



TUGAS AKHIR - ME184834

PENILAIAN RISKO LEDAKAN DAN KEBAKARAN PADA RENCANA KONVERSI SISTEM BONGKAR MUAT FSRU

MUHAMAD FADHIL
NRP. 0421164000087

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.
A.A.Bagus Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D

Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020



TUGAS AKHIR - ME184834

**PENILAIAN RISKO LEDAKAN DAN
KEBAKARAN PADA RENCANA KONVERSI
SISTEM BONGKAR MUAT FSRU**

**MUHAMAD FADHIL
NRP. 0421164000087**

**Dosen Pembimbing
Dr.Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.
A.A.Bagus Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D**

**Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



BACHELOR - ME184834

FIRE RISK ASSESSMENT ON OFFLOADING SYSTEM OF FSRU (FSRU) DUE TO CONVESION

MUHAMAD FADHIL
NRP. 0421164000087

Supervisor

Dr.Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.
A.A.Bagus Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D

Department of Marine Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

PENILAIAN RISIKO POTENSI KEBAKARAN DAN LEDAKAN PADA FLOATING STORAGE REGASIFICATION UNIT (FSRU)

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada

Bidang Studi Reliability, Availability, Management and Safety (RAMS)
Program Studi S-1 Departmen Teknik Sistem Perkpalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Muhamad Fadhil

NRP: 04211640000087

Disetujui Oleh Pembimbing Tugas Akhir:

Dr.Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.

()

A.A.Bagus Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D

()

Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN

PENILAIAN RISIKO POTENSI KEBAKARAN DAN LEDAKAN PADA *FLOATING STORAGE REGASIFICATION UNIT (FSRU)*

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Management and Safety (RAMS)*

Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Penulis:

Muhamad Fadhil

NRP. 0421164000087



Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

NIP. 197903192008011008

SURABAYA

AGUSTUS, 2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

ABSTRAK

Adanya kebutuhan listrik diberbagai pulau yang sulit dijangkau, mendorong PT Nusantara Regas untuk membantu PT PLN dalam memasok bahan bakar gas alam untuk pembangkit listrik, menggunakan teknologi *Liquified Nature Gas* (LNG). Kapal pengangkut LNG berukuran kecil didesain untuk memasuki perairan yang dangkal. Karena adanya perbedaan ketinggian pada *manifold* kapal pengangkut LNG yang sedang didesain dengan *manifold* FSRU Jawa Barat, maka tidak memungkinkan untuk melakukan proses bongkar muat. Oleh karena itu, diperlukan modifikasi pada alat bongkar muat pada FSRU, modifikasi dilakukan dengan menambahkan *flexible hose* pada *loading arm*. Modifikasi tersebut dilakukan guna menambahkan jangkauan *loading arm* ke *manifold* kapal pengangkut LNG. Pada tahun 2013 WOAD (*World Offshore Accident Data*) menyatakan, terdapat 9 kecelakaan yang terjadi saat proses bongkar muat *liquid* pada satu tahun. Lalu juga dikatakan terdapat 7 kecelakaan yang berujung pada kebakaran. Oleh karena itu, diperlukan kajian risiko untuk mengetahui bahaya atau risiko yang mungkin terjadi dan frekuensi risiko tersebut. Tugas akhir ini membahas tentang penilaian risiko kebarakan FSRU Jawa Barat pada sistem *loading arm* yang akan dimodifikasi. Pengerjaan tugas akhir ini dilakukan dengan beberapa tahap, yang mana diawali dengan Identifikasi bahaya. Identifikasi bahaya dilakukan menggunakan metode Hazard and Opebarility (*HAZOP*) yang mengacu pada P&ID. Pengerjaan pada tahap HAZOP menghasilkan empat node yang akan dianalisa, analisa dilakukan pada area Loading Arms dan aliran menuju tanki. Setelah identifikasi, melakukan perhitungan frekuensi menggunakan metode FTA (*Fault Tree Analysis*) & ETA (*Event Tree Analysis*), analisa yang dilakukan menggunakan tiga skenario kebocoran yaitu small bore (10-50mm), medium bore (50-150 mm) dan full bore (>150mm). Kemudian untuk Analisa konsekuensi dilakukan dengan menggunakan *Fire Modelling Software*, terdapat tiga jenis bahaya yang akan dianalisa yaitu Jet Fire, Flash Fire dan Gas Dispersion. Selanjutnya nilai dari frekuensi dan konsekuensi dipresentasikan pada *f-N Curve* untuk mengetahui tingkatan risiko yang ada. Jika terdapat risiko yang tidak dapat diterima maka dibutuhkan langkah mitigasi, untuk langkah mitigasi digunakan metode LOPA (*Layers of Prtotection*). Dari penelitian ini menghasilkan penilaian risiko berdasarkan pemetaan *f-N Curve*. Jika hasil frekuensi dibawah 0,0001 maka risiko dikategorikan Acceptable, kemudian jika hasil frekuensi 0,0001 sampai dengan 0,1 maka risiko dikategorikan sebagai ALARP (*As Low as Reasonability Practicable*) dan jika hasil frekuensi risiko bernilai diatas 0,1 makan risiko dikategorika sebagai *Intolerable*. Pada studi ini kategori pada setiap bahaya adalah ALARP, dari hal tersebut maka tidak diperlukanya langkah mitigasi.

Kata kunci: *Loading Arm*, HAZOP, FTA, ETA, *Fire Modelling*, *f-N Curve*, LOPA

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

ABSTRACT

Electricity needs in various islands that are difficult to reach, prompting PT Nusantara Regas to assist PT PLN in supplying natural gas fuel for electricity generation, using Liquefied Nature Gas (LNG) technology. Small LNG carriers are designed to enter the shallow water. Due to the height difference in the LNG carrier manifold being designed with the West Java FSRU manifold, it is not possible to carry out the loading and unloading process. Therefore, modifications are needed to the loading and unloading equipment on the FSRU, modifications are made by adding a flexible hose to the loading arm. Modifications were made to add the loading arm range to the LNG carrier manifold. In 2013 WOAD (World Offshore Accident Data) stated, 9 accidents occurred during the process of loading and unloading liquid in one year. They also said 7 accidents ended in fire. Therefore, a risk assessment is needed to determine the hazards or risks that might occur and the frequency of these risks. This final project discusses the West Java FSRU risk assessment on the loading arm system to be modified. This final project is carried out in several stages, which begin with hazard identification. Hazard identification is done using the Hazard and Operability (HAZOP) method that refers to the P&ID. Work on the HAZOP stage produces four nodes to be analyzed, the analysis is carried out in the Loading Arms area and the flow to the tank. After identification, perform frequency calculations using the FTA (Fault Tree Analysis) & ETA (Event Tree Analysis) methods, the analysis is performed using three leakage scenarios, namely small bore (10-50mm), medium bore (50-150 mm) and full bore (> 150mm). Then for the analysis of the consequences done using Fire Modeling Software, there are three types of hazards to be analyzed, namely Jet Fire, Flash Fire, and Gas Dispersion. Furthermore, the value of the frequency and consequences are presented at the f-N Curve to determine the level of risk that exists. If there is an unacceptable risk, mitigation steps are needed, for the LOPA (Layers of Protection) method. This study produced a risk assessment based on the f-N Curve mapping. If the frequency results are below 0,0001 then the risk is categorized Acceptable, if the frequency results are 0,0001 to 0.1 then the risk is categorized as ALARP (As Low as Reasonability Practicable) and if the risk frequency results are above 0.1, then the risk is categorized as Intolerable. In this study the category of each hazard is ALARP, from this it does not require mitigation measures.

Key Word: *Loading Arm*, HAZOP, FTA, ETA, *Fire Modelling*, *f-N Curve*, LOPA

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadirat Allah SWT atas berkah, rahmat dan hidayah-Nya yang senantiasa dilimpahkan kepada penulis, sehingga bisa menyelesaikan mata kuliah “**Skripsi (ME184841)**” dengan judul “**PENILAIAN RISKO LEDAKAN DAN KEBAKARAN PADA RENCANA KONVERSI SISTEM BONGKAR MUAT FSRU**” sebagai syarat untuk menyelesaikan Program Sarjana (s1) pada program Sarjana Fakultas Teknik Kelautan Departemen Teknik Sistem Perkapalan. Dalam penyusunan skripsi ini banyak hambatan serta rintangan yang penulis hadapi namun pada akhirnya dapat melaluinya berkat adanya bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak baik secara moral maupun spiritual. Untuk itu pada kesempatan ini penulis menyampaikan ucapan terimakasih kepada:

1. Kedua Orang tua penulis Dedy Poernama dan Desi Fitriyani serta adik saya Anisa Purnama Sari yang selalu memberi dukungna kepada penulis melalui moral, material dan doa untuk selalu lulus tepat waktu dengan hasil yang baik. Serta seluruh pihak keluarga penulis yang selalu memberikan dukungan.
2. Bapak Dr.Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc. selaku dosen wali penulis yang selalu membimbing penulis selama masa perkuliahan, serta beliau juga selalu sabar membimbing penulis dengan teliti mengoreksi pengerjaan penulis. Tentunya beliau juga selalu memberikan masukan masukan yang sangat bermanfaat bagi penulis.
3. Bapak A.A.Bagus Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D selaku dosen wali kedua penulis yang selalu memberi masukan dan ilmu baru bagi saya. Beliau juga dikenal dengan kedisiplinanya yang sangat membantu hingga penulis bisa menyelesaikan dengan tepat waktu.
4. Dosen RAMS lainnya Prof Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc., Bapak Raja OLoan Saut Gurning, ST., M.Sc., Ph.D dan ibu Emi yang selalu mendidik penulis dalam perkuliahan maupun di Laboratorium RAMS
5. Seluruh dosen, tenaga kependidikan, serta manajamen Departmen Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS.
6. Seluruh teman teman anggota RAMS 2016 yang selalu mendukung dan menyemangati penulis.
7. Alumni anggota RAMS 2015, 2014, 2013, 2012 serta Mas/Mba Hugo, Firman, Thariq, Hadyan, Hadyan, Widhi kemudian juga anggotan RAMS 2017 dan 2018 yang tidak dapat disebutkan satu persatu.
8. Teman teman tempat tinggal penulis disurabaya yaitu Nafis, Liga, Ridho, Amam, Afif dan Agam yang selalu membantu dan menghibur penulis.

9. Seluruh Anggota IMA ITS yang selalu mendukung dan meramaikan dengan canda dan tawa kepada penulis.
10. Teman teman yang selalu mendukung penulis dan juga terkadang menemani pengerjaan tugas akhir ini yaitu Syamira, Ocha dan karina.
11. Seluruh pihak yang tidak dapat disebutkan namanya satu persatu tetapi selalu memberikan dukungan berupa motivasi semangat dan doa.

Penulis menyadari bahwa pembuatan pada tugas akhir ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh sebab itu penulis berharap pembaca dapat memberikan saran dan kritik dalam upaya perbaikan dan menjadikan tugas akhir yang lebih baik. Semoga tugas akhir yang telah dibuat penulis ini dapat bermanfaat bagi penulis dan pembaca.

Surabaya, 4 Agustus 2020

Muhamad Fadhil

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan.....	5
1.4 Batasan Masalah.....	5
1.5 Manfaat.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1 Gas Bumi di Indonesia	7
2.2 Liquefied Natural Gas (LNG).....	9
2.3 Floating Storage Regasification Unit (FSRU) Jawa Barat	10
2.3.1 <i>Loading Arm</i>	12
2.4 Liquefied Natural Gas Carrier (LNGC).....	13
2.4.1 LNG Carrier 10,000 m ³	14
2.4.2 LNG Carrier 8000 m ³	16
2.4.3 LNG Carrier 3600 m ³	17
2.5 Modifikasi	17
2.5.2 Pedestal.....	19
2.5.3 <i>Flexible Hose</i>	20
2.6 Kebakaran.....	23
2.7 Hazard and Operability Study (HAZOP)	23
2.8 Fault Tree Analysis (FTA)	25
2.9 Event Tree Analysis (ETA).....	26

2.10 Fire Modelling Software.....	27
2.11 f-N Curve.....	28
2.12 Layers of Protection Analysis (LOPA)	28
BAB III METODOLOGI.....	31
3.1 Metodologi	31
3.2. Perumusan Masalah.....	32
3.3 Studi Literatur.....	32
3.4 Pengumpulan Data.....	32
3.5 Identifikasi Bahaya.....	32
3.6 Analisa Frekuensi	32
3.7 Analisa Konsekuensi	33
3.8 Pemetaan Resiko	33
3.9 Mitigasi.....	33
BAB IV PEMBAHASAN.....	35
4.1 Data Penelitian.....	35
4.1.1 Penjelasan Umum	35
4.1.2 Deskripsi FSRU.....	35
4.2 Identifikasi Bahaya.....	43
4.2.2. Node	45
4.3 Analisa Frekuensi	54
4.3.1 Frekuensi Kebocoran Komponen	54
4.3.2 Frekuensi Kebocoran Pipa.....	60
4.3.3. Frekuensi Kebocoran <i>Indicator & Safeguard</i>	62
4.3.4 Kegagalan Fungsi Komponen	66
4.3.5 Kegagalan Fungsi <i>Indicator & Safeguard</i>	70
4.3.6 Analisa Pohon kegagalan (FTA)	72
4.3.7 Analisa Diagram Pohon Kejadian (ETA).....	74
4.4 Anlisa Konsekuensi.....	76
4.4.1 <i>Jet Fire</i>	78
4.4.2 <i>Flash Fire</i>	81
4.4.3 <i>Gas Dispersion</i>	83

4.5 Pemetaan Risiko	86
4.5.1 <i>Jet Fire</i>	86
4.5.2 <i>Flash Fire</i>	89
4.5.3 <i>Gas Dispersion</i>	91
BAB V KESIMPULAN & SARAN.....	97
5.1 Kesimpulan.....	97
5.2 Saran	98
DAFTAR PUSTAKA	99
LAMPIRAN	102

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Kebutuhan Listrik 2016-2015.....	1
Gambar 1. 2 Produksi LNG 2012-2016.....	1
Gambar 1. 3 Loading FSRU Jawa Barat	2
Gambar 1. 4 Kecelakaan Bangunan Lepas Pantai Berdasarkan Kegiatan yang Terjadi	3
Gambar 1. 5 Kecelakaan Bangunan Lepas Pantai Berdasarkan dampak yang Timbul	4
Gambar 2. 1 Produksi Gas Bumi Indonesia	7
Gambar 2. 2 Pemanfaatan Gas Bumi Domestik	8
Gambar 2. 3 FSRU Jawa Barat.....	12
Gambar 2. 4 LNGC Aquarius.....	14
Gambar 2. 5 Kapal Pengangkut LNG 10000 m3 (Norgas)	16
Gambar 2. 6 Spesifikasi Pipe Spool	18
Gambar 2. 7 Desain Pipe Spool.....	19
Gambar 2. 8 Desain Padestal untuk offloading FSRU	20
Gambar 2. 9 P&ID loading arm sebelum dimodifikasi	21
Gambar 2. 10 P&ID Rencana Modifikasi Loading Arm.....	22
Gambar 2. 11 Langkah Utama Pengerjaan HAZOP BS IEC 61882	25
Gambar 2. 12 Contoh Pengerjaan FTA	25
Gambar 2. 13 Contoh Pengerjaan ETA	27
Gambar 2. 14 Contoh permodelan kebakaran menggunal Shell FRED	27
Gambar 2. 15 f-N Curve Standar UK offshore.....	28
Gambar 4. 1 Layout Terminal FSRU Jawa Barat.....	38
Gambar 4. 2 Spesifikasi Pipe Spool	39
Gambar 4. 3 P&ID Sistem Bongkar Muat Setelah Modifikasi	41
Gambar 4. 4 Komponen Penghubung Flexible Hose dengan LNGC.....	42
Gambar 4. 5 Tanki FSRU Jawa Barat	46
Gambar 4. 6 P&ID LNG Discharging dari Tanki ke loading Arm	48
Gambar 4. 7 P&ID LNG Discharging dari Loading Arm Ke LNGC Manifold.....	49
Gambar 4. 8 P&ID Vapour Return dari LNGC Manifold ke Loading Arm.....	49
Gambar 4. 9 P&ID Discharging system FSRU Jawa Barat.....	50
Gambar 4. 10 Pembagian Node 1&3.....	52
Gambar 4. 11 Pembagian Node 2&4.....	53
Gambar 4. 12 Salah satu contoh Hasil Pengerjaan FTA.....	74
Gambar 4. 13 Analisa ETA Node 3 Skenario 10-50 mm	75
Gambar 4. 14 Analisa ETA node 2 skenario 10-50 mm	76
Gambar 4. 15. Analisa Konsekuensi Jet Fire Node 2 Skenario 10-50 mm	79
Gambar 4. 16. Jet Fire Node 2 Skenario 10-50 mm Tampak Atas.....	80

Gambar 4. 17 Flash Fire Node 1 Skenario >10-50 mm.....	82
Gambar 4. 18 Flash Fire Node 2 Skenario >10-50 mm.....	82
Gambar 4. 19 Source Input Data Gas Dispersion.....	83
Gambar 4. 20 Permodelan Gas Dispersion Node 1 dengan skenario 200 mm.....	85
Gambar 4. 21 Permodela Gas Disepersion Node 1 Skenario 200 mm pada Bagian Depan Kapal	85
Gambar 4. 22 Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 Pada kebcoran 50-150 mm...	87
Gambar 4. 23 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 Skenario Pada kebocoran 50-150mm.....	89
Gambar 4. 24 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 pada Kebocoran 50-150 mm	92

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Lima KKKS Penyumbang Gas Bumi Terbesar	8
Tabel 2. 2 Pemanfaatan Gas Bumi Domestik pada 2017	9
Tabel 2. 3 Komposisi LNG pada Perusahaan Badak LNG	9
Tabel 2. 4 Spesifikasi Kapal LNG Khannur	11
Tabel 2. 5 Ukuran Dimensi FSRU Jawa Barat	11
Tabel 2. 6 Spesifikasi LNG Arm FSRU Jawa Barat	13
Tabel 2. 7 Spesifikasi Vapour Arm FSRU Jawa Barat	13
Tabel 2. 8 Main Dimension LNG Carrier 10000 m ³	15
Tabel 2. 9 Cargo Manifold LNG Carrier 10000 m ³	15
Tabel 2. 10 Main Dimension LNG Carrier 8000 m ³	16
Tabel 2. 11 Cargo Manifold LNG Carrier 10000 m ³	16
Tabel 2. 12 Main Dimension LNG Carrier 3600 m ³	17
Tabel 2. 13 Cargo Manifold LNG Carrier 36000 m ³	17
Tabel 2. 14 Spesifikasi Flexible Hose	20
Tabel 4. 1 Cargo Handling Spesifikasi	35
Tabel 4. 2 Spesifikasi LNG Arms	36
Tabel 4. 3 Spesifikasi Vapor Arm	36
Tabel 4. 4 Ukuran Dimensi Kapal LNG 3600 m ³	36
Tabel 4. 5 Letak Manifold Kapal LNG 3600 m ³	37
Tabel 4. 6 Jumlah Kru FSRU	37
Tabel 4. 7 Pipe Spool Spesifikasi	39
Tabel 4. 8 Spesifikasi Flexible Hose	40
Tabel 4. 9 Guide Word HAZOP	43
Tabel 4. 10 Deviation Pada HAZOP	44
Tabel 4. 11 Skenario Variabel Kebocoran Komponen	55
Tabel 4. 12 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 1	55
Tabel 4. 13 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 2	57
Tabel 4. 14 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 3	58
Tabel 4. 15 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 4	59
Tabel 4. 16 Skenario Variabel Kebocoran Pipa	61
Tabel 4. 17 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 1	61
Tabel 4. 18 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 2	61
Tabel 4. 19 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 3	62
Tabel 4. 20 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 4	62
Tabel 4. 21 Skenario Variabel Kebocoran Indicator & Safeguard	63
Tabel 4. 22 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 1	63
Tabel 4. 23 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 2	64

Tabel 4. 24 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 3	65
Tabel 4. 25 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 4	65
Tabel 4. 26 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 1	66
Tabel 4. 27 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 2	68
Tabel 4. 28 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 3	69
Tabel 4. 29 .Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 4	69
Tabel 4. 30 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 1	71
Tabel 4. 31 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 2	71
Tabel 4. 32 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 3	72
Tabel 4. 33 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 4	72
Tabel 4. 34 Salah satu contoh Hasil Pengerjaan FTA dalam Bentuk Tabel	74
Tabel 4. 35 Rekapitulasi Analisa FTA	74
Tabel 4. 36 Probabilitas bahaya FTA	74
Tabel 4. 37 Rekapitulasi Analisa ETA	76
Tabel 4. 38 Nilai Fluks Panas	77
Tabel 4. 39 Dampak PPM Gas Terhadap Manusia	77
Tabel 4. 40 Receiver Crew FSRU	78
Tabel 4. 41 Receiver Crew LNGC	78
Tabel 4. 42 Data Input Jet Fire	78
Tabel 4. 43 Hasil Analisa konsekuensi Jet Fire Node 1 & 4	80
Tabel 4. 44 Hasil Analisa konsekuensi Jet Fire Node 2 & 3	80
Tabel 4. 45 Data Input Flash Fire	81
Tabel 4. 46 Hasil Analisa konsekuensi Flash Fire Node 1 & 4	83
Tabel 4. 47 Hasil Analisa konsekuensi Flash Fire Node 2 & 3	83
Tabel 4. 48 Data input Gas Dispersion Node 1 Skenalrio 200 mm	84
Tabel 4. 49 Hasil Analisa konsekuensi Gas Dispersion Node 1 & 4	86
Tabel 4. 50 Hasil Analisa konsekuensi Gas Dispersion Node 2 & 3	86
Tabel 4. 51 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)	87
Tabel 4. 52 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)	88
Tabel 4. 53 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 (Siang Hari)	88
Tabel 4. 54 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 (Malam Hari)	88
Tabel 4. 55 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)	90
Tabel 4. 56 .Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)	90
Tabel 4. 57 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 (Siang Hari)	90
Tabel 4. 58 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 (Malam Hari)	91
Tabel 4. 59 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)	92
Tabel 4. 60 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)	93
Tabel 4. 61 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 2 & 3 (Siang Hari)	93
Tabel 4. 62 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 2 & 3 (Malam Hari)	93

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

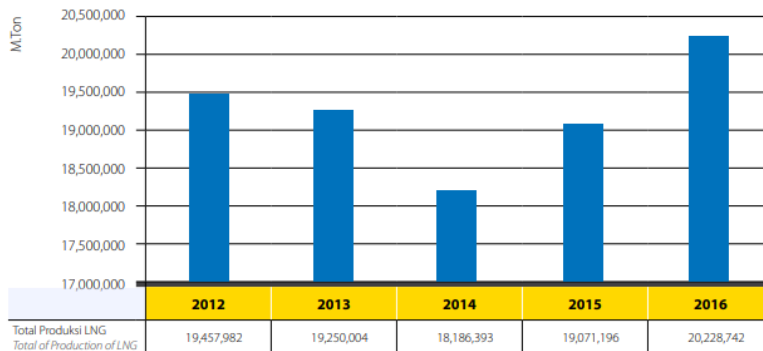
BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Adanya kebutuhan listrik dari berbagai pulau di Indonesia mendorong PT. Nusantara Regas untuk memasok gas alam sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Penggunaan gas alam dalam bahan bakar pembangkit listrik didukung oleh bidang bisnis perusahaan PT Nusantara Regas sendiri dan juga produksi gas alam yang terus meningkat. Gas alam dikirim dalam bentuk cair, yang mana sering dikenal dengan *Liquidified Nature Gas* (LNG). LNG memiliki volume 600 lebih kecil dari gas alam yang mana sangat menguntungkan dalam pengiriman jarak jauh.



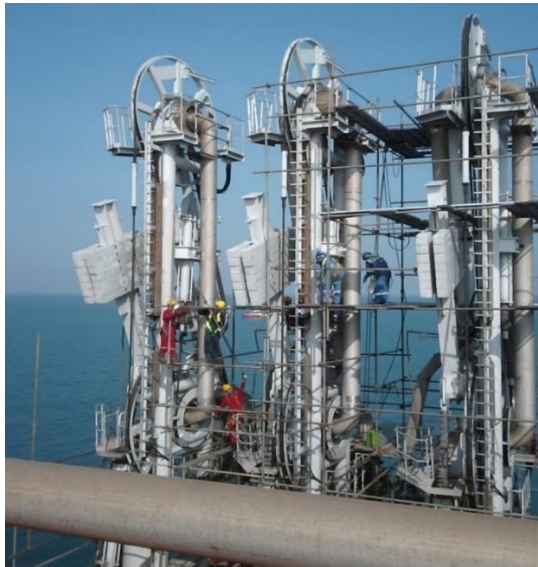
Gambar 1. 1 Kebutuhan Listrik 2016-2015
(Sumber: (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2016)



Gambar 1. 2 Produksi LNG 2012-2016
(Sumber: (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2016)

LNG disuplai ke daerah yang memiliki perairan dangkal dan sulit dijangkau oleh kapal kapal besar. Oleh karena itu, untuk menjangkau perairan yang dangkal tersebut bisa menggunakan beberapa sarana seperti jalur pipa atau kapal pengangkut yang lebih kecil. Pada kasus ini PT Nusantara Regas memilih menggunakan kapal pengangkut LNG karena penggunaan kapal LNGC memiliki fleksibilitas yang lebih tinggi dibandingkan jalur pipa. Dalam pengerjaan proyek ini dibutuhkan kapal pengangkut LNG dengan ketinggian kapal yang sesuai dengan perairan yang dituju. Kapal LNG yang akan digunakan tersebut telah didesain oleh *Moss Maritime*, kapal yang didesain memiliki variasi ketinggian sehingga ketinggian manifoldnya pun berbeda. Kapal yang didesain untuk proyek ini ada tiga kapal dengan ketinggian *manifold* 23.5m, 12m, 9.9m.

Kapal pengangkut LNG menerima LNG dari FSRU Jawa Barat dengan proses *ship to ship*. Namun dengan kondisi yang saat ini, fasilitas bongkar muat FSRU Jawa Barat tidak memungkinkan mengirim LNG ke kapal pengangkut LNG yang akan dibuat dikarenakan ketinggian *loading arm* terletak pada ketinggian 30m. Sedangkan tinggi manifold kapal LNG yang didesain paling rendah adalah 9.9 m. Sehingga jarak ketinggian antara manifold FSRU dengan kapal LNG baru adalah 20 m, sedangkan *loading arm* yang tersedia saat ini hanya memiliki jangkauan kebawah sejauh 4 meter.



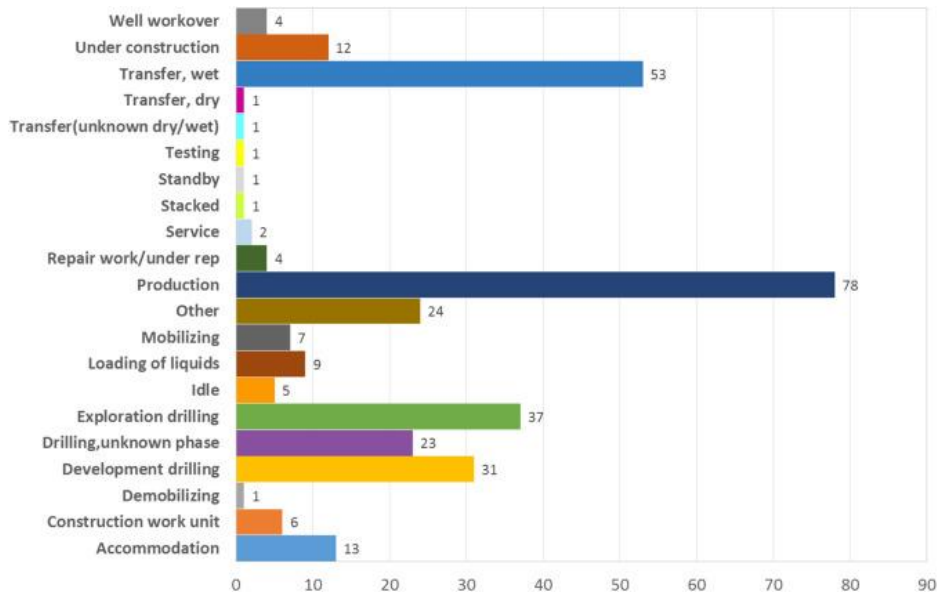
Gambar 1. 3 Loading FSRU Jawa Barat
Sumber: PT Nusantara Regas,2019

Dengan adanya permasalahan tersebut FSRU Jawa Barat akan dimodifikasi dengan adanya penambahan *flexible hose* pada ujung *loading arm* sehingga alat

bongkar muat FSRU Jawa Barat bisa mencapai *manifold* kapal LNGC yang akan dibangun.

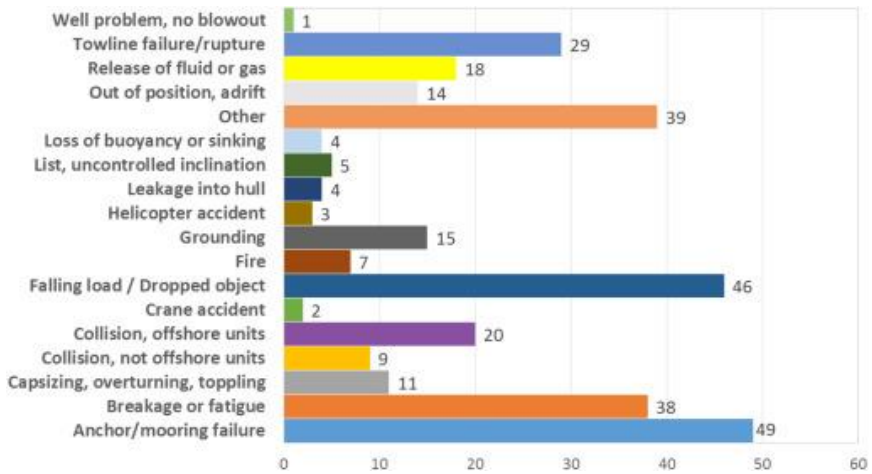
Proses bongkar muat bisa diproses setelah modifikasi selesai, namun tentunya ada risiko kerja yang perlu diperhatikan saat proses bongkar muat tersebut. Tidak sedikit terjadinya kecelakaan pada bangunan lepas pantai maupun kapal yang diakibatkan dari beberapa penyebab seperti kondisi kerja yang tidak aman, kehandalan komponen, perawatan peralatan yang tidak benar dan kurangnya pelatihan untuk pekerja. (Energi, 2019)

Berdasarkan data WOAD (*World Offshore Accident Data*) terjadinya 9 kecelakaan pada 2013 pada proses memuat cairan. Hal tersebut tentunya perlu diperhatikan melihat bidang kerja proyek yang dilakukan PT Nusantara Regas juga melakukan proses bongkar muat LNG.



Gambar 1. 4 Kecelakaan Bangunan Lepas Pantai Berdasarkan Kegiatan yang Terjadi
Sumber: (Necci *et al.*, 2019)

Kemudian pada 2013 WOAD juga menyatakan terdapat 7 kecelakaan pada *offshore* yang berdampak kebakaran. Dari hal tersebut tentunya perlu diketahui potensi bahaya yang menyebabkan kebakaran pada FSRU Jawa Barat ini, sehingga bisa mencegah terjadinya kerugian dari berbagai pihak dalam kegiatan operasi tersebut. Oleh karena itu skripsi membahas penilaian risiko kebakaran pada FSRU Jawa barat yang akan dimodifikasi.



Gambar 1. 5 Kecelakaan Bangunan Lepas Pantai Berdasarkan dampak yang Timbul
Sumber: (Necci *et al.*, 2019)

Dalam penelitian ini akan menggunakan FSRU Jawa barat sebagai objek utama. Tugas akhir ini akan membahas tentang penilaian resiko kebakaran dan ledakan. Metode yang digunakan untuk mengidentifikasi masalah adalah dengan menggunakan HAZOP. Penilaian resiko merupakan gabungan dari penilaian konsekuensi dan penilaian frekuensi. *Fire Modelling Software* digunakan untuk Analisa konsekuensi. Sedangkan Analisa frekuensi dengan menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) dan *Event Tree Analysis* (ETA). Setelah Analisa frekuensi dan resiko selanjutnya dilakukan pemetaan menggunakan f-N curve. Mitigasi dengan standar LOPA (*layers pf protection analysis*) dilakukan jika kondisi tidak dapat diterima berdasarkan pemetaan yang telah dikakukan. Pemilihan dan pengerjaan metode tidak sembarang dilakukan karena penelitian ini berkaitan dengan jaminan keamanan dan keselamatan kegiatan operasional objek yang diteliti.

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana proses identifikasi bahaya pada desain modifikasi *loading arm* FSRU Jawa Barat menggunakan standar HAZOP BS IEC 61882?
2. Bagaimana Analisa konsekuensi kebakaran dan ledakan pada fasilitas desain modifikasi *loading arm* FSRU Jawa Barat menggunakan *Fire Modelling Software*?
3. Bagaimana Analisa frekuensi dari proses kegagalan pada sistem rencana modifikasi *loading arm* FSRU Jawa Barat menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) dan *Event Tree Analysis* (ETA)?
4. Bagaimana hasil Analisa tingkat risiko berdasarkan hasil matrik frekuensi dan konsekuensi menggunakan standar *f-N Curve UK Offshore*?
5. Bagaimana langkah mitigasi yang harus dilakukan dengan menggunakan metode *Layers of Protection Analysis* (LOPA)?

1.3 Tujuan

1. Mengidentifikasi bahaya pada rencana modifikasi loading arm FSRU Jawa Barat menggunakan standard HAZOP BS IEC 61882.
2. Menganalisa konsekuensi kebakaran dan ledakan pada fasilitas desain modifikasi *loading arm* FSRU Jawa Barat menggunakan *Fire Modelling Software*.
3. Mendapatkan hasil Analisa frekuensi dari proses kegagalan pada sistem pada desain modifikasi loading arm FSRU Jawa Barat menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) dan *Event Tree Analysis* (ETA).
4. Mendapatkan hasil Analisa tingkat risiko berdasarkan hasil matrik frekuensi dan konsekuensi menggunakan standar f-N Curve UK Offshore.
5. Menentukan langkah mitigasi yang harus dilakukan dengan menggunakan metode *Layers of Protection Analysis* (LOPA).

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah ditentukan dalam lingkup yang lebih focus kepada:

1. Penilaian risiko hanya dilakukan pada modifikasi loading arm FSRU Jawa Barat
2. Analisa risiko yang dilakukan hanya mengenai potensi ledakan dan kebakaran
3. Penilaian risiko hanya dilakukan pada proses bongkar muat antara FSRU Jawa barat dengan LNGC 36000m³

1.5 Manfaat

Manfaat yang ingin diberikan dari penulis dalam penelitian maupun untuk PT Nusantara Regas yaitu:

1. Memberikan rekomendasi langkah mitigasi yang tepat untuk FSRU Jawa Barat
2. Hasil dari penelitian dapat dijadikan referensi bagi PT Nusantara Regas sebagai langkah keputusan yang akan dilakukan terkait topik penelitian.
3. Dapat menjadi referensi dalam bidang manajemen resiko bagi kepentingan riset perguruan tinggi

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

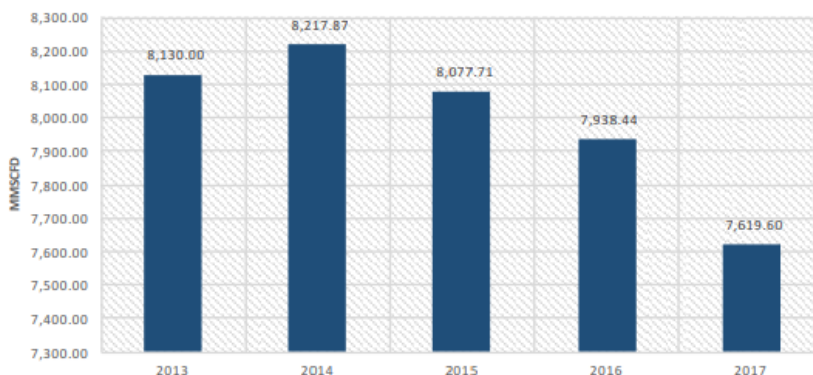
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Gas Bumi di Indonesia

Gas bumi merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan dalam negeri setelah minyak bumi dan batu bara. Untuk itu gas bumi memegang peranan penting dalam kebijakan bauran energi di Indonesia. Pemerintah secara agresif terus mendorong pemanfaatan gas bumi domestic, diantaranya melalui pembangunan infrastruktur gas bumi (pipa dan LPG/LNG/CNG) untuk menstimulasi industry dalam negeri dan menjaga lingkungan hidup yang lebih bersih. Cadangan gas bumi merupakan perkiraan volume gas bumi pada reservoir yang secara komersial dapat diproduksi sesuai dengan kondisi keekonomian dan regulasi pemerintah saat itu. Penentuan besaran cadangan didasarkan pada hasil studi geologi dan geofisika. Semakin lengkap data dan informasi, maka besarnya cadangan dapat diperkirakan lebih akurat.

Cadangan terbukti adalah cadangan yang sudah dibuktikan dengan uji produksi sumur (*well testing*) atau sumur tersebut sudah berproduksi sedangkan cadangan potensial merupakan potensi cadangan yang belum dilakukan uji coba produksi sehingga statusnya belum cukup untuk dinaikan menjadi cadangan terbukti. Menurut American Petroleum Institute (API), cadangan potensial terbagi menjadi dua, yaitu cadangan mungkin dan cadangan harapan. Cadangan gas bumi konvensional Indonesia menurut data DJMigas status per Januari 2017 mencapai 142,72 TSCF, sebesar 100,36 TSCF merupakan cadangan terbukti dan 42,36 TSCF merupakan cadangan potensial.



Gambar 2. 1 Produksi Gas Bumi Indonesia
Sumber: (Jenderal Migas, 2018)

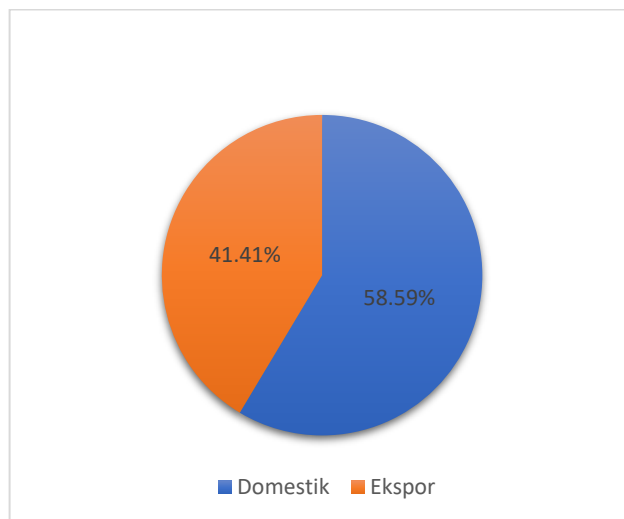
Produksi gas bumi Indonesia selama 5 tahun terakhir (2012-2017) rata rata sebesar 2.9 TSCF/tahun. Untuk tahun 2017, produksi gas bumi Indonesia sebesar 7,619 MMSCFD atau turun 3% dari tahun sebelumnya dikarenakan penurunan di beberapa Kontraktor kontrak Kerja Sama (KKKS) seperti Total E&P dan Pertamina EP. Ditinjau dari aspek produksi per KKKS, produksi gas bumi net pada tahun 2017 yang sebesar 7,619 MMSCFD dihasilkan dari 54 KKKS dengan 5 KKKS penyumbang terbesar yaitu Total E&P Indonesia sebesar 1,349.68

Tabel 2. 1 Lima KKKS Penyumbang Gas Bumi Terbesar

No.	KKKS	Jumlah Produksi (MMSCFD)
1	TOTAL E&P INDONESIA	1,349.68
2	BP BERAU	1,209.66
3	PT PERTAMINA EP	1,018.32
4	CONOCO PHILILLIPS GRISSIK	966.57
5	JOB PERTAMINA	295.46

Sumber: (Direktorat Jenderal Minyak dan gas Bumi, 2017)

Dari total produksi gas bumi di tahun 2017, pemanfaatan gas bumi Indonesia 58.59% diserap oleh domestik dan 41.41% untuk ekspor. Penyerapan domestik meliputi sektor industri yang menyerap sebesar 23.18%, sektor kelistrikan sebesar 14,09%, sector pupuk sebesar 10,64% lifting migas sebesar 2.73%, LNG domestic 5.64%, LPG domestic 2.17% dan 0.15% untuk jargas rumah tangga. (ESDM, 2017)



Gambar 2. 2 Pemanfaatan Gas Bumi Domestik
Sumber: (Direktorat Jenderal Minyak dan gas Bumi, 2017)

Tabel 2. 2Pemanfaatan Gas Bumi Domestik pada 2017

No.	Sektor	Konsumsi (%)
1	Industri	23.18
2	Kelistrikan	14.09
3	Pupuk	10.64
4	Lifting Migas	2.73
5	LNG Domestic	5.64
6	LPG Domestic	2.17
7	Jargas Rumah Tangga	0.15

Sumber: (Direktorat Jenderal Minyak dan gas Bumi, 2017)

2.2 Liquefied Natural Gas (LNG)

Gas alam cair atau liquefied natural gas adalah gas alam yang telah diproses untuk menghilangkan pengotor dan hidrokarbon fraksi berat. Pada proses pemisahan diperlukan heat exchanger, suatu perangkat yang digunakan untuk memindahkan sejumlah energi panas antara dua atau lebih material gas yang berbeda suhunya. Lalu kemudian dikondensasi menjadi cairan pada tekanan atmosfer dengan temperature - 256 °F atau sekitar 161°C, mengurangi volume hingga 600 kali lebih kecil. Komponen pokok dari LNG adalah C1(metana) yang berjumlah 90% dari total komponen LNG. Gas alam cair ini punya ciri tidak berbau (odorless), tidak beracun (nontoxic), tidak membuat berkarat (noncorrosive), tidak mudah terbakar (no flammable) hingga pembakaran otomatis mencapai 537C dan emisi CO2 lebih rendah dibandingkan minyak mentah dan batu bara.

Tabel 2. 3Komposisi LNG pada Perusahaan Badak LNG

Composition	PTA %	PTB With LPG Extraction % mol	PTB Without LPG Extraction % mol	Tangguh % mol
CH4	92.37	91.49	89.32	96.93
C2H6	5.31	4.98	5.28	2.32
C3H8	1.43	2.41	3.75	0.38
i-C4H10	0.34	0.55	0.80	0.07
n-C4H10	0.36	0.53	0.83	0.05
i-C5H12	0.02	0.01	0.00	0.01
n-C5H12	0.00	0.00	0.00	0.00
C6 +	0.00	0.00	0.00	0.00
N2	0.17	0.03	0.02	0.24
CO 2	0	0	0	0
Total	100	100	100	100

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

Keunggulan LNG dalam perkenomian sangatlah besar sebab materi LNG ini sangat mudah proses penyimpanan dan pengangkutan dari satu kilang gas ke tempat yang lain dengan jarak yang cukup jauh. FSRU dapat disebut sebuah kapal atau bangunan lepas pantai yang dipergunakan untuk menyimpan, meregasifikasi maupun mengirim gas alam maupun LNG. FSRU menjadi komponen penting yang diperlukan dalam transit dan transfer LNG pada area laut. (MAIRANO and RIGOTTI, 1960)

Floating Storage Regasification Unit dapat diklasifikasikan sebagai kapal maupun bangunan lepas pantai. FSRU diklasifikasikan berdasarkan desain yang akan ditentukan, FSRU bisa dibangun dengan dua cara yaitu:

1. Terinstalasi secara mobile sehingga FSRU bisa berpindah tempat dan dikategorikan sebagai kapal.
2. Terinstalasi secara fix dan tidak bisa berpindah tempat dan dikategorikan sebagai bangunan lepas pantai.

Pada umumnya FSRU memiliki fasilitas utama seperti penyimpanan LNG, pabrik regasifikasi LNG dan fasilitas bongkar muat. Semua fasilitas yang ada memerlukan komponen untuk mengoperasikan fasilitas tersebut; Fasilitas yang pada umumnya terdapat pada FSRU biasanya adalah:

1. Loading Arm atau Flexible Hose, alat ini digunakan untuk menerima atau memuat LNG dari kapal pembawa LNG.
2. Tanki penyimpanan, LNG yang telah diterima LNG disimpan ke dalam tanki penyimpan. Tanki LNG pada umumnya dibagi menjadi tiga jenis yaitu, SPB, Membran, dan Moss Spherical.
3. Unit Regasifikasi, pabrik regasifikasi salah satu komponen penting yang berfungsi untuk mengubah LNG menjadi gas alam kembali.

2.3 Floating Storage Regasification Unit (FSRU) Jawa Barat

FSRU Jawa barat merupakan modifikasi dari kapal pengangkut LNG khannur. Modifikasi ini dilakukan di Singapore tepatnya di galangan Jurong, dan untuk klas yang diberlakukan sebelumnya adalah Det Norske Veritas (DNV). Saat ini FSRU tersebut beroperasi di Jakarta, tepatnya di Teluk Jakarta. Pada 2012 FSRU Jawa Barat mulai beroperasi sebagai yang pertama di Asia Tenggara. Untuk penambatan dilakukan dengan mooring dolphin.

Tabel 2. 4 Spesifikasi Kapal LNG Khannur

Kapal LNG Khannur	
Tahun Pembuatan	1977
Jenis Kapal	LNG carrier
IMo	7382744
Call Sign	VSWO7
LNG storage Capacity	125.000m ³
Bendera	UK

Sumber: (Nusantara Regas, 2012)

FSRU dioperasikan oleh Golar LNG Energy Limited. Gas alam cair dari Kapal Aquarius (LNGC) dipindahkan ke dalam tanki FSRU melalui loading arm, kemudian dialirkan ke unit regasifikasi untuk mengubah fasenya dari kondisi cair menjadi gas. Proses regasifikasi ini menggunakan air laut sebagai media pemanas utama dalam siklus terbuka.

Tabel 2. 5 Ukuran Dimensi FSRU Jawa Barat

Kapal LNG Khannur	
Length Overall	293.0 m
Beam	41.6 m
Depth	25.0 m
Design draft	11.5 m
Scantling draft	12.5 m
Tonage at design draft	68.300 ton

Sumber: (Nusantara Regas, 2012)

Disamping itu, proses tersebut juga menggunakan propan sebagai media pemanas pembantu dalam siklus tertutup. Gas hasil proses regasifikasi ini memiliki tekanan 55 bar (g) dan temperature 25 °C dengan komposisi kimia yang sama dengan LNG. Gas yang dapat dikirim adalah 500 juta kaki kubik perhari (MMCFD), gas tersebut dikirim ke konsumen yang diantaranya PJB Muara Karang, PJB Muara Tawar dan IP Tanjung Priok. Namun sebelum dikirim ke konsumen gas dikirim terlebih dahulu ke Pig receiver untuk diatur tekananya.



Gambar 2. 3 FSRU Jawa Barat

2.3.1 Loading Arm

Loading arm dengan bahan normal atau baja tidak memungkinkan untuk memuat LNG yang bersuhu dibawah -159°C . Oleh karena itu, dibutuhkan *Loading Arm* dengan berbahan *cryogenic* yang memiliki ekspansi termal dan sifat kontraksi yang sangat baik. Pada umumnya terminal memiliki 2-5 *Loading arm* yang digunakan untuk tujuan yang berbeda (Balasubraiman, 2019), sedangkan pada FSRU Jawa barat sendiri memiliki 3 *Loading Arm*, dua untuk *liquid* dan satu untuk *vapor*.

Loading Arm dioperasikan secara hidraulik dan dilengkapi dengan kopling Pelepas darurat dan sistem pelepasan darurat. *Loading Arm* dibagi menjadi sebagai berikut:

1. LNG Loading Arm yang berjumlah 2, terinstalasi dengan emergency release system dan menggunakan sistem hidrolik
2. Vapor Loading Arm berjumlah 1, terinstalasi dengan emergency release system dan menggunakan sistem hidrolik.

Untuk spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 2. 6 Spesifikasi LNG Arm FSRU Jawa Barat

LNG Arms	
Number	2 (two)
Size	16"
Max. Flow Rate (each)	5000m ³ /h
LNG Density (max)	500 kg/m ³
Design Temperature	Min: -163 °C Max: + 60 °C
Design Pressure	11.5 bar
Allowable pressure losses	1.5 bar

Sumber: (Nusantara Regas,2012)

Tabel 2. 7 Spesifikasi Vapour Arm FSRU Jawa Barat

Vapour Arms	
Number	1 (one)
Size	16"
Max. Flow Rate	37500 kg/h
Vapour Density (max)	1.4 kg/m ³
Design Temperature	Min: -163 °C Max: + 60 °C
Design Pressure	11.5 bar

Sumber: (Nusantara Regas, 2012)

2.4 Liquefied Natural Gas Carrier (LNGC)

Dalam pengangkutan gas alam dengan menggunakan pipa memiliki keterbatasan, antara lain: keterbatasan gerak, memerlukan investasi yang besar, pemasangan sistem kompressor yang cukup rumit mengingat semakin jauh jarak maka semakin besar compressor yang digunakan dan keselamatan lingkungan yang cukup besar mengingat tekanan dalam jaringan pipa tersebut sangat tinggi sehingga sedikit kebocoran dapat berakibat fatal terhadap lingkungannya.



Gambar 2. 4 LNGC Aquarius

Maka dari itu, alternatif lain yang digunakan untuk mengangkut gas alam adalah menggunakan jasa angkutan laut, Moda angkut kapal untuk LNG dapat berupa kapal-kapal pengangkut LNG (LNG Carrier/ LNG Tanker) dan kapal kapal container. LNG Carrier merupakan salah satu jenis kapal khusus yang dirancang untuk mengangkut satu jenis muatan/kargo saja. Kapal-kapal tersebut memiliki tangki-tagki khusus yang dirancang untuk menjaga suhu muatannya hingga -163 derajat celcius. Beberapa kelebihan dari moda angkut kapal-kapal pengangkut LNG adalah gas alam yang diangkut bisa dalam jumlah besar dalam sekali angkut.

LNGC yang akan digunakan pada proyek ini akan dibuat hingga 3 buah kapal dengan kapasitas yang berbeda, berikut kapal yang akan dibuat dengan kapasitasnya:

1. LNG Carrier 10,000m³
2. LNG Carrier 8000 m³
3. LNG Carrier 3600 m³

2.4.1 LNG Carrier 10,000 m³

Kapal pengangkut ini menggunakan tanki bertipe cylindrical dan dioperasikan oleh IM Skaugen, ukuran kapal sebagai berikut:

Tabel 2. 8 Main Dimension LNG Carrier 10000 m³

LNG Carrier 10000 m ³	
Length Overall	137 m
Beam	20 m
Depth	11.5 m
Design draft	8.3 m
Ballast draft	5.7m
Tonnage at design draft	10441 ton

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

Tangki yang terdapat pada kapal ini berjumlah 2, yang mana antara tangki 1 dan tangki 2 memiliki kapasitas yang berbeda. Tangki 1 memiliki kapasitas 3944 m³ dan untuk tangki 2 berkapasitas 9830 m³. Pengecualian untuk kapal ini, kapal tidak lagi dalam perencanaan desain, namun sudah dibangun pada 2010.

Tabel 2. 9 Cargo Manifold LNG Carrier 10000 m³

LNG Carrier 10000 m ³ Cargo Manifold	
CL to Bow	73.61 m
CL to Stern	63.49 m
Height above load waterline to manifold	11.5 m
Height from baseline to manifold	8.3 m
Distance between manifolds	5.7m

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)



Gambar 2. 5 Kapal Pengangkut LNG 10000 m³ (Norgas)
Sumber : (PT Golar Indoensia, 2019)

2.4.2 LNG Carrier 8000 m³

Kapal ini belum dibuat dan masih dalam perencanaan perusahaan GOLAR, didesain oleh arsitek kapal dari Singapura. Jumlah tangki yang terdapat adalah 4 tangki dengan kapasitas total 8000m³. Berikut ukuran dimensi dan jarak manifold pada titik-titik tertentu:

Tabel 2. 10 Main Dimension LNG Carrier 8000 m³

LNG Carrier 8000 m ³	
Length Overall	139.9 m
LPP	135.91 m
Breadth Moulded	24.3 m
Depth Moulded	10.8 m
Draft Moulded	4.7 m

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

Tabel 2. 11 Cargo Manifold LNG Carrier 10000 m³

LNG Carrier 8000 m ³ Cargo Manifold	
CL to Bow	66.86 m
CL to Stern	72.32 m
Height above light waterline to manifold	7.3 m

Height from baseline to manifold	12 m
Distance between manifolds	1 m

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

2.4.3 LNG Carrier 3600 m³

Tidak berbeda dari kapal LNG Carrier 8000m³, secara umum hanya berbeda dalam kapasitas muatan. Berikut ukuran dimensi dan jarak manifold pada titik-titik tertentu:

Tabel 2. 12 Main Dimension LNG Carrier 3600 m³

LNG Carrier 3600 m ³	
Length Overall	139.9 m
LPP	135.91 m
Breadth Moulded	24.3 m
Depth Moulded	10.8 m
Draft Moulded	4.7 m

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

Tabel 2. 13 Cargo Manifold LNG Carrier 36000 m³

LNG Carrier 3600 m ³ Cargo Manifold	
CL to Bow	66.86 m
CL to Stern	72.32 m
Height above light waterline to manifold	7.3 m
Height from baseline to manifold	12 m
Distance between manifolds	1 m

Sumber: (PT Golar Indoensia, 2019)

2.5 Modifikasi

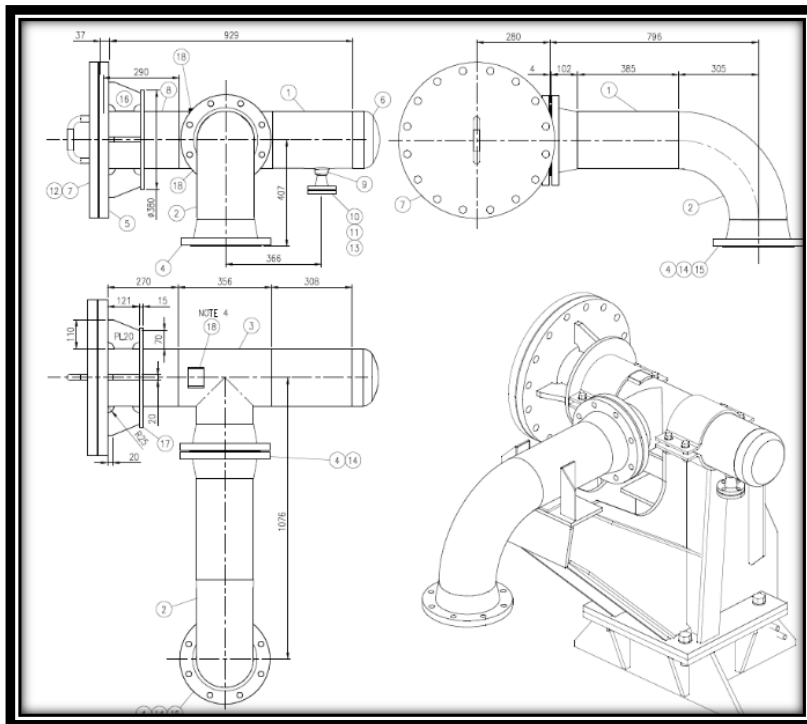
Modifikasi dilakukan dengan menambahkan flexible hose pada loading arm. Loading arm dihubungkan ke Pipe Spool, kemudian Pipe Spool disambungkan pada flexible hose.

2.5.1 Pipe Spool

Pipe Spool beroperasi pada suhu -165°C hingga 100°C . Gambar Pipe Spool dan spesifikasi bisa dilihat sebagai berikut:

POS.	QTY.	SIZE	DESCRIPTION
1	693mm	200	PIPE, SCH 80S, A312 TP316/L
2	1	200	ELBOW 90°, SCH 80S, A403 WP316/L
3	1	200	TEE STR., SCH 120, A403 WP316/L, t=18, 26
4	3	200	WN FLANGE, 150 LBS, SCH 80S, A182 316/L
5	1	400	BLIND FLANGE, 150 LBS, A182 316/L MACHINED TO FIT 8" PIPE WITH SLIP ON WELD,
6	1	200	END CAP, SCH 80S, A403 WP316/L
7	1	400	BLIND FLANGE, 150 LBS, A182 316/L WITH HANDLE
8	290mm	200	PIPE, SCH 120, A312 TP316/L, t=18, 26mm
9	1	25	WELDOLET 200x25mm, 80S, A403 WP316/L
10	1	25	WN FLANGE, 150 LBS, SCH 80S, 316/L
11	1	25	BLIND FLANGE, 150 LBS, 316/L
12	16	1"	STUDBOLT/NUT, 1 X 6 STUD BOLTS, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
13	4	1/2"	STUDBOLT/NUT, 1/2 X 2 1/2 STUD BOLTS, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
14	16	3/4"	STUDBOLT/NUT, 3/4 X 6 STUD BOLTS, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
15	1	200	BLIND FLANGE, 150 LBS, A182 316/L
16	4	120x110x20	20 mm PLATE, MATERIAL: 316
17	1	Ø380x15	15 mm PLATE, ID=220MM, MATERIAL: 316
18	2	60x60x10	10 mm PLATE, MATERIAL: 316

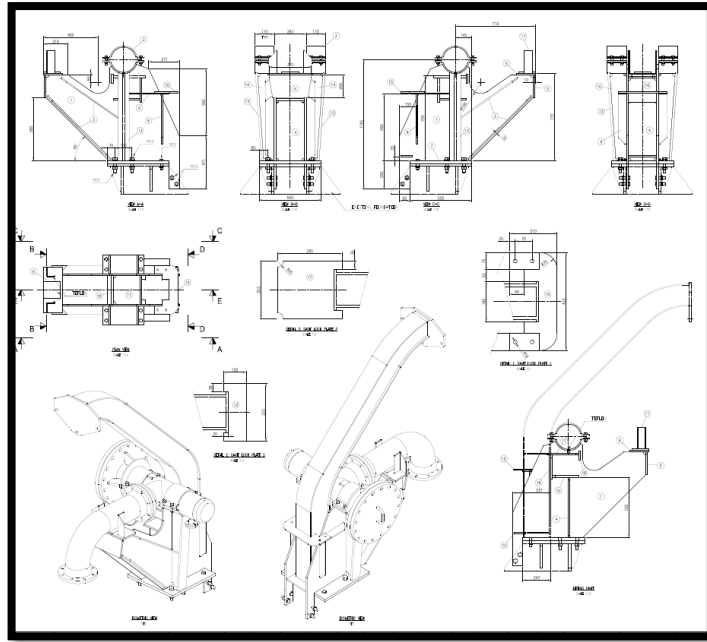
Gambar 2. 6 Spesifikasi Pipe Spool
Sumber: (Moss Maritime, 2019)



Gambar 2. 7 Desain Pipe Spool
Sumber: (Moss Maritime, 2019)

2.5.2 Pedestal

Kemudian untuk menyangga *flexible house* digunakan *Pedestal* pada saat proses bongkar muat. Alat ini akan dipasang sebanyak 2 buah sama dengan jumlah pada *Pipe Spool*. *Pedestal* beroperasi pada suhu -160°C hingga 100°C . Total berat *pedestal* mencapai 347 Kg.



Gambar 2. 8 Desain Pedestal untuk offloading FSRU
Sumber: (Moss Maritime, 2019)

2.5.3 Flexible Hose

Flexible Hose adalah selang dengan ekspansi tinggi yang memiliki fleksibilitas sehingga dapat mengikuti area kerja. *Flexible hose* yang digunakan adalah selang *cryogenic* yang berkerja pada tekanan tinggi dan suhu -195°C sampai -120°C . Spesifikasi *Flexible hose* yang akan digunakan sebagai berikut:

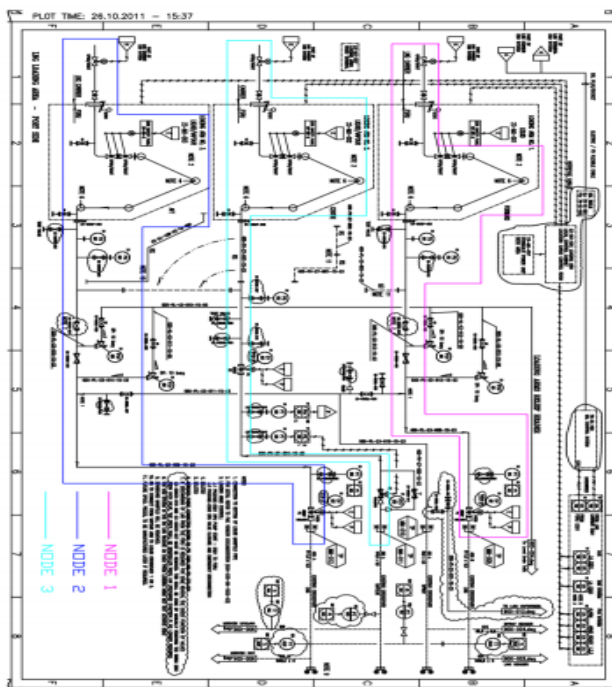
Tabel 2. 14 Spesifikasi Flexible Hose

Meijflex Hose 0933	
Nominal Diameter	200 mm (8")
Outer Diameter	236 mm
Minimum Bending Radius	1000 mm
Maximum Pressure MPA at -50°C	1 (10.5 kgf/cm ²)
Weight	18.7 Kg/m
Maximum length	10

Sumber: (Meijflex, 2018)

2.5.4 Piping & Instrument Diagram

Analisa risiko dilakukan mengacu pada P&ID yang telah tersedia dari PT Nusantara Regas. P&ID sebelum dilakukan modifikasi sebagai berikut:



Gambar 2. 9 P&ID loading arm sebelum dimodifikasi
Sumber: (Baskoro, 2019)

Setelah dilakukan perencanaan dari perusahaan dihasilkan P&ID yang telah diperbaharui, dan perbedaan dapat dilihat di lingkaran merah pada P&ID berikut:

2.6 Kebakaran

Kebakaran adalah fenomena dimana suatu bahan mencapai temperature kritis dan melakukan reaksi kimia dengan oksigen dan menghasilkan panas, nyala api, cahaya, asap, uap air, karbon monoksida, karbondioksida, atau produk dan efek lain. Segitiga Api sendiri adalah sebutan untuk 3 faktor nyalanya api, elemen yang terdapat pada segitiga api diantaranya adalah bahan bakar, oksigen dan sumber panas. Kebakaran sendiri merupakan api yang tidak terkendali dan termasuk dalam keadaan darurat yang menimbulkan berbagai macam kerugian seperti manusia, kerugian sosial dan produktivitas. Berikut merupakan jenis kebakaran yang mungkin timbul.

1. Jet Fire

Kebakaran Jet Fire sering terjadi pada industry hidrokarbon yang menangani minyak dan gas yang terjadi akibat kejadian kebocoran gas ditambahkan dengan penyalaan api secara langsung. Jenis kebakaran ini cenderung terjadi pada suatu tempat yang terbatas namun bersifat destruktif pada benda-benda disekitarnya. Pada umumnya Jet Fire memiliki laju perpindahan 200 kW/m² pada benda-benda disekitar terjadinya kebakaran ini.

2. Flash Fire

Kejadian kebakaran flash fire adalah kejadian dimana pada saat terjadi kebocoran gas tidak terjadi penyalaan api langsung sehingga uap yang bersifat mudah terbakar terlebih dahulu oleh tersebar oleh udara sekitar dan ventilasi alami. Pada umumnya kebakaran ini tidak menyebabkan korban jiwa namun dapat menyebabkan kerusakan struktur dan dapat mengindikasikan kejadian jet fire jika tidak ada penanganan secara langsung.

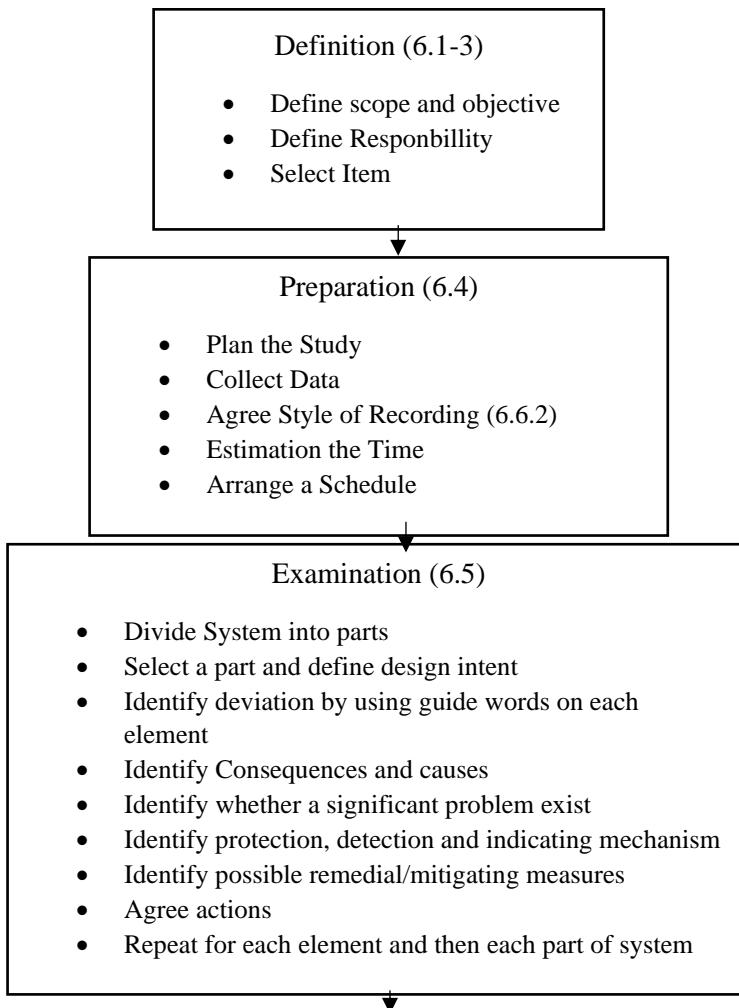
3. Gas Dispersion

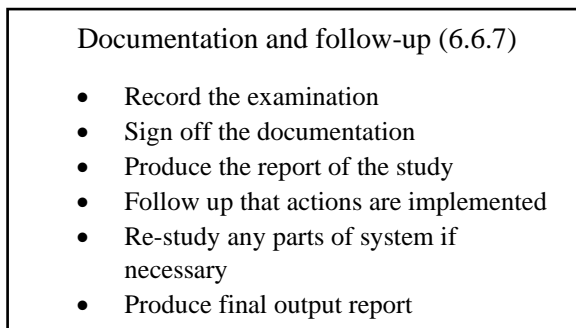
Pada kecelakaan ini disebabkan oleh kebocoran gas pada pipa atau komponen lainya pada suatu sistem. Kecelakaan kerja ini terjadi jika tekanan gas yang ada sudah melewati batas yang ditentukan. Untuk dampak yang dihasilkan lebih konsen kepada kesehatan pernapasan pekerja.

2.7 Hazard and Operability Study (HAZOP)

Hazard and Operability Study, atau dikenal sebagai analisis HAZOP adalah teknik yang digunakan dalam penyusunan pembentukan keamanan dis sistem baru atau dimodifikasi terhadap potensi bahaya atau masalah. HAZOP mengeoperasikan dengan mengidentifikasi dan mengevaluasi bahaya dalam proses yang direncanakan atau yang sudah ada dan dioperasikan dengan cara yang paling efektif, ekonomis dan tepat waktu ketika semua pertimbangan dan kendala yang relevan diperhitungkan. Studi HAZOP dapat digunakan bersamaan dengan identifikasi risiko dan analisis

metode lain seperti checklist, Fault Tree Analysis, Event Tree Analysis, Failure Mode Effect Analysis, dan lain lain. (Causes, 2012) Penggunaan tersebut bertujuan untuk memberikan sebuah road map untuk meninjau lebih jauh. Analisa tersebut menghasilkan kemungkinan penyimpangan dari desain, konstruksi, modifikasi, dan tujuan operasi yang menentukan konsekuensi potensial. Konsekuensi ini kemudian dapat dicegah atau dikurangi dengan penerapan pengamanan yang memadai. Berikut langkah-langkah utama dalam pengerjaan HAZOP BS IEC 61882:



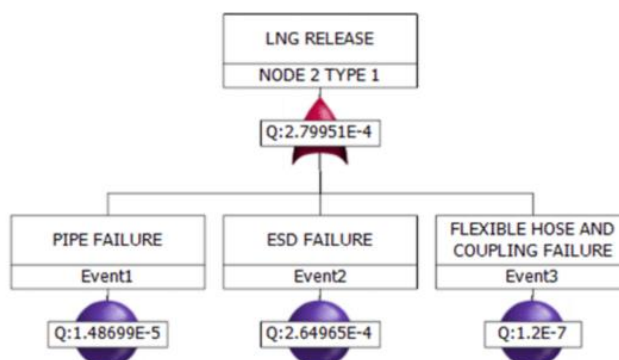


Gambar 2. 11 Langkah Utama Pengerjaan HAZOP BS IEC 61882
Sumber: (British Standar, 2003)

2.8 Fault Tree Analysis (FTA)

Pada penelitian ini untuk menganalisa frekuensi kegagalan menggunakan metode *Fault Tree Analysis (FTA)*. *Fault Tree Analysis (FTA)* adalah metode yang digunakan untuk mengidentifikasi risiko yang berperan terhadap terjadinya kegagalan. (Baskoro, 2019) Metode ini dilakukan dengan pendekatan yang bersifat *top down* yang diawali dengan asumsi kegagalan atau kerugian dari kejadian puncak (*top event*) kemudian merinci sebab-sebab suatu *top event* sampai pada suatu kegagalan dasar (*root cause*). Langkah-langkah dalam mengerjakan FTA ini yaitu sebagai berikut:






1. Mendefinisikan masukan dan Batasan
2. Membuat diagram fault tree
3. Identifikasi cut set
4. Menentukan minimal cut set yaitu set minimal yang dapat menyebabkan kegagalan pada sistem
5. Analisa kuantitatif



Gambar 2. 12 Contoh Pengerjaan FTA

Sumber: (Yoanda, 2018)

Tabel 2. 15 Indikator Penggunaan Gerbang Logika FTA

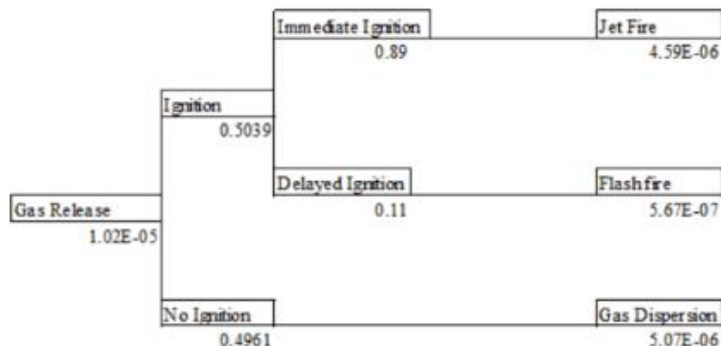
Symbol	Meaning	Description
	Logic Gate AND	The output happens only if all input events happen
	Logic gate OR	The output event occurs if any of the input events happen
	Basic event	Failure of a component that has no identifiable primary cause. It is the highest level of detail in the tree
	Underdevelopment event	Failure of a component with a primary cause undeveloped because of lack of information
	Intermediate event	A fault event that occurs because of one or more antecedents cause acting through logic gates

Sumber: (Yoanda, 2018)

2.9 Event Tree Analysis (ETA)

Event tree Analisis (ETA) adalah metode yang digunakan untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi rentetan dari sebuah kejadian dalam sebuah scenario potensi bahaya dari sebuah kejadian awal. (Vessely, 1981) Event tree juga diagram yang menunjukkan semua kejadian yang mungkin terjadi didalam sistem. Tujuan ETA adalah untuk menentukan apakah kejadian awal tersebut akan

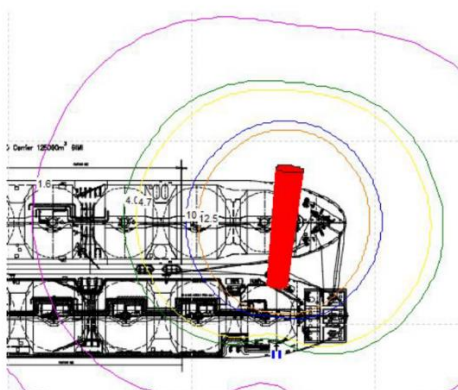
berkembang menjadi kecelakaan serius atau jika kejadian tersebut terkontrol oleh sistem keselamatan dan prosedur yang dilaksanakan oleh desain rancang.



Gambar 2. 13 Contoh Pengerjaan ETA
Sumber: (Yoanda, 2018)

2.10 Fire Modelling Software

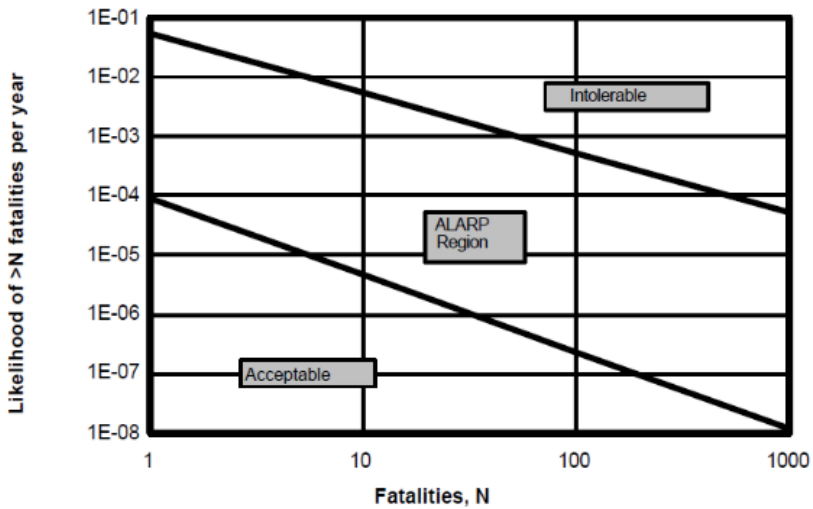
Fire Modeling adalah cara untuk mensimulasikan konsekuensi dari bahaya. Fire Modeling dapat digunakan oleh beberapa perangkat lunak computer. *Fire modelling* dilakukan berdasarkan skenario yang telah dibuat sebelumnya. Dengan memasukan jumlah parameter yang diperlukan sesuai dengan skenario yang ditentukan, hal itu akan memperlihatkan area yang terkena dampaknya. *Fire modelling* dilakukan dengan menggunakan *software* Shell FRED atau yang dikenal juga dengan *Shell Fire, Release, Explosion, Dispersion Hazard consequences modelling software*. *Software* ini biasa digunakan untuk *launching* produk suatu perusahaan sehingga membantu para designer melakukan kegiatan produksi lebih aman. (Sarasvati, 2018)



Gambar 2. 14 Contoh permodelan kebakaran menggunakan Shell FRED

2.11 f-N Curve

f-N Curve adalah kurva F dan kurva N yang mana kurva F adalah jumlah frekuensi komulatif dari semua kejadian yang akan menghasilkan korban sejumlah N atau lebih. Untuk memplotkan f-N Curve dibutuhkan tiap kejadian tunggal diambil perkiraan frekuensinya (f). Lalu “f” dikumulatifkan dengan frekuensi event selanjutnya yang nantinya dinyatakan dengan “F”. Kemudian “N” dinyatakan sebagai estimasi korban pada tiap kejadian, dan terakhir dipasangkan dengan tiap tiap frekuensi atau “F”. (Ball and Floyd, 1998)



Gambar 2. 15 f-N Curve Standar UK offshore
 Sumber: (Düzgün, 2013)

f-N Curve tidak jarang digunakan sebagai cara untuk mempresentasikan kriteria toleransi risiko untuk risiko social (Societal risk). Dimana, societal risk didefinisikan sebagai hubungan antara frekuensi dan jumlah orang terdampak pada tingkat tertentu dari bahaya tertentu. Pada pengerjaan tugas akhir ini yang digunakan sebagai standar adalah UK offshore.

2.12 Layers of Protection Analysis (LOPA)

Layers of Protection Analysis atau “LOPA” adalah metode yang digunakan untuk mengevaluasi bahaya dan penilaian risiko. Setelah melakukan f-n curve dan dipatkan representasinya tentang frekuensi dan konsekuensi, dan terdapat risiko tidak dapat diterima maka dilakukan dengan upaya mitigasi. Penindakan mitigasi dilakukan dengan menggunakan LOPA konsekuensi dari bahaya dan risiko dapat dievaluasi serta memberikan perlindungan dari risiko yang tidak dapat diterima. Tujuan LOPA yaitu memastikan lapisan perlindungan untuk mengantisipasi risiko

dari bahaya yang muncul. Standar LOPA yang digunakan dalam penelitian ini adalah IEC 61511 – Functional safety-safety instrumented systems for the process industry sector. Langkah-langkah dalam penggunaan metode LOPA sebagai berikut:

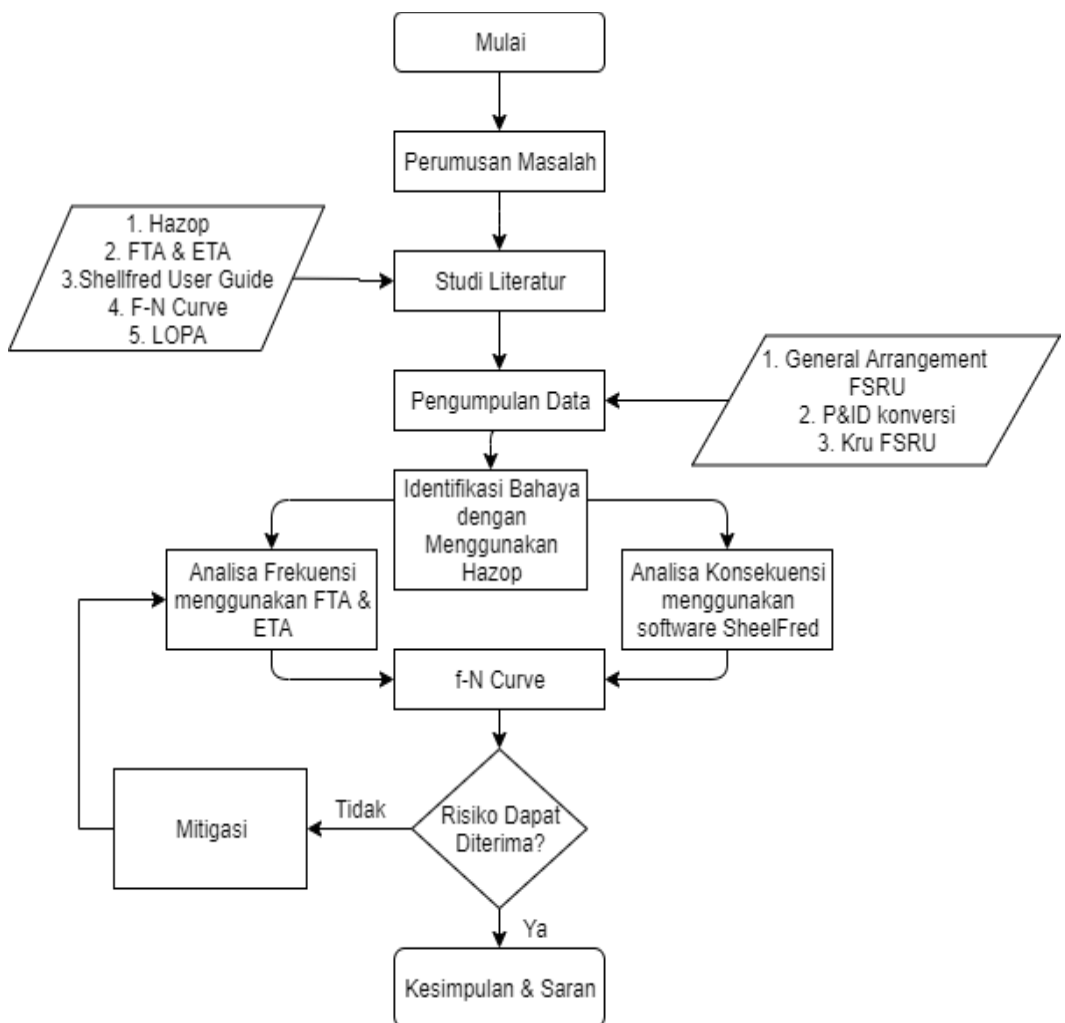
1. Melakukan identifikasi scenario
2. Menentukan scenario kecelekaan
3. Mengidentifikasi kejadian dan frekuensi kegagalan pertahun
4. Mengidentifikasi kejadian dan frekuensi kegagalan pertahun
5. Memperkirakan risiko dan scenario kecelekaan

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III METODOLOGI

3.1 Metodologi

Pada penelitian tugas akhir ini akan membahas tentang analisa potensi kebakaran dan ledakan pada Floating Storage Regasification Unit (FSRU), namun dengan objek yang lebih fokus pada desain modifikasi loading arm. Objek yang diteliti merupakan fasilitas PT Nusantara Regas. Metodologi yang akan digunakan pada pengerjaan penelitian ini bisa dilihat pada diagram alir dibawah:



Gambar 3. 1 Diagram Alir Pengerjaan Studi

3.2. Perumusan Masalah

Pada skripsi ini akan menganalisis potensi kebakaran pada modifikasi loading arm FSRU Jawa Barat.

3.3 Studi Literatur

Untuk mendapatkan berbagai informasi dalam pengerjaan penelitian dibutuhkan studi literatur. Studi literatur didapatkan dari jurnal, standar atau penelitian yang sudah dilakukan sebelumnya, buku yang berkaitan dengan topik penelitian, dan juga literatur dari internet.

- a. Hazard and Operability Study (HAZOP)
- b. United Kingdom Offshore for f-N Curve
- c. Events and Independent protection Laves in Layers of Protection Analysis (LOPA)

3.4 Pengumpulan Data

Dalam pengerjaan studi ini dibutuhkan data yang menunjang dan melengkapi pengerjaan tugas akhir ini demi kelancaran dalam pengerjaanya. Berikut adalah data yang dibutuhkan untuk menyelesaikan pengerjaan skripsi:

- a. P&ID (Piping and Instrumentation Diagram) Loading Arm FSRU Jawa Barat
- b. P&ID (Piping and Instrumentation Diagram) modifikasi Loading Arm FSRU Jawa Barat
- c. Kondisi cuaca area FSRU Jawa Barat
- d. Jumlah kru FSRU Jawa Barat
- e. General Arrangement Topside FSRU Jawa Barat

3.5 Identifikasi Bahaya

Setelah pengumpulan data dilakukan dan data telah didapatkan, maka dilanjutkan dengan identifikasi. Identifikasi yang dilakukan adalah identifikasi komponen atau unit apa yang berpotensi dan memiliki tingkat bahaya kebakaran dengan menggunakan HAZOP.

3.6 Analisa Frekuensi

Perhitungan Analisa frekuensi dengan melakukan dengan metode fault tree analysis (FTA) guna mendapatkan probabilitas kegagalannya suatu sistem berdasarkan standar HAZOP. Kemudian untuk identifikasi tingkat frekuensi penyebab kejadian dilakukan menggunakan event tree analysis (ETA).

3.7 Analisa Konsekuensi

Dalam pengerjaan tugas akhir ini perlu mengetahui kejadian atau bahaya yang mungkin terjadi yang disebabkan oleh potensi bahaya atau hazard, maka dari itu perlu dilakukan Analisa Konsekuensi. Analisa Konsekuensi yang dilakukan menggunakan fire modelling software.

3.8 Pemetaan Resiko

Setelah melakukan Analisa konsekuensi dan Analisa frekuensi maka selanjutnya dilakukan pemetaan resiko. Pemetaan resiko dilakukan dengan standar f-N Curve.

3.9 Mitigasi

Pada tahap ini menentukan langkah mitigasi yang tepat untuk mencegah potensi adanya kebakarakan dan ledakan pada loading aram FSRU Jawa Barat. Penentuan langkah ini menggunakan standar Layers of Protection analysis (LOPA).

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 Data Penelitian

Data penelitian dibutuhkan sebagai bahan utama menganalisa sebuah objek penelitian, data penelitian berupa segala fakta dan angka yang dapat dijadikan bahan untuk menyusun suatu informasi. Pada penelitian ini data utama yang digunakan adalah milik PT Nusantara Regas.

4.1.1 Penjelasan Umum

Tugas akhir ini akan membahas risiko ledakan dan kebakaran pada modifikasi sistem bongkar muat FSRU Jawa Barat. Modifikasi dilakukan dengan penambahan *flexible hose* pada *loading arm*, *loading arm* dihubungkan pada *pipe spool* yang kemudian *pipe spool* akan disambungkan dengan *flexible hose*. Penilaian risiko dilakukan pada sistem *offloading & Crossover loading arms*. Tentunya dibutuhkan data yang menunjang penelitian ini diantaranya, *layout* terminal, Kondisi cuaca pada terminal, sistem perpipaan & instrument diagram (P&ID) sistem yang akan dianalisa dan jumlah kru pada FSRU.

4.1.2 Deskripsi FSRU

Diperlukan data-data internal dari FSRU sendiri yang mempengaruhi pengerjaan tugas akhir ini dari berbagai sistem atau bagian pada FSRU Jawa Barat seperti, desain operasional FSRU, spesifikasi *loading arm*, spesifikasi *flexible hose*, spesifikasi *manifold* LNGC, kru FSRU Jawa Barat dan *layout* terminal. Berikut data yang telah didapatkan dan gunakan untuk pengerjaan tugas akhir ini.

1. Desain Operasional FSRU Jawa Barat

Tabel 4. 1 Cargo Handling Spesifikasi

Deskripsi	
Cargo Handling Unit	Kapasitas
Spray LNG Pump	25 m ³ /hr
LNG Vaporizer	8800 kg/hr LNG
Inert Gas Generator	5000 Nm ³ /hr

2. Spesifikasi *Loading arm*

Pada FSRU Jawa Barat terdapat 3 buah *Loading arm*, yang 2 diantaranya mengalirkan LNG dan yang 1 untuk mengembalikan gas. Berikut

spesifikasi LNG *loading arm* pada table 1 dan *Vapor Loading Arm* pada table 2.

Tabel 4. 2 Spesifikasi LNG Arms

LNG Arms	
Number	2 (two)
Size	16"
Max. Flow Rate (each)	5000m ³ /h
LNG Density (max)	500 kg/m ³
Design Temperature	Min: -163 °C Max: + 60 °C
Design Pressure	11.5 bar
Allowable pressure losses	1.5 bar

Tabel 4. 3 Spesifikasi Vapor Arm

Vapour Arms	
Number	1 (one)
Size	16"
Max. Flow Rate	37500 kg/h
Vapour Density (max)	1.4 kg/m ³
Design Temperature	Min: -163 °C Max: + 60 °C
Design Pressure	a. bar

3. Data kapal LNGC juga dibutuhkan untuk permodelan dan penentuan kelengkungan *flexible hose* pada modifikasi ini. Berikut ukuran dimensi kapal LNGC 3600 m³ dan spesifikasi *manifold*.

Tabel 4. 4 Ukuran Dimensi Kapal LNG 3600 m³

LNG Carrier 3600 m ³	
Length Overall	139.9 m
LPP	135.91 m

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

Breadth Moulded	24.3 m
Depth Moulded	10.8 m
Draft Moulded	4.7 m

Tabel 4. 5 Letak Manifold Kapal LNG 3600 m³

LNG Carrier 3600 m ³ Cargo Manifold	
CL to Bow	66.86 m
CL to Stern	72.32 m
Height above light waterline to manifold	7.3 m
Height from baseline to manifold	12 m
Distance between manifolds	1 m

4. Data Lingkungan

Adapun factor eksternal yang mempengaruhi kegiatan operasi FSRU Jawa Barat yaitu cuaca, berikut kondisi cuaca pada area FSRU:

- Suhu air laut minimum : 25 °C
- Suhu air laut maksimum : 32 °C
- Kecepatan angin rata-rata : 26 m/s
- Kecepatan angin maksimum : 40 m/s
- Kecepatan Arus Maksimum : 1.1 m/s
- Tinggi gelombang signifikasi maksimum : 1.8 m

5. Marine Crew

Karena area yang tidak memungkinkan kru pulang setiap hari maka dilakukan *crew change* dimana kru berganti tiap 3 bulan sekali. Dalam kegiatan operasionalnya dibagi menjadi 3 shift yang mana tiap shift berkerja 8 jam sehari dan berikut jumlah kru untuk per shiftnya:

Tabel 4. 6 Jumlah Kru FSRU

Job Description	Number of Crew
Terminal Manager / Captain	1
Process Manager	2

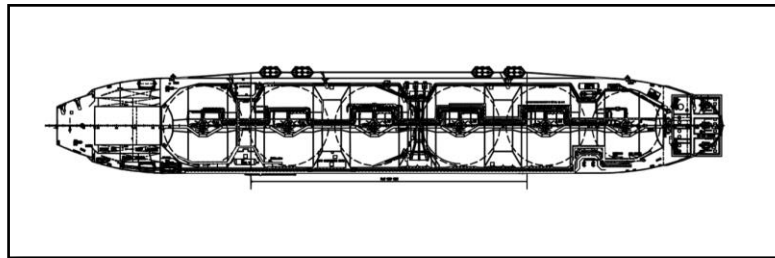
(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

Assistant Process Manger	3
Bosun	1
AB	3
O/S	8
Technical Manager	1
E/R Operator	3
Cargo Mechanic	2
Electrial Technician	2
Filter	4
Donkey Man	1
Assistant Technical Manager	2

6. *Layout Terminal FSRU Jawa Barat*

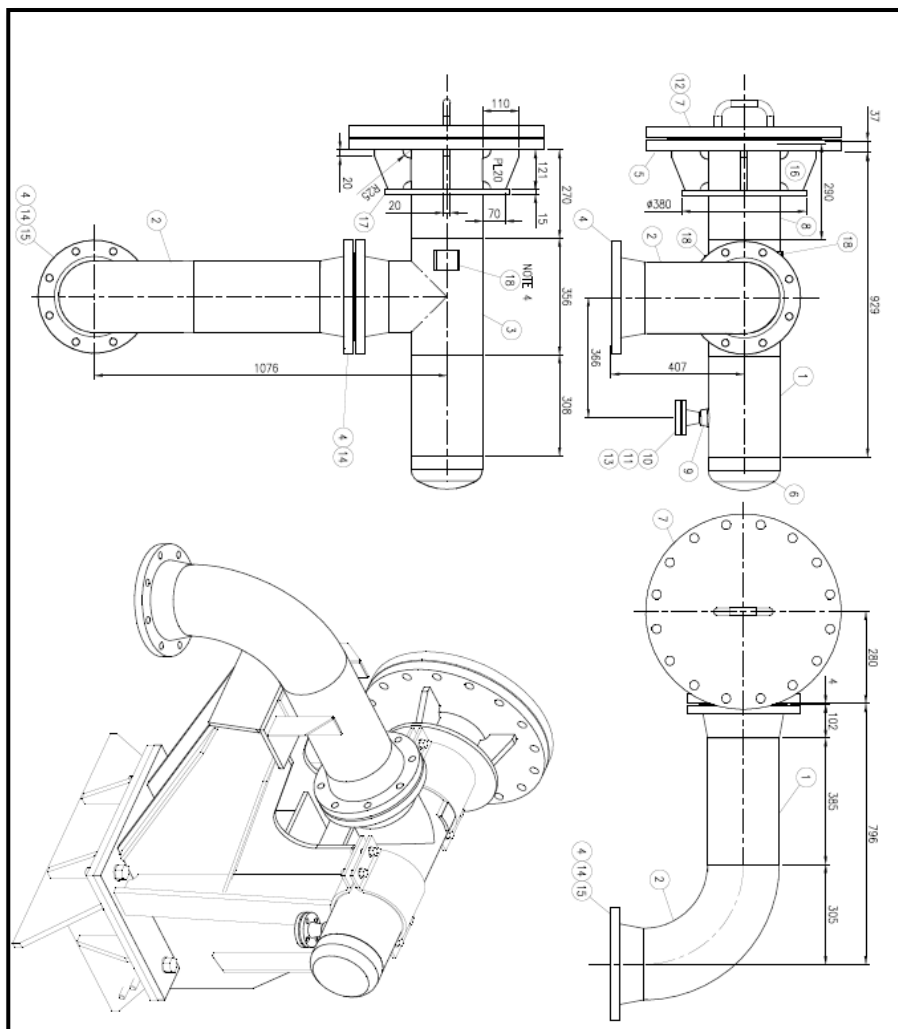
Pada permodelan kebakaran dibutuhkan *layout* terminal untuk mengetahui letak kebakaran, besarnya persebaran kebakaran dan letak kru yang ada pada FSRU Jawa barat. Pada Gambar 4.1 adalah layout terminal FSRU Jawa Barat.



Gambar 4. 1 Layout Terminal FSRU Jawa Barat
Sumber: Nusantara Regas, 2019

7. *Pipe Spool*

Untuk menghubungkan *loading arm* dengan *flexible hose*, digunakan *Pipe spool* yang akan terinsulasi pada *topside* FSRU Jawa Barat. Berikut *P&ID Pipe spool*:



Gambar 4. 2 Spesifikasi Pipe Spool
Sumber: Nusantara Regas, 2020

Dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 4. 7 Pipe Spool Spesifikasi

Pipe Spool Spesifikasi			
POS	QTY	SIZE	DESCRIPTION
1	693m m	200	Pipe, SCH 80s, A312 TP316/L

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

2	1	200	Elbow 90, SCH 80s, A403 WP316/L
3	1	200	TEE STR., SCH 120, A403 WP316/L, t=18,26
4	3	200	WN Flange, 150 LBS, SCH 80s, A182 316/L
5	1	400	Blind Flange, 150 LBS, A182 316/L Machined to Fit 8" Pipe with Slip on weld
6	1	200	End Cap, SCH 80S, A403 WP316/L
7	1	400	Blind Flange, 150 LBS, A182 316/L with Handle
8	290 mm	200	Pipe, SCH 120, A312 TP316/L, t=18,26 mm
9	1	25	Welldolet 200x25mm, 80S, A403 WP316/L
10	1	25	WN Flange, 150 LBS, SCH 80S, 316/L
11	1	25	Blind Flange, 150 LBS, 316/L
12	16	1"	StudBlot/Nut, 1x6 Stud Bolts, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
13	4	½'	StudBlot/Nut, 1/2x2 1/2 Stud Bolts, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
14	16	¾"	StudBlot/Nut, 3/4x6 Stud Bolts, A320 GR B8M CL2/A194 GR 8M
15	1	200	Blind Flange, 150 LBS, A182 316/L
16	4	120x110 x20	20 mm Plate, material, 316
17	1	380x15	15 mm Plate, ID=220mm, Material
18	2	60x60x10	10 mm Plate, Material 316

8. Flexible Hose

Pada modifikasi ini *Flexible Hose* yang digunakan adalah *flexible hose* dari Meijiflix dengan ukuran 8", berikut spesifikasi selang yang akan digunakan:

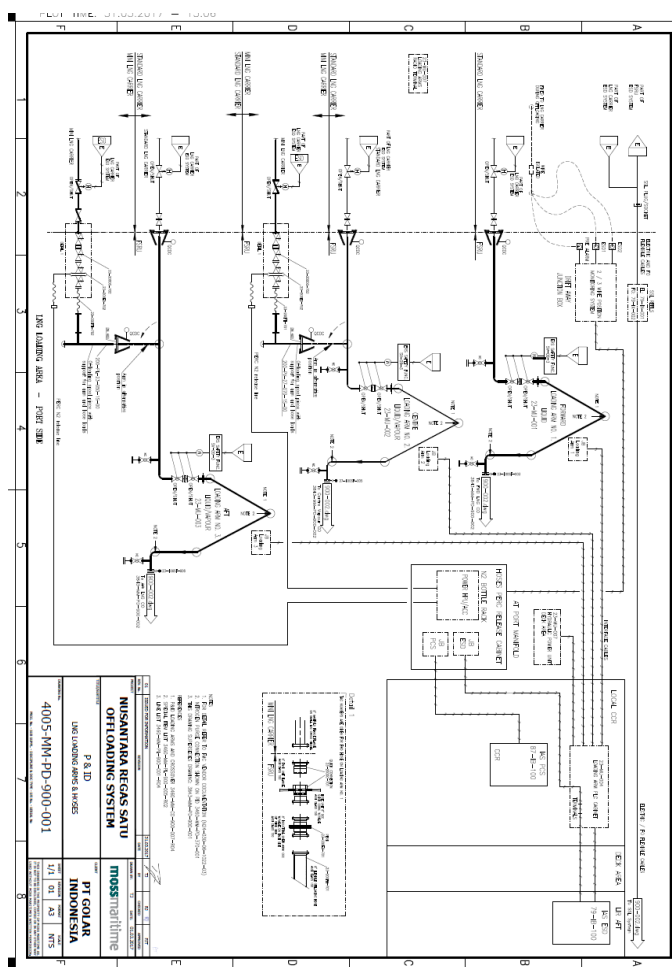
Tabel 4. 8 Spesifikasi Flexible Hose

Meijiflix Hose 0933	
Nominal Diameter	200 mm (8")

Outer Diameter	236 mm
Minimum Bending Radius	1000 mm
Maximum Pressure MPA at -50C	1 (10.5 kgf/cm ²)
Weight	18.7 Kg/m
Maximum length	10

9. Piping & Instrument Diagram

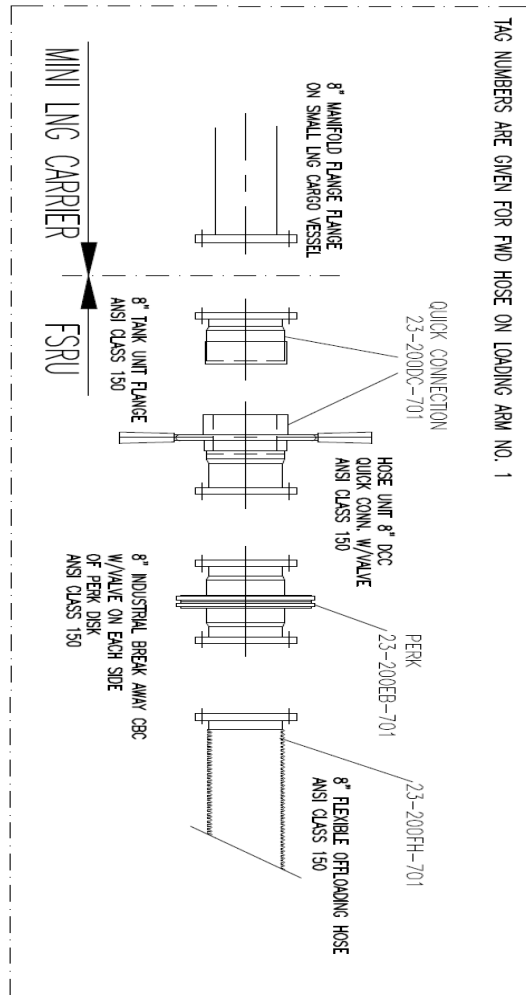
Identifikasi yang dilakukan pada tugas akhir ini mengacu pada P&ID, berikut P&ID rencana modifikasi sistem bongkar muat FSRU Jawa Barat:



Gambar 4. 3 P&ID Sistem Bongkar Muat Setelah Modifikasi
Sumber: Nusantara Regas, 2020

10. Komponen Baru

Pada modifikasi sistem bongkar muat FSRU Jawa Barat terdapat komponen baru yang perlu diperlukan salah satunya *flexible Hose*. Namun tidak hanya *flexible hose* tapi juga diperlukan komponen penghubung antara *flexible Hose* dengan LNGC *Manifold*. Pada Gambar dibawah merupakan gambar sistem penghubung *Flexible Hose* dengan LNGC *manifold*.



Gambar 4. 4 Komponen Penghubung Flexible Hose dengan LNGC
 Sumber: Nusantara Regas, 2020

4.2 Identifikasi Bahaya

Pada pengerjaan Tugas Akhir ini dimulai dengan identifikasi bahaya pada sistem yang akan dianalisa. Proses identifikasi bahaya akan digunakan metode HAZOP.

4.2.1 Hazard and Opebaribility Study (HAZOP)

Hazard and Opebaribility adalah suatu metode awal dalam penelitian analisa risiko untuk mengidentifikasi masalah. HAZOP yang akan digunakan adalah HAZOP standar British HAZOP BS IEC 61882: 2001. Berdasarkan standar tersebut hal pertama yang harus dilakukan adalah membagi sistem menjadi beberapa bagian atau node. Setelah itu maka bisa dilanjutkan dengan Analisa kegagalan dan konsekuensi yang akan terjadi, HAZOP akan dikemas dalam bentuk laporan berisi lembaran lembaran form. Isi dari form tersebut berupa *guideword, deviation, possible, causes, consequences, safeguard, comment* dan *action required*. Berikut penjelasannya:

1. Guide word

Pada HAZOP terdapat kata kunci dimana mengandung pernyataan penyebab dari sebuah deviasi yang disebut *Guide Word*. Pada HAZOP standar *British Guide word* yang digunakan adalah *no, more, less, as well as, part of, reverse, other than*.

Untuk penjelasan lebih detail bisa dilihat dibawah.

Tabel 4. 9 Guide Word HAZOP

KATA PANDUAN	DESKRIPSI
NO OR NOR	Negasi Penuh dari sebuah sistem pada desain
MORE	Peningkatan kuantitatif
LESS	Penurunan Kuantitatif
AS WELL AS	Peningkatan Kuantitaif yang dimodifikasi
PART OFF	Penurunan Kuantitatif yang dimodifikasi
REVRESE	Logika yang berlawanan dari sistem desain
OTHER THAN	Penggantian penuh

2. Deviation

Guide word dikombinasikan dengan parameter pada sistem yang sedang diidentifikasi yang juga disebut sebagai *Deviation*. Deviasi yang digunakan mengacu pada standar British HAZOP BS IEC 61882: 2001

adalah *flow*, *temperature*, *pressure* dan *level*. Untuk pembagian deviasi dapat dilihat pada table dibawah.

Tabel 4. 10 Deviation Pada HAZOP

	FLOW	TEMPERATURE	PRESSURE	LEVEL
MORE	High Flow	High Temperature	High Pressure	High Level
LESS	Low Flow	Low Temperature	High Temperature	Low Level
NO	No Flow	-	-	No Level
REVERSE	Back Flow	-	-	-
PART OFF	Wrong Concentration	-	-	-
AS WELL AS	Contaminants	-	-	-
OTHER	Wrong Material	-	-	-

3. *Possible Causes*

Possible Cause merupakan kejadian apa saja yang akan terjadi dari deviasi yang telah ditentukan. Kemungkinan penyebab suatu kejadian akan dianalisa dari node yang telah ditentukan.

4. *Consequences*

Setelah mendapatkan *possible cause* dari suatu kejadian maka akan ditentukan akibat yang akan timbul dari *possible cause* yang telah ditentukan.

5. *Safeguard*

Indikator yang menunjukkan sebuah komponen berfungsi dengan baik atau tidak, sangat diperlukan bagi suatu sistem. *Safeguard* dapat berupa sebuah *indicator* yang menunjukan performa sebuah komponen yang mengindikasikan pada sebuah alarm pengingat.

6. *Comment*

Respon yang menyatakan suatu kejadian dapat diterima atau tidak dapat diterima, diisikan pada bagian *comment*.

7. Action Required

Action Required merupakan tindakan yang diperlukan jika terjadi hal yang tidak dapat diterima riskonya. Tindakan ini berupa tindakan preventif atau pencegahan.

4.2.2. Node

Pembagian Node dilakukan untuk mempermudah pengerjaan penelitian dalam menilai studi HAZOP dan juga setiap subsistem yang memiliki berbagai macam komponen dan operasioanal yang berbeda. Pada penelitian ini bagian yang akan dianalisa adalah sistem bongkar muat yang telah dimodifikasi. FSRU Jawa Barat memiliki 7 tahapan dalam proses bongkar muatan yaitu *Before Discharging, Alongside, cooling down discharging lines, Start of Discharge, During Discharging Operation, Completion of discharging operation* dan *after disconnection of discharging system*. Penelitian ini akan hanya membahas pada tahap *Start of Discharge* hingga *Completion of discharging operation*

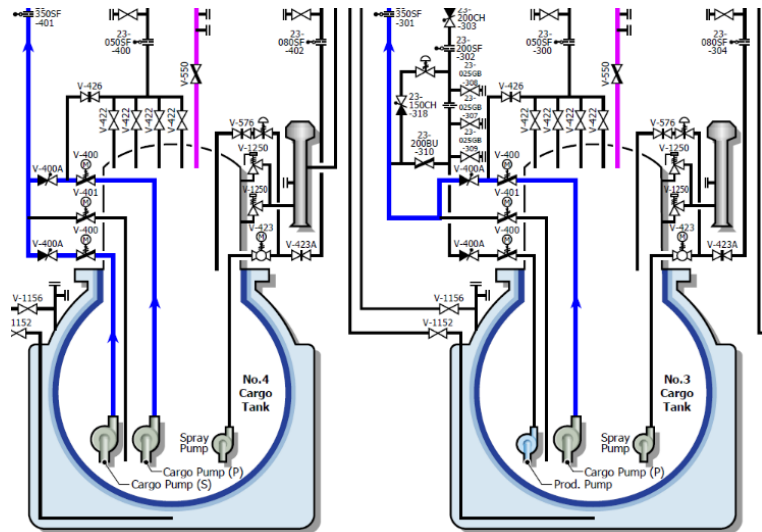
a. Start of Discharging System

Setelah tes *cold ESD* selesai, dilakukan penyesuaian *valve*. Kemudian pengaturan aliran pompa disesuaikan dengan permintaan pihak kapal penerima. Tingkat maksimum adalah 8000 m³ / jam. Hanya tangki muatan 1, 2, & 3 yang dapat menggunakan pompa untuk pengiriman. Untuk proses lebih detail bisa dilihat sebagai berikut:

- Uap dikembalikan dari LNGC menuju tangki kargo.
- Memastikan katup pada setiap kubah tangki terbuka.
- Semua *valve* pengisian dan cabang harus ditutup pada setiap tangki kargo.
- Membuka *Valve* aliran LNG manual 30% pada *manifold* LNG
- Buka katup cairan ESD pada *port manifold liquid lines*
- Memberi tahu pihak LNGC bahwa kapal siap untuk mengirim muatan.
- Setelah konfirmasi dari LNGC, petugas akan diberi tahu bahwa terminal siap mengirim LNG dan Pengembalian Gas.
- Mulai pompa kargo berdasarkan permintaan LNGC

- Sebelum memulai pengiriman dengan pompa, *discharging valve* dibuka sebesar 25%.
- LNG dialirkan dengan aliran maksimal 900m³/h per 1 pompanya

Pada tanki FSRU Jawa Barat terdapat 2 pompa, *cargo pump* dan *Production pump*. Pada sistem yang ada pada saat ini pompa produksi digunakan untuk memompa LNG ke sistem regasifikasi. Sedangkan pompa kargo digunakan untuk memindahkan LNG antar tanki. Namun dengan sistem bongkar muat yang baru yaitu mengirim LNG ke LNGC maka digunakan pompa kargo.



Gambar 4. 5 Tanki FSRU Jawa Barat

Pada tanki 4, 5 dan 6 memiliki 2 pompa kargo sedangkan pada tanki 1, 2 dan 3 memiliki 1 pompa kargo dan 1 pompa produksi pada tiap tangkinya. Kapasitas maksimal pompa adalah 900m³/h, total pompa yang adalah 9 maka dari itu total kapasitas yang bisa dikirim dari FSRU menuju LNGC adalah 8100m³/h.

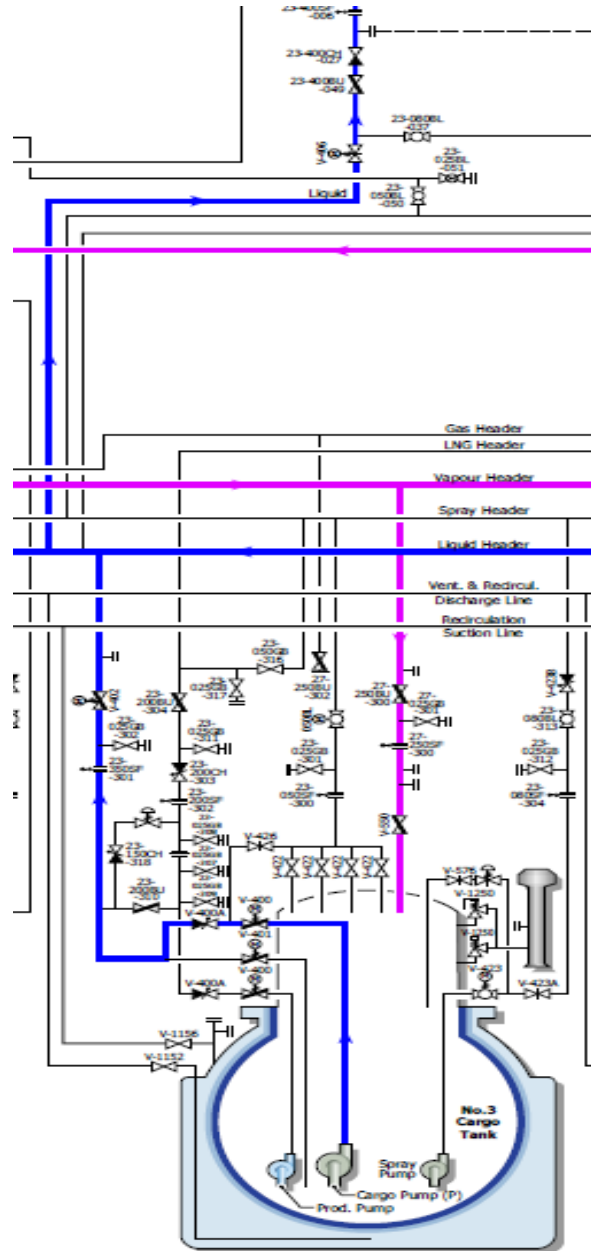
b. *During of Discharging System*

- Penting untuk memelihara tanki tekanan minimal 100 mbar untuk menghindari kavitasi dan hisap yang baik di pompa. Jika tekanan tanki turun

hingga 60 mbar, maka diperlukan permintaan penambahan gas kembali.

- Penyesuaian katup pelepasan pompa untuk mendapatkan kinerja yang optimal berdasarkan beban listrik dan tekanan discharge yang diperlukan.
- Muatan dikeluarkan dengan urutan 25%, 50% dan 75% dari total muatan yang dikeluarkan untuk keperluan dokumentasi.

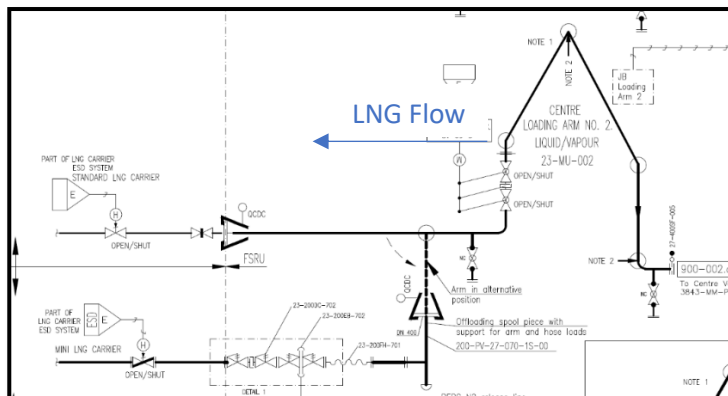
Pada proses discharging LNG dari tangki menuju loading arm, mula mula akan dipompa oleh pompa kargo dengan kapasitas maksimal 900m³/h. LNG bertekanan akan melalui komponen penunjang secara berurutan seperti berikut, *butterfly valve*, *swing check valve*, *Orifice*, *butterfly valve* lagi, *gate valve*, dan terakhir *butterfly valve*. Pada Gambar 4.6 adalah P&ID LNG *Discharging system* dari salah satu tangki menuju *loading arm*. Jalur biru menunjukkan aliran LNG, LNG dipompa dari tangki menuju *orifice* yang menghubungkan ke *loading arm*.



Gambar 4. 6 P&ID LNG Discharging dari Tanki ke loading Arm

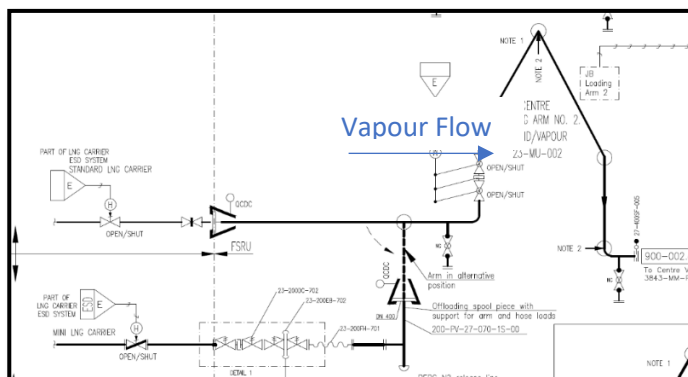
Untuk proses *discharging* LNG dari *loading arm* menuju LNGC dimulai dari setelah *butterfly valve* yaitu *orifice*, kemudian melewati *ball valve*, *pipe spool*, *cryogenic break away couplings*, *dry cryogenic coupling*, *tank unit* lalu masuk ke *manifold* LNGC. Pada Gambar 4.7 LNG dikirim

dari *loading arm* menuju LNGC manifold, pada P&ID dibawah LNG dialirkan dari *orifice* menuju LNGC manifold.



Gambar 4. 7 P&ID LNG Discharging dari Loading Arm Ke LNGC Manifold

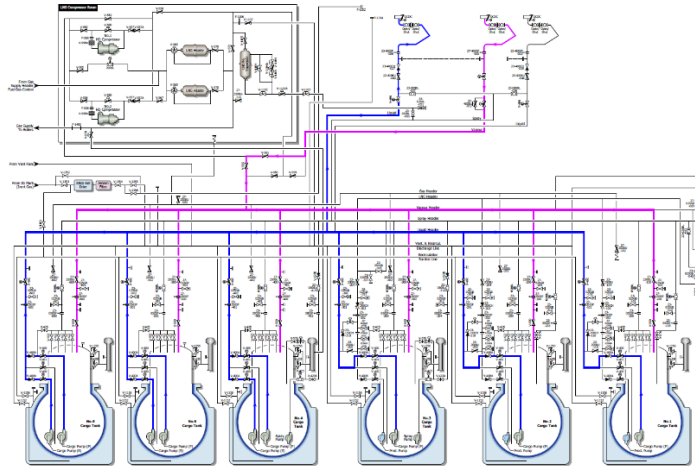
Proses *Vapour Return* dimulai dari *manifold* LNGC menuju *Loading arm* melewati komponen penunjang seperti *tank unit*, *dry cryogenic coupling*, *cryogenic break away couplings*, *pipe spool*, *ball valve* dan terakhir *ball valve*. *Vapour Return* mengirim gas atau BOG dari LNG menuju tanki FSRU. Pada Gambar 4.8 *Vapour* dikirim dari LNGC menuju tanki, melalui *loading arm*. *Vapour* dikirim melalui *manifold* hingga *orifice* yang menghubungkan *loading arm* dengan pipa yang menuju ke tanki.



Gambar 4. 8 P&ID Vapour Return dari LNGC Manifold ke Loading Arm

Dari *loading arm vapour* dikembalikan ke tanki melalui *butterfly valve*, *gate valve*, *butterfly valve* lagi, *orifice*, *swing check valve* dan *butterfly valve* lagi. Pada

gambar dibawah garis berwarna Pink menunjukkan jalur aliran *vapour*.



Gambar 4. 9 P&ID Discharging system FSRU Jawa Barat

Bagian yang akan dianalisa adalah *loading arm* hingga penghubung antara *flexible hose* ke *manifold* LNGC. Pada sistem bongkar muat ini terdapat 3 aliran bongkar muat, 2 mengalirkan LNG dan 1 mengembalikan *vapour*. Pada pengiriman LNG terdapat 2 *loading arm* yang akan terhubung pada masing masing *flexible hose* dan akan diterima oleh LNGC. LNG mula mula dikirim oleh *cargo pump* yang terletak pada tanki 4, 5 dan 6. LNG dialirkan dari tanki kemudian menuju *loading arm*. Pada proses ini terdapat komponen-komponen penunjang yang mempengaruhi kegiatan operasional sistem bongkar muat seperti, berikut pembagian node pada sistem yang akan dianalisa:

- a. Node 1 LNG *Discharging system (Storage to Loading Arm)*
 Pada Node 1 ini akan diidentifikasi pada proses *discharging system*, LNG pertama-tama dipompa dari tanki penyimpanan (tanki 4, 5, dan 6) menggunakan *cargo pump*, kemudian LNG alirkan ke *loading arm* pada suhu $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ dengan kecepatan $900\text{m}^3/\text{h}$. Dalam proses transfer LNG FSRU- LNGC terdapat komponen-komponen penunjang yaitu *gate valve*, *flange*, *globe valve*, *check valve*, dan *butterfly valve*. Tentunya juga terdapat *safeguard* seperti *presure transmitter*, *pressure gauge* dan *temperature gauge*.
- b. Node 2 LNG *Discharging system (Loading Arm to LNGC manifold)*

Pada node 2, pada node ini akan menganalisa pada bagian yang mana LNG setelah dialirkan ke *loading arm*, LNG akan dikirim ke LNGC *Carrier* melalui *pipe spool*, dari *pipe spool* kemudian dialirkan menggunakan *flexible hose* dan pada tugas akhir ini terdapat komponen-komponen baru yang akan dianalisa seperti *Flexible hose*, *cryogenic breakaway coupling*, *dry cryogenic coupling quick connection* dan *tank unit flange*. Komponen tersebut nantinya akan menghubungkan *flexible hose* dengan LNGC *manifold*. Komponen yang digunakan berukuran 8”.

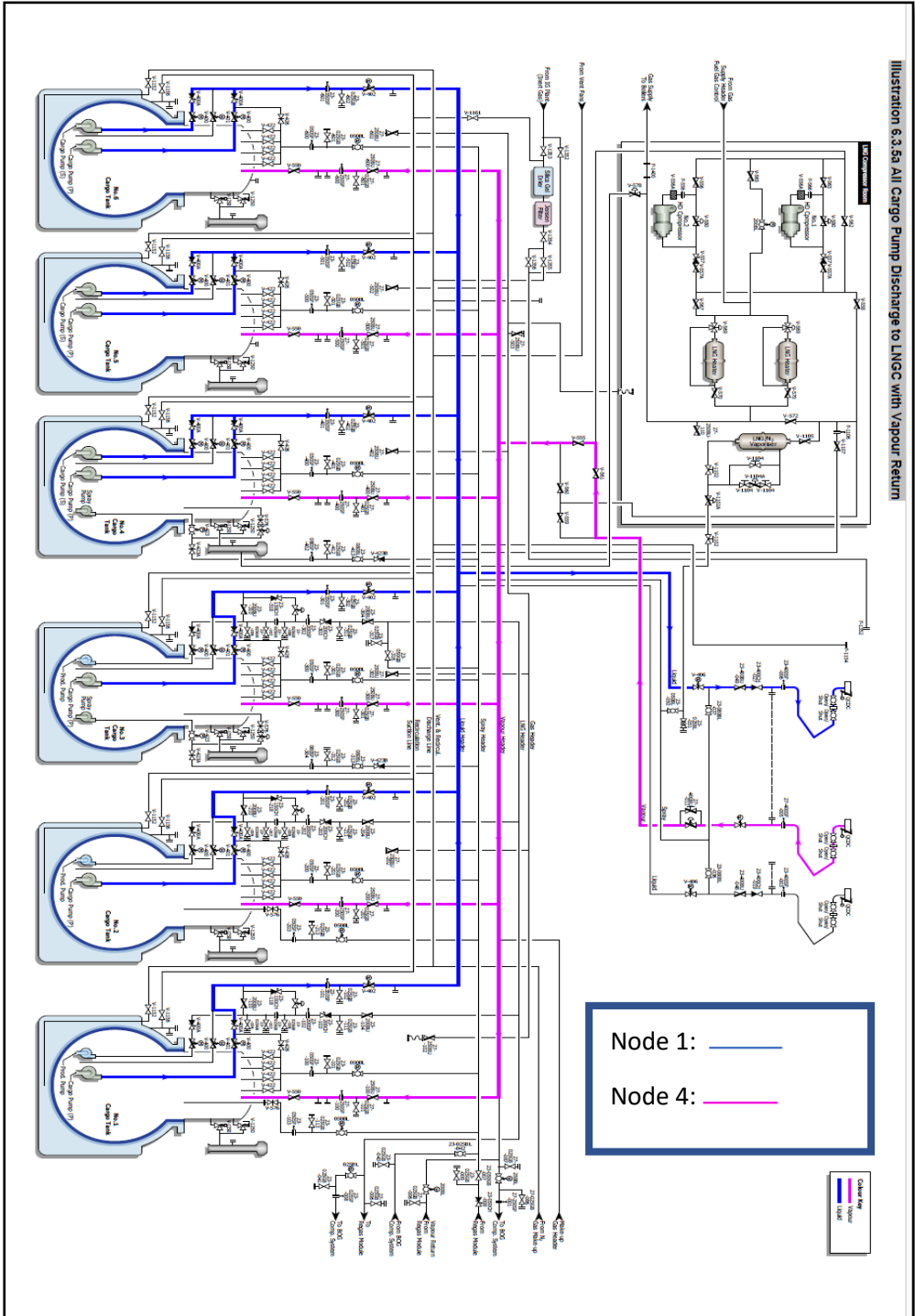
c. Node 3 *Discharging System (Vapor Return LNGC manifold to Loading arm)*

Pada saat tanki LNGC tidak terisi LNG maka *vapor* atau BOG akan mengisi tanki tersebut, pada proses transfer LNG *vapor* tersebut akan dikembalikan ke FSRU melalui *loading arm 2*. Dalam proses *transfer vapour* ini tekanan dan suhu sangat perlu diperhatikan demi keselamatan operasional. Pada node ini bagian yang dianalisa adalah bagian dari LNGC *manifold* hingga *loading arm*.

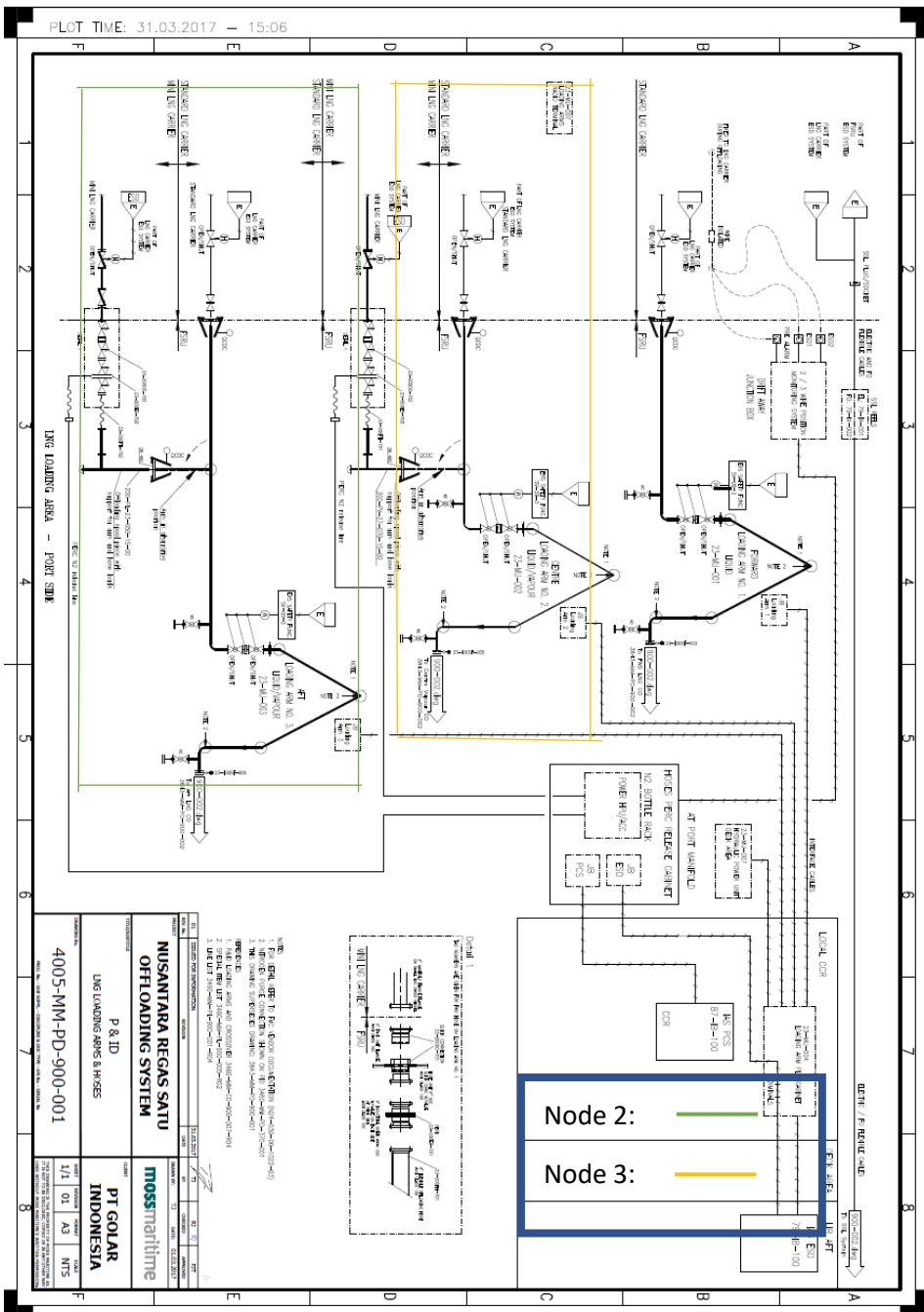
d. Node 4 *Discharging System (Vapor Return Loading Arm to Storage)*

Pada node ini akan menganalisa lanjutan dari Node 4 dimana *Vapor* yang telah masuk ke *Loading Arm* akan dikirim ke tanki FSRU Jawa Barat.

Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 adalah P&ID pada node yang sudah ditentukan. P&ID terdapat pada halaman selanjutnya



Gambar 4. 10 Pembagian Node 1&3



Gambar 4. 11 Pembagian Node 2&4

4.3 Analisa Frekuensi

Identifikasi bahaya telah dilakukan dengan metode HAZOP, pekerjaan yang dilakukan selanjutnya adalah Analisa frekuensi. Analisa frekuensi dilakukan dengan metode FTA & ETA. Analisa ini dilakukan untuk mengetahui seberapa besar peluang kegagalan suatu komponen pada sistem yang telah diidentifikasi bahayanya. Komponen yang dianalisa adalah komponen atau bagian yang berpotensi menimbulkan kegagalan sistem. Standar yang digunakan untuk Analisa frekuensi pada penelitian ini adalah *Det Norske Veritas (DNV) Failure Frequencies Guidelines Process Equipment Leak Frequency Data for Use in Quantitative Risk Assessment (QRA)*. Metode FTA & ETA dilakukan dengan pendekatan *bottom-up* dimana Analisa dimulai dengan kegagalan suatu komponen atau bagian yang berpotensi menimbulkan kegagalan sistem yang berujung pada kejadian suatu bahaya. Hasil pekerjaan dengan metode FTA pada penelitian ini adalah berupa frekuensi *gas release* dari setiap node sedangkan ETA hasil akhirnya berupa frekuensi *hazard* yang ditimbulkan sistem pada setiap node. Untuk menganalisa frekuensi kegagalan maka dibutuhkan data kegagalan dari sebuah sistem. Data kegagalan bisa didapatkan dari perusahaan ataupun dengan mendapatkan dari perhitungan.

4.3.1 Frekuensi Kebocoran Komponen

Analisa frekuensi dilakukan pada sistem yang telah dibagi, pada penelitian ini, sistem telah dibagi pada metode HAZOP, sistem dibagi menjadi empat node. Setiap node akan dianalisa kegagalan perkomponennya. Angka frekuensi dari setiap *equipment* yang akan dianalisa digunakan dengan referensi dari *DNV Failure Frequency Guidelines Process Equipment Leak Frequency Data for Use in QRA*. Sedangkan untuk melakukan analisa *leakage* pada komponen digunakan perhitungan dengan rumus sebagai berikut:

$$F(d) = C (1 + aD^n) d^n + Frup \quad (4.1)$$

Dimana:

- F : *frequency of leaks (per valve year)*
- C, m : *Constants representing hole size distribution*
- a, n : *Constants representing equipment size dependency*
- Frup : *additional rupture frequency (per valve year)*
- D : *Valve diameter (mm)*
- d : *Hole diameter (mm)*

Dalam menggunakan rumus frekuensi kebocoran terdapat ketentuan yang perlu diperhatikan seperti skenario yang akan di Analisa. Skenario yang akan dianalisa menjadi tiga yaitu *Total Leaks*, *full leaks* dan *Zero Pressure*. Ketiga skenario tersebut memiliki rumus yang berbeda, bisa dilihat pada table berikut.

Tabel 4. 11 Skenario Variabel Kebocoran Komponen

SKENARIO	C	a	N	m	Frup
Total leaks	1.0E-05	3.4E-05	2.0	-0.76	1.0E-05
Full leaks	6.0E-06	3.8E-03	1.5	-1.17	0.0E+00
Zero Pressure	1.0E-08	6.8	1.0	-0.15	0.0E+00

Pada penelitian ini skenario yang akan di analisa adalah *Total Leaks*. Rumus pada tabel hanya bisa digunakan pada komponen manual. Untuk komponen *automatic* seperti *actuated valve* menggunakan rumus perhitungan lain. Berikut hasil perhitungan *leakage* pada komponen manual pada setiap node.

Tabel 4. 12 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 1

NODE 1						
No	Equipment	Code	Size	Leak Frequency/Hole Diameter		
				10-50 mm	50-150 mm	>150 mm
1	Butterfly Valve	V-400-1	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
2	Butterfly Valve	V-400-2	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
3	Butterfly Valve	V-400-3	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
4	Butterfly Valve	V-400-4	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
5	Butterfly Valve	V-400-5	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
6	Butterfly Valve	V-400-6	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
7	Butterfly Valve	V-400-7	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
8	Butterfly Valve	V-400-8	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

9	Butterfly Valve	V-400-9	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
10	Swing Check Valve	V-400A-1	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
11	Swing Check Valve	V-400A-2	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
12	Swing Check Valve	V-400A-3	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
13	Swing Check Valve	V-400A-4	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
14	Swing Check Valve	V-400A-5	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
15	Swing Check Valve	V-400A-6	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
16	Swing Check Valve	V-400A-7	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
317	Swing Check Valve	V-400A-8	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
18	Swing Check Valve	V-400A-9	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
19	Spectange Flange	23-350SF-101	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
20	Spectange Flange	23-350SF-102	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
21	Spectange Flange	23-350SF-103	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
22	Spectange Flange	23-350SF-104	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
23	Spectange Flange	23-350SF-105	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
24	Spectange Flange	23-350SF-106	350 mm	1.8E-05	3.8E-06	5.4E-07
25	Butterfly valve	V-402-1	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
26	Butterfly valve	V-402-2	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

27	Butterfly valve	V-402-3	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
28	Butterfly valve	V-402-4	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
29	Butterfly valve	V-402-5	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
30	Butterfly valve	V-402-6	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
31	Gate Valve	V-406	400 mm	5.5E-05	1.3E-05	2.0E-06
Total				1.48E-03	3.48E-04	5.32E-05

Tabel 4. 13 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 2

NODE 2						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency /Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Butterfly Valve	23-400BU-049	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
2	NonReturn Valve	23-400CH-027	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
3	Spectange Flange	23-400SF-006	400 mm	1.70E-05	4.30E-06	6.00E-07
4	Globe Valve	V-400-4	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
5	Globe Valve	V-400-5	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
6	Cryogenic Breakaway Coupling	23-200EB-701	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
7	Dry Cryogenic Coupling	23-200DC-701	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
8	WN Flange	-	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
9	Blind Flange	-	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
10	Blind Flange	-	400 mm	2.03E-05	4.26E-06	6.03E-07

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

11	WN Flange	-	25 mm	8.23E-06	1.73E-06	2.45E-07
12	Blind Flange	-	25 mm	8.23E-06	1.73E-06	2.45E-07
13	Blind Flange	-	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
14	Tank Unit Flange	23-200DC-702	200 mm	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
15	Pressure Control Valve	27-PCV-033	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
16	Emergency Shut Down Gate Valve	27-EV-027	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
TOTAL				0.00045783	0.00010561	1.59E-05

Tabel 4. 14 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 3

Node 3						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency/Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Pressure Control Valve	27-PCV-033	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
2	Emergency Shut Down Gate Valve	27-EV-027	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
3	Tank Unit Flange	23-200DC-702	8"	2.00E-05	2.60E-06	3.70E-07
4	Dry Cryogenic Coupling	23-200DC-701	8"	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
5	Cryogenic Breakaway Coupling	23-200EB-701	8"	1.24E-05	2.60E-06	3.68E-07
6	Globe Valve	V-400-5	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
7	Globe Valve	V-400-4	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
8	Spectange Flange	23-400SF-006	400 mm	1.70E-05	4.30E-06	6.00E-07

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

9	Gate Valve	23-200DC-701	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
10	Butterfly Valve	23-200DC-702	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
11	Safety valve	27-400BU-011	400 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
12	WN Flange	-	200 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
13	Blind Flange	-	200 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
14	Blind Flange	-	400 mm	2.03E-05	4.26E-06	6.03E-07
15	WN Flange	-	25 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
16	Blind Flange	-	25 mm	8.80E-06	2.10E-06	3.10E-07
17	Blind Flange	-	200 mm	5.50E-05	1.30E-05	2.00E-06
TOTAL				0.00069576	0.00016146	2.4619E-05

Tabel 4. 15 Data Frekuensi Kebocoran Komponen Node 4

Node 4						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequecny/Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Butterfly Valve	V-561	500 mm	2.00E-05	4.80E-06	7.20E-07
2	Butterfly Valve	V-555	500 mm	2.00E-05	4.80E-06	7.20E-07
3	Butterfly Valve	27-250BU-100	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07
4	Butterfly Valve	27-250BU-200	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07
5	Butterfly Valve	27-250BU-300	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07
6	Butterfly Valve	27-250BU-400	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07
7	Butterfly Valve	27-250BU-500	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

8	Butterfly Valve	27-250BU-600	250 mm	2.70E-05	6.30E-06	9.50E-07
9	Spectange Flange	27-250SF-100	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
10	Spectange Flange	27-250SF-200	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
11	Spectange Flange	27-250SF-300	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
12	Spectange Flange	27-250SF-400	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
13	Spectange Flange	27-250SF-500	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
14	Spectange Flange	27-250SF-600	250 mm	1.40E-05	3.00E-06	4.20E-07
15	Butterfly Valve	V-550-1	550 mm	9.70E-05	2.30E-05	3.40E-06
16	Butterfly Valve	V-550-2	550 mm	9.70E-05	2.30E-05	3.40E-06
17	Butterfly Valve	V-550-3	550 mm	9.70E-05	2.30E-05	3.40E-06
18	Butterfly Valve	V-550-4	550 mm	9.70E-05	2.30E-05	3.40E-06
19	Butterfly Valve	V-550-5	550 mm	9.70E-05	2.30E-05	3.40E-06
TOTAL				7.71E-04	1.80E-04	2.67E-05

4.3.2 Frekuensi Kebocoran Pipa

Tidak hanya menganalisa kebocoran komponen terhadap suatu sistem namun juga menganalisa peluang kebocoran pipa pada sistem yang mana pipa sebagai wadah utama untuk mengalirkan fluida. Pada sistem yang akan dianalisa terdapat beberapa fluida diantaranya LNG, *Boil of Gas*, dan NG tergantung dari masing masing node. Sama dengan frekuensi kebocoran komponen, frekuensi kebocoran pipa juga menggunakan *DNV Failure Frequencies Guidelines Process Equipment Leak Frequency Data for Use in QRA*. Untuk rumus yang digunakan juga sama dengan yang digunakan pada Analisa leakage komponen, yaitu:

$$F(d) = C(1 + aD^n) d^n + Frup \quad (4.2)$$

Dimana:

- F : frequency of leaks (per valve year)
 C, m : Constants representing hole size distribution
 a, n : Constants representing equipment size dependency
 Frup : additional rupture frequency (per valve year)
 D : Pipe diameter (mm)
 d : Hole diameter (mm)

Dalam menggunakan rumus frekuensi kebocoran pipa sama halnya dengan kebocoran komponen, terdapat hal hal yang perlu diperhatikan seperti skenario. Skenario dibagi menjadi tiga *total leaks, full leaks, zero pressure*.

Tabel 4. 16 Skenario Variable Kebocoran Pipa

SKENARIO	C	a	N	m	Frup
Total leaks	3.7E-05	1000	-1.5	-0.74	3.0E-06
Full leaks	8.0E-06	1000	-1.3	-1.42	0.0E+00
Zero Pressure	9.0E-06	0	0.0	-0.50	1.0E-06

Hasil kebocoran pada pipa yang telah dihitung akan dikalikan dengan Panjang pipa. Hasil perhitungan pipa leakage bisa dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 17 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 1

Node 1							
No.	Equipment	Code	Size	Length (m)	Leak Frequency /Hole Diameter		
					10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Pipe Line	400-PL-23-008-1S-23	400 mm	30	1.59E-04	3.90E-05	6.00E-06
TOTAL					1.59E-04	0.000039	0.000006

Tabel 4. 18 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 2

Node 2							
No.	Equipment	Code	Size	Length (m)	Leak Frequency /Hole Diameter		
					10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

1	Pipe Line	400-PL-23-008-1S-23	400 mm	30	1.59E-04	3.90E-05	6.00E-06
3	Flexible Hose	-	200 mm	20	1.27E-04	3.08E-05	4.71E-06
2	Pipe Line	23-PX-002	200 mm	1.5	9.52E-06	2.31E-06	3.53E-07
TOTAL					0.00029539	7.2137E-05	1.1065E-05

Tabel 4. 19 Frekuensi kebocoran Pipa Node 3

Node 3							
No.	Equipment	Code	Size	Length (m)	Leak Frequency /Hole Diameter		
					10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Pipe Line	400-PL-23-008-1S-23	400 mm	30	1.59E-04	3.90E-05	6.00E-06
3	Flexible Hose	-	200 mm	20	1.27E-04	3.08E-05	4.71E-06
2	Pipe Line	23-PX-002	200 mm	1.5	9.52E-06	2.31E-06	3.53E-07
TOTAL					0.00029539	7.2137E-05	1.1065E-05

Tabel 4. 20 Frekuensi Kebocoran Pipa Node 4

Node 4							
No.	Equipment	Code	Size	Length (m)	Leak Frequency /Hole Diameter		
					10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Pipe Line	200-PL-23-008-1S-23	200 mm	110	6.98E-04	1.70E-04	2.59E-05
	Pipe Line	250-PL-23-008-1S-24	250 mm	20	1.17E-04	2.85E-05	4.36E-06
2	Pipe Line	550-PL-23-008-1S-25	550 mm	10	5.05E-05	1.23E-05	1.88E-06
TOTAL					8.66E-04	0.00021034	3.2148E-05

4.3.3. Frekuensi Kebocoran *Indicator & Safeguard*

Indicator & Safeguard berfungsi sebagai *indicator* aliran, tekanan dan suhu. Jika *indicator & safeguard* atau salah satunya tidak berfungsi

maka akan terjadi kekeliruan pada sistem yang bisa menimbulkan bahaya. Maka dari itu perlu dilakukan Analisa kebocoran pada *Indicator & Safeguard* pada setiap node yang telah dilakukan. Hasil frekuensi dari setiap *equipment* yang ada berdasarkan referensi dari DNV *Failure Frequencies Guidelines Process Equipment Leak Frequency Data for Use in QRA*. Berikut rumus yang akan digunakan:

$$F(d) = Cd^m + Frup \quad (4.3)$$

Dimana:

- F : frequency of leaks (per valve year)
- C, m : Constants representing hole size distribution
- Frup : additional rupture frequency (per valve year)
- D : Pipe diameter (mm)
- d : Hole diameter (mm)

Dalam menggunakan rumus terdapat hal yang perlu diperhatikan yaitu skenario, skenario dibagi menjadi tiga yaitu *Total leaks*, *full leaks* dan *zero pressure*.

Tabel 4. 21 Skenario Variabel Kebocoran Indicator & Safeguard

SKENARIO	C	M	Frup
Total leaks	6.1E-04	-0.80	0.0E+00
Full leaks	2.3E-04	-1.88	0.0E+00
Zero Pressure	2.5E-0	-0.44	0.0E+00

Rumus diatas hanya berlaku dalam menghitung kebocoran pada *instrument*. Berikutnya hasil perhitungan *leakage* pada *Indicator & Safeguard* setiap dapat dilihat sebagai berikut:

Tabel 4. 22 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 1

Node 1						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency /Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Temperature Gauge	23-TG-011	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

2	Pressure Gauge	23-PG-011	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
3	Temperature Gauge	23-TG-012	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
4	Pressure Gauge	23-PG-012	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
5	Temperature Gauge	23-TG-013	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
6	Pressure Gauge	23-PG-013	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
7	Temperature Gauge	23-TG-014	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
8	Pressure Gauge	23-PG-014	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
9	Temperature Gauge	23-TG-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
10	Pressure Gauge	23-PG-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
11	Temperature Gauge	23-TG-016	26 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
12	Pressure Gauge	23-PG-016	27 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
13	Pressure Indicator	23-PI-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
14	Temperature Indicator	23-TI-042A	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
TOTAL				9.80E-04	2.24E-04	3.22E-05

Tabel 4. 23 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 2

Node 2						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency /Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Temperature Transmitter	23-TG-031	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
2	Pressure Transmitter	23-PG-032	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
3	Pressure Indicator	23-PI-035	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

4	Temperature Indicator	23-TI-042F	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
TOTAL				2.80E-04	6.40E-05	9.20E-06

Tabel 4. 24 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 3

Node 3						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency /Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Temperature Indicator	27-TI-046	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
2	Pressure Indicator	27-PI-045	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
3	Pressure Indicator Controller	27-PIC-046	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
4	Pressure Indicator Actuator	27-PG-022	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
5	Pressure Transmitter	27-PT-045	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
6	Pressure Transmitter	27-TT-046	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
TOTAL				4.20E-04	9.60E-05	1.38E-05

Tabel 4. 25 Frekuensi Kebocoran Indicator & Safeguard Node 4

Node 4						
No.	Equipment	Code	Size	Leak Frequency /Hole Diameter		
				10 - 50 mm	50 - 150 mm	> 150 mm
1	Temperature Gauge	23-TG-011	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
2	Pressure Gauge	23-PG-011	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
3	Temperature Gauge	23-TG-012	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
4	Pressure Gauge	23-PG-012	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

5	Temperature Gauge	23-TG-013	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
6	Pressure Gauge	23-PG-013	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
7	Temperature Gauge	23-TG-014	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
8	Pressure Gauge	23-PG-014	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
9	Temperature Gauge	23-TG-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
10	Pressure Gauge	23-PG-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
11	Temperature Gauge	23-TG-016	26 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
12	Pressure Gauge	23-PG-016	27 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
13	Pressure Indicator	23-PI-015	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
14	Temperature Indicator	23-TI-042A	25 mm	7.00E-05	1.60E-05	2.30E-06
TOTAL				9.80E-04	2.24E-04	3.22E-05

4.3.4 Kegagalan Fungsi Komponen

Gas release bisa disebabkan dari berbagai hal diantaranya adalah kebocoran komponen dan juga kegagalan fungsi komponen. Oleh sebab itu tidak hanya dilakukan Analisa kebocoran namun juga diperlukan analisa fungsi kegagalan pada setiap nodenya. Dalam menentukan frekuensi fungsi kegagalan digunakan referensi dari OREDA dan *Center for Chemical Process Safety Generic Failure Data Base*. Untuk daftar kegagalan fungsi pada setiap node dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4. 26 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 1

Node 1				
No	Equipment	Code	Failure Mode	Failure / Year
1	Butterfly Valve	V-400-1	Fail to Open on Demand	2.85E-10
2	Butterfly Valve	V-400-2	Fail to Open on Demand	2.85E-10
3	Butterfly Valve	V-400-3	Fail to Open on Demand	2.85E-10

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

4	Butterfly Valve	V-400-4	Fail to Open on Demand	2.85E-10
5	Butterfly Valve	V-400-5	Fail to Open on Demand	2.85E-10
6	Butterfly Valve	V-400-6	Fail to Open on Demand	2.85E-10
7	Butterfly Valve	V-400-7	Fail to Open on Demand	2.85E-10
8	Butterfly Valve	V-400-8	Fail to Open on Demand	2.85E-10
9	Butterfly Valve	V-400-9	Fail to Open on Demand	1.86E-09
10	Swing Check Valve	V-400A-1	All Modes	2.57E-10
11	Swing Check Valve	V-400A-2	All Modes	2.57E-10
12	Swing Check Valve	V-400A-3	All Modes	2.25E-06
13	Swing Check Valve	V-400A-4	All Modes	2.57E-10
14	Swing Check Valve	V-400A-5	All Modes	2.57E-10
15	Swing Check Valve	V-400A-6	All Modes	2.57E-10
16	Swing Check Valve	V-400A-7	All Modes	2.57E-10
17	Swing Check Valve	V-400A-8	All Modes	2.57E-10
18	Swing Check Valve	V-400A-9	All Modes	2.57E-10

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

19	Butterfly valve	V-402-1	All Modes	2.57E-10
20	Butterfly valve	V-402-2	All Modes	2.57E-10
21	Butterfly valve	V-402-3	All Modes	2.57E-10
22	Butterfly valve	V-402-4	All Modes	2.57E-10
23	Butterfly valve	V-402-5	All Modes	2.57E-10
24	Butterfly valve	V-402-6	All Modes	2.57E-10
25	Gate Valve	V-406	Fail to Open on Demand	2.57E-10
Total				2.26E-06

Tabel 4. 27 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 2

Node 2				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Butterfly Valve	23-400BU-049	Fail to open on demand	2.57E-10
2	NonReturn Valve	23-400CH-027	All modes	6.69E-10
3	Globe Valve	V-400-5	Fail to close on demand	1.71E-09
4	Globe Valve	V-400-4	Fail to close on demand	1.71E-09
5	Dry Cryogenic Coupling	23-200DC-701	external leakage utility medium	2.62646E-10
6	Cryogenic Breakaway Coupling	23-200EB-701	external leakage utility medium	2.62646E-10
7	Pressure Control Valve	27-PCV-033	Suprious Operation	7.30112E-10
8	ESD Gate Valve	27-EV-027	Fail to close on demand	1.39748E-09
TOTAL				7.00E-09

Tabel 4. 28 Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 3

Node 3				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Pressure Control Valve	27-PCV-033	Fail to regulate	1.39748E-09
2	Emergency Shut Down Valve	27-EV-027	Fail to close on demand	7.30112E-10
3	Dry Cryogenic Coupling	23-200DC-701	external leakage utility medium	2.62646E-10
4	Cryogenic Breakaway Coupling	23-200EB-701	external leakage utility medium	2.62646E-10
5	Globe Valve	V-400-5	Fail to close on demand	5.90934E-10
6	Globe Valve	V-400-4	Fail to close on demand	5.90934E-10
7	Gate Valve	23-200DC-701	All modes	1.65416E-10
8	Butterfly Valve	23-200DC-702	Fail to open on demand	1.40E-09
9	Safety valve	27-400BU-011	Fail to close on demand	3.18E-10
TOTAL				5.71593E-09

Tabel 4. 29 .Frekuensi Kegagalan Fungsi Komponen Node 4

Node 4				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Butterfly Valve	V-561	All modes	3.26155E-09
2	Butterfly Valve	V-555	All modes	3.26155E-09
3	Butterfly Valve	27-250BU-100	Fail to Regulate	3.77605E-10
4	Butterfly Valve	27-250BU-200	Fail to Regulate	3.77605E-10

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

5	Butterfly Valve	27-250BU-300	Fail to Regulate	3.77605E-10
6	Butterfly Valve	27-250BU-400	Fail to Regulate	3.77605E-10
7	Butterfly Valve	27-250BU-500	Fail to Regulate	3.77605E-10
8	Butterfly Valve	27-250BU-600	Fail to Regulate	3.77605E-10
9	Butterfly Valve	V-550-1	External leakage-process medium	7.35816E-10
10	Butterfly Valve	V-550-2	External leakage-process medium	7.35816E-10
11	Butterfly Valve	V-550-3	External leakage-process medium	7.35816E-10
12	Butterfly Valve	V-550-4	External leakage-process medium	7.35816E-10
13	Butterfly Valve	V-550-5	External leakage-process medium	7.35816E-10
TOTAL				1.25E-08

4.3.5 Kegagalan Fungsi *Indicator & Safeguard*

Salah satu faktor terjadinya *gas release* adalah kegagalan fungsi suatu sistem. Kegagalan suatu sistem bisa terjadi dikarenakan beberapa hal salah satunya adalah kegagalan fungsi *Indicator & Safeguard*. Oleh karena itu perlu dilakukan analisa kegagalan fungsi tidak hanya dilakukan pada komponen saja tetapi juga pada *Indicator & safeguard*. Angka frekuensi kegagalan fungsi *equipment* berdasarkan referensi dari OREDA dan *Center Chemical Process Safety Generic Failure Data Base*. Berikut adalah fungsi kegagalan fungsi *indicator & Safeguard* pada setiap node.

Tabel 4. 30 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 1

Node 1				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Temperature Gauge	23-TG-011	Catastrophic	2.82918E-08
2	Pressure Gauge	23-PG-012	Fail to operate	2.10E-10
3	Pressure Transmitter	23-PT-015	Catastrophic	1.34614E-08
4	Pressure Indicator	23-PI-015	Fail to operate	2.10E-10
5	Temperature Transmitter	23-TT-042A	Catastrophic	1.10658E-08
6	Temperature Indicator	23-TI-042A	Catastrophic	2.82918E-08
TOTAL				8.1531E-08

Tabel 4. 31 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 2

Node 2				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Temperature Transmitter	23-TT-042F	Spurious operation	2.54398E-10
2	Temperature Indicator	23-TI-042F	Fail to fuction on demand	2.54398E-10
3	Pressure Transmitter	23-PT-035	Sensor fail to operate	6.78081E-10
4	Pressure Indicator	23-PI-035	Fail to operate	2.10E-10
TOTAL				1.39692E-09

Tabel 4. 32 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 3

Node 3				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Pressure Indicator Actuator	27-PIA-032	Catastrophic	1.04155E-08
2	Temperature Indicator	27-TI-046	Fail to function on demand	2.54398E-10
3	Pressure Transmitter	27-PT-045	Fail to transmit data	1.04224E-08
4	Pressure Indicator	27-PI-045	Fail to operate	2.10E-10
5	Pressure Indicator Controller	27-PIC-046	Catastrophic	1.04155E-08
6	Pressure Transmitter	27-TT-046	Fail to transmit data	1.04224E-08
TOTAL				4.21402E-08

Tabel 4. 33 Frekuensi Kegagalan Fungsi Indicator & Safeguard Node 4

Node 4				
No.	Equipment	Code	Failure Mode	Failure/year
1	Temperature Gauge	23-TG-011	Catastrophic	2.54398E-10
2	Pressure Gauge	23-PG-012	Fail to operate	2.10E-10
3	Pressure Transmitter	23-PT-015	Catastrophic	2.54398E-10
4	Pressure Indicator	23-PI-015	Fail to operate	2.10E-10
5	Temperature Transmitter	23-TT-042A	Catastrophic	2.54398E-10
6	Temperature Indicator	23-TI-042A	Catastrophic	2.82918E-08
TOTAL				2.94751E-08

4.3.6 Analisa Pohon kegagalan (FTA)

Diagram pohon kejadian banyak digunakan pada studi yang berkaitan dengan Analisa risiko dan keandalan pada suatu sistem. FTA

dilakukan untuk identifikasi sebuah kegagalan pada suatu kejadian. Diagram pohon kegagalan berorientasi pada fungsi dan umum diketahui dengan ‘*top down*’. Pada FTA Analisa dilakukan berdasarkan level, analisa dimulai pada *level top* diteruskan hingga ke bawah atau *basic event*. Pada FTA hasil analisa memiliki hasil utama atau *top event* berupa *gas release* pada setiap nodenya. Untuk menyusun diagram pohon kegagalan digunakan gerbang logika sebagai berikut.

a. Gerbang Logika AND

Analisa diagram pohon kegagalan dengan menggunakan gerbang logika AND berfungsi untuk menentukan *top event* dengan ketentuan *input* pada *basic event* harus terjadi secara bersamaan. Persamaan gerbang logika AND sebagai berikut.

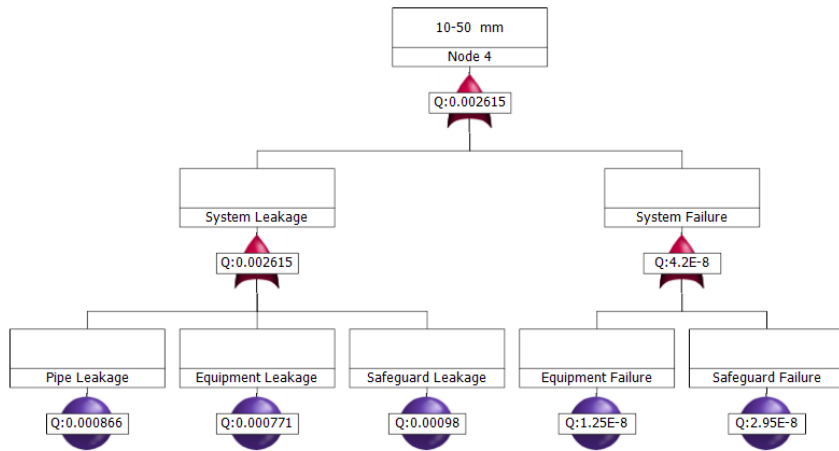
$$P(A \text{ n } B) = P(A) \times P(B) \quad (4.4)$$

b. Gerbang Logika OR

Analisa FTA yang menggunakan gerbang logika OR berfungsi untuk menentukan *top event* pada diagram pohon kegagalan dengan ketentuan jika salah satu *input* pada *basic event* terjadi sebuah kegagalan. Sebagai contoh, jika salah satu saja kegagalan maka *event* akan berlanjut ke bagian atas berikutnya pada diagram. Persamaan gerbang logika or sebagai berikut.

$$P(A \text{ n } B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (4.5)$$

Permodelan diagram pohon kegagalan atau FTA pada penelitian ini menggunakan *Relax Evaluation Software*. FTA dilakukan dengan menginput frekuensi kegagalan dari data kegagalan berupa kebocoran sistem dan kegagalan fungsi sistem pada setiap node. Berikutnya dilakukan permodelan sesuai dengan notasi yang disediakan. Analisa FTA dapat dilihat sebagai berikut.



Gambar 4. 12 Salah satu contoh Hasil Pengerjaan FTA

Analisa FTA pada tugas akhir ini dilakukan dengan menggunakan tiga macam skenario dengan bore skenario yang berbeda. Tabel 4.35 merupakan hasil rekapitulasi dari analisa FTA pada setiap node.

Tabel 4. 34 Rekapitulasi Analisa FTA

Node	Bore Scenario		
	10-50 mm	50-150 mm	>150mm
1	2.62E-03	6.13E-04	9.38E-05
2	1.03E-03	2.42E-04	3.62E-05
3	1.41E-03	3.30E-04	4.95E-05
4	2.62E-03	6.15E-04	9.10E-05

4.3.7 Analisa Diagram Pohon Kejadian (ETA)

Event Tree Analysis metode yang digunakan untuk mengetahui peluang suatu bahaya atau kejadian pada suatu sistem. Pada penelitian ini ETA digunakan untuk menghitung permodelan dari kejadian yang berpotensi menyebabkan kebakaran dan ledakan. Pada penelitian ini kebakaran dan ledakan dimulai dengan penyalaan (*ignition*) atau juga bisa dengan *gas release* yang merupakan *top event* dari FTA. Skenario yang akan dilakukan adalah *flash fire, jet fire* dan *gas dispersion*.

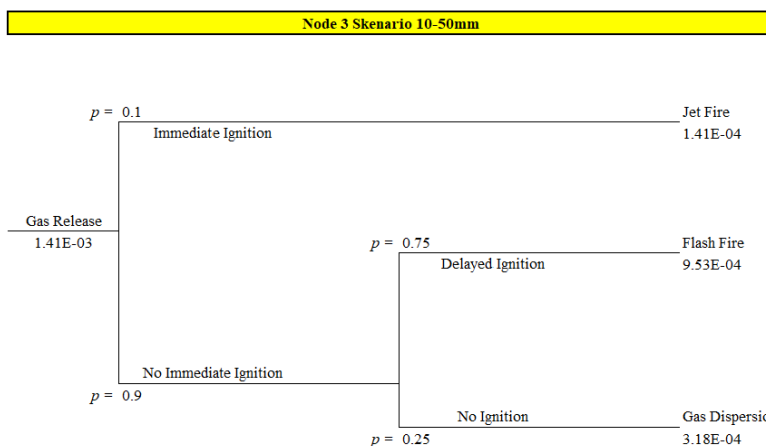
Untuk mengetahui frekuensi terjadinya kebakaran dan ledakan digunakan data dari *chemical process quantitative risk analysis* atau juga bisa dengan data perusahaan. Berikut jenis bahaya dengan kemungkinannya.

Tabel 4. 35 Probabilitas Bahaya Jet Fire, Flash Fire dan Gas Dispersion

Bore Scenario				
No.	Hazard	Ignition	Probability	Description
1	Jet Fire	Immediater Ignition	0.1	Api yang dihasilkan dari penyalaan gas yang mudah terbakar dari kebocoran peralatan proses
2	Flash Fire	Delayed Ignition	0.75	Api yang menyebar dengan cepat tanpa menghasilkan tekanan
3	Gas Release	No ignition	0.25	Kebocoran gas yang tersebar dan tumpah pada operasional suatu sistem

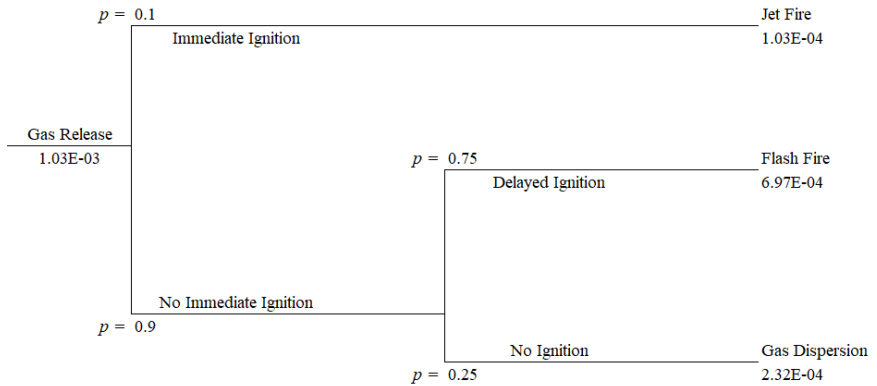
(Sumber: *Center for Chemical Process Safety, 2001*)

Pada penelitian ini Analisa ETA dilakukan dengan menggunakan 3 skenario *hole diameter* kebocoran. Kebocoran yang diskenariokan pada 3 bahaya *jet fire*, *flash fire* dan *gas release* yang masing-masing memiliki 3 skenario ukuran yang berbeda diantaranya 10-50 mm, 50-150 mm dan >150 mm.



Gambar 4. 13 Analisa ETA Node 3 Skenario 10-50 mm

Node 2 Skenario 10-50mm



Gambar 4. 14 Analisa ETA node 2 skenario 10-50 mm

Setelah dilakukan Analisa ETA, berikut adalah rekapitulasi yang bisa dilihat pada tabel dibawah.

Tabel 4. 36 Rekapitulasi Analisa ETA

Node	FREQUENCY OF EVENT / HOLE DIAMETER								
	Jet Fire			Flash Fire			Gas Dispersion		
	10-50mm	50-150mm	>150mm	10-50mm	50-150mm	>150mm	10-50mm	50-150mm	>150mm
1	2.62E-04	6.13E-05	9.38E-06	1.77E-03	4.14E-04	6.33E-05	5.90E-04	1.38E-04	2.11E-05
2	1.03E-04	2.42E-05	3.62E-06	6.97E-04	1.63E-04	2.44E-05	2.32E-04	5.44E-05	8.14E-06
3	1.41E-04	3.30E-05	4.95E-06	9.53E-04	2.23E-04	3.34E-05	3.18E-04	7.42E-05	1.11E-05
4	2.62E-04	6.15E-05	9.10E-06	1.77E-03	4.15E-04	6.14E-05	5.89E-04	1.38E-04	2.05E-05

4.4 Anlisa Konsekuensi

Penilaian risiko sendiri merupakan gabungan antara Analisa frekuensi dan Analisa konsekuensi. Jika Analisa frekuensi telah dilakukan maka dilanjutkan dengan Analisa konsekuensi. Pada tahap ini bertujuan untuk mengetahui besarnya risiko yang dihasilkan pada kebakaran dan ledakan. Analisa dilakukan dengan menggunakan *fire modelling software* yaitu, *Shell Fire, Release, Explosion, Dispersion Hazard consequence modelling software* atau juga dikenal dengan Shell FRED. Pada Analisa ini akan menggunakan hasil akhir dari pada Analisa frekuensi yaitu hasil akhir ETA.

Pada FSRU Jawa Barat dilakukan operasi penuh dimana operasi dilakukan 24 jam dan pada proses transfer sangat dipengaruhi oleh kondisi

cuaca sehingga risiko yang dilakukan pada node 2 dan node 3 adalah operasi siang dan operasi malam. Sedangkan kondisi cuaca menggunakan kondisi yang terdapat pada FSRU dan untuk arah angin menggunakan skenario *wind rose* pada lokasi FSRU Jawa Barat. Untuk node 1 dan 4 digunakan skenario berdasarkan letak tangki, skenario dibagi menjadi dua yaitu skenario kapal bagian depan (Tanki 1/2/3) dan kapal bagian belakang (Tanki 4/5/6). Tujuan dilakukannya permodelan kebakaran adalah untuk mengetahui besar dampak yang diakibatkan dari kebakaran atau ledakan pada lingkungan FSRU Jawa Barat. Dampak akan lebih dispesifikan pada kerugian terhadap manusia maupun awak FSRU Jawa Barat. Untuk mengetahui penyebaran atau radiasi kebakaran dan ledakan maka perlu diketahui besaran flux dan akibatnya.

Tabel 4. 37 Nilai Fluks Panas

Heat flux value [kW/m²]	Effect
4.7	Accepted value to represent injury
10	Pain threshold after 8 second; second degree burns after 25 second
12.5	Minimum energy required for piloted ignition of wood, melting plastic

(Sumber: *Disater Management Institute, Bhopal, 2019*)

Nilai flux pada tabel diatas guna untuk mengetahui besarnya radiasi panas yang terjadi saat melakukan permodelan menggunakan *fire modelling software*. Perlu diperhatikan bahwa nilai flux yang lebih besar dari 10kW/m² dapat menyebabkan kematian terhadap manusia.

Berbeda dengan kebakaran dan ledakan, pada kejadian *Gas dispersion* bahaya yang ditimbulkan untuk manusia berasal dari jumlah konsentrasi *gas part per million* (ppm). Pada umumnya kejadian *Gas dispersion* memang tidak memiliki dampak kematian kepada manusia namun pada kadar tertentu dapat memiliki dampak yang merugikan pada fungsi pernafasan manusia. Pada tabel berikut adalah dampak pada manusia yang disebabkan oleh gas berdasarkan jumlah kadarnya.

Tabel 4. 38 Dampak PPM Gas Terhadap Manusia

ppm	Dampak Terhadap Manusia
50000	Tidak beracun
140000	Gas Methane memiliki kemampuan mengurangi kadar oksigen di atmosfer
300000	Depresi sistem saraf pusat

(Sumber: *Yoanda, 2018*)

Pada penelitian ini menganalisa konsekuensi spesifik terhadap manusia atau awak FSRU, maka dari itu perlu diketahui jumlah kru yang berkerja pada FSRU yang setiap lokasinya telah ditentukan pada node node yang sudah dibagi di tahap identifikasi bahaya. Pada tabel berikut merupakan data kru yang terdapat pada FSRU.

Tabel 4. 39 Receiver Crew FSRU

Receiver	Jumlah Crew
Loading Arms & Crossover	3
Tank 1-6	2
Regasification system	2
Engine Room Area	5
Gas Export & Mstering	2
Cargo Control Room	2
TOTAL	16

Tabel 4. 40 Receiver Crew LNGC

Receiver	Jumlah Crew
Loading Arms & Crossover	2
Engine Room Area	3
Gas Export & Mstering	2
Cargo Control Room	2
TOTAL	9

4.4.1 Jet Fire

Salah satu contoh bahaya yang dinalisa pada penelitian ini adalah *Jet Fire*. Saat menggunakan *fire modelling software* dibutuhkan *input data* kejadian pada lingkungan tersebut. Berikut contoh input data pada skenario *Jet Fire*.

Tabel 4. 41 Data Input Jet Fire

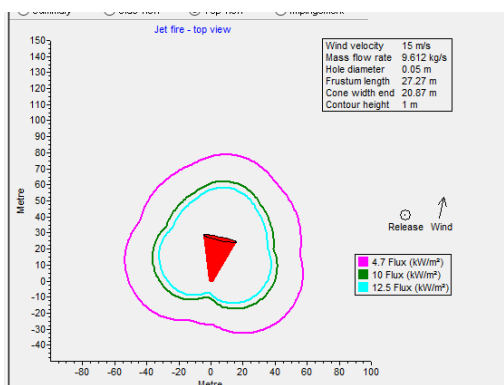
Weather		
Weather	27	°C
Wind speed	15	Meter/second
Wind direction	11.55	Degrees
Relative humidity	50	%
Time of Day	Day Time	

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

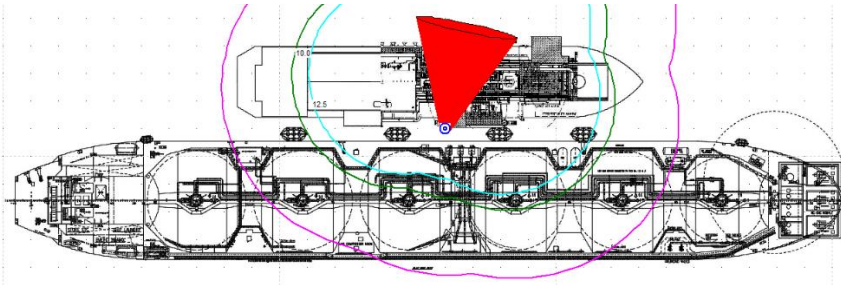
Cloud Condition	Cloudy	
Thermal Radiation		
4.7	kW/m ²	
10	kW/m ²	
12.5	kW/m ²	
Process Condition		
Temperature	-162	°C
Pressure	3	Bar
Release from	Liquid	
Hole & Release Diameter		
Hole Diameter	0.05	Meter
Diameter	0.4	Meter

Dari tabel tersebut, kejadian bahaya *Jet Fire* pada node 1 kebocoran 50 mm dengan skenario siang hari dengan kondisi berawan pada kecepatan angin 15 m/s menggunakan kondisi cuaca pada suhu 27 °C, maka *fire modelling software* akan menampilkan hasil sebaran *Jet Fire* pada FSRU. Permodelan bisa dilihat sebagai berikut.



Gambar 4. 15. Analisa Konsekuensi Jet Fire Node 2 Skenario 10-50 mm

Gambar diatas merupakan hasil permodelan dari *fire modelling software* dengan tampilan *top view*. Pada area 10 kW/m² dan 12 kW/m² adalah area yang dapat menimbulkan kematian pada manusia. Dengan demikian jika hasil analisa komsekuensi disambungkan dengan gambar pada lokasi kejadian pada node 1 dengan kebocoran 50 mm dengan skenario siang hari dengan kondisi berawan pada kecepatan angin 15 m/s menggunakan kondisi cuaca dengan suhu 27 °C dan arah mata angin 11.55 derajat yang dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 4. 16. Jet Fire Node 2 Skenario 10-50 mm Tampak Atas

Setelah melakukan permodelan pada 3 skenario lubang kebocoran, maka selanjutnya dilakukan rekapitulasi analisa konsekuensi dengan berdasarkan skenario siang hari, malam hari dan juga pada bagian depan dan belakang kapal. Tabel bisa dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 42 Hasil Analisa konsekuensi Jet Fire Node 1 & 4

ANALISA KONSEKUENSI JET FIRE				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Jet Fire	Societal Consequence	
			Tank 1/2/3	Tank 4/5/6
1	10-50 mm	2.62E-04	2	7
	50-150 mm	6.13E-05	2	7
	>150 mm	9.38E-06	4	7
4	10-50 mm	2.62E-04	2	2
	50-150 mm	6.15E-05	2	2
	>150 mm	9.10E-06	2	2

Tabel 4. 43 Hasil Analisa konsekuensi Jet Fire Node 2 & 3

ANALISA KONSEKUENSI JET FIRE				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Jet Fire	Societal Consequence	
			Siang Hari	Malam Hari
2	10-50 mm	1.03E-04	5	5
	50-150 mm	2.42E-05	5	5
	>150 mm	3.62E-06	5	10
3	10-50 mm	1.41E-04	3	3
	50-150 mm	3.30E-05	5	5
	>150 mm	4.95E-06	5	5

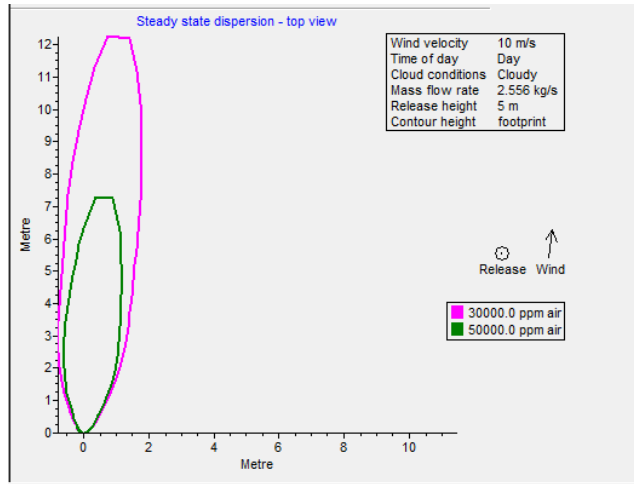
4.4.2 Flash Fire

Flash Fire adalah api yang tiba tiba muncul, intens dan juga memiliki durasi yang tidak lama. Pada bahaya ini digunakan juga menggunakan SHELL FRED, pengerjaan *fire modelling* membutuhkan input sesuai data lapangan dan skenario yang telah dilakukan. Data *input* dari salah satu skenario bisa dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 44 Data Input Flash Fire

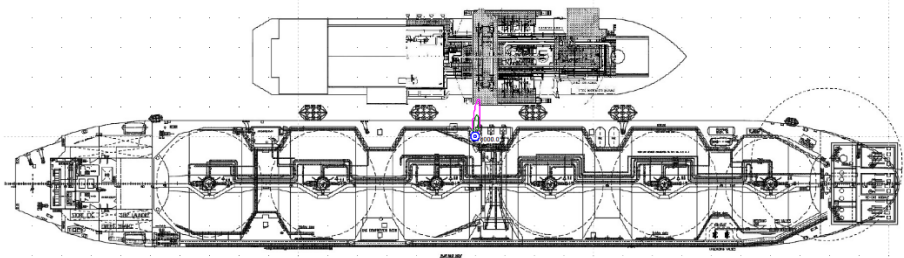
Weather		
Weather	27	°C
Wind speed	15	Meter/second
Wind direction	10	Degrees
Relative humidity	50	%
Time of Day	Day Time	
Cloud Condition	Cloudy	
Radiation		
	50000	ppm
Process Condition		
Temperature	-161	°C
Pressure	3	Bar
Release from	Liquid	
Hole & Release Diameter		
Hole Diameter	0.2	Meter
Diameter	0.4	Meter

Data *input* diatas adalah data *input* yang dimasukan untuk permodelan node 1 pada skenario lubang kebocoran 200 mm pada bagian belakang kapal. Permodelan *Flash fire* pada SHELLFRED area pada 50000 ppm menunjukkan area yang dapat menyebabkan kematian pada manusia. Permodelan dapat dilihat sebagai berikut.



Gambar 4. 17 Flash Fire Node 1 Skenario >10-50 mm

Pada permodelan diatas terdapat garis Ungu dan Hijau yang menunjukkan area terpapar *Flash fire* berdasarkan kadar ppmnya. Pada area diatas 50000 ppm gas dapat menimbulkan terjadinya *Flash fire* dan kematian terhadap manusia, sedangkan area pada 30000 ppm dapat berpotensi nyala api berikutnya. Jika dihubungkan dengan lokasi studi, maka permodelan akan terlihat sebagai berikut.



Gambar 4. 18 Flash Fire Node 2 Skenario >10-50 mm

Setelah melakukan permodelan berdasarkan skenario dan node yang telah ditentukan maka selanjutnya dilakukan rekapitulasi dari semua permodelan. Hasil rekapitulasi dapat dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 45 Hasil Analisa konsekuensi Flash Fire Node 1 & 4

ANALISA KONSEKUENSI FLASH FIRE				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Flash Fire	Societal Consequence	
			Tank 1/2/3	Tank 4/5/6
1	10-50 mm	1.77E-03	2	2
	50-150 mm	4.14E-04	2	6
	>150 mm	6.33E-05	2	9
4	10-50 mm	1.77E-03	2	2
	50-150 mm	4.15E-04	2	2
	>150 mm	6.14E-05	2	2

Tabel 4. 46 Hasil Analisa konsekuensi Flash Fire Node 2 & 3

ANALISA KONSEKUENSI FLASH FIRE				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Flash Fire	Societal Consequence	
			Siang Hari	Malam Hari
2	10-50 mm	6.97E-04	3	5
	50-150 mm	1.63E-04	5	5
	>150 mm	2.44E-05	5	5
3	10-50 mm	9.53E-04	3	3
	50-150 mm	2.23E-04	3	5
	>150 mm	3.34E-05	5	5

4.4.3 Gas Dispersion

Gas Dispersion adalah salah satu contoh bahaya atau konsekuensi yang dihasilkan pada sistem yang dianalisa. Dalam melakukan analisa konsekuensi *fire modelling* digunakan dengan *input data* kejadian sehingga hasil analisa konsekuensi yang dihasilkan lebih akurat. Berikut data *input* yang bisa dilihat pada tabel dibawah.

Emission flux:	<input type="text" value="201.376"/>	kg/s	Temperature:	<input type="text" value="-162"/>	°C
Specific heat:	<input type="text" value="17"/>	J/mol/°C	Molecular weight:	<input type="text" value="55"/>	kg/kmol
Heat group for natural convection:	<input type="text" value="24"/>		Mole fraction of water pickup:	<input type="text" value="0"/>	
Surface properties					
Temperature:	<input type="text" value="10"/>	°C	Code:	<input type="text" value="3 - over land"/>	

Gambar 4. 19 Source Input Data Gas Dispersion

Untuk mengganti *variable hole diameter* pada bahaya ini dilakukan dengan mengganti *emission flux*. *Emission flux* dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut.

$$Qg = 1,4 \times 10^{-4} \times d^2 \sqrt{p_g P_g} \quad (4.6)$$

Dimana:

- Q_g : initial gas release rate (kg/s)
- ρ_g : initial density of gas (kg/m³)
- P_g : initial pressure of gas (N/m²)
- d_2 : diameter of the hole (mm)

Dengan begitu dapat dilakukan perhitungan pada tiap-tiap node dengan skenario kebocoran yang sudah ditentukan. Pada node tertentu terdapat sedikit perbedaan, pada node 1 & 2 menggunakan densitas LNG sebesar 431,22 kg/m³ dengan tekanan 3 bar. Sedangkan 3 & 4 menggunakan densitas natural gas sebesar 0,816 kg/m³ dengan tekanan 1,17 bar. Hasil perhitungan *gas release rate* pada tiap skenario bisa dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 47 Data input Gas Dispersion Node 1 Skenario 200 mm

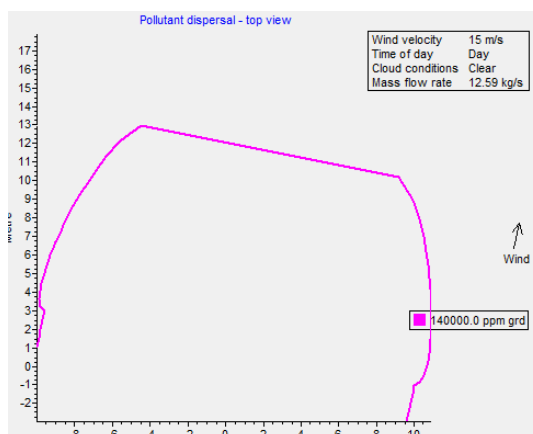
Weather		
Weather	27	°C
Wind speed	15	Meter/second
Wind direction	5	Degrees
Relative humidity	50	%
Time of Day	Day Time	
Cloud Condition	Cloudy	
Dispersion		
Contour to plot	140000	ppm
Surface roughness	0.0001	m
Basic Properties		
Downwind length	4	m
Crosswind length	25	m
Emission flux	201.37	Kg/s

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

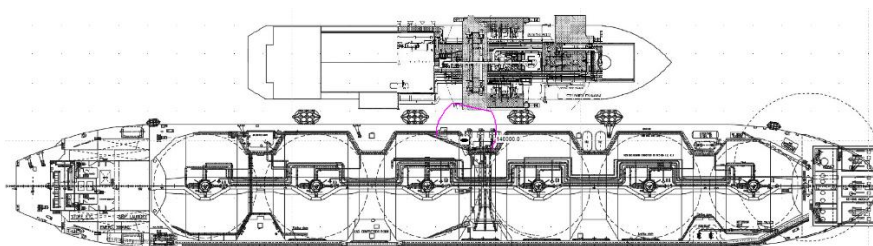
Temperature	-162	°C
Specific heat	17	J/mol/C
Mocelur weight	55	Kg/mol

Kemudian berdasarkan pada tabel input data dengan menggunakan skenario terjadi pada bagian depan kapal, maka *fire modelling software* akan menampilkan hasil sebaran *gas dispersion* pada FSRU dengan nilai ppm sebagai berikut.



Gambar 4. 20 Permodelan Gas Dispersion Node 1 dengan skenario 200 mm

Gambar 4.20 merupakan hasil analisa konsekuensi atau bahaya *gas dispersion* menggunakan *fire modelling software* pada tampak atas. Area dalam jangkauan garis ungu adalah area yang dapat menyebabkan kematian. Jika hasil Analisa tersebut dipetakan pada FSRU menggunakan tampak atas maka akan menjadi sebagai berikut.



Gambar 4. 21 Permodela Gas Disepersion Node 1 Skenario 200 mm pada Bagian Depan Kapal

Semua hasil permodelan dari tiap node dan skenario yang telah dilakukan, selanjutnya dilakukan analisa konsekuensi terhadap *societal risk*. Hasil rekapitulasi dapat dilihat sebagai berikut.

Tabel 4. 48 Hasil Analisa konsekuensi Gas Dispersion Node 1 & 4

ANALISA KONSEKUENSI GAS DISPERSION				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Gas Dispersion	Societal Consequence	
			Tank 1/2/3	Tank 4/5/6
1	10-50 mm	5.90E-04	2	2
	50-150 mm	1.38E-04	4	8
	>150 mm	2.11E-05	4	8
4	10-50 mm	5.89E-04	2	2
	50-150 mm	1.38E-04	2	2
	>150 mm	2.05E-05	2	8

Tabel 4. 49 Hasil Analisa konsekuensi Gas Dispersion Node 2 & 3

ANALISA KONSEKUENSI GAS DISPERSION				
Node	Skenario Lubang	Frekuensi Gas Dispersion	Societal Consequence	
			Siang Hari	Malam Hari
2	10-50 mm	2.32E-04	3	3
	50-150 mm	5.44E-05	5	5
	>150 mm	8.14E-06	5	5
3	10-50 mm	3.18E-04	3	3
	50-150 mm	7.42E-05	3	5
	>150 mm	1.11E-05	5	5

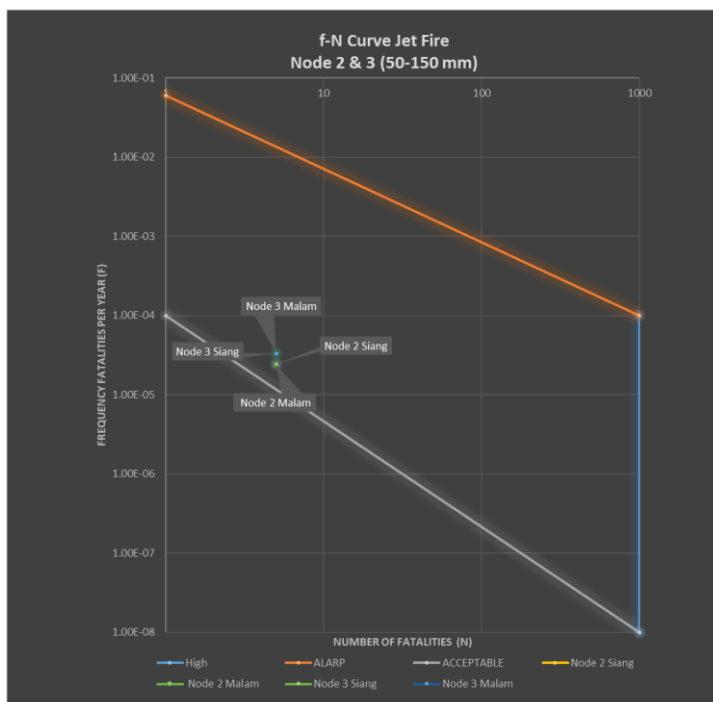
4.5 Pemetaan Risiko

Hasil Analisa frekuensi dan Analisa konsekuensi yang telah didapatkan selanjutnya dipetakan dalam metode *f-N Curve*, standar yang digunakan adalah *f-N Curve UK Offshore*. Pada studi ini konsekuensi yang dihasilkan adalah konsekuensi nyawa manusia (*societal risk*). *f-N Curve* merupakan hasil dari hubungan antara frekuensi kejadian dengan jumlah manusia (*n*) yang menjadi dampak dalam suatu kejadian.

4.5.1 Jet Fire

Setelah dilakukan perhitungan frekuensi dan konsekuensi dengan *fire modelling* pada bahaya *Jet Fire* maka selanjutnya akan dipetakan dalam

f-N Curve. Gambar dibawah adalah hasil pemetaan dari bahaya *Jet Fire* pada node 2 & 3 dengan skenario 10-50 mm, hasil bisa dilihat pada Gambar 4.22.



Gambar 4. 22 Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 Pada kebcoran 50-150 mm

Pada hasil dari pemetaan di Gambar 4. 21 dapat dilihat area dibawah garis Abu-abu adalah area *Acceptable*, area dibawah garis Oranye merupakan area *ALARP* sedangkan diatas garis Oranye adalah area *Unacceptable*. Jadi bisa disimpulkan untuk hasil pemetaan risiko pada node 2 & 3 pada lubang kebcoran 50 – 150 mm dengan skenario siang atau malam menunjukkan hasil pada kategori bahaya *ALARP*. Semua node dan skenario masing-masing telah dilakukan pemetaan dan hasil pemetaan telah direkapitulasi, untuk hasil rekapitulasi bisa dilihat pada table dibawah.

Tabel 4. 50 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)

JET FIRE (Tank 1/2/3)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
1	10-50 mm	2.62E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	6.13E-05	2	YES	NO	NO
	>150 mm	9.38E-06	4	NO	YES	NO

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

4	10-50 mm	2.62E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	6.15E-05	2	YES	NO	NO
	>150 mm	9.10E-06	2	NO	YES	NO

Tabel 4. 51 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)

JET FIRE (Tank 4/5/6)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
1	10-50 mm	2.62E-04	7	NO	YES	NO
	50-150 mm	6.13E-05	7	NO	YES	NO
	>150 mm	9.38E-06	7	NO	YES	NO
4	10-50 mm	2.62E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	6.15E-05	2	YES	NO	NO
	>150 mm	9.10E-06	2	NO	YES	NO

Tabel 4. 52 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 (Siang Hari)

JET FIRE (Day Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
2	10-50 mm	1.03E-04	5	NO	YES	NO
	50-150 mm	2.42E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	3.62E-06	5	YES	NO	NO
3	10-50 mm	1.41E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	3.30E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	4.95E-06	5	YES	NO	NO

Tabel 4. 53 Hasil Pemetaan Risiko Jet Fire Node 2 & 3 (Malam Hari)

JET FIRE (Night Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
2	10-50 mm	1.03E-04	5	NO	YES	NO
	50-150 mm	2.42E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	3.62E-06	10	YES	NO	NO

(Tabel dilanjutkan dihalaman selanjutnya)

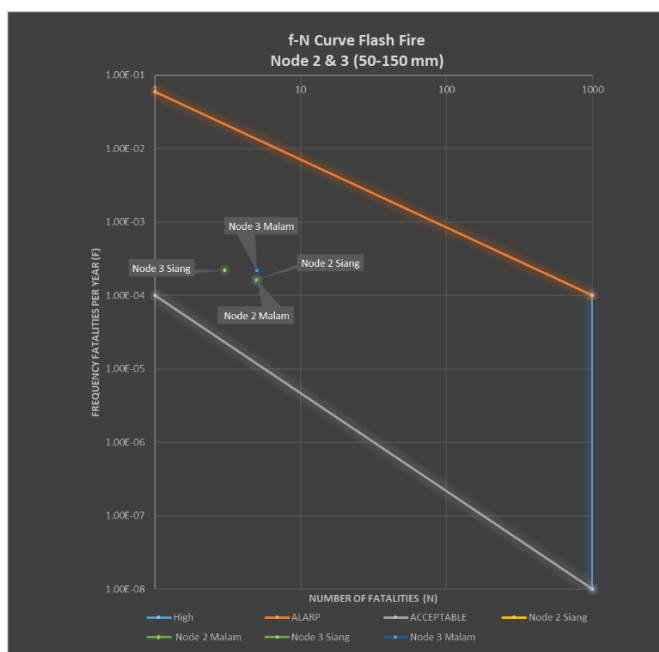
(Tabel lanjutan dari halaman selanjutnya)

3	10-50 mm	1.41E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	3.30E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	4.95E-06	5	YES	NO	NO

Setelah dilakukan analisa konsekuensi pada bahaya *Jet Fire* hasil yang didapatkan bahwa bahaya yang dihasilkan adalah 7 kategori bahaya *Acceptable* dan 15 kategori bahaya *ALARP*.

4.5.2 Flash Fire

Pada bahaya ini pemetaan yang dilakukan juga sama seperti bahaya *Jet Fire* dengan *input* frekuensi dan konsekuensi. Pada Gambar 4.23 merupakan hasil dari permodelan bahaya *Flash Fire* node 2 & 3 dengan skenario pada kebocoran 50-150 mm, gambar bisa dilihat sebagai berikut.



Gambar 4. 23 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 Skenario Pada kebocoran 50-150mm

Pada hasil dari pemetaan diatas dapat dilihat area dibawah garis Abu-abu adalah area *Acceptable*, area dibawah garis Oranye merupakan area *ALARP* sedangkan diatas garis Oranye adalah area *Unacceptable*. Jadi bisa disimpulkan bahwa hasil pemetaan dari node 2 & 3 dengan skenario siang maupun malam menghasilkan kategori bahaya *ALARP*. Untuk hasil rekapitulasi bisa dilihat pada table dibawah.

Tabel 4. 54 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)

FLASH FIRE (Tank 1/2/3)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
1	10-50 mm	1.77E-03	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	4.14E-04	2	NO	YES	NO
	>150 mm	6.33E-05	2	NO	YES	NO
4	10-50 mm	1.77E-03	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	4.15E-04	2	NO	YES	NO
	>150 mm	6.14E-05	2	NO	YES	NO

Tabel 4. 55 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)

FLASH FIRE (Tank 4/5/6)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
1	10-50 mm	1.77E-03	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	4.14E-04	6	NO	YES	NO
	>150 mm	6.33E-05	9	NO	YES	NO
4	10-50 mm	1.77E-03	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	4.15E-04	2	NO	YES	NO
	>150 mm	6.14E-05	2	NO	YES	NO

Tabel 4. 56 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 (Siang Hari)

FLASH FIRE (Day Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
2	10-50 mm	6.97E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.63E-04	5	NO	YES	NO
	>150 mm	2.44E-05	5	NO	YES	NO
3	10-50 mm	9.53E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	2.23E-04	3	NO	YES	NO
	>150 mm	3.34E-05	5	NO	YES	NO

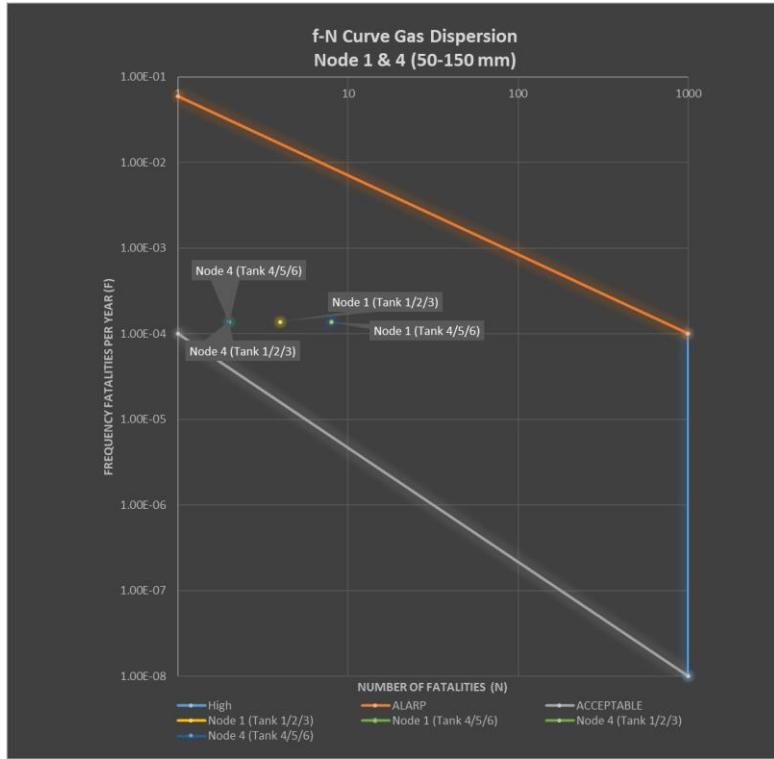
Tabel 4. 57 Hasil Pemetaan Risiko Flash Fire Node 2 & 3 (Malam Hari)

FLASH FIRE (Night Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unaccptable
2	10-50 mm	6.97E-04	5	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.63E-04	5	NO	YES	NO
	>150 mm	2.44E-05	5	NO	YES	NO
3	10-50 mm	9.53E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	2.23E-04	5	NO	YES	NO
	>150 mm	3.34E-05	5	NO	YES	NO

Setelah dilakukan analisa konsekuensi pada bahaya *Flash Fire* hasil yang didapatkan adalah semua node dengan masing skenario dan lubang kebocoran yang telah ditentukan menunjukkan bahwa kategori bahaya yang dihasilkan adalah ALARP.

4.5.3 Gas Dispersion

Pemetaan juga dilakukan pada bahaya *Gas Dispersion*, untuk contoh hasil pemetaan dari *gas dispersion* pada dilihat pada Gambar 4.24 yang dilakukan pada node 1 & 4 dengan lubang kebocoran 10-150 mm.



Gambar 4. 24 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 pada Kebocoran 50-150 mm

Pada hasil dari pemetaan diatas dapat dilihat area dibawah garis Abu-abu adalah area *Acceptable*, area dibawah garis Oranye merupakan area *ALARP* sedangkan diatas garis Oranye adalah area *Unacceptable*. Jadi bisa disimpulkan dari hasil pemetaan bahwa bahaya yang dihasilkan dari node 1 & 4 menunjukkan hasil kategori bahaya *ALARP*. Untuk hasil rekapitulasi bisa dilihat pada table dibawah.

Tabel 4. 58 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 (Tank 1/2/3)

GAS DISPERSION (Tank 1/2/3)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unaccptable
1	10-50 mm	5.90E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.38E-04	4	NO	YES	NO
	>150 mm	2.11E-05	4	NO	YES	NO
4	10-50 mm	5.89E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.38E-04	2	NO	YES	NO
	>150 mm	2.05E-05	2	YES	NO	NO

Tabel 4. 59 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 1 & 4 (Tank 4/5/6)

GAS DISPERSION (Tank 4/5/6)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
1	10-50 mm	5.90E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.38E-04	8	NO	YES	NO
	>150 mm	2.11E-05	8	NO	YES	NO
4	10-50 mm	5.89E-04	2	NO	YES	NO
	50-150 mm	1.38E-04	2	NO	YES	NO
	>150 mm	2.05E-05	8	NO	YES	NO

Tabel 4. 60 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 2 & 3 (Siang Hari)

GAS DISPERSION (Day Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
2	10-50 mm	2.32E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	5.44E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	8.14E-06	5	NO	YES	NO

3	10-50 mm	3.18E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	7.42E-05	3	NO	YES	NO
	>150 mm	1.11E-05	5	NO	YES	NO

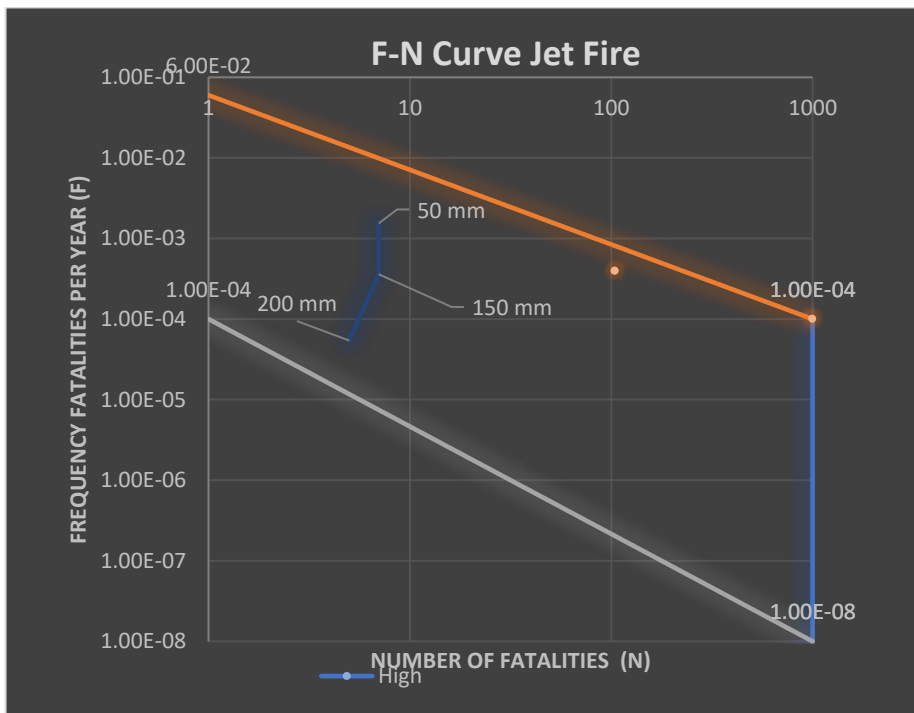
Tabel 4. 61 Hasil Pemetaan Risiko Gas Dispersion Node 2 & 3 (Malam Hari)

GAS DISPERSION (Night Time)						
Node	Skenario Lubang	Frekuensi	Jumlah Kematian	Kategori Bahaya		
				Acceptable	ALARP	Unacceptable
2	10-50 mm	2.32E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	5.44E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	8.14E-06	5	NO	YES	NO
3	10-50 mm	3.18E-04	3	NO	YES	NO
	50-150 mm	7.42E-05	5	NO	YES	NO
	>150 mm	1.11E-05	5	NO	YES	NO

Setelah dilakukan analisa konsekuensi pada bahaya Gas Dispersion hasil yang didapatkan, hampir semua node dengan masing skenario dan lubang kebocoran yang telah ditentukan menunjukkan bahwa kategori bahaya yang dihasilkan adalah ALARP. Namun terdapat satu kondisi Acceptable pada bahaya Gas Dispersion, yaitu pada Node 4 skenario Tanki 1/2/3 dengan lubang kebocoran > 150 mm.

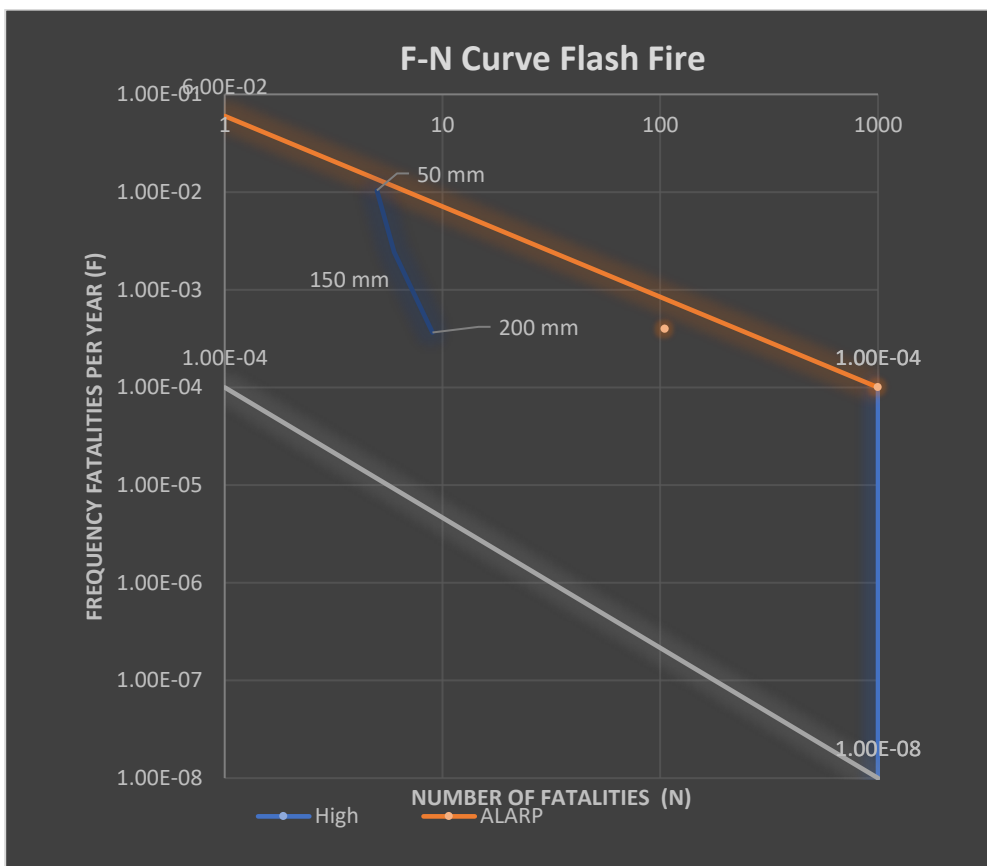
4.5.4 F-N Curve

Pemetaan risiko menggunakan F-N Curve berdasarkan penggunaan frekuensinya terbagi menjadi dua yaitu individual (f) dan kumulatif (F). Pada studi ini digunakan frekuensi *individual* (f), namun untuk hasil yang lebih valid digunakan juga F-N Curve dengan frekuensi kumulatif (F). Pengerjaan F-N Curve dengan kumulatif pada studi ini dikelompokkan berdasarkan *hazard* yang telah ditentukan yaitu *Jet Fire*, *Flash Fire* dan *Gas Dispersion*. Berikut adalah hasil pemetaan risiko kumulatif dari *Jet Fire*.



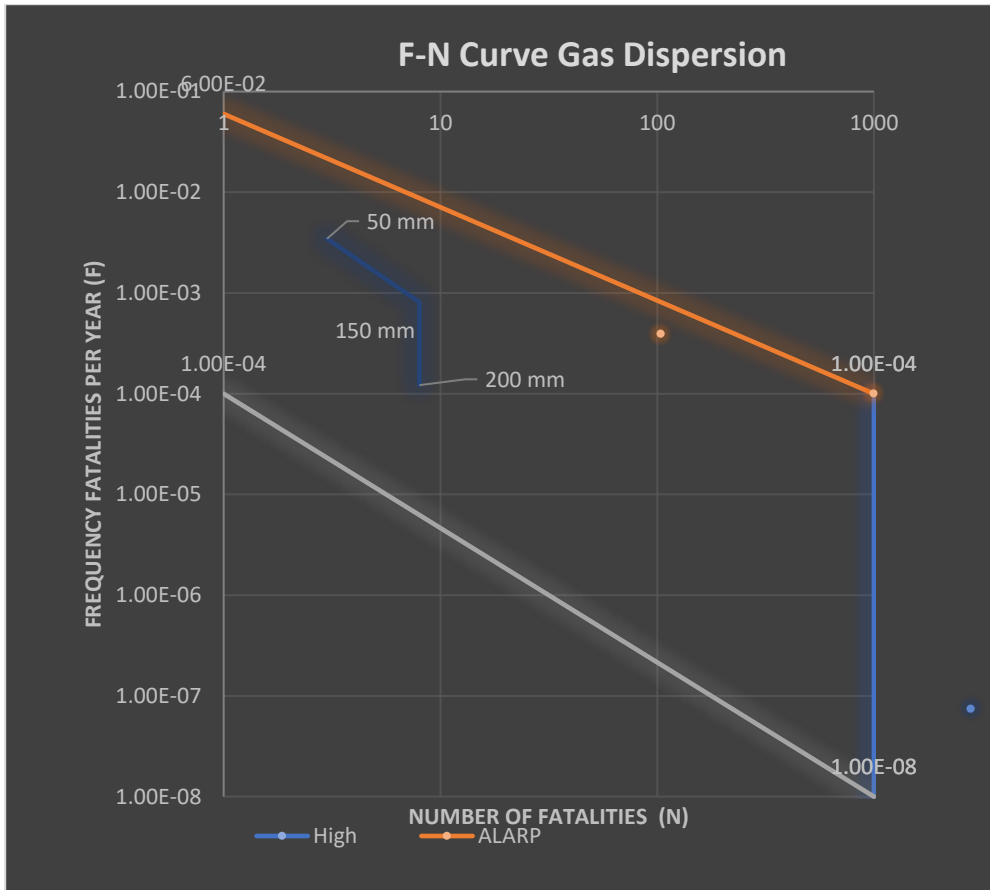
Gambar 4. 25 F-N Curve Jet Fire

Gambar 4.25 merupakan hasil pemetaan risiko Jet Fire dengan frekuensi kumulatif, frekuensi tiap skenario lubang kebocoran di kumulatifkan sehingga menghasilkan frekuensi yang lebih tinggi. Kemudian pada gambar dibawah adalah hasil pemetaan risiko dengan frekuensi kumulatif dari bahaya Flash Fire.



Gambar 4. 26 F-N Curve Flash Fire

Gambar 4.26 merupakan hasil pemetaan risiko *Flash Fire* secara kumulatif dengan setiap skenario lubang kebocoran. Pada hasil diatas menunjukkan hasil ALARP pada ketiga skenario lubang kebocoran dari *Flash Fire*. Selanjutnya adalah hasil dari pemetaan risiko dengan frekuensi kumulatif dari kategori bahaya *Gas Dispersion*. Pemetaan risiko bisa dilihat sebagai berikut.



Gambar 4. 27 F-N Curve Gas Dispersion

Gambar 4.27 merupakan hasil pemetaan risiko dari *Gas Dispersion* menggunakan frekuensi kumulatif berdasarkan skenario lubang kebocoran 10-50 mm, 50-150 mm dan >150mm. Semua skenario hasil pemetaan risiko menghasilkan kategori bahaya ALARP. Semua hasil dari F-N Curve dengan frekuensi kumulatif menunjukkan semua kategori ALARP yang artinya tidak terdapat hasil *Unacceptable*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Penilaian Risiko potensi ledakan dan kebakaran pada *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) menghasilkan kesimpulan sebagai berikut.

1. Identifikasi bahaya yang telah dilakukan pada sistem bongkar muat hingga menuju tanki menggunakan metode *Hazard and Opebarility* (HAZOP) dibagi menjadi Empat Node. Deviasi yang paling sering terjadi adalah NO FLOW. Penyebab terjadinya hal tersebut dikarenakan adanya kerusakan pada *Valve* dan *Safeguard*. Deviasi tersebut berpotensi memunculkan kebakaran dan ledakan.
2. Analisa frekuensi menggunakan *Fault Tree Analysis* (FTA) pada studi ini menggunakan tiga skenario lubang kebocoran (10-50mm, 50-150mm dan >150mm). Frekuensi kebocoran terbesar terjadi pada node 4 dengan lubang kebocoran 10-50 mm sedangkan frekuensi kebocoran terkecil terjadi pada node 1 dengan lubang kebocoran >150 mm.
3. Analisa Frekuensi menggunakan *Event Tree Analysis* (ETA) pada studi ini frekuensi terbesar potensi terjadinya kebakaran *Jet Fire* terdapat pada Node 4 lubang kebocoran 10-50 mm, pada bahaya *Flash Fire* terdapat pada Node 1 dengan lubang kebocoran 10-50 mm dan bahaya *Gas Dispersion* terdapat pada Node 1 lubang kebocoran 10-50 mm.
4. Analisa Konsekuensi pada studi ini menggunakan *fire modelling software* yaitu SHELL FRED, hasil analisa menunjukkan korban terbanyak pada bahaya *Jet Fire* terdapat pada Node 2 skenario Malam Hari dengan lubang kebocoran >150 mm, untuk bahaya *Flash Fire* korban terbanyak terdapat pada Node 1 skenario Tank 1/2/3 dengan lubang kebocoran >150 mm dan pada bahaya *Gas Dispersion* korban terbanyak terjadi pada Node 4 skenario Tank 4/5/6 dengan lubang kebocoran >150mm.
5. Pemetaan Risiko pada studi ini menggunakan standar f-N Curve UK Offshore, hasil pemetaan menunjukkan bahwa kejadian *Jet Fire* berada pada kondisi ALARP, bahaya *Flash Fire* berada pada kondisi ALARP dan bahaya *Gas Dispersion* berada pada kondisi ALARP.
6. Pada studi ini tidak dibutuhkan Langkah Mitigasi, Langkah Mitigasi dibutuhkan jika kondisi bahaya melebihi ALARP (*Unaccptable*) sedangkan pada pemetaan risiko yang telah dilakukan tidak ada bahaya yang berada kondisi *Unaccptable*, oleh karena itu tidak dibutuhkan Langkah Mitigasi.

5.2 Saran

Setelah melakukan penilaian risiko kebakaran dan ledakan pada modifikasi sistem bongkar muat FSRU Jawa Barat dianjurkan saran sebagai berikut:

1. Pada tahap identifikasi bahaya dilakukan, seharusnya dikerjakan dengan secara kelompok baik dari pihak perusahaan maupun pihak penulis. Identifikasi juga harus dilakukan oleh tim professional. Sehingga hasil dari identifikasi bahaya bisa tervalidasi dengan lebih baik.
2. Proses perhitungan kegagalan seharusnya tidak berdasarkan komponen dengan satu sumber data saja namun dibandingkan dengan data skunder dari sumber lain. Selain itu kegagalan tidak hanya dari komponen saja namun bisa terjadi dari manusia maka dari itu perlu diperhitungkan kegagalan yang disebabkan oleh manusia.
3. Pada analisa konsekuensi perlu dilakukan dengan skenario yang lebih bervariasi tidak hanya pada bagian depan dan belakang kapal atau siang dan malam saja, tetapi lebih di variasikan berdasarkan input yang dilakukan di software SHELL FRED seperti variasi tekanan, arah mata angin dan lain lain agar semua kondisi bisa teruji dan valid.
4. Pemetaan Risiko bisa dilakukan dengan Risk Matrix agar diketahui kerugian dari masing masing bahaya yang ditimbulkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Ball, D. J. and Floyd, P. . (1998) ‘Societal Risk’, *Report available from the Risk Assessment Policy Unit,*
- Baskoro, D. H. (2019) *Penilaian Risiko Potensi Kebakaran Dan Ledakan Pada Floating Storage Regasification Unit (Fsrui)*.
- British Standar (2003) *British Standard Hazard and operability studies (HAZOP studies) — Application guide*.
- Causes, P. (2012) ‘HAZOP Parameters, Deviations, and Possible Causes’, *Safety and Security Review for the Process Industries*, pp. 133–141. doi: 10.1016/b978-1-4377-3518-5.00027-x.
- Direktorat Jenderal Minyak dan gas Bumi (2016) *Statistik Minyak dan Gas Bumi*. Available at: www.migas.esdm.go.id.
- Direktorat Jenderal Minyak dan gas Bumi (2017) *Capaian pembangunan 2017*.
- Düzgün, S. (2013) ‘F-N Curves , Social Aspects and Risk Acceptability’.
- Jenderal Migas, D. (2018) *Laporan Kinerja Direktorat Jenderal Migas*.
- MAIRANO, C. and RIGOTTI, E. (1960) *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units, Minerva urologica*.
- Meijiflex (2018) *Meijiflex Composite Hose*.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (2016) ‘Kepmen 5899 Tahun 2016_Pengesahan RUPTL PLN 2016-2025_Salinan Sesuai Aslinya.pdf’.
- Moss Maritime (2019) ‘P & ID LNG Loading Arms & Hoses’.
- Moss Maritime (2019) ‘Pedestal P&ID Design’, p. 10.
- Moss Maritime (2019) ‘Pipe Spool P&ID Design’.
- Necci, A. *et al.* (2019) ‘Lessons learned from offshore oil and gas incidents in the Arctic and other ice-prone seas’, *Ocean Engineering*. Elsevier Ltd, 185(December 2018), pp. 12–26. doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.05.021.
- Nusantara Regas (2012) *Terminal Operation Manual*.

PT Golar Indoensia (2019) 'Nusantara Regas Satu - offloading system LNG transfer , Purging , Draining and Disconnection procedure Client', in, pp. 1–17.

Sarasvati, F. I. (2018) *PENILAIAN RISIKO SOSIAL PADA TERMINAL DAN KILANG BAHAN BAKAR STUDI KASUS : PT . PETROCHEMICAL INDOTAMA*.

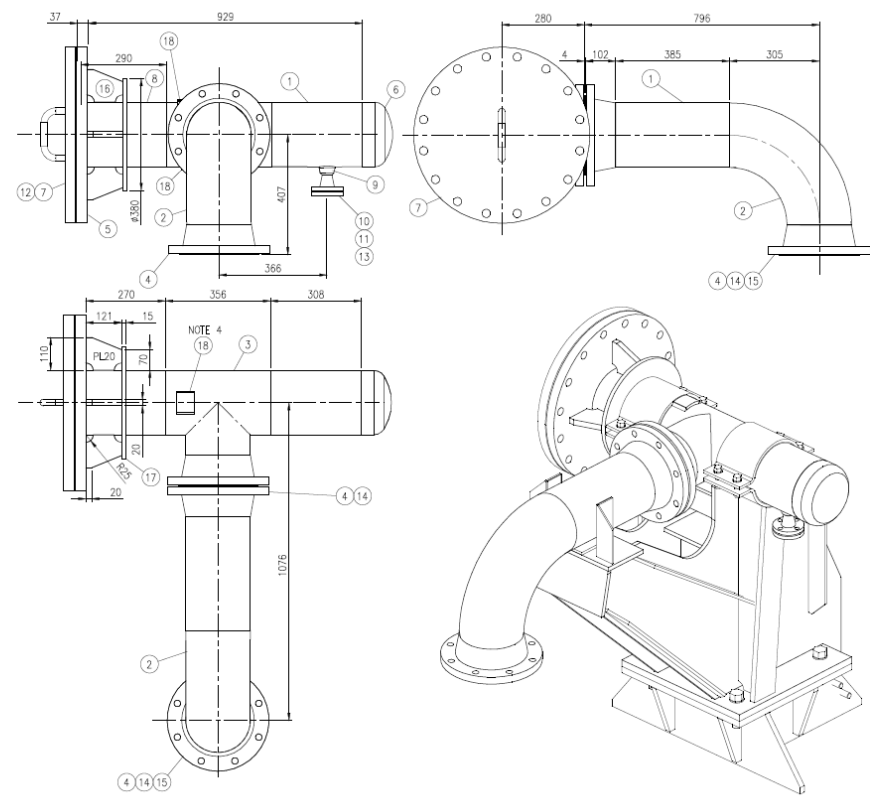
Yoanda, R. (2018) *Analisa Risiko Ship To Ship Transfer LNG Vessel Dengan Pembangkit Listrik Terapung*. doi: 10.1051/mateconf/201712107005.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN

**LAMPIRAN I: KOMPONEN UNTUK MODIFIKASI SISTEM BONGKAR
MUAT FSRU JAWA BARAT**

PLOT TIME: 31.03.2017 14:04



NO.	QTY.	SIZE	DESCRIPTION
1	000		PIPE 600 MM DIA. 4000 TYPICAL
2	000		FLANG 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
3	1	000	TEE 700 MM DIA. 4000 TYPICAL
4	000		W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
5	000		W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
6	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
7	000		W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
8	000		W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
9	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
10	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
11	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
12	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
13	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
14	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
15	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
16	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
17	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL
18	1	000	W/ FLANGE 250 MM DIA. 4000 TYPICAL

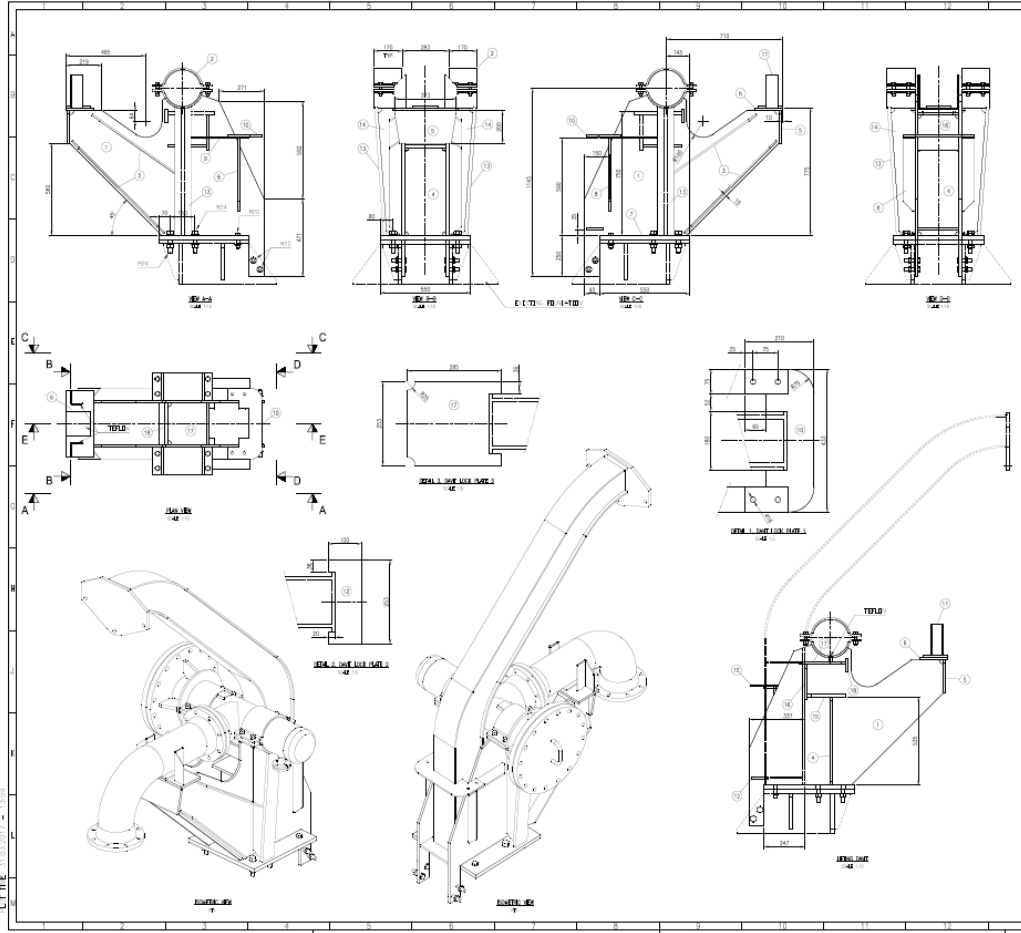
EXPERIENCE DRAWINGS:
 4005-MM-LD-352-000 REV 001 (REVISION: FOR LNG OFFLOADING) BEFORE TAKE.
 4005-MM-LD-352-000 REV 002 (REVISION: FOR LNG OFFLOADING) BEFORE TAKE.
 4005-MM-LD-352-000 REV 003 (REVISION: FOR LNG OFFLOADING) BEFORE TAKE.
 4005-MM-LD-352-000 REV 004 (REVISION: FOR LNG OFFLOADING) BEFORE TAKE.

1st SPOOL HAS TAG NO: 23-FX-001
2nd SPOOL HAS TAG NO: 23-FX-002

THIS PRODUCT NEEDS TWO OF THESE PIPE SPOOLS.
MATERIAL LIST ON THIS DRAWING IS FOR ONE SPOOL ONLY.

NOTE:
 1. OPERATING TEMPERATURE: -165 / +400 °C
 2. POS 18 TO BE WELDED ON TWO SIDES ONLY AFTER PIPE IS MOUNTED IN THE VERTICAL POS TO USE THE SUPPORTS TO BE AS GUIDE TO CLAMP SUPPORT AS PROVIDED ON TOP AND BOTTOM OF PIPE SPOOL.

NUSANTARA REGAS SATU OFFLOADING SYSTEM			
PIPE SPOOL FOR LNG OFFLOADING			
4005-MM-LD-352-001		1/1	03 030



NO.	ITEM	DESCRIPTION	QTY	UNIT	REVISION
1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4
5	5	5	5	5	5
6	6	6	6	6	6
7	7	7	7	7	7
8	8	8	8	8	8
9	9	9	9	9	9
10	10	10	10	10	10
11	11	11	11	11	11
12	12	12	12	12	12
13	13	13	13	13	13
14	14	14	14	14	14
15	15	15	15	15	15

REFERENCE DRAWING:
 1. 4005-MM-ND-352-001
 2. 4005-MM-ND-352-002
 3. 4005-MM-ND-352-003
 4. 4005-MM-ND-352-004
 5. 4005-MM-ND-352-005

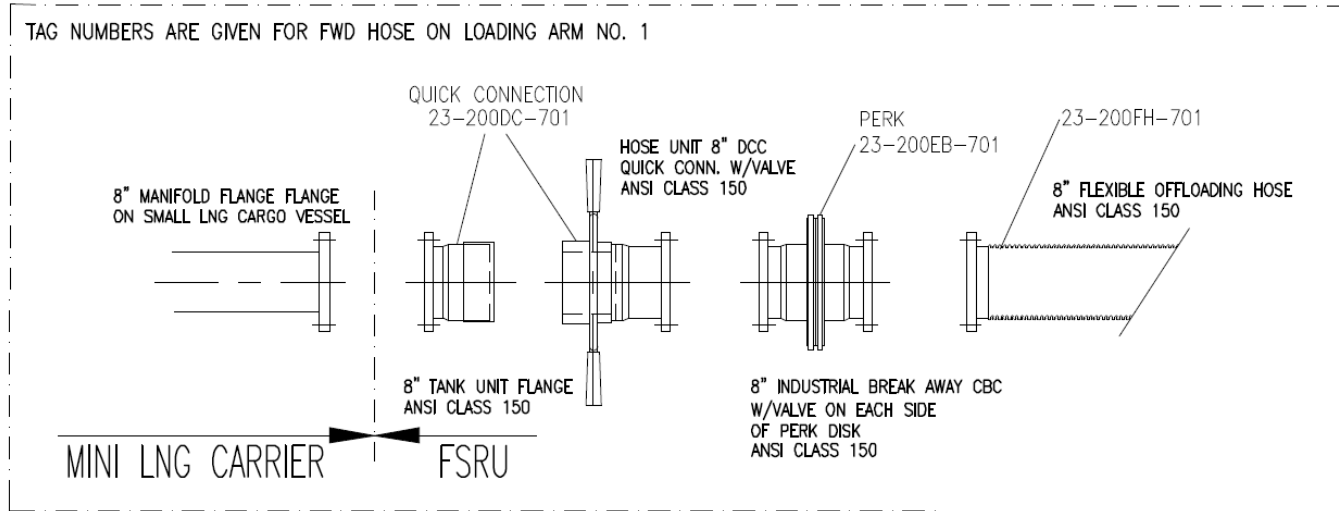
1st SUPPORT HAS TAG NO: 23-ZC-101
 2nd SUPPORT HAS TAG NO: 23-ZC-201

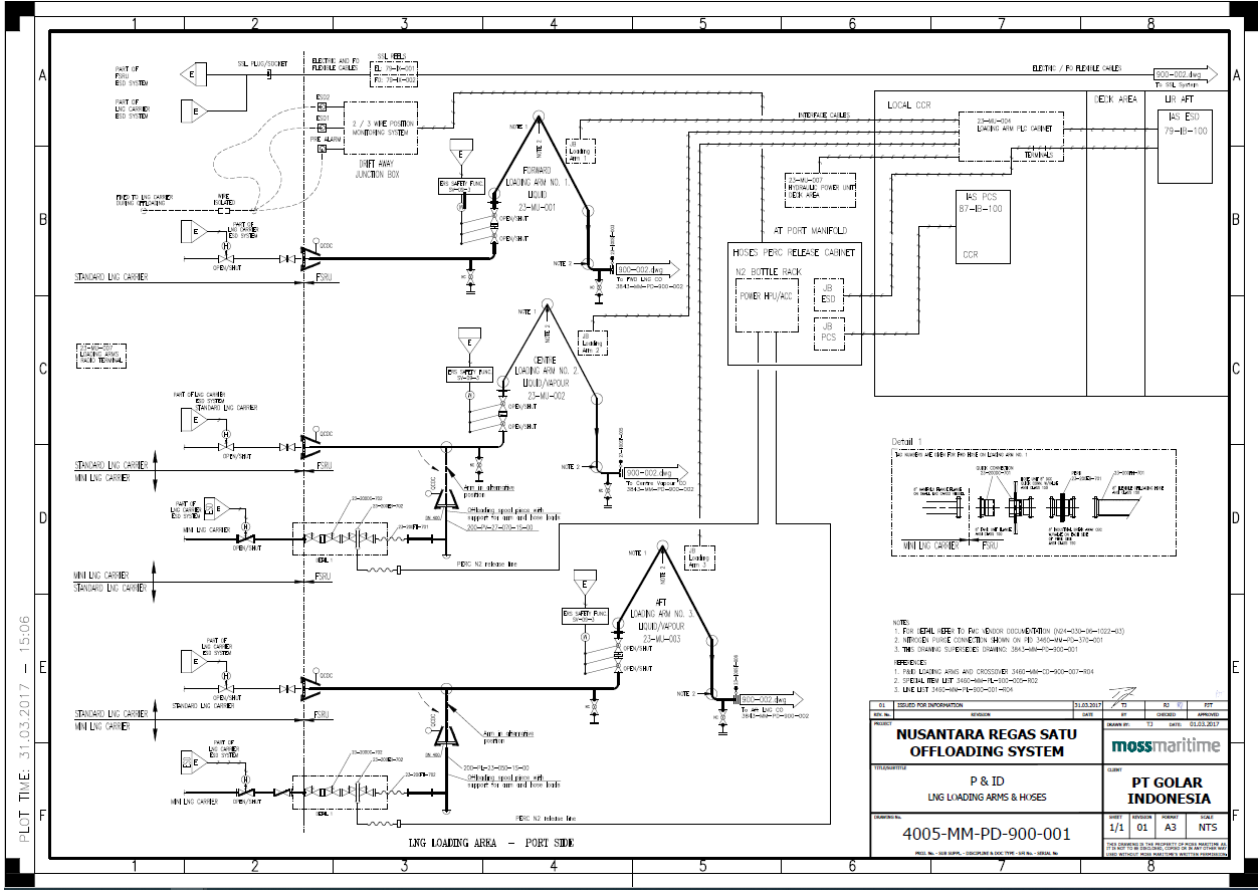
WEIGHT OF OUR PEDESTAL IS ABOUT 370 kg

NOTE:
 1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
 2. THE DIMENSIONS SHALL BE TO THE CENTER OF THE SUPPORT
 3. THE WEIGHT IS ABOUT 370 KG
 4. ALL DIMENSIONS SHALL BE AS SHOWN IN THE DRAWING

NUSANTARA REGAS SATU OFFLOADING SYSTEM	
NEW PEDESTAL FOR OFFLOADING SPOOL PIER	PT GOLAR INDONESIA
4005-MM-ND-352-001	1/1 01 A1 1:10

Detail 1

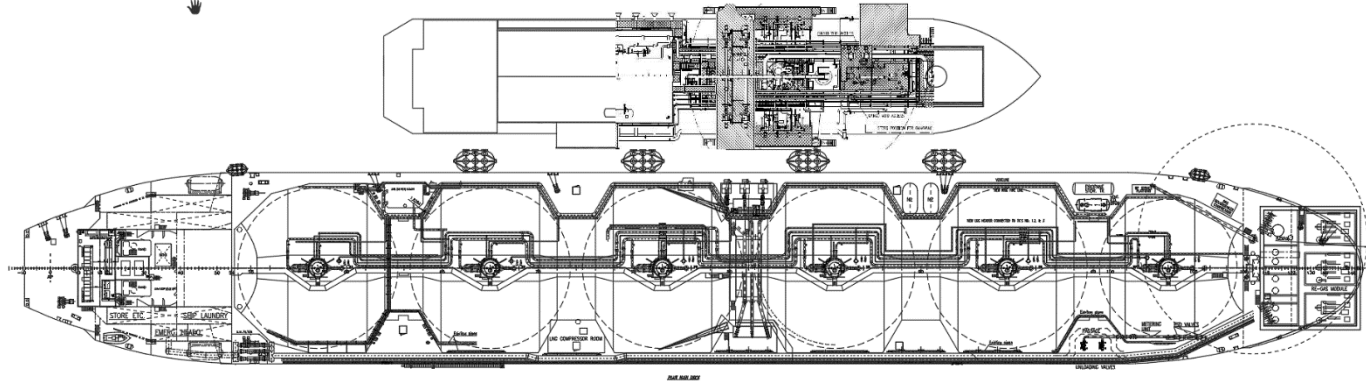




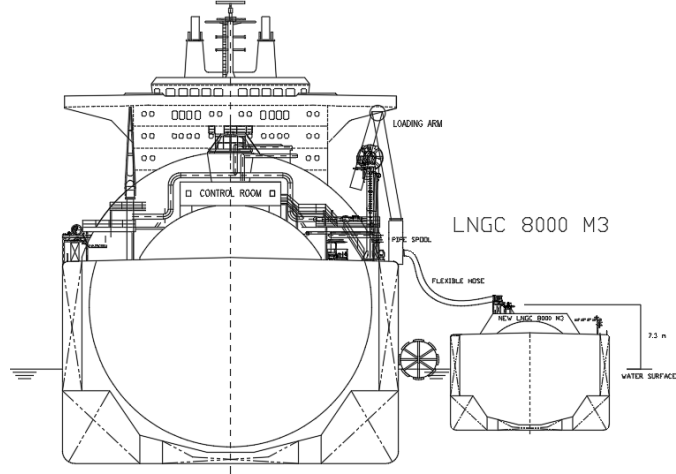
PLOT TIME: 31.03.2017 15:06

01	ISSUE FOR INFORMATION	03.03.2017	TS	RS	HT
02	ISSUE FOR INFORMATION	03.03.2017	HT	HT	HT
NUSANTARA REGAS SATU OFFLOADING SYSTEM		mossmaritime			
P & ID LNG LOADING ARMS & HYDES		PT GOLAR INDONESIA			
4005-MM-PD-900-001		1/1 01 A3 INTS			

**LAMPIRAN II: LAYOUT TERMINAL FSRU JAWA BARAT DENGAN LNGC
8000 M3**



FSRU 125000 M3



LAMPIRAN III: LEMBAR KERJA HAZOP

Study title		NODE 1					
Drawing no							
Team Composition							
Part considered		TANK					
Design Intenet		Fluid : LNG			Destination Tank: Loading Arm		Sheet of 1 of 1
		Source : FSRU			Temperature: -160		Pressure :
No	Guide Word	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguard	Comments	Action Required
1	No	No Flow	Any Butterfly valve V-400 (1-9) is blocked	Tidak ada supply LNG dari FSRU ke LNG Carrier	Add Flowmeter	Not acceptable	Check kondisi valve and flow mater before start operational
2			Swingcheck Valve V-400 A-(1-9) Blocked				
3			Butterfly valve V-402-(1-6) is blocked				
4			Gate Valve V-406 is Blocked				

6		Spectange Flange is cracked				
7		Pipe is cracked	Kebocoran sistem yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan	None	Not acceptable	Melaukan monitoring terhadap kondisi pipa secara berkala
8	No Pressure	Orifice leakage	LNG bocor yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan	Pressure Gauge	Not acceptable	Melakukan pengecekan sebelum memulai operational, perawatan dan pengetesan secara berkala.
		System Leackage				
9		Pump cracked	Tidak ada supply LNG dari FSRU ke LNG Carrier			

10	Less	Less Flow	Other Valve is open	Aliran LNG mengalir ketempat yang tidak seharusnya dialiri	Flowmeter	Not acceptable	Check kondisi valve dan flowmeter sebelum beroperasi
11			Valve blocked	Kurangnya suplai sesuai durasi yang telah ditentukan		Not acceptable	Check kondisi valve dan flowmeter sebelum beroperasi
12			Pipe Leakage	Gas release yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan dan tidak bisa mengirimkan informasi ke pressure indicator	Pressure gauge and pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
13		Cracked valves					
14		Less Pressure	Pipe Leakage	Gas release yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan dan tidak bisa mengirimkan informasi ke pressure indicator	Pressure gauge and pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala

15			Cracked Pump	Kurangnya suplai sesuai durasi yang telah ditentukan			
16	More	More Temperature	External Heat	Hasil BOG meningkat	Temperature gauge	Not acceptable	Melakukan cooling down test sebelum melakukan kegiatan operasional dan monitoring secara berkala
			Pipe Heat				
17		More Pressure	Valve is blocked	Menyebabkan overpressure yang dapat memicu kebakaran dan ledakan	Pressure gauge and pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
18	As well as	As well as corrosion	Environment condition and age of the pipe	Kebocoran pipa dan gas release	None	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
19	Other than	Other than distination	Cracked valves	Gas release yang memicu ledakan dan kebakaran	None	Not acceptable	Periksa kondisi equipment sebelum beroperasi

Study title		NODE 2						
Drawing no								
Team Composition								
Part considered		LOADING ARMS						
Design Intenet		Fluid : LNG			Destination : LNGC		Sheet of 1 of 1	
		Source : Loading Arm			Temperature: -160		Pressure :	
No	Guide Word	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguard	Comments	Action Required	
1	No	No Flow	Globe Valve is blocked V-400-4	Tidak ada supply LNG dari LNG Carrier ke FSRU Tank	Add Flowmeter	Not acceptable	Check kondisi valve dan flowmeter sebelum beroperasi	
2			Globe Valve is blocked V-400-5					
3			Non-Return Valve is Blocked 23-400CH-027					
4			Butterfly Valves is Blocked 23-400-BU-049					
5			Pipe is Cracked	Kebocoran sistem yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan	None	Not acceptable		Melaukan monitoring terhadap kondisi pipa secara berkala
6			Pipe spool 200-PV-27-070-12-00is cracked					

7			Quick Connection 23-200DC-701	LNG bocor yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan	None	Not acceptable	Meakukan monitoring dan perawatan secara berkala terhadap equipment
8			Coupling 23-200EB-701 leakage				
9		No Pressure	Tank Unit Flange				
10			Flexible Hose		Pressure Gauge		
11			System or pipe leakage				
12	Less	Less Flow	Other Valve is open	Aliran LNG yang tidak pada jalurnya dapat merusak sistem yang ada dan juga dapat menyebabkan kebakaran atau ledakan	Flowmeter	Not acceptable	Check kondisi valve dan flowmeter sebelum beroperasi

13			Valve blocked	Gas release yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan dan tidak bisa mentransfer informasi ke pressure indicator			Check kondisi valve dan flowmeter sebelum beroperasi
14			Cracked valves	Gas release yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan dan tidak bisa mengirimkan informasi ke pressure indicator	Pressure gauge and pressure transmitter		Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
15	More	More Temperature	External Heat	Hasil BOG meningkat	Temperature gauge	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
16			Internal Heat (Piping, loading arm, flexible hose)				Melakukan cooling down sebelum melakukan bongkar muat

17		More Pressure	Valve is blocked	Menyebabkan overpressure yang dapat memicu kebakran dan ledakan	Pressure gauge and pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
18	As well as	As well as corrosion	Environment condition and age of the pipe	Kebocoran pipa dan gas release	None	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
19	Other than	Other than distination	Cracked valves	Gas release yang memicu ledakan dan kebakaran	None	Not acceptable	Periksa kondisi equipment sebelum beroperasi

Study title		NODE 3					
Drawing no							
Team Composition							
Part considered		LOADING ARMS					
Design Intenet		Fluid : LNG vapour			Destination : Loading Arm		Sheet of 1 of 1
		Source : LNGC			Temperature: -157 C		Pressure :
No	Guide Word	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguard	Comments	Action Required
1	No	No Flow	Globe Valves V-400-5 is blocked	Tidak ada transfer LNG vapour ke LNG Carrier	Install flowmeter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan valve secara berkala
2			Globe Valves V-400-4 is blocked				
3			Gate Valve 23-200DC-701				
4			Butterfly Valve 23-200DC-702				
5			CBC 23-200EB-701 is Cracked	Tidak ada transfer LNG vapour ke LNG Carrier dan kebocoran dapat			Melakukan monitoring coupling secara berkala
6			DCC is 23-200DC-701 is Cracked				

7			Pipe line is cracked	memicu ledakan dan kebakaran			Melakukan monitoring dan perawatan pipa secara berkala
8		No Pressure	Spectange Flange 23-400SF-006 is leakage	Tidak ada transfer LNG vapour ke LNG Carrier dan kebocoran dapat memicu ledakan dan kebakaran	None	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
9	Flexible Hose is Leakage						
10	Pipe spool 23-PX-001 is Cracked		Pressure Transmitter in the system				
11	Pipe spool 23-PX-002 is Cracked						
12	System Leakage						
13	Less	Less Flow	Test Valves are open	Berkurangnya transfer LNG vapour ke LNG Carrier dan kebocoran dapat memicu ledakan dan kebakaran	Install flowmeter	Not acceptable	Periksa kondisi valve sebelum mengoperasikan sistem dan saat beroperasi secara berkala

14			Valves are open	Berkurangnya transfer LNG vapour ke LNG Carrier dan kebocoran dapat memicu ledakan dan kebakaran			Periksa kondisi valve sebelum mengoperasikan sistem dan saat beroperasi secara berkala
15			Pipe line is cracked	Kebocoran yang dapat memicu ledakan dan kebakaran			Melakukan monitoring dan perawatan pipe line secara berkala
16		Less Pressure	System Leakage	Tidak ada transfer LNG vapour ke LNG Carrier dan kebocoran dapat memicu ledakan dan kebakaran	Pressure Transmitter in the system		Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
17	More	More Temperature	External heat	Densitas LNG Vapour akan berkurang dan dapat membahayakan equipment	Temperature indicator	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
18			Internal Heat (Loading Arm, piping, pipe Spool)				Melakukan test sebelum kegiatan operasi dimulai

19		More Flow	Overfilling from LNGC	Menyebabkan overpressure yang dapat memicu kebakaran dan ledakan	Flow indicator		Monitoring kondisi pembukaan valve
20		More Pressure	Overpressure		Pressure control valve		Pertahankan tekanan sistem untuk mencegah ledakan
21	Reverse	Reverse Flow	System valve are blocked	Vapour release	None	Not acceptable	Periksa sistem operasi
22	Other than	Other than distination	System Leakage and Blocked valve	Kebocoran pipa dan vapour release	None	Not acceptable	Periksa sistem dan kondisi equipment sebelum beroperasi
23	As well as	As well as corrosion	Environment condition and age of the pipe	Kebocoran pipa dan vapour release	None	Not acceptable	Periksa kondisi equipment dan perawatan secara berkala

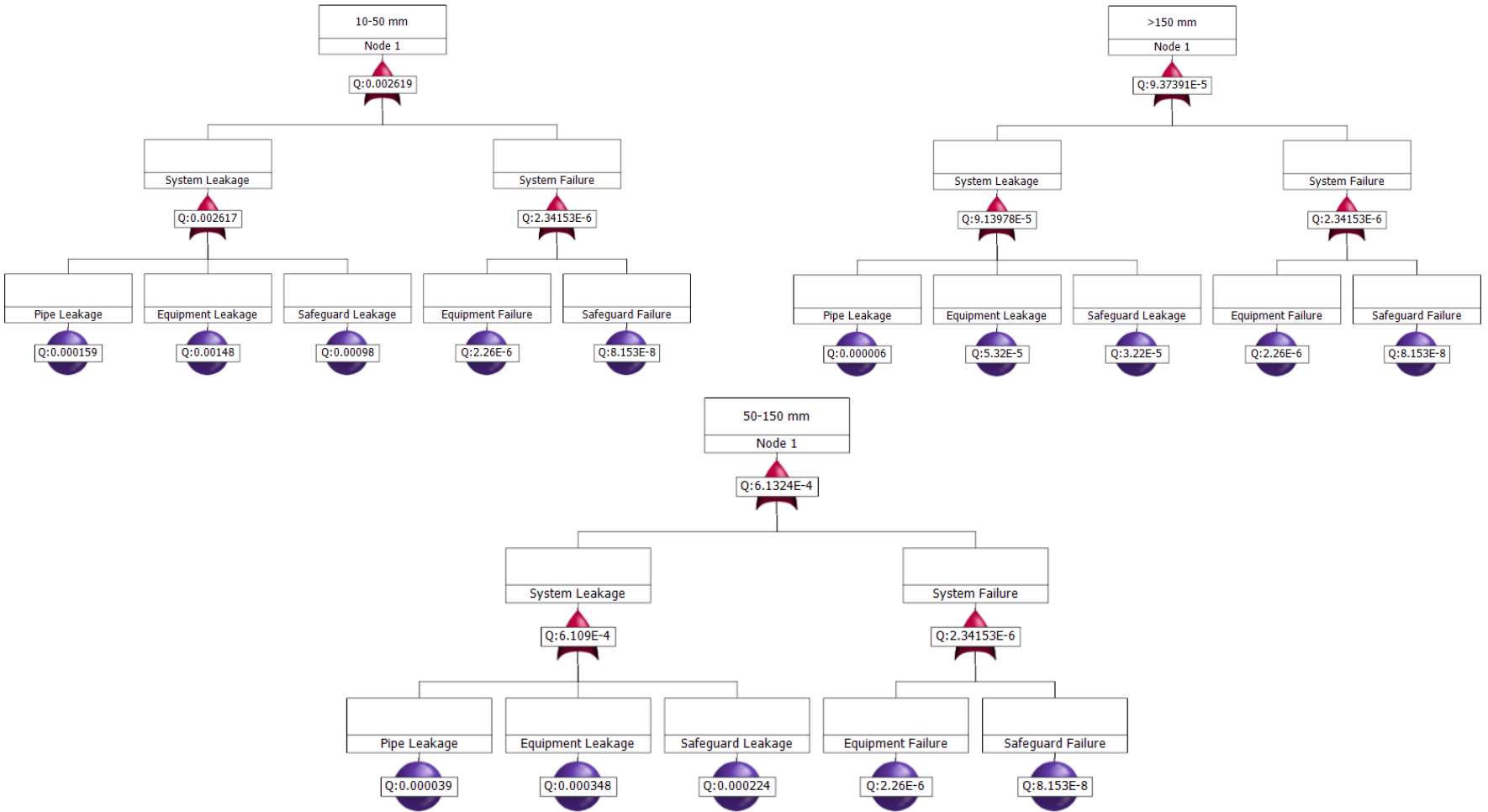
Study title		NODE 4					
Drawing no							
Team Composition							
Part considered		TANK					
Design Intenet		Fluid : LNG Vapour			Destination: Tank		Sheet of 1 of 1
		Source : Loading Arm			Temperature: -157 C		Pressure :
No	Guide Word	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguard	Comments	Action Required
1	Less	Less Flow	Butterfly Valve 23-200DC-702 is open	Gas yang mengalir ke metering lebih sedikit	Flow Element	Not acceptable	Periksa kondisi valve sebelum sistem beroperasi
2			Pipe Line is blocked	Gas yang mengalir ke metering lebih sedikit	None	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan pipe line secara berkala
3		Less Pressure	Valve is open	System Leakage	Pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
4			Pipe Line is cracked	System Leakage	Pressure transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala

5		Less Temperature	Due environment condition	Gas alam tidak akan mencapai temperature yang sesuai untuk pembangkit	Temperature transmitter	Not acceptable	Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
6	No	No Flow	Butterfly Valve 23-200DC-702 is blocked	Tidak ada supply gas ke gas metering	Flow Element	Not acceptable	Periksa kondisi regas unit secara berkala
7			Butterfly Valve 23-200DC-701 is blocked				
8			Any Butterfly Valve 27-250BU-(100-600) is Blocked				
9			Any Butterfly Valve V-550-(1-6) is Blocked				
10			Pipe line is blocked	Tidak ada supply gas ke gas metering	Flow Element	Not acceptable	Monitoring kondisi dari pipe line secara berkala
11	More	More temperature	Internal Heat	Densitas LNG Vapour akan berkurang dan dapat	Temperature transmitter	Not acceptable	Melakukan cooling down sebelum kegiatan operasional

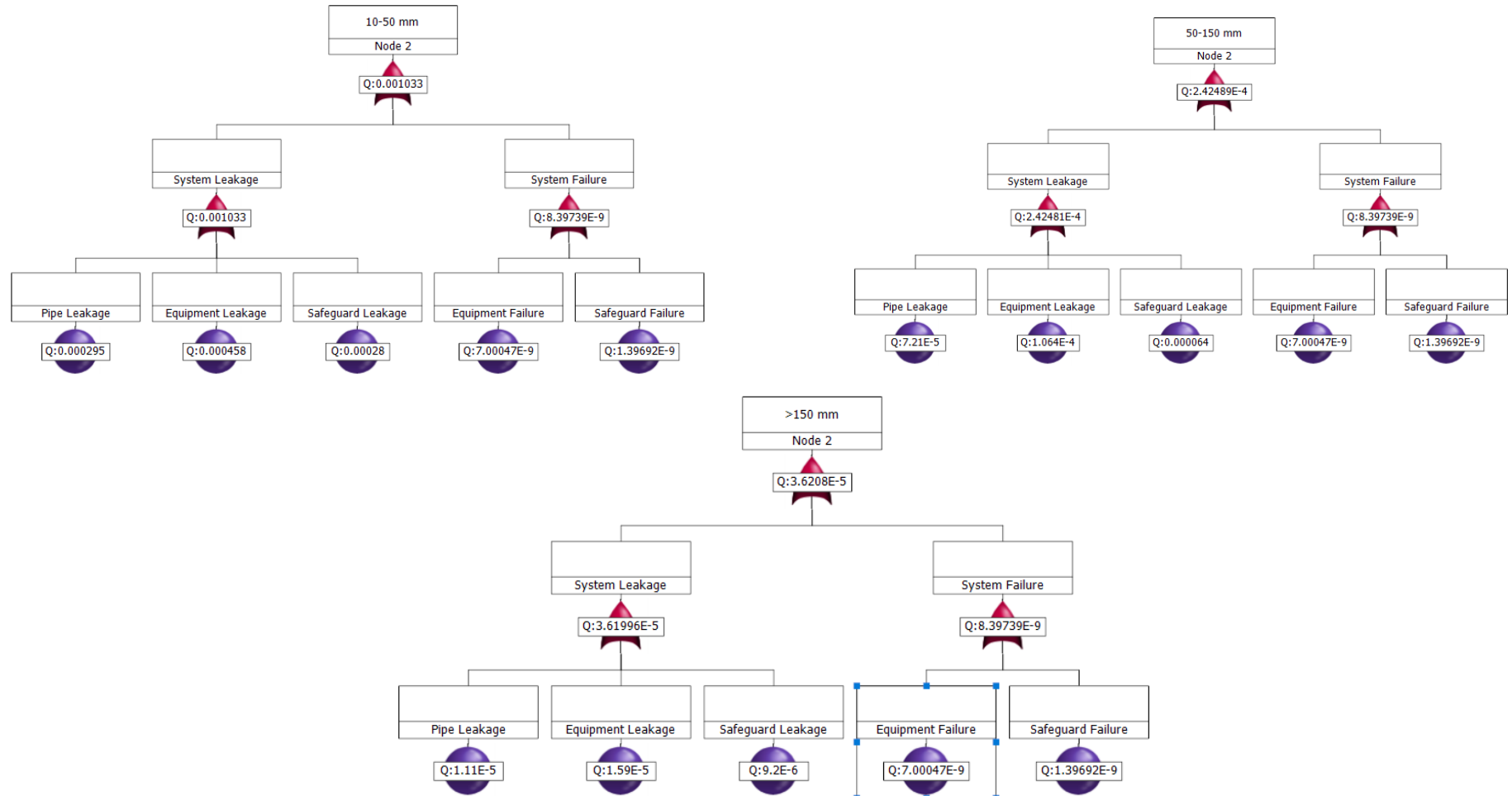
12			External heat	membahayakan equipment			Melakukan monitoring dan perawatan equipment secara berkala
13		More flow	Overfilling from LNGC	Overlimit pada tanki dan tekanan semakin tinggi yang bisa menyebabkan ledakan dan kebakaran	Flow meter	Not acceptable	Monitoring aliran gas pada pipa
14	Other than	Other than distination	System Leakage and Blocked valve	Kebocoran pipa dan gas release	None	Not acceptable	Periksa sistem dan kondisi equipment sebelum beroperasi
15	As well as	As well as corrosion	Environment condition and age of the pipe	Kebocoran pipa dan gas release	None	Not acceptable	Periksa kondisi equipment dan perawatan secara berkala

LAMPIRAN III: DIAGRAM FTA

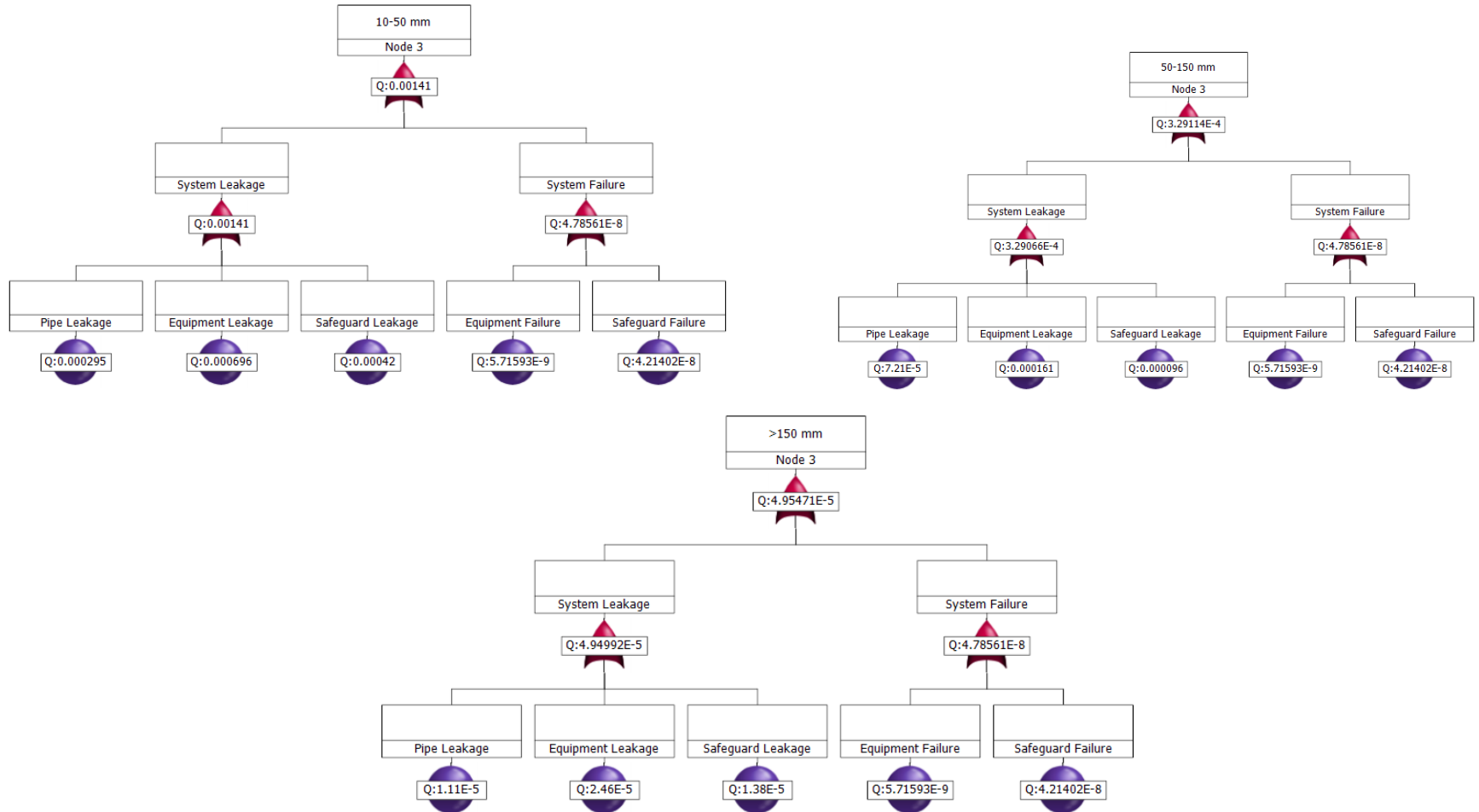
NODE 1



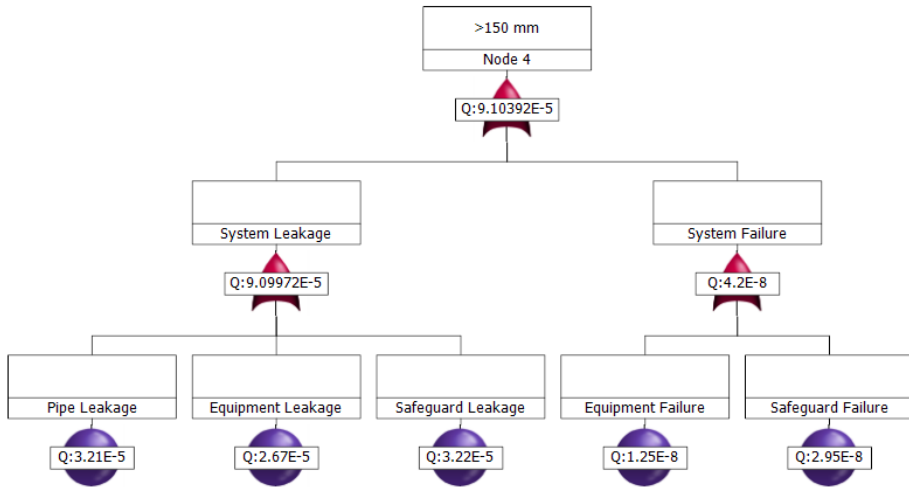
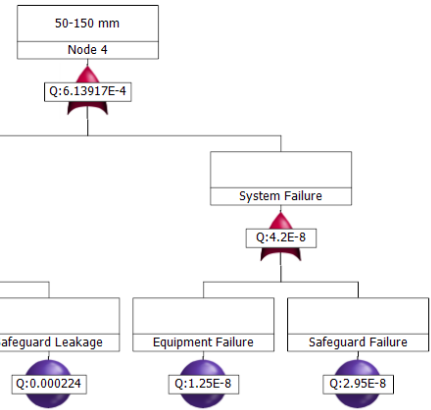
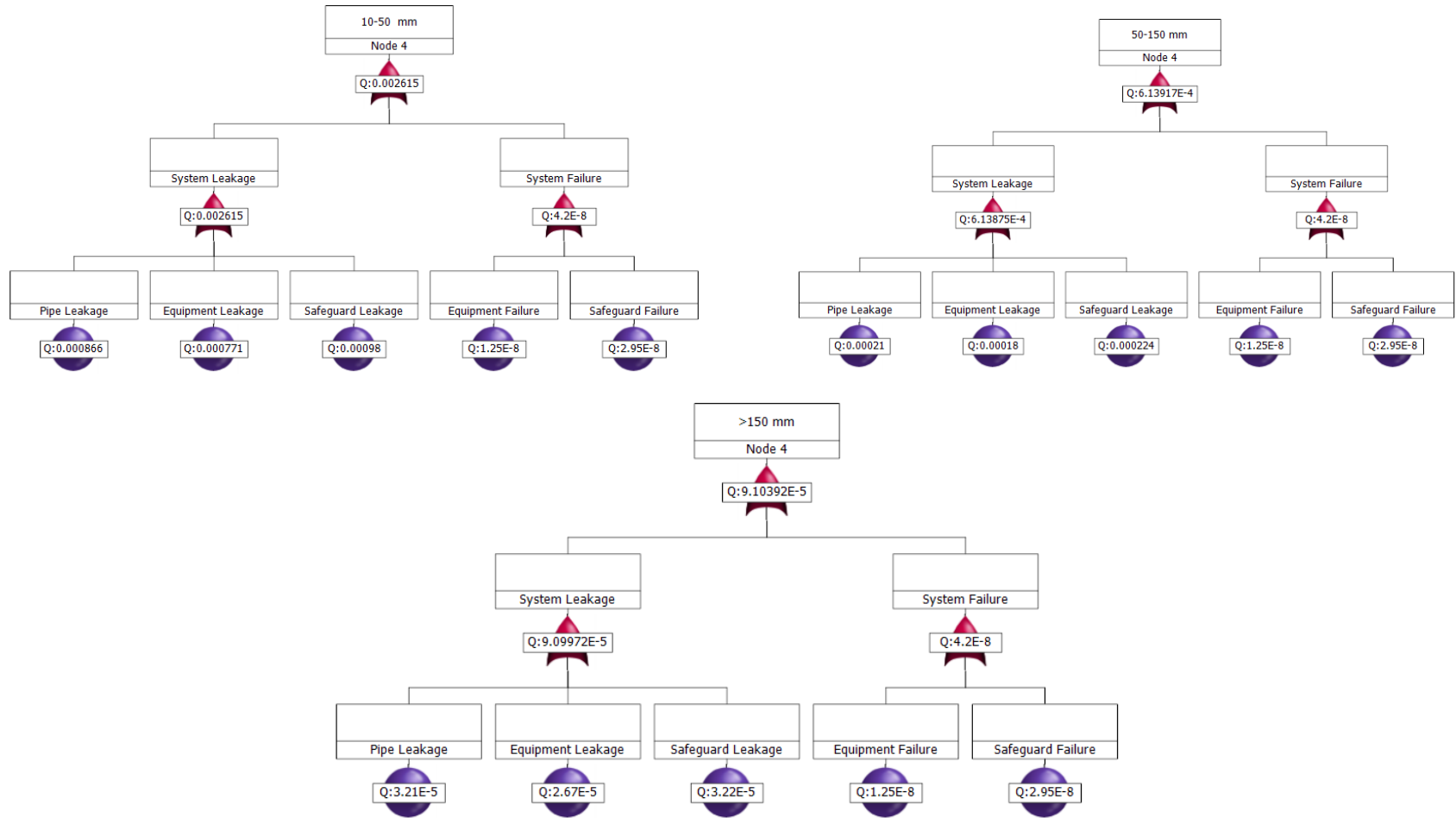
NODE II



NODE III

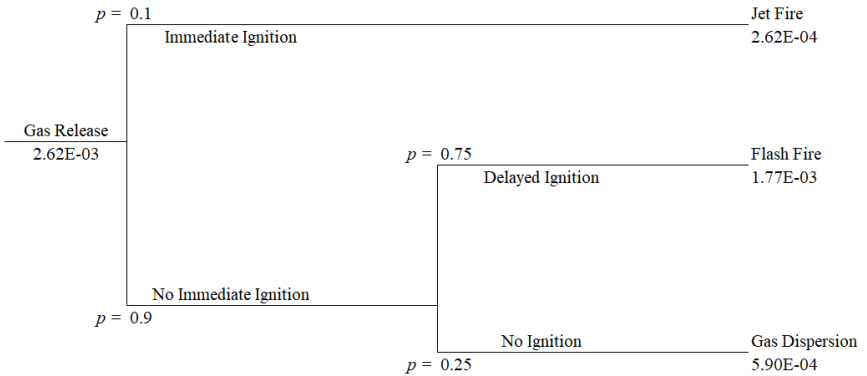


NODE IV

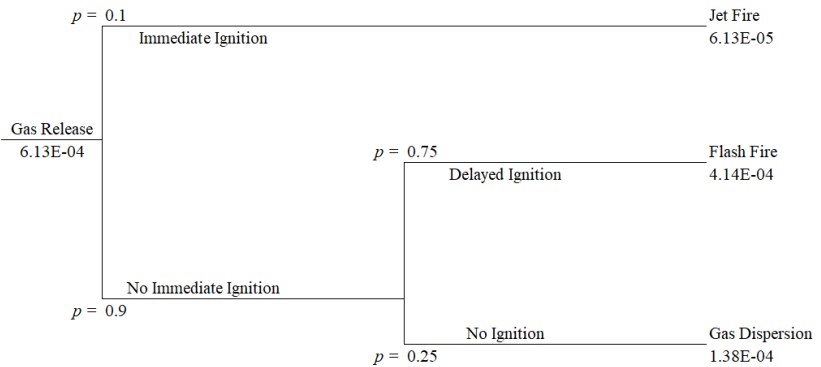


LAMPIRAN IV: DIAGRAM ETA

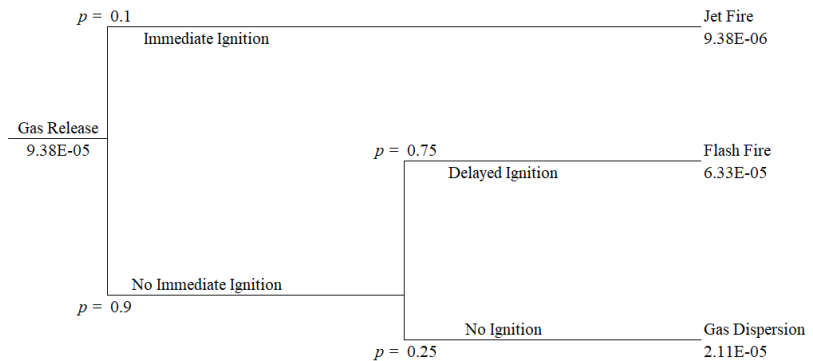
Node 1 Skenario 10-50mm



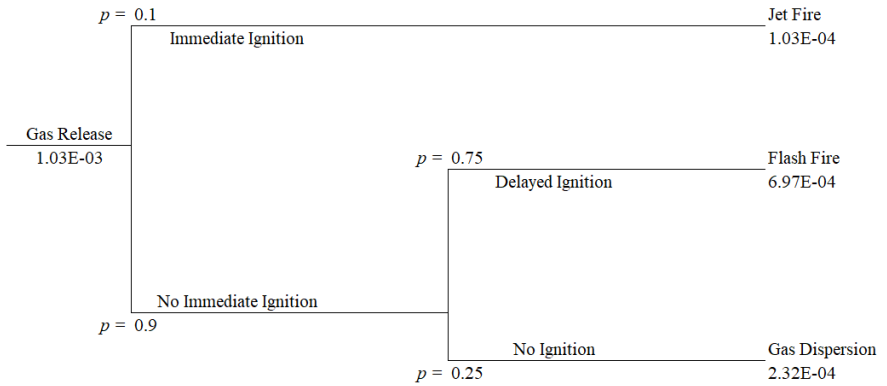
Node 1 Skenario 50-150mm



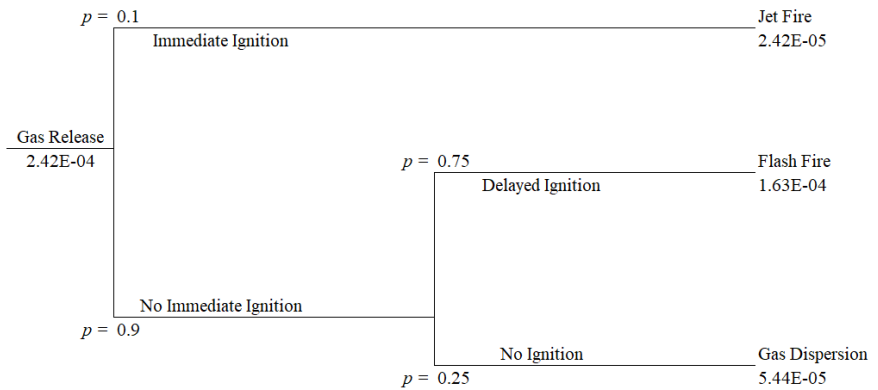
Node 1 Skenario >150mm



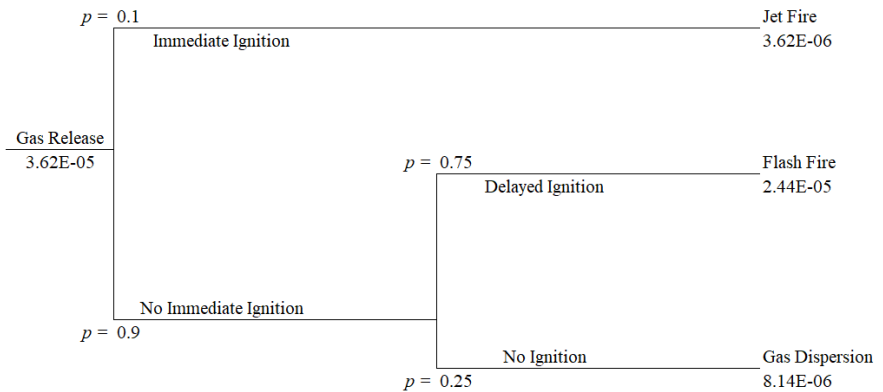
Node 2 Skenario 10-50mm



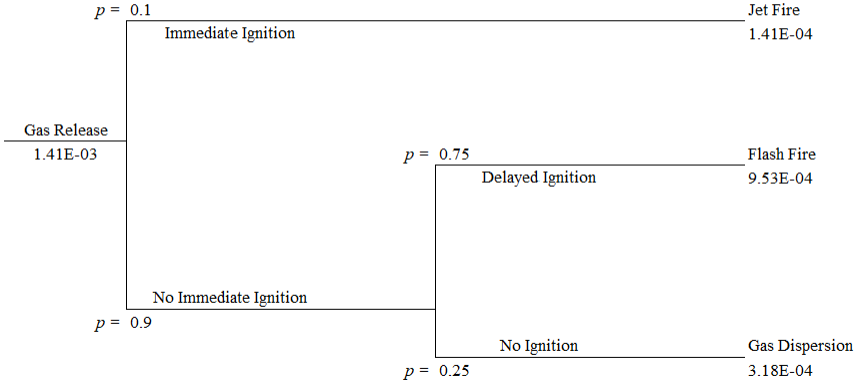
Node 2 Skenario 50-150mm



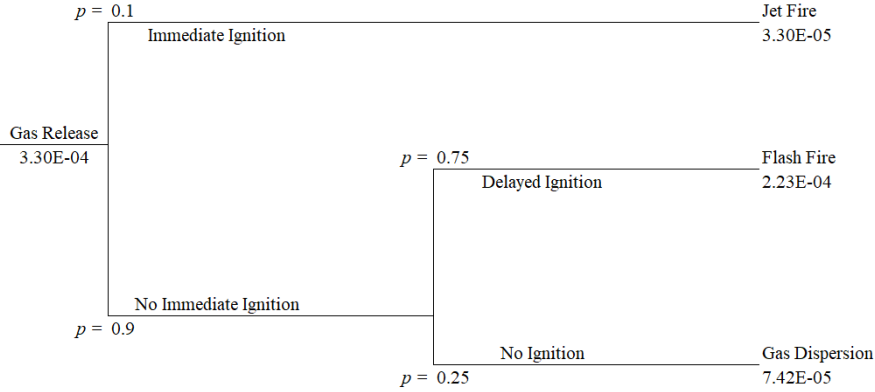
Node 2 Skenario >150mm



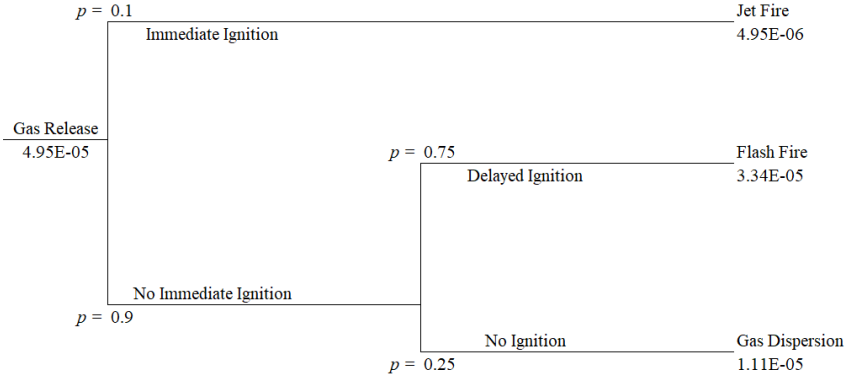
Node 3 Skenario 10-50mm



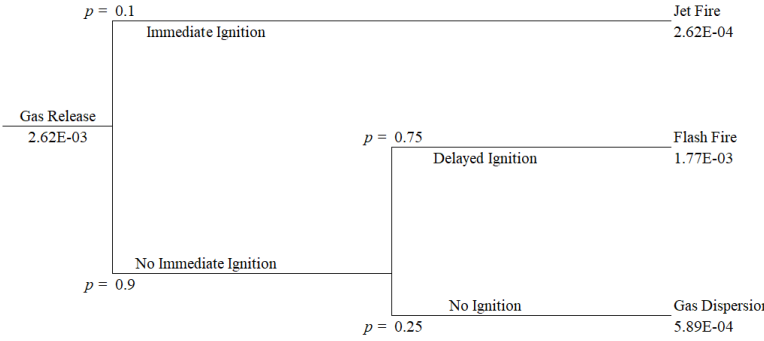
Node 3 Skenario 50-150mm



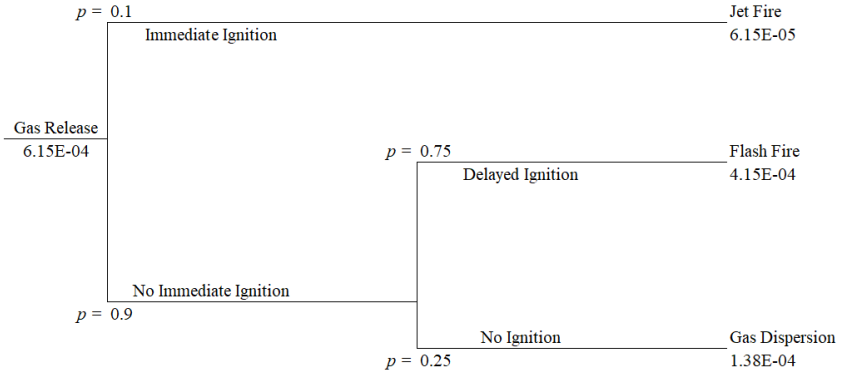
Node 3 Skenario >150mm



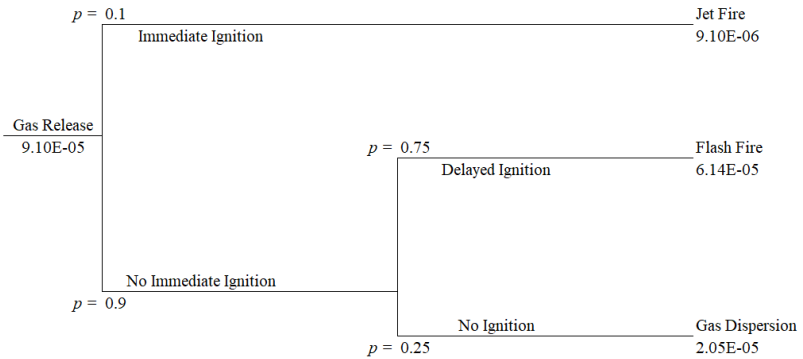
Node 4 Skenario 10-50mm



Node 4 Skenario 50-150mm



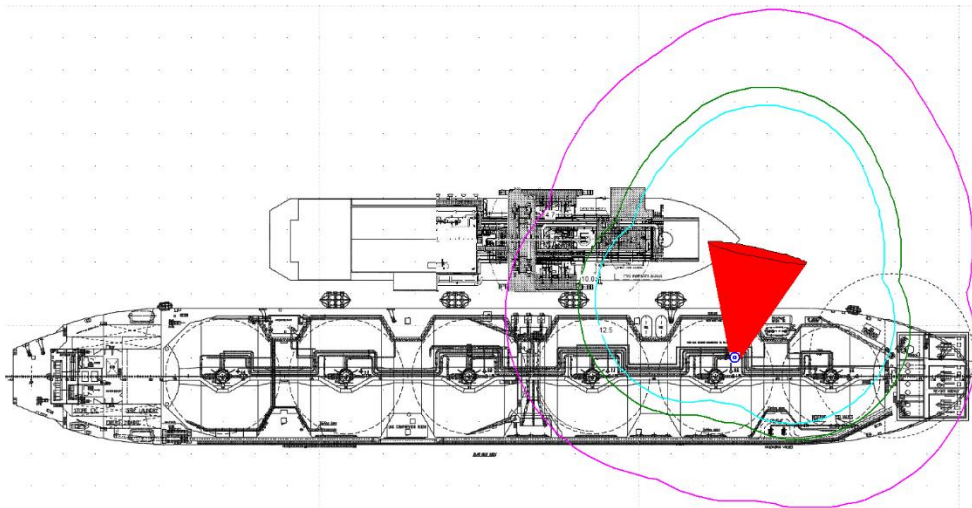
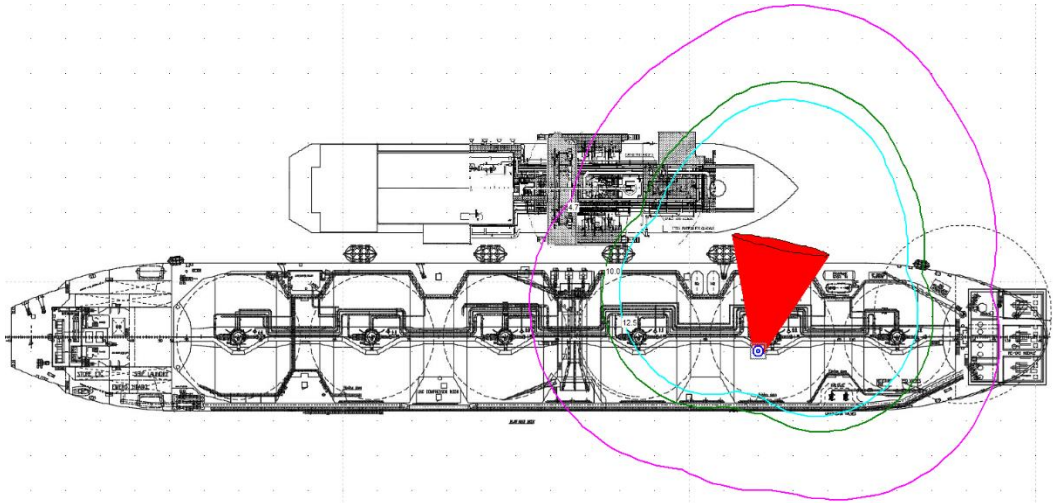
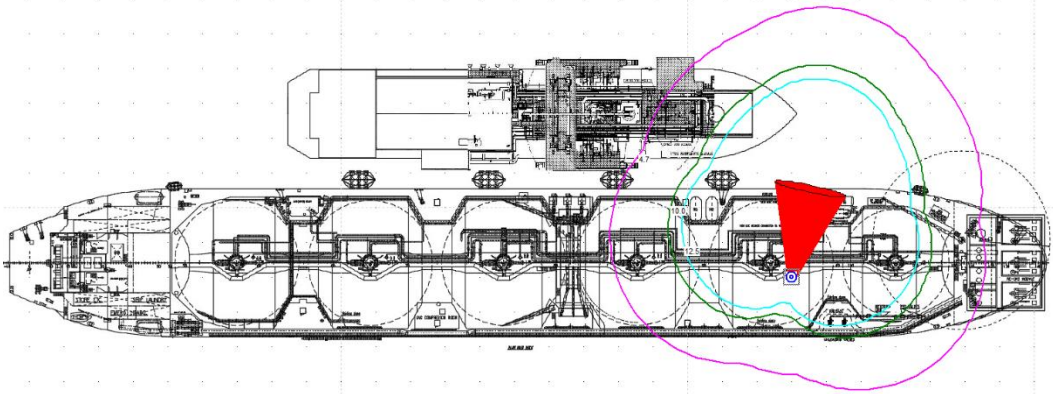
Node 4 Skenario >150mm



**LAMPIRAN V: HASIL PERMODELAN KEBAKARAN DENGAN SHELL
FRED**

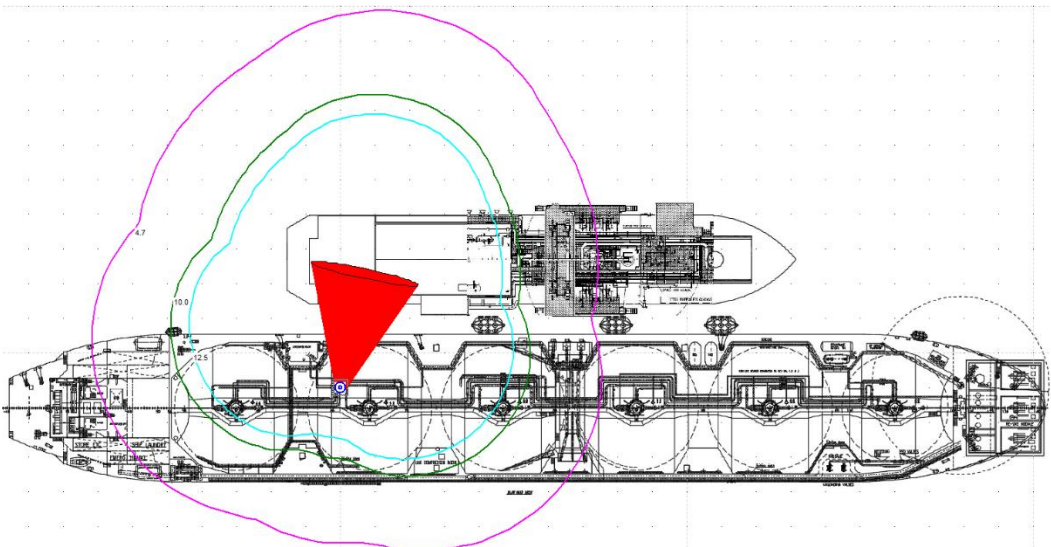
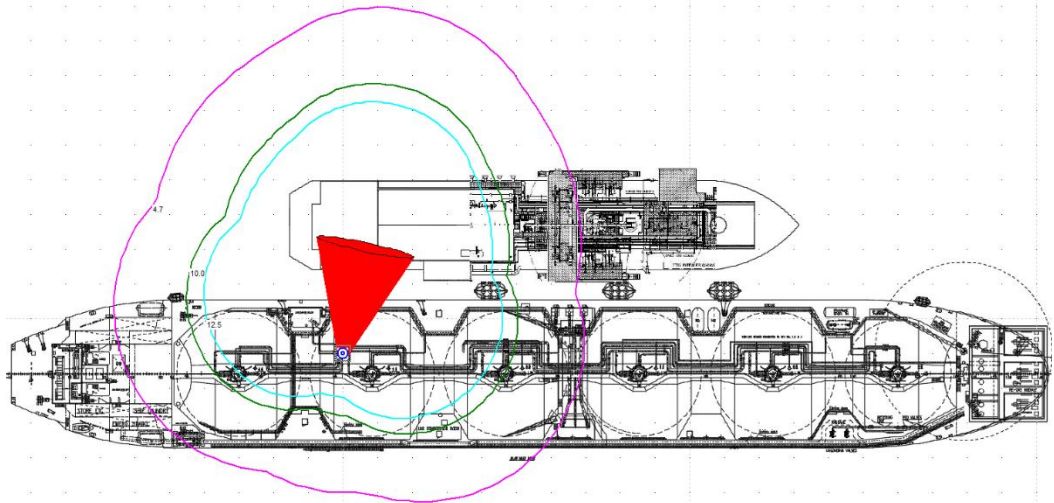
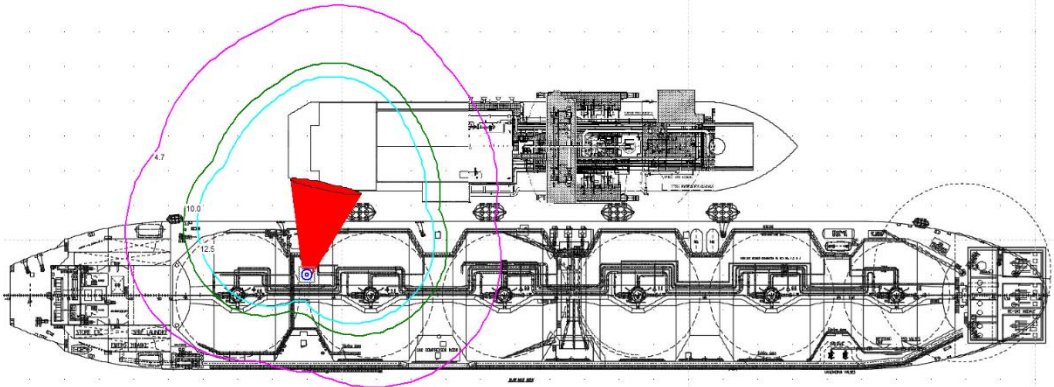
JET FIRE

(NODE 1 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



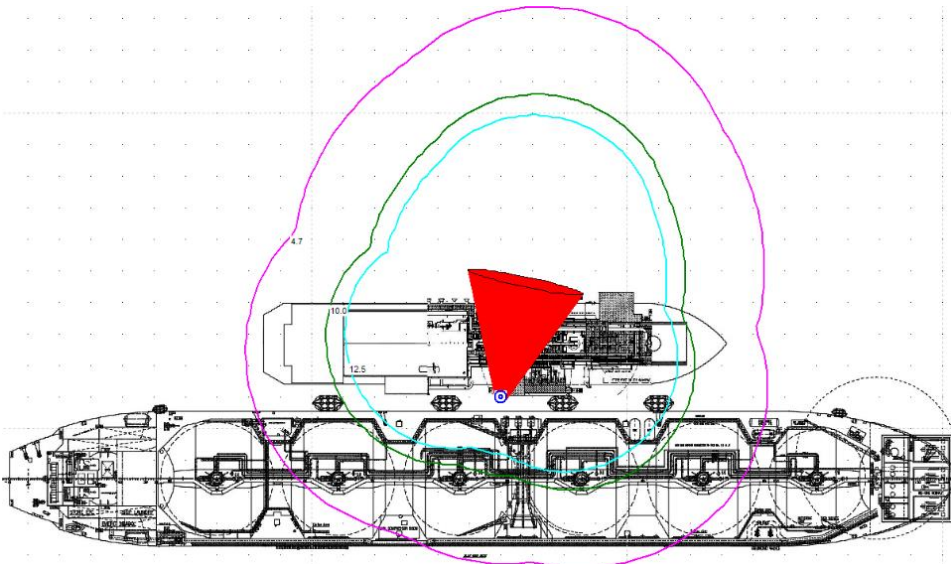
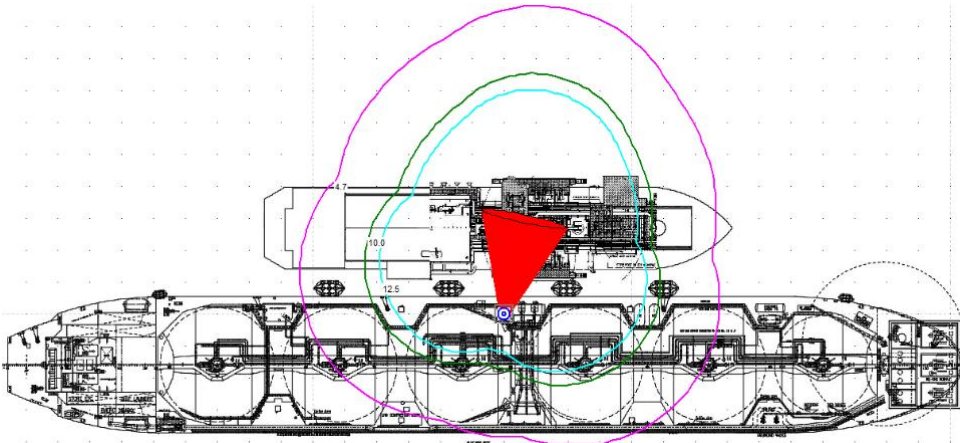
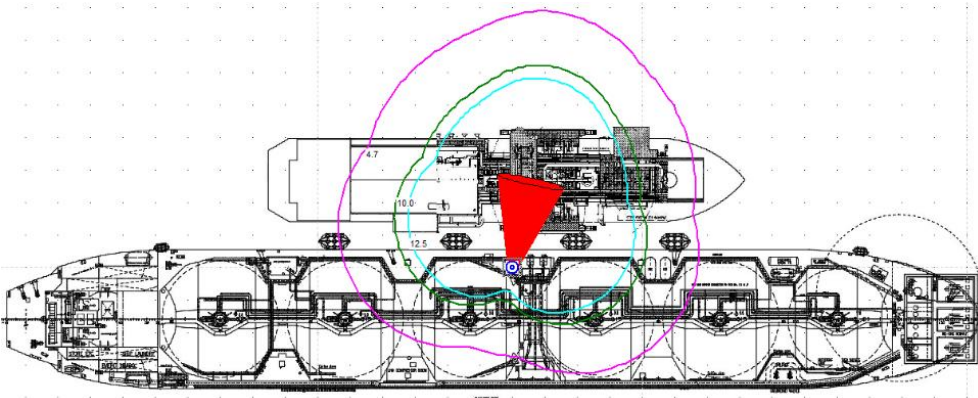
JET FIRE

(NODE 1 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



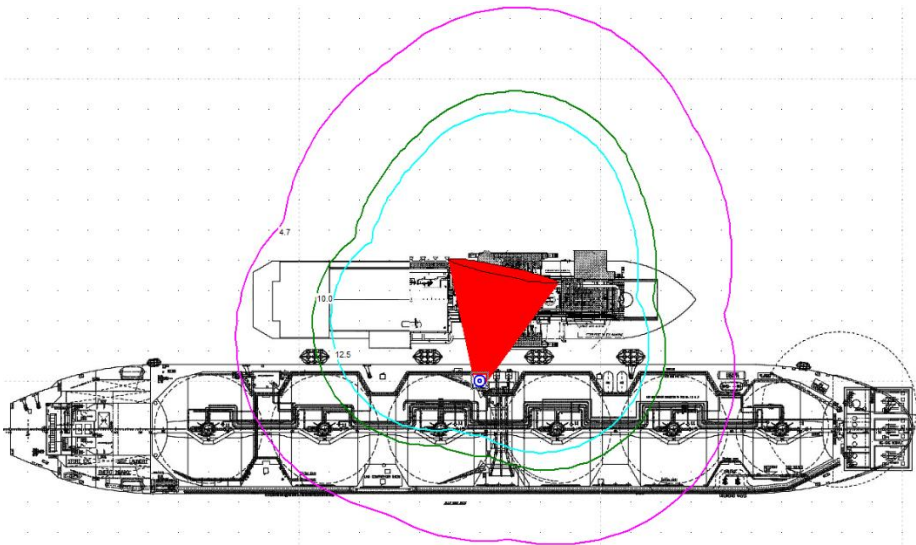
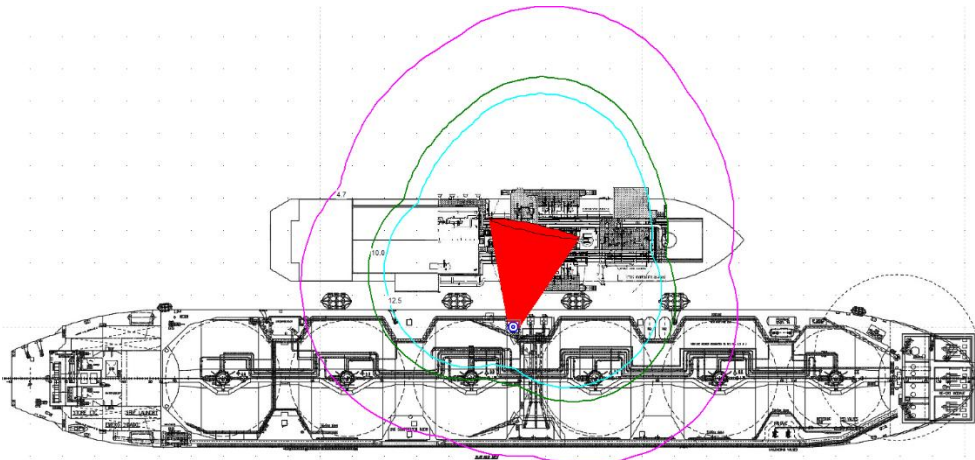
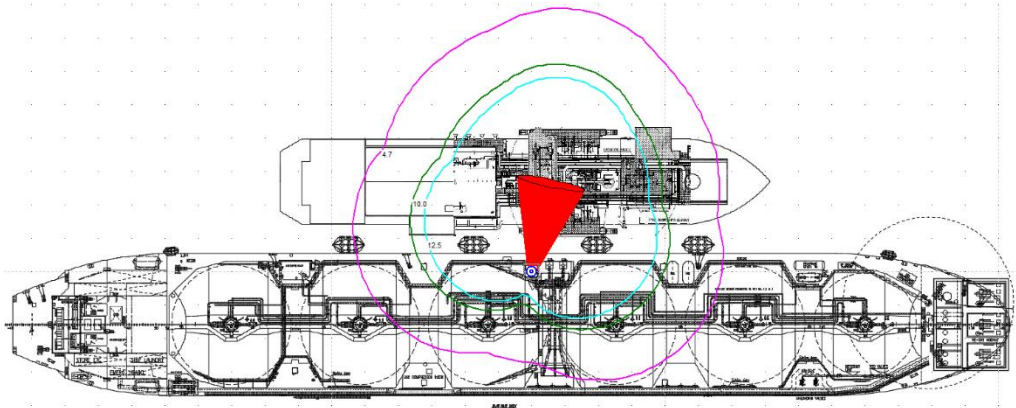
JET FIRE

(NODE 2 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



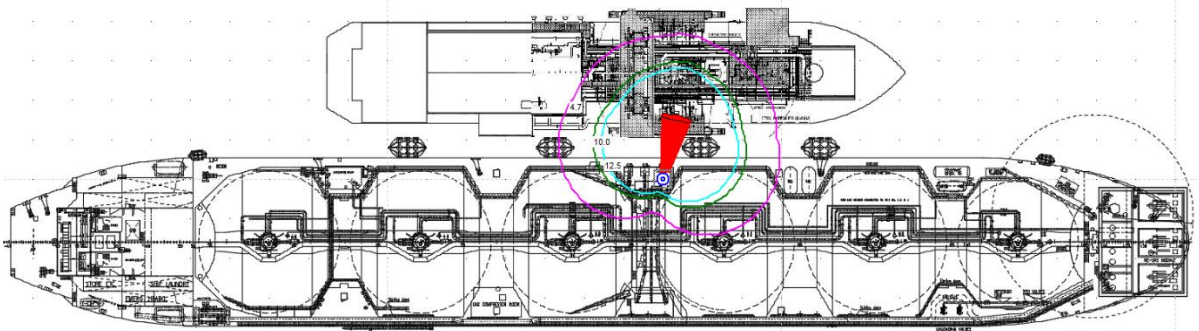
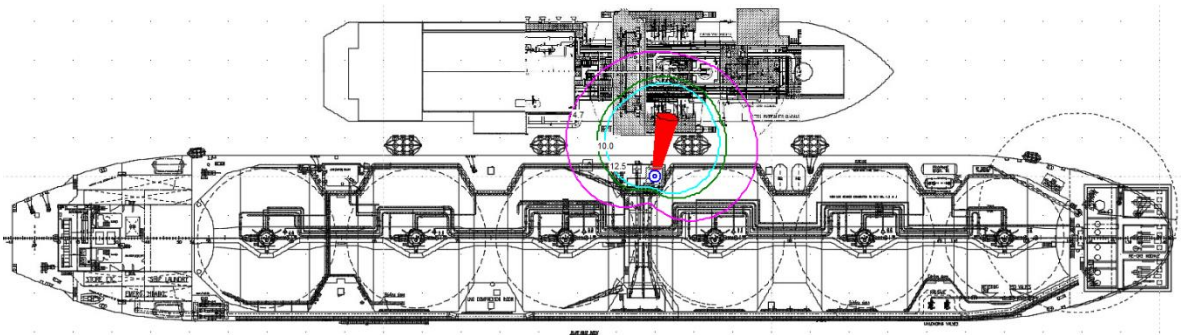
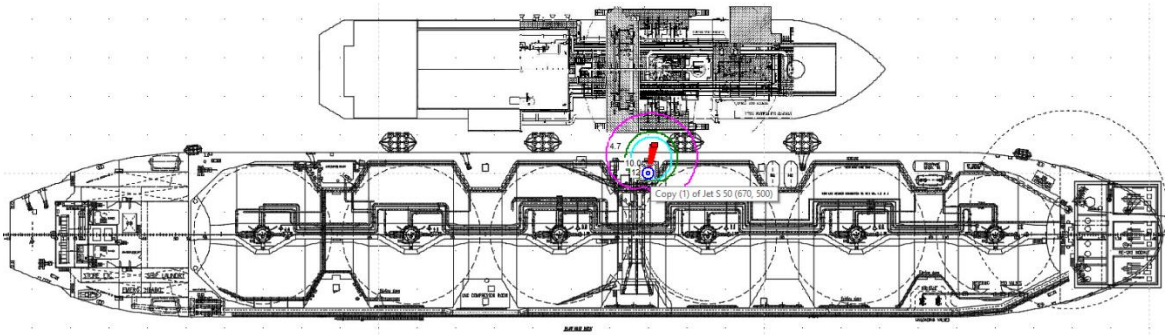
JET FIRE

(NODE 2 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



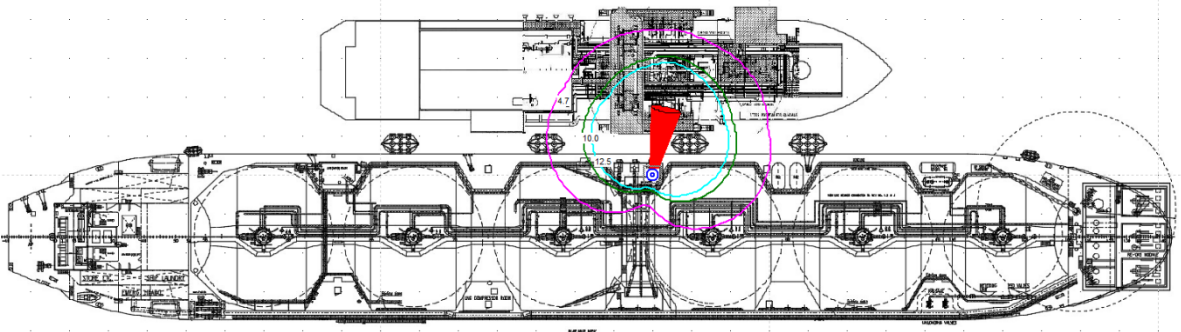
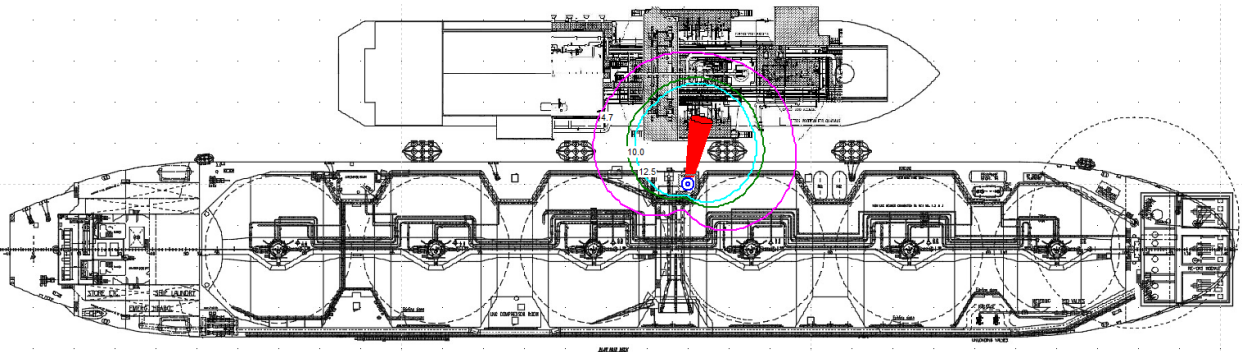
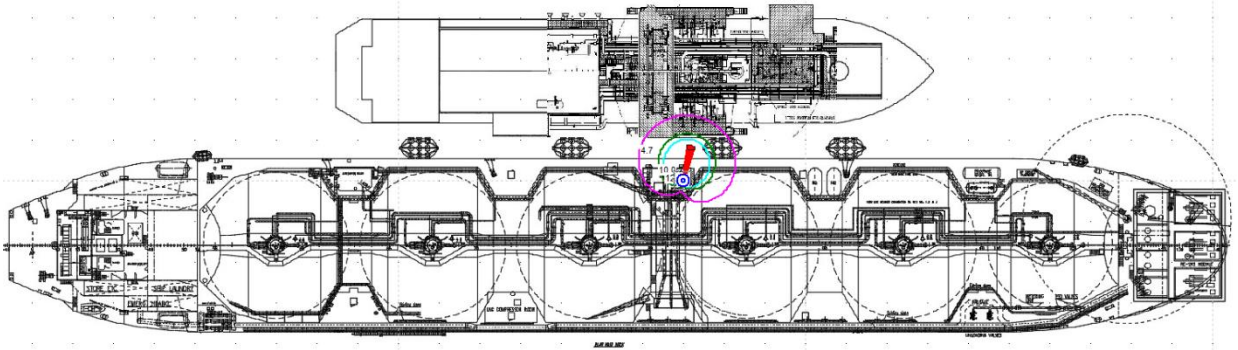
JET FIRE

(NODE 3 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



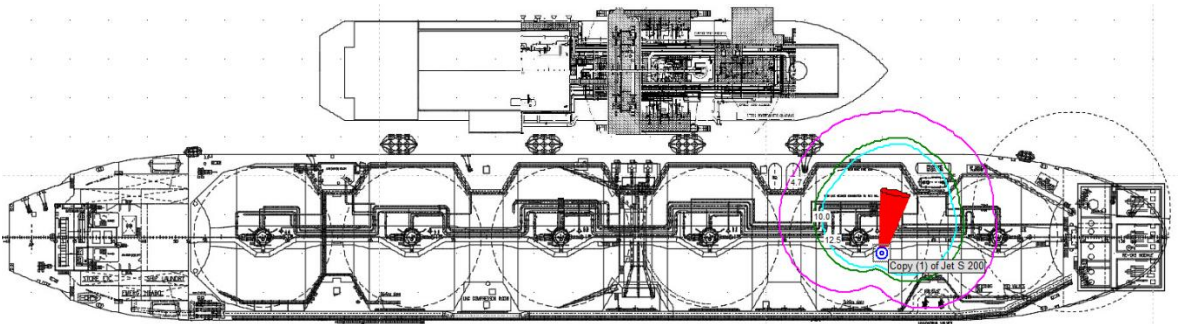
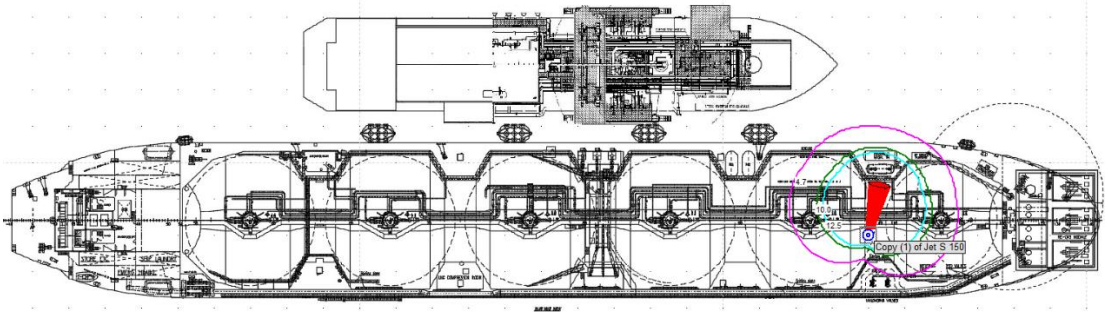
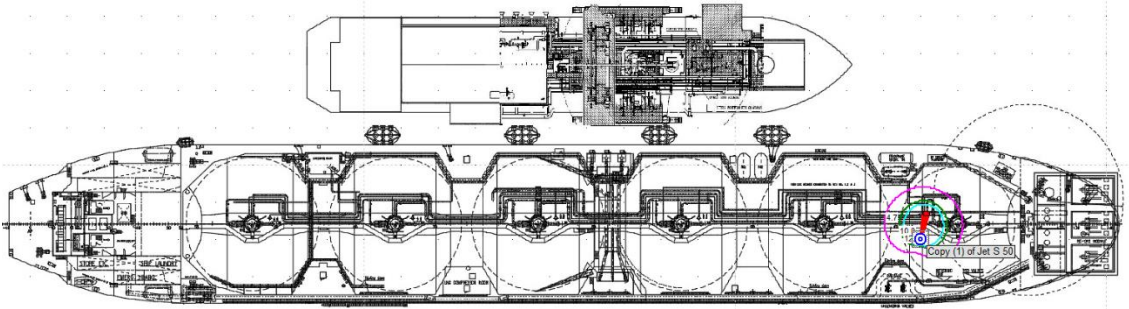
JET FIRE

(NODE 3 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



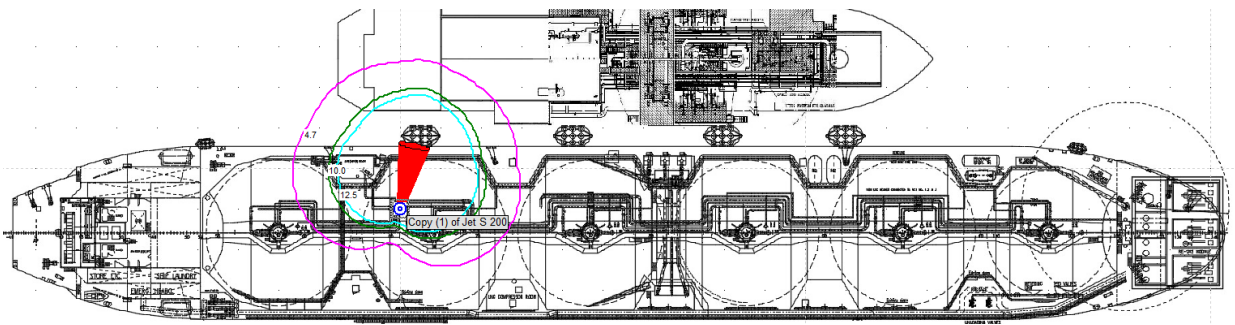
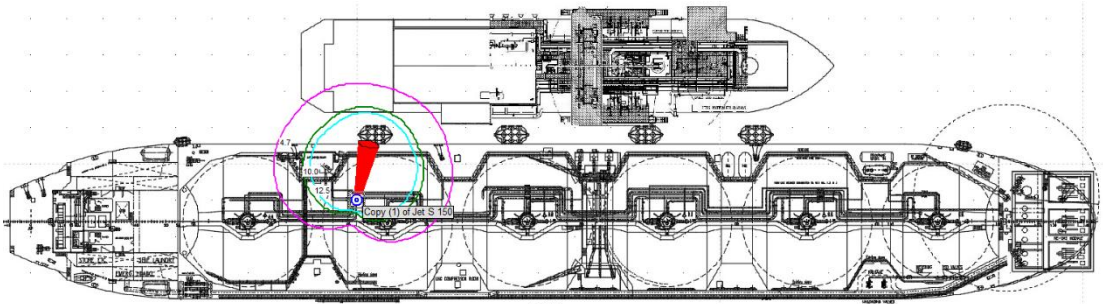
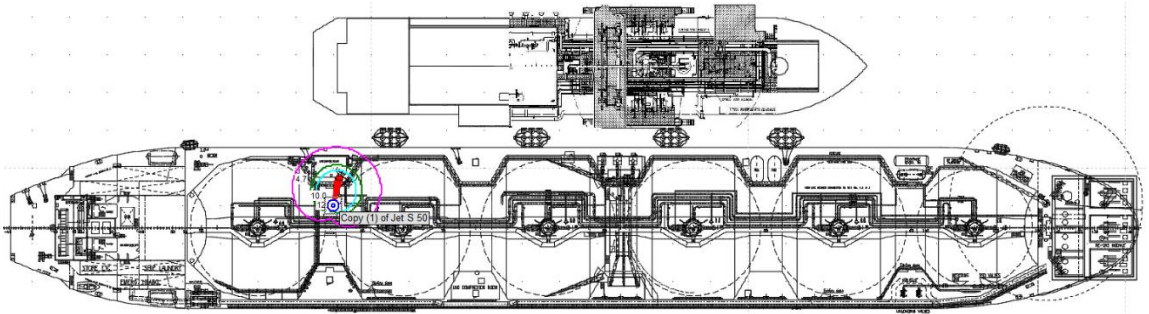
JET FIRE

(NODE 4 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



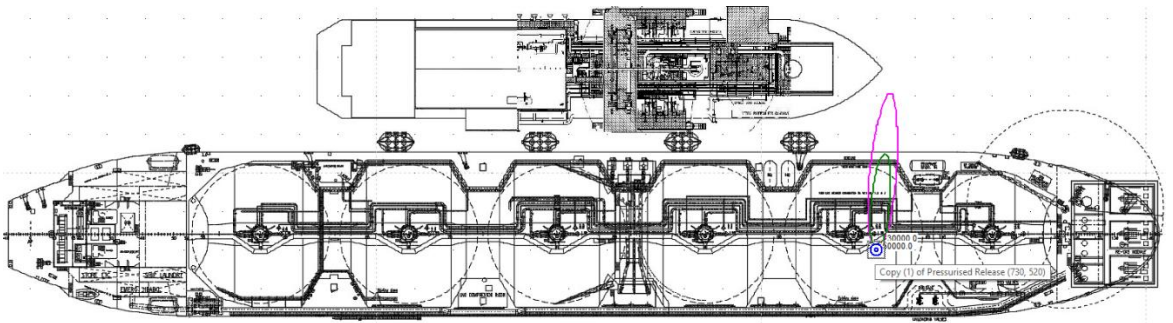
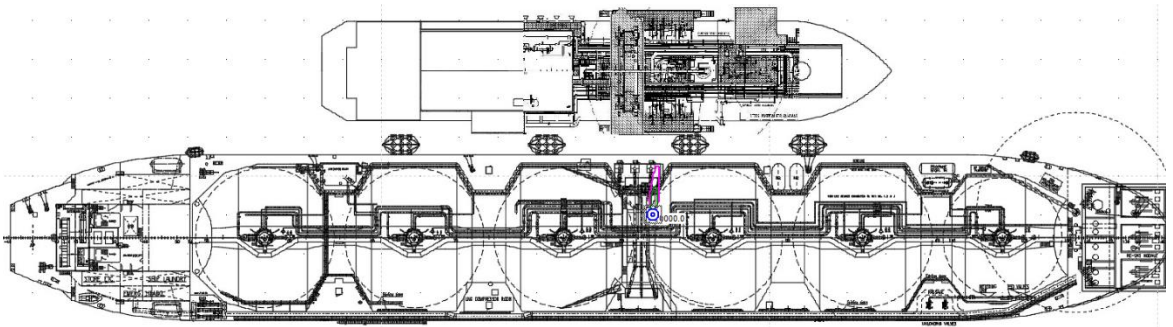
JET FIRE

(NODE 4 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)

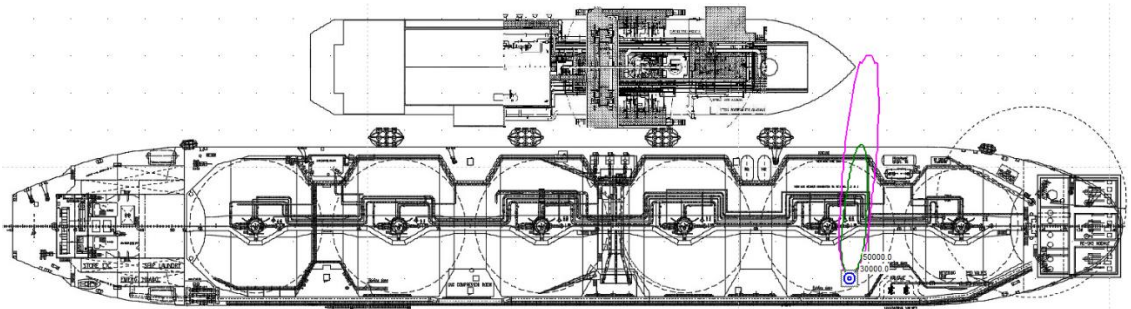


FLASH FIRE

(NODE 1 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)

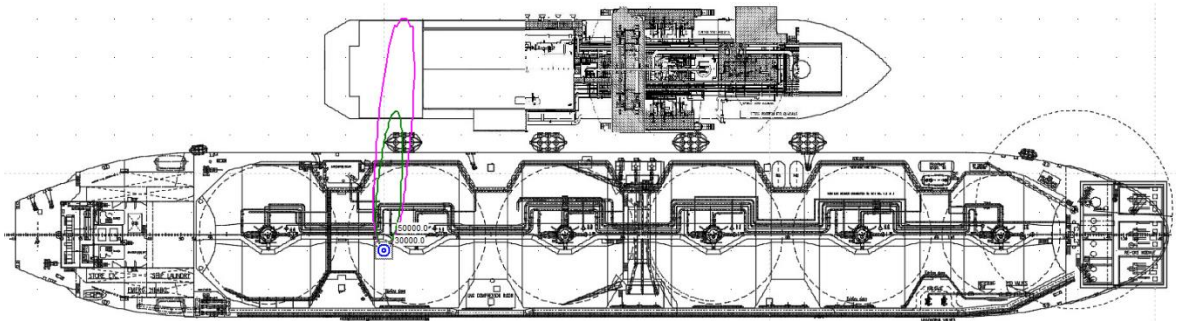
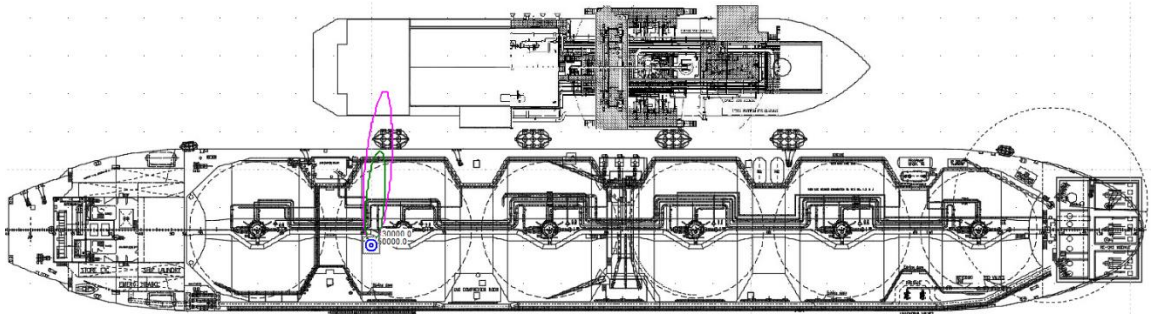
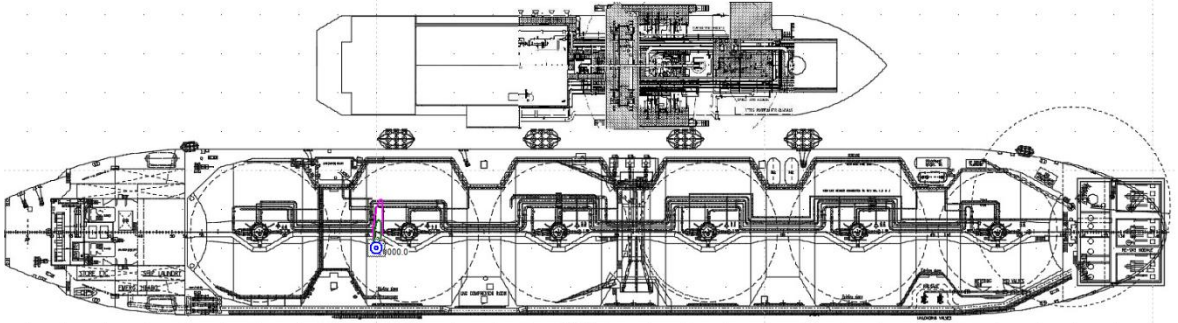


Copy (1) of Pressurised Release (730, 520)



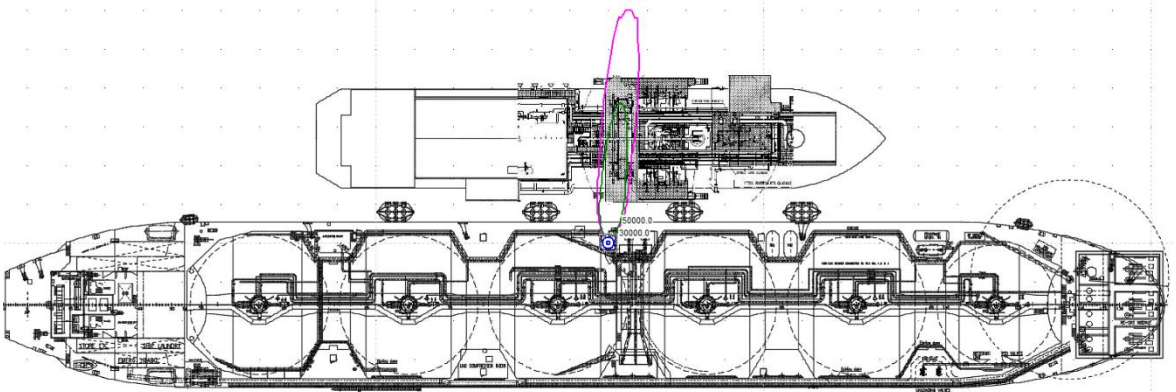
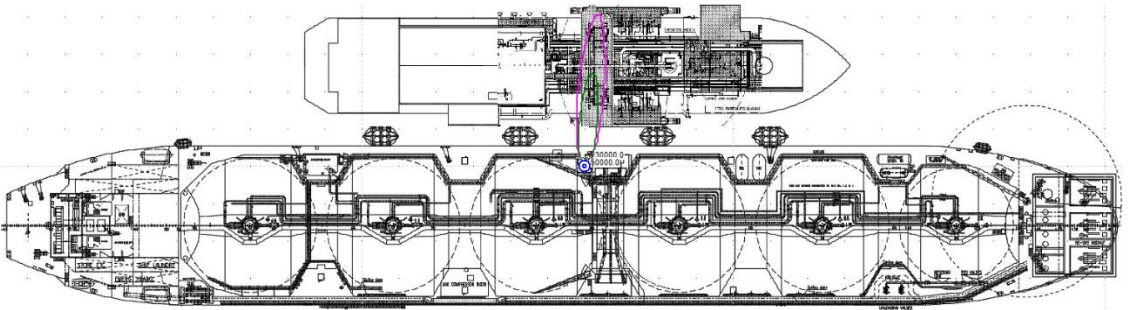
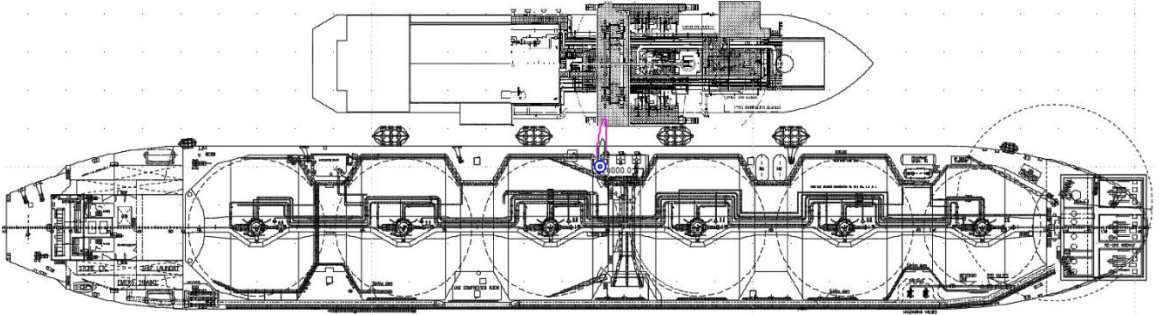
FLASH FIRE

(NODE 1 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



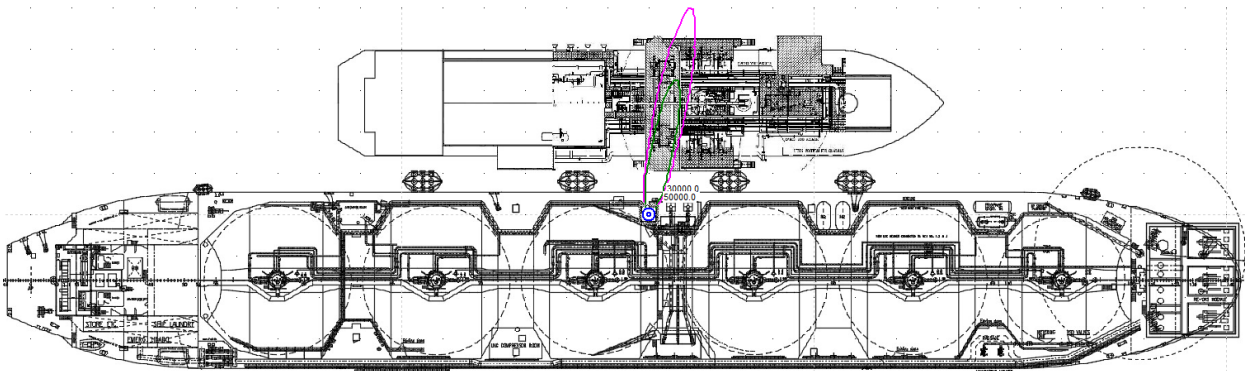
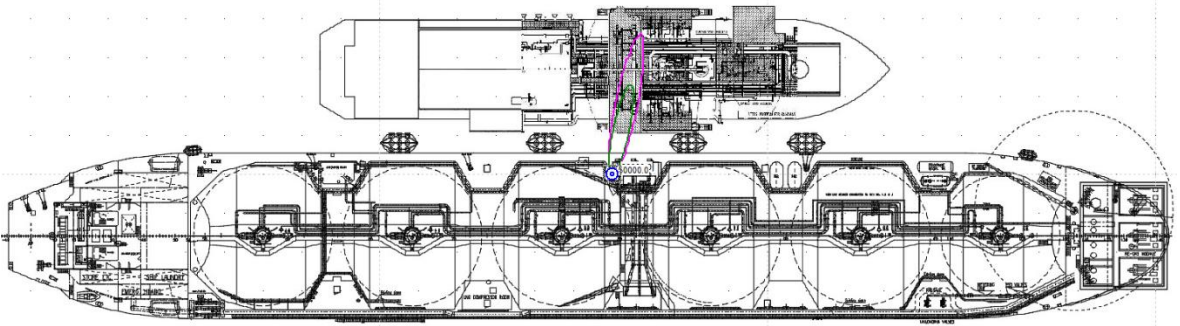
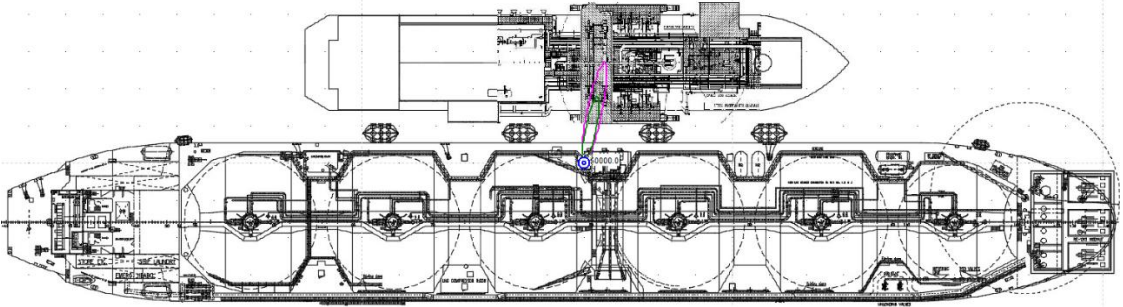
FLASH FIRE

(NODE 2 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



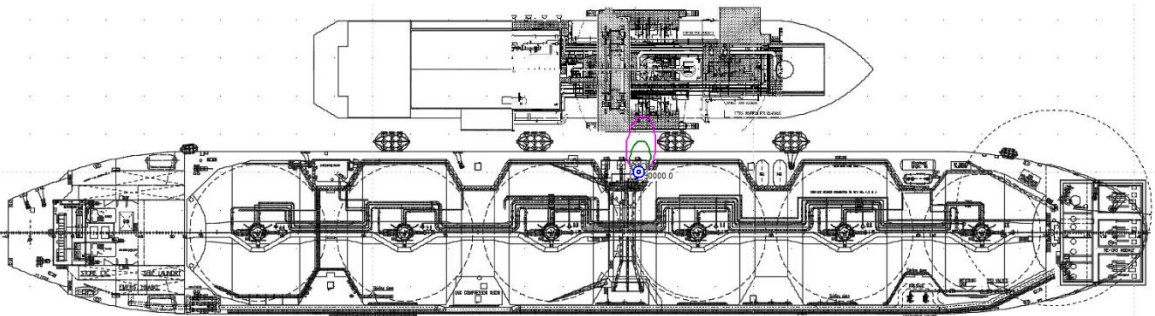
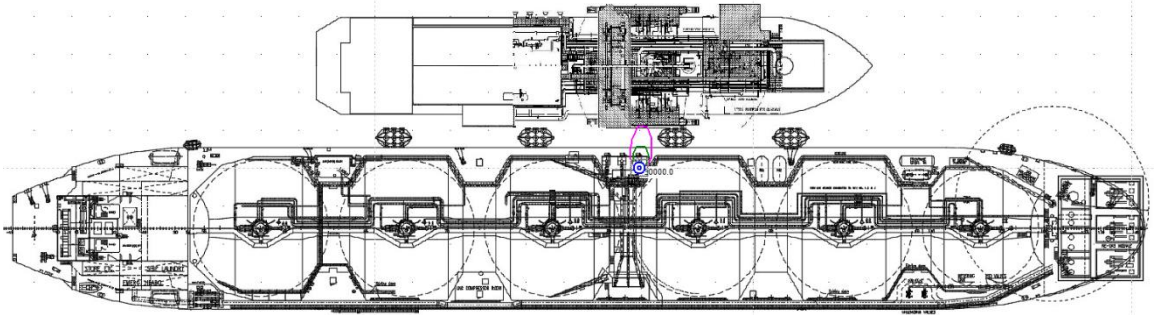
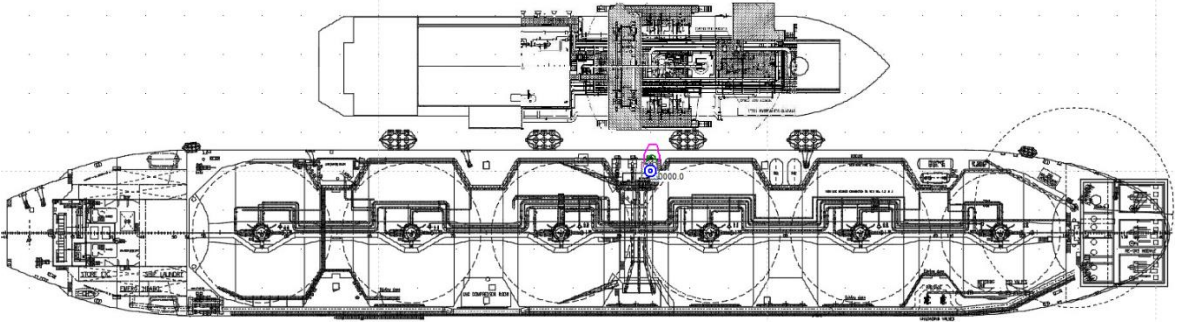
FLASH FIRE

(NODE 2 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



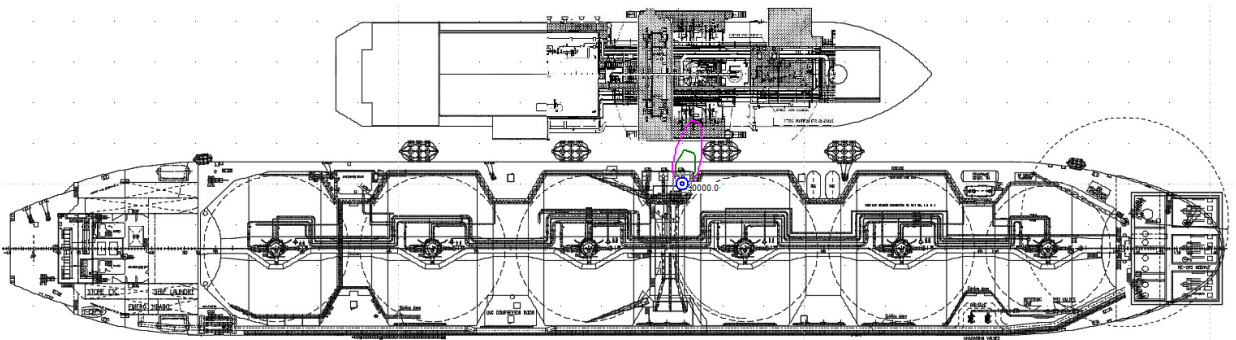
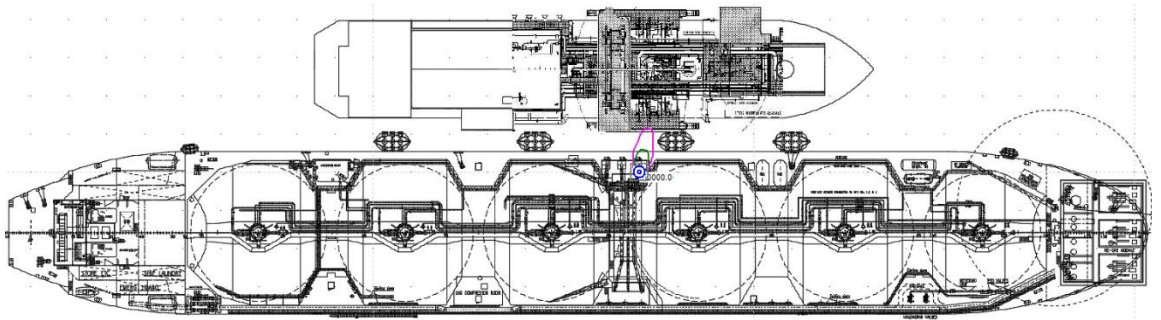
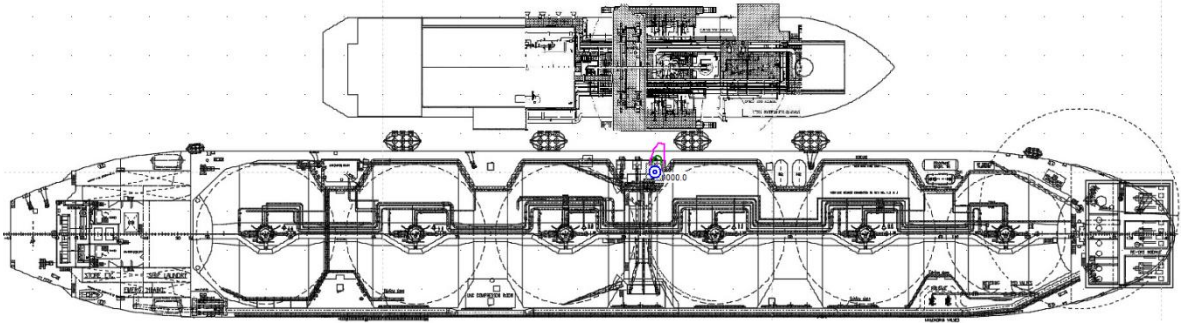
FLASH FIRE

(NODE 3 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



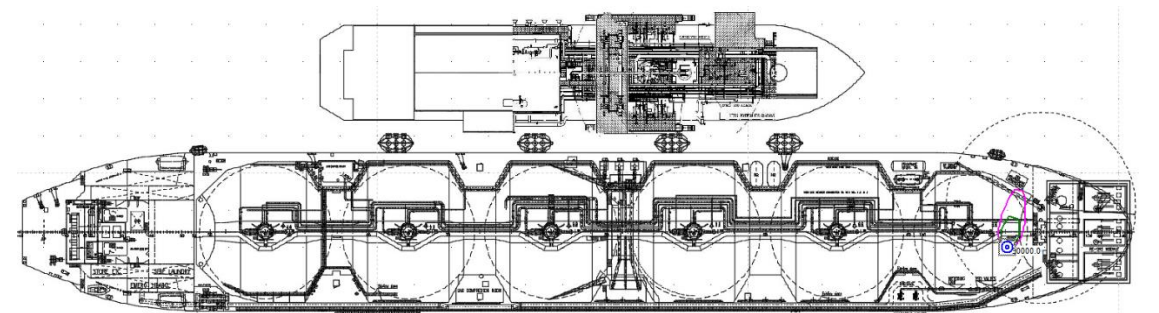
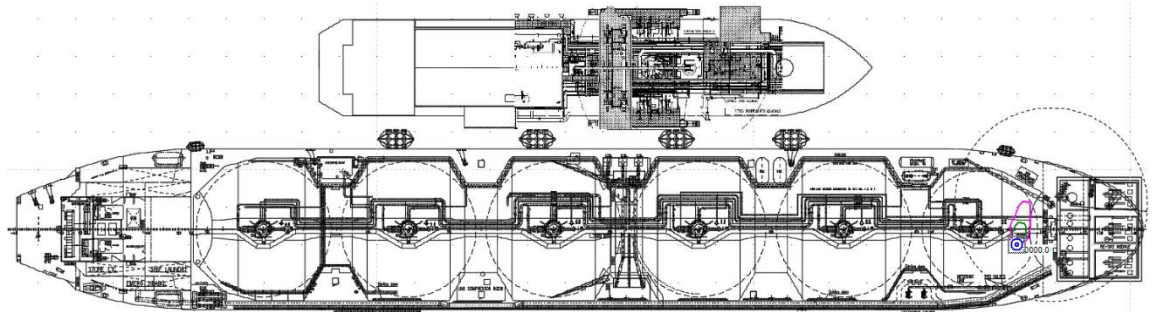
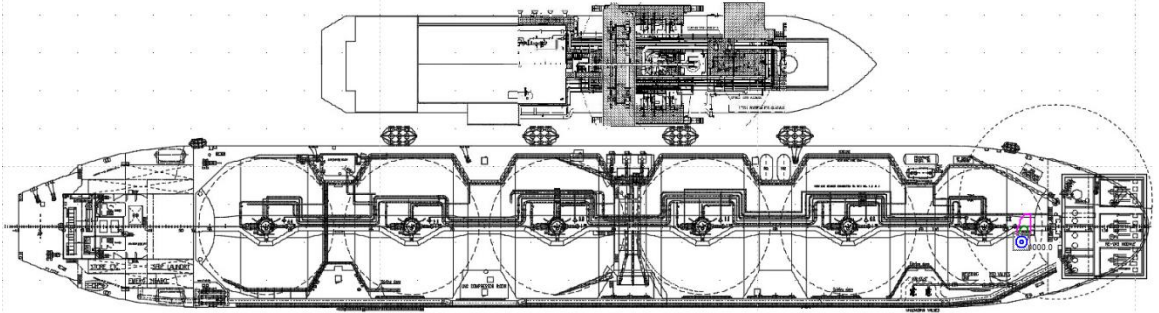
FLASH FIRE

(NODE 3 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



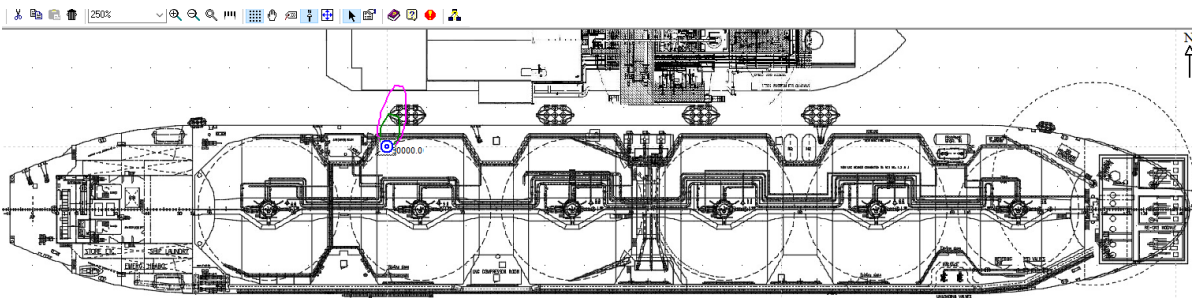
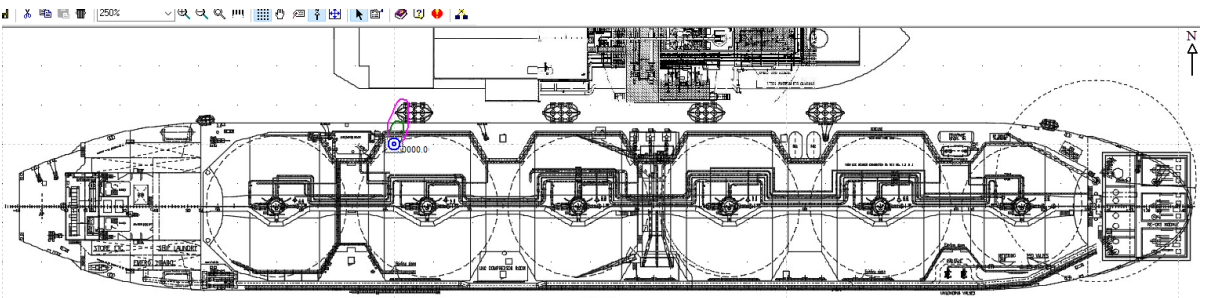
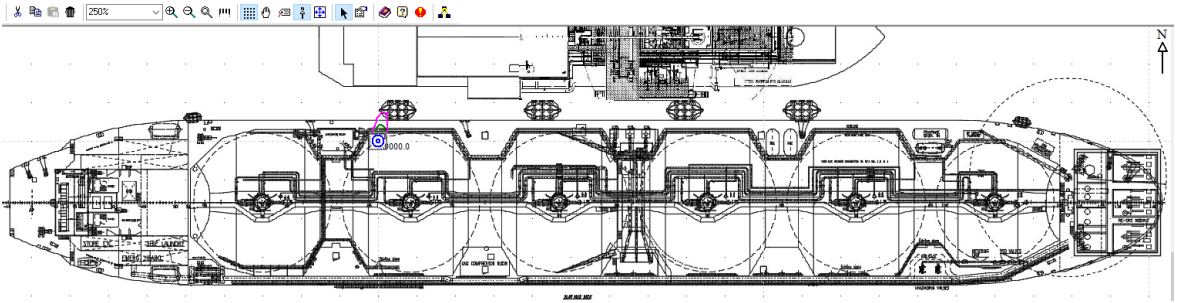
FLASH FIRE

(NODE 4 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



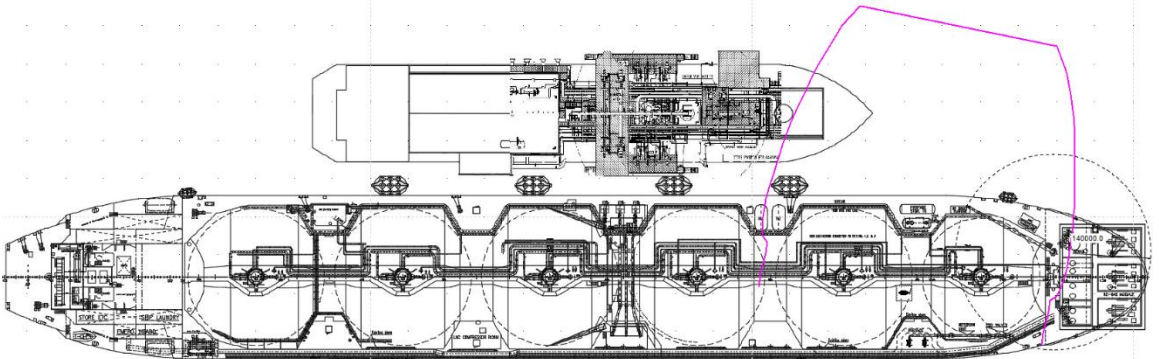
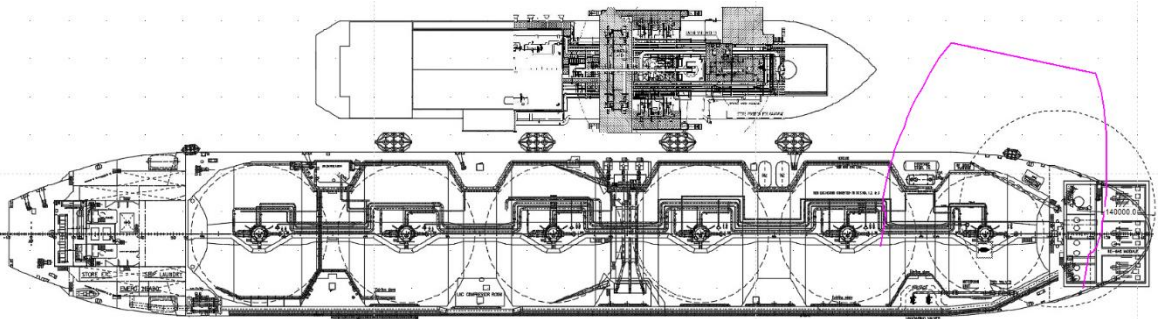
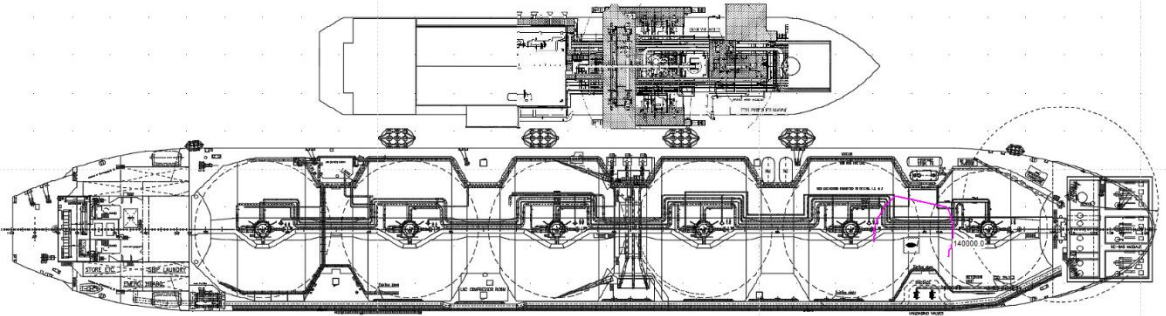
FLASH FIRE

(NODE 4 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



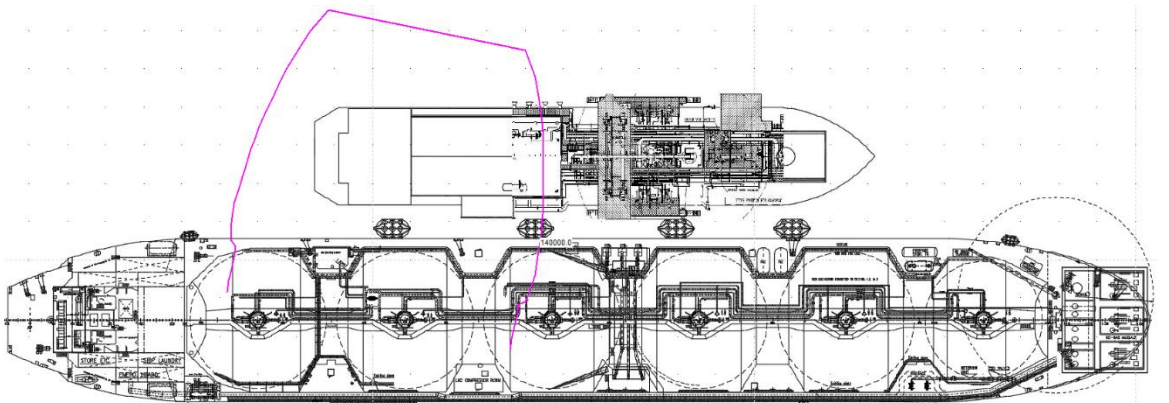
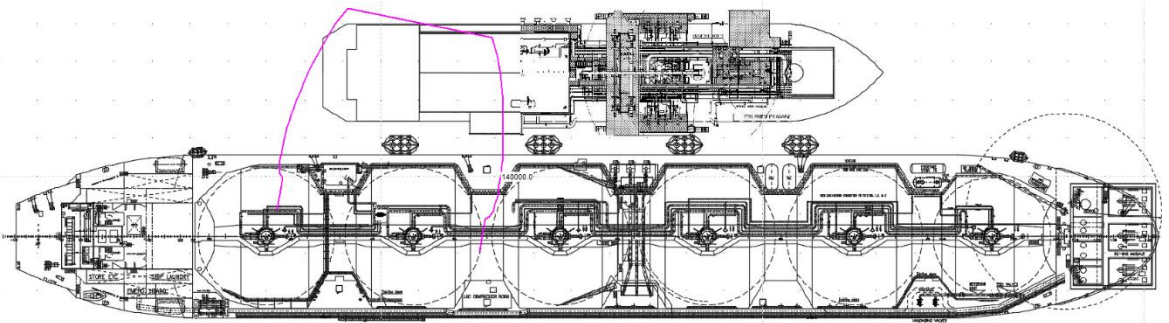
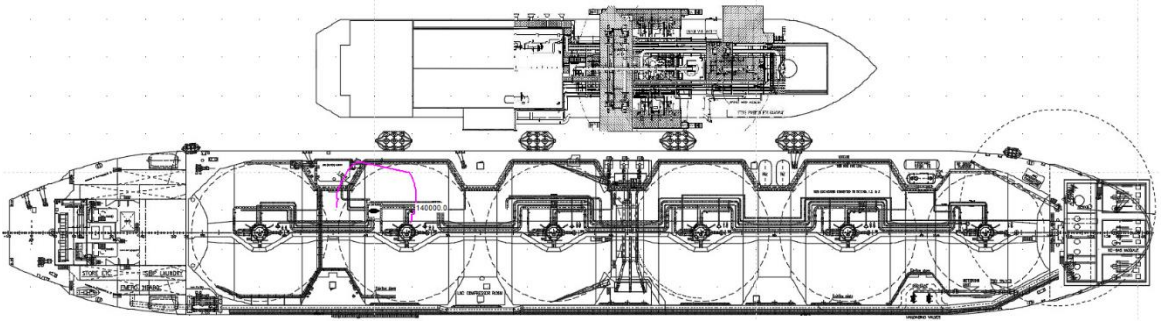
GAS DISPERSION

(NODE 1 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



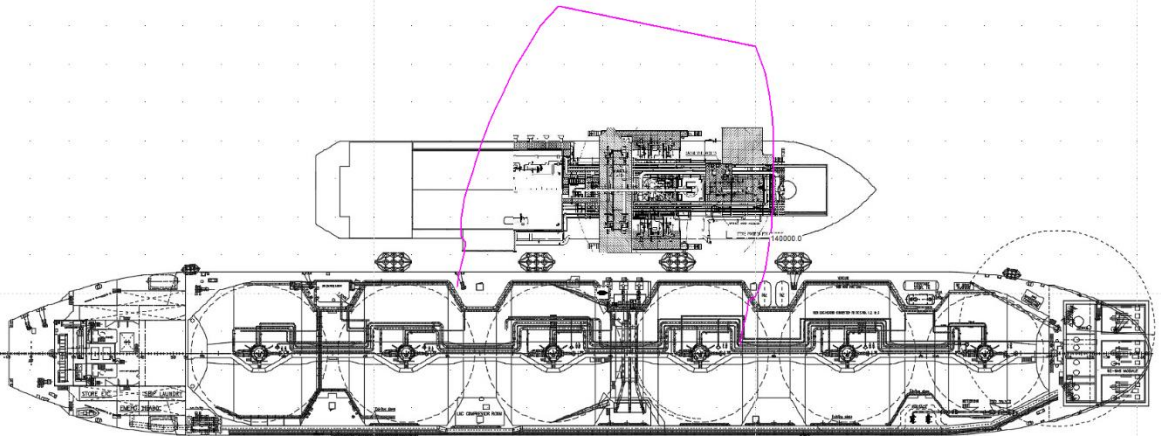
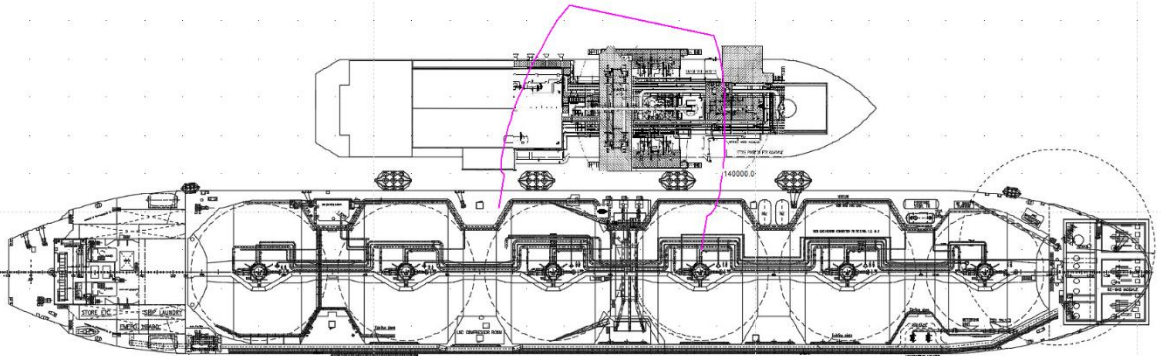
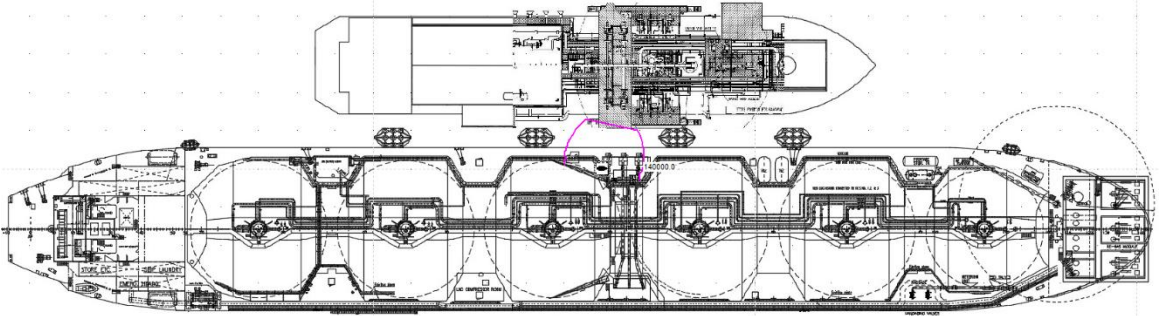
GAS DISPERSION

(NODE 1 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



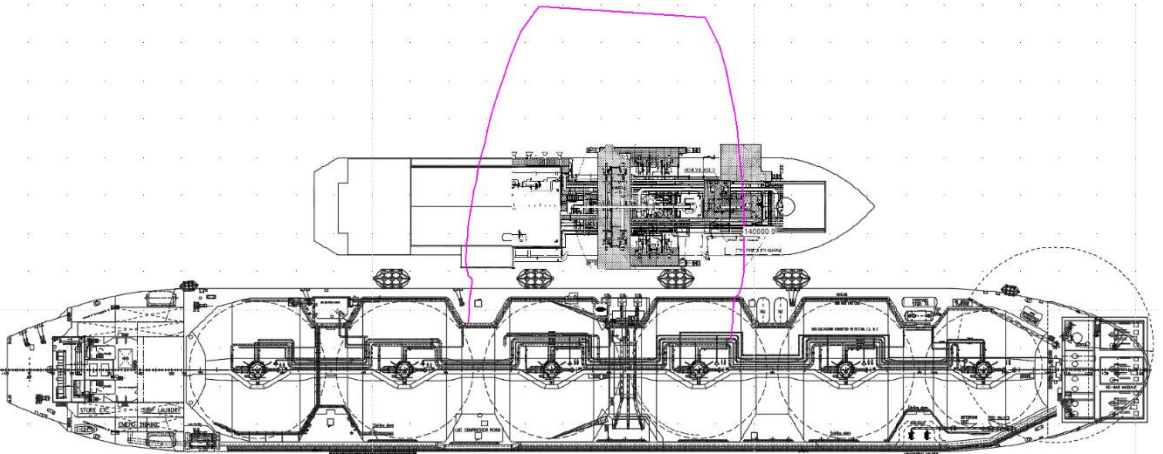
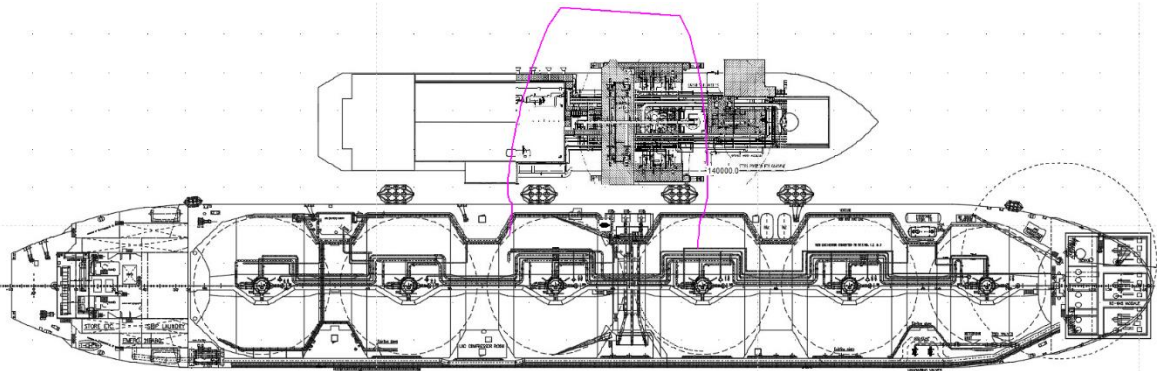
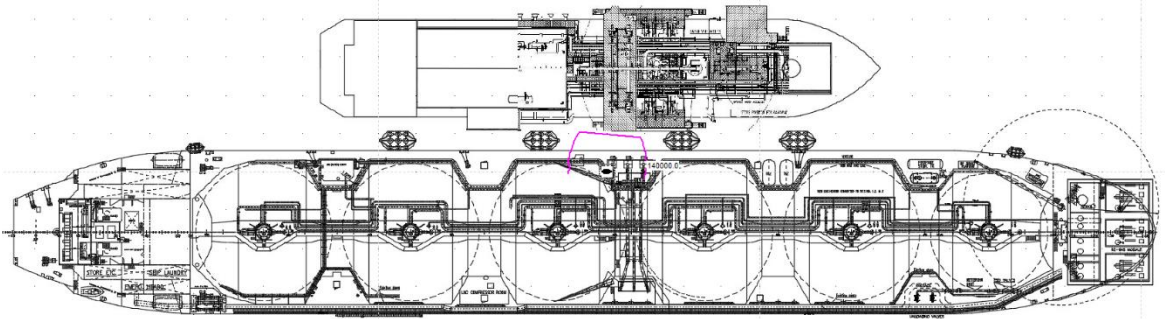
GAS DISPERSION

(NODE 2 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



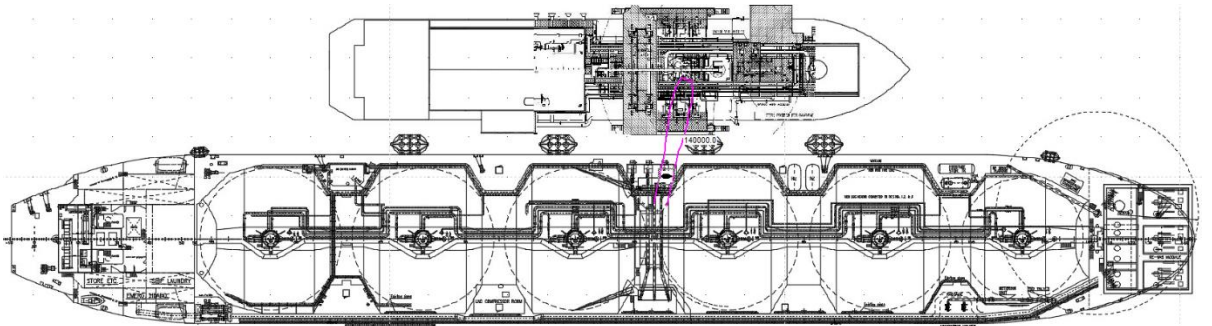
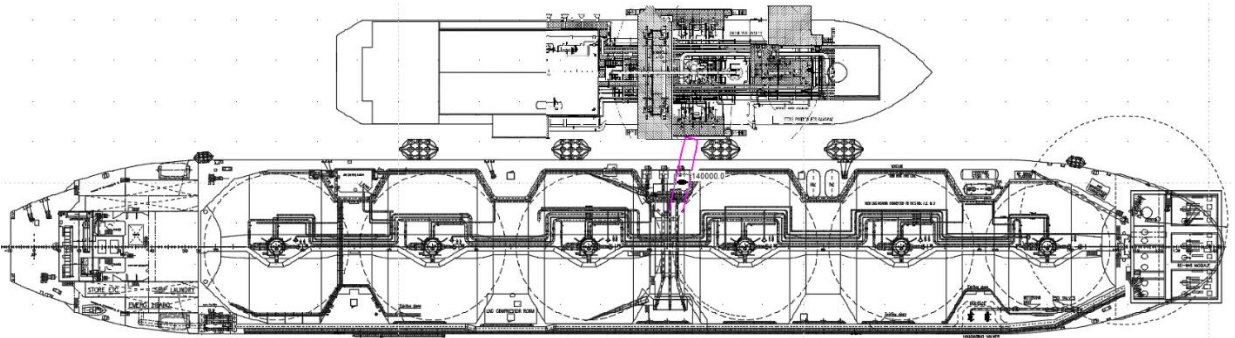
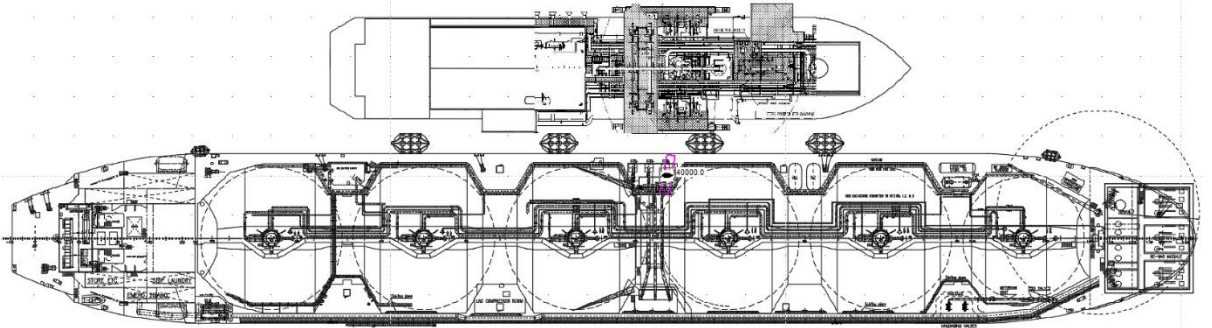
GAS DISPERSION

(NODE 2 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



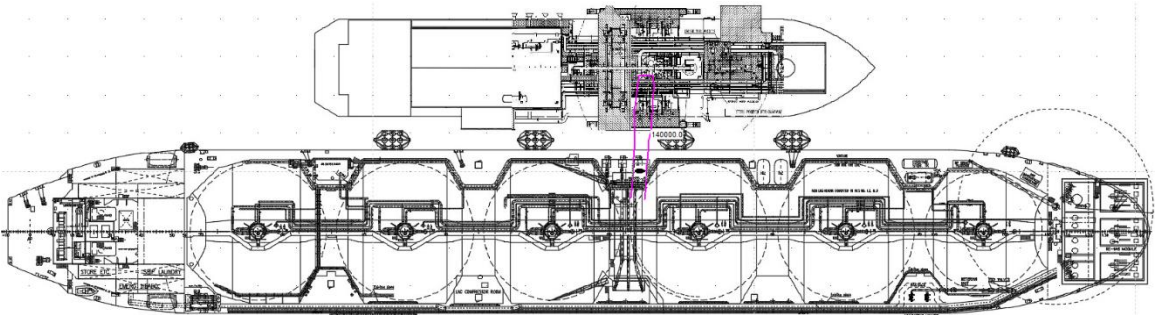
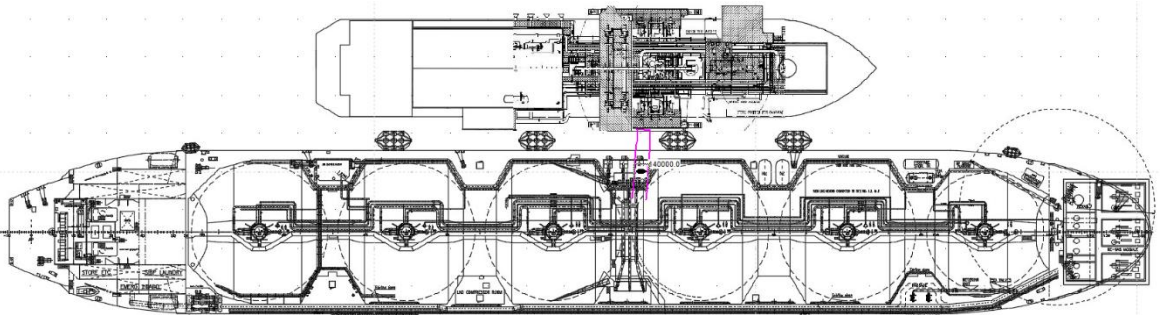
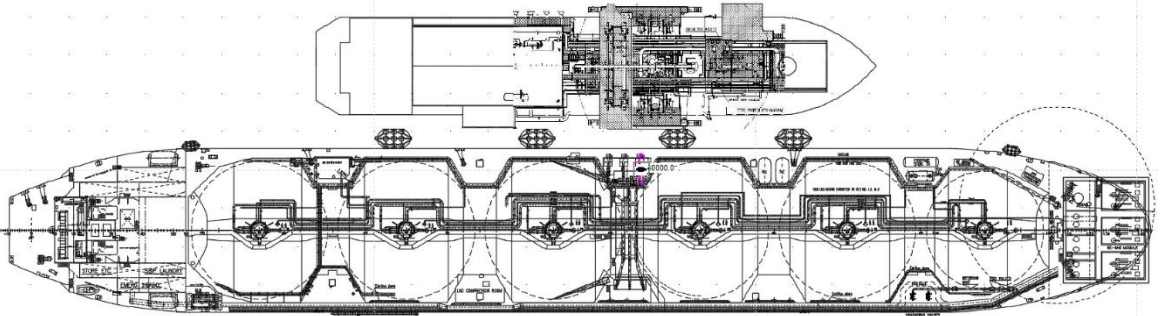
GAS DISPERSION

(NODE 3 SKENARIO SIANG HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



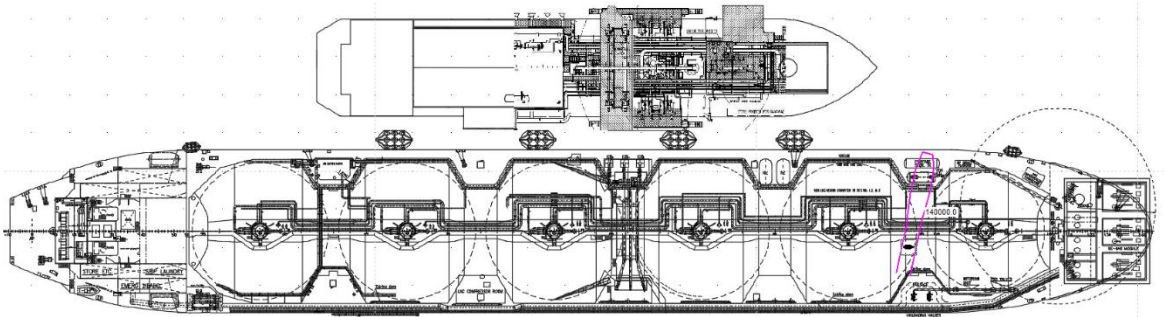
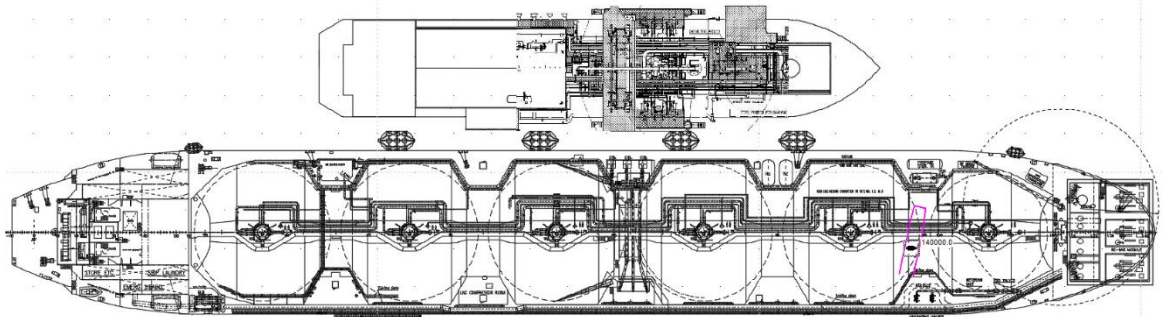
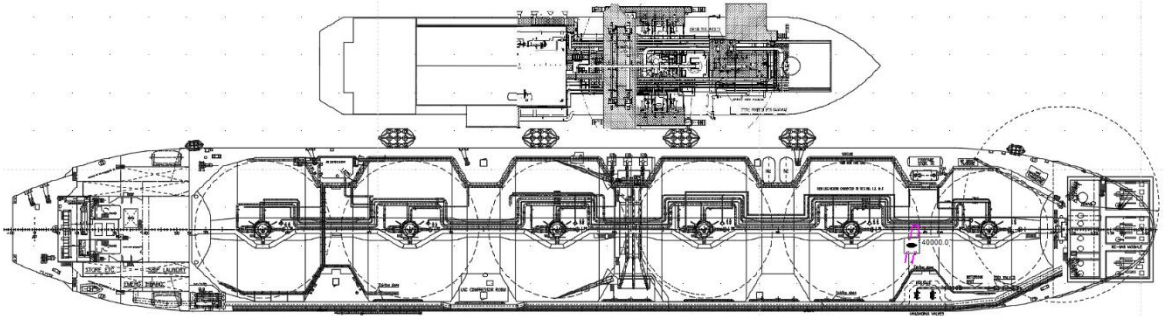
GAS DISPERSION

(NODE 3 SKENARIO MALAM HARI, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



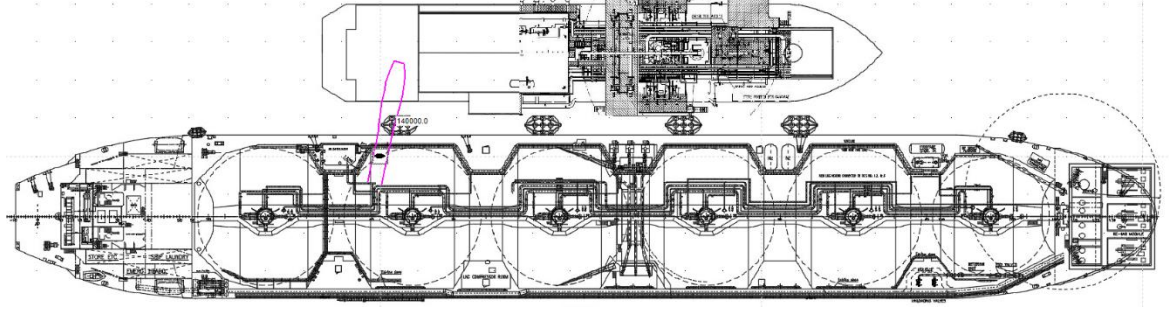
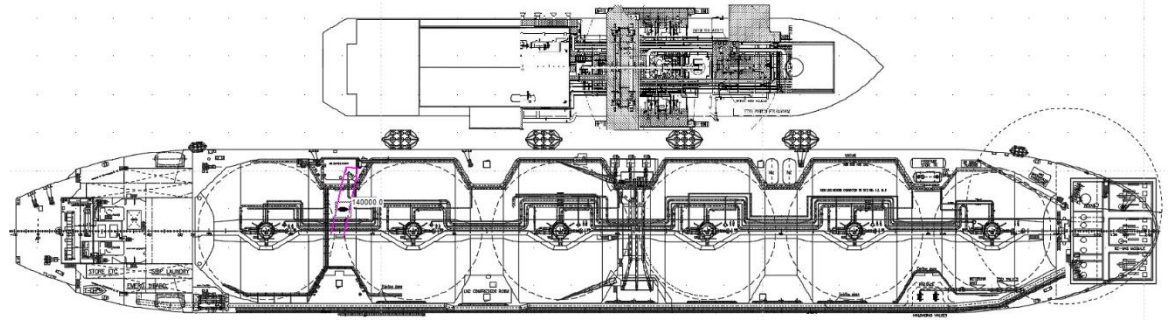
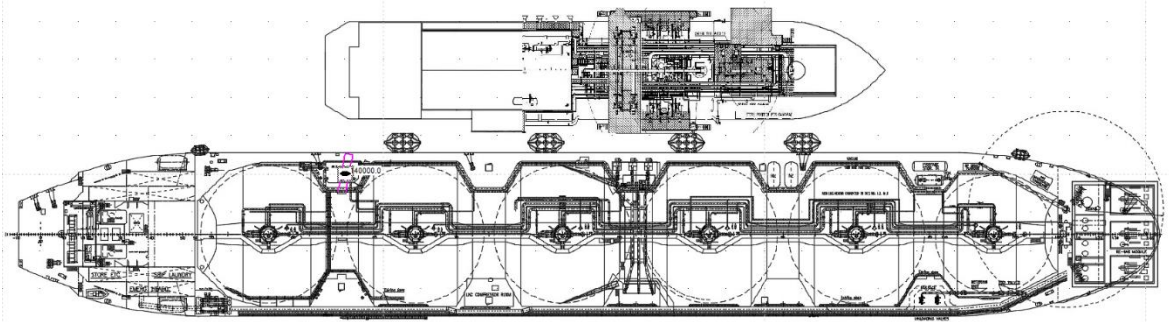
GAS DISPERSION

(NODE 4 SKENARIO TANKI 1/2/3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



GAS DISPERSION

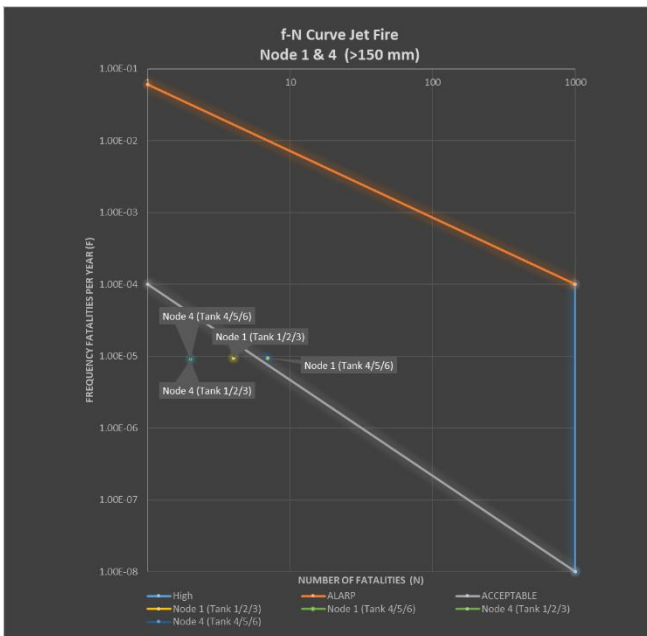
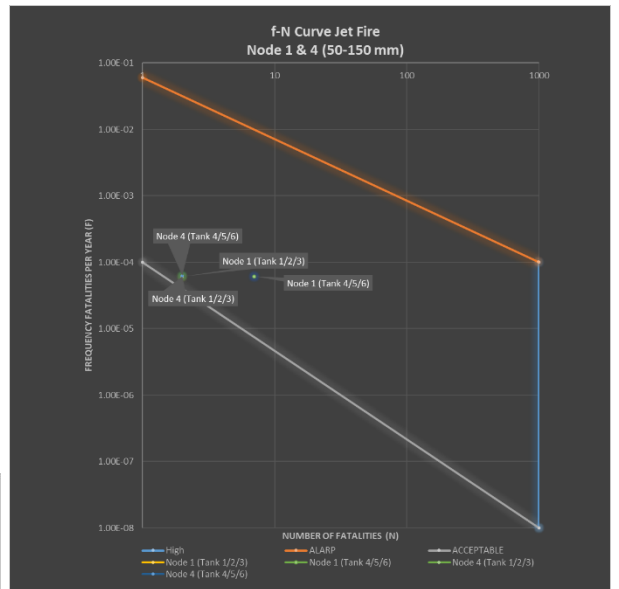
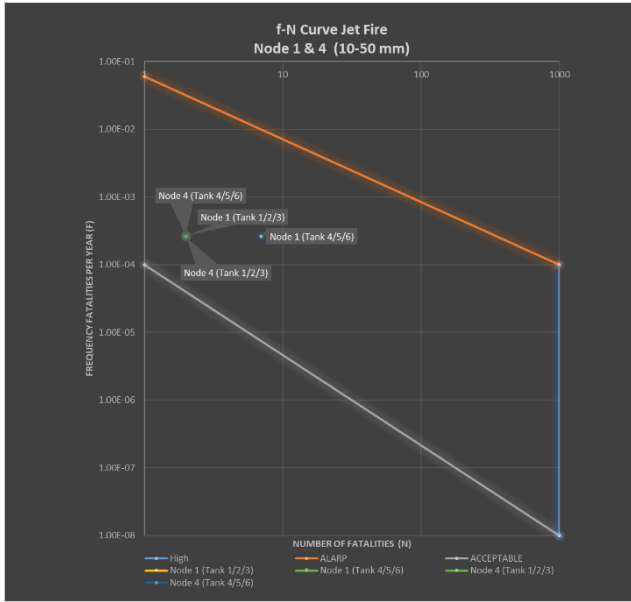
(NODE 4 SKENARIO TANKI 4/5/6, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



LAMPIRAN VI: HASIL PEMETAAN MENGGUNAKAN f-N CURVE

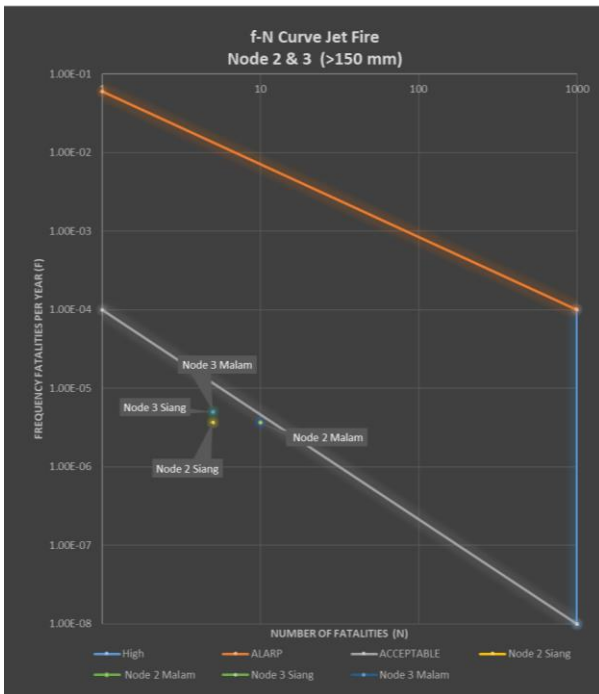
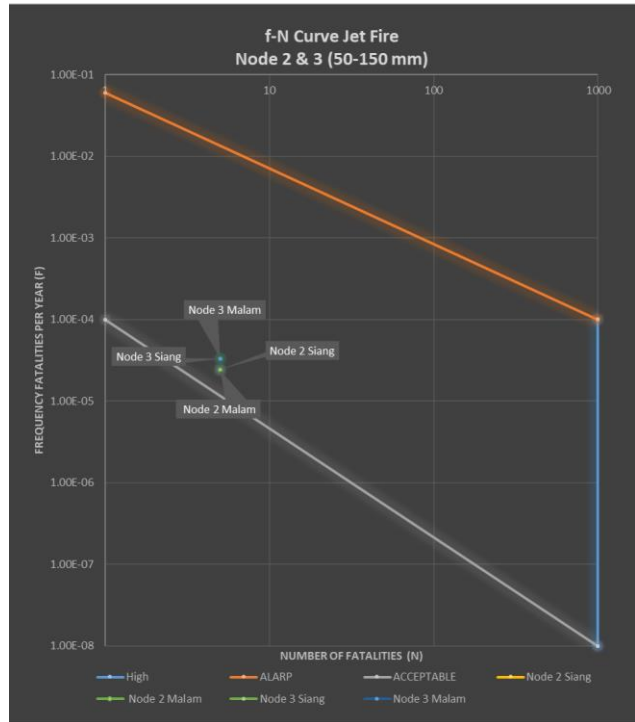
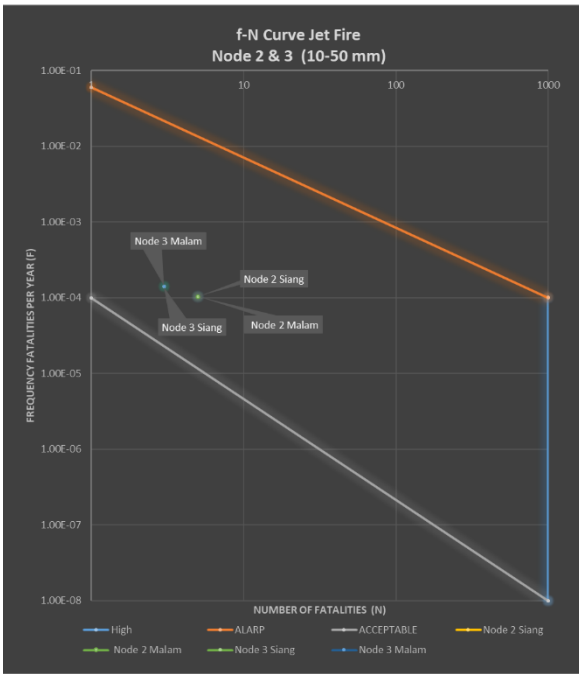
JET FIRE

(NODE 1 & 4, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



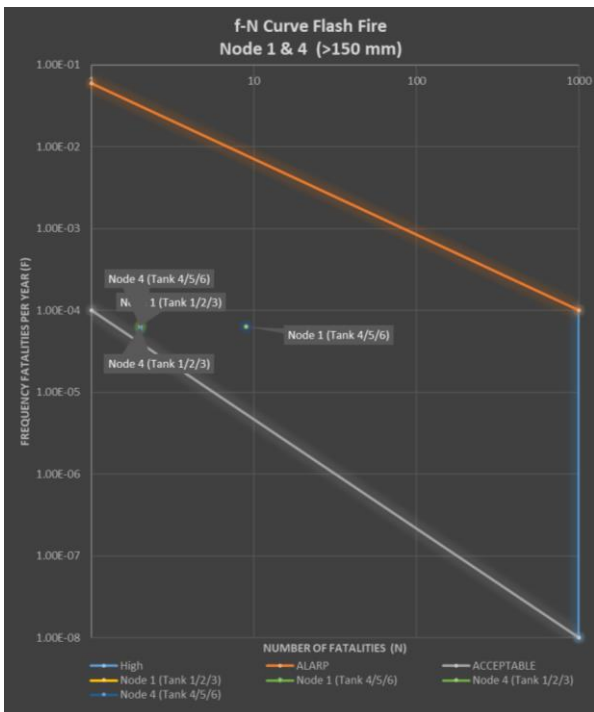
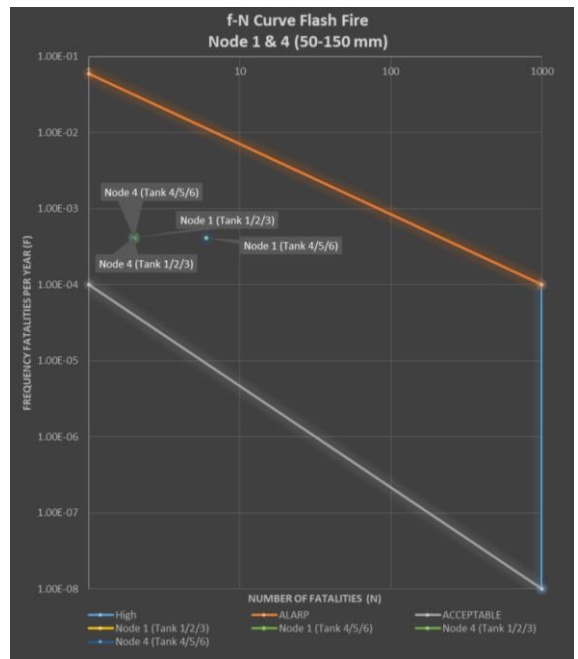
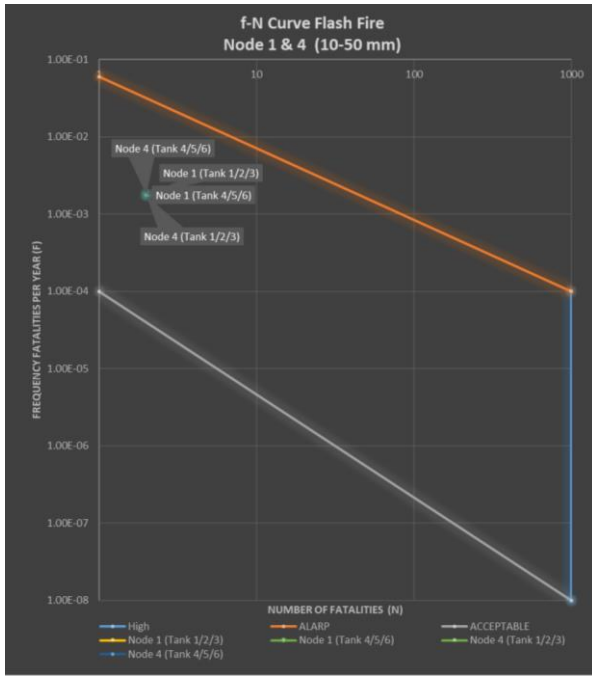
JET FIRE

(NODE 2 & 3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



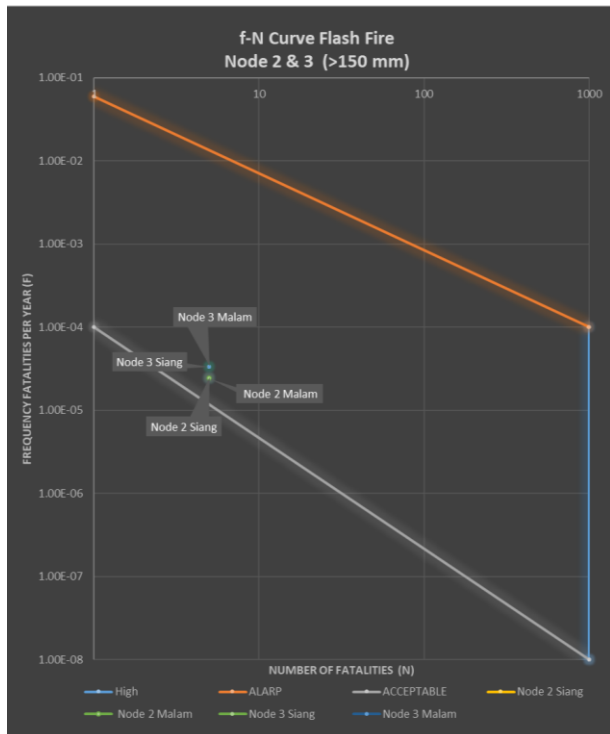
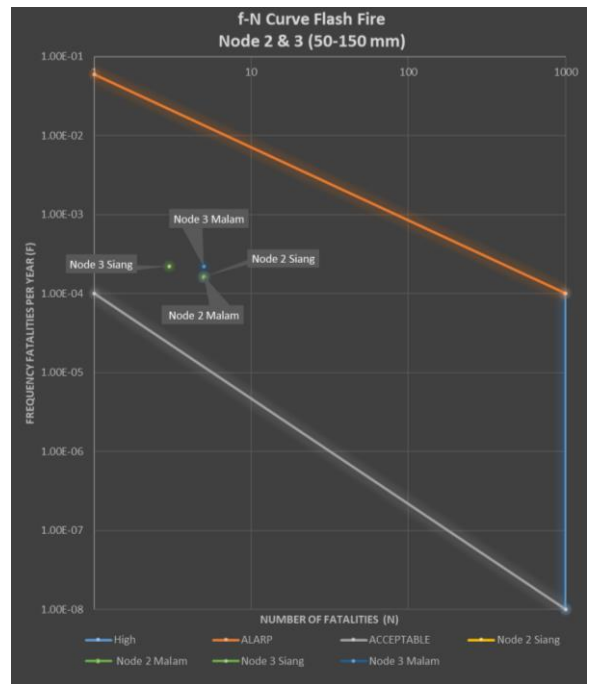
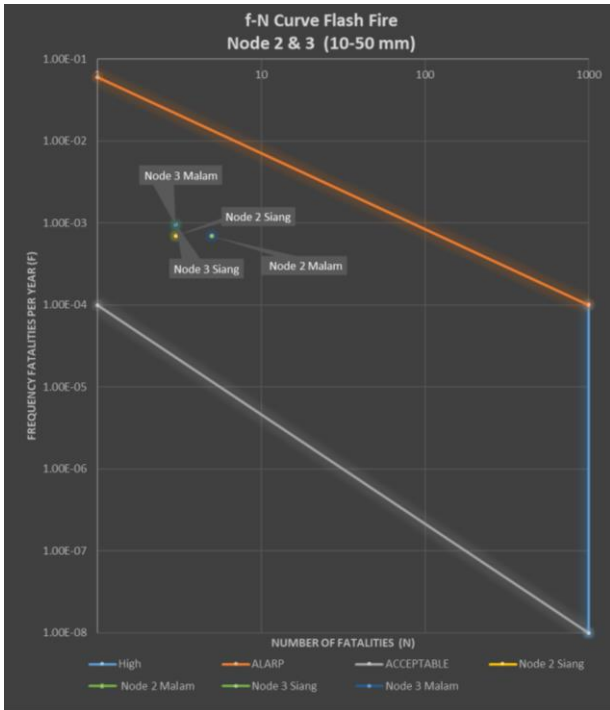
FLASH FIRE

(NODE 1 & 4, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



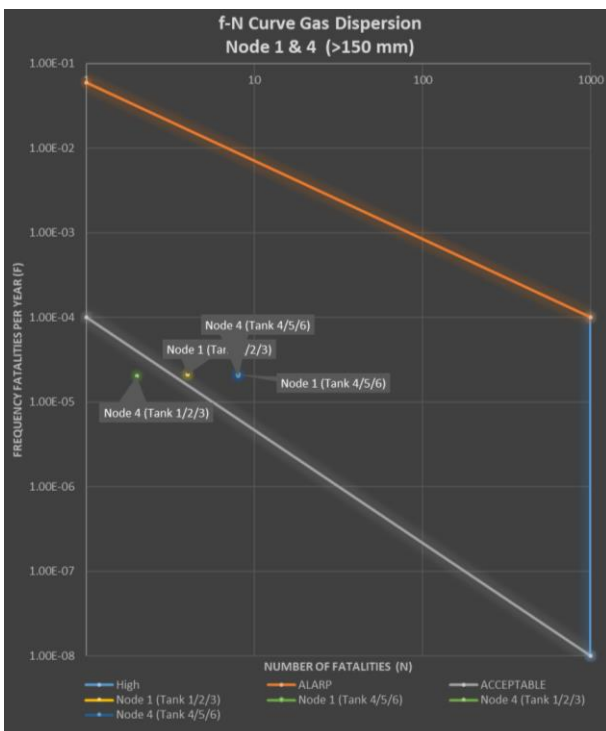
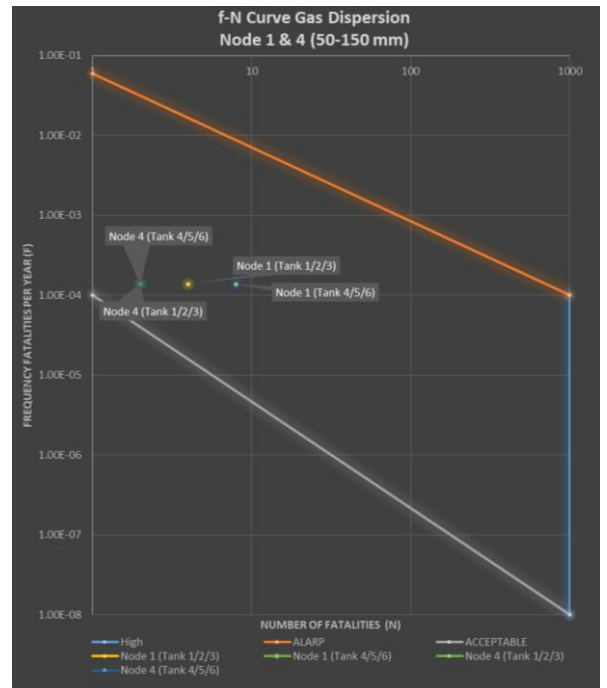
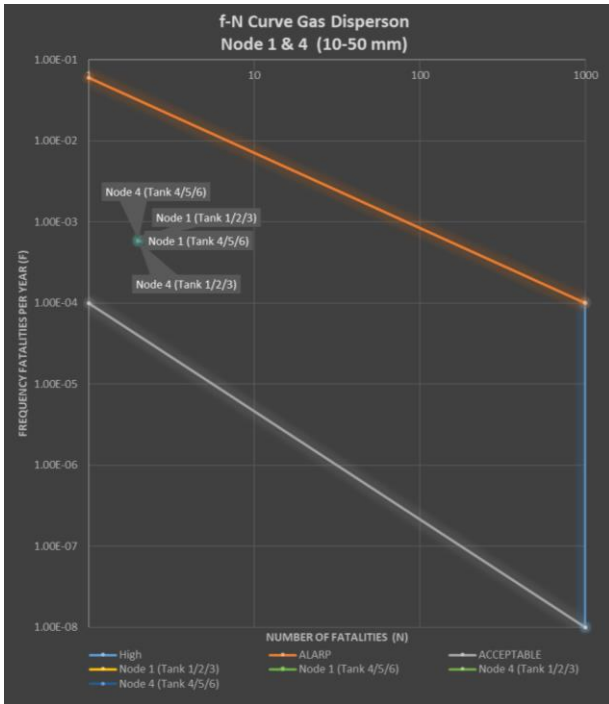
FLASH FIRE

(NODE 2 & 3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



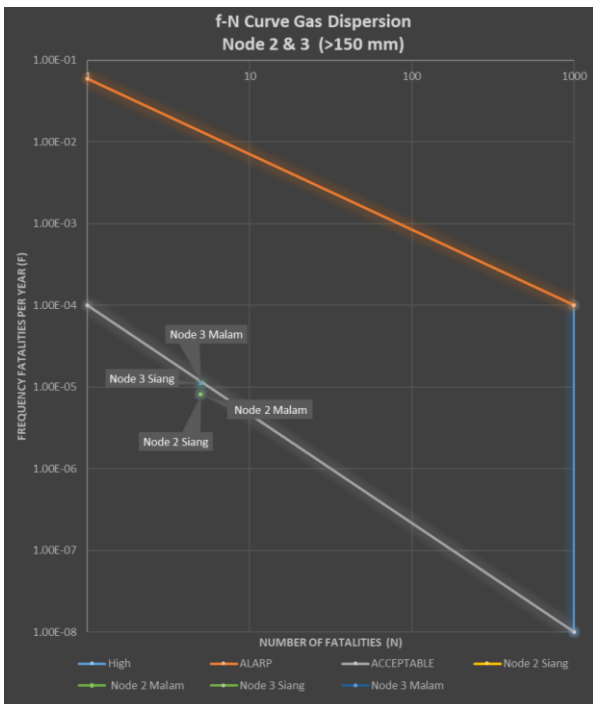
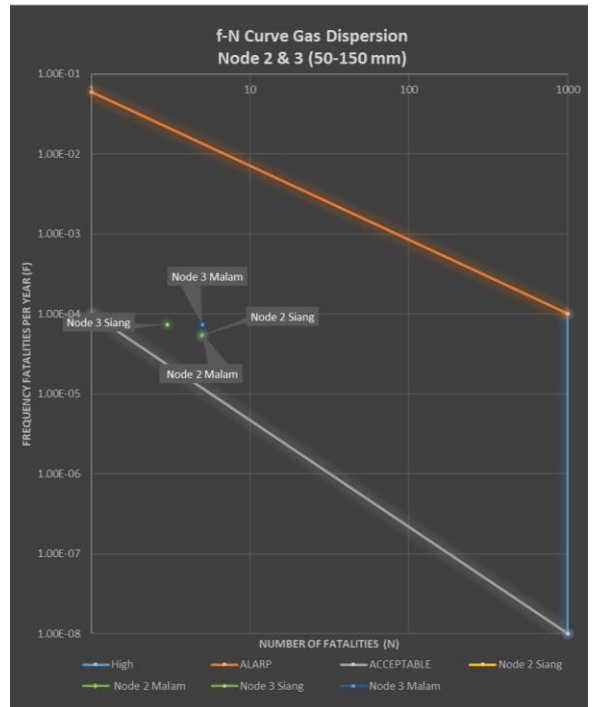
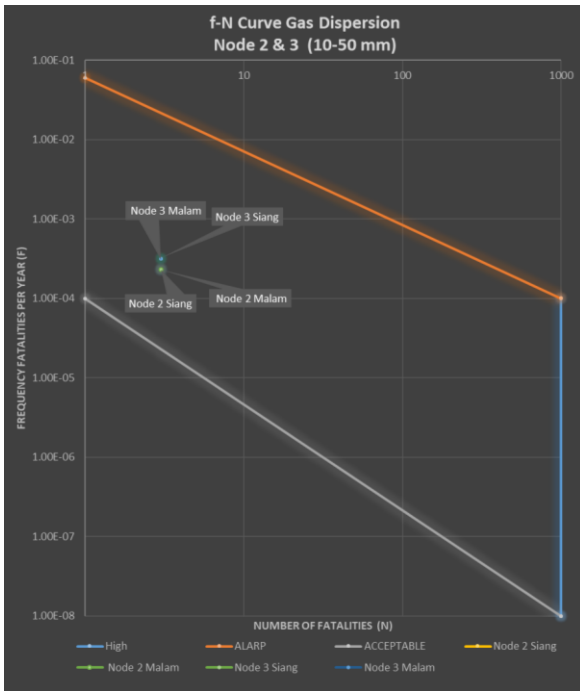
GAS DISPERSION

(NODE 1 & 4, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



GAS DISPERSION

(NODE 2 & 3, LUBANG KEBOCORAN 10-50mm, 50-150mm & >150 mm)



BIODATA PENULIS



Penulis bernama Muhamad Fadhil dan lahir di Jakarta pada tanggal 19 September 1998. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara dari pasangan Dedy Poernama dan Desi Fitriyani. Penulis menempuh Pendidikan formal di TK Bina Shalihah, SDIT Al-Muqorrobin, MTs Negeri 4 Jakarta Selatan dan SMA Negeri 49 Jakarta Selatan. Pada tahun 2015 penulis diterima sebagai mahasiswa Departemen Teknik Sistem Perkapalan, FTK ITS melalui jalur mandiri. Untuk meningkatkan *soft skill* penulis mengikuti beberapa kepanitian dan organisasi, pada awal masa pendaftaran kuliah di Surabaya penulis menjadi ketua panitia pada

Acara Gathering Jabodetabek ITS 2016. Kemudian diawal masa perkuliahan penulis mengikuti kegiatan yang diselenggarakan oleh HIMASISKAL yaitu *Chararter Building* 2016. Penulis juga aktif kegiatan diluar Departemen Teknik Sistem Perkapalan dengan mengikuti UKM Muaythai ITS sebagai anggota dan kemudian mendaftar sebagai Staf Pengembangan Sumber Daya Manusia (PSDM). Setelah menjadi staf PSDM penulis ditunjuk sebagai Kepala Departemen PSDM. Penulis juga aktif dalam kepanitian yang ada dilingkungan ITS, penulis menjadi panitia acara Petrolida 2019. Memasuki tahun akhir penulis aktif dalam kepanitian jurusan pada acara Marine Icon 2019 sebagai Kordinator *Welcome Dinner* dan menjadi anggota Laboratorium *Reliability, Avaibility, Management and Safety* (RAMS). Penulis juga mengikuti kegiatan Laboratorium dengan menjadi panitia Mastic 2020 dan menjadi peserta juga. Kepanitian terakhir penulis selama di ITS adalah menjadi panitia Motip 2020. Selama diperkuliahan penulis diberi kesempatan untuk melaksanakan Kerja Praktik di PT. Daya Radar Utama Lamongan untuk mempelajari langsung proses pembuatan kapal, kemudian pada kerja praktik kedua kalinya penulis berkesempatan untuk melaksanakan Kerja Praktik di PT Nusantara Regas untuk mempelajari supply chain industri gas di Indonesia dan juga mempelajari Sistem Regasifikasi yang dilakukan di *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) Jawa Barat.

Muhamad Fadhil

04211640000087

muhamadfadhil605@gmail.com