



TUGAS AKHIR - MS184801

**PERENCANAAN ALAT ANGKUT DAN TERMINAL
UNTUK KONVERSI BAHAN BAKAR PEMBANGKIT
LISTRIK BERBAHAN BAKAR GAS:
STUDI KASUS PLTU CELUKAN BAWANG**

Alvarez Fero
NRP. 0441154000047

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020



TUGAS AKHIR - MS 184801

**PERENCANAAN ALAT ANGKUT DAN TERMINAL
UNTUK KONVERSI BAHAN BAKAR PEMBANGKIT
LISTRIK BERBAHAN BAKAR GAS:
STUDI KASUS PLTU CELUKAN BAWANG**

Alvarez Fero
NRP. 0441154 000 0047

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020



FINAL PROJECT - MS 184801

**TRANSPORTATION AND TERMINAL PLANNING FOR
FUEL CONVERSION AT GAS FIRED POWER PLANT:
CASE STUDY IN CELUKAN BAWANG**

Alvarez Fero
NRP. 0441154 000 0047

Supervisors
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

LEMBAR PENGESAHAN

PERENCANAAN ALAT ANGKUT DAN TERMINAL UNTUK KONVERSI BAHAN BAKAR PEMBANGKIT LISTRIK BERBAHAN BAKAR GAS: STUDI KASUS PLTU CELUKAN BAWANG

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

ALVAREZ FERRO
NRP. 0441154 000 0047

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



30/01/2020

Dr.Eng. I.G.N Sumanta Buana, S.T., M.Eng. Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

NIP. 196808041994021001

NIP. 199001042015041002

SURABAYA, JANUARI 2020

LEMBAR REVISI

PERENCANAAN ALAT ANGKUT DAN TERMINAL UNTUK KONVERSI BAHAN BAKAR PEMBANGKIT LISTRIK BERBAHAN BAKAR GAS: STUDI KASUS PLTU CELUKAN BAWANG

TUGAS AKHIR

Telah direvisi sesuai hasil sidang Ujian Tugas Akhir

Tanggal 21 Januari 2020

Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

ALVAREZ FERRO

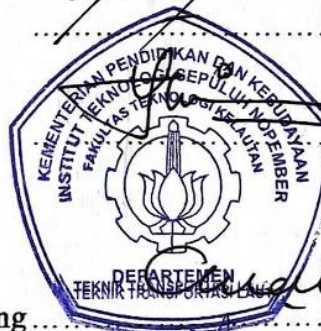
NRP. 0441154 000 0047

Disetujui oleh Tim Penguji Ujian Tugas Akhir :

1. Ir. Tri Achmadi, Ph.D.
2. Christino Boyke SP, S.T., M.T.
3. Pratiwi Wuryaningrum, S.T., M.T.

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir :

4. Dr.Eng. I.G.N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng
5. Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.



SURABAYA, JANUARI 2020

KATA PENGANTAR

Puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian yang berjudul **“Perencanaan Alat Angkut dan Terminal Untuk Konversi Bahan Bakar Pembangkit Listrik Berbahan Bakar Gas: Studi Kasus PLTU Celukan Bawang”** ini dapat terselesaikan dengan baik.

Pada kesempatan kali ini, perkenankan penulis untuk menyampaikan ucapan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini, untuk :

1. Bapak Dr.Eng. I.G.N. Sumanta Buana,S.T., M.Eng., selaku dosen pembimbing I serta Bapak Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing II yang telah meluangkan waktu memberikan bimbingan, ilmu dan arahan dalam menyelesaikan penelitian ini.
2. Bapak Surya Yurwadana selaku perwakilan dari Pelindo Energi Logistik yang telah membantu penulis dalam melakukan survey sekunder untuk merencanakan konsep dan kerangka penelitian terkait Transportasi dan Terminal LNG sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian ini.
3. Bapak Eni Widarto selaku perwakilan dari PT. General Energy Bali yang telah membantu penulis dalam survey primer dan sekunder terkait gambaran umum dan pola operasi dari PLTU Celukan Bawang sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian ini.
4. Bapak I Nyoman Sindu selaku perwakilan dari KSOP Celukan Bawang Kelas V yang telah membantu penulis dalam survey primer dan sekunder terkait gambaran umum dari jumlah pasokan batubara yang terkirim dan data sarana navigasi di Pelabuhan Celukan Bawang dan TUKS Batubara Celukan Bawang.
5. Dosen Departemen Teknik Transportasi Laut, atas bantuan dan arahan selama proses perkuliahan.
6. Keluarga besar yang telah mendukung penulis dalam menjalankan kuliahnya.
7. Semua pihak yang telah membantu didalam penyelesaian Penelitian ini yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis sadar bahwa Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan. Akhir kata semoga tulisan ini dapat bermanfaat bagi banyak pihak.

Surabaya, Januari 2020

Penulis

**PERENCANAAN ALAT ANGKUT DAN TERMINAL UNTUK
KONVERSI BAHAN BAKAR PEMBANGKIT LISTRIK
BERBAHAN BAKAR GAS: STUDI KASUS PLTU CELUKAN
BAWANG**

Nama Mahasiswa : Alvarez Fero
NRP : 0441154000047
Departemen / Fakultas : Teknik Transportasi Laut / Teknologi Kelautan
Dosen Pembimbing : 1. Dr.Eng. I.G.N Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
2. Hasan Iqbal Nur, S.T, M.T

ABSTRAK

Konversi pembangkit listrik berbahan bakar batubara menjadi gas alam di PLTU Celukan Bawang memberikan konsekuensi terhadap perubahan fasilitas dan peralatan di Terminal PLTU. Perencanaan fasilitas dan peralatan di terminal perlu memperhatikan kondisi saat ini dan pengembangan PLTU Celukan Bawang dalam meningkatkan kapasitas daya untuk memenuhi kebutuhan listrik, dimana kapasitas tambahan telah direncanakan sebesar 2x330 MW dibandingkan dengan pembangkit yang beroperasi saat ini dengan kapasitas 3x142 MW. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan ukuran kapal dalam mengangkut LNG dari kilang ke pembangkit listrik menggunakan model optimasi yang mempengaruhi Konsep Fasilitas Terminal untuk menerima, dan menangani muatan LNG yang telah diangkut. Hasil analisis yang telah dilakukan menunjukkan bahwa LNG harus diangkut menggunakan Kapal LNG 75.558 m³ dengan 51 frekuensi pengiriman dari Bontang, dan Konsep Terminal LNG Darat dengan Biaya satuan Pengadaan Gas sebesar Rp. 103.333 / MMBTU.

Kata Kunci : Desain Konseptual Terminal LNG, Pembangkit Listrik Berbahan Bakar Gas, Transportasi LNG

**TRANSPORTATION AND TERMINAL PLANNING FOR FUEL
CONVERSION AT GAS FIRED POWER PLANT:
CASE STUDY IN CELUKAN BAWANG**

Author : Alvarez Fero
ID No. : 04411540000047
Dept. / Faculty : Marine Transportation Engineering / Marine Technology
Supervisors : 1. Dr.Eng. I.G.N Sumanta Buana,S.T, M.Eng
2. Hasan Iqbal Nur, S.T, M.T

ABSTRACT

Fuel Conversion of Coal-Fired Power Plants to Gas-Fired Power Plants on Celukan Bawang Power Plant bring consequences to change facilities and equipment on Power Plant Terminal. Facilities and equipment planning on marine terminal must refers to the development of Celukan Bawang Power Plant in increasing power capacity to meet electricity needs with additional capacity 2x330 MW compared to the current development with a capacity of 3x142 MW. This research aim to determine size of the vessel for LNG transportation from the liquefaction plant to the power plant using optimization method which affect LNG Terminal Facilities Concept to receive, and handle LNG after it has been transported. The results of the analysis is LNG must be transported using LNG Carrier 75.558 m³ with 51 voyages, and Onshore LNG Terminal's Concept with Gas Unit Cost Rp. 103.333/MMBTU.

Keywords : Gas Fired Power Plant, LNG Distribution, LNG Terminal Conceptual Design,

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
LEMBAR REVISI	ii
KATA PENGANTAR	iii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xv
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Hipotesis.....	3
1.6 Batasan Masalah.....	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Konversi Bahan Bakar Pembangkit Listrik.....	5
2.1.1 Studi Kasus Konversi di Hong Kong.....	5
2.1.2 Studi Kasus Konversi di Amerika	6
2.2 Produksi Energi Listrik dan Kebutuhan Gas Alam Pembangkit.....	8
2.3 Transportasi Gas Alam.....	9
2.3.1 LNG	9
2.3.2 CNG.....	9
2.4 Pola Operasi Kapal LNG	11
2.5 Terminal Regasifikasi LNG	14
2.5.1 Transfer Muatan LNG dari Kapal.....	14
2.5.2 Penyimpanan LNG	15
2.5.3 Proses Regasifikasi	15
2.6 Bentuk Konsep Terminal Penerima LNG	15
2.7 Biaya Transportasi Laut	18
2.7.1 Biaya Sewa Kapal (<i>Charter Hire</i>)	20

2.7.2	Biaya Pelayaran (<i>Voyage Cost</i>)	20
2.8	Fasilitas Laut Pelabuhan	21
2.9	Estimasi Ukuran Utama FSRU	22
2.10	Kebutuhan <i>Tower Yoke Mooring System</i>	25
2.11	Kebutuhan Dermaga	26
2.12	Estimasi Jarak Rubber Fender	26
2.13	Perbandingan Penelitian Sebelumnya	27
BAB 3	METODOLOGI PENELITIAN	29
3.1	Diagram Alir	29
3.2	Tahap Pengerjaan	30
BAB 4	GAMBARAN UMUM	33
4.1	Fasilitas PLTU Celukan Bawang	33
4.2	Kilang LNG Indonesia	36
4.2.1	PT. Badak NGL	37
4.2.2	PT. Donggi Senoro LNG	39
4.2.3	BP Tangguh LNG	40
4.3	Daftar Armada Kapal LNG yang dipilih.....	41
4.4	Harga BBM, LNG, dan Air Tawar serta Tarif Pelabuhan	43
4.5	Estimasi Harga Fasilitas Terminal	45
4.5.1	Biaya Luasan Dermaga &Trestle.....	45
4.5.2	Ukuran Jalur Pipa Gas	46
4.5.3	Spesifikasi dan Harga Tangki Timbun	48
4.5.4	Harga Pembangunan Tower Yoke Mooring System FSRU	49
4.5.5	Estimasi Biaya Fasilitas Penunjang Lainnya di Terminal LNG Darat	50
4.6	Estimasi Harga Peralatan Terminal.....	51
4.6.1	Harga dan Jumlah Kebutuhan Fender & Bollard.....	51
4.6.2	Harga <i>Loading Arm</i>	52
4.6.3	Harga dan Jumlah Kebutuhan <i>Pneumatic Fender</i>	52
4.7	Biaya Charter FSRU	53
4.8	Harga Kapal LNG bekas	55
4.9	Harga <i>Vaporizer</i> yang akan digunakan	55
4.10	Komponen Biaya Operasional Setiap Konsep Terminal	57
4.11	Penggunaan Listrik di Terminal LNG	59

BAB 5	ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	61
5.1	Ketersediaan Pasokan LNG	61
5.2	Jumlah Gas Alam yang Dibutuhkan	62
5.3	<i>Voyage Calculation</i> Kapal LNG	64
5.3.1	Perhitungan Waktu Berlayar Kapal	64
5.3.2	Analisis Kondisi Muatan	64
5.3.3	Perhitungan Waktu Kapal di Pelabuhan	65
5.3.4	Perhitungan <i>Roundtrip</i> Dan Frekuensi Operasi	66
5.3.5	Perhitungan Biaya Konsumsi Bahan Bakar	67
5.3.6	Perhitungan Biaya Konsumsi Air Tawar	68
5.3.7	Perhitungan Biaya Pelabuhan	68
5.3.8	Perhitungan Biaya Peluang LNG Hilang.....	70
5.3.9	<i>Voyage Cost</i>	70
5.3.10	<i>Time Charter Rate</i>	70
5.3.11	Rangkuman <i>Voyage Calculation</i>	71
5.4	Proses Optimasi Pemilihan Armada Kapal	73
5.4.1	<i>Objective Function</i>	73
5.4.2	<i>Constraint</i>	74
5.4.3	<i>Decision Variable</i>	74
5.4.4	Hasil Optimasi Pemilihan Armada Kapal.....	75
5.5	Perencanaan Penjadwalan dan Persediaan LNG.....	75
5.6	Perencanaan Fasilitas Terminal LNG Darat	76
5.6.1	Perencanaan Ukuran Dermaga di Terminal LNG Darat.....	76
5.6.2	Tangki Timbun di Terminal LNG Darat.....	78
5.6.3	Perencanaan <i>Vaporizer</i> di Terminal LNG Darat	82
5.6.4	Perencanaan Pipa Gas di Terminal LNG Darat	83
5.6.5	Fasilitas Penunjang Lainnya di Terminal LNG Darat	84
5.7	Perencanaan Peralatan Terminal LNG Darat	85
5.7.1	Perencanaan <i>Loading Arm</i> di Terminal LNG Darat	85
5.7.2	Perencanaan <i>Rubber Fender</i> di Terminal LNG Darat	86
5.7.3	Perencanaan <i>Bollard</i> di Terminal LNG Darat	87
5.8	Rangkuman Fasilitas dan Peralatan Terminal LNG Darat.....	87
5.9	Perhitungan Biaya Satuan Pengadaan LNG di Terminal LNG Darat.....	88
5.10	Konsep Terminal Umum FSRU yang akan digunakan	90

5.11	Pemilihan FSRU <i>Charter</i>	91
5.12	Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU Sewa	93
5.12.1	Kebutuhan Dermaga FSRU Sewa.....	93
5.12.2	Kebutuhan Pipa Gas FSRU Sewa.....	94
5.12.3	Kebutuhan Struktur Tower Yoke pada FSRU Sewa	94
5.13	Perencanaan Peralatan Terminal FSRU Sewa.....	96
5.13.1	Kebutuhan <i>Pneumatic Fender</i> FSRU Sewa.....	96
5.13.2	Kebutuhan <i>Loading Arm</i> pada FSRU Sewa	97
5.14	Penunjang Kegiatan Operasional FSRU Sewa.....	98
5.15	Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU Sewa.....	99
5.16	Biaya Satuan LNG pada Terminal FSRU Sewa.....	100
5.17	Kasus Utama pada FSRU <i>Newbuild</i>	101
5.18	Ukuran Utama Kapal LNG yang menjadi FSRU <i>Newbuild</i>	102
5.18.1	Fasilitas Regasifikasi pada FSRU <i>Newbuild</i>	103
5.18.2	<i>Ship Particular</i> FSRU <i>Newbuild</i>	104
5.18.3	Biaya Pembangunan FSRU <i>Newbuild</i>	105
5.19	Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	105
5.19.1	Kebutuhan Dermaga pada FSRU <i>Newbuild</i>	105
5.19.2	Kebutuhan Pipa Gas pada FSRU <i>Newbuild</i>	106
5.19.3	Kebutuhan Struktur <i>Tower Yoke</i> pada FSRU <i>Newbuild</i>	106
5.20	Perencanaan Peralatan Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	107
5.20.1	Kebutuhan <i>Pneumatic Fender</i> pada FSRU <i>Newbuild</i>	107
5.20.2	Kebutuhan <i>Loading Arm</i> pada FSRU <i>Newbuild</i>	107
5.21	Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU <i>Newbuild</i>	108
5.22	Biaya satuan LNG pada FSRU <i>Newbuild</i>	108
5.23	Alasan Utama Skenario FSRU Konversi	111
5.24	Pemilihan Kapal LNG Bekas	112
5.24.1	Perencanaan Fasilitas Regasifikasi pada FSRU Konversi.....	114
5.25	Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU Konversi	114
5.25.1	Perencanaan Dermaga pada FSRU Konversi	114
5.25.2	Perencanaan Pipa Gas pada FSRU Konversi.....	115
5.25.3	Perencanaan Struktur <i>Tower Yoke</i> pada FSRU Konversi.....	115
5.26	Perencanaan Peralatan Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	116

5.26.1	Perencanaan <i>Pneumatic Fender</i> pada FSRU Konversi	116
5.26.2	Perencanaan <i>Loading Arm</i> pada FSRU Konversi.....	116
5.27	Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU Konversi.....	117
5.28	Biaya satuan LNG pada FSRU Konversi	117
5.29	Evaluasi Biaya satuan LNG di setiap Konsep Terminal	119
5.30	Skenario Melepas Batasan Sarat pada Transportasi	120
BAB 6	PENUTUP	123
6.1	Kesimpulan	123
6.2	Saran.....	123
	DAFTAR PUSTAKA	125
	LAMPIRAN.....	130
	Lampiran 1. <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG	131
	Lampiran 2. <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG	141
	Lampiran 3. Desain Konseptual Terminal	157
	BIODATA PENULIS	161

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Perbandingan Karakteristik CNG dan LNG	10
Tabel 2.2 Macam-macam Sistem penambatan FSRU	16
Tabel 2.3 Perbandingan Penelitian Sebelumnya.....	27
Tabel 4.1 Kapasitas Tangki LNG PT. Badak NGL	37
Tabel 4.2 Kapasitas Loading Arm PT. Badak NGL.....	38
Tabel 4.3 Karakteristik <i>Loading Dock</i> Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang	38
Tabel 4.4 Karakteristik Pelabuhan Khusus LNG DSLNG	39
Tabel 4.5 Karakteristik Pelabuhan Khusus LNG Tangguh LNG	41
Tabel 4.6 Armada Kapal LNG yang dipilih	41
Tabel 4.7 Harga Time Charter Kapal LNG	43
Tabel 4.8 Harga Bahan Bakar & Air Tawar	43
Tabel 4.9 Tarif Tunda Kapal di Pelabuhan Asal dan Tujuan	44
Tabel 4.10 Tarif Jasa Labuh Pelabuhan Asal dan Tujuan	44
Tabel 4.11 Tarif Jasa Tambat Pelabuhan Asal	44
Tabel 4.12 Tarif Jasa Pandu Pelabuhan Asal dan Tujuan.....	44
Tabel 4.13 Tarif Jasa Tambat Pelabuhan Tujuan	45
Tabel 4.14 Estimasi Harga Pembangunan Dermaga dan Trestle.....	46
Tabel 4.15 Ukuran Pipa berdasarkan Kapasitas Penerimaan Terminal	46
Tabel 4.16 Estimasi Harga Pipa Gas Darat Berdasarkan Ukurannya.....	47
Tabel 4.17 Estimasi Harga Pipa Gas Laut Berdasarkan Ukurannya	47
Tabel 4.18 Estimasi Harga Pipa Kriogenik Darat Berdasarkan Ukurannya.....	48
Tabel 4.19 Estimasi Harga Tangki Penyimpanan Berdasarkan Kapasitas Penyimpanannya	49
Tabel 4.20 Spesifikasi Tower Yoke Mooring System FSRU PGN Lampug.....	49
Tabel 4.21 Estimasi Jarak Fender	51
Tabel 4.22 Jumlah Kebutuhan Bollard	51
Tabel 4.23 Estimasi Harga <i>Loading Arm</i>	52
Tabel 4.24 Kebutuhan Jumlah dan Ukuran Pneumatic Fender	52
Tabel 4.25 Harga Setiap Ukuran Pneumatic Fender.....	53
Tabel 4.26 Data Ukuran Utama FSRU Sewa	54
Tabel 4.27 Harga Sewa FSRU	54
Tabel 4.28 Daftar Kapal LNG Bekas yang ada Saat ini	55

Tabel 4.29 Spesifikasi <i>Open Rack Vaporizer</i> (ORV)	56
Tabel 4.30 Spesifikasi <i>Submerged Combustion Vaporizer</i> (SCV)	56
Tabel 4.31 Daftar <i>Intermediete Fluide Vaporizer</i> (IFV) pada FSRU	56
Tabel 4.32 Asumsi Penunjang Kegiatan Operasional Terminal Darat	57
Tabel 4.33 Asumsi Harga yang menunjang Biaya Operasional Terminal Darat.....	58
Tabel 4.34 Asumsi yang menunjang Kegiatan Operasi Terminal FSRU	58
Tabel 4.35 Asumsi Harga yang menunjang Biaya Operasional Terminal FSRU	58
Tabel 4.36 Asumsi Penggunaan Listrik di Terminal LNG	59
Tabel 5.1 Jumlah LNG yang Tersedia di Pasokan Kilang.....	61
Tabel 5.2 Produksi Energi Listrik dan Kebutuhan Gas	63
Tabel 5.3 <i>Voyage Calculation</i> Kapal LNG.....	71
Tabel 5.4 Hasil Optimasi Kapal Terpilih berdasarkan Frekuensi Operasi	75
Tabel 5.5 Perhitungan Dermaga dan Trestle	77
Tabel 5.6 Kebutuhan Tangki Timbun dari setiap kapasitas (<i>Full Containment</i>).....	81
Tabel 5.7 Perbandingan Dua Jenis <i>Vaporizer</i>	82
Tabel 5.8 Pipa Gas & Pipa Kriogenik.....	84
Tabel 5.9 Kebutuhan Fasilitas Regasifikasi Secara Umum	85
Tabel 5.10 Kebutuhan <i>Loading Arm</i>	85
Tabel 5.11 Kebutuhan dan Biaya <i>Rubber Fender</i>	86
Tabel 5.12 Kebutuhan dan Biaya <i>Bollard Bitt</i>	87
Tabel 5.13 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan yang dibutuhkan di Terminal LNG Darat menggunakan Dermaga yang ada saat ini.....	88
Tabel 5.14 Perbandingan Biaya Modal dengan <i>Vaporizer</i> Berbeda.....	88
Tabel 5.15 Biaya operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya pada terminal LNG darat ORV	89
Tabel 5.16 Biaya Operasional yang dikeluarkan Setiap Tahunnya pada Terminal LNG darat SCV.....	89
Tabel 5.17 Biaya Satuan LNG di Terminal LNG Darat	90
Tabel 5.18 Hasil Statistik Regresi Linier Berganda pada FSRU Sewa	91
Tabel 5.19 Hasil Persamaan yang diperoleh dari Regresi Linear berganda pada FSRU Sewa.....	92
Tabel 5.20 Hasil FSRU Sewa yang Terpilih.....	92
Tabel 5.21 Kebutuhan Dermaga FSRU Sewa	93
Tabel 5.22 Kebutuhan Pipa pada Konsep Terminal FSRU Sewa.....	94

Tabel 5.23 Kebutuhan Tower Yoke FSRU Sewa	95
Tabel 5.24 Kebutuhan Pneumatic Fender untuk FSRU Sewa	97
Tabel 5.25 Kebutuhan <i>Loading Arm</i> FSRU Sewa	98
Tabel 5.26 Asumsi Penunjang Kegiatan Operasional Terminal FSRU Sewa	99
Tabel 5.27 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal FSRU Sewa	99
Tabel 5.28 Biaya Modal Terminal FSRU Sewa	100
Tabel 5.29 Biaya Operasional setiap Tahunnya untuk Terminal FSRU Sewa	100
Tabel 5.30 Biaya satuan LNG pada Terminal FSRU Sewa	101
Tabel 5.31 Ukuran Utama dari FSRU <i>Newbuild</i>	103
Tabel 5.32 Modul Regasifikasi (<i>Vaporizer</i>) FSRU	104
Tabel 5.33 <i>Ship Particular</i> FSRU <i>Newbuild</i>	105
Tabel 5.34 Biaya Modal FSRU <i>Newbuild</i>	105
Tabel 5.35 Kebutuhan Dermaga pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	105
Tabel 5.36 Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	106
Tabel 5.37 Kebutuhan <i>Tower Yoke Mooring</i> pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	106
Tabel 5.38 Kebutuhan <i>Pneumatic Fender</i> pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	107
Tabel 5.39 Kebutuhan <i>Loading Arm</i> pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	107
Tabel 5.40 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal FSRU <i>Newbuild</i>	108
Tabel 5.41 Biaya Modal pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	109
Tabel 5.42 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahun pada Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	110
Tabel 5.43 Biaya satuan LNG di Terminal FSRU <i>Newbuild</i>	111
Tabel 5.44 <i>Ship Particular</i> pada FSRU Konversi	113
Tabel 5.45 Fasilitas Regasifikasi (<i>Vaporizer</i>) pada FSRU Konversi	114
Tabel 5.46 Kebutuhan Dermaga pada Terminal FSRU Konversi	115
Tabel 5.47 Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal FSRU Konversi	115
Tabel 5.48 Kebutuhan <i>Tower Yoke</i> pada Terminal FSRU Konversi	115
Tabel 5.49 Kebutuhan <i>Pneumatic Fender</i> pada Terminal FSRU Konversi	116
Tabel 5.50 Kebutuhan <i>Loading Arm</i> pada Terminal FSRU Konversi	117
Tabel 5.51 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan Pada Terminal FSRU Konversi	117
Tabel 5.52 Biaya Modal pada Terminal FSRU Konversi	118
Tabel 5.53 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya pada Terminal FSRU Konversi	118

Tabel 5.54 Biaya satuan pada Terminal FSRU Konversi	119
Tabel 0.1 <i>Shaip Particular</i> Armada Kapal LNG (1)	131
Tabel 0.2 <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG (2)	132
Tabel 0.3 <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG (3)	134
Tabel 0.4 <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG (4)	136
Tabel 0.5 <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG (5)	138
Tabel 0.6 <i>Ship Particular</i> Armada Kapal LNG (6)	140
Tabel 0.7 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (1)	141
Tabel 0.8 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (2)	143
Tabel 0.9 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (3)	146
Tabel 0.10 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (4)	148
Tabel 0.11 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (5)	151
Tabel 0.12 <i>Voyage Calculation</i> Armada Kapal LNG (6)	154

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Konsep Teknologi Pemasok Gas ke Pembangkit Listrik.....	5
Gambar 2.2 a) Lokasi Terminal LNG b) Konsep Terminal LNG Hong Kong	6
Gambar 2.4 a) Fasilitas Penangan Batubara Pembangkit Listrik Joliet b) Jalur Pipa Pembangkit Listrik Joliet	8
Gambar 2.5 a) Terminal Pemasok dan b) Terminal Penerima LNG dan CNG	10
Gambar 2.6 Kapal Q – Max (Mekaines) dengan Pola <i>Multiport</i>	13
Gambar 2.7 Rentang pengisian yang dilarang dan variasi ketinggian pengisian	14
Gambar 2.8 Persebaran Terminal Penerima LNG	16
Gambar 2.9 Konsep Terminal LNG FSRU Berdasarkan Tambatannya.....	17
Gambar 2.10 Konsep Terminal FSRU Berdasarkan Letak Fasilitas Regasifikasi	17
Gambar 2.11 Grafik Perbandingan Biaya Operasional Terminal LNG.....	18
Gambar 2.12 Bentuk Kurvatur Kapal pada Arah Horizontal	26
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	30
Gambar 4.1 Jumlah Batubara ke PLTU Celukan Bawang Tahun 2016 – 2018	34
Gambar 4.2 Jumlah Kunjungan Kapal ke PLTU Celukan Bawang Tahun 2018	34
Gambar 4.3 Fasilitas PLTU Celukan Bawang.....	36
Gambar 4.4 a) Tampak atas dan b) Tampak <i>loading dock</i> kilang PT. Badak NGL.....	37
Gambar 4.5 a) Tampak atas dan b) Jetty kilang PT. Donggi Senoro LNG	39
Gambar 4.6 a) Tampak atas dan b) Jetty kilang LNG Tangguh	40
Gambar 4.7 Estimasi Biaya Modal Fasilitas Penunjang Regasifikasi	50
Gambar 5.1 Perencanaan Rute dan Pasokan LNG	62
Gambar 5.2 Regresi Time Charter Rate Kapal LNG.....	71
Gambar 5.3 Jumlah Persediaan LNG dalam 1 Tahun	76
Gambar 5.4 Dermaga PLTU Celukan Bawang Saat Ini	78
Gambar 5.5 Terminal LNG Futtsu (<i>TEPCO Power Station</i>).....	79
Gambar 5.6 FSRU Nusantara Regas Satu dan LNG Aquarius.....	80
Gambar 5.7 Terminal LNG Fukuoka.....	81
Gambar 5.8 a) <i>Open Rack Vaporizer</i> b) <i>Submerged Combustion Vaporizer</i>	82
Gambar 5.9 Layout Terminal LNG yang dirancang secara umum.....	88
Gambar 5.10 Tower Yoke Mooring System pada FSRU	95
Gambar 5.11 <i>Pneumatic Fender</i> pada Kapal Tanker	97
Gambar 5.12 <i>Loading Arm</i> pada FSRU.....	98

Gambar 5.13 Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU	100
Gambar 5.14 MOL FSRU Challenger di Terminal LNG Dordyol.....	102
Gambar 5.15 <i>Vaporizer IFV Propane</i> pada FSRU Nusantara Regas Satu.....	104
Gambar 5.16 FSRU Toscana yang Tambat di Laut Lepas Livorno	112
Gambar 5.17 Perbandingan Biaya satuan Pengadaan LNG di Setiap Konsep Terminal	120
Gambar 5.18 Jumlah Persediaan LNG Dalam 1 Tahun Pada Skenario Melepas Batasan Sarat	121
Gambar 5.19 Perbandingan Biaya satuan LNG pada skenario melepas batasan Sarat	121

BAB 1

PENDAHULUAN

Bab ini akan menjelaskan tentang latar belakang dari munculnya penelitian ini, Tujuan yang akan dicapai, Batasan Lingkup dari Penelitian, dan Hipotesis sebagai dugaan hasil awal dari penelitian.

1.1 Latar Belakang

Gas bumi merupakan sumber daya alam dengan cadangan terbesar ketiga di dunia setelah batubara dan minyak bumi. Gas alam pada awalnya tidak dikonsumsi sebagai sumber energi karena kesulitan dalam masalah transportasinya sehingga selalu dibakar ketika diproduksi bersamaan dengan minyak bumi. Pemanfaatan gas alam di Indonesia saat ini tidak hanya untuk transportasi dan rumah tangga saja, tetapi untuk kebutuhan industry juga. Gas alam di Indonesia memiliki peran yang penting setelah minyak sebagai sumber energi utama mulai dikurangi.

Gas bumi merupakan energi primer utama ketiga di Indonesia, setelah minyak dan batubara. Total cadangan gas bumi pada tahun 2015 sebesar 150,39 TSCF, dimana cadangan terbukti berkisar 101,54 TSCF, sedangkan cadangan potensial berkisar 48,85 TSCF. Dibandingkan dengan tahun 2014, cadangan gas bumi nasional mengalami peningkatan berkisar 1,36 % atau sebanyak 2,03 TSCF. Selain cadangan yang cukup besar, produksi gas yang meningkat memberikan kontribusi terhadap posisi gas sebagai sumber energi yang kompetitif diantara sumber energi lainnya. Gas bumi tetap menjadi bahan bakar untuk sektor ketenagalistrikan, kilang, dan industri. Pada sektor ketenagalistrikan, gas bumi memberikan efisiensi yang tinggi pada pembangkit listrik, khususnya untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU).

Penggunaan gas sebagai pembangkit listrik didukung dengan adanya Peraturan Menteri ESDM No.45/2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Listrik dimana tujuan diterbitkannya Peraturan Menteri ESDM No. 45/2017 adalah Menjamin ketersediaan pasokan gas dengan harga yang wajar dan kompetitif, baik untuk gas pipa maupun LNG, memberikan kemudahan dalam pengaturan alokasi gas bagi pembangkit listrik, Pengembangan pembangkit listrik di mulut sumur (*wellhead*) melalui penunjukan langsung atau pelelangan umum, dan untuk mendorong pemanfaatan dari gas alam pada mulut sumur (*wellhead*) gas dari pada harus memindahkannya ke lokasi lain.

Penggunaan gas bumi sebagai sumber energi pembangkit listrik mempunyai keunggulan dibandingkan dengan bahan bakar minyak (BBM) dan batubara. Keunggulan gas bumi dibandingkan BBM dan batubara yaitu gas bumi memiliki emisi yang lebih bersih dibandingkan batubara, dan lebih kompetitif dibandingkan bahan bakar minyak, sehingga kebijakan energi nasional memuat upaya untuk melakukan diversifikasi dalam pemanfaatan energi menjadi salah satu solusi untuk menghadapi masalah emisi dan biaya. PLTU Celukan Bawang adalah contoh Pembangkit Listrik yang masih memiliki masalah emisi gas buang yang dihasilkan dari kegiatan operasinya karena PLTU tersebut masih menggunakan bahan bakar batubara untuk memasok kebutuhan energi.

Diversifikasi energi pada PLTU Celukan Bawang akan direncanakan dengan mengkonversi bahan bakarnya dari batubara menjadi gas, sesuai dengan rencana pembangunan PLTU Celukan Bawang tahap kedua yang tidak menggunakan bahan bakar batubara tetapi memakai gas. Konversi bahan bakar PLTU dari batubara menjadi gas yang direncanakan sesuai dengan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No.4421 K/20/MEM/2015 tentang Penetapan Provinsi Bali Sebagai Kawasan Nasional Energi Bersih, bahwa provinsi Bali akan memprioritaskan penggunaan energi bersih, dalam penyediaan kebutuhan energi di Provinsi Bali, dan mengkonversi penggunaan energi tidak terbarukan dalam penyediaan kebutuhan energi di Provinsi Bali, menjadi bersih dan baru. Sehingga pemerintah Provinsi Bali berkomitmen untuk menghentikan penggunaan batubara di Bali.

Dari latar belakang tersebut, maka diperlukan sebuah penelitian analisis dan perencanaan TUKS (Terminal Untuk Kepentingan Sendiri) dalam mengkonversi bahan bakar PLTU Celukan Bawang untuk memenuhi kebutuhan energi pada provinsi Bali.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah dipaparkan sebelumnya, maka rumusan masalah dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut

1. Bagaimana kondisi dari alat angkut dan fasilitas Terminal yang digunakan di PLTU Celukan Bawang saat ini ?
2. Bagaimana perencanaan bentuk transportasi gas yang akan memasok gas ke pembangkit listrik ?
3. Bagaimana perencanaan fasilitas Terminal yang akan digunakan untuk melakukan kegiatan penanganan muatan gas pada Terminal ?

1.3 Tujuan

Sesuai dengan rumusan masalah pada subbab sebelumnya, maka tujuan dalam penelitian dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Mengetahui kondisi dari alat angkut dan fasilitas terminal yang ada di PLTU Celukan Bawang saat ini
2. Mengetahui perencanaan bentuk transportasi gas yang akan memasok gas ke pembangkit listrik
3. Mengetahui perencanaan fasilitas terminal yang akan digunakan untuk melakukan kegiatan penanganan muatan gas pada terminal

1.4 Manfaat

Adapun manfaat yang ingin dicapai dari penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Mendapatkan kondisi dari alat angkut dan fasilitas terminal PLTU Celukan Bawang saat ini.
2. Mendapatkan perencanaan bentuk transportasi gas yang akan memasok gas ke pembangkit listrik.
3. Mendapatkan kebutuhan peralatan, perlengkapan, dan fasilitas terminal yang menunjang kegiatan operasi PLTU Celukan Bawang.

1.5 Hipotesis

Dugaan awal dari Tugas Akhir ini adalah, sebagai berikut :

1. Alat Angkut yang digunakan untuk memasok kebutuhan batubara ke PLTU Celukan Bawang adalah Kapal Curah Kering (*Bulk Carrier*). Fasilitas Terminal untuk proses penanganan muatan yang digunakan di PLTU Celukan Bawang adalah *Ship Unloader*, dan *Conveyor Belt*. Sedangkan Fasilitas Sandar Kapal yang digunakan adalah dermaga. Kemudian fasilitas penyimpanan yang dipakai adalah lapangan penumpukan terbuka (*Open Yard*).
2. Alat angkut yang akan digunakan untuk memasok kebutuhan gas alam ke PLTU Celukan Bawang adalah kapal dengan kapasitas 125.000 m³.
3. Terminal yang akan digunakan untuk menunjang kegiatan operasi PLTU Celukan Bawang adalah FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) dengan kapasitas 140.000 m³ beserta peralatan penunjang lainnya.

1.6 Batasan Masalah

Penelitian dalam tugas akhir ini perlu dibatas supaya penelitian dapat lebih fokus dengan topik yang akan dibahas, maka penelitian ini perlu dibatasi berdasarkan :

1. Gas alam akan dikirim dalam bentuk LNG.
2. Jenis Kapal yang akan digunakan adalah Kapal LNG (*LNG Carrier*).
3. Konsep Terminal LNG yang akan digunakan hanya Terminal Darat (*Onshore/Land-Based Terminal*) dan *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU)

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini akan menjelaskan definisi terkait transportasi LNG, konsep perencanaan Transportasi dan Terminal LNG serta Variabel-variabel yang mendukung perencanaan pasokan LNG ke Pembangkit Listrik.

2.1 Konversi Bahan Bakar Pembangkit Listrik

2.1.1 Studi Kasus Konversi di Hong Kong

70% emisi karbon di Hong Kong berasal dari pembangkit listrik meskipun pada tahun 1997 telah dibuat keputusan bahwa pembangkit listrik berbahan bakar batubara dilarang dibangun. Untuk mencapai tujuan tersebut, Pemerintah Hong Kong akan mengurangi emisi dan meningkatkan kualitas udara dengan menambah kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar gas beserta pasokan gas alam yang diperlukan untuk menggantikan pembangkit listrik berbahan bakar batubara.



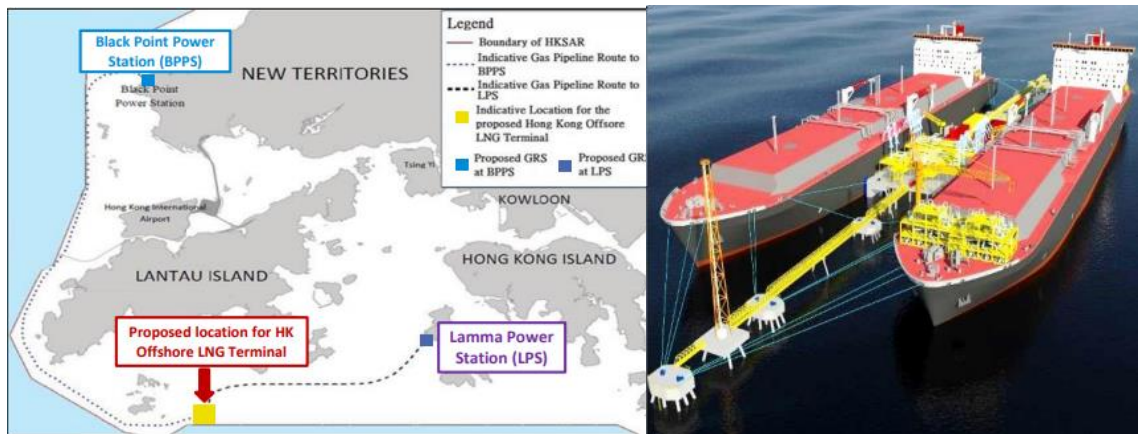
Sumber: CLP Group, 2017

Gambar 2.1 Konsep Teknologi Pemasok Gas ke Pembangkit Listrik

Dua unit pembangkit berbahan bakar batubara yang ada di *Castle Peak Power Station* akan dinonaktifkan dan digantikan unit pembangkit berbahan bakar gas baru di

Black Point Power Station yang akan beroperasi pada tahun 2023 dengan kapasitas 2 x 600 MW seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 2.1.

Unit pembangkit listrik *Black Point Power Station* saat ini memiliki kapasitas 2.575 MW dan menerima pasokan gas alam dari Lapangan Gas *Yacheng* di Laut Cina Selatan. Gas alam dikirim melalui pipa sepanjang 778 km dari *Yacheng 13-1 Wellhead Platform* ke *Gas Receiving Station (GRS)* di lokasi Black Point.



a.

b.

Sumber: CLP Group, 2017

Gambar 2.2 a) Lokasi Terminal LNG b) Konsep Terminal LNG Hong Kong

Gambar 2.2 bahwa unit pembangkit berbahan bakar gas baru di Black Point Power Station akan dipasok menggunakan LNG. LNG akan disimpan di terminal LNG lepas pantai di Hong Kong dengan jumlah LNG yang akan diterima sebesar 1,2 MTPA selama 10 tahun mulai setelah 2020. Konsep terminal yang akan digunakan adalah FSRU dengan sewa time-charter. FSRU akan tambat di twin-jetty dan menyalurkan gas alam ke dua pipa gas laut yang terpisah dimana jalur pipa tersebut digunakan untuk mentransfer gas alam yang telah diregasifikasi menuju *Black Point Power Station* dan *Lammas Power Station*.

2.1.2 Studi Kasus Konversi di Amerika

Ada banyak pembangkit listrik berbahan bakar batubara yang berusia 50 tahun telah dinonaktifkan di Amerika karena biaya yang digunakan untuk memenuhi standar emisi terlalu mahal. Pembangkit listrik berbahan bakar batubara yang dapat dikonversi dari batubara-menjadi-gas adalah unit pembangkit yang berusia 50 tahun lebih, dan berkapasitas kurang dari 300 MW. Pembangkit listrik tua tersebut dipertimbangkan untuk beralih bahan bakar yang dapat digunakan untuk memberikan kapasitas puncak di suatu wilayah. Mayoritas unit pembangkit listrik tua dan tidak efisien yang akan dikonversi

berlokasi di bagian timur Amerika, dimana pembangkit listrik tersebut memiliki sistem pengendalian kualitas udara yang terbatas bahkan belum tersedia. Sedangkan pembangkit listrik yang berada di sebelah barat Sungai Mississippi yang dibangun pada 1960-an atau lebih baru tidak menjadi prioritas utama untuk konversi bahan bakar karena pembangkit tersebut memiliki kapasitas yang lebih besar, lebih efisien, serta memenuhi standar emisi.

Contoh kasus konversi pembangkit listrik berbahan bakar batubara menjadi gas alam adalah Pembangkit listrik batubara Joliet yang terletak 40 mil barat daya Chicago yang saat ini tidak lagi beroperasi dengan bahan bakar batubara tetapi berbahan bakar gas alam. Pendorong utama konversi bahan bakar di pembangkit listrik batubara Joliet adalah *Mercury and Air Toxics Standards (MATS) EPA*.

Pembangkit listrik batubara Joliet memiliki kapasitas total sebesar 1.326 MW. Kapasitas tersebut dipasok dari tiga unit pembangkit yang terdiri dari 2 x 518 MW dan 1 x 290 MW yang dibangun pada tahun 1959 dan 1966.

Pengoperasian pembangkit listrik ketika dikonversi menjadi berbahan bakar gas saat ini berbeda dengan pembangkit listrik ketika berbahan bakar batubara yang beroperasi hampir sepanjang waktu. Pembangkit listrik ini dapat tidak beroperasi berminggu-minggu atau berbulan-bulan tergantung dari permintaan kebutuhan listrik. Permintaan kebutuhan listrik tersebut dapat timbul ketika beberapa pembangkit listrik berbahan bakar batubara di Amerika menganggur atau dipaksa untuk mengurangi kegiatan operasinya karena tumpukan batubara membeku saat musim dingin sehingga gas alam menjadi bahan bakar yang lebih andal untuk musim dingin.

Pembangkit listrik Joliet memiliki pembakar gas alam (*Burner*) yang baru dimana pembakar tersebut membawa gas ke dalam *boiler* dengan cara yang sama seperti batubara. Sebagian besar peralatan pembangkit listrik yang ada tidak dimodifikasi dan beroperasi seperti pembangkit masih berbahan bakar batubara dimana peralatan untuk menurunkan dan menangani batu bara sudah tidak terpakai. Namun terdapat penambahan fasilitas saluran gas alam baru yang digunakan untuk memasok gas alam ke pembakar gas alam (*Burner*) (lihat Gambar 2.3).



a.



b.

Sumber: NRG, 2016

Gambar 2.3 a) Fasilitas Penangan Batubara Pembangkit Listrik Joliet b) Jalur Pipa Pembangkit Listrik Joliet

Proyek konversi pembangkit listrik berbahan bakar batubara menjadi gas menyebabkan tenaga kerja pembangkit listrik Joliet berkurang dari 151 menjadi 56 orang karena jumlah pekerja yang dibutuhkan untuk menjalankan pembangkit listrik tenaga gas lebih sedikit. Selain itu proyek konversi bahan bakar juga menghadapi hambatan dalam pembangunan jaringan pipa baru.

2.2 Produksi Energi Listrik dan Kebutuhan Gas Alam Pembangkit

Kapasitas produksi energi listrik dalam 1 tahun dari pembangkit perlu diketahui dalam merencanakan kebutuhan bahan bakar gas alam di pembangkit listrik. Jumlah energi listrik yang dihasilkan dari pembangkit maka dilakukan pendekatan dengan mengestimasi produksi energi listrik yang dihasilkan berdasarkan persamaan berikut ini.

$$E = P \times 8.760 \text{ jam/tahun} \times AF \quad 2.1$$

Dimana

- E = Energi Listrik yang dihasilkan Pembangkit (kWH)
- P = Kapasitas Daya Pembangkit Listrik (kW)
- AF = *Avaibility Factor* (%)

Sumber: (Pamungkas, 2012)

Selain itu karena pembangkit saat ini memiliki penggunaan bahan bakar batubara, maka diperlukan faktor konversi jumlah kebutuh gas alam yang dibutuhkan jika bahan bakar batubara tersebut digantikan oleh gas alam untuk menghasil daya listrik. Untuk menghasilkan 1 kWh listrik dibutuhkan 9.750 BTU ($9,750 \times 10^{-3}$ MMBTU) gas alam (Pamungkas, 2012). Sehingga dari faktor konversi tersebut didapatkan jumlah kebutuhan gas alam sesuai dengan persamaan berikut ini.

$$S = E \times 9.750 \text{ BTU} / \text{kWh}$$

2.2

Dimana

- S = Jumlah Kebutuhan Gas Alam dalam 1 Tahun (MMBTU)
- E = Energi Listrik yang dihasilkan Pembangkit (kWh)

Sumber: (Pamungkas, 2012)

2.3 Transportasi Gas Alam

Gas memiliki sifat yang sulit untuk disimpan, sehingga gas perlu diangkut dengan cepat untuk sampai ke tujuan setelah diproduksi dari *reservoir*. Ada sejumlah alternatif pilihan untuk mengangkut gas alam ke konsumen, seperti pipa, *Liquefied Natural Gas* (LNG), *Compressed Natural Gas* (CNG), *Gas to Solid* (GTS), *Gas to Power* (GTP), dan *Gas to Liquid* (GTL). Namun penjelasan berikut hanya akan membahas 2 cara yang sering digunakan supaya energi gas alam dapat diangkut ke konsumen, yaitu LNG dan CNG.

2.3.1 LNG

LNG telah terbukti sebagai bentuk transportasi gas alam yang efektif sejak tahun 1970-an. LNG adalah bentuk cair dari gas alam. Gas didinginkan hingga suhunya menjadi -162°C dan memiliki volume kira-kira $1/600$ dari gas pada suhu ruangan. Namun fasilitas untuk proses likuifaksi gas alam membutuhkan teknologi kilang dan kapal khusus dengan biaya yang mahal. Biaya membangun kilang LNG telah turun sejak pertengahan 1980-an karena efisiensi termodinamika yang meningkat menjadikan LNG menjadi komoditas ekspor gas utama di seluruh dunia, dan banyak kilang sedang dikembangkan menjadi lebih besar atau yang baru sedang dibangun di dunia.

Kapal yang dibangun khusus dapat membawa 135.000 m^3 gas alam cair, setara dengan 2,86 TSCF gas. Namun disatu sisi, kapal dengan kapasitas tersebut menyebabkan transportasi LNG menjadi sulit untuk melayani pasar kecil secara komersil karena kapasitasnya yang besar dan kegiatan operasi yang berlangsung secara terus-menerus untuk menjaga efisiensi termal yang tinggi dan biaya seminimal mungkin, sehingga pembeli LNG dengan permintaan kecil tidak menarik secara ekonomis bagi penjual gas utama.

2.3.2 CNG

CNG adalah gas yang dapat diangkut dalam tangki dengan tekanan tinggi (bertekanan 1800 psig untuk komposisi etana, propana, dan sekitar 3600 psig untuk jika

komposisi gas hanya metana). Gas pada tekanan tinggi ini disebut *Compressed Natural Gas* (CNG). CNG digunakan di beberapa negara sebagai alternatif bahan bakar konvensional untuk transportasi kendaraan (bensin atau solar).

Moda transportasi dari CNG saat ini adalah kapal CNG (*CNG Carrier*) dengan ruang muat yang didinginkan dimana gas harus dikeringkan, dikompresikan, dan didinginkan untuk disimpan sebelum dimuat ke kapal. Fasilitas terminal CNG juga akan lebih sederhana dibandingkan terminal LNG sehingga biaya yang dikeluarkan untuk membangun dan mengoperasikan terminal lebih murah. Penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa CNG dapat diangkut hingga 2 BCF per kapal dengan jarak hingga 4000 mil dengan biaya total yang jauh lebih rendah daripada LNG. Teknologi ini bertujuan untuk memproduksi cadangan gas di lepas pantai yang tidak dapat diproduksi karena tidak tersedianya jalur pipa atau karena opsi transportasi LNG sangat mahal.



Sumber: (Wang & Economides, 2009)

Gambar 2.4 a) Terminal Pemasok dan b) Terminal Penerima LNG dan CNG

Dengan komposisi kandungan gas yang identik, karakteristik yang berbeda antara LNG dan CNG dapat ditunjukkan pada tabel di bawah ini (gas alam yang dimaksud dalam tabel adalah metana karena gas alam biasanya terdiri dari 95% metana):

Tabel 2.1 Perbandingan Karakteristik CNG dan LNG

Jenis	CNG	LNG
Bentuk Gas	Gas	Cair
Tekanan	100-250 bar (1450-4600 psi)	1 bar (14,5 psi)
Temperatur	30 °C - 40°C (86 – -40°F)	163 °C (-261 °F)

Tabel 2.1 Perbandingan Karakteristik CNG dan LNG

Jenis	CNG	LNG
Pemuatan ke Alat Angkut	Pengeringan, dan Pemampatan	Penanganan, Pencairan, dan Penyimpanan
Konsep Tambatan Terminal	<i>Jetty</i> atau Buoy	<i>Jetty</i> , atau Fasilitas Regasifikasi Lepas Pantai
Bentuk Gas Saat Bongkar Muat	Gas dalam Tekanan Tinggi	Cair
Ratio Tekanan	-200:1	-600:1
Material Tangki Timbun	Baja C-Mn ,FRP	Aluminum <i>Stainless</i> , Baja Ni

Sumber: (Wang & Economides, 2009)

2.4 Pola Operasi Kapal LNG

Kapal LNG adalah kapal khusus yang dibangun untuk mengangkut LNG dalam volume besar pada temperatur -163°C . Kapal-kapal memiliki kapasitas antara 120.000 dan 130.000 m^3 dan hanya melayani 1 rute tertentu dengan pola *port to port* selama masa kontrak sewanya (umumnya 20-25 tahun).

Kapal LNG memiliki tiga jenis ruang muat yang banyak digunakan saat ini: (1) *Membrane Gaztransport*, (2) *Membrane Technigaz* dan (3) *Kvaerner Moss spherical*. Namun pemilik kapal LNG saat ini lebih memilih membangun kapalnya dengan jenis ruang muat *Membrane*. Jenis ruang muat *Membrane* memungkinkan membangun kapal dengan kapasitas 266.000 m^3 untuk dibangun.

Dalam pengoperasian kapal LNG, tangki ruang muat tidak pernah dimuat 100% dari kapasitas tangkinya sesuai dengan peraturan "IMO IGC Bab 15.1.1" dimana tidak ada tangki ruang muat kapal yang diisi lebih dari 98% dari kapasitas tangki. Batas 98% kapasitas tangki direncanakan supaya terdapat ruang uap didalam tangki ruang muat sebanyak 2%. Ruang uap 2% ini dapat mencegah situasi kebakaran, dan juga memastikan bahwa saluran masuk ke *pressure relief valves* selalu tetap dalam fase uap (Roger & Cox, 1998).

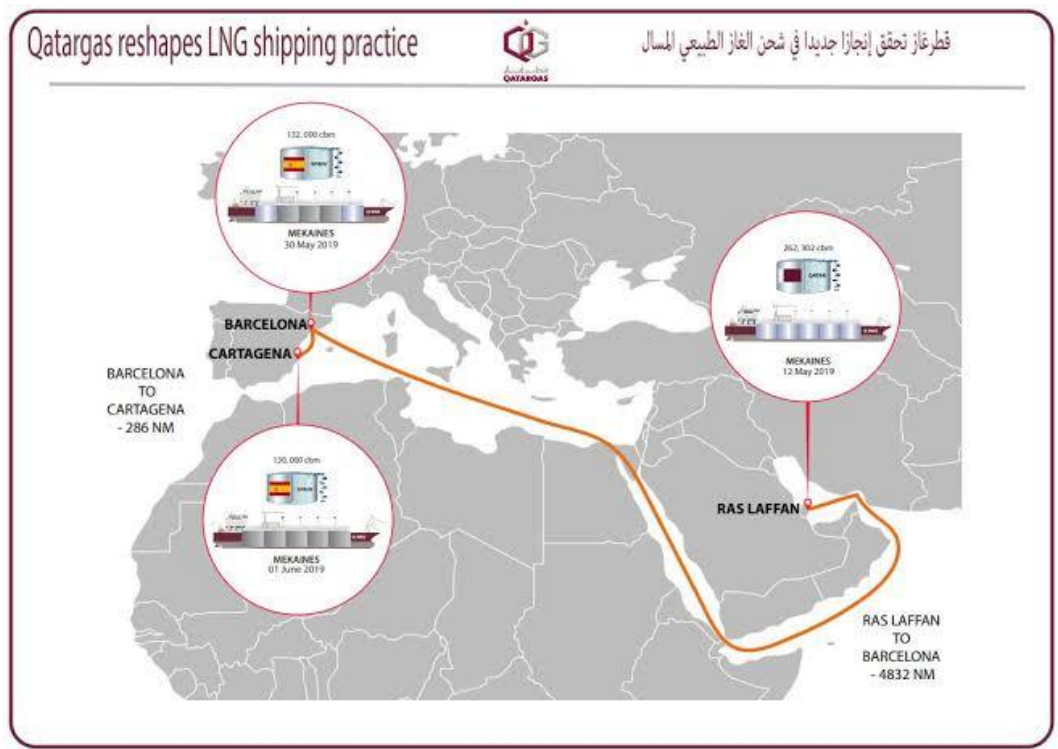
Selain itu kapal LNG juga tidak pernah membawa muatan sampai ke pelabuhan tujuan dengan muatan gas yang utuh 100%. Penyusutan muatan ini timbul karena sifat LNG yang memiliki titik didih yang rendah, sehingga jika terjadi kebocoran panas yang terjadi di tangki ruang muat maka terjadi penyusutan muatan. Penyusutan muatan dalam kapal LNG atau biasa disebut *boil-off gas* dinyatakan dalam presentase muatan yang mampu diangkut per hari (Rogers, The LNG Shipping Forecast Costs Rebounding, Outlook Uncertain, 2018).

Dalam laporan “*Maran Gas Maritime Inc. An update on LNG propulsion and peripheral systems*” kapal LNG juga tidak pernah membongkar seluruh muatannya yang sampai tujuan. Istilah ini biasa disebut dengan *heel* dimana tujuan dari *heel* adalah untuk menjaga tangki ruang muat dari kapal LNG tetap dingin dan menjadi sumber bahan bakar jika ada gas yang menguap, karena kapal LNG jarang berlayar menggunakan bahan bakar minyak saja bahkan ketika dalam kondisi *ballast* sekalipun (Inc., 2016).

Dalam Laporan “*The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain*” dijelaskan bahwa dalam pola operasi kapal LNG memiliki beberapa tahapan yaitu:

1. LNG dimuat kapal di pelabuhan asal atau kilang LNG diisi 98% dari volume tangki kapal, dimana untuk kapal dengan ukuran tangki 160.000 m³ LNG cair dengan asumsi membutuhkan waktu 1 hari;
2. Waktu Pelayaran yang dikenakan tarif hari biaya sewa. Waktu pelayaran adalah jarak antar pelabuhan melalui rute pengiriman yang ditentukan, dengan asumsi pelayaran untuk melayani 1 rute bolak balik (*Roundtrip*).
3. Bongkar muatan kapal di pelabuhan tujuan diasumsikan memakan waktu satu hari. Ketika melakukan pelayaran kembali ke titik asal kapal akan dianggap tidak produktif atau tidak mengangkut apapun, tetapi akan ada muatan LNG yang harus tetap berada di kapal untuk menjaga tangki ruang muat pada suhu operasi dan menyediakan bahan bakar. Muatan LNG yang tetap berada di dalam kapal ini disebut *heel*, dimana besarnya *heel* dinyatakan 4% dari muatan yang mampu diangkut.

Dalam Praktiknya, Kapal LNG umumnya memiliki pola operasi *Port to Port* karena sifatnya *tramper*. Namun ada beberapa kasus Kapal LNG memiliki pola *multiport* yang ditemukan pada armada kapal LNG *Qatargas* dengan ukuran *Q-Flex* (210.000 m³ – 216,000 m³) dan *Q-Max* (266,000 m³). Konsep dari *multiport* pada pola operasi kapal ini sudah diterapkan di beberapa rute dimana salah satu rutenya adalah Ras Laffan – Barcelona – Cartagena seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.5.

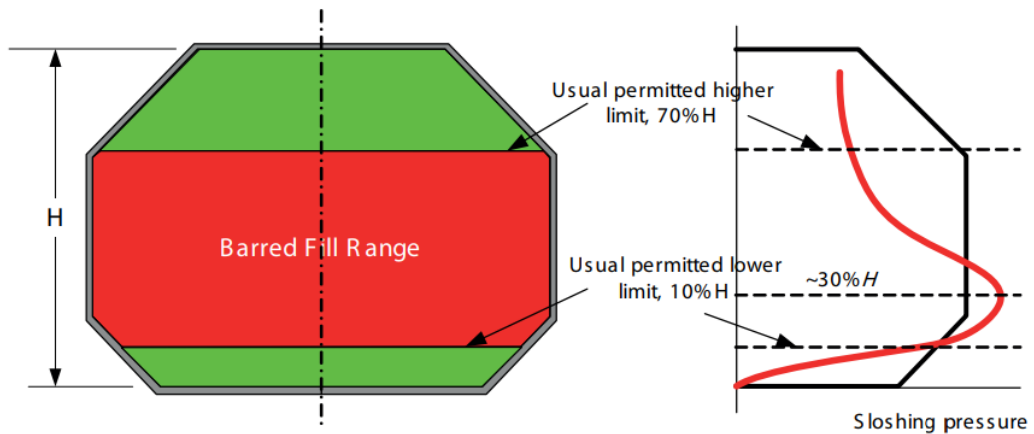


Sumber: (Qatargas, 2019)

Gambar 2.5 Kapal Q – Max (Mekaines) dengan Pola Multiport

Gambar 2.5 menunjukkan pola operasi kapal LNG *Q-Max (Mekaines)* yang melayani rute Ras Laffan – Barcelona – Cartagena dimana kapal memiliki kapasitas 2 kali dari *Small Conventional* (130.000 m^3) dengan membawa muatan sebanyak 262.000 m^3 dimana kapal tersebut akan berlayar dari Ras Laffan ke Barcelona (4.832 NM) dan membongkar muatan di Barcelona sebanyak 132.000 m^3 . Setelah selesai membongkar muatan kapal di Barcelona, kapal akan kembali berlayar dari Barcelona menuju Cartagena (286 NM) dan membongkar muatan di Cartagena sebanyak 130.000 m^3 . Ketika semua muatan kapal berhasil dibongkar maka kapal akan kembali ke Ras Laffan dalam keadaan *Ballast* (Qatargas, 2019).

Walaupun pola operasi *multiport* telah berhasil dilakukan, namun fenomena *Sloshing* pada ruang muat jenis *membrane* dan tetap menjadi masalah utama kapal LNG pada umumnya tidak melakukan pola operasi *multiport*. *Sloshing* dapat diartikan sebagai gerakan bebas dari fluida cair di dalam sebuah wadah. Masalah *sloshing* menjadi fenomena penting dalam sebuah analisis gerakan fluida, karena dapat menyebabkan kerusakan pada struktur dalam tangki seperti deformasi struktur ruang muat. Untuk mengurangi dampak dari *sloshing*, tangki ruang muat kapal LNG biasanya tidak diisi dalam rentang pengisian menengah (*Intermediate Filling Range*) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.6.



Sumber : (Maillard & White, 2010)

Gambar 2.6 Rentang pengisian yang dilarang dan variasi ketinggian pengisian

Gambar 2.6. menunjukkan rentang pengisian yang diperbolehkan di kapal LNG dengan jenis ruang muat *Membrane* adalah di atas 70% dan di bawah 10% dari kapasitas ruang muat kapal. Rentang pengisian tersebut tidak mengganggu pola operasi kapal karena kebanyakan kapal LNG beroperasi dengan muatan yang biasanya hampir penuh pada saat muatan membawa muatan ke Pelabuhan Tujuan dan muatan yang hampir kosong dalam perjalanan ke Pelabuhan Asal. Pada umumnya Kapal LNG dengan jenis ruang muat *Membrane* memiliki empat atau lima ruang muat sehingga para awak kapal dapat mendistribusikan hampir semua jumlah muatan di antara ruang muat tersebut supaya tinggi muatan di ruang muat dapat menghindari rentang pengisian menengah (*Intermediate Filling Range*).

2.5 Terminal Regasifikasi LNG

Terminal Regasifikasi LNG adalah terminal yang digunakan untuk menerima dan menyimpan muatan LNG dari Kapal LNG yang dilengkapi dengan fasilitas untuk bongkar muatan, regasifikasi, penyimpanan, dan pengukuran yang disediakan di terminal. Gas alam yang diangkut dalam keadaan cair menggunakan Kapal LNG akan diubah menjadi gas (regasifikasi) setelah dibongkar dari kapal dan kemudian didistribusikan ke seluruh jaringan.

Aktivitas di terminal LNG dapat dibagi menjadi empat tahap utama yaitu:

2.5.1 Transfer Muatan LNG dari Kapal

LNG Loading Arm biasanya digunakan untuk mentransfer LNG dari kapal ke tangki penyimpanan di terminal ketika Kapal ditambatkan di dermaga atau jetty dan LNG

dibongkar menggunakan pompa kapal dari ruang muat lalu diteruskan ke *LNG Unloading Arm* yang terletak di dermaga.

2.5.2 Penyimpanan LNG

Muatan LNG yang dipompa akan melewati Jalur Pipa Bongkar (*Unloading Lines*) yang menyatukan *Loading Arm* ke tangki dan disimpan di dalam tangki pada suhu -160 C. Struktur dari Dinding bagian luar tangki terbuat dari beton atau baja bertulang supaya mendapatkan insulasi yang baik.

Meskipun menggunakan insulasi yang baik, *boil off gas* akan tetap terjadi karena kebocoran panas yang rendah dapat masuk ke dalam tangki, Sehingga Sistem Pencairan (*Reliquefaction*) perlu digunakan untuk mengumpulkan gas ini dan mengubahnya lagi kembali ke LNG. Sistem Pencairan ini akan mencegah keluarnya LNG dari tangki penyimpanan.

2.5.3 Proses Regasifikasi

Regasifikasi adalah proses mengubah gas LNG dari keadaan cair ke gas. Proses regasifikasi melibatkan peningkatan suhu LNG menggunakan air laut. Gas LNG dilewatkan melalui penukar panas menggunakan air laut. Beberapa terminal LNG juga menggunakan gas buang turbin dari sistem pemulihan energinya. LNG kemudian diubah menjadi gas dengan memanaskan pada suhu lebih dari 0 derajat Celcius. (Raunek, 2019).

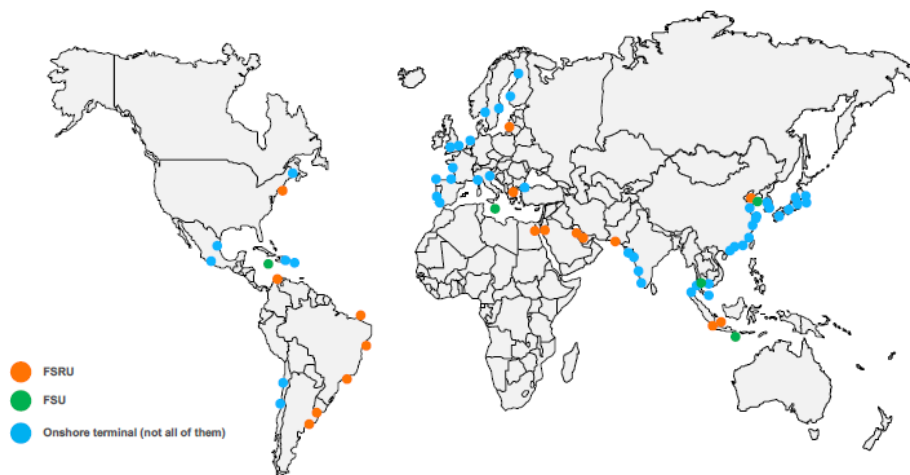
2.6 Bentuk Konsep Terminal Penerima LNG

Secara umum, Terminal LNG Darat (*Onshore LNG Terminal*) adalah terminal yang memiliki banyak fungsi, karena terminal berbasis darat memiliki berbagai fasilitas penanganan LNG yang lebih banyak. Fungsi-fungsi tersebut dapat dibagi menjadi beberapa bagian yaitu untuk memuat ulang (*Reloading*) ke *LNG Feeder*, *bunkering* kapal dan pemuatan pada truk LNG, dimana beberapa fungsi tersebut sangat penting di pasar dengan infrastruktur tertentu.

Selain Terminal LNG Darat, *Floating storage and regasification unit* (FSRU) juga dikenal sebagai konsep terminal LNG dimana konsep ini dikembangkan pada tahun 2005 yang didorong oleh kebutuhan akan solusi penyimpanan dan regasifikasi LNG dengan waktu konstruksi yang lebih cepat. FSRU pertama bukanlah FSRU yang dibangun baru tetapi konversi dari Kapal LNG (*LNG Carrier*) yang dilakukan di galangan kapal. Konsep FSRU sudah banyak dikembangkan di beberapa terminal. Proyek FSRU pertama memiliki waktu operasi yang lebih singkat dibandingkan dengan terminal darat

dibandingkan dengan Terminal LNG Darat yang dibangun untuk operasi jangka panjang (Kallio, 2018).

Konsep yang paling umum untuk Terminal LNG FSRU adalah FSRU yang tambat di dermaga (karena lebih dari 60% FSRU diseluruh dunia memiliki dermaga dan trestle). FSRU yang tambat di dermaga merupakan FSRU konvensional dan merupakan Konsep FSRU yang biasa disebut ketika dibandingkan dengan Terminal LNG Darat. Ada juga konsep yang menggunakan jenis lain dengan menggunakan teknologi tambat (*STL Buoy* dan *Tower Yoke Mooring System*), Namun konsep tersebut adalah konsep dengan sistem yang lebih mahal untuk digunakan dimana struktur dermaga konvensional tidak dapat digunakan dan tidak dapat dibangun. Banyak FSRU yang beroperasi saat ini memiliki alasan yang baik untuk dikembangkan berdasarkan lokasi, jadwal, keselamatan atau kendala lingkungan. Faktor-faktor tersebut yang menjadi faktor penentu untuk pemilihan FSRU dibandingkan terminal LNG berbasis darat (Kallio, 2018).



Sumber : (Kallio, 2018)

Gambar 2.7 Persebaran Terminal Penerima LNG

Untuk Terminal yang menggunakan konsep FSRU, sistem tambatan yang paling populer digunakan di dunia saat ini adalah konsep dermaga. Namun sistem *turret* (OLT Toscana, Italia) dan *Tower Yoke Mooring System* (FSRU Lampung, Indonesia) telah digunakan sebagai tambatan di lokasi-lokasi dimana FSRU berada di laut lepas. Jenis-jenis dari sistem tambatan dari FSRU yang telah digunakan dirangkum pada Tabel 2.2.

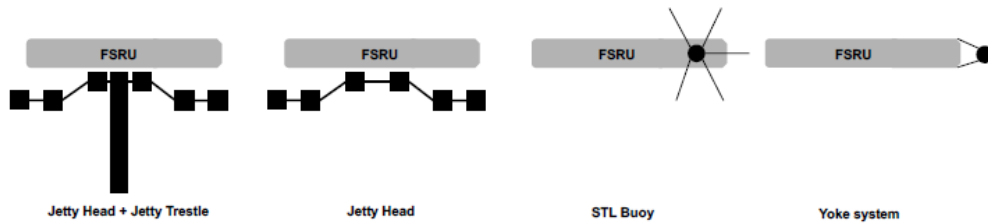
Tabel 2.2 Macam-macam Sistem penambatan FSRU

Jenis Penambatan	Variasi	Pelindung dari Angin dan Ombak	Kedalaman
<i>Jetty</i>	<i>Finger Jetty</i>	<i>Breakwater</i>	< 20 m
	<i>Island Jetty</i>	<i>Breakwater</i>	< 20 m

Tabel 2.2 Macam-macam Sistem penambatan FSRU

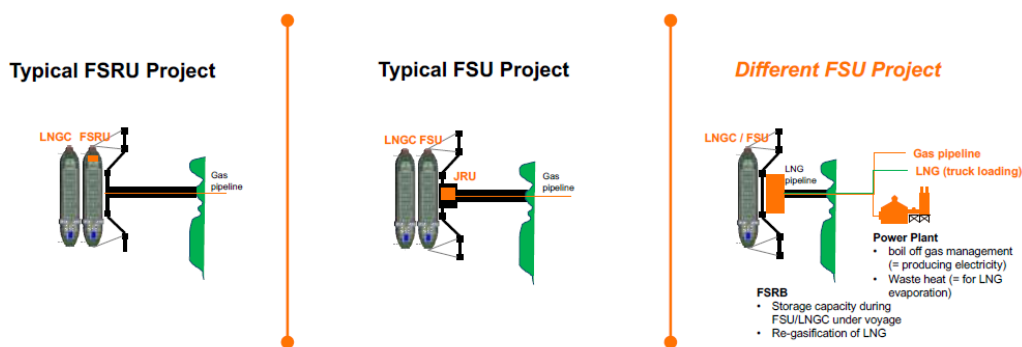
Jenis Penambatan	Variasi	Pelindung dari Angin dan Ombak	Kedalaman
<i>Tower Yoke</i>		<i>Weathervaning</i>	20 - 50 m
<i>Turret</i>	<i>External</i>	<i>Weathervaning</i>	> 50 m
	<i>Internal</i>	<i>Weathervaning</i>	> 50 m
<i>Spread Mooring</i>		Tidak Memungkinkan	Laut Dalam

Sumber : (Limited, 2017)



Sumber : (Kallio, 2018)

Gambar 2.8 Konsep Terminal LNG FSRU Berdasarkan Tambatannya



Sumber : (Kallio, 2018)

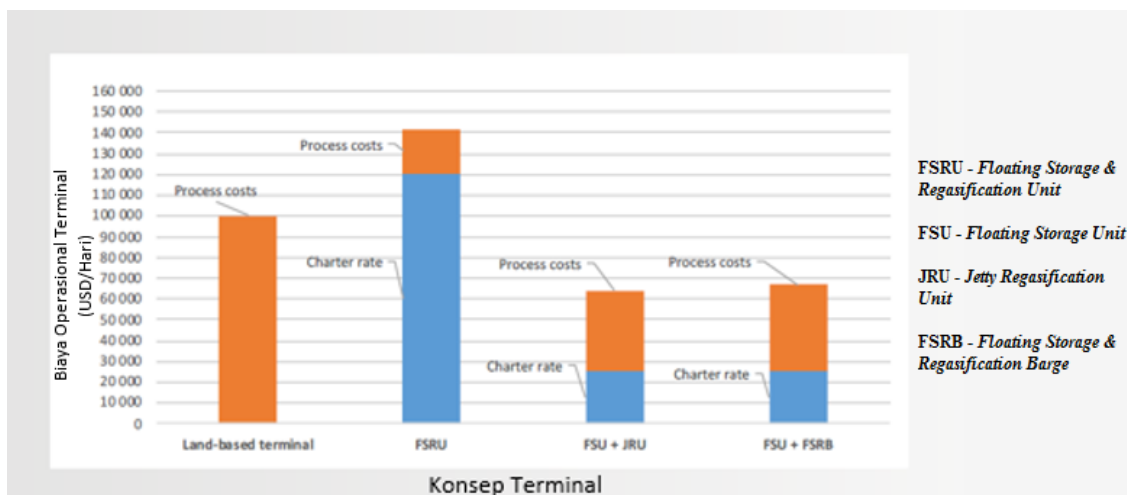
Gambar 2.9 Konsep Terminal FSRU Berdasarkan Letak Fasilitas Regasifikasi

Untuk mendukung solusi pembangunan terminal yang akan dibangun dari beberapa pilihan terminal LNG, maka diperlukan analisis kelayakan diantara Terminal LNG Darat, dan FSRU. Pembiayaan pada pemilihan terminal LNG seperti FSRU dan Terminal LNG darat adalah perbandingan pengeluaran biaya modal dan operasional dimana perbedaan besar dari dua konsep terminal tersebut adalah biaya *charter* pada FSRU akan menjadi komponen biaya operasional. Pada bulan Maret 2018, tarif *charter* untuk FSRU berkisar pada USD 80.000–120.000 per hari tergantung dari periode waktu *charter*, lokasi, dan ukuran. Biaya *Charter* menjadi sebesar USD 29.2–47.5 Juta jika dikeluarkan dalam 1 tahun. Biaya untuk *charter* ini meliputi Biaya Pembangunan FSRU, asuransi, kru, dan pemeliharaan, dan biaya regasifikasi. Bergantung pada teknologi

regasifikasi (air laut atau sistem uap) dan kapasitas, maka perlu menambah biaya USD 15.000–25.000 per hari untuk sistem regasifikasi dengan pengiriman 300-500 MMSCFD (Kallio, 2018).

Dalam beberapa tahun terakhir, terdapat konsep terminal lain yang mirip dengan FSRU yaitu *Floating Storage Unit* (FSU). Konsep terminal ini telah digunakan di beberapa Terminal. FSU hanya dilengkapi fasilitas untuk penyimpanan. Sistem regasifikasi dapat dipasang di dermaga, di *Floating Regasification Unit* (FRU) yang terpisah dari FSU atau di lokasi darat. Kapal LNG (*LNG Carrier*) yang *laid up* dan tersedia di pasar dapat digunakan sebagai FSU. *LNG Carrier* konvensional pada bulan Maret 2018 memiliki tarif sewa USD 25.000-40.000 per hari (Kallio, 2018).

Ketika membangun terminal LNG darat, perusahaan tidak perlu mengeluarkan biaya *charter* untuk penyimpanan dan regasifikasi, karena biaya pada konsep Terminal LNG Darat secara keseluruhan merupakan bagian dari biaya modal terminal. Biaya proyek EPC tentu saja tergantung pada banyak variabel seperti kapasitas pengiriman muatan dan ukuran penyimpanan hingga lokasi pemabngunan. Dengan asumsi lokasi yang mewakili sebagian besar FSRU yang sandar di dermaga, maka dapat dibandingkan biaya modal dan operasional dari terminal LNG terapung (FSRU) dengan terminal LNG darat sesuai dalam Gambar 2.4 (Kallio, 2018).



Sumber : (Kallio, 2018)

Gambar 2.10 Grafik Perbandingan Biaya Operasional Terminal LNG

2.7 Biaya Transportasi Laut

Transportasi Laut tidak memiliki standard klasifikasi biaya yang dapat diterima secara internasional, sehingga digunakan pendekatan untuk mengklasifikasikannya. Biaya untuk mengoperasikan kapal sendiri tergantung dari tiga faktor. Biaya yang

Pertama adalah kapal menetapkan komponen biaya melalui konsumsi bahan bakar, jumlah awak yang diperlukan untuk mengoperasikannya, dan kondisi fisiknya yang menentukan persyaratan untuk perbaikan dan pemeliharaan. Kedua adalah inflasi terhadap harga barang yang dibeli, terutama bahan bakar minyak, perbekalan, gaji awak kapal, dan biaya perbaikan kapal dimana semua harga barang mengikuti tren ekonomi di luar kendali pemilik kapal. Ketiga adalah biaya yang bergantung pada seberapa efisien pemilik mengelola perusahaan seperti biaya administrasi dan efisiensi operasional. Dari penjelasan yang telah dipaparkan, maka biaya pelayaran dapat dibagi menjadi 2 (dua), yaitu komponen yang digunakan untuk pembiayaan (financing) dan pemeliharaan kapal serta biaya operasional kapal (Stopford, 2009).

Secara umum biaya tersebut meliputi biaya modal (*capital cost*), biaya operasional (*operational cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*) dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*). Biaya-biaya ini perlu diklasifikasikan dan dihitung agar dapat memperkirakan tingkat kebutuhan pembiayaan kapal desalinasi air laut untuk kurun waktu tertentu (umur ekonomis kapal tersebut). Sehingga, total biaya dapat dirumuskan dalam Persamaan 2.3.

$$TC = CC + OC + VC + CHC \quad 2.3$$

Keterangan:

TC : Total Cost

CC : Capital Cost

OC : Operational Cost

VC : Voyage Cost

CHC : Cargo Handling Cost

Beberapa kasus perencanaan transportasi menggunakan kapal sewa, biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*). Sehingga, total biaya menjadi dapat dirangkum sesuai dengan Persamaan 2.4 :

$$TC = TCH + VC + CHC \quad 2.4$$

Keterangan:

TC : Total Cost

TCH : Time Charter Hire

VC : Voyage Cost

CHC : Cargo Handling Cost

2.7.1 **Biaya Sewa Kapal (*Charter Hire*)**

Secara umum terdapat tiga skema dalam menyewa kapal, antara lain *voyage charter*, *time charter*, dan *bare boat charter*. Pemilihan skema sewa tergantung jenis kapal serta perjanjian antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*).

Voyage charter adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*) atas dasar trayek angkutan atau jumlah kapal melakukan perjalanan. Pada *voyage charter*, pemilik kapal menyediakan transportasi untuk kargo dari sebagian atau seluruh ruang muat kapal dari Pelabuhan Asal ke Pelabuhan Tujuan dengan harga tetap per satuan muatan. Dalam skema ini, umumnya pemilik kapal menanggung seluruh biaya kecuali mungkin biaya bongkar muat, dan pemilik kapal juga bertanggung jawab untuk mengelola jalannya kapal serta pelaksanaan pelayaran.

Time charter adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*) dalam jangka waktu tertentu. Biaya sewa biasanya berupa harga sewa kapal per hari ataupun per bulan. Dalam skema ini, penyewa (*charterer*) menanggung biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, bongkar muat dan biaya lainnya yang terkait dengan muatan. Sedangkan pemilik (*ship owner*) tetap menanggung resiko operasional.

Bareboat charter adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dan penyewa (*charterer*) dimana pemilik kapal menyerahkan kapal dalam kondisi kosong. Pada dasarnya pemilik kapal hanya membiayai kapal dan kemudian menerima uang sewa dari penyewa untuk menutupi biaya. Semua biaya operasional, biaya pelayaran, dan biaya yang terkait muatan ditanggung oleh penyewa.

Biaya sewa kapal untuk perhitungan menggunakan skema *time charter* dimana yang diketahui adalah besarnya biaya sewa kapal per hari. Dengan demikian dalam menghitung biaya transportasi mengabaikan biaya operasional karena biaya operasional ditanggung oleh pemilik kapal.

2.7.2 **Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)**

Biaya pelayaran adalah biaya-biaya variabel yang dikeluarkan kapal untuk kebutuhan selama pelayaran. Komponen biaya pelayaran adalah bahan bakar untuk mesin induk dan mesin bantu, biaya pelabuhan, biaya pandu dan tunda. Rumus untuk biaya pelayaran adalah:

$$VC = FC + PC$$

2.5

Keterangan :

VC : Voyage Cost

PC : Port Cost

FC : Fuel Cost

1. *Port Cost*

Pada saat kapal dipelabuhan, biaya-biaya yang dikeluarkan meliputi *port dues* dan *service charges*. *Port dues* adalah biaya yang dikenakan atas penggunaan fasilitas pelabuhan seperti dermaga, tambatan, kolam pelabuhan, dan infrastruktur lainnya yang besarnya tergantung volume dan berat muatan, dan GT kapal. *Service charge* meliputi jasa yang dipakai kapal selama di pelabuhan, yaitu jasa pandu dan tunda, jasa labuh, dan jasa tambat.

2. *Fuel Cost*

Konsumsi bahan bakar kapal tergantung dari beberapa variabel seperti ukuran, bentuk dan kondisi lambung, pelayaran bermuatan atau ballast, kecepatan, cuaca, jenis dan kapasitas mesin induk dan motor bantu, jenis dan kualitas bahan bakar. Biaya bahan bakar tergantung pada konsumsi harian bahan bakar selama berlayar di laut dan di pelabuhan dan harga bahan bakar. Terdapat tiga jenis bahan bakar yang dipakai, yaitu HSD, MDO, dan MFO.

2.8 Fasilitas Laut Pelabuhan

Alur pelayaran digunakan untuk mengarahkan kapal yang keluar masuk pelabuhan. Penentuan dimensi (lebar dan kedalaman) alur pelayaran dipengaruhi oleh:

- Karakteristik maksimum kapal yang akan menggunakan pelabuhan
- Mode operasional alur pelayaran satu arah/dua arah
- Kondisi bathimetri, pasang surut, angin dan gelombang yang terjadi
- Kemudahan bagi navigasi untuk melakukan gerakan *maneuver*

Panjang alur masuk dihitung mulai dari posisi kapal mengurangi kecepatan sampai memasuki *turning basin area* (*stopping distance*, *Sd*). Menurut rekomendasi PIANC, panjang alur minimal untuk kondisi kapal ± 10.000 DWT dengan kecepatan maksimum 5 knots, adalah $1 \times$ Loa kapal, dengan Loa digunakan dari kapal rencana terbesar. Panjang alur ini akan digunakan juga sebagai panjang minimal dari ujung mulut

breakwater hingga *turning basin area*. Belum ada persamaan baku yang digunakan untuk menghitung lebar alur tetapi telah ditetapkan berdasarkan lebar kapal dan faktor – faktor yang ada. Jika kapal bersimpangan maka lebar alur yang digunakan minimal adalah 3 – 4 lebar kapal. Penentuan lebar alur dipengaruhi beberapa faktor :

- Lebar, kecepatan dan gerakan kapal
- Lalu lintas kapal dan kedalaman alur
- Angin, gelombang dan arus.

Kolam putar (*turning basin*) dibutuhkan sebagai area untuk manuver kapal sebelum dan sesudah bertambat. Kawasan kolam ini merupakan tempat kapal melakukan gerakan memutar untuk berganti haluan. Area ini harus di desain sedemikian rupa sehingga memberikan ruang yang cukup luas dan nyaman. Dasar pertimbangan perancangan kolam putar:

1. Perairan harus cukup tenang
2. Lebar dan kedalaman perairankolam disesuaikan dengan fungsi dan kebutuhan kapal yang menggunakannya.
3. Kemudahan gerak (manuver) kapal.

Ukuran kolam putar pelabuhan menurut *Design and Construction of Port and Marine Structure*, Alonzo Def. Quinn, 1972, hal 91 sebagai berikut:

- Ukuran diameter *turning basin* optimum untuk melakukan manuver berputar yang mudah adalah $4 \times \text{Loa}$.
- Ukuran diameter *turning basin* menengah adalah $2 \times \text{Loa}$, manuver kapal saat berputar lebih sulit dan membutuhkan waktu yang lebih lama.
- Ukuran diameter *turning basin* kecil adalah $< 2 \times \text{Loa}$, untuk *turning basin* tipe ini, manuver kapal akan dibantu dengan jangkar dan *tugboat*/kapal pandu.

Ukuran diameter *turning basin* minimum adalah $1,2 \times \text{Loa}$, *maneuver* kapal harus dibantu dengan *tugboat*, jangkar dan *dolphin*. Kapal ini harus memiliki titik-titik yang pasti sebagai pola pergerakannya saat berputar.

2.9 Estimasi Ukuran Utama FSRU

Struktur lambung dan ruang muat FSRU memiliki karakteristik yang sama dengan kapal LNG, dimana FSRU dibangun menggunakan struktur *double hull* dengan menggunakan tangki ruang muat *Membrane* atau *Moss*, permesinan, fasilitas regasifikasi (*Vaporizer*) beserta perlengkapan dan perlatannya. Kesamaan karakteristik tersebut dapat

digunakan untuk megestimasi ukuran utama FSRU yang akan dirancang. *Ship particular* dapat diestimasi berdasarkan (Chądzyński, 2010) dimana analisis statistik telah dilakukan pada 30 kapal LNG dengan tangki ruang muat jenis *membrane*. Tangki ruang muat *membrane* lebih banyak dipilih untuk membuat FSRU baru dibandingkan dengan tangki ruang muat *Moss* (Rogers, The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), 2017).

$$KM_k = V_{lad} \times 98\% \quad 2.6$$

$$LBH = 13\,198.0 + 2.4024 \times V_{lad} - 0.00000246282 \times V_{lad}^2 \quad 2.7$$

$$L_{PP} = 1.10559 \times LBH \times 0,435202 \quad 2.8$$

$$L_{wl} = 1.04 \times L_{PP} \quad 2.9$$

$$B = \exp(2.80593 + 0.00358018 \times L_{PP}) \quad 2.10$$

$$H = \frac{LBH}{L_{PP} \times B} \quad 2.11$$

$$LoA = 4.1462 + 1.02923 \times L_{PP} \quad 2.12$$

$$DWT_{scant} = 1897.3 + 0.469058 \times V_{lad} \quad 2.13$$

$$T_{scant} = 2.7093 + 0.038 \times L_{PP} + 0.000027 \times DWT_{scant} - 0.000021 \times V_{lad} \quad 2.14$$

$$C_{Bsc} = -0.178786 + 0.0819312 \times \ln(DWT_{scant}) \quad 2.15$$

$$LWT = 6265.82 + 0.165979 \times V_{lad} \quad 2.16$$

$$\Delta = L_{wl} \times B \times T \times C_B \times 1.025 \quad 2.17$$

$$GT = 0,3 \times L_{PP} \times B \times H \quad 2.18$$

$$GT' = GT_{MV} + GT \quad 2.19$$

$$D' = DWT + LWT + W_{RV} \quad 2.20$$

$$T'_{scant} = \frac{D'}{L_{wl} \times B \times C_B \times 1.025} \quad 2.21$$

$$V_S = 1,265 \times \ln(V_{lad}) + 4,1835 \quad 2.22$$

$$N_w = (1,34571 + 0,00003091 \cdot DWT) \cdot V_S \text{ [kW]} \quad 2.23$$

$$N_{el} = -1126 + 0,4401 \cdot N_w \text{ [kW]} \quad 2.24$$

$$D_{kmax} = -1010 + 0,4761 \cdot N_w \text{ [kg/jam]}, \quad 2.25$$

Keterangan:

KM_k = Kapasitas Muat FSRU [m³]

V_{lad} = Volume tangki [m³]

LBH = Volume Prisma Kapal [m³]

L_{PP} = Panjang per Pendicular [m]

L_{wl} = Panjang Garis Air [m]

B = Lebar [m]

H = Tinggi Geladak [m]

LoA = Panjang Keseluruhan Kapal [m]

DWT_{scant} = Bobot Mati Kapal Scantling [Ton]

T_{scant} = Sarat Kapal Scantling [m]

C_{Bsc} = Koefisien Blok pada Sarat Scantling

LWT = Berat Kapal Kosong [Ton]

Δ = Displacement Kapal [Ton]

GT = Tonase Kotor FSRU

GT' = Tonase Kotor FSRU dengan fasilitas regasifikasi

D' = Displacement Baru Kapal [Ton]

T'_{scant} = Sarat Baru Kapal [m]

V_S = Kecepatan Kapal [Knot]

N_w = Daya Mesin Induk [kW]

N_{el} = Daya Mesin bantu [kW]

D_{kmax} = Kapasitas Boiler [kg/jam]

Sumber : (Chądzyński, 2010)

2.10 Kebutuhan *Tower Yoke Mooring System*

Tower Yoke Mooring System adalah salah satu jenis struktur tambatan yang digunakan untuk menambatkan FSRU secara permanen di air dangkal. Sistem tambatan satu titik ini terdapat "soft yoke" yang digunakan untuk menambatkan kapal langsung ke *tower platform* yang memungkinkan untuk *weathervaning*. *Tower Yoke Mooring System* dapat dipasang di haluan atau buritan FSRU yang dikonversi atau FSRU yang baru dibangun. (Quirijns, 2015).

Dimensi dari *Tower Yoke Mooring System* dapat diestimasi dengan menggunakan persamaan

$$L_Y = 0,5 \times B_k \quad 2.26$$

$$B_Y = 0,5 \times B_k \quad 2.27$$

$$T_Y = 1 \text{ m} \quad 2.28$$

$$V_Y = L_Y \times B_Y \times T_Y \quad 2.29$$

$$W_Y = V_Y \times \rho \quad 2.30$$

Keterangan:

L_Y = Panjang Yoke (m)

B_Y = Lebar Yoke (m)

T_Y = Tebal Yoke (m)

V_Y = Volume Yoke (m³)

W_Y = Berat Yoke (Ton)

Sumber : (Quirijns, 2015)\

2.11 Kebutuhan Dermaga

Ada dua metode untuk menentukan panjang dermaga dapat ditentukan berdasarkan panjang kapal terbesar dan panjang rata-rata kapal yang dihitung berdasarkan jumlah tambatan dengan persamaan 2.31.

$$L_{DD\ est} = \begin{cases} (LoA_i + 15 \times 2), & n = 1 \\ 1,1 \times n \times (\overline{LoA}_i + 15) + 15, & n > 1 \end{cases} \quad 2.31$$

Keterangan:

$L_{DD\ est}$ = Panjang Dermaga yang dibutuhkan (m)

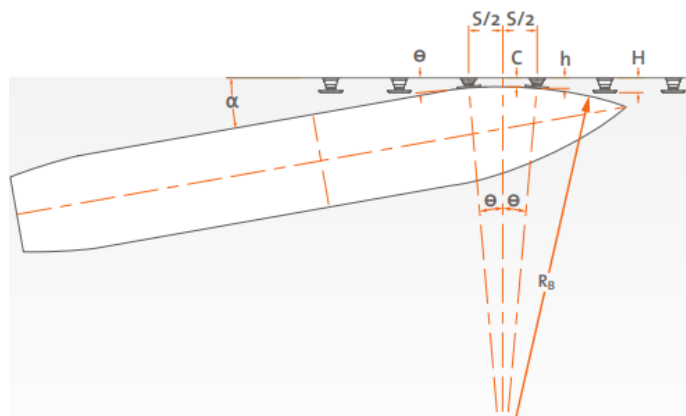
LoA_i = Panjang Kapal i (m)

n = jumlah tambatan

Sumber : (Ligteringen & Velsink, 2012)

2.12 Estimasi Jarak Rubber Fender

Pada umumnya, kapal memiliki kurvatur yang sangat kecil di sekitar daerah yang mengalami kontak dengan fender sehingga tidak perlu diperhitungkan dalam desain. Tetapi jika kapal memiliki kurvatur seperti terlihat pada Gambar 2.11 maka sangat perlu untuk menentukan jarak antar fender yang memadai supaya kapal tidak menumbuk dermaga .



(Team, 2017)

Gambar 2.11 Bentuk Kurvatur Kapal pada Arah Horizontal

Jarak antar fender yang memadai supaya kapal tidak menumbuk dermaga, dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan

$$S = 2 \sqrt{RB^2 - (RB - h + C)^2} \quad 2.32$$

$$RB = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{B}{2} \right) + \left(\frac{LOA^2}{8B} \right) \right] \quad 2.33$$

Keterangan :

S = Jarak antar fender (m)

RB = Jari-jari kurvatur kapal (m)

h = Tinggi fender ketika terkompresi (m) pada umumnya 1,5 m

C = Jarak aman kapal ke dermaga (m) pada umumnya 2 m

Sumber : (Team, 2017)

2.13 Perbandingan Penelitian Sebelumnya

Dalam penyusunan tugas akhir ini penulis juga meninjau dari penelitian sebelumnya, agar dalam proses pengerjaan dapat dilakukan dengan sempurna diantara penelitian yang sebelumnya adalah sebagai berikut :

Tabel 2.3 Perbandingan Penelitian Sebelumnya

Keterangan	(Giranza & Bergmann, 2018)	(Partners, 2009)	(Williams & Winter, 2018)	Alvarez Fero
Studi Kasus	Sorong, Indonesia	Lebanon	Klaipeda, Lithuania	Celukan Bawang, Indonesia
Pendekatan	IRR	Biaya satuan terendah	Biaya modal terendah	Biaya satuan dan desain konseptual terminal
Alat angkut	-	Kapal LNG (125.000 m ³), dan LNG RV (150.900 m ³)	-	Kapal LNG <i>Small Scale – Large Conventional</i>
Konsep Terminal	FSRU, dan Terminal LNG darat	FSRU, Terminal LNG darat, dan STL Buoy	FSRU, Terminal LNG darat, FSU	FSRU, dan Terminal LNG darat,
Investasi Terminal	\$ 58.59 Juta-	\$ 100 juta	€121 – 160 juta	
Biaya Satuan	\$10.60/MMBTU	\$0.75/MMBTU	-	
Asal/Tujuan	Bontang - Sorong	Ras Laffan - Lebanon	-	Bontang – Celukan Bawang

Tabel 2.3 Perbandingan Penelitian Sebelumnya

Keterangan	(Giranza & Bergmann, 2018)	(Partners, 2009)	(Williams & Winter, 2018)	Alvarez Fero
Kondisi Pelabuhan	Belum ada dermaga, infrastruktur belum ada	Belum ada dermaga, infrastruktur belum ada	Belum ada dermaga, infrastruktur belum ada	Ada dermaga
Hasil	Konsep Terminal FSRU	FSRU berkapasitas 145.000 m ³ dengan kapal LNG berkapasitas 125.000 m ³	Konsep Terminal FSRU -	

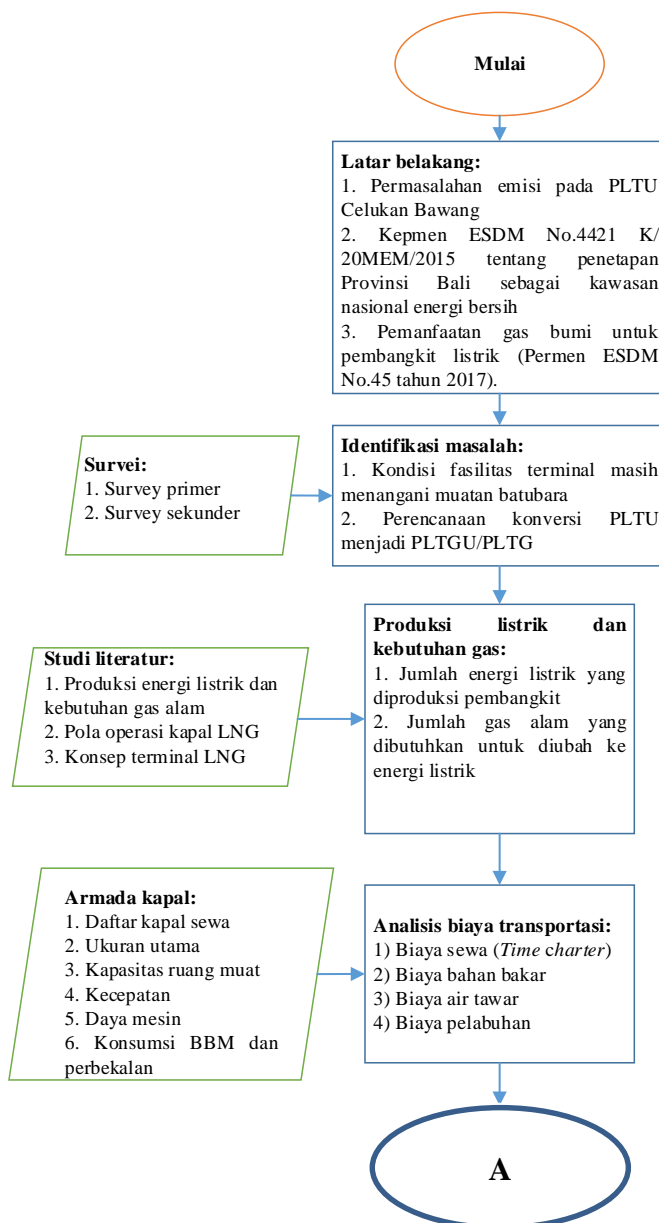
BAB 3

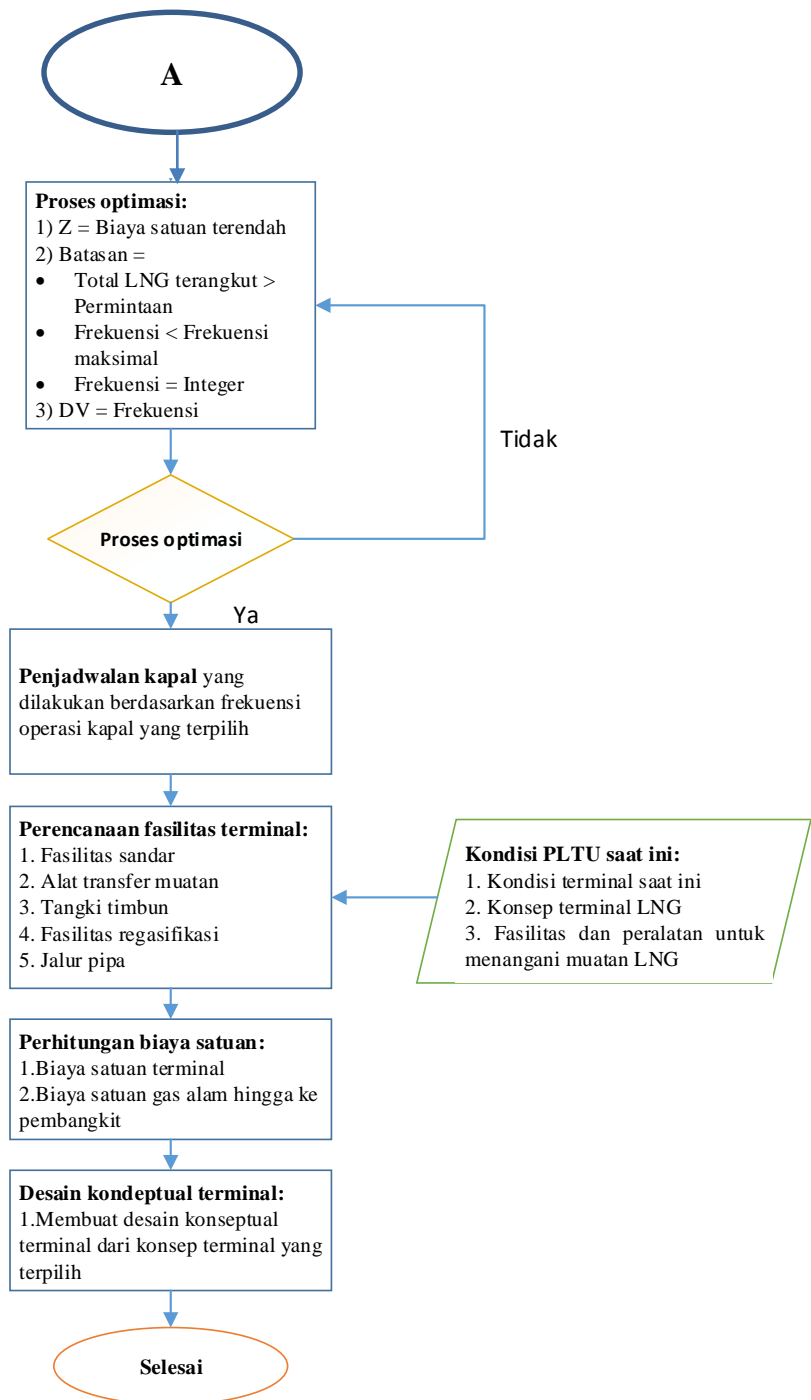
METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini menjelaskan proses penelitian secara keseluruhan untuk menjawab tujuan dari penelitian ini yang dilakukan supaya transportasi dan terminal LNG yang akan dirancang dapat memasok kebutuhan gas alam ke pembangkit listrik.

3.1 Diagram Alir

Penelitian ini diawali dengan melakukan pengamatan pada kondisi saat ini melalui survey primer dan sekunder. Kemudian dilakukan analisis untuk menemukan biaya satuan transportasi dan terminal LNG yang paling rendah sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No. 45/2017, sesuai dengan





Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Tahap Pengerjaan

Prosedur dalam pengerjaan Tugas Akhir ini dilakukan dengan beberapa tahapan yang sesuai dengan diagram alir diatas, yaitu:

1. Tahap Identifikasi Permasalahan

Pada tahap ini dilakukan identifikasi mengenai permasalahan dari tugas akhir ini. Permasalahan yang timbul adalah permasalahan emisi gas buang batubara yang dihasilkan oleh PLTU Celukan Bawang. Sampai saat ini pemerintah mengharuskan PLTU Celukan Bawang untuk mengkonversi bahan bakarnya menjadi gas alam.

2. Tahap Identifikasi Kondisi Terminal Saat ini

Identifikasi Kondisi Terminal saat ini dilakukan untuk mengetahui fasilitas-fasilitas yang ada di Terminal Khusus PLTU Celukan Bawang. Fasilitas-fasilitas yang perlu diketahui untuk menunjang dalam analisis penelitian ini adalah, fasilitas laut, fasilitas sandar, fasilitas bongkar muatan, dan fasilitas penyimpanan muatan.

3. Tahap Identifikasi Kapasitas Pembangkit

Tahap ini dilakukan untuk mengidentifikasi kapasitas PLTU Celukan Bawang. PLTU Celukan saat ini beroperasi dengan kapasitas 3 x 142 MW. Namun, PLTU Celukan Bawang akan melakukan pembangunan tahap dua dengan kapasitas tambahan 2 x 330 MW.

4. Tahap Identifikasi Kebutuhan Gas Alam.

Setelah dilakukan identifikasi kapasitas pembangkit listrik, maka tahap selanjutnya adalah melakukan identifikasi kebutuhan gas alam. Kebutuhan gas alam dari pembangkit listrik dihitung dari energi listrik yang dihasilkan dari kapasitas pembangkit saat ini dengan kapasitas tambahan.

5. Tahap Identifikasi Pelabuhan Asal (Kilang Pemasok LNG)

Pada tahap ini dilakukan identifikasi pelabuhan asal yang dapat memasok LNG ke PLTU Celukan Bawang. Identifikasi pelabuhan asal yang akan memasok LNG akan meliputi ketersediaan produksi LNG, fasilitas sandar, fasilitas muat, kedalaman pelabuhan, Tarif Pelabuhan Asal, dan Jarak ke Pelabuhan Tujuan.

6. Tahap Pengumpulan Data Armada Kapal LNG

Pengumpulan data armada kapal LNG dilakukan dimana kapal LNG yang akan digunakan untuk memasok LNG dari Pelabuhan Asal ke Pembangkit Listrik di Celukan Bawang adalah kapal dengan ukuran *Small-Scale* (7.500 m³) hingga *Large-Conventional* (176.300 m³).

7. Tahap Perhitungan Biaya Transportasi LNG

Perhitungan Biaya Transportasi LNG untuk setiap kapal LNG yang telah dikumpulkan dilakukan berdasarkan komponen biaya yang meliputi Biaya Sewa

(*Time Charter Hire*) Kapal, Biaya Pelayaran (Biaya Bahan Bakar, Biaya Air Tawar, Biaya Pelabuhan), dan Biaya Peluang LNG hilang ketika kapal berlayar.

8. Tahap Optimasi Pemilihan Armada Kapal

Proses optimasi dilakukan untuk mencari kapal yang paling optimal untuk memasok LNG ke Celukan Bawang dengan biaya satuan pengiriman LNG terendah. Dalam Proses optimasi, keputusan kapal akan disewa atau tidak tergantung dari frekuensi operasi yang terpilih berdasarkan tool *solver*

9. Tahap Penjadwalan

Tahap Penjadwalan pada kapal yang terpilih saat proses optimasi adalah untuk mengetahui jumlah persediaan LNG yang akan disimpan di Pelabuhan Tujuan. Jumlah LNG di pelabuhan tujuan perlu diatur hingga sekecil mungkin supaya biaya modal terhadap tangki timbun tidak terlalu tinggi.

10. Tahap Perhitungan Setiap Konsep Terminal

Tahap Perhitungan Konsep Terminal dilakukan untuk mengetahui biaya modal dan operasional dari setiap konsep terminal. Konsep Terminal Darat dan FSRU memiliki perbedaan dari fasilitas yang akan mempengaruhi besarnya biaya dari kedua konsep terminal.

11. Pemilihan Konsep Terminal yang paling murah

Tahap Pemilihan Konsep Terminal dilakukan untuk mengetahui biaya satuan terendah dari setiap konsep terminal dimana biaya satuan tersebut tidak melebihi batas yang telah diatur Peraturan Menteri ESDM No.45/2017.

12. Desain Konseptual Terminal

Terminal dengan Biaya satuan yang paling rendah dan sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No.45/2017 akan dibuat desain konseptualnya dengan mempertimbangkan ukuran fasilitas yang telah dilakukan perhitungan biayanya di tahap perhitungan setiap konsep terminal.

13. Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan ini dituliskan hasil analisis dan evaluasi yang didapatkan serta saran yang dapat diberikan oleh penulis untuk pengembangan lebih lanjut.

BAB 4

GAMBARAN UMUM

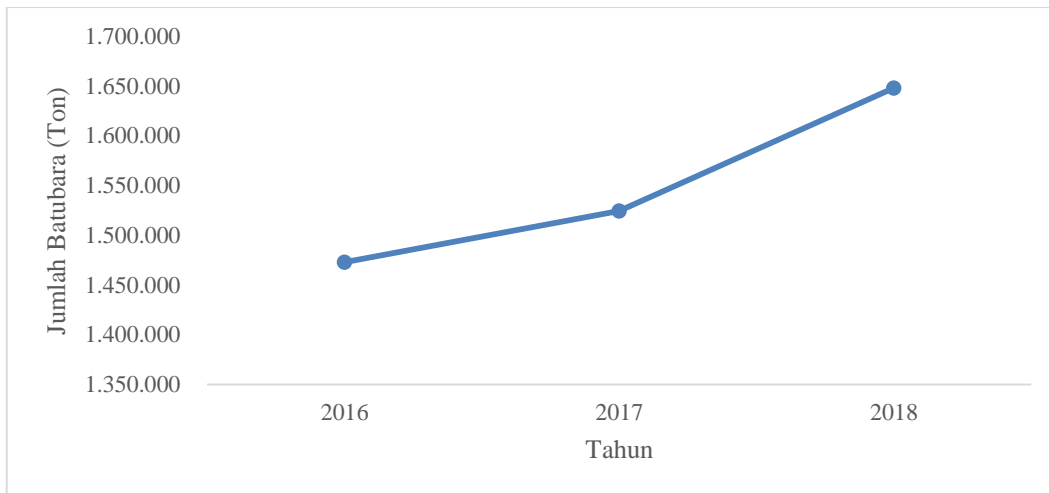
Bab ini menjelaskan tentang gambaran umum terkait alat angkut dan fasilitas terminal di PLTU Celukan Bawang yang beroperasi saat ini. Selain itu Gambaran umum terkait transportasi dan terminal LNG juga dijelaskan dalam bab ini.

4.1 Fasilitas PLTU Celukan Bawang

PLTU Celukan Bawang saat ini beroperasi dengan kapasitas pembangkit 3 x 142 MW dengan *avaibility factor* dalam 1 tahun 90% (nilai 90% mempertimbangkan durasi gangguan dan perawatan) sesuai dengan kontrak yang telah di sepakati dengan PT.PLN. Dalam perencanaan pengembangannya, PLTU Celukan Bawang akan menambah kapasitas pembangkitnya untuk pembangunan tahap dua sebesar 2 x 330 MW. Penambahan kapasitas ini dilakukan karena untuk mengurangi produksi listrik dengan menggunakan BBM pada PLTG Gilimanuk dan PLTGU Pemaron, karena penggunaan BBM yang dianggap terlalu mahal sehingga perlu diganti dengan bahan bakar lain seperti batubara dan gas bumi. Selain itu lokasi dari PLTG Gilimanuk dan PLTGU Pemaron yang jauh mengakibatkan adanya tambahan biaya angkutan (minyak diangkut dari selatan terminal BBM Manggis ke Pemaron).

PLTU Celukan Bawang yang beroperasi saat ini menggunakan teknologi *subcritical* dengan bahan bakar batubara jenis *lignit* 4.200 KCal. Setiap unit pembangkit saat ini memiliki tingkat konsumsi batubara mencapai 65-75 ton/jam dan konsumsi rata-rata seluruh unit pembangkit dalam 1 hari bernilai dari 4.000 ton/hari hingga 5.000 ton/hari untuk 3 unit yang beroperasi saat ini

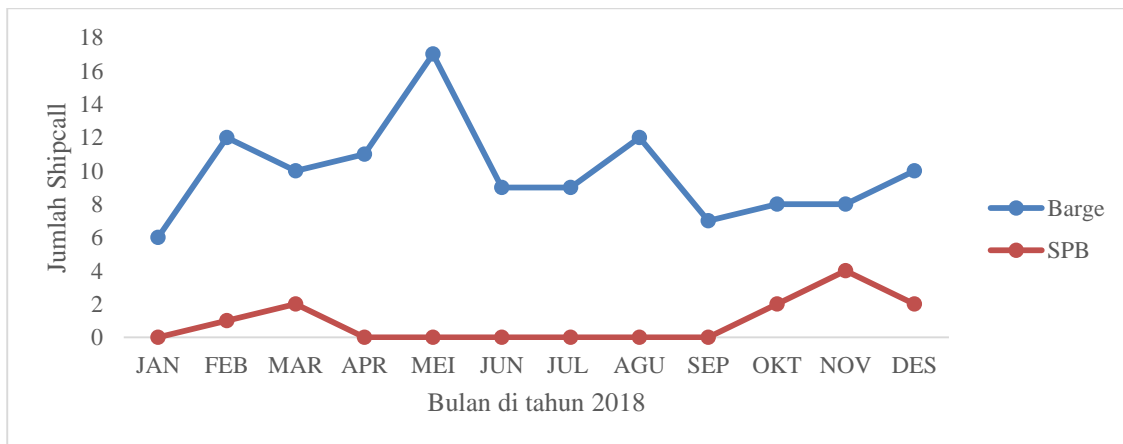
Batubara yang akan digunakan untuk pembangkit listrik di PLTU Celukan Bawang diangkut oleh Tongkang & Kapal Tunda, dan *Self Propelled Barge* dengan jumlah muatan yang terangkut oleh satu kapal berkisar 9.000 ton hingga 17.000 ton. Batubara yang digunakan sebagai bahan bakar di PLTU Celukan Bawang dipasok dari Pelabuhan Batubara Kelanis Adaro, Pelabuhan Batubara Sangatta KPC (*Kaltim Prima Coal*), Pelabuhan Sungai Puting TCT (*Tapin Coal Terminal*). Sedangkan keagenan dari angkutan laut pemasok batubara ini dilakukan oleh beberapa perusahaan seperti PT. Tajri Samudera, PT.Samudera Jaya Giri Nusa, dan PT Baruna Yovi Utama.



Sumber : (KSOP Celukan Bawang Kelas V, 2019)

Gambar 4.1 Jumlah Batubara ke PLTU Celukan Bawang Tahun 2016 – 2018

Gambar 4.1 menunjukkan bahwa grafik kebutuhan batubara di PLTU Celukan Bawang terus naik sebesar 5,43% setiap tahunnya. Jumlah muatan yang batubara terbanyak ada ditahun 2018 dengan nilai jumlah pasokan sebesar 1.647.897 ton, dan jumlah muatan batubara paling sedikit ada ditahun 2016 dengan nilai sebesar 1.473.031 ton.



Sumber : (KSOP Celukan Bawang Kelas V, 2019)

Gambar 4.2 Jumlah Kunjungan Kapal ke PLTU Celukan Bawang Tahun 2018

Gambar 4.2 menunjukkan pada tahun 2018 Jumlah kunjungan kapal yang mengunjungi PLTU Celukan Bawang untuk memasok batubara berjumlah 119 unit kaptan tunda dan tongkang dan 11 *Self Propelled Barge* (SPB). Grafik jumlah kunjungan kapal di PLTU Celukan Bawang Tahun 2018 menunjukkan bahwa jumlah kunjungan kapal setiap bulannya pada tahun 2018 bersifat fluktuatif .Jumlah kunjungan kapal paling banyak terjadi pada bulan Maret dengan jumlah 17 unit, sedangkan jumlah kunjungan kapal

paling sedikit terjadi pada bulan Januari dengan jumlah 6 unit. *Trend* jumlah kunjungan kapal setiap bulannya pada tahun 2018 kenaikan.

Keadaan geografis dari TUKS PLTU Celukan Bawang memiliki topografi dengan lahan yang relatif datar. Sedangkan keadaan Hidroceanografi dari TUKS tersebut memiliki kondisi Pasang Surut yang mencapai 1,30, Gelombang dengan tinggi yang relatif kecil, kecepatan arus pantai mencapai 0,72 km/jam, dan alur yang tidak mengganggu pelayaran umum.

Fasilitas Laut TUKS PLTU Celukan Bawang memiliki kolam putar dengan diameter 480 m dan kedalaman hingga -12,20 mLWS. Selain itu TUKS memiliki alur untuk lebar alur 2 arah 249 m hingga 326 m, dan kedalaman alur mencapai -12,20 mLWS dengan Sarana Bantu Navigasi yang ada di TUKS PLTU Celukan Bawang yang meliputi Lampu Pelabuhan, Ujung Dermaga, Pelampung Suar Hijau, Pelampung Suar Merah, Pelampung Suar MPMT, Pelampung Suar Kuning ujung Pipa *Intake*, dan Pelampung Suar Kuning tanda *outfall*.

PLTU Celukan Bawang memiliki fasilitas tambat yang meliputi jetty dengan panjang 215 m dan lebar 22 m dengan kapasitas 40.000 DWT yang didukung dengan fasilitas *mooring dolphin* dengan ukuran 10 m x 10 m, bollard berjumlah 14 unit, dan rubber fender. Penghubung jetty dengan fasilitas darat menggunakan jembatan (*trestle*) dengan panjang 121,52 m dan lebar 13 m.

Alat bongkar muatan pada TUKS PLTU adalah *Bridge Type Ship Unloader*, dimana Jetty tersebut dilengkapi dengan 2 *ship unloader* dan *grab* dengan kecepatan bongkar muatan untuk setiap unit *ship unloader* dan *grab* adalah 800 ton/jam. Selain itu pengangkutan batubara yang telah dibongkar dengan *ship unloader* dan *grab* diangkut dengan menggunakan *conveyor belt* dengan kecepatan operasionalnya hingga mencapai 1.600 ton/jam untuk 1 shift (6 jam) atau 1.200 ton/jam (untuk 1 shift malam lama waktunya hanya 5 jam).

Batubara yang diangkut dengan *conveyor belt* akan disimpan dalam *coal closed yard*. *Coal closed yard* ini memiliki kapasitas untuk menampung batubara hingga 150.000 ton, dimana *coal closed yard* dapat memasok batubara ke pembangkit untuk 1 bulan jika *coal closed yard* terisi penuh. Di area *coal yard*, batubara akan diatur oleh alat berat sehingga akan tersusun dengan baik lokasinya yang kemudian akan diteruskan oleh *conveyor belt* hingga ke *coal bunker*.



Sumber : (Google Maps, 2020)

Gambar 4.3 Fasilitas PLTU Celukan Bawang

4.2 Kilang LNG Indonesia

Rute pengiriman yang direncanakan untuk memasok LNG ke PLTU Celukan harus melihat kapasitas kilang LNG yang tersedia dan kontrak penjualan tahunan di Indonesia. Kilang LNG di setiap wilayah akan dihitung jaraknya hingga Celukan Bawang. Pengukuran Jarak dapat diestimasi dengan menggunakan Website “Marine Traffic Voyage Planner”. Website ini digunakan untuk mengestimasi jarak pelayaran dari rute yang ditampilkan, dan waktu pelayaran jika kecepatan rata-rata kapal dimasukkan. Variabel arus laut, dan pola musim tidak dimasukkan dalam menentukan lama waktu berlayar. Penentuan Kilang asal yang dapat memasok ke PLTU diharapkan terpilih dengan jarak yang paling pendek. Jarak yang pendek membuat waktu berlayar kapal semakin rendah yang membuat biaya pelayaran yang lebih rendah.

Saat ini Indonesia memiliki 4 (empat) kilang pengolahan LNG, dengan kapasitas terpasang 41,5 MTPA. 4 kilang tersebut berlokasi di Arun (6,8 MTPA), Bontang Kalimantan Timur (22,6 MTPA), Tangguh di Papua Barat (10,1 MTPA) dan Donggi Senoro Sulawesi Tengah (2 MTPA). Namun Kilang LNG Arun berubah fungsi sebagai terminal penerima LNG dari terminal pengirim LNG pada tahun 2014 dikarenakan

pasokan gas bumi yang diproduksi telah jauh mengalami penurunan. Sementara itu pemerintah membangun LNG Plant dengan kapasitas 4,5 MTPA untuk memanfaatkan gas bumi dari lapangan Abadi Blok Masela.

4.2.1 PT. Badak NGL



a.

b.

Sumber : (Google Maps, 2020)

Gambar 4.4 a) Tampak atas dan b) Tampak loading dock kilang PT. Badak NGL

Saat ini fasilitas kilang yang berhubungan langsung dengan kegiatan pemuatan seperti Tangki Timbun yang digunakan untuk penyimpanan sementara muatan LNG pada Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang terletak pada jarak $\pm 1,5$ km. LNG dari *process train* ditampung pada 6 tangki LNG (24D63 1/2/3/4/5/6) dimana empat tangki berkapasitas 95.000 m^3 dan dua tangki berkapasitas 126.500 m^3 .

Tabel 4.1 Kapasitas Tangki LNG PT. Badak NGL

Jenis	Kapasitas (m^3)
24D-1	96.025
24D-2	96.914
24D-3	96.243
24D-4	85.987
24D-5	128.151
24D-6	127.484

Sumber: (Puspasari, 2006)

Selain Tangki Timbun, peralatan yang digunakan untuk menunjang kegiatan pemuatan LNG adalah *loading arm* dan pipa-pipa penyalur. Kapasitas pipa-pipa penyalur dari tangki penimbun ke dermaga pada Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang. Untuk pemuatan LNG ke kapal terdapat 3 unit Loading Dock yang dirangkum dalam Tabel 4.2:

Tabel 4.2 Kapasitas Loading Arm PT. Badak NGL

Lokasi	Dock#1	Dock#2	Dock#3
Jenis Muatan	LNG	LNG	LNG
Diameter	22"	28"	28"
Jumlah	2	2	2
Kapasitas (m ³ /jam/pipa)	3.125	2.683	3.430

Sumber: (Puspasari, 2006)

1. LNG loading dock 1 Fasilitasnya adalah 4 loading arm dan 1 boil-off arm. Kapasitas 1 loading arm adalah 2.600 m³/jam.
2. LNG/LPG loading dock 2 dan 3 Memiliki 2 fasilitas muat yaitu pemuatan LNG dan LPG. Untuk pemuatan LNG mempunyai 4 loading arm dan 1 boil-off arm. Sedangkan untuk pemuatan LPG mempunyai 2 loading arm dan 2 boil-off arm. Kapasitas 1 loading arm LNG/LPG adalah 2.600 m³/jam. Semua loading arm dilengkapi dengan sistem pelepas dengan cepat bila dalam keadaan bahaya (PERC system) antara pihak kapal dan darat.

Pada Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang terdapat 3 buah dermaga yang disebut Loading Dock (Dock #1, Dock #2, Dock #3). Dimana karakteristik dan fasilitas dermaga yang ada di Pelsus Gas Alam Bontang ditunjukkan dalam Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Karakteristik Loading Dock Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang

Keterangan	Dock#1	Dock#2	Dock#3
Volume Muatan	Kapal LNG 18.000 - 135.000 m ³	Kapal LNG 18.000 - 135.000 m ³	Kapal LNG 18.000 - 145.000 m ³
LOA	151 - 300 m	151 - 300 m	151 - 300 m
Sarat Muatan Penuh	12,6 m	12,6 m	12,6 m

Sumber: (Puspasari, 2006)

Pelabuhan Khusus Gas Alam Juga dilengkapi dengan Fasilitas Pandu yang digunakan sebagai sarana pandu, dan tunda supaya kapal LNG dapat sandar di dermaga dan membantu mengikat tali-tali kapal di bresthing dolphin dan mooring dolphin. Fasilitas pandu di pelabuhan ini meliputi 7 unit kapal tunda (TB) dan 3 buah kapal kepil (MB).

Fasilitas alur pelayaran dapat berupa rambu-rambu yang terdapat di alur pelayaran. Fasilitas alur pelayaran yang terdapat pada Pelsus Gas Alam Bontang, antara lain :

1. Rambu suar, sebanyak 10 unit.

2. Pelampung suar, sebanyak 42 unit.
3. Sector light, sebanyak 1 unit
4. Outer Mooring Dolphin, sebanyak 2 unit
5. Menara suar, sebanyak 12 unit

4.2.2 PT. Donggi Senoro LNG



a.



b.

Sumber : (Google Maps, 2020)

Gambar 4.5 a) Tampak atas dan b) Jetty kilang PT. Donggi Senoro LNG

Kilang LNG Donggi Senoro LNG berdiri di atas lahan seluas lebih dari 300 hektar, di pesisir pantai yang menghadap Selat Peleng yang merupakan jalur pelayaran di laut dalam dari Surabaya dan Makassar ke Luwuk dan Manado.

DSLNG didesain memiliki kapasitas pengolahan 2 MTPA LNG (36 LNG Cargo dalam 1 tahun). Fasilitas produksi gas yang dibangun untuk menunjang pengolahan LNG terdiri dari Sumur Gas (*Wellhead*), *Flowline*, *Gathering Line*, *Block Station*. Pipa transmisi dari GPF menuju ke Kilang LNG direncanakan berukuran Ø 34” sepanjang ± 25 km dengan lintasan sebagian besar berada sekitar 500 m menjauhi pantai sejajar jalan raya.

Pemuatan Produk LNG akan dimuat dari dermaga LNG dengan Kapal LNG berukuran 85.000 sampai 137.000 m³ yang akan singgah di pelabuhan ini untuk memuat LNG yang diproduksi dengan frekuensi antara tiga hingga empat kapal per bulan. Fasilitas Terminal DSLNG dapat dirangkum dalam Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Karakteristik Pelabuhan Khusus LNG DSLNG

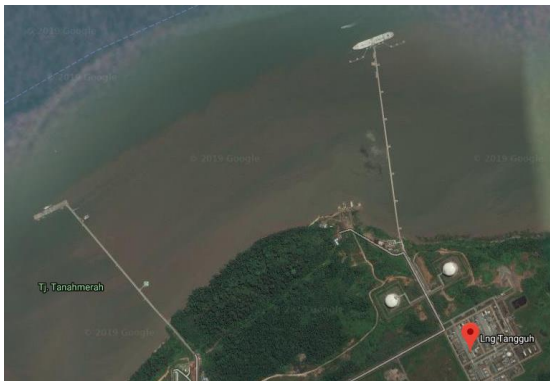
Data	Nilai
Ukuran Trestle	15 x 1.000 m
Kapasitas Jetty (Kapal)	125.000 m ³
Kedalaman	15 m
Ukuran Jetty	250 m

Tabel 4.4 Karakteristik Pelabuhan Khusus LNG DSLNG

Data	Nilai
Kecepatan Muat	2.000 m ³ /Jam
Tangki LNG	1 x 170.000 m ³

Sumber : (Simamora, 2014)

4.2.3 BP Tangguh LNG



a.



b.

Sumber : (Google Maps, 2020))

Gambar 4.6 a) Tampak atas dan b) Jetty kilang LNG Tangguh

Berdasarkan data dari SKK Migas, Kilang LNG Tangguh terletak di Kabupaten Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat, Indonesia. Kegiatan operasi Tangguh LNG yang berjalan saat ini terdiri dari fasilitas produksi gas lepas pantai dan fasilitas pemrosesan LNG di darat. Fasilitas di darat mencakup dua kilang pemrosesan LNG (Kilang LNG 1 dan 2) dengan kapasitas produksi maksimal 7,6 MTPA, dermaga LNG, Combo Dock dan fasilitas penunjang lainnya termasuk akomodasi dan kantor administrasi. Kilang LNG yang ada saat ini telah beroperasi penuh sejak 1 Juli 2010.

Kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini terdiri atas dua Kilang LNG dengan kapasitas maksimum masing-masing kilang 3,8 MTPA. Fasilitas kilang tersebut dirancang untuk menghasilkan LNG dan kondensat yang sesuai spesifikasi produk. Tidak ada produk LPG yang dihasilkan dan diekspor dari kegiatan ini.

Saat ini sudah ada dua tangki LNG dengan volume 170.000 m³ sebagai bagian dari operasi Tangguh LNG. Tambahan satu tangki LNG, dengan volume 170.000 m³ akan diperlukan untuk setiap penambahan satu Kilang LNG.

Operasi Fasilitas Terminal Khusus di Tangguh LNG yang ada saat ini terdiri dari sebuah dermaga LNG, sebuah dermaga konstruksi, dan *combo dock* (dermaga kondensat/muatan/penumpang-kru). Fasilitas-fasilitas ini digunakan untuk berbagai

kegiatan operasional termasuk pemuatan LNG dan kondensat. Karakteristik dari Pelabuhan Khusus LNG Tangguh LNG dirangkum dalam Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Karakteristik Pelabuhan Khusus LNG Tangguh LNG

Data	Nilai
Ukuran Trestle	15 x 1.050 m
Kapasitas Jetty (Kapal)	125.000 m ³
Kedalaman	14 m
Ukuran Jetty	250 m
Kecepatan Muat	5.000 m ³ /Jam
Tangki LNG	2 x 170.000 m ³

Sumber: (Migas, 2017)

4.3 Daftar Armada Kapal LNG yang dipilih

Kapal LNG modern pada umumnya memiliki panjang sekitar 300 m, lebar 43 m dan memiliki sarat sekitar 12 m. Kapal- LNG memiliki rentang kapasitas dari 1.000 m³ hingga 267.000 m³, tetapi sebagian besar kapal LNG memiliki rentang kapasitas antara 125.000 m³ dan kapasitas 175.000 m³. Kapal LNG yang lebih kecil (kapasitas 1.000 - 25.000 m³) juga beroperasi di beberapa daerah, seperti Norwegia dan Jepang. Kapal LNG beroperasi dengan kecepatan 21 knot (tanker minyak beroperasi pada 15-20 knot) di perairan terbuka.

Dalam Penelitian ini, 24 kapal LNG dari ukuran *small-scale* hingga *large conventional* dikumpulkan sebagai armada kapal yang tersedia. Beberapa armada kapal LNG yang telah dikumpulkan telah dirangkum pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Armada Kapal LNG yang dipilih

Nama Kapal	Satuan	CORAL METHANE	SERI AYU
Jenis Mesin		DFDE	ST
Tahun Pembuatan		2009	2007
Kapasitas Tangki	[m ³]	7.500	145.700
GT	[-]	7.833	95.729
DWT	[ton]		83.403
Displacement	[ton]	16.873	122.945
LOA	[m]	117,8	283
B	[m]	18,6	43,4
H	[m]		26
Draft	[m]	5,90	12,40
Jumlah Manifold	[Unit]	2	5

Tabel 4.6 Armada Kapal LNG yang dipilih

Nama Kapal	Satuan	CORAL METHANE	SERI AYU
Cargo Pump	[m ³ /jam]	900	13.600
Cargo Pump/Manifold	[m ³ /jam]	450	2.720
Com. Days)	[hari/tahun]	330	330,0
Awak Kapal	[orang]	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar			
Jumlah	[unit]	1	1
Daya (KW)	[kW/Unit]	5.000	24.877
SFOC	[kg/kWH unit]	0,18	0,29
SLOC	[kg/kWH unit]	0,00	
FO Cons	[kg/jam]	895,00	7.089,95
	[ltr/jam]	1.052,94	8.341,11
LO Cons	[kg/jam]	2,50	0,00
	[ltr/jam]	2,63	0,20
Jumlah	[unit]	2	2
Daya (KW)	[kW/unit]	800	4.688
SFOC	[kg/kwH unit]	0,16	0,29
SLOC	[kg/kwH unit]	0,00	
FO Cons	[kg/jam]	252,64	2.672,16
	[ltr/jam]	297,22	3.143,72
LO Cons	[kg/jam]	0,80	0,00
	[ltr/jam]	0,84	0,16

Sumber: (GAS-Carriers > 75,000 CBM, 2020)

Industri LNG berbeda industri muatan curah lainnya dimana hampir tidak ditemukan sewa kapal dengan *term spot charter (single voyage)*. Perdagangan LNG didasarkan pada SPA (*Sale, Purchase and Agreement*) dengan waktu jangka panjang dimana persyaratan pengiriman LNG berada di bawah penyewaan kapal dalam jangka panjang (*long time charter*) selama SPA (biasanya 20 tahun). Sehingga jenis penyewaan kapal yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah *Time Charter*.

Besarnya biaya sewa kapal LNG sangat bergantung dari kapasitas tangki ruang muat, jenis ruang muat, dan jenis propulsi. Namun dalam penelitian ini, biaya charter hanya akan dipengaruhi oleh kapasitas tangki ruang muat. Besarnya biaya charter berdasarkan kapasitas kapal LNG dirangkum pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Harga Time Charter Kapal LNG

Kapasitas	Time Charter Rate (USD/Hari)	Time Charter Rate (Rp/Hari)
22.500	35.000,00	491.837.500,00
31.000	40.000,00	562.100.000,00
138.000	52.000,00	730.730.000,00
145.000	72.784,00	1.022.797.160,00
160.000	100.000,00	1.405.250.000,00
174.000	118.364,00	1.663.310.110,00

Sumber: (Novotny, 2018) dan (PT.Pelindo Energi Logistik, 2019)

4.4 Harga BBM, LNG, dan Air Tawar serta Tarif Pelabuhan

Biaya pelayaran dari pengapalan LNG dapat dibagi menjadi dua yaitu biaya bahan bakar, biaya air tawar, biaya peluang LNG hilang dan biaya pelabuhan. Biaya Pelayaran yang terkait dengan lamanya waktu untuk melakukan frekuensi operasi adalah biaya bahan bakar, biaya air tawar, dan biaya peluang LNG hilang. Asumsi-asumsi harga untuk mengestimasi biaya bahan bakar, biaya air tawar, dan biaya peluang LNG hilang dapat dilihat pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Harga Bahan Bakar & Air Tawar

Data	Satuan	Nilai
HSD	[Rp/Ltr]	12.250,00
MFO	[Rp/Ltr]	9.100,00
Air Tawar	[Rp/Ton]	18.000,00
	[USD/MMBTU]	6,00
Harga LNG	[Rp/MMBTU]	112.420
	[Rp/m ³ LNG]	2.702.404

Sumber: (PT.Pelindo Energi Logistik, 2019)

Sedangkan untuk biaya pelabuhan dari pelayaran LNG akan dihitung di pelabuhan asal dan tujuan. Pada prinsipnya setiap kapal yang ingin sandar di Pelabuhan harus membayar biaya pelabuhan. Biaya pelabuhan dapat meliputi biaya sandar, biaya labuh, biaya pandu, dan biaya tunda: Tarif biaya yang dikenakan oleh Pelabuhan digunakan untuk membayar pembangunan dan pengembangan pelabuhan. dan perbaikan yang tidak terduga. Pelabuhan tidak hanya mengelola pengoperasian pelabuhan tetapi juga bertanggung jawab untuk pengelolaan air, keselamatan lalu lintas air, keandalan dan aksesibilitas pelabuhan, infrastruktur, penjualan bahan bakar dan listrik ke kapal, infrastruktur telekomunikasi, perlindungan lingkungan dari area yang terkena dampak

pelabuhan, pembayaran karyawan dan sebagainya. Dalam penelitian ini Tarif yang dikenakan kapal disusun berdasarkan Tonase Kotor (GT) kapal.

Komponen biaya pelabuhan dalam pelayaran LNG meliputi Biaya Tunda, Biaya Pandu, Biaya Tambat, dan Biaya Labuh. Tarif pelabuhan yang digunakan untuk mengestimasi biaya pelabuhan dirangkum pada Tabel 4.9 hingga Tabel 4.13.

Tabel 4.9 Tarif Tunda Kapal di Pelabuhan Asal dan Tujuan

Tonase Kotor (GT)	Kapal Dalam Negeri		Kapal Luar Negeri	
	a. Tarif Tetap	b. Tarif Variabel	a. Tarif Tetap	b. Tarif Variabel
0	Rp420.000	Rp 6,41	\$357,69	\$0,0095
3501	Rp1.120.000	Rp6,41	\$925,03	\$0,0095
8001	Rp1.662.500	Rp6,41	\$1.406,05	\$0,0095
14001	Rp2.187.500	Rp6,41	\$1.899,40	\$0,0095
18001	Rp3.208.333	Rp5,87	\$2.735,85	\$0,0086
26001	Rp3.208.333	Rp5,87	\$2.735,85	\$0,0086
40001	Rp3.208.333	Rp5,87	\$2.915,25	\$0,0086
75001	Rp4.331.250	Rp5,87	\$3.812,25	\$0,0086

Sumber : (Pelindo IV, 2019)

Tabel 4.10 Tarif Jasa Labuh Pelabuhan Asal dan Tujuan

Komponen Tarif	Kapal Dalam Negeri	Kapal Luar Negeri	Satuan
Tarif Labuh	Rp108	\$0,10	Per GT

Sumber : (KSOP Celukan Bawang Kelas V, 2019)

Tabel 4.11 Tarif Jasa Tambat Pelabuhan Asal

Tempat Sandar	Kapal Dalam Negeri	Kapal Luar Negeri	Satuan
a. Dermaga (Beton, Besi dan Kayu)	Rp58	\$0,11	Per GT/Etmal
b. Breasting Dolphin dan Pelampung	Rp30	\$0,01	Per GT/Etmal
c. Pinggiran	Rp15	\$0,00	Per GT/Etmal

Sumber : (Pelindo IV, 2019)

Tabel 4.12 Tarif Jasa Pandu Pelabuhan Asal dan Tujuan

Komponen Tarif	Kapal Dalam Negeri	Kapal Luar Negeri	Satuan
a. Tarif Tetap	Rp240.000	\$90,28	Per Kapal Per Gerakan
b. Tarif Variabel	Rp48	\$0,04	Per GT kapal Per gerakan

Sumber : (KSOP Celukan Bawang Kelas V, 2019)

Tabel 4.13 Tarif Jasa Tambat Pelabuhan Tujuan

Data	Kapal Dalam Negeri	Kapal Luar Negeri	Satuan
a. Dermaga (Beton, Besi dan Kayu)	Rp132	\$0,12	Per GT/Etmal
b. Breasting Dolphin dan Pelampung	Rp132	\$0,12	Per GT/Etmal
c. Pinggiran	Rp132	\$0,12	Per GT/Etmal

Sumber : (KSOP Celukan Bawang Kelas V, 2019)

4.5 Estimasi Harga Fasilitas Terminal

Harga terkait dengan fasilitas terminal yang dibahas meliputi biaya luasan dermaga, biaya jalur pipa gas, harga tangki timbun, dan biaya fasilitas penunjang lainnya.

4.5.1 Biaya Luasan Dermaga &Trestle

Terminal Penerima LNG tidak memerlukan lebar dermaga yang besar, karena penanganan muatan dilakukan dengan melalui transporasi pipa, Pada pelabuhan tersebut dibutuhkan rumah pompa yang ditempatkan di dermaga atau di darat dengan beberapa peralatan pompa hisap/tekan.

Pada Terminal Penerima LNG darat jenis struktur untuk menambatkan kapal yang sering dijumpai adalah jetty, karena Kapal LNG karakteristik draft yang besar. Penggunaan jetty akan lebih ekonomis dibandingkan dengan menggunakan dermaga. Jetty LNG sendiri terdiri dari jembatan (*trestle*) yang dibangun dari pantai ke platform jetty (*jetty head*) dengan jalan akses dan jalur pipa. Sedangkan platform jetty dibangun dengan *unloading arm*, jalur pipa, peralatan pemadam kebakaran, dan *crane jetty*. Sedangkan *mooring dolphin* dan *breasting dolphin* digunakan terpisah karena memiliki fungsi untuk mengikat tali kapal (*mooring dolphin*) dan menahan kapal (*breasting dolphin*).

Namun karena dalam kondisi saat ini di TUKS telah digunakan jenis struktur dermaga pada curah kering dengan trestle dan dermaga, maka pengembangan jenis tambatan dari ukuran kapal yang berganti dari tongkang batubara dan *Self Propelled Barge* menjadi kapal LNG dianggap tetap menggunakan konstruksi dermaga dan *trestle* supaya tidak banyak mengubah struktur yang telah dibangun.

Lebar dari dermaga maupun trestle yang ada saat ini dianggap mencukupi kebutuhan karena dalam buku "*Port & Terminals*" dimana lebar pada trestle adalah 2,5 m – 3,5 m untuk kebutuhan pipa dan untuk jetty memiliki lebar 20 m. Untuk Kondisi saat ini Lebar demaga dari TUKS PLTU adalah 22 m sedangkan lebar dari trestlenya adalah

13 m, sehingga kondisi dermaga dan trestle saat ini sudah mencukupi. Namun panjang dari dermaga harus memenuhi Panjang (LOA) kapal yang akan sandar jika kapal LNG yang sandar nantinya memiliki ukuran yang lebih panjang dari kapasitas yang dapat dilayani dermaga saat ini.

Dalam menestimasi Biaya Pembangunan Dermaga dan Trestle dari TUKS didapatkan berdasarkan “Peraturan Menteri Perhubungan Republik Indonesia Nomor 75 Tahun 2013 Tentang Standar Biaya Tahun 2014 Di Lingkungan Kementerian Perhubungan”, dimana komponen biaya tersebut dihitung berdasarkan luasan dermaga dan trestle yang dibangun. Besaran nilai tersebut dirangkum pada Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Estimasi Harga Pembangunan Dermaga dan Trestle

Komponen	Nilai	Satuan
Biaya Pembangunan Dermaga	Rp 17.661.844,00	[Rp/m ²]
Biaya Pembangunan Trestle	Rp 16.132.056,00	[Rp/m ²]

Sumber : (Perhubungan, 2013)

4.5.2 Ukuran Jalur Pipa Gas

Ukuran pipa di TUKS dapat ditentukan dari throughput LNG dalam 1 tahunnya. Dalam Buku “*Natural Gas Conversion Guide*” Kapasitas per tahun yang diterima menentukan ukuran diameter pipa. Daftar ukuran diameter pipa berdasarkan kapasitas per annum dirangkum pada Tabel 4.15.

Tabel 4.15 Ukuran Pipa berdasarkan Kapasitas Penerimaan Terminal

Diameter [Inch]	Throughput [Ton/Tahun]	Throughput [m ³ LNG/Tahun]
20	1.540.000	3.421.880
24	2.464.000	5.475.008
28	3.619.000	8.041.418
32	5.082.000	11.292.204
36	6.930.000	15.398.460
40	9.009.000	20.017.998
44	11.473.000	25.493.006

Sumber : (Natural Gas Conversion Guide, 2012)

Untuk keperluan estimasi biaya pipa gas darat, maka dilakukan pengumpulan informasi terkait harga pipa gas alam. Dalam laporan “*Myanmar: Technical Assistance on Liquefied Natural Gas Options for Myanmar Phase 1 (Selection # 1216215)*” dituliskan bahwa estimasi biaya jaringan pipa gas darat diperoleh dari timMOGE (*Myanmar Oil and Gas Enterprises*) berdasarkan ukuran yang dipasang setiap 1 mil dan

1 km. Harga dari pemasangan jalur pipa gas darat yang diperoleh dirangkum pada Tabel 4.16.

Tabel 4.16 Estimasi Harga Pipa Gas Darat Berdasarkan Ukurannya

Ukuran (Inch)	Harga per mile [USD]	Harga per km [Rp]
20	1.283.333,33	766.666,67
24	1.600.000,00	1.000.000,00
28	1.883.333,33	1.166.666,67
32	2.183.333,33	1.366.666,67
36	2.500.000,00	1.600.000,00
40	2.783.333,33	1.766.666,67
44	3.083.333,33	1.966.666,67

Sumber : (Limited, 2017)

Sedangkan untuk estimasi biaya pipa laut diperoleh dari laporan “*Myanmar: Technical Assistance on Liquefied Natural Gas Options for Myanmar Phase 1 (Selection # 1216215)*”, dimana MOGE (*Myanmar Oil and Gas Enterprises*) menyatakan biaya pipa gas laut berkisar \$ 2,0 - \$ 3,0 juta per mil. Walaupun harga jaringan pipa gas laut sangat bergantung pada keadaan geografis, tetapi harga pipa gas laut dapat diestimasi berdasarkan ukuran dan panjangnya yang terangkum pada Tabel 4.17.

Tabel 4.17 Estimasi Harga Pipa Gas Laut Berdasarkan Ukurannya

Ukuran (Inch)	Harga per mile [USD]	Harga per km [Rp]
20	1.900.000,00	1.150.000,00
24	2.400.000,00	1.500.000,00
28	2.833.333,33	1.750.000,00
32	3.300.000,00	2.050.000,00
36	3.800.000,00	2.400.000,00
40	4.233.333,33	2.650.000,00
44	4.700.000,00	2.950.000,00

Sumber : (Limited, 2017)

Pipa transfer dari *unloading arm* jetty ke area tangki penyimpanan LNG umumnya disebut sebagai *unloading line*, dimana Pipa yang digunakan adalah Pipa kriogenik yang digunakan untuk mengurangi kebocoran panas yang dapat membuat LNG menguap. Selama periode antara kedatangan kapal, *unloading lines* harus dipertahankan dalam kondisi dingin, dan tidak diperbolehkan memanaskan karena kebocoran panas dari lingkungan. Untuk menjaga agar *unloading lines* tetap dingin, sebagian kecil LNG dari pembuangan pompa pengirim tahap pertama dialirkan melalui *unloading lines* menuju dermaga.

Dalam Perencanaan terminal darat perlu .Dalam penelitian “*Ship / Shore LNG Transfer : How to Cut Cost*” mengestimasi dimana ukuran pipa kriogenik untuk dimaeter 2 x 36 inch adalah US\$ 13.000,00, untuk setiap 1 m dan untuk diameter 2 x 30 inch untuk setiap 1 m adalah US\$ 8.500,00. Rangkuman ukuran diameter pipa kriogenik dan estimasi biaya dirangkum pada Tabel 4.18.

Tabel 4.18 Estimasi Harga Pipa Kriogenik Darat Berdasarkan Ukurannya

Ukuran (Inch)	Harga per mile [USD]	Harga per km [Rp]
20	257,96	3.625.000,00
24	444,76	6.250.000,00
28	578,19	8.125.000,00
32	738,30	10.375.000,00
36	925,10	13.000.000,00
40	1.058,53	14.875.000,00
44	1.218,64	17.125.000,00

Sumber : (Dupont, Offredi, Flesch, Thomas, & Lanquetin, 2000)

4.5.3 Spesifikasi dan Harga Tangki Timbun

Fasilitas tangki timbun LNG mengeluarkan biaya modal terbanyak dari biaya terminal penerima LNG secara keseluruhan, karena kualitas insulasi yang digunakan pada tangki harus menjaga LNG tetap dalam suhu yang rendah. Meskipun insulasi yang digunakan pada tangki penyimpanan LNG berkualitas tinggi, kebocoran panas masih terjadi di tangki LNG. Kebocoran panas ini menyebabkan sedikit penguapan pada LNG. Gas yang menguap diterima dan dimasukkan kembali ke aliran LNG menggunakan sistem kompresor dan rekondensasi. Proses ini mencegah terjadinya pelepasan gas alam dari terminal dalam kondisi operasi normal. Selama periode pemeliharaan, gas yang menguap tidak lagi dapat dipulihkan dan dibakar oleh *flare*, karena lebih baik membakar LNG yang banyak mengandung metana daripada melepaskannya ke atmosfer (mengurangi dampak pada efek rumah kaca).

Untuk jenis tangki penyimpanan yang dipilih dalam perencanaan terminal LNG saat ini adalah jenis *full containment*. Jenis *Full Containment* dipilih karena tangki jenis ini tidak *bundwall*, karena jika terjadi kerusakan pada struktur tangki maka gas alam dan LNG yang disimpan dalam tangki akan tertahan oleh dinding beton sehingga menjadikan tangki jenis *full containment* yang lebih aman. Selain itu tangki jenis ini juga yang paling banyak digunakan untuk terminal LNG di darat saat ini. Daftar harga dari tangki penyimpanan dengan kapasitasnya dirangkum dalam Tabel 4.19

Tabel 4.19 Estimasi Harga Tangki Penyimpanan Berdasarkan Kapasitas Penyimpanannya

Kapasitas Tangki [m ³]	Harga Tangki [USD]	Harga Tangki [Juta-Rp]	Diameter Dalam (m)	Diameter Luar (m)
50.000	80.000.000,00	1.124.200.	52	54,4
100.000	141.188.000,00	1.984.044.	65	67,4
150.000	148.656.000,00	2.088.988.	75	77,4
200.000	165.238.000,00	2.322.006	85	87,4
250.000	184.242.500,00	2.589.067.	90	92,4

Sumber : (Long, 1998)

4.5.4 Harga Pembangunan Tower Yoke Mooring System FSRU

Dalam merencanakan pembangunan sistem tambatan Dermaga dan *Tower Yoke Mooring System* pada FSRU dalam penelitian ini, maka dilakukan estimasi harga pembangunan dari setiap jenis tambatan dimana pada konsep sistem tambatan dermaga tidak berbeda dengan yang dirancang pada Terminal darat.

Untuk mengetahui biaya pembangunan Tower Yoke Mooring System, maka Proyek Banyu Urip dijadikan acuan sebagai estimasi harga pembangunan *Tower Yoke Mooring System*. Proyek Banyu Urip adalah pengembangan awal dari empat sumur migas di Wilayah Kontrak Cepu, dan terletak di pulau Jawa, antara kota Cepu dan Bojonegoro, dimana Minyak mentah akan diolah di kilang dan dikirim melalui jalur pipa darat dan pipa laut ke kapal FSO yang terletak 23 km di lepas pantai utara Jawa dekat kota Tuban. Lingkup pekerjaan pada proyek ini adalah Rekayasa, Pengadaan, dan pemasangan Pipa 20 inch dengan panjang 23 km dan kedalaman air maksimum 33 m, dengan Rekayasa, Pengadaan, Fabrikasi, dan pemasangan Menara Mooring dengan sistem tambat penggerak lunak dengan total perkiraan berat struktural 4.700 Ton, dimana proyek tersebut bernilai \$ 131.000.000,00. Spesifikasi dan biaya dari Tower Yoke Mooring System yang menjadi acuan dirangkum dalam Tabel 4.20.

Tabel 4.20 Spesifikasi Tower Yoke Mooring System FSRU PGN Lampug

Komponen	Satuan	Ukuran
Jaket	[ton]	530
Topside	[ton]	701

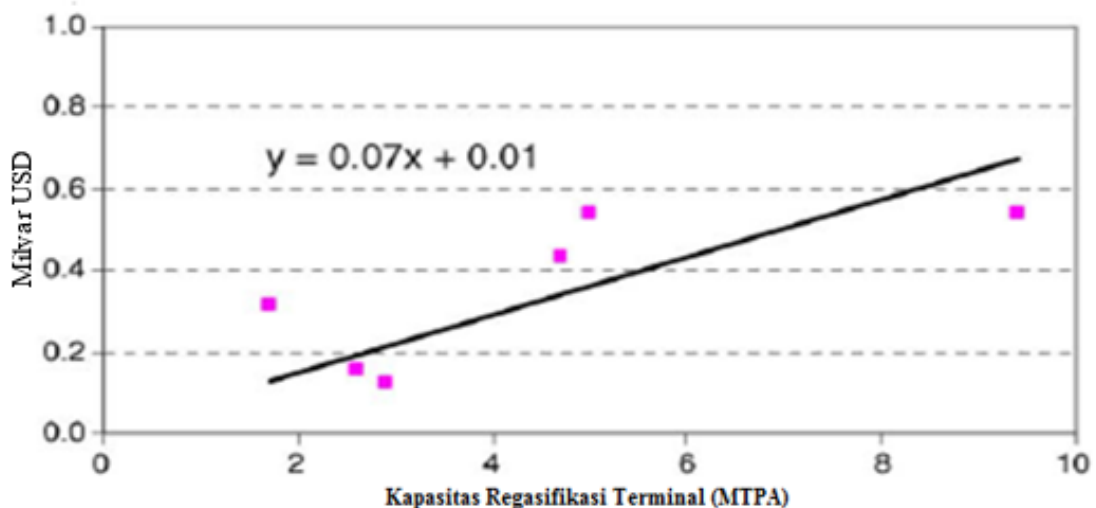
Tabel 4.20 Spesifikasi Tower Yoke Mooring System FSRU PGN Lampug

Komponen	Satuan	Ukuran
Yoke Mooring	[ton]	246
Berat	[ton]	4.700
Biaya Proyek	[USD]	131.000.000,00
Biaya satuan Proyek	[USD/Ton]	2.787,23
Biaya satuan Proyek	[Rp/Ton]	39.167.606

Sumber : (Aris, 2015)

4.5.5 Estimasi Biaya Fasilitas Penunjang Lainnya di Terminal LNG Darat

LNG merupakan cairan kriogenik dimana insulasi dalam jumlah besar diperlukan untuk menangani muatan gas alam cair dengan suhu yang sangat rendah, terutama tangki timbun dan jalur pipa bongkar. Selain itu terminal LNG dilengkapi dengan sistem yang penanganan *Boil-off Gases* (BOG). Selama bongkar muat kapal LNG, laju dari BOG akan meningkat jika terdapat proses pemompaan, dan gas yang menguap harus dikembalikan ke kapal LNG untuk mempertahankan tekanan yang sesuai di tangki ruang muat kapal dan tangki darat. Banyak terminal dilengkapi dengan ventilasi berpemanas pada tangki timbunnya untuk membuang BOG jika terjadi jika tingkat laju BOG melebihi kapasitas sistem pemulihan BOG terminal. Estimasi Biaya instrumentasi, insulasi dan ventilasi dapat dihitung sesuai dengan Gambar 4.7.



Sumber : (Aseeri & Bagajewicz, 2003)

Gambar 4.7 Estimasi Biaya Modal Fasilitas Penunjang Regasifikasi

Gambar 4.7 menunjukkan bahwa biaya modal fasilitas penunjang regasifikasi dapat diestimasi dengan persamaan regresi linier. Biaya modal fasilitas penunjang regasifikasi akan berbanding lurus dengan kapasitas terminal LNG. Semakin besar

kapasitas regasifikasi Terminal LNG, maka semakin besar biaya modal yang dikeluarkan. Per

4.6 Estimasi Harga Peralatan Terminal

Harga terkait dengan peralatan terminal yang dibahas meliputi harga loading arm yang digunakan untuk transfer muatan, *fender*, dan *bollard*.

4.6.1 Harga dan Jumlah Kebutuhan *Fender & Bollard*

Perencanaan dermaga juga perlu dilengkapi dengan kebutuhan *fender* untuk menahan kapal tidak bertabrakan dengan struktur dermaga. Dalam buku “Perencanaan Pelabuhan” Perencanaan *fender* pada dermaga dipengaruhi dari kedalaman kolam pelabuhan yang menentukan jarak antara *fender*. Kebutuhan *Fender* di Dermaga dirangkum pada Tabel 4.21

Tabel 4.21 Estimasi Jarak Fender

Kedalaman [m]	Jarak Antara Fender [m]	Harga Fender [USD/Unit]
4	4	150,00
6	7	150,00
8	10	150,00
10	15	150,00

Sumber: (Triatmodjo, 2009)

Selain *fender*, dermaga juga perlu dilengkapi dengan *bollard* untuk tali tambat. Perencanaan *bollard* pada dermaga dipengaruhi dari ukuran tonase kapal terbesar yang sandar yang menentukan jarak maksimum dari setiap bollard dan jumlah minimal *bollard* dalam satu tambatan. Kebutuhan *Bollard* di Dermaga dirangkum pada Tabel 4.22.

Tabel 4.22 Jumlah Kebutuhan Bollard

Ukuran Kapal [GT]	Jarak Maksimum [m]	Jumlah minimal per tambatan [unit]	Harga Bollard [USD]
2.000	15	4	100,00
5.000	20	6	100,00
20.000	25	6	100,00
50.000	35	8	100,00
100.000	45	8	100,00

Sumber : (Triatmodjo, 2009)

4.6.2 Harga Loading Arm

Spesifikasi dari *Loading arm* dapat diestimasi dari kapal yang akan sandar di Terminal. *Loading arm* memiliki kapasitas *flow rate* yang menyesuaikan dengan kapasitas pompa kapal, karena proses pembongkaran muatan curah cair umumnya menggunakan pompa kapal. Spesifikasi dan harga dari unloading arm dirangkum dalam Tabel 4.23.

Tabel 4.23 Estimasi Harga Loading Arm

Ukuran [Inch]	Flow Rate [m ³ /jam]	Berat [Kg]	Estimasi Harga [USD]
4	300	16.315	430.298
6	600	16.825	443.613
8	1.100	19.374	510.186
10	1.700	36.709	962.884
12	2.500	40.278	1.056.086
16	4.000	49.965	1.309.065

Sumber: (Division, 2018)

4.6.3 Harga dan Jumlah Kebutuhan Pneumatic Fender

Prosedur pemilihan fender untuk *operasi ship to ship* diuraikan di bawah ini. *Equivalent Displacement Coefficient* (C) dihitung, dan ukuran & jumlah fender dipilih dengan menggunakan tabel dalam *ship to ship* OCIMF. Ukuran dan jumlah fender yang dipilih berdasarkan *Equivalent Displacement Coefficient* (C) dirangkum pada Tabel 4.24.

Tabel 4.24 Kebutuhan Jumlah dan Ukuran Pneumatic Fender

<i>Equivalent Displacement Coefficient</i> (C) [ton]	Ukuran Fender (Diameter x Panjang) [m]	Jumlah
1.000	1,0 x 2,0	3
3.000	1,5 x 3,0	3
6.000	2,5 x 5,5	3
10.000	2,5 x 5,5	3
30.000	3,3 x 6,5	4
50.000	3,3 x 6,5	4
100.000	3,3 x 6,5	4
150.000	3,3 x 6,5	5
200.000	3,3 x 6,5	5
330.000	4,5 x 9,0	4
500.000	4,5 x 9,0	4

Sumber : (Rubber, 2015)

Untuk estimasi harga dari ukuran *pneumatic fender*, maka diperlukan berat dan *pneumatic fender* sebagai acuan. Acuan yang dipakai dalam menentukan harga terhadap ukuran *pneumatic fender* diperoleh dari *alibaba.com*. Rangkuman dari harga dari *pneumatic fender* berdasarkan ukurannya dirangkum pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25 Harga Setiap Ukuran *Pneumatic Fender*

Spesifikasi Ukuran [mm]	Berat (kg)	Harga per Unit [USD]
0,5 x 1,0	30	500
0,6 x 1,0	42	526
0,7 x 1,5	60	566
1,0 x 1,5	96	644
1,0 x 2,0	120	697
1,2 x 2,0	144	749
1,35 x 2,5	204	880
1,5 x 3,0	384	1.273
1,7 x 3,0	480	1.483
2,0 x 3,5	708	1.981
2,5 x 4,0	1200	3.055
2,5 x 5,5	1680	4.103
3,0 x 5,0	2160	5.152
3,0 x 6,0	2640	6.200
3,3 x 6,5	3240	7.510
3,5 x 6,0	3360	7.772
3,5 x 6,5	3840	8.821
3,5 x 7,5	4320	9.869
4,5 x 9,0	4380	10.000

Sumber : (*Pneumatic Fender Rubber Boat Fender*, 2020)

4.7 Biaya Charter FSRU

Data FSRU yang akan disewa dikumpulkan berdasarkan dalam laporan “*The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*” dimana FSRU tersebut memiliki kapasitas tangki ruang muat 125.000 m³ hingga 263.215 m³, dan kapasitas regasifikasi 360 MMSCFD hingga 1.000 MMSCFD. Data FSRU yang telah terkumpul dirangkum pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26 Data Ukuran Utama FSRU Sewa

FSRU	Kapasitas [m ³]	Kapasitas Regas [MMSCFD]	DWT [ton]	LoA [m]	T [m]	Tahun	Charter Rates [Rp/Hari]
Excelsior	138.000	400	68.130	277,0	12,2	2003	Rp1.880.849.817
Explorer	150.900	500	82.500	290,0	12,4	2008	Rp2.176.772.672
Experience	173.400	400	84.700	294,5	12,6	2014	Rp2.232.580.277
MOL FSRU Challenger	263.215	800	151.915	345	13,7	2017	Rp3.795.975.660
Golar Winter	138.000	510	80.810	277,0	11,4	2004	Rp2.065.374.697
Golar Freeze	125.000	490	66.200	287,4	11,5	1976	Rp1.902.658.166
Nusantara Regas Satu	125.000	500	73.074	293,0	11,7	1977	Rp1.919.433.155
Golar Igloo	170.000	750	87.015	292,5	12,3	2014	Rp2.785.922.874
Golar Eskimo	160.000	750	80.040	280,0	12,2	2014	Rp2.686.563.987
Golar Tundra	170.000	750	87.159	292,6	12,3	2015	Rp2.785.922.874
Golar Nanook	170.000	750	81.747	305,8	12,3	2018	Rp2.785.922.874
Golar Spirit	129.000	250	80.239	289,0	12,5	1981	Rp1.539.801.982
Hoegh Giant	170.032	750	92.008	294,0	12,6	2017	Rp2.786.240.823
Hoegh Grace	170.032	500	92.008	294,0	12,6	2015	Rp2.366.866.095
Hoegh Gallant	170.051	500	93.663	294,0	12,6	2014	Rp2.367.054.877
Independence	170.132	384	93.371	294,0	12,6	2014	Rp2.173.269.810
PGN FSRU Lampung	170.132	360	92.951	302,7	12,6	2014	Rp2.133.009.837
CAPE ANN	145.130	750	80.780	283,0	12,4	2009	Rp2.538.817.322
Neptune	145.130	750	80.986	283,0	12,4	2009	Rp2.538.817.322
Hoegh Esperanza	170.032	750	92.008	294,0	12,6	2018	Rp2.786.240.823
Hoegh Gannet	170.000	1.000	92.008	294,0	12,6	2018	Rp3.205.297.602

Sumber : (Thomas, 2017)

Sedangkan Harga Sewa FSRU yang akan digunakan dalam penelitian bersumber dari laporan “*Sveinung Støhle bets US\$300 million a throw on FSRU demand*”. Harga Sewa FSRU sangat bergantung pada kapasitas tangki ruang muat, dan kapasiats regasifikasinya. Data Harga Sewa FSRU dirangkum pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Harga Sewa FSRU

FSRU	Tahun Pembuatan	Kapasitas [m ³]	Kapasitas [MMSCFD]	Charter Rates [USD/Hari]	Charter Rates [Rp/Hari]	Charter Rates [Rp/Tahun]
Excellence	2005	138.000	690	170.000,00	2.388.925.000	871.957.625.000
Golar Spirit	1981	129.000	250	111.000,00	1.559.827.500	569.337.037.500
Golar Winter	2004	138.000	510	145.000,00	2.037.612.500	743.728.562.500
Golar Freeze	1976	125.000	490	127.000,00	1.784.667.500	651.403.637.500
Nusantara Regas Satu	1977	125.000	500	144.000,00	2.023.560.000	738.599.400.000

Sumber : (Thomas, 2017)

4.8 Harga Kapal LNG bekas

Biaya Pembangunan FSRU Konversi dapat diestimasi dari 2 komponen biaya modal yang meliputi biaya kapal LNG tersebut yang akan dikonversi dan biaya modifikasi untuk modul regasifikasi. Data terkait ukuran utama kapal LNG bekas dan harga jual kapal akan dikumpulkan melalui website penjualan kapal bekas. Data terkait harga dan ukuran kapal bekas telah dikumpulkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Daftar Kapal LNG Bekas yang ada Saat ini

Kapal	Bendera	Tahun	Kapasitas Ruang Muat [m ³]	LoA [m]	Harga [Rp]
LNG Bayelsa	Bermuda	2003	137.300	288,73	702.625.000.000
Zarga	Liberia	2010	266.000	345	2.200.621.500.000
Al Shamal	Qatar	2008	217.000	315	2.225.916.000.000
LNG Sokoto	Bermuda	2002	137.300	288,73	562.100.000.000
LNG River	Bermuda	2002	137.300	288,73	562.100.000.000
Mediterranean Energy	Marshall Island	1984	127.887	283,00	252.945.000.000
East Energy	Panama	1977	122.000	275,01	252.945.000.000
West Energy	Bermuda	1976	122.300	275,01	252.945.000.000
Atlantic Energy	Korea	1984	133.000	286,85	252.945.000.000
Pacific Energy	Marshall Island	1981	133.000	286,85	252.945.000.000
LNG Libra / GCL	Marshall Island	1979	126.750	285,30	252.945.000.000
North Energy	Marshall Island	1983	125.788	283,01	252.945.000.000
Baltic Energy	Marshall Island	1983	125.929	281,01	252.945.000.000
Caribbean Energy	Korea	1980	126.500	285,35	309.155.000.000
South Energy	Marshall Island	1980	126.500	285,35	309.155.000.000
Coral Energy	Marshall Island	1979	126.400	285,30	309.155.000.000
LNG Capricorn	Marshall Island	1978	126.300	285,30	281.050.000.000
LNG Flora	Japan	1993	127.550	272,00	309.155.000.000

Sumber : (LNG TANKERS FOR SALE, 2020)

4.9 Harga Vaporizer yang akan digunakan

Vaporizer yang akan dipakai di Terminal darat adalah *Open Rack Vaporizer* (ORV), dan *Submerged Combustion Vaporizer* (SCV). Dua jenis vaporizer tersebut merupakan yang paling banyak di pakai di Terminal LNG Darat. Kedua jenis vaporizer tersebut memiliki cara kerja yang berbeda dimana ORV memanfaatkan air laut dalam proses gasifikasi sedangkan SCV memanfaatkan konsumsi sebagian dari gas alam yang akan digasifikasi itu sendiri. Spesifikasi dari kedua jenis *vaporizer* dirangkum pada Tabel 4.29 dan Tabel 4.30.

Tabel 4.29 Spesifikasi *Open Rack Vaporizer (ORV)*

Data	Satuan	Nilai
Kapasitas Regasifikasi	[ton/jam]	150
Kapasitas Pompa Air Laut	[kW]	1.200
Harga Unit ORV	[USD/Unit]	4.500.000,00
Harga untuk Sistem Air Laut	[USD]	11.000.000,00

Sumber : (Tarakad, 2000)

Tabel 4.30 Spesifikasi *Submerged Combustion Vaporizer (SCV)*

Data	Satuan	Nilai
Kapasitas Regasifikasi	[ton/jam]	100
Kapasitas Air Blower	[kW/Unit]	250
Harga Unit SCV	[USD/Unit]	2.500.000,00

Sumber : (Tarakad, 2000)

Pencarian data terkait harga *vaporizer* untuk FSRU dilakukan setelah dilakukan pengumpulan kapal LNG bekas dan persamaan estimasi ukuran FSRU pembangunan baru. *Vaporizer* yang digunakan pada FSRU umumnya saat ini adalah (*Intermediete Fluide Vaporizer*) IFV dengan fluida propan. *Vaporizer* FSRU juga dapat dibangun sesuai dengan kebutuhan penggunaannya, namun dalam penelitian ini *Vaporizer* yang akan digunakan adalah *vaporizer* yang pernah dibangun pada FSRU yang ada saat ini. Data terkait *vaporizer* telah dirangkum dalam Tabel 4.31.

Tabel 4.31 Daftar *Intermediete Fluide Vaporizer (IFV)* pada FSRU

Modul Regasifikasi	Tahun	Kapasitas setiap unit (MMSCFD)	Berat (ton)	Konsumsi Gas/Unit [MMBTU/Jam]	Konsumsi Listrik/Unit [kW/Jam]	Harga per Unit [Rp/Unit]
PGN LNG Klaiedos	2013	127	178	8	1.948	214.516.046.222
Nafta	2014	130	233	8	2.000	220.161.205.333
Melaka	2012	250	473	16	3.843	423.386.933.333
Khannur	2011	250	369	16	3.826	423.386.933.333
Wartsila		261	350	17	4.000	442.490.151.765

Sumber: (Madsen & Lunde, 2012)

4.10 Komponen Biaya Operasional Setiap Konsep Terminal

Asumsi yang menunjang kegiatan operasi terminal seperti kebutuhan jumlah pekerja, dan umur ekonomis terminal didapatkan dari “*LNG Receiving and Regasification Terminals*”, dimana kebutuhan jumlah pekerja berjumlah 115 orang ditambah 5 orang pekerja luar (ekspatriat). Sedangkan umur ekonomis dari Terminal LNG didapatkan dari lamanya pengoperasian pembangkit dari tahun 2025 hingga tahun 2045 atau bernilai 20 tahun, namun warrants juga menyatakan nilai umur ekonomis dari terminal LNG di darat maupun terapung (FSRU) adalah 20 tahun. Rangkuman yang menunjang kegiatan operasional terminal dirangkum pada Tabel 4.32.

Tabel 4.32 Asumsi Penunjang Kegiatan Operasional Terminal Darat

Data	Satuan	Nilai
Jumlah Pekerja Operasional	[Orang]	120
Umur Terminal saat ini	[Tahun]	-
Umur Ekonomis Terminal	[Tahun]	20
Kebutuhan Listrik	[KW]	5.180

Sumber : (Tarakad, 2000)

Sedangkan komponen biaya operasional untuk terminal LNG darat meliputi:

- Biaya untuk pekerja dimana biaya ini meliputi upah, gaji, asuransi, dan tunjangan.
- Biaya pemeliharaan kilang regasifikasi yang meliputi perawatan dan perbaikan peralatan, dan suku cadang. Untuk keperluan perencanaan pemeliharaan pabrik dapat diasumsikan 1% dari biaya pemeliharaan kilang regasifikasi.
- Pemeliharaan fasilitas laut yang dapat bervariasi. Sebagai contoh dalam studi kasus terminal LNG di Timur Tengah diperkirakan biaya pemeliharaan fasilitas lautnya mencapai \$ 6,0 juta per tahun, dimana biaya tersebut sudah termasuk pemeliharaan kapal tunda, persediaan pemeliharaan struktural dan persediaan operasi lainnya, tetapi tidak termasuk biaya tenaga kerja. Jika pengerukan pemeliharaan diperlukan, maka biaya operasionalnya akan menjadi biaya tambahan.
- Bahan bakar gas yang ditunjukkan pada terminal yang menggunakan Vaporizer jenis SCV dan turbin pembangkit listrik.
- Biaya operasional lainnya termasuk asuransi, pajak properti, dll., dan harus dihitung berdasarkan tarif lokal.

Biaya operasional dalam penelitian ini diasumsikan seperti pada buku “*LNG Receiving and Regasification Terminals*” dimana rangkuman dari komponen biaya operasional tersebut telah dirangkum dalam Tabel 4.33.

Tabel 4.33 Asumsi Harga yang menunjang Biaya Operasional Terminal Darat

Komponen Biaya Operasional	Satuan	Nilai
Gaji Pekerja dan Perbekalan	[Rp/Orang/Tahun]	281.050.000
Biaya Perbaikan Fasilitas Laut	[%/Investasi Fasilitas Laut]	1,44
Biaya Perbaikan Fasilitas Regas	[%/Investasi Fasilitas Regasifikasi]	1
Harga BBG	[Rp/MMBTU]	84.315
Harga Listrik	[Rp/kWH]	1.300
Asuransi	[% Investasi Terminal]	1

Sumber : (Tarakad, 2000)

Sedangkan asumsi yang digunakan untuk merencanakan kegiatan operasi terminal FSRU seperti kebutuhan jumlah pekerja, dan umur ekonomis terminal didapatkan dari “*Tema Liquefied Natural Gas Project*”, dimana kebutuhan jumlah kru FSRU berjumlah 48 orang ditambah 4 orang pekerja di darat. Rangkuman yang menunjang kegiatan operasional terminal dirangkum pada Tabel 4.34.

Tabel 4.34 Asumsi yang menunjang Kegiatan Operasi Terminal FSRU

Data	Satuan	Nilai
Jumlah Awak	[Orang]	48
Jumlah Pekerja Operasional di Darat	[Orang]	4
Umur Terminal saat ini	[Tahun]	
Umur Ekonomis Terminal	[Tahun]	20
Kebutuhan Listrik Darat	[kW]	5180
Kapasitas Regas	[Ton/Jam]	
Kebutuhan BBG	[MMBTU/Jam]	24

Sumber : (Piésold, 2014)

Biaya operasional pada konsep terminal FSRU memiliki persamaan dengan kapal LNG karena karakteristik dari struktur dan mesinnya yang sama. Dalam penelitian berjudul “*Interrelationships of LNG cargo containment systems and machinery configurations on LNG carrier*” Biaya pengoperasian FSRU dirangkum sesuai pada Tabel 4.35.

Tabel 4.35 Asumsi Harga yang menunjang Biaya Operasional Terminal FSRU

Komponen Biaya Operasional	Satuan	Nilai
Biaya Pekerja	[Rp/Orang/Tahun]	386.724.800

Tabel 4.35 Asumsi Harga yang menunjang Biaya Operasional Terminal FSRU

Komponen Biaya Operasional	Satuan	Nilai
Penyediaan Makanan	[Rp/Orang/Tahun]	3.372.600
Asuransi Pekerja	[Rp/Orang/Tahun]	47.778.500
Persediaan Kapal	[Rp/kW]	140.525
Perawatan Rutin	[Rp/kW]	98.368
Asuransi Struktur	[Rp/Tahun]	7.026.250.000
Biaya Umum	[Rp/GT/Tahun]	51.994
Perawatan Periodik untuk Mesin	[Rp/kW/5 tahun]	154.578
Perawatan Periodik Struktur	[Rp/GT/5 Tahun]	182.683

Sumber: (Norberg, 2012)

4.11 Penggunaan Listrik di Terminal LNG

Penggunaan listrik di Pembangkit Listrik saat ini menggunakan *grid* yang digunakan untuk memenuhi kegiatan operasional di Terminal. Jumlah daya listrik yang dibutuhkan untuk terminal LNG telang dirangkum pada Tabel 4.36.

Tabel 4.36 Asumsi Penggunaan Listrik di Terminal LNG

Penggunaan Listrik	Satuan	Jumlah
<i>Boil-off gas compressor</i>	[KW]	2300
<i>LNG first stage pumps</i>	[KW]	480
<i>LNG second stage pumps</i>	[KW]	1600
<i>Instrument/Plant air compressor</i>	[KW]	150
<i>Lighting, HVAC</i>	[KW]	400
<i>Other smaller users</i>	[KW]	250
Jumlah	[KW]	5180

Sumber : (Tarakad, 2000)

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Bab ini menjelaskan tentang perencanaan alat angkut dan desain konseptual Terminal Regasifikasi LNG untuk memasok kebutuhan gas ke PLTU Celukan Bawang, dimana Terminal diasumsikan terletak di fasilitas terminal yang ada saat ini untuk menangani muatan batubara.

5.1 Ketersediaan Pasokan LNG

Ketersediaan Pasokan LNG dapat diketahui dari Kapasitas produksi dari setiap kilang dikurangi dengan produksi LNG yang sedang berlangsung saat ini sesuai dengan kontrak dengan pembeli (ACQ) dari setiap kilang sehingga dapat ditemukan jumlah dari LNG yang dapat dipasok ke Terminal LNG Celukan Bawang sesuai dengan persamaan 5.1.

$$S_j = CP_j - SC_j \quad 5.1$$

Dimana:

M = Daftar Pelabuhan Muat j

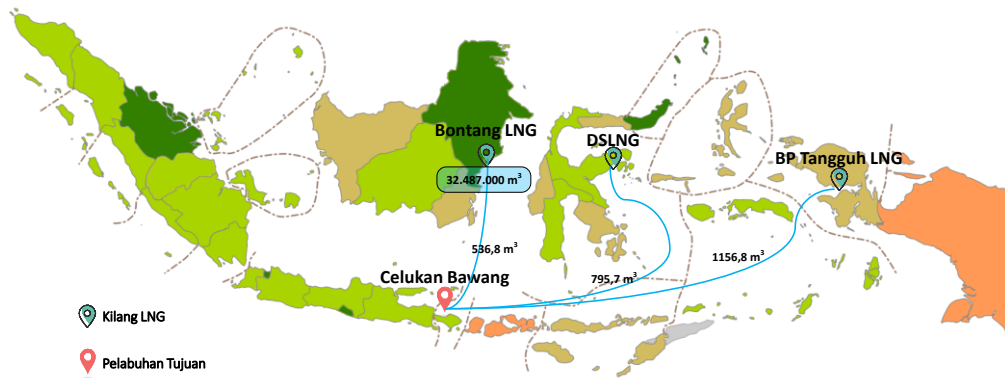
CP_j = Kapasitas Produksi Pelabuhan Muat j (MTPA)

SC_j = Kontrak Penjualan Gas Pelabuhan Muat j (MTPA)

Dari persamaan 5.1, maka jumlah LNG yang akan dipasok ke LTU Celukan Bawang dapat dilihat pada Tabel 5.1.

Tabel 5.1 Jumlah LNG yang Tersedia di Pasokan Kilang

Kilang	Kapasitas Produksi (MTPA)	Produksi Saat Ini (MTPA)	Karakteristik Massa Jenis (Ton/m ³)	Selisih (MTPA)	Selisih (m ³ LNG)	Jarak (NM)
Bontang LNG	22,6	7,9	0,456	14,7	32.487.000	536,8
Tanggung LNG	10,1	10,1	0,432	0		1156,8
Donggi Senoro LNG	2	2	0,457	0		795,68



Gambar 5.1 Perencanaan Rute dan Pasokan LNG

Tabel 5.1 menunjukan bahwa dari ketiga kilang pencairan gas alam hanya Kilang Badak NGL yang dapat mampu memasok kebutuhan LNG ke PLTU Celukan Bawang. Selain itu Kilang Badak NGL juga memiliki jarak yang paling pendek dari dua kilang pencairan gas alam lainnya. Jarak yang pendek dari Kilang Asal dan Pembangkit dapat mengurangi *voyage cost*, mengurangi jumlah muatan yang hilang akibat BOG, dan meningkatkan frekuensi operasi dan muatan yang terkirim selama kapal berada dalam waktu operasi *commission*.

5.2 Jumlah Gas Alam yang Dibutuhkan

Kapasitas daya dan pengoperasian dari pembangkit perlu diketahui dalam merencanakan desain konseptual terminal. Informasi mengenai kapasitas daya dari pembangkit dan pengoperasian dari pembangkit digunakan dalam merencanakan perkiraan jumlah listrik yang dihasilkan dari pengoperasian pembangkit listrik tersebut. Selain itu, kebutuhan gas alam yang akan dipasok dan dikonsumsi dalam waktu satu tahun beroperasi juga berpengaruh dari jumlah listrik yang dihasilkan dari pembangkit yang beroperasi saat ini.

Persamaan 2.2 hanya dapat mengestimasi kebutuhan gas dari pembangkit. Namun di satu sisi Kebutuhan gas secara keseluruhan akan memiliki jumlah yang lebih banyak dibandingkan dengan kebutuhan dari konsumen karena kebutuhan gas secara keseluruhan perlu mempertimbangkan *looses* akibat *Boil-off Gas* (BOG). BOG saat kegiatan operasi terminal terjadi ketika adanya kegiatan transfer muatan dari kapal, dan ketika terminal hanya beroperasi untuk menyimpan gas alam saja. Jumlah BOG akibat transfer muatan akan memiliki nilai yang lebih besar dibandingkan dengan beroperasi untuk menyimpan gas alam saja. Namun BOG akibat kegiatan penyimpanan saja akan cenderung konstan nilainya, dibanding BOG yang timbul akibat transfer muatan, dimana

jumlah yang timbul akibat transfer muatan tergantung dari lamanya kapal melakukan kegiatan bongkar muatan dan jumlah kunjungan kapal.

$$HL = 6 \text{ m}^3/\text{Jam} \times 365 \times 24 \quad 5.2$$

$$UL = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^2 64 \text{ m}^3/\text{Jam} \times PT \text{ ef}_{u \ ij} \times F_{ij} \quad 5.3$$

$$D_L = D + HL + UL \quad 5.4$$

Keterangan:

HL = Hilangnya Gas saat Penyimpanan di Terminal (m^3)

UL = Hilangnya Gas saat Transfer Muatan di Terminal (m^3)

D_L = Kebutuhan Gas di Pembangkit Beserta *Looses* Terminal (m^3)

$PT \text{ ef}_{u \ ij}$ = Waktu efektif kapal melakukan Bongkar (jam)

Dengan menggunakan Persamaan 2.2 dan 5.4, maka hasil dari jumlah energi listrik yang dihasilkan dan kebutuhan gas dari pembangkit dirangkum dalam Tabel 5.2.

Tabel 5.2 Produksi Energi Listrik dan Kebutuhan Gas

Data	Satuan	Nilai
Jumlah Energi Listrik Diproduksi	MWH	8.562.024
Jumlah Kebutuhan Gas Pembangkit	MMBTU	83.479.734
Jumlah Kebutuhan Gas Pembangkit	m^3 LNG	3.472.757
Jumlah Looses	m^3 LNG	83.404
Jumlah Kebutuhan Gas Keseluruhan	m^3 LNG	3.556.161
Jumlah Kebutuhan Gas Keseluruhan	MTPA	1,60

Tabel 5.2 menunjukkan kebutuhan listrik yang ditangani oleh Terminal secara keseluruhan. Kebutuhan gas secara keseluruhan akan memiliki jumlah yang lebih banyak dibandingkan dengan kebutuhan karena kebutuhan gas secara keseluruhan perlu mempertimbangkan *looses* akibat BOG. Jumlah BOG yang terjadi di terminal dari hasil optimasi yang ditentukan berjumlah 83.404 m^3 atau 2,4% dari jumlah kebutuhan gas alam yang telah dihitung hanya untuk pemabngkit saja.

5.3 Voyage Calculation Kapal LNG

Voyage Calculation dari pelayaran LNG perlu dihitung untuk mengestimasi frekuensi operasi yang dapat dilakukan oleh setiap kapal dalam satu tahunnya, Muatan yang hilang ketika kapal berlayar, Jumlah Muatan yang sampai ke tujuan (dapat dibongkar), kebutuhan bahan bakar dan air tawar, dan biaya yang akan dihabiskan untuk mengirim LNG dari pelabuhan asal ke pelabuhan tujuan.

5.3.1 Perhitungan Waktu Berlayar Kapal

Lamanya waktu berlayar di laut dari pelabuhan asal dan tujuan bergantung dari kecepatan kapal dan jarak pelayarannya. Setiap kapal akan memiliki kecepatan yang berbeda tergantung dari jenis propulsi yang dimilikinya. Jarak pelayaran yang akan ditempuh oleh kapal juga mempengaruhi lamanya waktu berlayar, dimana jika jarak pelayaran yang ditempuh memiliki jarak yang jauh maka semakin lama juga waktu yang dihabiskan kapal untuk berlayar untuk sampai pelabuhan tujuan. Persamaan yang dapat digunakan untuk mengestimasi lamanya waktu berlayar dirangkum dalam persamaan 5.5 dan 5.6.

$$ST_{l\ ij} = \frac{J_j}{V_{S_{l\ i}}} \quad 5.5$$

$$ST_{B\ ij} = \frac{J_j}{V_{S_{B\ i}}} \quad 5.6$$

Keterangan:

$ST_{l\ ij}$ = Waktu Berlayar Kapal i saat isi dari Pelabuhan Muat j (Jam)

$ST_{B\ ij}$ = Waktu Berlayar Kapal i saat Ballast ke Pelabuhan Muat j (Jam)

$V_{S_{l\ i}}$ = Kecepatan Kapal i Saat membawa muatan (Knot)

$V_{S_{B\ i}}$ = Kecepatan Kapal i Saat Kosong / Ballast (Knot)

5.3.2 Analisis Kondisi Muatan

Jumlah muatan yang dapat diangkut oleh kapal LNG telah diterangkan pada sub-bab 2.4, dimana tidak ada kapasitas ruang muat dalam kapal LNG yang dapat diisi penuh 100%. Selain itu terdapat 4% muatan kapal yang tidak dapat dibongkar untuk menjaga suhu ruangan operasi ruang muat atau biasa disebut dengan *heel*. Jumlah muatan yang dapat diangkut dan *heel* dapat diperkirakan berdasarkan persamaan 5.7 dan 5.8.

$$KM_i = KT_i \times 98\% \quad 5.7$$

$$HC_i = KM_i \times 4\% (m^3) \quad 5.8$$

Keterangan:

KT_i = Kapal Tangki Muatan Kapal i (m^3)

KM_i = Kapasitas Muat Kapal i (m^3)

HC_i = Batas Heel Cargo Kapal i (m^3)

Selain itu Muatan yang diangkut oleh kapal LNG selalu ada penyusutan karena adanya panas yang masuk ke ruang muat kapal. Kapal LNG tidak pernah membawa muatannya utuh hingga mencapai pelabuhan tujuan sehingga jumlah muatan yang dapat dibongkar akan selalu ada penyusutan. Bahkan ketika kapal LNG dalam keadaan ballast dengan ruang muat terisi *heel*, penyusutan muatan LNG tetap terjadi yang menyebabkan jumlah muatan LNG yang akan dimuat dari Pelabuhan Asal akan lebih besar dari jumlah muatan yang telah dibongkar. Jumlah muatan yang hilang baik ketika kapal telah sampai di Pelabuhan Tujuan, dan Pelabuhan Asal akan sangat bergantung pada lamanya kapal berlayar, semakin lama kapal berlayar maka akan sebanyak muatan yang hilang. Jumlah Muatan yang dapat dibongkar dan dapat dimuat dapat diestimasi dengan persamaan 5.9 dan 5.10

$$U_{ij} = KM_i - \left((ST_{l\ ij} \times BOG_i \times KM_i) \right) - (HC_i) \quad 5.9$$

$$L_{ij} = KM_i - \left(HC_i - \left((ST_{B\ ij} \times BOG_i \times KM_i) \right) \right) \quad 5.10$$

Keterangan:

BOG_i = Kecepatan Gas Hilang Menguap Kapal i (%/Hari)

U_{ij} = Muatan yang dapat dibongkar Kapal i dari Pelabuhan Asal J (m^3)

L_{ij} = Muatan yang dapat dimuat Kapal i dari Pelabuhan Asal J (m^3)

5.3.3 Perhitungan Waktu Kapal di Pelabuhan

Lamanya waktu ketika di Pelabuhan sangat bergantung dari kualitas layanan pelabuhan. Lamanya waktu di Pelabuhan Asal akan sangat bergantung pada produktivitas pompa darat yang digunakan untuk memuat muatan LNG ke kapal, sedangkan lamanya waktu di Pelabuhan Tujuan bergantung pada pompa kapal. Dengan mengestimasi lamanya waktu tambahan dipelabuhan akibat pandu, tunda, dan pegikatan tali tambar sebanyak 6 jam, maka lamanya waktu kapal di Pelabuhan dapat dihitung berdasarkan persamaan 5.11 dan 5.13.

$$PT_{u\ ij} = PT\ ef_{u\ ij} + 6\ Jam \quad 5.11$$

$$PT\ ef_{u\ ij} = \frac{U_{ij}}{Pu_i} \quad 5.12$$

$$PT_{l\ ij} = PT\ ef_{l\ ij} + 6\ Jam \quad 5.13$$

$$PT\ ef_{l\ ij} = \frac{L_{ij}}{Pu_j} \quad 5.14$$

Keterangan:

$PT_{u\ ij}$ = Waktu Kapal di Pelabuhan Tujuan (jam)

$PT\ ef_{u\ ij}$ = Waktu efektif kapal melakukan Bongkar (jam)

Pu_i = Pompa Kapal i (m^3 /jam)

$PT_{l\ ij}$ = Waktu Muat Muatan di Pelabuhan Asal (jam)

Pu_j = Pompa Pelabuhan j (m^3 /jam)

5.3.4 Perhitungan *Roundtrip* Dan Frekuensi Operasi

Waktu *Roundtrip* kapal dapat dihitung ketika lamanya waktu kapal di Pelabuhan, dan lamanya waktu kapal berlayar dari Pelabuhan Asal hingga Pelabuhan Tujuan telah diketahui. Lamanya waktu *Roundtrip* kapal dapat dihitung dengan persamaan 5.15.

$$RT_{ij} = PT_{l\ ij} + ST_{l\ ij} + PT_{u\ ij} + ST_{B\ ij} \quad 5.15$$

Kemudian jumlah frekuensi kapal dari Pelabuhan Asal dan Pelabuhan Tujuan tertentu dapat dihitung dengan membagi waktu kerja kapal dalam 1 tahun dengan lamanya waktu *roundtrip* kapal. Jumlah maksimum Frekuensi Operasi kapal yang dapat dilakukan dalam 1 tahun dapat dihiutng dengan menggunakan persamaan 5.16.

$$F\ max_{ij} = floor\left(\frac{CD_i}{RT_{ij}}\right) \quad 5.16$$

Keterangan:

RT_{ij} = 1 Roundtrip Kapal i dari Pelabuhan j (Jam)

$F\ max_{ij}$ = Frekuensi Maksimum dalam 1 Tahun Kapal i dari Pelabuhan j (kali)

CD_i = Batas Waktu Kerja Kapal i (Hari)

5.3.5 Perhitungan Biaya Konsumsi Bahan Bakar

Jumlah Konsumsi Bahan Bakar Kapal dapat diestimasi dengan mengetahui SFOC dari kapal LNG. Konsumsi bahan bakar pada kapal dapat dibagi menjadi dua, yaitu konsumsi bahan bakar ketika kapal berlayar menggunakan mesin induk, dan konsumsi bahan bakar untuk kegiatan operasional *onboard* dengan menggunakan mesin bantu. Besarnya konsumsi bahan bakar di mesin induk bergantung dari lamanya waktu berlayar kapal, sedangkan konsumsi bahan bakar di mesin bantu bergantung pada lamanya waktu *roundtrip*. Jumlah Kebutuhan konsumsi bahan bakar kapal dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 5.19 dan 5.20.

$$FOC ME_i = SFOC ME_i \times HP ME_i \times N ME_i \quad 5.17$$

$$FOC AE_i = SFOC AE_i \times HP AE_i \times N AE_i \quad 5.18$$

$$FOC ME RT_{ij} = FOC ME_i \times (ST_{l ij} + ST_{B ij}) \quad 5.19$$

$$FOC AE RT_{ij} = FOC AE_i \times RT_{ij} \quad 5.20$$

Keterangan:

$FOC ME_i$ = Konsumsi Bahan Bakar Mesin Induk Kapal i (Liter/Jam)

$SFOC ME_i$ = Specific Fuel Oil Consumption Mesin Induk Kapal i (Liter/kW.Jam)

$HP ME_i$ = Daya Mesin Induk Kapal i (kW)

$N ME_i$ = Jumlah Mesin Induk Kapal i

$FOC AE_i$ = Konsumsi Bahan Bakar Mesin Bantu Kapal i (Liter/Jam)

$SFOC AE_i$ = Specific Fuel Oil Consumption Mesin Bantu Kapal i (Liter/kW.Jam)

$HP AE_i$ = Daya Mesin Bantu Kapal i (kW)

$N AE_i$ = Jumlah Mesin Bantu Kapal i

$FOC ME RT_{ij}$ = Jumlah Konsumsi Bahan Bakar ME Kapal i per Frekuensi (Liter)

$FOC AE RT_{ij}$ = Jumlah Konsumsi Bahan Bakar AE Kapal i per Frekuensi (Liter)

Sedangkan biaya yang dikeluarkan untuk konsumsi bahan bakar kapal dapat dihitung dengan asumsi untuk konsumsi mesin induk kapal menggunakan MFO,

sedangkan mesin bantu menggunakan HSD. Sehingga biaya bahan bakar kapal dapat diestimasi dengan persamaan 5.21.

$$FC RT_{ij} = (FOC ME RT_{ij} \times \text{Harga MFO}) + (FOC AE RT_{ij} \times \text{Harga HSD}) \quad 5.21$$

Keterangan:

$FC RT_{ij}$ = Biaya Bahan Bakar per Frekuensi (Rp)

5.3.6 Perhitungan Biaya Konsumsi Air Tawar

Kebutuhan Air Tawar di kapal dapat diestimasi dengan menggunakan jumlah awak kapal, dan lamanya waktu kapal untuk melakukan 1 *roundtrip* dengan asumsi konsumsi air untuk 1 awak kapal sebesar 200 liter per hari. Dari ketiga informasi tersebut, maka kebutuhan air tawar dapat ditentukan dengan persamaan 5.22.

$$FWC RT_{ij} = 200 \text{ liter} \times NP_i \times RT_{ij} \quad 5.22$$

Setelah mengetahui jumlah air tawar yang dibutuhkan, maka biaya yang dikeluarkan untuk konsumsi air tawar dapat diestimasi dengan menggunakan persamaan 5.23.

$$WC RT_{ij} = \text{Harga Air Tawar} \times FWC RT_{ij} \quad 5.23$$

Keterangan:

$FWC RT_{ij}$ = Konsumsi Air Tawar di Kapal per frekuensi (liter)

NP_i = Jumlah Awak Kapal i

$WC RT_{ij}$ = Biaya Air Tawar per Frekuensi (Rp)

5.3.7 Perhitungan Biaya Pelabuhan

Biaya Pelabuhan untuk melayani kapal di Pelabuhan dapat dihitung berdasarkan ukuran kapal (*Gross Tonnage*), dan lamanya waktu layanan yang digunakan untuk melayani kapal. Biaya ini dikeluarkan dengan tujuan untuk membayar pembangunan dan pengembangan pelabuhan, dan kegiatan operasional pelabuhan (lihat sub-bab 4.4). Biaya Pelabuhan dapat diestimasi dengan menggunakan persamaan 5.24 hingga 5.31.

$$BL t = \text{Tarif Tetap Labuh Pelabuhan Tujuan} \times GT_i \quad 5.24$$

$$\begin{aligned}
&BS t \\
&= (\text{Tarif tetap sandar Pelabuhan Tujuan} \times GT_i) \\
&+ (\text{Tarif variabel sandar Pelabuhan Tujuan} \times PT_{efu_{ij}} \times GT_i)
\end{aligned}
\tag{5.25}$$

$$\begin{aligned}
&BT t \\
&= (\text{Tarif tetap tunda Pelabuhan Tujuan} \times GT_i) \\
&+ (\text{Tarif variabel tunda Pelabuhan Tujuan} \times 1 \text{ Jam} \times GT_i)
\end{aligned}
\tag{5.26}$$

$$\begin{aligned}
&BPt \\
&= (\text{Tarif tetap pandu Pelabuhan Tujuan} \times GT_i) \\
&+ (\text{Tarif variabel pandu Pelabuhan Tujuan} \times 2 \text{ gerakan} \times GT_i)
\end{aligned}
\tag{5.27}$$

$$BL_j = \text{Tarif Tetap Labuh Pelabuhan Asal}_j \times GT_i
\tag{5.28}$$

$$\begin{aligned}
&BT_j = (\text{Tarif tetap tunda Pelabuhan Asal}_j \times GT_i) \\
&\quad + (\text{Tarif variabel tunda Pelabuhan Asal}_j \times 1 \text{ Jam} \times GT_i)
\end{aligned}
\tag{5.29}$$

$$\begin{aligned}
&BP_j \\
&= (\text{Tarif tetap pandu Pelabuhan Asal}_j \times GT_i) \\
&+ (\text{Tarif variabel pandu Pelabuhan Asal}_j \times 2 \text{ gerakan} \times GT_i)
\end{aligned}
\tag{5.30}$$

$$PC RT_{ij} = (BL_j + BS_j + BT_j + BP_j + BL t + BS t + BT t + BP t)
\tag{5.31}$$

Keterangan:

GT_i = Tonase Kotor Kapal i

$BL t$ = Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan (Rp)

BS_t = Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan (Rp)

BT_t = Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan (Rp)

BP_t = Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan (Rp)

BL_j = Biaya Labuh Pelabuhan Asal (Rp)

BS_j = Biaya Sandar Pelabuhan Asal (Rp)

BT_j = Biaya Tunda Pelabuhan Asal (Rp)

BP_j = Biaya Pandu Pelabuhan Asal (Rp)

$PC RT_{ij}$ = Biaya Pelabuhan per Frekuensi (Rp)

5.3.8 Perhitungan Biaya Peluang LNG Hilang

Ketika muatan LNG yang hilang karena BOG ketika berlayar, maka biaya peluang terkait muatan yang hilang perlu dihitung. Biaya yang timbul akibat muatan yang hilang ketika berlayar akibat BOG biasanya digunakan sebagai bahan bakar kapal (lihat sub-bab 2.4)., sehingga biaya ini perlu dihitung dalam *voyage calculation*. Biaya Peluang LNG hilang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 5.32.

$$OPC_{ij} = \left((ST_{l\ ij} \times BOG_i \times KM_i) + (ST_{B\ ij} \times BOG_i \times KM_i) \right) \times FOB \quad 5.32$$

Keterangan:

OPC_{ij} = Biaya Peluang LNG Hilang per Frekuensi (Rp)

FOB = Harga LNG (Rp/MMBTU)

5.3.9 Voyage Cost

Voyage cost dapat diestimasi ketika beberapa komponen *voyage cost* seperti biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, biaya air tawar, dan biaya peluang LNG hilang telah diketahui. *Voyage cost* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 5.33.

$$VC RT_{ij} = FC RT_{ij} + WC RT_{ij} + PC RT_{ij} + OPC_{ij} \quad 5.33$$

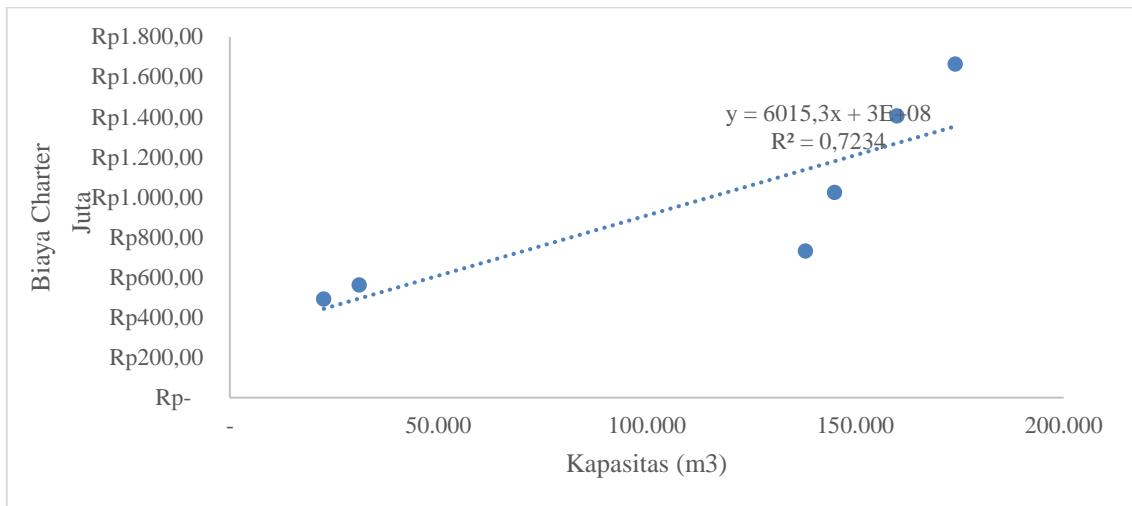
Keterangan:

$VC RT_{ij}$ = Biaya Pelayaran per Frekuensi (Rp)

5.3.10 Time Charter Rate

Karena penyewaan kapal LNG merupakan jenis sewa dalam durasi jangka panjang (*long time charter*) yang dapat mencapai 20 tahun. Jenis penyewaan yang biasa digunakan pada kapal ini adalah *Time Charter* seperti yang telah dijelaskan dalam sub-

bab 4.3. Namun ukuran kapal yang telah ditentukan dalam penelitian ini memiliki rentang yang tinggi, maka metode regresi linier tunggal perlu dilakukan untuk mengetahui berapa biaya sewa yang dikeluarkan untuk kapal berdasarkan kapasitas ruang muatnya dengan mengacu kepada Tabel 4.7. Hasil regresi biaya sewa dari kapal LNG berdasarkan kapasitasnya dapat dilihat pada Gambar 5.2.



Gambar 5.2 Regresi Time Charter Rate Kapal LNG

5.3.11 Rangkuman Voyage Calculation

Setelah mengetahui frekuensi operasi yang dapat dilakukan oleh setiap kapal dalam satu tahunnya, Muatan yang hilang ketika kapal berlayar, Jumlah Muatan yang sampai ke tujuan (dapat dibongkar), kebutuhan bahan bakar dan air tawar, dan biaya yang akan dihabiskan untuk mengirim LNG dari pelabuhan asal ke pelabuhan tujuan. Maka Perhitungan *Voyage Calculation* dapat dirangkum sesuai dengan Tabel 5.3.

Tabel 5.3 Voyage Calculation Kapal LNG

Nama	Satuan	CORAL METHANE	ARISTARCHOS
DWT	[ton]	-	81.451
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m³]	7.350	170.520
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m³]	71	324
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m³]	7.090	163.857
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m³]	7.019	163.533
Gross Tonnage (GT)	[-]	7.833	124.250
LoA	[m]	117,8	299
Draft	[m]	5,90	12,50
Kecepatan Isi	[knot]	11,13	19,5
Kecepatan Kosong	[knot]	12,13	20,5

Tabel 5.3 Voyage Calculation Kapal LNG

Nama	Satuan	CORAL METHANE	ARISTARCHOS
Daya Mesin Induk (kW)	[kW]	5.000	32.250
Daya Mesin Bantu (kW)	[kW]	1.600	7.360
Konsumsi Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	1.053	8.726
Konsumsi Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	297	1.992
ABK (Orang)	[Orang]	27	27
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		48,23	27,53
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		44,25	26,19
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	92,48	53,71
Waktu di Pelabuhan Asal			
Lama Muat	[jam/call]	2,27	52,43
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	8,27	58,43
Lama Bongkar	[jam/call]	7,80	11,05
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	13,80	17,05
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	22,07	75,48
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	114,55	129,20
	[Hari/R.trip]	4,77	5,38
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	69,00	61,00
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	97.380,13	468.729,90
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	34.047,45	257.300,51
Air Tawar	[Liter/R.trip]	25.774,12	29.069,42
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	128.567.288.208	494.134.025.882
	[Rp/R.trip]	1.609.987.865	8.893.872.472
Biaya Bahan Bakar	[Rp/Tahun]	111.089.162.676	542.526.220.808
	[Rp/R.trip]	143.513.869	657.473.946
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/Tahun]	9.902.456.946	40.105.910.728
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	845.964	13.418.971
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	76.483	28.038.732
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	940.419	2.432.882
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.231.968	12.407.974
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	845.964	13.418.971
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.007.974	22.652.855
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	940.419	2.432.882
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.231.968	12.407.974
	[Rp/R.trip]	7.121.159	107.211.239
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/tahun]	491.359.977	6.539.885.569
	[Rp/R.trip]	644.353.077	726.735.619
Total Biaya Air Tawar	[Rp/tahun]	44.460.362.302	44.330.872.781

Tabel 5.3 Voyage Calculation Kapal LNG

Nama	Satuan	CORAL METHANE	ARISTARCHOS
Total Biaya	[Rp/tahun]	294.510.630.110	1.127.636.915.767

Tabel 5.3 menunjukkan bahwa *Voyage Planning* yang menunjukkan pola operasi kapal untuk melakukan frekuensi operasi dalam satu tahun dari Pelabuhan Asal hingga Pelabuhan Tujuan. Perencanaan yang terangkum dalam pola operasi kapal adalah biaya sewa kapal, konsumsi dan `biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, dan biaya air tawar.

5.4 Proses Optimasi Pemilihan Armada Kapal

5.4.1 Objective Function

Objective function merupakan istilah matematika yang menjelaskan bagaimana berbagai variabel berkontribusi pada nilai tertentu untuk dioptimalkan. Dalam penelitian ini, *objective function* yang ditentukan adalah biaya satuan pengiriman LNG yang paling minimum. Berikut merupakan persamaan yang digunakan untuk memperoleh biaya satuan termurah.

$$TC = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^2 \left((\alpha_i \cdot TCH_i \cdot 365) + (F_{ij} \cdot VC_{ij}) + \left(((U_{ij} \times F_{ij}) - D) \times FOB \right) \right) \quad 5.34$$

$$\text{Min } Z_s = \frac{TC}{D} \quad 5.35$$

Keterangan:

Z_s = Biaya Satuan LNG (Rp/MMBTU)

TC = Total Biaya Pengoperasian Kapal (Rp)

TCH_i = Biaya Time Charter Kapal i (Rp)

Z_s = Biaya satuan Transportasi LNG (Rp/MMBTU)

α_i = Keputusan Kapal i di Sewa

F_{ij} = Frekuensi Kapal i dari Pelabuhan Muat j

VC_{ij} = *Voyage Cost* Kapal i dari Pelabuhan Muat j (Rp/Rountrip)

U_{ij} = Muatan Terkirim Kapal i dari Pelabuhan Muat j (m^3)

D = Kebuthan Gas Pembangkit Listrik (m^3)

FOB = Harga LNG FOB (m^3)

5.4.2 *Constraint*

Constraint merupakan suatu kondisi masalah yang ada dalam optimasi yang harus dipenuhi. Dalam kasus ini, Kondisi permasalahan yang perlu ditempatkan dalam persamaan adalah keterbatasan pasokan pelabuhan asal, Frekuensi Operasi kapal yang terbatas oleh *Commission days* kapal, dan batasan sarat maksimal kapal seperti yang terangkum dalam persamaan berikut ini.

$$S_j \geq D_L \quad 5.36$$

$$F_{ij} \times RT_{ij} \leq CD_i \quad 5.37$$

$$\alpha_i = \begin{cases} 0, & T_i > T_{max} \\ 1, & T_i \leq T_{max} \end{cases} \rightarrow \alpha_i = \begin{cases} 0, & F_{ij} = 0 \\ 1, & F_{ij} > 0 \end{cases} \quad 5.38$$

Keterangan:

S_j = Pasokan Kilang Pelabuhan Asal

T_i = Sarat Kapal i (m)

T_{max} = Maksimum Sarat Kapal di Pelabuhan Tujuan (m)

5.4.3 *Decision Variable*

Decision variable ini merupakan variabel yang akan diubah untuk mendapatkan *Objective Function* yang diinginkan. Dalam penelitian ini, frekuensi kapal yang akan dijadikan sebagai *Decision variable* untuk mengoptimalkan biaya satuan pengiriman LNG termurah. Frekuensi operasi kapal dapat digambarkan dengan simbol sebagai berikut:

$$F_{ij} \quad 5.39$$

Dimana

F_{ij} = Frekuensi Kapal i dari Pelabuhan Muat j

5.4.4 Hasil Optimasi Pemilihan Armada Kapal

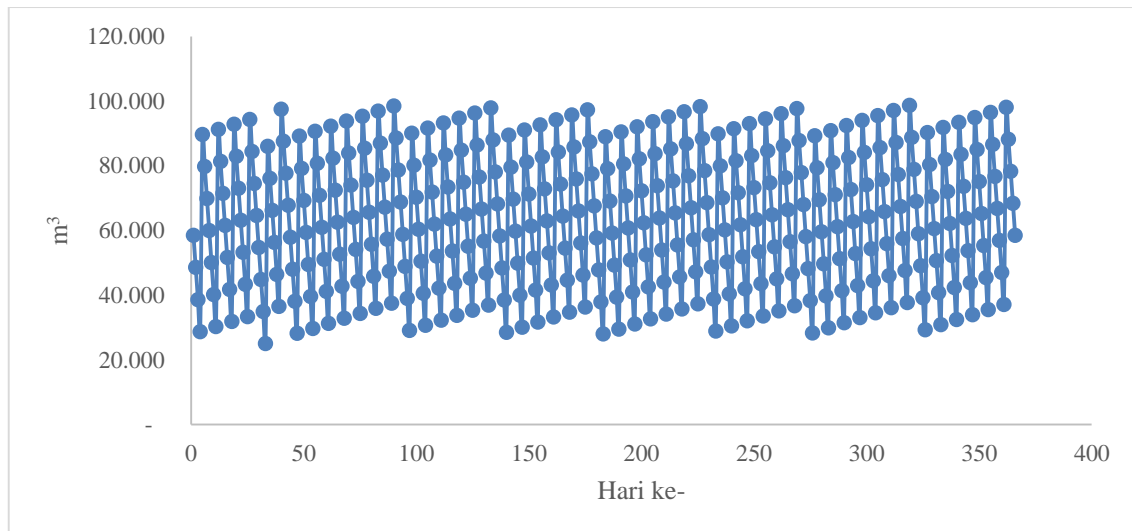
Proses optimasi dilakukan untuk memutuskan armada kapal yang akan dipilih ketika perumusan *Objective Function*, *Constraint*, dan *Decision Variable* telah dilakukan. Hasil yang diperoleh dalam proses optimasi ini adalah kapal dengan kapasitas 75.558 m³ (Cheikh Bouamama) terpilih untuk melayani Celukan Bawang dengan Pelabuhan Asal Bontang dengan biaya satuan dari pengiriman LNG ini adalah Rp. 10.879 per MMBTU (Rp. 261.507 per m³) sesuai dengan Tabel 5.4.

Tabel 5.4 Hasil Optimasi Kapal Terpilih berdasarkan Frekuensi Operasi

Pelabuhan Asal	Pelabuhan Tujuan	Frekuensi						
		Coral Methane	Coral Energy	Coral Energice	Triputra	JS Indeos Independence	Hai Yang Shi You 301	Cheikh Bouamama
Bontang LNG	TUKS Celukan Bawang	-	-	-	-	-	-	51
Donggi Senoro LNG	TUKS Celukan Bawang							

5.5 Perencanaan Penjadwalan dan Persediaan LNG

Perencanaan Penjadwalan armada kapal yang terpilih digunakan untuk merencanakan fasilitas penyimpanan terminal LNG. Perencanaan Penjadwalan Armada kapal LNG harus menghasilkan grafik *inventory cycle* yang datar, supaya fasilitas penyimpanan terminal yang direncanakan tidak terlalu besar. Cara yang dilakukan untuk membuat grafik *inventory cycle* sedatar mungkin dapat dilakukan dengan cara memberikan *lay time* pada kapal di setiap satu frekuensi operasi. *Lay time* ini akan memberi jeda waktu dalam pengiriman LNG dimana kapal yang digunakan setelah melakukan 1 frekuensi operasi tidak akan melakukan kegiatan apapun. *Lay time* yang digunakan dalam 1 frekuensi operasi harus memanfaatkan waktu yang tersisa dari waktu kerja kapal yang sesungguhnya.



Gambar 5.3 Jumlah Persediaan LNG dalam 1 Tahun

Dengan memanfaatkan *laytime* tersebut, maka diperoleh jumlah maksimal LNG yang direncanakan adalah 98.660 m³. Grafik Inventory cycle dari perencanaan transportasi dan terminal LNG ke Celukan Bawang dapat dilihat pada Gambar 5.3

5.6 Perencanaan Fasilitas Terminal LNG Darat

Fasilitas utama yang menjadi pertimbangan dalam perencanaan terminal LNG adalah perencanaan tempat kapal sandar untuk menentukan panjang dermaga yang dibutuhkan, tangki timbun untuk penyimpanan muatan, fasilitas regasifikasi, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya.

5.6.1 Perencanaan Ukuran Dermaga di Terminal LNG Darat

Terminal LNG harus memiliki fasilitas sandar yang baik supaya kapal LNG dapat sandar dan membongkar muatannya. Terminal LNG memiliki satu atau lebih tambatan supaya kapal LNG dapat sandar dengan kedalaman yang cukup untuk menerima dan membongkar dari kapal. Kedalaman air yang dibutuhkan di dermaga adalah 12 meter untuk kapal dengan kapasitas 130.000 m³. Kedalaman air di dermaga yang lebih dalam biasanya dibutuhkan untuk mengakomodasi kapal LNG yang lebih besar misalnya kapal LNG dengan kapasitas 265.000 m³ akan membutuhkan kedalaman dermaga setidaknya 13 meter (Tusiani & Shearer, 2007).

Dengan Ukuran kapal LNG yang telah ditentukan pada sub-bab 5.4.4. Dimana kapal yang akan sandar dan melakukan kegiatan bongkar muatan di terminal memiliki panjang 220 m. Selain itu ada pendekatan yang dapat dilakukan untuk mengestimasi

biaya yang dikeluarkan untuk pengadaan dermaga dengan menggunakan persamaan 5.41 dan 5.43

$$A_{DD} = L_{DD} \times B_{DD} \quad 5.40$$

$$CC_{DD} = A_{DD} \times C_{DD} \quad 5.41$$

$$A_{TD} = L_{TD} \times B_{TD} \quad 5.42$$

$$CC_{TD} = A_{TD} \times C_{TD} \quad 5.43$$

Keterangan:

L_{DD} = Panjang Dermaga yang dipilih (m)

A_{DD} = Luas Dermaga (m²)

A_{TD} = Luas Trestle (m²)

C_{DD} = Harga Pembangunan Dermaga (Rp/m²)

C_{TD} = Harga Pembangunan Trestle (Rp/m²)

CC_{DD} = Biaya modal Dermaga (Rp)

CC_{TD} = Biaya modal Trestle (Rp)

Dengan pendekatan untuk mengestimasi biaya yang dikeluarkan untuk pengadaan dermaga dengan menggunakan persamaan 5.41 dan 5.43. Maka Hasil dari perencanaan panjang dermaga dapat dirangkum dalam Tabel 5.5.

Tabel 5.5 Perhitungan Dermaga dan Trestle

Data	Satuan	Nilai
Panjang Dermaga	[m]	250
Lebar Dermaga	[m]	22
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Luas Dermaga	[m ²]	5.496
Luas Trestle	[m ²]	1.580
Total Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp]	97.066.315.492,08
Total Biaya Pembangunan Trestle	[Rp]	25.484.776.786,56
Total Biaya Pembangunan Dermaga & Trestle	[Rp]	122.551.092.278,64



Gambar 5.4 Dermaga PLTU Celukan Bawang Saat Ini

Tabel 5.5 menunjukkan ukuran dermaga yang dibutuhkan sebagai tempat sandar kapal LNG dengan kapasitas 75.558 m^3 adalah dermaga dengan panjang 250 m. Sehingga dermaga PLTU saat ini perlu ditambah panjangnya sebesar 35 m dari kondisi yang ada saat ini. Sedangkan lebar dermaga, panjang trestle, dan lebar trestle dianggap tetap karena kebutuhan akses *Unloading Lines* (Jalur Pipa Bongkar), dan *Gang Way Tower* di dermaga sudah memenuhi syarat berdasarkan sub-bab 4.5.1.

Dermaga sebagai tempat kapal sandar dan melakukan kegiatan bongkar muatan dilengkapi dengan beberapa *Loading Arm* yang menghubungkan Manifold Kapal dengan *Unloading Lines* (Jalur Pipa Bongkar). *Unloading Lines* mengalirkan LNG dari *Loading Arm* ke tangki timbun dimana LNG akan disimpan. *Unloading Lines* ini biasanya terbuat dari *stainless steel* dan beberapa bahan lainnya seperti aluminium yang dapat menahan suhu LNG yang sangat rendah dengan aman. Namun penjelasan tentang *Loading Arm* dan *Unloading lines* akan dibahas pada sub-bab *Loading Arm*, dan *Unloading Lines*.

5.6.2 Tangki Timbun di Terminal LNG Darat

Tujuan dari tangki Timbun LNG adalah untuk menyimpan LNG pada temperatur yang sangat rendah sebelum diregasifikasi dan dikirim ke konsumen. Jenis tangki timbun di terminal penerima tidak memiliki perbedaan dengan yang ada di kilang pencairan. Perancang terminal penerima LNG akan dihadapkan dengan dua keputusan penting terkait penyimpanan yaitu jumlah tangki yang akan dibangun dan jenis tangki penyimpanan yang dibutuhkan. Pemilihan desain tangki akan dipengaruhi oleh jumlah lahan yang tersedia; peraturan keselamatan, dan pertimbangan estetika.

Penentuan kapasitas penyimpanan terminal dapat ditentukan dari kapasitas minimum yang diperoleh dari muatan LNG yang dikirim oleh kapal LNG terbesar yang akan sandar ditambah margin. Cara lain untuk menentukan kapasitas penyimpanan terminal adalah dari jumlah LNG yang akan di regasifikasi. Ada beberapa variasi yang luas di antara terminal dalam menentukan jumlah LNG akan diregasifikasi seperti 20 hari pasokan LNG adalah jumlah yang dipakai untuk memasok gas ke pembangkit listrik. Namun Terminal LNG Jepang yang memasok pembangkit listrik memiliki kapasitas penyimpanan yang jauh lebih besar dengan 40 hari pasokan. Di terminal LNG yang digunakan selain pembangkit listrik, kapasitas penyimpanan biasanya dalam kisaran sepuluh hari pasokan (Tarakad, 2000).



Gambar 5.5 Terminal LNG Futtsu (*TEPCO Power Station*)

Dalam penelitian ini kapasitas penyimpanan LNG di terminal ditentukan dari kapasitas minimum yang diperoleh dari muatan LNG yang dikirim oleh kapal LNG dengan tambahan *safety stock* dari lamanya kapal melakukan 1 kali frekuensi operasi. Asumsi ini didukung berdasarkan fakta bahwa terminal LNG dengan konsep *Floating LNG* seperti FSRU Nusantara Regas 1 memiliki kapasitas tangki ruang muat 125.000 m^3 dimana kapasitas tersebut hampir sama dengan kapal LNG pemasoknya yaitu LNG Aquarius dengan Kapasitas 126.300 m^3 dimana FSRU ini digunakan untuk memasok kebutuhan gas alam untuk kebutuhan listrik ke PLTGU Muara Karang. Kemudian di terminal LNG Benoa Kapasitas FSRU Karunia Dewata memiliki kapasitas 26.000 m^3 dimana Kapasitas tersebut hampir sama dengan Kapal LNG yang memasok ke FSRU yaitu Kapal Triputra dengan kapasitas 22.960 m^3 . FSRU ini digunakan untuk memasok

LNG untuk kebutuhan bahan bakar gas alam di PLTDG Pesanggaran. Dari dua studi kasus tersebut, maka dapat diasumsikan bahwa kapasitas minimum yang dikirim dengan tambahan *safety stock* dari lamanya kapal melakukan 1 kali frekuensi operasi dapat menjadi pertimbangan dalam menentukan kapasitas penyimpanan LNG di Terminal dalam penelitian ini untuk mengurangi kapasitas penyimpanan yang berlebihan di Terminal..



Gambar 5.6 FSRU Nusantara Regas Satu dan LNG Aquarius

Volume penyimpanan terminal yang diperlukan dalam penelitian ini diasumsikan dalam keadaan ideal dimana tidak ada keterlambatan kedatangan kapal LNG dan tidak ada variasi dalam tingkat konsumsi gas. Dalam praktiknya akan ada kejadian baik yang dijadwalkan maupun tidak terduga yang akan menyebabkan penyimpangan dari keadaan ideal. Penyimpangan tersebut dapat mencakup peristiwa yang dapat diprediksi seperti waktu perawatan fasilitas terminal, jadwal *docking* kapal LNG, variasi jumlah LNG yang diregasifikasi ke konsumen, dan perbaikan di pembangkit listrik, dan keterlambatan kapal terkait cuaca.

Perencanaan jumlah tangki timbun dapat ditentukan dari volume penyimpanan total di terminal dibagi dengan kapasitas tangki. Pembangunan satu tangki timbun dapat menjadi pilihan untuk dipertimbangkan karena biaya yang lebih murah pada Terminal dengan kapasitas penyimpanan yang kecil (dibawah 1 MTPA). Namun ada beberapa kasus operator terminal lebih memilih membangun dua tangki berukuran lebih kecil daripada satu tangki besar seperti Terminal LNG Fukuoka di Jepang, dimana terminal ini dirancang dengan kapasitas 0,15 hingga 0,36 MTPA. Terminal kecil ini memiliki dua tangki LNG dengan kapasitas setiap tangki sebesar 35.000 m³ karena alasan konstruksi dan kekuatan tanah. Namun karena kebutuhan gas alam yang direncanakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik di Celukan Bawang memiliki kapasitas yang lebih besar

dibandingkan dengan Terminal LNG di Fukuoka, maka membangun 1 tangki menjadi pertimbangan yang lebih baik mengingat skala ekonomi dari unit tangki timbun dengan kapasitas yang lebih kecil memiliki biaya satuan yang lebih tinggi dibandingkan dengan kapasitas yang lebih besar (lihat Tabel 4.19).



Gambar 5.7 Terminal LNG Fukuoka

Setelah dilakukan perencanaan transportasi yang mencakup pengiriman LNG, penjadwalan kapal untuk perencanaan penyimpanan LNG, dan nilai persediaan maksimal di terminal maka kapasitas dan jumlah tangki timbun dapat ditentukan. Dalam Penelitian ini, desain tangki yang dipilih adalah tangki jenis *Full Containment Above Ground* dimana penyimpanan LNG yang rencanakan terdiri dari satu tangki timbun dengan kapasitas 100.000 m³ dimana perbandingan biaya tersebut dapat dilihat pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Kebutuhan Tangki Timbun dari setiap kapasitas (*Full Containment*)

Kapasitas Tangki [m ³]	Jumlah [Unit]	Biaya [Rp]
50.000	2	2.248.400.000.000
100.000	1	1.984.044.370.000
150.000	1	2.088.988.440.000
200.000	1	2.322.006.995.000
250.000	1	2.589.067.731.250

Tabel 5.6 menunjukkan bahwa dengan perencanaan inventori LNG maksimum sebesar 98.660 m³, maka tangki dengan kapasitas 1 x 100.000 m³ memiliki biaya yang paling murah dibandingkan dengan tangki kapasitas lainnya. Sehingga dalam perencanaan tangki timbun, kapasitas 1 x 100.000 m³ dipilih untuk menyimpan LNG.

5.6.3 Perencanaan Vaporizer di Terminal LNG Darat

Regasifikasi LNG adalah proses yang mengubah gas alam dari bentuk cair menjadi gas yang siap untuk ditransmisikan melalui pipa ke konsumen. Sumber Energi panas yang diperlukan untuk mengubah LNG menjadi Gas dapat diperoleh dari air laut atau dari pembakaran sebagian gas alam. Hampir dua pertiga dari *vaporizer* di terminal LNG dunia menggunakan air laut sebagai sumber panas. *Vaporizer* yang memanfaatkan air laut sebagai sumber panas disebut *Open Rack Vaporizer (ORV)*. Sedangkan *Vaporizer* yang menggunakan pembakaran gas alam sebagai sumber panas disebut *Submerged Combustion Vaporizer (SCV)*. Jenis lain dari *Vaporizer* seperti *Intermediate Fluid Vaporizer* digunakan di Terminal dengan konsep *Floating LNG*.



a.



b.

Gambar 5.8 a) *Open Rack Vaporizer* b) *Submerged Combustion Vaporizer*

Vaporizer di fasilitas penerima LNG mengubah kembali LNG menjadi gas dengan memanaskan LNG sehingga LNG berada pada suhu di atas 5 ° C (41 ° F). Dalam konsep terminal LNG darat yang akan dibangun di Celukan Bawang dimana lokasinya sangat memungkinkan untuk memperoleh air laut, maka perbandingan dari kedua jenis *vaporizer* dapat dilakukan dalam penelitian ini. Perbandingan biaya modal dari ORV dan SCV dapat dilihat pada Tabel 5.7.

Tabel 5.7 Perbandingan Dua Jenis *Vaporizer*

Dimensi	Satuan	Jumlah (ORV)	Jumlah (SCV)
Kapasitas ORV	[ton/jam]	150	100
Kapasitas Pompa Air Laut	[kW/Unit]	1.200	0
Kapasitas Air Blower	[kW/Unit]	0	250
Konsumsi BBG	[ton/jam]	0	4
Konsumsi BBG	[MMBTU/jam]	0	230
Jumlah Unit Operasional	[unit]	2	3
Jumlah Unit Diperlukan	[unit]	3	4

Tabel 5.7 Perbandingan Dua Jenis Vaporizer

Dimensi	Satuan	Jumlah (ORV)	Jumlah (SCV)
Harga Unit Vaporizer	[USD/Unit]	4.500.000,00	2.500.000,00
Harga Unit Vaporizer	[Rp/Unit]	63.236.250.000	35.131.250.000
Biaya Vaporizer	[Rp]	189.708.750.000	140.525.000.000
Biaya Sistem Air Laut	[Rp]	154.577.500.000	0
Total Biaya modal	[Rp]	344.286.250.000	140.525.000.000

Tabel 5.7 menunjukkan perbandingan kapasitas, dan biaya dari dua *vaporizer*. *Vaporizer* jenis SCV memiliki biaya modal yang lebih rendah dari *Vaporizer* ORV, namun ORV memiliki keunggulan tidak adanya konsumsi bahan bakar gas dibandingkan dengan SCV. Jenis *Vaporizer* yang akan dibangun akan ditentukan berdasarkan perbandingan biaya satuannya yang akan dijelaskan dalam sub-bab 5.9.

5.6.4 Perencanaan Pipa Gas di Terminal LNG Darat

Pipa transfer dari dermaga ke area tangki timbun LNG umumnya disebut sebagai *Unloading lines*. *Unloading lines* yang biasa digunakan pada terminal LNG adalah pipa kriogenik. Karena pipa kriogenik memiliki biaya yang lebih mahal dibandingkan dengan pipa gas biasa, maka *Unloading lines* seharusnya tidak memiliki ukuran yang terlalu besar. Ukuran optimal dari *Unloading lines* seharusnya dapat memanfaatkan energi pemompaan yang tersedia dari pompa kapal. Namun ada beberapa faktor yang membuat transfer LNG menjadi tidak praktis dengan menggunakan pompa kapal saja seperti *Unloading lines* yang terlalu panjang, atau tangki timbun berada pada ketinggian yang sangat jauh dari permukaan laut sehingga *booster pump* diperlukan untuk menambah kecepatan aliran dari pompa kapal. Pada umumnya pompa kapal hanya dapat mengakomodasi transfer muatan sekitar 100 hingga 140 meter sepanjang *Unloading lines*.

Selama periode antara kedatangan kapal, *unloading line* harus dipertahankan dalam kondisi dingin, dan tidak boleh dalam kondisi panas. Untuk menjaga agar *unloading line* tetap dingin (suhu operasi), sehingga sebagian kecil LNG akan diresirkulasi dari fasilitas di darat hingga ke dermaga dan sebaliknya.

Ada dua pilihan untuk menentukan konfigurasi jalur pipa bongkar. Konfigurasi yang pertama adalah dengan membangun satu jalur pipa bongkar berdiameter besar dengan jalur pipa resirkulasi yang lebih kecil, atau dua jalur bongkar yang berukuran sama. Dengan konfigurasi pertama, sebagian besar LNG yang dibongkar akan ditransfer melalui jalur yang lebih besar, dan sebagian kecil melalui jalur resirkulasi. Sedangkan

konfigurasi yang kedua adalah dengan membagi aliran LNG secara merata antara melalui dua jalur bongkar, dan ketika tidak ada kegiatan bongkar muatan, kedua jalur bongkar juga dapat berfungsi sebagai jalur resirkulasi.

Sebelum meninggalkan terminal, LNG yang telah regasifikasi akan melewati *metering station*. Tujuan dari *metering station* adalah untuk menghitung dan mencatat jumlah gas yang meninggalkan batas terminal. Karena harga gas didasarkan pada kandungan panas daripada volume, maka akan perlu untuk mengukur volume gas yang dikirim dan nilai kalorinya. Oleh karena itu instrumentasi untuk mengukur atau menghitung volume gas, kepadatan gas dan analisis gas harus tersedia di *metering station*. Ukuran dan Panjang Pipa Kriogenik dan Pipa Gas Darat yang ditentukan dirangkum dalam Tabel 5.8.

Tabel 5.8 Pipa Gas & Pipa Kriogenik

Data	Satuan	Jumlah
Panjang Pipa Darat	[m]	700
Panjang Pipa Darat Kriogenik	[m]	451,9
Diameter Pipa Darat	[inch]	20
Diameter Pipa Kriogenik	[inch]	20
Biaya Pipa Darat	[USD]	766.666,67
Biaya Pipa Darat Kriogenik	[USD]	1.638.137,50
Biaya Pipa Darat	[Rp]	10.773.583.333
Biaya Pipa Darat Kriogenik	[Rp]	23.019.927.219

Tabel 5.8 menunjukkan dimensi, panjang dan biaya yang dikeluarkan untuk jaringan pipa gas di Terminal. Ukuran pipa yang dibutuhkan dapat diestimasi dengan merujuk pada Tabel 4.15, dimana *throughput* terminal sebesar 3.613.267 m³ akan membutuhkan ukuran pipa sebesar 20 inch. Sedangkan panjang pipa kriogenik dan pipa gas darat dapat diestimasi dengan melakukan pengukuran dengan menggunakan website “*Google Maps*” dimana panjang pipa kriogenik diperoleh sebesar 700 m sedangkan pipa gas darat sebesar 451,9 m.

5.6.5 Fasilitas Penunjang Lainnya di Terminal LNG Darat

Dengan kapasitas regasifikasi terminal LNG yang diperoleh berdasarkan Tabel 5.2, maka biaya modal Fasilitas Penunjang Regasifikasi dapat ditentukan dari Gambar 4.7 dimana kapasitas regasifikasi dan biaya penunjang lainnya di Terminal LNG darat dapat dirangkum dalam Tabel 5.9.

Tabel 5.9 Kebutuhan Fasilitas Regasifikasi Secara Umum

Komponen	Satuan	Nilai
Kapasitas Sendout	[MMSCD]	267
Kapasitas Sendout	[ton/jam]	235
Kapasitas Sendout	[MTPA]	1,60
Estimasi Biaya	[USD]	\$ 122.019.083,92
Estimasi Biaya	[Rp]	Rp 1.714.673.176.830

Tabel 5.9 menunjukkan bahwa kapasitas regasifikasi dari terminal LNG yang dirancang adalah 1,60 MTPA. Dengan kapasitas regasifikasi tersebut, maka biaya modal yang dikeluarkan untuk Fasilitas Penunjang Regasifikasi adalah Rp 1.714.673.176.830.

5.7 Perencanaan Peralatan Terminal LNG Darat

Peralatan yang menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan terminal LNG adalah alat bongkar muatan atau alat transfer muatan dan alat bantu sandar seperti *fender*, dan *bollard*.

5.7.1 Perencanaan *Loading Arm* di Terminal LNG Darat

Waktu bongkar muatan yang dibutuhkan untuk kapal LNG dengan Kapasitas 125.000 m³ hingga 138.000 m³ mencapai 12 hingga 15 jam. Waktu bongkar muatan tersebut dapat dicapai dengan kecepatan *flow rate* maksimal sekitar 12.000 m³ / jam dengan dua *loading arm* berukuran 16 inch dengan masing-masing kapasitas transfer 6.000 m³ / jam. Dengan kapasitas transfer tersebut, kecepatan LNG di *loading arm* dapat mencapai 12 m / detik. Jika kapal yang akan bongkar memiliki kapasitas yang lebih kecil, maka ukuran *loading arm* akan lebih kecil (Tarakad, 2000).

Untuk memastikan keandalan terminal yang tinggi, *Loading Arm* cadangan dapat dipasang. Konfigurasi yang umum digunakan pada terminal LNG adalah dua *Loading Arm* LNG untuk membongkar muatan, satu *Loading Arm* untuk pengembalian uap (*Vapour Return*), dan satu *Loading Arm* cadangan yang dapat digunakan untuk bongkar muatan atau pengembalian uap.

Perencanaan jumlah *loading arm* diterminal harus menyesuaikan dengan jumlah manifold kapal, dimana kapal yang terpilih memiliki *flow rate* sebesar 8.000 m³/jam untuk seluruh pompa manifold (1.600 m³/jam untuk setiap pompa). Waktu bongkar yang dibutuhkan 8,86 jam. Hasil dari *perencanaan loading arm* dirangkum dalam Tabel 5.10.

Tabel 5.10 Kebutuhan *Loading Arm*

Data	Satuan	Jumlah
Harga Unloading Arm	[USD/unit]	962.883,82

Tabel 5.10 Kebutuhan *Loading Arm*

Data	Satuan	Jumlah
Harga Unloading Arm	[Rp/unit]	13.530.924.900
Jumlah Unloading Arm	[unit]	5
Total Biaya	[Rp]	67.654.624.502

Tabel 5.10 menunjukkan bahwa kapasitas *loading arm* yang digunakan untuk membongkar muatan kapal dari kapal LNG yang dipilih adalah 1.700 m³/jam dimana kapasitas *flow rate* tersebut memiliki nilai yang lebih besar *flow rate* pompa kapal pada setiap *manifold*. Kemudian harga *loading arm* per unitnya dengan kapasitas *flow rate* 1.700 m³/jam adalah Rp. 13.530.924.900. Sedangkan jumlah *loading arm* yang diperlukan untuk mentransfer muatan LNG dari kapal ke jalur pipa bongkar (*unloading lines*) adalah 5 unit, dimana jumlah *loading arm* tersebut menyesuaikan dengan jumlah *manifold* kapal. Dengan mengalikan harga *loading arm* dengan jumlah *loading arm* yang diperlukan, maka biaya modal yang dikeluarkan untuk pengadaan *loading arm* sebesar Rp. 67.654.624.502.

5.7.2 Perencanaan *Rubber Fender* di Terminal LNG Darat

Jarak antara fender harus ditentukan dalam arah horizontal sepanjang dermaga sehingga dapat menghindari kontak langsung antara kapal dan dinding dermaga. Jumlah energi yang diserap dan gaya maksimum yang diteruskan pada struktur dermaga digunakan untuk menentukan jenis dan ukuran fender. Jarak antar fender dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.32 dan 2.33. Jumlah kebutuhan dan biaya modal yang diperlukan untuk *rubber fender* dirangkum dalam Tabel 5.11.

Tabel 5.11 Kebutuhan dan Biaya *Rubber Fender*

Dimensi	Satuan	Jumlah
Jarak Antar Fender	[m]	19
Jumlah Kebutuhan Fender	[unit]	13
Harga Fender	[USD/unit]	\$150,00
Harga Fender	[Rp/Unit]	Rp2.107.875
Biaya untuk Fender	[USD]	\$1.950,00
Biaya untuk Fender	[Rp]	Rp27.402.375

Tabel 5.11 menunjukkan bahwa jarak antar *fender* yang dibutuhkan di dermaga adalah 19 m. Jika panjang dermaga yang telah ditentukan (lihat Tabel 5.5.) dibagi dengan jarak antar *fender*, maka jumlah *rubber fender* yang dibutuhkan untuk menahan tumbukan lateral dari kapal yang akan sandar di dermaga adalah 13 unit. Dengan asumsi

harga *fender* per unitnya sebesar Rp. 2.107.875 per unit, maka biaya yang dikeluarkan untuk pengadaan rubber fender adalah Rp. 27.402.375 per unit.

5.7.3 Perencanaan *Bollard* di Terminal LNG Darat

Penentuan interval bollard dan jumlah minimum bollard dalam 1 tambatan tercantum dalam Tabel 4.22 dapat digunakan sebagai referensi. Penataan bollard diatur supaya tambatan kapal dan penanganan muatan dapat dilakukan dengan lancar dan aman. Peralatan tambat lainnya juga perlu diatur secara tepat dengan mempertimbangkan posisi bitt di atas kapal. Dari pertimbangan yang dijelaskan sebelumnya, maka diperoleh jumlah kebutuhan dan biaya modal yang dikelaurkan untuk *Bollard Bit* dalam Tabel 5.12.

Tabel 5.12 Kebutuhan dan Biaya *Bollard Bitt*

Data	Satuan	Jumlah
Panjang Dermaga	[m]	250
Jumlah Bollard Minimal dalam 1 Tambatan	[unit]	8
Jarak Antara Bollard	[m]	31
Jarak Maksimal antar Bollard	[m]	35
Jumlah Bollard	[unit]	7
Harga Bollard	[USD/unit]	100,00
Harga Bollard	[Rp/Unit]	1.405.250
Biaya untuk Bollard	[USD]	800,00
Biaya untuk Bollard	[Rp]	11.242.000

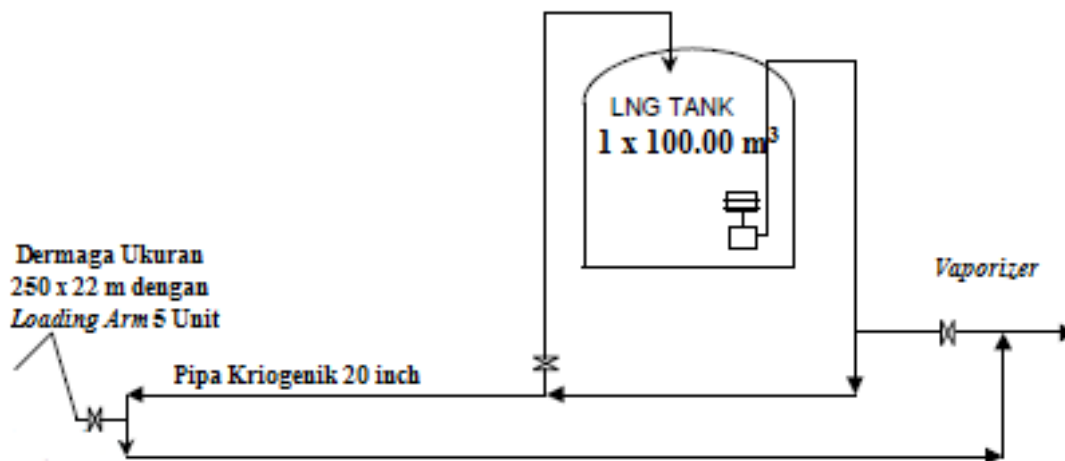
Tabel 5.12 menunjukkan bahwa jumlah minimal *bollard* yang dibutuhkan di dermaga adalah 8 unit dengan jarak antar *bollard* adalah 31 meter. Walaupun jarak maksimal yang dibutuhkan *bollard* adalah 35 meter, tetapi jumlah *bollard* yang dibutuhkan di dermaga hanya 7 unit dimana jumlah tersebut lebih kecil dibandingkan dengan jumlah *bollard* minimal yang dibutuhkan dalam 1 tambatan sehingga jumlah *bollard* yang diputuskan untuk dipasang di dermaga adalah 8 unit. Dengan asumsi harga *bollard* sebesar Rp. 1.405.250 per unit, maka biaya yang dikeluarkan untuk pengadaan *bollard* adalah Rp. 11.242.000.

5.8 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan Terminal LNG Darat

Dari fasilitas tempat kapal sandar, tangki timbun untuk penyimpanan muatan, fasilitas regasifikasi, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya juga alat transfer muatan dan alat bantu sandar yang telah dianalisis, maka rangkuman dari fasilitas dan peralatan dari terminal dapat dirangkum seperti pada Tabel 5.13 dan Gambar 5.9.

Tabel 5.13 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan yang dibutuhkan di Terminal LNG Darat menggunakan Dermaga yang ada saat ini

Fasilitas Terminal	Satuan	Nilai
Panjang Dermaga	[m]	250
Lebar Dermaga	[m]	22
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Kapasitas Tangki Timbun (<i>Full Containment</i>)	[m ³]	98.660
<i>Flow Rate Loading Arm</i>	[m ³ /jam]	5 x 1700
Ukuran Jalur Pipa Kriogenik (<i>Cryogenic Pipe</i>)	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Kriogenik (<i>Cryogenic Pipe</i>)	[m]	452
Ukuran Jalur Pipa Gas Darat	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Darat	[m]	700
Jumlah <i>Bollard Bitt</i>	[unit]	8
Jumlah <i>Rubber Fender</i>	[unit]	13
Kapasitas Regasifikasi (<i>ORV Vaporizer</i>)	[MMSCFD]	2 x 170,4
Kapasitas Regasifikasi (<i>SCV Vaporizer</i>)	[MMSCFD]	3 x 113,6



Gambar 5.9 Layout Terminal LNG yang dirancang secara umum

5.9 Perhitungan Biaya Satuan Pengadaan LNG di Terminal LNG Darat

Dari beberapa fasilitas Terminal LNG Darat yang telah dihitung, maka dilakukan perhitungan biaya modal yang digunakan untuk menghitung biaya satuan LNG di Terminal. Rangkuman dari Biaya modal untuk terminal ini dirangkum dalam Tabel 5.14.

Tabel 5.14 Perbandingan Biaya Modal dengan Vaporizer Berbeda

Komponen Biaya Modal	Vaporizer ORV	Vaporizer SCV
Biaya Dermaga dan Trestle	Rp122.551.092.279	Rp122.551.092.279
Biaya <i>Bollard Bitt</i>	Rp11.242.000	Rp11.242.000
Biaya <i>Fender</i>	Rp27.402.375	Rp27.402.375
Biaya <i>Loading Arm</i>	Rp67.654.624.502	Rp67.654.624.502

Tabel 5.14 Perbandingan Biaya Modal dengan Vaporizer Berbeda

Komponen Biaya Modal	Vaporizer ORV	Vaporizer SCV
Biaya Pengadaan Tangki Timbun	Rp1.984.044.370.000	Rp1.984.044.370.000
Biaya Pengadaan <i>Cryogenic Pipe</i>	Rp23.019.927.219	Rp23.019.927.219
Biaya Pengadaan <i>Vaporizer</i>	Rp344.286.250.000	Rp140.525.000.000
Biaya <i>Plant</i> Regasifikasi Secara Umum	Rp1.714.673.176.830	Rp1.714.673.176.830
Biaya Pengadaan Pipa	Rp7.541.508.333	Rp7.541.508.333
Total	Rp4.263.809.593.538	Rp4.060.048.343.538

Tabel 5.14. menunjukkan bahwa biaya modal pada Terminal LNG Darat dengan *Vaporizer* jenis SCV memiliki biaya modal yang lebih murah dibandingkan dengan *Vaporizer* jenis ORV. Selisih biaya modal terminal dari kedua *vaporizer* tersebut sebesar Rp 203.761.250.000. Setelah biaya modal dari terminal dengan *vaporizer* telah dihitung, maka Biaya Operasional dari Terminal LNG Darat perlu dihitung berdasarkan asumsi dalam Tabel 4.33, dimana biaya tersebut mencakup gaji pekerja, perbaikan fasilitas, konsumsi gas, konsumsi listrik, dan asuransi. biaya operasional dari terminal harus diprediksi setiap tahunnya selama umur proyek (20 tahun) dengan kenaikan harga 4% setiap tahunnya. Dari Asumsi tersebut, maka diperoleh biaya operasional Terminal LNG setiap tahunnya yang telah dirangkum dalam Tabel 5.15 dan Tabel 5.16.

Tabel 5.15 Biaya operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya pada terminal LNG darat ORV

Tahun Ke-	1	5	10	20
Gaji Pekerja dan Perbekalan	Rp33.726.000.000	Rp39.454.649.795	Rp48.002.614.186	Rp71.055.595.310
Biaya Perbaikan Fasilitas Laut	Rp31.691.951.803	Rp37.075.101.100	Rp45.107.529.361	Rp66.770.162.543
Biaya Perbaikan Fasilitas Regas	Rp20.665.009.352	Rp24.175.138.082	Rp29.412.751.914	Rp43.538.057.924
Biaya BBG	Rp152.139.960.080	Rp177.982.234.618	Rp216.542.602.324	Rp320.535.949.531
Biaya Listrik	Rp77.688.936.000	Rp90.885.066.797	Rp110.575.580.303	Rp163.678.870.795
Asuransi	Rp42.638.095.935	Rp49.880.541.512	Rp60.687.305.604	Rp89.832.037.287
Total	Rp358.549.953.171	Rp419.452.731.904	Rp510.328.383.691	Rp755.410.673.390

Tabel 5.16 Biaya Operasional yang dikeluarkan Setiap Tahunnya pada Terminal LNG darat SCV

Tahun Ke-	1	5	10	20
Gaji Pekerja dan Perbekalan	Rp33.726.000.000	Rp39.454.649.795	Rp48.002.614.186	Rp71.055.595.310
Biaya Perbaikan Fasilitas Laut	Rp31.691.951.803	Rp37.075.101.100	Rp45.107.529.361	Rp66.770.162.543
Biaya Perbaikan Fasilitas Regas	Rp18.627.396.852	Rp21.791.419.657	Rp26.512.593.974	Rp39.245.115.708
Biaya BBG	Rp626.785.321.724	Rp733.250.173.901	Rp892.110.952.262	Rp1.320.542.138.599
Biaya Listrik	Rp60.777.756.000	Rp71.101.378.114	Rp86.505.698.047	Rp128.049.565.147

Tabel 5.16 Biaya Operasional yang dikeluarkan Setiap Tahunnya pada Terminal LNG darat SCV

Tahun Ke-	1	5	10	20
Asuransi	Rp40.600.483.435	Rp47.496.823.087	Rp57.787.147.664	Rp85.539.095.071
Total	Rp812.208.909.815	Rp950.169.545.655	Rp1.156.026.535.493	Rp1.711.201.672.378

Tabel 5.15 dan Tabel 5.16 menunjukkan perbandingan biaya operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya oleh setiap terminal LNG Darat dengan jenis *vaporizer* yang berbeda. Biaya operasional yang dikeluarkan pada Terminal LNG Darat dengan *Vaporizer* jenis SCV lebih mahal dibandingkan dengan *Vaporizer* jenis ORV. Biaya operasional yang besar pada terminal dengan *Vaporizer* jenis SCV terjadi karena SCV memanfaatkan gas alam sebagai sumber panas untuk mengubah LNG menjadi gas alam.

Setelah mendapatkan biaya modal dan biaya operasional dari terminal, maka biaya satu dari konsep terminal ini perlu dihitung. Perhitungan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah dengan membuat anuitas dari biaya modal dan biaya operasional dari terminal LNG Darat dibagi dengan kebutuhan gas yang dibutuhkan oleh Pembangkit Listrik. Biaya satuan pada konsep terminal LNG Darat dirangkum dalam Tabel 5.17.

Tabel 5.17 Biaya Satuan LNG di Terminal LNG Darat

Komponen	Terminal LNG dengan <i>Vaporizer</i> ORV	Terminal LNG dengan <i>Vaporizer</i> SCV
SUM PV	Rp. 5.236.759.138.084	Rp. 9.704.416.931.044
WACC	11,5%	11,5%
<i>Annual value (A)</i>	Rp679.232.712.388	Rp89.709.597.494.432
Biaya satuan	Rp8.136	Rp1.074.627

Tabel 5.17 menunjukan perbandingan biaya satuan LNG dari Terminal LNG Darat berdasarkan jenis *Vaporizer*-nya. Biaya satuan LNG dengan menggunakan *Vaporizer* ORV memiliki biaya satuan yang paling rendah dibandingkan dengan *Vaporizer* SCV. Sehingga di Terminal LNG darat, Jenis *Vaporizer* yang akan digunakan adalah *Vaporizer* jenis ORV.

5.10 Konsep Terminal Umum FSRU yang akan digunakan

FSRU LNG dianggap sebagai alternatif konsep terminal yang bagus jika lokasinya terletak lepas pantai dengan menggunakan tambatan *Tower Yoke Mooring System*. Lokasi Dermaga TUKS untuk sandar FSRU dianggap tidak layak karena kedalaman dari perairan yang tidak memenuhi. Lokasi lepas pantai untuk *Tower Yoke Mooring System* ditunjukkan pada Gambar. Lokasi ini dapat diubah dengan alasan

meminimalkan dampak lalu lintas pergerakan kapal di pelabuhan sekitar dan untuk mengoptimalkan panjang pipa gas laut ke pipa pengiriman gas darat.

Lokasi *Tower Yoke Mooring Sytem* akan direncanakan berada di lepas pantai dengan jarak sekitar 20 km dari PLTU Celukan Bawang. Lokasi yang berada di lepas pantai mempertimbangkan jenis tambatan FSRU yang akan digunakan yaitu *Tower Yoke Mooring System* dengan pipa gas dari tambatan lepas pantai ke pantai. Kedalaman perairan di Laut Utara Bali mencapai 50 meter. Opsi ini menghilangkan kebutuhan untuk menambah panjang dermaga, tangki timbun LNG dan fasilitas bongkar muatan dan pemrosesan LNG.

5.11 Pemilihan FSRU *Charter*

Perbedaan utama antara FSRU dan Terminal Darat adalah FSRU yang beroperasi saat ini pada umumnya disewa dibandingkan dengan dibeli. Biaya Sewa biasanya dikenakan berdasarkan biaya sewa harian yang dihitung berdasarkan biaya modal kapal, bunga pinjaman dan biaya operasional FSRU. Biaya sewa juga ditentukan berdasarkan durasi masa sewa FSRU. Durasi sewa yang lebih lama memberikan penghasilan yang lebih aman untuk periode yang lebih lama bagi pemilik kapal.

Tarif Sewa (*Time Charter*) harian dan kapasitas penyimpanan maupun regasifikasi pada FSRU yang dirangkum dalam Tabel 4.27 akan digunakan untuk mengestimasi tarif sewa pada armada FSRU yang tersedia saat ini sesuai dalam Tabel 4.26. Cara yang digunakan untuk mengestimasi tarif sewa dari FSRU lainnya adalah dengan menggunakan Regresi Linier Berganda dari dua variabel independen yaitu kapasitas tangki ruang muat, dan kapasitas regasifikasi FSRU. Tarif Sewa FSRU dapat diperoleh dengan bantuan *software spreadsheet*, dimana hasil statistik regresi dan persamaan dirangkum dalam Tabel 5.18 dan Tabel 5.19

Tabel 5.18 Hasil Statistik Regresi Linier Berganda pada FSRU Sewa

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,965094107
R Square	0,931406634
Adjusted R Square	0,862813269
Observations	5

Tabel 5.19 Hasil Persamaan yang diperoleh dari Regresi Linear berganda pada FSRU Sewa

	<i>Coefficients</i>
Intercept	-11478,55466
X Variable 1	0,707054881
X Variable 2	119,3736994

Setelah mengestimasi tarif sewa FSRU, maka dilakukan proses optimasi pemilihan FSRU yang paling optimal untuk beroperasi di Celukan Bawang. FSRU yang dipilih dalam penelitian ini adalah FSRU dengan kapasitas penyimpanan 125.000 m³ dan kapasitas regasifikasi 490 MMSCFD. FSRU akan mengirimkan gas alam melalui *Tower Yoke Mooring System* ke *Pipe Line End Manifold (PLEM)* di dasar laut dimana gas akan dikirim ke darat melalui pipa bawah laut. LNG akan ditransfer dari kapal LNG ke FSRU dengan *Loading Arm*. Rangkuman dari FSRU yang terpilih dirangkum dalam Tabel 5.20.

Tabel 5.20 Hasil FSRU Sewa yang Terpilih

Dimensi	Satuan	Nilai
FSRU Terpilih	[-]	Golar Freeze
Inventory Maksimum	[m ³]	98.660
Kapasitas Muatan Terpilih	[m ³]	122.500
Kapasitas Tangki Terpilih	[m ³]	125.000
Kapasitas Regas	[MMSCFD]	490
Kapasitas Regas	[ton/jam]	431
Kapasitas Regas	[MMBTU/Jam]	23.025
Displacement	[ton]	107.058
T	[m]	11,5
T Ballast	[m]	9,4
H	[m]	25
LOA	[m]	287,43
B	[m]	43,4
Manifold	[Unit]	5
Daya Generator Utama	[kW]	1.136
Daya Generator Kedua	[kW]	2.426
Daya Generator Ketiga	[kW]	1.213
SFOC Generator 1	kg/kWH	0,1835
SFOC Generator 2	kg/kWH	0,404

Tabel 5.20 Hasil FSRU Sewa yang Terpilih

Dimensi	Satuan	Nilai
SFOC Generator 3	kg/kWH	0,202
<i>Charter Rates</i>	[Rp/Tahun]	Rp 694.470.230.427

Tabel 5.20 menunjukkan FSRU yang terpilih adalah FSRU Golar Freeze dengan kapasitas penyimpanan 125.000 m³ dan kapasitas regasifikasi 490 MMSCFD. FSRU ini memiliki sarat dengan kondisi *laden* 11,5 m dan sarat dalam kondisi *ballast* sebesar 9,4 m. Sarat dalam kondisi laden tersebut tidak memungkinkan FSRU untuk sandar di dermaga PLTU saat ini, sehingga diperlukan membangun tambatan baru di lepas pantai supaya tidak mengganggu lalu lintas kapal di sekitar Pelabuhan Celukan Bawang. Ukuran utama sarat dan lebar kapal digunakan untuk menentukan dimensi *Tower Yoke*.

5.12 Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU Sewa

Fasilitas utama yang menjadi pertimbangan dalam perencanaan terminal FSRU adalah perencanaan fasilitas tambat FSRU, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya.

5.12.1 Kebutuhan Dermaga FSRU Sewa

Kebutuhan Dermaga pada FSRU dianggap tidak diperlukan karena FSRU dalam studi kasus ini tambat menggunakan *Tower Yoke Mooring System*, namun biaya modal dari Dermaga tetap perlu dihitung sesuai dengan kondisi yang ada saat ini. Kebutuhan Dermaga pada Konsep Terminal FSRU Sewa dirangkum dalam Tabel 5.21

Tabel 5.21 Kebutuhan Dermaga FSRU Sewa

Dimensi	Satuan	Nilai
Panjang Dermaga	[m]	215
Lebar Dermaga	[m]	22,00
Panjang Trestle	[m]	121,52
Lebar Trestle	[m]	13,00
Total Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp]	83.540.522.120
Total Biaya Pembangunan Trestle	[Rp]	25.484.776.787
Total Biaya	[Rp]	109.025.298.907

5.12.2 Kebutuhan Pipa Gas FSRU Sewa

Kebutuhan Pipa Gas pada FSRU memiliki perbedaan dengan Terminal LNG Darat. Perbedaannya pipa gas pada FSRU adalah tidak ditemuka pipa kriogenik pada FSRU, karena ketika LNG telah di transfer melalui proses *STS Transfer* dengan menggunakan *Loading Arm*, maka *Loading Arm* langsung terhubung dengan *manifold* dan jaringan perpipaan FSRU yang sudah dirancang untuk menahan cairan kriogenik. Sehingga Pipa Gas yang dibutuhkan hanya pipa gas untuk menyalurkan gas hasil regasifikasi ke pembangkit Listrik. Namun Pipa gas yang diinstalasi di Laut dan Darat akan memiliki perbedaan biaya satuan, dimana biaya satuan pipa gas laut akan lebih mahal dari pipa gas darat. Kebutuhan Pipa untuk konsep terminal FSRU Sewa dirangkum dalam Tabel 5.22.

Tabel 5.22 Kebutuhan Pipa pada Konsep Terminal FSRU Sewa

Dimensi	Satuan	Nilai
Kebutuhan Pipa Darat	[m]	1.200
Biaya Pipa Darat	[Rp]	12.928.300.000,00
Kebutuhan Pipa Laut	[m]	20.000
Biaya Pipa Laut	[Rp]	323.207.500.000,00

Tabel 5.22 menunjukkan kebutuhan panjang pipa gas laut, dan pipa gas darat pada terminal FSRU Sewa. Panjang Jaringan Pipa Gas Laut diestimasi dengan jarak 20 km dari dermaga PLTU Celukan Bawang supaya lokasi tambatan FSRU tidak mengganggu navigasi di Pelabuhan Sekitar PLTU Celukan Bawang. Sedangkan Jaringan Pipa Gas Darat diukur dari dermaga PLTU Celukan Bawang ke Unit Pembangkit dengan panjang 1,2 km. Dengan harga pipa gas laut dan darat yang telah dicantumkan dalam Tabel 4.17 dan Tabel 4.16. Maka harga jaringan pipa dapat ditentukan

5.12.3 Kebutuhan Struktur Tower Yoke pada FSRU Sewa

Kebutuhan *Tower Yoke Mooring System* yang akan digunakan pada FSRU sewa akan mengacu pada dimensi *Tower Yoke Mooring System* FSRU PGN Lampug yang telah dirangkum dalam Tabel 4.20. Ukuran Panjang, Lebar, dan Tinggi Yoke dirancang dari dimensi FSRU yang terpilih, sedangkan dimensi top side, dan platform akan mengacu pada struktur sebelumnya. Kebutuhan dan Biaya untuk *Tower Yoke Mooring System* dirangkum dalam Tabel 5.23.

$$W_P = W_Y \times \frac{W_{Y1}}{W_{P1}} \quad 5.44$$

$$W_T = W_Y \times \frac{W_{T1}}{W_{T1}} \quad 5.45$$

$$W_{STTY} = W_T + W_P + W_Y \quad 5.46$$

$$CC_{STTY} = C_{STTY} \times W_{STTY} \quad 5.47$$

Keterangan:

W_Y = Berat Yoke (Ton)

W_P = Berat Platform (Ton)

W_T = Berat Topside (Ton)

W_{Y1} = Berat Yoke Acuan (Ton)

W_{P1} = Berat Platform (Ton)

W_{T1} = Berat Topside Acuan (Ton)

W_{STTY} = Berat Menara Yoke (Ton)

C_{STTY} = Harga Menara Yoke per Berat (Rp/Ton)

CC_{STTY} = Biaya Modal Menara Yoke (Rp)



Gambar 5.10 Tower Yoke Mooring System pada FSRU

Tabel 5.23 Kebutuhan Tower Yoke FSRU Sewa

Komponen <i>Tower Yoke</i>	Satuan	Nilai
Tinggi <i>Tower Yoke</i> diatas Permukaan Air (<i>Topside</i>)	[m]	16

Tabel 5.23 Kebutuhan Tower Yoke FSRU Sewa

Komponen <i>Tower Yoke</i>	Satuan	Nilai
Kedalaman Perairan / Tinggi <i>Platform</i>	[m]	50
	[kaki]	164
Panjang <i>Tower Yoke</i>	[m]	22
Lebar <i>Tower Yoke</i>	[m]	22
Tebal Struktur	[m]	1
Volume <i>Yoke</i>	[m ³]	217
Massa Jenis Baja	[ton/m ³]	8
Berat Struktur <i>Tower Yoke</i>	[ton]	1736
Berat <i>Platform</i>	[ton]	3740
Berat <i>Topside</i>	[ton]	609
Berat Keseluruhan Struktur	[ton]	6085
Biaya Keseluruhan	[Rp]	238.349.467.021

Tabel 5.23 menunjukkan dimensi *tower yoke* yang akan digunakan sebagai tempat tambat FSRU yang dipilih, dimana dimensi tower yoke dibagi menjadi tiga bagian yaitu Tinggi *Topside*, Tinggi *platform*, panjang, dan lebar *tower yoke*. Tinggi *Topside* dapat dihitung berdasarkan sarat dalam kondisi *laden* dan kondisi *ballast* dari FSRU, dimana tinggi topside dari struktur ini adalah 16 m. Tinggi dari *platform* dapat dihitung dari dasar laut dimana tinggi dari *platform* ini adalah 50 m. Kemudian dimensi panjang dan lebar *yoke* dihitung berdasarkan lebar FSRU, dimana panjang dan lebar dari *tower yoke* adalah 22 m. Biaya modal yang dibutuhkan untuk pengadaan *Tower Yoke Mooring System* adalah Rp. 238.349.467.021.

5.13 Perencanaan Peralatan Terminal FSRU Sewa

Peralatan yang menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan terminal LNG FSRU adalah alat bongkar muatan atau alat transfer muatan dan alat bantu sandar seperti *Pneumatic fender*.

5.13.1 Kebutuhan *Pneumatic Fender* FSRU Sewa

Karena FSRU akan berada di lepas pantai untuk waktu yang lama, pemilihan fender dan tambatan menjadi sangat penting. Dasar pemilihan fender yang akan dipilih untuk FSRU harus mampu menahan dan menyerap energi tumbukan dan tekanan lateral yang terjadi ketika kapal LNG sandar bersamaan disamping FSRU. Kebutuhan Fender

untuk proses *Ship to Ship* (STS) pada FSRU telah diatur oleh OCDI sesuai dengan Tabel 4.24. Biaya yang dibutuhkan untuk *Pneumatic fender* dalam konsep terminal ini dirangkum dalam Tabel 5.24.



Gambar 5.11 *Pneumatic Fender* pada Kapal Tanker

Tabel 5.24 Kebutuhan *Pneumatic Fender* untuk FSRU Sewa

Dimensi	Satuan	Nilai
Displacement Kapal Terbesar	[ton]	69.109
Displacement FSRU	[ton]	107.058
Nilai C	[ton]	83.996
Ukuran Fender	[m]	3,3 x 6,5
Jumlah	[unit]	4
Harga Fender	[USD/unit]	7.510
Harga Fender	[Rp/unit]	105.539.121
Biaya Fender	[USD]	30.041
Biaya Fender	[Rp]	422.156.483

Tabel 5.24 menunjukkan bahwa dimensi dari *pneumatic fender* yang dibutuhkan untuk kapal LNG dan FSRU yang masing-masing berkapasitas 75.558 m³ dan 125.000 m³ adalah 3,3 x 6,5 m dengan jumlah fender sebanyak 4 unit. Ukuran dan jumlah *pneumatic fender* tersebut ditentukan dari besarnya nilai koefisien C Displacement. Dengan harga *pneumatic fender* untuk ukuran 3,3 x 6,5 m sebesar Rp. 105.539.121 per unit maka biaya modal yang dikeluarkan untuk pengadaan fender adalah Rp. 422.156.483.

5.13.2 Kebutuhan *Loading Arm* pada FSRU Sewa

Kebutuhan *Loading Arm* dari Terminal Konsep ini adalah dengan menyesuaikan jumlah *manifold* dari Kapal LNG yang akan Sandar dengan memperhatikan aspek

keandalan seperti yang ada di Terminal LNG Darat. Jenis *Loading arm*, jumlah dan biaya modalnya telah dirangkum dalam Tabel 5.25.

Tabel 5.25 Kebutuhan *Loading Arm* FSRU Sewa

Estimasi Jumlah dan Biaya	Satuan	Jumlah
Jumlah <i>Manifold</i> Kapal LNG	[unit]	5
Jumlah <i>Manifold</i> Kapal FSRU	[unit]	5
Jumlah <i>Manifold</i> dipilih	[unit]	5
Kecepatan Aliran per <i>Manifold</i>	[m ³ /jam]	1.600
Kapasitas <i>Loading Arm</i> Terpilih	[m ³ /jam]	1.700
Harga <i>Loading Arm</i>	[USD/unit]	962.884
Harga <i>Loading Arm</i>	[Rp/unit]	13.530.924.900
Total Biaya <i>Loading Arm</i>	[Rp]	67.654.624.502



Gambar 5.12 *Loading Arm* pada FSRU

Tabel 5.25 menunjukkan spesifikasi, jumlah, dan biaya untuk *loading arm* yang diinstalasi di FSRU. Jumlah *loading arm* di FSRU ditentukan dari jumlah *manifold* kapal LNG yang akan sandar di FSRU, dimana kapal LNG yang terpilih dengan kapasitas 75.558 m³ memiliki jumlah manifold 5 unit sehingga FSRU harus dipasang dengan 5 unit *loading arm*. Kapal LNG yang terpilih memiliki *flow rate* sebesar 8.000 m³/jam untuk seluruh pompa *manifold* (1.600 m³/jam untuk setiap pompa), sehingga *loading arm* yang terpilih dalam kasus ini memiliki *flow rate* sebesar 1.700 m³/jam untuk menyesuaikan aliran dengan pompa kapal. Harga *loading arm* per unitnya dengan kapasitas *flow rate* 1.700 m³/jam adalah Rp. 13.530.924.900. Dengan mengalikan harga *loading arm* dengan jumlah *loading arm* yang diperlukan, maka biaya modal yang dikeluarkan untuk pengadaan *loading arm* sebesar Rp. 67.654.624.502.

5.14 Penunjang Kegiatan Operasional FSRU Sewa

Perbedaan asumsi penunjang kegiatan operasional FSRU dalam tabel Tabel 4.34 dengan Tabel 5.26 adalah jumlah pekerja yang berdampak pada biaya operasional

Terminal, dimana pada tabel Tabel 4.34 jumlah pekerja di FSRU disertakan sedangkan di Tabel 5.26 tidak karena pekerja di FSRU sudah ditanggung dalam biaya *charter* tersebut.

Tabel 5.26 Asumsi Penunjang Kegiatan Operasional Terminal FSRU Sewa

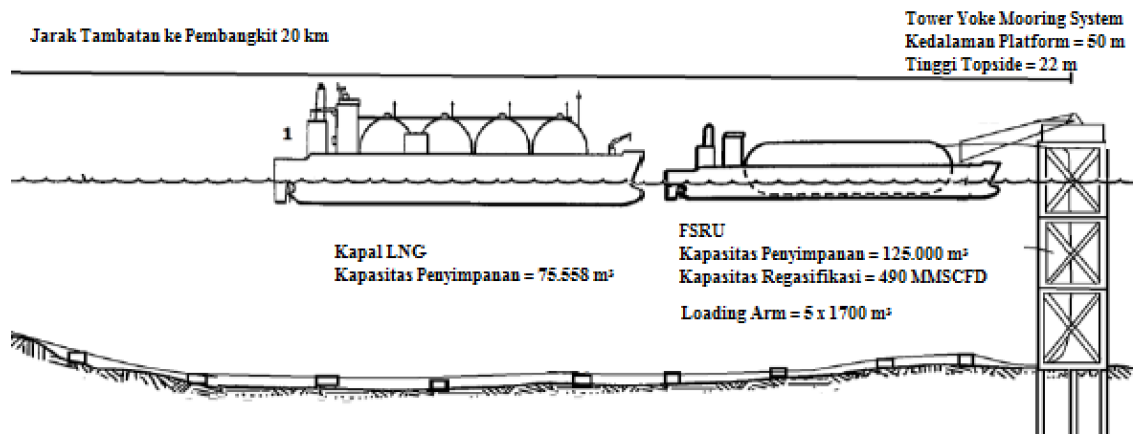
Dimensi	Satuan	Nilai
Jumlah Pekerja Operasional di Darat	[Orang]	4
Umur Terminal saat ini	[Tahun]	-
Umur Ekonomis Terminal	[Tahun]	20
Kebutuhan Listrik Darat	[kW]	5.180
Kapasitas Regas	[Ton/Jam]	431
Kebutuhan BBG	[MMBTU/Jam]	31
Kebutuhan BBG Akibat <i>Looses</i>	[MMBTU]	2.004.915

5.15 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU Sewa

Dari fasilitas tempat FSRU sandar, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya juga alat transfer muatan dan alat bantu sandar yang telah dianalisis, maka rangkuman dari fasilitas dan peralatan dari terminal dapat dirangkum seperti pada Tabel 5.27.

Tabel 5.27 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal FSRU Sewa

Fasilitas Terminal	Satuan	Nilai
Kapasitas Penyimpanan FSRU	[m ³]	125.000
Kapasitas Regasifikasi FSRU	[MMSCFD]	490
Panjang Dermaga	[m]	215
Lebar Dermaga	[m]	22
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Tower Yoke <i>Topside</i>	[m]	16
Diameter <i>Yoke</i>	[m]	22
<i>Tower Yoke Platform</i>	[m]	50
Ukuran Jalur Pipa Gas Laut	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Laut	[m]	20.000
Ukuran Jalur Pipa Gas Darat	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Darat	[m]	1.200
Jumlah <i>Pneumatic Fender</i>	[Unit]	4
Ukuran <i>Pneumatic Fender</i>	[m x m]	3,3 x 6,5
<i>Flow Rate Loading Arm</i>	[m ³ /jam]	5 x 1700



Gambar 5.13 Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU Sewa

5.16 Biaya Satuan LNG pada Terminal FSRU Sewa

Dari beberapa fasilitas Terminal FSRU Sewa yang telah dihitung, maka dilakukan perhitungan biaya modal yang digunakan untuk menghitung biaya satuan dengan konsep yang sama pada terminal LNG di Darat. Rangkuman Biaya Modal Terminal FSRU Sewa dirangkum dalam Tabel 5.28

Tabel 5.28 Biaya Modal Terminal FSRU Sewa

Biaya	Nilai
Biaya Dermaga dan Trestle	Rp 109.025.298.907
Biaya <i>Tower Yoke</i>	Rp 238.349.467.021
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Darat	Rp 12.928.300.000
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Laut	Rp 323.207.500.000
Biaya <i>Pneumatic Fender</i>	Rp 422.156.483
Biaya <i>Loading Arm</i>	Rp 67.654.624.502
Total	Rp 751.587.346.912

Sedangkan pada komponen biaya operasional yang membedakan dari terminal LNG darat adalah, adanya komponen biaya Sewa FSRU. Walaupun terdapat komponen biaya operasional yang berbeda, tetapi Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya memiliki konsep perhitungan yang sama dengan terminal LNG Darat. Rangkuman dari Biaya Operasional Terminal FSRU Sewa dirangkum dalam Tabel 5.29

Tabel 5.29 Biaya Operasional setiap Tahunnya untuk Terminal FSRU Sewa

Tahun Ke-	1	5	10	20
Sewa FSRU	Rp 694.470.230.427	Rp 812.431.943.730	Rp 988.447.682.342	Rp 1.463.144.032.728
Gaji Operator Darat FSRU	Rp 1.546.899.200	Rp 1.546.899.200	Rp 1.546.899.200	Rp 1.546.899.200
Penyediaan Makanan	Rp 13.490.400	Rp 13.490.400	Rp 13.490.400	Rp 13.490.400

Tabel 5.29 Biaya Operasional setiap Tahunnya untuk Terminal FSRU Sewa

Tahun Ke-	1	5	10	20
Asuransi Pekerja	Rp 191.114.000	Rp 223.576.349	Rp 272.014.814	Rp 402.648.373
Perawatan Rutin	Rp 10.840.202.119	Rp 12.681.503.241	Rp 15.428.987.725	Rp 22.838.670.902
Asuransi Fasilitas Terminal	Rp 7.515.873.469	Rp 8.792.508.914	Rp 10.697.431.489	Rp 15.834.811.825
Harga BBG	Rp 23.100.559.668	Rp 27.024.387.469	Rp 32.879.299.449	Rp 48.669.395.102
Harga Listrik	Rp 58.989.840.000	Rp 69.009.769.277	Rp 83.960.936.085	Rp 124.282.695.796
Harga HSD	Rp 180.986.016.071	Rp 211.728.040.140	Rp 257.599.534.556	Rp 381.310.238.825
Total Biaya	Rp 977.654.225.354	Rp 1.143.452.118.720	Rp 1.390.846.276.060	Rp 2.058.042.883.151

Setelah mendapatkan biaya Modal dan biaya operasional dari terminal, maka biaya satuan dari konsep terminal FSRU Sewa ini perlu dihitung. Perhitungan yang dilakukan sama dengan konsep terminal LNG Darat. Biaya satuan pada konsep terminal FSRU Sewa dirangkum dalam Tabel 5.30.

Tabel 5.30 Biaya satuan LNG pada Terminal FSRU Sewa

Komponen	Nilai
SUM PV	Rp 10.083.389.159.998
WACC	11,5%
ANNUAL VALUE (A)	Rp1.307.863.812.066,28
Biaya satuan	Rp 15.667

5.17 Kasus Utama pada FSRU *Newbuild*

Kasus FSRU yang dimiliki oleh perusahaan pengimpor LNG yang terjadi ketika FSRU beroperasi saat ini masih belum ditemukan. Namun dalam laporan “*Riviera Maritime Media*”, BOTAS menjadi perusahaan pengimpor LNG yang membangun FSRU sendiri, dimana pembangunan FSRU akan selesai pada tahun 2020. FSRU yang dibangun akan memiliki kapasitas tangki ruang muat 170.000 m³ dan kapasitas regasifikasi 1.000 MMSCFD. FSRU akan ditambatkan di Terminal Dortyol, Turki dan dioperasikan oleh Mitsui O.S.K. Lines (MOL).



Gambar 5.14 MOL FSRU Challenger di Terminal LNG Dörtyol

Terminal Dörtyol saat ini masih menggunakan MOL FSRU Challenger untuk memasok kebutuhan gas alam di wilayah tersebut. FSRU ini disewa oleh BOTAS dan tiba di Pelabuhan Mediterania Dörtyol pada bulan November 2017, dan mulai beroperasi pada 7 Februari 2018 dengan durasi sewa tiga tahun atau berakhir pada akhir tahun 2020. MOL FSRU Challenger memiliki kapasitas penyimpanan 263.000 m³ dengan kapasitas regasifikasi 800 MMSCFD.

Keputusan BOTAS untuk membangun FSRU dibandingkan dengan mensewa dalam waktu jangka panjang adalah FSRU yang disewa saat ini pada tahun 2020 akan disewa CLP Power Hongkong untuk proyek Terminal LNG Lepas Pantai Hong Kong. Proyek terminal LNG ini akan memasok gas hasil regasifikasi LNG ke stasiun pembangkit Black Point yang saat ini sedang dibangun di Wilayah Baru Hong Kong dan pembangkit listrik Lamma di Pulau Lamma.

5.18 Ukuran Utama Kapal LNG yang menjadi FSRU *Newbuild*

Dalam Pembangunan FSRU Baru, Ukuran utama dan *Ship Particular* dapat diestimasi dengan analisis statistik dari data yang ada dari kapal LNG untuk estimasi awal parameter utama kapal yang akan dirancang. Nilai koefisien korelasi yang tinggi dapat menandakan bahwa tingkat kemiripan geometris dan berat yang baik dapat terjadi. Dalam penelitian berjudul “*Some remarks on the estimation of design characteristics of membrane LNG carrier*” dan “*Estimation method of ship main propulsion power, onboard power station electric power and boilers capacity by means of statistics*” menghasilkan persamaan yang dapat mengestimasi ukuran utama dan *ship particular* kapal LNG yang tepat untuk pembangunan FSRU. Dari Penelitian tersebut, maka

diperoleh *ship particular* dari Kapal LNG yang akan diubah menjadi FSRU dan telah dirangkum dalam Tabel 5.31.

Tabel 5.31 Ukuran Utama dari FSRU *Newbuild*

Komponen	Satuan	Nilai
Kapasitas Penyimpanan	[m ³]	98.660
Kapasitas Tangki	[m ³]	100.674
Kapasitas Regas	[MMSCFD]	267
LBH	[m ³]	230.096
Vs	[knot]	19
Lpp	[m]	238
Lwl	[m]	245
B	[m]	39
H	[m]	25
LoA	[m]	249
T	[m]	10
GT	[-]	69.029
DWT	[ton]	49.119
LWT	[ton]	23.554
LWT	[ton]	22.641
Cb	[-]	0,71
Fasilitas Regas	[ton]	713
LWT + Fasilitas Regas	[ton]	23.355

5.18.1 Fasilitas Regasifikasi pada FSRU *Newbuild*

Fasilitas Regasifikasi (*Vaporizer*) untuk FSRU juga perlu dirancang untuk memenuhi kebutuhan gas ke pembangkit listrik. Perencanaan fasilitas regasifikasi di FSRU harus memilih dari beberapa fasilitas regasifikasi yang telah ada dalam Tabel 4.31 dengan biaya yang termurah. Kebutuhan Fasilitas regasifikasi pada FSRU *Newbuild* telah dirangkum dalam Tabel 5.32.



Gambar 5.15 Vaporizer IFV Propane pada FSRU Nusantara Regas Satu

Tabel 5.32 Modul Regasifikasi (Vaporizer) FSRU

Komponen	Nilai
Biaya Modul Terpenuhi	Rp 858.064.184.889
Nama Unit <i>Vaporizer</i>	PGN LNG (Hoegh)
Kapasitas Setiap Unit [MMSCFD]	127
Jumlah Unit Beroperasi [Unit]	3
Kapasitas Operasi [MMSCFD]	380
Kapasitas Operasti [Ton/Jam]	432
Jumlah Unit Keseluruhan [unit]	4
Kapasitas Keseluruhan [MMSCFD]	1.520
Konsumsi Gas [MMBTU/Jam]	24
Panjang [m]	20
Lebar [m]	24
Tinggi [m]	13
Berat [ton]	713
Volume Regas Modul [m ³]	6.240
Volume Regas Modul [GT]	1.722
Kebutuhan Daya Listrik [kW]	5.843

5.18.2 *Ship Particular FSRU Newbuild*

Setelah menentukan *ship particular* Kapal LNG dan Fasilitas regasifikasi, maka perlu dievaluasi beberapa dimensi seperti *displacement*, LWT, Sarat, dan GT kapal akibat dari penambahan fasilitas regasifikasi. Hasil *Ship Particular* FSRU New Build Dirangkum dalam Tabel 5.33.

Tabel 5.33 Ship Particular FSRU Newbuild

Komponen	Satuan	Nilai
Displacement	[ton]	67.199
LWT + DWT	[ton]	72.474
GT Baru	[-]	70.750
T baru	[m]	10,51
T Kosong	[m]	3,39
Fb baru	[m]	14,36
Fb Kosong	[m]	21,49
Daya Mesin Induk	[kW]	18.921
Daya Mesin Bantu	[kW]	7.201
Daya Mesin Induk Baru	[kW]	23.400
Daya Mesin Bantu Baru	[kW]	13.790
Kapasitas Boiler	[kg/jam]	7.998
Jumlah Manifold	[Unit]	5

5.18.3 Biaya Pembangunan FSRU *Newbuild*

Ketika Ukuran kapal LNG dan biaya modal fasilitas regasifikasi telah ditentukan, maka dapat ditentukan biaya pembangunan FSRU Baru. Biaya pembangunan FSRU baru dapat dilihat dalam Tabel 5.34.

Tabel 5.34 Biaya Modal FSRU *Newbuild*

Komponen Biaya Modal	Satuan	Nilai
Harga Kapal LNG Baru (Rp)	[Rp]	2.505.535.505.955
Harga Fasilitas Regas (Rp)	[Rp]	858.064.184.889
Harga FSRU (Rp)	[Rp]	3.363.599.690.844

5.19 Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU *Newbuild*

Fasilitas utama yang menjadi pertimbangan dalam perencanaan terminal FSRU adalah perencanaan tempat FSRU Tambat, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya.

5.19.1 Kebutuhan Dermaga pada FSRU *Newbuild*

Kebutuhan dari Dermaga pada konsep Terminal FSRU *Newbuild* tidak berbeda dengan konsep terminal FSRU Sewa, sehingga kebutuhan dermaga pada Tabel 5.35 memiliki komponen biaya dermaga yang sama dengan Dermaga untuk FSRU Sewa.

Tabel 5.35 Kebutuhan Dermaga pada Terminal FSRU *Newbuild*

Kebutuhan Dermaga FSRU	Satuan	Nilai
Panjang Dermaga	[m]	215
Lebar Dermaga	[m]	22

Tabel 5.35 Kebutuhan Dermaga pada Terminal FSRU *Newbuild*

Kebutuhan Dermaga FSRU	Satuan	Nilai
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp/m ²]	17.661.844
Biaya Pembangunan Trestle	[Rp/m ²]	16.132.056
Luas Dermaga	[m ²]	4.730
Luas Treste	[m ²]	1.580
Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp]	83.540.522.120
Biaya Pembangunan Trestle	[Rp]	25.484.776.787
Total Biaya	[Rp]	109.025.298.907

5.19.2 Kebutuhan Pipa Gas pada FSRU *Newbuild*

Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal LNG FSRU *Newbuild* juga memiliki konsep yang sama pada FSRU Sewa, dimana ukuran pipa dan biayanya bergantung dari throughput Terminal. Kebutuhan Pipa Gas pada FSRU *Newbuild* dirangkum dalam Tabel 5.36.

Tabel 5.36 Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal FSRU *Newbuild*

Komponen	Satuan	Nilai
Kebutuhan Pipa Darat	[m]	1.200
Biaya Pipa Darat	[Rp]	12.928.300.000,00
Kebutuhan Pipa Laut	[m]	20.000
Biaya Pipa Laut	[Rp]	323.207.500.000,00

5.19.3 Kebutuhan Struktur *Tower Yoke* pada FSRU *Newbuild*

Kebutuhan *Tower Yoke Mooring System* yang akan digunakan pada FSRU *Newbuild* akan mengacu pada Tabel 4.20. Dimana perhitungan kebutuhan struktur tower sama dengan konsep terminal FSRU Sewa. Kebutuhan dan Biaya untuk *Tower Yoke Mooring System* dirangkum dalam Tabel 5.37

Tabel 5.37 Kebutuhan *Tower Yoke Mooring* pada Terminal FSRU *Newbuild*

Komponen	Satuan	Nilai
Tinggi Tower Yoke diatas Permukaan Air	[m]	22
Kedalaman Perairan	[m]	50
	[kaki]	164
Panjang Tower Yoke	[m]	19
Lebar Tower Yoke	[m]	19
Tebal Struktur Yoke	[m]	1
Volume Struktur Yoke	[m ³]	194
Massa Jenis Baja	[ton/m ³]	8

Tabel 5.37 Kebutuhan Tower Yoke Mooring pada Terminal FSRU Newbuild

Komponen	Satuan	Nilai
Berat Struktur Tower Yoke	[ton]	1553
Berat Platform	[ton]	3346
Berat Topside	[ton]	545
Berat Keseluruhan Struktur	[ton]	5444
Biaya Keseluruhan	[Rp]	Rp 213.221.775.267

5.20 Perencanaan Peralatan Terminal FSRU Newbuild

Peralatan yang menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan terminal LNG FSRU adalah alat bongkar muatan atau alat transfer muatandana alat bantu sandar seperti fender.

5.20.1 Kebutuhan Pneumatic Fender pada FSRU Newbuild

Kebutuhan *Pneumatic Fender* pada FSRU Newbuild juga memiliki konsep perhitungan yang sama dengan FSRU Sewa, dimana *displacement* kapal LNG dan FSRU menjadi acuan untuk menentukan ukuran dan jumlah fender. Kebutuhan dender telah dirangkum dalam Tabel 5.38

Tabel 5.38 Kebutuhan Pneumatic Fender pada Terminal FSRU Newbuild

Komponen	Satuan	Nilai
Displacement Kapal Terbesar	[ton]	69.109
Displacement FSRU	[ton]	72.474
Nilai C	[ton]	70.752
Ukuran Fender	[m]	3,3 x 6,5
Jumlah	[unit]	4
Harga Fender	[USD/unit]	7.510
Harga Fender	[Rp/unit]	105.539.121
Biaya Fender	[USD]	30.041
Biaya Fender	[Rp]	422.156.483

5.20.2 Kebutuhan Loading Arm pada FSRU Newbuild

Kebutuhan *Loading Arm* pada Terminal LNG FSRU Newbuild juga memiliki konsep yang sama pada FSRU Sewa, dimana jumlah *Loading Arm* sangat bergantung pada jumlah manifold kapal LNG. Kebutuhan loading arm pada FSRU Newbuild dirangkum dalam Tabel 5.39.

Tabel 5.39 Kebutuhan Loading Arm pada Terminal FSRU Newbuild

Estimasi Jumlah dan Biaya	Satuan	Jumlah
Jumlah Manifold Kapal LNG	[unit]	5

Tabel 5.39 Kebutuhan Loading Arm pada Terminal FSRU Newbuild

Estimasi Jumlah dan Biaya	Satuan	Jumlah
Jumlah Manifold Kapal FSRU	[unit]	5
Jumlah Manifold dipilih	[unit]	5
Kecepatan Aliran per Manifold	[m ³ /jam]	1.600
Kapasitas Unloading Arm Terpilih	[m ³ /jam]	1.700
Harga Unloading Arm	[USD/unit]	962.883,82
Harga Unloading Arm	[Rp/unit]	13.530.924.900
Total Biaya Unloading Arm	[Rp]	54.123.699.602

5.21 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU Newbuild

Dari fasilitas tempat FSRU sandar, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya juga alat transfer muatan dan alat bantu sandar yang telah dianalisis, maka rangkuman dari fasilitas dan peralatan dari terminal dapat dirangkum dalam Tabel 5.40.

Tabel 5.40 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal FSRU Newbuild

Fasilitas Terminal	Satuan	Nilai
Kapasitas Penyimpanan FSRU	[m ³]	100.674
Kapasitas Regasifikasi FSRU	[MMSCFD]	380
Panjang Dermaga	[m]	215
Lebar Dermaga	[m]	22
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Tower Yoke Topside	[m]	22
Diameter Yoke	[m]	19
Tower Yoke Platform	[m]	50
Ukuran Jalur Pipa Gas Laut	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Laut	[m]	20.000
Ukuran Jalur Pipa Gas Darat	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Darat	[m]	1.200
Jumlah Pneumatic Fender	[Unit]	4
Ukuran Pneumatic Fender	[m x m]	3,3 x 6,5
Flow Rate Loading Arm	[m ³ /jam]	5 x 1700

5.22 Biaya satuan LNG pada FSRU Newbuild

Biaya Modal pada Terminal FSRU *Newbuild* memiliki perbedaan pada biaya FSRU yang sebelumnya dalam konsep sewa akan dimasukkan dalam komponen biaya operasional sedangkan pada FSRU *Newbuild* dimasukkan dalam komponen biaya Modal. Setelah mengetahui fasilitas terminal yang dibutuhkan, dan biayanya, maka biaya apital pada FSRU *Newbuild* dapat diketahui sesuai dengan rangkuman biaya modal FSRU *Newbuild* dalam Tabel 5.41.

Tabel 5.41 Biaya Modal pada Terminal FSRU *Newbuild*

Komponen	Nilai
Biaya FSRU	Rp 3.363.599.690.844
Biaya Dermaga dan Trestle	Rp 109.025.298.907
Biaya Tower Yoke	Rp 213.221.775.267
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Darat	Rp 12.928.300.000,00
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Laut	Rp 323.207.500.000,00
Biaya Pneumatic Fender	Rp 422.156.483
Biaya Unloading Arm	Rp 54.123.699.602
Total	Rp 4.076.528.421.102

Biaya operasional FSRU *Newbuild* mencakup:

1. Gaji operator- onboard dan di darat
2. Kantor pusat yang mendukung keberlangsungan operasi Terminal
3. Bahan Bakar Gas dan Minyak untuk pembangkit listrik dan proses regasifikasi
4. Pemeliharaan ,Perawatan, dan mengganti suku cadang pada FSRU
5. Docking
6. Pelumas
7. Asuransi
8. Biaya Pelabuhan
9. Kapal Tunda untuk membantu kapal LNG sandar
10. Pengerukan

Komponen biaya yang terkait dengan operator dibagi menjadi dua yaitu, Operator yang berada di FSRU dan operator yang berada di darat. Jumlah operator dan awak kapal FSRU tergantung dari FSRU digolongkan sebagai kapal atau struktur lepas pantai. Jika FSRU digolongkan sebagai kapal maka jumlah operator dan awak kapal mencapai 28 orang namun jika FSRU digolongkan sebagai struktur lepas pantai, maka jumlah operator yang dibutuhkan hanya 20 orang. Sedangkan operator yang berada di darat berjumlah 4 orang. Komponen biaya ini akan mencakup gaji dan perbekalan.

Biaya Bahan Bakar yang digunakan untuk FSRU tergantung dari jenis bahan bakar yang dipakai. Bahan bakar yang biasa dipakai untuk FSRU adalah BOG dari LNG dan BBM. BOG dari LNG akan digunakan sebagai bahan bakar gas yang ditambahkan sesuai dengan penyusutan antara LNG yang dipasok ke FSRU dan LNG (gas) yang dipasok ke konsumen. Bahan bakar minyak untuk FSRU digunakan sebagai sumber

energi utama pada FSRU yang dipasok dengan kapal bunker lewat transfer muatan secara *ship to ship*.

Biaya terkait Pemeliharaan, Perawatan, dan mengganti suku cadang pada FSRU dibutuhkan untuk mencegah terjadinya suatu kerusakan yang lebih besar dan mengelola biaya yang sudah disediakan sehingga dapat dipergunakan sesuai kebutuhan yang direncanakan. Biaya pemeliharaan dari FSRU sendiri memiliki kesamaan dengan kapal LNG karena karakteristiknya yang sama.

Biaya Docking yang dikeluarkan tergantung dari dari FSRU yang digolongkan sebagai kapal atau struktur lepas pantai. Jika FSRU dikategorikan sebagai struktur lepas pantai kemungkinannya sangat kecil untuk membutuhkan docking selama periode kontraknya. Jika FSRU diklasifikasikan sebagai kapal maka docking akan diperlukan dalam periode yang telah ditentukan.

Biaya Pelumnas dikeluarkan untuk mencegah keausan dan kehandalan struktur saat pengoperasian FSRU berlangsung. Sedangkan asuransi FSRU akan ditanggung oleh pemilik FSRU dimana besarnya biaya ini adalah USD 500.000 per tahunnya.

Dengan asumsi biaya operasional yang diketahui berdasarkan Tabel 4.35, maka dieproleh biaya operasional yang dikelaurkan setiap tahunnya untuk konsep terminal FSRU *Newbuild*. Rangkuman biaya operasional FSRU *Newbuild* ditunjukkan pada Tabel 5.42.

Tabel 5.42 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahun pada Terminal FSRU *Newbuild*

Tahun Ke-	1	5	10	20
Biaya Pekerja	Rp 20.109.689.600	Rp 23.525.492.518	Rp 28.622.358.752	Rp 42.368.082.963
Penyediaan Makanan	Rp 175.375.200	Rp 205.164.179	Rp 249.613.594	Rp 369.489.096
Asuransi Pekerja	Rp 2.484.482.000	Rp 2.906.492.535	Rp 3.536.192.578	Rp 5.234.428.854
Perbekalan	Rp 5.226.124.750	Rp 6.113.826.774	Rp 7.438.405.090	Rp 11.010.656.623
Perawatan Rutin	Rp 3.658.287.325	Rp 4.279.678.742	Rp 5.206.883.563	Rp 7.707.459.636
Asuransi Struktur	Rp 7.026.250.000	Rp 8.219.718.707	Rp 10.000.544.622	Rp 14.803.249.023
Biaya Umum	Rp 3.678.612.349	Rp 4.303.456.145	Rp 5.235.812.409	Rp 7.750.281.396
Perawatan Periodik untuk Mesin		Rp 6.725.209.452	Rp 8.182.245.599	Rp 12.111.722.285
Perawatan Periodik Struktur		Rp 15.120.251.321	Rp 18.396.097.654	Rp 27.230.718.418
Biaya Perawatan Tambahan				
Lub Oil	Rp 5.583.347.368	Rp 6.531.726.712	Rp 7.946.844.262	Rp 11.763.270.802
HSD	Rp 862.233.066.826	Rp 1.008.690.733.942	Rp 1.227.226.509.074	Rp 1.816.595.026.357
Harga BBG	Rp 17.994.675.965	Rp 21.051.225.713	Rp 25.612.034.862	Rp 37.912.068.230
Harga Listrik	Rp 8.989.840.000	Rp 69.009.769.277	Rp 83.960.936.085	Rp 124.282.695.796
Perawatan Struktur Dermaga dan Tower Yoke	Rp 0.282.625.917	Rp 12.029.217.948	Rp 14.635.382.931	Rp 21.663.941.941

Tabel 5.42 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahun pada Terminal FSRU Newbuild

Tahun Ke-	1	5	10	20
Asuransi Fasilitas Terminal	Rp 7.129.287.303	Rp 8.340.257.778	Rp 10.147.198.832	Rp 15.020.333.079
Total	Rp 1.004.571.664.604	Rp 1.197.052.221.742	Rp 1.456.397.059.907	Rp 2.155.823.424.500

Setelah mendapatkan biaya modal dan biaya operasional dari terminal, maka biaya satuan dari konsep terminal FSRU Newbuild perlu dihitung. Perhitungan yang dilakukan sama dengan konsepsi terminal LNG Darat dan FSRU Sewa. Biaya satuan pada konsep terminal FSRU newbuild dirangkum dalam Tabel 5.43

Tabel 5.43 Biaya satuan LNG di Terminal FSRU Newbuild

Komponen	Nilai
SUM PV	Rp 15.567.744.495.040
WACC	11,5%
ANNUAL VALUE (A)	Rp 5.071.564.539.543
Biaya satuan	Rp 60.752

5.23 Alasan Utama Skenario FSRU Konversi

Alasan utama FSRU dikonversi dari kapal LNG karena Sistem tangki ruang muat dari kapal LNG yang lebih aman daripada kapal jenis lainnya, sehingga umur kapal LNG sangat panjang dan dapat diperpanjang dengan pemeliharaan yang terencana. Beberapa operator kapal LNG di Jepang yang mengevaluasi struktur kapal LNG yang berusia lebih dari 30 tahun menyatakan kapal LNG tersebut dalam kondisi yang baik dengan skema survei reparasi tertentu.

Ada beberapa pertimbangan untuk membandingkan FSRU yang baru dibangun dengan FSRU yang dikonversi. Selain Pertimbangan biaya modal dan biaya operasional, Keputusan untuk mengkonversi dari kapal LNG didukung oleh proyek regasifikasi LNG di suatu wilayah memiliki durasi waktu yang singkat sehingga FSRU Konversi dipilih karena memiliki biaya modal yang lebih rendah. Sedangkan FSRU yang baru dibangun pada dasarnya dirancang untuk dapat menyesuaikan dengan kebutuhan pemilik kapal. Namun, pemilik kapal saat ini mencari lebih banyak kapal bekas untuk dikonversi.

FSRU yang dibangun baru akan dirancang sesuai dengan kebutuhan dari pemilik kapal karena Perancangan FSRU akan disesuaikan dengan proyek yang akan dijalankan sedangkan Perancangan FSRU konversi terbatas dari kondisi kapal LNG yang tersedia dan perancangannya akan lebih berulang untuk menyesuaikan dengan kondisi kapal.

Pertimbangan pemilihan FSRU yang dibangun baru dan FSRU Konversi juga ditentukan dari lama waktu proyek yang akan dijalankan. Umur kelelahan struktur (*Fatigue Life*) untuk FSRU dan Kapal LNG yang baru dibangun dapat mencapai 40-45 tahun sedangkan FSRU konversi telah mengulangi pengurangan umur saat masih menjadi kapal LNG kecuali jika ada banyak pembaruan struktur.

FSRU Toscana adalah contoh FSRU yang dikonversi dari kapal LNG bekas dimana FSRU ini mulai beroperasi pada tahun 2014 sebagai Terminal Regasifikasi LNG pertama di dunia yang ditambatkan secara permanen di laut 22 km dari lepas pantai Livorno (Italia) dengan kedalaman air 120 m. FSRU Toscana adalah Kapal LNG Golar Frost yang dikonversi dan dimodifikasi dengan memasang modul regasifikasi (*Vaporizer*), *Loading Arm*, dan peralatan tambat tambahan (*internal turret mooring system*). FSRU Toscana memiliki kapasitas tangki penyimpanan sebesar 137.500 m³ dan kapasitas regasifikasi sebesar 530 MMSCFD.

Proyek OLT Toscana Offshore LNG dimulai pada Januari 2008 dengan pinjaman USD 185 juta dari bank Italia Unicredit untuk pembelian Kapal LNG Golar Frost (total biaya: USD 231 juta, atau sekitar EUR 160 juta). Di bulan Februari 2008, OLT Toscana dan Iride menandatangani kontrak senilai EUR 390 juta dengan Saipem (Eni Group) untuk mengkonversi kapal LNG menjadi FSRU dengan pekerjaan lain yang terkait dengan operasi dan instalasi lepas pantai.



Gambar 5.16 FSRU Toscana yang Tambat di Laut Lepas Livorno

5.24 Pemilihan Kapal LNG Bekas

Dari beberapa kapal LNG Bekas yang tersedia dalam daftar Tabel 4.28, maka perlu dilakukan proses optimasi pemilihan kapal LNG yang paling optimal untuk dikonversi menjadi FSRU dengan memperhatikan Kapasitas penyimpanan yang dibutuhkan. Selain itu biaya modal pada FSRU Konversi harus ditambah dengan biaya modal untuk *retrofit* dan *refurbishment* sebesar 8,89% dari harga kapal ketika masih baru.

Dari proses optimasi tersebut maka diperoleh kapal LNG yang terpilih yang dirangkum dalam Tabel 5.44.

Tabel 5.44 Ship Particular pada FSRU Konversi

Komponen	Satuan	Nilai
Kapal Terpilih		Mediterranean Energy
Inventory Maksimum	[m ³]	98.660
Kapasitas Muatan Terpilih (m ³)	[m ³]	125.329
Kapasitas Tangki Terpilih	[m ³]	127.887
Kapasitas Regas (MMSCFD)	[MMSCFD]	267
Kapasitas Regas (Ton/Jam)	[ton/jam]	235
Kapasitas Regas (MMBTU/Jam)	[MMBTU/Jam]	12.559
Cb	[-]	0,76
Displacement	[Ton]	109.273
T	[m]	11,53
T Ballast	[m]	10,03
Displacement baru	[Ton]	109.987
T baru	[m]	11,6
T Kosong	[m]	10,10
Fb baru	[m]	13,4
Fb Kosong	[m]	14,92
H	[m]	25,02
LOA	[m]	283
B	[m]	44,51
GT	[-]	102.376
GT Baru	[-]	104.098
Daya Mesin Induk	[kW]	29.828
SFOC ME	Ltr/Jam	8.873
SLOC ME	Ltr/Jam	200
Daya Mesin Bantu	[kW]	5.000
SFOC AE	Ltr/Jam	1.487
SLOC AE	Ltr/Jam	640
Daya Mesin Bantu untuk Regas	[kW]	5.850
SFOC AE Regas	Ltr/Jam	1.301
SLOC AE Regas	Ltr/Jam	3
Jumlah Manifold satu sisi	[unit]	5
Harga LNG Bekas	[Rp]	252.945.000.000
Harga Kapal Saat Baru	[Rp]	1.517.670.000.000
Harga Retrofit	[Rp]	134.904.000.000
Harga Fasilitas Regas	[Rp]	858.064.184.889
Biaya FSRU	[Rp]	1.245.913.184.889

5.24.1 Perencanaan Fasilitas Regasifikasi pada FSRU Konversi

Perencanaan fasilitas regasifikasi di Terminal FSRU Konversi memiliki konsep yang sama dengan terminal FSRU *Newbuild*, dimana fasilitas regasifikasi tersebut harus memenuhi kapasitas regasifikasi yang dibutuhkan untuk memasok gas alam ke pembangkit listrik. Jenis Fasilitas regasifikasi yang dipilih telah dirangkum dalam Tabel 5.45

Tabel 5.45 Fasilitas Regasifikasi (*Vaporizer*) pada FSRU Konversi

Komponen	Nilai
Kapasitas Regas diperlukan [MMSCFD]	267
Biaya Modul Terpenuhi	Rp 858.064.184.889
Nama	PGN LNG (Hoegh)
Kapasitas Setiap Unit [MMSCFD]	112
Jumlah Unit Beroperasi [Unit]	3
Kapasitas Operasi [MMSCFD]	336
Kapasitas Operasti [Ton/Jam]	382
Jumlah Unit Keseluruhan [unit]	4
Konsumsi Gas [MMBTU/Jam]	24
Panjang [m]	20
Lebar [m]	24
Tinggi [m]	13
Berat [ton]	713
Volume Regas Modul [m3]	6.240
Volume Regas Modul [GT]	1.722
Kebutuhan Daya Listrik [kW]	5.843

5.25 Perencanaan Fasilitas Terminal FSRU Konversi

Fasilitas utama yang menjadi pertimbangan dalam perencanaan terminal FSRU adalah perencanaan tempat FSRU Tambat, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya.

5.25.1 Perencanaan Dermaga pada FSRU Konversi

Perencanaan pembangunan Dermaga pada terminal FSRU Konversi memiliki konsep yang sama dengan FSRU Sewa dan *Newbuild*, dimana dermaga tidak dipakai sebagai fasilitas tambat namun tetap dihitung sebagai dasilitas dari kondisi eksisting. Kebutuhan dermaga dalam konsep terminal ini dirangkum dalam Tabel 5.46

Tabel 5.46 Kebutuhan Dermaga pada Terminal FSRU Konversi

Komponen	Satuan	Nilai
Panjang Dermaga	[m]	215,00
Lebar Dermaga	[m]	22,00
Panjang Trestle	[m]	121,52
Lebar Trestle	[m]	13,00
Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp/m ²]	Rp 17.661.844
Biaya Pembangunan Trestle	[Rp/m ²]	Rp 16.132.056
Luas Dermaga	[m ²]	4.730
Luas Treste	[m ²]	1.580
Biaya Pembangunan Dermaga	[Rp]	Rp 83.540.522.120
Biaya Pembangunan Trestle	[Rp]	Rp 25.484.776.787
Total Biaya	[Rp]	Rp 109.025.298.907

5.25.2 Perencanaan Pipa Gas pada FSRU Konversi

Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal LNG FSRU Konversi juga memiliki konsep yang sama pada FSRU Sewa dan *Newbuild*, dimana ukuran pipa dan biayanya bergantung dari throughput Terminal. Kebutuhan Pipa Gas pada FSRU *Newbuild* dirangkum dalam Tabel 5.47

Tabel 5.47 Kebutuhan Pipa Gas pada Terminal FSRU Konversi

Estimasi Jumlah dan Biaya	Satuan	Jumlah
Kebutuhan Pipa Darat	[m]	1.200
Biaya Pipa Darat	[Rp]	Rp 12.928.300.000,00
Kebutuhan Pipa Laut	[m]	20.000
Biaya Pipa Laut	[Rp]	Rp 323.207.500.000,00

5.25.3 Perencanaan Struktur *Tower Yoke* pada FSRU Konversi

Kebutuhan *Tower Yoke Mooring System* yang akan digunakan pada FSRU sewa akan mengacu pada dimensi *Tower Yoke Mooring System* FSRU PGN Lampung dimana konsepnya sama dengan FSRU Sewa, dan *Newbuild*. Kebutuhan *tower yoke* pada konsep terminal ini dirangkum dalam Tabel 5.48

Tabel 5.48 Kebutuhan *Tower Yoke* pada Terminal FSRU Konversi

Komponen Tower Yoke	Satuan	Nilai
Tinggi Tower Yoke diatas Permukaan Air	[m]	15
Kedalaman Perairan	[m]	50
	[kaki]	164
Panjang Tower Yoke	[m]	22
Lebar Tower Yoke	[m]	22
Tebal Struktur	[m]	1
Volume Yoke	[m ³]	223

Tabel 5.48 Kebutuhan *Tower Yoke* pada Terminal FSRU Konversi

Komponen Tower Yoke	Satuan	Nilai
Massa Jenis Baja	[ton/m ³]	8
Berat Struktur Tower Yoke	[ton]	1780
Berat Platform	[ton]	3836
Berat Topside	[ton]	625
Berat Keseluruhan Struktur	[ton]	6241
Biaya Keseluruhan	[Rp]	Rp 244.445.501.776

5.26 Perencanaan Peralatan Terminal FSRU *Newbuild*

Peralatan yang menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan terminal LNG FSRU adalah alat bongkar muatan atau alat transfer muatandana alat bantu sandar seperti fender.

5.26.1 Perencanaan *Pneumatic Fender* pada FSRU Konversi

Kebutuhan *Pneumatic Fender* pada FSRU Konversi juga memiliki konsep perhitungan yang sama dengan FSRU Sewa dan *newbuild*, dimana *displacement* kapal LNG dan FSRU menjadi acuan untuk menentukan ukuran dan jumlah fender. Kebutuhan fender telah dirangkum dalam Tabel 5.49

Tabel 5.49 Kebutuhan *Pneumatic Fender* pada Terminal FSRU Konversi

Komponen	Satuan	Nilai
Displacement Kapal Terbesar	[ton]	69.109
Displacement FSRU	[ton]	109.987
Nilai C	[ton]	84.883
Ukuran Fender	[m]	3,3 x 6,5
Jumlah	[unit]	4
Harga Fender	[USD/unit]	\$ 7.510
Harga Fender	[Rp/unit]	Rp 105.539.121
Biaya Fender	[USD]	\$ 30.041
Biaya Fender	[Rp]	Rp 422.156.483

5.26.2 Perencanaan *Loading Arm* pada FSRU Konversi

Flexible Hose untuk transfer muatan banyak dipilih di FSRU, sedangkan *Loading Arm* hanya digunakan di beberapa FSRU tetapi dalam penelitian ini *Loading Arm* lebih dipilih dengan alasan untuk mengurangi BOG, dan meningkatkan keandalan terminal. Kebutuhan *Loading Arm* pada Terminal LNG FSRU Konversi juga memiliki konsep yang sama pada FSRU Sewa, dimana jumlah *Loading Arm* sangat bergantung pada jumlah manifold kapal LNG. Kebutuhan *Loading Arm* pada FSRU *Newbuild* dirangkum dalam Tabel 5.50

Tabel 5.50 Kebutuhan *Loading Arm* pada Terminal FSRU Konversi

Estimasi Jumlah dan Biaya	Satuan	Jumlah
Jumlah Manifold Kapal LNG	[unit]	5
Jumlah Manifold Kapal FSRU	[unit]	5
Jumlah Manifold dipilih	[unit]	5
Kecepatan Aliran per Manifold	[m ³ /jam]	1.600
Kapasitas Unloading Arm Terpilih	[m ³ /jam]	1.700
Harga Unloading Arm	[USD/unit]	\$ 962.883,82
Harga Unloading Arm	[Rp/unit]	Rp 13.530.924.900
Total Biaya Unloading Arm	[Rp]	Rp 67.654.624.502

5.27 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan terminal LNG FSRU Konversi

Dari fasilitas tempat FSRU sandar, fasilitas jalur pipa, dan fasilitas penunjang lainnya juga alat transfer muatan dan alat bantu sandar yang telah dianalisis, maka rangkuman dari fasilitas dan peralatan dari terminal dapat dirangkum dalam Tabel 5.51.

Tabel 5.51 Rangkuman Fasilitas dan Peralatan Pada Terminal FSRU Konversi

Fasilitas Terminal	Satuan	Nilai
Kapasitas Penyimpanan FSRU	[m ³]	127.887
Kapasitas Regasifikasi FSRU	[MMSCFD]	380
Panjang Dermaga	[m]	215
Lebar Dermaga	[m]	22
Panjang Trestle	[m]	122
Lebar Trestle	[m]	13
Tower Yoke Topside	[m]	15
Diameter Yoke	[m]	22
Tower Yoke Platform	[m]	50
Ukuran Jalur Pipa Gas Laut	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Laut	[m]	20.000
Ukuran Jalur Pipa Gas Darat	[inch]	20
Panjang Jalur Pipa Gas Darat	[m]	1.200
Jumlah Pneumatic Fender	[Unit]	4
Ukuran Pneumatic Fender	[m x m]	3,3 x 6,5
Flow Rate Loading Arm	[m ³ /jam]	5 x 1700

5.28 Biaya satuan LNG pada FSRU Konversi

Biaya Modal pada Terminal FSRU Konversi memiliki persamaan pada biaya FSRU Newbuild dimana biaya FSRU dimasukkan dalam komponen biaya Modal. Setelah mengetahui fasilitas terminal yang dibutuhkan, dan biayanya, maka biaya modal

pada FSRU Konversi dapat diketahui sesuai dengan rangkuman biaya modal FSRU *Newbuild* dalam Tabel 5.52

Tabel 5.52 Biaya Modal pada Terminal FSRU Konversi

Komponen Biaya Modal	Nilai
Biaya FSRU	Rp 1.245.913.184.889
Biaya Dermaga dan Trestle	Rp 109.025.298.907
Biaya Tower Yoke	Rp 244.445.501.776
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Darat	Rp 12.928.300.000,00
Biaya Pengadaan Jalur Pipa Laut	Rp 323.207.500.000,00
Biaya Pneumatic Fender	Rp 422.156.483
Biaya Unloading Arm	Rp 67.654.624.502
Total	Rp 2.003.596.566.557

Biaya Operasional pada Terminal FSRU Konversi juga memiliki persamaan pada biaya konversi pada FSRU *Newbuild*. Namun perbedaannya terdapat pada biaya perawatan tambahan yang dikenakan untuk FSRU Konversi akan ada setiap 5 tahun dalam umur ekonomisnya sedangkan FSRU *Newbuild* tidak (Newsletters, LNG World Shipping, 2016). Biaya Operasional FSRU Konversi dirangkum dalam Tabel 5.53

Tabel 5.53 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya pada Terminal FSRU Konversi

Tahun Ke- Umur Kapal		1	5	10	20
Biaya Pekerja	[Rp/Tahun]	20.109.689.600	23.525.492.518	28.622.358.752	42.368.082.963
Penyediaan Makanan	[Rp/Tahun]	175.375.200	205.164.179	249.613.594	369.489.096
Asuransi Pekerja	[Rp/Tahun]	2.484.482.000	2.906.492.535	3.536.192.578	5.234.428.854
Perbekalan	[Rp/Tahun]	5.716.275.950	6.687.234.351	8.136.043.083	12.043.331.275
Perawatan Rutin	[Rp/Tahun]	4.001.393.165	4.681.064.046	5.695.230.158	8.430.331.893
Asuransi Struktur	[Rp/Tahun]	7.026.250.000	8.219.718.707	10.000.544.622	14.803.249.023
Biaya Umum	[Rp/Tahun]	5.412.478.668	6.331.834.501	7.703.644.823	11.403.276.223
Perawatan Periodik untuk Mesin	[Rp/Tahun]		7.355.957.787	8.949.647.391	13.247.664.403
Perawatan Periodik Struktur	[Rp/Tahun]		22.246.986.085	27.066.860.190	40.065.565.107
Biaya Perawatan Tambahan	[Rp/Tahun]		14.704.163.465	17.889.863.157	26.481.367.696
Lub Oil	[Rp/Tahun]	258.488.005.263	302.394.405.614	367.909.031.260	544.595.240.893
HSD	[Rp/Tahun]	1.251.372.732.967	1.463.929.103.413	1.781.093.592.575	2.636.453.611.313
Harga BBG	[Rp/Tahun]	17.994.675.965	21.051.225.713	25.612.034.862	37.912.068.230
Harga Listrik	[Rp/Tahun]	58.989.840.000	69.009.769.277	83.960.936.085	124.282.695.796
Perawatan Struktur Dermaga dan Tower Yoke	[Rp/Tahun]	10.928.125.697	12.784.361.392	15.554.130.392	23.023.912.620

Tabel 5.53 Biaya Operasional yang dikeluarkan setiap tahunnya pada Terminal FSRU Konversi

Tahun Ke-		1	5	10	20
Asuransi Fasilitas Terminal	[Rp/Tahun]	7.576.833.817	8.863.823.898	10.784.197.072	15.963.246.083
Total	[Rp/Tahun]	1.650.276.158.293	1.974.896.797.480	2.402.763.920.595	3.556.677.561.468

Biaya satuan pada Terminal FSRU Konversi memiliki konsep perhitungan yang sama dengan seluruh konsep terminal LNG, dimana anuitas biaya modal dan biaya operasional dijumlahkan dan dibagi kebutuhan gas yang diperlukan pembangkit. Rangkuman biaya satuan FSRU Konversi ditunjukkan pada Tabel 5.54.

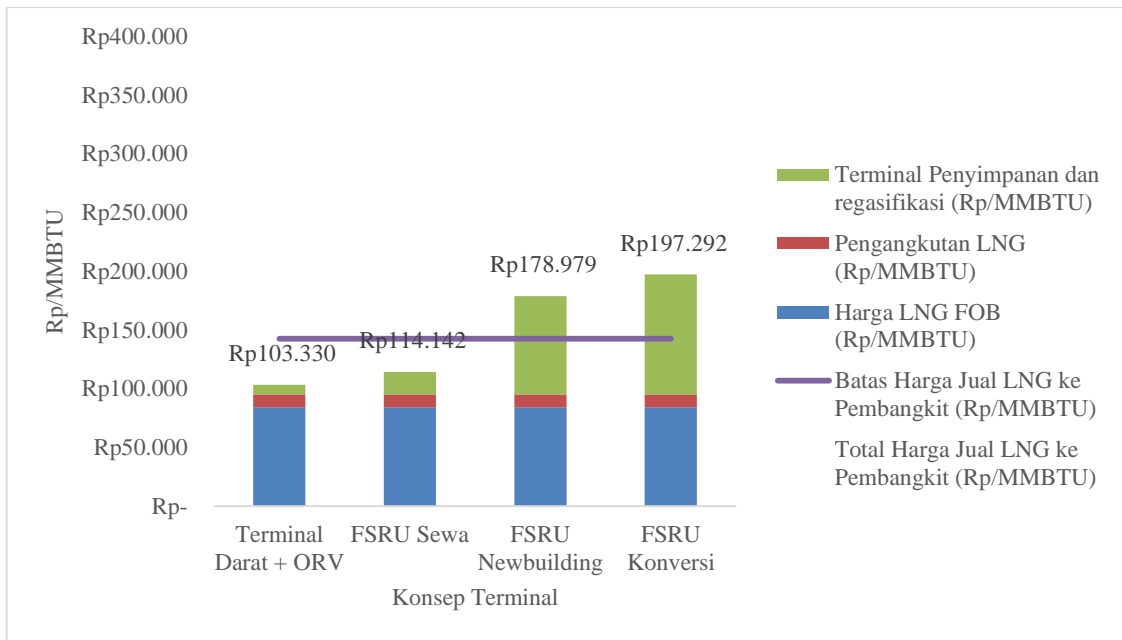
Tabel 5.54 Biaya satuan pada Terminal FSRU Konversi

Komponen	Satuan	Nilai
SUM PV	[Rp/Tahun]	Rp 23.453.379.724.974
WACC		11,5%
ANNUAL VALUE (A)	[Rp]	Rp 7.640.498.531.018
Biaya satuan	[Rp/MMBTU]	Rp 91.525

5.29 Evaluasi Biaya satuan LNG di setiap Konsep Terminal

Untuk mengetahui kelayakan dari perencanaan distribusi LNG dari kilang asal hingan ke Pembangkit Listrik di Celukan Bawang, maka perlu dievaluasi biaya satuan dari setiap transportasi dan terminal yang mengacu pada Permen ESDM No 45/2017 yang intinya membatasi harga jual gas untuk pembangkit listrik sebesar maksimal 14.5 persen dari harga minyak bumi mentah Indonesia (*Indonesia Crude Price/ICP*). Jika ICP sebesar 70 USD/barrel (Rp 983.675/Barrel), maka harga jual gas pada *plant gate* (titik serah di pembangkit) maksimal sebesar USD 10.15/MMBTU (Rp142.633 /MMBTU).

Dari perhitungan biaya modal dan operasional yang telah dihitung dari setiap konsep terminal penerima, maka didapatkan Biaya satuan untuk gas ke pembangkit pada Gambar 5.17



Gambar 5.17 Perbandingan Biaya satuan Pengadaan LNG di Setiap Konsep Terminal

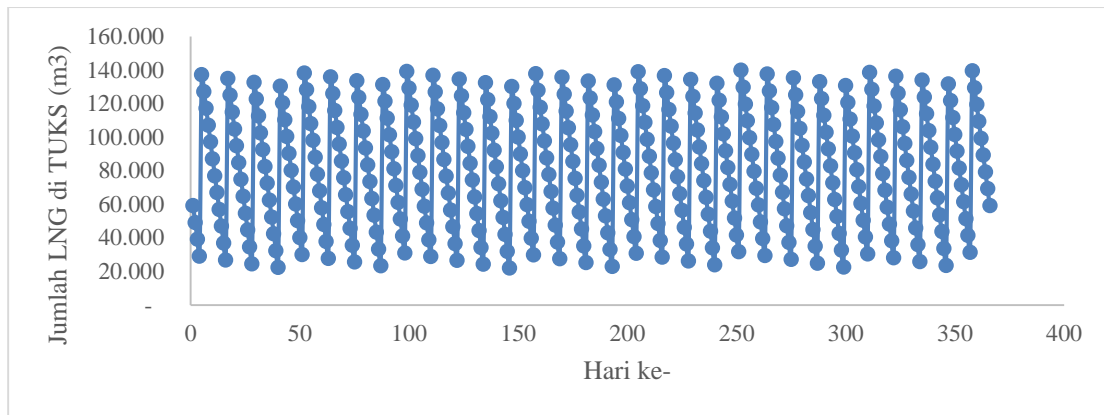
Dari Gambar 5.17 menunjukkan bahwa Terminal LNG Darat dengan *vaporizer* ORV memiliki Biaya satuan Pengadaan LNG ke terminal yang termurah dan layak dibandingkan dengan konsep terminal lainnya.

5.30 Skenario Melepas Batasan Sarat pada Transportasi

Jika pada proses optimasi sebelumnya menggunakan batasan sarat kapal, maka dalam proses optimasi kali ini batasan sarat tidak akan dipakai karena melihat karakteristik terminal FSRU yang dapat tambat di lepas pantai dengan menggunakan *Tower Yoke Mooring System* (FSRU PGN Lampung) pada kedalaman laut 50 m dan *Mooring Turret* (FSRU Toscana) pada kedalaman laut 120 m di lepas pantai yang dapat membuat kapal LNG dengan kapasitas besar dapat sandar dan melakukan *ship to ship transfer*.

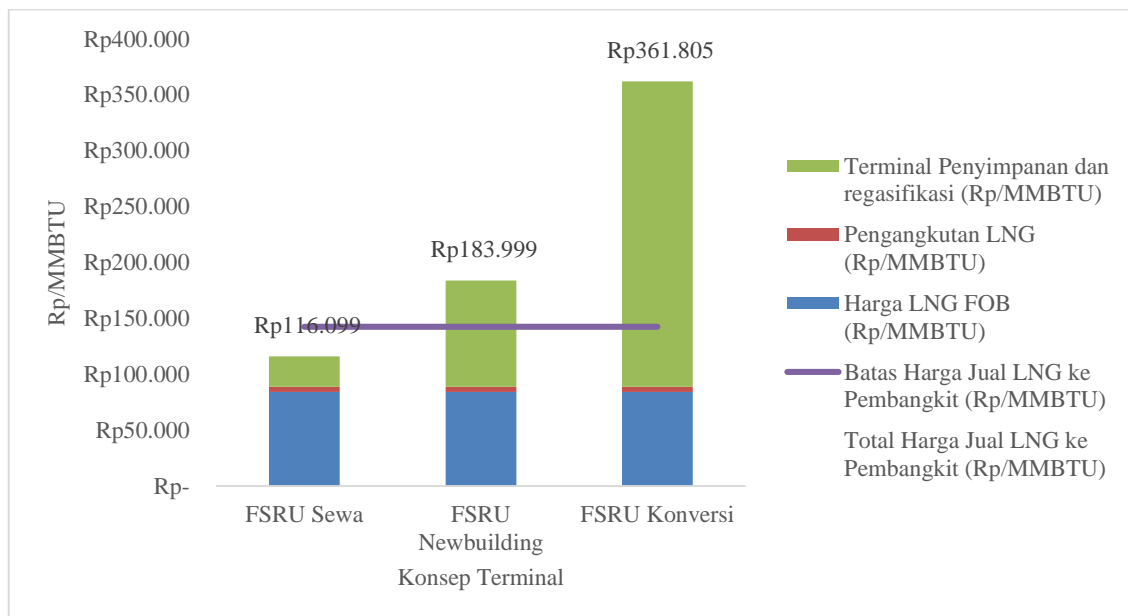
Dalam proses optimasi pada skenario ini, hasil optimasi yang ditemukan paling optimal adalah Kapal dengan ukuran 125.929 m³ dengan frekuensi operasi 31 dalam 1 tahun dengan unit cost Rp 4.584 per MMBTU.

Dari Proses penjadwalan dengan proses yang sama, maka diperoleh jumlah kapasitas penyimpanan di Terminal sebesar 140.000 m³ untuk menyimpan LNG di Celukan Bawang untuk dipasok ke Pembangkit Listrik sebelum diregasifikasi.



Gambar 5.18 Jumlah Persediaan LNG Dalam 1 Tahun Pada Skenario Melepas Batasan Sarat

Dalam menghitung biaya satuan dari setiap konsep terminal, Terminal LNG darat tidak dimasukkan sebagai alternatif dari skenario melepas batasan sarat, karena terminal darat mengharuskan Kapal LNG yang sandar harus memenuhi batasan sarat. Dari perhitungan biaya modal dan operasional yang telah dihitung dari skenario transportasi dan konsep terminal penerima, maka didapatkan biaya satuan gas ke pembangkit pada Gambar 5.19.



Gambar 5.19 Perbandingan Biaya satuan LNG pada skenario melepas batasan Sarat

Dari Gambar 5.19 menunjukkan bahwa Terminal FSRU Sewa memiliki Biaya satuan (Rp. 116.099/MMBTU) Pengadaan LNG ke terminal yang termurah dan layak dibandingkan dengan konsep terminal lainnya. Namun konsep terminal LNG darat dengan kapal yang berkapasitas lebih kecil memiliki biaya satuan yang lebih kecil (Rp. 103.330/MMBTU).

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 6

PENUTUP

6.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian dan perhitungan yang telah dilakukan, maka diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Transportasi saat ini yang digunakan untuk memasok batubara ke PLTU Celukan Bawang adalah menggunakan *Tug Boat – Barge* dan *Self Propelled Barge* dengan kapasitas 9.000 ton hingga 17.000 ton dengan terminal PLTU yang dilengkapi dengan *Bridge Type Ship Unloader* dan *Conveyor Belt*.
2. Transportasi LNG yang paling optimal digunakan adalah dengan menggunakan Kapal LNG dengan kapasitas 75.558 m³ dari Pelabuhan Asal Terminal LNG Bontang dengan biaya satuan pengiriman LNG sebesar Rp. 10.879/MMBTU .
3. Sedangkan Konsep terminal LNG yang paling baik digunakan untuk dipakai adalah Konsep Terminal LNG Darat dengan *Vaporizer ORV* dengan biaya satuan LNG di terminal sebesar Rp 8.137 MMBTU. Biaya satuan LNG dengan menggunakan Kapal LNG yang berkapasitas 75.558 m³ dan konsep terminal LNG Darat adalah Rp19.015 (atau dengan harga LNG sebesar Rp. 84.315/MMBTU, maka biaya satuan LNG untuk sampai di terminal sebesar Rp. 103.330/MMBTU)

6.2 Saran

Berdasarkan pengamatan penulis dalam pengambilan data, pengolahan data, analisis perhitungan serta perancangan desain, terdapat beberapa saran yang dapat menjadi rekomendasi untuk penelitian selanjutnya yang meliputi.

1. Konsep Terminal *Gravity Based Structure (GBS)*, *Shuttle Regasification Vessel (SRV)*, dan *Floating Storage Unit (FSU)* perlu dihitung juga untuk memberikan pilihan konsep terminal yang lebih banyak.
2. Konsep Transportasi LNG tanpa menggunakan MFO dimana kapal LNG hanya mengandalkan BOG sebagai bahan bakar perlu dianalisis.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Adi, A. C., & Ajiwihanto, N. E. (2018). *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*. Jakarta: Ministry of Energy & Mineral Resources Republic of Indonesia.
- Aris, N. (2015, Agustus 06). *Tower Yoke Mooring System Versus Jetty Island for Shallow Water Mooring*. Diambil kembali dari Nasyih and Offshore: <http://nasyihandoffshore.blogspot.com/p/mycurriculumvitae.html?view=sidebar>
- Aseeri, A., & Bagajewicz, M. J. (2003). *New measures and procedures to manage financial risk with applications to the planning of gas commercialization in Asia*. Amsterdam: Elsevier.
- Association, J. P. (2002). *Technical Standards and Commentaries for Port & Harbour Facilities in Japan*. Tokyo: Daikousha Printing Co., Ltd.
- Chądzyński, W. (2010). Some remarks on the estimation of design characteristics of membrane LNG carrier. *Scientific Journals Maritime University of Szczecin*, 34-39.
- Division, F. T. (2018). *Marine loading arm – B0300*. Wisconsin: Emco Wheaton. Diambil kembali dari Emco Wheaton: <https://jhmenge.com/manufacturers/emco-wheaton/>
- Dupont, B., Offredi, M., Flesch, E., Thomas, C., & Lanquetin, B. (2000). *Ship/Shore LNG Transfer: How to Cut Cost?* Trondheim: NTNU.
- Elliott, S. (2019, December 02). *Turkey buying new FSRU LNG import vessel: Botas*. Diambil kembali dari S&P Global Platts: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/120219-turkey-buying-new-fsru-lng-import-vessel-botas>
- GAS-Carriers > 75,000 CBM*. (2020, Januari 04). Diambil kembali dari Auke Visser's Renewed Historical tanker Site: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/gas-1/>
- Giernalczyk, M., Górski, Z., & Kowalczyk, B. (2013). ESTIMATION METHOD OF SHIP MAIN PROPULSION POWER, ONBOARD POWER STATION ELECTRIC POWER AND BOILERS, CAPACITY BY MEANS OF STATISTICS. *Journal of Polish Cimac*.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). An Economic Evaluation of Onshore and Floating Liquefied Natural Gas Receiving Terminals: the Case Study of

- Indonesia. *8th International Conference on Future Environment and Energy (ICFEE 2018)* (hal. 1-8). Phuket: IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science.
- Google Maps*. (2020, Januari 04). Diambil kembali dari Google Maps: <https://www.google.com/maps/place/Badak+NGL.+PT/@-1.2977886,116.5399716,11z/data=!4m5!3m4!1s0x2df146ddbdeb1ba7:0x213fa5ea25acb537!8m2!3d-1.2717777!4d116.8517301>
- Houari, R. (2019). *IGU LNG Committee - FLNG Report 2015-2018*. Washington DC: International Gas Union.
- Inc., M. G. (2016). An update on LNG propulsion and peripheral systems. *SNAME* (hal. 40). Seattle: Maran Gas Maritime.
- Kallio, I. (2018). LNG terminals – land-based vs. floating storage and regasification technology. *WÄRTSILÄ TECHNICAL JOURNAL*, 4-7.
- Kramadibrata, S. (2002). *Perencanaan Pelabuhan*. Bandung: Penerbit ITB.
- Ligteringen, H., & Velsink, H. (2012). *Ports and Terminals*. Delft: VSSD.
- Limited, M. (2017). *Myanmar: Technical Assistance on Liquefied Natural Gas Options for Myanmar Phase 1*. Oxfordshire: Peach Tree Office.
- LNG TANKERS FOR SALE*. (2020, Januari 04). Diambil kembali dari NautisNP: <https://www.nautisnp.com/tankers/lng-carrier>
- Long, B. (1998). Overcoming The Obstacles Confronting Freestanding 9% Nickel Steel Tanks Up to and Beyond 200,000 m³. 5-6.
- Madsen, P. h., & Lunde, T. (2012). Regasification modules for onboard applications offer multiple benefits. *Wärtsilä Technical Journal*, 38.
- Maillard, S., & White, N. (2010). Shipping Liquefied Gas Safely. *Ingenia - Issue 44*, 40-46.
- Migas, S. (2017). *ANDAL for Integrated Activities Of The Tangguh LNG Expansion Project, SKK Migas, 2017*. Jakarta: SKK Migas.
- Miksch, T.-P. (2019). *USA-Asia LNG Shipping Route Optimization*. Madrid: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID.
- Moekhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2006). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Burlington: Elsevier.
- Natural Gas Conversion Guide*. (2012). Barcelona: International Gas Union.

- Newsletters, R. (2011, June 08). *Golar FSRU conversions just the start*. Diambil kembali dari Riviera Maritime Media: <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/golar-fsru-conversions-justthetstart-43828>
- Newsletters, R. (2016, December 1). *LNG World Shipping*. Diambil kembali dari Riviera Maritime Media: <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/scrapping-plays-minor-role-in-lngc-fleet-balancing-30576>
- Norberg, A. (2012). *Interrelationships of LNG cargo containment systems and machinery configurations on LNG carrier - design and operational factors with economic assessment*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Novotny, T. (2018, 11 21). *LNG Shipping Economics*. Diambil kembali dari Seeking Alpha: <https://seekingalpha.com/article/4223891-lng-shipping-economics>
- Pamungkas, A. T. (2012, Maret 09). *Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)*. Diambil kembali dari Kontens Listrik: <http://kontens-listrik.blogspot.com/2012/03/pembangkit-listrik-tenaga-gas-pltg.html>
- Partners, P. &. (2009). *Lebanon: Study on LNG Supply, Market & Technical Viability*. New York: Poten & Partners.
- Pemerintah Batasi Harga Jual Gas Hilir, Bisnis "Small LNG" Dituntut Lebih Efisien*. (2018, September 18). Diambil kembali dari Jurnal Maritim: <https://jurnalmaritim.com/pemerintah-batasi-harga-jual-gas-hilir-bisnis-small-lng-dituntut-lebih-efisien/>
- Perhubungan, K. (2013). *Peraturan Menteri Perhubungan Indonesia No.75 Tahun 2013 Tentang Standar Biaya Tahun 2014 di Lingkungan Kementerian Perhubungan*. Kementerian Perhubungan.
- Piésold, K. (2014). *Tema Liquefied Natural Gas Project*. Accra: Knight Piésold Ghana Limited.
- Pneumatic Fender Rubber Boat Fender* . (2020, Januari 04). Diambil kembali dari Alibaba: https://www.alibaba.com/product-detail/Pneumatic-Fender-Rubber-Boat-Fender_60629207813.html?spm=a2700.7724857.normalList.135.483762faVY4od1
- Pratama, B. S., Mutaqqin, R. F., & Haryanto. (2018). *Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027*. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia.

- Puspasari, S. A. (2006). *Analisis Kapasitas Terpasang Pelabuhan Khusus Terhadap Produksi Dan Arus Muatan LNG (Studi Kasus : PT. Badak NGL Bontang, Kalimantan Timur)*, 2006. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Qatargas. (2019, Juni 3). Diambil kembali dari Q-Max sets LNG Industry Multi-Port Delivery Milestone: <http://www.qatargas.com/english/MediaCenter/Pages/Press%20Releases/Q-Max-sets-LNG-industry-multi-port-delivery-milestone.aspx>
- Quirijns, S. (2015). *A technical feasibility study for constructing a sustainable LNG regasification terminal in Yuzhny, Ukraine*. Hague: Delft University of Technology.
- Raunek. (2019, October 09). *How Does LNG Terminal Works?* Diambil kembali dari Marine Insight: <https://www.marineinsight.com/ports/how-does-lng-terminal-works/>
- Roger, W. S., & Cox, D. J. (1998). *Increased Cargo Tank Filling Limits on LNG Carrier - LR Approach*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Rogers, H. (2017). *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- Rogers, H. (2018). *The LNG Shipping Forecast Costs Rebounding, Outlook Uncertain*. Oxford: The Oxford Institute for energy Studies.
- Rubber, Y. (2015). *Yokohama Pneumatic Fender Catalogue*. Tokyo: Yokohama Rubber.
- Simamora, P. (2014). *Donggi Senoro LNG Project*. Yogyakarta: Indopipe.
- Songhurst, B. (2019). *Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Stopford, M. (2009). *Maritime Economics Third Edition*. New York: Routledge.
- Sunarti, Supriadi, A., & Kencono, A. W. (2017). *Kajian Penggunaan Faktor Emisi Lokal (Tier 2) dalam Inventarisasi GRK Sektor Energi*. Jakarta Pusat: Pusat Data dan Teknologi Informasi ESDM Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Tarakad, R. R. (2000). *LNG Receiving and Regasification Terminal*. Houston, Texas: Zeus Development Corporation.
- Team, S. F. (2017). *SFT Design Manual*. Hamburg: Shibata Fender Team.
- Thomas, K. (2017, August). Sveinung Støhle bets US\$300 million a throw on FSRU demand. *LNG World Shipping, Riviera Maritime Media*, hal. 13-14.
- Triatmodjo, B. (2009). *Perencanaan Pelabuhan*. Yogyakarta: Beta Offset.

- Tsutsumi, N., Takahashi, K., & Igarashi, T. (1998). *ASSESSMENT OF THE 15-YEAR SERVICE OF THE LNG CARRIER "BISHU MARU"*. Tokyo: Kawasaki Kisen Kaisha, Ltd.
- Tusiani, M. D., & Shearer, G. (2007). *LNG - A NONTECHNICAL GUIDE*. Oklahoma: PennWell Corporation.
- Wang, X., & Economides, M. (2009). *Advanced Natural Gas Engineering*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Wijnolst, N., & Wergeland, T. (1996). *Shipping*. Delft: Delft University Press.
- Williams, J., & Winter, M. (2018). *Independent Economic Analysis of the Long-Term Liquefied Natural Gas Solution to the Republic of Lithuania*. London: Pöyry Management Consulting.
- Yuasa, K., Yokohama, K., & Tamura, K. (2004). *REFURBISHMENT WORKS FOR LIFE TIME EXTENSION OF LNG CARRIERS—TO ENHANCE SAFETY AND RELIABILITY*. Tokyo: Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.

LAMPIRAN

Lampiran 1. *Ship Particular* Armada Kapal LNG

Lampiran 2. *Voyage Calculation* Armada Kapal LNG

Lampiran 3. Desain Konseptual Terminal

Lampiran 1. *Ship Particular* Armada Kapal LNG

Tabel 0.1 *Shaip Particular* Armada Kapal LNG (1)

Nama Kapal	Satuan	CORAL METHANE	CORAL ENERGY	CORAL ENERGICE	TRIPUTRA
Jenis Mesin		DFDE	DFDE	DFDE	ST
Tahun Pembuatan		2009	2012	2018	2000
Kapasitas Tangki	[m ³]	7.500	15.600	18.000	22.960
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	7.350	15.288	17.640	22.501
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%
<i>Heel Cargo</i>	[4%/Muatan]	294	612	706	900
GT	[-]	7.833	13.501	16.100	20.000
DWT	[ton]				13.955
<i>Displacement</i>	[ton]	16.873	23.090	24.932	28.739
LOA	[m]	117,8	151	151	151
B	[m]	18,6	22,7	24,5	28
H	[m]		14,95	15,05	16
Draft	[m]	5,90	7,35	7,60	7,50
Kecepatan	[knot]	11,13	15,8	16	15,5
<i>Charter Rate</i>	[Rp/hari]	Rp 352.239.146	Rp 400.963.331	Rp 415.400.127	Rp 445.236.172
Jumlah <i>Manifold</i>	[Unit]	2	2	2	3
<i>Cargo Pump</i>	[m ³ /jam]	900	1.620	1.620	1.900
<i>Cargo Pump/Manifold</i>	[m ³ /jam]	450	810	810	633
<i>Com. Days</i>	[hari/tahun]	330	330	330	330,0
Awak Kapal	[orang]	27	27	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar					
Jumlah ME	[unit]	1	1	1	1

Tabel 0.1 *Shaip Particular* Armada Kapal LNG (1)

Nama Kapal	Satuan	CORAL METHANE	CORAL ENERGY	CORAL ENERGICE	TRIPUTRA
Daya ME	[kW/Unit]	5.000	7.800	7.200	7.796
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,179	0,160	0,159	0,167
SLOC ME	[kg/kWH unit]	0,001	0,001	0,001	
FO Cons ME	[kg/jam]	895	1.245	1.146	1.303
	[ltr/jam]	1.053	1.465	1.348	1.534
LO Cons ME	[kg/jam]	2,5	3,9	3,6	-
	[ltr/jam]	2,6	4,1	3,8	0,2
Jumlah AE	[unit]	2	2	2	2
Daya AE	[kW/unit]	800	1.014	994	1.300
SFOC AE	[kg/kwH unit]	0,16	0,16	0,19	0,16
SLOC AE	[kg/kwH unit]	0,001	0,001	0,001	
FO Cons AE	[kg/jam]	252,64	319,41	377,72	412,50
	[ltr/jam]	297,22	375,78	444,38	485,29
LO Cons AE	[kg/jam]	0,8	1,0	1,0	-
	[ltr/jam]	0,8	1,1	1,0	0,2

Tabel 0.2 *Ship Particular* Armada Kapal LNG (2)

Nama Kapal	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
Jenis Mesin		DFDE	DFDE
Tahun Pembuatan		2017	2015
Kapasitas Tangki	[m ³]	27.566	31.192

Tabel 0.2 Ship Particular Armada Kapal LNG (2)

Nama Kapal	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	27.015	30.568
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,25%	0,25%
<i>Heel Cargo</i>	[4%/Muatan]	1.081	1.223
GT	[-]	22.887	25.309
DWT	[ton]	20.918	16.405
<i>Displacement</i>	[ton]	32.274	35.057
LOA	[m]	151	184,7
B	[m]	26,6	28,1
H	[m]	17,8	18,7
Draft	[m]	9,40	7,4
Kecepatan	[knot]	16	17
<i>Charter Rate</i>	[Rp/hari]	Rp 472.942.789	Rp 494.756.114
Jumlah <i>Manifold</i>	[Unit]	2	3
<i>Cargo Pump</i>	[m ³ /jam]	1.700	4.000
<i>Cargo Pump/Manifold</i>	[m ³ /jam]	850	1.333
<i>Com. Days</i>	[hari/tahun]	330	330
Awak Kapal	[orang]	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar			
Jumlah ME	[unit]	1	2
Daya ME	[kW/Unit]	11.700	4.000
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,167	0,11
SLOC ME	[kg/kWH unit]	0,001	0,001
FO Cons ME	[kg/jam]	1.956	919
	[ltr/jam]	2.301	1.081

Tabel 0.2 Ship Particular Armada Kapal LNG (2)

Nama Kapal	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE		HAI YANG SHI YOU 301	
LO Cons ME	[kg/jam]		5,9		4,0
	[ltr/jam]		6,2		4,2
Jumlah AE	[unit]		2		2
Daya AE	[kW/unit]		1.110		3.890
SFOC AE	[kg/kwH unit]		0,16		0,08
SLOC AE	[kg/kwH unit]		0,001		0,001
FO Cons AE	[kg/jam]		355,20		660,00
	[ltr/jam]		417,88		776,47
LO Cons AE	[kg/jam]		1,1		3,9
	[ltr/jam]		1,2		4,1

Tabel 0.3 Ship Particular Armada Kapal LNG (3)

Nama Kapal	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE				
		CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
Jenis Mesin		ST	ST	ST	ST	ST
Tahun Pembuatan		2008	1977	1994	1990	2003
Kapasitas Tangki	[m ³]	75.558	126.300	127.386	137.012	138.000
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	74.047	123.774	124.838	134.272	135.240
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,25%	0,15%	0,15%	0,10%	0,15%
Heel Cargo	[4%/Muatan]	2.962	4.951	4.994	5.371	5.410
GT	[-]	52.855	95.084	104.968	109.258	95.800

Tabel 0.3 Ship Particular Armada Kapal LNG (3)

Nama Kapal	Satuan	CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
DWT	[ton]	39.483	72.622	70.593	78.988	69.500
<i>Displacement</i>	[ton]	69.109	108.055	108.889	116.277	117.036
LOA	[m]	219,81	285,29	272	290	277
B	[m]	35	43,74	47,2	46	43,4
H	[m]	22,55	24,99	26,5	25,5	26
Draft	[m]	9,98	11,54	12,13	11,80	12,20
Kecepatan	[knot]	17,5	20,5	19,5	19,5	19,5
<i>Charter Rate</i>	[Rp/hari]	Rp 761.630.582	Rp 1.066.860.536	Rp 1.073.393.186	Rp 1.131.296.768	Rp 1.137.239.915
Jumlah <i>Manifold</i>	[Unit]	5	5	5	5	5
<i>Cargo Pump</i>	[m ³ /jam]	8.000	8.000	12.000	12.000	13.600
<i>Cargo Pump/Manifold</i>	[m ³ /jam]	1.600	1.600	2.400	2.400	2.720
<i>Com. Days</i>	[hari/tahun]	330	330,00	330,0	330,0	330,0
Awak Kapal	[orang]	27	27	27	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar						
Jumlah ME	[unit]	1	1	1	1	1
Daya ME	[kW/Unit]	15.000	31.078	23.535	26.700	26.496
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,285	0,31	0,177	0,207	0,285
SLOC ME	[kg/kWH unit]					
FO Cons ME	[kg/jam]	4.275	9.634	4.166	5.527	7.551
	[litr/jam]	5.029	11.334	4.901	6.502	8.884
LO Cons ME	[kg/jam]	-	-	-	-	-
	[litr/jam]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah AE	[unit]	2	1	1	1	2
Daya AE	[kW/unit]	2.500	2.500	6.450	2.000	3.450

Tabel 0.3 Ship Particular Armada Kapal LNG (3)

Nama Kapal	Satuan	CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
SFOC AE	[kg/kwH unit]	0,285	0,31	0,176	0,207	0,285
SLOC AE	[kg/kwH unit]					
FO Cons AE	[kg/jam]	1.425,00	775	1.135,20	414,00	1.967
	[ltr/jam]	1.676,47	912	1.335,53	487,06	2.314
LO Cons AE	[kg/jam]	-	-	-	-	-
	[ltr/jam]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tabel 0.4 Ship Particular Armada Kapal LNG (4)

Nama Kapal	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
Jenis Mesin		ST	ST	ST	DFDE	DFDE
Tahun Pembuatan		2007	2008	2009	2020	2018
Kapasitas Tangki	[m ³]	145.700	145.700	157.000	174.000	178.818
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	142.786	142.786	153.860	170.520	175.242
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,15%	0,15%	0,15%	0,09%	0,10%
Heel Cargo	[4%/Muatan]	5.711	5.711	6.154	6.821	7.010
GT	[-]	95.729	97.432	107.633	124.250	126.004
DWT	[ton]	83.403	84.980	91.201	81.451	82.601
Displacement	[ton]	122.945	122.945	131.619	144.667	148.365
LOA	[m]	283	285,4	294,6	299	296
B	[m]	43,4	43,44	46,5	46,4	49,1
H	[m]	26	26	25,8	26,5	27

Tabel 0.4 Ship Particular Armada Kapal LNG (4)

Nama Kapal	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
Draft	[m]	12,40	12,40	12,40	12,50	12,42
Kecepatan	[knot]	19	19,5	19,5	19,5	19,5
Charter Rate	[Rp/hari]	Rp 1.183.557.968	Rp 1.183.557.968	Rp 1.251.531.215	Rp 1.353.791.852	Rp 1.382.773.719
Jumlah Manifold	[Unit]	5	5	5	5	5
Cargo Pump	[m ³ /jam]	13.600	12.000	14.800	14.800	16.400
Cargo Pump/Manifold	[m ³ /jam]	2.720	2.400	2.960	2.960	3.280
Com. Days	[hari/tahun]	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0
Awak Kapal	[orang]	27	27	27	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar						
Jumlah ME	[unit]	1	2	1	2	1
Daya ME	[kW/Unit]	24.877	12.650	12.650	16.125	17.810
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,285	0,190	0,285	0,230	0,230
SLOC ME	[kg/kWH unit]				0,001	0,001
FO Cons ME	[kg/jam]	7.090	4.797	3.605	7.418	4.096
	[ltr/jam]	8.341	5.643	4.241	8.726	4.819
LO Cons ME	[kg/jam]	-	-	-	16,1	8,9
	[ltr/jam]	0,2	0,2	0,2	0,2	9,4
Jumlah AE	[unit]	2	2	3	2	4
Daya AE	[kW/unit]	4.688	5700	3.667	3.680	3.570
SFOC AE	[kg/kwH unit]	0,285	0,187	0,285	0,230	0,230
SLOC AE	[kg/kwH unit]				0,001	0,001
FO Cons AE	[kg/jam]	2.672	2.134	3.135	1.693	3.284
	[ltr/jam]	3.144	2.511	3.688	1.992	3.864
LO Cons AE	[kg/jam]	-	-	-	3,7	7,1

Tabel 0.4 Ship Particular Armada Kapal LNG (4)

Nama Kapal	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
	[litr/jam]	0,2	0,2	0,2	0,2	7,5

Tabel 0.5 Ship Particular Armada Kapal LNG (5)

Nama Kapal	Satuan	Huaxiang 8	Qi Yuan	Xin Le 30	Baltic Energy	North Energy
Jenis Mesin		DFDE	DFDE	DFDE	ST	ST
Tahun Pembuatan		2016	2019	2017	1983	1983
Kapasitas Tangki	[m ³]	14.174	28.092	30.000	125.929	125.788
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	13.891	27.530	29.400	123.410	123.272
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,15%	0,15%	0,15%	0,25%	0,25%
Heel Cargo	[4%/Muatan]	556	1.101	1.176	4.936	4.931
GT	[-]	12.910	23.516	25.773	97.395	102.390
DWT	[ton]	9.094	15.000	16.200	69.991	67.055
Displacement	[ton]	21.995	32.678	34.142	107.771	107.662
LOA	[m]	125,80	176,80	181,30	281,01	283,01
B	[m]	22,7	27,6	28,0	44,2	44,5
H	[m]	13,10		19,00	25,00	25,00
Draft	[m]	7,20	6,40	7,80	11,47	11,53
Kecepatan	[knot]	15,00	21,00	16,50	19,25	19,25
Charter Rate	[Rp/hari]	392.385.468,66	Rp 476.106.853,41	Rp 487.584.106,04	Rp 1.064.628.847,96	Rp 1.063.780.686,21
Jumlah Manifold	[Unit]	2	2	2	5	5

Tabel 0.5 Ship Particular Armada Kapal LNG (5)

Nama Kapal	Satuan	Huaxiang 8	Qi Yuan	Xin Le 30	Baltic Energy	North Energy
<i>Cargo Pump</i>	[m ³ /jam]	600	900	900	10.000	10.000
<i>Cargo Pump/Manifold</i>	[m ³ /jam]	300	450	450	1.000	1.000
<i>Com. Days</i>	[hari/tahun]	330	330	330	330	330
Awak Kapal	[orang]	27	27	27	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar						
Jumlah ME	[unit]	1	1	1	1	1
Daya ME	[kW/Unit]	6.000	7.897	11.930	29.419	29.419
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,16	0,21	0,14	0,27	0,26
SLOC ME	[kg/kWH unit]	0,00	0,00	0,00		
FO Cons ME	[kg/jam]	958	1.667	1.667	7.917	7.542
	[ltr/jam]	1.127	1.961	1.961	9.314	8.873
LO Cons ME	[kg/jam]	3,0	3,9	6,0		
	[ltr/jam]	3,2	4,2	6,3	0	0
Jumlah AE	[unit]	3	2	2	3	4
Daya AE	[kW/unit]	740	1.200	1.200	2067	1600
SFOC AE	[kg/kwH unit]	0,16	0,16	0,16	0,285	0,285
SLOC AE	[kg/kwH unit]	0,00	0,00	0,00		
FO Cons AE	[kg/jam]	355	384	384	1.767	1.824
	[ltr/jam]	418	452	452	2.079	2.146
LO Cons AE	[kg/jam]	1,1	1,2	1,2		
	[ltr/jam]	1,2	1,3	1,3	0	1

Tabel 0.6 Ship Particular Armada Kapal LNG (6)

Nama Kapal	Satuan	LNG Capricorn	Coral Energy	LNG Libra / GCL
Jenis Mesin		ST	ST	ST
Tahun Pembuatan		1978	1979	1979
Kapasitas Tangki	[m ³]	126.300	126.400	126.750
Kapasitas Muat (98% Tangki)	[m ³]	123.774	123.872	124.215
Tingkat Penguapan Muatan	[%/Hari]	0,25%	0,25%	0,25%
<i>Heel Cargo</i>	[4%/Muatan]	4.951	4.955	4.969
GT	[-]	95.084	95.084	95.084
DWT	[ton]	72.555	72.629	72.650
<i>Displacement</i>	[ton]	108.055	108.132	108.401
LOA	[m]	285,30	285,30	285,30
B	[m]	43,8	43,9	43,7
H	[m]	24,99	24,99	24,99
Draft	[m]	11,51	11,53	11,53
Kecepatan	[knot]	20,50	20,50	20,50
<i>Charter Rate</i>	[Rp/hari]	Rp 1.066.860.535,97	Rp 1.067.462.069,13	Rp 1.069.567.435,18
Jumlah <i>Manifold</i>	[Unit]	5	5	5
<i>Cargo Pump</i>	[m ³ /jam]	11.000	11.000	11.000
<i>Cargo Pump/Manifold</i>	[m ³ /jam]	1.100	1.100	1.100
<i>Com. Days</i>	[hari/tahun]	330	330	330
Awak Kapal	[orang]	27	27	27
Perhitungan Bahan Bahkar				
Jumlah ME	[unit]	1	1	1
Daya ME	[kW/Unit]	16.039	16.039	16.039
SFOC ME	[kg/kWH unit]	0,58	0,55	0,55
SLOC ME	[kg/kWH unit]			
FO Cons ME	[kg/jam]	9.313	8.896	8.896

Tabel 0.6 Ship Particular Armada Kapal LNG (6)

Nama Kapal	Satuan	LNG Capricorn	Coral Energy	LNG Libra / GCL
	[ltr/jam]	10.956	10.466	10.466
LO Cons ME	[kg/jam]			
	[ltr/jam]	0	0	0
Jumlah AE	[unit]	2	2	2
Daya AE	[kW/unit]	2500	2500	2500
SFOC AE	[kg/kwH unit]	0,285	0,285	0,285
SLOC AE	[kg/kwH unit]			
FO Cons AE	[kg/jam]	1.425	1.425	1.425
	[ltr/jam]	1.676	1.676	1.676
LO Cons AE	[kg/jam]			
	[ltr/jam]	0	0	0

Lampiran 2. Voyage Calculation Armada Kapal LNG

Tabel 0.7 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (1)

Komponen	Satuan	CORAL METHANE	CORAL ENERGY	CORAL ENERGICE	TRIPUTRA
DWT	[ton]	-	-	-	13.955
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	7.350	15.288	17.640	22.501
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	71	105	120	157
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	7.090	14.727	16.992	21.677
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	7.019	14.622	16.873	21.520
Gross Tonnage (GT)	[-]	7.833	13.501	16.100	20.000
LoA	[m]	117,8	151	151	151
Draft	[m]	5,90	7,35	7,60	7,50
KECEPATAN					
Isi	[knot]	11,13	15,8	16	15,5
Kosong	[knot]	12,13	16,8	17	16,5

Tabel 0.7 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (1)

Komponen	Satuan	CORAL METHANE	CORAL ENERGY	CORAL ENERGICE	TRIPUTRA
DAYA MESIN					
Mesin Induk (kW)	[kW]	5.000	7.800	7.200	7.796
Mesin Bantu (kW)	[kW]	1.600	2.028	1.988	2.600
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR					
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	1.053	1.465	1.348	1.534
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	297	376	444	485
ABK (Orang)	[Orang]	27	27	27	27
RUTE					
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE					
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		48,23	33,97	33,55	34,63
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		44,25	31,95	31,58	32,53
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	92,48	65,93	65,13	67,17
Waktu di Pelabuhan Asal					
Lama Muat	[jam/call]	2,27	4,71	5,44	6,94
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	8,27	10,71	11,44	12,94
Lama Bongkar	[jam/call]	7,80	9,03	10,42	11,33
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	13,80	15,03	16,42	17,33
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	22,07	25,74	27,85	30,26
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	114,55	91,67	92,98	97,43
	[Hari/R.trip]	4,77	3,82	3,87	4,06
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	69,00	86,00	85,00	81,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR					
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	97.380,13	96.554,45	87.769,03	102.999,71
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	34.047,45	34.445,92	41.317,82	47.281,40

Tabel 0.7 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (1)

Komponen	Satuan	CORAL METHANE	CORAL ENERGY	CORAL ENERGICE	TRIPUTRA
Air Tawar	[Liter/R.trip]	25.774,12	20.624,85	20.920,35	21.921,38
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG					
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	128.567.288.208	146.351.615.987	151.621.046.440	162.511.202.710
Biaya Bahan Bakar	[Rp/R.trip]	1.609.987.865	1.604.754.529	1.581.313.949	1.840.943.663
	[Rp/Tahun]	111.089.162.676	138.008.889.529	134.411.685.667	149.116.436.669
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/R.trip]	143.513.869	212.791.704	242.547.278	319.069.347
	[Rp/Tahun]	9.902.456.946	18.300.086.584	20.616.518.601	25.844.617.088
BIAYA PELABUHAN ASAL					
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	845.964	1.458.108	1.738.800	2.160.000
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	76.483	273.834	376.772	597.072
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	940.419	1.013.083	1.046.402	1.096.400
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.231.968	1.776.096	2.025.600	2.400.000
BIAYA PELABUHAN TUJUAN					
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	845.964	1.458.108	1.738.800	2.160.000
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.007.974	2.010.726	2.766.819	3.737.614
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	940.419	1.013.083	1.046.402	1.096.400
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.231.968	1.776.096	2.025.600	2.400.000
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	7.121.159	10.779.134	12.765.194	15.647.486
	[Rp/tahun]	491.359.977	927.005.486	1.085.041.529	1.267.446.355
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	644.353.077	515.621.130	523.008.700	548.034.418
	[Rp/tahun]	44.460.362.302	44.343.417.164	44.455.739.521	44.390.787.894

Tabel 0.8 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (2)

Komponen	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
DWT	[ton]	20.918	16.405

Tabel 0.8 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (2)

Komponen	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	27.015	30.568
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	183	196
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	26.023	29.441
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	25.840	29.245
Gross Tonnage (GT)	[-]	22.887	25.309
LoA	[m]	151	184,7
Draft	[m]	9,40	7,40
KECEPATAN			
Isi	[knot]	16	17
Kosong	[knot]	17	18
DAYA MESIN			
Mesin Induk (kW)	[kW]	11.700	8.000
Mesin Bantu (kW)	[kW]	2.220	7.780
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR			
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	2.301	1.081
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	418	776
ABK (Orang)	[Orang]	27	27
RUTE			
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE			
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		33,55	31,58
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		31,58	29,82
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	65,13	61,40
Waktu di Pelabuhan Asal			
Lama Muat	[jam/call]	8,33	9,42

Tabel 0.8 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (2)

Komponen	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	14,33	15,42
Lama Bongkar	[jam/call]	15,20	7,31
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	21,20	13,31
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	35,53	28,73
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	100,65	90,13
	[Hari/R.trip]	4,19	3,76
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	78,00	87,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR			
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	149.885,89	66.364,76
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	42.061,37	69.984,07
Air Tawar	[Liter/R.trip]	22.647,07	20.279,47
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG			
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	172.624.117.987	180.585.981.495
Biaya Bahan Bakar	[Rp/R.trip]	2.351.353.998	1.670.273.172
	[Rp/Tahun]	183.405.611.805	145.313.765.972
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/R.trip]	371.447.681	396.253.137
	[Rp/Tahun]	28.972.919.109	34.474.022.924
BIAYA PELABUHAN ASAL			
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	2.471.796	2.733.372
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	820.243	1.026.171
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.133.411	1.164.461
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	2.677.152	2.909.664
BIAYA PELABUHAN TUJUAN			
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	2.471.796	2.733.372
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	5.739.989	3.053.184

Tabel 0.8 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (2)

Komponen	Satuan	JS INDEOS INDEPENDENCE	HAI YANG SHI YOU 301
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.133.411	1.164.461
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	2.677.152	2.909.664
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	19.124.950	17.694.349
	[Rp/tahun]	1.491.746.134	1.539.408.366
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	566.176.655	506.986.848
	[Rp/tahun]	44.161.779.097	44.107.855.752

Tabel 0.9 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (3)

Nama	Satuan	CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
DWT	[ton]	39.483	72.622	70.593	78.988	69.500
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	74.047	123.774	124.838	134.272	135.240
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	460	396	419	301	454
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	71.309	119.016	120.049	129.047	130.052
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	70.848	118.620	119.630	128.747	129.598
Gross Tonnage (GT)	[-]	52.855	95.084	104.968	109.258	95.800
LoA	[m]	219,81	285,29	272	290	277
Draft	[m]	9,98	11,54	12,13	11,80	12,20
KECEPATAN						
Isi	[knot]	17,5	20,5	19,5	19,5	19,5
Kosong	[knot]	18,5	21,5	20,5	20,5	20,5
DAYA MESIN						
Mesin Induk (kW)	[kW]	15.000	31.078	23.535	26.700	26.496
Mesin Bantu (kW)	[kW]	5.000	2.500	6.450	2.000	6.900
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR						
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	5.029	11.334	4.901	6.502	8.884

Tabel 0.9 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (3)

Nama	Satuan	CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	1.676	912	1.336	487	2.314
ABK (Orang)	[Orang]	27	27	27	27	27
RUTE						
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80	536,80	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE						
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		30,67	26,19	27,53	27,53	27,53
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		29,02	24,97	26,19	26,19	26,19
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	59,69	51,15	53,71	53,71	53,71
Waktu di Pelabuhan Asal						
Lama Muat	[jam/call]	22,82	38,09	38,42	41,30	41,62
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	28,82	44,09	44,42	47,30	47,62
Lama Bongkar	[jam/call]	8,86	14,83	9,97	10,73	9,53
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	14,86	20,83	15,97	16,73	15,53
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	43,67	64,91	60,38	64,02	63,15
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	103,37	116,07	114,10	117,74	116,86
	[Hari/R.trip]	4,31	4,84	4,75	4,91	4,87
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	76,00	68,00	69,00	67,00	67,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR						
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	300.208,11	579.782,77	263.240,42	349.258,28	477.188,84
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	173.288,98	105.824,47	152.381,81	57.345,16	270.357,59
Air Tawar	[Liter/R.trip]	23.257,21	26.114,75	25.672,15	26.490,97	26.293,36
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG						

Tabel 0.9 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (3)

Nama	Satuan	CHEIKH BOUAMAMA	LNG AQUARIUS	DWIPUTRA	EKAPUTRA 1	EXCALIBUR
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	277.995.162.278	389.404.095.629	391.788.512.909	412.923.320.218	415.092.569.087
Biaya Bahan Bakar	[Rp/R.trip]	5.800.339.374	8.398.688.708	5.091.372.312	4.980.892.069	9.157.443.699
	[Rp/Tahun]	440.825.792.421	571.110.832.129	351.304.689.505	333.719.768.638	613.548.727.828
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/R.trip]	933.151.247	802.029.668	849.421.665	609.072.484	920.196.801
	[Rp/Tahun]	70.919.494.804	54.538.017.458	58.610.094.859	40.807.856.408	61.653.185.680
BIAYA PELABUHAN ASAL						
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	5.708.340	10.269.072	11.336.544	11.799.864	10.346.400
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	5.190.702	15.585.132	17.354.523	19.417.776	17.158.474
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.517.601	2.058.977	2.185.690	2.240.688	2.068.156
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	5.554.080	9.608.064	10.556.928	10.968.768	9.676.800
BIAYA PELABUHAN TUJUAN						
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	5.708.340	10.269.072	11.336.544	11.799.864	10.346.400
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	7.723.424	23.262.750	17.266.312	19.341.611	15.062.876
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.517.601	2.058.977	2.185.690	2.240.688	2.068.156
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	5.554.080	9.608.064	10.556.928	10.968.768	9.676.800
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	38.474.168	82.720.108	82.779.159	88.778.026	76.404.062
	[Rp/tahun]	2.924.036.774	5.624.967.320	5.711.761.976	5.948.127.751	5.119.072.154
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	581.430.127	652.868.697	641.803.685	662.274.234	657.333.951
	[Rp/tahun]	44.188.689.671	44.395.071.375	44.284.454.268	44.372.373.685	44.041.374.737

Tabel 0.10 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (4)

Nama	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
DWT	[ton]	83.403	84.980	91.201	81.451	82.601
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	142.786	142.786	153.860	170.520	175.242

Tabel 0.10 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (4)

Nama	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	492	479	517	324	392
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	137.314	137.308	147.957	163.857	168.423
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	136.822	136.829	147.441	163.533	168.031
Gross Tonnage (GT)	[-]	95.729	97.432	107.633	124.250	126.004
LoA	[m]	283	285,4	294,6	299	296
Draft	[m]	12,40	12,40	12,40	12,50	12,42
KECEPATAN						
Isi	[knot]	19	19,5	19,5	19,5	19,5
Kosong	[knot]	20	20,5	20,5	20,5	20,5
DAYA MESIN						
Mesin Induk (kW)	[kW]	24.877	25.300	12.650	32.250	17.810
Mesin Bantu (kW)	[kW]	9.376	11.400	11.000	7.360	14.280
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR						
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	8.341	5.643	4.241	8.726	4.819
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	3.144	2.511	3.688	1.992	3.864
ABK (Orang)	[Orang]	27	27	27	27	27
RUTE						
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80	536,80	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE						
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		28,25	27,53	27,53	27,53	27,53
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		26,84	26,19	26,19	26,19	26,19
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	55,09	53,71	53,71	53,71	53,71
Waktu di Pelabuhan Asal						

Tabel 0.10 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (4)

Nama	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
Lama Muat	[jam/call]	43,94	43,94	47,35	52,43	53,90
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	49,94	49,94	53,35	58,43	59,90
Lama Bongkar	[jam/call]	10,06	11,40	9,96	11,05	10,25
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	16,06	17,40	15,96	17,05	16,25
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	66,00	67,34	69,31	75,48	76,14
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	121,09	121,05	123,02	129,20	129,85
	[Hari/R.trip]	5,05	5,04	5,13	5,38	5,41
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	65,00	65,00	64,00	61,00	60,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR						
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	459.533,80	303.126,53	227.824,53	468.729,90	258.855,18
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	380.684,12	303.929,69	453.734,68	257.300,51	501.758,86
Air Tawar	[Liter/R.trip]	27.246,06	27.237,29	27.679,99	29.069,42	29.217,32
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG						
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	431.998.658.457	431.998.658.457	456.808.893.507	494.134.025.882	504.712.407.516
Biaya Bahan Bakar	[Rp/R.trip]	10.292.669.515	7.436.438.733	8.349.100.354	8.893.872.472	9.317.521.949
	[Rp/Tahun]	669.023.518.452	483.368.517.634	534.342.422.685	542.526.220.808	559.051.316.966
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/R.trip]	996.484.794	971.541.115	1.046.890.564	657.473.946	794.916.674
	[Rp/Tahun]	64.771.511.638	63.150.172.505	67.000.996.076	40.105.910.728	47.695.000.463
BIAYA PELABUHAN ASAL						
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	10.338.732	10.522.656	11.624.364	13.418.971	13.608.432
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	18.103.211	18.424.480	21.932.047	28.038.732	29.226.929
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	2.067.246	2.089.078	2.219.855	2.432.882	2.455.371
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	9.669.984	9.833.472	10.812.768	12.407.974	12.576.384
BIAYA PELABUHAN TUJUAN						
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	10.338.732	10.522.656	11.624.364	13.418.971	13.608.432

Tabel 0.10 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (4)

Nama	Satuan	SERI AYU	TANGGUH TOWUTI	SERI BALQIS	ARISTARCHOS	CASTILO DE MERIDA
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	15.890.803	18.330.830	17.692.353	22.652.855	21.301.676
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	2.067.246	2.089.078	2.219.855	2.432.882	2.455.371
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	9.669.984	9.833.472	10.812.768	12.407.974	12.576.384
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	78.145.938	81.645.723	88.938.374	107.211.239	107.808.979
	[Rp/tahun]	5.079.485.989	5.306.971.967	5.692.055.930	6.539.885.569	6.468.538.770
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	681.151.562	680.932.216	691.999.663	726.735.619	730.433.122
	[Rp/tahun]	44.274.851.557	44.260.594.033	44.287.978.442	44.330.872.781	43.825.987.319

Tabel 0.11 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (5)

Nama	Satuan	Huaxiang 8	Qi Yuan	Xin Le 30	Baltic Energy	North Energy
DWT	[ton]	9.094	15.000	16.200	69.991	67.055
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	13.891	27.530	29.400	123.410	123.272
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	60	86	116	699	698
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	13.364	26.471	28.280	118.815	118.682
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	13.304	26.385	28.164	118.116	117.983
Gross Tonnage (GT)	[-]	12.910	23.516	25.773	97.395	102.390
LoA	[m]	126	177	181	281	283
Draft	[m]	7	6	8	11	12
KECEPATAN						
Isi	[knot]	15	21	17	19	19
Kosong	[knot]	16	22	18	20	20
DAYA MESIN						

Tabel 0.11 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (5)

Nama	Satuan	Huaxiang 8	Qi Yuan	Xin Le 30	Baltic Energy	North Energy
Mesin Induk (kW)	[kW]	6.000	7.897	11.930	29.419	29.419
Mesin Bantu (kW)	[kW]	2.220	2.400	2.400	6.200	6.400
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR						
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	1.127	1.961	1.961	9.314	8.873
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	418	452	452	2.079	2.146
ABK (Orang)	[Orang]	27	27	27	27	27
RUTE						
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80	536,80	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE						
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		35,79	25,56	32,53	27,89	27,89
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		33,55	24,40	30,67	26,51	26,51
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	69,34	49,96	63,21	54,39	54,39
Waktu di Pelabuhan Asal						
Lama Muat	[jam/call]	4,28	8,47	9,05	38,02	37,98
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	10,28	14,47	15,05	44,02	43,98
Lama Bongkar	[jam/call]	22,17	29,32	31,29	11,81	11,80
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	28,17	35,32	37,29	17,81	17,80
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	38,45	49,79	52,34	61,83	61,78
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	107,79	99,75	115,55	116,23	116,17
	[Hari/R.trip]	4,49	4,16	4,81	4,84	4,84
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	73,00	79,00	68,00	68,00	68,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR						
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	78.173,69	97.964,52	123.936,51	506.614,10	482.616,59
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	45.041,95	45.063,19	52.201,82	241.614,67	249.288,96

Tabel 0.11 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (5)

Nama	Satuan	Huaxiang 8	Qi Yuan	Xin Le 30	Baltic Energy	North Energy
Air Tawar	[Liter/R.trip]	24.251,90	22.443,58	25.998,96	26.150,99	26.138,44
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG						
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	143.220.696.060	173.779.001.495	177.968.198.705	388.589.529.505	388.279.950.466
Biaya Bahan Bakar	[Rp/R.trip]	1.509.391.667	1.752.089.383	2.157.694.571	9.165.802.458	8.965.843.007
	[Rp/Tahun]	110.185.591.670	138.415.061.262	146.723.230.806	623.274.567.119	609.677.324.475
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/R.trip]	122.003.698	174.236.546	235.400.994	1.417.248.325	1.415.661.463
	[Rp/Tahun]	8.906.269.952	13.764.687.149	16.007.267.608	96.372.886.107	96.264.979.454
BIAYA PELABUHAN ASAL						
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.394.280	2.539.728	2.783.484	10.518.660	11.058.120
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	237.608	857.294	1.003.800	15.936.911	16.735.492
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.005.506	1.141.475	1.170.410	2.088.604	2.152.640
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	1.719.360	2.737.536	2.954.208	9.829.920	10.309.440
BIAYA PELABUHAN TUJUAN						
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.394.280	2.539.728	2.783.484	10.518.660	11.058.120
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	4.723.193	11.375.265	13.307.735	18.981.372	19.932.507
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.005.506	1.141.475	1.170.410	2.088.604	2.152.640
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	1.719.360	2.737.536	2.954.208	9.829.920	10.309.440
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	13.199.093	25.070.037	28.127.738	79.792.650	83.708.399
	[Rp/tahun]	963.533.762	1.980.532.906	1.912.686.185	5.425.900.207	5.692.171.101
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	606.297.410	561.089.469	649.973.887	653.774.838	653.460.985
	[Rp/tahun]	44.259.710.912	44.326.068.061	44.198.224.339	44.456.688.998	44.435.346.976

Tabel 0.12 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (6)

Nama	Satuan	LNG Capricorn	Coral Energy	LNG Libra / GCL
DWT	[ton]	72.555	72.629	72.650
Muatan dari Pelabuhan Asal	[m ³]	123.774	123.872	124.215
Jumlah Muatan Yang Hilang	[m ³]	660	660	662
Muatan dari Pelabuhan Asal dengan Heel Cargo	[m ³]	119.145	119.239	119.569
Muatan sampai Pelabuhan Tujuan	[m ³]	118.485	118.579	118.908
Gross Tonnage (GT)	[-]	95.084	95.084	95.084
LoA	[m]	285	285	285
Draft	[m]	12	12	12
KECEPATAN				
Isi	[knot]	21	21	21
Kosong	[knot]	22	22	22
DAYA MESIN				
Mesin Induk (kW)	[kW]	16.039	16.039	16.039
Mesin Bantu (kW)	[kW]	5.000	5.000	5.000
KEBUTUHAN BAHAN BAKAR				
Mesin Induk (MFO)	[Ltr/Jam]	10.956	10.466	10.466
Mesin Bantu (HSD)	[Ltr/Jam]	1.676	1.676	1.676
ABK (Orang)	[Orang]	27	27	27
RUTE				
Pelb.Muat	[-]	Bontang LNG	Bontang LNG	Bontang LNG
Pelb.Bongkar	[-]	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang	TUKS Celukan Bawang
Jarak	[NM]	536,80	536,80	536,80
PERHITUNGAN VOYAGE				
Waktu Berlayar Bontang - Celukan Bawang		26,19	26,19	26,19
Waktu Berlayar Celukan Bawang - Bontang		24,97	24,97	24,97

Tabel 0.12 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (6)

Nama	Satuan	LNG Capricorn	Coral Energy	LNG Libra / GCL
Waktu Berlayar	[jam/R.trip]	51,15	51,15	51,15
Waktu di Pelabuhan Asal				
Lama Muat	[jam/call]	38,13	38,16	38,26
Lama Muat AT+WT+IT	[jam/call]	44,13	44,16	44,26
Lama Bongkar	[jam/call]	10,77	10,78	10,81
Lama Bongkar AT+WT+IT	[jam/call]	16,77	16,78	16,81
Lama Waktu di Pelabuhan	[jam/call]	60,90	60,94	61,07
Lama Waktu 1 Roundtrip	[jam/R.trip]	112,05	112,09	112,22
	[Hari/R.trip]	4,67	4,67	4,68
Frekuensi dalam 1 Tahun	[R.trip/tahun]	70,00	70,00	70,00
KONSUMSI BAHAN BAKAR				
Mesin Induk	[Liter/R.trip]	560.424,14	535.349,24	535.349,24
Mesin Bantu	[Liter/R.trip]	187.849,52	187.914,43	188.141,60
Air Tawar	[Liter/R.trip]	25.211,38	25.220,09	25.250,58
PERHITUNGAN BIAYA CHARTER, BAHAN BAKAR, DAN MUATAN HILANG				
Time Charter Rates	[Rp/Tahun]	389.404.095.629	389.623.655.232	390.392.113.839
	[Rp/R.trip]	9.166.352.436	8.859.979.934	8.862.762.759
Biaya Bahan Bakar	[Rp/Tahun]	641.644.670.521	620.198.595.350	620.393.393.109
	[Rp/R.trip]	1.336.716.114	1.337.774.480	1.341.478.761
Biaya Peluang LNG Hilang	[Rp/Tahun]	93.570.127.991	93.644.213.603	93.903.513.245
BIAYA PELABUHAN ASAL				
Biaya Labuh Pelabuhan Asal	[Rp/call]	10.269.072	10.269.072	10.269.072
Biaya Sandar Pelabuhan Asal	[Rp/call]	15.601.993	15.614.347	15.657.582
Biaya Tunda Pelabuhan Asal	[Rp/call]	2.058.977	2.058.977	2.058.977
Biaya Pandu Pelabuhan Asal	[Rp/call]	9.608.064	9.608.064	9.608.064

Tabel 0.12 Voyage Calculation Armada Kapal LNG (6)

Nama	Satuan	LNG Capricorn	Coral Energy	LNG Libra / GCL
BIAYA PELABUHAN TUJUAN				
Biaya Labuh Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	10.269.072	10.269.072	10.269.072
Biaya Sandar Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	16.899.103	16.912.483	16.959.313
Biaya Tunda Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	2.058.977	2.058.977	2.058.977
Biaya Pandu Pelabuhan Tujuan	[Rp/call]	9.608.064	9.608.064	9.608.064
Total Biaya Pelabuhan	[Rp/R.trip]	76.373.322	76.399.055	76.489.122
	[Rp/tahun]	5.346.132.537	5.347.933.865	5.354.238.511
Total Biaya Air Tawar	[Rp/R.trip]	630.284.590	630.502.365	631.264.578
	[Rp/tahun]	44.119.921.310	44.135.165.573	44.188.520.491

Lampiran 3. Desain Konseptual Terminal

Panjang Alur : 1099,05 m
 Lebar Alur : 329,72 m
 Kedalaman Alur : 12,2 m



1. Kapal Memasuki Alur untuk Sandar di Dermaga

2. Kapal Memasuki Kolam Pelabuhan Untuk Sandar di Dermaga

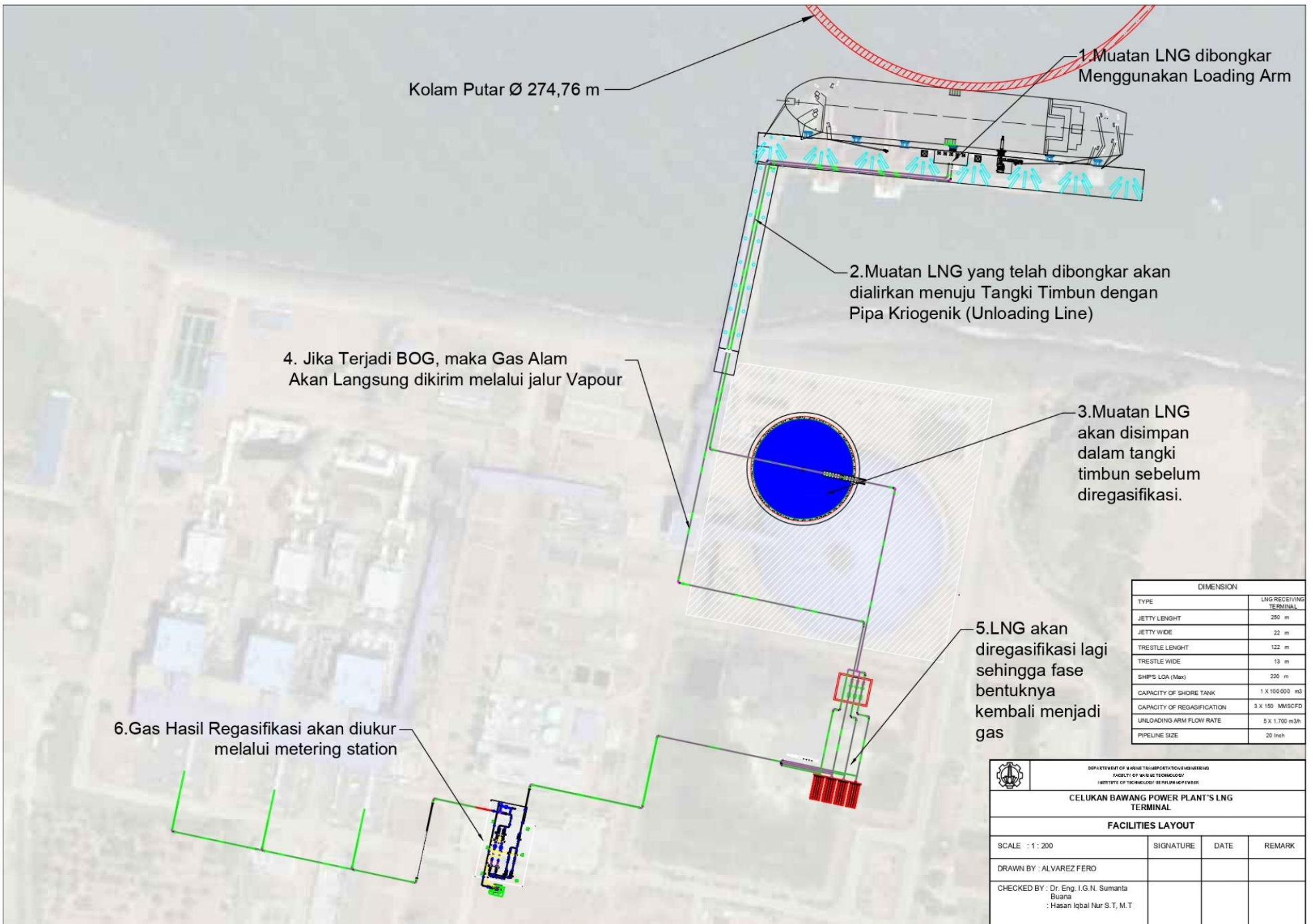
4. Kapal Meninggalkan Terminal

3. Kapal Sandar dan Melakukan Kegiatan Bongkar di Terminal

Diameter Kolam Terminal : 329,72 m
 Kedalaman Kolam Terminal : 12,2 m

DIMENSION	
TYPE	LNG RECEIVING TERMINAL
JETTY LENGHT	250 m
JETTY WIDE	22 m
TRESTLE LENGHT	122 m
TRESTLE WIDE	13 m
SHIP'S LOA (Max)	220 m
CAPACITY OF SHORE TANK	1 X 100.000 m ³
CAPACITY OF REGASIFICATION	2 X 150 MMSCFD
UNLOADING ARM FLOW RATE	5 X 1.700 m ³ /h
PIPELINE SIZE	20 Inch

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI DAN PERENCANAAN FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER			
CELUKAN BAWANG POWER PLANT'S LNG TERMINAL			
FACILITIES LAYOUT			
SCALE : 1 : 400	SIGNATURE	DATE	REMARK
DRAWN BY : ALVAREZ FERRO			
CHECKED BY : Dr. Eng. I.G.N. Sumanta : Hasan Iqbal Nur S.T, M.T			



Kolam Putar Ø 274,76 m

1. Muatan LNG dibongkar Menggunakan Loading Arm

2. Muatan LNG yang telah dibongkar akan dialirkan menuju Tangki Timbun dengan Pipa Kriogenik (Unloading Line)

4. Jika Terjadi BOG, maka Gas Alam Akan Langsung dikirim melalui jalur Vapour

3. Muatan LNG akan disimpan dalam tangki timbun sebelum diregasifikasi.

5. LNG akan diregasifikasi lagi sehingga fase bentuknya kembali menjadi gas

6. Gas Hasil Regasifikasi akan diukur melalui metering station

DIMENSION	
TYPE	LNG RECEIVING TERMINAL
JETTY LENGHT	250 m
JETTY WIDE	22 m
TRESTLE LENGHT	122 m
TRESTLE WIDE	13 m
SHIPS LOA (Max)	220 m
CAPACITY OF SHORE TANK	1 X 100.000 m ³
CAPACITY OF REGASIFICATION	3 X 150 MMSCFD
UNLOADING ARM FLOW RATE	5 X 1.700 m ³ /h
PIPELINE SIZE	20 inch

DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY INSTITUTE OF TECHNOLOGY SEPURANG PAKSI			
CELUKAN BAWANG POWER PLANT'S LNG TERMINAL			
FACILITIES LAYOUT			
SCALE	SIGNATURE	DATE	REMARK
SCALE : 1 : 200			
DRAWN BY : ALVAREZ FERRO			
CHECKED BY : Dr. Eng. I.G.N. Sumanta Buana : Hasan Iqbal Nur S.T, M.T			

BIODATA PENULIS



Penulis bernama Alvarez Fero, dilahirkan di Jakarta pada tanggal 03 Februari 1997 dan merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Pada tahun 2015 penulis lulus dari SMAN 2 Cibinong, dan melanjutkan studi di S1 Teknik Transportasi Laut ITS pada tahun 2015. Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam berbagai perlombaan, dan memenangkan beberapa perlombaan tingkat Nasional diantaranya Juara 3 Oil Rig Design Competition OCEANO ITS Oil Rig Design Competition tahun 2017 tahun 2017, Juara 2 Paper Competition OCEANO ITS tahun 2018, Finalis Bluperint Oil Rig Design Competition Petrolida tahun 2017 Finalis Bluperint Oil Rig Design Competition Petrofest tahun 2017, Juara 3 Class NK Award Essay ITS. Selain itu penulis juga memiliki pengalaman magang sebagai pekerja di PT. Commodity Survey Indonesia untuk proyek terkait *Assesment Harbour Tug* dan *Kajian Ship Management* PT. Pelabuhan Indonesia I (Persero) Kantor Pusat. Untuk berkomunikasi bisa langsung kontak ke nomor berikut ini +62 812 9389 1404 atau e-mail ke: alvarezfero81@gmail.com

