

Telaah Manajemen Risiko pada FSRU X di Indonesia Berdasarkan Standar Bureau Veritas NR 645

Rifko Rahmat Kurnianto¹, Milly Rostika Putri²,
Gradiyan Budi Pratama³

^{1,3}) Fakultas Teknologi Industri, Jurusan Teknik Industri, ITB
Jl. Ganesa 10 Bandung 40132
Email: rifko@ti.itb.ac.id, gradiyan@ti.itb.ac.id,

²) Fakultas Teknik Mesin dan Dirgantara, Jurusan Teknik Mesin, ITB
Jl. Ganesa 10 Bandung 40132
Email: milly.putri@gmail.com

ABSTRAK

Analisis keselamatan dilakukan pada sistem regasifikasi Liquefied Natural Gas (LNG) salah satu Floating Storage dan Regasification Unit (FSRU) di Indonesia untuk menentukan konformitasnya terhadap standar NR 645. Teknik HAZOP digunakan untuk menemukan 161 kemungkinan deviasi pada sistem tersebut. Frekuensi deviasi dihitung menggunakan data dari Offshore Reliability Data (OREDA) dan konsekuensi deviasi dihitung berdasarkan standar API RP 581. Diperoleh tingkat risiko FSRU tersebut adalah medium hingga medium high. Ditelaah juga konformitas sistem Control Alarm Monitoring System serta sistem Emergency Shut Down FSRU tersebut terhadap standar NR 645 dan diberikan beberapa rekomendasi untuk mengelola risiko yang ada.

Kata kunci: FSRU, HAZOP, LNG, risiko

ABSTRACT

A safety analysis was conducted on an LNG regasification system of a certain Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) in Indonesia to review its compliance to NR 645 standard. HAZOP was chosen as methodology and 161 possible deviation was found. Frequency and consequence of said deviasis was calculated using data and methods from Offshore Reliability Data (OREDA) and API RP 581 respectively. It was found that the system's level of risks ranged from medium to medium high. Compliance of (Control Alarm Monitoring System) CAMS and (Emergency Shut Down) ESD system of the FSRU is reviewed and several recommendations are suggested to manage risks of the system.

Keywords: FSRU, HAZOP, LNG, risk

1. Pendahuluan

LNG (*Liquefied Natural gas*) merupakan gas yang tidak berwarna, tidak berbau, non-korosif serta tidak beracun, tersusun oleh metana, etana, propana dan nitrogen dengan komponen utama penyusunnya adalah metana. LNG berasal dari gas alam yang telah dicairkan pada suhu -163°C, dengan tujuan pencairan gas adalah untuk mempermudah transportasi dan penyimpanan. Pemanfaatan LNG di Indonesia yang berasal dari gas alam pada tahun 2016 adalah 20.228.742 M.Ton dan jumlah ekspor LNG adalah 747.697.375 MMBTU.

Pemanfaatan utama LNG di Indonesia adalah sebagai energi alternatif penyuplai pembangkit listrik PLTG melalui proses regasifikasi. Berdasarkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 1790 tahun 2018 mengenai alokasi dan pemanfaatan gas bumi untuk penyediaan tenaga listrik oleh PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero), pemanfaatan LNG di Indonesia akan semakin meningkat. Salah satu alternatif fasilitas regasifikasi yang ekonomis dan fleksibel adalah menggunakan terminal on-shore berupa FSRU. FSRU (*Floating Storage dan Regasification Unit*) adalah jenis kapal khusus yang digunakan untuk transfer LNG yang mampu mengangkut, menyimpan, dan regasifikasi LNG di atas kapal. FSRU menjadi alternatif fasilitas regasifikasi LNG yang lebih ekonomis dan fleksibel untuk sistem penyimpanan dan regasifikasi. Biaya FSRU kurang dari fasilitas darat dengan kapasitas yang sama, selain itu FSRU bisa dipindahkan dari satu area permintaan ke area lainnya sehingga kecelakaan di satu daratan mungkin menghasilkan dampak yang lebih kecil kepada populasi jika dibandingkan dengan instalasi darat [1]. Pada tahun 2017, PLN merencanakan untuk membangun 50 FSRU dalam rangka memenuhi kebutuhan fasilitas regasifikasi di Indonesia bagian tengah dan timur. Dengan adanya kebutuhan yang besar akan FSRU tersebut, Indonesia memerlukan kemampuan untuk merancang dan membangun FSRU secara mandiri.

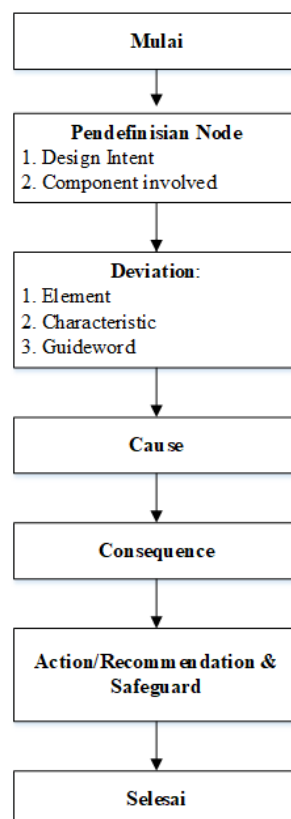
Berdasarkan standar NR 645 – *Rules for Classification of Floating Storage dan Regasification Units* yang dikeluarkan oleh lembaga klasifikasi kapal Bureau Veritas, salah satu hal yang perlu diperhatikan dalam perancangan dan pembuatan FSRU adalah manajemen risiko. Proses manajemen risiko diperlukan karena keterlibatan LNG yang merupakan fluida *cryogenic* dengan uap yang mudah menyebar, sehingga dapat dengan mudah menimbulkan kebakaran dan permasalahan kesehatan dan keselamatan lain [3]. Paper ini bertujuan untuk melakukan *review* terhadap proses manajemen risiko salah satu FSRU yang beroperasi di Indonesia.

Proses manajemen risiko dilakukan mengikuti ISO 31000:2009 yaitu: (1) Penetapan konteks, (2) Identifikasi risiko, (3) Analisis risiko, (4) Evaluasi risiko, dan (5) Penanganan risiko. Pada penelitian ini, manajemen risiko FSRU dilakukan dengan mengikuti standar klasifikasi FSRU yang diterbitkan oleh Bureau Veritas [2]: NR645 (*section 10 dan 12*), NR467 *Part C Chapter 4*, dan NR467 *Part D Chapter 9 (Section 5, 11, 13, 14, dan 18)*. Dalam menganalisa risiko pada FSRU, ditetapkan konteks sebagai berikut: sistem yang dianalisis dibatasi pada instalasi regasifikasi. Sedangkan, bagian lain dari FSRU dievaluasi dengan memeriksa konformitasnya terhadap standar NR645 dan NR467 pada pasal yang sesuai.

2. Metode Penelitian

Proses identifikasi risiko dilakukan berdasarkan rekomendasi NR645, yaitu menggunakan metode HAZOP [3, 4]. Penggunaan metode HAZOP memiliki beberapa kekurangan seperti: terlalu berfokus pada metode *brainstorming*, penggunaan istilah-istilah yang tidak familiar, kesulitan dalam pendefinisian *design intent* dan deviasi yang baik, propagasi deviasi yang tidak dipertimbangkan, dan lain-lain [1]. Kekurangan-kekurangan tersebut menjadi limitasi dari penelitian ini.

Langkah-langkah metode HAZOP dapat dilihat pada gambar 1. Langkah pertama adalah pendefinisian node yang membagi sistem yang dianalisis berdasarkan *design intent*-nya. Kemudian dicari kemungkinan-kemungkinan deviasi yang dapat terjadi. Deviasi merupakan gabungan antara *element*, *characteristic*, dan *guidewords*. *Cause* merupakan penyebab terjadinya deviasi pada suatu *node*. *Consequence* merupakan efek yang dihasilkan dari deviasi pada suatu *node*. Pemberian rekomendasi dilakukan untuk meningkatkan keselamatan dan/atau operabilitas pada FSRU yaitu dengan mengurangi atau menghilangkan *hazard* tanpa menimbulkan *hazard* yang baru. Sedangkan *safeguard* merupakan fitur yang didesain untuk mencegah *cause* atau sebagai mitigasi suatu *consequences* dari deviasi yang terjadi, serta sebagai penyampai informasi pada operator tentang suatu kejadian pada *node* tersebut. Dalam melakukan analisis HAZOP, diasumsikan beberapa hal yang tidak dipertimbangkan: (1) Kelalaian operator, (2) Kegagalan simultan oleh lebih dari satu alat proteksi, (3) Bencana alam, (4) Objek yang jatuh dari langit, (5) Sabotase, (6) Alat proteksi (tekanan *safety valve*) yang sudah terpasang.



Gambar 1. Tahapan HAZOP

Analisis risiko terdiri dari dua tahap: analisis frekuensi risiko kegagalan komponen/peralatan FSRU dan analisis konsekuensi risiko kegagalan komponen/peralatan. Analisis frekuensi dilakukan menggunakan data historis yang diterbitkan oleh OREDA (Offshore Reliability Data) edisi ke-4 tahun 2002 dan kemudian diplotkan kepada indeks frekuensi yang dapat dilihat pada tabel 1. Perhitungan konsekuensi kegagalan dilakukan berdasarkan API RP 581 dengan 11 tahapan, diantaranya: mengasumsikan ukuran lubang kebocoran, menentukan dampak sistem deteksi dan isolasi, menghitung dan menghitung konsekuensi kebakaran, ledakan, racun, konsekuensi kerusakan komponen, dan cedera personel). Hasil perhitungan konsekuensi kemudian diplotkan pada indeks konsekuensi seperti pada tabel 2. Pendefinisian indeks frekuensi dan level konsekuensi mengikuti standar yang digunakan oleh pemangku kepentingan. Hasil perhitungan frekuensi dan konsekuensi kegagalan diplotkan ke matriks risiko untuk mengetahui tingkat risikonya.

Evaluasi risiko dilakukan dengan memeriksa konformitas tingkat risiko dengan standar NR645. Penanganan risiko dilakukan berdasarkan ISO 13000 yang terdiri dari beberapa opsi penanganan: 1. Menghindari risiko, 2. Menghapus sumber risiko, 3. Mengubah frekuensi probabilitas *hazard*, dan 4. Mengubah potensi konsekuensi risiko dengan penanganan pencegahan pada komponen dan peralatan.

Tabel 1. Indeks frekuensi risiko

<i>Index</i>	<i>Level</i>	<i>Description</i>
1	<i>Improbable</i>	<i>Less than once per 1000 years</i>
2	<i>Remote</i>	<i>Between once per 100 years and once per 1000 years</i>
3	<i>Occasional</i>	<i>Between once per 10 years and once per 100 years</i>
4	<i>Probable</i>	<i>Between once per year and once per 10 year</i>
5	<i>Frequent</i>	<i>More than once per year</i>

Tabel 2. Indeks konsekuensi

<i>Index</i>	<i>Consequence Category</i>	<i>Consequence range (ft²)</i>
1	<i>Negligible</i>	$CA \leq 100$
2	<i>Minor</i>	$100 \leq CA \leq 1000$
3	<i>Major</i>	$1000 \leq CA \leq 3000$
4	<i>Critical</i>	$3000 \leq CA \leq 10000$
5	<i>Catastrophic</i>	$CA \geq 1000$

Tabel 3. Matriks risiko

<i>Risk Matrix</i>		<i>Consequence Index (CI)</i>				
		1	2	3	4	5
<i>Frequency Index (FI)</i>		<i>Negligible</i>	<i>Minor</i>	<i>Major</i>	<i>Critical</i>	<i>Catastrophic</i>
5	<i>Frequent</i>	5	10	15	20	25
4	<i>Probable</i>	4	8	12	16	20
3	<i>Occasional</i>	3	6	9	12	15
2	<i>Remote</i>	2	4	6	8	10
1	<i>Improbable</i>	1	2	3	4	5
		<i>High</i>				
		<i>Medium High</i>				
		<i>Medium</i>				
		<i>Low</i>				

3. Hasil dan Pembahasan

Fasilitas regasifikasi pada FSRU yang diteliti terdiri dari beberapa komponen:

1. Tangki penyimpanan LNG sejumlah 4 buah tangki dengan total kapasitas 26.000 m³
2. Pompa kargo LNG yang terletak di dalam tangki penyimpanan LNG
3. Peralatan regasifikasi yang terdiri dari 2 buah regas *vaporizer*, 2 buah *gas heater*, 2 buah *mixer*, *mist separator*, dan *Knock-Off drum*
4. Peralatan penanganan *Boil Off Gas* (BOG) yang terdiri dari *BOG heater*, *BOG compressor*, dan *BOG buffer tank*.

LNG yang tersimpan di dalam tangki penyimpanan dipompa oleh pompa kargo menuju *vaporizer* yang mengubah LNG menjadi fasa gas. Gas tersebut kemudian dipanaskan oleh *gas heater* dan dicampur di dalam *mixer* untuk mendapatkan spesifikasi gas yang diinginkan. Kemudian, hasil pencampuran gas dilewatkan ke *mist separator* untuk memisahkannya dengan LNG yang belum berubah fasanya sebelum disalurkan ke pengguna melalui *manifold*. LNG yang belum menjadi fasa gas dialirkan dan ditampung dalam *knock-off drum* untuk diproses kembali di *vaporizer*.

Di dalam tangki penyimpanan LNG, terbentuk *boil-off* (BOG) gas akibat adanya panas yang masuk ke dalam tangki. *Boil-off* gas tersebut dipompa ke *BOG heater* dan kemudian *BOG compressor* untuk mendapatkan spesifikasi temperatur dan tekanan yang diinginkan. Lalu BOG disimpan di dalam *buffer tank* dan dialirkan ke *engine room* untuk digunakan sebagai bahan bakar.

Alat-alat pada sistem regasifikasi tersebut kemudian dibagi menjadi 3 *node* berdasarkan *design intent*-nya: (1) Penyimpanan LNG dan pemompaan ke sistem regas, (2) Sistem regas LNG, (3) Pemrosesan dan penanganan BOG. Detail pembagian *node* dan diagram proses dapat dilihat pada tabel 4 dan gambar 2. Dari alat-alat tersebut, diidentifikasi elemen atau material yang ada di dalamnya dan karakteristik dari elemen-elemen tersebut. Daftar elemen dan karakteristik dari FSRU yang dianalisis dapat dilihat pada tabel 5 dan 6.

Tabel 4. Daftar *node* FSRU

	<i>Node</i>	<i>Design Intent</i>	Komponen yang terlibat
1	Penyimpanan LNG dan pemompaan ke sistem regas	Meyimpan dan mentransfer LNG ke Sistem regas	1. Tangki penyimpanan LNG 2. Pompa kargo 3. Valve 4. Pipeline
2	Sistem regas LNG	Regasifikasi LNG (LNG ke Natural Gas)	1. Regas vaporizer 2. Gas Heater 3. Mixer 4. Mist separator 5. K/O drum 6. Valve 7. Pipeline
3	Pemrosesan dan Penanganan BOG	Memproses BOG agar mencapai temperatur dan tekanan yang diinginkan	1. BOG Heater 2. BOG Compressor 3. BOG Buffer tank 4. Boiler 5. Valve

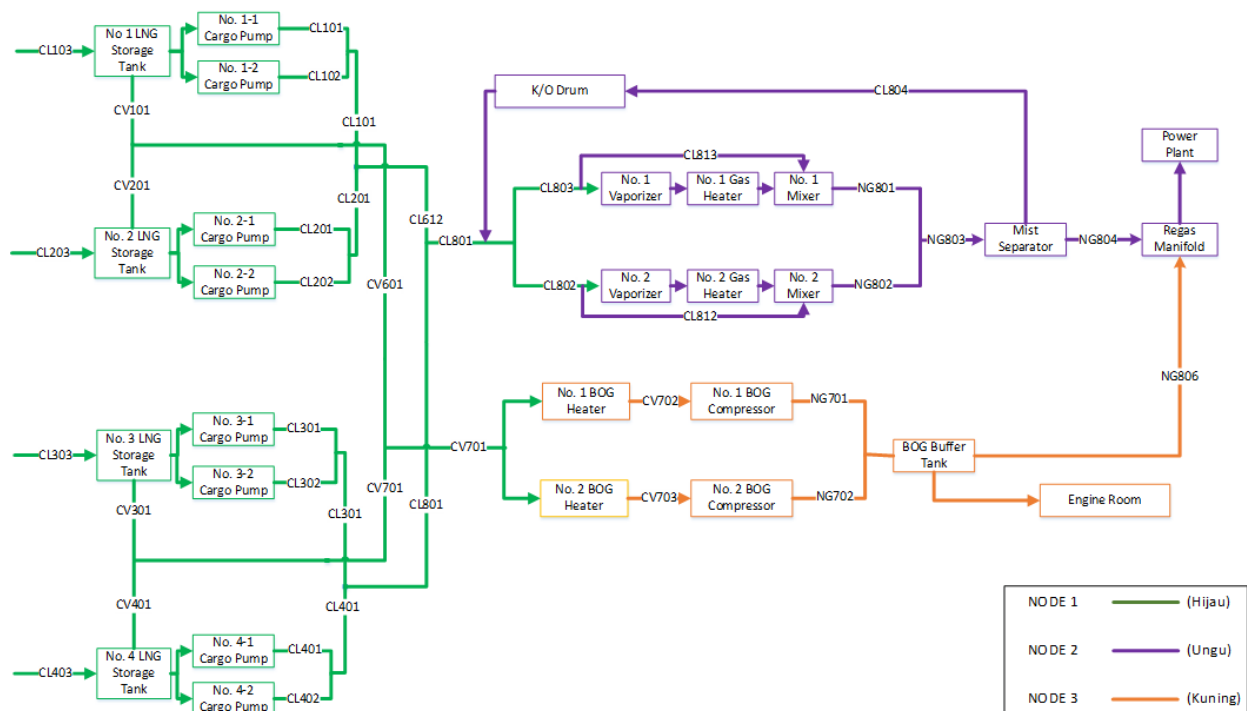
Tabel 5. Daftar *element* FSRU

<i>Element</i>
LNG
Cold Vapor (BOG)
Warm Vapor (BOG)
NG
Fuel Gas
Steam
N2
Water

Tabel 6. Daftar *characteristic* FSRU

<i>Characteristic</i>
Aliran
Temperatur
Level
Tekanan

Analisis terhadap ketiga node menghasilkan 161 deviasi yang terdiri dari 40 deviasi pada node 1, 70 deviasi pada node 2, dan 51 deviasi pada node 3. Hasil perhitungan *consequence area* yang menentukan tingkat keparahan risiko (*severity*) dapat dilihat pada tabel 7. Sedangkan, contoh hasil perhitungan frekuensi kegagalan peralatan dapat dilihat pada tabel 8. Pada ketiga node tersebut, deviasi yang teridentifikasi mayoritas merupakan deviasi aliran. Pada node 1, jenis deviasi aliran berjumlah 25 buah, deviasi tekanan berjumlah 11 buah, deviasi temperatur 3 buah, dan deviasi level 1 buah. Mayoritas deviasi pada aliran tersebut disebabkan oleh kegagalan peralatan (*valve* dan pompa). Akibat dari deviasi aliran bervariasi dari perubahan tekanan pada BOG dan *vapor line*, perubahan aliran *rate* pada LNG line, aliran berbalik, dan potensi terjadinya aliran gas 2 fasa ke *boiler* dan pembangkit listrik. Deviasi aliran yang mengakibatkan perubahan aliran *rate* pada LNG line dan aliran gas 2 fasa tersebut merupakan risiko tertinggi pada node 1 bernilai 8 (*likelihood* 2, *severity* 4). Nilai risiko 8 tersebut berkaitan dengan tangki penyimpanan LNG yang berfungsi sebagai penyimpanan utama LNG dan pompa kargo yang berfungsi sebagai pengalir LNG pertama ketika keluar dari tangki penyimpanan. Selain risiko dengan nilai 8, seluruh deviasi yang teridentifikasi pada node 1 menghasilkan risiko dengan nilai 5 (*likelihood* 1, *severity* 5).

**Gambar 2.** Diagram proses dan *node* FSRU

Pada *node* 2, terdapat 48 deviasi aliran, 18 deviasi tekanan, dan 4 deviasi temperatur. Sebanyak 17 deviasi aliran pada node 2 disebabkan oleh *control error*, 19 disebabkan kegagalan atau berkurangnya performa peralatan, 8 diakibatkan oleh kebocoran, dan 4 disebabkan oleh *rupture* pada *shell/tube vaporizer* dan *heater*. *Node* 2 memiliki deviasi-deviasi dengan nilai risiko terendah dibandingkan dengan kedua *node* yang lain, yaitu bernilai 3 (*likelihood* 1, *severity* 3). Risiko terendah tersebut terdapat pada peralatan-peralatan yang berhubungan dengan *knock-off drum*. Rendahnya nilai *severity* tersebut terutama disebabkan karena *knock-off drum* hanya melibatkan sedikit sisa LNG yang belum berhasil di proses di *vaporizer*. Nilai risiko tertinggi pada *node* 2 adalah 5 (*likelihood* 1, *severity* 5).

Tabel 7. Hasil perhitungan area konsekuensi tiap peralatan

No.	Peralatan	Consequence Area (ft ²)	Consequence Area (m ²)
1	Tangki penyimpanan LNG	32633,655	30317,645
2	Mist Separator	19310,344	17939,889
3	Gas Heater	16142,339	14996,717
4	Mixer	16142,339	14996,717
5	Regas Vaporizer	15412,126	14318,327
6	Pompa kargo	7404,229	6878,751
7	BOG Buffer Tank	7404,229	6878,751
8	BOG Heater	6567,069	6101,004
9	BOG Compressor	5101,897	4739,815
10	K/O Drum	1467,849	1363,676

Pada *node* 3, terdapat 34 deviasi aliran, 15 deviasi tekanan, dan 2 deviasi temperatur. Nilai risiko pada *node* ini berkisar antara 4 (*likelihood* 1, *severity* 4) dan 5 (*likelihood* 1, *severity* 5). Penyebab deviasi paling banyak di *node* 3 adalah kegagalan/penurunan performa peralatan (24 buah) dan *control error* (18 buah).

Tabel 8. Perhitungan indeks frekuensi

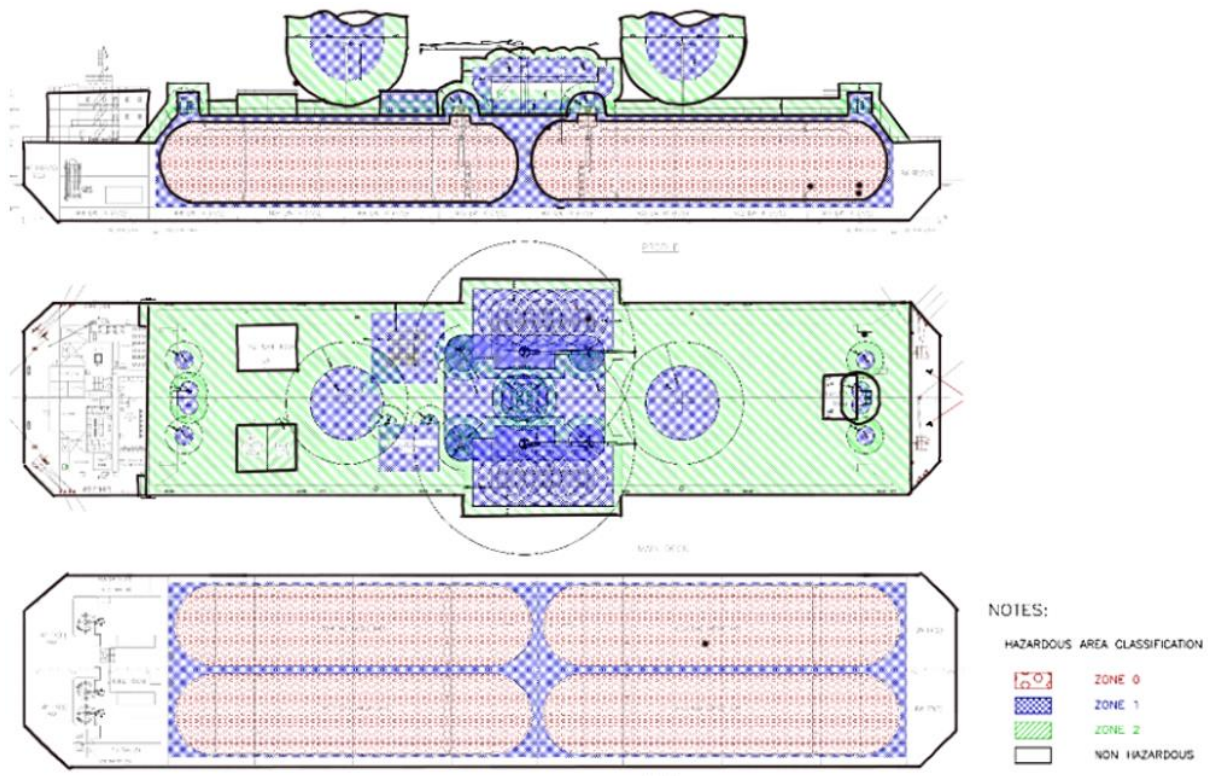
No.	Component	Failure Mode	Failure Rate (per hour)	failure percentage	Frequency (λ)	MTBF (hour)	MTBF (year)	Frequency (λ)	Frequency Index
1	LNG Storage Tank	Heat Ingress	0,00025591	1,81%	4,63197E-06	215890,816	24,64507035	3907,624	1
2	LNG Storage Tank	Heat Ingress	0,00025591	1,81%	4,63197E-06	215890,816	24,64507035	3907,624	1
3	LNG Storage Tank	Insulation Damage	0,00025591	1,74%	4,45283E-06	224576,079	25,63653869	3907,624	1
4	LNG Storage Tank	Insulation Damage	0,00025591	1,74%	4,45283E-06	224576,079	25,63653869	3907,624	1
5	LNG Storage Tank	Overfilling	0,00025591	47,72%	0,00012212	8188,650	0,934777396	3907,624	1
6	LNG Storage Tank	Excessive BOG Generation	0,00025591	4,76%	1,21813E-05	82092,936	9,371339775	3907,624	1
7	LNG Storage Tank	Excessive BOG Generation	0,00025591	4,76%	1,21813E-05	82092,936	9,371339775	3907,624	1
8	LNG Storage Tank Valve Inlet	Leakage	0,00002011	13,96%	2,80736E-06	356207,050	40,66290529	49726,504	1
9	LNG Storage Tank Valve Inlet	Failure to Open	0,00002011	8,46%	1,70131E-06	587783,738	67,09860022	49726,504	1
10	LNG Storage Tank Valve Inlet	Failure to Open	0,00002011	8,46%	1,70131E-06	587783,738	67,09860022	49726,504	1
11	LNG Storage Tank Valve Inlet	Failure to Closed	0,00002011	13,18%	2,6505E-06	377287,589	43,06935947	49726,504	1
12	LNG Storage Tank Valve Inlet	Control Error	0,00002011	7,18%	1,4439E-06	692569,697	79,06046767	49726,504	1
13	LNG Storage Tank Valve Inlet	Control Error	0,00002011	7,18%	1,4439E-06	692569,697	79,06046767	49726,504	1
14	LNG Storage Tank Valve Inlet	Control Error	0,00002011	7,18%	1,4439E-06	692569,697	79,06046767	49726,504	1
15	LNG Storage Tank Valve Inlet (BOG)	Leakage	0,00002011	13,96%	2,80736E-06	356207,050	40,66290529	49726,504	1
16	LNG Storage Tank Valve Inlet (BOG)	Failure to Open	0,00002011	8,46%	1,70131E-06	587783,738	67,09860022	49726,504	1
17	LNG Storage Tank Valve Inlet (BOG)	Failure to Open	0,00002011	8,46%	1,70131E-06	587783,738	67,09860022	49726,504	1
18	LNG Storage Tank Valve Inlet (BOG)	Failure to Closed	0,00002011	13,18%	2,6505E-06	377287,589	43,06935947	49726,504	1
19	LNG Storage Tank Valve Inlet (BOG)	Control Error	0,00002011	7,18%	1,4439E-06	692569,697	79,06046767	49726,504	1

Judul Study: HAZOP FSRU Karunia Dewata							Halaman: 9				
Referensi Gambar:					Reivisi No. 0			Tanggal: 30/12/2018			
Team Composition:							Tanggal Pertemuan: 22/12/2018				
NODE: 1. LNG Storage and Pumping to Regas System											
DESIGN INTENT: Storage and Transferring LNG to Regas system											
No.	Element	Characteristic	Guide Word	Deviation	Possible Cause	Consequences	Risk Matrix			Safeguards	Recommendation/ Action
							L	S	R		
1	LNG	Temp	More	LNG More Temp caused by Heat Ingress in LNG Storage Tank	Heat Ingress	1. Temp Rise in LNG Storage Tank	1	5	5	1. TI (0%,30%,60%,90%) 2. TT	Lihat tabel 13, rekomendasi untuk LNG Storage Tank poin 1, 2, 3, dan 4
2	LNG	Pressure	More	LNG More Pressure caused by Heat Ingress in LNG Storage Tank	Heat Ingress	1. Pressure Rise in LNG Storage Tank	1	5	5	1. PI PT 2. PSV 3. Independent BOG venting line	Lihat tabel 13, rekomendasi untuk LNG Storage Tank poin 1, 2, 3, dan 4 Lihat gambar 5, safety system sequence untuk LNG Storage Tank kasus Overpressure
3	LNG	Temp	More	LNG More Temp caused by Insulation Damage in LNG Storage Tank	Insulation Damage	1. Temp Rise in LNG Storage Tank	1	5	5	1. TI (0%,30%,60%,90%) 2. TT	Lihat tabel 13, rekomendasi untuk LNG Storage Tank poin 1, 2, 3, dan 4

Gambar 3. Lembar kerja HAZOP FSRU

Tabel 9. Tingkat risiko peralatan-peralatan FSRU

No	Risk Matrix Level			
	Medium-3	Medium-4	Medium-8	Medium-High-5
1	K/O Drum	BOG Heater	Pompa kargo	Tangki penyimpanan LNG
2		BOG Compressor		Regas vaporizer
3				Gas heater
4				Mixer
5				Mist separator
6				BOG Buffer tank



Gambar 4. Ilustrasi zona berbahaya pada FSRU

Contoh pengisian lembar kerja HAZOP yang digunakan dapat dilihat pada tabel 9. Kolom *safeguard* merupakan rekomendasi penanganan risiko yang dibuat berdasarkan konsekuensi yang terjadi. Secara umum, untuk tingkat risiko tertinggi (8) diberikan rekomendasi penggunaan sistem *Emergency Shut Down* (ESD). ESD juga direkomendasikan bagi deviasi yang mengakibatkan terlepasnya LNG atau NG ke luar sistem, dan bagi deviasi-deviasi yang berhubungan dengan pompa kargo. Konsekuensi kenaikan temperatur diatasi dengan TI (*Temperatur indicator*) dan TT (*Temperatur transducer*). Begitu pula PI dan PT direkomendasikan untuk konsekuensi perubahan tekanan. Apabila perubahan tekanan yang terjadi berupa peningkatan, maka direkomendasikan penggunaan PSV (Tekanan *Safety Valve*) dan/atau *control valve*. Kemudian, *check valve* diberikan untuk deviasi aliran dan tekanan yang berkaitan dengan pompa untuk menghindari terjadinya back aliran yang dapat merusak pompa. Pada *storage tank* direkomendasikan penggunaan *level alarm low, low-low, high, dan high-high* untuk memantau level LNG. Sedangkan, *KO drum* hanya diberikan rekomendasi level alarm high, LI, dan LT karena level LNG pada komponen tersebut tidak terlalu signifikan. BOG venting line direkomendasikan untuk deviasi pada elemen natural gas yang terjadi pada komponen *Mixer*.

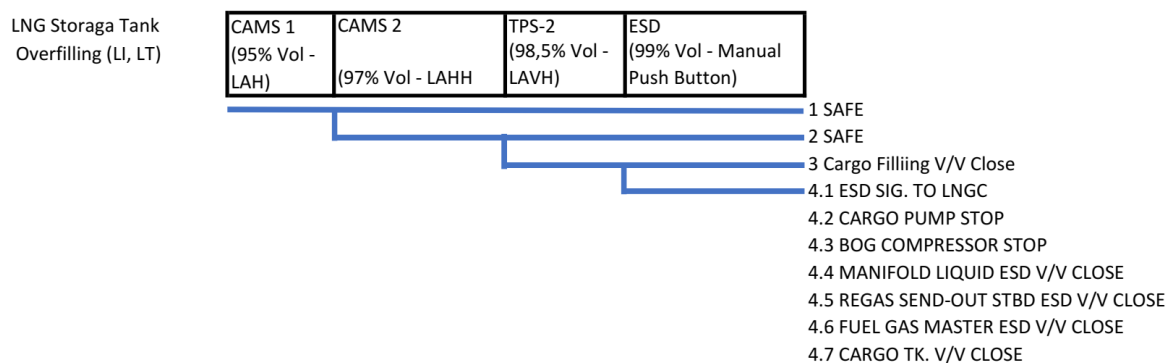
Berdasarkan hasil studi HAZOP diatas, dapat dipetakan bahwa sistem regasifikasi FSRU tersebut memiliki nilai matriks risiko *medium* hingga *medium high*. Beberapa *event* yang memiliki tingkat risiko tersebut adalah sebagai berikut: terlepasnya natural gas dan BOG ke lingkungan akibat kebocoran pada *valve*, aliran balik pada pompa kargo akibat kegagalan sistem kontrol, kemungkinan adanya aliran gas dua fasa ke pembangkit akibat aliran LNG berlebih, *overflowing* pada *storage tank*, peningkatan tekanan dan temperatur pada beberapa peralatan, degradasi performa peralatan akibat berkurangnya aliran LNG dan gas, dan lain-lain. Tingkat risiko tersebut dapat ditoleransi namun, perlu dilakukan proses kontrol, *monitoring*, dan prevensi-prevensi agar tingkat risiko dapat dijaga sama atau diturunkan.

Setelah diperoleh nilai matriks risiko dari hasil analisis risiko, dilakukan evaluasi risiko dengan membandingkan hasil tersebut terhadap standar-standar yang digunakan. Menurut standar NR645, area-area FSRU dibagi ke dalam beberapa zona berbahaya:

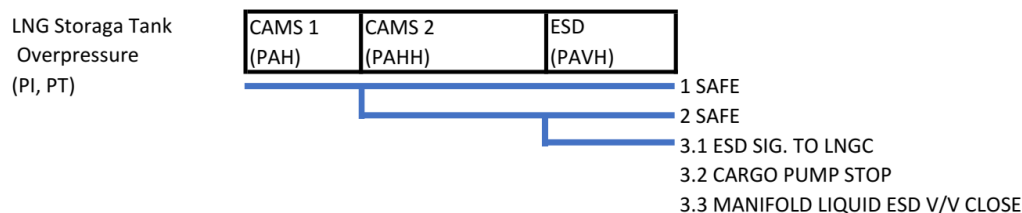
- 1) **Zona 0:** area yang mengandung jumlah gas (atau LNG) yang tinggi sehingga kandungan atmosfer gas ledak (atau LNG) selalu ada atau hadir untuk waktu yang lama. Peralatan dan komponen yang bersentuhan langsung dengan LNG dan gas menurut standar Bureau Veritas NR645 merupakan termasuk dalam Zona 0, yaitu tangki penyimpanan LNG yang berisi LNG beserta BOG, BOG heater, Regas vaporizer, BOG Compressor, Pompa kargo LNG jaringan pipa dari PSV (*Pressure Relief Valve*), serta semua jaringan pipa yang mengalirkan bahan berupa LNG ataupun gas.
- 2) **Zona 1:** area yang mengandung jumlah gas (atau LNG) tidak terlalu tinggi sehingga kandungan atmosfer gas ledak (atau LNG) tidak selalu ada (mungkin terjadi) dalam operasi normal. Berdasarkan NR645 zona 1 pada FSRU adalah area yang berjarak 3 meter dari peralatan dan komponen pada zona 0, karena unit regasifikasi pada FSRU merupakan tipe semi tertutup.

- 3) **Zona 2:** area di mana atmosfer gas ledak (atau LNG) tidak cenderung terjadi dalam operasi normal dan kemungkinan akan jarang terjadi atau hanya untuk waktu yang sebentar. Berdasarkan NR645 zona 1 pada FSRU adalah area yang berjarak 1,5 meter dari zona 1, sehingga zona 2 merupakan area yang berjarak 4,5 meter peralatan dan komponen pada zona 0 (peralatan dan komponen sistem regasifikasi LNG)

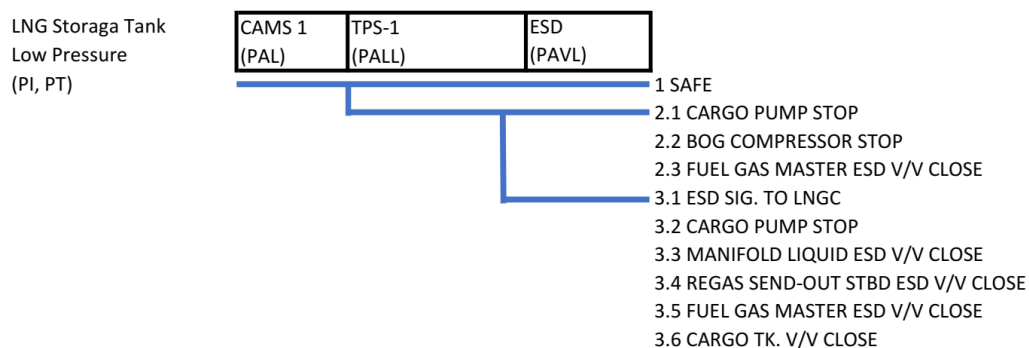
Pembagian zona berbahaya pada FSRU dapat dilihat pada gambar 3. Dari gambar tersebut dapat disimpulkan bahwa pembagian zona berbahaya FSRU telah sesuai dengan standar NR 645. Hasil perhitungan *consequence* area juga mendukung penetapan zona berbahaya tersebut dimana nilai terbesar terjadi tangki penyimpanan LNG yang merupakan zona 0 (merah). Selain itu, dilakukan telaah sistem kontrol, *alarm* dan *monitoring* (CAMS) dan *emergency shutdown* (ESD) dari FSRU [3, 6]. Hal ini dilakukan karena pada FSRU tersebut, apabila suatu sistem sudah melewati sistem CAMS namun penyimpangan tetap terjadi maka sistem perlindungan selanjutnya adalah sistem ESD. Hasil penelaahan sistem ESD dan CAMS FSRU dapat dilihat pada tabel 11 dan 12. Adapun urutan (*sequence*) sistem keamanan pada FSRU berdasarkan dokumen mengenai ESDS *Block Diagram* dapat dilihat pada gambar 4 - 9.



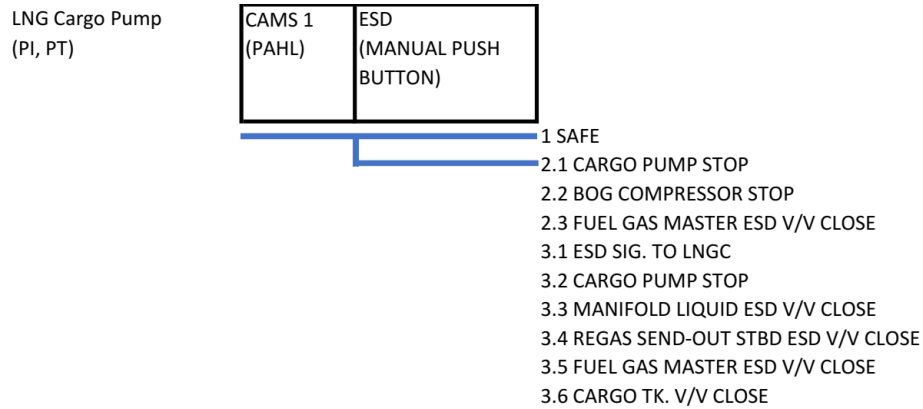
Gambar 5. Sistem keamanan pada tangki penyimpanan LNG (skenario 1)



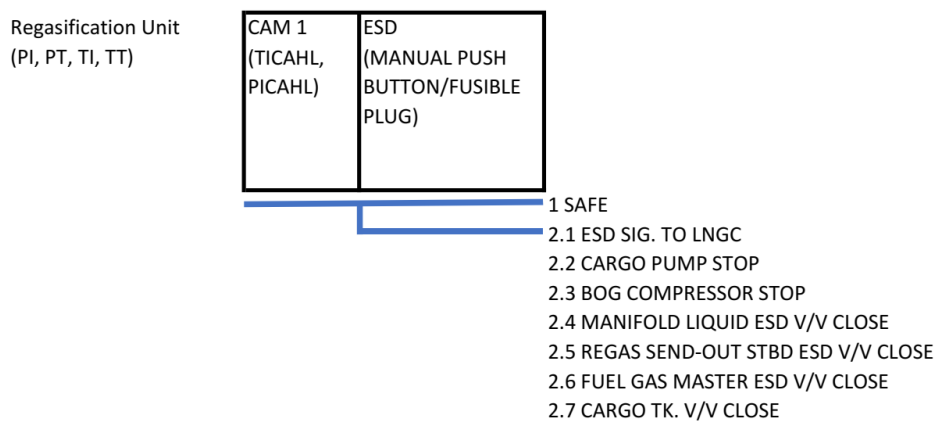
Gambar 6. Sistem keamanan pada tangki penyimpanan LNG (skenario 2)



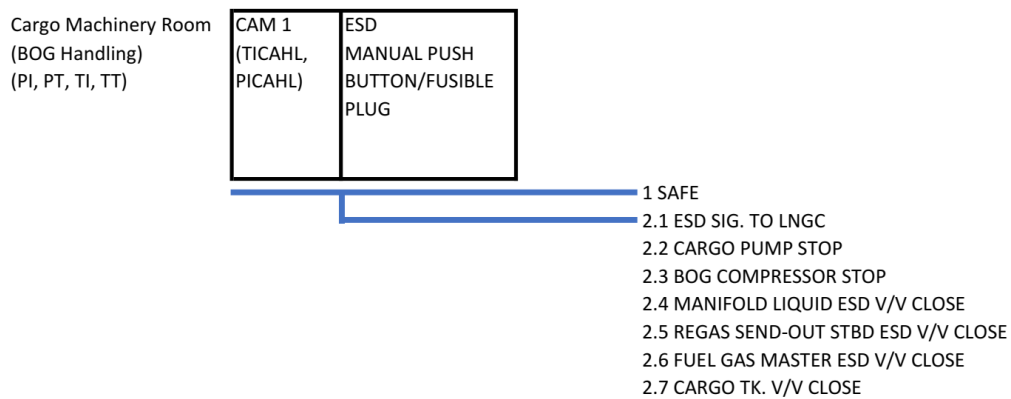
Gambar 7. Sistem keamanan pada tangki penyimpanan LNG (skenario 3)



Gambar 8. Sistem keamanan pada pompa kargo (skenario 4)



Gambar 9. Sistem keamanan pada *regasification unit* (skenario 5)



Gambar 10. Sistem keamanan pada *cargo machinery room* (skenario 5)

Tabel 10. Telaah sistem *emergency shut down* (ESD) FSRU

Symbol Convention H = High, HH = High high, L = Low LL = Low low, R = Remote, X = Function is required		The alarm and safeguards are to be provided in accordance with NR645 2017		Hasil telaah berdasarkan dokumen FSRU	
No.	Identification of system parameter	Alarm	ESD	Alarm	ESD
1	LP Transfer Pump pressure				
2	Recondensor tank or suction drum level	LL	X	available	available
3	Recondensor tank or suction drum pressure				
4	BOG condenser liquid pressure	HH	X	available	available
5	HP send out pump pressure	HH	X	available	available
6	Vaporizer outlet gas pressure				
7	Vaporizer outlet gas pressure	LL	X	available	available
8	Manifold / header pressure				
9	Depressurizing mode				
10	Cryogenic spill detection				
11	Heating medium contaminated (LNG-gas) detection				
12	Vaporizer heating medium inlet pressure	LL	X	available	available
13	Vaporizer heating medium inlet temperature				
14	Vaporizer heating medium inlet flow	L	X	Not available	Not available
15	Instrumentation system failure	X	X	available	available
16	Emergency shutdown	X	X	available	available
17	Gas detection system	X		available	available
18	Fire detection system	X	X	available	available

Tabel 11. Telaah sistem control alarm monitoring system (CAMS) FSRU

Symbol Convention H = High, HH = High high, L = Low LL = Low low, R = Remote, X = Function is required		The monitoring, controls and alarm are to be provided in accordance with NR645_2017			Hasil telaah berdasarkan dokumen FSRU	
Identification of system parameter	Control	Alarm	Indication	Control	Alarm	Indication
LP Transfer Pump Pressure		L	Local + R		available	available
Recondensor tank or suction drum level		L + H	Local + R		available	available
Recondensor tank or suction drum pressure		L + H	Local + R		available	available
BOG condenser liquid pressure		L + H	Local + R		available	available
HP send out pump pressure	X	L + H	Local + R	available	available	available
Vaporizer outlet gas pressure	X	L + H	Local + R	available	available	available
Vaporizer outlet gas pressure	X	L + H	Local + R	available	available	available
Manifold / header pressure			Local + R			available
Depressurizing mode		X				
Cryogenic spill detection		X				
Heating medium contaminated (LNG-gas) detection		X			available	
Vaporizer heating medium inlet pressure		L + H	Local + R		available	available
Vaporizer heating medium inlet temperature		L	Local + R		available	available
Vaporizer heating medium inlet flow		L			available	
Instrumentation system failure		X			available	
Emergency shutdown		X			available	
Gas detection system		X			available	
Fire detection system		X			available	

Kemudian, berdasarkan hasil kajian HAZOP dan telaah sistem CAMS dan ESD yang terdapat pada FSRU tersebut, disusun beberapa rekomendasi pada tabel 13 sebagai langkah penanganan risiko dalam rangka menjaga atau menurunkan tingkat risiko yang terjadi. Hasil penelitian ini masih terbatas pada rekomendasi awal. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan untuk

memperinci rekomendasi tersebut dengan rencana implementasi berupa informasi tentang siapa, bagaimana, dan kapan rekomendasi-rekomendasi tersebut dilakukan.

Tabel 12. Rekomendasi langkah penanganan risiko untuk FSRU

Rekomendasi untuk tangki penyimpanan LNG	1. Menyediakan sistem komunikasi dan <i>interlock</i> yang stabil antara LNG <i>carrier</i> dengan FSRU 2. Membuat rencana <i>maintenance</i> yang baik untuk selang yang digunakan dalam proses transfer LNG ke tangki penyimpanan. 3. Membuat prosedur kerja untuk <i>starting</i> , <i>stop</i> dan <i>maintenance</i> dari sistem regasifikasi. 4. Memeriksa keandalan selang dan konektornya. 5. Menyediakan sistem deteksi <i>spill</i> dan alarm bagi material <i>cryogenic</i>
LNG Valve	1. <i>Preventive maintenance</i> (valve) 2. Menyediakan sistem deteksi <i>spill</i> dan alarm bagi material <i>cryogenic</i>
BOG Valve	1. Tentukan jumlah dan lokasi detektor gas agar mencakup seluruh zona berbahaya akibat kebocoran gas (mengacu ke peraturan yang berlaku) 2. <i>Preventive maintenance</i> (valve)
Rekomendasi untuk Regas vaporizer	1. Pertimbangkan metode deteksi gas pada <i>return steam line</i> . 2. Tentukan jumlah dan lokasi detektor gas agar mencakup seluruh zona berbahaya akibat kebocoran gas (mengacu ke peraturan yang berlaku) 3. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>shell</i> 4. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>tube</i> 5. <i>Preventive maintenance</i> untuk <i>vaporizer</i> (terutama pada titik-titik pengelasan) 6. Menyediakan sistem deteksi <i>spill</i> dan alarm bagi material <i>cryogenic</i> 7. Menyesuaikan temperatur pada <i>gas heater</i>
Rekomendasi untuk Mist separator	1. <i>Preventive maintenance</i>
Rekomendasi untuk Mixer	1. <i>Preventive maintenance</i>
Rekomendasi untuk gas heater	1. Pertimbangkan metode deteksi gas pada <i>return steam line</i> 2. Tentukan jumlah dan lokasi detektor gas agar mencakup seluruh zona berbahaya akibat kebocoran gas (Mengacu ke peraturan yang berlaku) 3. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>shell</i> 4. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>tube</i> 5. <i>Preventive maintenance</i> untuk <i>gas heater</i> (khususnya pada titik-titik pengelasan)
Rekomendasi untuk BOG Compressor	1. Tentukan jumlah dan lokasi detektor gas agar mencakup seluruh zona berbahaya akibat kebocoran gas (mengacu ke peraturan yang berlaku) 2. Memonitor dan memeriksa tekanan dan temperatur pada keluaran BOG <i>compressor</i> 3. <i>Preventive maintenance</i> (<i>compressor</i> dan peralatan-peralatan terkait)
Rekomendasi untuk BOG Heater	1. Pertimbangkan metode deteksi gas pada <i>return steam line</i> . Prosedur ESD perlu diperbaiki 2. Tentukan jumlah dan lokasi detektor gas agar mencakup seluruh zona berbahaya akibat kebocoran gas (mengacu ke peraturan yang berlaku) 3. Monitor dan periksa tekanan dan temperatur pada Pre-BOG <i>heater outlet</i> 4. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>shell</i> 5. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>tube</i> 6. <i>Preventive maintenance</i> untuk BOG <i>Heater</i> (khususnya pada titik-titik pengelasan)

Rekomendasi untuk BOG Buffer tank	1. Pertimbangkan metode deteksi gas pada <i>return steam line</i> .
Rekomendasi untuk Pompa kargo	1. Periksa tekanan pada keluaran pompa
Rekomendasi untuk Boiler	1. Periksa tekanan dan temperatur steam
	2. Sediakan prosedur kontrol untuk menggunakan jalur <i>supply steam</i> dari boiler lain
	3. Monitor dan periksa tekanan dan temperatur pada BOG heater, Regas vaporizer dan Gas heater outlet
	4. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>shell</i>
	5. Sediakan SOP untuk kasus kebocoran pada <i>tube</i>
	6. Preventive maintenance untuk Boiler (khususnya pada titik-titik pengelasan)
	7. Preventive maintenance untuk valve

Kesimpulan

Secara umum, FSRU tersebut telah memenuhi kriteria yang ditentukan dalam standar NR 645 berdasarkan hasil evaluasi risiko dan telaah penanganan risiko. Tingkat risiko pada peralatan FSRU tersebut berada pada *level medium* (8) dan *medium high* (5). Tingkat risiko tersebut masih dapat ditoleransi, namun harus diiringi dengan langkah mitigasi serta kontrol *hazard* melalui CAMS dan ESDS agar FSRU tersebut layak untuk dioperasikan dengan memperhatikan prosedur keselamatan.

Ucapan Terima Kasih

Terima kasih kami ucapkan kepada Bapak Indra Djodikusumo beserta tim proyek yang telah menjadi rekan diskusi dalam pengerjaan penelitian ini. Terima kasih juga kepada pihak pengelola FSRU atas data-data yang diberikan kepada kami sehingga penelitian ini dapat dikerjakan sebaik-baiknya.

Daftar Pustaka

- [1] Baybutt, P, A Critique of the Hazard and Operability (HAZOP) study, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 33 (2015) 52-58.
- [2] Bureau Veritas. *Index on Application Risk Analysis for Marine and Offshore Guidance Note NI635 DT R00 E*. France: Bureau Veritas. (2017).
- [3] Bureau Veritas. *Rules for the Classification of Floating Storage Regasification Units rule note NR645*. France: Bureau Veritas. (2017).
- [4] Bureau Veritas. *Rules for the Classification of Steel Ships rule note NR467*. France: Bureau Veritas. (2017).
- [5] Martins, M. R., Schleder, A. M. *Reliability Analysis of the Regasification System on Board of a FSRU Using Bayesian Networks, Natural Gas – Extraction to End Use*. (2012).
- [6] Sun, B., Guo, K, LNG accident dynamic simulation: application for hazardous consequence reduction, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 26 (6) (2013) 1246-1256.