM är att spegla en allmän riskaspekt på vad som kan hända och bedöma detta. Därefter är det upp till varje beslutstagare att värdera resultatet mot egna krav på funktionalitet och kostnadseffektivitet.





Figur 1:2e; Arbetsmetodik för kapitel 5.

## 5 Riskidentifiering

Avsikten med detta kapitel är att identifiera händelser, som kan utgöra en fara för människors liv och anläggningens produktionskapacitet. För att följa rapportens huvudsyfte tas endast hänsyn till de händelser som kan påverkas av att en extern installation är monterad på oljeplattformen.

Inledningsvis presenteras tidigare olyckor på oljeplattformar för att påvisa olika händelseförlopp. Därefter utförs en faroidentifikation med utgångspunkt i Definition av Faro- och Ulyckssituationer [DFU] angivna av Petroleumstilsynet se *Tabell 5.1*. DFU:er som inte är relevanta för risker kring en extern installation förkastas. De DFU:er som kan påverkas av att en extern installation finns monterad på anläggningen utreds vidare och definieras som farohändelser. Därefter utförs kvalitativa analyser på möjliga orsaker till att farohändelserna inträffar samt vilka konsekvenser som kan uppstå (Vinnem, 2007b). Slutligen identifieras en initierande händelse som analyseras i *kapitel 7 Riskanalys*.

### 5.1 Exempel på tidigare oljeplattformsolyckor

Offshore-plattformar kan vara en mycket farlig arbetsplats. Mellan åren 1967 – 2009 har 57 personer omkommit och många fler skadats inom oljeproduktionen på offshore-anläggningar tillverkade i Norge (Petroleumstilsynet, 2009). I *appendix A Historiska olyckor* beskrivs flera olyckor som har inträffat. En av de största olyckorna är gasexplosionen på den engelska oljeplattformen Piper Alpha 1988. Denna olycka är ett exempel på hur komplext och svårt det är att förutspå risker på en oljeplattform. I Piper Alpha var händelseförloppet eskalerande och började med ett litet gasläckage som antändes. Därefter började stora delar av produktionshallen att brinna. Branden i produktionshallen spred sig och efter 20 minuter exploderade nästan hela oljeplattformen (Mannan, 2004), mer information om Piper Alpha kan läsas i *appendix A.II Piper Alpha*.

Statistiskt har antalet omkomna och skadade på norska oljeplattformar minskat med åren. Trots att risken verkar avta för svåra olyckor, kan ändå olyckor förekomma idag se *appendix A.IV Horizon* (Petroleumstilsynet, 2009). De olyckor som sker idag har fortfarande en potentiell risk att bli allvarliga olyckor. När en olycka inträffar på en oljeplattform finns det en risk att olyckan påverkar ytterligare andra delar i systemet negativt. Dessa kopplingar inom ett system kan leda till allvarliga olyckor och är ofta svåra att identifiera (Akselsson, 2008).

Ett exempel på en olycka som kunde blivit mycket allvarlig är olyckan på den norska oljeplattformen Visund år 2006. På grund av ett designfel i konstruktionen lossade en metallbit i en trycksatt ledning. På grund av det höga flödet i den trycksatta ledningen accelererade metallbiten till en mycket hög hastighet. Vid en skarp rörkrökning flög metallbiten rakt ut och skadade intilliggande processutrustning. Initialt uppstod ett gasläckage på 900 kg/s men på grund av snabbt handlade lyckades läckaget stoppas och inga personskador uppstod. Om detta läckage skulle ha antänts kunde konsekvenserna blivit mycket allvarliga (Lauridsen, 2006). Mer information om olyckan på Visund kan läsas i *appendix A.I.III Visund*.

### 5.2 Faroidentifikation

Faroidentifikationen baseras på DFU:er (Definierad Faro- och Ulyckssituationer) angivna i Petroleumstilsynets pilotprojekt inför rapportserien Utvikling i risikonivå – norsk sokkel se *Tabell 5.1*. DFU:erna används, av Petroleumstilsynet, som risknivåindikatorer genom att registrering och statistikföring av händelser som överensstämmer med en eller flera DFU:er görs. Denna olycks- och tillbudsstatistik samlas in från alla offshore-anläggningar som bedriver verksamhet på Norska sockeln. De DFU:er som är angivna i pilotprojektet är valda så att de tillsammans täcker alla kända händelser som kan leda till förlust av liv. Ett undantag finns dock i att arbetsolyckor vid normal drift ej finns med som en DFU. DFU:erna måste vara observerbara och det bör helst finnas pålitlig data om situationen (Oljedirektoratet, 2001).

Tabell 5.1; Petroleumstillsynets olika definierade faro- och olycksituationer (Oljedirektoratet, 2001).

DFU nr	DFU beskrivning
1	Ej antänt kolväteläckage
2	Antänt kolväteläckage
3	Förlust av brunnskontroll
4	Brand/explosion i andra områden, antändbar vätska, ej kolväte
5	Skepp på kollisionskurs
6	Drivande föremål
7	Kollision med fältrelaterade fartyg/ anläggningar/ tankfartyg
8	Skada på plattformskonstruktion/ stabilitets-/ förankrings-/ positioneringsfel
9	Läckage från undervattensförlagd produktionsanläggning/ rörledning/ stigrör/ brunnsrörsrörledning/ lastboj/ lastslang
10	Skada på undervattensförlagd produktionsutrustning/ rörledningssystem/dykarutrustning förorsakad av fiskeutrustning
11	Evakuering
12	Helikopteryolycka/nödlandning på eller vid anläggning
13	Man överbord
14	Allvarlig personskada
15	Arbetsrelaterad sjukdom
16	Fullt strömavbrott
17	Kontrollrum ur drift
18	Dykolycka
19	H <sub>2</sub> S utsläpp
20	Förlorad kontroll över radioaktiv källa
21	Fallande föremål
22	Akut förorening
23	Produktionsstopp
24	Stopp i transportsystem

Ändamålet med valet av ovanstående DFU:er är att de tillsammans ska täcka in alla kända händelser som kan leda till förlust av liv (Oljedirektoratet, 2001). De olika DFU:erna bör kunna generera liknande händelseförlopp och konsekvenser. En kvalitativ analys av DFU:erna utförs i syfte att samla DFU:er med likartade händelseförlopp och konsekvenser under samma rubrik. I denna rapport används begreppet farohändelse för dessa sammanslagna DFU:er. Den kvalitativa genomgången av DFU:erna redovisas i sin helhet i *appendix B Faroidentifiering*, resultatet visas i *Tabell 5.2* och i *Figur 5.1*.

Tabell 5.2; Definierade farohändelser som baseras på petroleumstillsynets faro- och olycksituationer.

Farohändelse	Konsekvens	DFU utgångspunkt
Sjukdom	Personalbrist	15
Dykolycka	Personalskada, kolväteläckage	18
Strömavbrott	Åsidosättande av olika skyddssystem	16
Man överbord	Personalskada	13
Kolväteläckage	Brand, explosion	1, 2, 9
Brand, ej kolväterelaterad	Personalskada, materiella skador	4
Explosion, ej kolväterelaterad	Personalskada, materiella skador	4
Utsläpp av toxisk gas	Personalskada, personalbrist	19
Extremt väder	Personalskada, materiella skador, läckage	-
Fallande föremål	Personalskada, materiella skador, läckage	21
Helikopteryolycka	Personalskada, materiella skador, läckage	12
Terrorattack	Personalskada, materiella skador, läckage	-
Förlust av brunnskontroll	Personalskada, materiella skador, läckage	3
Evakuering	Personalskada, materiella skador	11
Kollision	Materiella skador	5, 6, 7

Syftet med denna rapport är att utreda vilka risker som kan påverkas av att en extern installation introduceras på en oljeplattform. Därför utförs ytterligare en faroanalys, med avsikt på att undersöka vilka händelseförlopp som kan påverka eller påverkas av att en extern installation är monterad på oljeplattformen. I utredningen undersöks troligheten och vilka konsekvenser dessa händelseförlopp kan medföra. Nedanstående händelser är relevanta för denna rapport, med hänsyn taget till att en extern installation är monterad på oljeplattformen. De händelser som har identifierats som ej relevanta faror utreds i *appendix B.IV Ej relevanta faror för externa installationer*.

### 5.2.1 Kolväteläckage

Ett kolväteläckage definieras i denna rapport som ett oavsiktligt utsläpp av kolväte i vätske-, tvåfas- eller gasform. Då tvåfas- och gasutsläpp uppträder likartat och kan vara svåra att skilja på vid observation behandlas dessa som ett och samma fenomen. Läckage kan ske på plattformen, vid vattenytan eller under vattenytan. Kolväteläckage under 0,1 kg/s kommer ej att behandlas i rapporten då konsekvenserna av ett så litet läckage anses vara ringa (Oljedirektoratet, 2001)

Från år 2005 till och med år 2009 rapporterades i genomsnitt 14,2 kolväteläckage över 0,1 kg/s per år. Endast år 2009 rapporterade det in 15 kolväteläckage varav sex översteg 1 kg/s i massflöde. Angiven data innefattar endast anläggningar på den norska sockeln. Mellan år 2000 och år 2008 rapporterades totalt 152 kolväteläckage, större än 0,1 kg/s, på den norska sockeln. 122 var gas- eller tvåfasläckage, 30 var vätskeläckage och fem av de 30 vätskeläckagen skedde under vattenytan (Petroleumstilsynet, 2010f).

På den norska sockeln har ingen antändning av läckage över 0,1 kg/s rapporterats sedan 1992. Under samma tidsperiod har det på brittisk sockel skett 561 gas- eller tvåfasläckage över 0,1 kg/s varav sju har antänts. Senaste antändningen av läckage över 0,1 kg/s på brittisk sockel skedde år 2006 (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### 5.2.1.1 Allmänna konsekvenser

Konsekvenserna av ett undervattensläckage i vätskefas kan innefatta miljöskador, se *appendix A.I.V Horizon* men även en brand vid havsnivå. En brand vid havsnivå påverkar främst oljeplattformens bärande ben och därmed dess strukturella integritet (Vinnem, 2007b). Ett gas- eller tvåfasläckage under vatten kan utveckla ett brännbart gasmoln som sträcker sig upp till cirka 40 meter över havsnivån, se *appendix A.II Snorre A*. Sannolikheten för att detta ska ske påverkas till stor del av vindhastigheten och avståndet mellan utsläppspunkten och oljeplattformen. Ett större gasutsläpp under vatten bör även kunna påverka en flytande oljeplattform flytförmåga men detta anses ej vara troligt och ett sådant fall har aldrig dokumenterats (Vinnem, 2007b). Utsläpp under och vid vattenytan bedöms generera likartade konsekvenser och behandlas därför i rapporten som ett och samma fenomen.

Ett kolväteläckage på en oljeplattform anses ha hög storolyckspotential och är det största riskbidraget på oljeplattformar på den norska sockeln (Petroleumstilsynet, 2010b). Vid ett vätskeläckage uppkommer möjligheter för att en pölbrand ska kunna uppstå. Pölbranden kan i sin tur påverka omkringliggande utrustning och på så sätt vara en utlösande faktor till ett allvarligt brandscenario, se *appendix A.II Piper Alpha*. Ett läckage från ett oljeförvaringsutrymme kan även innebära att potentiellt explosionsscenario uppstår i oljeförvaringsutrymmet, se *appendix A.IV Statford A*.

På grund av höga tryck i processutrustning på en oljeplattform kan stora massflöden uppstå vid ett gas- eller tvåfasläckage på oljeplattformen. Flöden upp till 900 kg/s har registrerats vid olyckor på den norska sockeln, se *appendix A.III Visund*. Möjliga konsekvenser vid ett kolväteläckage på en oljeplattform innefattar jetflammar, gasbränder samt explosioner (Vinnem, 2007b).

### 5.2.1.2 Konsekvenser för den externa installationen

Juvik et al<sup>9</sup> anser att konsekvenserna av att ett kolväteläckage som sker under eller vid havsytan bedöms kunna påverkas lite av att en extern installation är monterad på oljeplattformen, eftersom avståndet mellan läckaget och en möjlig extern installation är stort. Dock kan det finnas en risk att en fallande extern installation slår av en oljetransportledning och orsakar ett kolväteläckage vid havsytan.

Då ett kolväteläckage uppstår på en oljeplattform kan ett flertal scenarier uppkomma. I ett inledande skede bedöms händelseförloppet vid en brand kunna påverkas av att en extern installationen är monterad på oljeplattformen, genom att installationen kan leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns. Installation kan även vid yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt, till exempel processutrustning, personer eller fartyg, vilket kan leda till en eskalering av brandförloppet. Dessutom bör förekomsten av en extern installation kunna minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och därmed öka risken för höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet.

## 5.2.2 Brand (ej kolväteläckage)

Det har sedan 1996 skett 48 stycken kritiska bränder på norska oljeplattformar som ej är kolväteläckagerelaterade. År 2009 skedde två stycken. Med kritiska bränder menas sådana bränder som potentiellt kan skada människor eller utrustning allvarligt. I statistiken är även ej kolväteläckagerelaterade explosioner inräknade. Huvudsakliga brandorsaker har varit brand i elektrisk utrustning eller brand i brandfarliga vätskor som till exempel diesel (Petroleumstilsynet, 2010f).

### 5.2.2.1 Allmänna konsekvenser

Förutom direkt strålningspåverkan med brännskador som följd, kan även en brand utveckla gaser som är skadliga för människan. Dessutom kan en brand vara en initierande händelse för ett kolväteläckagescenario. En brand som ej är relaterad till ett kolväteläckage kan även resultera i ett eskalerande brandförlopp, detta beskrivs mer i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.

### 5.2.2.2 Konsekvenser för den externa installationen

Om en extern installation innehåller en tändkälla och brännbart material kan en brand uppstå i externa installationen. Denna brand kan resultera i att den externa installationen faller ner och orsakar skador på utrustning eller personer.

## 5.2.3 Explosion (ej kolväteläckage)

Då DFU:n "Brand/explosion i andra områden, antändbar vätska, ej kolväte" innefattar både brand och explosion, är data kring olyckor som innefattar ej kolväteläckagerelaterade explosioner svåra att utläsa från rapporter utgivna av norska myndigheter. Dock bedöms händelsen vara relevant då den valts som en del i en DFU (Oljedirektoratet, 2001)

### 5.2.3.1 Allmänna konsekvenser

En explosion genererar en tryckvåg vilken kan påverka personal och material. Om explosionen sker i ett slutet område kan områdets integritet hotas. En explosion kan även ge upphov till kolväteläckage och antändning av kolväten (Vinnem, 2007b).

### 5.2.3.2 Konsekvenser för den externa installationen

Om explosionen sker inuti eller i närheten av en extern installation kan efterföljande tryckvåg och vibrationer resultera i att lasten faller ner och skadar utrustning eller personal.

---

<sup>9</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

### 5.2.4 Extremt väder

På havet är det inte ovanligt med hårda väderförhållanden vilket kan innebära starka stormvindar och höga vågor. Under hårda väderförhållande är oljeplattformens konstruktion under stor press. Ibland är de yttre krafterna från vindar och vågor så stora att oljeplattformens konstruktion ger vika och därmed skadas oljeplattformen (Vinnem, 2007b). Ett exempel på en olycka då nästan hela oljeplattformen kapsejsade på grund av dåligt väder var Adriatic VII, mer om denna olycka kan läsas i *appendix A.II.III Adriatic VII*.

#### 5.2.4.1 Allmänna konsekvenser

Det som hände i Adriatic VII olyckan var att ena stödbenet slets loss och därmed blev oljeplattformen instabil och drev iväg. Oljeplattformar ska kunna motstå en så kallad 100-årig storm, det vill säga att oljeplattformen klarar av de flesta stormarna men att det någon gång under en 100-årig period kan uppstå en så kraftig storm att oljeplattformen skadas (Discovery, 2007). Skadorna på grund av stormar är svåra att förutspå eftersom hela oljeplattformen påverkas momentant. Vi kan anta att det finns en svag länk i konstruktionen som under hård påfrestning kan gå sönder. Dessa svaga länkar kan ge upphov till fallande föremål, stabilitetsminskning samt kolväteläckage.

#### 5.2.4.2 Konsekvenser för den externa installationen

Den externa installationen kan utgöra den svaga länken, till exempel om lasten har monterats fast via en fästningsanordning kan denna anordning belastas av hårda vindar. Därmed kan det finnas en risk att den externa installationen lossnar och faller ner. Om en extern installation lossnar och faller ner kan den ge upphov till personskador eller skada på processutrustning. Om processutrustningen skadas finns en risk för att kolväteläckage uppstår, läs mer om detta i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.

### 5.2.5 Fallande föremål

Fallande föremål kan vara alltifrån en fallande spik till en fallande kran. Personalen på de norska oljeplattformarna anser att fallande föremål är den största risken till personalskada. Fallande föremål kan vara svårt att åtgärda, eftersom det finns ett stort mörkertal i tillbudsrapporteringen. Det utförs fortfarande arbete och granskning av uppgifter om hur utvecklingen ser ut för fallande föremål på den norska sockeln. Under åren 2002 till 2009 har ingen statistiskt skillnad påvisats i antal fallande föremål (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### 5.2.5.1 Allmänna konsekvenser

På en oljeplattform utförs mycket underhållsarbete. Vid ett underhållsarbete används oftast olika verktyg, om underhållspersonalen är oaktsam kan de lätt stöta till ett verktyg som sedan faller ner. På grund av de relativt höga höjderna och en miljö med mycket utstickande processutrustning kan dessa fallande verktyg orsaka stor skada. Skadan kan både ge personskador på arbetande personal men även slå sönder processutrustning som i sin tur kan ge upphov till kolväteläckage. Fallande föremål är ett odefinierat material som tappas eller lossnar från en höjd.

#### 5.2.5.2 Konsekvenser för den externa installationen

Om den externa installationen skadas på grund av ett fallande föremål, kan det resultera i att den externa installationen blir obrukbar eller att ett läckage uppstår beroende på vad installationen består av. Den externa installationen kan även antas ge upphov till fallande föremål. Till exempel när ett underhållsarbete utförs på installation, utförs oftast arbetet ute på installationen. När något arbete utförs utanför oljeplattformens relingar kan mycket höga höjder uppstå, om ett verktyg tappas kan detta skada underliggande konstruktion eller personal. Därför kan en extern installation öka risken för fallande föremål nedanför installationen. En ytterligare konsekvens av att en extern installation monterats på en oljeplattform är att den externa installationen kan lossna och falla ner. Vid brand, explosion eller annan påverkan av yttre krafter kan det finnas förutsättningar för att installationen ska kunna lossna från sitt fäste. Följaktligen kan material som befinner sig under den externa installationen riskera åverkan.

### 5.2.6 Helikopterolycka

En oljeplattformens viktigaste förbindelse med fastlandet är helikoptertrafiken. Via helikoptern transporteras förnödenheter, material och även personal. Helikopterflygningar är alltid ett kritiskt moment ute på havet där det ofta råder extrema väderförhållanden, speciellt när en helikopter ska landa eller lyfta då kastvindar kan uppstå över landningsplattan. Sedan år 2000 registreras det i genomsnitt 45000 helikopterflygtimmar per år på den norska sockeln (Petroleumstilsynet, 2010f). Den norska offshore-industrin har klarat sig ifrån större helikopterolyckor, dock omkom en person år 1997 i en helikopterolycka. Helikoptern var på väg till Nornefält, då en storm uppkom. Helikoptern tappade kontrollen och störtade ner i vattnet. Det har skett några allvarliga helikopterolyckor runt om i världen, år 2009 skedde två stora olyckor med dödlig utgång då totalt 33 personer omkom (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### 5.2.6.1 Allmänna konsekvenser

Idag finns många säkerhetsföreskrifter och rutiner för helikoptertrafik till och från oljeplattform. Säkerhetsarbetet för helikoptertrafik är något som är högt prioriterat på oljeplattformar, eftersom en helikopterkrasch kan frambringa katastrofala konsekvenser för hela oljeplattformen (Petroleumstilsynet, 2010f). Konsekvenserna kan vara att det uppstår kolväteläckage, brand eller explosioner på oljeplattformen om en helikopter kör in i eller störtar på oljeplattformen. Förutom de materiella skadorna som kan uppstå på grund av att en helikopter har störtat in i oljeplattformen, kan även personal som arbetar på oljeplattformen samt de personer som sitter i helikoptern skadas eller omkomma. Att en helikopter störtar är något som är ovanligt, men om det skulle hända kan det generera allvarliga konsekvenser på kort tid.

#### 5.2.6.2 Konsekvenser för den externa installationen

En oljeplattform har generellt ett skyddande ”hölje” på utsidan. När en extern installation monteras på utsidan kan detta hölje brytas, då den externa installationen kan vara en förgrening av invändig processutrustning. Således kan den externa installationen utgöra en svag punkt i grundkonstruktionen. Om en helikopter kraschar in i den externa installationen kan konsekvenserna bli större än om den skulle ha kraschat direkt på oljeplattformens skyddande hölje. Därmed kan den externa installationen generera en ökad risk på grund av att det yttre brandskyddshöljet bryts.

En annan faktor som den externa installationen kan bidra till när det gäller helikoptertrafiken, är att installationen kan frambringa turbulenta vindar. Turbulenta vindar kan utgöra ett problem för helikoptrar. När vinden blåser på skarpa och icke geometriska objekt uppstår turbulens. På havet blåser det åt olika håll, därför är det mycket svårt att förutse turbulenta vindar som kan uppstå runt de externa installationerna. Därmed kan även den externa installationen generera en ökad risk för helikopterinflygningar i närheten av oljeplattformen.

### 5.2.7 Terrorattacker

Terrorattacker är något som förekommer allt mer i världen. Den 11 september 2001 flög två stycken passagerarflygplan in i World Trade Center och orsakade en stor förödelse. Terrorattacker är något som är mycket svårt att förutse. Juvik et al<sup>10</sup> tror inte att det finns några direkta handlingsplaner för en terrorattack på en oljeplattform idag. Det har förekommit terrorattacker mot oljeplattformar runt om i världen. Exempelvis blev sex personer kidnappade på en norsk oljeplattform utanför Nigerias kust år 2006 (Reuters, 2006). De scenarier som i denna rapport anses är möjliga presenteras på nästa sida:

---

<sup>10</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

- *Sabotage*  
Om någon person lyckas placera en bomb ombord på en oljeplattform kan detta leda till mycket allvarliga konsekvenser, på grund av att det oftast finns stora mängder brännbara gaser ombord en oljeplattform. En bomb kan jämföras med en explosion. Sabotage kan även innebära att någon person skadar anläggningen fysiskt. En skada på anläggningen kan innebära kolväteläckage och det utreds vidare i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.
- *Flygplan som kraschar in i konstruktionen.*  
Det kan finnas en risk att flygplan kolliderar avsiktligt med en byggnad. Om ett flygplan blir kapat av terrorister kan en oljeplattform utgöra ett lockande mål. En flygplanskrasch på en oljeplattform antas orsaka stor förödelse, som kan vara mycket svårt att aktivt motverka eller utföra förebyggande skyddsåtgärder mot.
- *Flytande farkost som kolliderar med konstruktionen.*  
Det kan finnas en möjlighet att personer försöker ramma en oljeplattform. Detta scenario antas vara mycket sällsynt då det finns en stor säkerhetsorganisation som motverkar risken för kollision (Petroleumstilsynet, 2010f). Kollision från flytande farkoster behandlas mer i *appendix B.IV.VI Kollision*.
- *Riktad eldstrid med handeldvapen*  
Under det senast decenniet har ”sjörövaraktivitet” förekommit utanför Somalias kust (Lindqvist, 2009). Idag har oftast terrorister tillgång till vapen vilket kan medföra stora risker att dessa vapen används i syfte att förstöra byggnader. Därmed kan ett möjligt scenario vara att beväpnade terrorister öppnar eld mot en oljeplattform, vilket kan orsaka stor skada beroende på vilka vapen som används. Om personer börjar beskjuta en oljeplattform kan konsekvenserna bli mycket allvarliga i form av explosioner eller kolväteläckage. Även den externa installationen kan utgöra ett mål i sig, då installation kan sticka ut visuellt från den övriga konstruktionen.

## 5.2.8 Evakuering

En evakuering av en oljeplattform utförs oftast mycket snabbt, eftersom om något händer på en oljeplattform kan händelseförloppet vara snabbt. Därmed kan evakueringar upplevas som stressiga. Vid stressiga situationer är det lättare att göra misstag (Akselsson, 2008), vilket bör innebära att risken för olyckor ökar då evakuering av en oljeplattform utförs.

### 5.2.8.1 Allmänna konsekvenser

På grund av stressiga miljöer vid evakuering kan missförstånd mellan människor eller gränssnitt uppstå (Akselsson, 2008). Exempel på missförstånd kan vara vem som har gjort vad vid ett tätningsarbete. Ett exempel på en olycka vid en evakuering var när en person skulle fira ner en livbåt med hjälp av vajrar. Denna person glömde fira ner livbåten och släppte livbåten direkt från plattformen, därmed föll livbåten från hög höjd och 3 personer omkom i livbåten (Vinnem, 2007b).

### 5.2.8.2 Konsekvenser för den externa installationen

Den externa installationen kan förhindra evakuering genom att falla ner på utrymningsutrustningen eller på utrymmande personer, samt hindra helikoptrar att landa. Motsatsen, att evakueringen skulle påverka den externa installationen, kan uppstå om objekt vid nedfirning av livbåt eller annan nödutrustning stöter emot och skadar den externa installationen. Detta scenario kan även påverka utrymningen negativt, det vill säga att nedfirningen av livbåten inte fungerar korrekt.

Efter ovanstående genomgång av identifierade farohändelser kan följande sammanfattning göras. Förekomsten av en extern installation bedöms kunna påverka ett händelseförlopp genom att vid:

**Kolväteläckage:**

- Leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns
- På grund av yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt
- Minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och därmed orsaka höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet

**Ej kolväteläckagerelaterad brand:**

- På grund av yttre eller inre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Ej kolväteläckagerelaterad explosion:**

- På grund av yttre eller inre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Fallande föremål:**

- På grund av yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Extremt väder:**

- På grund av yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Helikoptertrafik:**

- Försämra flygmiljön kring oljeplattformen
- På grund av yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Terrorattack:**

- På grund av yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Evakuering:**

- Falla och skada evakuerande personer eller utrustning
- Försvåra nedfiring av livbåtar

**Analysen presenteras i sin helhet i *appendix B Faroidentifiering*.**

Då denna rapport främst inriktar sig på brandtekniska risker, kommer samtliga punkter under farohändelsen *Kolväteläckage* att utredas vidare. En återkommande konsekvens av samtliga farohändelserna är risken för att en extern installation faller ner på grund av yttre eller inre påverkan. Hur en oljeplattformens robusthet kan påverkas på grund av en extern installation kommer därför att undersökas, då detta fenomen bedöms falla inom ramarna för denna rapport. Hur en extern installation påverkar nedfiring av livbåtar beror till stor del på var den externa installationen är placerad i förhållande till livbåtarna. Detta problem tycks inte kräva någon djupare analys och analyseras därför översiktligt i *avsnitt 7.5 Extern installation som obstruerande föremål*. Försämrade flygmiljö anses falla utanför denna rapportens ramar och analyseras därför ej vidare.

### 5.3 Initierande händelse

Enligt Vinnem (2007) är Bowtie-modeller en lämplig metod för att utreda risker på en offshore-anläggning. Bowtie-modeller utgår från en initierande händelse, vilken kan liknas vid de farohändelser som identifierats ovan. För att minska rapportens omfattning görs avgränsningen att rapporten främst ska behandla händelser som innefattar bränder och explosioner, se *avsnitt 1.3 Avgränsningar*.

Farohändelserna ej kolväterelaterad brand och ej kolväterelaterad explosion bedöms generera liknande konsekvenser som en kolväteexplosion eller brand vilket innebär att denna farohändelse kan likställas med händelsen kolväteläckage. Med detta som bakgrund ansätts farohändelsen *Kolväteläckage* som initierande händelse. Övriga händelser kommer att behandlas övergripande, då flera möjliga konsekvenser vid ett kolväteläckage är liknande de möjliga konsekvenser som övriga farohändelser kan generera.

### 5.4 Fara inom den externa installationen

Faror som inte har studerats i detta kapitel är om en extern installationen kan utgöra en fara i sig själv. Exempelvis kan den externa installationen bestå av processutrustning med känsliga komponenter. De faror som antas kunna uppkomma inom den externa installationen är brandspridning eller att delar inom installation lossnar och orsakar skada. Även om den externa installationen innehåller processutrustning och själv kan orsaka ett kolväteläckage, gäller föregående resonemang om vad ett kolväteläckage kan generera för konsekvenser. Dock antas konsekvenserna för den externa installationen bli större om läckaget är direkt på den eftersom möjliga bränder och explosioner inträffar i närområdet av den. Det finns inga rapporterade incidenter angående läckage på en extern installation dock kan scenariot leda till en olycks- eskalation och utreds vidare i *kapitel 7 Riskanalys*.

### 5.5 Sammanfattning av riskidentifiering

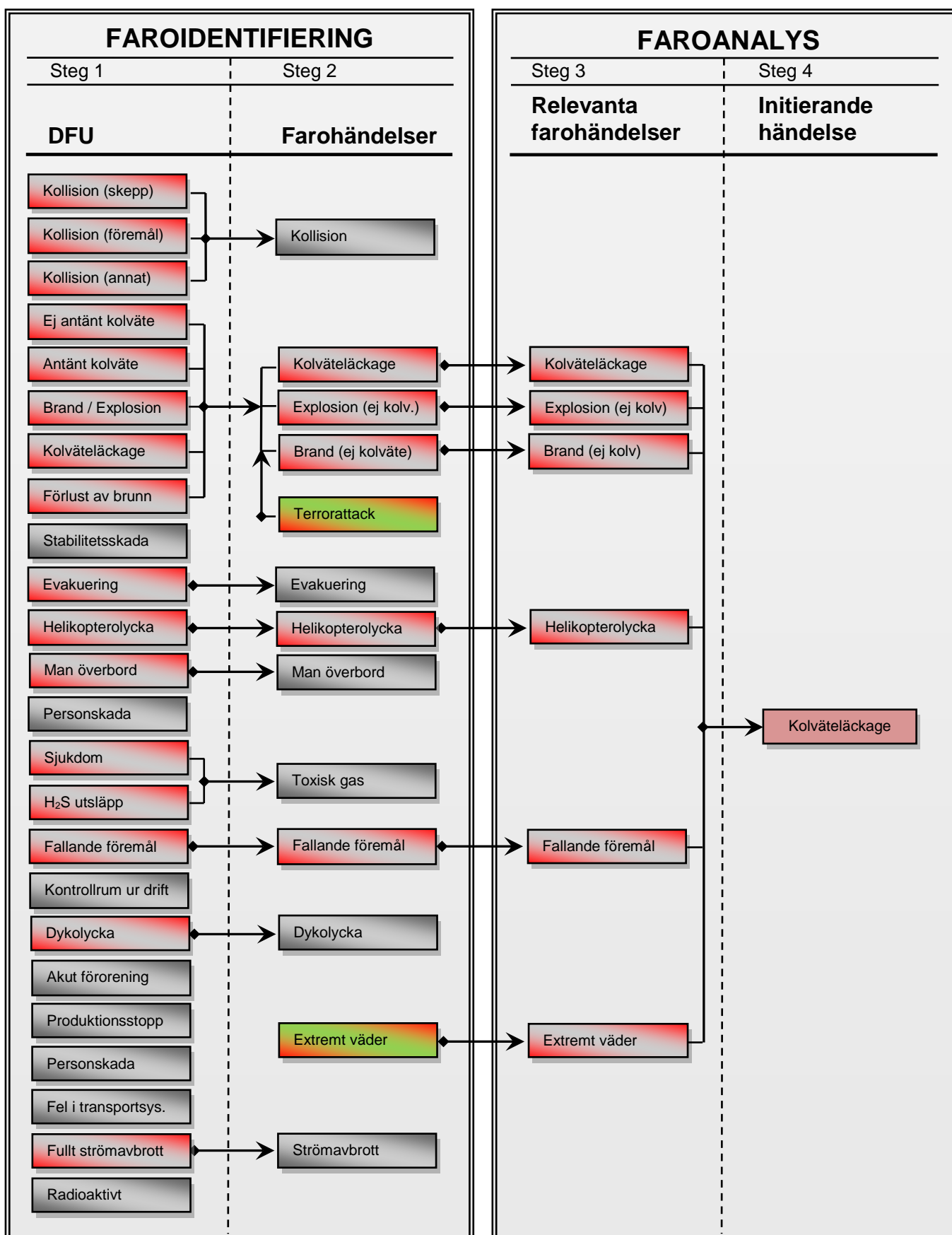
Utifrån DFU:er angivna av Oljedirektoratet et al. (2001) har de farohändelser som kan påverka eller påverkas av att en extern installation finns monterad på en oljeplattform identifierats. För denna rapport är den mest relevanta farohändelsen kolväteläckage. Ett kolväteläckage på en oljeplattform har en hög storolyckspotential och är det största riskbidraget på oljeplattformar på den norska sockeln (Petroleumstilsynet, 2010b). Utredningsgången för riskidentifieringen visas grafiskt i *Figur 5.1*.

Då ett kolväteläckage uppstår på en oljeplattform kan ett flertal scenarier uppstå. I den inledande utredningen av farohändelsen kolväteläckage, utförd i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*, bedöms händelseförloppet kunna påverkas av att en extern installation är monterad på oljeplattformen på grund av att:

- i. Installationen faller och förstör underliggande objekt, till exempel processutrustning, skyddssystem eller personer, vilket kan leda till en eskalering av brandförloppet.
- ii. Installationen kan leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns.
- iii. Installationen kan minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och ökar därmed risken för höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet.
- iv. Installationen hindrar, på grund av sin placering, skyddssystem från att utföra sin uppgift.

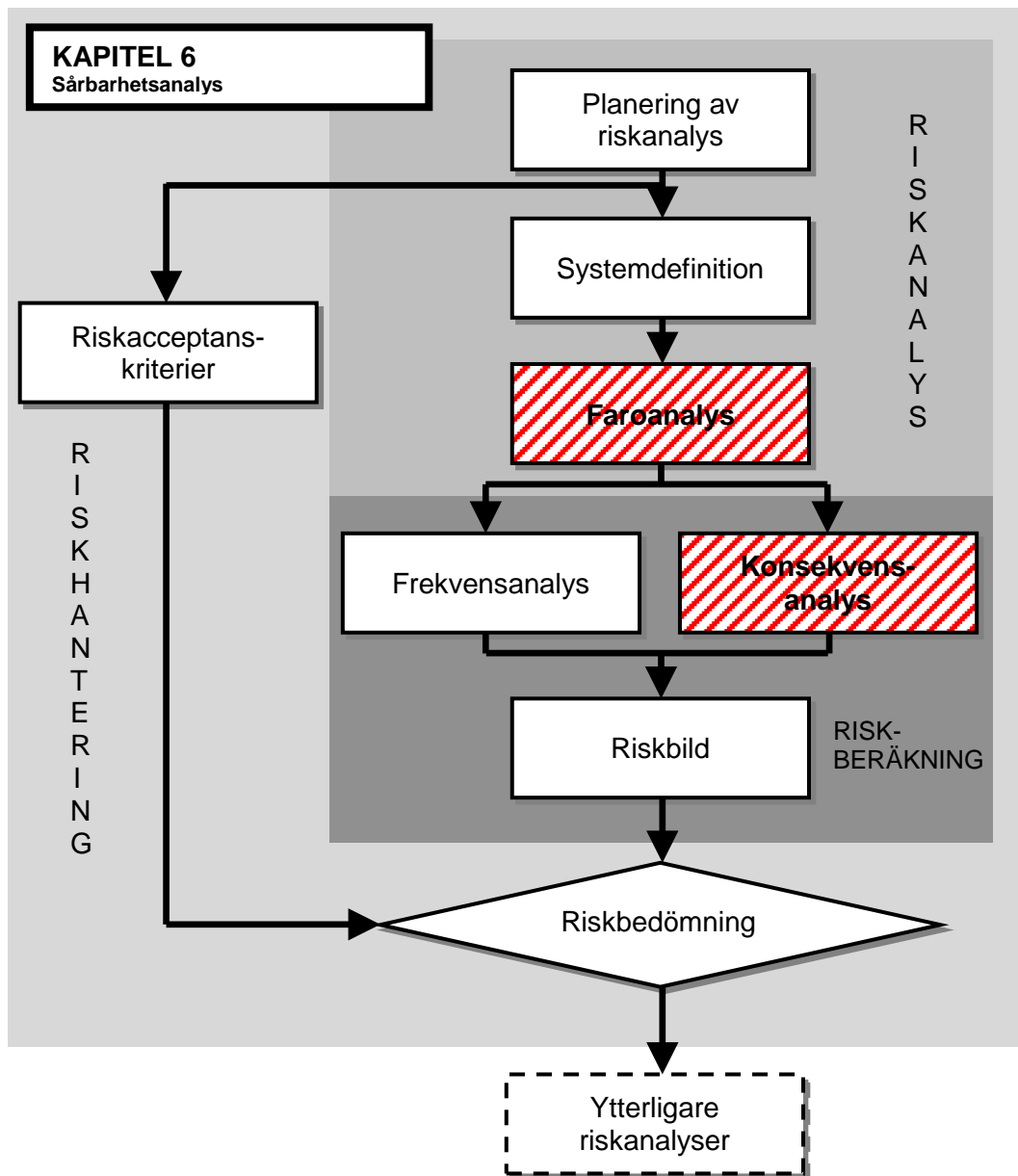
De interna farorna utreds tillsammans med ovan nämnda scenarier för att utreda om det finns en risk för olyckseskalation inom den externa installationen. En olyckseskalation inom en extern installation kan exempelvis innefatta brandspridning på grund av ett inre läckage. Dessa inre faror samt den initierande farohändelsen utreds i *kapitel 7 Riskanalys*.

Ytterligare en farohändelse har identifierats i att en extern installation kan hindra nedfirning av livbåtar om installationen är olämpligt placerad. Denna händelse anses ej kräva några djupare analyser och behandlas därför endast översiktligt i vidare analyser.



Figur 5.1, Översiktspå hur de olika farohändelserna har hanterats. Varje steg innebär en filtrering av faror för att identifiera den fara som kan utgöra det största hotet mot en extern installation. Den fullständiga analysen redovisas i appendix B Faroidentifiering. Farohändelserna extremt väder och terrorattack nämns inte i Petroleumstillsynets rapport.





Figur 1:2e; Arbetsmetodik för kapitel 6.

## 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen

Ändamålet med detta kapitel är att undersöka hur sårbarheter i en oljeplattformens skyddssystem samt sårbarheter i en extern installation kan orsaka avvikelser från uppsatta riskacceptansmål. I *kapitel 4 Riskacceptansmål* definieras följande RAM:

- [RAM1] En extern installation ska inte påverka andra skyddssystem, så att sannolikheten för att systemen ej kan uppfylla sitt syfte ökar.
- [RAM2] En extern installation ska vara så säker och robust i sig själv som är praktiskt möjligt.
- [RAM3] En extern installation ska ej påverka sannolikheten för en olycksförloppseskalation.

Sårbarhetsanalysen utgår från de farohändelser som identifierats i *kapitel 5 Riskidentifiering*, men utrymme ges även åt ytterligare händelser om dessa på grund av ett systems utformning anses orsaka avvikelser från ansatta RAM.

Sårbarhetsanalysen baseras på de identifierade farohändelser som är:

- Installationen faller och förstör underliggande objekt, till exempel processutrustning, skyddssystem eller personer, vilket kan leda till en eskalering av brandförloppet.
- Installationen kan leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns.
- Installationen kan minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och ökar därmed risken för höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet.
- Installationen hindrar, på grund av sin placering, skyddssystem från att utföra sin uppgift.

Nedan presenteras en sammanfattning av sårbarhetsanalysen. Den fullständiga sårbarhetsanalysen redovisas i *Appendix C Sårbarhetsanalys av oljeplattformens skyddssystem* samt *Appendix D Systemsårbarhet*.

En ingående analys av skyddssystemens komponenter och huvudsakliga funktioner tyder på att flera av skyddssystemen kan påverkas av en fallande extern installation. Omfattningen av de konsekvenser som uppstår på grund av att skyddssystemets funktion upphör, är huvudsakligen lokala men konsekvenser kan även drabba intilliggande utrymmen.

Ett skyddssystemets funktion och uppgift är inte likställbara. Exempelvis är det passiva brandskyddets PBSK funktion bland annat att minska värmepåverkan på enskilda strukturer för att säkra integriteten och förhindra att branden sprider sig till intilliggande utrymmen. Kravet på PBSK och därmed dess uppgift är att det ska skydda den enskilda strukturen så länge påverkan inte överskrider ansatta DAL (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att krafter som överstiger DAL kan göra så att PBSK mister sin funktion även om det uppfyller sin uppgift och de krav det omfattas av. Detta fenomen gäller för flera av de skyddssystem som finns på en oljeplattform.

I *Tabell 6.1* presenteras en sammanfattning av resultatet från sårbarhetsanalysen som utförs i *Appendix C Sårbarhetsanalys av oljeplattformens skyddssystem*. Hänsyn har tagits till systemens enskilda komponenters uppgift, utformning och samverkan. Dessutom har hänsyn tagits till de uppgifter systemen ska utföra, kontra de konsekvenser som uppstår om systemets funktion felfungerar. Ett exempel där detta har en stor betydelse, är om delar av gasdetektionssystemet GDS slås ut av en fallande extern installation. GDS funktion är att vara en tidig indikator vid ett gasutsläpp. Dess uppgift är att skicka en varningssignal till en bemannad central vid detektion av brand. Även om systemet felfungerar ska det skicka en varningssignal till en bemannad central. Detta innebär att om en fallande extern installation slår ut delar av GDS så utför systemet sin uppgift och fyller sin funktion eftersom det skickar en varningssignal till en bemannad central och varslar på så sätt personalen om händelsen. På så sätt är systemets uppgift och funktion inte sårbart med hänsyn taget till en fallande extern installation.

Tabell 6.1; Sårbarhetsanalys på befintliga skyddssystem på en oljeplattform.

Skydds-system	Känslig komponent	Påverkan av extern installation	Konsekvens
[BBS]	Matningsledning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Ingen släckverkan i brandcell. Ingen förutlösningverkan i intilliggande utrymmen
[BBS]	Släckvattenpumpar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad redundans i systemet
[IS]	Rör och kopplingar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Ytterligare kolväteläckage
[MS]	Dörrar och luckor med vattentätningssystem	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Potential till läckage in i skyddade utrymmen
[NV]	Fläktar, aggregat och kanaler	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlust av mekanisk ventilation lokalt
[NV]	Layout	Obstruktion av luftflöde	Minskad luftomsättning, ökad turbulens, mer luftstagnant volym
[NASS]	Ventiler, ackumulatörer, kablar och rör för hydraulik- och tryckluftskraft	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlorad kontroll över olycksförlopps eskalation
[NSBS]	Generator, ackumulator och ledningar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlust av nödström till övriga skyddssystem
[PBSK]	Integritet	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Komponenter och strukturer förlorar sitt brandskydd, brandspridning
[PBSK]	Integritet	Extern installation leder brandrök, giftiga gaser flammor eller värme förbi brandcellsgräns	Brand- eller brandrök-spridning
[PSS]	Kraftöverföringsledningar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad redundans i systemet
[SI]	Strukturer utsatta och dimensionerade för hög lastpåverkan jämfört med övriga strukturer	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad bärförmåga, minskad redundans
[SU]	MOB-båt	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad förmåga att livrädda personal som befinner sig i havet
[SU]	Korg för transport av personal via kran	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad transportförmåga, påverkar särskilt utrymning av skadade personer
[SKT]	Isolering av heta ytor samt jordningskabel	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlorad kontroll av tändkällor lokalt
[TMS]	Utrustning för vätske-separering	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Risk för höga koncentrationer av brännbara gaser på anläggningen
[TMS]	Facklingsutrustning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Läckage lokalt
[TMS]	Ledningar och kretskort	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	TMS felfungerar lokalt
[TMS]	Ventiler för tryckavlastning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Läckage lokalt
[U]	Utrymningsvägar	Ledning av brandgaser till utrymningsvägar	Toxisk miljö, nedsatt sikt i utrymningsväg
[U]	Layout	Försvårar nedfiring av livbåtar	Försvårad utrymning
[KB]	Ljussignaler	Skymmer ljuskällan	Försämrat varslingsystem

En annan sårbarhet för skyddssystemen är att några skyddssystem är beroende av att andra skyddssystem understödjer dem, för att de ska kunna upprätthålla sin skyddsfunktion. Dessa eventuella sårbarheter undersöks i *appendix D Systemsårbarhet* och nedan följer en kort beskrivning av resultatet från denna analys.

För att hantera de olyckssituationer som kan uppkomma på en oljeplattform samverkar olika skyddssystem med varandra. Ett exempel som åskådliggör detta är brand vid kolväteläckage i processutrustning. I detta fall detekterar brand- och gasdetektionssystemet, [BDS] [GDS], läckaget eller branden och aktiverar brandbekämpningssystemet [BBS], BBS kan även aktiveras manuellt. Samtidigt aktiveras även tryckminsknings- och facklingssystemet [TMS] samt nödavstängnings-systemet [NASS] i syfte att begränsa omfattningen av kolväteläckaget. I brandcellen där det brinner ska det passiva brandskyddet [PBSK] förhindra att annan utrustning blir skadad av branden, samt förhindra att branden sprider sig utanför brandcellen. Samtidigt ska systemet för naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering [NV] ventilerar ut brandgaser samt oförbränt kolväte i syfte att minska sannolikheten för ett antändbart brandgasmoln i brandcellen. Ovanstående resonemang baseras på genomgången av skyddssystem som beskrivs i *avsnitt 2.3 Skyddssystem på en oljeplattform*.

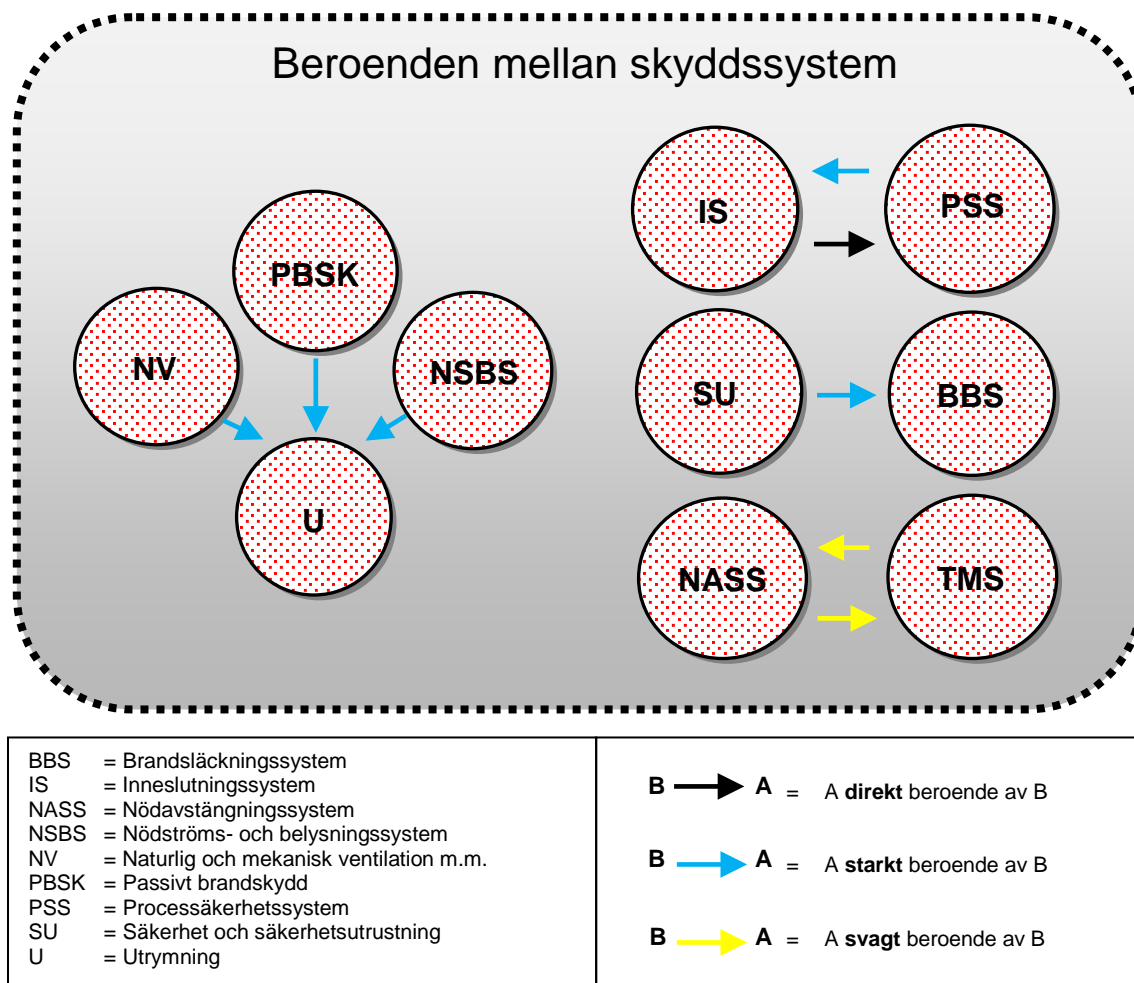
I detta fall samverkar sju olika skyddssystem för att begränsa konsekvenserna av en olyckssituation. Ett beroende kan vid denna situation finnas genom att exempelvis NASS och TMS misslyckas med att strypa kolväteflödet ut i brandcellen. Detta bör öka sannolikheten för att BBS ej kan begränsa branden lika mycket som det skulle gjort om kolväteflödet strypts, vilket kan leda till att en större mängd brandgaser produceras av branden. En större mängd brandgaser kan innebära att NV inte kan ventilerar ut brandgaserna så att möjligheten för en antändning av brandgaslagret försvinner. PBSK är dimensionerat för att motstå en viss värmepåverkan under en begränsad tid och ett antänt brandgaslager genererar en större värmepåverkan på strukturer i brandcellen än vad endast ett antänt kolväteläckage gör. Konsekvensen blir att sannolikheten för att PBSK:s dimensionerande värmemotstånd överskrids blir större, vilket innebär en ökad sannolikhet för spridning av branden och därmed en olycksförlopps eskalation.

Enligt tidigare resonemang är inte ett skyddssystem uppgift och funktion alltid likställbara. Ett exempel då detta är av vikt och som är tillämpligt då systemens samverkan utreds är samverkan mellan tryckminskningssystemet [TMS] och naturlig och mekanisk ventilation samt luftkonditionering [NV]. NV:s funktion är delvis att ventilerar ut brännbara gaser så att ett antändbart gasmoln ej kan bildas vid ett kolväteläckage. Kraven som ställs på NV är att det ska omsätta luften i olika utrymmen minst 12 gånger per timme, vilket därmed blir dess uppgift. TMS funktion och uppgift är att tryckavlasta processutrustning vid ett läckage eller vid onormalt höga tryck vilket ska minska ett utsläpps storlek (NORSOK\_S-001, 2008). Om TMS felfungerar och 12 omsättningar per timme inte är tillräckligt för att ventilerar ut gaserna vid ett läckage kan ett antändbart gasmoln bildas. NV:s funktion är då inte uppfylld trots att NV uppfyller de krav som ställs på det vilket innebär att det inte felfungerar.

I systemanalysen bedöms beroenden mellan olika system efter de krav som ställs på systemen. Om en felfunktion i ett skyddssystem kan orsaka en felfunktion i ett annat så finns det ett beroende. Beroenden delas upp i svaga, starka och direkta beroenden. De olika graderna av beroende beskrivs i denna rapport som:

- Direkt beroende – Om en felfunktion i system A **orsakar** en **omedelbar och total** förlust av system B:s funktion och uppfyllande av krav så är system B direkt beroende av system A.
- Starkt beroende – Om en felfunktion i system A **kan påverka** system B **under en signifikant tidsperiod** så att system B **inte uppfyller de krav** som ställs på det så är system B starkt beroende av system A.
- Svagt beroende – Om en felfunktion i system A **kan påverka** system B så att system B **efter en signifikant tidsperiod inte uppfyller de krav** som ställs på det så är system B svagt beroende av system A.

Med en signifikant tidsperiod menas exempelvis den tid det tar att utrymma en oljeplattform eller någon annan akut händelse som är beroende av systemets funktion. Resultatet av systemanalysen visas i *Figur 6.1* vilken följs av en kort förklaring av identifierade beroenden.



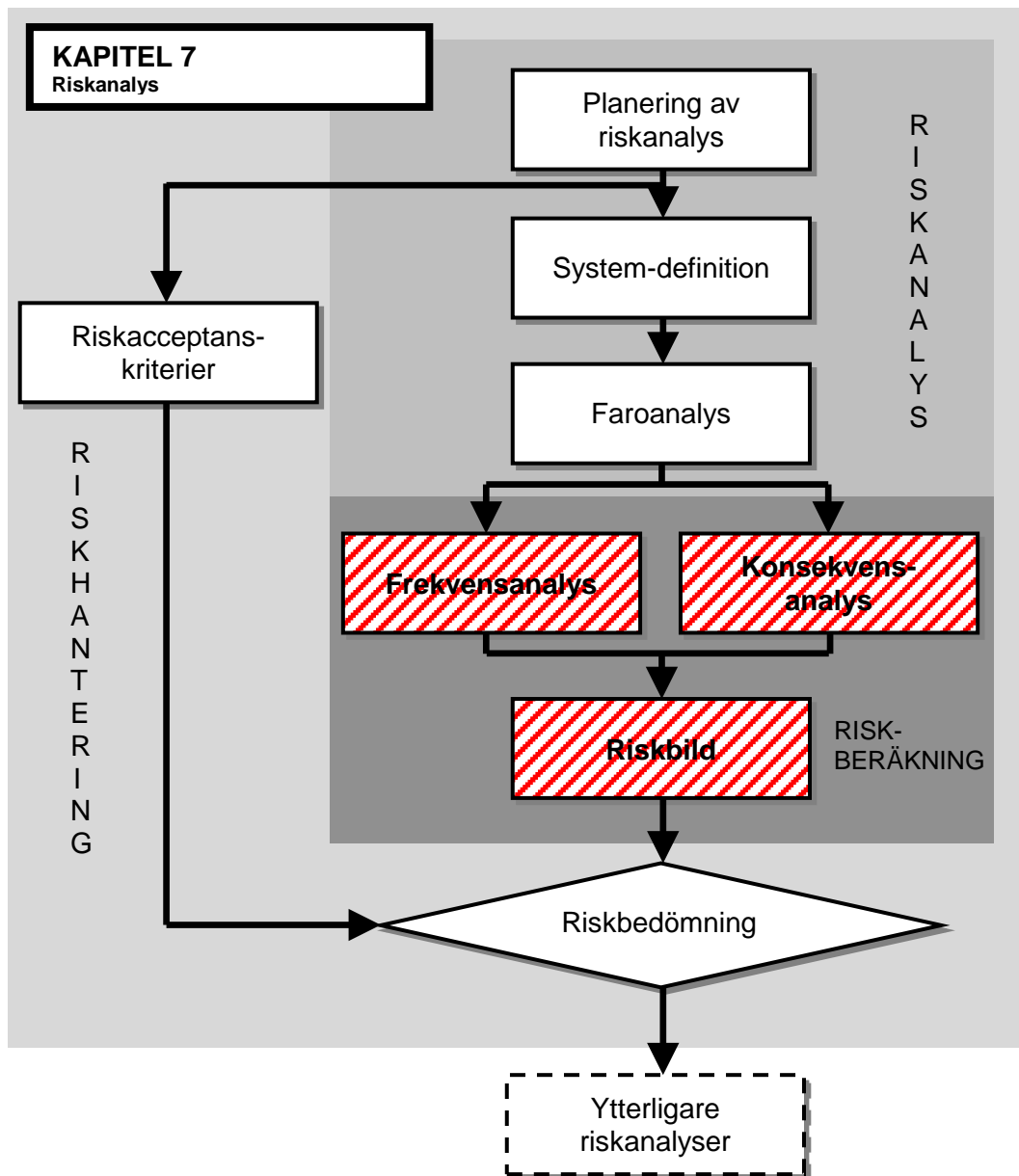
*Figur 6.1; Systemanalys över de befintliga skyddssystemen på en oljeplattform.*

För att en säker utrymning ska kunna ske krävs god sikt och en god utrymningsmiljö med hänsyn taget till bland annat värmepåverkan och toxicitet (NORSOK\_S-001, 2008). Det passiva brandskyddet [PBSK] ska säkerställa att inga brandgaser eller andra toxiska gaser tränger in i utrymningsvägar. Naturlig och mekanisk ventilation samt luftkonditionering [NV] ska ventilera ut eventuella gaser från utrymningsvägarna. Nödströms- och belysningssystem [NSBS] ska upprätthålla en tillräckligt god belysning i nödutrymningsvägar. Om något av dessa system felfungerar, kan även utrymningssystemet [U] misslyckas med sin uppgift att upprätthålla säkra utrymningsförhållanden. Utrymning bör dock kunna ske via alternativa utrymningsvägar, vilket innebär att funktionen bibehålls.

Processsäkerheten [PSS] ska vid onormala driftförhållanden förhindra eventuella kolväteläckage genom att stänga av eller minska kolväteflöden via ventiler. Inneslutningssystemet [IS] ska säkerställa integriteten hos processutrustning så att kolväteläckage ej kan uppstå (NORSOK\_S-001, 2008). Om en förlust av IS sker uppstår ett kolväteläckage. Då ett kolväteläckage uppstår tar nödavstängningssystemet [NASS] över de funktioner PSS tidigare innehåft. På grund av detta övertagande av funktioner sker en medveten omedelbar förlust av PSS vid en förlust av IS och därför bedöms PSS vara direkt beroende av IS. IS bedöms vara starkt beroende av PSS då en förlust av PSS kan innebära att onaturligt höga tryck byggs upp inuti processutrustningen, vilket kan leda till kolväteläckage.

I systemet för säkerhet och säkerhetsutrustning [SU] ingår bland annat livräddning av personer i olycksdrabbade områden. En förlust av brandbekämpningssystemet [BBS] kan omöjliggöra livräddning eftersom eventuella bränder då får växa obehindrat i ett olycksdrabbat utrymme. Bedömningen görs därför att SU är starkt beroende av BBS.

Nödavstängningssystemet [NASS] ska tömma processutrustning på kolväten i ett olycksdrabbat område. Då processutrustning är satt under ständigt tryck och är dimensionerat för att motstå ett visst tryck kan inte allt kolväte strypas och ledas runt det drabbade området på kort tid. Det är då tryckminsknings- och facklingssystemets [TMS] uppgift att ventilerar ut och att under en kontrollerad förbränning bränna upp överflödiga kolväte från processen. NASS har ett krav på sig att det ska fungera oavsett hur andra skyddssystem fungerar på oljeplattformen, dock inverkar TMS genom att minska tiden det tar tills processsystemet är tömt på kolväten (NORSOK\_S-001, 2008). TMS bedöms inte vara direkt beroende av NASS då krav finns att TMS ska fungera även om kolväteflödet inte stryps. Detta gäller dock endast under en förut bestämd begränsad tid vilket bör innebära att TMS är beroende av NASS om olycksförloppet pågår under en längre tid (NORSOK\_S-001, 2008). Med grund i ovanstående bedöms NASS vara svagt beroende av TMS och TMS vara svagt beroende av NASS.



Figur 1:2f; Arbetsmetodiken för kapitel 7.

## 7 Riskanalys

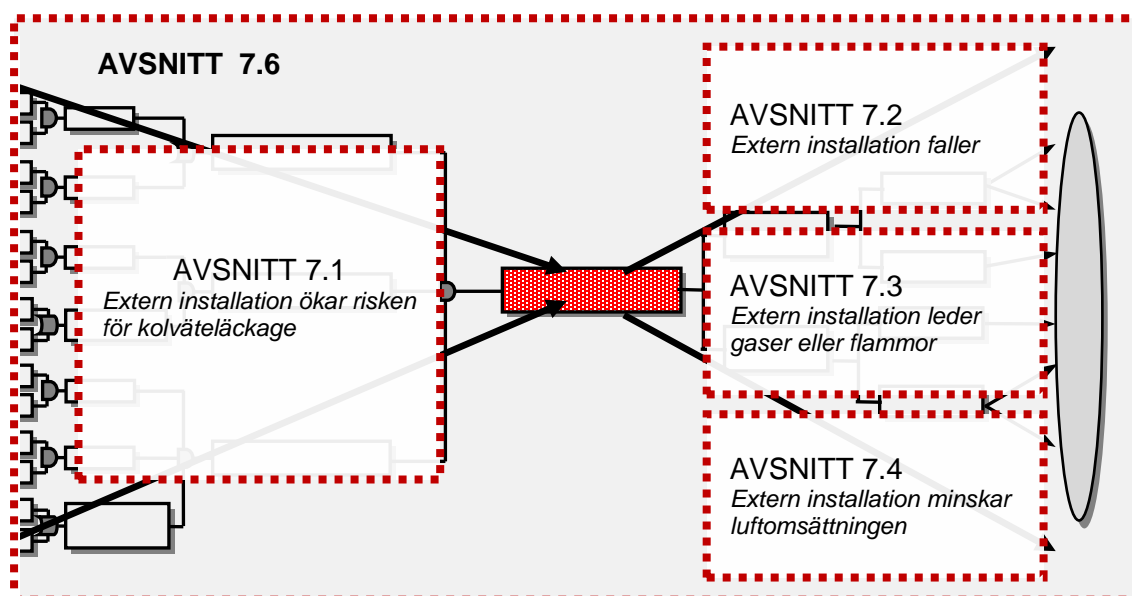
Ändamålet med detta kapitel är att analysera de risker som kan uppstå då en oljeplattform byggs ut med externa installationer. I *avsnitt 5.2 Faroidentifikation* utförs en kvalitativ analys av de faroscenarier som kan påverka eller påverkas av en extern installation. Resultatet från denna faroanalys är att konsekvenserna av de flesta farorna kan liknas vid eller sammanfattas som de konsekvenser som kan uppstå vid ett kolväteläckage. Därmed ansätts kolväteläckage som en initierande händelse, vars konsekvenser och uppkomstmekanismer analyseras vidare i detta kapitel. De faror vars konsekvenser ej täcks in av scenariot kolväteläckage behandlas separat.

En svårighet i riskanalysen av den initierande händelsen kolväteläckage är att en extern installation kan påverka både uppkomstmekanismer och konsekvenser. Analysen görs därför genom att konstruera en Bowtie-modell, vilken består av ett felträd (uppkomstmekanismer) samt ett händelseträd (konsekvenser) (Vinnem, 2007b).

Ifall ett kolväteläckage uppstår på en oljeplattform kan ett flertal scenarier uppkomma. Möjliga riskscenarier som kan uppstå på grund av att en extern installation är monterad på oljeplattformen, identifieras i *kapitel 5 Riskidentifiering* och *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*. De tre främsta riskscenarierna identifieras som:

- i. Installationen kan leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns.
- ii. Installationen faller och förstör underliggande objekt, till exempel processutrustning, skyddssystem eller personer, vilket kan leda till en eskalering av brandförloppet.
- iii. Installationen kan minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och ökar därmed risken för höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet.

Ovanstående tre företeelser behandlas nedan i separata avsnitt i detta kapitel. Först utförs en analys av hur en kolvätebrand eller explosion kan uppstå och hur en extern installation påverkar uppkomstmekanismerna för dessa. Denna analys utförs kvalitativt med hjälp av tidigare studier som kan validera identifierade risker. Därefter analyseras den påverkan en extern installation kan ha för konsekvenserna av en kolvätebrand eller explosion. *Figur 7.1* illustrerar dispositionen för hur riskanalysen utförs i en Bowtie-modell. Kapitel avslutas med konstruerandet av en Bowtie-modell i mening att sammanfatta samt illustrera resultatet av riskanalysen.



Figur 7.1; Dispositionen över detta kapitel som illustreras i en Bowtie-modell.

Rapporten ska behandla oljeplattformer ur ett generellt perspektiv och därför är kvantitativa riskanalysmetoder svåra att tillämpa på grund av att den externa installations placering, utformning och beståndsdelar skiljer sig mycket mellan olika oljeplattformer. Dessa skillnader medför att en kvantitativ beskrivning av problemen på generell nivå innehåller stora osäkerheter vilket innebär att rapportens innehåll kan bli olämpligt som beslutsunderlag. Ovanstående resonemang tyder på att kvalitativa metoder är att föredra, då risken på en generell oljeplattform ska analyseras och därför används främst kvalitativa metoder i denna rapportens riskanalys. Dock används även semi-kvantitativa metoder för att demonstrera och identifiera riskscenarier. Med semikvantitativa metoder menas i denna rapport metoder som är utformade för kvantitativa analyser men där indata ej är förankrad i verkliga fall. Istället väljs relevant indata som lämpligast illustrerar problemen.

Riskanalysen som beskrivs i *avsnitt 7.4 Extern installation förbindrar ventilation* använder CFD-simuleringar. Dessa simuleringar utförs med en kvalitativ avsikt för att påvisa ifall den externa installationen kan förhindra ventilationen av ett kolväteläckage. Det finns inga tidigare studier över de möjliga riskhändelserna i detta avsnitt och därför används en CFD-modell för att undersöka om det finns en risk för gasansamlingar. Vid CFD simuleringar krävs relevant indata vilket i detta fall innebär platsspecifika parametrar. I *avsnitt 7.4 Extern installation förbindrar ventilation* är CFD-simuleringarna mycket förenklade, men antas vara tillräckliga för att påvisa de fenomen som undersöks i avsnittet. CFD-simuleringar används inte i de andra riskscenarierna i detta kapitel eftersom det krävs flera platsspecifika parametrar för att simuleringarna ska kunna utföras. Därav bedöms CFD-simulering i *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner* och *avsnitt 7.3 Extern installation bryter brandteknisk avskiljande konstruktion* inte som lämplig till mer än åskådliggöring. En annan anledning till varför inte CFD används i dessa avsnitt är att det redan finns utförda studier över liknade problem som kan uppstå i dessa scenarier, samt att enklare modeller kan användas för att påvisa olika företeelser (Solberg & Øverland, 2008).

## 7.1 Extern installation ökar risken för kolväteläckage

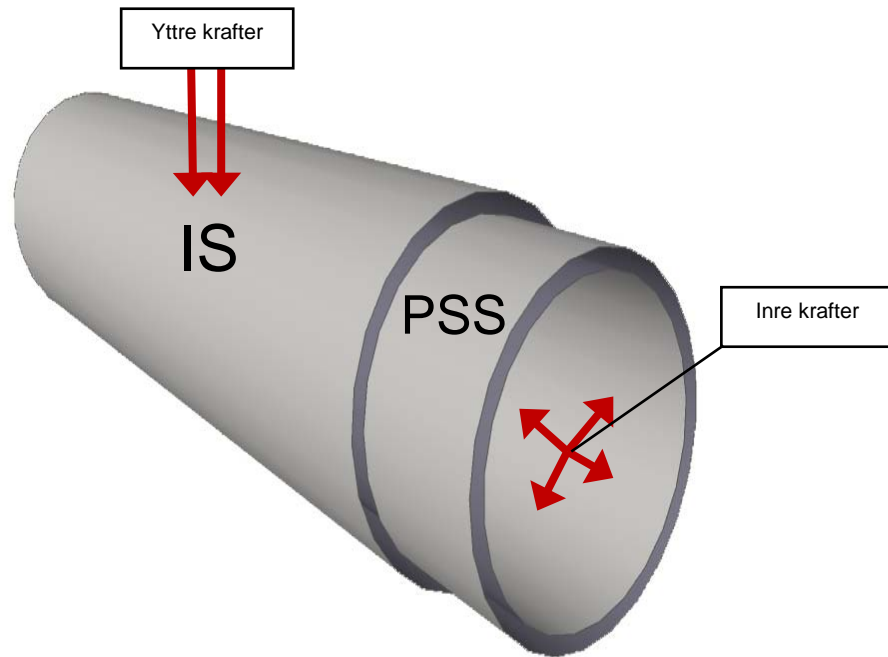
Kolväteläckage definieras i denna rapport som ett oavsiktligt utsläpp av kolväte i vätske-, tvåfas- eller gasform. Då tvåfas- och gasutsläpp uppträder likartat och kan vara svåra att skilja på vid observation, behandlas dessa som ett och samma fenomen. Läckage kan ske på plattformen, vid vattenytan eller under vattenytan. Kolväteläckage under 0,1 kg/s kommer ej att behandlas i denna rapport då konsekvenserna av ett så litet läckage anses vara ringa (Oljedirektoratet, 2001).

De senaste fem åren har det förekommit cirka 70 olika kolväteläckage på den norska sockeln. Medelvärdet på denna period är 14,2 stycken kolväteläckage per år. Majoritet av dessa läckage har en omfattning på 0,1 – 1 kg/s. År 2009 skedde 15 läckage, var av tio stycken hade en storlek på 0,1 – 1 kg/s och 5 stycken hade en storlek på 1 – 10 kg/s. Denna statistik kan jämföras med antal inrättningsår under samma tidsperiod, det vill säga mellan januari 2005 och december 2009 har det förekommit i genomsnitt 0,28 kolväteläckage per inrättningsår. År 2009 förekom det i genomsnitt 0,29 kolväteläckage per inrättningsår (Petroleumstilsynet, 2010f).

Det finns fler olika orsaker till att ett kolväteläckage kan uppstå. Förutom de orsaker som presenteras i *avsnitt 5.2 Faroidentifikation*, kan även ett kolväteläckage uppstå till exempel via oxidering eller utslitning av processutrustning, mekaniska fel i utrustning eller mänskliga fel (McGillivray & Hare, 2008). Då dessa orsaker beror på egenskaper hos enskilda oljeplattformer är det omöjligt att identifiera alla möjliga orsaker i en rapport som behandlar oljeplattformer generellt. Ett ansatt riskacceptansmål, RAM 1, anger att en extern installation inte får minska sannolikheten för att ett skyddssystem ska fungera korrekt. Då funktions- och överlevnadskrav för skyddssystem på alla plattformar finns angivet i NORSOK S-001 (2008) anses detta vara en god utgångspunkt för en riskanalys, framförallt då riskanalysen ska behandla oljeplattformer generellt.

De skyddssystem som verkar för att ett kolväteläckage ej ska uppstå vid normal drift identifieras i *avsnitt 2.3.2 Fysiska barriärer [FB]* som processsäkerhetssystemet [PSS] och inneslutningssystemet [IS]. För att en felfunktion av IS per definition innebär ett kolväteläckage och ett kolväteläckage ej kan uppstå utan att IS felfungerar, blir detta system direkt kopplat till den initierande händelsen kolväteläckage. En felfunktion av IS bedöms i enlighet med *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* kunna uppstå på grund av inre eller yttre krafter vilket leder till ett brott i den inneslutande funktionen, se *Figur 7.2*.

Yttre krafter bedöms, med hänsyn taget till att en extern installation finns på oljeplattformen, kunna genereras då den externa installationen eller delar av den faller ned på underliggande processutrustning. Med inre krafter menas förhöjda tryck vilket ska motverkas av PSS. Förekomsten av en extern installation bedöms ej kunna generera sådana förhållanden att PSS slås ut helt men en fallande extern installation bör enligt *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* kunna minska PSS:s redundans och på så sätt öka sannolikheten för ett felfungerande av PSS.



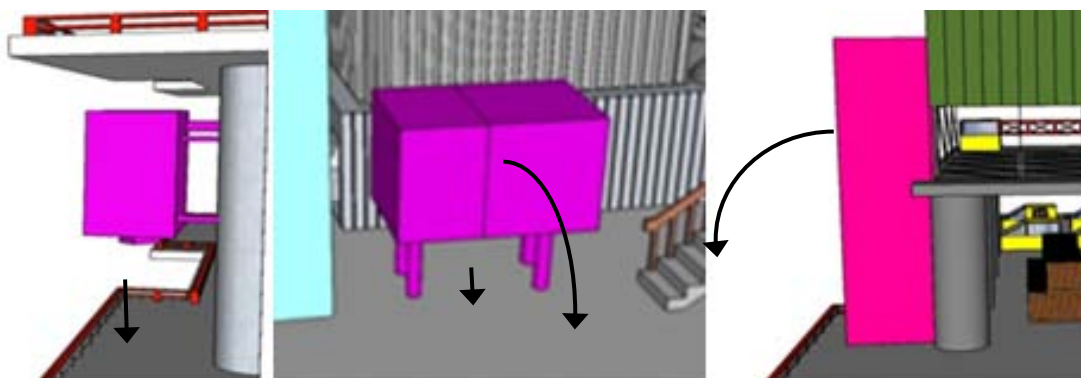
Figur 7.2; Illustration av hur yttre och inre krafter påverkar IS och PSS.

## 7.2 Extern installation lossnar och faller ner

Målet med detta avsnitt är att utreda troligheten i påståendet att en extern installation eller delar av den externa installationen kan lossna och falla ner. Scenariot anses kräva en utredning då detta, i *kapitel 5 Riskidentifiering* och i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*, bedöms kunna påverka flera av skyddssystemen på en oljeplattform negativt och dessutom orsaka en olycksförlopps eskalation.

Beskrivet i sin enklaste form bör en extern installation falla ner om de vertikala och/eller horisontella krafter som påverkar den överstiger de krafter installationens angoringspunkter kan motstå. I denna rapport görs, i *avsnitt 2.4 Externa installationer*, avgränsningen att en extern installation kan angöras på tre olika sätt, se även *Figur 7.3*.

- Monterade på anläggningens sida hängandes i luften
- Monterade på anläggningens sida stående på ben
- Monterade på anläggningens sida stående direkt på plattformens plan



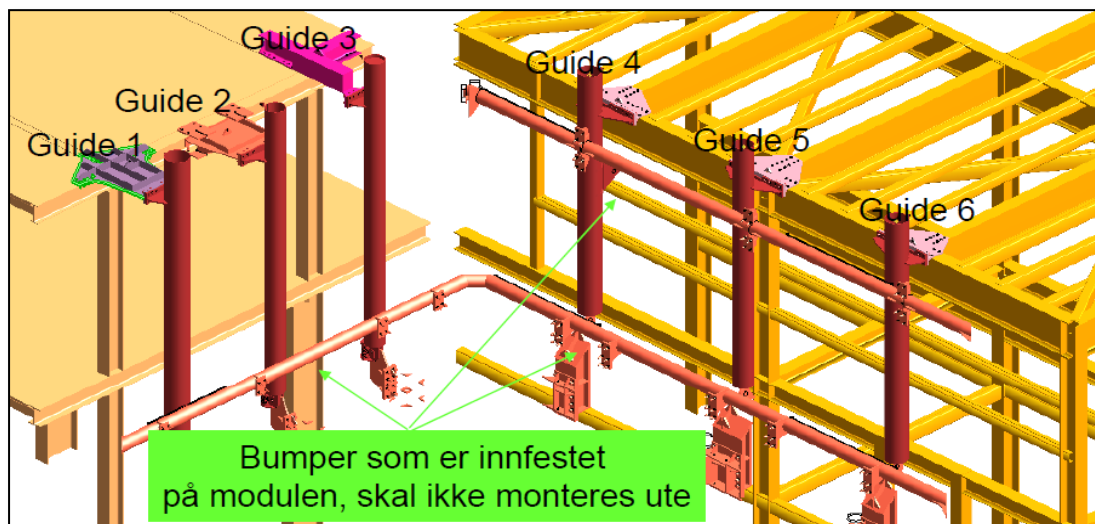
Figur 7.3; Olika utformningar av externa installationer, pilar visar exempel på fallriktningar.

Vilka kraftriktningar som påverkar en extern installation kan bero på utformningen och placeringen av den, förutsatt att en extern installation är en solid enhet och bortsett från att delar av den kan falla av. Om en extern installation faller ned på grund av att något annat faller ned på den, bör sannolikheten vara större för installationen som är monterad hängande på sidan än en installation som är vilande på plattformens plan.

Enligt föregående stycke är ett exempel på vertikala krafter andra fallande föremål. Ett annat exempel är installationens massa. Om exempelvis en truck kör ut på installationen för att lasta av tung utrustning så kan installationens massa öka drastiskt. Exempel på horisontella krafter som kan påverka en extern installation är om exempelvis trucken kör in i installationen. Ett annat exempel som bör vara av stor relevans för denna rapport är tryckvågen från en explosion.

Fler faktorer som kan påverka sannolikheten för att en extern installation ska kunna lossna och falla ner är försvagningar i angoringspunkterna. Försvagningar innebär exempelvis oxidering av metallfästen samt minskad bärförmåga på grund av temperaturförändringar i metallen. Det bör även tilläggas att mänskliga och mekaniska fel har en stor betydelse vid många av de olyckor som sker idag på oljeplattformar på norska sockeln (McGillivray & Hare, 2008).

Det finns flera olika sätt att angöra en extern installation till den befintliga installationen. Installationen kan till exempel angöras direkt på befintlig konstruktion via svetsning, eller olika bultkryss se *Figur 7.4* (Andersen & Lindholm, 2008, Anfinsen, 2009). Varje angörning utförs specifikt för det enskilda syftet och då denna rapport ska behandla oljeplattformar generellt utreds inte hållfastheten för varje enskild angörningstyp. Istället utförs en bedömning av hur stora de yttre krafterna kan bli och dessa jämförs sedan mot vad en typisk angörningsanordning motstår.



Figur 7.4; Exempel på angörningsanordningar för en extern installation (Anfinsen, 2009).

Då denna rapport avgränsar sig till att främst behandla risker som involverar bränder och explosioner är det också dessa farors påverkan på en extern installation som främst kommer att undersökas.

### 7.2.1 Kolväteexplosion

En typisk kolväteexplosion på en oljeplattform uppstår när kolväten i gasform blandas i rätt proportioner med luft och antänds. En explosion karakteriseras av en plötslig expansion av materia till en mycket större volym än den ursprungliga (Fischer, 1997). Enligt Vinnem (2007a) är kolväteexplosioner en relativt ovanlig händelse på en offshore-anläggning eftersom det krävs många faktorer för att en explosion ska kunna uppstå. Trots att det är en ovanlig incident sker explosioner idag se *appendix A.I.V Horizon*. De faktorer som kan påverka vilken tryckamplitud, det vill säga hur kraftig en kolväteexplosion blir, presenteras nedan. Faktorer som påverkar flammans utbredningshastighet och således tryckamplituden är (Vinnem, 2007a, Fischer, 1997):

- Gaskoncentrationsförhållandet mellan kolväten och syre
- Hur homogent gasmolnet är
- Mängden kolväten
- Förekomsten av andra ämnen i luften, exempelvis inerta gaser

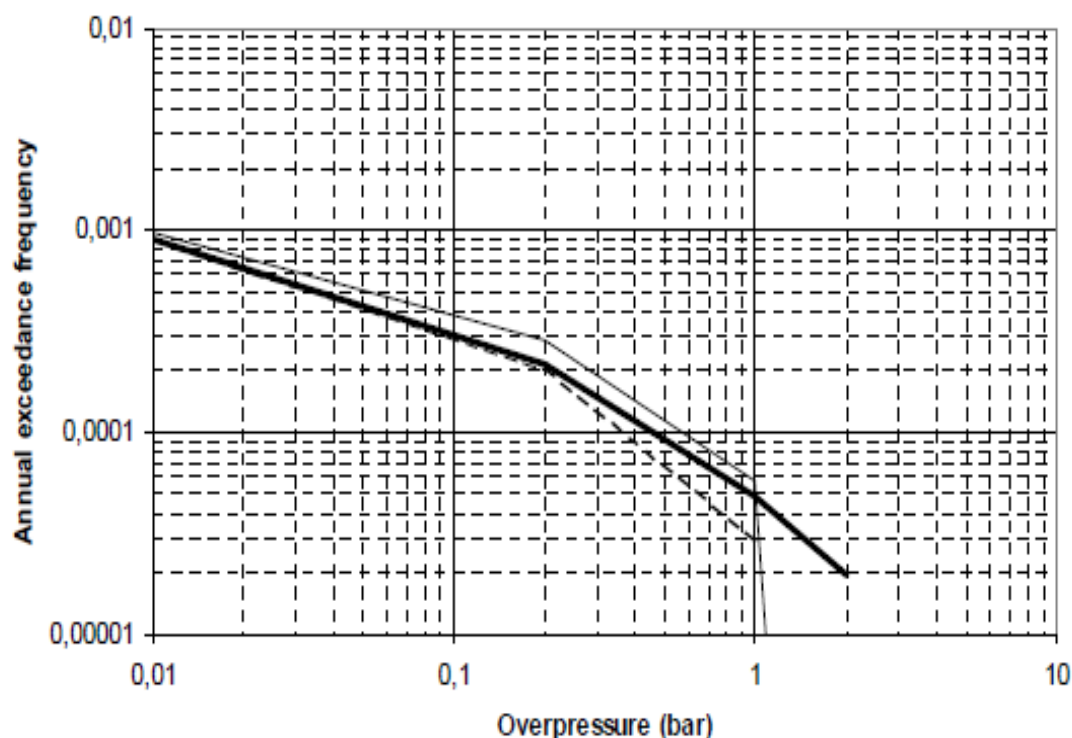
Hur homogent, det vill säga hur välblandat gasmolnet är beror till stor del av yttre förutsättningar. I en mer turbulent miljö finns större förutsättningar för väl omblandade förhållanden än i en luftstagnant miljö (Vinnem, 2007b).

Det finns två olika storheter som används vid beskrivningar av hur en konstruktion tar upp kraften från en explosion. Den ena storheten är övertryck vilken anges i denna rapport i bar. Övertrycket är storleken på det tryck som överstiger det normala luftrycket. I en stötvåg är övertrycket som störst i stötvågsfronten för att sedan snabbt sjunka ner till normalt tryck för ostörd luft. Det finns ingen övre begränsning på hur stort övertryck som kan uppstå. Den andra storheten är impulsintensitet vilken anges i pascalsekunder [Pas]. Impulsintensiteten är tidsintegralen av ett tryck-tids samband, med andra ord det sammanlagda trycket över en tidsperiod. Vid kortvariga belastningsförlopp är det denna storhet som beskriver hur mycket en konstruktion påverkas av en tryckvåg (Johansson & Leine, 2007).

Hur stor del av trycket som tas upp av en konstruktion beror till störst del av hur inneslutet utrymmet där explosionen sker är. En byggnad utan väggar klarar i princip hur stora tryck som helst då tryckvågen har goda förutsättningar att fortplanta sig i "det fria". Motsatsen är ett helt lufttätt utrymme där tryckvågen fullständigt tas upp av konstruktionen (Vinnem, 2007b).

Storleken och omfattningen i en kolväteexplosion beror främst av platsspecifika förhållanden. Följaktligen är det svårt att utreda detta fenomen, då enskilda beräkningar på impulsintensiteter och tryck bli kan bli oväsentliga för en rapport som behandlar oljeplattformar generellt. Det har dock utförts studier på med vilken sannolikhet explosionstrycket kan variera på en oljeplattform. Studien som tas upp i denna rapport baseras på olika explosionssimuleringsmodeller som bearbetas i datormodellerna FLACS och BEFETS. Resultatet av studien presenteras i *Figur 7.5*. I studien har följande faktorer varierats (Vinnem, 2007a):

- Inneslutningen
- Placering av hinder som genererar turbulens
- Tändkällor
- Effekt av sprinkleraktivering
- Droppstorlek på sprinkler
- Homogeniteten i gasmolnet
- Förhållandet mellan koncentration syre och kolväten



Figur 7.5; Studie över vilken frekvens samt vilken tryckamplituder som kan generas vid en explosion på en oljeplattform (Vinnem, 2007a).

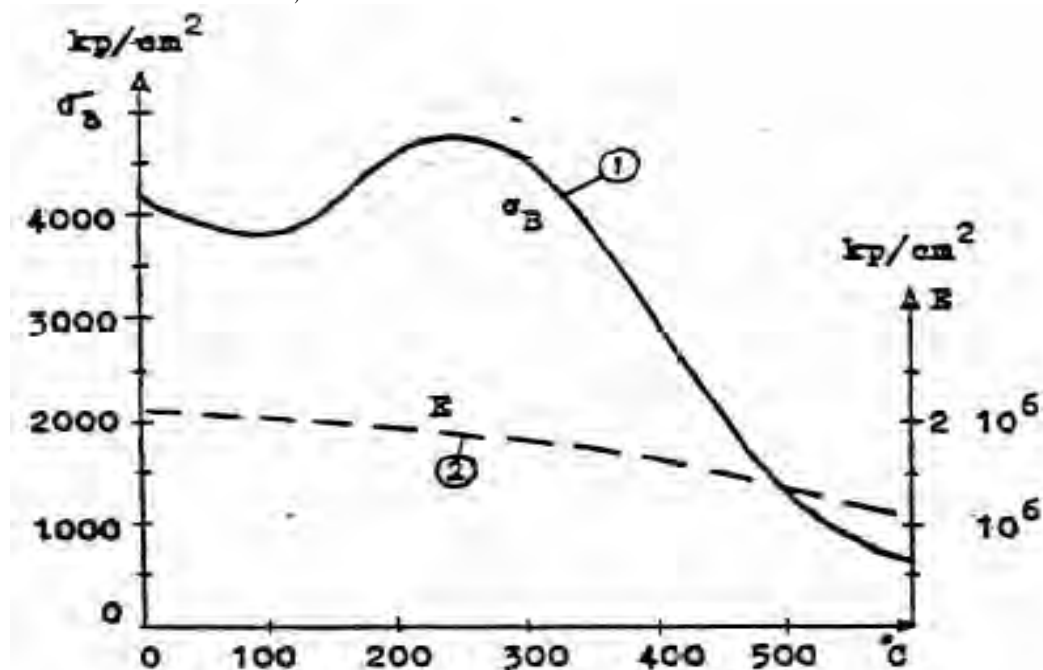
I Vinnems (2007a) studie presenteras även vilken impulsintensitet som kan generas av de övertyck som visas i *Figur 7.5*. Impulsintensiteten vid de olika försöken varierade mellan 2102 [Pas] och 12732 [Pas]. En referenspunkt att jämföra dessa resultat med är att en byggnad bestående av profilerad plåt på stålreglar med sex meters spännvidd bedöms kollapsa vid det karakteristiska övertycket 0,05 [bar] och den karakteristiska impulsintensiteten 500 [Pas] (Johansson & Leine, 2007)

Studien anses vara relevant för denna rapport då flera olika faktorer har varierats för att få ett ”bredare” resultat. Bredden på studien är därför relevant för att användas i denna rapport som behandlar oljeplattformar generellt. Det bör påpekas att studiens resultat bygger på en enskild konstruktions förutsättningar vilket innebär att resultaten kan vara olämpliga att tillämpa på en annan konstruktion med andra grundförutsättningar och skillnader i till exempel layout och väderförhållanden.

År 2009 utfördes en utredning av explosionsrisken på Troll C och hur den påverkar en specifik extern installation, se *avsnitt 2.4.1 Extern installation på norska oljeplattformen Troll C*. Även denna studie varierade olika förutsättningar och undersökte explosionsrisken på olika delar av oljeplattformen. Resultatet i denna studie tyder på att sannolikheten för att en explosion som genererar mer än 0,5 bars övertryck är mellan  $1 \times 10^{-4}$  till  $5 \times 10^{-5}$  per år (Brigadeau & Andersen, 2009), vilket överensstämmer med Vinnems resultat (Vinnem, 2007b).

## 7.2.2 Minskad hållfasthet på grund av en kolvätebrand

I *avsnitt 2.4 Externa installationer* görs avgränsningen att en extern installation samt fästningsanordningar består av stål. Vid högre temperaturer blir stål mer elastiskt vilket innebär att deformationer uppstår under lägre belastning än vad de gör vid lägre temperaturer (Burström, 2007). Stål uppvisar olika egenskaper vid måttliga temperaturhöjningar beroende på hur det är behandlat. *Figur 7.6* visar brotthållfastheten och elasticitetsmodulen för mjukt konstruktionsstål St 37.



Figur 7.6; Brotthållfasthet [ $\sigma_B$ ] och elasticitetsmodul [ $E$ ] för mjukt konstruktionsstål St 37 (Sjölin, 1987)

Brotthållfastheten beskriver hur stora påkänningar stålet klarar av innan det brister. Elasticiteten är ett mått på hur tåligt ett material är utan att plastiska deformationer uppstår. En plastisk deformation innebär att permanenta förändringar i stålkonstruktionens struktur uppstår (Burström, 2007). *Figur 7.6* visar ett temperatur-hållfasthetssamband som gäller för en specifik ståltyp och även om sambandet inte gäller för alla typer så är ett karakteristiskt drag hos stål att hållfastheten minskar med stigande temperatur. För de flesta sorters stål minskas hållfastheten betydligt vid 400-600°C (Sjölin, 1987). Det finns olika skydd som ska motverka värmeökning. Det främsta skyddet är passivt brandskydd PBSK i form av brandskyddsmålning eller annan isolering av stålet. Det bör påpekas att detta isolerande skydd inte klarar allt för höga värmepåkänningar under en längre tid (NORSOK\_S-001, 2008).

### 7.2.2.1 Tidigare studie på hur hållfastheten för en extern installation kan påverkas av en jetflamma eller en pölbrand

År 2008 utfördes ett examensarbete av Andersen och Lindholm. Titeln på examensarbetet är "*Risk reduction by use of passive fire protection – A study regarding implementation of new installations offshore*". Denna rapport undersöker en extern installation på TROLL C se avsnitt 2.4.1 *Extern installation på norska oljeplattformen Troll C*. En del av Andersen och Lindholms (2008) rapport undersöker hållfastheten hos en extern installation som påverkas av en jetflamma eller pölbrand. Deras analys baseras på *SINTEF Industrial Management* frekvensdatabas som distribueras av *Det Norske Veritas* (SINTEF, 2004, Andersen & Lindholm, 2008).

Resultaten för riskanalysen i Andersens och Lindholms (2008) rapport anses vara relevanta för denna rapport då felstatistiken baseras på befintliga oljeplattformars generella skyddssystem. Detta förutsätter dock att resultaten inte används för kvantitativa beräkningar utan istället för att styrka relevansen hos problemet. Andersens och Lindholms (2008) riskacceptanskriterium är att de bärande konstruktionerna på en extern installation inte får överskrida 450 °C, vid temperaturer över denna antas stålets hållfasthet reducerats så mycket att installationen brister och faller ner

Andersen och Lindholm (2008) bedömer risken till  $2.9 \times 10^{-4}$  per år för att den externa installationen på TROLL C lossnar och faller ner. Denna risk förutsätter att stålet inte är behandlat av något brandskyddslager. Om enbart den externa installationen behandlas med brandskyddsmålning, minskar risken till  $1.3 \times 10^{-5}$  per år (Andersen & Lindholm, 2008).

Resultatet av Andersens och Lindholms rapport stärker påståendet att det finns en risk att den externa installationen kan påverkas av en jetflamma eller pölbrand, så att installationen lossnar och faller ner. Andra studier från Aker Solution bekräftar Andersens och Lindholms resultat (Brigadeau & Andersen, 2009, Solberg & Øverland, 2008). Det bör påpekas att resultaten från dessa studier är platsspecifika och kan därmed inte appliceras direkt på andra objekt. Dock fungerar resultaten bra för att påvisa att en extern installation kan lossna och falla ner på grund av en kolvätebrand. Det konstateras att de faktorer som gav störst påverkan i fall den externa installationen faller ner eller inte är; hur många angöringspunkter som finns och hur angöringspunkterna är fördelade på den externa installationen (Brigadeau & Andersen, 2009).

### 7.2.3 Dynamiska krafter från fallande objekt

Utifrån tidigare resonemang i detta kapitel är det konstaterat att en extern installation kan lossna och falla ner på grund av en explosion eller brand. Frågan är då om det fallande objektet kan orsaka någon skada ifall den träffar underliggande föremål i fallet och vilka faktorer påverkar detta?

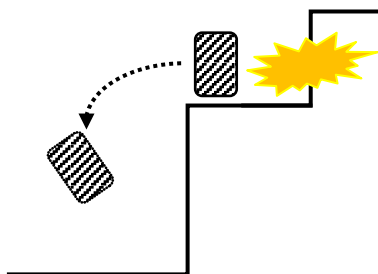
För att kunna bedöma omfattningen av skadan från en fallande extern installation, konstrueras konservativa scenarier med syftet att få en bredd på möjliga utfall. I samråd med Thelandersson<sup>11</sup> är det mest konservativa verklighetsförankrade scenariot om den externa installationen slår sönder grundkonstruktionen på oljeplattformen, det vill säga att om den externa installationen faller ner på golvet eller bärande segment och det går sönder. Golvet och bärande segment bör vara de starkaste delarna i en konstruktion, enligt Thelandersson<sup>12</sup> innebär detta att om dessa konstruktionsdelar ger vika kan även andra konstruktioner och strukturer ge vika för den fallande externa installationen.

---

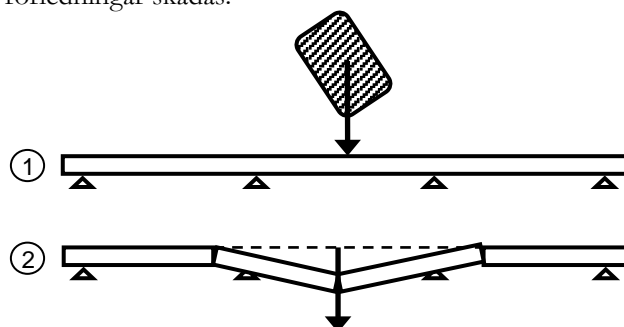
<sup>11</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

<sup>12</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

Ett scenario är om det finns ett underliggande plattformspan som träffas av den externa installationen se *Figur 7.7*. Thelandersson<sup>13</sup> menar att det är mycket ovanligt att den dynamisk kraften skulle generera ett hål på den underliggande stålkonstruktion, men däremot kan underliggande stålkonstruktion böjas se *Figur 7.8*. Om konstruktionen böjs enligt figur kan underliggande utrustning till exempel rörledning skadas.

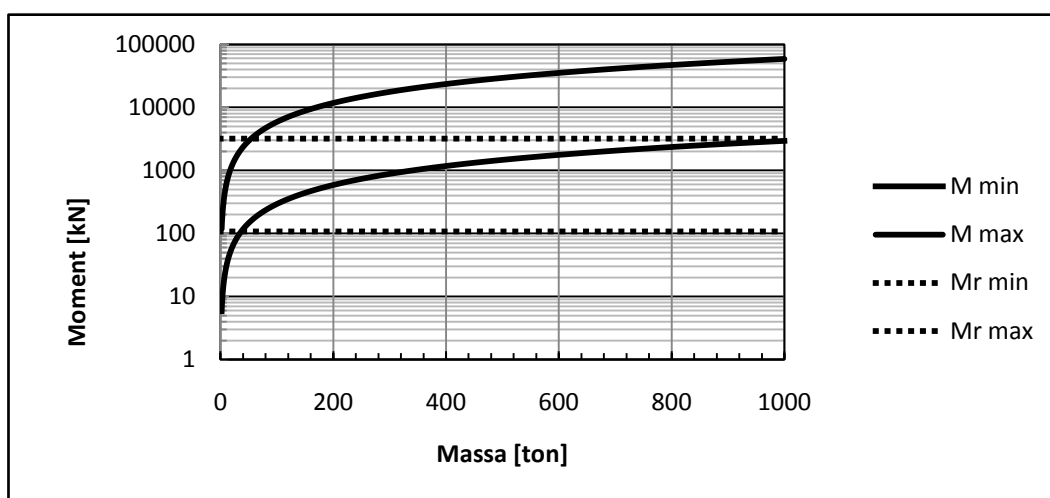


Figur 7.7; Illustration av en fallande extern installation.



Figur 7.8; Illustration av dynamisk kraft påverkan på oljeplattformens grundkonstruktion.

I *Figur 7.8* illustreras ett stålbjälklag. Enligt Thelandersson<sup>14</sup> består den vanligaste typen av stålbjälklag av tvärgående I-balkar. För att få en bredd på resultatet utförs beräkningar med intervall vilket innebär att en känslighetsanalys utförs. I beräkningarna ansätts ett maximalt och ett minimalt värde för osäkra parametrar. Beräkningarna redovisas i sin helhet i *appendix E.II Dynamisk kraftpåverkan*. Resultatet av beräkningarna redovisas i *Figur 7.9*. I *Figur 7.9* är Y-axeln logaritmisk och visar momentkraften. M-linjerna visar vilken dynamisk kraft som kan generas av en fallande extern installation. Det som är mest intressant för denna rapport är hur stor massa det fallande föremålet behöver ha för att orsaka skada, därför visas resultaten med massan på X-axeln. Mr-linjerna är I-bjälklagets hållfasthet mot dynamisk kraftpåverkan. När M blir större än Mr uppstår en plastisk deformation av I-bjälklaget och därmed uppstår bestående skador på bjälklaget. Grundkonstruktionen är den starkaste delen på en oljeplattform, således bedöms även underliggande process eller säkerhetsutrustning som inte är lika tåliga som grundkonstruktionen skadas av fallande externa installationen.



Figur 7.7; Diagram över hur den dynamiska kraften varierar med tyngden på en fallande extern installation.

Om ett mycket grovt medelmått från *Figur 7.9*, ligger massgränsen för möjlig deformation på cirka 20 ton. Denna vikt kan jämföras med den externa installationen på Troll C som väger 600 ton se *avsnitt 2.4.1 Extern installation på norska oljeplattformen Troll C*. Detta innebär att även mindre delar av denna externa installation kan skada underliggande utrustning om delarna lossnar och faller ner.

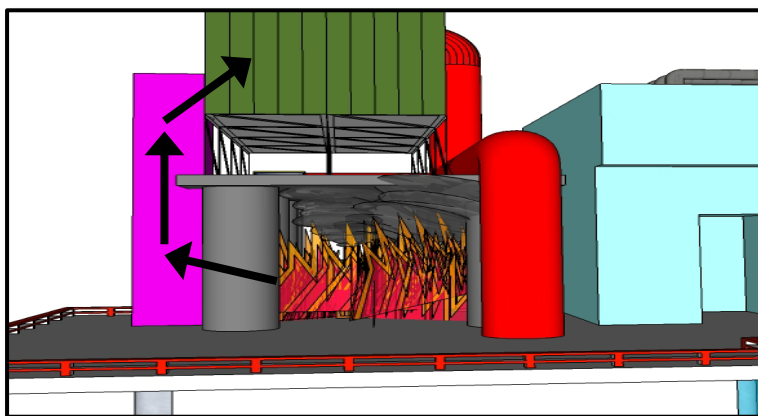
<sup>13</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

<sup>14</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

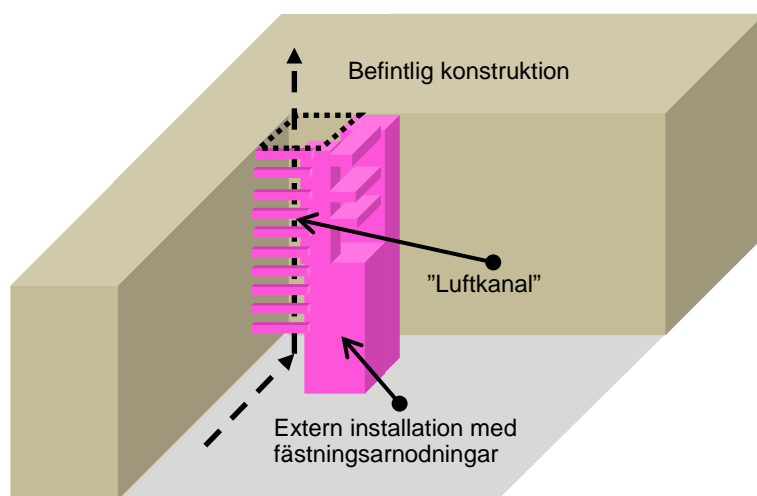
### 7.3 Extern installation bryter brandteknisk avskiljande konstruktion

Avsikten med detta avsnitt är att utreda om en extern installation eller delar av den externa installationen kan bryta en brandtekniskt avskiljande konstruktion. I denna rapport definieras detta som att den externa installationen leder varma gaser eller värme förbi en konstruktion, som har i uppgift att förhindra att en sådan transport sker till intilliggande utrymmen. I *avsnitt 2.3.2 Fysiska barriärer [FB]* beskrivs skyddssystemet passivt brandskydd [PBSK]. Detta skyddssystems primära uppgift är att begränsa potentiella bränders och explosioners omfattning genom brandtekniskt avskiljande konstruktioner. Konsekvenserna av att en extern installation bryter en brandtekniskt avskiljande konstruktion kan exempelvis vara spridning av branden eller försvårad utrymning vilket kan innebära att ett eskalerande olycksscenario uppstår. Fler tänkbara konsekvenser som kan uppstå på grund av att en extern installation bryter brandtekniskt avskiljande konstruktion presenteras i *avsnitt 5.2 Faroidentifikation*.

Om den externa installationen placeras enligt *Figur 7.10*, kan det finnas en risk att brandgaser sprider sig upp till övre plan via den externa installationen, förutsatt att en brand startar på nedre plan. I de flesta externa installationer används stål i grundkonstruktionen. I föregående *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner*, undersöks om en extern installation kan försvagas eller kollapsa på grund av uppvärmning från en brand eller explosion. En stålkonstruktion har ett högt värmekonduktivitetstal, det vill säga att stål har en stor förmåga att leda värme (Burström, 2007). Innan konstruktionen blir så varm att den kollapsar och faller ner, bedöms en konduktiv värmeöverföring kunna uppstå mellan två plan *Figur 7.10*. Dessa två delscenarion undersöks nedan.



Figur 7.8; Illustration av konduktiv ledning via en extern installation.

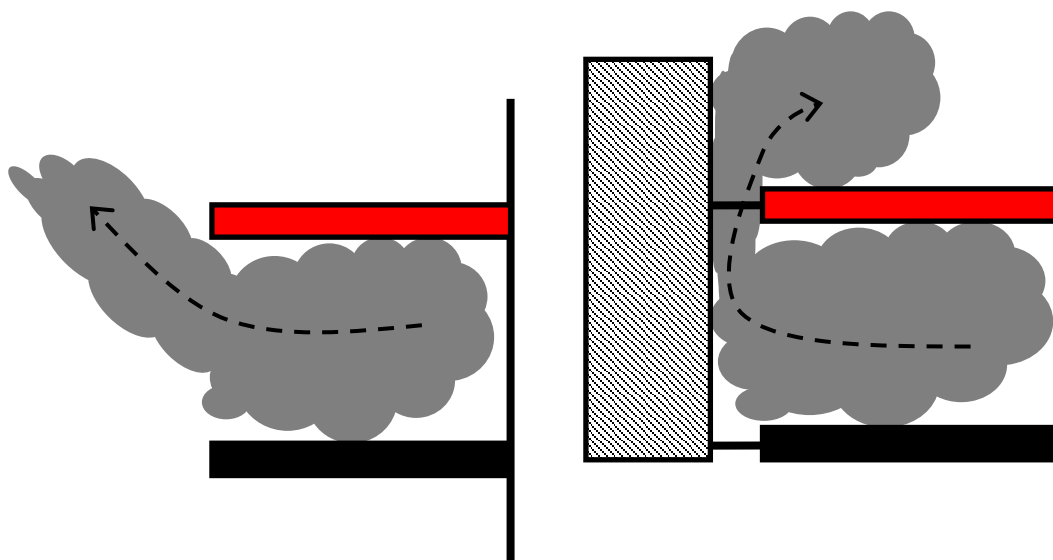


Figur 7.9; Ett exempel på hur en extern installation kan generera en luftkanal mellan installation och den befintliga konstruktionen.

### 7.3.1 Brandgasspridning

Enkelt beskrivet kan transporten av brandgaser drivas av tryckskillnader, temperaturskillnader och yttre påverkan (Karlsson & Quintiere, 1999). Ett troligt scenario då tryckskillnader uppstår på en oljeplattform är om en brand utbryter i ett relativt tätt utrymme. Är utrymmet i förbindelse med ett annat utrymme via otätheter eller kanaler kommer en tryckutjämning att ske genom att uppvärmd gas transporteras in i det kallare utrymmet. Hur fort detta sker beror på temperaturskillnaden i gaserna och även hur täta utrymmena är. Om uppvärmningen sker i det ”fria” kan inga tryckupbyggnader uppstå, dock kan ändå en brandgasspridning ske på grund av temperaturskillnader, även kallat termisk stigitkraft. De varma gaserna har lägre densitet än de kalla och kommer därför att stiga tills de kylts ned till omgivande gasmassas temperatur (Karlsson & Quintiere, 1999). Med yttre påverkan menas exempelvis transport via vinden eller mekaniska fläktar.

Enligt Juvik et al<sup>15</sup> kan externa installationer monteras på sidan av en oljeplattform. Om installationen monteras med distanser som skapar ett utrymme mellan plattformen och installationen så bör en transport av brandgaser kunna uppstå i detta utrymme, se *Figur 7.11* och *Figur 7.12*. Även utformningen av den externa installationen kan påverka hur brandgaser transporteras. Om installationen till exempel omges av ett skyddande plåthölje och har öppningar in mot två plan eller fler kan den externa installationen fungera som en ledande luftkanal. Detta förutsätter att installationen har öppningar inuti sig som möjliggör en vertikal transport av brandgaser.

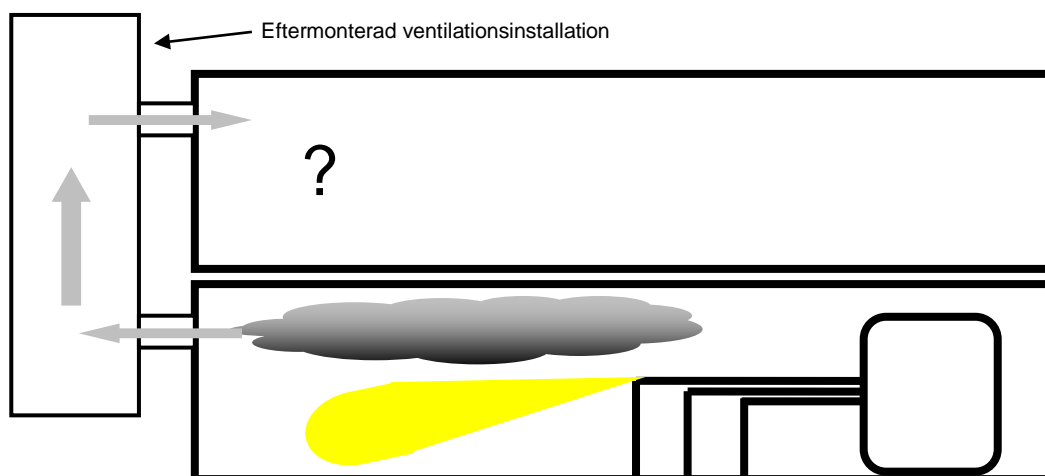


*Figur 7.10; Illustrering av brandgastransport mellan två plan med och utan en extern installation.*

För att bedöma om detta fenomen är möjligt eller inte konstrueras ett värsta troliga scenario. Detta utgörs av att branden startar i ett slutet utrymme på det nedre planet av två. Planen är sammankopplade via en extern installation och i samband med att installationen monterades utformades även mekanisk ventilering av det nedre planet för att kompensera för den naturliga ventilation som försvann i och med tillbyggnaden. Ventilationsrören sammanbinder de två planerna, se *Figur 7.13*.

Förutsättningarna för att brandgaser ska sprida sig via ventilationskanalen är att branden genererar ett tillräckligt högt övertryck för att motverka ventilationsriktningarna (Jensen, 2002). En grundregel för att brandgasspridning ska kunna uppstå i ett ventilationssystem är att luftflödet från branden blir större än luftflödet i ventilationen. Denna regel gäller för tillluftsystem via mekaniska fläktar vilket är det ventilationssystem som brandgas lättast kan spridas i (Jensen, 2002).

<sup>15</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13



Figur 7.11; Brandgaser sprider sig via en eftermonterad ventilationskanal.

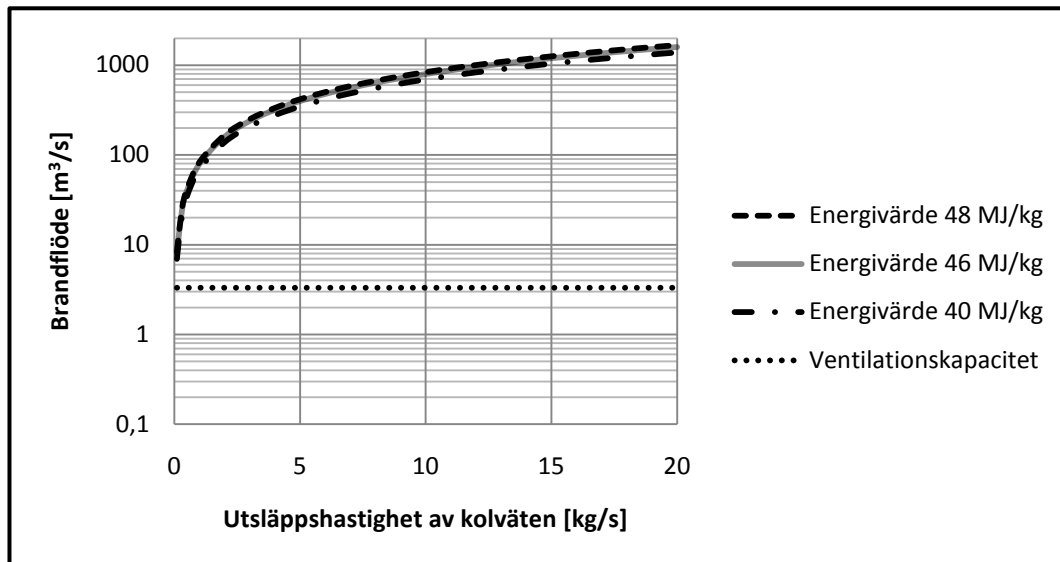
Att beräkna brandgasutbredning i ventilationskanaler är komplicerat och beror på flera faktorer, till exempel om ventilationssystemet baseras på till- eller frånluftssystem eller båda varianterna. Andra viktiga faktorer som påverkar brandgasspridningen är den fysiska utformningen av kanalen vilket påverkar tryckfallet i den. Om ventilationskanalen är försedd med brandspjäll och vilken kapacitet den befintliga ventilationen har är även de viktiga faktorer (Jensen, 2002). Alla dessa faktorer är platsspecifika och därför kommer inte alla dessa faktorer att tas hänsyn till i denna rapport. Istället utförs grova överslagsberäkningar i samråd med Jensen (2008) i syfte att en uppfattning om det finns en risk att brandgaser kan sprida sig via ventilationskanaler beräknat utifrån de förhållanden som styrs av NORSOK S-001 (2008). Beräkningarna presenteras i detalj i *appendix E.III Brandgasspridning via ventilationskanal*.

I alla farozoner ska all luft omsättas 12 gånger i timmen (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att rummets storlek avgör hur stor ventilationskapaciteten är. I denna rapport ansätts rummets storleken till 1000 m<sup>3</sup>. Ett rum på 1000 m<sup>3</sup> som ska byta luft 12 gånger på en timme motsvarar en ventilation på cirka 3,3 m<sup>3</sup>/s vilket är en mycket kraftig ventilation (Jensen, 2002).

Enligt Jensen (2002), professor inom installationsteknik, genererar en brand 2,9 [m<sup>3</sup>/s] i luftflöde för varje megawatt på grund av att luften runt branden värms upp och expanderar (Jensen, 2002). I *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage* definieras storleken på olika kolväteläckage till 0,1 ; 1 ; 10 kg/s i utsläppshastighet vilket även används i dessa beräkningar som jämförelsepunkter. För varje ämne finns ett energivärde som anges i [MJ]/kg. Energivärdet för olika kolväten varierar mellan 40 till 48 [MJ]/kg (Karlsson & Quintiere, 1999). Utsläppshastigheten för ett kolväteläckage anges i kg/s. Följaktligen kan kolvätets utsläppshastighet multipliceras med energivärdet för att bedöma brandens effektutveckling, denna beräkning utförs för X-axeln i *Figur 7.14*. Även brandens förbrännings effektivitet tas hänsyn till i beräkningarna. Enligt Karlsson och Quintiere (1999) brukar förbränningseffektiven variera mellan 0,5 och 0,8.

För att bedöma vilket brandflöde en brand kan generera ansätts enligt Jensen (2002) ett brandflöde på 2,9 kubiksekunder per megawatt brand, denna beräkning utförs för Y-axeln i *Figur 7.14*. På detta sätt kan brandflödet beräknas beroende på utsläppshastigheten. I *Figur 7.14* visas även den tidigare nämnda ventilationskapaciteten som är 3,3 m<sup>3</sup>/s för ett stort rum. Enligt Jensen (2008) är risken för brandgasspridning i ett ventilationssystem hög om brandflödet är större än det befintliga ventilationssystemet. Denna bedömning är mycket grov och används enbart för att påvisa om det finns risk för brandgasspridning via ventilationen.

Resultatet av beräkningarna i *Figur 7.14* tyder på att det finns en risk för brandgasspridning via en extern installation med integrerad mekanisk ventilation, förutsatt att brandrummet är relativt tätt. Detta eftersom brandflödet är större än den mekaniska ventilationen för detta rum. Vid ett utsläpp på 0,1 kg/s uppstår ett brandflöde på cirka 7 m<sup>3</sup>/s vilket motsvarar ventilationsflödet i en lokal som är cirka 1700 m<sup>3</sup> stor. Det bör påpekas att det finns stora osäkerheter i dessa beräkningar eftersom brandflödet, spridningsförmågan och ventilationskapaciteten beror på flera onämnda faktorer.



Figur 7.12; Ventilationsförhållandena mellan brandflöde och mekaniskventilation.

### 7.3.1 Konduktiv värmeöverföring mellan brandcellsgränser

Stålkonstruktioner har ett högt värmekonduktivitetstal vilket innebär att stål leder värme lätt (Burström, 2007). I detta avsnitt undersöks om det är troligt att värme leds mellan två plan via en extern installation förutsatt att installationen har kontakt mellan två brandcellsgränser, se *Figur 7.10*. På oljeplattformen Troll C har Solberg och Øverland (2008) undersökt konduktiv värmeledning i en extern installation av stål, se *avsnitt 2.4.1 Extern installation på norska oljeplattformen Troll C*. I Solberg och Øverlands (2008) studie undersöks de temperaturskillnader som kan uppstå i stålet om en jetflamma riktas mot konstruktionen. Studien baseras på tre olika scenarier där jetstrålen träffar eller delvis träffar stålkonstruktionen från olika håll. Det finns även ett scenario där en pölbrand placeras under konstruktionen. Simuleringarna varierar bränder mellan 100 till 250 [kW/m<sup>2</sup>] i styrka och simuleringstiden är 60 minuter. Simuleringarna utförs med hjälp av två avancerade datormjukvaror, FAHTS och USFOS (Solberg & Øverland, 2008).

Resultaten från ett scenario presenteras i *Figur 7.15*, där stålkonstruktionen träffas av en jetflamma nere i vänstra hörnet. *Figur 7.15* påvisar värmeskillnaderna i konstruktionen efter 30 minuter. De andra scenarierna i deras rapport ger liknande konduktiv värmeledning som i *Figur 7.15* (Solberg & Øverland, 2008). Studien konstaterar att det finns en värmeledning genom stålet och att stålet som befinner sig i motsatt hörn från jetflamma uppvisar en värmeskillnad på cirka 200°C från ursprunglig temperatur. Det bör påpekas att dessa simuleringar tar hänsyn till att installationens kritiska delar har brandskyddsmålats (Solberg & Øverland, 2008). *Figur 7.15* visar även att stålkonstruktionen som direkt träffas av jetflamman, värms upp nästan till 1300°C. Enligt föregående *avsnitt 7.2.2 Minskad hållfasthet på grund av en kolvätebrand* börjar stålets bärförmåga minska betydligt vid 450°C. Följaktligen kan troligheten i Solberg och Øverlands (2008) studie ifrågasättas eftersom den externa installationen står upp efter att stålet har värmts upp till 1300°C.

Vilken skada en uppvärmning av konstruktionen generellt kan generera är svårt att bedöma, eftersom skadan beror på vad som finns vid de delar där den externa installationen är sammanlänkad med andra delar av oljeplattformen. Stora skador kan uppstå vid sammankopplingarna redan vid små temperaturökningar, till exempel om det finns känsliga tekniska komponenter vid sammankopplingen. Exempelvis antas kretskort och kabelledningar vara obrukbara då de utsatts för en temperatur på 215°C (SFPE, 2008)

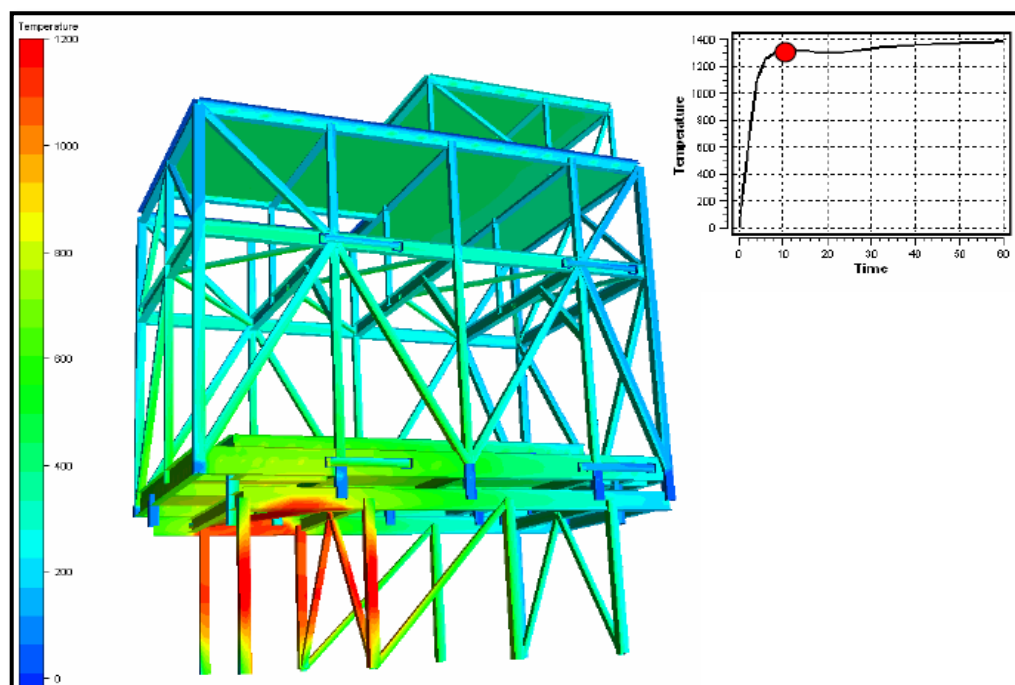
I *Figur 7.15* visas även stora temperaturskillnader i stålet inom den externa installationen. Således kan delar inom den externa installationen påverkas av konduktiv värmeledning, trots att de inte utsätts direkt av branden. Även denna ”interna” värmeledning kan orsaka skador på en installation eftersom installationen kan innehålla känslig utrustning som processutrustning eller kretskort.

Det krävs höga temperaturer för att material som kan tänkas finnas på en oljeplattform ska självantända, se *Tabell 7.1*. Vid dessa höga temperaturer börjar redan stålets hållfasthet att påverkas. Om temperaturen överstiger 450°C bedöms installationen kunna lossna och falla ner, se *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner*, vilket innebär att installationen inte längre sammankopplar olika plan.

*Tabell 7.1: Antändningstemperaturer för olika ämnen (Bilsportsförbundet, 2001).*

Ämne	Antändningstemperatur
Fotogen	265°C
Acetylen	340°C
Tyg	350°C
Metanol	385°C
Etylalkohol	430°C
Bensin	450°C
Butan	490°C
Propan	510°C

Solberg och Øverlands (2008) studie är platsspecifik men studien bedöms vara relevant för denna rapport eftersom den påvisar en stålkonstruktions förmåga att leda värme. Användningen av de datormodeller som brukas i studien är även validerad för andra scenarier (Holmas & Amdahl, 2005), detta påpekas även under studiebesöket<sup>16</sup>.

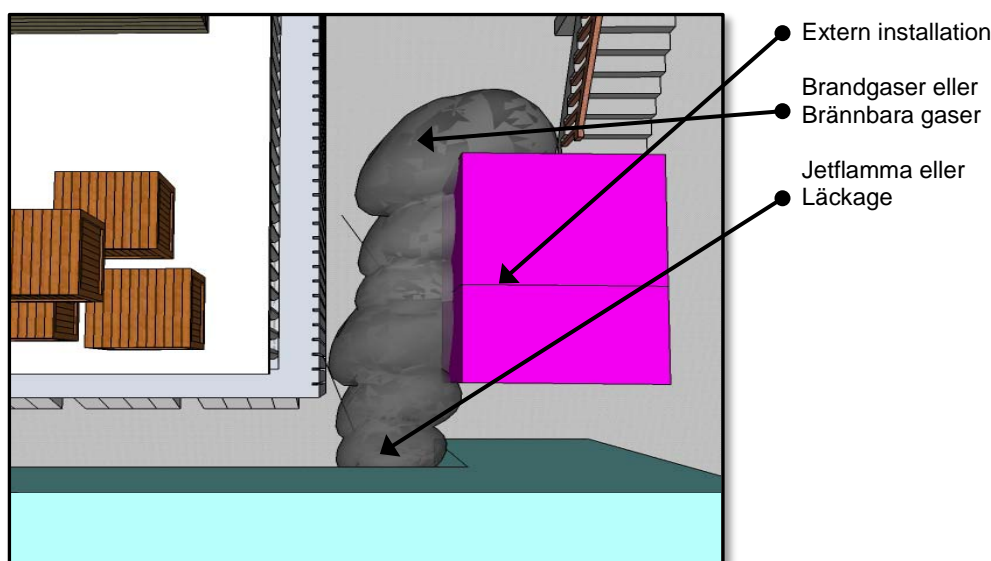


*Figur 7.13; Resultatet från en studie av konduktiv värmeledning i LPP på oljeplattformen Troll C (Solberg & Øverland, 2008).*

<sup>16</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

## 7.4 Extern installation förhindrar ventilation

Meningen med detta avsnitt är att utreda om en extern installation eller delar av den externa installationen kan förhindra eller motverka ventilation av brandgaser eller kolväten. I *avsnitt 2.3 Skyddssystem på en oljeplattform* beskrivs skyddssystemen naturlig ventilation [NV]. I detta skyddssystem ingår även andra former av ventilationer, till exempel mekanisk ventilation. Dessa skyddssystem primära uppgift att begränsa eller ventilera ut brandfarliga gaser för att minska risken för antändning av gaserna. Konsekvensen av att en extern installation förhindrar ventilationen är exempelvis att risken för explosion ökar, se *avsnitt 7.2.1 Kolväteexplosion*. Således kan en extern installation åsidosätta de befintliga skyddssystem eller minska systemens förmåga att skydda anläggningen, på grund av att installationen utgör en blockerande placering och utformning, se *Figur 7.16*. Fler tänkbara konsekvenser som kan uppstå på grund av att en extern installation förhindrar ventilation presenteras i *avsnitt 5.2 Faroidentifikation*. För att få en uppfattning om hur brandgaser eller brännbara gaser rör sig vid ett utsläpp utförs CFD-beräkningar via mjukvaran FDS.



Figur 7.14; Illustration av hur brandgaser eller brännbara gaser kan blockeras av en extern installation.

### 7.4.1 FDS

FDS använder CFD-beräkningar och utnyttjas i många olika områden som associeras med bränder. FDS har en god förmåga att simulera brandgasspridning (Rubini, 2009). Därför kan detta verktyg användas för att undersöka om brandgaser eller brännbara gaser kan ansamlas vid en extern installation. Syftet med simuleringen blir således att undersöka om det finns en sannolikhet för att olycksscenarioer kan förvärras genom ansamlingar av gaser vid en extern installation.

När en extern installation placeras på en oljeplattform kan uppställningsplatsen variera, till exempel placering på eller vid sidan av oljeplattformen, möjliga avstånd till ett eventuellt kolväteläckage och hur den externa installationen är utformad. Alla dessa olika förutsättningar kan variera beroende på platsspecifika förhållanden. 10 FDS-scenarier konstrueras för att illustrera flera möjliga utfall, för att därmed möjliggöra en grovbedömning om det är troligt att den externa installationen kan förhindra ventilationen av brännbara gaser. Dessa 10 FDS-scenarier presenteras i detalj i *appendix F FDS-modellering av att den externa installationen förhindrar ventilation*, och presenteras sammanfattat i *Tabell 7.2*.

Tabell 7.2; Sammanfattning av ingående parametrar för varje FDS scenario.

FDS Scenarier	Kolväteläckage kg/s	Vindstyrka [m/s]	Vindriktning	Extern installation
Scenario 1	0,1	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 2	0,1	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 3	1	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 4	1	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 5	10	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 6	10	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 7	1	4	90° sidvind	Modul
Scenario 8	1	4	90° sidvind	Ingen modul
Scenario 9	1	9	Rakt framifrån	Modul
Scenario 10	1	9	Rakt framifrån	Ingen modul

I dessa 10 FDS scenarier är det tre olika parametrar som varierar. Dessa parametrar är; storleken på kolväteläckaget, vindstyrkan på omgivande vind samt vindriktning. Alla ändringar av parametrar simuleras först en gång när installationen är monterad på oljeplattformen, och en gång utan att installationen är monterad.

#### 7.4.1.1 Problematik vid användning av FDS

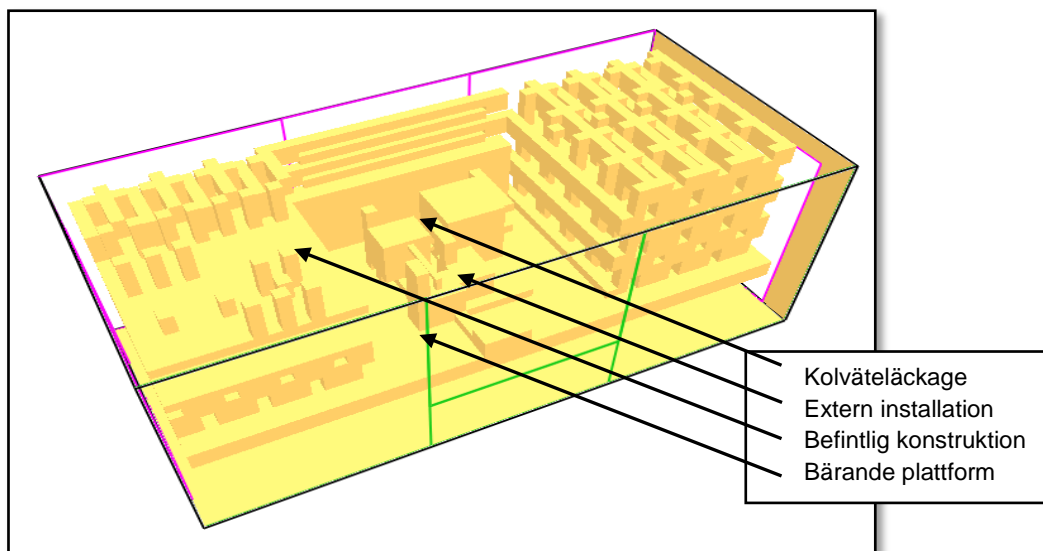
En stor osäkerhetsfaktor i simuleringarna är hur vinden påverkar resultatet. Vindpåverkan kan vara en mycket viktig faktor, eftersom det är den som dimensionerar den naturliga ventilationen för det specifika området. Exempelvis om det finns ett halvöppet utrymme, det vill säga ett rum med vägar där minst en väg är helt öppen mot det fria. Detta utrymme är dimensionerat efter att det finns en vindpåverkan med en viss medelhastighet ifrån en viss riktning (NORSOK\_S-001, 2008). Om en extern installation placeras framför eller i närheten av ett sådant rum, kan installationen förhindra vindpåverkan och därmed den naturliga ventilationen. Följaktligen bör en känslighetsanalys genomföras för olika varianter av vindpåverkan. Vindpåverkan i FDS är svår att simulera då naturlig vind är fluktuerande. Istället simuleras vindpåverkan med en konstant hastighet och riktning.

Ett annat problem med FDS är simuleringen av en jetflamma. Det finns studier om hur FDS kan simulera jetflammar via en nozzle-spray. Nozzle-spray är fenomenet då en vätska sprutas ut via ett spridningsmunstycke under höga tryck vilket innebär att en hög utflödehastighet uppkommer. Denna metod är svår att tillämpa eftersom höga flödehastigheter är svåra att simulera med mjukvaran FDS (Rubini, 2009). Därför bedöms jetbrandsimulering med denna metod ej vara tillämpbar. Avsikten i detta avsnitt är att undersöka hur eventuella brännbara gaser flödar runt en extern installation. Följaktligen behövs ingen förbränningsmodell i simuleringen, istället ansätts ett mekaniskt utflöde av brännbara gaser.

Ytterligare ett problem är storleken på griden. Storleken på boxarna inom en grid bestämmer upplösningen för simuleringarna och styr hur små strukturer av flödet som ska simuleras, läs mer i om detta i *appendix F FDS-modellering av att den externa installationen förhindrar ventilation*. Problemet är att veta om upplösningen i beräkningarna är tillräckligt god. Låg upplösning ger kortare simuleringstider, men en låg upplösning innebär också att viktiga mindre strukturer i flödet inte tas med i simuleringen. För att bedöma om kolväten kan ansamlas bakom en extern installation krävs en jämförelse av hur gas-koncentrationen kan variera till följd av att en extern installation är monterad på oljeplattformen. Jämförelsen utgår från gasmolnets storlek och variationen i utbredningen. Därför bedöms små strukturer inom ett gasmoln utgöra en mindre betydelse för resultatet och därför ansätts grid-storleken till  $0,25 \times 0,25 \times 0,25 \text{ m}^3$  som lämplig. Denna storlek antas kunna utreda olika gasansamlingar med en tillräckligt god noggrannhet, då mindre grid-storlek ej anses vara nödvändig för att påvisa om större gasansamlingar kan förekomma.

### 7.4.2 Resultat av simuleringarna

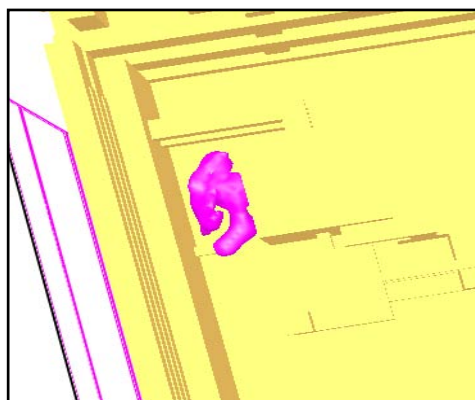
Problemuppställning i FDS illustreras i *Figur 7.17*. Denna illustration är den modell som är uppbyggd i modelleringsprogrammet PyroSim. Ett läckage av kolväten ansätts mellan den externa installationen och den bakre delen av den befintliga konstruktionen. Kolvätekonzentrationen i luften illustreras i FDS som *isosurface*. Isosurface visar konturerna av en fördefinierad koncentration, där koncentrationen i denna rapporters simuleringar visar brännbarhetsområdet för propan, det vill säga inom vilket område det finns en risk för att antändning av gaserna sker.



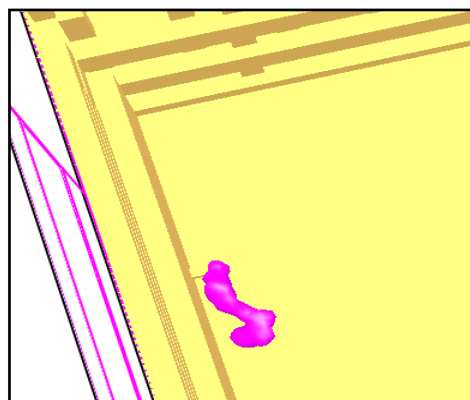
*Figur 7.15; Problemuppställning i FDS, illustreras i smokeview.*

Resultatet av simuleringarna presenteras i detalj i *appendix F FDS-modellering av att den externa installationen förhindrar ventilation*. En faktor som påverkar resultatet mycket är vindhastigheten. Höga vindhastigheter genererar en högre inblandning av luft och därmed minskar koncentrationen av brännbara gaser. Om ett kolväteläckage uppstår bakom en extern installation som hindrar vindflödet kan installationen orsaka att kolvätegaserna ansamlas i höga koncentrationer. Dessutom bildas tydliga turbulenta strukturer vilket tyder på att de brännbara gaserna blir mer väl ombländade med luft bakom installationen. Detta fenomen uppstår främst vid höga vindhastigheter och kan påvisas vid simuleringen av FDS scenario 9 och 10, se *Figur 7.18* och *Figur 7.19*. I dessa figurer illustreras skillnaden mellan de olika scenarierna efter 30 sekunders simulering.

Ingen markant skillnad i gaskoncentrationer kan urskiljas vid FDS scenario 5 och 6. Detta tyder på att den externa installationen påverkar den naturliga ventilationen mer negativt vid högre vindhastigheter än vid lägre. Det bör påpekas att scenario 5 och 6 har enbart ett vindflöde på 2 – 3 m/s vid utsläppsområdet vilket bör innebära att gynnsamma förhållanden för höga gaskoncentrationer uppstår eftersom inblandningen av luft är liten (Fischer, 1997).



*Figur 7.17; FDS scenario 9, utsläpp 1 kg/s, vind 9 m/s, bilden är från programmet smokeview.*



*Figur 7.16; FDS scenario 10, utsläpp 1 kg/s, vind 9 m/s, bilden är från programmet smokeview.*

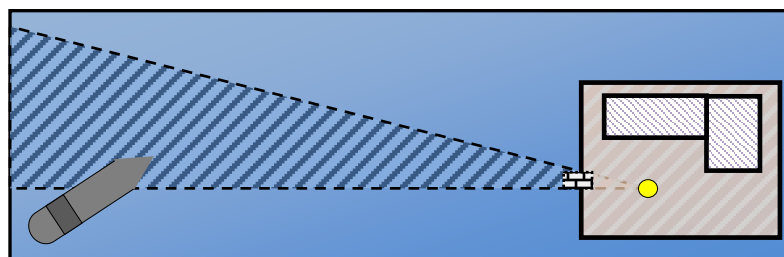
## 7.5 Extern installation som obstruerande föremål

Som tidigare diskuteras i *kapitel 5 Riskidentifiering* och *kapitel 6 4.4 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* kan en extern installation utgöra ett obstruerande föremål om installationen placeras och utformas olämpligt. Meningen med detta avsnitt är kvalitativt diskutera hur en extern installation kan påverka befintliga skyddssystem negativt, genom att skymma sikten eller förändra framkomligheten.

En extern installation kan utgöra ett obstruerande föremål via två scenarier. Det första scenariot är att den externa installationen skymmer sikten. Ett exempel på att den externa installationen skymmer sikten är om den placeras över eller framför en kontrollplats. Det andra scenariot är att den externa installationen förhindrar framkomligheten. Ett exempel på att den externa installationen förhindrar framkomligheten om installationsdelar hänger ut över en passagererelning, det vill säga att personal får svårt att passera förbi. Dessa saker kan anses triviala men bör beaktas då en extern installation projekteras. Nedanstående avsnitt förklarar varje scenario i detalj.

### 7.5.1 Skymma sikten

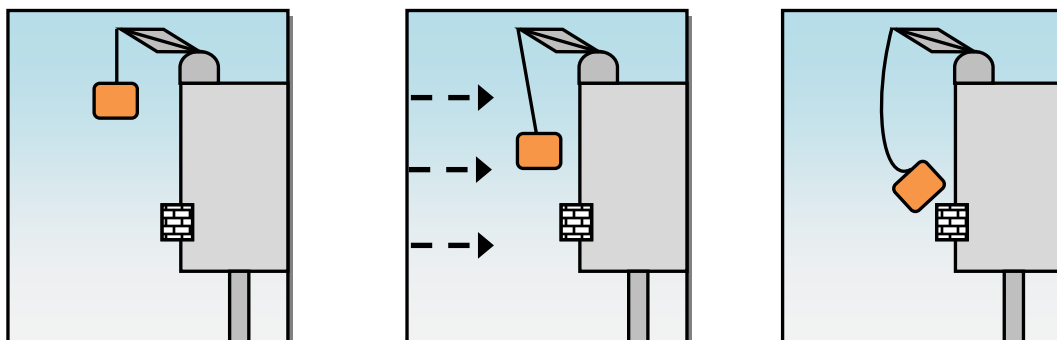
I *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* förklaras att skyddssystemet kollisionbarriären [KB] kan påverkas negativt om en extern installation skymmer skyddssystemets utrustning. KB är ett skyddssystem som ska skydda mot att flytande och flygande farkoster inte kolliderar med oljeplattformen. I skyddssystemet ingår delvis lanternor och radar. Lanternornas uppgift är att uppmärksamma omgivande farkoster om att en oljeplattform är placerad på dess position (NORSOK\_S-001, 2008). Om dessa lanternor skymms av en extern installation, kan funktionen av lanternorna minska eller försvinna, se *Figur 7.20*. Samma resonemang gäller för kommunikationsutrustning och radar. Om den externa installationen skymmer radarn kan följden bli att en radioskugga uppstår.



Figur 7.18; Illustration över hur en extern installation kan skymma skyddssystem.

### 7.5.2 Förhindra framkomligheten

En del av utrymningssystemet på en oljeplattform är livbåtar. Livbåtarna fungerar som en utrymningsväg och färs ned längst med sidan på en oljeplattform (NORSOK\_S-001, 2008). Om en extern installation är placerad under en livbåt, kan installationen försvåra nedfiringen av livbåten. Det kan anses vara trivialt att inte placera en extern installation så att den blockerar nedfiringsvägen för en livbåt, men det bör beaktas att yttre krafter som vindar eller vågor kan orsaka att den tänkta nedfiringsvägen förskjuts se *Figur 7.21*.



Figur 7.19; Illustration av hur en felplacerad extern installation kan påverka en utrymning via nedfiring av livbåtar.

## 7.6 Riskanalysen illustreras i en Bowtie-modell

I detta avsnitt utreds vilka skyddssystem som kan skydda mot de identifierade risker som har presenteras tidigare i detta kapitel. Anledningen till detta avsnitt är att påvisa vilka system som måste felfungera för att olika händelser ska kunna inträffa samt hur en extern installation kan påverka olycksförloppet.

### 7.6.1 Felträdsanalys för ett okontrollerat kolväteläckage

I detta avsnitt utreds hur olika felhändelser i skyddssystemen kan leda till att ett okontrollerat kolväteläckage uppstår, vilket kan leda till en okontrollerad kolvätebrand eller explosion. Syftet är att med kvalitativa resonemang identifiera vilka skyddssystem som kan förhindra att ett kolväteläckage eller att en kolvätebrand uppstår. Resultatet sammanställs i ett felträd och kommer sedan att sammanlänkas med händelseträd, se *avsnitt 7.6.2 Händelseträd*.

Dispositionen på felträdet baseras på tre olika felträdsscenarioer. Första scenariot är när ett kolväteläckage har uppstått och om det lyckas sprida sig, det vill säga ett okontrollerat kolväteläckage. Detta scenario visas överst i felträdet, se *Figur 7.22*. Det andra felträdsscenarioet utreder vilka skyddssystem som påverkar skyddet mot att läckaget antänds. Tredje felträdsscenarioet utreder vilka skyddssystem som kan motverka spridningen av en eventuell kolvätebrand eller explosion.

Det primära skyddssystemet som ska motverka brandspridning är passivt brandskydd [PBSK]. Detta brandskydd ska vara dimensionerat enligt DAL, oberoende av andra skyddssystem (NORSOK\_S-001, 2008). Det finns andra skyddssystem som kan motverka brandspridning som till exempel brandbekämpningssystemet [BBS] och säkerhetsutrustningssystemet [SU]. Dessa system behöver inte vara dimensionerade för att kunna upprätthålla sin funktion under en ansatt tidsperiod. Det finns ingen förordning som kräver att dessa system inte får underdimensioneras, eftersom NORSOK S-001 förutsätter att PBSK ska vara ett tillräckligt skydd (NORSOK\_S-001, 2008). Därför redovisas SU och BSS som sekundära skyddssystem som kan understödja PBSK vid en händelse. Detta illustreras som en streckad linje i *Figur 7.22*.

Felträdet baseras på olika felhändelser som leder till att skyddssystemen felfungerar. Det finns flera felhändelser som kan orsaka fel på skyddssystemen, vilket innebär att systemen felfungerar eller att dess skyddsförmåga minskar i kapacitet. Felfungerande system kan förorsakas av en enskild platsspecifik detalj eller ett övergripande layout- eller underhållsfel (Holmas & Amdahl, 2005).

Det är svårt att identifiera alla tänkbara felhändelser. Därför definieras fyra olika felhändelser till felträdet så att uppbyggnaden av trädet ska vara mer övergripande. De fyra felhändelserna definieras till; *aktiveringsfel* [AkF], *dimensioneringsfel* [DiF], *funktionsfel* [FkF] och *yttre påverkan* [YP]. Yttre påverkan delas in i tre olika delfelhändelser [YP1; YP2; YP3], för att påvisa hur en extern installation kan påverka skyddssystemen. Dessa tre delfelhändelser baseras på den riskidentifiering som har gjorts i *kapitel 5 Riskidentifiering*, samt vilka sårbarheter skyddssystemen har, vilka redovisas i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*. Det bör påpekas att en kombination av dessa olika felhändelser kan leda till ett felfungerande skyddssystem. En felhändelse utesluter inte en annan. Nedan följer en beskrivning av de olika felhändelserna.

**Aktiveringsfel [AkF]** innebär att skyddssystemet inte aktiveras. Detta kan bero på att aktiveringssystemet inte fungerar, till exempel att branddetekteringssystemet eller gasdetekteringssystemet misslyckas att detektera, eller att aktiveringssignalen är strömlös. Ett aktiveringsfel innebär således att skyddssystemet är funktionellt men att systemet inte aktiveras vid en olycka. Ett exempel på ett aktiveringsfel är under olyckan på Piper Alpha, se *appendix A.I.I Piper Alpha*. Denna olycka kunde eventuellt förhindras om brandbekämpningssystemet hade aktiverats. Skyddssystemet var funktionellt men att den automatiska aktiveringen av skyddssystemet hade kopplats bort på grund av underhållsarbete.

**Dimensioneringsfel [DiF]** betyder att skyddssystemet fungerar, men att kapaciteten på skyddssystemet är för liten för att motstå en specifik farohändelse. Detta kan inträffa exempelvis om PBSK är dimensionerat för att motstå en specifik brandbelastning i ett givet utrymme och det uppstår en större brand än vad det är dimensionerat för. Ett exempel på ett dimensioneringsfel är olyckan på Horizon, se *appendix A.I.V Horizon*. I denna olycka aktiverades tryckminskningssystemet (BOP), men systemet kunde inte motstå det höga trycket som uppstod i borrhningssystemet vilket innebär att skyddssystemet var feldimensionerat för vilka tryck som kunde uppstå. Ett dimensioneringsfel behöver inte betyda att skyddssystemet är feldimensionerat efter rådande myndighetskrav, utan att systemet är underdimensionerat för ett givet scenario.

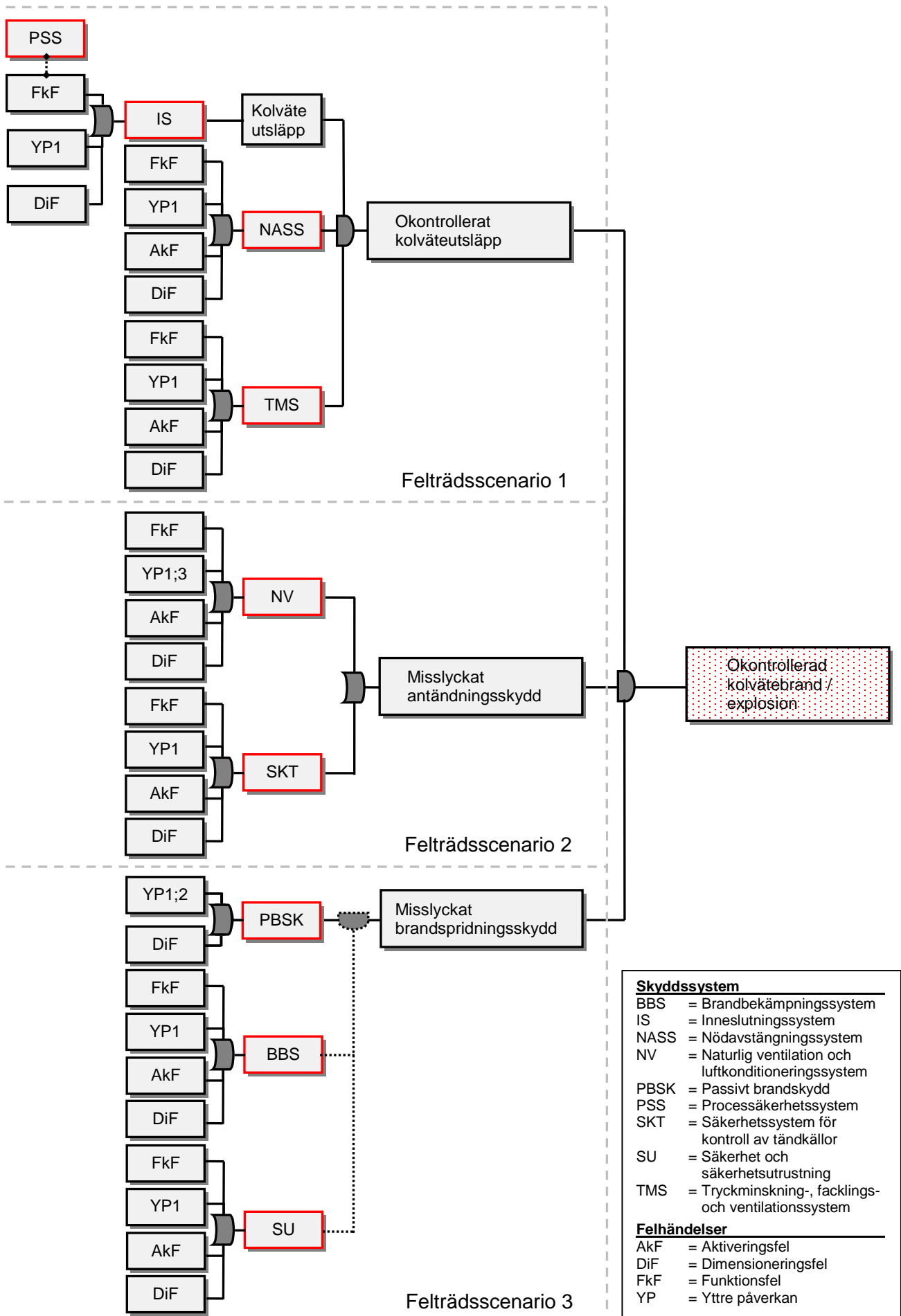
**Funktionsfel [FkF]** innebär att skyddssystemet inte fungerar trots att aktiveringen av systemet har utförts. Detta kan bero på elektriska eller mekaniska fel inom skyddssystemet. Ett exempel på att ett skyddssystem inte fungerar på grund av mekanisk åverkan är olyckan på Visund, se *appendix A.I.III Visund*. I denna olycka lossnade en metallbit inne i en rörledning. Denna metallbit slet upp ett stort hål på röret och ett kolväteläckage uppstod. Följaktligen misslyckades inneslutningssystemet med sin uppgift på grund av ett funktionsfel.

**Yttre påverkan [YP]** innebär att en extern installation kan skada skyddssystemen.

*Extern installation faller ner [YP1]*. Denna felhändelse hänvisar till *kapitel 5 Riskidentifiering* och *6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*. I dessa kapitel identifieras möjliga konsekvenser som en fallande installation kan förorsaka. I *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner* konstateras att skada på underliggande objekt kan uppkomma om installationen faller ner, men även om delar av installationen faller ner.

*Extern installation leder brandgaser [YP2]*. Denna felhändelse baseras på att brandgaser leds via en extern installation, om förutsättningarna är enligt analysen som beskrivs i *avsnitt 7.3 Extern installation bryter brandteknisk avskiljande konstruktion*.

*Externa installationen förhindrar ventilation [YP3]*. Denna felhändelse byggs på att brännbara gaser inte ventileras tillräckligt på grund av att en extern installation blockerar flödet eller skapar turbulens. Denna felhändelse beskrivs i *avsnitt 7.4 Extern installation förhindrar ventilation*.



Figur 7.20; Schematiskt felträd över en okontrollerad kolvätebrand eller explosion.

## 7.6.2 Händelseträd

I detta avsnitt utreds hur ett eventuellt händelseförlopp kan utvecklas från den initierande händelsen kolväteläckage. Målet är att med kvalitativa resonemang identifiera troliga händelseförlopp som kan påverkas av att en extern installation finns monterad på en oljeplattform. Resultatet sammanställs i ett händelseträd och sammanlänkas med tidigare nämnda felträd, se *avsnitt 7.6.1 Felträds för ett okontrollerat kolväteläckage*. Följaktligen sammanfattas tänkbara riskscenarier i *kapitel 7 Riskanalys* till en Bowtie-modell.

### 7.6.2.1 Initierande händelse kolväteläckage

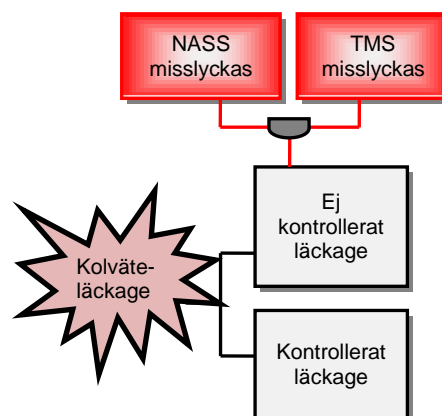
Den initierande händelse som valts att utgå ifrån är kolväteläckage. Konsekvenserna av ett kolväteläckage bedöms i *kapitel 5 Riskidentifiering* vara detsamma, med ett fåtal undantag, som de konsekvenser som kan uppstå vid övriga identifierade farohändelser. De konsekvenser som ej täcks in av händelsen kolväteläckage behandlas separat i *avsnitt 7.5 Extern installation som obstruerande föremål*. För att i händelseträdet tydliggöra grafiskt att kolväte är den initierande händelsen visas denna i form av en stjärna, se *Figur 7.23*.

### 7.6.2.2 Kontrollerat/Ej kontrollerat kolväteläckage

Ett kolväteutsläpp behöver inte generera en allvarlig olycksituation då det ska finnas skyddssystem som ska begränsa eller stoppa kolväteutsläpp på samtliga oljeplattformar (NORSOK\_S-001, 2008). I *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen* identifieras skyddssystemen som kan förhindra ett kolväteutsläpp som nödavstängningssystemet [NASS] och tryckminskningssystemet [TMS], se *Figur 7.24*. Om dessa skyddssystem misslyckas kan ett ej kontrollerat läckage uppstå, förutsatt att ett läckage har uppstått.



Figur 7.22; Initierande händelse kolväteläckage.



Figur 7.21; Utveckling från ett kolväteläckage.

### 7.6.2.3 Antändning/Ej antändning

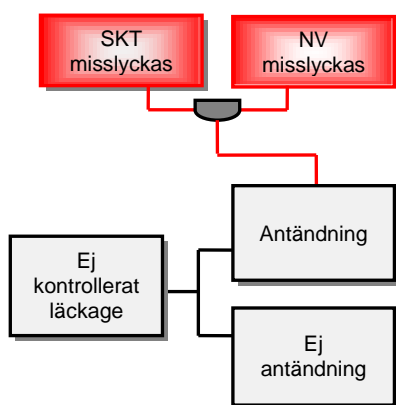
Ett kontrollerat läckage kan ej leda till ett allvarigare olycksscenario, då ett läckage som leder till ett allvarigare olycksscenario ej är kontrollerat. Ett ej kontrollerat läckage kan leda till giftiga koncentrationer naturgas och en risk för antändning (Vinnem, 2007b). Enligt *avsnitt 7.4 Extern installation förbindrar ventilation*, kan närvaron av en extern installation leda till att den naturliga ventilationen minskar, vilket i sin tur kan leda till att högre gaskoncentrationer än vad som är önskvärt uppstår i intilliggande utrymmen.

På varje oljeplattform ska det finnas skyddssystem som ska motverka antändning av ett okontrollerat kolväteläckage (NORSOK\_S-001, 2008). Enligt *avsnitt 2.3.2 Fysiska barriärer [FB]*, är dessa naturlig ventilation och luftkonditioneringsystem [NV] samt säkerhetssystem för kontroll av tändkällor [SKT]. För att ett okontrollerat utsläpp ska antändas, måste det finnas oventilerade kolväten i utrymmet, samtidigt som SKT felfungerar. För att oventilerat kolväte ska finnas i ett utrymme krävs det att NV felfungerar, det vill säga att NV:s kapacitet underskrider mängden kolväte som släpps ut i utrymmet. Då både NV och SKT är skyddssystem som kan påverkas av att en extern installation finns på plattformen, se *avsnitt 7.4 Extern installation förbindrar ventilation* markeras dessa felhändelser som röda i händelseträdet, se *Figur 7.25*.

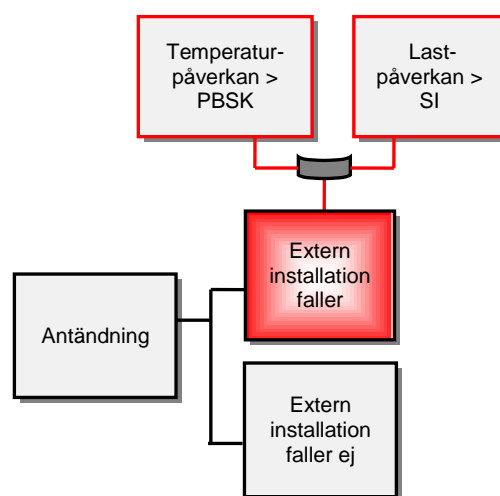
### 7.6.2.4 Extern installation faller/Extern installation faller ej

Om ett ej kontrollerat kolväteläckage ej antänds, bör en risk för giftigt höga gaskoncentrationer finnas i området kring läckaget. Detta förutsätter dock att NV, NASS och TMS felfungerar.

Om ett ej kontrollerat kolväteläckage antänds, kan ett flertal olika typer av bränder uppstå. De bränder som är aktuella för en oljeplattform är jetflamma, pölbrand, och explosion (Vinnem, 2007b). En explosion kan utsätta en extern installation för höga tryckkrafter vilket kan leda till att installationen deformeras eller loss görs från anläggningen och faller ner, se *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner*. För att en extern installation ska kunna falla ner krävs att explosionstrycket överskrider den dimensionerande olyckslasten [DAL]. Detta innebär indirekt att lastpåverkan överskrider den strukturella integritetens [SI] kapacitet. Övriga nämnda typer av bränder kan utsätta en extern installation för höga temperaturer (Vinnem, 2007b), vilket kan leda till deformationer om det passiva brandskyddets [PBSK] kapacitet överskrids. Detta kan leda till att den externa installationen eller delar av den externa installationen faller ner, se *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner*. Händelseförloppet för en fallande extern installation visas i händelseträdet enligt *Figur 7.26*.



Figur 7.23; Möjlig utveckling efter antändning.



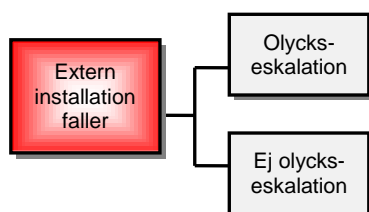
Figur 7.24; Möjlig utveckling från ett ej kontrollerat kolväteläckage.

### 7.6.2.5 Olyckseskalation/Ej olyckseskalation

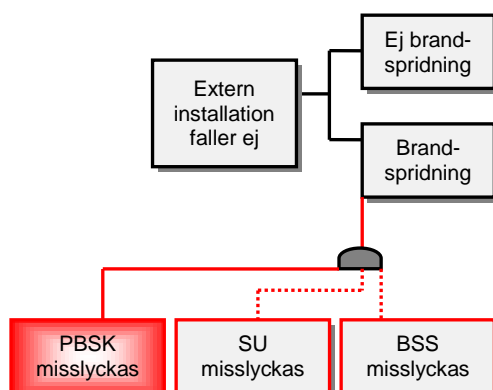
Sårbarhetsanalysen över de skyddssystem som finns på en oljeplattform, se *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*, tyder på att en fallande installation vid kollision kan minska ett flertal skyddssystemers förmåga att utföra sina uppgifter. Dessutom kan en fallande installation skada annat material, människor eller kringliggande fartyg, se *avsnitt 7.2 Extern installation lossnar och faller ner*. Händelseförloppet illustreras i händelseträdet enligt *Figur 7.27*.

### 7.6.2.6 Brandspridning/Ej brandspridning

Om en brand eller explosion uppstår på en oljeplattform, ska framförallt det passiva brandskyddet [PBSK] förhindra att branden sprider sig till intilliggande utrymmen. Det finns även andra skyddssystem som kan understödja PBSK, men enligt NORSOK S-001 (2008) ska PBSK förhindra brandspridning utan understöd av andra system. De skyddssystem som har samma uppgift är brandsläckningssystemet [BSS] samt säkerhet och säkerhetsutrustning [SU] (NORSOK\_S-001, 2008). Om de tre skyddssystemen misslyckas med sina uppgifter kan branden sprida sig. Enligt riskanalysen av dessa skyddssystem, se *avsnitt 7.3 Extern installation bryter brandteknisk avskiljande konstruktion*, kan en extern installation upphäva PBSK:s funktion genom att leda gaser eller flammor förbi en brandcellsgräns och upp till nästa plan på oljeplattformen, eller att installationen leder värme mellan brandcellsgränserna. Detta kan även benämnas som en olyckseskalation och illustreras i händelseträdet enligt *Figur 7.28*.



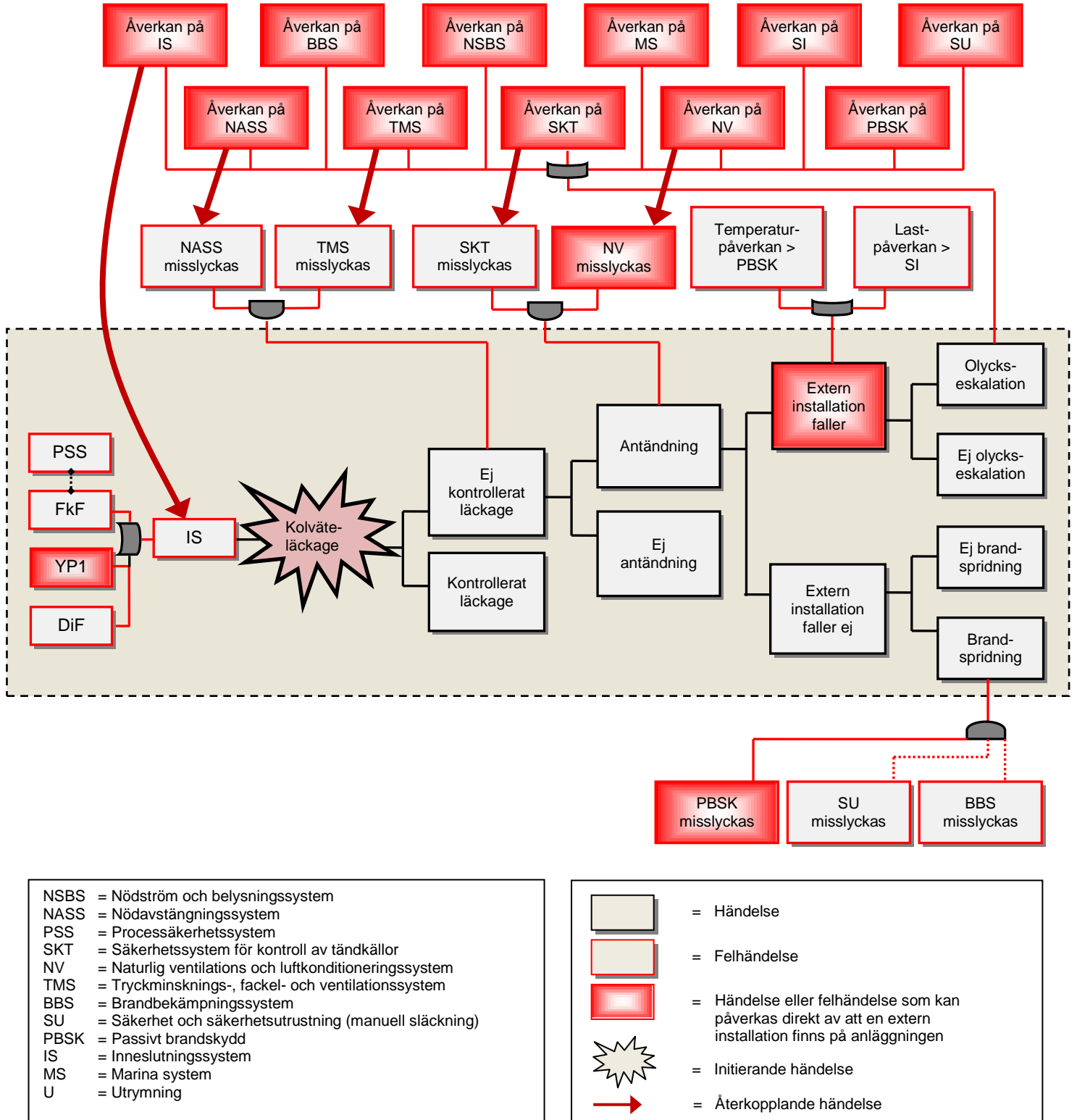
Figur 7.25; Möjlig utveckling om extern installation faller.



Figur 7.26; Möjlig händelseutveckling om extern installation ej faller.

### 7.6.3 Visuell framställning av Bowtie-modellen

I Figur 7.29 sammanfattas tidigare nämnda figurer till en Bowtie-modell. Delar av felträdet som presenteras i Figur 7.22 infogas innan kolväteläckage (felträdesscenario 1) och de andra felträdesscenerierna infogas i händelseträdet för att påvisa när i händelseförloppet felhändelserna kan inträffa. Vad som kan påverkas av att en extern installation eller delar av en extern installation faller ner baseras på analysen i kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen.



Figur 7.27; Sammanfattning av olika delscenarier, resultatet är en Bowtie-modell.

## 7.7 Sammanfattning av kapitel 7 Riskanalys

I *kapitel 5 Riskidentifiering* identifierades tre olika riskscenarier som uppkommer på grund av att en extern installation är monterad på en oljeplattform. Dessa tre riskscenarier har analyserats i detta kapitel. Resultatet sammanfattas nedan.

### 7.7.1 Analys av riskscenario 1 [S1]: Fallande extern installation

På grund av de stora krafter som kan uppstå vid en kolväteexplosion och på grund av ståls minskade bärförmåga vid högre temperaturer, finns en risk att en extern installation eller delar av en extern installation kan lossna och falla ner vid en brand eller explosion. Förenklade hållfasthetsberäkningar tyder på att stora skador kan uppstå på underliggande strukturer om den externa installationen eller delar av den externa installationen faller ner. Sannolikheten för detta scenario är svår att avgöra då sannolikheten beror mycket på vilka plats-specifika förutsättningar som finns. Med hjälp av en Bowtie-modell, *Figur 7.29*, visas att det krävs fel i många olika steg för att en explosion eller en kolvätebrand ska kunna uppstå och orsaka skador. Följaktligen tycks sannolikheten för att detta scenario ska inträffa vara låg, förutsatt att oljeplattformen innehar de skyddssystem som tidigare beskrivs i *avsnitt 2.3.2 Fysiska barriärer [FB]*. Konsekvenserna för detta scenario kan bli stora då en fallande extern installation kan orsaka stora materiella skador på befintliga skyddssystem, se den översta delen i *Figur 7.29*, men även personalskada, se *avsnitt 5.2 Faroidentifikation*.

### 7.7.2 Analys av riskscenario 2 [S2]: Bryter brandcellsgräns

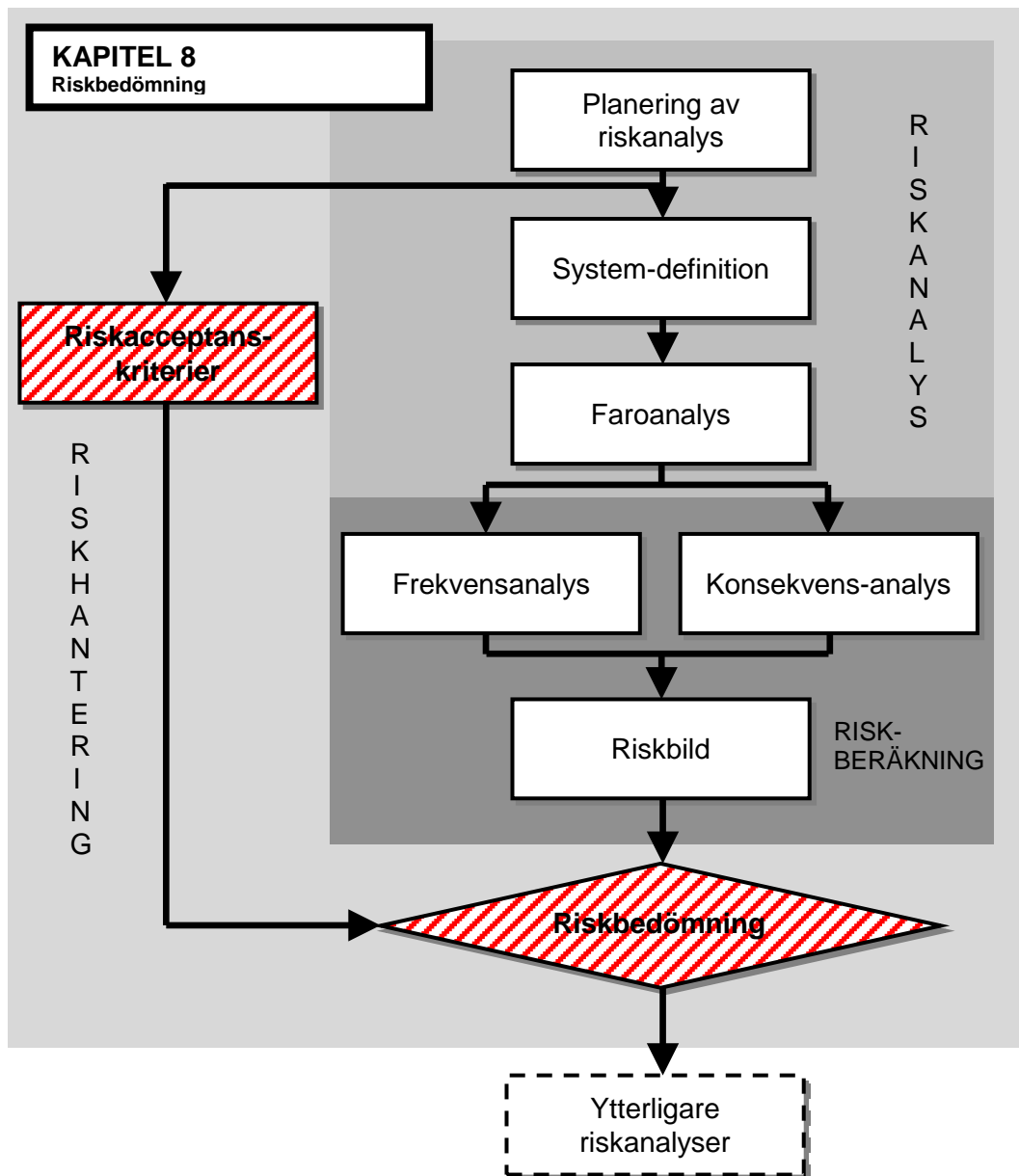
Risken för ökad brandgasspridning på grund av en extern installation uppkommer om den externa installationen sammanlänkar olika plan. Om en brand uppstår på det nedre planet kan en extern installation, beroende på utformning och placering, leda brandgaser upp till det övre planet. Ett ytterligare fenomen som kan uppstå är att den externa installationen blockerar ett brandgasutflöde och sprider på så sätt brandgaserna. Detta scenario är inte lika allvarligt eftersom ingen brandcell direkt bryts men bör innebära att utrymningen ur området försvåras på grund av nedsatt sikt.

En extern installation kan även överföra värme mellan brandcellsgränser genom konduktiv värmeledning. Det finns en risk för att denna värmeöverföring kan ske eftersom stålet har ett högt värmekonduktivitetstal vilket innebär att värme lätt kan transporteras genom stålet (Burström, 2007). Om en extern installation är fysiskt sammankopplad med olika brandceller och värms upp av en brand, så kan installationen hettas upp så mycket att antändning av material kan ske i utrymmen som inte är brandutsatta men sammankopplade med den externa installationen. Det finns även en risk för att material i och på den externa installationen antänds. Värmespridning i stålet beror på kolvätebrandens storlek och varaktighet. Det finns en värmetröghet i stålet som innebär att hela den externa installationen inte värms upp momentant. Detta tyder att stora värmeskillnader mellan brandutsatt område och ej brandutsatt område kan uppstå i installationens konstruktion. Stål förlorar sin bärförmåga betydligt vid 450 – 600 grader Celsius vilket innebär att det finns en sannolikhet för att installationen förlorar sin bärförmåga och faller ner innan brandspridning på grund av värmeledning uppstår.

### 7.7.3 Analys av riskscenario 3 [S3]: Förhindrar ventilation

Om ett kolväteläckage uppstår i närheten av en extern installation finns en risk att den externa installationen blockerar ventileringen av kolväten. Detta innebär att högre koncentrationer av kolväten i gasform kan uppkomma på oljeplattformen, än vad som skulle uppkomma utan att en extern installation är placerad på oljeplattformen. Installationen kan även generera mer turbulens i närområdet vilket innebär att utsläppta kolväten blir mer omblandade med luft. Även förekomsten av luftstagnanta områden kan öka, framförallt kring och i den externa installationen. Områden med turbulens tillsammans med luftstagnanta områden kan öka risken för antändning av ett kolväteläckage och därmed öka risken för en kraftfullare explosion.





Figur 1:2g; Arbetsmetodiken för kapitel 8.

## 8 Riskbedömning

Den riskbedömning som utförs i detta kapitel baseras på rapportens riskacceptansmål som presenteras nedan. Dessa mål beskrivs i detalj i *kapitel 4 Riskacceptansmål*. Målen är generella riktlinjer som bör tas hänsyn till då en ny installation monteras på en oljeplattform. Varje oljeplattform bör dessutom ha egna mål och syften beroende på vilken verksamhet som bedrivs.

- [RAM1] En extern installation ska inte påverka andra skyddssystem, så att sannolikheten för att systemen ej kan uppfylla sitt syfte ökar.
- [RAM2] En extern installation ska vara så säker och robust i sig själv som är praktisk försvarbart.
- [RAM3] En extern installation ska ej påverka sannolikheten för en olycksförloppseskalation

Riskacceptansmålen är inte utformade i syfte att vara lägsta nivåer som ska uppnås utan snarare som mål att sträva efter då en extern installation ska utformas och placeras på en oljeplattform.

Rapportens mål är att påvisa generella risker som kan uppkomma vid montering av en extern installation på en offshore-anläggning. Därför är resultatet i rapporten inte direkt tillämpligt för en enskild oljeplattform. Det krävs noggrannare platspecifika riskanalyser för den särskilda oljeplattformen. Bedömning baseras på rapportens kvalitativa riskanalyser, och således redovisas bedömningen kvalitativt.

I *kapitel 7 Riskanalys* analyseras flera olika riskscenarier. Det första scenariot innebär att den externa installationen eller delar av installationen lossnar och faller ner på grund av en kolvätebrand eller explosion. Det andra scenariot innebär att den externa installationen bryter en brandtekniskt avskiljande konstruktion genom värmeledning eller brandgasspridning. Det tredje scenariot innebär att den externa installationen blockerar ventilationen, vilket innebär att den externa installationen kan generera luftstagnanta områden och ökad turbulens vilket leder till en ökad explosionsrisk.

Dessa tre scenarier är de primära scenarierna i denna rapport och bedöms nedan. Bedömningen redovisas i en riskmatris för att ge en tydligare bild av hur troligheter och konsekvenser av de olika scenarierna bedöms i förhållande till varandra. Risk- och sårbarhetsanalysen utgör den största grunden för bedömningen. Större delen av dessa analyser baseras på kvalitativa resonemang med stöd av tidigare händelser, lagstiftning samt funktionskrav ställda på oljeplattformens skyddssystem.

Eftersom några kvantitativa mått på sannolikheter för de olika scenarierna inte arbetats fram används ordet sannolikhet med försiktighet i riskbedömningen. Istället används ordet trolighet vilket snarare beskriver hur möjligt det är att ett scenario inträffar än en frekvens. På detta sätt möjliggörs en gradering av de olika scenarierna i förhållande till varandra.

Det är svårt att jämföra de olika resultaten från risk- och sårbarhetsanalyserna eftersom de sannolikheter som tas fram är platsberoende. För att utföra en bedömning bör därför grova riskmått användas. Riskmättet för hur troligt ett scenario är delas in i tre nivåer, *liten*, *kan hända* och *hög*. De primära riskscenarierna i denna rapport bygger främst på den fara som identifierades i *kapitel 5 Riskidentifiering*, vilken är kolväteläckage. De riskscenarier som utreds i riskanalysen beror främst på hur stora läckagen blir, om de antänds samt varaktigheten av läckagen. Detta bör därför vara faktorer som tas med vid en gradering av troligheter för att olika scenarier ska uppstå.

Antal tidigare händelser kan vara goda indikationer på hur troligt ett scenario är men då externa installationer är ett relativt nytt fenomen är sådan statistik svår att finna och validera. Istället utgår även bedömningen ifrån hur många skyddssystem som måste felfunkera för att ett scenario ska uppstå. Antalet felfungerande system som krävs tydliggörs i Bowtie-modellen som är visas i *Figur 7.29*. Bowtie-modellen täcker inte in alla händelser som kan leda till ett riskscenario och även detta tas hänsyn till med hjälp av kvalitativa resonemang.

Det finns ytterligare faktorer och omständigheter som kan bidra till att ett riskscenarios trolighet ökar eller minskar och många av dem är platsberoende. De generella fenomen som identifierats i denna rapport kommer även att vägas in vid bedömningen. Följande gradering görs:

- *Hög* trolighet innebär att scenariot kan uppstå direkt vid ett kolväteläckage om maximalt tre skyddssystem felfungerar.
- *Kan hända* trolighet innebär att scenariot kan uppstå inom en signifikant tidsperiod men inte direkt vid ett kolväteläckage eller om fler än tre skyddssystem måste felfungera.
- *Låg* trolighet är allt med lägre trolighet än ovan nämnda.

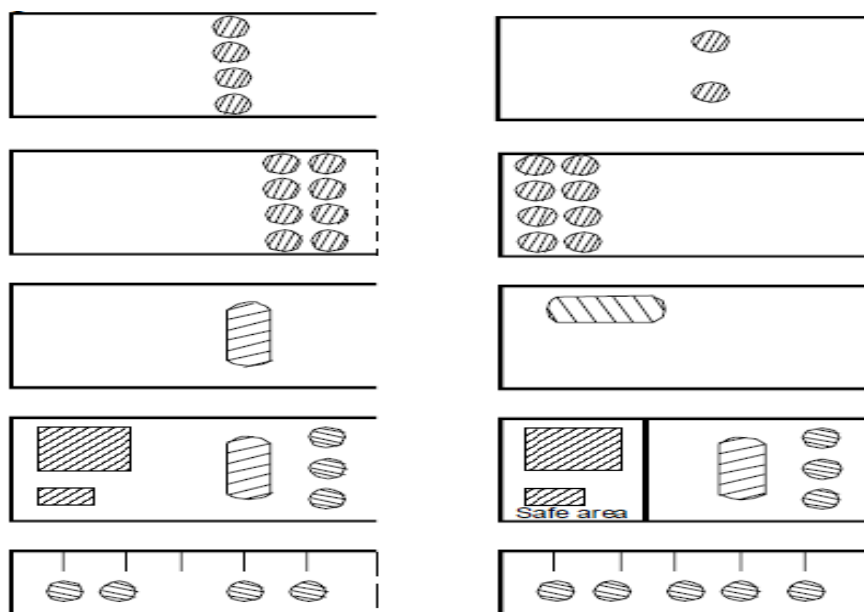
Riskmättet för hur stora konsekvenserna kan bli, delas in i tre grupper, *måttliga*, *betydande* och *stor*. Konsekvenserna bedöms utifrån vilken materialskada och personskada som kan förekomma.

- *Måttliga* konsekvenser innebär att det kan uppstå lokala skador på material, mindre personsador eller att befintliga skyddssystem antas hantera konsekvenserna.
- *Betydande* konsekvenser betyder att skador kan inträffa på skyddssystem eller intilliggande utrymmen. Skadorna kan orsaka materiella skador eller ett flertal allvarliga personsador.
- *Stora* konsekvenser innebär att hela eller större delen av oljeplattformen kan påverkas negativt, att ett flertal människor skadas allvarligt eller att den strukturella integriteten hotas.

Denna grovanalys presenteras i slutet av detta kapitel, se *Figur 8.2*. Det finns även andra mindre beskrivna riskscenarier i rapporten, men dessa bedöms enbart kvalitativt som sekundära riskscenarier om de bryter mot riskacceptansmål eller inte.

### 8.1 Bedömning av riskscenario 1 [S1]; Fallande extern installation

Detta riskscenario delas upp i två delscenarier. Det först delscenariot, *scenario 1 explosion* [S1EX], är om en explosion kan orsaka att en extern installation eller delar av en extern installation lossnar och faller ner. Det är svårt att bedöma hur troligt detta scenario är, eftersom explosionsrisken ökar eller minskar beroende på var den externa installationen placeras i förhållande till dess omgivning. I Vinnems (2007a) studie presenteras några riskreducerade åtgärder för att en explosion ska kunna uppstå. Den åtgärden som framför allt berör en extern installation är placeringen av den. I *Figur 8.1* illustreras några exempel på hur tryckvågen mot den externa installationen kan minskas enbart via placeringen av den.



Figur 8.1; Schematisk bild över hur placeringen av den externa installationen är av betydelse för hur installationen kan påverkas av en explosion. T.v. illustrerar den sämsta placeringen, t.h. illustrerar den bästa placeringen. De figurer som är snedstrecksrändiga kan illustrera den externa installationen (Vinnem, 2007a).

Idag är risken liten att det uppstår ett kolväteläckage som sedan exploderar, dock händer fortfarande kolväteexplosioner, se *appendix A.I.V Horizon*. Efter tidigare explosionsolyckor bedöms explosionen kunna uppstå innan en utrymning fullföljts, vilket innebär att scenariot kan ske inom en signifikant tidsperiod. Följaktligen bedöms troligheten för detta scenario till att det *kan hända*. Konsekvenserna om [S1EX] inträffar kan bli mycket stora. Om en explosion inträffar och den externa installationen faller ner kan stora skador på befintlig konstruktion och skyddssystem uppstå. Om skyddssystemen felfungerar på grund av att en extern installation faller ner, kan olyckan eskalera och således hota hela oljeplattformen samt personal ombord. Därför bedöms konsekvensen för [S1EX] som *stor*.

Det andra delscenariot, *scenario 1 kolvätebrand* [S1BR], utreder om en brand kan orsaka försvagningar i konstruktionen, och därmed leda till att konstruktionen brister. Även detta scenario är svårbedömt eftersom sannolikheten för att detta scenario ska inträffa beror främst på vilken placering den externa installationen har. Om den externa installationen placeras i närheten av processutrustning där kolväten förekommer kan risken för att installationen ska påverkas av en kolvätebrand att öka. Om den externa installationen placeras inom de säkra zonerna minskar sannolikheten att den ska påverkas av en kolvätebrand, eftersom inga kolväten får finnas inom de säkra zonerna. Följaktligen kan troligheten att detta scenario ska inträffa påverkas kraftigt av placeringen utav den externa installationen.

Bedömningen utgår från flera studier. Solberg och Øverlands (2008) studie påvisar en kraftig försvagning av den bärande konstruktionen, vilket innebär att det finns en risk att den externa installationen eller delar av den kan lossna och falla ner. En annan parameter som kan påverka händelseförloppet är om det finns processutrustning inom den externa installationen. Om denna processutrustning börjar läcka och antänds förväntas händelseförloppet ske snabbare, eftersom branden är närmre den externa installationen och värmer därmed upp konstruktionen snabbare. Följaktligen finns det flera parametrar som kan påverka troligheten i detta scenario.

[S1BR] bedöms inträffa efter en längre tidsperiod än vad [S1EX] gör eftersom det krävs att kolvätebranden ska brinna under en längre tid för att generera försvagningar i stålet. [S1BR] och [S1EX] har samma grundsannolikhet, att ett kolväteläckage uppstår, men tiden för att loss göra en extern installation bör vara mindre för en explosion än en brand. Dock uppstår bränder betydligt oftare än explosioner på en oljeplattform, se *kapitel 5 Riskidentifiering*. Följaktligen bedöms troligheten till *kan hända* för [S1BR]. Konsekvensen bedöms på liknande sätt som [S1EX], det vill säga *stor*.

## 8.2 Bedömning av riskscenario 2 [S2]: Bryter brandcellsgräns

Detta riskscenario delas upp i två delscenarier. Det första delscenariot, *scenario 2 brandgasspridning* [S2BG], uppstår om brandgaser sprider sig via den externa installationen. På grund av termodynamiska egenskaper i de varma brandgaserna kan brandgasspridning förekomma eftersom varma gaser tenderar att stiga. Om brandgaserna leds förbi en brandcellsgräns av en extern installation kan gaserna på grund av termodynamiska egenskaper stiga till ett ovanliggande brandtekniskt avskilt plan. Detta fenomen gäller även för ej antända varma kolväten vilket innebär att scenariot kan uppstå enbart om TMS, NASS och PBSK felfungerar, PBSK på grund av en felaktigt utformad installation. Scenariot förutsätter dock att ett kolväteläckage inträffat. Därför bedöms troligheten som *hög*. Konsekvensen av detta scenario bedöms som *måttlig*, eftersom brandgaser inte orsakar direkta materiella skador på oljeplattformen. Brandgaser kan dock försämra utrymningsmöjligheterna på grund av försämrad sikt. Brandgaser är giftiga och kan vid tillräckligt höga koncentrationer orsaka att personer omkommer. Att personal på en oljeplattform skulle omkomma på grund av att personalen utsätter sig för brandgaser bedöms inte vara troligt, eftersom personalen utbildas kontinuerligt i utrymning och brandbekämpning. Personalen har även alltid tillgång till en alternativ utrymningsväg. Följaktligen antas att oskyddad personal inte vistas i områden med brandgaser. Således är konsekvenserna av brandgasspridning förhållandevis små.

Det andra delscenariot, *scenario 2 värmeledning* [S2VL], inträffar då extern installation utsätts för värme och installationen leder värmen vidare till delar av konstruktionen som är i kontakt med en intilliggande brandcell. Denna värmeledning sker på grund av att en stål har ett högt värmekonduktivitetstal och leder därför värme lätt. Riskanalysen tyder på att det kan uppstå stora temperaturskillnader i stålkonstruktionen om den externa installationen utsätts för en brand. Sannolikheten för att en extern installation kan utsättas för en jetflamma, beror på om den placeras i säkra zoner eller inte, se tidigare resonemang i *avsnitt 8.1 Bedömning av riskscenario 1* [S1]; *Fallande extern installation*.

Troligheten för detta scenario varierar beroende på vilka förutsättningar som ansätts. Ett exempel är om den externa installationen är mycket stor så krävs en större brand för att generera värmeledning i hela konstruktionen. Samtidigt som att det krävs mer energi för att värma mer material förloras mer energi till omgivningen på grund av värmeförluster. Lokalt där en jetflamma träffar konstruktionen kan höga temperaturer uppstå. Det kan uppstå så höga temperaturer att stålets hållfasthet äventyras. Följaktligen kan detta delscenario jämföras med [S1BR] då den externa installationen kan lossna och falla ner på grund av uppvärmningen. Om en extern installation faller ner kan inte längre någon värmeledning ske mellan olika konstruktionsdelar. Därför bedöms troligheten för detta delscenario till *liten*.

Bedömningen utgår inte från några specifika temperaturkriterier då detta bestäms för det platsspecifika föremålet. Det är svårt att bedömda konsekvenserna från värmeledning, eftersom temperaturen för hur mycket ett material klarar innan materialet skadas kan variera. Konsekvenserna beror även på var värmeöverföringen sker. Om den externa installationen är fast monterad intill en känslig kolväteledning kan denna ledning skadas och ytterligare kolväteutsläpp uppstå.

Material påverkas olika mycket av värme, en sorts material kan klara av höga temperaturer, och ett annat material kan förstöras redan vid låga temperaturer. Konsekvenserna bedöms som *måttliga* eftersom värmeledningen endast påverkar intilliggande brandceller lokalt vid infästningspunkterna. Infästningspunkter kan vara vid temperaturkänslig utrustning och då kan konsekvenserna öka i storlek. En oljeplattformens skyddssystem bedöms dock kunna hantera en mindre brand i material eller utrustning och endast då infästningspunkterna är vid temperaturkänslig processutrustning bedöms en brand kunna bli större än liten.

Det bör påpekas att konsekvensen kan öka i storlek om det finns processutrustning på den externa installationen. Om processutrustningen inte påverkas direkt av jetflamman kan värmeledningen inom den externa installationen orsaka skada på processutrustningen. Följaktligen finns risken att olycksförloppet eskalerar vid ett sådant fall och därmed skulle konsekvenserna för detta scenario att öka i storlek.

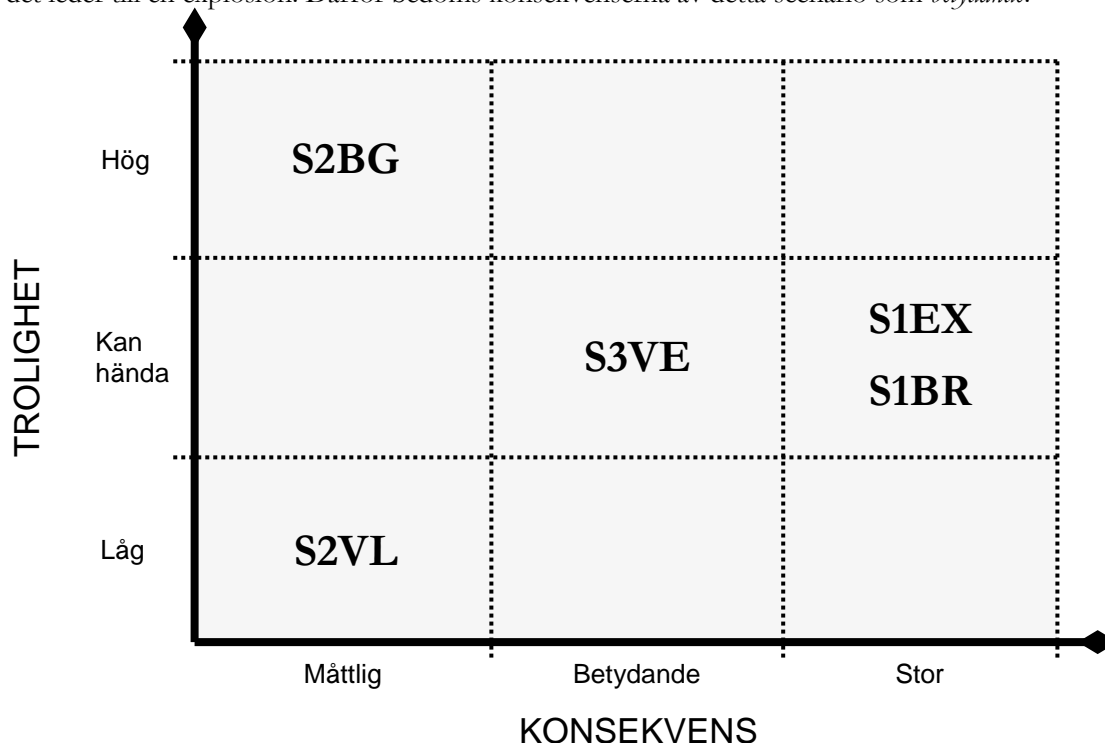
### 8.3 Bedömning av riskscenario 3 [S3]: Förhindrar ventilation

Detta scenario beskrivs som scenario 3 ventilation [S3VE]. Scenariot kan liknas vid ett förscenario till [S1EX] eftersom detta scenario tenderar till att öka risken för en kolväteexplosion. Detta på grund av att en extern installation bedöms kunna orsaka mer luftstagnanta och turbulenta områden på en oljeplattform, genom att förändra ventilationsförhållanden i och kring området som installationen är placerad i. Fenomenet kan påverka den naturliga eller mekaniska ventilationen [NV] negativt.

Skyddssystemet NV omfattas av krav på att specifika ventilationskapaciteter ska uppfyllas. Om en extern installation minskar kapaciteten på grund av att installationen förhindrar ventilationen, kan skyddssystemet felfunktionera och därmed höja risken för den typ av olycka som skyddssystemet är dimensionerat för i det lokala området.

Det bör påpekas att risken för att en extern installation ska orsaka luftstagnanta eller turbulenta områden beror mycket på placeringen av den externa installationen. Om installationen placeras i säkra zoner långt från närmaste vägg och installationen är helt öppen är det inte troligt att några större luftstagnanta områden ska kunna uppstå. Detta kan jämföras med om installationen placeras intill processutrustning och utrymmet mellan den befintliga konstruktionen och den externa installationen är litet. Vid ett sådant scenario är det troligt att det kan uppstå luftstagnanta områden intill den externa installationen.

Följaktligen är troligheten svår att bedöma för scenariot eftersom troligheten är starkt beroende av placeringen av den externa installationen i förhållande till den befintliga konstruktionen. Därav bedöms troligheten för detta scenario till att det *kan hända*. Konsekvenserna av att en extern installation förhindrar ventilationen är att explosionsrisken ökar, dock säger inte detta att det leder till en explosion. Därför bedöms konsekvenserna av detta scenario som *betydande*.



S1EX	Scenario 1:a Explosion som orsakar att extern installation faller ner.
S1BR	Scenario 1:b Kolvätebrand som orsakar att extern installation faller ner.
S2BG	Scenario 2:a Brandgaser sprider sig via den externa installationen.
S2VL	Scenario 2:b Konduktiv värmeöverföring via den externa installationen.
S3VE	Scenario 3 Externa installationen förhindrar ventilationen.

Figur 8.2; Grovanalys av de risker en extern installation kan orsaka under drift på en oljeplattform.

#### 8.4 Bedömning av sekundära riskscenarier

I rapporten har även andra risker identifierats som kan uppstå på grund av att en extern installation är monterad på oljeplattformen. Dessa riskscenarier bedöms som sekundära eftersom troligheten är förhållandevis liten, samt att de kan vara lätta att åtgärda. Syftet med att dessa risker ändå bedöms är att uppfylla rapportens mål, det vill säga påvisa vilka risker som kan förekomma vid en monterad extern installation. Dessa scenarier beskrivs kortfattat nedan utan inbördes gradering.

##### 8.4.1 Extern installation som obstruerande föremål

Denna risk kan vara uppenbar men bör beaktas då annars viktiga skyddssystem kan åsidosättas. Om inte denna risk beaktas kan stora konsekvenser uppstå, till exempel att utrymningen förhindras eller att kollisionssystemet inte varnar för ankommande farkoster. Detta scenario beror främst på placering av den externa installationen och bör därmed behandlas vid bedömningen av placeringen för en ny extern installation.

##### 8.4.2 Terrorattack

Detta scenario kan innebära stora konsekvenser för en oljeplattform, dock behandlas inte detta som ett primärt riskscenario eftersom det aldrig har skett ett sådant fall i världens offshore-produktion. Det bör påpekas att även om detta scenario aldrig har inträffat kan risken för att scenariot inträffar variera i framtiden. Det finns radikala människor och organisationer i världen som kan utgöra ett hot för sabotage mot oljeplattformar. Således bör denna risk beaktas vid bedömningen av en ny extern installation, då utstickande föremål på anläggningen kan vara känsliga som måltavla vid ett attentat.

### 8.4.3 Risker för helikoptertransporter

När en extern installation placeras på utsidan av den befintliga konstruktionen kan turbulenta fenomen uppstå. Om den externa installationen placeras i närheten av en helikopterplatta kan således oförutsedda vindfenomen uppstå i närheten av plattan. Detta kan påverka aerodynamiken runt helikopterplattan och därmed också påverka helikopterns flyg- och landningsförmåga negativt. Scenariot kan orsaka stora konsekvenser om en helikopter kolliderar med en oljeplattform och därför bör detta scenario beaktas vid beslutande om placering av den externa installationen.

## 8.5 Värdering av riskscenarierna

I *Figur 8.2* presenteras och värderas de riskscenarier som har identifierats i faroanalysen. De bedömningar som visas i *Figur 8.2* kan variera i storlek, vilket innebär att höga sannolikheter kan bli låga, och vice versa, beroende på de olika platsspecifika förutsättningar som finns. Konsekvenserna är dock förankrade i hur robust en oljeplattform är, samt vilka sårbarheter oljeplattformen har, och således bör konsekvenserna i de bedömda scenarierna vara realistiska.

Det är upp till varje beslutfattare att värdera vilka risker som är tolerabla och som kan accepteras. Enligt Rammeföreskriften ska en bedömning mellan kostnad och nytta utföras för varje enskild risk som är av betydande storlek. Därför krävs noggrannare studier över de risker som är identifierade för att kunna utföra en korrekt värdering för en specifik situation.

## 8.6 Resultatet av riskbedömningen

Resultatet visar att de största riskerna som kan uppstå främst beror på var den externa installationen placeras. För samtliga identifierade riskscenarier se *Figur 8.2* bedöms sannolikheten kunna minska om den externa installationen placeras i säkra zoner, eftersom sannolikheten för ett kolväteläckage minskar. Detta innebär inte att alla externa installationer ska placeras i säkra zoner eftersom installationens funktion kan vara beroende av var på oljeplattformen den placeras. Placeringen av den externa installationen bör därmed bedömas i en mer detaljerad riskutredning.

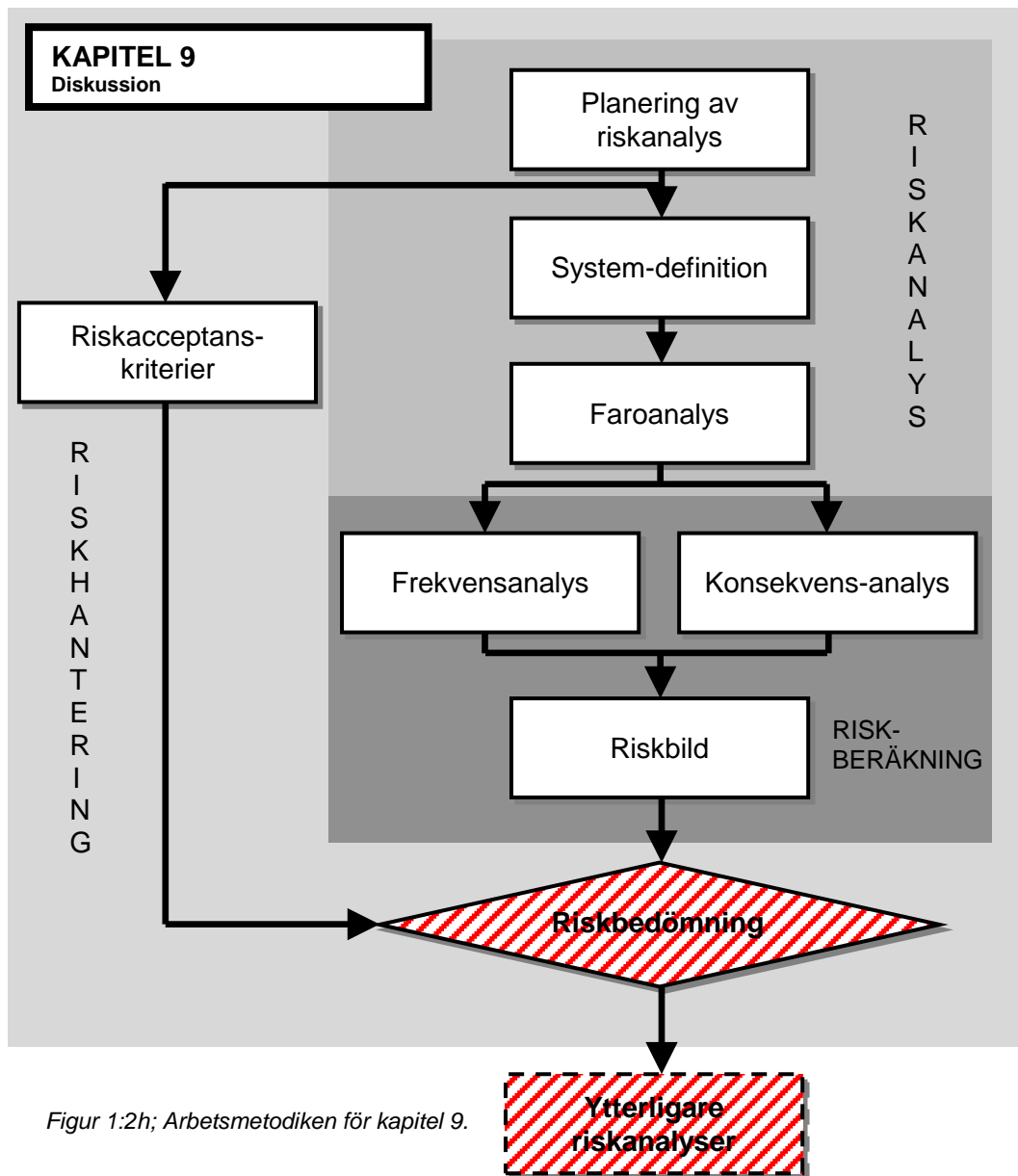
Då bedömningen av riskerna i denna rapport varierar kraftigt beroende på de olika platsspecifika förhållanden som kan råda är resultatet inte direkt anpassat för en enskild oljeplattform. Resultatet i riskbedömning kan istället ge en indikation på faror som kan uppstå när en extern installation är monterad på oljeplattformen.

Av de scenarier som behandlats i denna rapport bedöms brandgasspridning via en extern installation vara det mest troliga. Konsekvenserna av detta scenario är förhållandevis små men ej obetydliga då de delvis innefattar att utrymningen försvåras. Detta bryter mot RAM 1 och anses därför kräva en utredning då en extern installation ska placeras på en oljeplattform. På samma sätt kan scenariot värmeledning via extern installation kräva en utredning men detta scenario bedöms som mindre troligt än brandgasspridning.

Det scenarier som bedöms generera allvarligast konsekvenser är om den externa installationen faller ner på grund av en brand eller explosion. Det är fenomenet att installationen faller ned som är den mest betydande faktorn vid denna bedömning. Om installationen faller ner är det troligt att den kan förstöra allt som finns under den, vilket kan vara brott mot RAM 1 och RAM 3. Detta tyder på att placeringen av installationen i förhållande till utrustning som styr viktiga funktioner är något som ska beaktas. Varför den faller ner kan kräva en större utredning för varje fall för mått på sannolikhet.

Slutligen är scenariot extern installation förhindrar ventilation svårast att bedöma. Detta scenario beror helt på platsspecifika förhållanden och därför kan scenario både vara troligt och ej troligt att det inträffar. Dock bör den främsta konsekvensen vara att risken för explosion ökar vilket ökar risken för en olycksförloppseskalation. Detta innebär att om scenariot kan hända så uppstår ett brott mot RAM 3. För att detta ska kunna uppstå krävs dock också att ett brott mot RAM 1 sker eftersom ventilationens kapacitet påverkas negativt.





Figur 1:2h; Arbetsmetodiken för kapitel 9.

## 9 Diskussion

Ändamålet med detta kapitel är att belysa tankar och funderingar över de resultat som har framtagits i denna rapport, samt diskutera arbetsmetodiken i rapporten. I detta kapitel diskuteras författarnas egna åsikter och synpunkter på arbetet och resultatet.

### 9.1 Diskussion om arbetsmetodiken och rapportens syfte

Till en början var bakgrunden för denna rapport att undersöka hur en extern installation kan påverka en oljeplattform om den placeras utanpå oljeplattformen, med hänsyn till brandspridning eller ledning av brandgaser. Vid påbörjandet av denna rapport insågs att enbart fokuserande på brandspridning var för snäv avgränsning eftersom den externa installationen kan generera andra brandrelaterade risker och således krävs ett bredare perspektiv.

En stor utmaning har varit att ur ett generellt perspektiv behandla fenomen som är starkt beroende av platsspecifika förhållanden. En problematik med ett generellt tillvägagångssätt är att avgöra vad som är troligt för en oljeplattform generellt och vad som är mindre troligt. Då varje oljeplattform är detalj- och funktionsmässigt unik kan ett flertal farliga scenarier uppkomma som inte tagits upp i denna rapport. Detta beror till stor del på att alla scenarier inte är kända, att scenarierna inte ses som troliga för en generell oljeplattform samt de avgränsningar som gjorts i rapporten.

Hur en generell oljeplattform ser ut har beskrivits med hjälp av de krav från lagar och förordningar som alla oljeplattformar på norska sockeln underställs. Denna metod kan ses som lämplig då beskrivningen med säkerhet blir generell men kan även ses som olämplig eftersom metoden inte behandlar tekniska specifikationer vilket innebär att viktiga generella utformningar missas i analysen. Ett sätt att få en mer detaljerad bild av hur en generell oljeplattform ser ut är att från lagar och förordningar gå en nivå djupare vilket innebär studier av olika standarder. Detta har dock setts som omöjligt på grund av den mängd olika standarder som finns kontra hur mycket tid som ska läggas på rapporten.

Ett annat problem när det gäller undersökning av allmänna aspekter är förhållandet mellan att använda kvalitativa eller kvantitativa analyser. För att förstå och beskriva flera olika tänkbara risker bör det vara lättare att använda kvalitativa analyser eftersom det blir enklare att beakta flera utfall på ett övergripligt sätt. Om motsvarande rapport skulle utföras med en större del kvantitativa analyser skulle antagligen rapporten fyllas av antaganden och förutsättningar vilket gör rapportens resultat mindre generellt. Dock bör det krävas en viss mängd kvantitativa mått för att validera och verklighetsförankra de kvalitativa analyserna. Ett problem med denna rapport var att bedöma i vilken omfattning kvantitativa mått krävs för att validera resultatet tillräckligt. För att validera den kvalitativa riskanalysen har främst tidigare studier över de problemområden som finns använts. Några av studierna har inte en direkt koppling till den externa installationen men kan ändå uppvisa fenomen eller förtydliga de resonemang som används i rapporten.

### 9.2 Diskussion om rapportens resultat

Det är mycket svårt att utföra en övergripande riskanalys, eftersom det är svårt att identifiera alla de risker som är relevanta. Det är lätt att föreställa sig att alla riskscenarier i en riskanalys har identifierats, men det kommer alltid finnas okända risker. Vi har med kritiska ögon granskat eventuella risker som kan uppstå på grund av att en extern installation monteras utvändigt på en oljeplattform. Vi har utan erfarenhet av oljeplattformar även bedömt och granskat en oljeplattformens förmåga att hantera risker. Följaktligen har vi som helt nya inom offshore-området kunnat utan ”färgade ögon” bedöma och diskutera konsekvenser från olika situationer, och därmed kanske kunnat påvisa några ”*unknown unknowns*”. Bristen av specifik kompetens inom offshore-produktion har vi försökt kompensera med hjälp av expertrådgivning inom området samt olika litteraturstudier.

Vi anser att resultatet i denna rapport uppfyller sitt syfte, men som tidigare nämnt är resultatet mer som en förstudie vid bedömning av lämplighet än en riskanalys. Följaktligen krävs det mer platsspecifika studier för att kunna utföra en fullständig riskbedömning för en extern installation. Nedan diskuteras specifika resultat för olika delar i rapport.

### 9.2.1 Faroidentifiering

Att utgå från av andra, i detta fall Oljedirektoratets, definierade olyckor ger faroidentifieringen både styrkor och svagheter. En styrka består i den samlade erfarenhet som ligger bakom identifieringen av dessa olyckor vilket bör stärka deras relevans. En svaghet är att olyckorna inte har tagits fram för samma användningsområde som denna rapport vilket tyder på att fler relevanta olyckor kan förekomma. Detta har försökts ta hänsyn till via resonemang.

### 9.2.2 Sårbarhetsanalys av skyddssystem

Denna del är en av de största i rapporten eftersom vi anser att sårbarhetsanalysen är en mycket viktig del i att få en helhetssyn av ett komplicerat system. Faroidentifieringen används som grund för sårbarhetsanalysen genom att endast de faror som identifierats tas hänsyn till då skyddssystemens sårbarhet utreds. Även här har norska föreskrifter utgått ifrån vilket ger denna analys styrkor och svagheter liknande de som angetts för faroidentifieringen.

Systemsårbarhet utreds även i detta kapitel. Då kritiska skyddssystem som exempelvis passivt brandskydd och nödavstängningssystemet på en oljeplattform har krav på sig att agera relativt självständigt så finns det få tydliga beroenden mellan skyddssystemen. Huruvida detta återspeglar verkligheten är svårt att säga. Om det passiva brandskyddet ska vara dimensionerat och optimerat för att självständigt motstå en brand tillräckligt länge, bör den enda nyttan med att ha ett brandsläckningssystem vara att förhindra total ödeläggelse av plattformen vid brand. Detta blir tydligare då det tas i beaktning att tryckavlastning av processutrustning via tryckminsknings- och nödavstängningssystem ska ses som den främsta åtgärden för att förhindra och stoppa en brand. Om dessa förutsättningar även är giltiga i verkligheten så försvinner nyttan med att ha ett brandsläckningssystem och den praktiska funktionen blir att vara ett backup-system eller ett egendomsskydd. Det tycks vara mer troligt att det i praktiken ”tummas” på andra skyddssystem om ett brandsläckningssystem är väl dimensionerat vilket innebär att systemberoenden som inte fångas upp i denna rapport finns i verkligheten.

### 9.2.3 Riskanalys: Extern installation faller ner

Här börjar problematiken med valet av förhållanden mellan kvalitativa resonemang och kvantitativa beräkningar. Det är framför allt två delscenarier som kan leda till att en extern installation eller delar av installationen faller ner. Det första scenariot innebär att en explosion orsakar kraftiga tryckökningar vilka påverkar den externa installationen så mycket att den lossnar och faller ner. Det andra delscenariot är att en brand uppstår på eller i närheten av den externa installation och orsakar försvagningar i stålkonstruktionen vilket leder till att installationen lossnar och faller ner. Dessa två scenarier undersöks främst kvalitativt och styrks av studier som har utförts på liknande problem. Vi anser att dessa studier är av stor relevans för rapporten eftersom studierna har ett brett perspektiv och undersöker flera olika explosions- och brandscenarier. Vi har själva funderat över att utföra en liknande studie över brandspridning och explosionsrisker, dock krävs bättre verktyg och mer detaljkunskaper för att kunna utföra en sådan studie så att den blir tillämpbar för rapporten. Troligheten i att en extern installation kan falla ner bedöms i denna rapport vara hög men det är viktigt att framhäva att troligheten är starkt beroende av installationens utformning. Om installationen är som en kub på en plattforms plan så kan den inte falla ner om inte planets integritet upphör. Om installationen står och balanserar på en pinne så krävs det endast små krafter för att den ska falla ner. Det sistnämnda anses dock vara ej troligt.

#### 9.2.4 Riskanalys: Extern installation bryter brandteknisk konstruktion

I denna analys undersöks två olika delscenarier, det ena är om den externa installationen kan leda brandgaser, det andra scenariot är om den externa installationen kan leda värme mellan brandceller. Något som skulle kunna styrka dessa scenariers trolighet mycket är statistik och tidigare studier men något sådant har inte hittats under rapportförfattandets gång. Istället används resonemang som grundas på studier av andra fenomen vilket innebär att osäkerheten i resonemangens giltighet är stor.

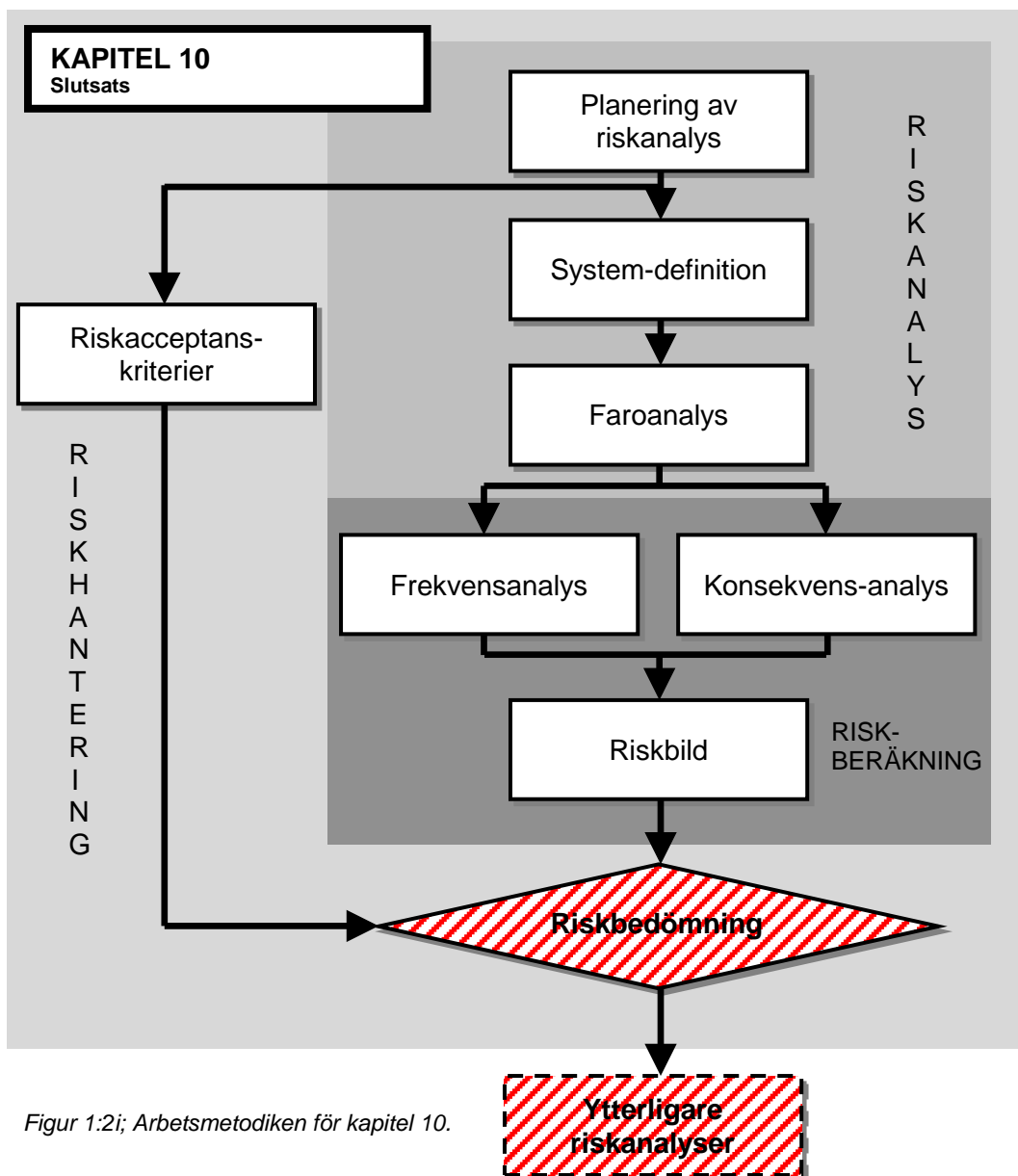
För att stärka troligheten i brandgasspridningsscenarioet kan enklare fullskaliga experiment utföras på plats. Om fenomenet visar sig uppstå på en plattform bör flödet enkelt kunna avledas via mindre utformningsändringar eller ändringar i ventilationsflöden. För att stärka troligheten i värmeledningsscenarioet kan enklare värmeledningsberäkningar utföras. Detta har dock undvikits i denna rapport för att inte äventyra rapportens giltighet för generella fenomen. Att stål leder värme är känt, att ståls hållfasthet minskar vid högre temperaturer är också känt men om en extern installation kan värmas upp så mycket att den kan antända material flera meter bort från det brandutsatta området utan att tappa så mycket i bärförmåga att den faller ner är beroende av platsspecifika förhållanden.

#### 9.2.5 Riskanalys: Extern installation förhindrar ventilation

Det finns en risk att en extern installation kan generera fler luftstagnanta områden och mer turbulens vilket ökar risken för en explosion. Denna analys valideras via en CFD-modellering i mjukvaran FDS. Det finns många för och nackdelar att använda CFD-modellering i denna rapport. Fördelarna är att det är ett förhållandevis smidigt sätt att illustrera olika fenomen som kan uppstå vid ett kolväteläckage eller brand. Nackdelarna är att det är svårt att validera hur verklighetsanpassade resultaten blir då verkliga fall att jämföra med inte finns. Vi anser dock att då användningsområdet för CFD-beräkningar i denna rapport varit att påvisa fenomenet att olika gaser kan ansamlas bakom en extern installation så är användningen av CFD-modellering godtagbar. Simuleringarna utförs i 10 olika scenarier för att påvisa hur olika förhållanden kan påverka resultatet. Något som bör ha simulerats är att påvisa vad som händer när ett gasläckage upphör. Vid ett gasläckage är det mycket möjligt att oljeplattformens skyddssystem lyckas stänga av läckaget inom en signifikant tidsperiod. Därför borde det ingå i CFD-modellen att utsläppet upphör för att undersöka vad som händer efter att kolväten har slutat läcka in i utrymmet. Hypotesen är att gasansamlingarna i de simuleringarna som innehar en extern installation skulle finnas kvar under en längre tid än de simuleringarna som inte har en extern installation framför. Detta på grund av att är mer troligt att vinden då ventilerar bort gaserna lättare än om det finns ett hinder framför. Detta scenario borde finnas med i rapporten men på grund av en begränsad tidsåtgång har detta scenario ej behandlats.

Resultatet av den riskanalys som har utförts i denna rapport tyder på att det vid montering av en ny extern installation kan uppkomma nya risker och att befintliga risker kan öka. Detta beror bland annat på faktumet att en oljeplattform är en mycket komplex anläggning med flera potentiella källor för stora olyckor. Också vid mindre förändringar av den befintliga konstruktionen kan risken öka eftersom varje del av oljeplattformen har en egen funktion som är designad efter omgivande delar. Därför krävs en omfattande undersökning vid en nyinstallation så att alla beroenden och kopplingar mellan och i system tas hänsyn till.

Generellt anses rapportens resultat vara tillräckligt förankrade för att uppfylla dess syfte. Det går alltid att analysera och granska mer för att säkerhetsställa resultaten, men eftersom begränsade mängder tid och resurser finns att tillgå måste avgränsningar utföras. Vi har tittat under varje liten buske för att hitta varje liten svamp. För att bedöma vilket svamp som är giftig och vilka svampar som går att äta krävs vidare studier.



Figur 1:2i; Arbetsmetodiken för kapitel 10.

## 10 Slutsatser

Nedan följer de frågeställningar som utgått ifrån i denna rapport samt de slutsatser som kan dras med stöd i denna rapports resultat.

- *Hur påverkas riskbilden vid en brand på en offshore-konstruktion med hänsyn till närvaron av externa installationer?*

De generella risker som tillkommer på en oljeplattform då en extern installation monterats på den är:

- Risken för att en extern installation på grund av en brand eller explosion faller ner och skadar underliggande strukturer.
  - Slutsatsen grundas i beräkningar av ståls hållfasthet vid såväl dynamisk tryckpåverkan som statisk lastpåverkan vid olika temperaturer i materialet. Detta jämförs mot vilka skyddssystem som enligt norsk författningssamling ska finnas på en oljeplattform och vilka sårbara komponenter skyddssystemen innehar.
- Risken för att en extern installation bryter brandcellsgränser genom att leda brandgas eller värme.
  - Slutsatsen grundas i studier av litteratur inom branddynamik samt möjliga utformningar av en extern installation. Även spridningsberäkningar via enklare ventilationssystem styrker slutsatsen.
- Risken för att en extern installation försämrar ventilationen i intilliggande utrymmen och ökar på så sätt risken för en explosion
  - Slutsatsen grundas i CFD-simuleringar samt studier i hur externa installationer kan utformas och placeras på en oljeplattform. Detta jämförs mot de krav som ställs kring ventilationskapaciteten på en oljeplattform av norsk författningssamling.

Troligheten i att samtliga ovanstående risker ska uppkomma beror starkt på platsspecifika förhållanden så som installationens placering och utformning, oljeplattformens utformning samt omfattning och dimensionering av skyddssystem.

Generellt kan slutsatsen dras att en extern installation sannolikt ökar den totala risk som en oljeplattform omfattas av om inga riskreducerande åtgärder tas gällande den externa installationen.

- *Kan den externa installationen bidra till ett eskalerande olycksförlopp och hur påverkar installationen de befintliga skyddssystemen på oljeplattformen?*

En extern installation kan, beroende på platsspecifika förutsättningar, bidra till bland annat följande:

- Brandspridning till intilliggande brandceller
  - Slutsatsen grundas i studier av ståls värmeledningsförmåga samt statistik över uppkomna bränder på befintliga oljeplattformar på nordnorska sockeln. Detta jämförs mot möjliga utformningar och placeringar av externa installationer på en oljeplattform.
- Ytterligare kolväteläckage
  - Slutsatsen grundas i hållfasthetsberäkningar av oljeplattformars processutrustning samt studier av möjliga utformningar av en extern installation.
- Utslagning av vissa skyddssystemens funktion, främst lokalt men även över hela plattformen
  - Slutsatsen grundas i studier av skyddssystemens utformning och särskilt deras sårbara komponenter. Även studier och modellering av beroenden mellan olika skyddssystem stärker slutsatsen

Ovanstående kan leda till konsekvenser som hotar oljeplattformens strukturella integritet och därmed dess existens. De alvarligaste konsekvenserna bedöms uppstå om en extern installation faller ner och skadar underliggande strukturer och detta bedöms vara det som främst ska förebyggas i ett tidigt planeringsskede. Faktorer som påverkar sannolikheten för att en extern installation faller ner är främst hur installationen förankras i oljeplattformen, vilken farobild som finns kring och i installationen, hur installationen utformas samt vad som finns i installationens möjliga fallriktningar.

### **10.1 Förslag till vidare studier**

Denna rapport utreder vilka risker som kan uppstå när den externa installationen är i drift på oljeplattformen. Ett riskabelt moment som inte utreds i denna rapport är när den externa installationen skall monteras. Montering av en extern installation sker oftast med hjälp av en stor lyftkran som sitter på en monteringsbåt. Enligt Juvik et al<sup>17</sup> kan montering även utföras med hjälp av en helikopter, det vill säga att delar av den externa installationen flygs in och monteras på plats.

Det finns många olika farofaktorer vid montering via en båt eller helikopter. Olika väderförhållanden kan påverka monteringen, eftersom vindar och vågor kan generera oförväntade rörelser. Exempelvis kan risken öka för att delar av den externa installationen faller ner. Det konstateras i denna rapport att den externa installationen kan orsaka stor skada om den faller ner. Juvik et al<sup>18</sup> menar att det finns en strävan bland offshore-företagen att undersöka detta moment, då montering av externa installationer förväntas bli allt mer vanligare i framtiden.

---

<sup>17</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Akersolution, 2010-08-13

<sup>18</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Akersolution, 2010-08-13

## 11 Referenser

- Akselsson, R. (2008). *Människa, teknik, organisation och riskhantering*, Institutionen för designvetenskap, Lunds Tekniska Högskola, Lund.
- Andersen, C. & Lindholm, C. (2008). *Risk reduction by use of passive fire protection – A study regarding implementation of new installations offshore*, Lunds Tekniska Högskola, Brandteknik, Lund.
- Anfinsen, G. N. (2009). *SAFEOP - Innløft/Montering av Guider og Innfestninger - Troll C LPP*, AkerSolutions - Aker Offshore Partner AS, Bergen.
- Berthelsen, O. (2007). *Norway's oil history in 5 minutes* (Elektronisk), Oslo, Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Tillgänglig: <<http://www.regjeringen.no/en/dep/oen/Subject/Oil-and-Gas/Norways-oil-history-in-5-minutes.html?pid=440538>> den 13 april, 2010.
- Bilsportsförbundet (2001). *Allmän Brandlära*, Svenska Bilsportsförbundet.
- Bluebirde (2006). *Oil rigs and platform* (Elektronisk), NJK, Tillgänglig: <[http://www.solarnavigator.net/oil\\_rigs.htm](http://www.solarnavigator.net/oil_rigs.htm)> den 18 juni, 2010.
- Boverket (2008). *Regelsamling för byggande, BBR 2008*, Edita Västra Aros AB, Karlskrona.
- Brattbakk, M. (2004). *Investigation of gas blowout on Snorre A, Well 34/7-P31A*, Petroleumstilsynet.
- Brigadeau, A. & Andersen, J. (2009). *Safety and Emergency Preparedness Analysis (SEPA) TRC LPP*, AkerSolutions, Bergen.
- Britannica, E. (2010). *Petroleum* (Elektronisk), Encyclopædia Britannica Online, Tillgänglig: <<http://www.britannica.com/EBchecked/topic/454269/petroleum>> den 13 april, 2010.
- Burström, P.-G. (2007). *Byggnadsmaterial*, Studentlitteratur AB, Lund.
- Chung, T. J. (2002). *Computational fluid dynamics*, University of Cambridge, Cambridge UK.
- Cnn\_Wire\_Staff (2010). Oil slick spreads from sunken rig, *CNN Cable News Network*, Uppdaterad 2211 GMT (0611 HKT), Tillgänglig: <<http://edition.cnn.com/2010/US/04/22/oil.rig.explosion/index.html?hpt=T1>> den 23 april 2010.
- Extreme Machines (2007). *Oil Rig*, filmen är producerad av Discovery, USA.
- Eia (2010). *World Crude Oil Prices* (Elektronisk), EIA U.S. Energy information Administration, Tillgänglig: <[http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_wco\\_k\\_w.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm)> den 13 april, 2010.
- Etterlid, H. (2008). *Gransking av hendelse Hydrokarbonlekkasje i utstyrskafet på Statfjord A 24.5.2008*, Petroleumstilsynet.
- Fast (2004). *Toolsets / System Safety Management Principals* (Elektronisk), The federal aviation administration acquisition system toolset, Tillgänglig: <<http://fast.faa.gov/archive/v0705/toolsets/SafMgmt/section4.htm>> den 15 juni, 2010.
- Fischer, S. (1997). *Vårdautsläpp av brandfarliga och giftiga gaser och vätskor*, Försvarets forskningsanstalt [FOA], Tumba.
- Freudenrich, P. D., Craig (2001). *How oil drilling works* (Elektronisk), A Discovery Company, Tillgänglig: <<http://www.howstuffworks.com/oil-drilling.htm>> den 13 april, 2010.

- Holmas, T. & Amdahl, J. (2005). *Advanced structural fire design of offshore structures*, SINTEF Civil and Environmental Engineering.
- Inventors (2010). *The History of the Automobile* (Elektronisk), About.com Inventors, Tillgänglig: <<http://inventors.about.com/library/weekly/aacarsgasa.htm>> den 13 april, 2010.
- Isaksson, T. & Mårtensson, A. (2010). *Byggkonstruktion, Regel- och formelsamling*, Studentlitteratur, Lund.
- Jensen, L. (2002). *Brandgasspridning via ventilationsystem*, Avdelningen för installationsteknik, Lunds Tekniska Högskola, Lund.
- Johansson, M. & Leine, L. (2007). *Bebyggelsens motståndsförmåga mot extrem dynamisk belastning*, Myndigheten för Samhällsskydd och Beredskap, Karlstad.
- Karlsson, B. & Quintiere, J. (1999). *Enclosure fire dynamics*, CRC Press, Boca Raton.
- Khan, F. I. & Amyotte, P. R. (2002). Inherent safety in offshore oil and gas activities: a review of the present status and future directions. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 15, 279-289.
- Lamb, R. (2008). *How Offshore Drilling Works* (Elektronisk), A Discovery Company, Tillgänglig: <<http://science.howstuffworks.com/offshore-drilling.htm>> den 14 april, 2010.
- Lauridsen, Ø. (2006). *Gransking av alvorlig gasslekkasje fra trykkavlastningssystemet på Visund den 19.1.2006*, Petroleumstilsynet.
- Lindqvist, M. (2009). Pirater sprider igen skräck utanför Afrikas horn (Elektronisk), *HBL Hufvudstadsbladet AB*, Tillgänglig <<http://www.hbl.fi/text/utrikes/2007/10/30/d7077.php?rss>> 5 maj 2010.
- Lunarc (2010). *Center for Scientific and Technical computing, LUNARC Lund University* (Elektronisk), Lund, Lunds Universitet, Tillgänglig: <<http://www.lunarc.lu.se/Systems>> den 15 juni, 2010.
- Lundin-Petroleum (2010). *Oil related terms and measurements* (Elektronisk), Lundin Petroleum AB Tillgänglig: <<http://www.lundin-petroleum.com/eng/definitions.php>> den 14 april, 2010.
- Mannan, S. (2004). Piper Alpha. Hazard Identification, A. A. C., *Lees's loss prevention in the process industries*, Hardbound, Butterworth Heinemann.
- Mcgillivray, A. & Hare, J. (2008). *Offshore hydrocarbon releases*, Health and Safety Executive, Buxton.
- Moss, D. (2010). *Offshore oil drilling and the BP disaster* (Elektronisk), Blue ridge outdoors magazine, Tillgänglig: <<http://www.google.se/imgres?imgurl=http://www.blueridgeoutdoors.com/wp-content/uploads/2010/05/EarthTalkGulfOilDisaster.jpg&imgrefurl=http://www.blueridgeoutdoors.com/departments/>> den 9 september, 2010.
- New\_Orleans\_Tt-Afp (2008). *Oljeplattformar evakueras* (Elektronisk), Svenska Dagbladet, Tillgänglig: <[http://www.svd.se/nyheter/utrikes/oljeplattformar-evakueras\\_1627953.svd](http://www.svd.se/nyheter/utrikes/oljeplattformar-evakueras_1627953.svd)> den april 29, 2010.
- Norsok\_S-001 (2008). *Technical safety* (Elektronisk), Standards Norway, Tillgänglig: <<http://www.standard.no/en/sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/S-Safety-SHE/S-0011/>> den 14 april, 2010.
- Norsok\_Z-013 (2001). *Risk and emergency preparedness analysis* (Elektronisk), Norwegian Technology Centre, Tillgänglig: <<http://www.standard.no/en/sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/Z-Risk-analyses/Z-0131/>> den 27 maj, 2010.
- Nystedt, F. (2000). *Risicanalysmetoder*, Brandteknik, Lunds tekniska högskola, Lund.

- Oecd/Iea (2010). *Oil Market Report* (Elektronisk), International Energy Agency, Tillgänglig: <<http://omrpublic.iea.org/>> den 21 juni, 2010.
- Okg (2009). *Säkerbetskultur* (Elektronisk), Oskarshamn, OKG - ett företag i E.ON koncernen, Tillgänglig: <[http://www.okg.se/templates/Page\\_725.aspx](http://www.okg.se/templates/Page_725.aspx)> den 15 september, 2010.
- Oljedirektoratet (2001). *Utvikling i riskonivå - norsk søkkel, Pilotprosjektrapport 2000*, Oljedirektoratet.
- Petroleumstilsynet (2009). *Risikonivå i petroleumsvirksomheten, Hovedrapport, utviklingstrekk 2009, norsk søkkel*, rev 1, Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet (2010a). *Forskrifter* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/forskrifter/category215.html>> den 14 april, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010b). *Hydrokarbonlekkasjer og branner* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/prosessikkerhet/hydrokarbonlekkasjer-og-branner-article3741-98.html>> den 10 maj, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010c). *Innretningsforskriften* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html>> den 14 april, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010d). *Lover* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/lover/category213.html>> den 13 april, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010e). *Rammeforskriften* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/rammeforskriften/category381.html>> den 14 april, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010f). *Risikonivå i petroleumsvirksomheten Hovedrapport, utviklingstrekk 2009, norsk søkkel*, rev 1, Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet (2010g). *Standarder* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/standarder/category480.html>> den 14 april, 2010.
- Petroleumstilsynet (2010h). *Styringsforskriften* (Elektronisk), Petroleumstilsynet, Tillgänglig: <<http://www.ptil.no/styringsforskriften/category382.html>> den 14 april, 2010.
- Phillipe, G. & Pierre, C. (2004). *Canadian Handbook on Health Impact Assessment, volume 3, kapitel E*, Minister of Health.
- Reason, J. (2006). *Revisiting the swiss cheese model of accidents*, European organisation for the safety of air of navigation, EEC Note No. 13/06.
- Reuters (2006). *Åtta kidnappade från norsk oljerigg* (Elektronisk), *SVT Sveriges television*, Tillgänglig <[http://mobil.svt.se/2.22584/1.602510/atta\\_kidnappade\\_fran\\_norsk\\_oljerigg&lid=aldreNyheter\\_275234&lpos=rubrik\\_602510](http://mobil.svt.se/2.22584/1.602510/atta_kidnappade_fran_norsk_oljerigg&lid=aldreNyheter_275234&lpos=rubrik_602510)> 5 maj 2010.
- Rubini, D. P. (2009). *CFD Kurs, Föreläsningssanteckningar*, Brandteknik, Lund Tekniska Högskola, Lund.
- Sfpe (2008). *SFPE Handbook of Fire Protection Engineering*, NFPA, Quincy, Massachusetts.
- Simon (2010a). *Adriatic IV* (Elektronisk), Offshore Drilling Accidents, Tillgänglig: <[http://home.versatel.nl/the\\_sims/rig/adriatic4.htm](http://home.versatel.nl/the_sims/rig/adriatic4.htm)> den 26 april, 2010.
- Simon (2010b). *Arabdrill 19 (AD19)* (Elektronisk), Offshore Drilling Accidents, Tillgänglig: <[http://members.tele2.nl/the\\_sims/rig/ad19.htm](http://members.tele2.nl/the_sims/rig/ad19.htm)> den 26 april, 2010.
- Sintef (2004). *Reliability Data for Safety Instrumented Systems PDS Data Handbook*, SINTEF, Trondheim.

---

Sis (2000). *SS-EN ISO 9000*, Ledningssystem för kvalitet - Principer och terminologi, Svensk standard.

Sjölin, V. (1987). *Järn, stål och metaller*, Räddningsverket, Karlstad.

Smit (2010). *Hurricane Rita* (Elektronisk), Smit Internationale N.V, Tillgänglig:  
<<http://www.smit.com/sitefactor/page.asp?pageid=884>> den 23 april, 2010.

Solberg, B. & Øverland, C. (2008). *Passive fire protection of steel*, AkerSolution, Bergen.

Svt (2006). Åtta kidnappade från norsk oljerigg (Elektronisk), *svt.se*, Tillgänglig  
<[http://mobil.svt.se/2.22584/1.602510/atta\\_kidnappade\\_fran\\_norsk\\_oljerigg&lid=aldreNyheter\\_275234&lpos=rubrik\\_602510](http://mobil.svt.se/2.22584/1.602510/atta_kidnappade_fran_norsk_oljerigg&lid=aldreNyheter_275234&lpos=rubrik_602510)> april 29 2010.

Unclos (2010). *United Nations Convention on the Law of the Sea* (Elektronisk), U.N.\_(United\_Nations),  
Tillgänglig:  
<[http://www.un.org/Depts/los/convention\\_agreements/convention\\_overview\\_convention.htm](http://www.un.org/Depts/los/convention_agreements/convention_overview_convention.htm)> den  
15 april, 2010.

United\_Nations (2005). Convention on the Territorial Sea and the Contiguous Zone. *Treaty Series*, 516,  
205.

Usfos (2010). *USFOS non-linear static and dynamic analysis of space frame structures* (Elektronisk), USFOS  
Reality engineering, Tillgänglig: <<http://www.usfos.no/>> den 26 augusti, 2010.

Vinnem, J. E. (2007a). *Explosion Risk Modelling*, Springer, London.

Vinnem, J. E. (2007b). *Offshore Risk Assessment: Principles, Modelling and Applications of QRA Studies*,  
Springer, London.

## Appendix

Appendix innehåller fler olika delar, se nedanstående innehållsförteckning. Appendixets uppgift är att stödja och beskriva mer i detalj tidigare nämnda resonemang i rapporten. Alla figur och tabellhänvisningar börjar med 0, denna benämning syftar till appendix.

### INNEHÅLLSFÖRTECKNING FÖR APPENDIX

<b>A</b>	<b>HISTORISKA OLYCKOR .....</b>	<b>97</b>
A.I	STORA OLYCKOR .....	97
A.II	ANDRA OLYCKOR .....	99
<b>B</b>	<b>FAROIDENTIFIERING .....</b>	<b>100</b>
B.I	UTGÅNGSPUNKT DFU .....	100
B.II	FAROHÄNDELSER .....	100
B.III	RELEVANTA FAROR FÖR EXTERN INSTALLATIONER .....	101
B.IV	EJ RELEVANTA FAROR FÖR EXTERNA INSTALLATIONER .....	106
B.V	KONSEKVENSER AV FAROHÄNDELSER .....	109
B.VI	INITIERANDE HÄNDELSE.....	110
<b>C</b>	<b>SÅRBARHETSANALYS AV OLJEPLATTFORMENS SKYDDSSYSTEM .....</b>	<b>111</b>
C.I	BRANDBEKÄMPNINGSSYSTEM [BBS] .....	111
C.II	BRANDETEKTERINGSSYSTEM [BDS] .....	112
C.III	GASDETEKTERINGSSYSTEM [GDS] .....	112
C.IV	GRÄNSSNITTET MELLAN MÄNNISKA OCH MASKIN [GMM] .....	112
C.V	INNESLUTNING [IS] .....	112
C.VI	KOLLISIONSBARRIÄREN [KB] .....	113
C.VII	LAYOUT [LA] .....	113
C.VIII	MARINA SYSTEM OCH POSITIONSSYSTEM [MS] .....	113
C.IX	NATURLIG VENTILATION, MEKANISK VENTILATION OCH LUFTKONDITIONERING.....	113
C.X	NÖDAVSTÄNGNINGSSYSTEM [NASS] .....	114
C.XI	NÖDSTRÖMS- OCH BELYSNINGSSYSTEM [NSBS] .....	115
C.XII	MEDDELANDE-, LARM- OCH NÖDKOMMUNIKATIONSSYSTEM [MLN] .....	115
C.XIII	PASSIVT BRANDSKYDD [PBSK] .....	116
C.XIV	PROCESSÅKERHET [PSS] .....	116
C.XV	STRUKTURELL INTEGRITET [SI].....	117
C.XVI	SÄKERHET OCH SÄKERHETSUTRUSTNING [SU] .....	117
C.XVII	SÄKERHETSSYSTEMET FÖR KONTROLL AV TÄNDKÄLLOR [SKT] .....	118
C.XVIII	TRYCKMINSKNINGSSYSTEM [TMS], FACKLINGS- OCH VENTILATIONSSYSTEM.....	118
C.XIX	UTRYMNING [U] .....	119
<b>D</b>	<b>SYSTEMSÅRBARHET .....</b>	<b>122</b>
D.I	FÖRHINDRA KOLVÄTELECKAGE VID NORMAL DRIFT .....	122
D.II	FÖRHINDRA KOLVÄTELECKAGE VID OLYCKSSITUATION .....	122
D.III	MINSKA STORLEKEN PÅ ETT LÄCKAGE .....	123
D.IV	MINSKA SANNOLIKHETEN FÖR ANTÄNDNING OCH EXPLOSION .....	123
D.V	MINSKA KONSEKVENSERNA AV BRAND .....	124
D.VI	UTRYMNING.....	124
<b>E</b>	<b>BERÄKNINGSMODELLER .....</b>	<b>126</b>
E.I	EXPLOSION.....	126
E.II	DYNAMISK KRAFTPÅVERKAN .....	126
E.III	BRANDGASSPRIDNING VIA VENTILATIONSKANAL .....	127
<b>F</b>	<b>FDS-MODELLERING AV ATT DEN EXTERNA INSTALLATIONEN FÖRHINDRAR VENTILATION .....</b>	<b>129</b>
F.I	PROBLEMUPPSTÄLLNING .....	129
F.II	RESULTAT AV SIMULERINGARNA .....	131
F.III	SKRIPTFIL FÖR FDS SCENARIERNA .....	133

## A Historiska olyckor

I detta appendix beskrivs olyckor som har skett på oljeplattformar runt om i världen. Varje olycksbeskrivning innehåller händelseförlopp, konsekvenser av olyckan samt varför den kunde ske. Målsättningen med detta appendix är att ge en bild av olika olycksförlopp samt att visa vilka konsekvenser olyckor kan generera. Appendixet innehåller åtta stycken olyckor och börjar med oljeplattformen Piper Alpha. Denna olycka bör dock inte längre vara aktuell eftersom både systemen och säkerhetskulturen har ändrats sedan 1988. Syftet med att detta appendix är att visa vad som kan hända om alla säkerhetsbarriärer havererar.

### A.I Stora olyckor

Avsnittet börjar med att beskriva olyckan på oljeplattformen Piper Alpha. Denna oljeplattform är dock inte längre aktuell, eftersom både det tekniska skyddssystemet och ledningssystemet för säkerhet har ändrats sedan 1988 (Mannan, 2004). Syftet med att vi nämner denna olycka är att se vad som kan hända om alla säkerhetsbarriärer havererar. Appendixet är indelat i kronologisk ordning när olyckan inträffade.

#### A.I.I Piper Alpha

På kvällen den 6 juli 1988 exploderade oljeplattformen Piper Alpha utanför Storbritanniens kust. Olycksförloppet började med en explosion i en kolvkompressor i en kondensatorpump på grund av en hög tryckuppbyggnad. Efter denna explosion uppstod en pölbrand vid modulen som separerar olja. Pölbranden spred sig snabbt till fler däck och utvecklade stora mängder giftiga brandgaser. I närheten av branden fanns arbetarnas förläggning som snabbt rökfylldes. Pölbranden spred sig även till pipelineanslutningen som kopplade samman närliggande oljeplattform Tartan med Piper Alpha. I anslutningen satt en gasstigarmodul som var trycksatt. Gasstigarmodulen havererade på grund av uppvärmningen från pölbranden och gas strömmade ut. Kort därefter exploderade gasmolnet. Eldklotet från gasmolnsexplosionen omfattade nästan hela oljeplattformen (Mannan, 2004).

En anledning till att kolvkompressorn exploderade var dålig kommunikation mellan underhållspersonal och operatörspersonal. Det fanns två stycken kolvkompressorer varav en var avstängd på grund av underhållsarbete. Den personal som utförde underhållsarbetet hann inte slutföra arbetet och pluggade provisoriskt igen kompressorn för att fortsätta arbetet dagen efter. Detta noterades ej av den avlösande operatörspersonalen. Då ett problem uppstod med kompressorn som var i drift, bytte operatörspersonalen över till den kompressor som var stängd. Följden blev att det i den avstängda kompressorn byggdes upp ett stort tryck på grund av att naturgas pumpades in i det slutna utrymme. Till slut brast pluggen som inte kunde motstå trycket och gas strömmade ut, strax därefter exploderade gasmolnet. I denna tragiska olycka omkom 167 människor och 62 lyckades undkomma branden och brandgaserna (Mannan, 2004, Petroleumstilsynet, 2010c).

#### A.I.II Snorre A

Den 28 november 2004 uppstod ett okontrollerat gasläckage på oljeriggen Snorre A. Läckaget uppstod i samband med att ett extra brunnshål skulle borraras. Fördämningen på brunnen bredvid brast och stora mängder gas läckte ut från havsbotten. Detta resulterade i att gas bubblade upp under oljeriggen. Alla fartyg avvisades och all personal evakuerades, förutom den personal vars uppgift var att stoppa läckaget. Inom ett dygn var brunnen på botten stabiliserad men det dröjde dock flera månader innan läckaget var helt under kontroll. Det fanns potentiella tändkällor i närheten som till exempel dieslaggregat och gasförbränningsflammar, men ingen antändning skedde. På grund av produktionsstopp och minskad produktionskapacitet resulterade olyckan i stora ekonomiska förluster. Norska PSA (Petroleum Safety Authority) medgav att detta kunde blivit en av de allvarligaste olyckorna i norsk offshorekonstruktion (Brattbakk, 2004).

Det uppskattas att 20 – 30 kg/s gas läckte ut under oljeriggen vid olyckstillfället. Problemet som uppstod var att gasen påverkade brandvattenspumparna negativt på så sätt att pumparnas kapacitet minskade. Detta för att luftintaget till pumpen var placerat på oljeplattformens ben, och således fylldes luftintaget med de utläckande kolvätegaserna. Detta minskade pumpens kapacitet. Anledningen till olyckan var inte på grund av oturliga omständigheter. Brattbakk menar att ledningssystemet för säkerheten var bristfällig samt att personalen hade frångått flera säkerhetsföreskrifter vid olyckan (Brattbakk, 2004).

### **A.I.III Visund**

Den 19:e januari 2006 uppstod det ett gasläckage från ett högtrycksfackelrör på Statoils anläggning 34/8-1 Visund. Gasutströmningshastigheten bedömdes i det inledande skedet vara 900 kg/s. Inom loppet av två minuter hade gas och flammor detekterats av fyra detektorer placerade i olika utrymmen, däribland kranhytten. Nödutrymning av de 91 personer som befann sig på anläggningen inleddes och 17 personer evakuerades. Drygt två timmar efter händelseförloppet början avblästes evakueringen, då situationen ansågs hanterbar genom nödavstängningssystem och tryckavlastningssystem. Inget oljeläckage påträffades (Lauridsen, 2006).

Orsaken till gasläckaget anses av Petroleumstilsynet vara ett designfel i en högtrycksvattenseparator i kombination med utformning och dimensionering av utloppssystemet från separatorn. Då separatorn utsattes för ett högre tryck än normalt lossnade en metallbit inuti konstruktionen. Metallbiten följde sedan med gasströmmen och slog ett stort hål i högtrycksfackelröret. Petroleumstilsynets efterföljande granskning tyder på att gasjetstrålen som bildades av gasutströmningen var riktad över annan utrustning vilket ledde till att även denna utrustning blev skadad (Lauridsen, 2006).

Den utsläppta gasen antändes inte trots närvaron av tändkällor som till exempel facklingsflamman och avslitna elektriska kablar. Den detektering av flammor som registrerats antas vara gnistbildning på grund av kringflygande föremål. Hade gasen antänts kunde konsekvenserna blivit mycket allvarliga. Gasutsläppsolyckan på Visund är den största i processområden på norsk sockel i nyare tid (Lauridsen, 2006).

### **A.I.IV Staffjord A**

Den 24:e maj 2008 uppstod ett oljeläckage i ett av oljeplattformen Staffjord A:s tre betongben. Läckaget ledde till att naturgas kunde avdunsta från oljan och fylla det tomrum som bildades i betongbenet. Resultatet blev en explosionsfarlig atmosfär i större delen av betongbenet. Dessutom läckte naturgas ut från betongbenet och ut i andra delar av anläggningen, dock bedömdes koncentrationerna ej ha blivit så höga att en fara för explosion uppstått (Etterlid, 2008).

Petroleumstilsynet anser att orsaken till olyckan är en felaktigt vald metod för att säkra en koppling mellan två rördelar. Då arbete pågick i närheten av kopplingen lossnade säkringen och läckaget uppstod. Den, enligt Petroleumstilsynet, största bakomliggande anledningen till att en felaktig metod kunde väljas är bristande ledning (Etterlid, 2008).

Konsekvenserna av olyckan blev ett oljeutsläpp på drygt 220 [m<sup>3</sup>]. Naturgasen i betongbenet antändes aldrig även om förutsättningar fanns. Möjliga konsekvenser av en sådan antändning är förlust av liv, omfattande skador på anläggningen och brandspridning till andra delar av anläggningen vilket kunde hotat anläggningens existens (Etterlid, 2008).

### **A.I.V Horizon**

Kvällen den 22:e april 2010 utbröt en brand på oljeriggen Horizon, som var placerad i Mexikanska golfen. Enligt spekulationer bland anställda startade branden med en blowout i samband med borrningen. Branden utvecklades snabbt till en omfattande jetflamma. Efter upprepade försök att släcka branden sjönk oljeriggen tidigt på morgonen den 23:e april. Halva oljeriggen omfattades av jetflamman och den andra halvan rökfylldes. 17 människor skadades och 11 omkom (CNN\_Wire\_Staff, 2010).

## A.II Andra olyckor

I detta avsnitt beskrivs andra olyckor som inte lika stora förluster i form av människoliv som tidigare nämnda olyckor i kapitel *A.I Stora olyckor* har haft. Syftet är att påvisa att finns potentiella olyckor som indirekt kan leda till mycket allvarliga konsekvenser, eftersom det finns starka kopplingar i systemet på en oljeplattform.

### A.II.I Arabdrill 19 [AD19]

Den 30 september 2002 började ena stödbenet på oljeplattformen Arabdrill 19 att ge vika. Oljeplattformen var placerad utanför Saudiarabiens kust. Detta resulterade i att andra delar på oljeplattformen fick stabilitetsproblem. Dessa stabilitetsproblem orsakade blowouts och brand. Slutligen kollapsade hela oljeplattformen, dock hölls den flytande. Tre personer omkom och ett flertal skadades (Simon, 2010b).

Arabdrill 19 byggdes från början i Singapore 1982. Efter olyckan 2002 köptes den skadade oljeplattformen av ett norskt företag och döptes till Thule Power. Denna rekonstruerade plattform blev klar 2008 (Simon, 2010b).

### A.II.II Adriatic IV

Den 10 augusti 2004 utbröt en brand på oljeplattformen Adriatic IV utanför Egyptens kust. Orsaken var att det uppstod en så kallad blowout och gas började läcka okontrollerat. Ett av stödbenen fylldes av gas och exploderade. En större brand uppstod vilken spred sig över plattformen. Alla arbetare på plattformen evakuerades, dock gick inte plattformen att rädda (Simon, 2010a).

### A.II.III Adriatic VII

Den 28 September 2005 drabbades Mexikanska golfen av orkanen Rita. I detta område fanns flera oljeplattformar. Totalt skadades och förstördes 98 oljeplattformar. En av dessa oljeplattformar var Adriatic VII. Under orkanen förstördes Adriatic VII:s stödben vilket gjorde att plattformen flöt iväg okontrollerat. Dagen efter påträffades Adriatic VII cirka 22 mil från borrhingsplatsen. Skadorna som uppstod på oljeplattformen var förluster av borrhingstornet, grundkonstruktionen och helikopterplattan (Smit, 2010).

## B Faroidentifiering

Avsikten med detta appendix är att identifiera händelser som kan påverka en oljeplattform och därmed utgöra en fara för människors liv. För att följa rapportens huvudsyfte tas endast hänsyn till de händelser som kan påverkas av att en extern installation är placerad på oljeplattformen. Appendixet innehåller delvis samma information som presenteras i *kapitel 5 32 Riskidentifiering*, se *appendix B.III Relevanta faror för extern installation*. Denna information bibehållas i appendixet för att visa den fullständiga faroanalys som utförs.

### B.I Utgångspunkt DFU

I detta appendix utförs en faroidentifikation med utgångspunkt från DFU:er (Definierad faro- och olycksituation) angivna i Petroleumstilsynets pilotprojekt inför rapportserien Utvikling i risikonivå – norsk sokkel se *Tabell 0.1*. DFU:erna används, av Petroleumstilsynet, som risknivå-indikatorer genom att registreringar av händelser som överensstämmer med en eller flera DFU:er samlas in från olycks- och tillbudsstatistik. De DFU:er som är angivna i pilotprojektet är valda så att de tillsammans täcker alla kända händelser som kan leda till förlust av liv. Ett undantag finns dock i att arbetsolyckor vid normal drift, ej finns med som en DFU. DFU:erna måste vara observerbara och det bör helst finnas pålitlig data om situationen (Oljedirektoratet, 2001).

Tabell 0.1: Översikt över DFU:er (Oljedirektoratet, 2001).

DFU nr	DFU beskrivning
1	Ej antänt kolväteläckage
2	Antänt kolväteläckage
3	Förlust av brunnskontroll
4	Brand/explosion i andra områden, antändbar vätska, ej kolväte
5	Skepp på kollisionskurs
6	Drivande föremål
7	Kollision med fältrelaterade fartyg/ anläggningar/ tankfartyg
8	Skada på plattformskonstruktion/ stabilitets-/ förankrings-/ positioneringsfel
9	Läckage från undervattensförlagd produktionsanläggning/ rörledning/ stigrör/ brunnströmsrörledning/ lastboj/ lastslang
10	Skada på undervattensförlagd produktionsutrustning/ rörledningssystem/dykarutrustning förorsakad av fiskeutrustning
11	Evakuering
12	Helikopterolycka/nödlandning på eller vid anläggning
13	Man överbord
14	Allvarlig personskada
15	Arbetsrelaterad sjukdom
16	Fullt strömbrott
17	Kontrollrum ur drift
18	Dykolycka
19	H <sub>2</sub> S utsläpp
20	Förlorad kontroll över radioaktiv källa
21	Fallande föremål
22	Akut förorening
23	Produktionsstopp
24	Stopp i transportsystem

### B.II Farohändelser

Syftet med valet av ovanstående DFU:er är att de tillsammans ska täcka alla kända händelser som kan leda till förlust av liv (Oljedirektoratet, 2001). Detta tyder på att olika DFU:er kan generera liknande händelseförlopp och konsekvenser. En grov kvalitativ analys av DFU:erna utförs därför i syfte att samla DFU:er med likartade händelseförlopp och konsekvenser under samma rubrik. I denna rapport används begreppet farohändelse för dessa rubriker.

”Antänt kolväteläckage”, ”ej antänt kolväteläckage” och ”läckage från undervattensförlagd produktionsanläggning” bedöms alla tre falla under händelseförloppet kolväteläckage och därför grupperas DFU 1, 2 och 9 under farohändelsen kolväteläckage. ”Skada på undervattensförlagd anläggning förorsakad av fiskeutrustning” bedöms kunna leda till ett kolväteläckage men konsekvenserna av denna DFU anses vara desamma som för ”läckage från undervattensförlagd produktionsanläggning” och därför förkastas DFU 10. Även ”förlust av brunnskontroll” bedöms kunna innebära ett kolväteläckage och denna händelse kan generera mycket extrema förutsättningar, vilket leder till att DFU 3 ansätts som en fristående farohändelse.

”Skepp på kollisionkurs”, ”drivande föremål” och ”kollision med fältrelaterade fartyg” tycks alla tre innefatta någon sorts fara för kollision och DFU 5, 6 och 7 grupperas därför under farohändelsen kollision. Då händelsen ”brand/explosion i andra områden, antändbar vätska, ej kolväte” innefattar en brand eller en explosion, vilka på förhand bedöms orsaka olika typer av konsekvenser, delas denna DFU upp i två olika farohändelser. DFU 4 blir farohändelserna brand, ej kolväterelaterat och Explosion, ej kolväterelaterat.

Konsekvenserna av DFU 15, ”arbetsrelaterad sjukdom”, bedöms i ett inledande skede vara snarlika de konsekvenser som kan uppkomma vid ett allmänt sjukdomstillstånd. Ett allmänt sjukdomstillstånd bör även innefatta fler konsekvenser än en arbetsrelaterad sjukdom. För att få en bredare bild över händelsen ”arbetsrelaterad sjukdom” ansätts DFU 15 som farohändelsen sjukdom. Med ett liknande resonemang ansätts händelsen ”H<sub>2</sub>S utsläpp”, DFU 19, som farohändelsen Utsläpp av toxisk gas.

Övriga DFU:er; 14, 17 20, 22, 23 och 24, anses täckas in av ovan ansatta farohändelser eller bedöms ej påverkas av att en extern installation är monterad på anläggningen och förkastas därför.

Ytterligare händelser vars konsekvenser bedöms kunna påverkas av att en extern installation finns monterad på oljeplattformen och som inte innefattar Petroleumstilsynets DFU:er bedöms vara extremt väder samt terrorattack (SVT, 2006, New\_Orleans\_TT-AFP, 2008). Vid dessa händelser kan stora krafter påverka oljeplattformen och därför ansätts dessa som farohändelserna *Terrorattack* samt *Extremt väder* och utreds vidare i *B.III Relevanta faror för extern installation*. I *Tabell 0.2* redovisas de farohändelser för vidare utredning.

*Tabell 0.2: Initierande händelser för vidare utredning.*

Farohändelse	DFU utgångspunkt
Sjukdom	15
Dykolycka	18
Strömavbrott	16
Man överbord	13
Kolväteläckage	1, 2, 9
Brand, ej kolväterelaterad	4
Explosion, ej kolväterelaterad	4
Utsläpp av toxisk gas	19
Extremt väder	-
Fallande föremål	21
Helikopterolycka	12
Terror attack	-
Förlust av brunnskontroll	3
Evakuering	11
Kollision	5, 6, 7

### **B.III Relevanta faror för extern installationer**

Nedan beskrivs de händelser som bedöms tillföra ett större riskbidrag på en oljeplattform då endast närvaron av en extern installation tas i beaktning. Samtliga händelser är redovisade i *Tabell 0.2*.

### B.III.I Kolväteläckage

Ett kolväteläckage definieras i denna rapport som ett oavsiktligt utsläpp av kolväte i vätske-, tvåfas- eller gasform. Då tvåfas- och gasutsläpp uppträder likartat och kan vara svåra att skilja på vid observation behandlas dessa som ett och samma fenomen. Läckage kan ske på plattformen, vid vattenytan eller under vattenytan. Kolväteläckage under 0,1 kg/s kommer ej att behandlas i rapporten då konsekvenserna av ett så litet läckage anses vara ringa (Oljedirektoratet, 2001).

Från år 2005 till och med år 2009 rapporterades i genomsnitt 14,2 kolväteläckage över 0,1 kg/s per år. Endast år 2009 rapporterade det in 15 kolväteläckage varav sex översteg 1 kg/s i massflöde. Angiven data innefattar endast anläggningar på den norska sockeln. Mellan år 2000 och år 2008 rapporterades totalt 152 kolväteläckage, större än 0,1 kg/s, på den norska sockeln. 122 var gas- eller tvåfasläckage, 30 var vätskeläckage och 5 av de 30 vätskeläckagen skedde under vattenytan (Petroleumstilsynet, 2010f).

På den norska sockeln har ingen antändning av läckage över 0,1 kg/s rapporterats sedan 1992. Under samma tidsperiod har det på brittisk sockel skett 561 gas- eller tvåfasläckage över 0,1 kg/s varav sju antänts. Senaste antändningen av läckage över 0,1 kg/s på brittisk sockel skedde år 2006 (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### B.III.I.I Allmänna konsekvenser

Konsekvenserna av ett undervattensläckage i vätskefas kan innefatta miljöskador, se *appendix A.I.V Horizon* men även en brand vid havsnivå. En brand vid havsnivå påverkar främst oljeplattformens bärande ben och därmed dess strukturella integritet (Vinnem, 2007b). Ett gas- eller tvåfasläckage under vatten kan utveckla ett brännbart gasmoln som sträcker sig upp till cirka 40 meter över havsnivån, se *appendix A.I.II Snorre A*. Sannolikheten för att detta ska ske påverkas till stor del av vindhastigheten och avståndet mellan utsläppspunkten och oljeplattformen. Ett större gasutsläpp under vatten bör även kunna påverka en flytande oljeplattformens flytförmåga men detta anses ej vara troligt och ett sådant fall har aldrig dokumenterats (Vinnem, 2007b). Utsläpp under och vid vattenytan bedöms generera likartade konsekvenser och behandlas därför i rapporten som ett och samma fenomen.

Ett kolväteläckage på en oljeplattform anses ha hög storolyckspotential och är det största riskbidraget på oljeplattformar på den norska sockeln (Petroleumstilsynet, 2010b). Vid ett vätskeläckage uppkommer möjligheter för att en pölbrand ska kunna uppstå. Pölbranden kan i sin tur påverka omkringliggande utrustning och på så sätt vara en utlösande faktor till ett allvarligt brandscenario, se *appendix A.I.I Piper Alpha*. Ett läckage från ett oljeförvaringsutrymme kan även innebära att ett potentiellt explosionsscenario uppstår i oljeförvaringsutrymmet, se *appendix A.I.IV Statfjord A*.

På grund av höga tryck i processutrustning på en oljeplattform kan stora massflöden uppstå vid ett gas- eller tvåfasläckage på oljeplattformen. Flöden upp till 900 kg/s har registrerats vid olyckor på den norska sockeln, se *appendix A.I.III Visund*. Möjliga konsekvenser vid ett kolväteläckage på en oljeplattform innefattar jetflamnor, gasbränder samt explosioner (Vinnem, 2007b).

#### B.III.I.II Konsekvenser för den externa installationen

Konsekvenserna av ett kolväteläckage sker under eller vid havsytan bedöms kunna påverkas lite av att en extern installation är monterad på oljeplattformen, eftersom avståndet mellan läckaget och en möjligt extern installation är mycket stort. Dock kan det finnas en sannolikhet för att en fallande extern installation slår av en oljetransportledning och orsakar ett kolväteläckage vid havsytan. Om ett kolväteläckage uppstår på en oljeplattform kan ett flertal scenarier uppkomma. I ett inledande skede bedöms händelseförloppet vid en brand kunna påverkas av att en extern installationen är monterad på oljeplattformen, genom att installationen kan leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flamnor förbi en teknisk brandavskiljande gräns. Installation kan även vid yttre påverkan kunna falla och förstöra underliggande objekt. Dessutom bör förekomsten av en extern installation kunna minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och därmed öka risken för höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet.

### **B.III.II Brand (ej kolväteläckage)**

Det har sedan 1996 skett 48 stycken kritiska bränder på norskan oljeplattformar som ej är kolväteläckagerelaterade. År 2009 skedde två stycken. Med kritiska bränder menas sådana bränder som potentiellt kan skada människor eller utrustning allvarligt. I statistiken är även ej kolväteläckagerelaterade explosioner inräknade. Huvudsakliga brandorsaker har varit brand i elektrisk utrustning eller brand i brandfarliga vätskor som till exempel diesel (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.III.II.I Allmänna konsekvenser***

Förutom direkt strålningspåverkan med brännskador som följd, kan även en brand utveckla gaser som är skadliga för människan. Dessutom kan en brand vara en initierande händelse för ett kolväteläckagescenario. En brand som ej är relaterad till ett kolväteläckage kan även resultera i ett eskalerande brandförlopp, detta beskrivs mer i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.

#### ***B.III.II.II Konsekvenser för den externa installationen***

Om en extern installation innehåller en tändkälla och brännbart material kan en brand uppstå i lasten. Denna brand kan resultera i att den externa installationen faller ner och orsakar skador på utrustning eller personer.

### **B.III.III Explosion (ej kolväteläckage)**

Då DFU:n ”Brand/explosion i andra områden, antändbar vätska, ej kolväte” innefattar både brand och explosion, är data kring olyckor som innefattar ej kolväteläckagerelaterade explosioner svår att utläsa från rapporter utgivna av norska myndigheter. Dock bedöms händelsen vara relevant då den valts som en del i en DFU (Oljedirektoratet, 2001).

#### ***B.III.III.I Allmänna konsekvenser***

En explosion genererar en tryckvåg vilken kan påverka personal och material. Om explosionen sker i ett slutet område kan områdets integritet hotas. En explosion kan även ge upphov till kolväteläckage och antändning av kolväten (Vinnem, 2007b).

#### ***B.III.III.II Konsekvenser för den externa installationen***

Om explosionen sker inuti eller i närheten av en extern installation kan efterföljande tryckvåg och vibrationer resultera i att lasten faller ner och skadar utrustning eller personal.

### **B.III.IV Extremt väder**

På havet är det inte ovanligt med hårda väderförhållanden vilket kan innebära starka stormvindar och höga vågor. Under hårda väderförhållande är oljeplattformens konstruktion under mycket stor press. Ibland är de yttre krafterna från vindar och vågor så stora att oljeplattformens konstruktion ger vika och därmed skadas oljeplattformen (Vinnem, 2007b). Ett exempel på en olycka då nästan hela oljeplattformen kapsejsade på grund av dåligt väder var Adriatic VII, mer om denna olycka kan läsas i *appendix A.II.III Adriatic VII*.

#### ***B.III.IV.I Allmänna konsekvenser***

Det som hände i Adriatic VII olyckan var att ena stödbenet slets loss och därmed blev oljeplattformen instabil och drev iväg. Oljeplattformar ska kunna motstå en så kallad 100-årig storm, det vill säga att oljeplattformen klara av de flesta stormarna men att det någon gång under en 100-årig period kan uppstå en så kraftig storm att oljeplattformen skadas (Discovery, 2007). Skadorna på grund av stormar är svåra att förutspå eftersom hela oljeplattformen påverkas momentant. Det kan finnas svaga länkar i konstruktionen som under hård påfrestning går sönder. Dessa svaga länkar kan ge upphov till fallande föremål, stabilitetsminskning samt kolväteläckage.

#### ***B.III.IV.II Konsekvenser för den externa installationen***

Den externa installationen kan utgöra den svaga länken, till exempel om lasten har monterats fast via en fästningsanordning kan denna anordning belastas av hårda vindar. Därmed kan det finnas en risk att den externa installationen lossnar och faller ner. Om en extern installation lossnar och faller ner kan den ge upphov till personskador eller skada på processutrustning. Om processutrustningen skadas finns en risk för att kolväteläckage uppstår, läs mer om detta i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.

### **B.III.V Fallande föremål**

Fallande föremål kan vara alltifrån en fallande spik till en fallande kran. Personalen på de norska oljeplattformarna anser att fallande föremål är den största risken till personalskada. Fallande föremål kan vara svårt att åtgärda, eftersom det finns ett stort mörkertal i tillbudsrapporteringen. Det utförs fortfarande arbete och granskning av uppgifter om hur utvecklingen ser ut för fallande föremål på den norska sockeln. Under åren 2002 till 2009 har ingen statistiskt skillnad påvisas i antal fallande föremål (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.III.V.I Allmänna konsekvenser***

På en oljeplattform utförs mycket underhållsarbete. Vid ett underhållsarbete används oftast olika verktyg, om underhållspersonalen är oaktsam kan de lätt stöta till ett verktyg som sedan faller ner. På grund av de relativt höga höjderna och en miljö med mycket utstickande processutrustning kan dessa fallande verktyg orsaka stor skada. Skadan kan både ge personskador på arbetande personal men även slå sönder processutrustning som i sin tur kan ge upphov till kolväteläckage. Fallande föremål är ett odefinierat material som tappas eller lossnar från en höjd.

#### ***B.III.V.II Konsekvenser för den externa installationen***

Om den externa installationen skadas på grund av ett fallande föremål, kan det resultera i att den externa installationen blir obrukbar eller att ett läckage uppstår beroende på vad installationen består av. Den externa installationen kan även antas ge upphov till fallande föremål. Till exempel när ett underhållsarbete utförs på installation, utförs oftast arbetet ute på installation. När något arbete utförs utanför oljeplattformens relingar kan mycket höga höjder uppstå, om ett verktyg tappas kan detta skada på underliggande konstruktion eller personal. Därför kan en extern installation öka risken för fallande föremål nedanför installationen. En ytterligare konsekvens av att en extern installation monterats på en oljeplattform är att den externa installationen kan lossna och falla ner. Vid brand, explosion eller annan påverkan av yttre krafter kan det finnas förutsättningar för att installationen ska kunna lossna från sitt fäste. Följaktligen kan material som befinner sig under den externa installationen riskera överkan.

### **B.III.VI Helikopterolycka**

En oljeplattformens viktigaste förbindelse med fastlandet är helikoptertrafiken. Via helikoptern transporteras förnödenheter, material och även personal. Helikopterflygningar är alltid ett kritiskt moment ute på havet där det ofta råder extrema väderförhållanden, speciellt när en helikopter ska landa eller lyfta då kastvindar kan uppstå över landningsplattan. Sedan år 2000 registreras det i genomsnitt 45000 helikopterflygtimmar per år på den norska sockeln (Petroleumstilsynet, 2010f). Den norska offshore-industrin har klarat sig ifrån större helikopterolyckor, dock omkom en person år 1997 i en helikopterolycka. Helikoptern var på väg till Nornefält, då en storm uppkom. Helikoptern tappade kontrollen och störtade ner i vattnet. Det har skett några allvarliga helikopterolyckor runt om i världen, år 2009 skedde två stora olyckor med dödlig utgång då totalt 33 personer omkom (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.III.VI.I Allmänna konsekvenser***

Idag finns många säkerhetsföreskrifter och rutiner för helikoptertrafik till och från oljeplattform. Säkerhetsarbetet för helikoptertrafik är något som är högt prioriterat på oljeplattformar, eftersom en helikopterkrasch kan frambringa katastrofala konsekvenser för hela oljeplattformen (Petroleumstilsynet, 2010f). Konsekvenserna kan vara att det uppstår kolväteläckage, brand eller explosioner på oljeplattformen om en helikopter kör in i eller störtar på oljeplattformen. Förutom de materiella skadorna som kan uppstå på grund av att en helikopter har störtat in i oljeplattformen, kan även personal som arbetar på oljeplattformen samt de personer som sitter i helikoptern skadas eller omkomma. Att en helikopter störtar är något som är ovanligt, men om det skulle hända kan det generera allvarliga konsekvenser på kort tid.

### **B.III.VI.II Konsekvenser för den externa installationen**

En oljeplattform har generellt ett skyddande ”hölje” på utsidan. När en extern installation monteras på utsidan kan detta hölje brytas, då den externa installationen kan vara en förgrening av invändig processutrustning. Således kan den externa installationen utgöra en svag punkt i grundkonstruktionen. Om en helikopter kraschar in i den externa installationen kan konsekvenserna bli större än om den skulle ha kraschat direkt på oljeplattformens skyddande hölje. Därmed kan den externa installationen generera en ökad risk på grund av att det yttre brandskyddshöljet bryts.

En annan faktor som den externa installationen kan bidra till när det gäller helikoptertrafiken, är att installationen kan frambringa turbulenta vindar. Turbulenta vindar kan utgöra ett problem för helikoptrar. När vinden blåser på skarpa och icke geometriska objekt uppstår turbulens. På havet blåser det åt olika håll, därför är det mycket svårt att förutse turbulenta vindar som kan uppstå runt de externa installationerna. Därmed kan även den externa installationen generera en ökad risk för helikopterinflygningar i närheten av oljeplattformen.

### **B.III.VII Terrorattacker**

Terrorattacker är något som förekommer allt mer i världen. Den 11 september 2001 flög två stycken passagerarflygplan in i World Trade Center och orsakade en stor förödelse. Terrorattacker är något som är mycket svårt att förutse. Juvik et al<sup>19</sup> tror inte att det finns några direkta handlingsplaner mot en terrorattack på en oljeplattform. Det har förekommit terrorattacker mot oljeplattformar runt om i världen. Exempelvis blev sex personer kidnappade på en norsk oljeplattform utanför Nigerias kust år 2006 (Reuters, 2006). De scenarier som i denna rapport anses är möjliga presenteras på nästa sida:

- *Sabotage*  
Om någon person lyckas placera en bomb ombord på en oljeplattform kan detta leda till mycket allvarliga konsekvenser, på grund av att det oftast finns stora mängder brännbara gaser ombord en oljeplattform. En bomb kan jämföras som en explosion. Sabotage kan även innebära att någon person skadar anläggningen fysiskt. En skada på anläggningen kan innebära kolväteläckage och det utreds vidare i *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage*.
- *Flygplan som kraschar in i konstruktionen.*  
Det kan finnas en risk att flygplan kollidera avsiktligt med en byggnad. Om ett flygplan blir kapat av terrorister kan en oljeplattform utgöra ett lockande mål. En flygplanskrasch på en oljeplattform antas orsaka stor förödelse, som kan vara mycket svårt att aktivt motverka eller utföra förebyggande skyddsåtgärder mot.
- *Flytande farkost som kolliderar med konstruktionen.*  
Det kan finnas en möjlighet att personer försöker ramma en oljeplattform. Detta scenario antas vara mycket sällsynt då det finns en stor säkerhetsorganisation som motverkar risken för kollision (Petroleumstilsynet, 2010f). Kollision från flytande farkoster behandlas mer i *appendix B.IV.VI Kollision*.
- *Riktad eldstrid med handeldvapen*  
Under det senast decenniet har ”sjörövaraktivitet” förekommit utanför Somalias kust (Lindqvist, 2009). Idag har oftast terrorister tillgång till vapen vilket kan medföra stora risker att dessa vapen används i syfte att förstöra byggnader. Därmed är ett möjligt scenario är att beväpnade terrorister öppnar eld mot en oljeplattform, vilket kan orsaka stor skada beroende på vilka vapen som används. Om personer börjar beskjuta en oljeplattform kan konsekvenserna bli mycket allvarliga i form av explosioner eller kolväteläckage. Även den externa installationen kan utgöra ett mål i sig, då installation kan sticka ut visuellt från den övriga konstruktionen.

---

<sup>19</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

### **B.III.VIII Evakuering**

En evakuering av en oljeplattform utförs oftast mycket snabbt, eftersom om något händer på en oljeplattform kan händelseförloppet vara snabbt. Därmed kan evakueringar upplevas som stressiga. Vid stressiga situationer är det lättare att göra misstag (Akselsson, 2008), vilket bör innebära att risken för olyckor ökar då evakuering av en oljeplattform utförs.

#### ***B.III.VIII.I Allmänna konsekvenser***

På grund av stressiga miljöer vid evakuering kan missförstånd mellan människor eller gränssnitt uppstå (Akselsson, 2008). Exempel på missförstånd kan vara vem som har gjort vad vid ett tätningsarbete. Ett exempel på en olycka vid en evakuering var när en person skulle fira ner en livbåt med hjälp av vajrar. Denna person glömde fira ner livbåten och släppte livbåten direkt från plattformen, därmed föll livbåten från hög höjd och 3 personer omkom i livbåten (Vinnem, 2007b).

#### ***B.III.VIII.II Konsekvenser för den externa installationen***

Den externa installationen kan förhindra evakuering genom att falla ner på utrymningsutrustningen eller på utrymnande personer, samt hindra helikoptrar att landa. Motsatsen, att evakueringen skulle påverka den externa installationen, kan uppstå om objekt vid nedfirning av livbåt eller annan nödutrustning stöter emot och skadar den externa installationen. Detta scenario kan även påverka utrymningen negativt, det vill säga att nedfirningen av livbåten inte fungerar korrekt.

## **B.IV Ej relevanta faror för externa installationer**

I detta avsnitt beskrivs de farohändelser som bedöms tillföra ett mindre riskbidrag på en oljeplattform då endast närvaron av en extern installation tas i beaktning. Samtliga farohändelser är redovisade i *Tabell 0.2*. De farohändelser som beskrivs nedan är de farohändelser som sorteras ut i steg 2 i *Figur 5.1*. Denna filtrering utförs eftersom dessa faror bedöms som ej relevanta för en extern installation, det vill säga att dessa faror kan antingen innefattas i en annan tidigare nämnd fara eller att sannolikheten och konsekvensen bedöms vara mycket liten, för att utgöra en fara för den externa installationen.

### **B.IV.I Sjukdom**

Arbetsrelaterad sjukdom definierar Petroleumstilsynet som kemisk arbetsskada, bullerskada och fysisk arbetsskada. Arbetsmiljön på oljeplattformar är krävande på grund av långa arbetstider, bullriga miljöer och fysiskt belastande arbete. I denna rapport tas även hänsyn till sjukdomar som ej är arbetsrelaterade. År 2009 var 27,3 % oförmögna att arbeta på grund av sjukdom och hade en sjukfrånvaro på maximalt 14 dagar. Uppgifterna baseras på Petroleumstilsynets huvudrapport för 2009 vilket innebär att uppgifterna baseras på data från norska oljeplattformar (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.IV.I.I Allmänna konsekvenser***

När personal på grund av sjukdom har sjukfrånvaro kan personalbrist uppstå. Enligt Juvik et al<sup>20</sup> brukar offshore-företagen ha en buffert för att kunna hantera en viss nivå på personalbrist. Om flera personer blir sjuka till exempel av någon smittsam sjukdom kan flera arbetsplatser tvingas stå tomma eller obebakade. Obebakade arbetsplatser kan leda till att risken för processfel ökar, eftersom övervakningen av processen minskar.

#### ***B.IV.I.II Konsekvenser för den externa installationen***

Externa installationer kräver ingen övervakande personalresurs. Därmed förändras inte riskbilden på en extern installation på grund av personalbortfall.

### **B.IV.II Dykolycka**

Dykolycka är en olycka som sker i samband med submarint arbete. År 2009 registrerades drygt 40000 dyktimmar på den norska sockeln vilket tyder på att dykarbeten är ett vanligt inslag i det dagliga arbetet på en oljeplattform. I tidsintervallet år 1967 till år 2009 har 14 dödsolyckor i samband med dykning registrerats. År 2009 registrerades dock endast en olycka och inga dödsfall (Petroleumstilsynet, 2010f).

---

<sup>20</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

#### ***B.IV.II.I Allmänna konsekvenser***

Syftet med det submarina arbetet runt en oljeplattform är i huvudsak att underhålla stödben eller flytben samt att underhålla olika ledningar. Konsekvenserna av en olycka kan vara personskador vid till exempel svetsarbete. Submarint arbete bör ses som en farlig arbetsmiljö. Ett litet felsteg kan resultera i att dykaren omkommer på grund av omslutande vattenmassor.

#### ***B.IV.II.II Konsekvenser för den externa installationen***

En konsekvens som möjliggörs på grund av att det finns externa installationer på en oljeplattform är att den externa installationen lossnar, faller ner på en dykare och orsakar en personskada. Om en extern installation på något sätt lossnar är orsaken troligtvis en konsekvens av att en yttre kraft har påverkat den externa installationen eller försvagning av installationens fästordningar. Den primära orsaken till att den externa installationen lossnar utreds i *appendix B.III.I Kolväteläckage* och i *appendix B.III.V Fallande föremål*.

### **B.IV.III Strömavbrott**

Elförsörjning är mycket viktigt för att en oljeplattform ska fungera, framför allt för att den ska kunna upprätthålla positionering och riktning. Ett strömavbrott behöver inte innebära att en oljeplattform blir helt strömlös, eftersom det ska finnas nödgeneratorer som kan motverka ett fullständigt strömavbrott. Nödvändiga säkerhetsfunktioner som till exempel radiokommunikation kan i regel dessutom drivas med batteri, och fungerar därför även vid ett strömavbrott. Om inte nödgeneratorerna fungerar vid ett strömavbrott, definieras händelsen som ett fullt strömavbrott vilket innebär att hela oljeplattformen är strömlös så när som på batteridriven utrustning (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.IV.III.I Allmänna konsekvenser***

Ett fullt strömavbrott kan leda till ett uppehåll i bearbetningen av råolja eller att sprinklersystemet sätts ur drift, vilket i sin tur ökar risken för hela oljeplattformen. En ytterligare konsekvens av ett fullt strömavbrott är att flera automatiska nödstoppsystem slutar fungera, istället måste systemen manuellt stängas av. Dessa konsekvenser kan bli mycket allvarliga för en oljeplattform (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.IV.III.II Konsekvenser för den externa installationen***

Vid ett fullt strömavbrott omfattas nästa hela oljeplattform av händelsen på grund av tidigare nämnda konsekvenser. Det är ej troligt att specifika extern installationer kan förstärka risken vid ett fullt strömavbrott, eftersom de ingår i hela systemet som påverkas av strömavbrottet och därmed kan de inte separat utgöra någon fara. Ett scenario som kan utgöra en direkt fara är om den externa installationen är upphängd av någon typ av elektrisk anordning, till exempel magneter.

### **B.IV.IV Utsläpp av toxisk gas**

Petroleumstilsynet för statistik över de utsläpp som består av H<sub>2</sub>S som är en toxisk gas vilken kan leda till förlust av liv vid höga koncentrationer. Då händelseförlopp och konsekvenser bör vara likartade vid utsläpp av olika toxiska gaser behandlas under detta avsnitt alla gaser som främst benämns som toxiska. Toxiska gaser kan vara till exempel divätesulfid eller ammoniak. Under det senaste decenniet har nio stycken H<sub>2</sub>S läckage förekommit på oljeplattformar, inga registreringar kring utsläpp av andra toxiska gaser har påträffats (Petroleumstilsynet, 2010f).

#### ***B.IV.IV.I Allmänna konsekvenser***

Vid ett utsläpp av toxiska gaser kan konsekvensen bli allvarliga personskador eller förlust av liv. För oljeplattformen i stort kan ett toxiskt gasutsläpp jämföras med den initierande händelsen sjukdom, se *appendix B.IV.I Sjukdom*, vilket innebär personalbrist på grund av att personer blir oförmögna att utföra sitt arbete. Utsläpp av toxiska gaser kan dock anses vara farligare än sjukdomsscenario eftersom toxiska gaser kan påverka personalen direkt vid utsläppstillfället vilket innebär att denna händelse kan leda till allvarliga situationer på kort tid.

#### ***B.IV.IV.II Konsekvenser för den externa installationen***

Den externa installationen kräver ingen övervakande personalresurs. Därmed förändras inte riskbilden i det akuta skedet för en extern installation på grund av personalbortfall. Det kan finnas en risk för att en utvändigt monterad last minskar luftomsättningen på en oljeplattform. Detta kan i sin tur leda till att toxiska gaser lättare ackumuleras till högre koncentrationer än vad som varit möjligt vid normala ventilationsförhållanden.

#### **B.IV.V Man överbord**

”Man överbord” är när en eller flera personer hamnar i vattnet ofrivilligt. Dessa incidenter är svåra att upptäcka eftersom de sällan rapporteras, därför tror Petroleumstilsynet (2010f) att det finns ett stort mörkertal kring man överbord incidenter. Under de senaste 19 åren har sex fall av man överbord rapporteras. År 2007 föll en person överbord från Saipem S 7000, räddningspersonalen han inte fram i tid och denna person omkom (Petroleumstilsynet, 2010f).

##### ***B.IV.V.I Allmänna konsekvenser***

Havsmiljön runt en oljeplattform kan vara en mycket farlig miljö med starka strömmar, höga vågor och kallt vatten. Om en person faller ner i havet och det råder ogynnsamma väderförhållanden kan det vara mycket svårt att rädda denna person. Således finns en risk att man överbord kan leda till en förlust av liv.

##### ***B.IV.V.II Konsekvenser för den externa installationen***

Ett scenario är om personen faller ner på den externa installationen så att installationen eller personen skadas. Ett annat scenario är att den externa installationen kan orsaka man överbord på grund av att den externa installationen kan hänga utanför oljeplattformens relingar. Om en person utför ett underhållsarbete på den externa installationen kan det således finnas en risk för att personen kan falla ner i vattnet, eftersom det kan installationen kan hänga utanför relingskyddet.

#### **B.IV.VI Kollision**

Enligt DFU-listan, se *Tabell 1*, finns flera olika sorters kollisioner; skepp på kollisionskurs, kollision med drivande föremål, kollision med fältrelaterade fartyg/ anläggningar/ tankfartyg. I detta avsnitt definieras alla olika sorters kollisioner som kollisionsolycka. Enligt Petroleumstilsynet har antalet möjliga kollisioner under 2009 minskat i genomsnitt jämfört med perioden 2001-2008. Trenden visar att antalet möjliga kollisioner är på väg neråt. En möjlig kollision definieras som att ett fartyg befinner sig i säkerhetszonen runt oljeplattformen och är okontaktbar. Inom den norska offshore-verksamheten rapporterades en möjlig kollision under 2009. I jämförelse med den Storbritanniens offshore-verksamhet har den norska verksamheten betydligt mindre möjliga kollisioner. Storbritannien har under samma tidsperiod, rapporterade 10 möjliga kollisioner per år varav några hade potential att bli mycket allvarliga. Den norska offshore-verksamheten har utvecklat ett bevaknings- och kontrollsystem runt oljeplattformen, detta kan förklara minskningen av överträdelser av säkerhetszonen runt oljeplattformarna (Petroleumstilsynet, 2010f).

##### ***B.IV.VI.I Allmänna konsekvenser***

Även om det finns säkerhetszoner och säkerhetssystem kan kollisioner inträffa. En allvarlig konsekvens av att en båt eller ett större flytande objekt kolliderar med en oljeplattform är om sättbenet skadas. I värsta fall kan detta leda till instabilitet och att oljeplattformen kantraras för att sedan kapsejsa. En annan fara vid kollision är att gasledningar skadas och ett gasläckage uppstår som kan hota hela oljeplattformen (Petroleumstilsynet, 2010f).

**B.IV.VI.II Konsekvenser för den externa installationen**

Externa installationer monteras på oljeplattformen, det vill säga installationerna är placerade på en hög höjd över havet. En förutsättning är att höjden till den externa installationen från havsytan överstiger båtarnas höjd, därmed finns inget fartyg som kan kollidera med en extern installation. Således bidrar inte den externa installationen med något risktillägg för oljeplattformen när det gäller kollisioner. Idag finns ett omfattande skyddssystem med flera barriärer för att hantera och undvika kollisioner av olika slag. Därmed anser personalen ombord på en oljeplattform att risken för en kollisionsolycka är mycket liten (Petroleumstilsynet, 2010f). Vi bedömer att detta scenario har en mycket liten påverkan för den totala riskbilden när det gäller utreda kollisioner och externa installationer.

**B.V Konsekvenser av farohändelser**

Efter ovanstående genomgång av identifierade farohändelser kan följande sammanfattning göras. Förekomsten av en extern installation bedöms kunna påverka ett händelseförlopp genom att vid:

**Kolväteläckage:**

- Leda brännbara gaser, toxiska gaser eller flammor förbi en teknisk brandavskiljande gräns
- Vid yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt
- Minska luftomsättningen i intilliggande utrymme och därmed orsaka höga koncentrationer av brännbara gaser i utrymmet

**Ej kolväteläckagerelaterad brand:**

- Vid yttre eller inre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Ej kolväteläckagerelaterad explosion:**

- Vid yttre eller inre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Fallande föremål:**

- Vid yttre eller inre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Extremt väder:**

- Vid yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Helikoptertrafik:**

- Försämra flygmiljön kring oljeplattformen
- Vid yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Terrorattack:**

- Vid yttre påverkan falla och förstöra underliggande objekt

**Evakuering:**

- Falla och skada evakuerande personer
- Försvåra nedfiring av livbåtar

Då denna rapport främst inriktar sig på brandtekniska risker kommer samtliga punkter under farohändelsen *Kolväteläckage* att utredas vidare. En återkommande konsekvens av de samtliga farohändelser är risken att en extern installation faller ner på grund av yttre eller inre påverkan. Hur en oljeplattformens robusthet kan påverkas på grund av en extern installation kommer även att undersökas, då detta fenomen bedöms falla inom ramarna för denna rapport.

Hur en extern installation påverkar nedfiring av livbåtar beror till stor del av var den externa installationen är placerad i förhållande till livbåtarna. Detta problem tycks inte kräva någon djupare analys och analyseras därför endast kvalitativt. Försämrade flygmiljö anses falla utanför denna rapportens ramar och analyseras därför ej vidare.

## **B.VI Initierande händelse**

Enligt Vinnem (2007) är Bowtie-modeller en lämplig metod för att utreda risker på en offshore-anläggning. Bowtie-modeller utgår från en initierande händelse, vilken kan liknas vid de farohändelser som identifierats ovan. För att minska rapportens omfattning görs avgränsningen att rapporten främst ska behandla händelser som innefattar bränder och explosioner, se *avsnitt 1.3 Avgränsningar*. Med detta som bakgrund ansåts farohändelsen kolväteläckage som initierande händelse.

Farohändelserna ”ej kolväterelaterad brand” och ”ej kolväterelaterad explosion” bedöms generera konsekvenser liknande de som kan genereras vid farohändelsen kolväteläckage. Därför anses även de täckas in av den initierande händelsen kolväteläckage. Övriga händelser kommer att behandlas övergripande då flera möjliga konsekvenser vid ett kolväteläckage är liknande de möjliga konsekvenser som övriga farohändelser kan generera.

## C Sårbarhetsanalys av oljeplattformens skyddssystem

För att identifiera eventuella avvikelser från ansatta RAM, görs en sårbarhetsanalys av oljeplattformens skyddssystem. Nedan redovisas de möjliga konsekvenser som ovanstående farohändelser kan generera för ett skyddssystem. De skyddssystem som bedöms påverkas betydande av en farohändelse analyseras djupare och eventuella sårbarheter utreds. Appendixet innehåller delvis samma information som presenteras i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*, se slutet av appendixet samt *Tabell 0.6*. Denna information bibehålls i appendixet för att visa den fullständiga sårbarhetsanalysen som utförs.

### C.1 Brandbekämpningssystem [BBS]

Under ett brandscenario kan en extern installation vara utsatt för extrema förhållanden som exempelvis värme och tryck. Faller den externa installationen eller delar av installationen ner och slår av trycksatta rör för vattentransport till brandbekämpningsutrustning, kan systemets effektivitet minska. Detta är en avvikelse från ansatta RAM.

#### Djupanalys

BBS:s funktion är beroende av dieselsystem för släckvattenpumpar, nödström, tryckluftssystem, hydraulik och ledningar för transport av släckmedel. Dessa ingår i begreppet BBS. Släckvatten ska transporteras i en eller flera huvudringledningar vilka ej får passera genom områden där de kan utsättas för skador. Huvudringledningarna ska kunna matas från två håll och ska förses med strypventiler som kan stoppa flödet om brott uppstår. Ett BBS ska vara självförsörjande och fungera även om inget annat skyddssystem fungerar på oljeplattformen, vilket är en robust egenskap. Dock interagerar BBS med systemet för nödström [NSBS], nödavstängningssystemet [NASS], gasdetektionssystemet [GDS], branddetektionssystemet [BDS] och säkerhetssystemet för kontroll av tändkällor [SKT] (NORSOK\_S-001, 2008).

BBS ska bestå av minst fyra släckvattenpumpar som var och en uppfyller kapacitetskraven för 50 % av största möjliga brandområde, alternativt tre pumpar som var och en uppfyller kapacitetskraven för 100 % av största möjliga brandområde. Dessutom ska intaget av släckvatten vara dimensionerat så att varje enskild pump kan arbeta med 150 % av designad kapacitet. Samtliga pumpar ska kunna tillföra vatten till huvudringledningen oberoende av varandra och de ska vara placerade i säkra zoner. Samtliga komponenter i BBS ska motstå den ansatta dimensions accident load [DAL] (NORSOK\_S-001, 2008). För mer detaljerad läsning för kapacitetskrav hänvisas läsaren till NORSOK S-001 (2008).

Matning från huvudringledningen till de sprinklerhuvud, skumaggregat, vattendimmestycken och den fasta utrustningen för manuell släckning ska ske från minst två håll. Släckvattentransportledningar ska dessutom förses med ventiler som kan strypa flödet av vatten om de aktiveras. Detta innebär att BBS ej blir verkningslöst i en brandcell om ett brott sker på släckvattentransportledningen i brandområdet (NORSOK\_S-001, 2008).

#### Sårbarhet

BBS har en robusthet i att släckvattenpumpar är oberoende av varandra och tillsammans har en kapacitet som överstiger den beräknat nödvändiga. Dessutom sker matning till huvudringled och släckkomponenter vid brandområden från två håll, vilket innebär att ett brott på en ledning inte leder till att BBS funktion upphör. Om en extern installation är bredare än största avståndet mellan matningsledningarna, kan den externa installationen slå av alla matningsledningar till ett brandområde vid ett fall. Detta leder till att BBS funktion i brandområdet upphör att fungera, vilket är en avvikelse från RAM 1. Detta påverkar alla släckanordningar som är beroende av släckvatten, exempelvis sprinklersystem, vattendimmsystem, förtlösningssystem, skumsläckningssystem och fasta installationer för manuell släckning. Då syftet med förtlösningssystem bland annat är att minska risken för explosion i närliggande områden, bör möjligheten att förtlösningssystemet kan slås ut innebära en avvikelse från RAM 3. Detta eftersom sannolikheten för en olycksförlopps eskalation kan öka.

Flera släckvattenpumpar får placeras i samma utrymme om övriga pumpar har tillräcklig kapacitet för att bibehålla BBS:s funktion. Släckvattenpumparna ska placeras i säkra zoner och enligt definitionen på säkra zoner, se *avsnitt 1.6 Definitioner*, kan en säker zon vara under en extern installation. Detta tyder på att en fallande extern installation kan slå ut flera släckvattenpumpar och orsaka en påfrestning på systemet och kan därmed minska dess redundans, vilket är ett brott mot RAM 1.

## **C.II Branddetekteringssystem [BDS]**

Branddetektionssystemets uppgifter är att detektera bränder, varna personal, initiera automatiska skyddssystem samt att förvarna de skyddsanordningssystem som ska initieras manuellt. Syftet med detektionssystemet är att minska konsekvenserna av en brand, genom att detektera en brand i ett tidigt skede och därmed snabbt varna omgivningen eller aktivera olika släcksystem (NORSOK\_S-001, 2008).

En fallande extern installation bör kunna slå ut enskilda detektorer i området under den externa installationen. Dock ska BDS vara designat så att ett felfungerande av en enskild detektor ska utlösa ett larm i det centrala kontrollrummet (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att BDS uppfyller sin funktion trots ett lokalt felfungerande.

## **C.III Gasdetekteringssystem [GDS]**

Gasdetektionssystemet ska övervakas kontinuerligt för att det ska vara funktionellt. Systemets uppgifter är att varna personal, initiera automatiska skyddssystem samt att förvarna de skyddsanordningssystem som ska initieras manuellt. Syftet med detektionssystemet är att minska sannolikheten för att en explosion och brandolycka uppstår genom att detektera ett eventuellt gasutsläpp i ett tidigt skede och därmed snabbt varna omgivningen och aktivera andra skyddssystem (NORSOK\_S-001, 2008).

En fallande extern installation bör kunna slå ut enskilda detektorer i området under den externa installationen. Dock ska GDS vara designat så att ett felfungerande av en enskild detektor ska utlösa ett larm i det centrala kontrollrummet (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att GDS uppfyller sin funktion trots ett lokalt felfungerande.

## **C.IV Gränssnittet mellan människa och maskin [GMM]**

Gränssnittet mellan människa och maskin ska utföras så att information är lättförståelig samt så att interaktioner med operatör underlättas (NORSOK\_S-001, 2008). GMM ingår i alla komponenter som ska övervakas och handhas av personer. Även om GMM är en fysisk betingelse så har det inga direkta fysiska sårbarheter. Sårbarheter ligger istället i hur gränssnittet designas. En extern installation bedöms inte kunna påverka GMM negativt utan att även påverka komponenten som GMM är utformad för. Därför görs ingen djupare analys av GMM:s sårbarheter.

## **C.V Inneslutning [IS]**

Den inneslutande funktionen kan misslyckas om en extern installation faller ned och slår sönder underliggande processutrustning. Detta är avvikelser från ansatta RAM.

### Djupanalys

IS funktion är att förhindra utsläpp av kolväten, kemikalier och andra toxiska gaser och består i huvudsak av transportledningar och kopplingar. Utrustning och ledningar som ingår i IS ska vara dimensionerade så de kan motstå de ansatta DAL de kan utsättas för, under den tid som är nödvändig, så att läckage ej uppstår (NORSOK\_S-001, 2008).

### Sårbarhet

IS har inte några specifika sårbara punkter med hänsyn taget till en fallande extern installation. Dock är hela systemet sårbart om ansatta DAL som IS är dimensionerat för understiger kraften som kan genereras då en fallande extern installation kolliderar med rör eller kopplingar. Dessa förutsättningar innebär att förekomsten av en extern installation placerad över eller innehållande processutrustning ökar sannolikheten för att IS felfungerar vilket är en avvikelse från RAM 1.

## **C.VI Kollisionsbarriären [KB]**

Kollisionsbarriären består främst av radio-, radar-, akustik- och ljussignalssystem. En extern installation kan störa ut sådana system om den exempelvis monteras framför en ljussignal och blockerar signalen för omkringliggande fartyg. Detta kan vara en avvikelse från ansatta RAM.

### **Djupanalys**

Kollisionsbarriärens syfte är att minska risken för kollisioner mellan skepp och oljeplattformar. Detta görs via signallampor, radiosignaler och akustiska verktyg. De akustiska verktygen ska bestå av ett signalhorn med minsta ljudkapacitet 110 decibel på 100 meters avstånd samt en megafon med ljudintensiteten 80 decibel. Signalsystemen ska ha en ljusluminositet på minst 1000 candela (NORSOK\_S-001, 2008).

### **Sårbarhet**

Förutom att direkt påverkande krafter kan slå ut enskilda komponenter i systemet, då inga krav finns för att de ska kunna motstå ansatta DAL. Därav kan även felaktigt placerade föremål kunna minska KB:s effektivitet genom att skymma ljussignaler. Detta ökar sannolikheten för att KB ej utför sin uppgift, det vill säga felfungerar, vilket är ett brott mot RAM 1.

## **C.VII Layout [LA]**

Då layouten innefattar samtliga fysiska system, installationer och strukturer på en oljeplattform kommer en extern installation vara en del av layouten. Eftersom layout är ett mycket övergripande begrepp kommer en undersökning av hur en extern installation påverkar layoutsäkerheten göras indirekt då övriga system undersöks.

## **C.VIII Marina system och positionssystem [MS]**

Säkerhetsupphållande marina system är viktiga för den totala säkerheten på en flytande anläggning. En extern installation bör kunna påverka de marina systemen på så sätt att installationen vid ett fall kolliderar med delar ur läns-pumpningssystemet eller väder- och vattentätningssystemets dörrar och luckor. Detta är en avvikelse från ansatta RAM.

### **Djupanalys**

MS består av ballast och läns-pumpningssystem vars syfte är att skapa förutsättningar för god stabilitet och kontroll av en flytande offshore-anläggning. Dessutom ingår vattentätningssystem för dörrar och luckor samt positioneringssystem i MS. Systemet är beroende av hydraulik, lasthanteringssystem samt telekommunikation och interagerar med nödströmssystemet [NSBS]. MS och komponenter i systemet ska vara dimensionerade för att motstå ansatta DAL under den tid som anses nödvändig (NORSOK\_S-001, 2008).

### **Sårbarhet**

Men hänsyn taget till en fallande extern installation bedöms endast vattentätningssystemet som sårbart. Då vattentätningssystemets syfte främst är att förhindra att vatten läcker in i ett utrymme, (NORSOK\_S-001, 2008), kan en kollision mellan en dörr eller lucka och en fallande extern installation upphäva systemets funktion, genom att orsaka sprickor eller hål i dörren eller luckan vilket är en avvikelse från RAM 1. Detta gäller om ansatta DAL för en dörr eller en lucka direkt under en extern installation understiger kraften som kan genereras vid en kollision.

## **C.IX Naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering**

Förutom att en fallande extern installation kan göra åverkan på underliggande ventilationskanaler eller aggregat så kan en extern installation påverka den naturliga ventilationen. Detta för att det naturliga luftflödet påverkas då obstruerande föremål monteras på oljeplattformens hölje. I förlängningen kan detta föranleda förhöjda gaskoncentrationer i intilliggande områden vid ett eventuellt gasutsläpp. Dessutom kan en nedfallande extern installation slå sönder komponenter och kanaler i det mekaniska ventilationssystemet. Dessa företeelser är avvikelser från ansatta RAM.

### Djupanalys

NV kan av praktiska skäl delas upp i ”naturlig ventilation” samt ”mekanisk ventilation och luftkonditionering”. Syftet med naturlig ventilation är att späda gas- och brandrökskoncentrationer samt skapa en acceptabel miljö för utrustning att arbeta i. Krav som ställs på den naturliga ventilationen är att den minst ska omsätta luften i farozoner 12 gånger per timme under 95 % av oljeplattformens livstid. Den naturliga ventilationen ska även vara utformad, att områden med stillastående luft ska vara så små som är praktiskt möjligt (NORSOK\_S-001, 2008).

Syftet med mekanisk ventilation och luftkonditionering är att förhindra rök- och gasinträngning i utrymmen, späda gaskoncentrationer vid läckage, ventiler brandgaser vid rumsbränder samt säkerställa en acceptabel arbetsmiljö för personal och utrustning. Krav som ställs på den mekanisk ventilation och luftkonditionering är att den minst ska omsätta luften i alla slutna utrymmen 12 gånger per timme. Dessutom ska den mekaniska ventilationen generera ett övertryck på minst 50 pascal i säkra zoner. Mekanisk ventilation ska förses med brandgasspjäll i hög- och lågriskområden (NORSOK\_S-001, 2008).

Den naturliga ventilationen är inte beroende av och interagerar ej med något annat system på en oljeplattform. Mekanisk ventilation och luftkonditionering kan vara beroende av nödström samt tryckluft. De interagerar med nödavstängningssystemet [NASS], gasdetektionssystemet [GDS], branddetektionssystemet [BDS] samt systemet för kontroll av tändkällor [SKT]. Krav som ställs på NV:s robusthet är att komponenter i systemet ska vara designat och skyddat så att de behåller sin funktion under incidenter där NV har en roll som säkerhetsbarriär (NORSOK\_S-001, 2008).

### Sårbarhet

Den naturliga ventilationen har inga sårbara komponenter. Dock är dess funktion sårbart genom att obstruerande föremål kan minska effekten av den naturliga ventilationen, och därmed påverka kravet på 12 luftomsättningar i timmen ej uppfylls. Dessutom kan obstruerande föremål kunna öka turbulensen och/eller den totala volymen luftstagnanta områden på en oljeplattform. Detta innebär att om introducerandet av en extern installation innebär en obstruktion av luftflödet i intilliggande utrymme och kompenserande åtgärder ej vidtas, kan en avvikelse från RAM 1 uppstå.

Mekanisk ventilation och luftkonditionering består av fläktar, luftaggregat och kanaler för lufttransport. Dessa komponenter kan skadas vid kollision med en extern installation och inga krav på robusthet finns i NORSOK (2008). Då endast ett otydligt krav på systemredundans finns i NORSOK (2008), att NV ska behålla sin funktion under incidenter där det fungerar som säkerhetsbarriär, bör en oförutsedd skada på en komponent kunna slå ut systemets funktion i ett område. Om komponenter som ingår i NV finns i eller under en extern installation uppstår en avvikelse från RAM 1 förutsatt att de DAL som komponenterna är dimensionerade för understiger den kraft som kan genereras då en extern installation faller.

## **C.X Nödavstängningssystem [NASS]**

NASS består bland annat av fysiska komponenter som är nödvändiga för systemets funktion. Därför bör en fallande extern installation kunna skada underliggande NASS-komponenter vilket innebär att NASS felfungerar. Detta är en avvikelse från RAM 1.

### Djupanalys

Syftet med NASS är att förhindra en eskalation av ett olycksförlopp samt att begränsa omfattningen av ett sådant. NASS är beroende av en oavbruten strömkälla, hydraulik samt tryckluft för att det ska kunna utföra sina uppgifter.

NASS huvudsakliga funktion är att isolera sektioner i processutrustning från varandra, så att kolväteflöde till en sektion upphör om en olycka inträffar. NASS kan aktiveras manuellt men dess huvudsakliga aktivering sker automatiskt vid ett kolväteläckage. Systemet ska fungera oberoende av andra skyddssystem, och vid ett strömbortfall ska ackumulatorer driva viktiga ventiler i minst tre steg (stänga, öppna, stänga).

Utrustning som anses kritisk för systemets funktion ska skyddas mot mekanisk skada och ansatta DAL under den tid det tar att stänga ned processutrustningen helt. Kritisk utrustning innefattar ventiler, ackumulatörer, kablar samt rör för hydraulik- och tryckluftskraft.

NASS interagerar med processsäkerhetssystemet [PSS], tryckminskningssystemet [TMS], gasdetektionssystemet [GDS], branddetektionssystemet [BDS], offentliga adresser [OA] samt systemet för kontroll av tändkällor [SKT].

#### **Sårbarhet**

NASS är ett av de primära skyddssystemen som ska förhindra en olycksförlopps eskalation. Då kravet att kritiska komponenter ska vara skyddade från mekanisk skada, bör en fallande extern installation inte kunna slå ut NASS funktion då det gäller att isolera sektioner i processutrustningen från varandra. Dock är systemet sårbart om kritiska komponenter placeras under en extern installation utan att dimensioneras för den kraft en fallande sådan kan generera. Om så är fallet sker avvikelser från RAM 1 och RAM 3.

### **C.XI Nödströms- och belysningssystem [NSBS]**

En fallande extern installation bör kunna skada underliggande komponenter till nödströms- och belysningssystemet, så att deras funktion försvinner vid det skadade området. Detta är en avvikelse från ansatta RAM.

#### **Djupanalys**

NSBS kan av praktiska skäl delas upp i nödström och nödbelysning. Nödströmmens roll är att förse specifika strömkonsumenter med elektricitet, även då huvudströmgeneratoren är ur funktion eller avsiktligt avstängd. Detta innebär att nödström interagerar med ett flertal system och komponenter på en oljeplattform. Syftet med nödbelysning är att förse en oljeplattform med tillräcklig belysning för utrymning vid en nödsituation. Detta innebär att utrymningen kan vara beroende av nödbelysning (NORSOK\_S-001, 2008).

Både nödström och nödbelysning ska vara helt oberoende av andra system på oljeplattformen. Kraven på nödströms robusthet innefattar att den ska kunna förse nödströmskonsumenter med 30 minuters oavbruten ström. Dessutom ska nödströmmen kunna förse nödströmskonsumenter med tillräcklig el, för att konsumenterna ska kunna uppfylla sin funktion under 18 timmar. Nödströmskonsumenter ska förses med nödström från källor som är oberoende av varandra om krav på flera källor finns. Nödbelysningen ska förses med nödström via interna batterier eller två av varandra oberoende nödströmskällor. Samtliga komponenter i NSBS ska överleva då de utsätts för ansatta DAL (NORSOK\_S-001, 2008).

#### **Sårbarhet**

Flera skyddssystem är beroende av NSBS, framför allt av nödström. En enskild händelse kan inte slå ut hela systemet för nödström, men om en del av nödströmssystemet slås ut kan skyddssystem som är beroende av ström också slås ut. Nödströmssystemet bör bestå av någon form av elektricitetsackumulator eller generator samt ledningar för strömtransport. Dessa komponenter ska vara dimensionerade för att överleva DAL men om kraften vid en kollision med en fallande extern installation och en komponent i NSBS överstiger DAL kan systemet slås ut lokalt vilket bör kunna innebära avvikelser från RAM 1 och RAM 3.

### **C.XII Meddelande-, larm- och nödkommunikationssystem [MLN]**

MLN ska varna och vägleda personalen så snabbt som möjligt i händelse av en farlig situation. Systemet består av fysiska komponenter som till exempel högtalare, vilket innebär att en fallande extern installation bör kunna slå ut systemet lokalt. Detta är ett brott mot RAC 1. Systemet är även organisatoriskt då det i kommunikationssystemet ingår handlingsplaner om vilka som ska kontaktas vid en krissituation.

#### **Djupanalys**

MLN består i praktiken av två system som ska vara oberoende av varandra. Det ena systemet används för allmän meddelandekommunikation och det andra för larmkommunikation. Larmsignaler förmedlas via talade meddelanden samt ljud- och ljussignaler.

Fysiska komponenter som ingår i MLN inkluderar kablar, högtalare, ljuskällor och antenner. Systemet interagerar med nödavstängningssystemet [NASS], gasdetektionssystemet [GDS], branddetektionssystemet [BDS], systemet för kontroll av tändkällor [SKT], utrymningssystemet [U] samt säkerhet och säkerhetsutrustning [SU].

#### **Sårbarhet**

Då MLN innehåller fysiska komponenter är det lokalt påverkbart av yttre krafter. Systemets uppgift är dock att varna och uppmärksamma personal på en olycksituation. De faror som involverar yttre krafter med hänsyn endast taget till att en extern installation finns på en oljeplattform, omfattar endast händelsen att en extern installation faller ner. Eftersom påverkan endast är lokal bör personal som skulle uppmärksammat larmet även uppmärksamma en så stor händelse som att en extern installation faller ned vilket innebär att MLN:s funktion uppfylls ändå.

### **C.XIII Passivt brandskydd [PBSK]**

Om en extern installation sträcker sig utanför flera plan, bör brandcellsgränser mellan olika plan kunna brytas genom att:

- Installationen kan leda rök till ovanliggande plan
- Installationen kan leda värme till brännbart material på ovanliggande plan
- Installationen kan falla ner och skadar brandskyddande yttskikt på underliggande material

Ovanstående företeelser är avvikelser från RAM 1 och RAM 3.

#### **Djupanalys**

Syftet med det PBSK är att säkra brandskyddet för all utrustning och alla strukturer på en oljeplattform. Dessutom ska PBSK förhindra en olyckseskalation via flam- eller rökspridning till omkringliggande utrymmen (NORSOK\_S-001, 2008).

PBSK är ett system som är integrerat i alla delar av oljeplattformen och är inte beroende av att något annat systems funktion. Dock interagerar det passiva brandskyddet med inneslutningssystem [IS], nödavstängningssystem [NASS], tryckminskningssystem [TMS], nödströms- och belysningssystem [NSBS], brandbekämpningssystem [BBS], utrymning [U] och strukturell integritet [SI] (NORSOK\_S-001, 2008). Typiska komponenter som ingår i PBSK är brandcellsgränser, brandskyddande beklädnad och layout på oljeplattformen. Samtliga komponenter i PBSK ska överleva ansatta DAL (NORSOK\_S-001, 2008).

#### **Sårbarhet**

Sårbarheten hos PBSK beror mycket på layouten på en oljeplattform och är därför platsspecifik. Generellt kan man anta att PBSK är beroende av sin integritet. Denna kan misslyckas vid felaktig utformning eller yttre påverkan. Med en felaktig utformning syftas främst på en felaktigt utformad brandcellsgräns i antingen materialval, dimensioner eller placering. Yttre påverkan innebär exempelvis att en fallande extern installation kan slå bort brandskyddande beklädnad på komponenterna.

### **C.XIV Processäkerhet [PSS]**

En fallande extern installation bör kunna skada underliggande komponenter till PSS så att deras funktion försvinner vid det skadade området. Risker för ett kolväteläckage bör då öka lokalt vilket är en avvikelse från ansatta RAM.

#### **Djupanalys**

PSS:s syfte är att förhindra kolväteläckage vid onormala driftförhållanden. Detta görs via avstängning av processutrustning, lokal tryckavlastning samt avstängning av kolväteflöde in i anläggningen. PSS funktion är beroende av hydraulisk kraft, trycklyft samt en oavbruten strömkälla. PSS är ett skyddssystem som endast verkar då processutrustning är i drift, vilket innebär att PSS inte är av någon betydelse då ett kolväteläckage har uppstått. Dock bör förlusten av PSS innebära en ökad risk för kolväteläckage, då detta system verkar oberoende av andra skyddssystem (NORSOK\_S-001, 2008).

### **Sårbarhet**

Då systemet verkar via avstängningsventiler då tryckavlastning och stopp av inkommande kolvätelflöde sker, bör en förlust av dessa ventiler innebära en förlust av IS och därför också ett kolväteläckage. Då kolväteläckage uppstår tar andra skyddssystem vid och PSS funktion upphör. Dock är detta en planerad förlust och bör därför ej ses som en sårbarhet. PSS har redundanskrav på sig i att en förlust av en enskild funktion i PSS ej ska leda till oacceptabelt farliga situationer, vilket innebär att minst två oberoende nivåer av skydd finns för varje funktion (NORSOK\_S-001, 2008).

Detta bör innebära att en fallande extern installation inte kan slå ut PSS:s funktion helt, utan att orsaka ett kolväteläckage samtidigt. Dock kan en fallande extern installation minska PSS:s redundans genom att slå ut en av skyddsnivåerna. De enskilda komponenter som i denna rapport ses som sårbara är kraftöverföringsledningar för elektrisk, pneumatisk och hydraulisk kraft.

### **C.XV Strukturell integritet [SI]**

En extern installation bedöms ej vara en del av den bärande strukturen då installationen enligt tidigare är en i efterhand monterad tilläggsmodul, se *avsnitt 2.4 Externa installationer*. Beroende på vilken massa, genomsnittlig densitet och fallhöjd en extern installation har, kan en nedfallande installation påverka en oljeplattformens strukturella integritet olika mycket. Om kraften vid en kollision mellan en nedfallande extern installation och en oljeplattformens bärande element överstiger bärförmågan hos elementet kan en avvikelse från ansatta RAM vara möjlig.

#### **Djupanalys**

SI:s funktion är att säkerställa att bärande strukturer motstår alla laster som kan uppstå under normal drift. Dessutom ska strukturens integritet bibehållas under dimensionerande olycksförlopp [DAL]. SI ska vara utformat så att förlusten av en enskild komponent ej kan leda till en förlust av SI:s funktion (NORSOK\_S-001, 2008).

SI ska vara dimensionerat så att alla ingående komponenter kan motstå ansatta DAL även om oljeplattformen är utsatt för ytterligare påfrestningar, till exempel vindpåverkan eller vågpåverkan. SI är inte nödvändigtvis beroende av något annat skyddssystem men interagerar med passivt brandskydd [PBSK], brandbekämpningssystem [BBS], utrymning [U], marina system och positionssystem [MS] samt kollisionsbarriären [KB] (NORSOK\_S-001, 2008).

#### **Sårbarhet**

Sårbarheten hos SI kan vara mycket beroende av utformningen på oljeplattformen. Generellt kan desto högre laster en komponent är dimensionerad för jämfört med andra komponenter i samma system, desto mer bör redundansen i SI minska om den komponenten förlorar sin bärande funktion vilket är en avvikelse från RAM 1.

### **C.XVI Säkerhet och säkerhetsutrustning [SU]**

Systemet för säkerhetsutrustnings uppgift är att ge personal lämplig och tillräcklig skyddsutrustning för att kunna utföra räddningsuppdrag av personal i fara. Säkerhetsutrustningen ska även underlätta för personal att nå utrymningsplatser och även underlätta livräddning från havet (NORSOK\_S-001, 2008). Då SU består av fysiska komponenter, till exempel brandsläckningsutrustning och minst en man över bord båt [MOB – Man Over Board] för livräddning, bör systemet vara påverkbart av att en extern installation faller ned och skadar underliggande strukturer vilket är en avvikelse från RAM 1.

#### **Djupanalys**

SU är ett helt fristående system som inte är beroende av något annat skyddssystem. SU ska innefatta minst en MOB-båt vars uppgift är att livrädda personer som befinner sig i havet. MOB-båten ska kunna sjösättas på två av varandra oberoende sätt, exempelvis via två olika kranar. SU ska även innefatta minst en korg vars ändamål är att transportera personal, framför allt skadad personal, med hjälp av en kran. Korgen kan användas såväl vid normal drift som vid transport av skadad personal. Ytterligare fysiska komponenter som ingår i SU är säkerhetsduschar för avsköljning av kemiska eller frätande ämnen, ögonduschar, säkerhetsskåp innehållande olika typer av säkerhetsutrustning som exempelvis brandfilter och första hjälpen kit, brandsläckningsutrustning samt rökdykarutrustning (NORSOK\_S-001, 2008).

### Sårbarhet

På grund av att de flesta av komponenterna som ingår i SU ska finnas placerade på olika strategiska platser på en oljeplattform, och dessutom ska finnas i flera exemplar vilka ska vara strategiskt separerade från varandra, bedöms SU vara ett robust system. En enskild händelse bör endast kunna påverka SU genom att förstöra enskilda komponenter, som endast behöver finnas i ett exemplar. Dessa komponenter kan vara MOB-båten samt korgen för transport av personal via kran. Om en fallande extern installation kan förstöra någon av dessa två komponenter sker en avvikelse från RAM 1.

### **C.XVII Säkerhetssystemet för kontroll av tändkällor [SKT]**

SKT:s funktion är att minimera risken för att antändning av ett kolväteläckage eller andra brännbara gaser sker. Systemets primära uppgift är att vara en elektrisk isolator. Elektrisk isolering definieras som en urkoppling av ström från elcentralens matarkabel, vilket innebär att den centrala strömmen bryts. Därmed minskar risken för uppkomst av elektriska gnistor. Endast en lokal urkoppling av en strömkälla räknas inte som elektrisk isolering. Även kontroll och isolering av heta ytor faller under SKT liksom kontroll av statisk elektricitet. Den statiska elektriciteten kontrolleras genom att all utrustning som kan generera statisk elektricitet ska jordas (NORSOK\_S-001, 2008).

### Sårbarhet

SKT:s åtgärd att isolera ett utrymme från elektricitet bedöms inte kunna påverkas av någon händelse som inträffar på grund av att en extern installation finns på en oljeplattform. Dock bör en fallande extern installation kunna frigöra heta ytor genom att slå av isolering från dem. Likaså bör en extern installation kunna påverka jordningen av en källa för statisk elektricitet vilket innebär en förlorad kontroll av tändkällor lokalt. Detta är en avvikelse från RAM 1.

### **C.XVIII Tryckminskningssystem [TMS], facklings- och ventilationssystem**

En extern installation bör kunna påverka facklings- och ventilationssystem genom att installationen åverkar skada på underliggande komponenter i systemet vid ett fall. Detta är en avvikelse från ansatta RAM.

### Djupanalys

Benämningen TMS innefattar tryckminskningssystem, gasventilation samt facklingssystem och är det primära skyddet mot processrelaterade olyckor på en oljeplattform. All trycksatt processutrustning som vid en processnedstängning innehåller mer än 1000 kg kolväten ska utrustas med ett tryckminskningssystem. Dessutom ska sannolikheten samt konsekvenserna av ett oavsiktligt kolväteläckage från processutrustning tas i beaktning, då omfattningen av tryckminskningssystem beslutas (NORSOK\_S-001, 2008).

Tryckminskningssystemet består av ventiler, rör, signalledningar och kretskort och dess funktion är att via strypningar av flöden minska trycket i valda delar av processsystemet. Gasventilationssystemet och facklingssystemet består främst av rör, vätskeseparerare samt en facklingsflamma. Syftet med facklingssystemet är att förbränna överflödigt kolväte i gasform, för att en säker tryckminskning i processutrustningen kan ske utan att stora mängder brännbara gaser ventileras ut i närheten av oljeplattformen. Om facklingsflamman släcks ska inte koncentrationen av brännbara gaser överstiga 20 % av lägsta explosionsgräns i något utrymme på anläggningen där en tändkälla finns (NORSOK\_S-001, 2008). TMS interagerar med processsäkerheten [PSS], nödavstängningssystemet [NASS], gasdetektionssystemet [GDS], branddetektionssystemet [BDS] samt passivt brandskydd [PBSK] (NORSOK\_S-001, 2008).

**Sårbarhet**

TMS sårbarhet bedöms främst bestå i de komponenter som systemet är beroende av för att upprätthålla sin funktion. Dessa komponenter är ventiler, kretskort, rör samt vätskeseparerare. Inga krav på redundans då det gäller vätskeseparering finns, vilket kan innebära att vätskesepareringen bör kunna slås ut vid en enskild händelse, exempelvis om en extern installation faller ned på utrustningen för vätskeseparering. Detta kan i sin tur leda till att gaser innehållande vätska ventileras ut i närheten av anläggningen. Om denna vätska därefter förångas bör koncentrationen brännbara gaser kunna överstiga 20 % av lägsta explosionsgräns på delar av anläggningen vilket innebär en avvikelse från RAM 3. Yttre eller inre påverkan på facklingsutrustning och transportledningsrör kan leda till ett stort kolväteläckage lokalt, se *appendix A Historiska olyckor*. Yttre påverkan på ledningar och kretskort kan innebära att TMS felfungerar lokalt, och yttre påverkan på ventiler för tryckavlastningen kan även innebära att ett lokalt kolväteläckage, eftersom ventilerna är placerade inuti processutrustning. Dessa är avvikelser från RAM 1.

**C.XIX Utrymning [U]**

Om en extern installation faller ner under ett utrymningsförlopp kan den skada underliggande objekt som livbåtar, livräddningsfartyg samt broar till andra anläggningar. Även om den externa installationen ej faller ner kan den störa utrymningen. En extern installation kan störa utrymningen om den är felplacerad under livbåtar, då kan livbåten stöta i den externa installationen vid nedfirning vilket kan leda till en farlig situation. Dessutom kan en extern installation leda brandgaser till utrymningsvägar på ovanliggande däck och på så sätt försvåra utrymningen. Dessa företeelser är avvikelser från ansatta RAM.

**Djupanalys**

U kan av praktiska skäl delas upp i utrymningsvägar och övriga utrymningsanordningar. Utrymningsvägarnas funktion är att säkerställa att personal kan utrymma säkert via mist en utrymningsväg i händelse av en olycka. Det ska finnas minst två av varandra oberoende utrymningsvägar från områden där personal befinner sig tillfälligt eller konstant (NORSOK\_S-001, 2008). Övriga utrymningsanordningar ska säkra tillgången till medel för utrymning, detta kan vara livräddningsbåtar, skyltar och markeringar. U är beroende av nödström och nödbelysning om huvudströmförsörjningen bryts. Systemet interagerar med naturlig/mekanisk ventilation och luftkonditionering [NV], offentliga adresser, larm- och kommunikationssystem [OA], nödströms- och belysningsystem [NSBS], passivt brandskydd [PBSK] samt strukturell integritet [SI] (NORSOK\_S-001, 2008).

**Sårbarhet**

För att utrymning ska ske säkert bör utrymningsvägarna vara framkomliga, sikten bör vara god och miljön i utrymningsvägen ska ej vara hälsofarlig. Om något av dessa tre villkor bryts kan U misslyckas. En felaktigt placerad och utformad extern installation kan leda toxiska gaser till ovanliggande plan eller intilliggande utrymnen, vilket kan göra miljön i utrymningsvägar hälsofarlig. Dessutom kan även sikten i drabbade utrymningsvägar försämrats. Dessa händelser medför att den drabbade utrymningsvägen ej kan användas, vilket är en avvikelse från RAM 1. Vidare kan även en felaktigt placerad extern installation kunna påverka utrymningsanordningar negativt genom att till exempel försvåra nedfirning av livbåtar. Även detta är en avvikelse från RAM 1.

Enligt ovanstående avsnitt kan en extern installation påverka en oljeplattformens skyddssystem negativt enligt *Tabell 0.3*, *Tabell 0.4* och *Tabell 0.5*

*Tabell 0.3; Påverkan av en fallande extern installation.*

Skyddssystem	Överskridande av RAM
Brandbekämpningssystem [BBS]	RAM 1 & RAM 3
Inneslutning [IS]	RAM 1
Marina system och positionssystem [MS]	RAM 1
Naturlig ventilation, mekanisk ventilation [NV]	RAM 1
Nödavstängningssystem [NASS]	RAM 1 & RAM 3
Nödströms- och belysningsystem [NSBS]	RAM 1 & RAM 3
Passivt brandskydd [PBSK]	RAM 1 & RAM 3
Processsäkerhet [PSS]	RAM 3
Strukturell integritet [SI]	RAM 1
Säkerhet och säkerhetsutrustning [SU]	RAM 1
Tryckminsknings-, facklings- och ventilationssystem [TMS]	RAM 1 & RAM 3
Utrymning [U]	RAM 1

*Tabell 0.4; Påverkan av en felaktigt placerad extern installation.*

Skyddssystem	Överskridande av RAM
Kollisionsbarriären [KB]	RAM 1
Naturlig ventilation, mekanisk ventilation [NV]	RAM 1 & RAM 3

*Tabell 0.5; Påverkan av en fel utformad extern installation.*

Skyddssystem	Överskridande av RAM
Passivt brandskydd [PBSK]	RAM 1 & RAM 3
Utrymning [U]	RAM 1

I *Tabell 0.3*, *Tabell 0.4* och *Tabell 0.5* sammanfattas vilka situationer som en extern installation kan överskrida denna rapportens riskacceptansmål som beskrivs i detalj på sidan 28 i *kapitel 4 Riskacceptansmål*. I *Tabell 0.6* sammanfattas skyddssystemens sårbarheter genom att delas upp i vilka komponenter som kan skadas, hur de kan skadas, vilken omfattning skadan ger samt om skadan bedöms kunna leda till en olycksförlopps eskalation (bryter mot RAM 3). Sammanfattningsvis tycks en fallande extern installation vara det mest påtagliga hotet mot skyddssystemens funktionalitet. Om komponenter i ett eller flera av ovan nämnda skyddssystem placeras under en extern installation och de ej är dimensionerade för att motstå kraften från en fallande installation, kan systemens funktion slås ut lokalt eller helt om den externa installationen träffar känsliga komponenter. Sårbarheten i vissa skyddssystem kan dessutom öka eller minska beroende på den externa installationens placering och utformning.

Tabell 0.6; Sårbarhetsanalys på befintliga skyddssystem på en oljeplattform.

Skydds-system	Känslig komponent	Påverkan av extern installation	Omfattning av konsekvens
[BBS]	Matningsledning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Ingen släckverkan i brandcell. Ingen förutlösningverkan i intilliggande utrymmen
[BBS]	Släckvattenpumpar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad redundans i systemet
[IS]	Rör och kopplingar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Ytterligare kolväteläckage
[MS]	Dörrar och luckor med vattentätningssystem	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Möjlighet till läckage in i utrymmen
[NV]	Fläktar, aggregat och kanaler	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlust av mekanisk ventilation lokalt
[NV]	Layout	Obstruktion av luftflöde	Minskad luftomsättning, ökad turbulens, mer luftstagnant volym
[NASS]	Ventiler, ackumulatörer, kablar och rör för hydraulik- och tryckluftskraft	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlorad kontroll över olycksförlopps eskalation
[NSBS]	Generator, ackumulator och ledningar	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlust av nödström till övriga skyddssystem
[PBSK]	Integritet	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Komponenter och strukturer förlorar sitt brandskydd, brandspridning
[PBSK]	Integritet	Extern installation leder brandrök, giftiga gaser flammor eller värme förbi brandcellsgräns	Brand- eller brandrökspridning
[SI]	Strukturer utsatta och dimensionerade för hög lastpåverkan jämfört med övriga strukturer	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad bärförmåga, minskad redundans
[SU]	MOB-båt	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad förmåga att livrädda personal som befinner sig i havet
[SU]	Korg för transport av personal via kran	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Minskad transportförmåga, påverkar särskilt utrymning av skadade personer
[SKT]	Isolering av heta ytor samt jordningskabel	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Förlorad kontroll av tändkällor lokalt
[TMS]	Utrustning för vätske-separering	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Risk för höga koncentrationer av brännbara gaser på anläggningen
[TMS]	Facklingsutrustning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Läckage lokalt
[TMS]	Ledningar och kretskort	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	TMS felfungerar lokalt
[TMS]	Ventiler för tryckavlastning	Yttre kraft vid kollision om extern installation faller	Läckage lokalt
[U]	Utrymningsvägar	Ledning av brandgaser till utrymningsvägar	Toxisk miljö, nedsatt sikt i utrymningsväg
[U]	Layout	Försvårar nedfirming av livbåtar	Försvårad utrymning
[KB]	Ljussignaler	Skymmer ljuskällan	Försämrat varslingsystem

## D Systemsårbarhet

Med systemsårbarhet åsyftas i denna rapport till den sårbarhet som kan uppstå på grund av att olika systemen är beroende av varandra. Systemberoenden kan innebära att förlusten av ett skyddssystem leder till att andra skyddssystem inte kan utföra sin uppgift.

För att på ett mer tydligt sätt redovisa de beroenden som kan finnas mellan olika skyddssystem, delas skyddssystemen upp i sex funktionsbaserade grupper vilka sedan sätts i samband med varandra. Grupperna väljs med hänsyn taget till att främst behandla risker vid brand och explosion. Appendixet innehåller delvis samma information som presenteras i *kapitel 6 Sårbarhetsanalys för skyddssystemen*, se slutet av appendixet samt *Figur 0.1*. Denna information bibehålls i appendixet för att påvisa den fullständiga systemanalys som utförs.

### D.I Förhindra kolväteläckage vid normal drift

Vid normal drift är det främst inneslutningssystemet [IS] som ska förhindra ett utsläpp av kolväten från processutrustning. IS kan beskrivas som ett passivt skyddssystem bestående av rör, kopplingar och enskilda komponenter i processutrustningen i sig. Om höga/låga tryck eller flöden uppstår i processutrustningen ska processsäkerhetssystemet [PSS] kompensera detta genom att bland annat strypa eller leda om kolväteflöden. Detta för att förhindra läckage. PSS kan beskrivas som ett aktivt skyddssystem vilket i princip innehar samma syfte som IS. Om PSS misslyckas ökar sannolikheten för att IS misslyckas men en förlust av PSS innebär inte att IS måste misslyckas. En förlust av IS innebär dock att PSS förlorar sin funktion i det drabbade området vilket innebär att andra skyddssystem tar vid (NORSOK\_S-001, 2008). PSS är alltså direkt beroende av IS och IS bedöms vara starkt beroende av PSS.

### D.II Förhindra kolväteläckage vid olyckssituation

En olyckssituation som ej är kolväterelaterad kan vara bränder, explosioner, fallande laster eller andra situationer som genererar yttre krafter på processutrustning. Även här är IS det primära skyddet mot kolväteläckage. Misslyckas IS så uppstår per definition ett kolväteläckage, förutsatt att processutrustning i området där IS misslyckas innehåller kolväten vid tidpunkten då IS misslyckas.

Vid en brand eller explosion ska det passiva brandskyddet [PBSK] skydda processutrustningen mot direkt påverkan. PBSK är utformat så det ska motstå en dimensionerad påverkan under en begränsad tid. Under denna tid ska nödavgångssystemet [NASS] tömma processutrustning på kolväten i det drabbade området. Då processutrustning är satt under ständigt tryck och är dimensionerat för att motstå ett visst tryck, kan inte allt kolväte strypas och ledas runt det drabbade området på kort tid. Det är då tryckminsknings- och facklingsystemets [TMS] uppgift att ventilerar ut och förbränna överflödigt kolväte kontrollerat. Det bör även tilläggas att brandbekämpningssystemet [BBS] hjälper till att begränsa eller släcka en brand och därmed att förhindra ett kolväteläckage. (NORSOK\_S-001, 2008).

De huvudsakliga skyddssystemen för att förhindra ett kolväteläckage, det vill säga förlust av IS, vid en brand eller explosion bedöms vara PBSK, med BBS som stödsystem, och NASS, med TMS som stödsystem. Även om ett fungerande BBS ökar sannolikheten för att PBSK ska motstå påverkan under den tid som det är dimensionerat för, så finns inget beroende. Detta då PBSK ska dimensioneras för att motstå påverkan under den tid som krävs, oavsett hur andra skyddssystem fungerar <sup>21</sup>. Likaså har NASS ett krav på sig att det ska fungera oavsett hur andra skyddssystem fungerar på oljeplattformen, dock inverkar TMS genom att minska tiden det tar tills att processystemen är tömda på kolväten (NORSOK\_S-001, 2008). TMS bedöms inte vara direkt beroende av NASS, eftersom kraven säger att TMS ska fungera även om kolväteflödet inte stryps. Detta gäller dock endast under en förut bestämd begränsad tid vilket bör innebära att TMS är beroende av NASS om olycksförloppet pågår under en längre tid (NORSOK\_S-001, 2008).

Enligt ovanstående resonemang bedöms TMS vara svagt beroende av NASS och NASS bedöms vara svagt beroende av TMS.

---

<sup>21</sup> *Manager Safety & Environment* Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

### D.III Minska storleken på ett läckage

Den huvudsakliga skyddsåtgärden som vidtas vid ett kolväteläckage är att tömma processutrustning på kolväten. För att denna åtgärd ska initieras krävs en detektion av gaser, antingen av gasdetektionssystemet [GDS] eller manuellt av personal. De skyddssystem som tömmer processutrustningen är liksom i föregående avsnitt TMS och NASS. Samma beroende som är konstaterat i avsnittet ovan gäller vid detta fall mellan TMS och NASS. Med hänsyn taget till sårbarhetsanalysen av GDS utförd i *appendix C.III Gasdetekteringsystem [GDS]* bedöms varken NASS eller TMS vara beroende av GDS. Detta då ett felfungerande hos GDS verkställer en varningssignal till oljeplattformens centrala kontrollrum som alltid är bemannad (NORSOK\_S-001, 2008).

### D.IV Minska sannolikheten för antändning och explosion

Åtgärder som vidtas för att minska risken för antändning samt risken för att en explosion ska uppstå, är att minska ett gasutsläpps koncentration samt att minimera antalet tändkällor. Minimering av antalet tändkällor görs via systemet för kontroll av tändkällor [SKT] genom att all ström som ej går till säkerhetsnödvändiga källor i området bryts vid detektion av ett gasutsläpp samt isolering av heta ytor (NORSOK\_S-001, 2008). Läckagets storlek och varaktighet spelar även en stor roll för risk för antändning, (Vinnem, 2007a), och enligt resonemang i föregående avsnitt är det TMS och NASS som ska begränsa läckagets omfattning. Beroenden mellan dessa gäller enligt tidigare. Systemet som ska förhindra spridning av gaser till omkringliggande utrymmen är det passiva brandskyddet [PBSK]. Detta genom att skapa en täthet i konstruktionen vilket hindrar läckage av gaser (NORSOK\_S-001, 2008).

För att minska koncentrationen kolväten som läckt ut i ett utrymme används systemet för naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering [NV]. Detta genom att via naturlig eller mekanisk ventilation ventileras ut kolväten från oljeplattformen. Dessutom används förutlösningssystem, som ingår i BBS, för att späda ut gaskoncentrationer, minska sannolikheten för antändning samt att minska konsekvenserna av en eventuell antändning. (NORSOK\_S-001, 2008).

SKT bedöms i *appendix C.XVII Säkerhetssystemet för kontroll av tändkällor [SK]* ej påverkas betydligt av de risker en extern installation kan medföra på en oljeplattform och tycks inte vara beroende av något annat skyddssystem för att utföra sin uppgift. Dock bör det beaktas att fler tändkällor än de som övervakas av SKT kan finnas i utrymmet där läckage sker. Exempel på detta kan vara gnistor från omkringflygande föremål. NV är inte beroende av BBS då NV ska uppfylla kravet att omsätta all luft i farozoner samt slutna utrymmen 12 gånger per timme. En förlust av BBS bör därför inte innebära att NV ej uppfyller sin uppgift men sannolikheten för en antändning av gaser bör öka i förhållande till om BBS fungerar.

PBSK ska vara dimensionerat för att motstå ansatta DAL vilket även innefattar tryckpåverkan (NORSOK\_S-001, 2008). Om ett kolväteläckage sker i ett slutet område, och läckagets storlek överskrider den mekaniska ventilationens kapacitet att ventileras ut gaser ur utrymmet, bör en tryckuppbyggnad ske i utrymmet. Hur stor tryckuppbyggnad som sker beror på läckagets storlek i förhållande till den mekaniska ventilationens kapacitet. Sannolikheten för läckage ut ur utrymmet via otätheter i konstruktionen bör öka med en ökad tryckuppbyggnad i utrymmet. Detta innebär dock inte att sannolikheten för att PBSK ska misslyckas med sin uppgift ökar eftersom PBSK endast ska motstå ansatta DAL.

Sammanfattningsvis bedöms sannolikheten för att ett system ska felfunkera, vars funktion är att minska sannolikheten för ett kolväteläckage, inte öka om något annat system med samma uppgift felfungerar. Det finns alltså inga beroenden mellan ovan nämnda system förutom tidigare nämnda NASS och TMS.

## D.V Minska konsekvenserna av brand

Åtgärder som vidtas för att minska konsekvenserna av en brand innefattar tidig detektion via branddetektionssystemet [BDS], bekämpning genom BBS, bekämpning och livräddning via systemet för säkerhet och säkerhetsutrustning [SU], minskning av ett eventuellt kolväteläckage via TMS och NASS, kontrollerad ventilering av brandgaser via NV samt skyddande av befintliga komponenter och bärande strukturer via PBSK (NORSOK\_S-001, 2008).

BDS och BBS interagerar genom att BDS kan skicka en aktiveringssignal till BBS vid detektion av brand. Ett felfungerande hos BDS verkställer en varningssignal till oljeplattformens centrala kontrollrum som alltid ska vara bemannad (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att BDS utför sin uppgift även om en fallande extern installation slår ut funktionskritiska komponenter i systemet. Beroendet mellan TMS och NASS kvarstår enligt tidigare. Enligt föregående avsnitt ska NV och PBSK uppfylla absoluta krav och inte funktionskrav vilket innebär att de kan misslyckas med sin uppgift även om de ej felfungerar. NV och PBSK bedöms inte vara beroende av att något annat system fungerar.

SU interagerar inte nödvändigtvis med något annat skyddssystem, men effektiviteten av livräddning från brandutsatta utrymmen bör påverkas av hur väl BBS fungerar. Sannolikheten för en stor brand så att livräddning inte kan utföras i ett utrymme som har ett fungerande BBS, bör vara mindre än vad sannolikheten för detsamma i ett utrymme med samma egenskaper men att inget BBS finns i utrymmet.

Sammanfattningsvis bedöms SU vara starkt beroende av BBS då det gäller livräddning. Beroendet mellan NASS och TMS gäller enligt tidigare.

## D.VI Utrymning

För att kunna utföra en säker utrymning av en oljeplattform krävs säkra utrymningsvägar för transportsträckor på plattformen samt säkra utrymningsmedel för att komma av plattformen. En säker utrymningsväg ska ha god sikt och inneha en god utrymningsmiljö för människor. Därtill krävs ett varslingsystem så att all berörd personal blir uppmärksam på att en utrymning håller på att ske (NORSOK\_S-001, 2008).

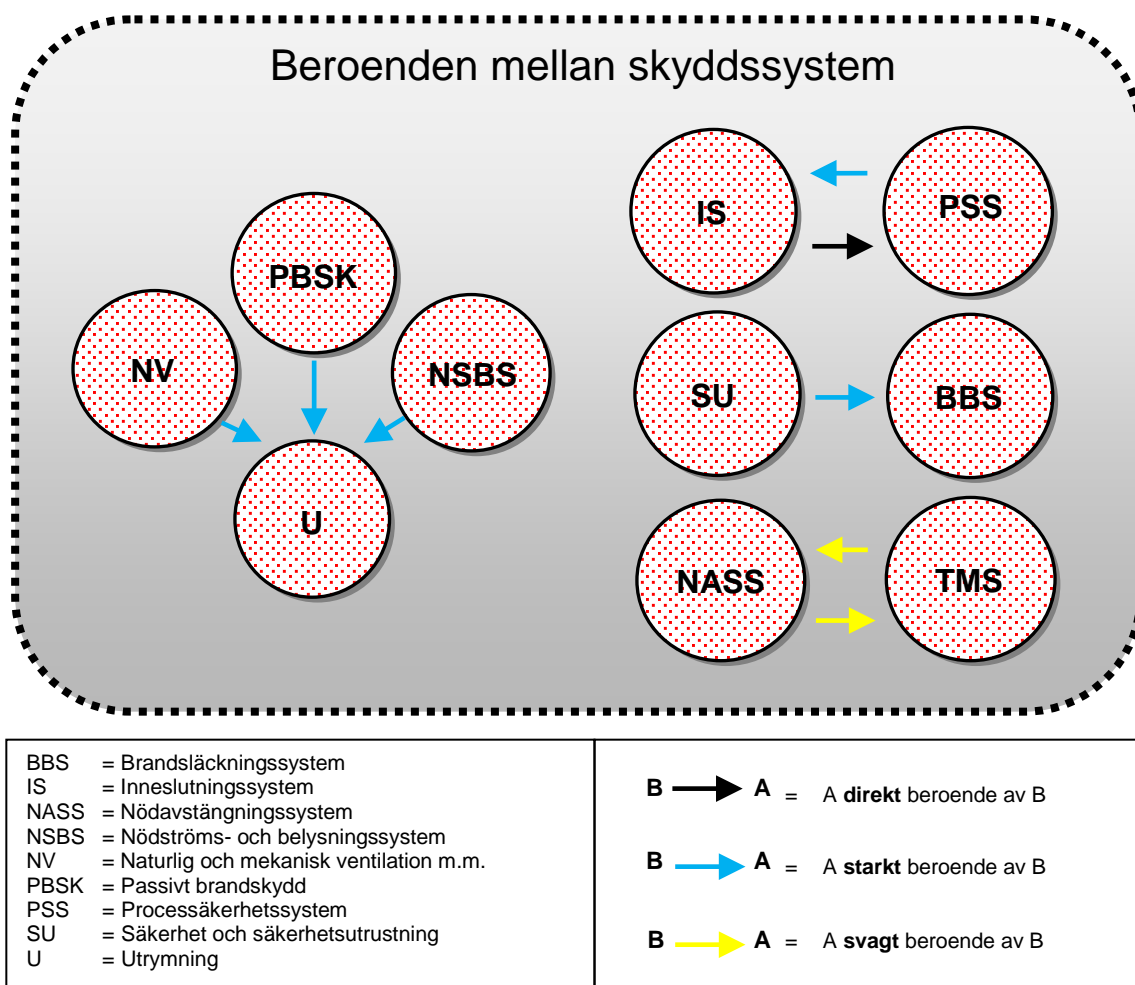
Meddelande-, larm och nödkommunikationssystemet [MLN] har i uppgift att vid en utrymningssituation varsla personal om situationen (NORSOK\_S-001, 2008). Detta bör innebära att utrymningssystemet [U] är starkt beroende av MLN. Med hänsyn taget till de faror som introduceras då en extern installation tillkommer på en oljeplattform görs det i *appendix C.XII Meddelande-, larm- och nödkommunikationssystem [MLN]*, bedömningen att endast en fallande extern installation kan påverka MLN negativt. Konsekvenserna bedöms endast vara lokala och en så stor händelse som att en extern installation faller ned bör ej gå ouppmärksam av de personer som befinner sig inom det lokala område som MLN skulle verkat. Detta innebär att personalen som befinner sig i närheten av olyckan blir varslade om händelsen och bedöms söka information om händelsen. MLN:s syfte uppfylls därför även om enskilda komponenter i systemet slås ut. Detta leder till att MLN och U inte bedöms vara beroende av varandra, eftersom de farohändelser som kan uppstå på grund av att en extern installation finns på oljeplattformen.

Nödströms- och belysningsystemet [NSBS] är det system som ska tillgodose belysning i nöd-utrymningsvägar. NSBS ska verka helt oberoende av hur andra system fungerar och spelar en stor roll i utrymningsskedet då utrymning ej kan ske säkert utan belysning (NORSOK\_S-001, 2008). Strömförsörjning till nödbelysning vid en förlust av huvudströmkällan ska erhållas via inbyggda batterier eller två av varandra oberoende oavbrutna strömkällor. Batterierna ska räcka i minst 30 minuter och varje enskild nödbelysningsinstallation ska innehålla ett eget batteri om denna lösning väljs (NORSOK\_S-001, 2008). Även om NSBS tycks vara ett robust system så bedöms enskilda komponenter kunna slås ut av en fallande extern installation, se *appendix C.XI Nödströms- och belysningsystem [NSBS]*, vilket bedöms kunna slå ut systemet lokalt. En lokal utslagning av NSBS innebär att utrymmande personer inte kan passera det utsatta utrymmet vilket kan försvåra en utrymning, dock ska det alltid finnas alternativa utrymningsvägar. U bedöms därför vara starkt men inte direkt beroende av NSBS.

För att bibehålla god sikt och utrymningsmiljö i utrymningsvägar används naturlig och mekanisk ventilation samt luftkonditionering [NV]. Detta genom att ventileras ut eventuella sikt-nedsättande eller toxiska gaser som läckt in i utrymningsvägen (NORSOK\_S-001, 2008). Enligt *kapitel 5 Riskidentifiering* bedöms en felaktigt placerad extern installation kunna påverka NV så att kravet på 12 omsättningar i timmen i varje utrymme inte uppfylls på grund av att installationen obstruerar luftflödet. Komponenterna i NV såsom fläktaggregat och ventilationskanaler bedöms kunna slå ut av en fallande extern installation, se *appendix C.IX Naturlig ventilation, mekanisk ventilation och luftkonditionering*, och därmed förlora sin förmåga att ventileras ut brandgaser i det drabbade området. En så stor händelse bedöms dock med övervägande sannolikhet minska framkomligheten i utrymningsvägen så pass att en alternativ utrymningsväg föredras av utrymnande personer. Med grund i ovanstående resonemang anses U vara starkt beroende av NV.

Ytterligare sätt att säkerställa en god sikt och utrymningsmiljö är via passivt brandskydd [PBSK]. PBSK används bland annat för att förhindra inträngning av gaser i utrymningsvägarna (NORSOK\_S-001, 2008). En fallande extern installation bedöms i *appendix C.XIII Passivt brandskydd [PBSK]* kunna slå ut det passiva brandskyddet lokalt genom att försämra dess integritet. Detta innebär att ett rökläckage kan ske lokalt in i utrymningsvägar om en extern installation faller ned på en plats där en farozon och en utrymningsväg finns intill varandra och är brandtekniskt separerade med hjälp av passivt brandskydd. U bedöms därför vara starkt beroende av det PBSK som säkerställer en god utrymningsmiljö.

Enligt ovanstående genomgång finns det beroenden mellan skyddssystem vilka kan innebära att en skada på ett system påverkar ett annat. I *Figur 0.1* sammanfattas de beroenden som identifierats i denna rapport.



Figur 0.1; Systemanalys över de befintliga skyddssystemen på en oljeplattform.

## E Beräkningsmodeller

Nedan beskrivs vilka matematiska formler och antagande som har använts vid beräkningar. Ändamålet med appendixet är att enkelt ge en övergripande bild över problemuppställningen. Appendixet är uppdelat på vilken metodik som används. I varje avsnitt i appendixet beskrivs först vilka formler som används, därefter beräknas det eller de relevanta problemen som rapporten efterfrågar. Det finns flera olika beräkningsmodeller för samma fenomen. Varje modell har sina styrkor och svagheter och därför kan resultaten kraftigt variera beroende på vilken modell som används. Syftet med denna rapport är inte att ta fram kvantitativa mått, utan att belysa områden som kan utgöra en risk. Därför anses beräkningarna kunna utföras med enbart en beräkningsmodell, dock utförs mindre känslighetsanalyser för varje modell för att styrka dess giltighet.

### E.I Explosion

En typisk kolväteexplosion på en oljeplattform uppstår när kolväten i gasform blandas i rätt proportioner med luft och antänds. En explosion karakteriseras av en plötslig expansion av materia till en mycket större volym än den ursprungliga (Fischer, 1997). Vid en explosion sker förbränningen av gaserna på enbart några få millisekunder. Explosioner kan beroende av sina flamfrontshastigheter delas upp i två olika fenomen, deflagration och detonation. En deflagration sker då flamfrontens hastighet understiger ljudets hastighet och en detonation sker då flamfrontens hastighet överstiger ljudets hastighet. Vid explosioner och deflagrationer uppstår tryckökningar på grund av den snabba volymökningen (Fischer, 1997). De finns en approximativ metodik om hur dessa tryckökningar kan beräknas och denna metodik beskrivs nedan. Faktorer som påverkar flammans utbredningshastighet och således trycket är:

- Gaskoncentrationsförhållandet mellan kolväten och syre
- Hur homogent gasmolnet är
- Mängden och typen av brännbara gaser
- Förekomsten av andra ämnen i luften, exempelvis inerta gaser

Lösningsmetodiken bygger på:

1. Bestäm gasens spridningsområde.
2. Identifiera områden inom gasens spridningsområde där hög turbulens kan förväntas.
3. Beräkna energiinnehållet av gasen i aktuellt område.
4. Uppskatta explosionsstyrkan i aktuellt område.
5. Bestäm tryck och impulstätheter på olika avstånd

Denna metodik använd ej i rapporten, men anses ändå påvisa vilka parametrar som bör beaktas vid en bedömning av explosionsrisken.

(Fischer, 1997, Vinnem, 2007a).

### E.II Dynamisk kraftpåverkan

Det finns flera olika beräkningsmodeller som kan beräkna dynamiska krafter. Grundprincipen för att en dynamisk kraft ska uppstå är att ett objekt i rörelse träffar ett objekt som befinner sig i vila. Det finns många fler specifika definitioner och specialfall av dynamisk kraftpåverkan, men i denna rapport används tidigare nämnd definition. I denna rapport krävs ingen avancerad modell eftersom syftet enbart är att undersöka om det finns en olyckspotential för att en fallande extern installation kan skada underliggande konstruktion. En annan anledning till att ingen avancerad modell används i denna rapport är att det krävs mer platsspecifik information om mer avancerade beräkningar ska utföras. Följaktligen väljs en modell i samråd med Thelandersson<sup>22</sup>. Beräkningarna baseras både på analytiska modeller och empiriska samband.

---

<sup>22</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

Enligt Thelandersson<sup>23</sup> är den dynamiska kraften approximativt två gånger så stor än den statiska kraften, följaktligen kan en statisk hållfasthetsmodell användas om resultatet sedan multipliceras med två för att bedöma den dynamiska kraften. Då  $M$  är större än  $M_r$  uppstår plastisk deformation. För att få en bredd på resultatet utförs beräkningarna via en känslighetsanalys, vilket innebär att det i beräkningarna ansätts ett maximalt och ett minimalt värde för både hållfastheten på den bärande oljeplattformskonstruktionen och vilken dynamisk kraft som kan genereras. Det faktorer som varierar redovisas i *Tabell 0.7*.

$$M = \frac{mg \cdot L}{\vartheta} \leq M_r = z \cdot f_y$$

Tabell 0.7; Varierande faktorer för beräkningar.

	Minimivärde	Maximivärde
<b>m</b>	0	1000000
<b>L</b>	1,2	12
<b><math>\vartheta</math></b>	8	4
<b>z</b>	0,0128	0,000429

(Isaksson & Mårtensson, 2010)

$M$	= Moment (statisk kraft)	[N]
$m$	= Massa	[kg]
$g$	= Gravitationskonstanten	9,81
$L$	= Längd mellan stödjepunkter (I-balkarna)	[m]
$\vartheta$	= Kraftpunktens placering	varierar mellan 4 – 8 [–]
$M_r$	= Mothållande moment	[N]
$z$	= Plastisk böjmotsstånd	[mm <sup>3</sup> ]
$f_y$	= Ståls hårdhetstal	[MPa]

### E.III Brandgasspridning via ventilationskanal.

För att utföra en grov bedömning om brandgasspridning kan förekomma via en extern installation i slutna utrymmen, kan en jämförelse mellan brandflödet och det befintliga ventilationsflödet utföras. Om brandflödet är större än ventilationsflödet finns risken att branden sprider sig via ventilationskanalerna. I alla farozoner ska all luft omsättas 12 gånger i timmen (NORSOK\_S-001, 2008). Detta innebär att rummets storlek avgör hur stor ventilationskapaciteten är. I denna rapport ansätts rumsstorleken till 1000 m<sup>3</sup>. Ett rum på 1000 m<sup>3</sup> som ska byta luft 12 gånger på en timme motsvarar en ventilation på cirka 3,3 m<sup>3</sup>/s vilket är en mycket kraftig ventilation (Jensen, 2002). Ventilationen i andra rumsstorlekar visas i *Tabell 0.8*.

Enligt Jensen (2002) genererar en brand 2,9 [m<sup>3</sup>/s] i luftflöde för varje megawatt på grund av att luften runt branden värms upp och expanderar. I *avsnitt 5.2.1 Kolväteläckage* definieras storleken på olika kolväteläckage till 0,1 ; 1 ; 10 kg/s i utsläppshastighet vilket även används i dessa beräkningar som jämförelsepunkter. För varje ämne finns ett energivärde som anges i [MJ/kg].

Energivärdet för olika kolväten varierar mellan 40 till 48 [MJ/kg] (Karlsson & Quintiere, 1999). Utsläppshastigheten för ett kolväteläckage anges i kg/s. Följaktligen kan kolvätets utsläppshastighet multipliceras med energivärdet för att bedöma brandens effektutveckling, denna beräkning utförs för X-axeln i *Figur 0.2*.

För att bedöma vilka brandflöden som kan uppkomma används en formel som baseras på den allmänna gaslagen. Denna formel beskrivs nedan. För att bedöma om resultatet är känsligt beroende på vilken typ av brand som förkommer, baseras formeln på varierande effektutvecklingar som beror på kolväteläckagets storlek. Effektutvecklingen appliceras som på föregående beräkning, se *appendix E.II Dynamisk kraftpåverkan*. Resultatet visas i *Figur 0.2*.

<sup>23</sup> Professor, Head of Division Sven Thelandersson, Konstruktionsteknik LTH, samtal, 2010-08-10

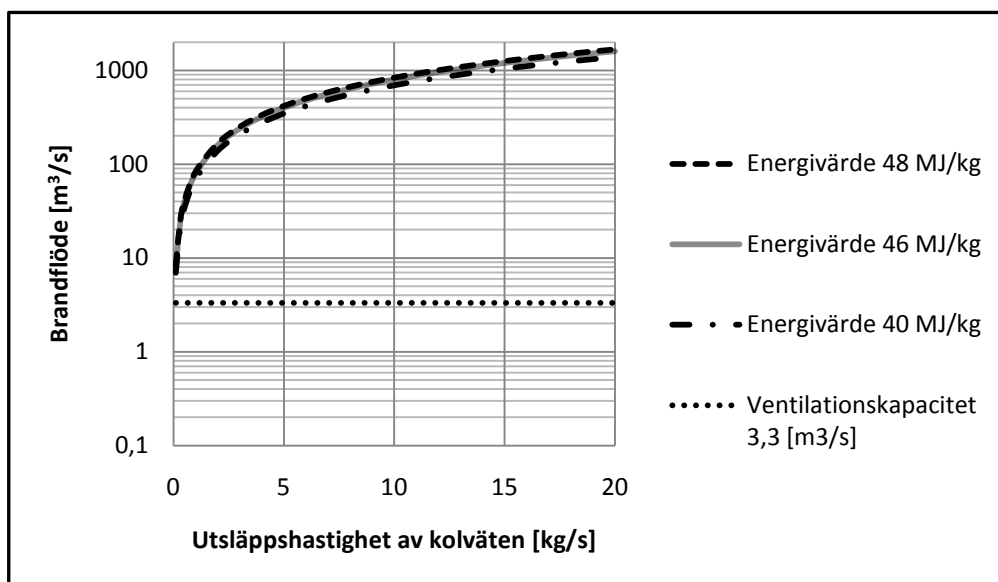
Tabell 0.8; Varierande ventilationsflöden beroende på rummets storlek

Storlek på rummet [m <sup>3</sup> ]	Ventilationsflöde [m <sup>3</sup> /s]
20	0,0667
100	0,333
500	1,67
1000	3,33

$$Q_b = \frac{R \cdot P}{M \cdot c_p \cdot p}$$

$q_b$	= Brandflöde		[m <sup>3</sup> /s]
$R$	= Allmänna gaskonstanten	8314	[J/kgK]
$P$	= Brandens effektutveckling		[J/s]
$M$	= Luftens molekylvikt	28.97	[kg/kmol]
$c_p$	= Värmekapacitet vid konstant tryck		[J/kgK]
$p$	= Rådande tryck	101300	[Pa]

Enligt Karlsson och Quintiere (1999) varierar förbränningseffektiviteten mellan 0,5 och 0,8. I beräkningarna för *Figur 0.2* används en förbränningseffektivitet på 0,6. Förbränningseffektivitet har även ansatts till 0,5 och 0,8, men resultatet påvisar fortfarande samma problem med brandgasspridningen.



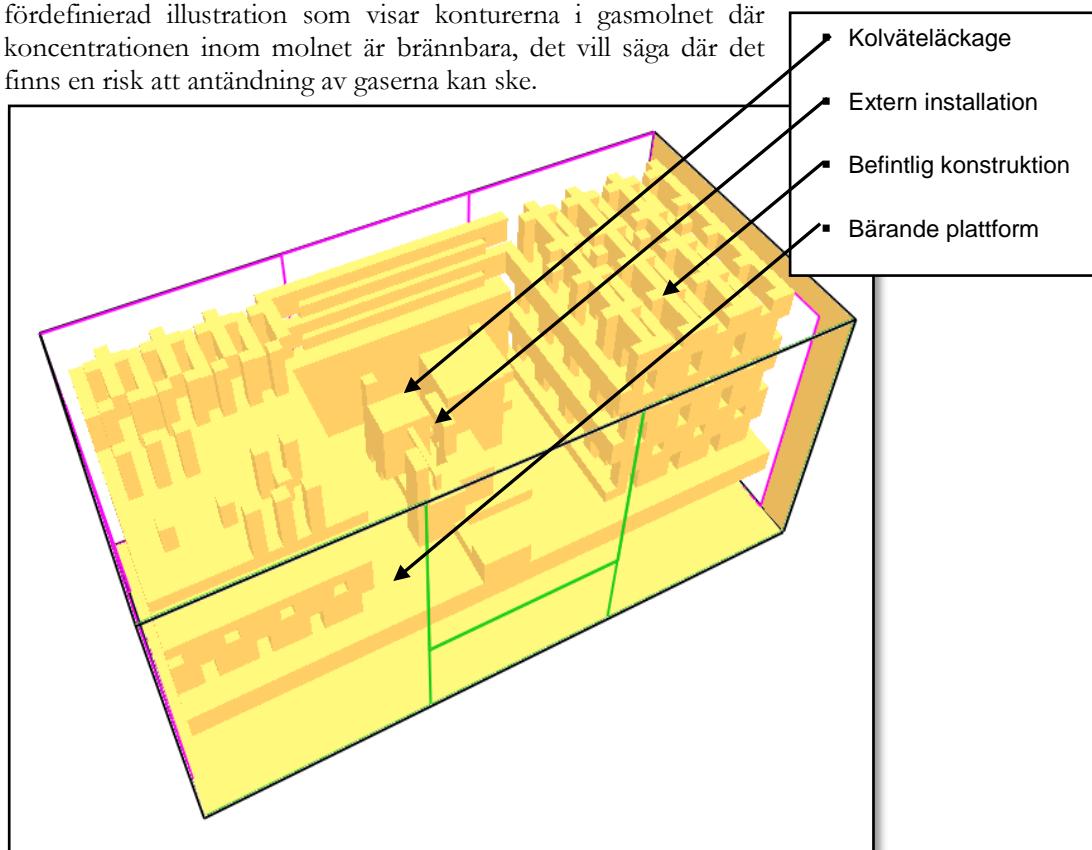
Figur 0.2, Resultatet från brandflödesberäkningarna.

## F FDS-modellering av att den externa installationen förhindrar ventilation

Målsättningen med detta appendix är att utreda om en extern installation eller delar av den externa installationen kan förhindra eller motverka ventilation av brandgaser eller kolväten. Skyddssystemet naturlig ventilations [NV] primära uppgifter är att begränsa eller ventilerar ut brandfarliga gaser för att minska risken för antändning av gaserna. Konsekvensen av att en extern installation förhindrar ventilationen är exempelvis att risken för explosion ökar. Således kan en extern installation åsidosätta de befintliga skyddssystemen eller minska systemens förmåga att skydda anläggningen på grund av att installationen utgör en blockerande placering och utformning. För att få en uppfattning om hur brandgaser eller brännbara gaser rör sig vid ett utsläpp utförs CFD-beräkningar via mjukvaran FDS.

### F.1 Problemuppställning

Ett problem som kan uppstå vid placeringen av en extern installation är att luftstagnanta områden uppstår mellan externa installationen och den befintliga konstruktionen. Scenariots problemuppställning illustreras i *Figur 0.3*. Denna illustration är den modell som är uppbyggd i programmet PyroSim. Ett läckage av kolväten ansätts intill den externa installationen. Koncentrationen av kolväten i luften kan illustreras i FDS som Isosurface. Isosurface är en fördefinierad illustration som visar konturerna i gasmolnet där koncentrationen inom molnet är brännbara, det vill säga där det finns en risk att antändning av gaserna kan ske.



Figur 0.3; Problemuppställning i PyroSim, illustreras i smokeview.

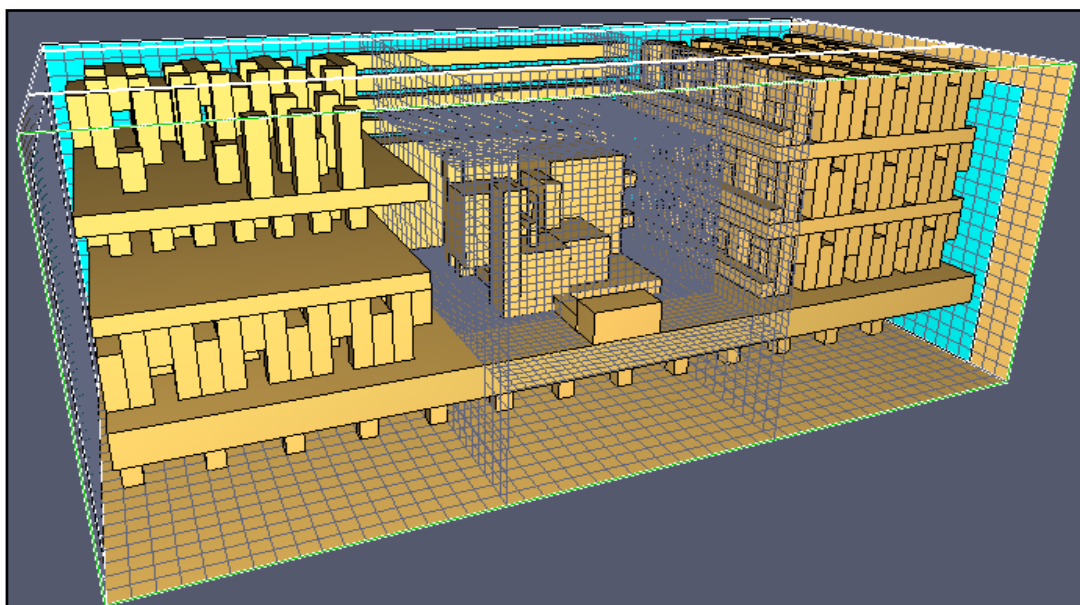
Simuleringens ändamål är att utreda om det finns någon skillnad i koncentration av brännbara gaser i utsläppsområdet, med hänsyn taget till om det finns en extern installation där eller inte. Följaktligen bör minst två simuleringar genomföras för att jämföra om det finns några skillnader i gaskoncentration, det vill säga en simulering med en extern installation och en simulering utan en extern installation. Det finns flera parametrar som kan påverka koncentrationen av brännbara gaser, dessa parametrar kan vara kolvätesutsläppets storlek, omgivningens vindstyrka och vindriktningen. Därför identifieras sammanlagt 10 olika FDS-scenarier. Dessa scenarier beskrivs i *Tabell 0.9*. Avsikten med att simulera flera olika scenarier är ett utreda om problemet kan uppstå beroende på vilka omgivande förutsättningar som finns.

Tabell 0.9; Parametersammanfattning över de faktorer som ändras för respektive scenario.

FDS Scenarier	Kolväteläckage kg/s	Vindstyrka [m/s]	Vindriktning	Extern installation
Scenario 1	0,1	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 2	0,1	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 3	1	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 4	1	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 5	10	4	Rakt framifrån	Modul
Scenario 6	10	4	Rakt framifrån	Ingen modul
Scenario 7	1	4	45 ° sidvind	Modul
Scenario 8	1	4	45 ° sidvind	Ingen modul
Scenario 9	1	9	Rakt framifrån	Modul
Scenario 10	1	9	Rakt framifrån	Ingen modul

Problemuppställning i *Figur 0.3* är ett exempel på en hur en extern installation kan placeras, dock ska uppställningen likna placeringen av LPP på Troll C, se *avsnitt 2.4.1 Extern installation på norska oljeplattformen Troll C*. Omgivande konstruktion konstrueras som ett rutnät i tre dimensioner för att simulera läckage till omgivningen. Materialet i konstruktionen antas vara stål. Enligt Juvik et al<sup>24</sup> kan kolvätesutsläppet simuleras som ett propanutsläpp som har en temperatur på 150°C. Simuleringstiden ansåts till 60 sekunder då relativt konstanta förhållanden råder efter denna tid. Detta har undersökts genom att simulera händelseförloppet i 600 sekunder.

En grid är ett rutnät som bestämmer upplösningen i simuleringen. I denna rapport's simuleringar används sex stycken grider se *Figur 0.4*. För att bedöma om kolväten kan ansamlas bakom en extern installation krävs en jämförelse av hur gaskoncentrationen varierar till följd av att en extern installation är monterad på oljeplattformen eller inte. Jämförelsen utgår från gasmolnets storlek och variation i utbredning. Därför bedöms små strukturer inom ett gasmoln utgöra en mindre betydelse för resultatet och följaktligen ansetts grid-storleken till  $0,25 \times 0,25 \times 0,25 \text{ m}^3$  som lämplig. Denna storlek antas kunna utreda olika gasansamlingar med en tillräckligt god noggrannhet, då mindre grid-storlek anses ej vara relevant för att påvisa om större gasansamlingar kan förekomma. Den största griden i ytterområdet har en upplösning på  $1 \times 1 \times 1 \text{ m}^3$ .



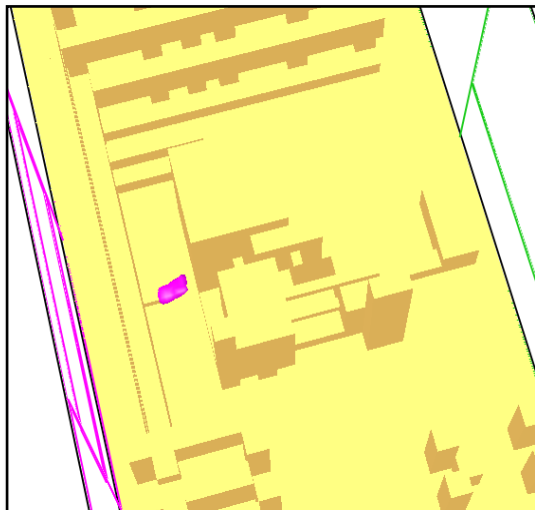
Figur 0.4; Schematisk bild över de sex stycken grider.

Randvillkoren definieras som öppna ytor vilket innebär att brandgaser och kolväten fritt kan passera genom dessa ytor. Samtliga ytor i simuleringsskäpens ytskikt är öppna, förutom i gränsskiktet mellan två ytor där det måste finnas en vägg för att definiera en avgränsning mellan ytorna. För att simulera vindpåverkan ansåts ett konstant luftflöde vid det främre randvillkoret.

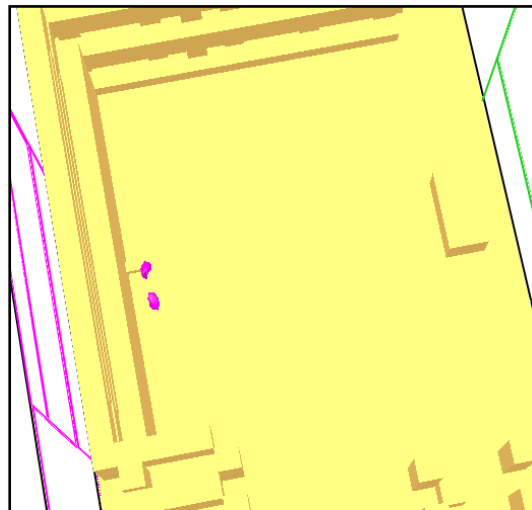
<sup>24</sup> Manager Safety & Environment Sigbjørn Juvik et al, studiebesök på Aker Solution, 2010-08-13

## F.II Resultat av simuleringarna

Resultatet av simuleringarna redovisas illustrativt i nedanstående figurer (*Figur 0.5 - Figur 0.14*). Vänstra kolumnen visar simuleringsresultatet av att en extern installation är monterad på oljeplattformen och i den högra kolumnen visas simuleringsresultatet utan att en extern installation är monterad. Det mörkgrå gasmolnet i figurerna illustrera var kolväte finns i brännbara koncentrationer. Varje figur visar resultatet efter 30 sekunders simulering då relativt konstanta förhållanden råder.

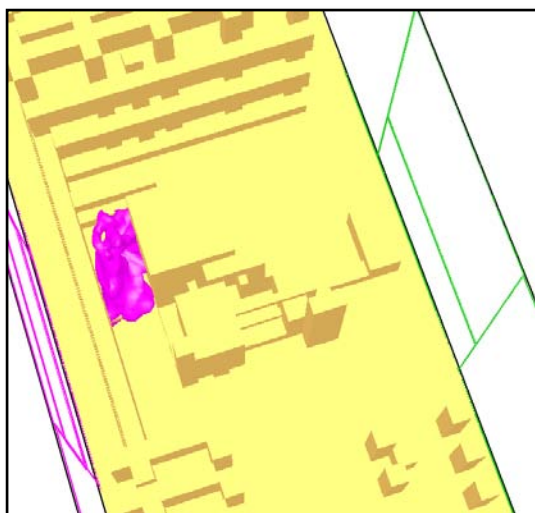


Figur 0.6; Scenario 1: 0.1 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

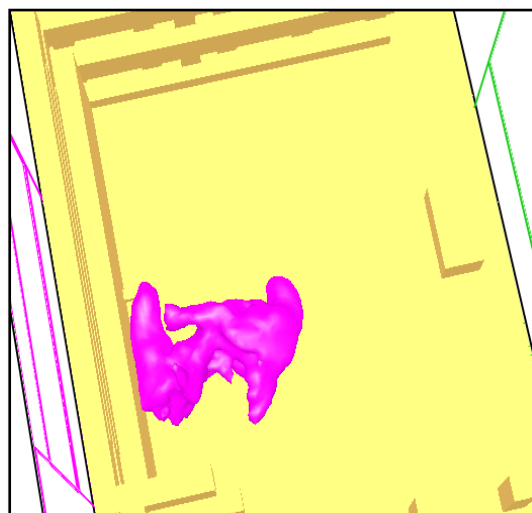


Figur 0.5; Scenario 2: 0.1 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

Vid simuleringarna med relativt låga utsläpps- och vindhastigheter är den externa installationens blockering av ventileringen tydlig. I scenario 2, *Figur 0.5*, så sker utspädningen i vindens riktning och i scenario 1, *Figur 0.6*, sker utspädningen snarare via den varma gasens termodynamiska egenskaper. Scenario 1 uppvisar dock betydligt mer laminära fenomen än vad scenario 2 gör vilket tyder på att gaserna i scenario 2 blir mer väl omblandade.

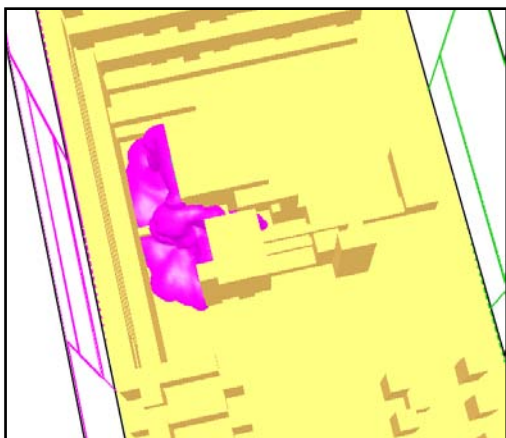


Figur 0.8; Scenario 3: 1 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

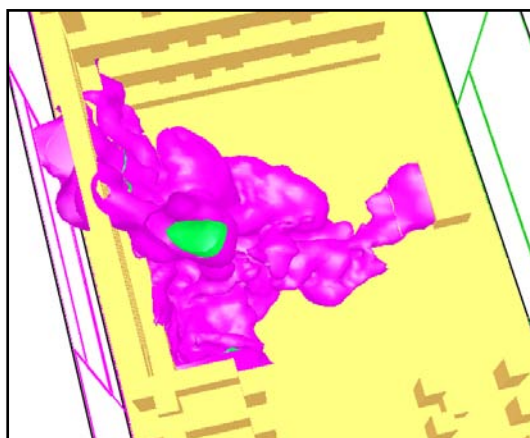


Figur 0.7; Scenario 4: 1 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

Vid simulering måttliga utsläppshastigheter och låg vindpåverkan uppstår ett turbulent "virvelfenomen" bakom den externa installationen, se *Figur 0.8*, något som inte uppstår utan en extern installation, se *Figur 0.7*. Detta tyder på att utsläppta gaser befinner sig en längre tid på samma ställe och omblandas väl bakom den externa installationen. Storleken på gasmolnets brännbara område blir dock större utan en extern installation.

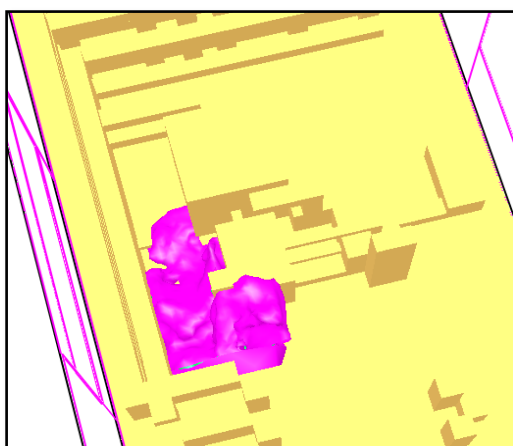


Figur 0.10; Scenario 5: 10 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

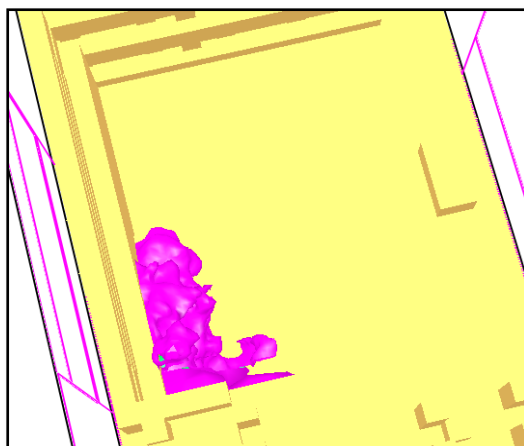


Figur 0.9; Scenario 6: 10 kg/s utsläpp, vind 4 m/s.

Vid hög utsläppshastighet och låg vindhastighet blir simuleringarna mer kaotiska. Den externa installationen tycks begränsa storleken på gasmolnets brännbara område betydligt, jämför *Figur 0.9* och *Figur 0.10*. Att utbredningen begränsas bör innebära att höga gaskoncentrationer är att förväntas bakom den externa installationen.

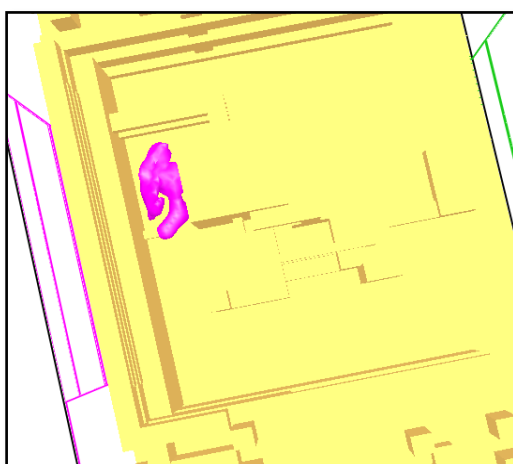


Figur 0.11; Scenario 7: 1 kg/s utsläpp, sidovind 4 m/s (vind kommer ifrån ovankant av bilden).

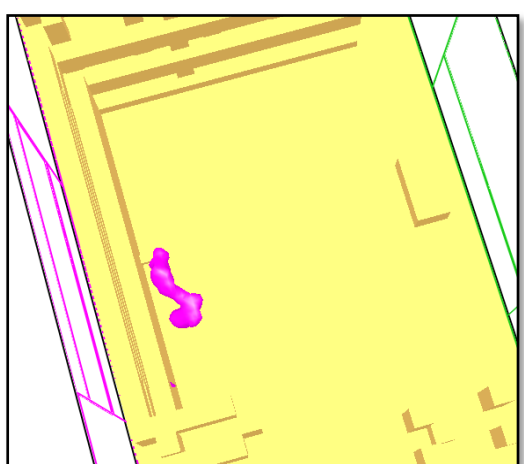


Figur 0.12; Scenario 8: 1 kg/s utsläpp, sidovind 4 m/s (vind kommer ifrån ovankant av bilden).

Då sidovind introduceras i simuleringarna tycks samma fenomen som tidigare uppstå i att gaser inom brännbarhetsområdet ansamlas och stannar bakom den externa installationen, jämför *Figur 0.11* och *Figur 0.12*. Med bakom menas motsatt sida från den sida vinden kommer från.



Figur 0.13; Scenario 9: 1 kg/s utsläpp, vind 9 m/s.



Figur 0.14; Scenario 10: 1 kg/s utsläpp, vind 9 m/s.

Samma fenomen uppstår tydligare då simuleringar utförs med högre vindhastigheter, jämför *Figur 0.13* och *Figur 0.14*.

### F.III Skriptfil för FDS scenarierna

Nedan presenteras skriptfilen för FDS 5. I skriptfilen införs specifikationer och parameterändringar för respektive FDS-scenario. Två stycken skriptfiler infogas. Den första skriptfilen beskriver ett scenario utan den externa installationen, den andra skriptfilen beskriver scenariot med en extern installation.

---

#### Scriptfil utan den extern installation

---

```

1kg_4ms.fds
Generated by PyroSim - Version 2010.1.0928
2010-sep-09 22:13:36

&HEAD CHID='1kg_4ms', TITLE='3'/
&TIME T_END=60.00/
&DUMP RENDER_FILE='1kg_4ms.ge1', DT_RESTART=300.00, WRITE_XYZ=.TRUE.,
SMOKE3D=.FALSE./
&MISC RADIATION=.FALSE./

&MESH ID='MESH', IJK=18,25,22, XB=33.00,51.00,2.00,27.00,-5.00,17.00/
&MESH ID='MESH02', IJK=18,25,22, XB=-1.00,17.00,2.00,27.00,-5.00,17.00/
&MESH ID='MESH03', IJK=16,25,7, XB=17.00,33.00,2.00,27.00,-5.00,2.00/
&MESH ID='MESH04', IJK=32,14,30, XB=17.00,33.00,2.00,9.00,2.00,17.00/
&MESH ID='MESH05', IJK=32,36,10, XB=17.00,33.00,9.00,27.00,12.00,17.00/
&MESH ID='MESH06', IJK=64,72,40, XB=17.00,33.00,9.00,27.00,2.00,12.00/

&SPEC ID='HYDROGEN'/
&SPEC ID='PROPANE'/

&SURF ID='LEAK',
      TMP_FRONT=150.00,
      MASS_FLUX(1:2)=0.00,4.00,
      RAMP_MF(1)='LEAK_RAMP_MF',
      TAU_MF(2)=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=0.00, F=0.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=1.00, F=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=180.00, F=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=181.00, F=0.00/
&SURF ID='IN',
      RGB=26,204,26,
      VEL=-4.00/

&OBST XB=0.00,50.00,5.00,25.00,0.00,2.00, SURF_ID='INERT'/ Golv
&OBST XB=0.00,1.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 1
&OBST XB=4.00,5.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 3
&OBST XB=8.00,9.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 5
&OBST XB=12.00,13.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 7
&OBST XB=16.00,17.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 9
&OBST XB=20.00,21.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 11
&OBST XB=24.00,25.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 13
&OBST XB=28.00,29.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 15
&OBST XB=32.00,33.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 17
&OBST XB=36.00,37.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 19
&OBST XB=40.00,41.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 19[1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig
19[1][1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig
19[1][1][1][1][2]
&OBST XB=23.00,27.00,5.00,7.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ skjul
&OBST XB=0.00,15.00,7.00,25.00,6.00,7.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v
&OBST XB=0.00,15.00,7.00,25.00,11.00,12.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v u t
&OBST XB=15.00,35.00,23.00,25.00,2.00,10.00, SURF_ID='INERT'/ bakvagg
&OBST XB=35.00,50.00,7.00,25.00,6.00,7.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v[1]
&OBST XB=35.00,50.00,7.00,25.00,11.00,12.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v u
t[1]

```







```
&OBST XB=40.00,41.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=37.00,38.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=41.00,42.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=45.00,46.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=49.00,50.00,24.00,25.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=35.00,36.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=39.00,40.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=43.00,44.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=47.00,48.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=0.00,1.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=4.00,5.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=8.00,9.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=12.00,13.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=2.00,3.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=6.00,7.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=10.00,11.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=14.00,15.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
```

```

&OBST XB=1.00,2.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=2.00,3.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=6.00,7.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=10.00,11.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=14.00,15.00,24.00,25.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=0.00,1.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=4.00,5.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=8.00,9.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=12.00,13.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=25.00,25.50,22.00,23.00,3.00,3.50, SURF_ID='INERT'/ Obstruction

&VENT SURF_ID='LEAK', XB=25.00,25.50,22.00,22.00,3.00,3.50/ lšcka
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,-1.00,5.00,22.00,-5.00,15.00/ Ventv
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=51.00,51.00,5.00,22.00,-5.00,15.00/ Venth
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,51.00,27.00,27.00,-5.00,17.00/ Ventb
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,51.00,10.00,24.00,17.00,17.00,
COLOR='INVISIBLE'/ Ventu
&VENT SURF_ID='IN', XB=-1.00,51.00,2.00,2.00,-5.00,17.00, IOR=2,
OUTLINE=.TRUE./ Ventin

&ISOF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE',
VALUE=0.0210,0.1010,0.0420/

&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=15.00/
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=15.50/
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=15.50/
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=16.00/
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=16.50/
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=16.50/
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=17.00/
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=17.50/
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=17.50/
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=18.00/
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=18.50/
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=18.50/
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=19.00/

```

```
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=19.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=19.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=20.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=20.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=20.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=21.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=21.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=21.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=22.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=22.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=22.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=23.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=23.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=23.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=24.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=24.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=24.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=25.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=25.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=25.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=26.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=26.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=26.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=27.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=27.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=27.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=28.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=28.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=28.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=29.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=29.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=29.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=30.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=30.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=30.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=31.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=31.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=31.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=32.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=32.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=32.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=33.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=33.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=33.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=34.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=34.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=34.50/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=35.00/  
  
&TAIL /
```

**Scriptfil med den extern installation**

```

lkg_4ms_modul.fds
Generated by PyroSim - Version 2010.1.0928
2010-sep-09 22:16:57

&HEAD CHID='lkg_4ms_modul', TITLE='3'/
&TIME T_END=60.00/
&DUMP RENDER_FILE='lkg_4ms_modul.gel', DT_RESTART=300.00, WRITE_XYZ=.TRUE.,
SMOKE3D=.FALSE./
&MISC RADIATION=.FALSE./

&MESH ID='MESH', IJK=18,25,22, XB=33.00,51.00,2.00,27.00,-5.00,17.00/
&MESH ID='MESH02', IJK=18,25,22, XB=-1.00,17.00,2.00,27.00,-5.00,17.00/
&MESH ID='MESH03', IJK=16,25,7, XB=17.00,33.00,2.00,27.00,-5.00,2.00/
&MESH ID='MESH04', IJK=32,14,30, XB=17.00,33.00,2.00,9.00,2.00,17.00/
&MESH ID='MESH05', IJK=32,36,10, XB=17.00,33.00,9.00,27.00,12.00,17.00/
&MESH ID='MESH06', IJK=64,72,40, XB=17.00,33.00,9.00,27.00,2.00,12.00/

&SPEC ID='HYDROGEN'/
&SPEC ID='PROPANE'/

&SURF ID='LEAK',
    TMP_FRONT=150.00,
    MASS_FLUX(1:2)=0.00,4.00,
    RAMP_MF(1)='LEAK_RAMP_MF',
    TAU_MF(2)=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=0.00, F=0.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=1.00, F=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=180.00, F=1.00/
&RAMP ID='LEAK_RAMP_MF', T=181.00, F=0.00/
&SURF ID='IN',
    RGB=26,204,26,
    VEL=-4.00/

&OBST XB=0.00,50.00,5.00,25.00,0.00,2.00, SURF_ID='INERT'/ Golv
&OBST XB=0.00,1.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 1
&OBST XB=4.00,5.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 3
&OBST XB=8.00,9.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 5
&OBST XB=12.00,13.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 7
&OBST XB=16.00,17.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 9
&OBST XB=20.00,21.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 11
&OBST XB=24.00,25.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 13
&OBST XB=28.00,29.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 15
&OBST XB=32.00,33.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 17
&OBST XB=36.00,37.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 19
&OBST XB=40.00,41.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig 19[1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig
19[1][1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,11.00,12.00,-5.00,0.00, SURF_ID='INERT'/ stig
19[1][1][1][1][2]
&OBST XB=23.00,27.00,5.00,7.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ skjul
&OBST XB=0.00,15.00,7.00,25.00,6.00,7.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v
&OBST XB=0.00,15.00,7.00,25.00,11.00,12.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v u t
&OBST XB=15.00,35.00,23.00,25.00,2.00,10.00, SURF_ID='INERT'/ bakvagg
&OBST XB=35.00,50.00,7.00,25.00,6.00,7.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v[1]
&OBST XB=35.00,50.00,7.00,25.00,11.00,12.00, SURF_ID='INERT'/ byggnad v u
t[1]
&OBST XB=0.00,1.00,20.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=4.00,5.00,20.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=8.00,9.00,20.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=12.00,13.00,20.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=2.00,3.00,20.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=6.00,7.00,20.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=10.00,11.00,20.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=14.00,15.00,20.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=1.00,2.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]
&OBST XB=1.00,2.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1]

```





```
&OBST XB=42.00,43.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=44.00,45.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=44.00,45.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=44.00,45.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=44.00,45.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=44.00,45.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=46.00,47.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=46.00,47.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=46.00,47.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=46.00,47.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=46.00,47.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=48.00,49.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=48.00,49.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=48.00,49.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=48.00,49.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=48.00,49.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=37.00,38.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=41.00,42.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=45.00,46.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=49.00,50.00,24.00,25.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=35.00,36.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=39.00,40.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=43.00,44.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=47.00,48.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1]
&OBST XB=15.00,35.00,24.00,25.00,10.50,11.50, SURF_ID='INERT'/ bakvagg2
&OBST XB=15.00,35.00,24.00,25.00,12.00,13.00, SURF_ID='INERT'/ bakvagg2[1]
&OBST XB=15.00,35.00,24.00,25.00,13.50,14.50, SURF_ID='INERT'/ bakvagg2[2]
&OBST XB=15.00,35.00,24.00,25.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ bakvagg2[3]
&OBST XB=20.00,21.00,10.00,12.00,2.00,10.00, SURF_ID='INERT'/ modul
&OBST XB=35.00,36.00,7.00,25.00,12.00,13.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=39.00,40.00,7.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=43.00,44.00,7.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=47.00,48.00,7.00,25.00,12.00,15.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=37.00,38.00,7.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=41.00,42.00,7.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=45.00,46.00,7.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=49.00,50.00,7.00,25.00,14.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=36.00,37.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=36.00,37.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=36.00,37.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=36.00,37.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=36.00,37.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=38.00,39.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=38.00,39.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=38.00,39.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=38.00,39.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=38.00,39.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=40.00,41.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
```

```
&OBST XB=42.00,43.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=42.00,43.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=44.00,45.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=46.00,47.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,7.00,8.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,11.00,12.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,15.00,16.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,19.00,20.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=48.00,49.00,23.00,24.00,12.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=37.00,38.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=41.00,42.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=45.00,46.00,10.00,11.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=49.00,50.00,24.00,25.00,12.00,14.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=35.00,36.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=39.00,40.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=43.00,44.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=47.00,48.00,17.00,18.00,15.00,16.00, SURF_ID='INERT'/ v
ner[1][1][1]
&OBST XB=0.00,1.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=4.00,5.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=8.00,9.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=12.00,13.00,7.00,25.00,2.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=2.00,3.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=6.00,7.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=10.00,11.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=14.00,15.00,7.00,25.00,4.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=1.00,2.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=3.00,4.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
```

```

&OBST XB=5.00,6.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=5.00,6.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=7.00,8.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=9.00,10.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=11.00,12.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,7.00,8.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,11.00,12.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,15.00,16.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,19.00,20.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=13.00,14.00,23.00,24.00,2.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=2.00,3.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=6.00,7.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=10.00,11.00,10.00,11.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=14.00,15.00,24.00,25.00,2.00,4.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=0.00,1.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=4.00,5.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=8.00,9.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=12.00,13.00,17.00,18.00,5.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ v ner
&OBST XB=21.00,30.00,10.00,20.00,2.00,3.00, SURF_ID='INERT'/ Modul2
&OBST XB=20.00,21.00,19.00,20.00,2.00,10.00, SURF_ID='INERT'/ Modul3
&OBST XB=20.00,24.00,16.00,19.00,3.00,8.00, SURF_ID='INERT'/ Modul4
&OBST XB=20.00,21.00,17.00,18.00,2.00,3.00, SURF_ID='INERT'/ Modul5
&OBST XB=21.00,24.00,10.00,13.00,3.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ modul9
&OBST XB=22.00,22.50,13.00,16.00,3.50,4.00, SURF_ID='INERT'/ Modul6
&OBST XB=22.00,22.50,11.00,11.50,6.00,7.00, SURF_ID='INERT'/ Modul7
&OBST XB=22.00,22.50,11.00,16.00,7.00,7.50, SURF_ID='INERT'/ Modul8
&OBST XB=23.00,24.00,7.00,10.00,2.00,3.00, SURF_ID='INERT'/ Modul10
&OBST XB=25.00,30.00,15.00,20.00,3.00,10.00, SURF_ID='INERT'/ Modul11
&OBST XB=24.00,25.00,17.50,18.00,4.00,4.50, SURF_ID='INERT'/ Modul12
&OBST XB=30.00,32.00,17.00,18.00,4.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ Modul13
&OBST XB=30.00,32.00,17.00,18.00,7.00,8.00, SURF_ID='INERT'/ Modul14
&OBST XB=31.00,32.00,18.00,23.00,7.00,8.00, SURF_ID='INERT'/ Modul15
&OBST XB=31.00,32.00,18.00,23.00,4.00,5.00, SURF_ID='INERT'/ Modul16
&OBST XB=24.00,25.00,17.50,18.00,5.00,6.50, SURF_ID='INERT'/ Modul17
&OBST XB=24.00,27.00,11.00,15.00,3.00,6.00, SURF_ID='INERT'/ Modul18
&OBST XB=24.00,25.00,13.50,14.50,6.00,9.00, SURF_ID='INERT'/ Modul19
&OBST XB=24.00,25.00,14.50,17.00,8.00,9.00, SURF_ID='INERT'/ Modul20
&OBST XB=25.00,25.50,22.00,23.00,3.00,3.50, SURF_ID='INERT'/ Obstruction

&VENT SURF_ID='LEAK', XB=25.00,25.50,22.00,22.00,3.00,3.50/ lřcka
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,-1.00,5.00,22.00,-5.00,15.00/ Ventv
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=51.00,51.00,5.00,22.00,-5.00,15.00/ Venth
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,51.00,27.00,27.00,-5.00,17.00/ Ventb
&VENT SURF_ID='OPEN', XB=-1.00,51.00,10.00,24.00,17.00,17.00,
COLOR='INVISIBLE'/ Ventu
&VENT SURF_ID='IN', XB=-1.00,51.00,2.00,2.00,-5.00,17.00, IOR=2,
OUTLINE=.TRUE./ Ventin

&ISOF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE',
VALUE=0.0210,0.1010,0.0420/

&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=15.00/
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=15.50/
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=15.50/

```

```
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=16.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=16.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=16.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=17.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=17.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=17.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=18.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=18.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=18.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=19.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=19.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=19.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=20.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=20.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=20.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=21.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=21.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=21.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=22.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=22.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=22.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=23.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=23.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=23.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=24.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=24.50/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=24.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=25.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=25.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=25.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=26.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=26.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=26.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=27.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=27.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=27.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=28.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=28.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=28.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=29.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=29.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=29.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=30.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=30.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=30.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=31.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=31.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=31.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=32.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=32.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=32.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=33.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=33.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=33.50/  
&SLCF QUANTITY='VOLUME FRACTION', SPEC_ID='PROPANE', PBX=34.00/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=34.00/  
&SLCF QUANTITY='VELOCITY', VECTOR=.TRUE., PBX=34.50/  
&SLCF QUANTITY='TEMPERATURE', PBX=35.00/
```

```
&TAIL /
```

---

**Skriptfil för LUNARC**

---

För LUNARC ska starta en multi-processorberäkning krävs ett script för att identifiera arbetet. En exempel på script bifogas nedan.

```
#!/bin/sh
# Request number of nodes
#PBS -l nodes=6
# Request of wall-clock time
#PBS -l walltime=90:02:00
# regular output (stdout) and terminal output (stderr)
#PBS -o stdout.txt
#PBS -e stderr.txt
# Send notification when job starts, finishes and aborts.
#PBS -m bea
# Mail address
#PBS -M xxxxxxxx@student.lth.se
cd $PBS_O_WORKDIR
# Enable modules and add software
. use_modules
module add intel/10.1
module add mpich-intel10/1.2.7p1
# Run on all nodes
mpiexec /sw/pkg/brand/fds5_mpi_64_5597_5.4.3 01kg_4ms.fds >mpi.out 2>mpi.err
```