



TUGAS AKHIR – ME184841

Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores

ALVYN HARDYANA
NRP. 0421 17 46 000 029

Dosen Pembimbing 1 :

1. Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

Dosen Pembimbing 2 :

2. Ir. Aguk Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D

**DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020**



TUGAS AKHIR - ME184834

Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores

ALVYN HARDYANA
NRP. 0421 17 46 000 029

Dosen Pembimbing 1 :

1. Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

Dosen Pembimbing 2 :

2. Ir. Aguk Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D

**DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020**



FINAL PROJECT - ME184834

Analysis of Gas Required and Design of Gas Fuel System at MPP Flores

ALVYN HARDYANA
NRP. 0421 17 46 000 029

Supervisor 1 :

1. Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

Supervisor 2 :

2. Ir. Aguk Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D

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

LEMBAR PENGESAHAN

Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores

SKRIPSI

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Marine Power Plant (MPP)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

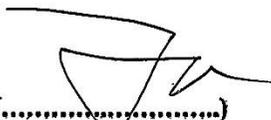
Alvyn Hardyana
NRP 0421174600029

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

Dr. I Made Ariana S.T., M.T.
NIP. 1971 0610 1995 12 1001


(.....)

Ir. Agung Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D
NIP. 1956 0519 1986.10 1001


(.....)

SURABAYA
Januari 2020

LEMBAR PENGESAHAN

**Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada
Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores**

SKRIPSI

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Marine Power Plant (MPP)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**Alvyn Hardyana
NRP 04211746000029**

Disetujui oleh:
Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan



Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores

Nama : Alvyn Hardyana
NRP : 04211746000029
Departemen : Teknik Sistem Perkapalan
Dosen Pembimbing 1 : Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
Dosen Pembimbing 2 : Ir. Aguk Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D

ABSTRAK

Kebutuhan akan energi listrik di Indonesia mengalami peningkatan cukup signifikan. Pemerintah melakukan rencana peningkatan ratio elektrifikasi terutama di area Indonesia bagian tengah, di area Nusa Tenggara. Salah satu upaya pemenuhan ratio elektrifikasi adalah dengan pembangunan *Mobile Power Plant* (MPP) dengan jenis PLTMG. PLTMG di Nusa Tenggara, salah satunya adalah MPP Flores dengan kapasitas 20 MW. Mesin berbahan bakar *dual fuel* yang menggunakan solar dan direncanakan akan menggunakan LNG. Pada penelitian ini membahas tentang kebutuhan bahan bakar gas, yaitu LNG yang akan dibutuhkan oleh MPP Flores. Penghitungan dilakukan dengan skema atau pola beban harian dan mendapatkan nilai kebutuhan gas sekitar 81,08 m³ LNG. Pertimbangan selanjutnya yang dibahas adalah rantai distribusi LNG mengingat di Nusa Tenggara belum ditemukan sumber gas, sehingga perlu diperhitungkan juga rantai distribusi gas dari sumber menuju ke pembangkit di Nusa Tenggara, terutama MPP Flores. Skema distribusi menggunakan dua kapal, yaitu LCT dan Barge. Pada skema LCT didapatkan rute tercepat yaitu dari Bontang menuju ke Flores dengan muatan 34 ISO Tank dan waktu pelayaran selama 3 hari 10 jam dan ISO Tank dapat bertahan selama 8 hari operasi. Pada skema distribusi menggunakan barge, kapal melayani 3 pembangkit listrik, yaitu Bima, Flores, dan Maumere. Waktu pelayaran yang dibutuhkan adalah 5 hari 12 jam dan kebutuhan LNG untuk MPP Flores adalah 405 m³ LNG.

Kata kunci : *Barge, dual fuel*, elektrifikasi, LNG, LCT, *Mobile Power Plant*

Analysis of Gas Required and Design of Gas Fuel System at MPP Flores

Name : Alwyn Hardyana
NRP : 04211746000029
Departement : Marine Engineering
Supervisor 1 : Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
Supervisor 2 : Ir. Agung Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D

ABSTRACT

Demands of electricity in Indonesia has increased significantly. The government plans to increase the electrification ratio, especially in Central Area of Indonesia, in the Nusa Tenggara area. One step to fill electrification ratios gap is build a Mobile Power Plant (MPP) with a type of PLTMG. PLTMG in Nusa Tenggara, one of which is MPP Flores with a capacity of 20 MW. A dual fuel engine that uses diesel oil and is planned to use LNG. This research discusses the need for fuel gas, which is LNG that will be needed by MPP Flores. The calculation is use a daily load pattern and obtains a gas demand nominal is around 81.08 m³ of LNG. The next consideration discussed is the LNG supply chain, that in Nusa Tenggara gas sources have not yet been found, so it is also necessary to calculate the gas distribution chain from sources to power plants in Nusa Tenggara, especially MPP Flores. The distribution scheme uses two ships, which is LCT and Barge. In the LCT scheme the fastest route is from Bontang to Flores with a 34 ISO Tank and the voyage time is 3 days 10 hours and the ISO Tank can sustain for 8 days of operation. In the distribution scheme using a barge and the ship serves three power plants, Bima, Flores and Maumere. The distribution time is 5 days 12 hours and the LNG required for MPP Flores is 405 m³ of LNG.

Keyword : *Barge, dual fuel, electrification, LNG, LCT, Mobile Power Plant*

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Tuhan karena atas berkat dan rahmat-Nya serta penyertaan-Nya, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan judul “**Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores**” sebagai salah satu syarat dalam menyelesaikan pendidikan sarjana di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam proses menyelesaikan Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan banyak terimakasih dan apresiasi kepada :

1. Ibu Hermin selaku ibunda tercinta yang selalu mendukung untuk segala yang terbaik bagi penulis dan Bapak Paulus, selaku ayah dan sebagai motivator penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. I Made Ariana, S.T., M.T. selaku pembimbing pertama yang telah membimbing secara maksimal dan memotivasi untuk menyelesaikan tugas akhir ini dengan segala ilmu yang diberikan dan kesabarannya.
3. Bapak Ir. Agung Zuhdi M. Fathallah., M.Eng., Ph.D selaku pembimbing kedua yang telah membimbing dan mengarahkan penulis untuk menyelesaikan tugas akhir.
4. Seluruh staff pengajar Teknik Sistem Perkapalan yang telah memberikan ilmu bagi penulis guna membantu untuk menyelesaikan tugas akhir.
5. Teman – teman satu kontrakan yang mendukung dan berbagi keadaan baik suka maupun duka saat masa perkuliahan.
6. Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan, Mahasiswa LJ Genap 17, dan khususnya Lab MPP sebagai tempat penulis bernaung selama mengerjakan tugas akhir.
7. Bapak Handaka selaku Wali dan pembimbing lapangan selama penulis melaksanakan kerja praktek.
8. Bapak Julian selaku kepala operasional PLN MPP Flores yang telah membantu selama kerja praktek dan selama penulisan.
9. Pihak MPP Flores, baik PLN maupun Wartsila yang telah memberikan ijin untuk melaksanakan Kerja Praktek dan inspirasi tugas akhir.
10. Para OILER MPP yang telah ada untuk kebutuhan reparasi mesin Lab MPP.
11. Nanda yang telah membantu selama kebutuhan yang berkaitan dengan bimbingan.
12. Mbak Hayy sebagai perwakilan NASDEC untuk data kapal yang digunakan dalam penelitian ini.
13. Semua pihak yang telah ikut membantu kelancaran penulisan ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan, sehingga kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan. Akhir kata semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi banyak pihak.

Surabaya, 15 Januari 2020

Alvyn Hardyana

Daftar Isi

LEMBAR PENGESAHAN.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
ABSTRAK.....	iii
<i>ABSTRACT</i>	iv
KATA PENGANTAR.....	v
Daftar Isi	vi
Daftar Tabel	ix
Daftar Gambar.....	xi
BAB I.....	13
1.1 Latar Belakang	13
1.2 Perumusan Masalah.....	14
1.3 Batasan Masalah.....	14
1.4 Tujuan Penelitian.....	14
BAB II.....	15
2.1 Gambaran Umum Lokasi.....	15
2.2 <i>Mobile Power Plant (MPP)</i>	16
2.3 Bahan Bakar Gas	17
2.3.1 <i>Liquified Natural Gas (LNG)</i>	18
2.4 <i>Dual Fuel Engine</i>	20
2.4.1 <i>Engine Power</i>	22
2.4.2 <i>Natural Gas Consumption</i>	22
2.4.3 <i>Volume of Natural Gas</i>	23
2.4.4 <i>Mass of Natural Gas</i>	24
2.4.5 <i>Volume of LNG</i>	24
2.5 <i>Fuel Gas Supply System</i>	24
2.5.1 <i>LNG Storage Tank</i>	25
2.5.2 <i>Regasification Unit</i>	27
2.5.3 <i>Gas Valve Unit</i>	30
2.5.4 <i>Sistem Pipa</i>	31
2.6 <i>LNG Carrier</i>	32
2.6.1 <i>Free Standing Solid type structures</i>	33
2.6.2 <i>Nonfreestanding type design</i>	34

BAB III	35
3.1 Diagram Alir	35
3.2 Penjelasan Metodologi	36
3.2.1 Penentuan Masalah	36
3.2.2 Pengumpulan Data.....	37
3.2.3 Penghitungan Kebutuhan Bahan Bakar Gas Harian.....	38
3.2.4 Penentuan Pola Distribusi.....	38
3.2.5 Penentuan Sistem LNG.....	39
3.2.6 Desain Sistem Bahan Bakar Gas.....	39
3.2.7 Analisa dan Kesimpulan	41
BAB IV	43
4.1 Pola Operasional Pembangkit.....	43
4.1.1 <i>Normal Operation Hour</i>	45
4.1.2 <i>Peak Operation Hour</i>	46
4.2 Penghitungan Daya Mesin.....	47
4.2.1 Efisiensi Generator	47
4.2.2 <i>Brake Horse Power (BHP)</i>	48
4.2.3 Total Engine Power	49
4.2.4 <i>Full Load Operation</i>	50
4.3 Kebutuhan Bahan Bakar Gas.....	51
4.3.1 <i>Specific Fuel Gas Consumption</i>	51
4.3.2 <i>Natural Gas Consumption</i>	52
4.3.3 <i>Volume Natural Gas (Vng)</i>	53
4.3.4 <i>Mass of Natural Gas (Mng)</i>	54
4.3.5 Volume LNG.....	54
4.3.6 <i>Normal Operation Hour</i>	55
4.3.7 <i>Peak Operation Hour</i>	56
4.4 Batimetrik.....	57
4.4.1 Analisa Batimetrik.....	58
4.5 Distribusi LNG.....	61
4.5.1 Kebutuhan LNG	61
4.5.2 Jarak Pelayaran.....	61
4.5.3 Landing Craft Tank (LCT)	62

4.5.4	Barge	67
4.6	LNG System.....	75
4.6.1	Barge	75
4.6.2	<i>Fuel System Supply (Barge)</i>	80
4.6.3	Landing Craft Tank	81
4.6.4	Fuel System Supply (LCT).....	84
4.7	Plant Layout	85
4.7.1	MPP Flores	85
4.7.2	LNG Terminal Barge Scheme	86
4.7.3	Jetty for Barge	87
4.7.4	LNG Terminal LCT Scheme	92
4.7.5	Jetty LCT	93
BAB V	97
5.1	Kesimpulan	97
5.2	Saran.....	98
DAFTAR PUSTAKA	99
LAMPIRAN	100

Daftar Tabel

Tabel 1.1 Lokasi Pembangkit PT. PLN (Persero) Pasokan LNG Indonesia Tengah.....	13
Tabel 2.1 Properties of LNG	19
Tabel 2.2 Karakteristik LNG Dunia	20
Tabel 2.3 Kriteria gas untuk engine Wartsila 34 DF	21
Tabel 2.4 Nilai SFGC W16V 34DF	23
Tabel 2.5 Spesifikasi LNG Badak NGL	23
Tabel 2.6 Ketentuan pipa sistem Wartsila	32
Tabel 3.1 Spesifikasi Main Engine.....	37
Tabel 3.2 Pembangkit listrik di Nusa Tenggara.....	39
Tabel 4.1 Efisiensi Generator AMG 1120MR08 DSE.....	47
Tabel 4.2 Efisiensi generator DG 2 19 Juli 2019.....	48
Tabel 4.3 Efisiensi generator DG 3 19 Juli 2019.....	48
Tabel 4.4 Gas Properties LNG Bontang.....	51
Tabel 4.5 Nilai SFGC Wartsila 16V34DF.....	51
Tabel 4.6 Data 18.00 – 19.00	52
Tabel 4.7 Data SFGC pukul 19.00	52
Tabel 4.8 Data Gas Consumption pukul 19.00.....	53
Tabel 4.9 Data Volume of Natural Gas at 19.00.....	53
Tabel 4.10 Data Mass of Natural Gas at 19.00.....	54
Tabel 4.11 Data Volume of LNG at 19.00	54
Tabel 4.12 Pembangkit di Nusa Tenggara.....	61
Tabel 4.13 Jarak pelayaran	62
Tabel 4.14 Principal Dimension LCT.....	63
Tabel 4.15 LCT Distribusi.....	66
Tabel 4.16 Principal Dimension Barge.....	67
Tabel 4.17 Bontang - Bima	70
Tabel 4.18 Bima - Flores.....	72
Tabel 4.19 Flores – Maumere.....	74
Tabel 4.20 Safety Stock Power Plant	75
Tabel 4.21 Spesifikasi LNG Storage	76
Tabel 4.22 Spesifikasi Pompa	76
Tabel 4.23 Spesifikasi Pompa 2	77

Tabel 4.24 <i>Pipe Specification</i>	78
Tabel 4.25 Regasification Unit.....	78
Tabel 4.26 BOG Compressor	79
Tabel 4.27 Preheater BOG	79
Tabel 4.28 Pump Specification.....	81
Tabel 4.29 Buffer Tank Specification	82
Tabel 4.30 Regasification Unit.....	83
Tabel 4.31 BOG Compressor Specification	83
Tabel 4.32 Heat Exchanger Specification.....	84
Tabel 4.33 Kriteria lebar platform	95
Tabel 4.34 Kriteria Bollard	95

Daftar Gambar

Gambar 2.1 Lokasi PLTMG MPP 20 MW Flores	15
Gambar 2.2 <i>Barge Mounted Mobile Power Plant</i>	16
Gambar 2.3 Skema Pengolahan gas	17
Gambar 2.4 Tingkat Emisi dari Sektor Pembangkit	18
Gambar 2.5 Proses pembakaran bahan bakar pada mesin Wartsila DF	21
Gambar 2.6 Single Containment Tank	26
Gambar 2.7 Double Containment Tank	26
Gambar 2.8 Full Containment Tank	27
Gambar 2.9 Air Ambient Vaporization	28
Gambar 2.10 Open Rack Vaporizers (ORV)	29
Gambar 2.11 Submerged Combustion Vaporizers (SCV)	29
Gambar 2.12 Intermediate Fluid Vaporizers	30
Gambar 2.13 Gas Valve Unit Wartsila	31
Gambar 2.14 LNG Carrier Design	33
Gambar 2.15 Spherical LNG Tank	33
Gambar 2.16 LNG Type C Tank	34
Gambar 2.17 LNG Membran Tank	34
Gambar 3.1 Design ISO Tank Supply System.....	40
Gambar 3.2 Design LNG Barge Supply System	40
Gambar 4.1 Lokasi jetty sementara	58
Gambar 4.2 Kontur <i>seabed</i> area jetty	59
Gambar 4.3 Jetty MPP Flores.....	60
Gambar 4.4 Panjang jetty minimal	60
Gambar 4.5 Peta Skema Distribusi	62
Gambar 4.6 Kapal LCT	63
Gambar 4.7 Bontang – Flores.....	64
Gambar 4.8 LNG Barge	67
Gambar 4.9 Skema distribusi dengan barge	68
Gambar 4.10 Bontang – Bima	69
Gambar 4.11 Bima – Flores	71
Gambar 4.12 Flores – Maumere	73

Gambar 4.13 <i>Cryogenic Pipe</i>	77
Gambar 4.14 Wartsila Gas Valve Unit	80
Gambar 4.15 P&ID Skema Barge	80
Gambar 4.16 P&ID Skema LCT	84
Gambar 4.17 MPP Flores Layout	85
Gambar 4.18 Layout LNG Terminal (Barge)	86
Gambar 4.20 Area Kolam Putar	88
Gambar 4.21 Batimetrik area kolam putar dan alur masuk.....	88
Gambar 4.22 Kedalaman Berthing Area.....	90
Gambar 4.23 Layout Dolphin for Berthing of Gas Tanker	90
Gambar 4.24 Layout Jetty for Barge	92
Gambar 4.25 Layout LNG Terminal (LCT)	92
Gambar 4.26 Kedalaman kolam berthing area	94
Gambar 4.27 Layout Jetty for LCT	96

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan akan energi listrik makin terus bertambah tiap tahunnya sedangkan *source* terus berkurang atau mengalami ketimpangan. Energi listrik berkapasitas besar yang dihasilkan pada umumnya merupakan hasil konversi beberapa energi, seperti tenaga uap, gas, dan diesel. Dominansi bahan bakar yang digunakan untuk mengoperasikan mesin masih menggunakan bahan bakar fosil seperti minyak dan batubara.

Indonesia sesuai dengan geografinya sebagai negara kepulauan memiliki tantangan tersendiri dalam pemenuhan kebutuhan energi listrik. Dalam rangka memenuhi program Indonesia Terang, maka negara membangun fasilitas pembangkit tenaga listrik. PT. PLN sebagai penyedia kebutuhan listrik negara, bertanggung jawab untuk melakukan pemenuhan kebutuhan listrik. Program pemenuhan kebutuhan listrik tersebut telah direalisasikan di beberapa daerah di Indonesia khususnya Indonesia bagian tengah dan menggunakan tipe mesin gas. Pembangkit tipe mesin gas yang direalisasikan menggunakan bahan bakar *dual fuel*, yaitu gas dan solar. Berikut adalah daftar pembangkit yang menggunakan bahan bakar gas LNG untuk daerah Indonesia bagian Tengah.

No	Regional	Nama Pembangkit	Kapasitas Pembangkit
1	Kalimantan	PLTGU / MGU Kalsel Peaker	200 MW
2	Sulawesi	PLTGU Sulsel Peaker	450 MW
3	Sulawesi	PLTGU Makassar Peaker	200 MW
4	Nusa Tenggara	PLTMG Sumbawa	50 MW
5	Nusa Tenggara	PLTMG Waingapu	10 MW
6	Nusa Tenggara	PLTMG Bima	50 MW
7	Nusa Tenggara	MPP Flores	20 MW
8	Nusa Tenggara	PLTMG Maumere	40 MW
9	Nusa Tenggara	PLTMG Kupang Peaker	40 MW
10	Nusa Tenggara	PLTMG Lombok	50 MW

Tabel 1.1 Lokasi Pembangkit PT. PLN (Persero) Pasokan LNG Indonesia Tengah
Sumber : RUPTL PLN 2018 – 2027

Pada tabel 1.1 dapat dilihat bahwa persebaran pembangkit dengan pasokan LNG mayoritas berada di area Nusa Tenggara. Kebutuhan pemenuhan listrik di area Nusa Tenggara yang telah direncanakan menggunakan pasokan bahan bakar LNG tetapi pada kondisi aktualnya, belum adanya infrastruktur untuk menunjang supply LNG khususnya pada pembangkit yang telah beroperasi di area Nusa

Tenggara. Salah satu fasilitas penunjang untuk supply LNG yang memungkinkan dan diperlukan yaitu *regasification plant*.

Dari data tabel 1.1, salah satu *power plant* di area Nusa Tenggara yang telah beroperasi adalah MPP Flores dengan kapasitas 20 MW. Power plant berada di Rangko, Manggarai Barat, Nusa Tenggara Timur. Power plant tersebut menggunakan jenis mesin gas diesel atau PLTMG dan merupakan tumpuan utama sistem kelistrikan di sistem Manggarai. Area yang di supply hingga saat ini oleh MPP Flores yaitu di sistem Manggarai, meliputi kota Labuan Bajo, Ruteng dan sekitarnya. Pada operasinya, hingga saat ini MPP Flores masih menggunakan bahan bakar minyak dan belum dapat beroperasi dengan menggunakan gas karena belum terealisasinya *regasification plant*, *storage tank LNG*, dan sistem *supply* bahan bakar gas.

Berdasarkan pertimbangan dengan hasil tinjauan dilapangan dan studi yang dilakukan secara langsung terkait pemenuhan bahan bakar gas LNG, maka penelitian ini bertujuan untuk melakukan analisa kebutuhan gas LNG dan desain sistem bahan bakar gas pada PLTMG Flores.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas maka penelitian ini memiliki beberapa perumusan masalah yang akan dibahas, yaitu :

1. Berapakah kebutuhan gas LNG yang diperlukan oleh MPP Flores?
2. Bagaimana pola distribusi LNG yang efektif untuk pemenuhan kebutuhan LNG di MPP Flores?
3. Bagaimana desain *regasification plant*, *storage tank* LNG dan desain sistem *supply* gas yang tepat untuk penunjang MPP Flores?

1.3 Batasan Masalah

Adapun beberapa batasan masalah yang akan digunakan pada penelitian ini, yaitu :

1. Penelitian hanya dilakukan pada area Power Plant MPP Flores.
2. Tidak membahas perihal kajian secara ekonomi.
3. Desain sistem hanya untuk sistem gas LNG

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui kebutuhan gas yang dibutuhkan oleh MPP Flores dalam operasinya
2. Menentukan pola distribusi yang efektif untuk pemenuhan kebutuhan LNG di MPP Flores
3. Menentukan jenis *regasification plant*, *storage tank* LNG, serta desain sistem *supply* gas yang tepat untuk MPP Flores

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Gambaran Umum Lokasi



Gambar 2.1 Lokasi PLTMG MPP 20 MW Flores

Sumber: Dokumen pribadi

PLTMG MPP 20 MW Flores merupakan pembangkit tenaga listrik yang menggunakan mesin gas sebagai penggerak utama. MPP Flores diresmikan pada 11 April 2019. PLTMG MPP 20 MW Flores yang berlokasi di Dusun Rangko ini menjadi bagian dari interkoneksi jaringan sistem atau grid Sistem Manggarai. Dalam Sistem Manggarai terdapat beberapa supply, antara lain PLTP Ulumbu 10 MW dan PLTMG MPP 20 MW Flores yang menjadi andalan atau primer serta PLTD Golobilas dan PLTD Waso sebagai backup sistem. Operasional jaringan tersebut untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah Manggarai Barat dan Manggarai Raya.

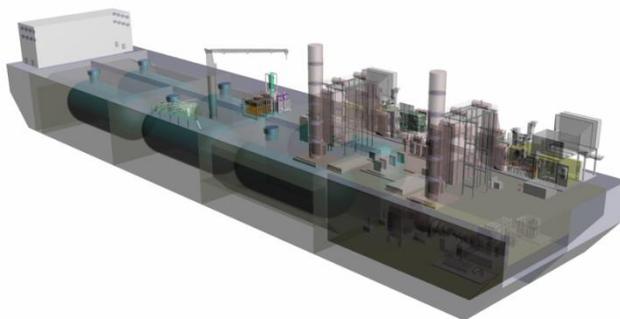
PLTMG MPP 20 MW Flores menggunakan mesin yang diproduksi oleh PT. Wartsila dengan tipe 16V34DF dan merupakan jenis mesin dengan teknologi *dual fuel*. Mesin ini dapat menghasilkan tenaga mencapai 7820 kW dan mesin 16V34DF dapat dioperasikan dengan tiga mode pilihan, yaitu *gas mode*, *diesel mode*, dan *back up mode*. Pemilihan *mode* dapat dilakukan secara otomatis dan manual sesuai kebutuhan. Teknologi dual fuel ini dikenal lebih efisien karena penggunaan bahan bakar lebih dominan menggunakan gas dalam *gas mode*. Sedangkan *diesel mode*, bahan bakar *liquid* akan lebih dominan digunakan.

Beban yang terhubung hingga tahun 2019 untuk sistem jaringan Manggarai berkisar antara 18 megawatt hingga 20 megawatt pada kondisi *peak load* dan 10

hingga 11 megawatt pada *normal load*. Sedangkan untuk PLTMG MPP 20 MW Flores menanggung beban mencapai 14 megawatt dan beban rata-rata harian 6 hingga 8 megawatt. Pengoperasian mesin di PLTMG MPP 20 MW Flores pada beban puncak atau sekitar 6.5 MW menggunakan 2 mesin beroperasi sebelum mencapai seratus persen. Diperkirakan pada tahun 2020, beban jaringan Manggarai akan bertambah seiring dengan penambahan penduduk dan pesatnya pembangunan. PLTMG MPP 20 MW Flores sebagai pembangkit utama di Kawasan tersebut harus mampu mencukupi beban operasional harian.

2.2 *Mobile Power Plant (MPP)*

Mobile power plant merupakan salah satu bentuk inovasi dari sistem pembangkitan dari segi konstruksi. Sesuai dengan namanya, *mobile power plant* adalah pembangkit tenaga listrik yang fleksibel, yaitu pembangkit listrik yang dapat berpindah area operasinya sesuai dengan kebutuhan. Tipe *mobile power plant* ini pada umumnya menggunakan mesin diesel atau turbin gas sebagai penggerak utama penghasil energi listrik dan tipe konstruksinya menggunakan kapal barge (*barge mounted*) atau kapal khusus yang didesain sebagai pembangkit atau dapat juga menggunakan truck yang didesain untuk pembangkit (*truck mounted*).



Gambar 2.2 *Barge Mounted Mobile Power Plant*

Sumber: Mitsubishi Heavy Industries, Floating Power Plant

Karena sifatnya yang fleksibel, pembangkit listrik ini memiliki keunggulan, yaitu dapat digunakan atau dioperasikan untuk daerah-daerah yang terluar atau pulau yang terluar. Pertimbangan lain untuk menggunakan *mobile power plant* ini adalah akses serta instalasi listrik yang ada di area yang akan dituju. Selain itu yang menjadi pertimbangan adalah daya atau kapasitas pembangkit yang terbatas dan berbeda dengan tipe pembangkit darat (*inland*) yang memiliki grid atau interkoneksi dengan pembangkit lainnya yang terdekat. *Mobile power plant* memiliki ruang lingkup atau area yang terbatas dalam pengaturan peralatan dan

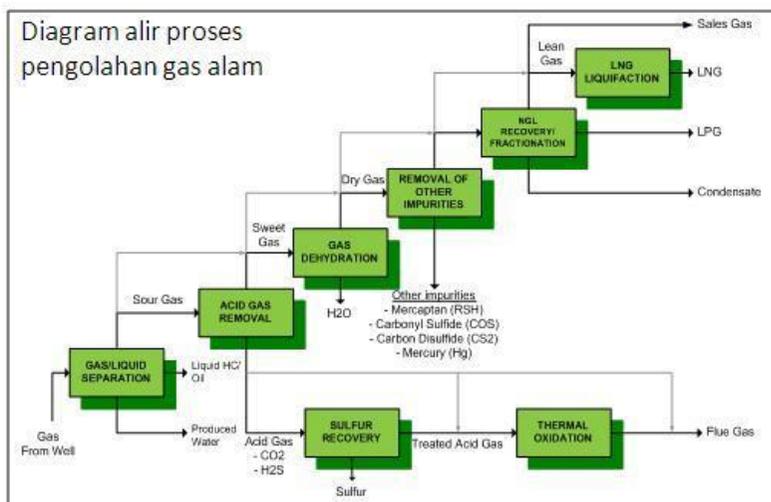
sistem, sehingga yang menjadi perhatian adalah tanki bahan bakar sebagai sumber energi.

Berdasarkan RUPTL PLN 2018-2027, Indonesia akan menggunakan tipe *mobile power plant* di beberapa daerah khususnya bagian Indonesia Timur dan salah satunya adalah Nusa Tenggara Timur. Kapasitas *mobile power plant* ini tidak terlalu besar jika dibandingkan dengan *fixed power plant* dan penggerak utama yang digunakan adalah mesin diesel dual fuel atau mesin gas dan turbin gas. Salah satu contoh *mobile power plant* yaitu MPP Flores dengan kapasitas 20 megawatt yang menggunakan mesin Wartsila *dual fuel*.

2.3 Bahan Bakar Gas

Bahan bakar gas merupakan gas yang berasal dari dalam perut bumi yang diambil kemudian dimampatkan atau didinginkan untuk digunakan sesuai dengan keperluan. Kandungan dalam gas alam yaitu sekitar 90% adalah metana (CH_4) yang memiliki satu atom karbon dan empat atom hydrogen yang melekat, dengan sisanya yang terdiri dari etana (C_2H_6), Propana (C_3H_8), dan Butana (C_4H_{10}) serta beberapa residu lainnya yang terkandung. (Chandra, 2006)

Bentuk guna dari bahan bakar gas tidak secara langsung digunakan, melainkan harus melalui tahapan – tahapan pengolahan terlebih dahulu karena gas alam memiliki kandungan yang bermacam-macam dan jumlahnya bervariasi. Gas alam mentah mengandung sejumlah karbon dioksida, hydrogen sulfide, dan uap air yang bervariasi. Hydrogen sulfide dalam gas alam tidak dapat digunakan karena sifat racunnya dan zat ini dapat mengakibatkan karat pada logam. Karbon dioksida (CO_2) juga harus dihilangkan karena zat ini akan mengurangi nilai panas gas (*Heating Value*) serta kandungan uap air dari gas harus dikurangi untuk mendapatkan gas alam dengan kualitas yang baik. (Thecheworld journal)

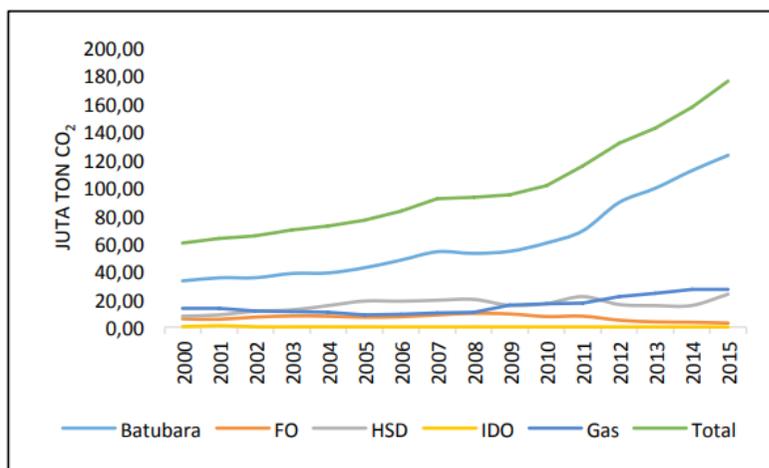


Gambar 2.3 Skema Pengolahan gas

Setelah sekian proses yang dilakukan terhadap gas bumi, maka hasil akhir gas bumi adalah gas yang dapat siap pakai oleh konsumen. Dalam bidang industri terutama mesin dan pembangkitan terdapat dua jenis gas yang digunakan yaitu

Liquefied Natural Gas (LNG) dan *Compressed Natural Gas* (CNG). Baik LNG maupun CNG merupakan produk akhir dari gas alam yang dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk mesin. Beberapa aplikasi penggunaan gas sebagai bahan bakar dapat dilihat pada operasional pembangkit tenaga gas (PLTG / PLTGU), pembangkit listrik tenaga mesin gas (PLTMG), dan mesin induk kapal dengan teknologi *dual fuel*. Salah satu dasar nilai jual gas alam adalah *Heating Value* yang harus memenuhi standard yaitu sekitar 950 sampai dengan 1200 BTU/scf. (Francis, 1991)

Banyak keunggulan yang didapatkan dari penggunaan gas dibandingkan batubara dan minyak. Salah satu keunggulannya adalah tingkat emisi yang rendah dibanding minyak dan batubara.



Gambar 2.4 Tingkat Emisi dari Sektor Pembangkit
Sumber : DESDM Handbook Energy and Economic 2016

Dari gambar 2.4 dapat dilihat bahwa dari tahun 2000 hingga 2015 dari sektor pembangkit tenaga listrik, bahan bakar gas menyumbang emisi karbon yang jauh lebih rendah dibandingkan batubara dan minyak.

2.3.1 *Liquefied Natural Gas* (LNG)

Liquefied Natural Gas (LNG) adalah hasil dari pengolahan gas alam dengan cara pemisahan dari partikulat lain. LNG terbentuk ketika gas alam didinginkan oleh proses pendinginan dengan suhu mencapai -159 hingga -162 derajat celsius. Selama proses ini, gas alam terutama metana didinginkan dibawah titik didihnya, dimana kandungan konsentrasi hidrokarbon, air, karbondioksida, oksigen, dan beberapa senyawa sulfur dihilangkan. (Bahadori, A., 2014). Akibat dari pendinginan tersebut, gas berubah fasa menjadi cair dan volumenya dapat berkurang hingga 600 kalinya. Sifat – sifat LNG yaitu tidak berwarna, tidak berbau, memiliki masa jenis yang lebih ringan dari Oksigen sehingga mudah menguap pada temperature ruang, tidak beracun dan tidak memiliki residu. (GIIGNL, 2009)

LNG merupakan hasil akhir dari proses pengolahan gas alam yang dicairkan. Pada proses tersebut terjadi pemisahan partikulat dan kandungan lainnya atau proses purifikasi. Setelah dilakukan proses pengolahan maka akan tersisa beberapa kandungan dalam *Liquid Natural Gas*. Berikut adalah kandungan dari LNG

Chemical	Low	High
Methane (CH ₄)	87%	99%
Ethane (C ₂ H ₆)	<1%	10%
Propane (C ₃ H ₈)	>1%	5%
Butane (C ₄ H ₁₀)	>1%	>1%
Nitrogen (N ₂)	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Trace	Trace

Tabel 2.1 Properties of LNG
Sumber : GIIGNL Technical Study

Berdasarkan tabel 2.1, komposisi atau kandungan LNG yang baik adalah yang gas yang banyak mengandung jumlah gas metana. Selain dari komposisi diatas, yang menentukan kualitas LNG adalah nilai *gross heating value* dari LNG. Secara umum, pencairan gas alam terdiri dari dua bagian utama, yaitu pretreatment dan pencairan. Di bagian *pretreatment*, gas asam (CO₂ dan H₂S), air, merkuri, dan kotoran lainnya yang mungkin mengeras ketika gas alam didinginkan dihilangkan dan bagian pencairan menghilangkan kalor sensible dan laten dari gas alam sebelum disesuaikan ke tekanan atmosfer (Bahadori, A. 2014).

Origin	Nitrogen N2 %	Methane C1 %	Ethane C2 %	Propane C3 %	C4+ %	LNG density kg/m ³	Gas density kg/m ³ (n)	Expansion ratio m ³ (n)/ m ³ liq	Gas GCV MJ/m ³ (n)
Abu Dhabi	0.3	84.8	13.2	1.6	0.1	467	0.826	566	44.9
Algeria-Arzew	0.6	88.0	9.0	2.0	0.5	464	0.813	570	44.1
Algeria-Bethioua 1	0.9	88.1	8.4	2.0	0.7	455	0.806	573	35.7
Algeria-Bethioua 2	0.6	90.7	7.8	0.8	0.0	450	0.780	577	36.0
Algeria-Skikda	0.5	91.8	6.9	0.6	0.1	446	0.769	580	35.5
Australia-NWS	0.1	87.4	8.3	3.4	0.8	467	0.831	562	45.3
Brunei	0.1	90.6	5.0	2.9	1.5	461	0.816	564	44.6
Egypt-Damietta	0.1	97.7	1.8	0.22	0.2	427	0.730	585	40.8
Egypt-Idku	0.0	95.9	2.8	0.9	0.5	436	0.752	579	38.9
Equatorial Guinea	0.0	93.4	6.5	0.0	0.0	439	0.755	585	42.0
Indonesia-Arun	0.2	90.7	6.2	2.0	1.0	457	0.803	569	43.9
Indonesia-Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801	568	43.9
Indonesia-Tangguh			2.9	0.5	0.2	432	0.744	580	41.0
Libya	0.7	81.6	13.4	3.7	0.7	485	0.867	559	46.6
Malaysia	0.3	90.3	5.3	3.1	1.1	461	0.813	567	44.3
Nigeria	0.1	92.1	5.3	2.1	0.5	458	0.809	566	44.2
Norway	0.8	91.8	5.7	1.3	0.4	451	0.782	577	40.1
Oman	0.4	87.9	7.3	2.9	1.6	470	0.834	563	45.3
Peru	0.6	89.1	10.3	0.1	0.0	456		579	
Qatar-Qatargas I	0.4	90.1	6.2	2.3	1.0	460	0.808	569	44.0
Russia-Sakhalin	0.1	92.6	4.5	1.9	0.2	449		570	
Trinidad	0.0	97.1	2.5	0.2	0.1	429	0.727	590	39.8
U.S.A-Alaska	0.2	99.7	0.1	0.0	0.0	423	0.719	589	39.9
Yemen	0.0	93.3	5.7	0.9	0.1	434	0.765	567	38.5

Tabel 2.2 Karakteristik LNG Dunia

Sumber : International Gas Union

Cadangan gas bumi konvensional Indonesia per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti (*proven*) dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial (*Remaining reserved*) yang tersebar di beberapa wilayah di Indonesia. (ESDM Neraca Gas Indonesia 2018-2027, 2018). Dari cadangan tersebut dapat diolah menjadi LNG dan distribusikan untuk kebutuhan dalam negeri. Dari tahun 2017 hingga 2019, cadangan gas alam cair (LNG) sebanyak berkurang 5%. Gas alam cair LNG Indonesia harusnya dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan industri dalam negeri, terutama pembangkit tenaga listrik.

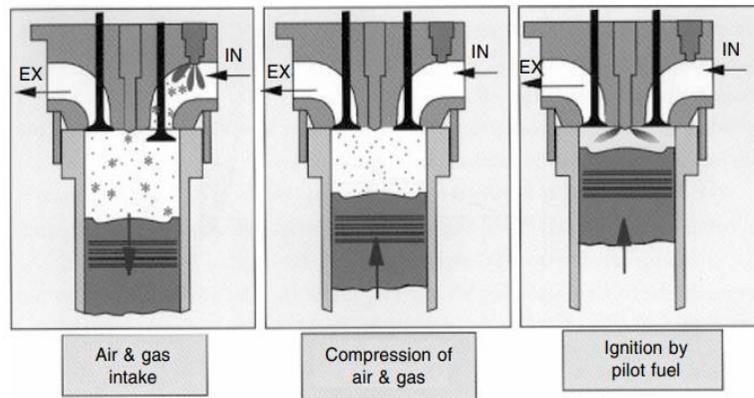
2.4 *Dual Fuel Engine*

Mesin diesel mengalami perkembangan dari segi teknologi, terutama dari sistem bahan bakar. Mesin diesel konvensional hanya menggunakan bahan bakar minyak pada operasinya, sedangkan mesin *dual fuel* dapat menggunakan gas sebagai campuran bahan bakarnya. Mesin dual fuel mempunyai dua metode operasi yang dapat digunakan, yaitu hanya dengan bahan bakar minyak atau dengan mode *dual fuel*, gas dan minyak.

Berdasarkan operasinya, natural gas diinjeksikan bersamaan dengan masuknya udara sehingga terjadi campuran natural gas dan udara masuk (Khan et al., 2015). Dalam sistem dual fuel engine, natural gas diinjeksikan menuju ruang bakar sebelum habis langkah kompresi (McTaggart-Cowan et al., 2010). Selain dari pencampuran gas dengan udara masuk, hal yang menjadi perhatian adalah sistem injeksi bahan bakar. Pada mesin *dual fuel*, injeksi bahan bakar minyak menggunakan pilot injector yang berfungsi untuk menambah tekanan bahan bakar waktu diinjeksikan ke ruang bakar. Akibat adanya injector pilot ini, injeksi bahan bakar lebih berkabut dan lebih mudah terbakar.

Konsep mesin *dual fuel* yaitu melakukan pembakaran dengan bahan bakar utama natural gas tetapi dengan prosentase minyak sekecil mungkin menggunakan pilot untuk memicu ledakan. (Breeze, P., 2014). Berikut langkah kerja mesin dual fuel.

1. Campuran antara natural gas dan udara diinjeksikan kedalam silinder pada saat langkah hisap.
2. Udara dan Natural gas dikompresi hingga titik tertentu hingga mencapai temperature tertentu
3. Bahan bakar minyak diinjeksikan melalui *pilot injector* dengan tekanan tinggi sehingga menjadi berkabut
4. Terjadi pembakaran dan mengakibatkan langkah ekspansi.



Gambar 2.5 Proses pembakaran bahan bakar pada mesin Wartsila DF

Pencampuran bahan bakar yang terjadi pada *dual fuel engine* yaitu antara natural gas dan diesel merupakan dua jenis bahan bakar yang berbeda. Pada *diesel fuel* pencampuran terjadi karena pengaruh difusi pembakaran, sedangkan pada natural gas pencampuran terjadi terlebih dahulu sebelum proses pembakaran (Wei and Geng, 2016).

Pada beberapa manufaktur mesin sebagai produsen *dual fuel engine* telah memberikan kriteria natural gas yang dapat digunakan. Natural gas yang pada umumnya digunakan dibagi menjadi dua jenis, yaitu *compressed natural gas* (CNG) dan *liquefied natural gas* (LNG). Kriteria natural gas yang diberikan oleh manufaktur memiliki parameter yang telah ditentukan dan mengatur tentang kandungan natural gas serta spesifikasi yang diijinkan.

Property	Unit	Value
Lower heating value (LHV), min ¹⁾	MJ/m ³ N ²⁾	24
Methane number (MN), min ³⁾		70
Methane (CH ₄), min	% volume	70
Hydrogen sulphide (H ₂ S), max	% volume	0.05
Hydrogen (H ₂), max ⁴⁾	% volume	3
Oil content, max.	mg/m ³ N	0,01
Ammonia, max	mg/m ³ N	25
Chlorine + Fluorines, max	mg/m ³ N	50
Particles or solids at engine inlet, max	mg/m ³ N	50
Particles or solids at engine inlet, max size	µm	5
Gas inlet temperature	°C	0...60
Water and hydrocarbon condensates at engine inlet not allowed ⁵⁾		

Tabel 2.3 Kriteria gas untuk engine Wartsila 34 DF

Pada tabel 2.3 dapat dilihat bahwa natural gas yang disarankan memiliki nilai *Low Heating Value* (LHV) sekitar 24 MJ/m³N. Kandungan gas yang paling

dominan adalah gas methane (CH₄) dengan kandungan minimal 70% volume serta kandungan-kandungan lain seperti Hydrogen sulfide, hydrogen, dan lain-lain. Gas methane memiliki kandungan gas yang lebih bersih dan tidak banyak rantai karbon sehingga dapat menghasilkan pembakaran yang lebih baik.

2.4.1 *Engine Power*

Pada sistem pembangkit tenaga listrik terdapat dua daya yang bekerja, yaitu daya mesin dan daya generator. Daya mesin yang dihasilkan oleh mesin diesel akibat *combustion process* digunakan untuk memutar poros generator sehingga menghasilkan energi listrik yang kemudian didistribusikan atau yang disebut *power output*.

Proses konversi energi dari mesin diesel ke generator memiliki rugi-rugi yang mengakibatkan penurunan nilai daya dari mesin ke generator. Dalam perhitungan kali ini untuk mendapatkan nilai daya mesin menggunakan pembagian antara *power output generator* dengan pendekatan nilai rugi-rugi menggunakan nilai efisiensi generator berdasarkan *product guide* manufaktur generator.

$$BHP = \frac{P_{Gen.}}{\eta_{Gen.}} \quad (1)$$

Dimana :

BHP = *Brake Horse Power* (kWh)

P Gen. = *Power output generator* (kWh)

η Gen. = Efisiensi generator

2.4.2 *Natural Gas Consumption*

Mesin *dual fuel* menggunakan campuran bahan bakar antara *natural gas* dan *fuel oil*. Pada perhitungan ini, mode mesin yang digunakan adalah mode gas, sehingga bahan bakar yang dominan adalah gas dan perlunya kalkulasi untuk memperkirakan konsumsi gas dari mesin dual fuel tersebut. *Natural gas consumption* adalah total kebutuhan gas yang digunakan mesin untuk proses kerja.

Penghitungan konsumsi gas menggunakan beberapa *set parameter* yaitu *specific fuel gas consumption*, daya mesin (BHP), serta nilai kalori dari gas yang akan digunakan. Dalam penulisan ini, gas yang digunakan berasal dari Badak NGL.

Wärtsilä 16V34DF		DE AUX		DE AUX		ME		ME		ME	
		Gas mode	Diesel mode								
Cylinder output	kW	480		500		500		480		500	
Total energy consumption at 75% load	kJWh	7810	-	7810	-	7810	-	7540	-	7540	-
Total energy consumption at 50% load	kJWh	8550	-	8550	-	8550	-	7750	-	7750	-
Fuel gas consumption at 100% load	kJWh	7348	-	7348	-	7348	-	7349	-	7348	-
Fuel gas consumption at 85% load	kJWh	7487	-	7487	-	7487	-	7430	-	7430	-
Fuel gas consumption at 75% load	kJWh	7702	-	7702	-	7702	-	7437	-	7437	-
Fuel gas consumption at 50% load	kJWh	8390	-	8390	-	8390	-	7607	-	7606	-

Tabel 2.4 Nilai SFGC W16V 34DF

Tabel 2.4 merupakan data *specific fuel gas consumption* dari mesin Wartsila 16V34DF yang digunakan oleh MPP Flores. Nilai *Specific Fuel Gas Consumption* ditentukan berdasarkan prosentase daya mesin terhadap daya total mesin dan nilai tersebut berlaku untuk satu mesin. Prosentase daya mesin harus berada diatas nilai 50% untuk mengetahui konsumsi gas sesuai product guide.

$$NGc = \left(\frac{BHP \times SFGC}{1000} \right) \times n \quad (2)$$

Dimana :

NGc = *Natural Gas Consumption* (MJ)

SFGC = *Specific Fuel Gas Consumption* (kJ/kWh)

BHP = *Brake Horse Power* (kWh)

n = Unit mesin beroperasi

2.4.3 Volume of Natural Gas

Nilai konsumsi bahan bakar gas perlu dikonversikan dari bentuk energi menjadi bentuk volume natural gas. Konversi nilai menggunakan *gas caloric value* dari spesifikasi LNG yang akan digunakan.

Origin	Nitrogen (N2) %	Methane (C1) %	Ethane (C2) %	Propane (C3) %	C4+ %	LNG Density (kg/m ³)	Gas Density (kg/m ³)	Expansion ratio m ³ n/m ³ liq	GCV (MJ/m ³ n)
Indonesia - Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801	568	43.9

Tabel 2.5 Spesifikasi LNG Badak NGL

Tabel 2.5 merupakan spesifikasi dari LNG yang akan digunakan oleh MPP Flores. LNG yang digunakan berasal dari Badak LNG. Parameter yang diperlukan untuk penghitungan volume gas yaitu Gas caloric value (GCV). Nilai konsumsi gas dibagi dengan gas caloric value LNG.

$$V_{ng} = \frac{NGc}{GCV} \quad (3)$$

Dimana :

V_{ng} = Volume natural gas ($m^3 n$)
 NGc = Natural Gas Consumption (MJ)
 GCV = Gas Caloric Value, 43,9 (MJ/ $m^3 n$)

2.4.4 Mass of Natural Gas

Setelah mengetahui volume natural gas yang dibutuhkan, selanjutnya adalah mengubah bentuk volume gas tersebut menjadi satuan nilai massa. Paramater yang digunakan untuk mengubah nilai volum menjadi massa dapat menggunakan nilai *gas density* dari spesifikasi LNG yang digunakan.

$$M_{ng} = V_{ng} \times \text{Gas density} \quad (4)$$

Dimana :

M_{ng} = Mass of natural gas (kg)
 V_{ng} = Volume natural gas ($m^3 n$)
 Gas Density = 0.801 kg/ $m^3 n$

2.4.5 Volume of LNG

Hasil akhir dari konversi atau kalkulasi gas sebelumnya adalah volume LNG yang dibutuhkan. Volume LNG ini merupakan kebutuhan LNG untuk operasi harian pembangkit listrik. Kebutuhan LNG ini menggunakan proyeksi peningkatan satu setengah kali beban rata – rata. Berikut adalah penghitungan nilai volume LNG yang dibutuhkan

$$V_{LNg} = \frac{M_{ng}}{LNG \text{ Density}} \quad (5)$$

Dimana :

V_{LNg} = Volume of LNG (m^3)
 M_{ng} = Mass of Natural Gas (kg)
 LNG Density = 456 kg/ m^3

2.5 Fuel Gas Supply System

Dalam memenuhi kebutuhan operasi pembangkit listrik maka diperlukan sistem yang menunjang untuk proses *transferring* gas dari tanki penyimpanan hingga ke mesin. Jenis gas yang akan digunakan adalah *Liquefied Natural Gas* (LNG). LNG merupakan gas alam yang ditekan hingga berubah fasa menjadi cair (*liquid*). Hal tersebut yang memudahkan LNG dapat didistribusikan dengan kapal atau iso tank. Dalam operasinya, mesin akan menggunakan gas, sehingga LNG harus diolah terlebih dahulu menjadi gas agar dapat digunakan oleh mesin.

Pengolahan LNG pada bagian *end user* memiliki beberapa tahap dan memerlukan sistem pengolahan gas. Beberapa instrument perlu disiapkan untuk mengalirkan gas dari tangki penyimpanan hingga ke *engine manifold*. Secara garis besar, pengolahan LNG memerlukan beberapa instrument, seperti tanki penyimpanan, *regasification plant*, *gas metering*, dan *gas valve unit*. Proses

pengolahan dan penyaluran gas berbeda dengan liquid, pada sistem LNG menggunakan material pipa yang memiliki tingkat insulasi tinggi dan tahan terhadap suhu -160 derajat celsius.

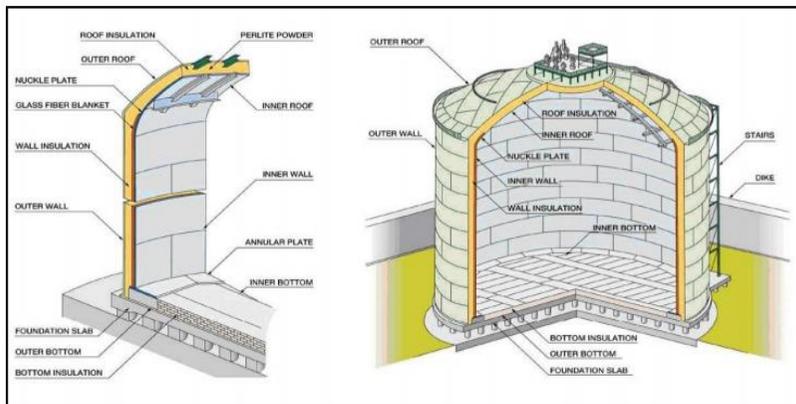
2.5.1 *LNG Storage Tank*

Sesuai dengan namanya, *LNG storage tank* merupakan fasilitas yang digunakan sebagai tangki penyimpanan LNG. Lokasi tangki penyimpanan disini berada pada bagian *end-user* sebagai fasilitas penampung LNG dari kapal distribusi. Pemilihan tangki LNG harus mempertimbangkan beberapa aspek, seperti kondisi lokasi, kriteria desain, keselamatan, pertimbangan geologis, persyaratan lingkungan, desain, kode, dan peraturan yang berlaku.

LNG disimpan pada tekanan atmosfer dalam tangki terisolasi berdinding ganda yang dirancang untuk menyimpan cairan pada suhu kriogenik. Insulasi ini dirancang untuk meminimalkan peningkatan kalor dan mengurangi losses karena mendidih atau menguap. Pada umumnya tingkat penguapan dari tangki adalah sekitar 0,05% volume per hari (Mokhatab, 2014). Terdapat tiga jenis tangki penyimpanan LNG, yaitu *single containment*, *double containment*, dan *full containment*. Pada semua jenis tangki memiliki dinding sekunder untukantisipasi jika terjadi tumpahan. Perbedaan antara semua jenis tersebut sebagian besar dalam metode dinding sekunder.

A. *Single Containment Tank*

Single containment tank memiliki tangki dalam utama yang terbuat dari 9% nikel dan dinding luar baja karbon dan ada isolasi perlite antara dua tangki (Bahadori, 2014). Tangki luar yang terbuat dari baja karbon tidak dapat menampung cairan kriogenik dan dengan demikian tangki bagian dalam merupakan satu-satunya wadah untuk cairan kriogenik. Namun, *single containment tank* dikelilingi oleh dinding bundar atau tanggul eksternal ke tangki, yang menyediakan penahanan sekunder jika terjadi kegagalan pada tangki utama, meskipun uap tidak akan tertampung. Jika terjadi kegagalan, dispersi uap dan radiasi akan mengakibatkan muncul api, jika tersulut. Hal ini dapat mengakibatkan kerusakan serius pada peralatan dan struktur di sekitarnya tetapi tipe ini memiliki keandalan yang sangat baik dan banyak digunakan di dunia tetapi membutuhkan lahan yang relatif luas (GIIGNL, 2009)

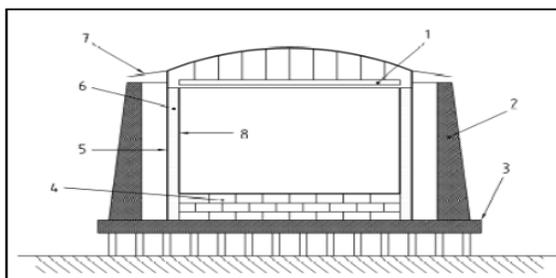


Gambar 2.6 Single Containment Tank
 Sumber: Kawasaki Heavy Industries, Ltd.

B. *Double Containment Tank*

Double containment tank memiliki bentuk yang hampir sama dengan *single containment tank*. Pada jenis ini memiliki penambahan dinding yang digunakan sebagai dinding sekunder sebagai ganti tanggul penahan (*dyke*). Dinding atau wadah sekunder dirancang untuk dapat menampung cairan kriogenik. Dinding luar juga membatasi dispersi uap LNG. Pada jenis *double containment tank* tanggul penahanan tidak lagi diperlukan. (Handbook of Liquefied Natural Gas, 2014)

Adanya konstruksi dinding beton luar membuat biaya tangki lebih mahal, tetapi lebih sedikit ruang diperlukan karena tidak perlu menggunakan tanggul penahanan seperti pada tipe *single containment tank*. Jika tangki bagian dalam gagal, cairan akan ditampung pada tangki bagian luar dan uap akan keluar melalui celah berbentuk lingkaran, yang merupakan ruang antara dua tangki atau tangki dan dinding beton. (GIIGNL, 2009)

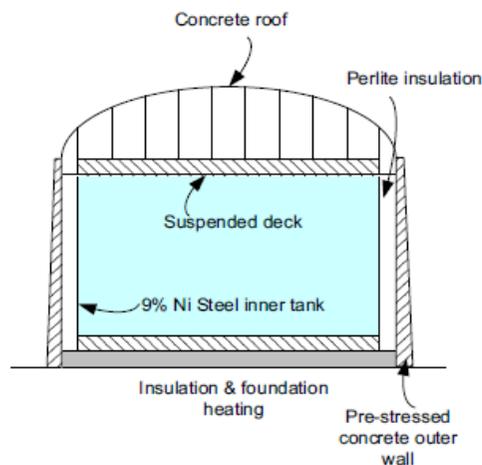


- Key
- | | |
|--|-------------------------|
| 1 suspended deck (insulated) | 6 loose-fill insulation |
| 2 post-stressed concrete secondary container | 7 roof if required |
| 3 elevated slab | 8 primary container |
| 4 base insulation | |
| 5 outer shell (not able to contain liquid) | |

Gambar 2.7 Double Containment Tank
 Sumber: EN1473

C. Full Containment Tank

Full containment tank adalah bentuk dari *double containment tank* dengan celah melingkar antara tangki luar dan dalam yang dilapisi dengan seal. Selain itu atap tangki jenis ini terbuat dari bahan yang dapat menahan suhu kriogenik, dan jika tangki bagian dalam bocor, semua cairan dan uap masih terkandung di dalam dinding dan atap bagian luar. *Full containment tank* memiliki ketentuan bahwa untuk sambungan keluar tangki hanya berada pada sisi atas saja. Tidak ada sambungan pipa atau instrumen yang menembus sisi atau dasar tangki. Semua sambungan, seperti saluran pengisian atas, sumur pompa, pembuangan pompa, dan pemulihan uap, hanya diizinkan melalui tangki bagian dalam (Handbook of LNG Fundamental, 2014).



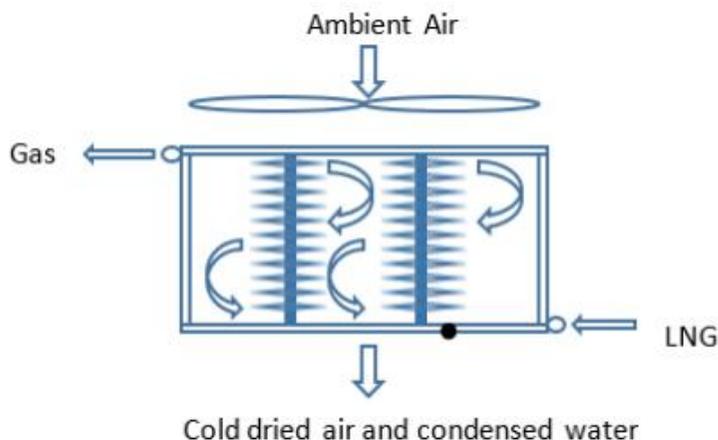
Gambar 2.8 Full Containment Tank
Sumber: Handbook of LNG Fundamental

2.5.2 Regasification Unit

Pada sisi *end user*, sebelum LNG digunakan sebagai bahan bakar gas, LNG membutuhkan pengolahan terlebih dahulu yaitu merubah bentuk dari gas cair menjadi gas seutuhnya. Perubahan fasa ini memerlukan sistem yang disebut *regasification*. Regasifikasi adalah proses perubahan fasa cair menjadi gas kembali pada tekanan atmosfer. Regasifikasi menggunakan prinsip perpindahan kalor (*heat exchanger*). Suhu *liquefied natural gas* yang masuk pada sistem regasifikasi adalah -160 dan akan diubah hingga temperature yang dibutuhkan sesuai dengan ketentuan sistem. Ada beberapa teknologi regasifikasi yang telah digunakan di dunia, seperti *ambient air vaporization (AAV)*, *open rack vaporizers (ORV)*, *submerged combustion vaporizers (SCV)*, dan *Intermediate fluid vaporizers (IFV)*. Pemilihan regasifikasi berdasarkan kondisi lingkungan. (Patel, 2013)

A. Ambient air vaporization (AAV)

Ambient air vaporization adalah teknologi penguapan menggunakan kondisi udara sekitar. Teknologi AAV paling cocok untuk area dengan suhu lingkungan yang relatif hangat. Ketika musim dingin terjadi, maka akan membutuhkan sistem pemanas tambahan untuk mempertahankan penggunaan yang efektif. (Randep Agarwall. et al, 2017).



Gambar 2.9 Air Ambient Vaporization

Sumber: energies, LNG Regasification Terminal

Sumber energi panas untuk mengubah LNG pada teknologi (AAV) berasal dari udara sekitar. LNG didistribusikan melalui serangkaian penukar panas. Udara bergerak turun dan keluar dari bagian bawah vaporizer. Aliran udara dikontrol di bagian luar penukar kalor (*heat exchanger*) baik secara alami (konveksi) dari udara yang didinginkan atau dengan pemasangan kipas yang dirancang sebagai pengalir udara.

Kinerja AAV bergantung pada kondisi saluran masuk dan keluar LNG dan yang lebih penting adalah kondisi lokasi dan faktor lingkungan, seperti suhu sekitar, kelembaban relatif, ketinggian, angin, radiasi matahari, dan jarak dengan struktur yang berdekatan. (Patel Dhirav, 2013)

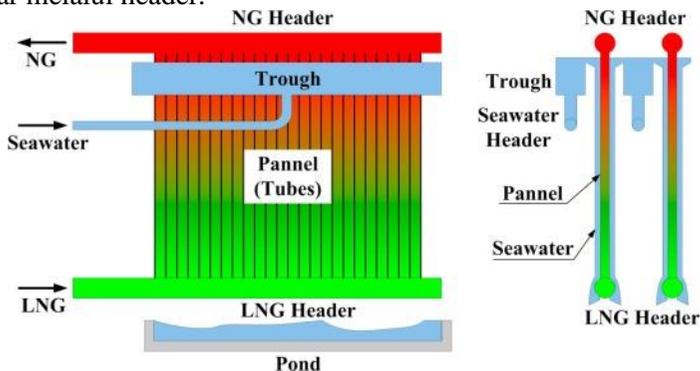
B. Open rack vaporizers (ORV)

Open Rack Vaporizer (ORV) adalah penukar panas yang menggunakan air laut sebagai sumber panas. ORV adalah teknologi yang telah terbukti dengan baik dan telah banyak digunakan di terminal LNG Jepang, Korea dan Eropa. Suhu air laut yang disukai untuk operasi ORV di atas 5 ° C. (Patel, 2013)

Sebagai salah satu regasifikasi LNG yang paling sering digunakan, ORV konvensional terdiri dari tabung transfer panas berbentuk panel, dan air laut digunakan untuk sumber panas (Pan et al, 2016). Air laut yang akan digunakan harus diolah terlebih dahulu

untuk menghilangkan partikulat yang dapat menyebabkan kerusakan pada heat exchanger, seperti kerak, korosi, bahkan penyumbatan pada pipa.

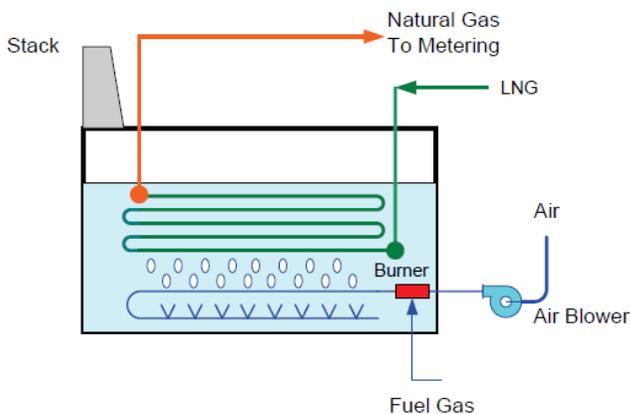
Air laut yang diolah dipompa ke bagian atas kotak penampung air bagian atas. Kemudian, air mengalir ke permukaan luar panel penukar panas tabung; secara terus menerus, LNG mengalir ke atas melalui tabung-tabung ini, dan terjadi perpindahan panas. Air yang lebih dingin keluar melalui saluran keluar air dan gas alam yang menguap keluar melalui header.



Gambar 2.10 Open Rack Vaporizers (ORV)
 Sumber: www.sciencedirect.com

C. Submerged combustion vaporizers (SCV)

Submerged combustion vaporizers merupakan salah satu teknologi regasifikasi LNG yang menggunakan uap panas hasil proses pembakaran. Jika dibandingkan dengan alat penguap lainnya, SCV memiliki struktur yang lebih kompleks dan membutuhkan area yang lebih kecil dengan efisiensi perpindahan panas yang tinggi lebih dari 95%. (Egashira, 2013)

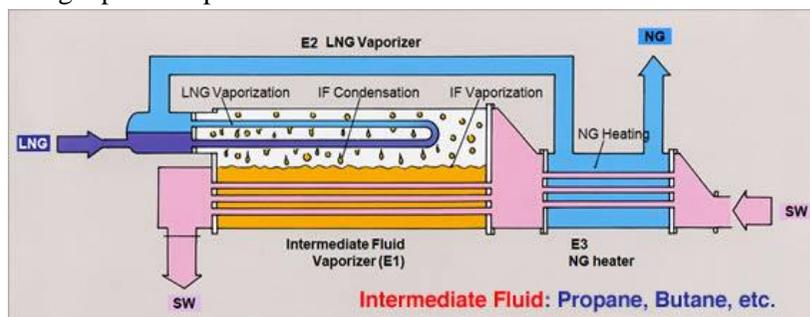


Gambar 2.11 Submerged Combustion Vaporizers (SCV)
 Sumber: google.com/SCV

LNG mengalir melalui pipa atau tabung stainless steel yang terendam dalam wadah yang dipanaskan melalui kontak langsung dengan gas buang panas dari gas burner yang terendam. Gas buang dikeluarkan ke dalam air menggunakan pipa penyalur yang terletak di bawah tabung heat exchanger. Pengisian mendorong turbulensi yang menghasilkan tingkat perpindahan panas yang tinggi dan efisiensi termal yang tinggi (lebih dari 98%). Turbulensi juga mengurangi endapan atau kotoran yang dapat menumpuk di permukaan penukar kalor. Karena penampung air selalu dijaga pada suhu konstan dan memiliki kapasitas termal yang tinggi, sistem berupaya dengan sangat baik dengan perubahan beban yang tiba-tiba dan dapat dengan cepat menyala dan mematikan.

D. Intermediate fluid vaporizers (IFV)

Intermediate fluid vaporizers (IFV) merupakan jenis regasifikasi LNG yang menggunakan bantuan fluida atau *liquid* campuran untuk mengubah fase gas cair menjadi gas. Pada umumnya terdapat tiga jenis *liquid* yang digunakan, yaitu *Glycol-Water*, *Hydrocarbon Based HTF*, dan air panas. Alat ini dapat menggunakan sistem tertutup (*closed loop*), sistem terbuka (*open loop*), atau campuran. IFV biasanya merupakan penukar panas *shell-and-tube* yang ringkas dengan tiga bagian, yaitu evaporator untuk menguapkan fluida antara dengan fluida sumber panas, kondensator untuk melepaskan panas laten dari fluida antara ke LNG, dan thermolator untuk memanaskan gas alam (NG) ke suhu yang ditentukan sebelum digunakan. Evaporator dan kondensator IFV pada umumnya diatur dalam satu lapisan besar tunggal. Sedangkan thermolator pada dasarnya adalah bagian opsional, dapat diintegrasikan dengan evaporator dan kondensator, atau digunakan sebagai penukar panas sendiri.



Gambar 2.12 Intermediate Fluid Vaporizers

Sumber: sciencedirect.com

2.5.3 Gas Valve Unit

Gas valve unit adalah serangkaian proses yang menggunakan katup dan berfungsi sebagai pengatur tekanan gas masuk ke mesin dan kontrol

kerja atau safety equipment untuk proses pengiriman gas ke mesin. (Wartsila, GVU). Pada setiap mesin, tekanan *supply* gas harus disesuaikan dengan operasi mesin atau disesuaikan dengan beban. Penyesuaian dilakukan dengan menggunakan katup kontrol tekanan yang terletak dalam jarak 10 m dari mesin. Volume gas yang lebih kecil antara katup kontrol tekanan dan engine dapat meningkatkan waktu respons sistem selama kondisi transien, seperti contoh fluktuasi beban engine.

Sebelum gas dialirkan menuju mesin, gas akan melewati *Gas Valve Unit* (GVU). *Gas Valve Unit* memiliki *gas pressure control* dan sepasang *block and bleed valve* untuk memastikan kehandalan dan keamanan operasi menggunakan gas. *Fuel gas pressure control valve* mengatur tekanan gas masuk ke mesin berdasarkan beban yang dihasilkan mesin. Pressure control valve diatur oleh sistem kontrol mesin. Sistem kontrol di desain untuk membaca secara tepat tekanan gas ke mesin yang melalui pipa setiap saat.



Gambar 2.13 Gas Valve Unit Wartsila
Sumber : Wartsila

2.5.4 Sistem Pipa

Dalam suatu sistem distribusi fluida, pipa menjadi instrument paling krusial. Pipa pada sistem bahan bakar untuk suatu mesin memiliki spesifikasi tertentu yang harus diperhatikan. Berdasarkan tipe fluida yang dialirkan, bahan bakar merupakan kategori khusus dengan pipa kelas 1 karena bahan bakar merupakan fluida yang rentan terhadap kondisi lingkungan dan tingkat bahaya yang tinggi.

Piping	Pipe Material	Max Velocity (m/s)
LNG	Stainless steel	3
Fuel gas piping	Stainless steel / carbon steel	20
Fuel oil piping (MDF and HFO)	Black steel	1.0
Lubricating oil piping	Black steel	1.5
Fresh water piping	Black steel	2.5
Sea water piping	Galvanized steel	2.5
	Aluminium brass	2.5

	10/90 copper – nickel - iron	3
	70/30 copper – nickel	4.5
	Rubber lined pipes	4.5

Tabel 2.6 Ketentuan pipa sistem Wartsila

Pada tabel 2.6 dapat dilihat perbedaan nilai kecepatan fluida yang diijinkan dengan batas maksimum. Pada penelitian ini properti yang akan digunakan adalah jenis LNG dan *fuel gas piping*. Sistem bahan bakar menggunakan LNG terbagi menjadi dua segmen, yaitu segmen LNG dan segmen gas. Pada segmen LNG, material yang digunakan harus memiliki tingkat insulasi yang tinggi, karena LNG memiliki temperature -160 derajat Celsius. Material harus mampu bertahan pada suhu kriogenik dan tidak mengalami perubahan struktur, oleh sebab itu perlu digunakan jenis pipa kriogenik pada segmen LNG. Sedangkan pada sistem gas, pipa mengacu pada ASME B31.8 tentang pipa distribusi gas.

2.6 LNG Carrier

Setelah LNG diproduksi oleh kilang atau *liquefaction plant* maka LNG selanjutnya akan di distribusikan menuju ke konsumen. Untuk mencapai konsumen maka diperlukan media atau perantara yang menghubungkan. Pada umumnya LNG di distribusikan menggunakan LNG Carrier. LNG Carrier lebih dikenal sebagai kapal LNG. Kapal LNG memang di desain khusus hanya untuk LNG saja dengan ukuran yang sudah tetap atau sama.

Kapal LNG berbeda dengan kapal lainnya, kapal LNG memuat gas cair dengan suhu dibawah 0 derajat Celsius atau -160 derajat Celsius. Muatan yang khusus ini menyebabkan kapal LNG harus memiliki peralatan khusus untuk keamanan dan keselamatannya. Dengan suhu mencapai -160 derajat Celsius, ruang muat kapal LNG harus terbuat dari bahan-bahan yang dapat bertahan pada suhu tersebut dan memiliki tingkat insulasi yang tinggi. Selain dari itu, perbedaan temperature juga dapat menyebabkan LNG menguap menjadi *Boil of Gas*. *Boil of gas* harus diolah agar tidak menambah tekanan di dalam tangki, dapat dilakukan cara *releasing* atau digunakan sebagai bahan bakar. Pada umumnya, kapasitas dari *Boil of gas* sekitar 0,10% hingga 0,15% dari volume kapal per hari. BOG ini harus dihilangkan untuk menjaga ruang muat kapal pada tekanan konstan. (LNG Fundamentals, 2014)



Gambar 2.14 LNG Carrier Design

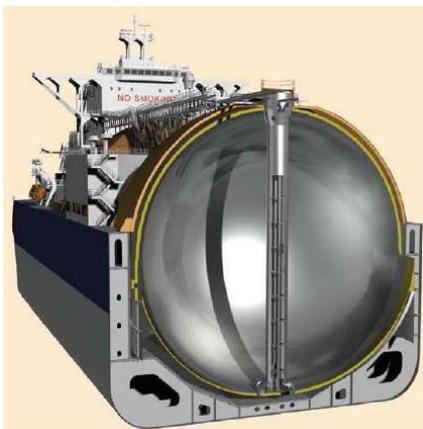
Sumber: Japan Mitsubishi Heavy Industries (JMHI)

Kapal LNG memiliki fitur desain tertentu yang sama dengan kapal-kapal lain yang digunakan untuk pengangkutan cairan curah atau kapal tanker. Tanker kimia membawa kargo mereka yang paling berbahaya di tangki tengah, sementara kargo dengan bahaya yang lebih rendah dapat ditempatkan di tangki pinggir. Tanker minyak baru diharuskan memiliki struktur *double hull* dengan tujuan untuk memberi perlindungan pada kargo. (McGuire and White, 2000) Persamaan dari dua hal diatas adalah untuk melindungi terjadi tumpahan muatan berbahaya jika terjadi kebocoran atau tabrakan. Berdasarkan prinsip yang sama, diterapkan pula pada *gas carrier*.

Secara umum hal yang membedakan kapal LNG dari kapal lainnya adalah bentuk kargo atau tangki muatannya. Tangki kapal LNG harus bersifat kriogenik, yaitu tangki dengan insulasi tinggi yang dapat menahan temperature mencapai 169 derajat Celsius. Terdapat beberapa jenis bentuk kargo LNG, dibagi menjadi dua kategori, yaitu *freestanding solid type structures* dan *nonfreestanding (membrane) type designs*. (Wood DA, 2014)

2.6.1 *Free Standing Solid type structures*

freestanding solid type structures adalah jenis tangki muatan LNG dengan tipe independent atau dengan kata lain struktur tangki bukan bagian dari lambung kapal (McGuire and White, 2000). Tangki terbuat dari campuran aluminium dan 9% baja nikel dengan insulasi dibagian luar tangki. Pada umumnya bentuk tangki dari tipe ini terbagi menjadi 2, yaitu *spherical* dan *prismatic*.



Gambar 2.15 Spherical LNG Tank

Sumber: Moss Maritime

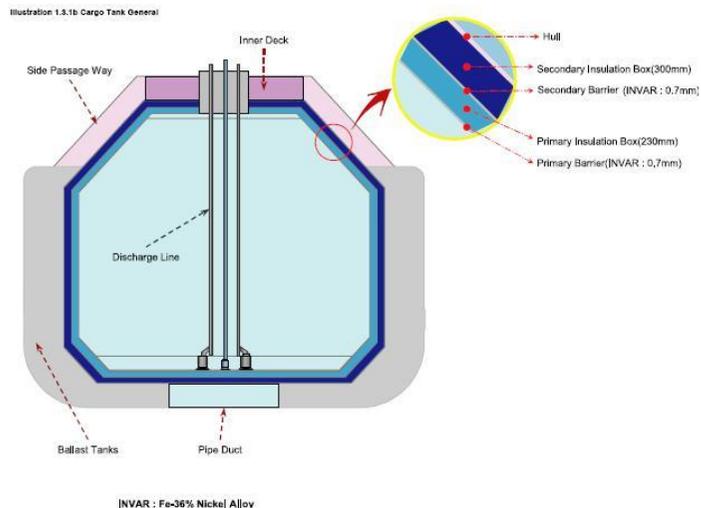
Sesuai dengan aturan dalam IGC (*International Gas Carriers Code*), dan tergantung pada desain tekanan, ada tiga jenis tangki independen untuk *Gas carrier*, yaitu tangki yang dibangun sesuai dengan desain tangki minyak standar (Tipe A), tangki dengan desain bejana tekan (Tipe C), dan akhirnya, tangki yang bukan dari dua tipe pertama (Tipe B).



Gambar 2.16 LNG Type C Tank
Sumber: Wartsila

2.6.2 *Nonfreestanding type design*

Nonfreestanding type merupakan jenis tangki yang tidak memiliki penyangga atau struktur sendiri atau dengan kata lain bentuk tangki menyesuaikan lambung kapal. Tangki membran terdiri dari lapisan tipis logam sebagai lapisan utama, insulasi, penghalang membran sekunder, dan insulasi lebih lanjut dalam konstruksi bertingkat. Membran dirancang sedemikian rupa sehingga ekspansi dan kontraksi termal dan lainnya dapat berkurang dan tidak mempengaruhi membran. Dengan desain membran, lambung kapal, pada dasarnya, menjadi tangki luar. Isolasi dipasang di atasnya, dan membran ditempatkan di bagian dalam untuk menahan cairan (LNG Fundamentals, 2014).



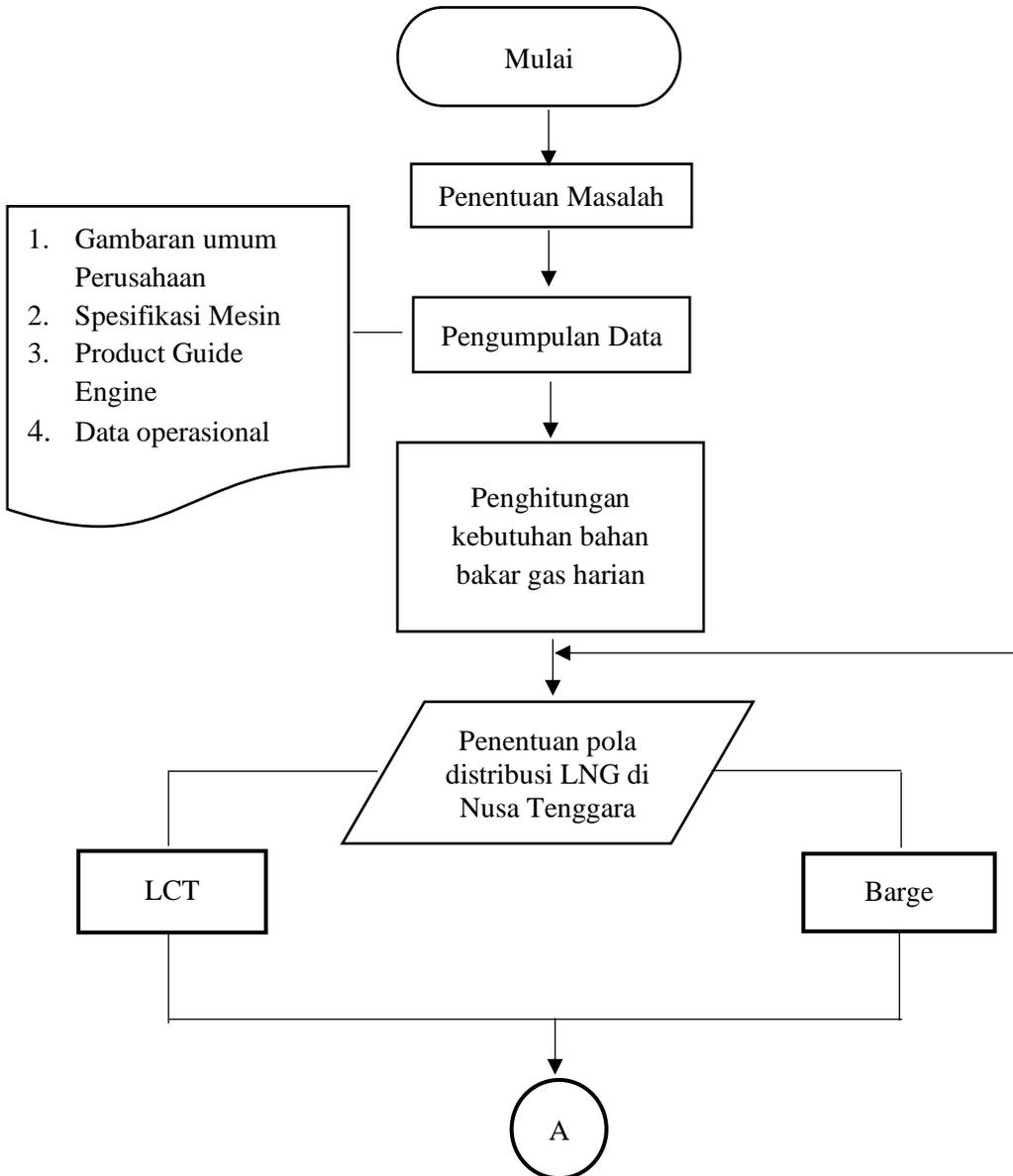
Gambar 2.17 LNG Membran Tank
Sumber: Liquefiedgascarrier.com

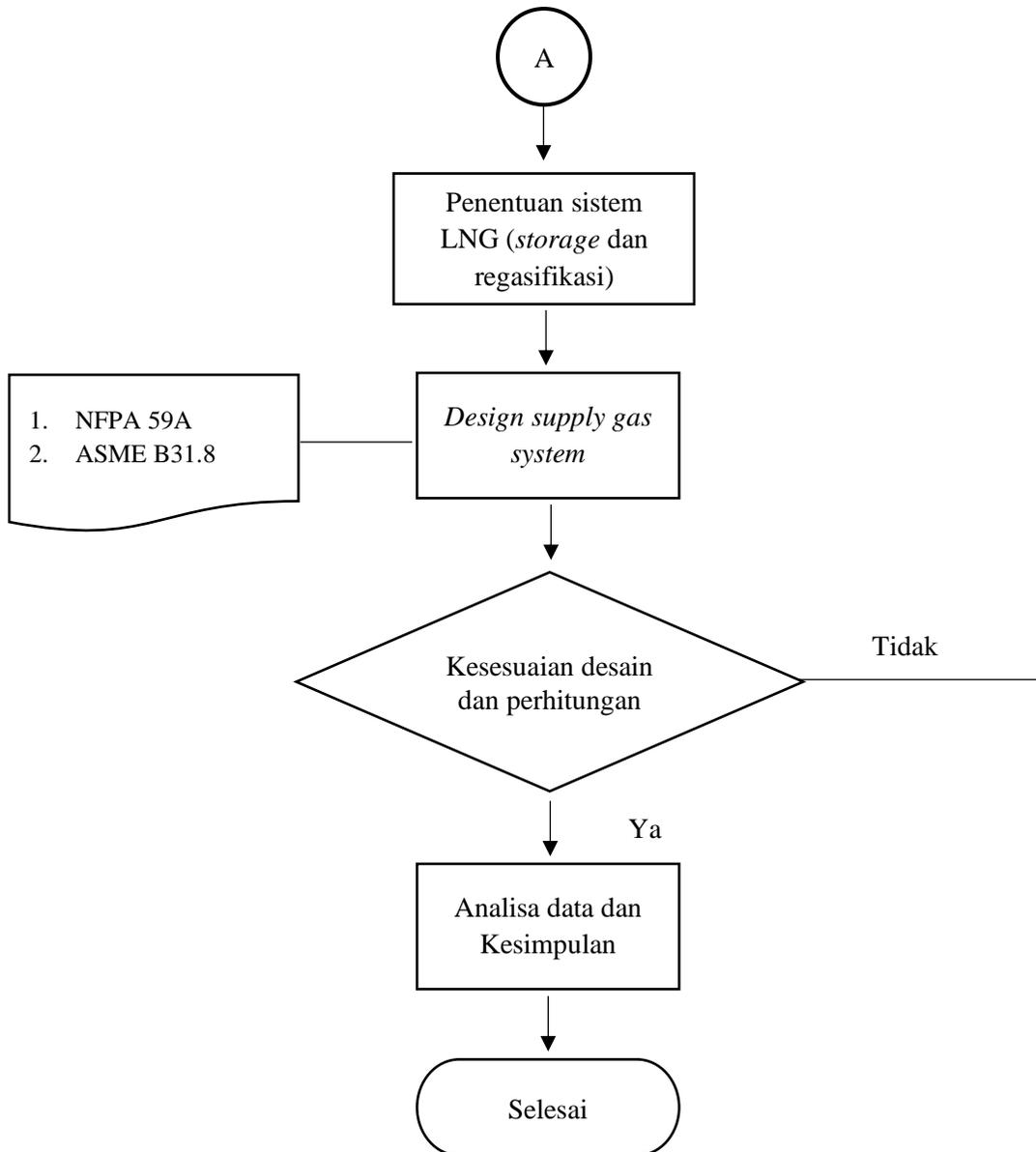
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir

Pada penelitian ini dilakukan dengan beberapa tahapan metode. Proses pembuatan serta penelitian ini digambarkan melalui diagram alir dibawah ini dan akan dijelaskan setelahnya.





3.2 Penjelasan Metodologi

3.2.1 Penentuan Masalah

Pada tahap ini, penulis merumuskan permasalahan berdasarkan observasi secara langsung dilapangan. Penentuan disini melalui berbagai tahap hingga terbentuk beberapa rumusan masalah sebagai acuan pengerjaan serta batasan masalah agar pembahasan lebih spesifik. Secara umum rumusan masalah yang terbentuk adalah penghitungan kebutuhan bahan bakar gas harian di MPP Flores dan desain sistem penerima LNG

hingga sistem bahan bakar gas ke mesin. Penelitian ini hanya membahas kajian secara teknis.

3.2.2 Pengumpulan Data

Penelitian ini membutuhkan studi literatur dan data secara aktual sebagai bahan pertimbangan, penunjang dan sebagai acuan untuk perhitungan serta desain yang akan dibuat. Beberapa data yang diperlukan, seperti

1. Denah Lokasi

Lokasi pengambilan data untuk dilakukan penelitian yaitu berada di area PLTMG MPP 20 MW Flores. Lokasi pembangkit listrik ini berada di kota Labuan Bajo, lebih tepatnya di dusun Rangko, kecamatan Tanjung Boleng, Manggarai Barat, Nusa Tenggara Timur.

Terdapat dua area di lokasi tersebut, yaitu area pembangkit listrik dan area yang direncanakan sebagai terminal penerima LNG dan *regasification plant*. Berdasarkan observasi di lapangan, untuk menunjang kebutuhan gas yang akan di supply, maka perlu dipertimbangkan sarana dan prasarana terkait *LNG Plant* yang dibutuhkan, seperti penentuan jenis dan ukuran tangki penyimpanan, kondisi lingkungan sekitar pembangkit, kondisi perairan untuk pertimbangan kapal yang digunakan.

2. Diesel Generator

Main Engine Specification	
Manufactured by	Wartsila
Type	16V 34DF
Number of Cylinder	16
Power	8000 kW
RPM	750 RPM
Bore	340 mm
Stroke	400 mm

Tabel 3.1 Spesifikasi Main Engine

Mesin yang digunakan adalah mesin Wartsila dengan tipe 16V 34DF. Mesin ini merupakan jenis mesin *dual fuel*. Mesin ini memiliki 16 silinder dengan ukuran bore masing – masingnya 340 mm dan stroke 400 mm. Tenaga yang mampu dihasilkan oleh mesin ini sekitar 8000 kW. Pada operasinya, mesin ini dijaga putarannya untuk tetap konstan di 750 RPM dengan beban yang fluktuatif mengikuti beban yang tersambung pada pembangkit. MPP Flores menggunakan 3 mesin dengan tipe yang sama.

3. Product Guide Wartsila 16V34DF

Sebagai sumber informasi terkait detail mesin serta sistem yang direkomendasikan oleh pihak manufaktur, maka penelitian ini menggunakan Product Guide Wartsila 16V34DF sebagai literatur dan

acuan dalam penghitungan. Sistem bahan bakar gas yang dibutuhkan juga harus merujuk dengan rekomendasi yang ditulis pada product guide.

4. Data Operasional

Penelitian ini sangat membutuhkan data operasional pembangkit untuk sumber penghitungan kebutuhan gas serta menganalisa pola operasional pembangkit. Data operasional yang bisa didapatkan adalah beban pembangkit selama tiga bulan operasi atau *power output* diesel generator dan jumlah bahan bakar yang digunakan selama mesin beroperasi.

3.2.3 Penghitungan Kebutuhan Bahan Bakar Gas Harian

Pada rumusan masalah pertama pada penelitian ini adalah kebutuhan gas di MPP Flores. Data pertama yang dibutuhkan adalah beban operasional mesin selama 3 bulan dan dilakukan rata-rata beban operasional harian untuk mendapatkan pola atau grafik beban harian. Hasil dari rata-rata beban diproyeksikan dengan 1,5 kali beban operasional.

$$\text{Proyeksi Beban} = \frac{3}{2} \times \text{rata-rata beban harian (Juni - Agustus)}$$

Kemudian nilai proyeksi beban tiap jam selama 24 jam (kWh) dikonversikan menggunakan hitungan secara bertahap hingga terdefinisi nilai satuan volume bahan bakar yang dibutuhkan.

Metode penghitungan bahan bakar gas ini menggunakan aplikasi Microsoft excel berdasarkan rumus dan persamaan 1 sampai dengan 5 yang telah ditulis pada sub bab 2.4.1 hingga 2.4.5. Konversi nilai pada hitungan ini menggunakan data interpolasi SFGC sesuai dengan product guide dan spesifikasi gas yang digunakan adalah gas dari Badak NGL.

3.2.4 Penentuan Pola Distribusi

Guna memenuhi kebutuhan gas di MPP Flores, maka perlu dilakukan pembuatan skema pengiriman atau rantai pasok LNG di kawasan Nusa Tenggara. Di kawasan Nusa Tenggara terdapat lima pembangkit tipe PLTMG dengan kapasitas pembangkitan yang berbeda dan belum mendapat pasokan gas LNG termasuk juga didalamnya MPP Flores. Mengingat belum adanya sumber gas di kawasan Nusa Tenggara, maka penulis membuat acuan bahwa LNG di distribusikan menggunakan kapal dan LNG berasal dari Bontang, Kalimantan Timur.

User	Capacity	Location
MPP Flores	20 MW	Rangko, Manggarai Barat, NTT
PLTMG Maumere	40 MW	Maumere, NTT
PLTMG Kupang Peaker	40 MW	Lifuleo, Kupang Barat, NTT
PLTMG Sumbawa	50 MW	Labuan Badas, Sumbawa, NTB
PLTMG Bima	50 MW	Asakota, Bima, NTB

Tabel 3.2 Pembangkit listrik di Nusa Tenggara

Untuk memenuhi kebutuhan LNG di pembangkit tersebut, maka penulis juga melakukan skema pola distribusi LNG. Pola distribusi LNG menggunakan dua jenis kapal yang berbeda, yaitu kapal jenis LCT dan kapal jenis barge. Kapal jenis LCT memuat LNG menggunakan ISO Tank berukuran 20 feet sejumlah 34 buah ISO Tank. Sedangkan kapal barge merupakan kapal modifikasi yang didesain untuk mengangkut LNG sebanyak 3800 m³ yang dibagi menjadi 4 tangki tipe C.

Berdasarkan dua tipe kapal tersebut dan jumlah pembangkit yang harus dilayani, maka perlu dilakukan optimalisasi distribusi. Skema jalur distribusi serta optimalisasi menggunakan bantuan aplikasi SOLVER. SOLVER merupakan perangkat tambahan dari Microsoft Excel yang dapat digunakan untuk menyelesaikan persamaan yang cukup rumit. Pada skema distribusi dan optimalisasi ini, penulis menggunakan batasan atau *constrain* jarak dari sumber, Bontang, menuju ke pembangkit – pembangkit yang ada serta jarak antar pembangkit listrik.

3.2.5 Penentuan Sistem LNG

Sebelum dilakukan pembuatan desain sistem, maka harus dilakukan kalkulasi serta penentuan berdasarkan beberapa pertimbangan yang ada. Beberapa data diperlukan untuk melakukan penentuan serta kalkulasi. Data tersebut yaitu peta batimetrik untuk mengetahui kedalaman perairan area MPP Flores dan data luasan area yang ada dan dapat digunakan sebagai LNG Plant. Sistem LNG yang dimaksudkan yaitu terdiri dari jetty, tangki penyimpanan LNG, sistem regasifikasi, dan *flare*.

Jetty digunakan sebagai sarana kapal bersandar dan melakukan *transferring* LNG. Tangki penyimpanan LNG digunakan sebagai penampung LNG sebagai pasokan bahan bakar untuk user. Sistem regasifikasi digunakan untuk pengolahan LNG menjadi gas kembali dan dapat digunakan. Flare digunakan untuk membuang uap gas yang tidak dapat dimanfaatkan.

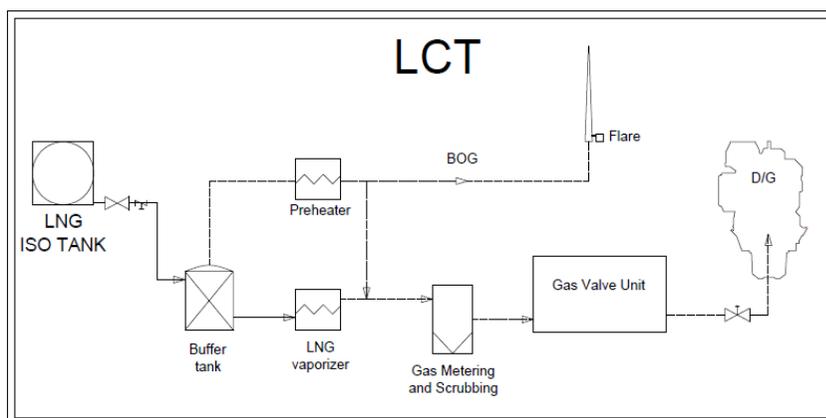
Aplikasi yang digunakan untuk membuat peta batimetrik adalah *surfer* dan data ordinat diperoleh dari Google Earth, GEBCO, serta data pembanding dari Navionics. Sedangkan untuk penghitungan kebutuhan tangki penyimpanan, penulis menggunakan aplikasi Microsoft Excel dan SOLVER. Volume tangki penyimpanan yang dibutuhkan berdasarkan dari lama hari kapal melakukan distribusi gas. Jumlah hari tersebut digunakan sebagai acuan *safety stock* untuk tangki penyimpanan. Penentuan regasifikasi menggunakan metode *multi criteria decision making*, dimana beberapa aspek digunakan sebagai parameter dan kemudian dilakukan penilaian secara kualitatif. Selain itu pemilihan regasifikasi menggunakan parameter *Selection based on site ambient condition*.

3.2.6 Desain Sistem Bahan Bakar Gas

Rumusan masalah yang terakhir adalah pembuatan desain sistem bahan bakar gas untuk MPP Flores. Setelah dilakukan penghitungan dan penentuan sistem LNG, maka selanjutnya adalah pembuatan desain sistem

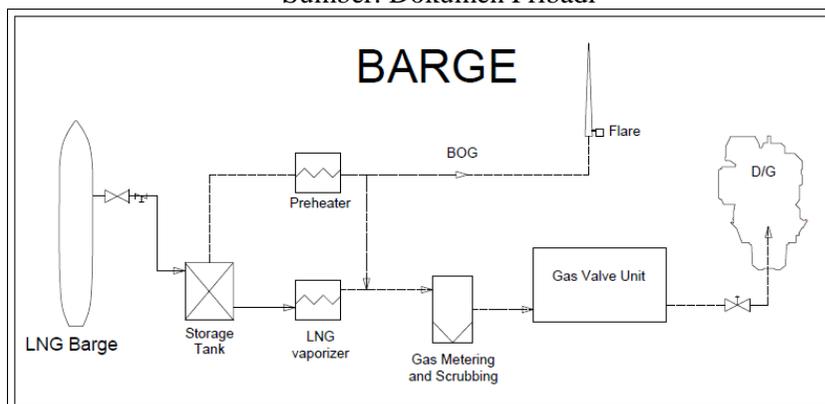
bahan bakar gas, mulai dari tangki penyimpanan hingga ke inlet mesin. Tahap desain mulai dari *prefeed design engineering* hingga menjadi *piping and instrumentation diagram (P&ID)*.

Terdapat dua bentuk desain sistem yang akan digunakan sebagai pertimbangan, yaitu sistem dengan menggunakan ISO Tank atau kapal LCT dan sistem menggunakan kapal barge. Perbedaan dari sistem tersebut terletak pada tangki penyimpanan serta sarana bongkar muat. Berikut merupakan gambaran sistem secara umum



Gambar 3.1 Design ISO Tank Supply System

Sumber: Dokumen Pribadi



Gambar 3.2 Design LNG Barge Supply System

Sumber: Dokumen Pribadi

Dari kedua desain sistem tersebut, pembuatannya menggunakan aplikasi AutoCAD. Gambar tersebut adalah bentuk *prefeed design* tampak 2 dimensi. Selain itu gambar tersebut harus mengacu pada *rules* yang digunakan, yaitu NFPA 59A dan ASME B31.8. NFPA mengatur tentang desain konstruksi sistem LNG dan *safety procedure* untuk suatu sistem terminal LNG. ASME B31.8 mengatur tentang pipa distribusi gas, terkait dengan material dan aturan pipa yang digunakan untuk sistem gas. Dari gambar tersebut belum diketahui luasan dan jarak antar peralatan dan

hanya menggambarkan skema aliran gas dari LNG *carrier* hingga menuju mesin. Nantinya gambar tersebut akan diproyeksikan menjadi bentuk 3 dimensi untuk mengetahui bentuk dan jarak antar peralatan.

3.2.7 Analisa dan Kesimpulan

Tahap terakhir dari penulisan ini adalah melakukan analisa secara keseluruhan terhadap hasil penghitungan hingga desain sistem bahan bakar. Sedangkan kesimpulan atau hasil penelitian yang berisi tentang poin-poin yang menjawab rumusan masalah pada peneltian ini.

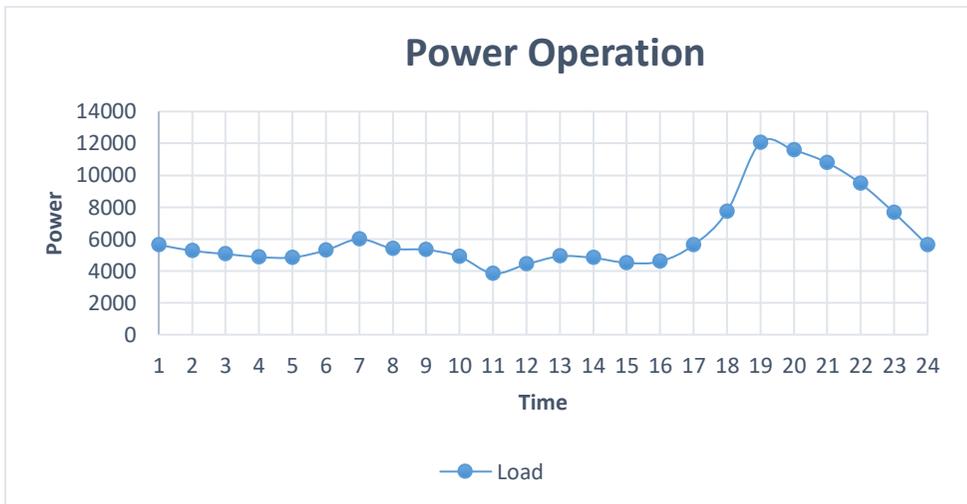
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

ANALISA DATA

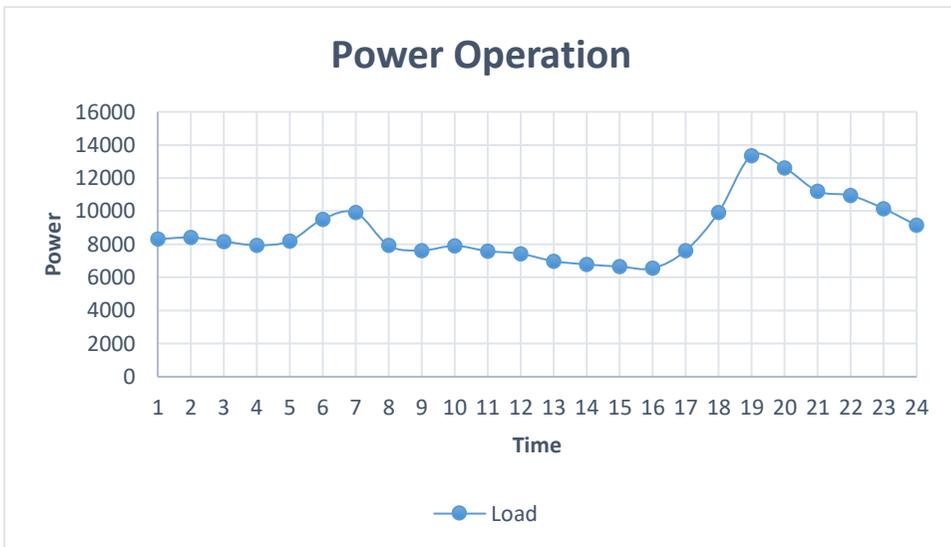
4.1 Pola Operasional Pembangkit

Parameter awal yang harus diketahui adalah power output generator pada operasionalnya. Power output generator akan memberikan gambaran atau pola operasional harian pembangkit. Berikut adalah data operasional pembangkit selama tiga bulan, yaitu dari bulan juni hingga agustus.



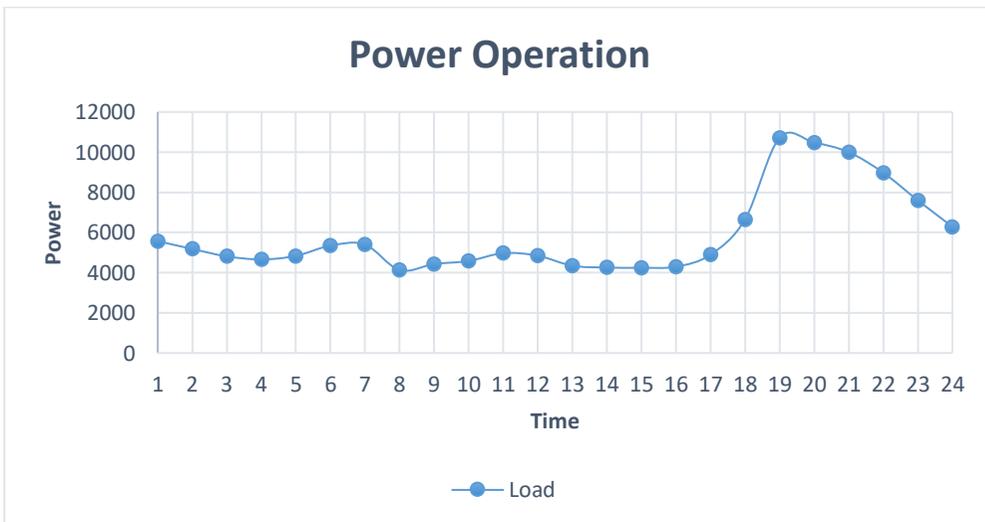
Grafik 4.1 Pola Operasional Pembangkit Bulan Juni

Grafik 4.1 merupakan data *power output* diesel generator MPP Flores untuk pemenuhan kebutuhan elektrifikasi di Sistem Manggarai, Nusa Tenggara Timur pada bulan Juni. Nilai output generator tersebut adalah hasil nilai rata-rata beban dari satu bulan operasi. Pola daya generator yang terbentuk terlihat fluktuatif mengikuti beban yang tersambung. Beban pada pukul 01.00 hingga 16.00 relatif stabil dan beban mengalami peningkatan terjadi pada pukul 19.00 hingga 22.00 dengan rentan beban diatas 10.000 kilowatt. Pada pola operasional tersebut, menggunakan antara satu atau dua mesin beroperasi, sedangkan satu mesin pada posisi standby. Batas pola operasional untuk setiap mesin dibatasi atau tidak melebihi 90% beban tersambung.



Grafik 4.2 Pola Operasional Pembangkit Bulan Juli

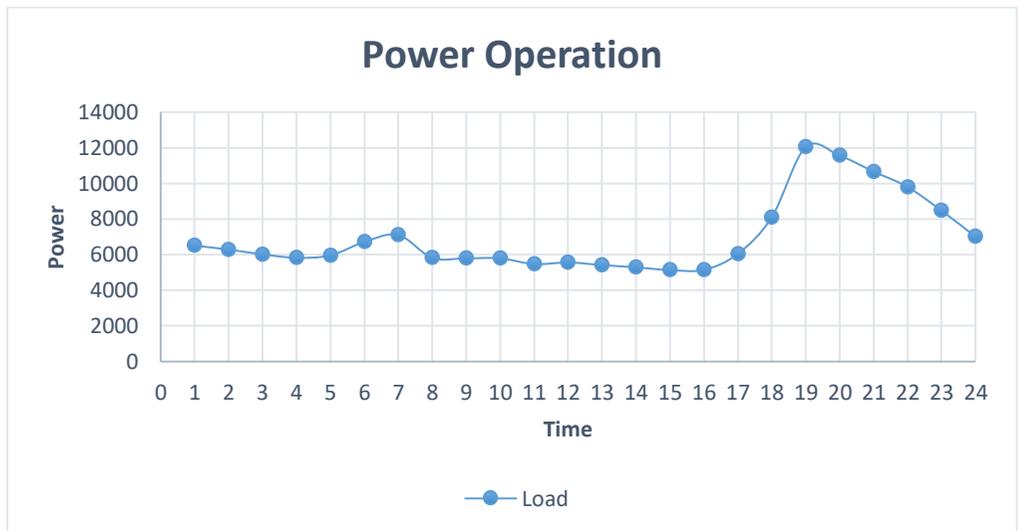
Grafik 4.2 merupakan data output power dari diesel generator MPP Flores untuk pemenuhan kebutuhan elektrifikasi di Sistem Manggarai, Nusa Tenggara Timur pada bulan Juli. Beban output generator tersebut adalah hasil nilai rata-rata beban dari satu bulan operasi. *power output* yang dihasilkan pada bulan Juli mengalami peningkatan jika dibandingkan dengan bulan Juni. Pada waktu yang beban relatif normal, mengalami peningkatan sekitar 0,5 kali beban dari bulan Juni. Jika dibandingkan dengan bulan Juni, pola operasi bulan Juli mengalami beban puncak lebih lama, yaitu mulai pukul 19.00 hingga 23.00 dengan rentan output power 10.000 hingga 13.000 kilowatt.



Grafik 4.3 Pola Operasional Pembangkit Bulan Agustus

Grafik 4.3 merupakan data output power dari diesel generator MPP Flores untuk pemenuhan kebutuhan elektrifikasi di Sistem Manggarai, Nusa Tenggara

Timur pada bulan Agustus. Daya yang dihasilkan pada bulan Agustus relatif lebih rendah dibanding bulan Juni dan Juli. Beban output generator tersebut adalah hasil nilai rata-rata beban dari satu bulan operasi. Pola operasi bulan Agustus mengalami beban puncak lebih cepat, yaitu mulai pukul 19.00 hingga pukul 21.00 dengan rentan daya yang juga lebih rendah, yaitu antara 10.000 hingga 11.000 kilowatt.

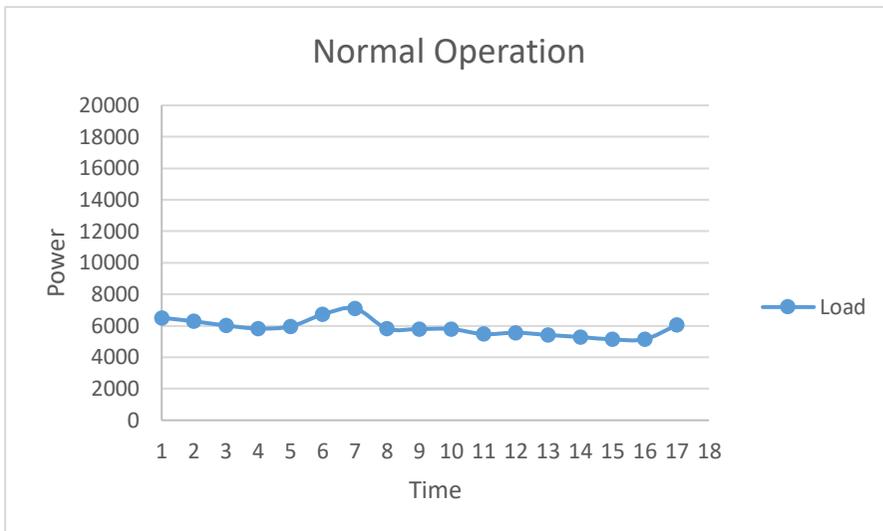


Grafik 4.4 Pola operasional rata-rata harian pembangkit

Grafik 4.4 merupakan hasil dari rata-rata beban bulan juni, juli, dan agustus. Pola operasional bulanan memiliki kondisi yang relatif sama. Pola beban tersebut terbagi menjadi dua kondisi, yaitu *normal load* dan *peak load*. Normal load terjadi pada rentan waktu antara pukul 01.00 hingga pukul 16.00 dan setelahnya terjadi peningkatan beban hingga mencapai puncaknya (*peak load*) pada pukul 19.00 hingga pukul 22.00. Melalui pola beban operasional tersebut, dapat diidentifikasi bahwa ada kemungkinan peningkatan beban pada beberapa waktu kedepan. Peningkatan beban tersebut memungkinkan pembangkit untuk mengoperasikan tiga mesin dalam waktu bersamaan. Melalui pola tersebut juga dapat dihitung daya mesin yang dihasilkan.

4.1.1 Normal Operation Hour

Pola operasional pembangkit dibagi menjadi dua kategori, yaitu *normal operation hour* dan *peak operation hour*. Pada *normal operation hour* adalah rentan waktu dimana saat operasi atau beban mesin pada nilai yang relatif konstan dan beban berada pada nilai kurang dari 80% kapasitas pembangkit.

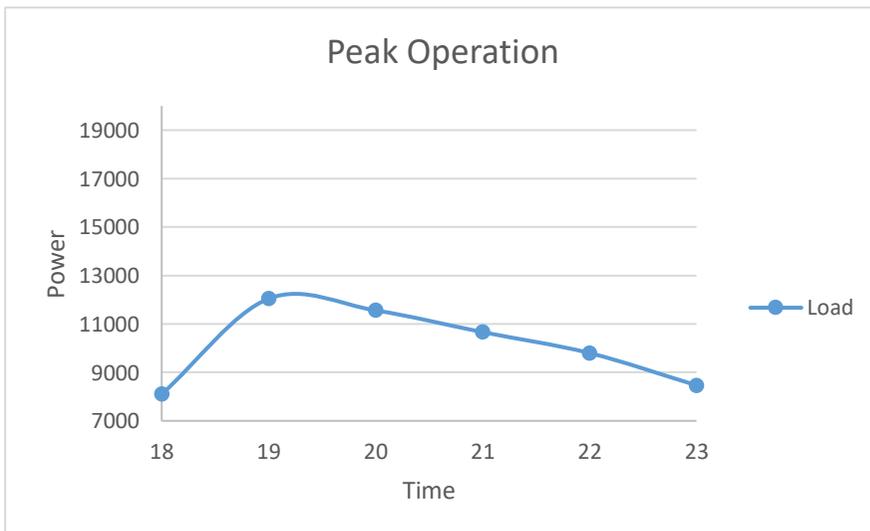


Grafik 4.5 Normal Operation Hour

Grafik 4.5 merupakan beban mesin pada saat waktu operasi normal. Waktu operasi normal berada pada rentan waktu antara pukul 01.00 hingga 17.00. Pada pukul 18.00 terjadi kenaikan secara bertahap hingga mencapai *peak operation*. Beban pada rentan waktu operasi normal berada pada 5000 hingga 7000 kilowatt. Pada rentang beban dibawah 6500 kilowatt hanya mengoperasikan 1 mesin, sedangkan pada rentang 6500 hingga 7500 kilowatt harus mengoperasikan 2 mesin untuk menghindari overload.

4.1.2 Peak Operation Hour

Peak operation hour adalah rentan waktu dimana saat operasi atau beban mesin pada nilai yang tinggi dan beban pada umumnya berada pada nilai antara 80% hingga 90% kapasitas pembangkit.



Grafik 4.6 Peak Operation Hour

Grafik 4.6 merupakan beban mesin pada saat waktu operasi puncak. Secara relatif, waktu operasi puncak berada pada rentan waktu antara pukul 19.00 hingga 22.00. Pada pukul 18.00 terjadi kenaikan secara bertahap hingga mencapai *peak operation*. Puncak beban berada pada pukul 19.00 hingga 20.00 dan kemudian akan turun secara bertahap hingga pukul 23.00. Beban pada rentan waktu operasi puncak berada pada 8000 hingga 13000 kilowatt. Pada daya diatas 8000 kilowatt harus mengoperasikan minimal 2 mesin. sehingga waktu operasi puncak, pembangkit mengoperasikan 2 mesin dengan daya keluaran tiap mesin mencapai 7000 kilowatt.

4.2 Penghitungan Daya Mesin

Untuk mengetahui jumlah bahan bakar yang dibutuhkan, maka harus mengacu dari daya mesin rata-rata pada pola operasional harian. Mesin yang digunakan adalah tipe Wartsila 16V34DF dengan jumlah 3 unit. Penghitungan ini menggunakan data beban secara aktual yang ada di MPP Flores.

4.2.1 Efisiensi Generator

Pembangkit listrik tenaga mesin gas juga menggunakan prinsip diesel generator, yaitu dimana mesin diesel menggerakkan poros generator, sehingga terjadi gaya gerak listrik pada rotor dan stator generator yang mengakibatkan munculnya fluks. Pada generator memiliki rugi-rugi yang berarti tidak semua daya mesin menjadi daya generator.

Pada penghitungan data ini, menggunakan pendekatan secara empiris menggunakan data efisiensi *manual book* generator ABB tipe AMG 1120MR08 DSE. Penghitungan efisiensi menggunakan pendekatan berdasarkan faktor daya yang tertera di *manual book* dan penghitungan secara interpolasi untuk mendapatkan efisiensi generator spesifik secara empiris.

Load	Pf = 0.8	Pf = 0.9	Pf = 0.99
	Eff (%)	Eff (%)	Eff (%)
110%	97.71	98	98.26
100%	97.7	98	98.26
75%	97.57	97.87	98.14
50%	97.05	97.41	97.72
25%	95.09	95.65	96.09

Tabel 4.1 Efisiensi Generator AMG 1120MR08 DSE

Sumber: Manual Book AMG 1120MR08 DSE

Penghitungan efisiensi menggunakan pendekatan empiris berdasarkan tabel 4.1 dihitung secara bertahap tiap mesin per tiap jam output power. Berikut adalah cara penghitungan efisiensi generator

$$\% \text{ Load} = \frac{\text{Actual Load}}{\text{Maximum Load}} \times 100 \quad (1)$$

Dimana: Maximum load = 8000 kilowatt (from Product Guide Engine)

$$\frac{x - X_1}{X_2 - X_1} = \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} \tag{2}$$

Where : X = % Load
 Y = Efficiency (%)

Data 19 Juli

1. Load DG 2 at 19.00 = 6856 kilowatt

$$\% Load = \frac{6856}{8000} \times 100$$

$$\% Load = 87,72 \%$$

$$\frac{87.72 - 75}{100 - 75} = \frac{y - 98.14}{98.26 - 98.14}$$

$$y = 98,23 \%$$

2. Load DG 3 at 19.00 = 6826 kilowatt

$$\% Load = \frac{6826}{8000} \times 100$$

$$\% Load = 87,33 \%$$

$$\frac{87.33 - 75}{100 - 75} = \frac{y - 98.14}{98.26 - 98.14}$$

$$y = 98,23 \%$$

Diesel Generator 2

Date	19 Juli	
Time	Load	Efficiency
18.00 - 19.00	87,72	98,23
19.00 - 20.00	78,81	98,19
20.00 - 21.00	77,51	98,18

Tabel 4.2 Efisiensi generator DG 2 19 Juli 2019

Diesel Generator 3

Date	19 Juli	
Time	Load (%)	Efficiency (%)
18.00 - 19.00	87,33	98,23
19.00 - 20.00	78,51	98,19
20.00 - 21.00	77,18	98,18

Tabel 4.3 Efisiensi generator DG 3 19 Juli 2019

4.2.2 Brake Horse Power (BHP)

Setelah melakukan penghitungan efisiensi generator, maka selanjutnya adalah menghitung daya mesin yang dihasilkan atau sebagai daya input dan generator merupakan daya output. Berikut penghitungan daya mesin menggunakan pendekatan empiris efisiensi generator.

$$BHP (kw) = \frac{P_{out\ Generator}}{Efficiency\ Generator} \times 100 \quad (3)$$

Data 19 Juli

Diesel Generator 2 (DG 2) at 19.00

$$Engine\ Power = \frac{6856}{98.2} \times 100$$

$$Engine\ Power = 6980\ kw$$

Diesel Generator 3 (DG 3) at 19.00

$$Engine\ Power = \frac{6826}{98.2} \times 100$$

$$Engine\ Power = 6949\ kw$$

4.2.3 Total Engine Power

Penghitungan daya tiap mesin telah didapatkan dan total daya mesin perhari merupakan penjumlahan daya tiap mesin per jam selama 24 jam operasi.

$$Total\ Engine\ Power\ per\ hour = \sum Diesel\ Generator\ 1 - 3 \quad (4)$$

$$Total\ Engine\ Power\ per\ Day = \sum Engine\ power\ per\ hour \quad (5)$$

Data 19 Juli

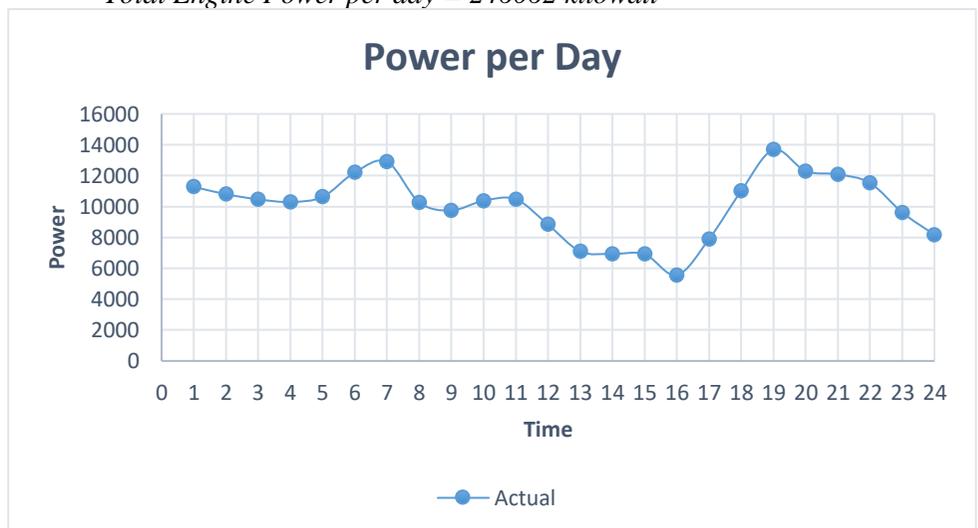
$$1. Total\ Engine\ Power\ at\ 19.00 = DG\ 1 + DG\ 2 + DG\ 3$$

$$Total\ Engine\ Power\ at\ 19.00 = 0 + 6980 + 6949$$

$$Total\ Engine\ Power\ at\ 19.00 = 13.929\ kilowatt$$

$$2. Total\ Engine\ Power\ per\ day = \sum Engine\ power\ 01.00 - 24.00$$

$$Total\ Engine\ Power\ per\ day = 246062\ kilowatt$$



Grafik 4.7 Beban harian 19 Juli

Grafik 4.7 merupakan salah satu data yang digunakan sebagai contoh untuk perhitungan daya mesin (BHP). Dari grafik diatas dapat dilihat bahwa pada tanggal 19 Juli, beban sangat fluktuatif dan relatif berada pada

kondisi peak load, sehingga dua mesin beroperasi pada rentan beban 85% dan mengalami penurunan pada pukul 12.00 hingga pukul 16.00.

4.2.4 Full Load Operation

Berdasarkan rencana, pada tahun 2020 kebutuhan elektrifikasi di sistem Manggarai, Nusa Tenggara Timur akan mengalami peningkatan jumlah pengguna yang terpasang dan beban tersebut akan dipenuhi oleh MPP Flores. Oleh sebab itu perlu dilakukan proyeksi penghitungan beban maksimal dengan menggunakan acuan beban pola operasional harian. Daya yang digunakan pada penghitungan ini adalah daya mesin. Untuk melihat data keseluruhan, dapat dilihat pada lampiran data.

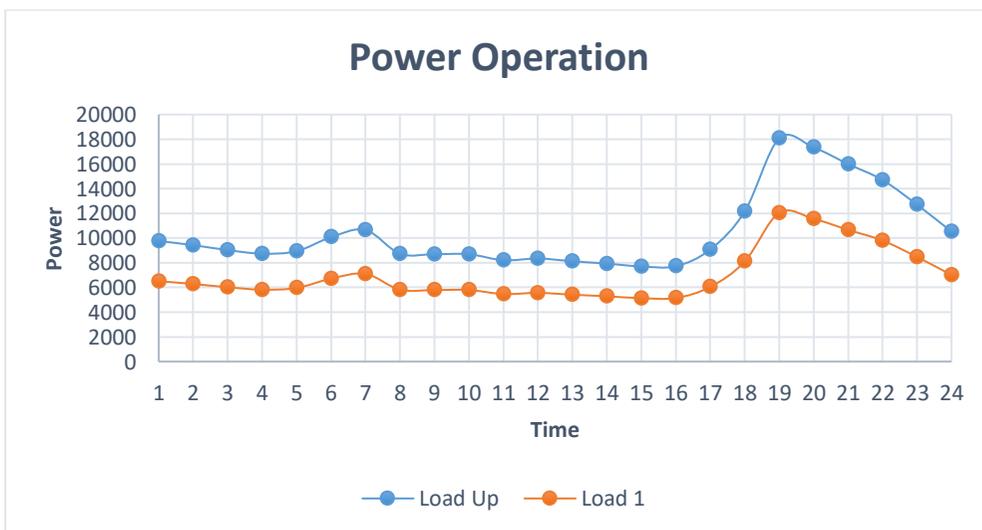
$$\begin{aligned} \text{Beban rata bulan (kwh)} &= \text{Jumlah beban rata perjam (kwh)} \\ &= 6507 + \dots + \dots + 7012 \\ &= 167516 \text{ kwh} \end{aligned}$$

Untuk melakukan proyeksi beban maksimal, maka pola operasi ditingkatkan senilai 1,5 kali beban pola operasional harian yang telah dirata-rata.

$$\text{Load (kw)} = \frac{3}{2} \times \text{beban rata - rata (kwh)}$$

$$\text{Load (kw)} = \frac{3}{2} \times 167516$$

$$\text{Load (kw)} = 251274 \text{ kwh}$$



Grafik 4.8 Pola Operasi Maksimum

Grafik 4.8 adalah bentuk perbandingan antara pola operasional harian dengan pola operasional dengan proyeksi peningkatan hingga 1,5 kali. Kedua pola operasi tersebut terbagi menjadi dua kondisi, yaitu kondisi *normal load* dan *peak load*. Pada beban normal load, pembangkit menggunakan dua mesin untuk beroperasi. Sedangkan pada kondisi beban

puncak pada pukul 19.00 hingga 22.00 pada pola proyeksi, pembangkit harus mengoperasikan tiga mesin, karena beban puncak melebihi kapasitas 90% kerja tiap mesin. Beban puncak pada pola operasi proyeksi mencapai 18.000 kilowatt dan turun hingga 14.000 kilowatt pada pukul 22.00.

4.3 Kebutuhan Bahan Bakar Gas

Setelah melakukan penghitungan daya mesin maka penghitungan kebutuhan bahan bakar gas menggunakan hasil rata - rata daya harian operasi mesin dengan proyeksi 1,5 kali beban. Penghitungan menggunakan *gas properties* dari LNG Bontang. Hasil dari konversi nilai yang dilakukan menggunakan pendekatan secara empiris. Prosentase daya mesin dan *specific fuel gas consumption* menggunakan interpolasi dari data pada *product guide*.

Origin	LNG Density (Kg/m ³)	Gas Density (Kg/m ³ n)	Gas Caloric Value (MJ/m ³ n)
Indonesia - Badak	456	0,801	43,9

Tabel 4.4 Gas Properties LNG Bontang

4.3.1 *Specific Fuel Gas Consumption*

Untuk menghitung kebutuhan bahan bakar gas suatu mesin, maka parameter yang harus diketahui adalah nilai dari *specific fuel gas consumption*. Parameter SFGC dapat menjadi acuan tingkat konsumsi bahan bakar untuk mesin menghasilkan energi 1 kWh.

Wärtsilä 16V34DF		DE AUX		DE AUX		ME		ME		ME	
		Gas mode	Diesel mode								
Cylinder output	kW	480		500		500		480		500	
Total energy consumption at 75% load	kJWh	7810	-	7810	-	7810	-	7540	-	7540	-
Total energy consumption at 50% load	kJWh	8550	-	8550	-	8550	-	7750	-	7750	-
Fuel gas consumption at 100% load	kJWh	7348	-	7348	-	7348	-	7349	-	7348	-
Fuel gas consumption at 85% load	kJWh	7487	-	7487	-	7487	-	7430	-	7430	-
Fuel gas consumption at 75% load	kJWh	7702	-	7702	-	7702	-	7437	-	7437	-
Fuel gas consumption at 50% load	kJWh	8390	-	8390	-	8390	-	7607	-	7606	-

Tabel 4.5 Nilai SFGC Wartsila 16V34DF

Data yang digunakan adalah fuel gas consumption dari beban 50% hingga 100% dengan mode operasi *Diesel Engine Auxiliary* atau *Diesel Generator*.

$$\% \text{ power} = \frac{BHP}{\text{Maximum Power}} \times 100 \quad (1)$$

Dimana: *Maximum power* = 8000 kilowatt (*from Product Guide Engine*)

$$\frac{x - X_1}{X_2 - X_1} = \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} \quad (2)$$

Where : X = % Load
Y = SFGC (%)

- Contoh penghitungan data pada pukul 19.00

Time	Power (kWh)	Unit	BHP (kWh)	% Load
18.00 – 19.00	18065	3	6021,63	75,27

Tabel 4.6 Data 18.00 – 19.00

Pada pukul 19.00, unit yang beroperasi berjumlah 3 mesin dengan total daya 18065 kWh. Kebutuhan bahan bakar dihitung berdasarkan SFGC tiap satu mesin, jadi nilai BHP tiap mesin adalah total power dibagi dengan jumlah unit beroperasi.

$$BHP (1 Engine) = \frac{Total Engine Power}{Unit Works}$$

$$BHP (1 Engine) = \frac{18065}{3}$$

$$BHP (1 Engine) = 6021,63 kWh$$

$$\% Load = \frac{6021,63}{8000}$$

$$\% Load = 75,27\%$$

Setelah mendapat prosentase operasi tiap mesin, langkah selanjutnya adalah melakukan interpolasi untuk mendapatkan nilai SFGC.

$$\frac{75,27 - 75}{85 - 75} = \frac{y - 7487}{7487 - 7702}$$

$$y = 7696,2 kJ/kWh$$

Time	Power (kWh)	Unit	BHP (kWh)	% Load	SFGC (kJ/kWh)
18.00 – 19.00	18065	3	6021,63	75,27	7696,2

Tabel 4.7 Data SFGC pukul 19.00

Tabel 4.7 merupakan hasil dari salah satu contoh penghitungan SFGC pada data pukul 19.00, untuk penghitungan pada pukul lainnya atau selengkapnya selama 24 jam operasi juga menggunakan persamaan yang sama. Perbedaan berada pada unit yang beroperasi, untuk kondisi *normal load*, 2 mesin yang beroperasi.

4.3.2 Natural Gas Consumption

Setelah nilai *specific fuel gas consumption* diketahui, maka untuk langkah selanjutnya adalah penghitungan konsumsi bahan bakar untuk operasi mesin setiap 1 jam (kWh).

$$NGC = \frac{SFGC \times BHP}{1000} \times n \quad (3)$$

Dimana : NGC = Natural Gas Consumption (MJ)

SFGC = Specific Fuel Gas Consumption (kJ/kWh)
 BHP = Brake Horse Power (kWh)
 n = Total unit works

- Contoh penghitungan data pada pukul 19.00

$$NGc = \frac{7696,2 \times 6021,63}{1000} \times 3$$

$$NGc = 139031,08 \text{ MJ}$$

Time	Power (kWh)	Unit	BHP (kWh)	% Load	SFGC (kJ/kWh)	Gas Cons. (MJ)
18.00 – 19.00	18065	3	6021,63	75,27	7696,2	139031,08

Tabel 4.8 Data Gas Consumption pukul 19.00

Tabel 4.8 merupakan hasil dari salah satu contoh penghitungan *Natural Gas Consumption* pada pukul 19.00, untuk penghitungan pada pukul lainnya atau selengkapnya selama 24 jam operasi juga menggunakan persamaan yang sama. Perbedaan berada pada unit yang beroperasi, untuk pukul 19.00, kondisi operasi berada pada *peak load*, sehingga membutuhkan 3 mesin beroperasi.

4.3.3 Volume Natural Gas (*Vng*)

Kemudian untuk mengetahui jumlah volume gas yang dibutuhkan oleh mesin, maka dilakukan konversi nilai dari energi yang dihasilkan menjadi jumlah volume gas dalam satuan meter kubik normal atau gas.

$$Vng = \frac{NGc}{GCV} \quad (4)$$

Dimana: *Vng* = Volume Natural Gas (m^3n)
NGc = Natural Gas Consumption (MJ)
GCV = Gas Caloric Value, (43,9 MJ/ m^3n)

- Contoh penghitungan data pada pukul 19.00

$$Vng = \frac{139031,08}{43,9}$$

$$Vng = 3167 \text{ m}^3n$$

Time	SFGC (kJ/kWh)	Gas Cons. (MJ)	Vol. NG (m^3n)
18.00 – 19.00	7696,2	139031,08	3167

Tabel 4.9 Data Volume of Natural Gas at 19.00

Tabel 4.9 merupakan hasil dari salah satu contoh penghitungan *Volume of Natural Gas* pada pukul 19.00. Sedangkan untuk penghitungan pada pukul lainnya atau selengkapnya selama 24 jam operasi juga menggunakan persamaan yang sama. Pada pukul 19.00, kondisi operasi berada pada *peak load*, sehingga membutuhkan 3 mesin beroperasi dan volume gas mencapai 3167 m^3n dan volume tersebut merupakan total volume gas keseluruhan mesin yang beroperasi.

4.3.4 Mass of Natural Gas (M_{ng})

Penghitungan selanjutnya adalah melakukan konversi nilai volume dari gas menjadi bentuk massa gas selama satu jam mesin beroperasi.

$$M_{ng} = V_{ng} \times \rho_{gas} \quad (5)$$

Dimana: M_{ng} = mass of natural gas (kg)
 V_{ng} = Volume of natural gas (m^3n)
 ρ_{gas} = Gas density, 0,801 (kg/m^3n)

- Contoh penghitungan data pada pukul 19.00

$$M_{ng} = 3167 \times 0,801$$

$$M_{ng} = 2536,76 \text{ Kg}$$

Time	SFGC (kJ/kWh)	Gas Cons. (MJ)	Vol. NG (m^3n)	Mass NG (kg)
18.00 – 19.00	7696,2	139031,08	3167	2536,76

Tabel 4.10 Data Mass of Natural Gas at 19.00

Tabel 4.10 merupakan hasil dari salah satu contoh penghitungan *Mass of Natural Gas* pada pukul 19.00. Sedangkan untuk penghitungan pada pukul lainnya atau selengkapnya selama 24 jam operasi juga menggunakan persamaan yang sama. Pada pukul 19.00, kondisi operasi berada pada *peak load*, sehingga membutuhkan 3 mesin beroperasi dan massa gas yang dibutuhkan sekitar 2536,76 kg dan massa tersebut merupakan massa gas dari keseluruhan mesin yang beroperasi.

4.3.5 Volume LNG

Penghitungan kebutuhan bahan bakar gas adalah mencapai nilai satuan volume LNG yang dibutuhkan. Kebutuhan bahan bakar gas menggunakan satuan nilai volume (m^3) dalam bentuk LNG.

$$V_{LNG} = \frac{M_{ng}}{\rho_{LNG}} \quad (6)$$

Dimana : V_{LNG} = Volume of LNG (m^3)
 M_{ng} = Mass of Natural Gas (kg)
 ρ_{LNG} = LNG Density, 456 (kg/m^3)

- Contoh penghitungan data pada pukul 19.00

$$V_{LNG} = \frac{2536,76}{456}$$

$$V_{LNG} = 5,56 \text{ m}^3$$

Time	Gas Cons. (MJ)	Vol. NG (m^3n)	Mass NG (kg)	Vol. LNG (m^3)
18.00 – 19.00	139031,08	3167	2536,76	5,56

Tabel 4.11 Data Volume of LNG at 19.00

Berdasarkan dari penghitungan diatas, maka jumlah LNG yang dibutuhkan pada pukul 19.00 sekitar 5,56 m^3 . Sedangkan untuk kebutuhan

total LNG perhari dihitung dengan melakukan penjumlahan dari kebutuhan LNG setiap jamnya dengan menggunakan persamaan yang sama seperti diatas.

$$\text{Total } V_{LNG} = \text{Jumlah } V_{LNG} \text{ 24 Jam}$$

$$\text{Total } V_{LNG} = (01.00 - 02.00) + \dots + (23.00 - 24.00)$$

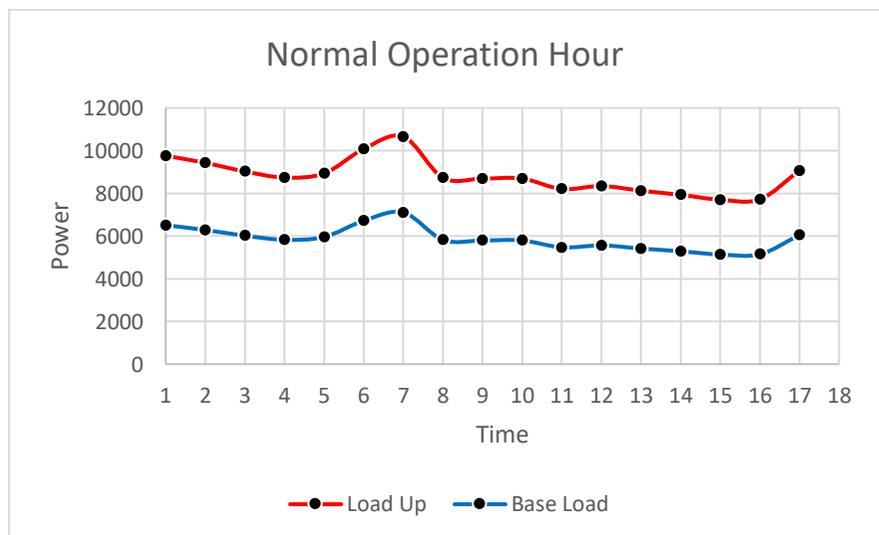
$$\text{Total } V_{LNG} = 3,16 + \dots + 3,35$$

$$\text{Total } V_{LNG} = 81,08 \text{ m}^3$$

Jadi berdasarkan penghitungan diatas dan secara empiris, maka total kebutuhan bahan bakar gas di MPP Flores dengan pola operasional 1,5 kali beban harian adalah 81,08 m³ LNG.

4.3.6 Normal Operation Hour

Sesuai dengan pola operasi yang terbentuk, diperlukan juga penghitungan secara terpisah terkait kebutuhan gas pada operasi normal dan operasi puncak.



Grafik 4.10 Proyeksi Normal Operation Hour

Pada grafik 4.10 merupakan grafik waktu operasi normal dengan proyeksi beban sebesar 1,5 kali beban aktual. Dengan rentang waktu yang sama, yaitu pukul 01.00 hingga 17.00 dan nilai daya mencapai 11000 kilowatt, maka harus mengoperasikan minimal 2 unit mesin.

Berdasarkan pola tersebut, maka jumlah kebutuhan gas pada waktu operasi normal akan lebih banyak dibandingkan dengan waktu operasi puncak karena rentang waktu yang lebih lama. Penghitungan kebutuhan LNG pada waktu operasi normal menggunakan rata – rata selama 17 jam dengan menggunakan persamaan yang sama seperti penghitungan sebelumnya, yaitu persamaan 1 hingga 7. Sehingga kebutuhan gas pada waktu operasi normal adalah

$$\text{Total Ng Consumption} = \text{Jumlah Volume Natural Gas (01.00-17.00)}$$

$$\text{Total Ng Consumption} = (01.00-02.00) + \dots + \dots + (16.00-17.00)$$

$$\text{Total Ng Consumption} = 1798 + \dots + 1694.88$$

$$\text{Total Ng Consumption} = 28092,61 \text{ Nm}^3$$

Nilai kebutuhan gas pada waktu operasi normal mencapai 28092,61 Nm³. Melalui hasil tersebut, maka LNG yang dibutuhkan adalah

$$\text{Total LNG Consumption} = \text{Jumlah } V_{LNG} (01.00-17.00)$$

$$\text{Total LNG Consumption} = (01.00-02.00) + \dots + (16.00-17.00)$$

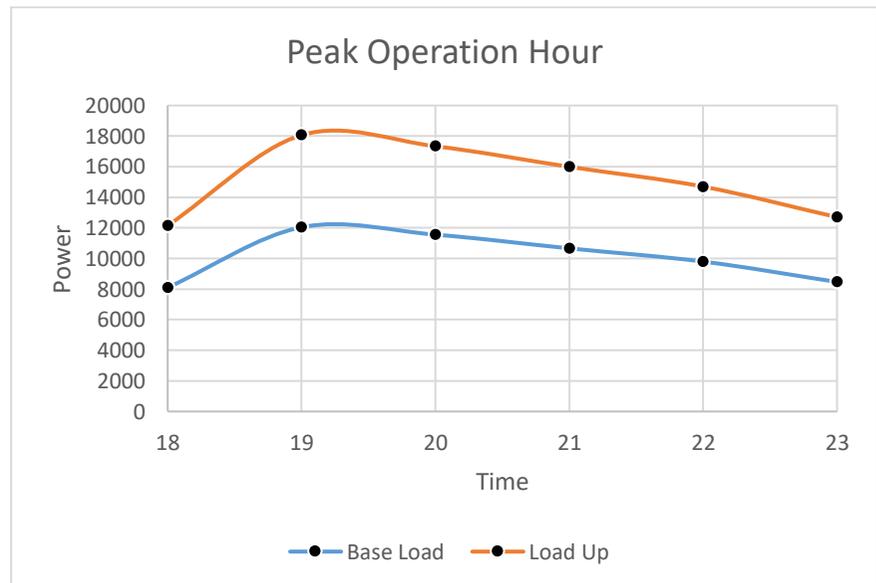
$$\text{Total LNG Consumption} = 3,16 + \dots + 12,98$$

$$\text{Total LNG Consumption} = 49,35 \text{ m}^3$$

Jadi total LNG yang dibutuhkan saat waktu operasi normal sebanyak 49,35 m³ dengan kebutuhan rata-rata per jam 2,9 m³.

4.3.7 Peak Operation Hour

Selanjutnya adalah penghitungan kebutuhan natural gas dan kebutuhan LNG pada waktu operasi beban puncak. Parameter yang digunakan untuk menghitung adalah pola daya setelah diproyeksi 1,5 kali beban aktual.



Grafik 4.11 Peak Operation Hour

Pada grafik 4.11 merupakan grafik waktu operasi puncak dengan proyeksi beban sebesar 1,5 kali beban aktual. Dengan rentan waktu yang sama, yaitu pukul 19.00 hingga 23.00 dan nilai daya mencapai 18000 kilowatt. Pada pukul 19.00 hingga 22.00 dengan beban lebih dari 13000 kilowatt, pembangkit harus mengoperasikan semua unit atau 3 unit mesin beroperasi seluruhnya. Sedangkan pada pukul 23.00 dapat menggugkan 3 mesin yang beroperasi.

Berdasarkan pola tersebut, maka jumlah kebutuhan gas pada waktu operasi puncak akan membutuhkan lebih sedikit bahan bakar gas karena

rentan waktu yang tidak lama. Penghitungan kebutuhan LNG pada waktu operasi puncak menggunakan beban selama 4 jam, yaitu pada pukul 19.00 hingga 23.00. Dengan menggunakan persamaan yang sama seperti penghitungan sebelumnya, yaitu persamaan 1 hingga 7. Sehingga kebutuhan gas pada waktu operasi puncak adalah

$$\text{Total Ng Consumption} = \text{Jumlah Volume Natural Gas (19.00-23.00)}$$

$$\text{Total Ng Consumption} = (18.00-19.00) + \dots + \dots + (22.00-23.00)$$

$$\text{Total Ng Consumption} = 3167 + \dots + 2201,14$$

$$\text{Total Ng Consumption} = 14034,97 \text{ Nm}^3$$

Nilai kebutuhan gas pada waktu operasi normal mencapai 14034,97 Nm³. Melalui hasil tersebut, maka LNG yang dibutuhkan adalah

$$\text{Total LNG Consumption} = \text{Jumlah } V_{LNG} \text{ (19.00-23.00)}$$

$$\text{Total LNG Consumption} = (18.00-19.00) + \dots + \dots + (22.00-23.00)$$

$$\text{Total LNG Consumption} = 5,56 + \dots + 3,87$$

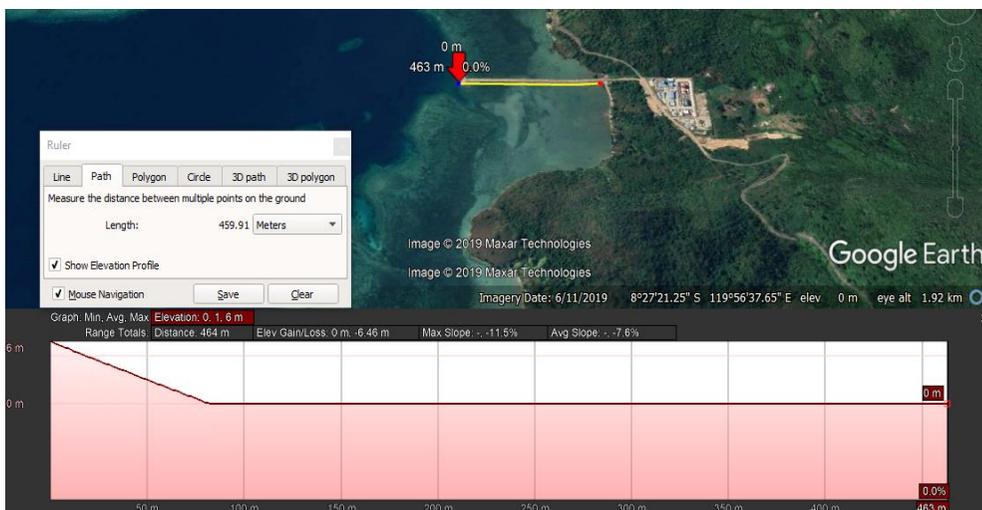
$$\text{Total LNG Consumption} = 24,65 \text{ m}^3$$

Jadi total LNG yang dibutuhkan saat waktu operasi normal sebanyak 24,65 m³ dengan kebutuhan rata-rata per jam 6,16 m³.

4.4 Batimetrik

Untuk pemenuhan kebutuhan LNG di MPP Flores, maka perlu dipersiapkan akses untuk pengiriman LNG menuju MPP Flores. Akses yang memungkinkan untuk pengiriman LNG ke MPP Flores adalah menggunakan kapal, karena lokasi MPP Flores yang berada di pesisir utara pulau Nusa Tenggara Timur. Untuk menunjang akses tersebut, maka diperlukan sarana pelabuhan atau jetty khusus untuk bongkar muat kapal LNG.

Penentuan desain jetty yang nantinya akan digunakan harus mempertimbangkan beberapa hal, seperti kondisi perairan di pesisir utara Nusa Tenggara Timur, kedalaman laut untuk memastikan kapal dapat bersandar, kondisi lingkungan disekitar area yang akan dibangun jetty, serta bentuk atau kontur *sea-bed* yang ada di area tersebut.

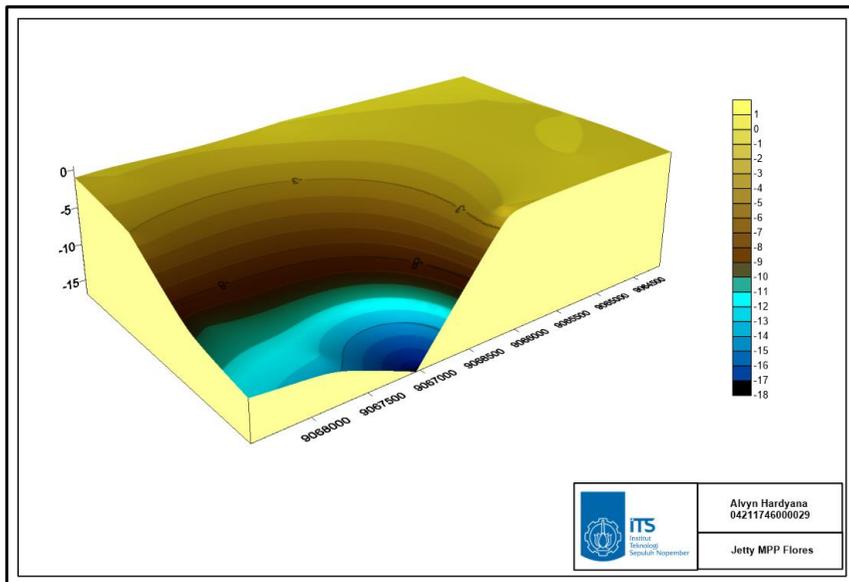


Gambar 4.1 Lokasi jetty sementara

Keadaan sementara di area MPP Flores telah dibangun jetty sementara dan belum tuntas. Panjang jetty sementara adalah 463 meter dari ujung bibir pantai hingga ujung jetty. Sedangkan kedalaman perairan di sekitar jetty belum didapatkan data secara aktual, sehingga data kedalaman perairan harus menggunakan data prediksi dari citra satelit Google Earth serta data dari GEBCO untuk perairan di sepanjang Nusa Tenggara. Kedalaman perairan pada jetty sementara berdasarkan pembacaan menggunakan citra satelit adalah 0 – 0,5 meter. Kedalaman jetty tersebut tidak memungkinkan untuk kapal LNG bersandar dan melakukan bongkar muat.

4.4.1 Analisa Batimetrik

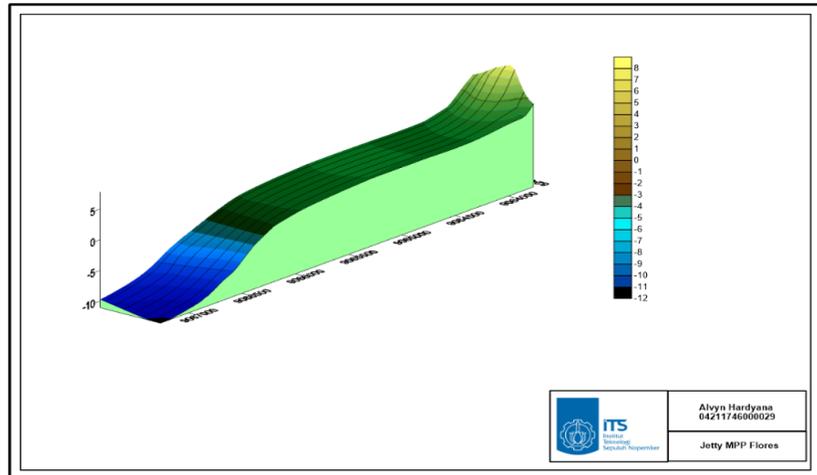
Batimetrik adalah peta yang menggambarkan tentang kedalaman perairan di suatu area. Batimetrik dapat digunakan sebagai acuan untuk melakukan konservasi laut, baik reklamasi maupun pengerukan untuk memperdalam area perairan. Pada pembahasan ini, batimetrik berguna sebagai pertimbangan untuk pembangunan sarana jetty untuk nantinya kapal dapat bersandar dan melakukan pengiriman LNG menuju terminal LNG. Bentuk kontur tanah atau *seabed* dapat diilustrasikan atau digambarkan melalui gambar berikut.



Gambar 4.2 Kontur *seabed* area jetty

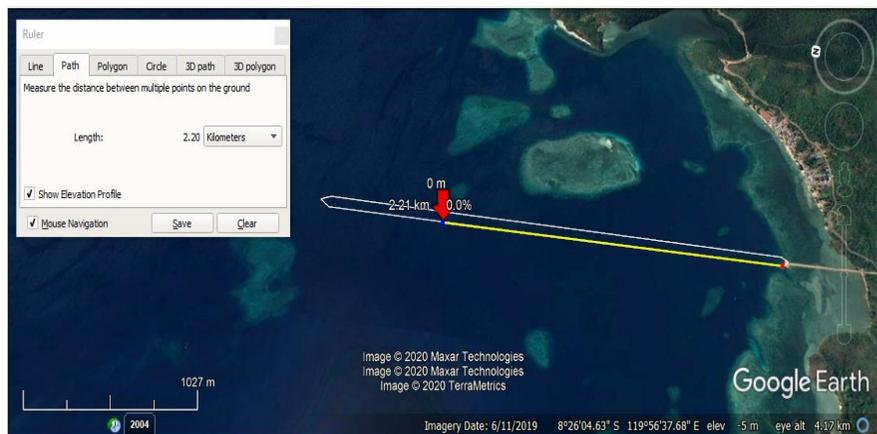
Gambar 4.2 merupakan bentuk ilustrasi dari kontur tanah disekitar jetty. Gambar diambil berdasarkan data ordinat dan diolah menggunakan aplikasi SURFER 13. Tingkat kedalaman juga digambarkan melalui gradasi warna. Pada posisi tersebut, semakin dalam *seabed* maka semakin ke arah utara dan menjauhi pesisir. Berdasarkan gambar 4.2, Perairan utara pulau Nusa Tenggara Timur khususnya daerah Rangko relatif dangkal atau dengan kata lain kontur *seabed* juga lebih landai di area perairan Flores. Dari kedalaman 0 hingga 3 meter dibawah permukaan air, warna yang menunjukkan kedalaman air mengalami gradasi yang dinilai cukup landai, tetapi setelah 3 meter kondisi seabed terjadi penurunan yang relatif tajam.

Pengambilan ordinat pada area tersebut berada disekitar utara lokasi jetty sementara MPP Flores. Radius pengukuran yang dijadikan sampling adalah 3 nautical miles ke arah barat dan 3 nautical miles ke arah timur dan berbentuk hexagonal. Potongan gambar juga dapat menjelaskan bahwa perairan flores akan lebih dalam ketika mengarah ke barat.



Gambar 4.3 Jetty MPP Flores

Gambar 4.3 merupakan panjang *seabed* yang memungkinkan untuk dibangun jetty dan memudahkan akses kapal LNG untuk bersandar dan melakukan transferring LNG. Pada Gambar tersebut, jarak yang diambil adalah 3 kilometer untuk mendapatkan kedalaman 10 meter. Data yang diambil melalui citra satelit serta data GEBCO tersebut menunjukkan bahwa sisi utara pulau flores merupakan perairan dangkal hingga radius tertentu. Kedalaman 10 meter tersebut diukur dari bibir pantai tempat dibangunnya jetty sementara. Sedangkan kebutuhan jetty untuk kapal dapat bersandar membutuhkan kedalaman minimal -5 meter dan untuk mencapai kedalaman minimal yaitu -5 meter, maka panjang jetty harus mencapai 2,21 kilometer dari ujung jetty lama. Selain dari kedalaman minimal untuk jetty, hal yang harus diperhatikan adalah kondisi perairan dan juga syarat jetty untuk kapal LNG yaitu kapal harus menghadap ke laut lepas serta area maneuvering untuk kapal.



Gambar 4.4 Panjang jetty minimal
Sumber: Google Earth dan GEBCO

Kondisi perairan di pesisir utara Nusa Tenggara Timur relatif tenang dengan ombak tidak terlalu tinggi, sehingga memudahkan kapal untuk melakukan maneuvering. Jarak 2,21 kilometer selain jarak untuk kedalaman minimal jetty, pada titik sekian, area di sekitar jetty telah aman dan tidak terganggu oleh lingkungan sekitarnya. Jadi berdasarkan analisa batimetrik serta beberapa pertimbangan diatas, maka kedalaman air minimal untuk jetty adalah -5 meter dan panjang jetty sekitar 2,21 kilometer.

4.5 Distribusi LNG

Kebutuhan LNG untuk pembangkit listrik cukup banyak, untuk daerah Nusa Tenggara terdapat 5 pembangkit dengan tipe pembangkit listrik tenaga mesin gas (PLTMG) yang belum mendapat pasokan LNG. Sedangkan area disekitar pulau Nusa Tenggara belum ditemukan adanya sumur gas, sehingga kebutuhan gas tersebut harus didatangkan dari daerah lain. Lima pembangkit tersebut tersebar diantara pulau Nusa Tenggara, yaitu dua pembangkit listrik berada di Nusa Tenggara Barat dan tiga pembangkit listrik berada di Nusa Tenggara Timur.

Guna memenuhi kebutuhan LNG di kawasan Nusa Tenggara, khususnya kebutuhan LNG untuk MPP Flores, maka perlu dibentuk skema distribusi secara optimal. Pada penulisan ini, skema distribusi LNG menggunakan kapal LCT dan kapal barge. Dua jenis kapal berbeda dan memiliki kapasitas yang berbeda. Berikut adalah perbedaan skema distribusi berdasarkan kapal dan kapasitasnya.

4.5.1 Kebutuhan LNG

Berdasarkan RUPTL-PLN 2018-2027, ada beberapa pembangkit di Nusa Tenggara yang beroperasi menggunakan bahan bakar gas dan belum mendapatkan pasokan LNG. Berikut data pembangkit di Nusa Tenggara.

User	Capacity (MW)	Demand / day (m ³)
PLTMG Sumbawa	50	360
PLTMG Bima	50	360
MPP Flores	20	81,08
PLTMG Maumere	40	288
PLTMG Kupang Peaker	40	288

Tabel 4.12 Pembangkit di Nusa Tenggara

4.5.2 Jarak Pelayaran

Pasokan LNG berasal dari Bontang, Kalimantan Timur dan akan didistribusi ke Nusa Tenggara menggunakan kapal, sehingga parameter selanjutnya yang harus diketahui adalah jarak pelayaran dari Bontang menuju ke sejumlah pembangkit di Nusa Tenggara. Selain Bontang dan sejumlah pembangkit, perlu diukur juga jarak antar pembangkit di Nusa Tenggara guna melihat rute terdekat yang dapat

ditempuh. Berikut data jarak Bontang ke pembangkit di Nusa Tenggara serta jarak antar pembangkit di Nusa Tenggara

	Bontang	Sumbawa	Bima	Flores	Maumere	Kupang
Bontang	0	523	526	557	625	826
Sumbawa	523	0	106	169	323	409
Bima	526	106	0	82	264	380
Flores	557	169	82	0	156	397
Maumere	625	323	264	156	0	467
Kupang	826	409	380	397	467	0

Tabel 4.13 Jarak pelayaran

Tabel 4.13 merupakan data jarak dari sumber gas, bontang ke pembangkit dan jarak antar pembangkit ke pembangkit. Nilai jarak tersebut merupakan jarak pelayaran dengan satuan *nautical miles*. Jarak pelayaran dari Bontang menuju ke MPP Flores adalah 557 *nautical miles*. Berdasarkan rute pelayaran dan jarak terdekat hasil optimasi dari SOLVER, maka skema distribusi LNG, yaitu Bontang menuju Sumbawa, setelah Sumbawa menuju ke Bima. Kemudian akan berlanjut ke Flores, setelah itu ke Maumere dan terakhir kapal akan melakukan *supply* LNG di Kupang.



Gambar 4.5 Peta Skema Distribusi
Sumber: Google Earth

4.5.3 Landing Craft Tank (LCT)

Skema distribusi pertama adalah menggunakan kapal LCT yang dimodifikasi untuk memuat LNG. LNG yang dibawa oleh LCT dalam bentuk ISO Tank berukuran 20 feet atau senilai 20,36 m³. Kapal LCT ini

dapat memuat sebanyak 34 ISO Tank 20 feet. Kapal di desain dengan kecepatan operasional 10 knot.

PRINCIPAL DIMENSION		
Length Overall (LOA)	46,08	Meter
Length of Perpendicular (LPP)	42,59	Meter
Breadth (B)	13,50	Meter
Draught (T)	3	Meter
Depth (H)	4	Meter
Speed (Vs)	10	Knot
Capacity	34	Iso Tank

Tabel 4.14 Principal Dimension LCT



Gambar 4.6 Kapal LCT
Sumber: NASDEC

A. Kapasitas

Untuk mengetahui kecukupan muatan terhadap kebutuhan pembangkit, maka perlu dihitung dahulu LNG yang dapat dimuat oleh kapal LCT tersebut. Kapal LCT mengangkat LNG dalam bentuk iso tank 20 feet, maka muatan kapal adalah

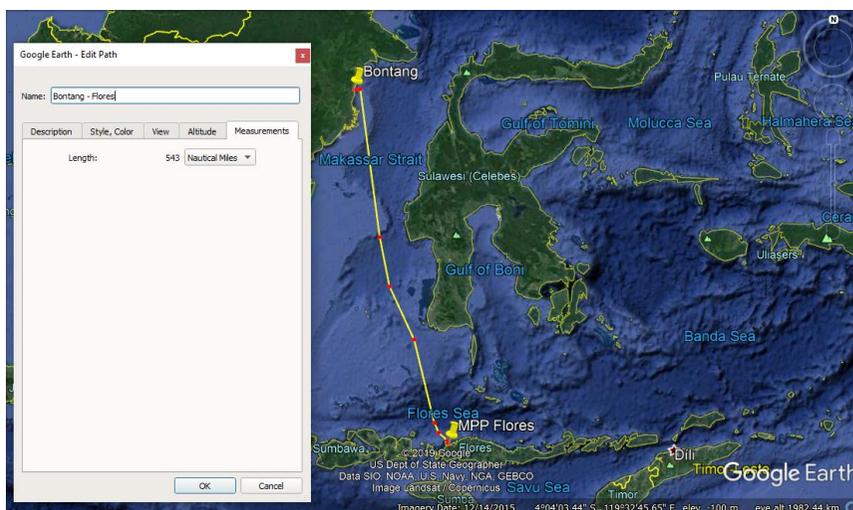
- Volume of Tank
 - 1 ISO tank = 20 feet
 - 20 feet = 20,36 m³ LNG
- Ship capacity = 34 Iso Tank
- Total capacity = Ship capacity x Volume of Tank
 - = 34 x 20,36
 - = 692,24 m³

B. Waktu Pelayaran

Waktu pelayaran atau distribusi berkaitan dengan jumlah stock atau cadangan kebutuhan LNG. Jika penghitungan waktu pelayaran mengikuti skema distribusi, maka total LNG yang dibutuhkan tidak dapat mencukupi cadangan untuk MPP Flores. Jadi skema yang dilakukan adalah menggunakan satu distribusi langsung menuju MPP Flores. Berikut adalah perhitungan waktu pelayaran dari Bontang menuju ke Labuan Bajo, Flores.

Bontang, Kalimantan Timur → Labuan Bajo, NTT

Distribusi dimulai dari Bontang sebagai sumber pengambilan LNG untuk kemudian menuju ke PLTMG MPP Flores yang berada di Nusa Tenggara Timur. Jarak Bontang ke Flores, Nusa Tenggara Timur sekitar 543 nautical miles. Pelayaran melalui selat Makassar dan menuju ke Laut Flores dibagian selatan pulau Sulawesi. Kecepatan yang digunakan dibagi menjadi beberapa kondisi atau keadaan, yaitu seperti kondisi *maneuvering leaving port*, berlayar di laut lepas (*sailing*), dan *maneuver approaching port*. Jarak maneuver berbeda di tiap area nya.



Gambar 4.7 Bontang – Flores

Sumber: Google Earth

$$\begin{aligned} \text{Jarak tempuh} &= 557 \text{ nautical miles} \\ &= 557 \times 1852 \\ &= 1031564 \text{ meter} \end{aligned}$$

Maneuvering (Bontang)

Maneuver yang dilakukan adalah *maneuver leaving port* di Bontang, port Badak LNG menuju ke laut atau perairan selat Makassar. Jarak

untuk keluar dari area Bontang berkisar antara 17 hingga 18 nautical miles dan kecepatan yang digunakan untuk manuever sekitar 5 knot.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 18 \text{ nautical miles} \\
 &= 18 \times 1852 \\
 &= 33336 \text{ meter} \\
 \text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 33336 / 2,57 \\
 &= 12971,21 \text{ detik} \\
 &= 3,6 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sailing

Kondisi selanjutnya adalah berlayar (*sailing*) atau beroperasi dilaut lepas dari Bontang menuju ke Flores. Perairan yang dilalui adalah selat Makassar menuju ke selatan ke arah laut Flores. Jarak yang harus ditempuh dari Bontang menuju Flores sekitar 520 nautical miles dan kecepatan yang digunakan untuk *sailing* diasumsikan pada *service speed*, 10 knot. Maka waktu yang dibutuhkan untuk berlayar dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 520 \text{ nautical miles} \\
 &= 520 \times 1852 \\
 &= 962670 \text{ meter} \\
 \text{Kecepatan} &= 10 \text{ Knot} \\
 &= 10 \times 0,514 \\
 &= 5,14 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 962670 / 5,14 \\
 &= 12971,21 \text{ detik} \\
 &= 53,45 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Maneuvering (Labuan Bajo)

Manuever selanjutnya yang dilakukan adalah manuever untuk masuk ke area perairan MPP Flores. Jarak masuk ke area pelabuhan PLTMG MPP Flores sekitar 5 nautical miles dan kecepatan yang dapat digunakan untuk manuever sekitar 5 knot.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 5 \text{ nautical miles} \\
 &= 5 \times 1852 \\
 &= 9260 \text{ meter} \\
 \text{Kecepatan} &= 10 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 9260 / 2,57 \\
 &= 3603,11 \text{ detik}
 \end{aligned}$$

$$= 1 \text{ Jam}$$

$$\text{Unloading} = 24 \text{ Jam}$$

Selanjutnya adalah menghitung waktu yang dibutuhkan untuk melakukan distribusi LNG Bontang menuju ke Flores. Selain waktu pelayaran, ditambahkan juga waktu untuk proses bongkar muat di pembangkit, MPP Flores. Waktu bongkar muat di MPP Flores di asumsikan selama 24 jam. Maka total waktu yang dibutuhkan yaitu

$$\begin{aligned} \text{Total Waktu} &= \text{Maneuver} + \text{Sailing} + \text{Maneuver} + \text{Unloading} \\ &= 3,6 + 53,45 + 1 + 24 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total Waktu} &= 82,05 \text{ Jam} \\ &= 3 \text{ Hari } 10 \text{ Jam} \end{aligned}$$

Berdasarkan data dan perhitungan diatas, maka total waktu yang diperlukan kapal LCT untuk mendistribusikan LNG dari Bontang ke MPP Flores adalah 82,05 jam atau 3 hari 10 jam.

	Maneuver	Sailing	Maneuver	Unloading
Distance (meter)	33336	988968	9260	
Speed (m/s)	2,57	5,14	2,57	
Time (hours)	3,6	53,45	1	24

Tabel 4.15 LCT Distribusi

C. *Boil of Gas*

Boil of Gas adalah gas atau uap dari LNG yang berada dalam tangki dan gas ini harus dikeluarkan. Tingkat penguapan atau *Boil of Gas* LNG rata – rata adalah 0,05% per hari.

$$\begin{aligned} \text{Boil of gas} &= 0,05\% / \text{day} \\ \text{Total Waktu} &= 3 \text{ Hari } 10 \text{ Jam} \\ &= 3 \text{ hari} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Volume uap} &= \text{Volume ISO Tank} \times \text{Waktu} \times \text{BOG} \\ &= 20,36 \times 3 \times 0,05\% \\ &= 0,03 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Actual Volume} &= 20,36 - 0,03 \\ &= 20,33 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

D. *Sustainable*

Dengan seluruh ISO Tank yang didistribusikan ke MPP Flores, maka LNG akan dapat digunakan dalam sekian hari hingga kapal melakukan distribusi selanjutnya. Perhitungan ketahanan ISO Tank dapat dilihat pada perhitungan berikut

$$\begin{aligned} \text{LNG consumption} &= \text{LNG per day} / \text{Actual volume ISO Tank} \\ &= 81,08 / 20,33 \\ &= 3,99 \text{ Tank} \\ &= 4 \text{ Tank} / \text{day} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LNG Stock} &= \text{Total ISO Tank} / \text{LNG Consumption} \\ &= 34 / 4 \\ &= 8,5 \text{ days} \end{aligned}$$

= 8 days

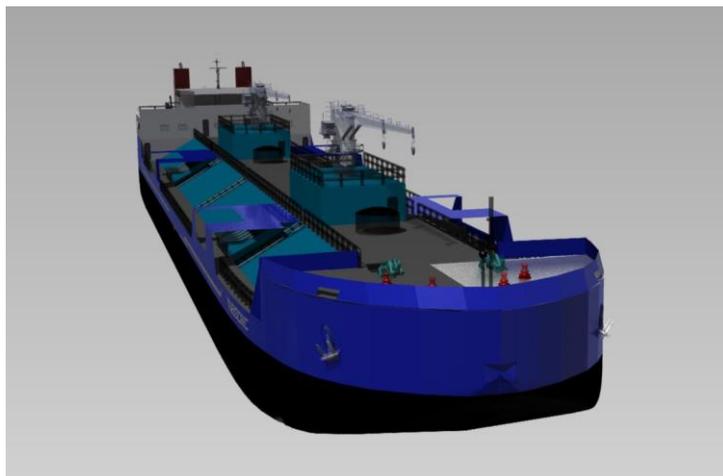
Jadi, distribusi menggunakan LCT akan membutuhkan waktu distribusi selama 3 hari dan total LNG Tank akan mampu mencukupi kebutuhan pembangkit selama 8 hari.

4.5.4 Barge

Skema distribusi yang kedua menggunakan kapal barge yang dimodifikasi untuk memuat LNG. Barge ini memiliki kapasitas sebesar 3800 m³ yang terbagi menjadi 4 kompartemen atau tangki. Tangki yang digunakan oleh kapal adalah jenis LNG C Tank. Kapal barge di desain dengan kecepatan operasional 15 knot atau lebih cepat daripada kapal LCT dan berikut adalah ukuran utama kapal barge.

PRINCIPAL DIMENSION		
Length Overall (LOA)	120	Meter
Length of Perpendicular (LPP)	115	Meter
Breadth (B)	20	Meter
Draught (T)	4,5	Meter
Depth (H)	6,5	Meter
Speed (Vs)	15	Knot
Capacity	3800	M ³

Tabel 4.16 Principal Dimension Barge



Gambar 4.8 LNG Barge

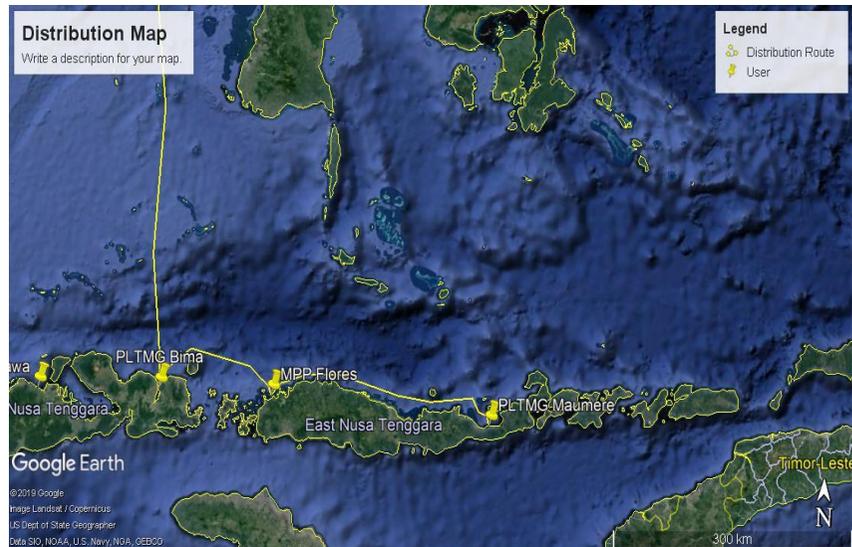
Sumber: NASDEC

A. Distribusi

Sesuai desain, kapasitas kapal barge lebih besar daripada LCT, yaitu 3800 m³. Berdasarkan skema distribusi yang telah dibahas sebelumnya, maka dapat dihitung kecukupan kapal LNG untuk

melakukan distribusi ke sejumlah pembangkit. Penghitungan ini mengutamakan pasokan LNG ke MPP Flores.

Berdasarkan analisa menggunakan SOLVER, rute pelayaran kapal terdekat adalah Bontang – Sumbawa – Bima – Flores – Maumere – Kupang, sedangkan kapasitas kapal tidak mencukupi untuk pasokan ke semua pembangkit. Langkah yang diambil adalah mengurangi jumlah pembangkit yang akan mendapatkan supply LNG. *User* yang akan mendapatkan pasokan LNG adalah PLTMG Bima – MPP Flores - Maumere, pertimbangan berdasarkan penghitungan pasokan dan jarak pelayaran.



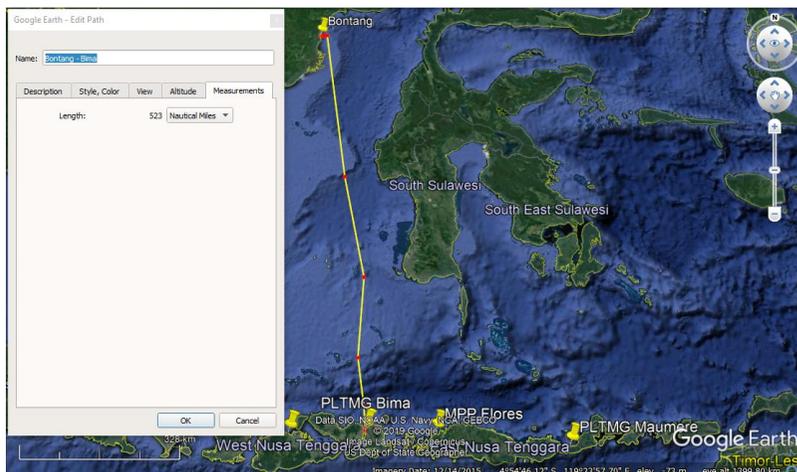
Gambar 4.9 Skema distribusi dengan barge
Sumber: Google Earth

B. Waktu Pelayaran

Waktu pelayaran atau distribusi berkaitan dengan *safety stock* atau cadangan kebutuhan LNG. Jika penghitungan menggunakan skema distribusi untuk 5 pembangkit, maka total LNG yang dibutuhkan tidak dapat mencukupi cadangan baik untuk MPP Flores maupun untuk pembangkit listrik lainnya. Fokus disini hanya MPP Flores, jadi skema yang dapat dilakukan adalah Bontang – Bima – Flores – Maumere.

- Bontang, Kalimantan Timur → Bima, NTB

Distribusi dimulai dari Bontang sebagai sumber pengambilan LNG menuju ke PLTMG Bima yang berada di Nusa Tenggara Barat. Jarak Bontang ke Bima, Nusa Tenggara Barat sekitar 523 nautical miles. Kecepatan yang digunakan dibagi menjadi beberapa kondisi atau keadaan, yaitu seperti kondisi *maneuvering leaving port*, berlayar di laut lepas (*sailing*), dan *maneuver approaching port*. Jarak maneuver berbeda ditiap area nya.



Gambar 4.10 Bontang – Bima
Sumber: Google Earth

$$\begin{aligned}\text{Jarak tempuh} &= 523 \text{ nautical miles} \\ &= 523 \times 1852 \\ &= 968596 \text{ meter}\end{aligned}$$

Maneuvering (Bontang)

Manuever pertama yang dilakukan adalah *maneuver leaving port* di Bontang, port Badak LNG. Jarak untuk keluar dari area Bontang berkisar antara 17 hingga 18 nautical miles dan kecepatan yang digunakan untuk maneuver sekitar 5 knot.

$$\begin{aligned}\text{Jarak} &= 18 \text{ nautical miles} \\ &= 18 \times 1852 \\ &= 33336 \text{ meter}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\ &= 5 \times 0,514 \\ &= 2,57 \text{ m/s}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\ &= 33336 / 2,57 \\ &= 12971,21 \text{ detik} \\ &= 3,6 \text{ Jam}\end{aligned}$$

Sailing

Kondisi selanjutnya adalah berlayar atau beroperasi dilaut lepas dari Bontang menuju ke Bima. Jarak yang ditempuh dari Bontang menuju Bima sekitar 495 nautical miles dan kecepatan yang digunakan untuk sailing diasumsikan pada *service speed* 15 knot.

$$\begin{aligned}\text{Jarak} &= 495 \text{ nautical miles} \\ &= 495 \times 1852 \\ &= 916740 \text{ meter}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kecepatan} &= 15 \text{ Knot} \\ &= 15 \times 0,514\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= 7,71 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 916740 / 7,71 \\
 &= 118902,72 \text{ detik} \\
 &= 33,03 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Maneuvering (Bima)

Manuever selanjutnya yang dilakukan adalah *maneuver approaching port* di Bima, Nusa Tenggara Barat. Jarak masuk ke area pelabuhan PLTMG Bima sekitar 10 nautical miles dan kecepatan yang dapat digunakan untuk maneuver sekitar 5 knot.

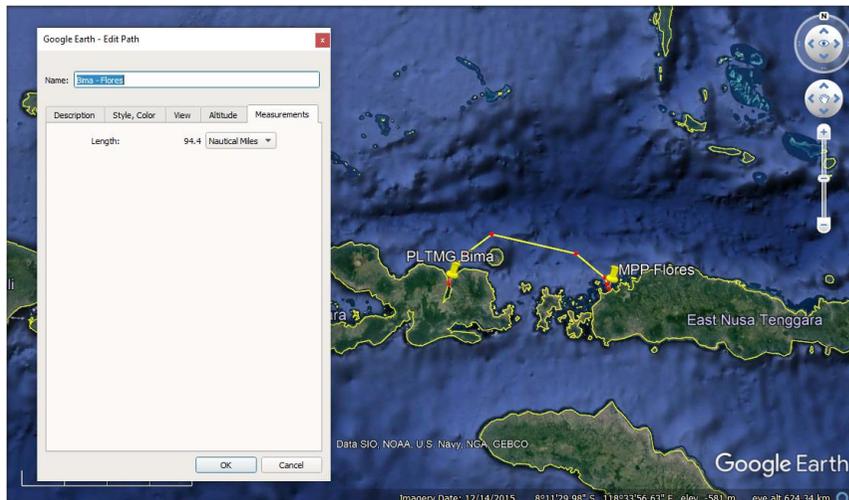
$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 10 \text{ nautical miles} \\
 &= 10 \times 1852 \\
 &= 18520 \text{ meter} \\
 \text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 18520 / 2,57 \\
 &= 7206,23 \text{ detik} \\
 &= 2 \text{ Jam} \\
 \text{Unloading} &= 24 \text{ Jam} \\
 \text{Total Waktu} &= \text{Maneuver} + \text{Sailing} + \text{Maneuver} + \text{Unloading} \\
 &= 3,6 + 33,03 + 2 + 24 \\
 \text{Total Waktu} &= 62,63 \text{ Jam} \\
 &= 2 \text{ Hari } 14 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Bontang-Bima	Maneuver	Sailing	Maneuver	Unloading
Distance (meter)	33336	916740	18520	
Speed (m/s)	2,57	7,71	2,57	
Time (hours)	3,6	33,03	2	24

Tabel 4.17 Bontang - Bima

- Bima, NTB → Flores, NTT

Setelah memenuhi pasokan LNG di Bima, Nusa Tenggara Barat, selanjutnya kapal akan menuju ke PLTMG Flores yang berada di Nusa Tenggara Timur. Jarak dari Bima menuju ke Flores, Nusa Tenggara Timur hanya sekitar 94 nautical miles. Kecepatan yang digunakan dibagi menjadi beberapa kondisi atau keadaan, yaitu seperti kondisi *maneuvering leaving port*, berlayar di laut lepas (*sailing*), dan *maneuver approaching port*. Jarak maneuver berbeda di tiap area nya.



Gambar 4.11 Bima – Flores
Sumber: Google Earth

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak tempuh} &= 94 \text{ nautical miles} \\
 &= 94 \times 1852 \\
 &= 174088 \text{ meter}
 \end{aligned}$$

Maneuvering (Bima)

Setelah melakukan distribusi di Bima, rute selanjutnya menuju ke Flores. Jarak maneuver yang dilakukan sekitar 10 nautical miles untuk keluar dari area Bima menuju ke laut flores. Kecepatan yang digunakan adalah 5 knot.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 10 \text{ nautical miles} \\
 &= 10 \times 1852 \\
 &= 18520 \text{ meter}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 18520 / 2,57 \\
 &= 6845,9 \text{ detik} \\
 &= 1,9 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sailing

Setelah lepas dari area Bima, Nusa Tenggara Barat maka selanjutnya adalah berlayar atau beroperasi di perairan flores menuju ke PLTMG MPP Flores, di Nusa Tenggara Barat. Jarak yang ditempuh dari Bima menuju ke Flores sekitar 68 nautical miles dan kecepatan yang digunakan untuk *sailing* diasumsikan pada *service speed* 15 knot.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 68 \text{ nautical miles} \\
 &= 68 \times 1852 \\
 &= 125010 \text{ meter}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kecepatan} &= 15 \text{ Knot} \\
 &= 15 \times 0,514 \\
 &= 7,71 \text{ m/s} \\
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 125010 / 7,71 \\
 &= 16214 \text{ detik} \\
 &= 4,5 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Maneuvering (Flores)

Kondisi selanjutnya yaitu memasuki area perairan disekitar MPP Flores. Jarak maneuver yang dilakukan untuk masuk ke area MPP Flores sekitar 5 hingga 6 nautical miles. Lokasi MPP Flores yang berada di pesisir utara pulau Flores dan berhadapan langsung dengan laut lepas yang membuat jarak maneuver lebih pendek. Kecepatan yang digunakan adalah 5 knot.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 5 \text{ nautical miles} \\
 &= 5 \times 1852 \\
 &= 9260 \text{ meter}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 9260 / 2,57 \\
 &= 3603,11 \text{ detik} \\
 &= 1 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

$$\text{Unloading} = 24 \text{ Jam}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total Waktu} &= \text{Maneuver} + \text{Sailing} + \text{Maneuver} + \text{Unloading} \\
 &= 1,9 + 4,5 + 1 + 24
 \end{aligned}$$

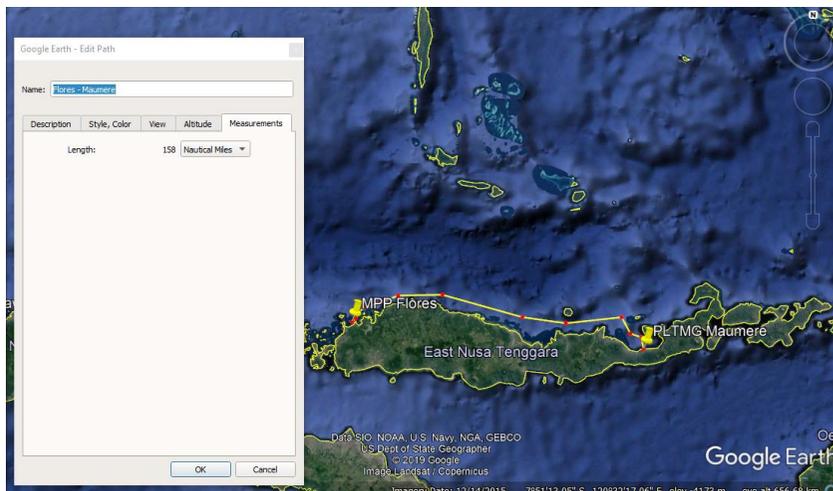
$$\begin{aligned}
 \text{Total Waktu} &= 31,41 \text{ Jam} \\
 &= 1 \text{ Hari } 7 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Bima – Flores	Maneuver	Sailing	Maneuver	Unloading
Distance (meter)	17594	125010	9260	
Speed (m/s)	2,57	7,71	2,57	
Time (hours)	1,9	4,5	1	24

Tabel 4.18 Bima - Flores

- Flores, NTT → Maumere, NTT

Setelah memenuhi pasokan LNG di Flores, Nusa Tenggara Timur, maka rute selanjutnya adalah menuju ke PLTMG Maumere yang berada di Maumere, Nusa Tenggara Timur. Lokasi kedua pembangkit masih berada dalam satu pulau Flores. Jarak dari Flores menuju ke Maumere, Nusa Tenggara Timur sekitar 156 nautical miles. Kecepatan yang digunakan dibagi menjadi beberapa kondisi atau keadaan, yaitu seperti kondisi *maneuvering leaving port*, berlayar di laut lepas (*sailing*), dan *maneuver approaching port*.



Gambar 4.12 Flores – Maumere
Sumber: Google Earth

Maneuvering (Flores)

Rute terakhir adalah menuju ke PLTMG Maumere. Jarak maneuver di MPP Flores menuju ke perairan atau laut Flores sekitar 10 nautical miles. Kecepatan yang digunakan adalah 5 knot. Maka waktu yang dibutuhkan dapat dilihat pada perhitungan dibawah.

Jarak = 5 nautical miles
= 5 x 1852
= 9260 meter

Kecepatan = 5 Knot
= 5 x 0,514
= 2,57 m/s

Waktu = Jarak / Kecepatan
= 9260 / 2,57
= 3603,1 detik
= 1 Jam

Sailing

Kapal berada di laut Flores menuju Maumere menempuh jarak sekitar 131 nautical miles. Rute ini merupakan rute terakhir untuk distribusi LNG ke beberapa pembangkit di Nusa Tenggara dengan menggunakan skema distribusi kapal barge. Kecepatan yang digunakan untuk berlayar diasumsikan pada *service speed*, 15 knot. Maka waktu yang dibutuhkan untuk berlayar dapat dilihat pada perhitungan dibawah

Jarak = 131 nautical miles
= 131 x 1852
= 242612 meter

Kecepatan = 15 Knot
= 15 x 0,514
= 7,71 m/s

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 242612 / 7,71 \\
 &= 31467,19 \text{ detik} \\
 &= 8,74 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Maneuvering (Maumere)

Lokasi PLTMG Maumere berada di pesisir utara pulau flores sebelah timur, tetapi jarak untuk melakukan maneuver cukup jauh, yaitu 20 nautical miles. Hal ini disebabkan karena di sisi utara maumere terdapat pulau. Sehingga maneuver kapl harus dilakukan lebih jauh. Kecepatan yang digunakan adalah 5 knot. Maka waktu yang dibutuhkan untuk maneuver dapat dilihat pada perhitungan dibawah.

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak} &= 20 \text{ nautical miles} \\
 &= 20 \times 1852 \\
 &= 37040 \text{ meter}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kecepatan} &= 5 \text{ Knot} \\
 &= 5 \times 0,514 \\
 &= 2,57 \text{ m/s}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu} &= \text{Jarak} / \text{Kecepatan} \\
 &= 37040 / 2,57 \\
 &= 14412,45 \text{ detik} \\
 &= 4 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

$$\text{Unloading} = 24 \text{ Jam}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total Waktu} &= \text{Maneuver} + \text{Sailing} + \text{Maneuver} + \text{Unloading} \\
 &= 1 + 8,74 + 4 + 24
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total Waktu} &= 37,75 \text{ Jam} \\
 &= 1 \text{ Hari } 13 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Flores - Maumere	Maneuver	Sailing	Maneuver	Unloading
Distance (meter)	9260	242612	37040	
Speed (m/s)	2,57	7,71	2,57	
Time (hours)	1	8,74	4	24

Tabel 4.19 Flores – Maumere

Selanjutnya adalah menghitung waktu yang dibutuhkan selama distribusi diatas. Waktu dihitung dari Bontang hingga terakhir berada di Maumere. Selain waktu pelayaran, ditambahkan juga waktu untuk proses bongkar muat di setiap pembangkit. Waktu bongkar muat untuk setiap pembangkit di asumsikan selama 24 jam. Maka total waktu yang dibutuhkan yaitu

$$\text{Time for round trip} = (\text{Bontang-Bima}) + (\text{Bima-Flores}) + (\text{Flores-Maumere})$$

$$\text{Time for round trip} = 62,63 + 31,41 + 37,75$$

$$\text{Time for round trip} = 131,78 \text{ hours}$$

$$= 5,49 \text{ days}$$

$$= 5 \text{ days } 12 \text{ hours}$$

Berdasarkan data dan penghitungan diatas, maka total waktu yang dibutuhkan untuk melakukan distribusi LNG dengan menggunakan skema kapal barge dari Bontang menuju ke 3 user (*power plant*) yang berakhir di Maumere adalah 5 hari 12 jam.

C. *Safety Stock*

Safety stock adalah lama waktu cadangan bahan bakar untuk pembangkit beroperasi hingga mendapat atau melakukan pengisian tambahan bahan bakar. Maka *safety stock* yang dibutuhkan oleh MPP Flores adalah

$$\begin{aligned} \text{Safety stock} &= \text{Volume LNG per day} \times \text{Safety Stock} \\ &= 81,08 \times 5 \\ &= 405,42 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Sedangkan keseluruhan *safety stock* untuk pembangkit lainnya dapat dilihat pada tabel 4.18. Penghitungan untuk PLTMG Bima dan PLTMG Maumere menggunakan pendekatan empiris dari konversi nilai gas.

User	Capacity (MW)	Demand / day (m ³)	Safety Stock (m ³)
PLTMG Bima	50	360	1800
MPP Flores	20	81,08	405,42
PLTMG Maumere	40	288	1440

Tabel 4.20 Safety Stock Power Plant

4.6 LNG System

Setelah menghitung kebutuhan dan skema distribusi LNG serta *safety stock* yang dibutuhkan, maka langkah selanjutnya adalah menyiapkan sarana guna pengolahan LNG menjadi gas. Pada umumnya fasilitas ini disebut dengan *LNG receiving terminal*. LNG terminal ini juga yang akan menjadi tempat penyimpanan LNG setelah didistribusikan oleh *LNG carrier*. Beberapa peralatan yang harus disiapkan untuk LNG terminal, yaitu *LNG storage tank*, *regasification unit*, *BOG treatment unit*, dan *Flare*. Pada penelitian ini, skema LNG sistem dibedakan menjadi dua tipe, yaitu *LNG system* dengan skema kapal barge dan *LNG system* dengan skema ISO Tank LCT.

4.6.1 Barge

Pada skema yang pertama yaitu menggunakan kapal barge, peralatan yang harus disiapkan di LNG terminal, yaitu *LNG storage tank*, *regasification unit*, *BOG treatment*, dan *flare*.

A. LNG Storage Tank

Peralatan pertama yang harus dihitung adalah *LNG storage tank*. *LNG storage tank* adalah tempat penyimpanan LNG setelah disalurkan dari *LNG carrier* atau kapal LNG.

$$\text{Vol. LNG storage} = \text{LNG per day} \times \text{safety stock} \times \text{safety factor}$$

Dimana : LNG per day = 81.08 m³
 Safety stock = 5 hari
 Safety factor = 0.05

$$\begin{aligned} \text{Vol. LNG storage} &= 81,08 \times 5 \times 1,05 \\ &= 425,67 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Specification	
Name	Lapesa
Type	Horizontal
Series	LC240H42-P09
Nominal Volume	240 m ³
Max. Work Pressure	9 bar
Design Temperature	-196 Celsius
Unit	2

Tabel 4.21 Spesifikasi LNG Storage

Berdasarkan perhitungan kebutuhan volume tangki LNG sebesar 425,67 m³, maka tangki yang akan digunakan sebanyak 2 unit dengan kapasitas masing – masing 240 m³.

• **Rules**

Impounding area

“For an impoundment serving more than one tank, V equals 100 percent of all tanks or 110 of the largest tank’s maximum liquid capacity, whichever is greater” (NFPA 59A, Chapter 5, Section 5.2.2)

$$\begin{aligned} \text{Volume (V)} &= 285 \times 2 \\ &= 570 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\text{Area} = \text{Length} \times \text{Width} \times \text{Height}$$

$$\begin{aligned} \text{Area} &= 17,4 \times 10,2 \times 3,4 \\ &= 603,43 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Distance

“Minimum distance between storage containers >265 m³ is 1,5 meter” (NFPA 59A, Chapter 5, Table 5.2.4.1)

$$\text{Distance each storage} = 3 \text{ meter}$$

B. Unloading

Sistem bongkar muat LNG skema barge menggunakan pompa kriogenik. Pompa telah disediakan oleh kapal dengan spesifikasi sebagai berikut

Manufactured by	:	Wartsila
Type	:	EFP 24 – 8 (Cryogenic Pump)
Capacity	:	25 m ³ /hour
Head	:	400 m
Power	:	31 kw

Tabel 4.22 Spesifikasi Pompa

$$\text{Unloading Time} = \text{Volume storage} / \text{pump capacity}$$

$$\begin{aligned} \text{Unloading Time} &= 426 / 25 \\ \text{Unloading Time} &= 17,03 \text{ hours} \end{aligned}$$

Pada terminal LNG juga menyediakan pompa cadangan untuk bongkar muat apabila terjadi masalah teknis. Waktu unloading jika menggunakan pompa terminal diasumsikan selama 15 jam.

$$\begin{aligned} \text{Pump Capacity} &= \text{Volume storage} / \text{unloading time} \\ \text{Pump Capacity} &= 426 / 15 \\ \text{Pump Capacity} &= 28,4 \text{ m}^3 / \text{hours} \end{aligned}$$

Maka spesifikasi pompa yang dipilih adalah

Manufactured by	:	Vanzetti	
Type	:	SGM 185 (Cryogenic Pump)	
Capacity	:	650	liter / minute
Head	:	420	m
Power	:	31	kw

Tabel 4.23 Spesifikasi Pompa 2

C. Cryogenic Pipe

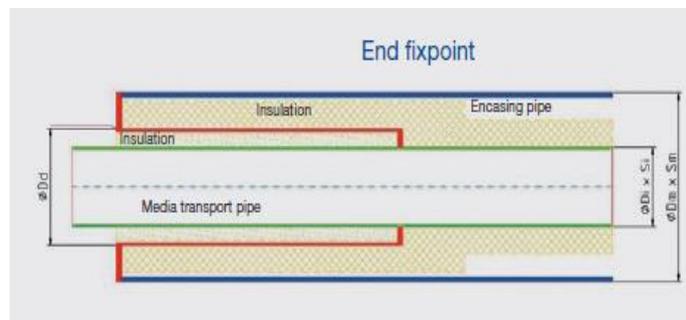
Untuk mengalirkan LNG memerlukan pipa khusus, yaitu pipa kriogenik. Pipa dengan insulasi khusus untuk mengalirkan fluida dengan suhu dibawah 0 derajat. Syarat kecepatan aliran adalah 3 m/s (Wartsila 34DF Product Guide)

$$\text{Pipe diameter} = \sqrt{\frac{4 \times \text{Flowrate}}{\pi \times \text{velocity}}}$$

$$\text{Pipe diameter} = \sqrt{\frac{4 \times 25}{\pi \times 3}}$$

$$\text{Pipe diameter} = 0,054 \text{ m}$$

$$\text{Pipe diameter} = 54,3 \text{ mm}$$



Gambar 4.13 Cryogenic Pipe
Sumber: Fernwärme Technik GmbH

Inner Pipe		Encasing Pipe		Ring Space	
Diameter inch	Thickness schedule	Diameter inch	Thickness schedule	Insulation mm	Annular Gap mm
3"	10S	8"	10S	40	21

Tabel 4.24 *Pipe Specification*

D. Regasification Unit

Regasification unit adalah peralatan yang digunakan untuk mengubah fasa gas cair (LNG) menjadi gas (*Natural Gas*) kembali atau biasa disebut dengan *vaporizers* dan selanjutnya gas disalurkan ke konsumen. *Vaporizers* yang digunakan adalah jenis *ambient air vaporizers*, pertimbangan ini berdasarkan tingkat temperature di area MPP Flores yang mencapai 35 derajat Celsius dan kecepatan angin yang mencukupi. Kebutuhan regasifikasi unit dari *nominal capacity* gas per jam dihitung menggunakan persamaan dari spesifikasi teknis

Reference flowrate (D) = Q x 600 (Expansion to gas)

Dimana : D = Reference flowrate

Q = Actual flowrate

Menggunakan persamaan diatas, nilai *actual flowrate* adalah nilai kebutuhan LNG per jam (m³/jam). Nilai *actual flowrate* yang didapatkan adalah 6 m³/jam.

Reference flowrate = 6 x 600

Reference flowrate = 3600 Nm³/hour

Maka spesifikasi *vaporizers* yang dipilih adalah

Manufactured by	:	Cryolor
Type	:	VAP 1260
Flowrate	:	1260 Nm ³ / hour
Maximum Pressure	:	40 bar
Dimension	:	2250 x 1950 x 5710 kw
Amount	:	3 Units

Tabel 4.25 Regasification Unit

- Rules

“Vaporizers using flammable heat transfer fluids and their primary heat sources shall be located at least 50 ft (15 m) from any other source of ignition” (NFPA 59A, Chapter 5, Section 5.2.5.1)

E. Boil of Gas Treatment

Dalam proses LNG terdapat *boil of gas* yang harus dilepas dari sistem. *Boil of gas* adalah uap atau gas yang muncul akibat tekanan perbedaan suhu dan tekanan selama proses LNG. BOG dapat dimanfaatkan menjadi bahan bakar tetapi perlu pengolahan terlebih dahulu, oleh sebab itu diperlukan *BOG treatment unit*.

$$\begin{aligned}
 \text{BOG} &= 0,05\% / \text{day} \\
 \text{BOG} &= (285 \times 2) \times 0,05\% \\
 &= 0,285 \text{ m}^3 \text{ LNG} / \text{day} \\
 \text{BOG rate} &= (0,285/24) \times 568 \text{ (Expansion ratio LNG-NG)} \\
 &= 6,74 \text{ Nm}^3/\text{hour}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan penghitungan tersebut, maka BOG kompresor yang dipilih adalah

Manufactured by	:	SIAD
Type	:	TS2 – 2
Flowrate	:	160 Nm ³ / hour
Inlet Pressure	:	1,08 bar
Outlet Pressure	:	7 bar
RPM	:	490 RPM
Power	:	11 kW
Amount	:	3 Units

Tabel 4.26 BOG Compressor

- Rules

“Boil-off and flash gases shall discharge into the atmosphere so that it does not hazard to people, equipment, or adjacent properties, or into a closed system” (NFPA 59A, Chapter 6, Section 6.4.5.1)

Karena nilai BOG yang cukup besar, maka BOG tersebut masih bisa dimanfaatkan untuk bahan bakar, sehingga BOG tersebut memerlukan *compressor* dan *pre-heater* untuk mendapatkan temperature yang sama dengan kebutuhan mesin.

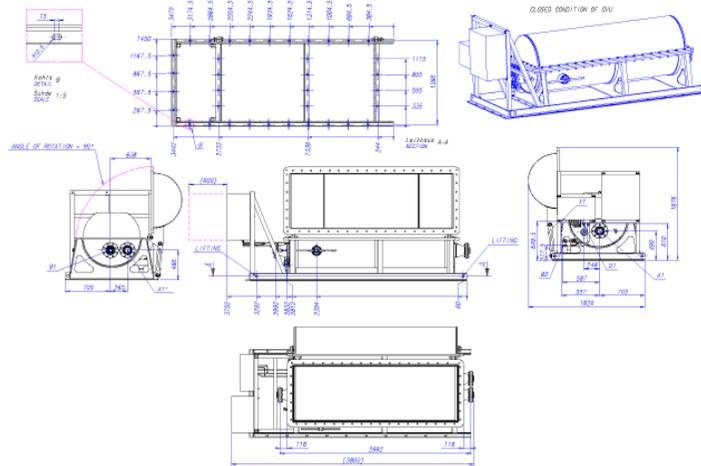
Berdasarkan kebutuhan, maka *preheater* yang digunakan adalah

Manufactured by	:	Hisaka
Type	:	RX-146A-TN HJR-24
Flowrate	:	100 Nm ³ / hour
Outlet Pressure	:	4 MPa
RPM	:	490 RPM
Amount	:	1 Units

Tabel 4.27 Preheater BOG

F. Gas Valve Unit

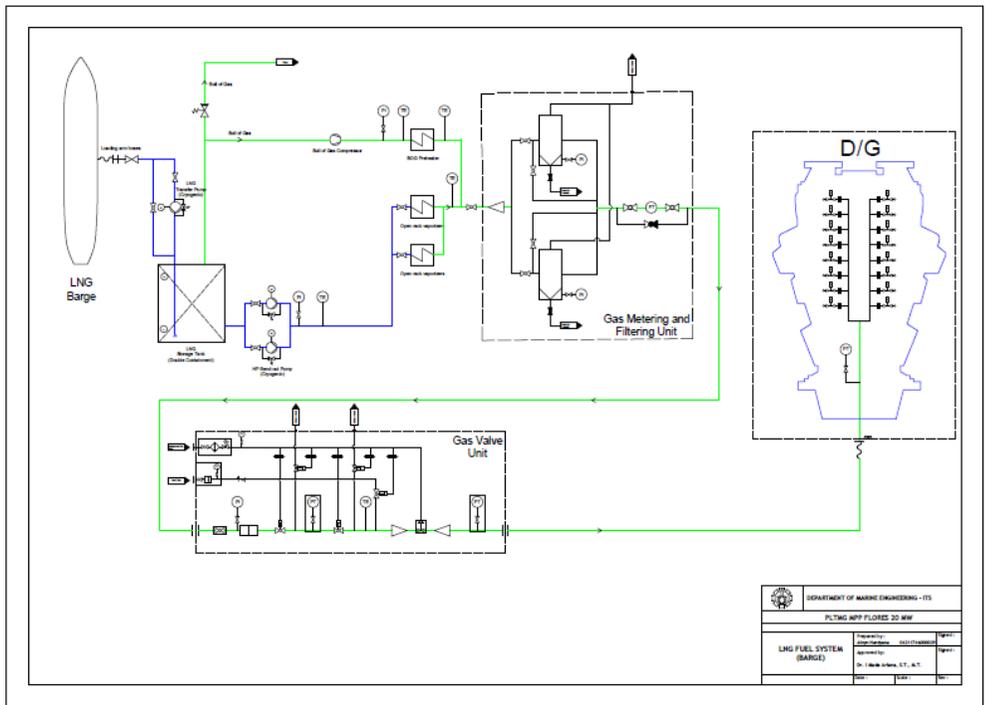
Untuk mengatur kebutuhan gas baik tekanan dan jumlah gas untuk pasokan mesin, maka perlu digunakan *gas valve unit*. *Gas valve unit* (GVU) merupakan unit khusus yang digunakan untuk mesin dual fuel. Spesifikasi dari gas valve unit telah ditentukan oleh pabrikan sesuai dengan mesin yang digunakan.



Gambar 4.14 Wartsila Gas Valve Unit
 Sumber: Wartsila Product Guide 34 DF

4.6.2 Fuel System Supply (Barge)

Jalur atau alur sistem yang digunakan jika menggunakan skema barge dapat dilihat pada gambar 4.15



Gambar 4.15 P&ID Skema Barge
 Sumber: Dokumen Pribadi

Gambar 4.15 merupakan gambar alir atau P&ID untuk sistem bahan bakar gas yang direncanakan dengan menggunakan skema barge. Alur sistem berawal dari kapal barge LNG sebagai pasokan LNG. LNG dari kapal barge dialirkan menuju ke *LNG Storage Tank* sesuai dengan kebutuhan. LNG dari *storage tank* dipompa dengan *HP pump cryogenic* menuju ke *regasification unit* untuk diubah fasa menjadi gas. Setelah berubah fasa, gas dialirkan menuju ke *gas metering unit* untuk dihitung berapa penggunaan gas atau kebutuhan gas. Setelah dilakukan pengukuran, gas dialirkan menuju *Gas Valve Unit* untuk diatur tekanan dan kecepatan gas sesuai dengan kebutuhan mesin. Selain LNG yang digunakan, juga terdapat *Boil of Gas* yang harus diatur. BOG yang muncul digambarkan dengan garis berwarna hijau. BOG dapat dimanfaatkan menjadi bahan bakar dengan cara dilakukan preheating agar suhu sesuai dengan kebutuhan mesin. BOG yang tidak dapat dimanfaatkan akan dilepas dengan dialirkan menuju *flare* untuk dibakar.

4.6.3 Landing Craft Tank

Skema selanjutnya adalah menggunakan Iso tank yang dibawa oleh kapal LCT. Sedikit berbeda dalam sistem penyimpanan LNG untuk jenis ISO Tank ini, ISO tank bersifat fleksibel dan harus diganti ketika ISO Tank telah habis. Berikut beberapa item yang harus disiapkan

A. LNG Pump

Untuk memindahkan LNG dari *ISO tank* ke *buffer tank* diperlukan pompa kriogenik. Waktu *transferring* diasumsikan selama 3 jam untuk 1 ISO Tank. Maka, pompa yang dibutuhkan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut

$$Q = V / t$$

Dimana : Q = Flowrate (m³/h)

V = ISO Tank volume (m³)

t = waktu untuk 1 tangki (h)

$$Q = 20 / 3$$

$$Q = 6,67 \text{ m}^3$$

Maka spesifikasi pompa yang dipilih adalah

Manufactured by	:	Vanzetti
Type	:	ARTIKA 120 (Cryogenic Pump)
Capacity	:	120 liter / minute
Head	:	285 m
Power	:	7,5 kw

Tabel 4.28 Pump Specification

B. LNG Buffer Tank

Pada skema penggunaan ISO Tank, *LNG storage tank* digantikan dengan *buffer tank*. Buffer tank adalah tangki untuk penyimpanan sementara dan sekaligus *supply* untuk user. Buffer tank dapat

beroperasi bersamaan saat supply ISO tank dilepas dan diganti. Berikut adalah penghitungan kebutuhan buffer tank

$$\text{Vol. LNG buffer tank} = Q \times t \times n \times c$$

Dimana : Q = Flowrate (m³/h)
 t = waktu untuk 1 tangki (h)
 n = jumlah tangki per hari
 c = safety factor, 1.03

$$\begin{aligned} \text{Vol. LNG buffer tank} &= 6 \times 5 \times 4 \times 1,03 \\ &= 123,6 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Maka spesifikasi buffer tank yang digunakan

	Specification	
Name	Lapesa	
Type	Horizontal	
Series	LC120H38-P14	
Nominal Volume	120	m ³
Max. Work Pressure	14	bar
Design Temperature	-196	Celsius
Unit	2	

Tabel 4.29 Buffer Tank Specification

- Rules

Impounding area

“For an impoundment serving more than one tank, *V* equals 100 percent of all tanks or 110 of the largest tank’s maximum liquid capacity, whichever is greater” (NFPA 59A, Chapter 5, Section 5.2.2)

Distance

“Minimum distance between storage containers >265 m³ is 1,5 meter” (NFPA 59A, Chapter 5, Table 5.2.4.1)

C. Regasification Unit

Regasification unit adalah peralatan yang digunakan untuk mengubah fasa gas cair (LNG) menjadi gas kembali. *Vaporizers* yang digunakan adalah jenis *ambient air vaporizers*, pertimbangan ini berdasarkan tingkat temperature di area MPP Flores yang mencapai 35 derajat Celsius dan kecepatan angin yang mencukupi. Berdasarkan kebutuhan operasi, maka penghitungan *vaporizers* adalah sebagai berikut

$$\text{Reference flowrate (D)} = Q \times 600 \text{ (Expansion to gas)}$$

Dimana : D = Reference flowrate

Q = Actual flowrate

Menggunakan persamaan diatas, nilai *actual flowrate* adalah nilai kebutuhan LNG per jam (m³/jam). Nilai *actual flowrate* yang didapatkan adalah 6 m³/jam.

Reference flowrate = 6×600

Reference flowrate = $3600 \text{ Nm}^3/\text{hour}$

Maka spesifikasi *vaporizers* yang dipilih adalah

Manufactured by	:	Cryolor
Type	:	VAP 1260
Flowrate	:	1260 Nm^3/hour
Maximum Pressure	:	40 bar
Dimension	:	2250 x 1950 x 5710 kw
Amount	:	3 Units

Tabel 4.30 Regasification Unit

- Rules

“Vaporizers using flammable heat transfer fluids and their primary heat sources shall be located at least 50 ft (15 m) from any other source of ignition” (NFPA 59A, Chapter 5, Section 5.2.5.1)

D. Boil of Gas Treatment

Dalam proses LNG terdapat *boil of gas* yang harus dilepas dari sistem. *Boil of gas* adalah uap atau gas yang muncul akibat perbedaan suhu dan tekanan selama proses LNG. BOG dapat dimanfaatkan menjadi bahan bakar tetapi perlu pengolahan terlebih dahulu, oleh sebab itu diperlukan *BOG treatment unit*.

$BOG = 0,05\% / \text{day}$

$BOG = 120 \times 0,05\%$

$= 0,06 \text{ m}^3 \text{ LNG} / \text{day}$

$BOG \text{ rate} = (0,06/24) \times 568 \text{ (Expansion ratio LNG-NG)}$

$= 1,42 \text{ Nm}^3/\text{hour}$

Berdasarkan penghitungan tersebut, maka BOG kompresor yang dipilih adalah

Manufactured by	:	SIAD
Type	:	TS2 – 2
Flowrate	:	160 Nm^3/hour
Inlet Pressure	:	1,08 bar
Outlet Pressure	:	7 bar
RPM	:	490 RPM
Power	:	11 kW
Amount	:	1 Units

Tabel 4.31 BOG Compressor Specification

- Rules

“Boil-off and flash gases shall discharge into the atmosphere so that it does not hazard to people, equipment, or adjacent properties, or into a closed system” (NFPA 59A, Chapter 6, Section 6.4.5.1)

BOG tersebut masih bisa dimanfaatkan untuk bahan bakar, sehingga BOG tersebut memerlukan *compressor* dan *pre-heater* untuk mendapatkan temperature yang sama dengan kebutuhan mesin.

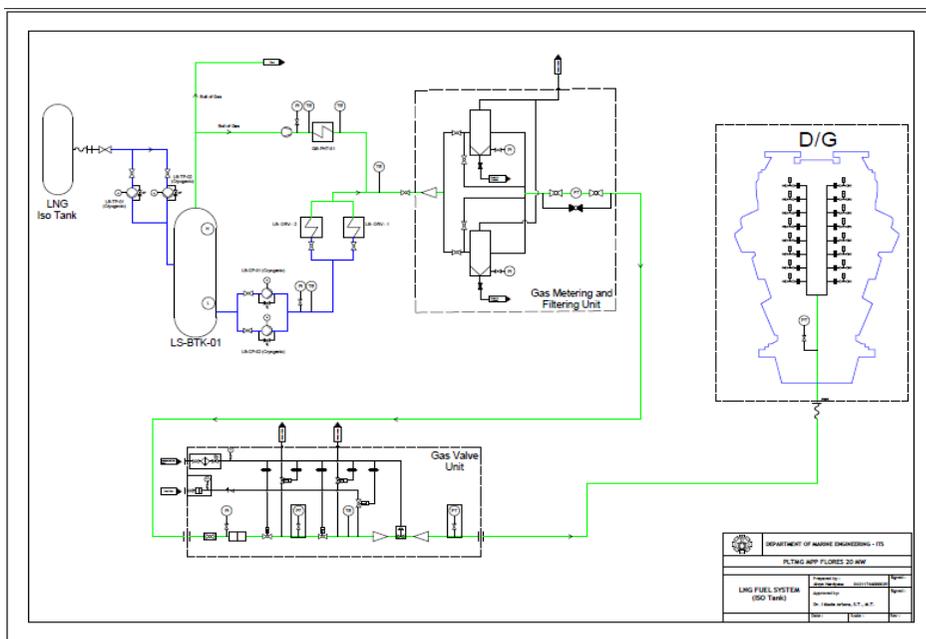
Berdasarkan kebutuhan, maka preheater yang digunakan adalah

Manufactured by	:	Hisaka
Type	:	RX-146A-TN HJR-24
Flowrate	:	100 Nm ³ / hour
Outlet Pressure	:	4 MPa
RPM	:	490 RPM
Amount	:	1 Units

Tabel 4.32 Heat Exchanger Specification

4.6.4 Fuel System Supply (LCT)

Jalur atau alur sistem yang digunakan jika menggunakan skema LCT dapat dilihat pada gambar 4.16



Gambar 4.16 P&ID Skema LCT

Sumber: Dokumen Pribadi

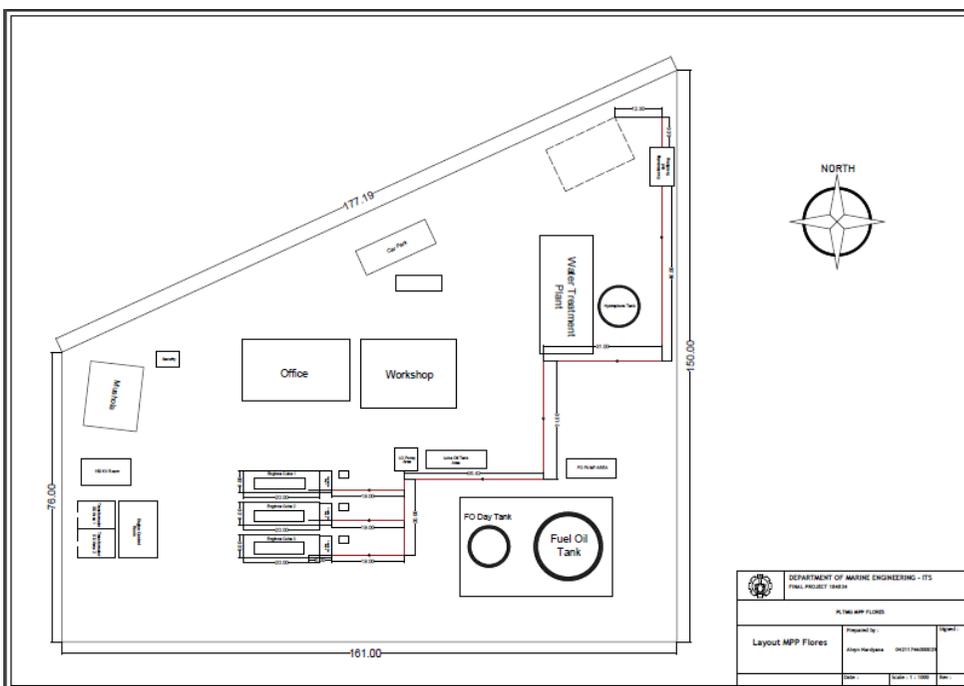
Gambar 4.16 merupakan gambar alir atau P&ID untuk sistem bahan bakar gas yang direncanakan. Alur sistem berawal dari LNG ISO Tank berukuran 20 feet sebagai tangki pasokan LNG. LNG dari *ISO Tank* dialirkan menuju ke *LNG Buffer Tank* sebelum digunakan. LNG Buffer tank merupakan tangki penyimpanan sementara yang dapat memasok gas saat ISO Tank dilakukan penggantian sehingga sistem tidak mati. LNG dari *buffer tank* dipompa dengan *HP pump cryogenic* menuju ke *regasification unit* untuk diubah fasa menjadi gas. Setelah berubah fasa, gas dialirkan menuju ke *gas metering unit* untuk dihitung berapa

penggunaan gas atau kebutuhan gas. Setelah dilakukan pengukuran, gas dialirkan menuju *Gas Valve Unit* untuk diatur tekanan dan kecepatan gas sesuai dengan kebutuhan mesin. Selain LNG yang digunakan, juga terdapat *Boil of Gas* yang harus diatur. BOG yang muncul digambarkan dengan garis berwarna hijau. BOG dapat dimanfaatkan menjadi bahan bakar dengan cara dilakukan preheating agar suhu sesuai dengan kebutuhan mesin. BOG yang tidak dapat dimanfaatkan akan dilepas dengan dialirkan menuju *flare* untuk dibakar.

4.7 Plant Layout

4.7.1 MPP Flores

Pembuatan desain sistem bahan bakar gas membutuhkan layout user area untuk mengetahui jalur pipa gas yang akan direncanakan dan juga untuk mengetahui jarak pipa gas yang dibutuhkan. Berikut adalah layout area pembangkit sebagai user sesuai dengan tata letak pada kondisi aktual.



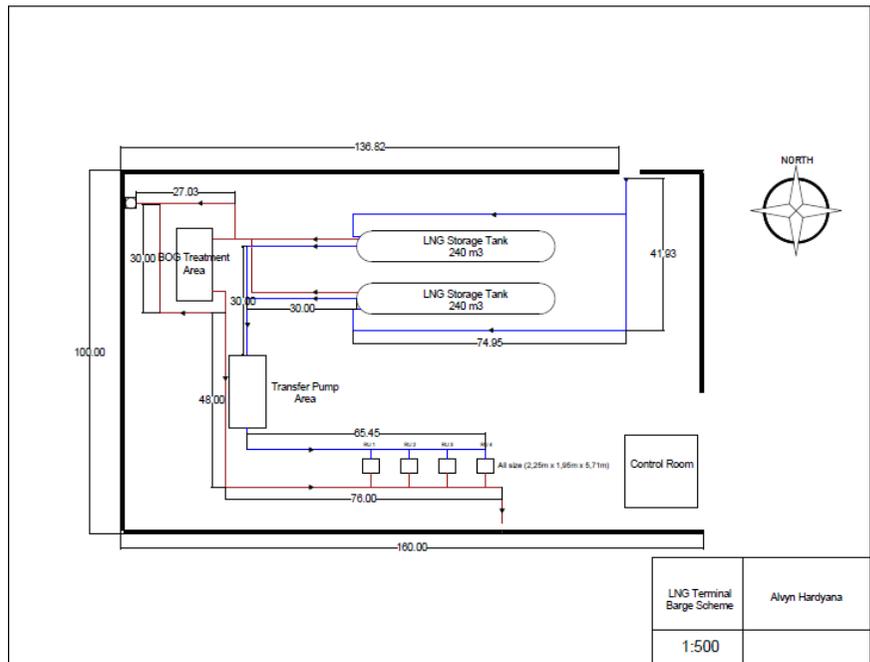
Gambar 4.17 MPP Flores Layout
Sumber: Dokumen Pribadi

Berdasarkan gambar 4.17, pembangkit memiliki luasan area sebesar 161m x 150m. Gambar tersebut memiliki skala 1:1000. Area tersebut berada di seberang lokasi calon LNG Terminal. Gambar garis merah menunjukkan jalur pipa gas yang akan digunakan untuk menuju ke mesin. Pada area pembangkit, gas dari regasifikasi dialirkan menuju gas metering, kemudian melalui pipa sesuai dengan gambar hingga ke *Gas valve unit* yang berada di dalam engine room dan terakhir menuju ke mesin. Jalur pipa gas tersebut berada pada satu area dengan pipa liquid lainnya, seperti

pipa air pendingin, pipa bahan bakar, dan pipa pelumas yang semuanya menuju ke *engine room*.

4.7.2 LNG Terminal Barge Scheme

Pada kondisi aktualnya, LNG selain dari sisi pembangkit sebagai user juga terdapat sisi LNG terminal. Pada LNG Terminal, LNG disimpan dan diolah hingga menjadi gas yang siap di distribusikan ke pelanggan. Berikut adalah layout LNG terminal untuk sistem distribusi menggunakan barge.



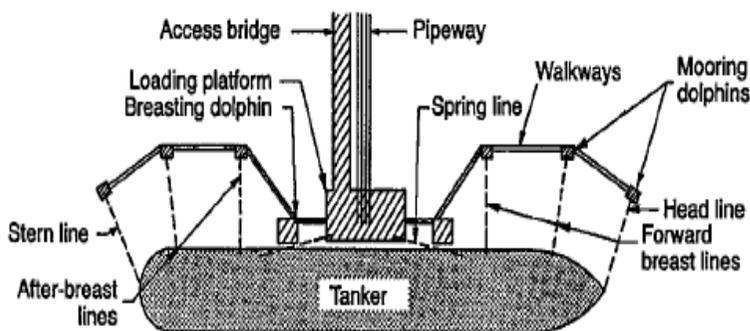
Gambar 4.18 Layout LNG Terminal (Barge)
Sumber: Dokumen Pribadi

Gambar 4.18 merupakan desain layout LNG terminal yang direncanakan. Layout tersebut menggunakan skema distribusi barge dan didesain sesuai dengan aturan atau rules NFPA 59A tahun 2006. Terdapat lima komponen penting yang harus ada dalam LNG terminal, yaitu tangki penyimpanan, pompa kriogenik, regasifikasi unit, *BOG treatment*, dan *flare*. Berdasarkan aturan yang digunakan, setiap komponen memiliki jarak tertentu. Gambar 4.18 menggunakan skala 1:500 dengan satuan pada gambar millimeter dan ukuran sebenarnya dengan panjang 80 meter dan lebar 50 meter. Pada skema barge ini, LNG terminal menerima LNG dari barge menggunakan pipa kriogenik dengan panjang sekitar 2 kilometer sesuai dengan panjang *catwalk* hingga ke *marine loading arm*. Pada LNG terminal memiliki 4 Regasifikasi unit. BOG treatment area berisi komponen pengolah BOG seperti *preheater* dan kompresor serta *pressure release valve* menuju *flare*.

4.7.3 Jetty for Barge

Proses LNG menuju pelanggan dengan menggunakan distribusi kapal barge, sehingga perlu dipersiapkan tempat untuk kapal bersandar dan melakukan proses *transferring*. Desain jetty perlu diperhitungkan terkait dengan kebutuhan kapal dan biaya untuk pembangunan.

Berikut penghitungan desain jetty sesuai dengan aturan yang digunakan yaitu *port designer's and handbook: recommendation and guidelines, 2003*.



Gambar 4.19 Berthing Area for LNG Carrier

Sumber: *port designer's and handbook: recommendation and guidelines*

A. Turning Basin

Turning Basin atau kolam putar adalah area untuk kapal melakukan maneuvering sebelum melakukan berthing atau meninggalkan pelabuhan. Area kolam putar berbentuk lingkaran dan diameter kolam putar dapat dilihat pada perhitungan berikut

Turning Basin Diameter (Db) = $4 \times LOA$ (*No Tugboat Assisted*)

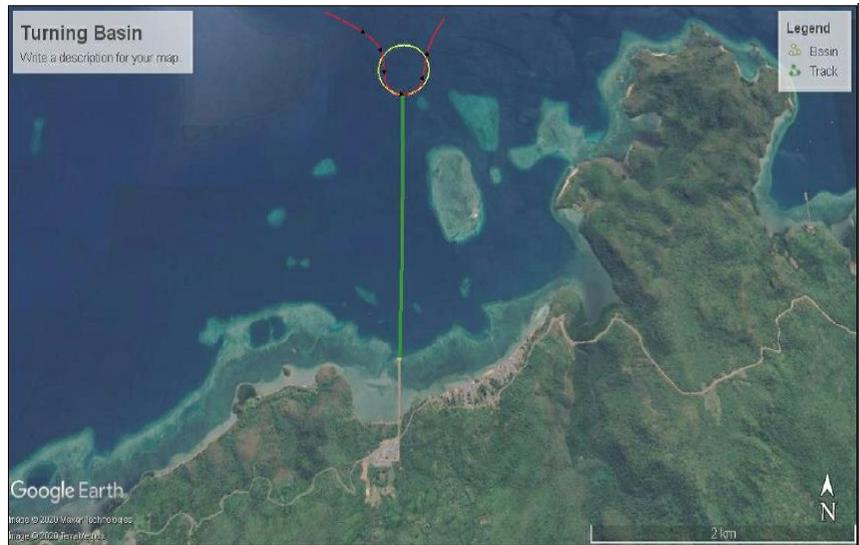
Turning Basin Diameter (Db) = $2 \times LOA$ (*Tugboat Assisted*)

Pada area MPP Flores tidak memerlukan tugboat untuk membantu kapal melakukan maneuvering, maka diameter area kolam putar

$Db = 4 \times 120$ meter

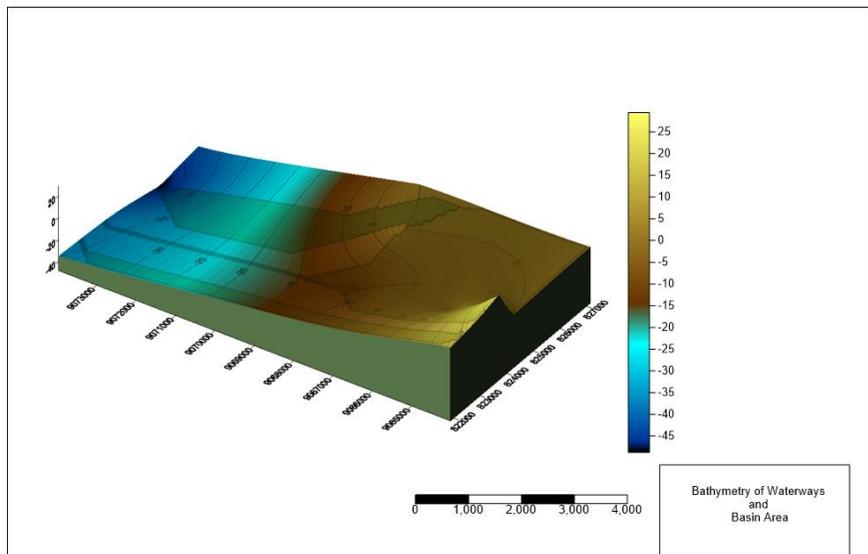
$Db = 480$ meter

Maka diameter minimal untuk area kolam putar adalah 480 meter dan memungkinkan untuk kapal melakukan maneuvering tanpa bantuan tugboat.



Gambar 4.20 Area Kolam Putar
Sumber: Google Earth Pro

Gambar 4.20 merupakan area yang direncanakan sebagai area kolam putar untuk kapal melakukan maneuvering. Diameter kolam sepanjang 480 meter ditunjukkan oleh garis berwarna kuning.



Gambar 4.21 Batimetrik area kolam putar dan alur masuk
Sumber: Dokumen Pribadi

Gambar 4.21 merupakan bentuk kontur *seabed* serta kedalaman disekitar area alur masuk dan kolam putar. Area pada gambar diambil dari bibir pantai hingga area batas alur masuk dengan kedalaman maksimal yang terbaca adalah 40 meter dibawah permukaan laut.

Kedalaman tersebut sudah mencukupi kebutuhan untuk alur masuk dan kolam putar yang ditentukan.

B. *Berthing Area*

Berthing Area adalah tempat kapal bersandar selama melakukan proses *transferring* LNG.

“The layout of berthing structure for oil and gas tankers is different from the berth layout for general cargo ships. The major components of oil and gas berthing structure are include of the following elements: the mooring structure, the breasting structure, the loading platform and access bridge with the pipeway” (*port designer’s and handbook: recommendation and guidelines, 2003*)

Luas berthing area berdasarkan desain sesuai kebutuhan equipment platform adalah

Panjang	= 16 meter
Lebar	= 8 meter
Loading arm	= 3 unit
Gap Load arm	= 3 meter
Lebar Catwalk	= 1,7 meter

C. *Depth of Basin*

Selanjutnya adalah kedalaman kolam untuk area jetty atau *Depth of Basin*. Penghitungan kedalaman sangat penting karena terkait dengan sarat kapal yang akan bersandar agar kapal tidak kandas pada *seabed*.

Depth = 1.1 x Draught (Calm Water)

Depth = 1.2 x Draught (Open Water)

Pada lokasi jetty yang direncanakan merupakan daerah perairan terbuka, yaitu laut flores. Sehingga penghitungan menggunakan kategori *open water*.

Depth = 1.2 x 4 meter

Depth = 5.4 meter

Maka kedalaman kolam untuk area di sekitar jetty adalah 5,4 meter. Selengkapnya dapat dilihat pada gambar 4.20

D. *Elevation*

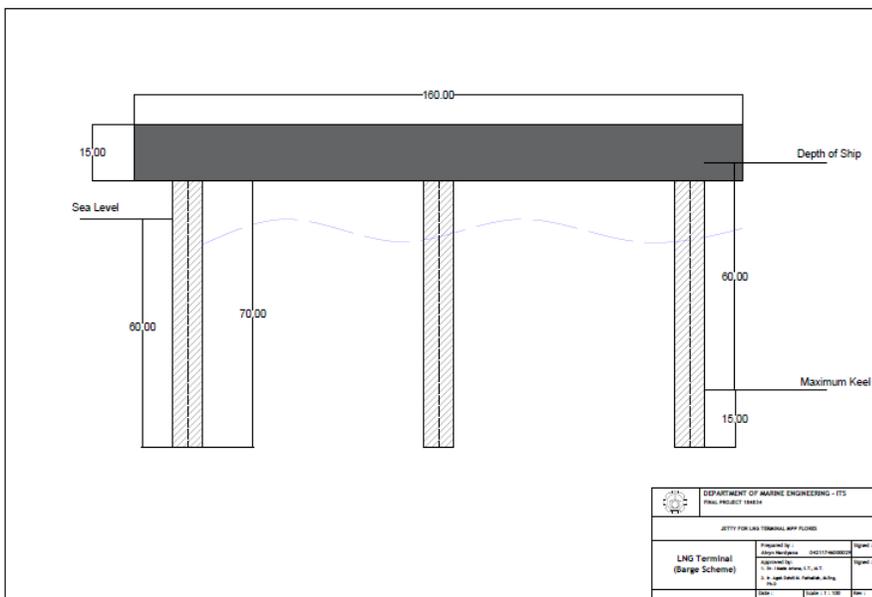
Elevation adalah tinggi permukaan jetty dari permukaan air laut dan dihitung berdasarkan tinggi pasang surut di perairan tersebut. Perairan flores di sekitar jetty memiliki ketinggian pasang surut sekitar 0,55 meter dan relatif tenang.

Elevation (Z) = Tidal + (0,5 ~ 1,5)

Elevation (Z) = 0,55 + 1,5

Elevation (Z) = 2,05 meter

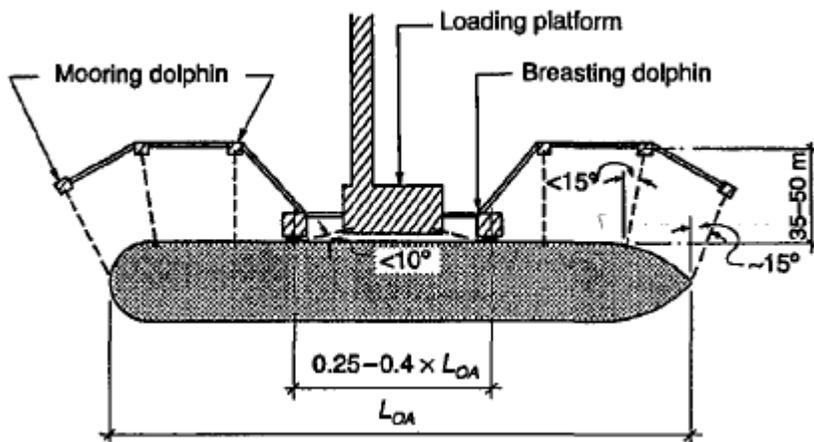
Maka dari hasil penghitungan tersebut, ketinggian minimal untuk permukaan jetty adalah 2,05 meter. Selengkapnya dapat dilihat pada gambar 4.22



Gambar 4.22 Kedalaman Berthing Area
Sumber: Dokumen Pribadi

E. *Breasting Dolphin*

Selanjutnya untuk menahan gerakan kapal selama proses *transferring*, maka diperlukan alatambat yaitu tipe *breasting dolphin*. *Breasting dolphin* berada disamping platform dengan jarak yang sama di kedua sisinya.



Gambar 4.23 Layout Dolphin for Berthing of Gas Tanker
Sumber: *port designer's and handbook: recommendation and guidelines*

Breasting Dolphin = $(0,25\sim 0,4) \times \text{LOA}$ 10° from ship

Breasting Dolphin = $0,25 \times 120$

Breasting Dolphin = 30 meter

Maka jarak minimal untuk pemasangan breasting dolphin adalah 30 meter diukur dari tengah kapal dengan sudut mooring sebesar 10° derajat.

F. *Mooring Dolphin*

Selain menggunakan breasting dolphin, diperlukan juga mooring dolphin untuk menahan gerakan kapal akibat gelombang laut atau angin. Mooring dolphin di desain sesuai aturan yang digunakan.

- Mooring dolphin 1 berada lurus dengan capstan kapal.
- Mooring dolphin 2 berada pada sudut 15° dengan capstan samping kapal.
- Mooring dolphin 3 berada pada sudut 15° dengan capstan *head* dan capstan *stern* kapal.

G. *Catwalk*

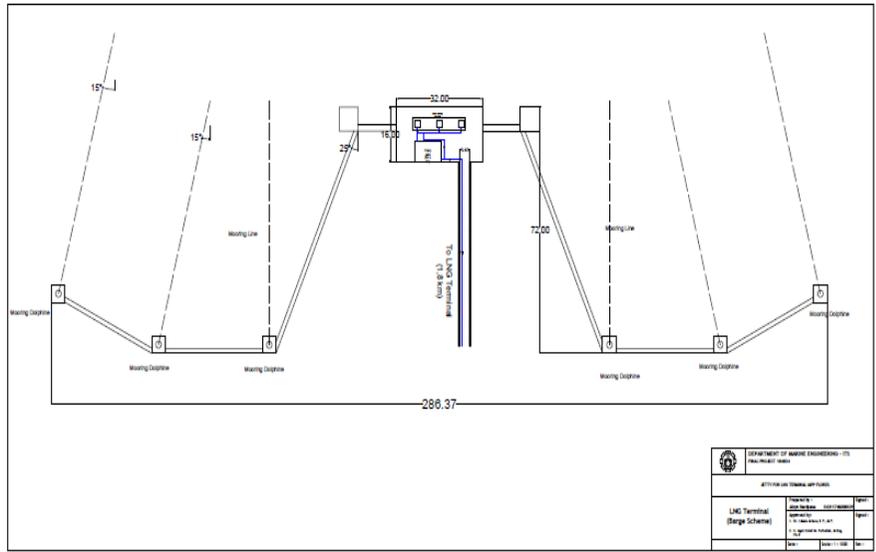
Catwalk adalah akses bagi manusia untuk berjalan dari terminal LNG menuju ujung jetty. Selain akses berjalan bagi manusia, di *catwalk* juga terdapat *pipeway* atau area untuk pipa LNG dari kapal menuju ke *storage tank* yang berada di LNG terminal.

Panjang *catwalk* = 2 kilometer

Lebar *catwalk* = 1,7 meter

Panjang *catwalk* berdasarkan penghitungan panjang dari berthing platform menuju LNG Terminal dan lebar *catwalk* berdasarkan lebar area akses minimum manusia ditambah dengan diameter pipa.

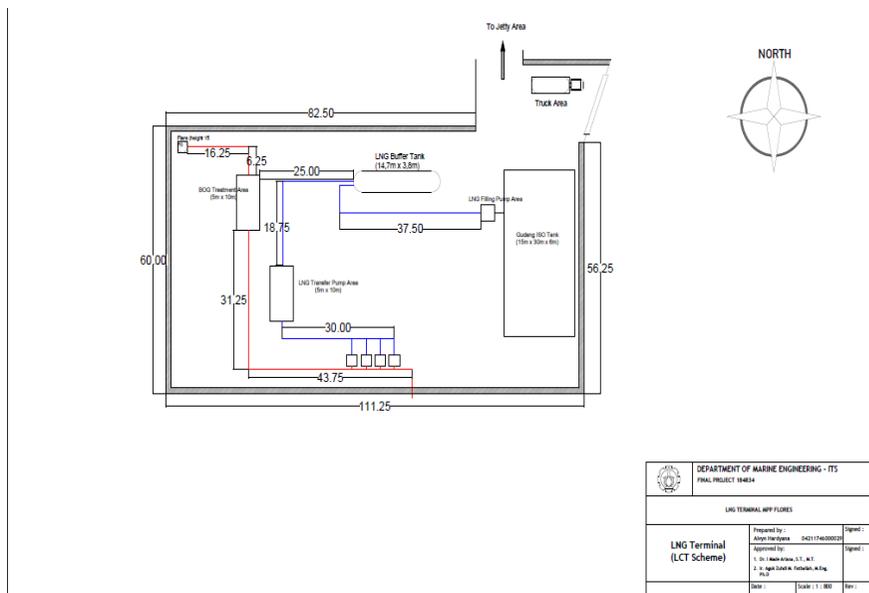
Maka secara keseluruhan penghitungan diatas dapat direncanakan jetty untuk skema barge seperti pada gambar 4.24 dibawah.



Gambar 4.24 Layout Jetty for Barge
Sumber: Dokumen Pribadi

4.7.4 LNG Terminal LCT Scheme

Skema yang kedua adalah menggunakan kapal LCT sebagai LNG carrier. Pada skema ini memiliki perbedaan dari skema barge untuk bentuk dan ukuran dari terminal LNG. Berikut adalah layout dari terminal LNG menggunakan skema distribusi kapal LCT.



Gambar 4.25 Layout LNG Terminal (LCT)
Sumber: Dokumen Pribadi

Gambar 4.25 merupakan gambar tata letak dan ukuran LNG Terminal dengan menggunakan skema distribusi kapal LCT. Gambar 4.23 menggunakan skala 1:800 dengan satuan millimeter. Panjang secara aktual adalah 89 meter dan lebar 48 meter. Berbeda dengan skema barge, terminal LNG skema LCT memiliki gudang sebagai tempat penyimpanan LNG iso tank. Cara penyaluran LNG juga tidak menggunakan pipa kriogenik, tetapi menggunakan truck sebagai pengangkut ISO tank dari kapal LCT menuju ke gudang penyimpanan LNG. Panjang *trestle* untuk akses truk melakukan pengiriman LNG sekitar 1,8 kilometer.

Beberapa komponen penting dalam terminal LNG tersebut, seperti *LNG Buffer tank*, *LNG filling pump*, *LNG transfer pump*, *regasification unit*, *BOG treatment unit* dan *flare*. Pada area LNG terminal memiliki 4 regasifikasi unit yang berfungsi untuk mengubah LNG menjadi gas. Pada tipe ini menggunakan pipa kriogenik lebih pendek, karena sistem LNG tidak terlalu jauh. Pengisian *buffer tank* dilakukan pada area gudang dengan hoses atau sambungan yang terhubung dengan *filling pump*. Pengaturan layout atau tata letak peralatan pada gambar 4.23 menggunakan aturan NFPA 59A 2006.

4.7.5 Jetty LCT

Sarana selanjutnya yang harus disiapkan adalah jetty untuk kapal bersandar dan melakukan *transferring* LNG. Desain jetty untuk kapal LCT berbeda dengan skema kapal barge. Desain perlu diperhitungkan karena terkait dengan keamanan dan biaya yang dibutuhkan. Pada desain jetty untuk kapal LCT ini menggunakan aturan *Standard Design Criteria for Ports in Indonesia, 1984*.

A. *Turning Basin*

Turning Basin atau kolam putar adalah area untuk kapal melakukan *maneuvering* sebelum melakukan *berthing* atau meninggalkan pelabuhan. Area kolam putar berbentuk lingkaran dan diameter kolam putar dapat dilihat pada perhitungan berikut

$$Db = 1,5 \times LOA$$

$$Db = 1,5 \times 46,08$$

$$Db = 69,12 \text{ meter}$$

(*Standard Design Criteria for Ports in Indonesia, part VI 2.4*)

Maka sesuai dengan penghitungan diatas, diameter minimal untuk kolam putar adalah 69,12 meter. Luasan kolam putar dan lokasi seperti telah ditunjukkan pada gambar 4.20 dan 4.21.

B. *Berthing Area*

Berthing Area adalah tempat kapal untuk bersandar selama melakukan proses *transferring* LNG. Pada kapal LCT memiliki perbedaan dengan barge, karena kapal LCT merupakan tipe kapal Ro-Ro.

$$\text{Length} = LOA + 10 \text{ m}$$

Length = LOA + (10% LOA)
 (Standard Design Criteria for Ports in Indonesia, part VII 1.1)

Length = 46,08 + 10 m
 Length = 56,08 meter

Maka berdasarkan penghitungan, panjang berthing area untuk kapal LCT adalah 56,08 meter. Pada desain menggunakan 60 meter, karena berdasarkan penghitungan batas mooring kapal.

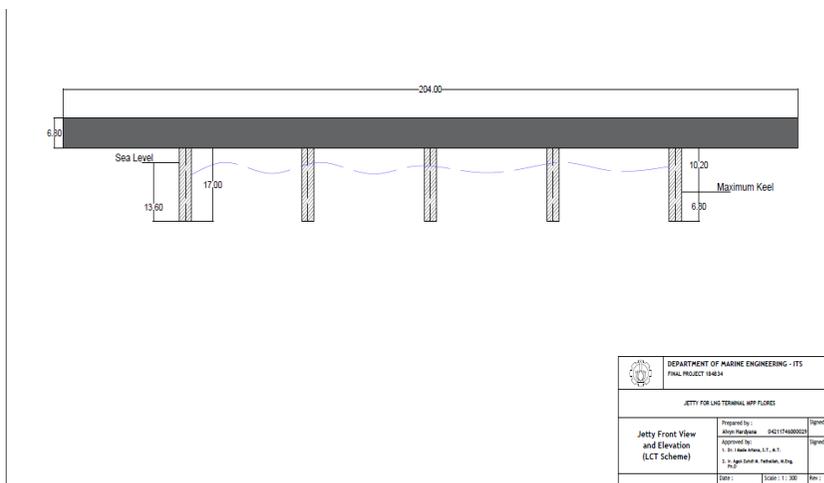
C. Depth of Basin

Parameter selanjutnya adalah kedalaman kolam untuk area jetty atau Depth of Basin. Penghitungan kedalaman sangat penting karena terkait dengan sarat kapal LCT yang akan bersandar.

$Z = (1,05 \sim 1,15) \times \text{Draught}$
 (Standard Design Criteria for Ports in Indonesia, part VI 2.5)

$Z = 1,15 \times 3 \text{ meter}$
 $Z = 3,45 \text{ meter}$

Maka berdasarkan penghitungan, kedalaman minimal kolam pada area jetty adalah 3,45 meter. Pada desain diambil kedalaman sekitar 5 meter.



Gambar 4.26 Kedalaman kolam berthing area
 Sumber: Dokumen Pribadi

D. Loading Platform

Loading platform pada jetty adalah area untuk melakukan proses perpindahan muatan dari kapal menuju ke darat. Desain luasan loading platform bergantung pada jumlah dan peralatan yang bertumpu pada platform. Desain kali ini hanya menentukan luasan platform sesuai dengan kebutuhan dan aturan yang berlaku.

Type	Apron Width
Ocean going vessel	min. 30 meter
Inter island vessel	min. 25 meter
Local vessel	min. 10 meter

Tabel 4.33 Kriteria lebar platform

Tabel 4.32 merupakan kriteria lebar platform yang ditentukan berdasarkan jenis pelayaran kapal. Tabel tersebut diatur oleh *standard criteria design for ports in Indonesia, 1984*. Berdasarkan pertimbangan tersebut, maka kapal LCT yang melakukan pengiriman LNG dari Bontang, Kalimantan Timur menuju Flores, Nusa Tenggara Timur termasuk kedalam kriteria *inter island vessel*. Ketentuan minimal lebar platform adalah 25 meter dan pada desain sesuai dengan ketentuan.

E. Mooring

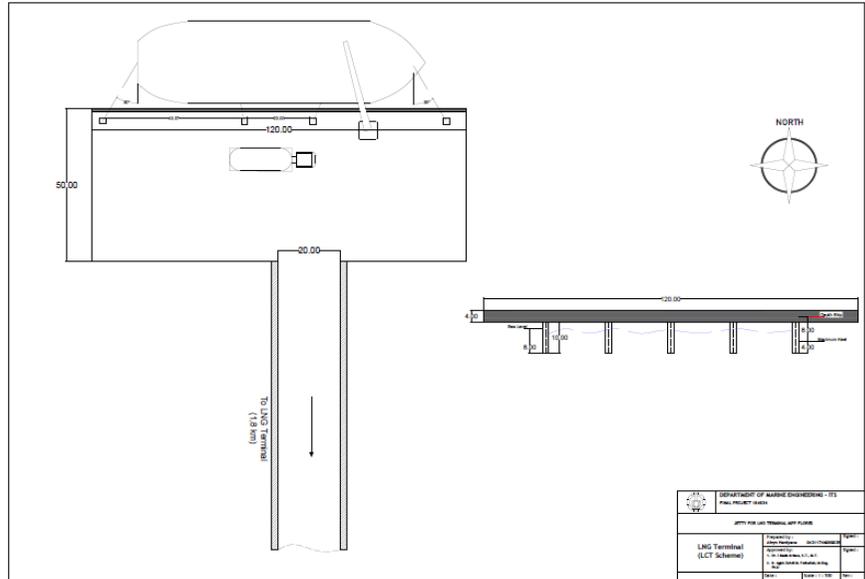
Mooring digunakan untuk menahan kapal dari gelombang selama melakukan bongkar muat ISO tank. Mooring atau tali tambat dikaitkan pada *bollard* yang ada di platform jetty. Jarak mooring perlu diperhitungkan karena tali tambat harus mampu menahan badan kapal. Berdasarkan ketentuan yang diatur oleh *standard design criteria for port in Indonesia*, jarak mooring yang efektif untuk kapal adalah 0,5 – 1,5 meter dari ujung *berthing area*. Sedangkan sudut mooring pada *bow* dan *stern* adalah 30 derajat. Mooring harus didukung bollard dengan kekuatan yang sesuai juga.

Gross Tonnage of Ship (Ton)			Max Spacing of Bollard (m)	Min. Number of Installation per berth
...	-	2.000	10 – 15	4
2.001	-	5.000	20	6
5.001	-	20.000	25	6
20.001	-	50.000	35	8
50.001	-	100.000	45	8

Tabel 4.34 Kriteria Bollard

Berdasarkan tabel 4.33 tentang kriteria bollard yang ditentukan berdasarkan nilai *Gross Tonnage* (GT) kapal, maka kapal LCT yang digunakan memiliki gross tonnage berada diantara nilai maksimal 2000 ton. Jumlah bollard yang disediakan pada desain juga berjumlah 4 unit sesuai dengan ketentuan.

Berdasarkan penghitungan diatas, maka implementasi jetty yang direncanakan untuk kapal LCT dapat dilihat pada gambar 4.27.



Gambar 4.27 Layout Jetty for LCT

Sumber: Dokumen Pribadi

Pada gambar 4.27 disajikan dua gambar yang berbeda, yaitu jetty dengan tampak atas dan jetty dengan tampak depan. Berdasarkan penghitungan serta kebutuhan platform, maka luasan platform untuk bongkar muat adalah 60 meter x 25 meter dengan 4 bollard untuk mooring dan gantry crane untuk bongkar muat ISO tank. *Trestle* memiliki lebar 10 meter sebagai jarak aman untuk akses truk selama bongkar muat. Kedalaman jetty pada titik berthing area adalah 5 meter, sesuai dengan perhitungan diatas dan berdasarkan pertimbangan ketika terjadi pasang surut.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan, analisa, serta desain dari pembahasan “*Analisa Kebutuhan Gas dan Desain Sistem Bahan Bakar Gas Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas MPP Flores*”, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut, yaitu

1. Berdasarkan beban harian selama tiga bulan dan dilakukan penghitungan dengan pendekatan secara empiris, maka didapatkan rata-rata beban operasional harian dari MPP Flores. Pola operasional harian tersebut dibagi menjadi dua kondisi, yaitu kondisi *normal load* dan kondisi *peak load*. Menggunakan nilai rata-rata beban harian dengan pola tersebut, kemudian dapat diproyeksikan peningkatan beban senilai 1,5 kali rata-rata beban harian. Nilai beban yang diproyeksikan tersebut yang digunakan untuk menghitung kebutuhan bahan bakar gas. Dengan menggunakan spesifikasi LNG dari Bontang, maka penghitungan secara konversi didapatkan nilai kebutuhan gas harian MPP Flores, yaitu sekitar 81,08 m³ LNG.
2. Pola distribusi LNG yang dibuat menggunakan dua tipe kapal, yaitu kapal barge dan kapal LCT. Kedua kapal memiliki kapasitas yang berbeda dan jenis kargo yang berbeda. Pola distribusi dibuat untuk beberapa pembangkit di Nusa Tenggara, tetapi lebih difokuskan untuk kebutuhan MPP Flores.

A. Kapal LCT

Kapal LCT memuat LNG menggunakan ISO Tank berukuran 20 feet dengan kapasitas total muat sebesar 34 ISO Tank, maka pola distribusi untuk kapal LCT hanya melakukan distribusi LNG ke MPP Flores. Pertimbangan tersebut karena penghitungan jumlah kebutuhan MPP Flores dan lama waktu pelayaran yang tidak memungkinkan kapal untuk melakukan pemenuhan ke pembangkit listrik lainnya di Nusa Tenggara.

Bontang, Kalimantan Timur → *Labuan Bajo, NTT*

B. Kapal Barge

Kapal barge memuat LNG dengan menggunakan TYPE C Tank. Kapal tersebut dapat memuat LNG sebanyak 3800 m³ yang dibagi menjadi 4 kompartemen. Berdasarkan penghitungan serta optimalisasi SOLVER, maka pembangkit yang mendapat pasokan LNG adalah PLTMG Bima, MPP Flores dan PLTMG Maumere. Total yang dapat dikirim ke tiga pembangkit tersebut adalah 3645,42 m³ dan MPP Flores mendapat pasokan sekitar 405,42 m³.

Bontang, Kalimantan Timur → *Bima, NTB* → *Labuan Bajo, NTT* → *Maumere, NTT*

3. Desain sistem bahan bakar gas menggunakan dua skema, yaitu skema menggunakan barge supply dan skema ISO Tank supply. Terdapat beberapa

perbedaan antara skema barge dan skema iso tank. Beberapa perbedaan dari keduanya, yaitu seperti kebutuhan tangki penyimpanan, panjang pipa cryogenic. Penjelasan secara lengkap dapat melihat pada gambar sistem 4.15 dan 4.16.

5.2 Saran

Adapun beberapa saran yang mungkin dapat menambah isi dan pengembangan selanjutnya dari penulisan ini, yaitu

1. Pertimbangan terminal LNG menggunakan onshore atau offshore seperti barge atau FSRU dari segi teknis dan ekonomis.
2. Melakukan kajian lebih lanjut, terutama dari segi ekonomi karena terkait nilai Investasi dan biaya operasional pembangkit.

DAFTAR PUSTAKA

- Bahadori, A. 2014. *Liquefied Natural Gas (LNG). Natural Gas Processing*
- Breeze, P. 2014. *Power Generation Technologies (Second Edition), Chapter 5 : Piston Engine-Based Power Plants. Newnes*
- Chandra, V. 2006. *Fundamentals of Natural Gas. An International Perspective. PennWell Books.*
- Egashira, Shinji, 2013. Lng vaporizer for Lng re-gasification terminal. Kobelco Tech.Rev. 32, 64e69
- ESDM. 2018. Neraca Gas Indonesia 2018-2027
- GIIGNL, 2009. *LNG Information Paper No.1*
- Khan, M.I., Yasmin, T., Shakoor, A., 2015. *Technical overview of compressed natural gas (CNG) as a transportation fuel. Renew. Sustain. Energy Rev.* 51, 785–797. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.053>
- Kulish, K.M., Shah, K., Wanvik, L., March 13–16, 2005. *Offshore and Onshore LNG Terminals Design and Economic Considerations, paper presented at the 84th Annual GPA Convention, San Antonio, TX, USA.*
- Manning, Francis and Thompson, R.E. 1991. *Oil Field Processing of Petroleum* Vol. 1, Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- Mokhatab, John Y.M, Valappil J.V, Wood DA. 2014. Handbook of Liquefied Natural Gas
- McTaggart-Cowan, G.P., Rogak, S.N., Munshi, S.R., Hill, P.G., Bushe, W.K., 2010. *The influence of fuel composition on a heavy-duty, natural-gas direct-injection engine. Fuel* 89, 752–759. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.10.007>
- NFPA 59A. 2006. Standard for the production, storage, and handling of Liquefied Natural Gas. USA
- Patel D, Mak John, Rivera Daniel, Angtuaco J. 2013. LNG Vaporizers Selection Based on Site Ambient Condition
- Thoresen C.A. 2003. Port Designer Handbook Recommendation and Guidelines
- Randeep Agarwal, Thomas J., Rainey, S.M. Ashrafur Rahman, Ted Steinberg, Robert K. Perrons and Richard J. Brown. 2017. LNG Regasification Terminals: The Role of Geography and Meteorology on Technology Choices
- RUPTL PLN 2018-2027. 2018. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik. Indonesia Maritime Sector Development Programme Directorate General of Sea Communication. Standard Design Criteria for Ports in Indonesia. January 1984
- McGuire and White. 2000. SIGGTO
- Wartsila. 2019. Product Guide 34DF. Finland
- Wei, L., Geng, P., 2016. *A review on natural gas/diesel dual fuel combustion, emissions and performance. Fuel Process. Technol.* 142, 264–278. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2015.09.018>

LAMPIRAN

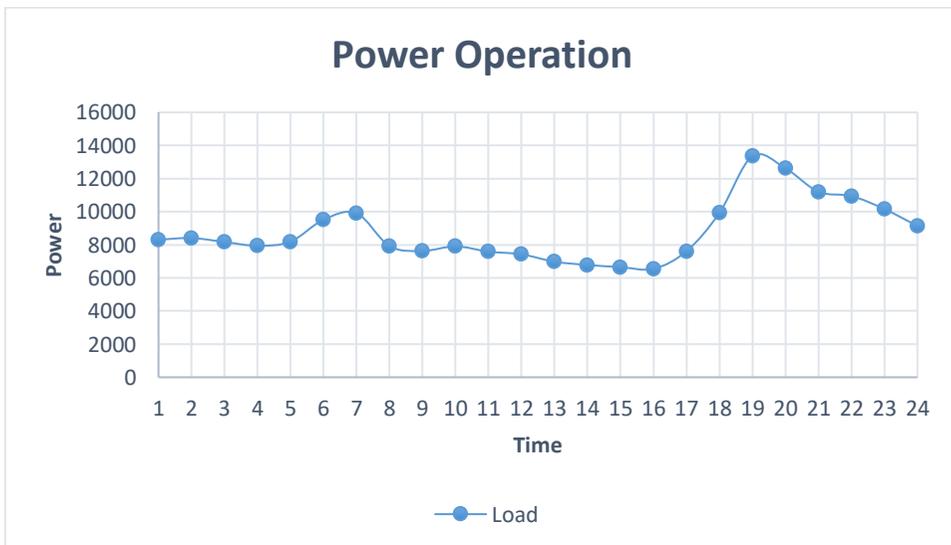
Area MPP Flores



Beban Bulan Juli

TIME	18 Juli 2019				19 Juli 2019				20 Juli 2019				21 Juli 2019				
	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG3	TOTAL	
01:00		4189	4160	8349		5758	5738	11496		3718	3694	7413	0	3917	3893	7810	
02:00		6142	6119	12261		5519	5494	11013		3473	3445	6918	0	2226	4820	7047	
03:00		6367	6339	12706		5351	5327	10678		3319	3289	6609	0	3022	3589	6611	
04:00		6298	6269	12567		5266	5238	10504		3219	3191	6410	0	3201	3171	6372	
05:00		6350	6324	12675		5432	5407	10839		3341	3313	6655	0	3211	3181	6392	
06:00		6400	6367	12768		6233	6207	12440		4047	4022	8069	0	3601	3575	7176	
07:00		6063	6045	12108		6582	6557	13139		4298	4272	8570	0	3909	3883	7792	
08:00		6002	5981	11983		5254	5228	10482		3121	3093	6214	0	3481	3455	6937	
09:00		6418	6389	12807		4990	4962	9952		2908	2875	5783	0	3072	3042	6115	
10:00		6235	6207	12442		5309	5280	10589		2934	2904	5838	2032	2976	2032	7040	
11:00		6158	6134	12292		5355	5325	10680		5115	0	5115	3233	3283	0	6516	
12:00		6195	6170	12365		4529	4500	9029		6197	0	6197	3179	3231	0	6410	
13:00		5931	5909	11840		3653	3629	7282		5666	0	5666	2932	2984	0	5916	
14:00		5963	5945	11909		3573	3545	7118		5490	0	5490	2661	2716	0	5377	
15:00		5917	5895	11812		3565	3537	7102		5240	0	5240	2613	2667	0	5279	
16:00		6008	5987	11995		2883	2855	5738		5478	0	5478	2710	2762	0	5472	
17:00		6261	6233	12494		4047	4023	8070		4885	0	4885	3141	3191	0	6332	
18:00		6286	6257	12543		5629	5601	11230		4543	4517	9059	4664	4719	0	9384	
19:00		6363	6339	12702		6980	6949	13929		6706	6673	13379	6544	6596	0	13140	
20:00		5567	5542	11109		6274	6249	12523		6519	6489	13008	6367	6426	0	12793	
21:00		2835	2807	5642		6170	6144	12314		6413	6386	12799	5633	5681	0	11314	
22:00		3179	3151	6330		5883	5860	11743		6109	6085	12194	5519	5569	0	11087	
23:00		5117	5091	10208		4925	4893	9818		5270	5243	10513	4947	5002	0	9949	
24:00		6201	6176	12377		4191	4166	8357		4456	4428	8883	4282	4334	0	8616	
		TOTAL			276284		246062				186385				186877		

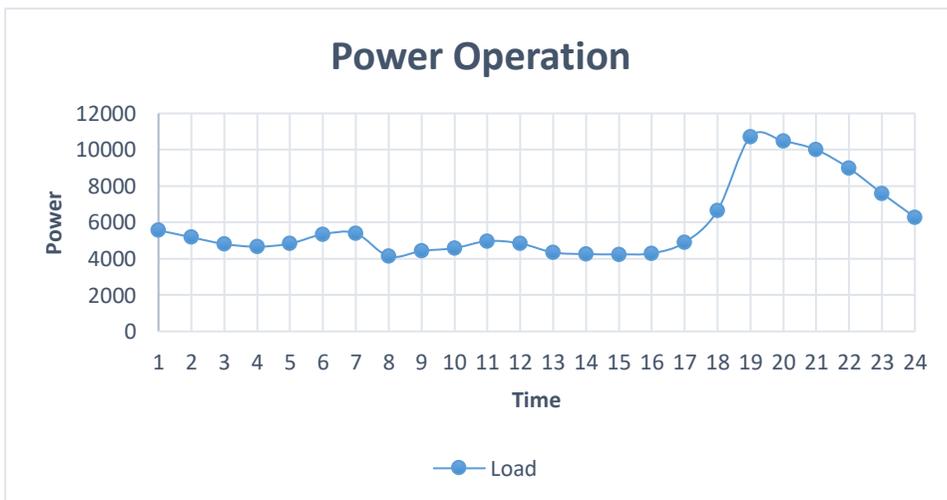
TIME	22 Juli 2019				23 Juli 2019				24 Juli 2019					
	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG3	TOTAL		
01:00	3863	3911	0	7774		3934	3909	7843		3748	3726	7475		
02:00	3589	3635	0	7224		3679	3655	7334		3541	3519	7060		
03:00	3465	3515	0	6980		3525	3501	7026		3305	3283	6588		
04:00	3393	3441	0	6835		3419	3393	6813		3059	3030	6089		
05:00	3587	3633	0	7220		3567	3545	7112		3233	3209	6442		
06:00	4622	4675	0	9297		4401	4373	8774		4049	4023	8072		
07:00	4826	4876	0	9702		4666	4637	9304		4389	4361	8750		
08:00	2292	4201	0	6492		3353	3328	6681		3355	3333	6689		
09:00	0	6066	0	6066		3231	3201	6432		3131	3103	6234		
10:00	0	6450	0	6450		3291	3267	6558		3233	3211	6444		
11:00	0	5736	0	5736		3267	3239	6507		3153	3128	6281		
12:00	0	5919	0	5919		3217	3187	6404		2849	2821	5670		
13:00	0	5877	0	5877		5108	2033	7141		0	5137	5137		
14:00	0	6008	0	6008		5540	0	5540		0	6045	6045		
15:00	0	5803	0	5803		5433	0	5433		0	5899	5899		
16:00	0	5784	0	5784		5407	0	5407		0	5977	5977		
17:00	0	4136	2600	6736		5561	2034	7594		3002	4154	7156		
18:00	0	4448	4419	8867		4219	4193	8411		5016	4990	10006		
19:00	0	6700	6669	13369		7004	6971	13975		6513	6485	12998		
20:00	0	6682	6649	13331		6629	6596	13225		6188	6158	12346		
21:00	0	6251	6227	12478		6121	6097	12218		5843	5818	11661		
22:00	0	6070	6047	12117		5841	5818	11659		5758	5734	11492		
23:00	0	5165	5137	10303		5103	5072	10176		5083	5053	10135		
24:00	0	4409	4373	8782		4247	4219	8466		4254	4225	8479		
	TOTAL			195149					196035					189125



Beban Bulan Agustus

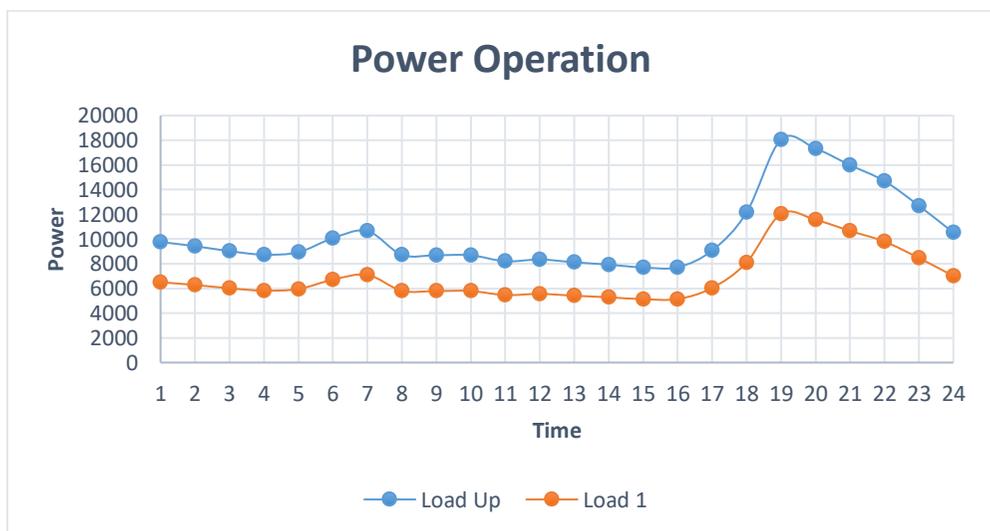
TIME	1 Agustus 2019				2 Agustus 2019				3 Agustus 2019					
	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL		
01:00		3401	3397	6798		3980	3955	7935		5482	0	5482		
02:00		5079	2032	7111		3750	3728	7479		5040	0	5040		
03:00		5994	0	5994		3597	3571	7168		4725	0	4725		
04:00		5760	0	5760		3543	3519	7062		4456	0	4456		
05:00		5966	0	5966		3663	3641	7304		4554	0	4554		
06:00		3944	0	3944		4318	4290	8608		5693	0	5693		
07:00		4081	0	4081		4227	4204	8431		5513	0	5513		
08:00		5087	0	5087		3992	0	3992		4198	0	4198		
09:00		5839	0	5839		5206	0	5206		5114	0	5114		
10:00		6012	0	6012		4990	0	4990		5373	0	5373		
11:00		6018	0	6018		3659	3637	7295		5488	0	5488		
12:00		5766	0	5766		3549	3525	7074		5580	0	5580		
13:00		5224	0	5224		3265	3241	6507		5044	0	5044		
14:00		5530	0	5530		3232	3205	6438		4780	0	4780		
15:00		5412	0	5412		3161	3137	6298		4528	0	4528		
16:00		5361	0	5361		3285	3261	6547		4514	0	4514		
17:00		5664	0	5664		3666	3645	7311		5322	0	5322		
18:00		4354	4320	8674		4679	4654	9333		5603	0	5603		
19:00		6343	6310	12653		6211	6185	12396		5917	5885	11801		
20:00		5867	5843	11709		6077	6049	12125		5902	5881	11783		
21:00		5818	5798	11617		5666	5643	11309		5403	5387	10790		
22:00		5911	5889	11800		4913	4746	9659		4805	4776	9582		
23:00		5430	5405	10835		4000	4095	8095		4054	4029	8083		
24:00		4413	4376	8790		5072	2033	7105		3417	3162	6579		
	TOTAL (kWh)			171643					185666					149626

TIME	4 Agustus 2019				5 Agustus 2019				6 Agustus 2019				
	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	DG 1	DG 2	DG 3	TOTAL	
01:00		5799	0	5799	0	4769	2032	6801	6170	0	0	6170	
02:00		5290	0	5290	0	5645	0	5645	5701	0	0	5701	
03:00		4989	0	4989	0	5397	0	5397	5409	0	0	5409	
04:00		4784	0	4784	0	5288	0	5288	5280	0	0	5280	
05:00		4840	0	4840	0	5623	0	5623	5556	0	0	5556	
06:00		5514	0	5514	0	4597	2719	7316	6349	0	0	6349	
07:00		6047	0	6047	0	3823	3797	7620	6105	0	0	6105	
08:00		5378	0	5378	0	4892	0	4892	5363	0	0	5363	
09:00		4604	0	4604	0	5042	0	5042	5205	0	0	5205	
10:00		4961	0	4961	0	5249	0	5249	5480	0	0	5480	
11:00		5290	0	5290	0	5306	0	5306	5401	0	0	5401	
12:00		5336	0	5336	0	5092	0	5092	5052	0	0	5052	
13:00		4707	0	4707	0	4515	0	4515	4425	0	0	4425	
14:00		3694	0	3694	0	4838	0	4838	4514	0	0	4514	
15:00		4166	0	4166	0	4741	0	4741	4563	0	0	4563	
16:00		4372	0	4372	0	4581	0	4581	4696	0	0	4696	
17:00		5363	0	5363	0	5250	0	5250	5365	0	0	5365	
18:00		4572	3151	7723	2211	5155	0	7366	4617	0	3279	7896	
19:00		6303	6272	12575	6339	6393	0	12732	6436	0	6462	12898	
20:00		6276	6248	12524	6276	6336	0	12612	6284	0	6310	12594	
21:00		6059	6026	12085	5367	6623	0	11989	6083	0	6111	12194	
22:00		5271	5244	10515	5219	5262	0	10481	5383	0	5407	10790	
23:00		4358	4328	8686	4364	4218	0	8582	4443	0	4465	8909	
24:00		3525	3527	7052	3505	3550	0	7055	3700	0	3721	7421	
	TOTAL (kWh)			156292					164014				163335



Pola Operasional Maksimum

Time	Juni	Juli	Agustus						
	Power (kilowatt)			Average	Projection	Unit	Power	%	SFGC
01:00	5642	8308	5569	6507	9760	2	4880.02	61.00	8087.28
02:00	5264	8408	5181	6284	9426	2	4713.25	58.92	8144.52
03:00	5066	8171	4812	6016	9025	2	4512.31	56.40	8213.87
04:00	4870	7941	4662	5824	8737	2	4368.35	54.60	8263.41
05:00	4845	8191	4835	5957	8935	2	4467.57	55.84	8229.28
06:00	5293	9513	5346	6718	10076	2	5038.21	62.98	8032.79
07:00	5998	9909	5400	7102	10654	2	5326.79	66.58	7933.72
08:00	5399	7925	4130	5818	8727	2	4363.66	54.55	8264.78
09:00	5326	7627	4430	5794	8692	2	4345.80	54.32	8271.11
10:00	4898	7909	4581	5796	8694	2	4346.89	54.34	8270.56
11:00	3842	7589	4971	5467	8201	2	4100.61	51.26	8355.32
12:00	4415	7428	4843	5562	8343	2	4171.48	52.14	8331.11
13:00	4919	6980	4346	5415	8122	2	4061.21	50.77	8368.81
14:00	4818	6784	4256	5286	7929	2	3964.59	49.56	8390.00
15:00	4507	6653	4244	5135	7702	2	3851.00	48.14	8390.00
16:00	4593	6550	4296	5146	7719	2	3859.71	48.25	8390.00
17:00	5627	7610	4896	6044	9066	2	4533.20	56.66	8206.72
18:00	7719	9929	6656	8101	12152	2	6076.04	75.95	7681.58
19:00	12052	13356	10722	12043	18065	3	6021.63	75.27	7696.20
20:00	11577	12619	10478	11558	17337	3	5779.02	72.24	7777.96
21:00	10784	11204	9998	10662	15993	3	5330.93	66.64	7932.07
22:00	9475	10946	8975	9799	14698	3	4899.40	61.24	8080.68
23:00	7647	10157	7599	8468	12701	2	6350.69	79.38	7607.83
24:00	5613	9137	6286	7012	10518	2	5259.12	65.74	7956.84
TOTAL				167516	251274				



Time	Jumi Power (kilowatt)	Juli	Agustus (kilowatt)	Average (kW)	Up Load (kW)	Unit	Each engine	% Load	SFGC (kJ/kWh)	Gas Cons. (MJ)	Vol. NG (m ³ n)	Mass NG (kg)	LNG Vol. (m ³)
01:00	5642	8308	5569	6507	9760	2	4880.019	61.00	8087.28	78932.16	1798.00	1440.20	3.16
02:00	5264	8408	5181	6284	9426	2	4713.249	58.92	8144.52	76774.30	1748.85	1400.82	3.07
03:00	5066	8171	4812	6016	9025	2	4512.311	56.40	8213.87	74127.07	1688.54	1352.52	2.97
04:00	4870	7941	4662	5824	8737	2	4368.35	54.60	8263.41	72194.94	1644.53	1317.27	2.89
05:00	4845	8191	4835	5957	8935	2	4467.567	55.84	8229.28	73529.73	1674.94	1341.62	2.94
06:00	5293	9513	5346	6718	10076	2	5038.213	62.98	8032.79	80941.81	1843.78	1476.87	3.24
07:00	5998	9909	5400	7102	10654	2	5326.788	66.58	7933.72	84522.49	1925.34	1542.20	3.38
08:00	5399	7925	4130	5818	8727	2	4363.656	54.55	8264.78	72129.32	1643.04	1316.07	2.89
09:00	5326	7627	4430	5794	8692	2	4345.801	54.32	8271.11	71889.20	1637.57	1311.69	2.88
10:00	4898	7909	4581	5796	8694	2	4346.891	54.34	8270.56	71902.45	1637.87	1311.93	2.88
11:00	3842	7589	4971	5467	8201	2	4100.612	51.26	8355.32	68523.85	1560.91	1250.29	2.74
12:00	4415	7428	4843	5562	8343	2	4171.484	52.14	8331.11	69506.19	1583.28	1268.21	2.78
13:00	4919	6980	4346	5415	8122	2	4061.207	50.77	8368.81	67974.94	1548.40	1240.27	2.72
14:00	4818	6784	4256	5286	7929	2	3964.591	49.56	8390.00	66525.84	1515.39	1213.83	2.66
15:00	4507	6653	4244	5135	7702	2	3851.004	48.14	8390.00	64619.85	1471.98	1179.05	2.59
16:00	4593	6550	4296	5146	7719	2	3859.712	48.25	8390.00	64765.97	1475.31	1181.72	2.59
17:00	5627	7610	4896	6044	9066	2	4533.199	56.66	8206.72	74405.39	1694.88	1357.60	2.98
18:00	7719	9929	6656	8101	12152	2	6076.036	75.95	7681.58	93347.11	2126.36	1703.21	3.74
19:00	12052	13356	10722	12043	18065	3	6021.633	75.27	7696.20	139031.08	3167.00	2536.76	5.56
20:00	11577	12619	10478	11558	17337	3	5779.017	72.24	7777.96	134846.88	3071.68	2460.42	5.40
21:00	10784	11204	9998	10662	15993	3	5330.93	66.64	7932.07	126855.92	2889.66	2314.61	5.08
22:00	9475	10946	8975	9799	14698	3	4899.405	61.24	8080.68	118771.56	2705.50	2167.11	4.75
23:00	7647	10157	7599	8468	12701	2	6350.687	79.38	7607.83	96629.90	2201.14	1763.11	3.87
24:00	5613	9137	6286	7012	10518	2	5259.116	65.74	7956.84	83691.90	1906.42	1527.04	3.35
TOTAL				167516	251274					2026439.83	46160.36	36974.45	81.08

Converter Efficiency Generator

CONVERTER OF GENERATOR EFFICIENCY						
Parameter	Power Factor 0.8		Power Factor 0.9		Power Factor 1.0	
	Load %	Eff. (%)	Load %	Eff. (%)	Load %	Eff. (%)
<i>Max</i>	100	98.29	100	98.29	100	98.29
<i>Min</i>	50	97.75	50	97.75	75	98.17
<i>Calculated</i>	62.9	97.89	62.9	97.89	75.65	98.17
<i>Noted :</i>	Use ABB Generator type AMG 1120MR08 DSE					
	Pf 0.8	pf 0.9	pf 1			
<i>Load</i>	<i>eff. (%)</i>	<i>eff. (%)</i>	<i>eff. (%)</i>	<i>Set Parameter</i>		
110	97.71	98	98.29			
100	97.7	98	98.29	98.26		
75	97.57	97.87	98.17	98.14	75.1	98.14
50	97.05	97.41	97.75	97.72	67.57	98.02
25	95.09	95.65	96.14	96.09	46.19	97.47
0	0	0	0	0	15.7	60.34

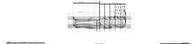
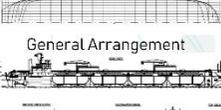
NASDEC Design LNG Carrier

NON-CONVENTIONAL LANDING CRAFT TANK

Modified LCT for LNG Distribution

NON-CONVENTIONAL LNG BARGE

Modified Barge for LNG Distribution

Technical Drawings	3D Drawings	Technical Drawings	3D Drawings																				
<p>Lines Plan</p>  <p>General Arrangement</p>  <p>Deck Plan</p> 	<p>ISO View</p>  <p>Side View</p>  <p>Front View</p> 	<p>Lines Plan</p>  <p>General Arrangement</p>    	<p>ISO View</p>  <p>Side View</p>  <p>Front View</p> 																				
	<table border="0"> <tr> <td>Length overall : 44.50 m</td> <td>Speed : 10 kn/hr</td> </tr> <tr> <td>Displacement : 42.59 m</td> <td>Block Coeff. : 0.702</td> </tr> <tr> <td>Breadth : 13.50 m</td> <td>Capacity : 34 ISO Tank (20 ft Size)</td> </tr> <tr> <td>Depth : 4.00 m</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Draft : 3.00 m</td> <td></td> </tr> </table>	Length overall : 44.50 m	Speed : 10 kn/hr	Displacement : 42.59 m	Block Coeff. : 0.702	Breadth : 13.50 m	Capacity : 34 ISO Tank (20 ft Size)	Depth : 4.00 m		Draft : 3.00 m		<table border="0"> <tr> <td>Length overall : 123.0 m</td> <td>Speed : 15 kn/hr</td> </tr> <tr> <td>Lsp : 115.0 m</td> <td>Block Coeff. : 0.790</td> </tr> <tr> <td>Breadth : 20.0 m</td> <td>Capacity : 2500 CuM</td> </tr> <tr> <td>Depth : 6.50 m</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Draft : 4.50 m</td> <td></td> </tr> </table>	Length overall : 123.0 m	Speed : 15 kn/hr	Lsp : 115.0 m	Block Coeff. : 0.790	Breadth : 20.0 m	Capacity : 2500 CuM	Depth : 6.50 m		Draft : 4.50 m		
Length overall : 44.50 m	Speed : 10 kn/hr																						
Displacement : 42.59 m	Block Coeff. : 0.702																						
Breadth : 13.50 m	Capacity : 34 ISO Tank (20 ft Size)																						
Depth : 4.00 m																							
Draft : 3.00 m																							
Length overall : 123.0 m	Speed : 15 kn/hr																						
Lsp : 115.0 m	Block Coeff. : 0.790																						
Breadth : 20.0 m	Capacity : 2500 CuM																						
Depth : 6.50 m																							
Draft : 4.50 m																							

NASDEC
NATIONAL SHIP DESIGN & ENGINEERING CENTER

ISO Tank 20 ft Badak LNG



SOLVER

	Bontang	Sumbawa	Bima	Flores	Maumere	Kupang
Bontang	0	523	526	557	625	826
Sumbawa	523	0	106	169	323	409
Bima	526	106	0	82	264	380
Flores	557	169	82	0	156	397
Maumere	625	323	264	156	0	467
Kupang	826	409	380	397	467	0

Solver Parameters

Set Objective: ↑

To: Max Min Value Of:

By Changing Variable Cells: ↑

Subject to the Constraints:

\$C\$3:\$H\$4 = binary
 \$D\$4:\$H\$4 = 1
 \$K\$3:\$K\$4 = \$M\$3:\$M\$4

Make Unconstrained Variables Non-Negative

Select a Solving Method: Simplex LP Options

Solving Method
 Select the GRG Nonlinear engine for Solver Problems that are smooth nonlinear. Select the LP Simplex engine for linear Solver Problems, and select the Evolutionary engine for Solver problems that are non-smooth.

EQUATIONS

equations using binary number with solver

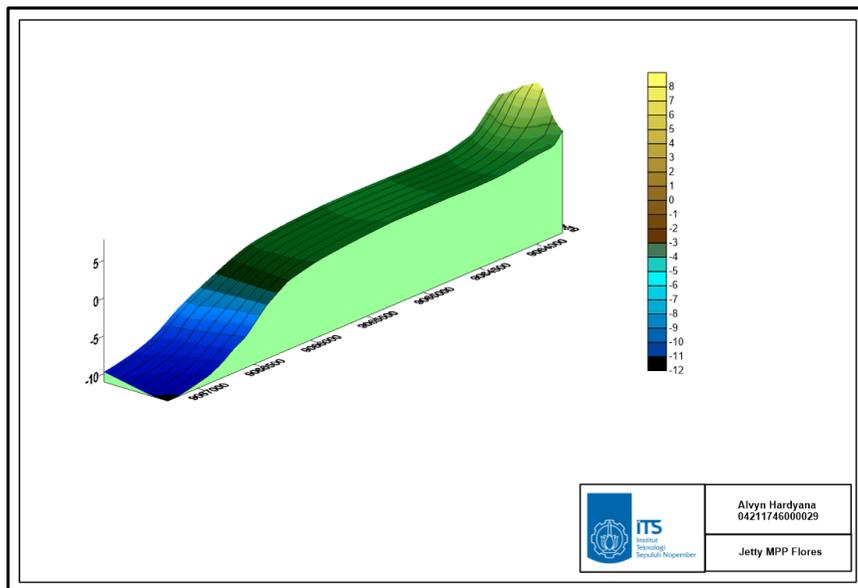
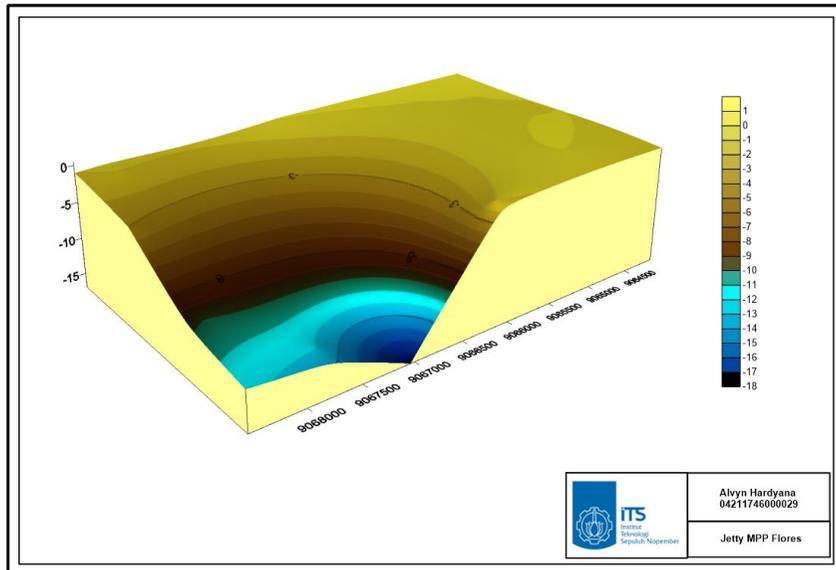
CONSTRAINTS

		TO									
		B	F	BM	M	S	K	OUT	OUT-IN	CONSTR	IN
FROM	B	0	0	0	0	1	0	1	1	=	1
	F	0	0	0	1	0	0	1	0	=	0
	BM	0	0	0	0	0	1	1	0	=	0
	M	0	1	0	0	0	0	1	0	=	0
	S	0	0	1	0	0	0	1	0	=	0
	K	0	0	0	0	0	0	0	-1	=	-1

IN = SUM of each column, OUT = SUM of each row

out-in = 1 for the start point, = -1 for destination point, 0= for the finish round trip

Peta Batimetrik



LNG Buffer Tank



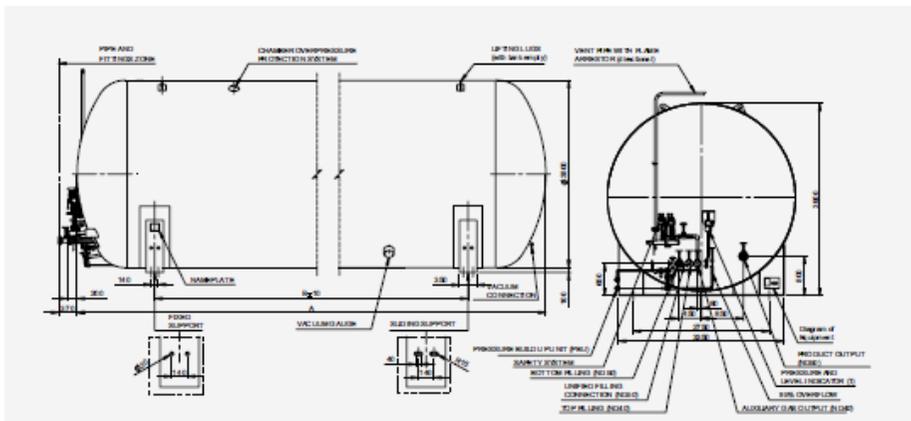
STATIC TANKS FOR LNG STORAGE
HORIZONTAL CRYOGENIC TANKS FOR LIQUEFIED NATURAL GAS

3800 H SERIES**3800 H SERIES**

Designation example "LC80H38-P16": LC: Lapesa cryogenic tank, 80: nominal volume 80 m³, H: horizontal installation 38: diameter 3,000 mm, P16: maximum working pressure 16 bar

MAIN FEATURES		LC80H38-P.*	LC107H38-P.*	LC120H38-P.*	LC150H38-P.*	LC200H38-P.*	LC226H38-P.*	LC245H38-P.*
NOMINAL VOLUME	m ³	80,0	107,0	120,0	150,0	200,0	226,0	245,0
NET VOLUME	m ³	79,9	107,4	118,6	154,6	199,6	226,0	245,0
LNG USEFUL CAPACITY (95%, 1 bar)	mt	34,9	46,9	51,8	67,6	87,2	98,8	107,1
MAXIMUM WORKING PRESSURE	bar				*(P) : 05, 09, 14, 17, 22, 27, 30, 34			
DESIGN TEMPERATURE	°C	-196	-196	-196	-196	-196	-196	-196
STANDARDS		EC marking: European directive 2014/68/EU, (optional) ASME stamp: ASME VIII, div.1						
INNER TANK	material	austenitic stainless steel						
OUTER TANK	material	carbon steel						
INSULATION		Perlite insulating material, vacuum < 5 * 10 ⁻²						
INTERNAL FINISH		Particle free						
EXTERNAL FINISH		SA 2 1/2 blasting/ 60 micron polyamide epoxy primer / 60 micron white polyurethane finish						

STATIC TANKS FOR LNG STORAGE



DETAILS FOR HANDLING AND TRANSPORT

LC80H38-P.* LC107H38-P.* LC120H38-P.* LC150H38-P.* LC200H38-P.* LC226H38-P.* LC245H38-P.*

	P05	21,6	27,2	29,4	36,9	46,2	53,0	58,6
	P09	21,6	27,2	29,4	36,9	46,2	53,0	58,6
	P14	23,4	29,4	31,8	40,0	50,1	57,5	63,4
Approx. tare when empty (tank with full equipment)	P17	25,1	31,6	34,2	43,1	54,0	61,9	68,2
	P22	27,6	34,7	37,6	47,6	59,7	68,3	75,1
	P27	30,4	38,2	41,5	52,4	65,8	75,2	82,5
	P30	22,1	40,4	43,9	55,5	69,7	79,6	87,2
	P34	33,9	42,6	46,3	58,6	73,7	84,1	92,0
L: total length including valves	mm	10.415	13.415	14.695	18.705	23.705	26.870	29.870
D: total width	mm	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
H: total height including vent pipe	mm	4.150	4.150	4.150	4.150	4.150	4.150	4.150
P: distance between supports	mm	6.900	10.000	11.000	15.300	20.000	23.200	26.200

LNG Storage Tank



STATIC TANKS FOR LNG STORAGE
HORIZONTAL CRYOGENIC TANKS FOR LIQUEFIED NATURAL GAS

4200 H SERIES

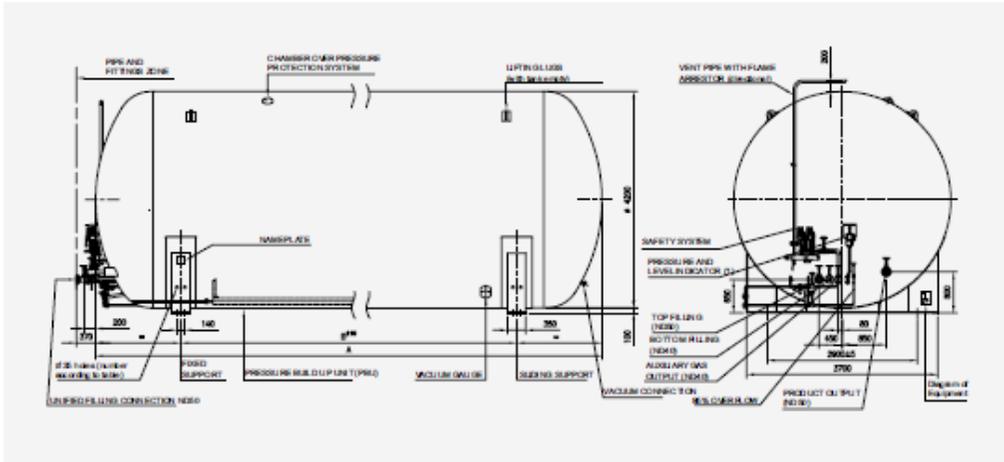


4200 H SERIES

Designation example "LC240H42-P16": LC: Lapesa cryogenic tank, 240: nominal volume 240 m³, H: horizontal installation, 42: diameter 4,200 mm, P16: maximum working pressure 16 bar

MAIN FEATURES		LC195H42-P.*	LC240H42-P.*	LC285H42-P.*	LC307H42-P.*	LC318H42-P.*
NOMINAL VOLUME	m ³	195,0	240,0	285,0	307,0	318,0
NET VOLUME	m ³	195,0	240,0	285,0	307,0	318,0
LNG USEFUL CAPACITY (95%, 1 bar)	mt	85,2	104,9	124,5	134,2	139,0
MAXIMUM WORKING PRESSURE	bar	*(P): 05, 09, 13, 16, 22, 28, 35				
DESIGN TEMPERATURE	°C	-196	-196	-196	-196	-196
STANDARDS		EC marking: European directive 2014/68/EU, (optional) ASME stamp: ASME VIII, div.1				
INNER TANK	material	austenitic stainless steel				
OUTER TANK	material	carbon steel				
INSULATION		Perlite insulating material, vacuum < 5 * 10 ⁻²				
INTERNAL FINISH		Particle free				
EXTERNAL FINISH		SA 2 1/2 blasting/ 60 micron polyamide epoxy primer / 60 micron white polyurethane finish				

STATIC TANKS FOR LNG STORAGE



DETAILS FOR HANDLING AND TRANSPORT		LC195H42-P.*	LC240H42-P.*	LC285H42-P.*	LC307H42-P.*	LC318H42-P.*
Approx. tare when empty (tank with full equipment)	P05	46,2	54,9	63,5	67,9	70,3
	P09	46,2	54,9	63,5	67,9	70,3
	P13	49,8	59,2	68,5	73,3	75,9
	P16	53,3	63,5	73,5	78,7	81,4
	P22	58,3	69,6	80,8	86,5	89,5
	P28	63,8	76,2	88,6	94,8	98,1
	P35	67,3	80,5	93,6	100,2	103,7
L: total length including valves	mm	19.070	23.070	37.070	29.700	30.070
D: total width	mm	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
H: total height including vent pipe	mm	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
P: distance between supports	mm	15.500	19.500	23.500	25.500	26.500



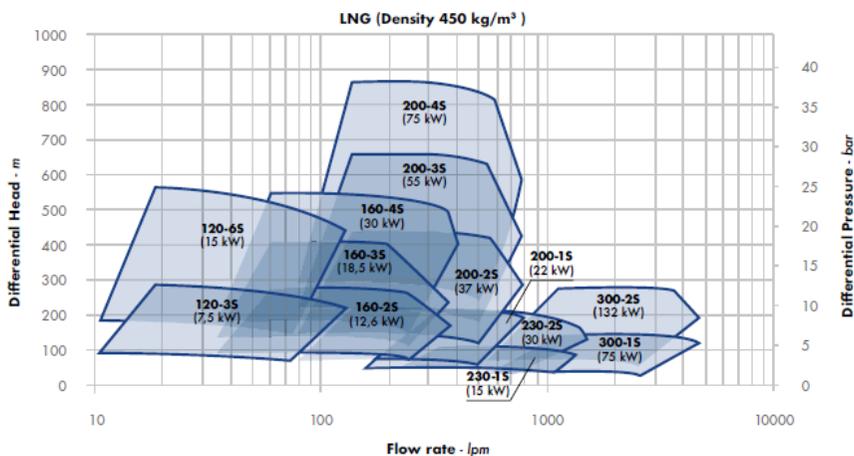
PERFORMANCES

ARTIKA SERIES

Model	N° of stages	Power Installed Pm [kW]	Max operating speed rpm	Max frequency F [Hz]	Flow rate min-max (*) Q [lpm]	Max differential Head DH [m]	Maximum allowable working pressure MAVP [bar]	Weight W [kg]
ARTIKA 120	3S	7,5	6900	122	10 - 120	285	30	45
	6S	15	6900	122	10 - 120	570	30	55
ARTIKA 160	2S	12,6	5835	104	40 - 420	270	15	60
	3S	18,5	5820	104	40 - 420	405	22	75
	4S	22 - 30	5845	104	40 - 420	540	30	80
ARTIKA 200	1S	22	6015	104	80 - 880	215	30	135
	2S	30 - 37	6015	104	80 - 880	430	30	135 - 160
	3S	55	6035	104	80 - 880	645	35	180
	4S	60 - 75	6035	104	80 - 880	860	40	190 - 230
	5S	90	6000	104	80 - 880	1075	60	500
	6S	110	6000	104	80 - 880	1290	60	600
ARTIKA 230	1S	15	3665	63	130 - 1450	105	15	140
	2S	30	3650	63	130 - 1450	210	15	175
ARTIKA 300	1S	75	3000	50	550 - 4500	135	15	590
	2S	132	3000	50	550 - 4500	270	15	735

(*) Hydraulic performances

Data can be subjected to change



SUMP CHARACTERISTICS

Model	Volume [litres]	Weight [kg]	Design Pressure [bar]
ARTIKA 120	100	160	20
ARTIKA 160	100	160	20
ARTIKA 200	210	470	20
ARTIKA 230	210	470	20
ARTIKA 300	860	1800	12

Data can be subjected to change



CRYOGENIC CENTRIFUGAL PUMPS
SGM SERIES
 FOR LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)

TECHNICAL FEATURES

- Electric motor and gearbox transmission
- Mechanical seal in nylon
- Inducer to minimize required NPSH
- Low noise emission (< 80 dB)

APPLICATIONS

- Road trailers unloading, storage/iso-containers loading/unloading
- Process and back-up operations, petrochemical industry applications
- Special applications with differential head and flow-rates upon customer demand



TRANSFERRED FLUIDS

- LNG

PERFORMANCES

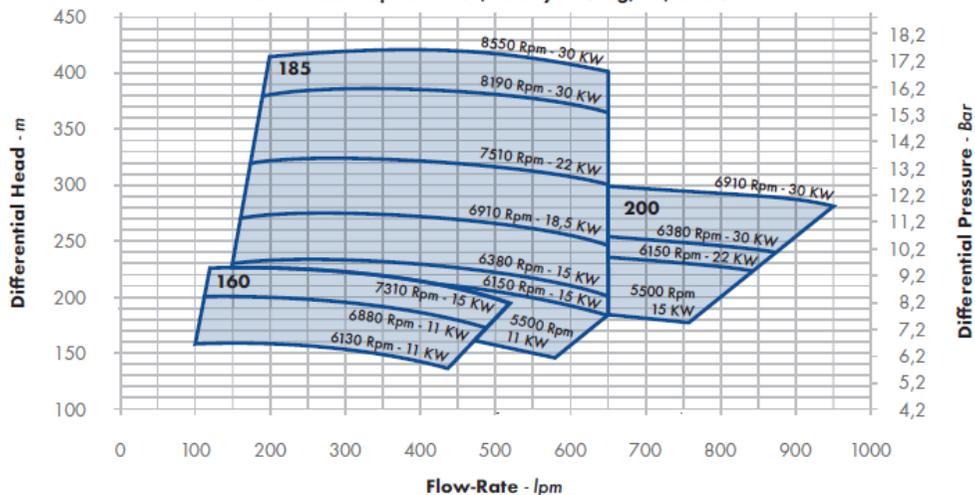
SGM SERIES

Model		SGM 160	SGM 185	SGM 200
Power installed [Motor frame]	Pm[kW]	11 - 15 - 18,5 [160]	11 - 15 - 18,5 [160]/ 22 [180] - 30 - 37 [200]	22 [180]/30 - 37 [200]
Max operating speed [50 Hz]	RPM	7310	8550	6910
Max suction pressure	P [Bar]	6	6	6
Max allowable working pressure	MAWP [Bar]	30	23/33*	23
Max head [50 Hz]	DH [m]	225	420	300
Max flow-rate [50 Hz]	G [lpm]	520	650	950
Weight	W [Kg]	145 [160]/175 [180]/ 190 [200]	190 [160]/220 [180]/ 300 [200]	220

* Aluminium pump casing (23 bar) and bronze pump casing (33 bar)

Data can be subjected to change

Performances map for LNG (Density 425 Kg/m³) and 50 Hz



Regasification Unit

VAP

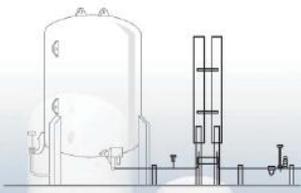
AMBIENT AIR VAPORISERS

The efficient patented fin design of the CRYOLOR VAP aluminium ambient air vaporiser ensures the highest performance and quality. VAP are a perfect complement to your CRYOLOR cryogenic tank. Installation with benefits such as:

- Maximum vaporising efficiency
- Easy to install, reduced footprint
- Highly adaptable through modular design
- Suitable to all medical and industrial gases (oxygen clean)
- High capacity, quick response to peak requirements
- Single or double phase (liquid + gaseous) vaporisation
- Conform with the European Directive
- Extensive testing ensures the highest welding quality and safety, as with all CRYOLOR products

COMPLETE TURN-KEY INSTALLATION

CRYOLOR proposes all the components required for a quick, complete set-up.



CONNECTIONS

CRYOLOR VAP provides with 3 pieces stainless steel coupling: VAP 20 to VAP 420, NO 25 to fast-welding on T17 x 1.6 pipe, VAP 560 to VAP 1260, NO 12 for fast-welding on 62.1 x 1.6 pipe.

INTERCONNECTING PIPEWORK

Installs without welding. The CRYOLOR interconnecting approach allows a quick, easy and reliable connection **without welding** between the VAP and the regulation block. The interconnection approach is supplied complete with 3 pieces stainless steel coupling, 3 metal end-nuts and gaskets.

REGULATION BLOCKS

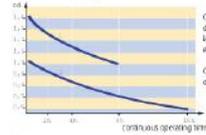
The regulation sets which are necessary complements to vaporisers are designed to supply the user's gas pipeline at a pressure ranging from 1.4 to 17 bar according to the flowrate. They are available in 3 models with different flowrates of 250, 500 or 1000 Nm³/h.



ON SPECIAL REQUEST

When all or automatic working device in automatic operation without vapouriser, solenoid valves, vapourisers for liquid flowmeters or using other sources of energy (pneumatics, electricity) for extra options.

CONTINUOUS OPERATING TIME CORRECTION FACTOR (cd)



FLUID CORRECTION FACTOR (cf)

Fluid	cf	Ambient temperature	CO ₂ (20 bar)	Other Fluids
He	1.07	-10		0.70
Ar	1.79	-5		0.95
N ₂	1.11	0	1.28	0.80
N ₂	1	+5	0.96	0.85
O ₂	0.88	+15	0.82	0.95
CH ₄	0.75	+70	1	1
CO ₂ (10 bar)	0.80	+25	1.18	1.05

CLIMATE CORRECTION FACTOR (ct)

Actual flowrate is (equal to) = D x cd x cf x ct

type	VAP 20	VAP 420	VAP 560	VAP 620	VAP 820	VAP 1020	VAP 1260
Min. rate (Pa)	50	140	280	420	560	820	1260
Height	50	52	100	280	350	340	480
Height floor space	516x440	516x800	516x2000	516x1100	516x4000	1000x1950	2200x1950
Height	300	308	309	309	309	328	378
Working pressure (bar)	0.04	6.28	9.35	6.35	6.35	6.20	1.24
Max. working pressure	max 40 bar according to regulations						
Wind resistance	100	130	130	130	130	130	130

In accordance with the technical specifications

Heat Exchanger BOG

Design Plate Heat Exchangers Online

Since we delivered our first domestically produced device in 1963, HISAKA plate heat exchangers have been used in all kinds of industries as compact heat exchangers with maximum efficiency. In order to meet more diverse and more sophisticated needs, we have arranged a rich variety of models, from small models of 0.15 m²/unit to large models up to 3,400 m²/unit.

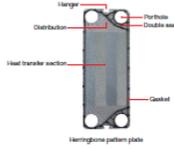
Basic Structure

Heat transfer plates are made by pressing thin sheets of corrosion-resistant metal such as stainless steel or titanium, then seal them with seal gaskets and hang and pile them on the guide bar. Then, plates are tightened with bolts between the head frame and the movable frame. Here, there is a certain gap between the heat transfer plates that allows liquid to flow. The liquid heats and cools in the head frame or the movable frame.

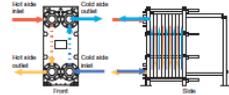


Heat Transfer Plate

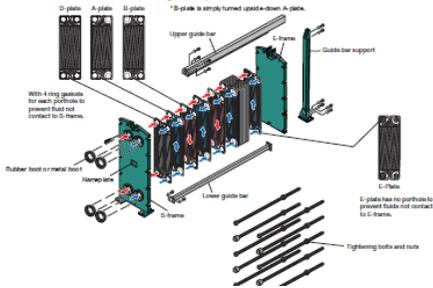
Each heat transfer plate is corrugated to various patterns to increase its strength and surface area. Furthermore, the corrugation makes high turbulence and thereby achieves high heat transfer coefficient. Portholes are formed in the plate's four corners. The gasket is set into the groove around the plate edge to seal in the fluid (Pur to P7).



Flow Channel of Fluid



Structure of a Plate Heat Exchanger (PHE)

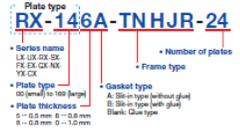


Standard Operational Data

Processing capacity: 0.1 m³/h to 7,300 m³/h
 Working pressure: max. 4.0 MPaG
 Working temperature: max. 190°C
 Heat transfer area: 0.15 m²/unit to 3,400 m²/unit
 Plate material:
 Stainless steel: 304, 316, 316L, 317, etc.
 Titanium: TP270, TP270 Pd
 High nickel alloy: C-276, C-22, B, G
 Nickel: Ni90/10, NiCP
 Other: Domestic and International standard materials
 Gasket material:
 NBR, EP, EPDM, FPM, Silicon, TCO, PTFE (custom gasket)
 * The above data varies depending on the model, material, plate thickness, and operating specifications.

PHE Model Numbers

The plate type, thickness, and number, and the frame type for HISAKA PHEs are indicated as below.



Pressure Vessel Code and Standard

Our company can design and manufacture plate heat exchangers subject to the following regulations and applications. As certain applications may not be possible depending on the model, material, plate thickness, and other factors, please be sure to inquire with us if regulations may apply.

Overseas Standards

ASME STAMP
 We can design and manufacture plate heat exchangers in compliance with ASME (American Society of Mechanical Engineers) standard, ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1.

Note: As the design temperature may be subject to restrictions depending on the aforementioned plate material, plate thickness, and gasket materials, please be sure to inquire with us.



Boil-off Gas Reciprocating Compressors for LNG

Cryogenic gas reciprocating compressors operating with an inlet temperature up to -160°C .

Highly efficient and highly reliable piston ring compressors.

- Skid-mounted to facilitate installation and start-up.
- Specially designed for installation and maintenance in restricted spaces.
- Highly flexible control of gas flow rates and gas inlet temperature variation.
- Typical two-stage design perfectly matches the needs of LNG services.

Technical Standard

- The experience of SIAD Macchine Impianti engineers, in terms of the service we offer our customers, has resulted in a certified standard which can be adapted to the many requirements of small, medium-sized and large industries.
- Perfect thermal isolation of the process gas ensures that heat is not transmitted from the interior to the exterior or vice-versa during compression.
- Adapts to variable working conditions (intake pressure and flow rate).

Industries

- LNG Regasification Terminals
- LNG Storage depots
- LNG Carriers



- Sector-specific know-how in the selection of critical components, including piston rings and rider rings, ensures reliable construction and reduction of maintenance operations.
- Suction and delivery valves in special steel alloy, to ensure the same mechanical characteristics of outstanding strength, durability and fatigue resistance, even at very low temperatures.

Compressor Model	Capacity Nm ³ /h	Inlet pressure bar (a)	Outlet pressure bar (a)	Number of stages	Speed RPM	Installed power kW
TS2 - 2	160	1,08	7	2	490	11
TS2 - 2	380	1,08	7	2	490	22
WS2 - 2	720	1,08	7	2	490	45
WS2 - 2	900	1,08	7	2	598	45
WS2 - 2	1 400	1,08	7	2	490	75
WS3 - 2	1 850	1,08	7	2	490	90
WS3 - 2	2 300	1,08	7	2	490	110
MS2 - 2	2 800	1,08	7	2	490	132
MS2 - 2	3 150	1,08	7	2	490	150
MS3 - 2	4 600	1,08	7	2	370	250
MS3 - 2	5 200	1,08	7	2	420	250
HP2 - 2	6 000	1,08	7	2	490	315
HD2 - 2	8 000	1,08	7	2	490	355
HP4 - 2	12 000	1,08	7	2	490	550
HD4 - 2	16 400	1,08	7	2	490	750
HT2 - 2	63 400	1,08	7	2	490	2 900

Other models of our Boil-off Gas Compressors are available on request

BIOGRAFI PENULIS



Nama penulis adalah Alwyn Hardyana, lahir di Surabaya pada tanggal 1 April 1996. Penulis merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Penulis telah menempuh pendidikan hingga sekolah menengah atas di SMA Negeri 14 Surabaya. Kemudian melanjutkan studi D3 Teknik Konversi Energi, di Politeknik Negeri Jakarta pada tahun 2014 dan menempuh masa studi selama 3 tahun dan lulus pada tahun 2017. Selama masa studi diploma 3, penulis aktif dalam kegiatan akademis maupun non-akademis, seperti FKMTEI, Wakil Ketua KSM Energi, Pendiri Lentera Baca Mahasiswa. Pada tahun 2018 awal, penulis melanjutkan studi S1 Teknik Sistem Perkapalan di Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Penulis masuk pada periode Lintas Jalur semester genap dan masa studi ditempuh selama 4 semester. Penulis terdaftar sebagai anggota Laboratorium Marine Power Plant. Penulis juga terlibat sebagai asisten praktikum dan teknisi Marine Diesel Assembly. Penulis juga memiliki keahlian dalam bidang desain teknik. Info selebihnya dapat menghubungi penulis di hardyanaalvyn@gmail.com