



TUGAS AKHIR - MS184801

**DESAIN KONSEPTUAL DAN POLA OPERASI
FASILITAS PEMBANGKIT LISTRIK TERAPUNG :
STUDI KASUS PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR**

Anggit Larasati
NRP. 0441154 000 0048

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T.

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



TUGAS AKHIR - MS 184801

**DESAIN KONSEPTUAL DAN POLA OPERASI
FASILITAS PEMBANGKIT LISTRIK TERAPUNG :
STUDI KASUS PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR**

Anggit Larasati
NRP. 0441154 000 0048

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Eka Wahyu Ardhi, S.T.,M.T.

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



FINAL PROJECT - MS 184801

**CONCEPTUAL DESIGN AND OPERATION PATTERN
OF FLOATING POWERPLANT :
A CASE STUDY IN EAST NUSA TENGGARA
ARCHIPELAGO**

Anggit Larasati
NRP. 0441154 000 0048

Supervisors
Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
Eka Wahyu Ardhi, S.T.,M.T.

DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
INSTITUTE OF TECHNOLOGY SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

LEMBAR PENGESAHAN

DESAIN KONSEPTUAL DAN POLA OPERASI FASILITAS PEMBANGKIT LISTRIK TERAPUNG : STUDI KASUS PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

ANGGIT LARASATI
NRP. 0441154 000 0048

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



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

NIP. 19680804 199402 1 001

Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T.

NIP. 19790525 201404 1 001

SURABAYA, 21 JANUARI 2020

LEMBAR REVISI

DESAIN KONSEPTUAL DAN POLA OPERASI FASILITAS PEMBANGKIT LISTRIK TERAPUNG: STUDI KASUS PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

TUGAS AKHIR

Telah direvisi sesuai dengan hasil Ujian Tugas Akhir

Tanggal 21 Januari 2020

Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Anggit Larasati

NRP. 0441154000048

Disetujui oleh Tim Penguji Ujian Tugas Akhir:

1. Dr. -Ing. Ir. Setyo Nugroho
2. Achmad Mustakim, S.T., M.T., MBA.
3. Siti Dwi Lazuardi, S.T., MSc.

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

1. Dr.Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
2. Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T.



SURABAYA, JANUARI 2020

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis haturkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat-Nya penulis dapat menyelesaikan penelitian yang berjudul **“Desain Konseptual dan Pola Operasi Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung : Studi Kasus Provinsi Nusa Tenggara Timur”** dengan baik. Penulis juga ingin mengucapkan terimakasih kepada Bapak Dr. Eng. IGN. Sumanta Buana, S.T., M.Eng dan Bapak Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah mengarahkan beliau dalam melakukan penelitian dalam tugas akhir ini.

Selain itu penulis juga ingin menyampaikan ucapan terimakasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung penulis dalam menyusun Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Ibu dan Almarhum Ayah penulis yang selalu memberikan dukungan doa restu dalam segala usaha yang dilakukan oleh penulis.
2. Kakak kandung penulis yang selalu memberikan dukungan kepada penulis.
3. Bapak Erzad Iskandar Putra, alumni Teknik Transportasi Laut, yang telah mengenalkan penulis kepada konsep pembangkit listrik terapung.
4. Kak Yandra, selaku pegawai PLN yang bekerja di wilayah Sumba.
5. Bapak Firmanto Hadi, S.T., M. Sc., Bapak Achmad Mustakim, S.T., M.T., MBA, Ibu Siti Dwi Lazuardi, S.T., M.Sc. selaku dosen yang telah memberikan masukan pada penelitian Tugas Akhir ini.
6. Bapak Irwan Tri Yuniyanto, S.T., M.T. selaku dosen wali penulis.
7. Bapak Ibu Dosen dan seluruh Pegawai Departemen Transportasi Laut.
8. Yayasan Beasiswa Van Deventer-Maas Indonesia yang telah memberikan dukungan kepada penulis selama perkuliahan.
9. Teman-teman Brigantine serta para senior dan adik tingkat Seatrans.
10. Bapak Dr. Ir. Setyo Nugroho, Bapak Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T., Mas Rizky dan Mbak Fitri yang telah mengizinkan penulis untuk mengerjakan Tugas Akhir di Laboratorium Telematika.

Surabaya, 21 Januari 2020

Penulis

DESAIN KONSEPTUAL DAN POLA OPERASI FASILITAS PEMBANGKIT LISTRIK TERAPUNG : STUDI KASUS PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

Nama Mahasiswa : Anggit Larasati
NRP : 0441154000048
Departemen / Fakultas : Teknik Transportasi Laut / Teknologi Kelautan
Dosen Pembimbing : 1. Dr. IGN. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
2. Eka Wahyu Ardhi, S.T.,M.T

ABSTRAK

Penyediaan pembangkit listrik di wilayah dengan rasio elektrifikasi rendah dibutuhkan dalam waktu cepat. Akan tetapi pembangunan pembangkit listrik di darat membutuhkan waktu lama. Pembangkit listrik terapung merupakan solusi untuk menyediakan pasokan listrik sementara sebelum adanya pasokan listrik dari pembangkit listrik di darat. Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) merupakan wilayah dengan rasio elektrifikasi terendah di Indonesia, yaitu hanya sebesar 61,01%. Tugas Akhir ini menganalisis ukuran optimal sebuah *Powerbarge* untuk beroperasi di NTT dengan metode optimisasi. Kebutuhan listrik di NTT diproyeksikan dengan metode regresi komponen utama. Kapasitas pembangkit di *Powerbarge* ditentukan berdasarkan *gap analysis supply* dan *demand* listrik di NTT. Hasil ukuran optimal *Powerbarge* adalah $L_{pp} = 53,22$ m; $B = 20,16$ m; $H = 5,44$ m; $T = 3,51$ m; dengan daya pembangkit sebesar 20,8 MW dengan biaya unit produksi sebesar Rp 1.234,88 per kWh jika *load factor* pembangkit listrik 100 % dan Rp 1.463,71 per kWh jika *load factor* pembangkit listrik sesuai *demand*.

Kata Kunci : *Listrik, Powerbarge, Optimisasi*

**CONCEPTUAL DESIGN AND OPERATING PATTERN OF
FLOATING POWERPLANT :
A CASE STUDY IN EAST NUSA TENGGARA**

Author : Anggit Larasati
ID No. : 0441154000048
Dept/Faculty : Marine Transport Engineering / Marine Technology
Supervisors : 1. Dr. IGN. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.
2. Eka Wahyu Ardhi, S.T., M.T

ABSTRACT

Provision of additional power plant in low electrification areas is needed immediately. However, the construction of land-based power plant need a longer time. Floating power plant is the solution to provide additional power when the land-based power plant is under construction. East Nusa Tenggara (NTT) is the region with the lowest electrification ratio in Indonesia, which is only 61.01%. This thesis analyzes optimal size of the Powerbarge to supply additional power in NTT with optimization method. Demand of power in NTT were forecasted by principal analysis component regression method. The power output of the powerbarge is determined by gap analysis of electricity supply-demand. The optimal main dimension of Powerbarge that has been obtained are $L_{pp} = 53,22$ m; $B = 20,16$ m; $H = 5,44$ m; $T = 3,51$ m; with the output 20,8 MW and unit cost Rp 1.234,88 per kWh for 100 % load factor and Rp 1.463,71 for load factor on demand.

Keyword : *Electricity, Powerbarge, Optimization*

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iv
LEMBAR REVISI.....	v
KATA PENGANTAR	vi
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1. 1. Latar Belakang.....	1
1. 2. Rumusan Masalah	2
1. 3. Tujuan.....	3
1. 4. Manfaat.....	3
1. 5. Hipotesis	3
1. 6. Batasan Masalah.....	3
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Energi Listrik	5
2.1.1. Konsumsi dan Kebutuhan Listrik	5
2.2. Sistem Tenaga Listrik	8
2.2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG).....	9
2.3. Teori Desain Kapal	10
2.3.1 <i>General Concept Design</i>	12
2.3.2 <i>Preliminary Design</i>	12
2.3.3 Contract Design	13
2.3.4 <i>Detail Design</i>	13
2.4. Pembangkit Listrik Terapung.....	13
2.4.1 <i>Powerbarge</i>	14
2.5. Gas Alam Cair (<i>Liquefied Natural Gas / LNG</i>).....	15
2.6. Kapal Gas Tanker.....	16
2.7. Teori Optimasi	18
2.8. Frekuensi Pelayaran Kapal.....	19

2.9.	Biaya Perkapalan.....	22
2.10.	Perbandingan Penelitian Sebelumnya	24
BAB 3	METODOLOGI PENELITIAN	24
3. 1.	Diagram Alir Penelitian.....	25
3. 2.	Tahapan Pengerjaan Tugas Akhir.....	26
3. 3.	Model Matematis	28
BAB 4	GAMBARAN UMUM	33
4.1.	Kondisi Kelistrikan Nasional	33
4.2.	Provinsi Nusa Tenggara Timur	34
4.2.1.	Kondisi Kelistrikan NTT	34
4.3.	Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung	45
4.3.1.	Penggunaan Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung.....	45
4.3.2.	Pola Operasi Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung.....	46
4.3.3.	Kapal Pembanding <i>Powerbarge</i>	47
4.4.	Alternatif Kapal Gas Tanker	47
4.5.	Alternatif Kilang LNG	49
4.5.1.	Kilang Badak	49
4.5.2.	Kilang DSLNG (Donggi-Senoro).....	51
4.5.3.	Kilang Tangguh	52
4.6.	Alternatif Wilayah Operasional	53
4.6.1.	Wilayah Sistem Tenaga Listrik Sumba.....	54
4.6.2.	Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Timur.....	54
4.6.3.	Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat	55
4.6.4.	Wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor.....	56
4.7.	Generator Set Turbin.....	56
BAB 5	ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	58
5. 1.	Analisis Kebutuhan Listrik Di NTT	59
5. 2.	Pola Operasi Pembangkit Listrik Terapung Di NTT.....	67
5. 3.	Perhitungan Teknis pembangunan <i>Powerbarge</i>	72
5.3.1.	Penentuan Ukuran Utama Dengan Kapal Pembanding	73
5.3.2.	Analisis kapasitas minimum tangki LNG dan distribusi LNG	74
5.3.3.	Perhitungan Teknis Pembangunan Kapal	82
5. 4.	Analisis Biaya.....	83

5. 5. Pembuatan <i>Lines Plan</i> dan <i>General Arrangement</i>	84
BAB 6 KESIMPULAN	87
6.1. Kesimpulan	87
6.2. Saran.....	87
DAFTAR PUSTAKA	89

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1. Jumlah Penduduk Di Wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang).....	35
Tabel 4. 2. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Berlaku (ADHK) 2010 Wilayah Timor (Kupang)	36
Tabel 4. 3. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang) Tahun 2018	36
Tabel 4. 4. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang)	37
Tabel 4. 5. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Timor (Kupang)	37
Tabel 4. 6. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Timor (Kupang) (lanjutan).....	38
Tabel 4. 7. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Sumba Tahun 2011-2018	38
Tabel 4. 8. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010 Wilayah Sumba.....	39
Tabel 4. 9. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Sumba Tahun 2018.....	39
Tabel 4. 10. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Sumba	40
Tabel 4. 11. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Sumba	40
Tabel 4. 12. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2011-2018.....	40
Tabel 4. 12. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2011-2018 (lanjutan)	41
Tabel 4. 13. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010 Wilayah Flores Barat	41
Tabel 4. 14. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010 Wilayah Flores Barat (lanjutan).....	Error! Bookmark not defined.
Tabel 4. 15. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2018	41

Tabel 4. 16. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Flores Barat.....	42
Tabel 4. 18. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Flores Barat.....	42
Tabel 4. 19. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Timur Tahun 2011-2018	43
Tabel 4. 20. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010 Wilayah Flores Timur.....	43
Tabel 4. 21. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Flores Timur Tahun 2018.....	43
Tabel 4. 22. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Flores Timur	44
Tabel 4. 23. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Flores Timur	44
Tabel 4. 24. Kapal Powership Milik Karadeniz Energy Yang Beroperasi Di Indonesia	45
Tabel 4. 25. Data Kapal Pembanding <i>Powerbarge</i>	47
Tabel 4. 26. Daftar Harga Sewa Kapal LNG Jenis DFDE Berdasarkan Kapasitas Payload	48
Tabel 4. 27. Data Alternatif Sewa Armada Kapal Tanker LNG.....	48
Tabel 4. 29. Spesifikasi Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang	50
Tabel 4. 30. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang	50
Tabel 4. 31. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam DSLNG Donggi-Senoro	52
Tabel 4. 32. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam Tangguh Papua	53
Tabel 4. 32. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam Tangguh Papua (lanjutan) ..	Error!
Bookmark not defined.	
Tabel 4. 33. Alternatif Generator Set Turbin.....	57
Tabel 5. 1. Rekap Output Reduksi Variabel Bebas Dengan Pendekatan PCA.....	62
Tabel 5. 2. Hasil Persamaan Regresi Linier Untuk Mencari Kebutuhan Listrik.....	64
Tabel 5. 3. Perkiraan Nilai PDRB ADHK 2010 Per Kapita Per Wilayah Sistem Tenaga Listrik Provinsi Nusa Tenggara Timur Tahun 2019-2039.....	69
Tabel 5. 4. Nilai Perbandingan antar Komponen Ukuran Utama pada Kapal Pembanding	73
Tabel 5. 5. Batasan Perbandingan antar Komponen Ukuran Utama	73

Tabel 5. 6. Persamaan hasil regresi ukuran utama kapal pembanding <i>Powerbarge</i>	74
Tabel 5. 7. Asal Dan Tujuan Berdasarkan Rute Pengiriman Pasokan LNG.....	75
Tabel 5. 8. Rekap Perhitungan Harga Sewa Kapal	76
Tabel 5. 9. Durasi Pelayaran Kapal	77
Tabel 5. 9. Durasi Pelayaran Kapal (lanjutan)	78
Tabel 5. 10. Frekuensi Pelayaran Kapal dalam Satu Tahun	78
Tabel 5. 11. Asumsi Kenaikan Komponen Biaya.....	79
Tabel 5. 12. Kebutuhan Kapasitas Minimum Tangka LNG Pada <i>Powerbarge</i>	82
Tabel 5. 13. Rekap Ukuran Utama Kapal Setelah Dikoreksi.....	82
Tabel 5. 15. Asumsi yang Digunakan Dalam Perhitungan Biaya Operasional <i>Powerbarge</i>	83

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1. Komponen Pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)	9
Gambar 2. 2. Bagan <i>Design Spiral</i>	11
Gambar 2. 3. Kapal <i>Powerbarge</i> milik Karadeniz Energy	14
Gambar 2. 4. Rantai Pasok Perdagangan Gas LNG	16
Gambar 2. 5. Rantai Pasok Perdagangan Gas Secara Singkat.....	16
Gambar 2. 6. Klasifikasi Jenis Tangki Muatan Lng Pada Kapal LNG.....	18
Gambar 3. 1. Alur Penelitian Tugas Akhir	25
Gambar 3. 2. Alur Penelitian Tugas Akhir (lanjutan).....	26
Gambar 4. 1. Data realisasi rasio elektrifikasi nasional pada tahun 2018	34
Gambar 4. 2. Peta Provinsi Nusa Tenggara Timur	34
Gambar 4. 3. MV Coral Fraseri, Salah Satu Alternatif Armada Tanker LNG	48
Gambar 4. 4. Terminal LNG Badak Di Kota Bontang, Provinsi Kalimantan Timur	49
Gambar 4. 5. Wilayah Kilang DSLNG Dongg-Senoro Dan Pelabuhan Khusus Gas Alam Donggi-Senoro.....	51
Gambar 4. 6. Wilayah Kilang Tangguh Dan Pelabuhan Khusus Gas Alam di Tanah Merah, Bintuni, Papua Barat.....	52
Gambar 4. 7. Rencana Lokasi Tambat <i>Powerbarge</i> Di Wilayah Sumba	54
Gambar 4. 8. Rencana Lokasi Tambat <i>Powerbarge</i> Di Wilayah Flores Timur	55
Gambar 4. 9. Rencana Lokasi Tambat <i>Powerbarge</i> Di Wilayah Flores Barat	55
Gambar 4. 10. Rencana Lokasi Tambat <i>Powerbarge</i> Di Wilayah Timor	56
Gambar 5. 1. Output KMO & Barlett's Test Pada Software SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba	59
Gambar 5. 2. . Output Anti Image Matrices (MSA) Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba	60
Gambar 5. 3. Output Communalities Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba.....	60
Gambar 5. 4. Output Total Variance Explained Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba	61
Gambar 5. 5. Output Component Matrix Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba	61

Gambar 5. 6. Output Uji-F Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada Software SPSS	63
Gambar 5. 7. Output Uji-T Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada Software SPSS	63
Gambar 5. 8. Rekap Output Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada SPSS	63
Gambar 5. 9. Perbandingan <i>Supply</i> Dan <i>Demand</i> Listrik Sumba Tahun 2018-2039	64
Gambar 5. 10. Perbandingan <i>Supply</i> Dan <i>Demand</i> Listrik Flores Timur 2018-2039.....	65
Gambar 5. 11. Perbandingan <i>Supply</i> Dan <i>Demand</i> Listrik Flores Barat Tahun 2018-2039	66
Gambar 5. 12. Perbandingan Supply Demand Listrik Timor Tahun 2018-2029.....	66
Gambar 5. 13. Bisnis proses dari <i>powerbarge</i>	67
Gambar 5. 14. Skenario Pola Operasi Fasilitas Pembangkit	69
Gambar 5. 15. Rencana tambat <i>powerbarge</i> ketika beroperasi pada fase 1 di wilayah Sumba	70
Gambar 5. 16. Rute perpindahan <i>powerbarge</i> dari wilayah operasional fase-1 ke fase-2	70
Gambar 5. 17. Lokasi tambat <i>powerbarge</i> di wilayah Flores Timur pada fase-2	71
Gambar 5. 18. Rute perpindahan <i>powerbarge</i> dari wilayah operasional fase-2 ke fase-3	71
Gambar 5. 19. Lokasi tambat <i>powerbarge</i> pada fase-3	72
Gambar 5. 20. Rute Alternatif Asal & Tujuan Pengiriman Pasokan LNG.....	75
Gambar 5. 21. Hubungan Variabel Harga Sewa Kapal terhadap Kapasitas DWT Kapal LNG	76
Gambar 5. 22. Pola Operasi pengiriman LNG menuju <i>Powerbarge</i> untuk fase-1	80
Gambar 5. 23. Pola Operasi pengiriman LNG menuju <i>Powerbarge</i> untuk fase-2.....	80
Gambar 5. 24. Desain tiga dimensi <i>powerbarge</i> pada Maxsurf	84
Gambar 5. 25. Hasil rancangan <i>linesplan powerbarge</i> 20,8 MW	85
Gambar 5. 26. Gambar <i>general arrangement powerbarge</i> 20,8 MW	85

BAB 1

PENDAHULUAN

Dalam bab ini akan membahas pendahuluan dari penelitian dalam Tugas Akhir ini yang terdiri atas latar belakang permasalahan, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, hipotesis penelitian, dan batasan masalah dalam penelitian ini.

1. 1. Latar Belakang

Selama sepuluh tahun terakhir Indonesia mengalami pertumbuhan ekonomi yang pesat dan cenderung stabil, berkisar diangka 5% - 6,2 % per tahunnya (BPS Indonesia). Dengan data historis tersebut Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional (Bappenas) memproyeksikan pertumbuhan ekonomi Indonesia di masa yang akan datang akan bergerak di angka 5 % - 7 % per tahunnya selama tahun 2019-2028 dengan rata-rata pertumbuhan perekonomian sebesar 6,45 %. Dengan kondisi perekonomian nasional yang cenderung stabil dan berkembang pesat mendorong peningkatan pada beberapa sektor, salah satunya peningkatan permintaan energi listrik.

Listrik merupakan salah satu energi yang sangat dibutuhkan dalam menunjang kehidupan manusia sehari-hari, baik untuk kebutuhan rumah tangga maupun industri. Sektor energi listrik dan perekonomian nasional merupakan dua hal yang saling mempengaruhi satu sama lain. Peningkatan perekonomian memicu peningkatan kebutuhan energi listrik, disisi lain peningkatan sektor energi listrik dapat menarik peningkatan investasi dan perekonomian. PLN sebagai perusahaan pemegang izin usaha penyediaan listrik di Indonesia telah memprediksi dengan skenario pertumbuhan rata-rata ekonomi nasional sebesar 6,45 % per tahunnya akan menyebabkan peningkatan pertumbuhan permintaan energi listrik yang pesat, dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 6,42 % per tahunnya (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik atau RUPTL 2019-2028).

Peningkatan permintaan energi listrik tidak sebanding dengan pengembangan kapasitas daya pembangkit listrik oleh Pemerintah. Pemerintah belum bisa maksimal dalam memenuhi lonjakan permintaan energi listrik yang pesat, yang ditunjukkan dengan ketercapaian rasio elektrifikasi nasional yang belum mencapai angka 100%. Rasio Elektrifikasi Nasional baru mencapai angka 98.3 % (2018). Disisi lain Provinsi Nusa Tenggara Timur merupakan wilayah dengan rasio elektrifikasi regional terendah, yaitu hanya mencapai 61,01 %. Salah satu penyebab dari permasalahan lambannya

pengembangan kapasitas pembangkit listrik ialah durasi pembangunan pembangkit yang memakan durasi panjang dengan resiko keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit. *Mobile Power Plant* atau MPP merupakan salah satu alternatif yang dapat menyediakan listrik dengan durasi pengadaan yang lebih cepat dan dapat menjangkau wilayah-wilayah terpencil dan minim infrastruktur.

PLN mendefinisikan MPP sebagai pembangkit listrik yang memiliki kemampuan mobilitas dengan tipe berupa *Truck Mounted*, *Container*, dan *barge mounted* (kapal). Pembangkit listrik terapung berupa kapal sendiri sudah digunakan di Indonesia sejak tahun 2015 yang disewa dari negara Turki hingga tahun 2021. Pembangkit listrik terapung telah dioperasikan di lima titik, yaitu Gorontalo (120 MW), Sumatera Utara (240 MW), Kupang (60 MW), Ambon (60 MW), dan Lombok (60 MW). Keberadaan pembangkit terapung sendiri diakui dapat mendorong investasi dan perekonomian regional. Akan tetapi karena kapal pembangkit yang digunakan merupakan kapal sewa, maka ukuran dan kapasitas kapal pembangkit belum optimal sesuai dengan kebutuhan wilayah operasionalnya. Untuk menentukan ukuran dan kapasitas yang optimal untuk melayani suatu wilayah maka diperlukan kajian ukuran fasilitas pembangkit listrik terapung yang optimal. Disisi lain penggunaan pembangkit listrik terapung masih sangat dibutuhkan di Indonesia untuk mengatasi permasalahan kekurangan daya listrik dalam jangka waktu singkat. Maka dari itu penulis melakukan penelitian pada Tugas Akhir ini untuk mengevaluasi ukuran optimum fasilitas pembangkit listrik terapung serta merencanakan perencanaan pola operasi kapal.

1. 2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang permasalahan yang ada, maka dapat dirumuskan masalah yang akan dikaji pada Tugas Akhir ini adalah :

1. Bagaimana kondisi kelistrikan di wilayah Provinsi Nusa Tenggara Timur saat ini dan di masa yang akan datang ?
2. Bagaimana perencanaan pola operasi pembangkit listrik terapung yang direncanakan untuk menambah pasokan listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur ?
3. Berapa ukuran utama *barge* pembangkit listrik yang optimal untuk menambah pasokan listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur ?
4. Bagaimana bentuk rancangan dari *barge* pembangkit listrik yang direncanakan ?

1. 3. Tujuan

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

1. Mengidentifikasi kondisi kelistrikan di wilayah Nusa Tenggara Timur saat ini dan di masa yang akan datang.
2. Merencanakan pola operasi *barge* pembangkit listrik yang direncanakan untuk menambah pasokan listrik di wilayah Nusa Tenggara Timur.
3. Mencari ukuran utama optimal *barge* pembangkit listrik yang direncanakan akan menambah pasokan listrik di wilayah Nusa Tenggara Timur.
4. Mengetahui bagaimana bentuk desain *barge* pembangkit listrik dengan ukuran yang optimal.

1. 4. Manfaat

Penelitian yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat, antara lain :

1. Dalam sisi akademis, penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat dalam penerapan ilmu yang di dapat selama perkuliahan dan dijadikan bahan pembelajaran bagi mahasiswa lainnya.
2. Dalam sisi masyarakat, penelitian ini diharapkan dapat dijadikan sebagai usulan dalam perancangan pembangkit listrik terapung dengan ukuran optimal di NTT.

1. 5. Hipotesis

Hipotesis terkait Tugas Akhir ini adalah penelitian pada Tugas Akhir ini dapat menghasilkan perhitungan teknis pembangunan *barge* pembangkit listrik yang dapat memproduksi listrik dengan biaya satuan produksi dibawah Tarif Dasar Listrik (TDL) yang telah ditetapkan oleh PLN.

1. 6. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Penelitian ini hanya ditujukan untuk mengatasi permasalahan kekurangan pasokan listrik di Nusa Tenggara Timur.
2. Penelitian ini tidak menganalisis lebih lanjut mengenai pemasangan instalasi kelistrikan.
3. Perhitungan konstruksi kapal, kekuatan memanjang kapal, dan kekuatan melintang kapal diabaikan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini membahas mengenai tinjauan pustaka yang dilakukan dalam menunjang penelitian pada Tugas Akhir ini. Tinjauan pustaka yang mendukung penelitian ini antara lain mengenai energi listrik, sistem pembangkitan listrik, teori desain kapal, pembangkit listrik terapung, gas alam cair, kapal gas tanker, teori optimasi, frekuensi pelayaran kapal, biaya perkapalan, dan perbandingan dengan penelitian sebelumnya.

2.1. Energi Listrik

Kerja berbagai peralatan dan teknologi yang ada didukung dengan adanya energi, terutama energi listrik. Energi listrik merupakan energi yang dihasilkan oleh arus listrik. Listrik sendiri didefinisikan dalam Kamus Besar Bahasa Indonesia (KBBI) sebagai daya atau kekuatan yang ditimbulkan oleh adanya gesekan atau melalui proses kimia, dapat digunakan untuk menghasilkan panas atau cahaya untuk menjalankan mesin. Pada zaman modern ini energi banyak digunakan untuk menunjang kerja berbagai peralatan karena ekonomis, aman, dan mudah untuk dikirimkan dari satu lokasi ke lokasi lain. Energi listrik dialirkan dalam arus listrik yang dihitung dengan satuan ampere (A), dalam besaran tegangan yang dihitung dalam satuan volt (V), dengan jumlah konsumsi listrik dihitung dalam satuan watt (W).

2.1.1. Konsumsi dan Kebutuhan Listrik

Total konsumsi listrik dalam suatu wilayah biasa digambarkan dalam satuan kWh (kilowatt hour), yang menggambarkan jumlah konsumsi listrik dalam jangka waktu tertentu (satuan jam). Sedangkan kebutuhan kapasitas daya listrik ditentukan dari besarnya kebutuhan beban puncak. Dalam menentukan kebutuhan kapasitas daya listrik untuk suatu wilayah digunakan persamaan 2. 1.

$$\begin{aligned} \text{Beban Puncak} &= \frac{Et}{(24 \cdot 365) \cdot \text{Faktor Beban}} \\ &= \frac{Et}{\text{Beban Rata - rata} \cdot \text{Faktor Beban}} \end{aligned}$$

2. 1

Keterangan :

Beban Puncak	= Kebutuhan daya minimum (kW atau MW)
Beban Rata-rata	= Beban listrik rata-rata per jamnya (kW atau MW)
Et	= Konsumsi Energi Listrik (kWh atau MWh)
Faktor Beban	= Ratio beban rata-rata terhadap beban puncak (%)

Jumlah konsumsi energi listrik (Et) dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu :

- a. Faktor ekonomi
- b. Faktor pertumbuhan penduduk
- c. Faktor perencanaan pembangunan daerah
- d. Faktor lainnya diluar ketiga faktor diatas, akan tetapi faktor-faktor yang belum tercakup diatas tidak mempengaruhi tingkat permintaan listrik secara makro

Perhitungan kebutuhan listrik sangat penting dalam analisis rencana pengembangan kapasitas pembangkit listrik. Rencana kapasitas listrik terpasang dapat dilihat dari hasil proyeksi kebutuhan listrik di masa yang akan datang. Beberapa metode yang biasa digunakan dalam memproyeksikan kebutuhan energi listrik di masa yang akan datang, antara lain :

- a. Metode analisis, yaitu metode peramalan kebutuhan listrik dengan menghitung secara rinci pemakaian tenaga listrik oleh setiap sektor pelanggan. Akan tetapi kelemahan dari metode ini ialah data yang tidak tersedia.
- b. Metode ekonometri, yaitu metode peramalan kebutuhan energi listrik melalui pendekatan ekonometri. Pada metode ini ilmu ekonometri digunakan untuk mencari suatu korelasi antara konsumsi energi listrik dengan keadaan perekonomian masyarakat, sehingga dari hubungan tersebut didapatkan sebuah model matematis untuk menggambarkan jumlah kebutuhan energi listrik.
- c. Metode kecenderungan, yaitu metode peramalan kebutuhan energi listrik berdasarkan kecenderungan hubungan data masa lalu. Metode ini biasa digunakan untuk memprediksi kebutuhan energi listrik untuk jangka pendek.
- d. Metode Gabungan, yaitu metode peramalan kebutuhan energi listrik dengan menggabungkan dua atau lebih metode diatas.

2.1.1.1. Ekonometri

Ekonometri adalah sebuah ilmu yang mengkombinasikan teori ekonomi dengan statistik ekonomi. Tujuan dari ilmu ini ialah menyelidiki dukungan empiris dari hukum skematik yang dibangun oleh teori ekonomi. Dalam ekonometri terdapat sebuah kemutlakan, seperti penentuan jenis data, teknik analisa, serta penyesuaian dengan tujuan. Pengolahan data sesuai dengan kaidah ilmu ekonometri dapat digunakan untuk mengungkap sejarah, evaluasi, dan mengungkapkan hasil prediksi.

2.1.1.1.1. Regresi

Regresi merupakan salah satu metode dalam ilmu statistika yang berfungsi untuk menguji pengaruh variabel independen terhadap variabel terikat. Metode regresi dapat digunakan sebagai sebuah metode peramalan dengan pengaruh variabel independent didalamnya. Terdapat dua jenis regresi, yaitu regresi linier sederhana dan regresi linier berganda. Pada regresi linier sederhana, hanya terdapat satu variabel independent yang memberikan pengaruh. Sedangkan pada regresi linier berganda digunakan untuk menguji dua atau lebih variabel independent terhadap variabel dependen. Dalam model regresi, diasumsikan terdapat hubungan lurus (linier) antara variabel dependen dengan variabel independent. Pada analisis regresi akan menghasilkan sebuah persamaan seperti yang tertera pada persamaan 2. 2.

$$Y = a x_1 + \dots + n x_n + C$$

2. 2

Keterangan :

- Y = Variabel Dependen
- a = Konstanta X_1
- X_1 = Variabel independent ke-1
- n = Konstanta X_n
- X_n = Variabel independent ke-n
- C = Konstanta

Hasil analisis regresi dapat diterima apabila memenuhi uji :

1. Uji-F (ANOVA), yaitu uji untuk melihat pengaruh seluruh variabel bebas secara serentak/simultan terhadap variabel terikat. Hasil analisis regresi dapat digunakan apabila nilai F hitung > F Tabel atau nilai signifikansi uji-F lebih kecil dari nilai α (0.05).

2. Uji-T / Uji Parsial, yaitu uji untuk melihat tingkat pengaruh masing-masing variabel secara terpisah terhadap variabel terikat. Hasil analisis regresi dapat diterima apabila nilai T hitung $>$ T Tabel atau nilai signifikansi uji-T lebih kecil dari nilai α (0.05).

3. Nilai koefisien Determinansi (R^2), yang menunjukkan seberapa besar kontribusi pengaruh variabel bebas secara simultan terhadap variabel Y. Hasil analisis regresi dapat diterima apabila memiliki nilai koefisien determinansi 0.6 atau lebih.

2.1.1.1.2. *Principal Component Analysis (PCA) - Regression*

Principal Component Analysis (PCA) atau Analisis Komponen Utama adalah analisis *multivariate* yang mentransformasikan variabel-variabel asal yang saling berkorelasi menjadi variabel baru yang tidak berkorelasi. Tujuan utama dari metode ini ialah menghilangkan multikolinieritas antar variabel dengan menyederhanakannya melalui reduksi dimensi data. Adapun multikolinieritas cenderung terjadi pada variabel ekonomi yang bergerak secara bersama-sama sepanjang waktu. Maka dari itu metode PCA merupakan salah satu metode statistika yang digunakan dalam ilmu ekonometrika. Dengan adanya metode PCA ini maka seluruh variabel dapat digunakan seluruhnya tanpa pembuangan variabel apapun.

2.2. Sistem Tenaga Listrik

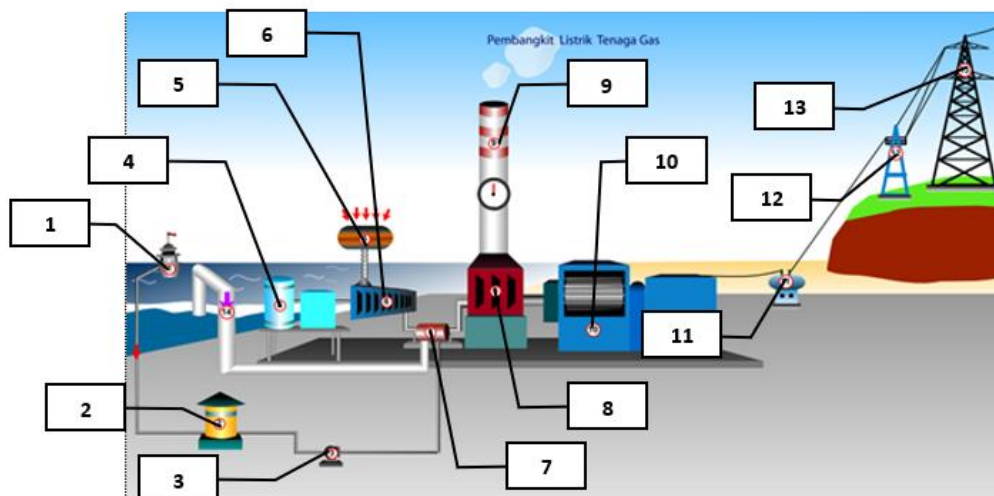
Energi listrik yang digunakan dalam kehidupan sehari-hari dihasilkan dari sebuah sistem tenaga listrik. Sistem tenaga listrik memiliki tiga komponen utama yaitu sistem pembangkitan tenaga listrik, sistem transmisi, sistem distribusi, dan beban-beban listrik. Menurut Ramadani (2017), sistem pembangkitan tenaga listrik adalah suatu sistem yang berfungsi untuk membangkitkan daya listrik yang pada umumnya terdiri dari turbin dan generator, yang selanjutnya akan mencatu sistem transmisi daya listrik untuk dikirimkan melalui sistem distribusi listrik. Pada pembangkitan energi listrik terdapat proses perubahan energi primer menjadi energi sekunder berupa energi listrik.

Prinsip utama dari kerja pembangkit listrik adalah merubah potensi energi mekanik menjadi energi listrik. Energi mekanik dihasilkan dari penggerak awal (*prime mover*) pembangkit listrik yang dapat menggerakkan turbin. Turbin yang berputar memiliki poros yang bergandengan dengan generator. Turbin yang berputar akan menghasilkan energi listrik pada sistem yang berhubungan dengan generator.

2.2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) adalah sebuah sistem pembangkitan listrik yang memanfaatkan gas alam sebagai bahan bakar penggerak turbinnya. Hasil pembakaran gas alam akan menggerakkan turbin gas yang terhubung dengan rotor generator, sehingga energi mekanis turbin berubah menjadi energi listrik. Pembangkit listrik jenis ini banyak digunakan karena keunggulan utamanya dari sisi ekonomis dan rendah emisi.

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) sendiri terdiri atas beberapa komponen, yaitu kompresor, ruang pembakaran dan turbin gas dengan generator listrik. Kerja dari PLTG dimulai ketika udara dikompresikan dalam kompresor sehingga menimbulkan energi. Energi tersebut dialirkan ke dalam ruang pembakaran bersamaan dengan penyulutan bahan bakar. Gas yang terekspansi memiliki suhu dan tekanan tinggi dan kemudian akan dimasukkan ke dalam turbin gas. Turbin yang dikopel pada suhu generator akan memutar poros generator sehingga dapat menghasilkan listrik. Komponen-komponen pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel dapat dilihat pada



Sumber : <http://elektronika-listrik.blogspot.com>, 2019

Gambar 2. 1. Komponen Pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Keterangan :

- | | |
|----------------------------|--------------------------|
| 1. Fuel Tank (Barge) | 8. Gas Turbine |
| 2. Pumping House | 9. Stack (Cerobong Asap) |
| 3. Fuel Pump | 10. Generator |
| 4. Diesel Motor / Electric | 11. Main Transformer |
| 5. Air Filter | 12. Switch Yard |
| 6. Compressor | 13. Transmission Line |
| 7. Combustion System | |

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) memiliki beberapa keunggulan, diantaranya :

1. Proses instalasi mudah, murah, dan cepat
2. Dapat digunakan sebagai tenaga darurat (*back up*)
3. Tidak membutuhkan area yang luas
4. *Start-up time* yang cepat
5. Pengerjaan, pengoperasian, dan pemeliharaan yang relatif sederhana
6. Ramah lingkungan
7. Dari segi ekonomis bahan bakar gas cenderung lebih baik bila dibandingkan dengan bahan bakar minyak (HSD / MFO / LFO)
8. Kapasitas unit pembangkitan dapat disesuaikan dengan kebutuhan
9. Dapat memasok daya pada beban puncak (*peaker*)
10. Pada jenis PLTG dengan sistem *dual fuel* dapat dioperasikan dengan bahan bakar yang berbeda (Gas alam, LNG, HFO, MFO)

2.3. Teori Desain Kapal

Kegiatan desain kapal dapat dideskripsikan sebagai kegiatan menyusun garis besar rencana pengerjaan suatu bangunan kapal. Adapun tujuan dari kegiatan desain kapal ini antara lain :

1. Memberikan informasi yang diperlukan dalam membangun kapal.
2. Memuaskan keinginan pemilik kapal dengan membuat pola rancangan sehingga diperoleh gambaran bentuk / bangunan kapal yang akan dibangun.

Dalam kegiatan merancang kapal terdapat beberapa metode yang dapat dilakukan. Terdapat lima metode yang dapat digunakan dalam kegiatan merancang kapal, yaitu :

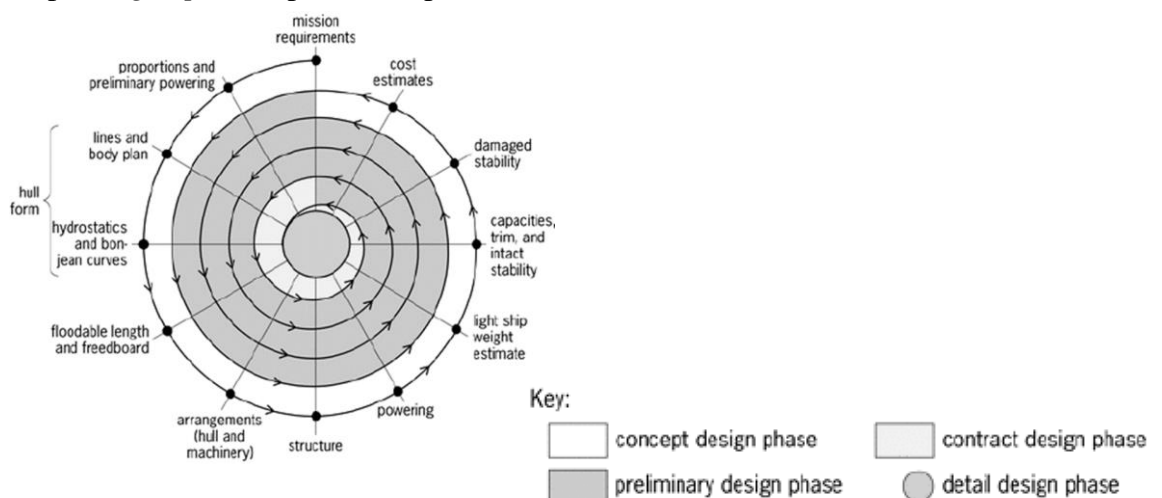
- a. ***Parent Design Approach***, yaitu metode perancangan kapal dengan melakukan perbandingan dari kapal pembanding yang dijadikan sebagai acuan dalam proses perancangan kapal baru.
- b. ***Trend Curve Approach***, yaitu metode perancangan kapal dengan metode statistik melalui pendekatan regresi dari beberapa kapal pembanding.
- c. ***Iteratif Design Approach***, yaitu metode perancangan kapal menggunakan siklus *prototyping, testing, analyzing*, dan penyempurnaan produk sebagai dasaran dalam perancangan kapal. Metode ini biasa digunakan oleh perancang kapal yang sudah memiliki pengetahuan dan pengalaman lebih.

- d. ***Parametric Design Approach***, yaitu metode perancangan kapal dengan pendekatan regresi beberapa parameter (L, B, T, Cb, Lcb, dan lain-lain) dari kapal pembanding.
- e. ***Optimization Design Approach***, yaitu metode perancangan kapal dimana ukuran utama kapal dirancang untuk mencapai nilai optimum. Ukuran utama kapal optimum ditujukan untuk meminimalkan nilai *economic cost of transport* (ECT). Dalam proses optimasi studi kelayakan teknis (hukum fisika terkait *displacement* dan berat kapal, kapasitas ruang muat, stabilitas kapal, *freeboard*, dan trim) merupakan batasan atau *constraint* dalam optimasi.

Proses perancangan kapal di Indonesia pada umumnya menganut prinsip *Design Spiral*. *Design Spiral* adalah suatu proses desain kapal yang dilakukan secara berulang-ulang hingga menghasilkan suatu desain yang sesuai dengan apa yang diinginkan. Adapun tahapan dalam desain kapal antara lain :

1. *General Concept Design*
2. *Preliminary Design*
3. *Contract Design*
4. *Detail Design*

Keempat tahapan tersebut dilakukan secara berulang untuk mengevaluasi dan memperbaiki pekerjaan atau tahapan yang telah dilalui. Proses tahapan desain kapal dengan prinsip *Design Spiral* dapat dilihat pada Gambar 2. 2.



Sumber : Evans, 1959

Gambar 2. 2. Bagan *Design Spiral*

2.3.1 General Concept Design

Tahap pertama yang akan dilakukan seorang arsitektur kapal adalah *general concept design*, dimana perancang kapal akan menerjemahkan *owner requirement* ke dalam ketentuan dasar dalam Teknik perkapalan. Pada tahapan ini juga dilakukan studi kelayakan untuk menentukan ukuran utama kapal (panjang, lebar, tinggi, sarat), daya mesin, persyaratan kecepatan kapal, jarak pelayaran, volume muatan dan *dead weight* kapal agar sesuai dengan batas-batas keteknisan. Proses studi kelayakan tersebut akan mempengaruhi kemampuan maneuver kapal, kecepatan kapal, ketahanan kapal, dan kapasitas ruang muat kapal. Studi kelayakan yang dilakukan pada tahapan *general concept design* dilakukan dengan berbagai cara, yaitu :

- a. *Parametric Study*, yaitu dengan melakukan perhitungan, baik secara manual maupun dengan komputer, dengan menggunakan parameter yang ada.
- b. *Empirical Data*, yaitu menentukan ukuran kapal berdasarkan pengetahuan yang dimiliki oleh seorang ahli perancang kapal.
- c. *Referenced Ship*, yaitu menentukan ukuran utama kapal berdasarkan data kapal yang aktual dan ekonomis.

Hasil yang diharapkan dari tahapan *general concept design* adalah perkiraan biaya konstruksi yang dibutuhkan untuk membangun kapal. Desain-desain alternatif yang diperlukan juga dilakukan pada tahapan ini.

2.3.2 Preliminary Design

Tahap yang dilakukan setelah *general concept design* adalah tahapan *preliminary design*. Pada tahap kedua ini dilakukan penentuan karakteristik utama kapal secara lebih jauh, terutama pada karakteristik kapal yang mempengaruhi perhitungan biaya awal pembuatan kapal dan *performance* kapal. Tahap *preliminary design* akan menghasilkan desain kapal yang lebih presisi dan memenuhi persyaratan pemesan kapal. Desain yang dihasilkan dari tahap kedua ini akan digunakan sebagai dasar dari tahapan selanjutnya (*contract design*) dan penentuan spesifikasi kapal.

2.3.3 Contract Design

Desain yang dihasilkan dari tahapan *preliminary design* akan menjadi input pada tahapan ini. Pada tahap ini akan menambahkan detail pada desain yang telah dihasilkan pada tahapan sebelumnya. Adapun detail yang ditambahkan pada tahapan ini antara lain profil-profil kapal, detail konstruksi kapal, dan lain-lain. Tahapan *contract design* akan menghasilkan rencana umum terakhir.

2.3.4 Detail Design

Tahapan terakhir dari konsep *spiral design* adalah *detail design*. Pada tahapan terakhir ini desain yang dihasilkan dari tahap sebelumnya dikembangkan menjadi gambar rencana kerja (*production drawing*) yang lebih detail. Gambaran rencana kerja yang dihasilkan berupa instruksi mengenai instalasi dan konstruksi terhadap tukang pasang (*fitters*), las (*welders*), *outfitting*, pekerja bagian logam, *vendor* mesin dan permesinan kapal, tukang pipa, dan pihak pekerja bagian lain yang terlibat dalam pembangunan kapal.

2.4. Pembangkit Listrik Terapung

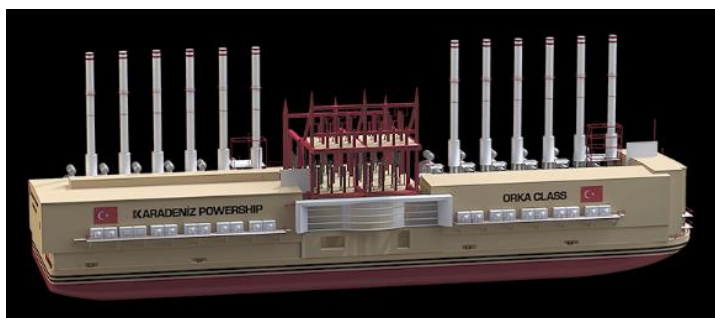
Pembangkit Listrik terapung atau yang biasa dikenal sebagai *Marine Vessel Power Plant* didefinisikan sebagai sebuah struktur bangunan terapung (kapal), dimana pada struktur tersebut dilengkapi dengan stasiun pembangkit listrik (*Soumyajit D, 2016*). Munculnya inovasi penggunaan pembangkit listrik terapung untuk penduduk sipil terjadi pada awal abad ke-20 atas dasar tidak berfungsinya sistem pembangkit listrik pada musim dingin. Pada saat itu Walter S. Wyman, selaku pemimpin perusahaan *New England Public Service Company*, mencetuskan ide untuk membangun sebuah fasilitas pembangkit listrik yang dapat berpindah lokasi untuk mengatasi permasalahan tersebut. ‘*Jacona*’ merupakan pembangkit listrik terapung pertama yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik penduduk sipil.

‘*Jacona*’ merupakan hasil modifikasi dari sebuah kapal kargo menjadi kapal pembangkit listrik dengan kapasitas hingga 20 *Megawatt* (MW). Ide modifikasi kapal kargo menjadi *mobile power plant* muncul setelah Angkatan Laut Amerika berhasil memodifikasi sebuah kapal perang ‘*USS Lexington*’ menjadi fasilitas pembangkit listrik untuk memasok kebutuhan listrik di darat. Selanjutnya ide ini diadopsi kembali oleh perusahaan penyedia energi asal Turki, *Karadeniz Energy* pada tahun 2009 dan terus berkembang hingga saat ini. Fasilitas pembangkit terapung yang dikembangkan oleh perusahaan tersebut didukung dengan sistem pembangkitan listrik *dual fuel*, dimana mesin dapat dioperasikan menggunakan bahan bakar diesel (solar) maupun gas. Penggunaan bahan bakar gas dapat mendukung efisiensi konsumsi bahan bakar, sedangkan penggunaan bahan bakar diesel diperlukan apabila dioperasikan di wilayah dengan infrastruktur minim. Terdapat dua jenis kapal pembangkit listrik terapung, yaitu *Powership* dan *Powerbarge*.

Fasilitas pembangkit listrik terapung ini sudah digunakan diberbagai belahan dunia, salah satunya di Indonesia. Di Indonesia fasilitas pembangkit listrik terapung lebih dikenal sebagai *Mobile Power Plant* (MPP) yang dideskripsikan sebagai fasilitas pembangkit listrik yang dapat berpindah tempat (*mobile*) dengan bentuk berupa *barged mounted* (kapal), *truck mounted*, dan *container* (RUPTL PLN, 2018).

2.4.1 *Powerbarge*

Power barge didefinisikan oleh Burmeister & Wain Scandinavian Contractor dalam katalognya sebagai stasiun pembangkit listrik terapung berbentuk barge (kapal tongkang) dan pada umumnya terintegrasi dengan stasiun pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) di darat. *Power barge* pertama kali muncul pada tahun 1940 atas inovasi dari insinyur di instansi Angkatan Darat Amerika. Pada saat itu beliau berhasil membangun generator uap dengan kapasitas pembangkitan listrik hingga 30 Megawatt (MW). Perbedaan *Power Barge* dengan *Powership* terletak pada kelengkapan mesin dan propulsi dan kemampuan kapasitas pembangkit listrik. Pada *Power Barge* tidak dilengkapi dengan mesin dan propulsi. Untuk mobilitas dari *Power Barge* didukung oleh kapal tunda maupun kapal lainnya. *Power barge* dapat dioperasikan di suatu titik lokasi perairan. Selain itu karena ukurannya yang relatif lebih kecil bila dibandingkan dengan *Powership*, maka daya output listrik yang dihasilkan cenderung lebih kecil bila dibandingkan dengan *Powership*. Pada umumnya generator pembangkit listrik pada *Power Barge* menggunakan bahan bakar HFO dan gas. Pada tahun 2014, perusahaan Becker Marine Systems GmbH & Co. KG berhasil membangun *Power Barge* pertama di dunia dengan sistem bahan bakar LNG *Hybrid* yang menghasilkan emisi hamper bernilai 0.



Sumber : <http://www.karpowership.com/en/powership/powership-classes/orka-class>, 2019

Gambar 2. 3. Kapal *Powerbarge* milik Karadeniz Energy

Beberapa keunggulan dari *Power Barge* ini antara lain :

1. Memiliki waktu pembangunan konstruksi yang relatif singkat karena dapat dibangun di galangan kapal dan tidak membutuhkan lahan untuk membangun
2. Produktivitas tinggi
3. Biaya pembangunan yang jauh lebih terjangkau dari pada pembangunan konstruksi *Power ship*
4. Dapat dipindahkan ke lokasi lain
5. Meminimalisir dampak buruk pada lingkungan sekitar

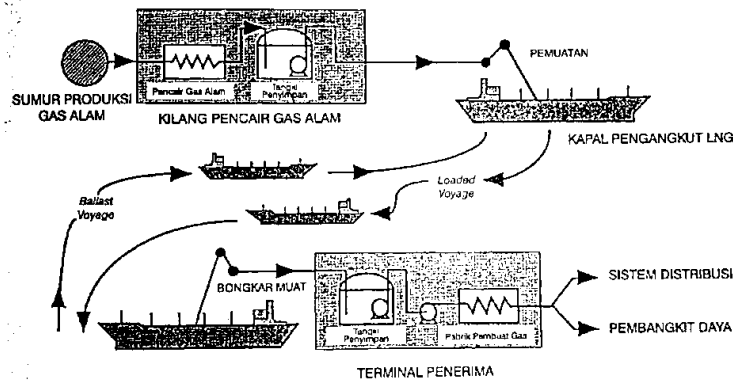
2.5. Gas Alam Cair (*Liquefied Natural Gas / LNG*)

Gas alam cair atau yang biasa dikenal dengan sebutan *Liquefied Natural Gas* (LNG) merupakan Gas Alam (Metana-CH₄) yang berwujud cair. Gas alam yang berwujud gas dibersihkan dari partikel asing sebelum diubah wujudnya menjadi zat cair, yaitu melalui proses *desulfurization*, *dehydration*, dan pembersihan karbondioksida. Setelah melalui proses pembersihan, gas alam kemudian didinginkan sampai suhu -160°C pada tekanan atmosfer. Perubahan gas alam dari wujud gas menjadi zat cair merubah volume zat ini menjadi 1/600 dari volume semula. Perubahan volume ini memungkinkan pengangkutan LNG dalam jumlah besar menggunakan kapal gas tanker.

Dewasa ini bahan bakar LNG mulai banyak digunakan, teknologi penggunaan bahan bakar LNG juga semakin banyak berkembang. Hal ini disebabkan karena bahan bakar LNG dianggap jauh lebih aman dan ramah lingkungan. Bahan bakar LNG memiliki suhu nyala spontan yang lebih tinggi dari bensin, sehingga bahan bakar ini relatif lebih aman. Selain itu LNG juga memiliki energi kalori yang lebih tinggi dari pada bahan bakar fosil lainnya, yaitu sebesar (12.000 kkal/kg). Keunggulan LNG lainnya ialah keberadaan gas alam jauh lebih melimpah dan tersebar luas bila dibandingkan dengan *supply* bahan bakar fosil lainnya. (Soegiono, 2005:1)

Dalam perdagangan LNG, terdapat rantai pasok khusus yang secara garis besar dapat dilihat pada Gambar 2. 4 dengan alur sebagai berikut (Soegiono, 2005:8-9) :

1. Cadangan Gas Alam / Sumur Produksi
2. Jaringan Pipa
3. Kilang Pencair Gas Alam
4. Tanki Penyimpan
5. Tanki Muat
6. Kapal Pengangkut LNG
7. Terminal Penerima
8. Tanki Penyimpan
9. Kilang Regasifikasi
10. Pembangkit daya atau distribusi kepada konsumen gas



Sumber : Soegiono, 2005:9

Gambar 2. 4. Rantai Pasok Perdagangan Gas LNG

Pada Gambar 2. 4 dijelaskan proses panjang dari alur distribusi rantai pasok perdagangan gas. Namun secara singkat proses distribusi gas hanya melalui tujuh tahapan seperti yang tertera pada Gambar 2. 5, yaitu :

1. Cadangan Gas Alam / Sumur Produksi
2. Kilang Pencair Gas Alam
3. Tanki Penyimpanan
4. Kapal Pengangkut LNG
5. Terminal Penerima
6. Kilang Regasifikasi
7. Konsumen



Sumber : <https://www.nrcan.gc.ca/>, 2019

Gambar 2. 5. Rantai Pasok Perdagangan Gas Secara Singkat

2.6. Kapal Gas Tanker

Dalam proses distribusi LNG dapat menggunakan dua cara, yaitu melalui jaringan pipa maupun menggunakan kapal gas tanker khusus LNG. Kapal pertama yang digunakan untuk mengangkut LNG adalah MV Methane Pioneer yang merupakan kapal konversi dari kapal tanker

minyak. Dewasa ini kapal LNG sudah semakin berkembang, khususnya dalam teknologi propulsinya. Pada umumnya terdapat dua jenis kapal LNG di pasaran yang dibedakan berdasarkan jenis propulsinya, yaitu Kapal LNG *Steam Turbine* (ST) dan Kapal LNG *Dual Fuel Diesel Electric* (DFDE).

Muatan LNG hanya dapat diangkut dengan kapal khusus LNG karena muatan LNG memiliki suhu yang sangat rendah dengan resiko tinggi. Muatan LNG dapat merusak baja. Maka dari itu konstruksi kapal LNG selalu menggunakan baja jenis khusus, yaitu baja berjenis *mild steel*. Selain itu tanki muatan LNG selalu dibuat dari bahan logam khusus yang merupakan perpaduan aluminium, baja tahan karat, 9% *nickel steel* dan *bronze*. Dalam mencegah terjadinya kebocoran muatan, tanki diberi isolasi dari bahan foam atau bahan isolasi lainnya.

Secara umum berdasarkan IGC Code tipe tanki muatan kapal LNG diklasifikasikan menjadi dua, yaitu :

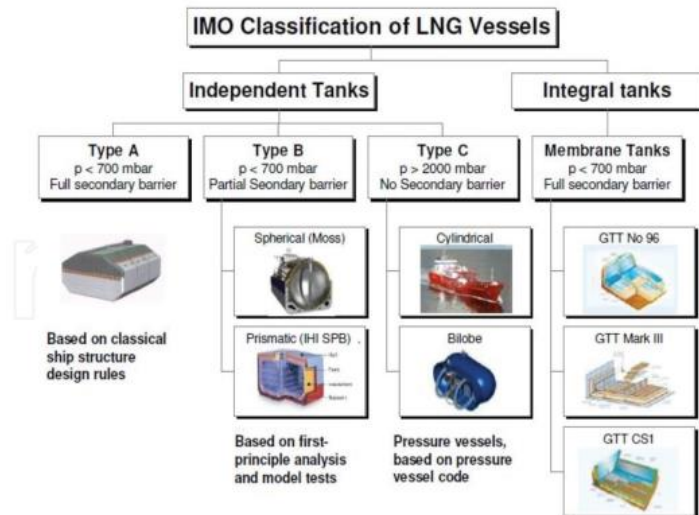
1. Membrane Tank (Non-self Supporting Tank)

Berdasarkan struktur tanki jenis *membrane tank*, struktur tanki ini terpisah dari struktur konstruksi kapal, maka dari itu tanki jenis sering disebut *integrated tank*. Bagian dalam dari tanki ini dibuat dari material tipis yang dapat mencegah kebocoran dilapisi material isolasi disekelilingnya. Kapasitas tekanan uap dari tanki jenis ini berkisar 0,25-0,27 bar. Bentuk geometris dari tanki *membrane tank* menyesuaikan bagian dalam badan kapal.

2. Independent Tank (Self Supporting Tank)

Tanki LNG berjenis *independent tank* memiliki struktur yang terpisah dari struktur konstruksi kapal. Hal tersebut membuat tanki jenis ini tidak akan mendapat pengaruh langsung dari deformasi struktur badan kapal. Terdapat tiga jenis *independent tank*, yaitu Type-A, Type-B, dan Type C. Saat ini tanki Type-A sudah tidak digunakan lagi dan pada umumnya tanki Type-B yang digunakan kapal LNG di pasaran. Berdasarkan teori *independent tank* memiliki keunggulan durasi pembangunan yang lebih singkat dari pada pembangunan *membrane tank*.

Independent Tank Type-B dibagi lagi kedalam dua jenis, yaitu *spherical tank* dan *prismatic tank*. Pertimbangan pemilihan tanki di antara kedua pilihan tersebut didasarkan oleh faktor kapasitas muatan yang mampu ditampung, dimana *prismatic tank* memiliki kapasitas volume tampung yang lebih besar. Untuk lebih jelasnya, klasifikasi jenis tanki muatan LNG pada kapal LNG dapat dilihat pada Gambar 2. 6.



Sumber : Huan, 2019

Gambar 2. 6. Klasifikasi Jenis Tangki Muatan Lng Pada Kapal LNG

2.7. Teori Optimasi

Optimasi berasal dari kata ‘*Optimization*’ dalam Bahasa Inggris yang artinya adalah terbaik, tertinggi, dan paling menguntungkan. Optimasi sendiri merupakan salah satu metode yang biasa digunakan dalam proses pengambilan keputusan yang ideal. Optimasi adalah aktivitas untuk mendapatkan hasil terbaik dalam pengambilan keputusan dengan memperhatikan kondisi atau batasan yang ada. Hasil terbaik, atau dapat dikatakan sebagai kondisi optimum, ialah ketika tujuan mencapai nilai maksimal atau nilai minimal yang bergantung pada konteks permasalahan yang ingin dicapai. Dalam melakukan optimasi sendiri terdapat beberapa metode, seperti *linear programming*, *goal programming*, *integer programming*, *nonlinear programming*, dan *dynamic programming*.

2.7.1 Linear Programming

Pemrograman linier merupakan salah satu metode optimasi yang biasa digunakan dalam pengambilan keputusan di industri. Metode pemrograman linier dapat memberikan hasil optimal dengan memperhatikan keterbatasan dari sumber daya yang ada. Program linier memiliki dua jenis fungsi, yaitu fungsi tujuan dan fungsi kendala. Fungsi tujuan dapat tercapai apabila optimasi dapat memberikan nilai optimum, yaitu nilai maksimal pada konteks profit dan nilai minimal pada konteks biaya. Sedangkan fungsi kendala dapat tercapai apabila hasil keputusan yang diambil tidak melanggar keterbatasan sumber daya yang ada.

Dalam pemrograman linier, terdapat beberapa variabel, yaitu :

1. Objective Function

Objective Function merupakan variabel yang menunjukkan nilai dari tujuan yang akan dicapai dalam optimasi. Variabel ini dapat memberikan hasil nilai yang minimal maupun maksimal, bergantung pada konteks yang ingin dicapai dalam permasalahan yang dianalisa. Bentuk persamaan dari variabel *Objective Function* dapat dilihat pada persamaan 2. 3.

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \tag{2.3}$$

2. Decision Variable

Decision variable merupakan variabel keputusan, dimana nilai yang didapat dari proses optimasi akan digunakan sebagai keputusan yang akan diambil.

3. Constraint

Variabel *constraint* menggambarkan keterbatasan dari sumber daya yang ada yang tidak boleh dilanggar dalam proses pengambilan keputusan. Beberapa bentuk dari batasan yang biasa digunakan dalam optimasi antara lain :

- Masalah fungsi batasan fungsional yang harus melebihi kondisi syarat minimum menggunakan tanda matematis ' \geq ', seperti pada persamaan 2. 4.

$$a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n \geq b_i \tag{2.4}$$

- Masalah fungsi batasan fungsional yang melewati batas maksimal menggunakan tanda matematis ' \leq ', seperti pada persamaan 2. 5.

$$a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n \leq b_i \tag{2.5}$$

- Masalah fungsi batasan fungsional yang nilainya harus setara dengan nilai batasan tertentu menggunakan tanda matematis '=', seperti pada persamaan 2. 6.

$$a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n = b_i \tag{2.6}$$

- Variabel-variabel yang harus berupa bilangan bulat dapat diberi batasan data harus berbentuk '*integer*'.
- Variabel-variabel yang digunakan sebagai pengambilan keputusan yang bersifat kualitatif dapat diberi batasan data harus berbentuk '*binary*'.

2.8. Frekuensi Pelayaran Kapal

Frekuensi pelayaran kapal adalah jumlah kapal melakukan pelayaran selama satu tahun. Pelayaran dihitung sebagai satu kali frekuensi apabila kapal melakukan satu kali *Round Trip Days* (RTD). Satu RTD ialah ketika kapal berangkat dari pelabuhan asal dan kembali ke

pelabuhan asal. Durasi satu RTD dapat dihitung dengan menghitung durasi waktu berlayar (*Seatime*) dan waktu kapal selama di pelabuhan (*Port time*). *Seatime* adalah waktu selama kapal berlayar di perairan, yang dapat dicari dengan persamaan 2. 7.

$$Seatime = \left(\frac{S}{Vs} \right)$$

2. 7

Keterangan :

- Seatime* = Durasi pelayaran (jam)
- S = Jarak Pelayaran (nm)
- Vs = Kecepatan Kapal (knot)

Sedangkan durasi *port time* terdiri atas beberapa komponen, yaitu :

1. Approaching Time, yaitu waktu ketika kapal tiba dan menunggu masuk di Alur Pelayaran. Pada umumnya durasi *approaching time* berlangsung selama 2-4 jam, bergantung pada jumlah kapal yang memenuhi Alur Pelayaran Pelabuhan.

2. Idle Time, yaitu waktu yang dialokasikan untuk faktor cuaca yang dapat menghambat kegiatan bongkar-muat. *Idle time* hanya dikenakan pada muatan yang dalam proses bongkar muatnya sensitive terhadap faktor cuaca.

3. Waiting Time, yaitu waktu tunggu kapal sampai kapal dilayani oleh kapal tunda dan kapal pandu yang pada umumnya berlangsung selama 2 jam.

4. Loading atau Discharging time, yaitu waktu selama kapal melakukan muat dan bongkar muatan dari dan atau ke dalam kapal. Durasi bongkar dan muat untuk muatan LNG didapatkan dari persamaan 2. 8.

$$Loading \text{ atau } Discharging \text{ Time} = \frac{Payload}{Produktivitas \text{ Pompa}}$$

2. 8

Keterangan :

- Payload = Muatan dimuat atau dibongkar (m³)
- Produktivitas Pompa = Kecepatan pompa menyalurkan cairan LNG (m³/jam)

Khusus untuk muatan LNG payload yang digunakan dalam perhitungan muat dan bongkar berbeda. Dalam perhitungan bongkar, payload yang digunakan adalah payload setelah

mengalami pengurangan akibat proses *Boil-Off* dan sloashing selama pelayaran. Adapun jumlah Payload setelah mengalami *Boil-Off* dan *sloashing* dapat dihitung dengan persamaan 2. 9.

$$Payload\ Bongkar = Payload - (\% Boil\ Off \times Kapasitas\ Tangki \times Seatetime)$$

2. 9

Keterangan :

Payload Bongkar = Payload yang dibongkar di wilayah tujuan (m³)

Payload = Payload yang dimuat di kilang asal (m³)

% Boil-Off = Persentase gas yang menguap perhari (%)

Kapasitas Tangki = Kapasitas total Tangki kapal (m³)

Seatetime = Durasi kapal selama berlayar dari Kilang ke tujuan (hari)

Sehingga durasi *port time* dapat dihitung menggunakan persamaan 2. 10.

$$Port\ time = AT + WT + IT + Loading\ time + Discharge\ time$$

2. 10

Keterangan :

Port time (jam) = Durasi kapal selama di pelabuhan asal & tujuan

AT = *Approaching time*

WT = *Waiting time*

Loading/Discharge Time = Durasi kapal melakukan bongkar dan muat

Durasi satu kali *Round Trip Days* (RTD) kapal dan frekuensi kapal maksimal satu tahun dapat dicari dengan persamaan 2. 11 dan persamaan 2. 12.

$$RTD = \frac{Seatetime + Port\ time}{24}$$

2. 11

Keterangan :

RTD = Durasi *Round Trip Days* (hari)

Seatetime = Durasi kapal selama di perairan (jam)

Port time = Durasi kapal selama berada di pelabuhan asal dan tujuan (jam)

$$Frekuensi\ Maksimal = \frac{Commission\ Days}{RTD}$$

2. 12

Keterangan :

Frekuensi Maksimal = Frekuensi kapal dapat melakukan pelayaran selama 1 tahun

Commission Days = Jumlah hari operasional kapal dalam satu tahun (hari)

RTD = *Round Trip Days* (hari)

2.9. Biaya Perkapalan

Biaya perkapalan atau biasa disebut sebagai biaya transportasi laut digunakan untuk menghitung biaya yang dibutuhkan untuk pengadaan dan pengoperasian kapal. Komponen dari biaya perkapalan sendiri antara lain biaya modal (*capital cost*), biaya operasional (*operational cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), dan biaya penanganan muatan (*cargo handling cost*). Total biaya yang dibutuhkan dihitung dan diproyeksikan berdasarkan umur ekonomis kapal. Total biaya didapatkan melalui persamaan 2. 13.

$$TC = CC + OC + VC + CHC$$

2. 13

Keterangan :

TC = *Total Cost* (Rp)

CC = *Capital Cost* (Rp)

OC = *Operational Cost* (Rp)

VC = *Voyage Cost* (Rp)

CHC = *Cargo Handling Cost* (Rp)

2.9.1. Biaya Modal (*Capital Cost*)

Biaya modal adalah biaya yang besarnya sesuai dengan harga pembelian atau pembangunan kapal. Biaya modal dianualitaskan dan dihitung dalam perhitungan biaya per tahun untuk menutup pembayaran bunga pinjaman atau pengembalian modal setiap tahunnya. Biaya modal dianualitaskan berdasarkan perkiraan umur ekonomis kapal. Pada beberapa kasus, biaya modal dapat berupa biaya sewa kapal. Terdapat tiga jenis sistem sewa kapal, diantaranya :

1. *Bareboat Charter Hire*, yaitu sistem sewa kapal dimana pemilik kapal hanya menyewakan kapal kosong (tanpa awak kapal) kepada pihak penyewa kapal.
2. *Time Charter Hire* (TCH), yaitu sistem sewa kapal dimana kapal disewakan dengan jangka waktu tertentu (pada umumnya dalam jangka waktu tahunan). Dalam komponen biaya sewa dengan sistem TCH sudah mencakup biaya modal dan biaya operasional kapal, sehingga pihak penyewa hanya bertanggungjawab atas biaya pelayaran dan biaya penanganan muatan.
3. *Voyage Charter Hire* (VCH), yaitu sistem sewa kapal dimana biaya sewa kapal mencakup biaya modal, biaya operasional, dan biaya pelayaran. Pihak penyewa hanya bertanggungjawab atas biaya penanganan muatan.

2.9.2. Biaya Operasional (*Operational Cost*)

Biaya operasional kapal adalah biaya-biaya tetap yang dikeluarkan untuk mendukung kegiatan operasional kapal. Komponen dari biaya operasional dapat dilihat pada persamaan 2.14.

$$OC = M + ST + MN + I + AD$$

2.14

Keterangan :

OC = *Operational Cost* (Rp)

M = *Manning Cost* (Rp)

ST = *Store Cost* (Rp)

MN = *Maintenance and Repair Cost* (Rp)

I = *Insurance Cost* (Rp)

AD = *Administration Cost* (Rp)

Komponen biaya operasional yang terdapat pada persamaan diatas ialah :

1. *Manning Cost*, yaitu biaya awak kapal berupa gaji pokok, tunjangan, asuransi sosial, dan uang pensiun.
2. *Store, supplies, and Lubricating Oil*, yaitu biaya yang dikeluarkan untuk memasok perbekalan kapal (*marine stores, engine room stores, dan steward's stores*).
3. *Maintenance and Repair Cost*, yaitu biaya yang dikeluarkan terkait perawatan, perbaikan, dan survey klasifikasi kapal. Pada umumnya besar biaya yang dikeluarkan berkisar 1%-2% dari harga kapal.
4. *Insurance Cost*, yaitu biaya yang dikeluarkan berupa premi asuransi untuk mengantisipasi kerugian di masa yang akan datang akibat risiko selama kapal beroperasi. Pada umumnya premi asuransi kapal yang dibayarkan sebesar 1%-2% dari harga kapal.
5. *Administration Cost*, yaitu biaya yang dikeluarkan dalam pengurusan dokumen dan surat-surat kapal terkait pengurusan perijinan dan fungsi administratif lainnya.

2.9.3. Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)

Biaya pelayaran adalah biaya variabel yang dikeluarkan untuk memenuhi kebutuhan kapal baik selama berlayar maupun berlabuh. Terdapat dua komponen dalam biaya pelayaran, yaitu biaya bahan bakar (*Fuel Cost*) dan biaya pelabuhan (*Port Cost*). Biaya pelayaran dapat dicari dengan 2.15.

$$VC = FC + PC$$

Keterangan :

VC = *Voyage Cost* (Rp)

FC = *Fuel Cost* (Rp)

PC = *Port Cost* (Rp)

2.9.4. Biaya Penanganan Muatan (*Cargo Handling Cost*)

Biaya penanganan muatan adalah biaya yang dikeluarkan dalam kegiatan bongkar dan muat muatan dari dan atau ke kapal. Pada umumnya biaya bongkar muat muatan LNG sudah tergabung ke dalam harga jual gas (harga jual *Freight on Board*).

2.10. Perbandingan Penelitian Sebelumnya

Penelitian dalam tugas akhir ini dilakukan dengan mengacu pada beberapa penelitian yang telah dilakukan sebelumnya. Penelitian yang diambil sebagai acuan adalah penelitian sejenis terkait desain pembangkit listrik terapung. Penelitian pada Tugas Akhir ini mengambil wilayah studi kasus yang berbeda. Beberapa poin yang membedakan penelitian pada Tugas Akhir ini dengan penelitian sebelumnya antara lain adanya analisis proyeksi kebutuhan listrik di masa depan, optimasi tangki LNG berdasarkan frekuensi pengiriman gas, optimasi ukuran utama *powerbarge*, dan bentuk desain tangki LNG pada *powerbarge* dengan tipe tangki *independent prismatic* IHI SPB berdasarkan klasifikasi IMO. Rincian poin yang membedakan penelitian ini dengan penelitian sebelumnya tercantum pada Tabel 2. 1.

Tabel 2. 1. Perbandingan dengan penelitian sebelumnya

Aspek Penelitian	Shovi (2016)	Setiawan (2017)	Adiputra (2017)	Larasati (2020)
Studi Kasus	Kep. Sumenep	Kalimantan Barat & Lombok	Tidak disebutkan	NTT
Jenis Pembangkit	PLTG	PLTD	<i>Duel Fuel</i>	PLTG
Proyeksi Demand	Tidak	Tidak	Tidak	Ya
Analisis Pola Operasi	Tidak	Tidak	Tidak	Ya
Optimasi Kapal	Kapasitas Tangki	Tidak	Tidak	Kapasitas Tangki & Ukuran kapal
Tipe Tangki LNG	Tanki Tangker	Tanki Tangker	Tanki Tangker	IHI SPB Type B
Analisis Biaya	Ya	Ya	Tidak	Ya

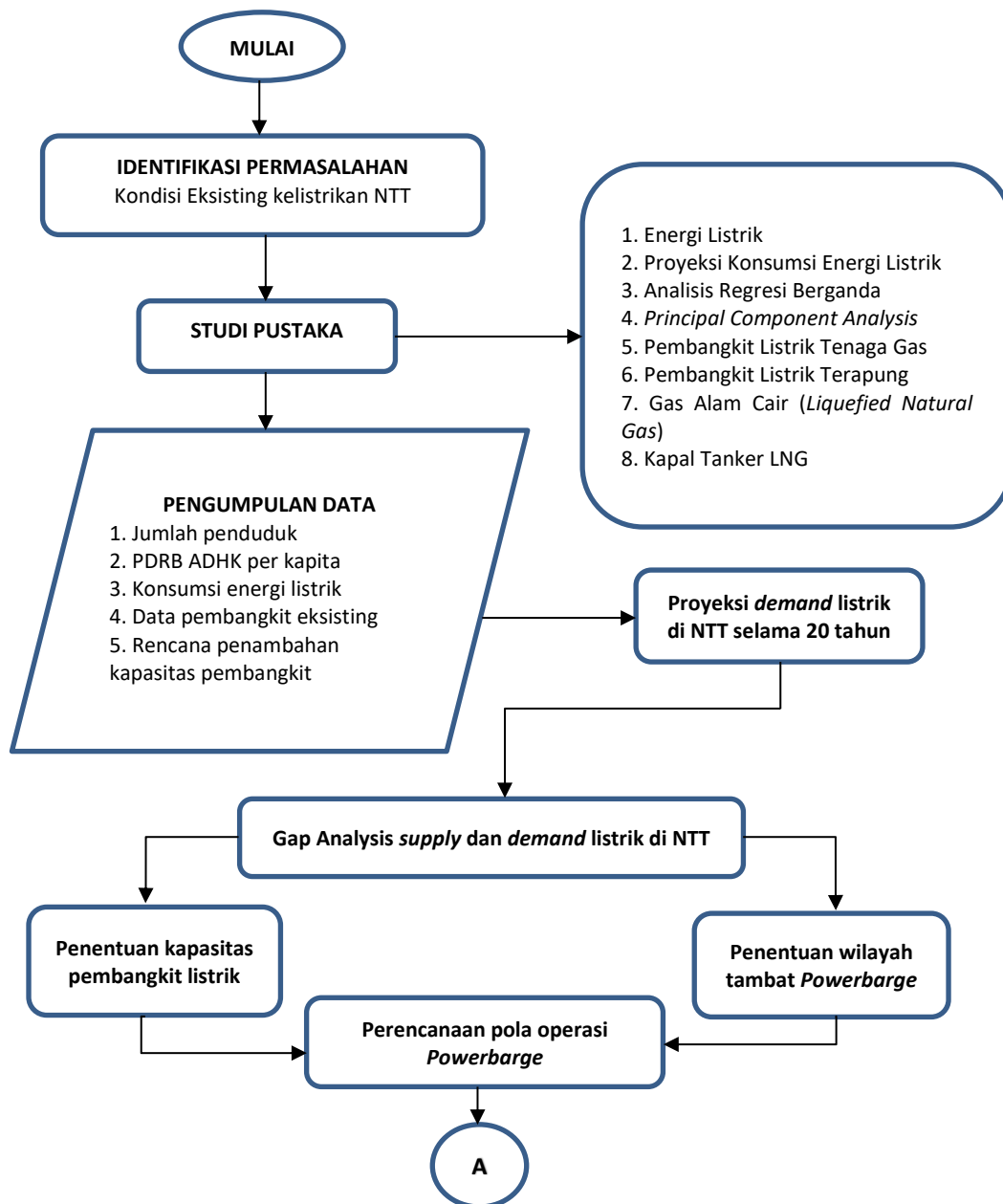
BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

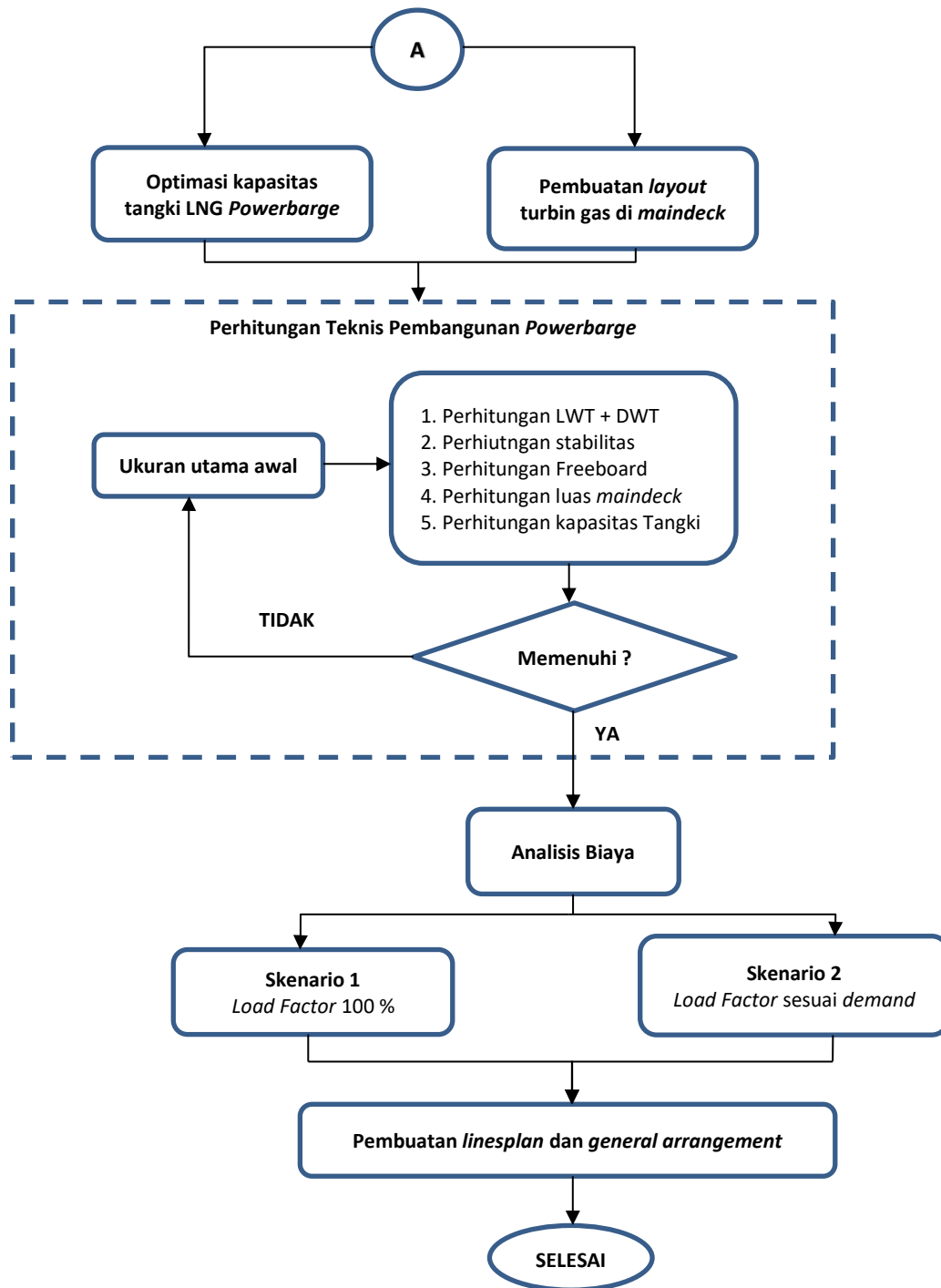
Pada bab ini akan disampaikan langkah-langkah yang dilakukan dalam menyusun penelitian Tugas Akhir ini yang dijelaskan dalam diagram alir penelitian, penjelasan tahapan pengerjaan tugas akhir, dan model matematis utama yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini.

3.1. Diagram Alir Penelitian

Langkah pengerjaan penelitian Tugas Akhir ini dapat dilihat dalam diagram alir berikut.



Gambar 3. 1. Alur Penelitian Tugas Akhir



Gambar 3. 2. Alur Penelitian Tugas Akhir (lanjutan)

3. 2. Tahapan Pengerjaan Tugas Akhir

Secara umum penelitian dalam Tugas Akhir ini dilakukan melalui beberapa tahapan, yaitu:

a. Identifikasi Permasalahan

Langkah pertama untuk memulai penelitian ini ialah mengidentifikasi permasalahan kondisi kelistrikan di NTT saat ini. Kondisi yang diamati terkait kurangnya pasokan listrik yang terjadi di NTT. Pada tahap ini penulis mengidentifikasi sistem jaringan listrik di NTT dan mengamati kondisi *supply* dan *demand* listrik di NTT.

b. Studi Pustaka

Setelah kondisi kelistrikan di NTT dapat diidentifikasi maka penulis melakukan studi pustaka terkait dengan ilmu dan pengetahuan yang dibutuhkan dalam pengolahan dan analisis data. Studi pustaka dilakukan baik dari sumber buku, jurnal, karya tulis ilmiah, dan internet. Studi pustaka yang dilakukan terkait ilmu dan teori tentang energi listrik, proyeksi konsumsi energi listrik, analisis regresi berganda, *principal component analysis*, pembangkit listrik tenaga gas, pembangkit listrik terapung, gas alam cair (LNG), dan kapal tanker LNG.

c. Pengumpulan Data

Pada tahap pengumpulan data, penulis mengumpulkan data sekunder terkait :

1. Jumlah penduduk di setiap kabupaten/kota di NTT pada tahun 2011-2018.
2. Tingkat Pendapatan Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Konstan (PDRB ADHK) di setiap kabupaten/kota di NTT pada tahun 2011-2018.
3. Jumlah konsumsi energi listrik di setiap kabupaten/kota di NTT pada tahun 2011-2017.
4. Data pembangkit listrik terpasang di setiap wilayah sistem tenaga listrik di NTT.
5. Rencana penambahan kapasitas pembangkit listrik di setiap wilayah sistem tenaga listrik di NTT untuk tahun 2019-2029.

d. Pengolahan Data

Pada tahapan pengolahan data, data yang telah dikumpulkan akan diolah lebih lanjut. Data jumlah penduduk, PDRB ADHK dan jumlah konsumsi energi listrik di setiap wilayah akan diolah untuk mendapatkan proyeksi kebutuhan energi listrik selama 20 tahun. Data diolah dengan metode analisis regresi berganda melalui pendekatan *principal component analysis*, dengan bantuan *software* SPSS. Selanjutnya dilakukan *gap analysis* antara *supply* dan *demand* listrik di setiap wilayah di NTT selama 20 tahun. *Gap analysis* dilakukan dengan membandingkan rencana pembangunan pembangkit oleh pemerintah dengan hasil proyeksi kebutuhan listrik selama 20 tahun kedepan. Hasil *gap analysis* akan digunakan dalam merencanakan kapasitas pembangkit yang dibutuhkan dan pola operasi dari *powerbarge* yang akan dirancang.

e. Tahap Perancangan *Powerbarge* dengan metode optimisasi

Pada tahap ini analisis pembangunan *powerbarge* dilakukan dengan metode optimisasi. Kapasitas pembangkit dan rencana pola operasi *powerbarge* yang telah dianalisis pada tahap sebelumnya digunakan sebagai inputan pada tahapan ini. Optimisasi yang dilakukan terkait pemilihan generator pembangkit yang akan digunakan, dimana pemilihan generator akan mempengaruhi kapasitas tangki LNG pada *powerbarge* dan kebutuhan luasan *maindeck* kapal.

Optimisasi dilakukan dengan dua tahap, yaitu optimisasi pengiriman bahan bakar gas ke pembangkit dan optimisasi ukuran utama *powerbarge* berdasarkan kebutuhan minimum

kapasitas tangki LNG di *powerbarge*. Optimisasi pengiriman bahan bakar dilakukan untuk mendapatkan frekuensi pengiriman bahan bakar gas selama satu tahun. Optimisasi dilakukan dengan alternatif 3 asal untuk pengiriman ke pembangkit selama 20 tahun dengan 3 fase yang berbeda di 3 lokasi yang berpindah tempat.

Setelah didapat kebutuhan minimum kapasitas tangki LNG di *powerbarge* maka dilakukan optimisasi ukuran utama *powerbarge* yang dapat menampung LNG dengan kapasitas yang telah didapat sebelumnya. Koreksi dilakukan untuk mencapai stabilitas *powerbarge* dengan mengatur *stowageplan* generator pembangkit pada *powerbarge*.

f. Analisis Biaya

Setelah didapat ukuran utama *powerbarge* dengan dua type generator pembangkit yang berbeda, maka dilakukan analisis biaya. Analisis biaya dilakukan untuk mencari besarnya biaya satuan produksi listrik dari masing-masing *powerbarge* dengan generator pembangkit yang berbeda. Analisis biaya dilakukan sesuai dengan 2 (dua) skenario *powerbarge* yang direncanakan. Skenario 1 *powerbarge* akan memproduksi dan menjual listrik dengan *load factor* sebesar 100 %. Sedangkan pada skenario 2 *powerbarge* hanya akan memproduksi dan menjual listrik sesuai dengan *demand* listrik di setiap wilayah yang akan dilayani oleh *powerbarge*. Hasil dari analisis biaya pada skenario 1 digunakan untuk melihat berapa biaya satuan produksi terendah yang dapat dihasilkan oleh masing-masing *powerbarge*. Sedangkan analisis biaya pada skenario 2 digunakan untuk memilih *powerbarge* yang layak untuk dioperasikan di wilayah NTT. *Powerbarge* yang layak dioperasikan di wilayah NTT adalah *powerbarge* yang dapat menghasilkan biaya satuan produksi terendah.

g. Pembuatan *linesplan* dan *general arrangement*

Setelah terdapat *powerbarge* yang terpilih melalui tahapan analisis biaya, maka rancangan *powerbarge* diwujudkan dalam bentuk rancangan *linesplan* dan *general arrangement*. Gambar *linesplan* dan *general arrangement* dirancang dengan bantuan *software Maxsurf* dan *Autocad*.

h. Penarikan Kesimpulan dan Saran

Pada tahap akhir dari penelitian tugas akhir ini dapat ditarik kesimpulan untuk menjawab rumusan masalah dan tujuan penelitian yang telah ditetapkan pada bagian pendahuluan.

3.3. Model Matematis

Model matematis digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini untuk menerjemahkan permasalahan kedalam bahasa matematika agar dapat dianalisis secara kuantitatif. Bahasa matematis yang digunakan dapat berupa persamaan, pertidaksamaan, ataupun kedalam fungsi lainnya. Analisis yang dilakukan dalam penelitian Tugas Akhir ini terdiri atas dua poin utama, yaitu analisis kebutuhan kapasitas tangki LNG dan optimisasi ukuran utama *Powerbarge*.

3.3.1. Optimisasi Kebutuhan Kapasitas Tangki LNG pada *Powerbarge*

Kapasitas kebutuhan tangki LNG minimum ditentukan berdasarkan hasil analisis optimisasi distribusi LNG ke pembangkit terapung. Optimisasi dilakukan untuk menghasilkan biaya pengadaan gas (Min Z) yang minimum, dimana biaya pengadaan gas terdiri atas biaya pembelian gas dan biaya distribusi gas. Optimisasi dilakukan pada tiap wilayah operasional *powerbarge*. Model matematis yang digunakan dalam optimisasi distribusi LNG dapat dilihat pada persamaan 3.1 sampai persamaan 3.4.

Objective Function

$$\text{Min } Z = \sum_{m=1}^5 \sum_{n=1}^3 [(K_{mn} \cdot F_{mn}) + (K_{mn} \cdot VC_{mn} \cdot F_{mn})] \quad 3.1$$

Constraint

$$K_{mn} \cdot F_{mn} \leq F_{mn} \text{ Max} \quad 3.2$$

$$m = 1,2,3,4,5$$

$$n = 1,2,3$$

$$\sum_{m=1}^5 \sum_{n=1}^3 (K_{mn} \cdot F_{mn} \cdot P_{mn}) \geq D \quad 3.3$$

$$P_{mn} = P_m - (\% \text{ Boil Off rate} * P_m * t) \quad 3.4$$

Decision Variable

F_{mn} ; dimana nilai F_{mn} bersifat *integer*

Keterangan :

Min Z	= Minimum total biaya pengadaan gas (Rupiah / tahun)
FC_{mn}	= Biaya tetap (<i>fixed cost</i>) kapal ke-m untuk rute ke-n
VC_{mn}	= Biaya variabel (<i>variable cost</i>) kapal ke-m pada rute ke-n
F_{mn}	= Frekuensi pelayaran kapal ke-m pada rute ke-n
K_{mn}	= Keputusan sewa kapal ke-m pada rute ke-n
$F_{mn} \text{ Max}$	= Frekuensi maksimal yang dapat dilakukan oleh kapal ke-n pada rute ke-m dalam satu tahun
P_m	= <i>Payload</i> LNG yang dapat ditampung kapal ke-m (m^3)
P_{mn}	= <i>Payload</i> LNG yang dibongkar pada kapal ke-m di rute ke-n (m^3)
D	= <i>Demand</i> LNG dalam satu tahun (m^3)
t	= Durasi kapal selama di laut (<i>seatetime</i>) (hari)

Dari hasil optimisasi diatas akan didapatkan keputusan ataupun *decision variable* mengenai jumlah frekuensi kapal yang disewa dalam setahun beserta rute terpilih (F_{mn}), dimana alternatif rute tersedia berdasarkan alternatif asal kilang. Setelah didapat nilai frekuensi pengiriman LNG ke *powerbarge* maka dapat ditentukan kebutuhan kapasitas tangki LNG minimum yang harus disediakan oleh *powerbarge* yang dapat dicari menggunakan pendekatan persamaan 3.5.

$$V_{LNG} \text{ Min} = \frac{C\text{Day}}{F_{mn}} \cdot Hr \cdot 24 \cdot (1 + 10\%)$$

3.5

Keterangan :

$V_{LNG} \text{ Min}$	= Volume kebutuhan kapasitas tangki LNG minimum (m^3)
$C\text{Day}$	= <i>Commision Day</i> dalam satu tahun (hari)
Hr	= <i>Heat Rate</i> pembangkit (kJ/kWh)

3.3.2. Optimisasi Ukuran Utama *Powerbarge*

Setelah didapat kebutuhan kapasitas tangki minimum, maka dilakukan optimisasi kembali untuk mencari ukuran utama *powerbarge* yang optimal. Optimisasi kedua dilakukan untuk menghasilkan biaya pembangunan *powerbarge* yang minimum (Min Y). Pada optimisasi ukuran utama *Powerbarge* digunakan model matematis yang tertera pada persamaan 3.6 sampai dengan persamaan 3.21.

Objective Function

$$\begin{aligned} \text{Min Y} = & (Wt \cdot P_{Al}) + (R \cdot P_R) + (G \cdot P_G) + (W_I \cdot P_I) \\ & + \left[\left(Lpp \cdot B \cdot \left(H + \frac{Vdh}{Lpp \cdot B} \right) \cdot Cs \right) \cdot (1 + 40\%) \right] \end{aligned}$$

3.6

Constraint

$$\left(\frac{Lpp}{B} \right) \text{ Min} \leq \left(\frac{Lpp}{B} \right) \leq \left(\frac{Lpp}{B} \right) \text{ Max} \quad 3.7$$

$$\left(\frac{Lpp}{H} \right) \text{ Min} \leq \left(\frac{Lpp}{H} \right) \leq \left(\frac{Lpp}{H} \right) \text{ Max} \quad 3.8$$

$$\left(\frac{Lpp}{T} \right) \text{ Min} \leq \left(\frac{Lpp}{T} \right) \leq \left(\frac{Lpp}{T} \right) \text{ Max} \quad 3.9$$

$$\left(\frac{B}{H} \right) \text{ Min} \leq \left(\frac{B}{H} \right) \leq \left(\frac{B}{H} \right) \text{ Max} \quad 3.10$$

$$\left(\frac{B}{T}\right) Min \leq \left(\frac{B}{T}\right) \leq \left(\frac{B}{T}\right) Max \quad 3.11$$

$$\left(\frac{T}{H}\right) Min \leq \left(\frac{T}{H}\right) \leq \left(\frac{T}{H}\right) Max \quad 3.12$$

$$\left([(B - 2 \cdot t_w) \cdot (H - H_{db})] - \left[(30\% \cdot H)^2 + \left(\frac{2}{3} \cdot T\right)^2 \right] \right) \cdot Lc \geq V_{LNG} Min \quad 3.13$$

$$NT \geq 0,25 \cdot GT \quad 3.14$$

$$NT \geq 0,3 \cdot GT \quad 3.15$$

$$(LCG - LCB) < (0,01 \cdot Lpp) \quad 3.16$$

$$e_{30} \geq 0,055 \quad 3.17$$

$$e_{40} \geq 0,09 \quad 3.18$$

$$e_{30-40} \geq 0,03 \quad 3.19$$

$$h_{30} \geq 0,2 \quad 3.20$$

$$\theta Max \geq 25 \quad 3.21$$

$$GM_0 \geq 0,15 \quad 3.22$$

Decision Variable

Lpp ; B ; H ; T

Keterangan :

Min Y	= Minimum total biaya investasi pembangunan <i>powerbarge</i> (Rupiah)
Wt	= Berat tangki LNG pada <i>powerbarge</i> (ton)
P _{Al}	= Harga Aluminium (bahan tangki) (Rupiah / ton)
R	= Jumlah <i>vaporizer</i> pada <i>powerbarge</i>
P _R	= Harga <i>vaporizer</i> (Rupiah)
G	= Jumlah <i>generator set turbin gas</i> pada <i>powerbarge</i>
P _G	= Harga <i>generator set turbin gas</i>
Lpp	= Panjang antar garis tegak <i>powerbarge</i> (m)
B	= Lebar <i>powerbarge</i> (m)
H	= Tinggi <i>powerbarge</i> (m)
T	= Sarat <i>powerbarge</i> (m)
V _{dh}	= Volume ruang <i>deck house</i> pada <i>powerbarge</i> (m ³)
Cs	= Koefisien berat baja
t _w	= Tebal <i>wing tank</i> pada <i>powerbarge</i> (m)
H _{db}	= Tinggi alas <i>double bottom</i> pada <i>powerbarge</i> (m)
Lc	= Panjang tangki LNG pada <i>powerbarge</i> (m)
V _{LNG} Min	= Volume kebutuhan kapasitas tangki LNG minimum (m ³)

NT	= Volume ruang yang berisi muatan (m^3)
GT	= Volume seluruh ruangan tertutup pada <i>powerbarge</i> (m^3)
LCG	= Jarak longitudinal pada <i>powerbarge</i> terhadap pusat gravitasi (m)
LCB	= Jarak longitudinal pada <i>powerbarge</i> terhadap pusat apung (m)
e_{30}	= Lengan dinamis pada sudut 30°
e_{40}	= Lengan dinamis pada sudut 40°
e_{30-40}	= Lengan dinamis pada sudut $30^\circ - 40^\circ$
h_{30}	= Lengan statis pada satu 30°
θ Max	= Sudut maksimum
GM0	= Panjang lengan <i>metacenter</i>

BAB 4

GAMBARAN UMUM

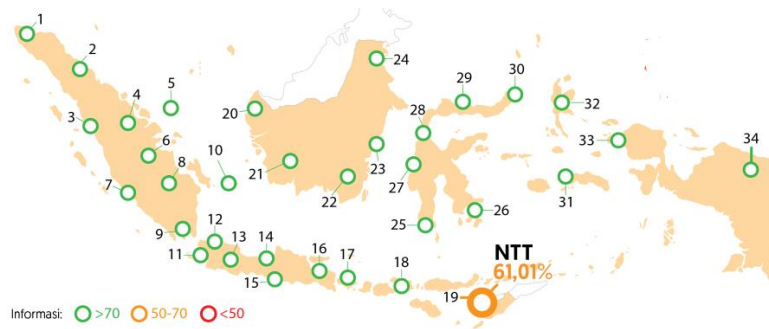
Bab ini akan membahas gambaran umum dari hal-hal yang terkait dengan penelitian Tugas Akhir ini, yaitu mengenai karakteristik wilayah studi kasus, kondisi kelistrikan nasional dan NTT, penggunaan fasilitas pembangkit listrik terapung, alternatif armada kapal gas tanker, alternatif kilang asal LNG, alternatif wilayah operasional powerbarge di NTT, dan alternatif turbin gas.

4.1. Kondisi Kelistrikan Nasional

Pasokan tenaga listrik di Indonesia adalah tanggung jawab utama dari PLN, selaku pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik. Dalam melakukan kegiatan usahanya, PLN bekerja di bawah pengawasan dan arahan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Kondisi penyediaan tenaga listrik nasional dan perencanaannya tercantum dalam dokumen Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT. PLN (Persero) 2019-2028 yang dipublikasikan oleh Kementerian ESDM pada Maret 2019.

Segala kebijakan terkait di bidang ketenagalistrikan yang memuat perkiraan kebutuhan dan penyediaan tenaga listrik, kebijakan investasi dan pendanaan, dan kebijakan pemanfaatan sumber energi pembangkit tercantum dalam dokumen Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL). Beberapa poin yang tercantum di dalam RUPTL diantaranya tingkat konsumsi listrik per wilayah, rasio elektrifikasi, sistem tenaga listrik eksisting per wilayah, dan rencana pembangunan sistem tenaga listrik per wilayah.

Berdasarkan RUPTL 2019-2028, pertumbuhan listrik nasional diperhitungkan sebesar 6,42 % per tahun dan tingkat konsumsi listrik nasional per kapita yang sebelumnya sebesar 1.200 kWh per kapita. Selain kedua poin tersebut, tingkat ketercapaian pembangunan sistem pembangkit listrik tahun sebelumnya juga dipaparkan dalam dokumen RUPTL 2019-2028. Ketercapaian perencanaan pembangunan dan pengembangan sistem ketenagalistrikan nasional diukur dari ketercapaian rasio elektrifikasi nasional. Hingga pada tahun 2018 rasio elektrifikasi nasional sudah mencapai angka 98.05%. Hal tersebut berkebalikan dengan kelistrikan di wilayah Provinsi NTT yang menduduki posisi terendah di tingkat nasional, yaitu hanya mencapai 61.01% (tahun 2018). Tingkat ketercapaian rasio elektrifikasi di setiap provinsi di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 4. 1.

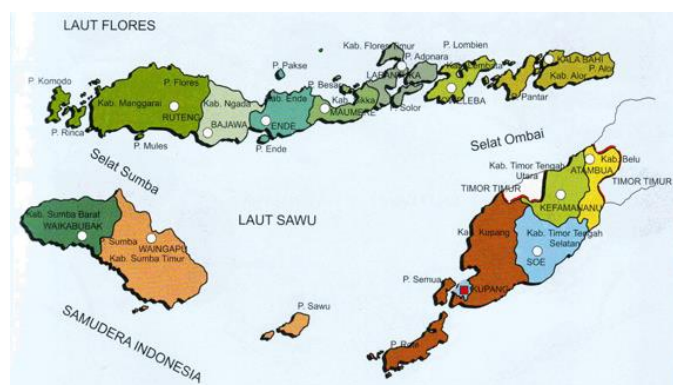


Sumber : RUPTL 2019-2028

Gambar 4. 1. Data realisasi rasio elektrifikasi nasional pada tahun 2018

4.2. Provinsi Nusa Tenggara Timur

Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terletak di wilayah Indonesia bagian Tengah, tepatnya di sisi timur Kepulauan Nusa Tenggara dan berbatasan langsung dengan Negara Timor Timur di sisi timur wilayah provinsi tersebut. Ibukota NTT terletak di kota Kupang dan wilayah ini memiliki 22 wilayah Kabupaten / Kota di wilayahnya. Selain itu NTT memiliki lima pulau utama yaitu Pulau Timor, Pulau Sumba, Pulau Flores, Pulau Alor, dan Pulau Wetar. Jumlah total pulau yang berada di provinsi ini sejumlah 550 pulau. Berdasarkan dokumen yang dipublikasikan oleh BPS Provinsi NTT pada tahun 2017, Provinsi ini dihuni oleh penduduk sejumlah 5.287.302 jiwa dengan laju pertumbuhan penduduk sebesar 1,61% per tahun. Tingkat kepadatan penduduk di provinsi ini sebesar 112 jiwa / km². Peta wilayah NTT dapat dilihat pada Gambar 4. 2.



Sumber : <https://www.victorynews.id/editorial-abdi-ntt/>, 2019

Gambar 4. 2. Peta Provinsi Nusa Tenggara Timur

4.2.1. Kondisi Kelistrikan NTT

Sistem tenaga listrik untuk wilayah NTT tergabung dalam klasifikasi sistem tenaga listrik Jawa-Bali-Nusa Tenggara. Berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik atau RUPTL 2019-2028, sistem tenaga listrik Jawa-Bali-Nusa Tenggara memiliki tingkat pertumbuhan listrik

sebesar 5,8% per tahun. Provinsi Nusa Tenggara Timur sendiri merupakan wilayah dengan rasio elektrifikasi terendah di Indonesia, yaitu hanya sebesar 61,01% pada tahun 2018. Daya total listrik yang sudah terpasang di Provinsi Nusa Tenggara Timur sebesar 818,8 MVA (RUPTL 2019-2028). Sistem tenaga listrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur terdiri dari empat sub-sistem, yaitu Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang), Sistem Tenaga Listrik Sumba, Sistem Tenaga Listrik Flores Barat, dan Sistem Tenaga Listrik Flores Timur.

4.2.1.1. Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang)

Sistem Tenaga Listrik Wilayah Timor (Kupang) merupakan sistem tenaga listrik utama di Provinsi Nusa Tenggara Timur dengan total daya yang paling besar di antara sistem tenaga listrik lainnya di wilayah provinsi tersebut. Hal ini disebabkan karena wilayah ini memiliki jumlah penduduk terbanyak dan wilayah Timor merupakan wilayah pusat bisnis dan pemerintahan di wilayah Nusa Tenggara Timur. Sistem tenaga listrik ini melayani delapan kabupaten/kota yang terdiri dari Kabupaten Kupang, Kabupaten Timor Tengah Selatan, Kabupaten Timor Tengah Utara, Kabupaten Belu, Kabupaten Rote Ndao, Kabupaten Sabu Raijua, Kabupaten Malaka, dan Kota Kupang. Berdasarkan data yang diterbitkan oleh Badan Pusat Statistik Provinsi Nusa Tenggara Timur, jumlah penduduk dan tingkat Pendapatan Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Berlaku tersaji dalam Tabel 4. 1 dan Tabel 4. 2.

Tabel 4. 1. Jumlah Penduduk Di Wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang)

KABUPATEN / KOTA	JUMLAH PENDUDUK (Jiwa)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kupang	310.573	321.384	328.688	338.415	348.010	360.228	372.777	348.612
Timor Tengah Selatan	449.881	453.386	451.922	456.152	459.310	461.681	463.980	505.997
Timor Tengah Utara	234.349	238.426	239.503	242.082	244.714	247.216	249.711	263.204
Belu	359.266	370.770	199.990	203.284	206.778	210.307	213.596	215.935
Rote Ndao	122.280	125.035	137.182	142.106	147.778	153.792	159.614	137.511
Sabu Raijua	74.403	75.048	80.897	83.501	85.970	88.826	91.512	84.333
Malaka*			174.391	177.398	180.382	183.387	186.312	188.003
Kota Kupang	342.892	362.104	368.199	380.084	390.877	402.286	412.708	386.212
Total	1.893.644	1.946.153	1.980.772	2.023.022	2.063.819	2.107.723	2.150.210	2.129.807

*Tergabung dengan Kabupaten Belu

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Tabel 4. 2. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Berlaku (ADHK) 2010
Wilayah Timor (Kupang)

KABUPATEN / KOTA	PDRB ADHK 2010 (Juta Rupiah)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kupang	3.257.070	3.421.350	3.594.750	3.778.240	3.968.940	4.159.670	4.373.180	4.595.620
Timor Tengah Selatan	3.320.190	3.459.000	3.606.170	3.763.520	3.928.820	4.113.980	4.320.340	4.542.090
Timor Tengah Utara	1.999.690	2.088.130	2.180.040	2.279.990	2.387.080	2.501.680	2.626.990	2.760.130
Belu	1.913.240	2.014.210	2.135.800	2.254.670	2.374.990	2.511.900	2.657.530	2.809.170
Rote Ndao	1.307.040	1.364.970	1.422.930	1.491.990	1.567.480	1.648.320	1.737.720	1.832.420
Sabu Raijua	523.130	555.820	583.840	613.860	644.800	677.330	711.710	748.020
Malaka	1.253.240	1.312.590	1.386.770	1.457.210	1.528.580	1.605.270	1.687.370	1.774.450
Kota Kupang	9.867.240	10.609.470	11.373.410	12.147.980	12.953.370	13.826.090	14.770.130	15.780.960
Total	23.440.840	24.825.540	26.283.710	27.787.460	29.354.060	31.044.240	32.884.970	34.842.860

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Hingga pada tahun 2018, Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang) didukung oleh 43 unit pembangkit listrik, baik pembangkit milik PLN, pembangkit swasta (IPP), maupun pembangkit sewa yang disewa hingga tahun 2021. Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang) mampu membangkitkan daya listrik total sebesar 139,4 MW. Rincian dari kapasitas pembangkit yang berada dalam sistem tenaga listrik Timor (Kupang) tercantum pada Tabel 4. 3.

Tabel 4. 3. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang) Tahun 2018

Jenis Pembangkit	Jumlah (Unit)	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu (MW)
PLTU PLN	1	33	14
PLTD PLN	25	35,6	24,4
PLTMH PLN	1	2	1,6
PLTP PLN	1	10	8
PLTS PLN	8	0,9	0,6
PLTU IPP (Swasta)	1	30	30
PLTS IPP (Swasta)	1	1	0,8
PLTD Sewa	5	131	60
Total	43	243,5	139,4

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Dalam memenuhi kebutuhan listrik kedepan, Pemerintah melalui PLN telah menyusun rencana pembangunan pembangkit listrik untuk menambah kapasitas pembangkit listrik di wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang). Rencana pembangunan pembangkit listrik ini tercantum dalam dokumen RUPTL PLN untuk tahun 2019-2028. Dalam jangka waktu 10 tahun pemerintah berencana untuk membangun pembangkit dengan total kapasitas daya sebesar 300,8 MW. Rincian perencanaan pembangunan pembangkit listrik untuk wilayah Timor (Kupang) tersaji dalam Tabel 4. 4.

Tabel 4. 4. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Timor (Kupang)

Jenis Pembangkit	Lokasi	Kapasitas (MW)	Tahun COD	Perkiraan Keterlambatan
PLTMG PLN	Kupang Peecker	40	2019	2020
PLTH (Unallocated)	Betun	0,6	2020	2021
PLTH (Unallocated)	Rote Ndao	1,2	2020	2021
PLTH (Unallocated)	Sabu Raijua	1	2020	2021
PLTMG PLN	Rote	5	2020	2021
PLTBm (Unallocated)	Rote	1	2021	2022
PLTH PLN	Maubesi (Rote)	1	2021	2022
PLTU PLN	Rote Ndao	3	2021	2022
PLTB IPP (Swasta)	Tersebar	10	2022	2024
PLTMG PLN	Kupang 2	50	2022	2024
PLTU PLN	Timor 1	50	2022	2024
PLTBm (Unallocated)	Rote	1	2022	2023
PLTU PLN	Rote Ndao	3	2022	2023
PLTB IPP (Swasta)	Tersebar	10	2023	2025
PLTU PLN	Timor 1	50	2024	2026
PLTU PLN	Atambua	24	2025	2027
PLTU (Unallocated)	Timor 2	50	2027	2029

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Rencana pembangunan pembangkit listrik yang tersaji di Tabel 4. 4 merupakan hasil analisis berdasarkan data historis konsumsi tenaga listrik selama beberapa tahun terakhir. Data jumlah konsumsi energi listrik di wilayah sistem tenaga listrik Timor (Kupang) telah dihitung oleh PT. PLN dan dipublikasikan oleh Badan Pusat Statistika Provinsi Nusa Tenggara Timur. Pada Tabel 4. 5 menunjukkan data jumlah konsumsi energi listrik di wilayah Timor pada tahun 2011-2017 beserta kapasitas daya yang terpasang pada tahun 2017.

Tabel 4. 5. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Timor (Kupang)

KABUPATEN / KOTA	Kebutuhan Energi Listrik (KWh)							Daya (KW)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Kupang	15.655.210	20.197.060	22.153.720	27.025.550	26.695.770	29.131.000	2.075.070	1.576
Timor Tengah Selatan	19.254.000	22.837.399	25.769.750	27.822.430	25.428.065	27.490.000	27.489.961	1.718
Timor Tengah Utara	18.056.220	19.950.895	21.944.610	22.453.670	23.298.226	27.490.000	25.095.539	1.103
Belu	32.316.440	35.413.842	40.201.030	44.971.480	41.106.446	47.171.000	41.814.240	9.645

Tabel 4. 6. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Timor (Kupang)
(lanjutan)

KABUPATEN / KOTA	Kebutuhan Energi Listrik (KWh)							Daya (KW)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Rote Ndao	10.294.270	12.110.219	14.068.120	15.683.930	15.754.273	17.980.000	19.688.859	7.350
Sabu Raijua*	-	-	-	-	-	-	7.010.492	3.280
Malaka**	-	-	-	-	-	-	14.857.191	4.135
Kota Kupang	188.309.610	225.859.923	255.506.010	267.301.390	278.106.583	309.757.000	433.560.598	115.900
Total	283.885.750	336.369.338	379.643.240	405.258.450	410.389.363	459.019.000	571.591.951	144.707

*Tergabung dengan Kabupaten Kupang
**Tergabung dengan Kabupaten Belu

Sumber : BPS NTT 2015-2018

4.2.1.2. Sistem Tenaga Listrik Sumba

Sistem Tenaga Listrik Wilayah Sumba merupakan sistem tenaga listrik dengan jumlah kapasitas daya terpasang terkecil di Provinsi Nusa Tenggara Timur, yang disebabkan karena jumlah penduduknya terendah di antara wilayah lain. Sistem ini melayani empat kabupaten/kota yang terdiri dari Kabupaten Sumba Barat Daya, Kabupaten Sumba Barat, Kabupaten Sumba Tengah, dan Kabupaten Sumba Timur. Berdasarkan data yang diterbitkan oleh Badan Pusat Statistik Provinsi Nusa Tenggara Timur, jumlah penduduk dan tingkat Pendapatan Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Berlaku di wilayah Sumba tersaji dalam Tabel 4. 7 dan Tabel 4. 8.

Tabel 4. 7. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Sumba Tahun 2011-2018

KABUPATEN / KOTA	JUMLAH PENDUDUK (Jiwa)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sumba Barat Daya	290.539	302.241	306.195	312.510	319.119	325.699	331.894	327.126
Sumba Barat	113.189	116.621	117.787	119.907	121.921	123.913	125.776	127.306
Sumba Tengah	63.721	65.606	66.314	67.393	68.515	69.606	70.719	71.442
Sumba Timur	232.237	238.241	240.190	243.009	246.294	249.606	252.704	261.056
Total	699.686	722.709	730.486	742.819	755.849	768.824	781.093	786.930

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Tabel 4. 8. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010
Wilayah Sumba

KABUPATEN / KOTA	PDRB ADHK 2010 (Juta Rupiah)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sumba Barat Daya	1.550.610	1.650.910	1.742.450	1.812.410	1.896.280	1.988.690	2.089.170	2.194.050
Sumba Barat	975.760	1.024.890	1.077.820	1.129.100	1.183.320	1.242.520	1.304.950	1.371.250
Sumba Tengah	521.110	542.820	566.650	590.580	618.870	648.720	680.650	714.450
Sumba Timur	2.689.890	2.826.640	2.969.850	3.118.000	3.274.750	3.440.580	3.617.320	3.808.260
Total	5.737.370	6.045.260	6.356.770	6.650.090	6.973.220	7.320.510	7.692.090	8.088.010

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Hingga pada tahun 2018, Sistem Tenaga Listrik Sumba didukung oleh 22 unit pembangkit listrik, baik pembangkit milik PLN, pembangkit swasta (IPP), maupun pembangkit sewa. Sistem Tenaga Listrik Sumba mampu membangkitkan daya listrik sebesar 19,6 MW. Rincian dari kapasitas pembangkit yang berada dalam sistem tenaga listrik Timor (Kupang) dapat dilihat pada Tabel 4. 9.

Tabel 4. 9. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Sumba
Tahun 2018

Jenis Pembangkit	Jumlah (Unit)	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu (MW)
PLTD PLN	9	11	6,1
PLTMH PLN	4	3	2
PLTS PLN	1	0,2	0
PLTS IPP (Swasta)	2	1,5	1
PLTD Sewa	6	10,5	10,5
TOTAL	22	26,2	19,6

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Dalam memenuhi kebutuhan listrik kedepan, Pemerintah melalui PLN telah menyusun rencana pembangunan pembangkit listrik untuk menambah kapasitas pembangkit listrik di wilayah Sistem Tenaga Listrik Sumba. Pertimbangan rencana pembangunan tersebut mengacu pada data historis jumlah konsumsi energi listrik di wilayah tersebut. Rincian perencanaan pembangunan pembangkit listrik untuk wilayah Sumba dan data historis jumlah konsumsi energi listrik di wilayah Sumba tersaji dalam Tabel 4. 10 dan Tabel 4. 11.

Tabel 4. 10. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Sumba

Jenis Pembangkit	Lokasi	Kapasitas (MW)	Tahun COD	Perkiraan Keterlambatan
PLTBm IPP (Swasta)	Tersebar	1	2020	2021
PLTMG PLN	Waingapu	10	2020	2022
PLTM IPP (Swasta)	Harunda	2	2022	2023
PLTM IPP (Swasta)	Wanokaka	1,6	2022	2023
PLTMG PLN	Waingapu	10	2022	2024
PLTS/PLTB (Unallocated)	Tersebar	3,8	2022	2023
PLTBm (Unallocated)	Tersebar	5	2023	2024
PLTBm (Unallocated)	Tersebar	5	2025	2026
PLTM (Unallocated)	Tersebar	5	2025	2026
PLTBm (Unallocated)	Tersebar	5	2027	2028

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Tabel 4. 11. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Sumba

KABUPATEN / KOTA	Kebutuhan Energi Listrik (KWh)							Daya (KW)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Sumba Barat Daya	8.743.190	9.784.047	11.300.700	12.303.620	12.919.541	14.869.000	19.411.647,48	6.520
Sumba Barat	10.271.670	12.385.481	13.017.470	13.665.600	14.359.251	16.278.000	15.408.644,60	3.150
Sumba Tengah*					-	-	-	-
Sumba Timur	22.038.810	25.049.385	27.586.380	28.731.920	29.108.356	33.213.000	36.569.610,00	11.871
Total	41.053.670	47.218.913	51.904.550	54.701.140	56.387.148	64.360.000	71.389.902	21.541

*Tergabung dengan Sumba Barat

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2017

4.2.1.3. Sistem Tenaga Listrik Flores Barat

Sistem Tenaga Listrik Wilayah Flores Barat merupakan sistem tenaga listrik dengan jumlah kapasitas daya terpasang terbesar kedua setelah wilayah Timor. Sistem tenaga listrik ini melayani sistem kelistrikan di enam kabupaten/kota yang terdiri dari Kabupaten Ende, Kabupaten Ngada, Kabupaten Manggarai, Kabupaten Manggarai Barat, Kabupaten Nagekeo, dan Kabupaten Manggarai Timur. Berdasarkan data yang diterbitkan oleh Badan Pusat Statistik Provinsi Nusa Tenggara Timur, jumlah penduduk dan tingkat Pendapatan Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Berlaku di wilayah Flores Barat tersaji dalam Tabel 4. 12 dan Tabel 4. 14.

Tabel 4. 12. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2011-2018

KABUPATEN / KOTA	JUMLAH PENDUDUK (Jiwa)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ende	265.761	267.262	266.909	268.314	269.724	270.886	272.084	298.656
Ngada	145.210	148.969	150.186	152.519	154.693	156.101	159.081	163.294
Manggarai	298.236	307.140	309.614	314.491	319.607	324.014	329.198	335.183

Tabel 4. 13. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2011-2018
(lanjutan)

KABUPATEN / KOTA	JUMLAH PENDUDUK (Jiwa)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Manggarai Barat	226.089	236.604	240.905	245.817	251.689	257.582	263.207	254.610
Nagekeo	132.694	135.419	136.201	137.919	139.577	141.310	142.804	149.328
Manggarai Timur	257.744	263.786	264.979	268.418	272.514	276.620	280.118	290.062
Total	1.325.734	1.359.180	1.368.794	1.387.478	1.407.804	1.426.513	1.446.492	1.491.134

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Tabel 4. 14. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010
Wilayah Flores Barat

KABUPATEN / KOTA	PDRB ADHK 2010 (Juta Rupiah)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ende	2.775.300	2.921.230	3.077.030	3.231.200	3.395.120	3.567.470	3.747.140	3.934.950
Ngada	1.545.730	1.641.790	1.725.300	1.808.630	1.893.450	1.991.670	2.094.620	2.199.850
Manggarai	2.021.940	2.128.580	2.244.200	2.358.860	2.476.810	2.602.830	2.735.680	2.874.870
Manggarai Barat	1.556.900	1.616.460	1.689.040	1.757.870	1.836.050	1.925.390	2.023.760	2.129.520
Nagekeo	957.730	1.000.190	1.045.600	1.093.550	1.143.940	1.196.140	1.253.510	1.312.830
Manggarai Timur	1.345.470	1.426.240	1.502.450	1.581.650	1.662.330	1.747.250	1.836.270	1.929.470
Total	10.203.070	10.734.490	11.283.620	11.831.760	12.407.700	13.030.750	13.690.980	14.381.490

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Hingga pada tahun 2018, Sistem Tenaga Listrik Flores Barat didukung oleh 31 unit pembangkit listrik, baik pembangkit milik PLN, pembangkit swasta (IPP), maupun pembangkit sewa. Sistem Tenaga Listrik Sumba mampu membangkitkan daya listrik sebesar 78,7 MW. Berdasarkan RUPTL PLN 2019-2028, pembangkit listrik eksisting pada sistem tenaga listrik Flores Barat tersaji dalam Tabel 4. 15.

Tabel 4. 15. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Flores Barat Tahun 2018

Jenis Pembangkit	Jumlah (Unit)	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu (MW)
PLTU PLN	1	14	11
PLTD PLN	17	58,3	40,4
PLTMH PLN	2	0,3	0,3
PLTMH IPP (Swasta)	1	0,5	0,5
PLTD Sewa	10	26,5	26,5
Total	31	99,6	78,7

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Dalam memenuhi kebutuhan listrik kedepan, Pemerintah melalui PLN telah menyusun rencana pembangunan pembangkit listrik untuk menambah kapasitas pembangkit listrik di

wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat. Berdasarkan RUPTL 2019-2028 dan BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur, rencana pengembangan pembangkit listrik dan data historis jumlah konsumsi energi listrik dapat dilihat pada Tabel 4. 16 dan Tabel 4. 17.

Tabel 4. 16. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Flores Barat

Jenis Pembangkit	Lokasi	Kapasitas (MW)	Tahun COD	Perkiraan Keterlambatan
PLTM IPP (Swasta)	Sita - Borong	1	2019	2020
PLTP IPP (Swasta)	Sokoria	5	2019	2020
PLTH (Unallocated)	Aesesa	0,7	2020	2021
PLTH (Unallocated)	Bajawa	1,3	2020	2021
PLTP IPP (Swasta)	Sokoria	5	2020	2021
PLTM IPP (Swasta)	Wae Lega - Ruteng	1,8	2021	2022
PLTP IPP (Swasta)	Sokoria	5	2022	2023
PLTP IPP (Swasta)	Sokoria	5	2023	2024
PLTP PLN	Mataloko	10	2024	2026
PLTP PLN	Ulumbu 5	20	2024	2026
PLTP PLN	Mataloko	10	2025	2027
PLTP IPP (Swasta)	Sokoria	5	2025	2026
PLTP PLN	Ulumbu 6	20	2027	2029

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Tabel 4. 17. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Flores Barat

KABUPATEN / KOTA	Kebutuhan Energi Listrik (KWh)							Daya (KW)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Ende	36.650.150	40.865.417	44.744.460	49.502.240	45.193.094	49.770.000	55.243.834,01	20.674
Ngada	17.822.350	19.383.676	30.212.240	33.622.170	34.032.103	35.507.000	35.506.577,00	10.530
Manggarai	30.745.550	35.989.832	41.379.510	46.813.710	42.916.471	45.728.000	50.755.370,41	14.586
Manggarai Barat	12.848.260	16.875.047	20.621.290	24.682.370	26.209.092	31.771.000	38.588.309,12	10.410
Nagekeo*	6.017.360	7.675.346			-	-	11.540.325,01	3.320
Manggarai Timur**					-	-	3.538.986,39	2.111
TOTAL	104.083.670	120.789.318	136.957.500	154.620.490	148.350.760	162.776.000	195.173.402	61.631

*Tergabung dengan Kabupaten Ngada

**Tergabung dengan Kabupaten Manggarai

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2017

4.2.1.4. Sistem Tenaga Listrik Flores Timur

Sistem Tenaga Listrik Wilayah Flores Timur merupakan sistem tenaga listrik yang berdekatan dengan Sistem Tenaga Listrik Flores Barat. Sistem ini melayani sistem kelistrikan di empat kabupaten/kota yang terdiri dari Kabupaten Alor, Kabupaten Lembata, Kabupaten Flores Timur, dan Kabupaten Sikka. Berdasarkan data yang diterbitkan oleh Badan Pusat Statistik

Provinsi Nusa Tenggara Timur, jumlah penduduk dan tingkat Pendapatan Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Berlaku di wilayah Flores Timur tersaji dalam Tabel 4. 18 dan Tabel 4. 19.

Tabel 4. 18. Jumlah Penduduk Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Timur Tahun 2011-2018

KABUPATEN / KOTA	JUMLAH PENDUDUK (Jiwa)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alor	193.785	196.179	196.613	198.200	199.915	201.515	202.890	218.084
Lembata	120.160	124.912	126.704	129.482	132.171	134.573	137.714	135.362
Flores Timur	237.207	241.053	241.590	244.485	246.994	248.889	251.611	266.427
Sikka	306.269	309.074	309.008	311.411	313.509	315.477	317.292	344.314
Total	857.421	871.218	873.915	883.578	892.589	900.454	909.507	964.188

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Tabel 4. 19. Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB) Atas Dasar Harga Konstan (ADHK) 2010 Wilayah Flores Timur

KABUPATEN / KOTA	PDRB ADHK 2010 (Juta Rupiah)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alor	1.375.380	1.441.950	1.503.160	1.575.300	1.651.910	1.730.550	1.817.040	1.913.190
Lembata	792.010	829.790	870.920	915.270	960.860	1.006.570	1.057.220	1.110.680
Flores Timur	2.429.250	2.536.430	2.658.760	2.787.340	2.915.830	3.045.560	3.181.640	3.335.310
Sikka	2.306.320	2.396.480	2.497.220	2.611.000	2.725.790	2.860.290	3.009.630	3.167.110
Total	6.902.960	7.204.650	7.530.060	7.888.910	8.254.390	8.642.970	9.065.530	9.526.290

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2018

Hingga pada tahun 2018, Sistem Tenaga Listrik Flores Timur didukung oleh 19 unit pembangkit listrik, baik pembangkit milik PLN, pembangkit swasta (IPP), maupun pembangkit sewa. Sistem Tenaga Listrik Sumba mampu membangkitkan daya listrik sebesar 36,8 MW. Rincian dari kapasitas pembangkit yang berada dalam sistem tenaga listrik Flores Timur dapat dilihat pada Tabel 4. 20.

Tabel 4. 20. Data Unit Pembangkit Listrik Dan Kapasitas Pembangkit Di Sistem Tenaga Listrik Flores Timur Tahun 2018

Jenis Pembangkit	Jumlah (Unit)	Total Kapasitas (MW)
PLTD PLN	11	17
PLTD Sewa	8	26,5
Total	19	43,5

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Dalam memenuhi kebutuhan listrik kedepan, Pemerintah melalui PLN telah menyusun rencana pembangunan pembangkit listrik untuk menambah kapasitas pembangkit listrik di wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Timur. Berdasarkan dokumen RUPTL PLN 2019-2028 dan Badan Pusat Statistika Provinsi Nusa Tenggara Timur, rencana pembangunan pembangkit dan data historis penggunaan energi listrik di Flores Timur tersaji dalam Tabel 4. 21 dan Tabel 4. 22.

Tabel 4. 21. Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Di Sistem Tenaga Listrik Flores Timur

Jenis Pembangkit	Lokasi	Kapasitas (MW)	Perkiraan Keterlambatan
PLTMG PLN	Maumere	40	2020
PLTH (Unallocated)	Adonara	1	2021
PLTH (Unallocated)	Alor (Kalabahi)	1,2	2021
PLTH (Unallocated)	Lembata	1	2021
PLTMG PLN	Alor (Kalabahi)	5	2021
PLTMG PLN	Lembata	5	2021
PLTBm (Unallocated)	Alor (Kalabahi)	1	2022
PLTMG PLN	Alor (Kalabahi)	5	2022
PLTU PLN	Alor (Kalabahi)	3	2022
PLTBm (Unallocated)	Alor (Kalabahi)	1	2023
PLTU PLN	Alor (Kalabahi)	3	2023
PLTP PLN	Atadei	5	2026
PLTP PLN	Gunung Sirung	5	2027
PLTP PLN	Atadei	5	2028
PLTP PLN	Oka Ile Ange	10	2030

Sumber : RUPTL PLN 2019-2028

Tabel 4. 22. Jumlah Konsumsi Energi Listrik Tahun 2011-2017 Untuk Wilayah Flores Timur

KABUPATEN / KOTA	Kebutuhan Energi Listrik (KWh)							Daya (KW)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Alor	16.069.070	18.570.632	20.701.860	22.894.500	22.755.395	24.347.000	25.932.884,11	6.144
Lembata	12.215.270	14.341.808	15.829.960	15.557.740	16.852.140	18.663.000	21.654.726,00	5.745
Flores Timur	28.339.250	19.572.648	36.430.340	39.547.110	39.503.183	41.826.000	47.522.540,00	13.906
Sikka	42.284.290	47.160.441	51.919.710	56.957.790	55.513.560	60.983.000	63.240.387,00	15.615
Total	98.907.880	99.645.529	124.881.870	134.957.140	134.624.278	145.819.000	158.350.537	41.410

Sumber : BPS Provinsi Nusa Tenggara Timur 2011-2017

4.3. Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung

4.3.1. Penggunaan Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung

Penggunaan fasilitas pembangkit listrik terapung berupa kapal pertama kali dicetuskan kembali oleh perusahaan penyedia energi asal Turki, *Karadeniz Energy*. Kapal pembangkit listrik pertama yang diluncurkan oleh perusahaan *Karadeniz Energy* merupakan hasil modifikasi kapal *bulk-carrier* menjadi kapal pembangkit berwujud *Self-Propelled Barge* atau biasa disebut sebagai *Powership*. Produksi *Powership* ini ditujukan untuk memenuhi kekurangan pasokan listrik di beberapa wilayah seperti kawasan Timur Tengah, Asia Selatan dan Tenggara, dan Afrika Utara. Saat ini sudah banyak galangan yang memproduksi fasilitas pembangkit terapung, baik dalam bentuk *Powership* maupun hanya berupa barge atau biasa disebut *Power Barge*.

PLN selaku perusahaan penyedia listrik utama di Indonesia turut serta mengandalkan stasiun pembangkit listrik terapung di beberapa daerah, yang digolongkan sebagai stasiun pembangkit jenis *Mobile Power Plant* (MPP). Penggunaan MPP ini dapat mengatasi keterbatasan pembangkit listrik eksisting dan lamanya pengembangan kapasitas pembangkit di tengah pesatnya pertumbuhan permintaan energi listrik. Selain itu penggunaan MPP sesuai dengan karakteristik sebagian besar wilayah di Indonesia sebagai negara kepulauan, khususnya untuk wilayah kepulauan yang terisolasi dan minim infrastruktur. *Mobile Power Plant* (MPP) juga dapat dimanfaatkan untuk keperluan darurat seperti mengatasi permasalahan padamnya listrik akibat bencana alam.

Penggunaan *Powership* di Indonesia dimulai pada tahun 2016 dengan menyewa kapal *Powership* milik *Karadeniz Energy* selama 5 tahun. Kapal *Powership* yang disewa beroperasi di 5 wilayah antara lain di Gorontalo dengan kapasitas yang digunakan sebesar 120 Megawatt (MW), di Sumatera Utara sebesar 240 Megawatt (MW), di Kupang sebesar 60 Megawatt (MW), di Ambon sebesar 60 Megawatt (MW), dan Lombok sebesar 60 Megawatt (MW). Karena pembangkit terapung yang digunakan merupakan kapal sewa bukan kapal yang dibangun khusus untuk suatu wilayah, maka kapasitas yang digunakan tidak sesuai dengan kapasitas pembangkit atau tingkat okupansi pembangkit tidak maksimal. Data kapal pembangkit milik Karadeniz yang beroperasi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 4. 23.

Tabel 4. 23. Kapal Powership Milik Karadeniz Energy Yang Beroperasi Di Indonesia

No	Nama Kapal	Kapasitas Pembangkit Listrik
1	MV Zeynep Sultan	125 MW
2	MV Gokhan Bey	125 MW
3	MV Yasin Bey	125 MW
4	MV Onur Sultan	470 MW
5	MV Nezih Bey	37 MW
6	MV Mehmet Bey	125 MW

Sumber : <https://www.karpowershipindonesia.co.id/>, 2019

Alasan penggunaan *Marine Vessel Power Plant* sendiri didasarkan atas keunggulannya bila dibandingkan dengan pembangkit listrik di darat, yaitu :

- Dapat memenuhi kebutuhan listrik di wilayah dengan infrastuktur yang minim
- Memiliki kemampuan berpindah tempat sehingga dapat dipindah ke lokasi lainnya ataupun diperjualbelikan ke pihak lain
- Tidak membutuhkan lahan luas, baik dalam pembangunan maupun operasionalnya. Hal ini dikarenakan pembangunan MVPP biasanya dilaksanakan di galangan kapal.
- Tidak terkendala kondisi permasalahan pembebasan lahan
- Tidak terpengaruh dengan kondisi dan karakteristik tanah di wilayah operasinya
- Dapat menyediakan pasokan listrik dengan durasi singkat pada pada kondisi beban puncak dan kondisi darurat bencana (misalnya gempa bumi, banjir)
- Durasi pembangunan pembangkit listrik terapung relatif lebih cepat bila dibandingkan dengan durasi pembangunan pembangkit listrik di darat
- Tidak membutuhkan investasi lahan yang mahal
- Tidak terpengaruh dengan kondisi alam (bencana)

4.3.2. Pola Operasi Fasilitas Pembangkit Listrik Terapung

Marine Vessel Power Plant (MVPP) atau pembangkit listrik terapung merupakan struktur bangunan apung berupa kapal (pada umumnya berupa *barge*, dan beberapa berupa *Self-Propelled Barge*) yang dilengkapi dengan generator pembangkit listrik. Pada beberapa MVPP dilengkapi dengan tanki penyimpan bahan bakar yang terintegrasi dalam satu kapal yang sama, dan terdapat pula MVPP dengan tanki bahan bakar yang terpisah.

Pengoperasian dari MVPP berbeda dengan pengoperasian kapal pada umumnya. Pada perencanaan pengoperasian MVPP direncanakan untuk melayani satu wilayah dalam periode kurung waktu tertentu. Pada saat beroperasi maka MVPP akan ditambatkan pada wilayah perairan khusus agar tidak mengganggu aktivitas kapal lainnya. Apabila MVPP sudah tidak dibutuhkan di suatu wilayah, maka MVPP dapat dipindahlokasikan. Pemindahan lokasi MVPP dapat memanfaatkan kapal tunda maupun *heavy lift cargo ship*.

Dengan keunggulan yang dimiliki oleh MVPP, maka MVPP biasa dioperasikan di wilayah-wilayah sebagai berikut :

- Wilayah terpencil dan terisolasi seperti wilayah kepulauan
- Kawasan industri yang terletak di wilayah pesisir
- Pasokan listrik beban puncak
- Pasokan listrik dalam kondisi darurat
- Kawasan yang membutuhkan pasokan listrik untuk menutupi kekurangan listrik yang diakibatkan karena sedang berlangsung atau keterlambatan penyelesaian proyek pembangunan pembangkit listrik

Untuk wilayah dengan keterlambatan penyelesaian proyek pembangunan pembangkit listrik, keterlambatan dapat terjadi dalam durasi 1-2 tahun. Adapun menurut penuturan Direktur Utama PT. PLN (Persero), Bapak Sofyan Basir, alasan keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit dapat disebabkan karena beberapa alasan, diantaranya :

1. Permasalahan penyediaan dan pembebasan lahan
2. Proses negosiasi harga PLN dengan pihak IPP (*Independent Power Producer / Swasta*)
3. Proses pemilihan dan penunjukan IPP (*Independent Power Producer / Swasta*)
4. Pengurusan izin sesuai dengan regulasi nasional dan daerah
5. Kualitas kinerja pihak developer dan kontraktor
6. Kapasitas manajemen proyek
7. Koordinasi lintas sektoral
8. Hukum & regulasi terkait lainnya

4.3.3. Kapal Pembanding *Powerbarge*

Terdapat dua jenis pembangkit terapung, yaitu *Powership* dan *Powerbarge*. Pada kapal *Powership* terdapat *propeller* sebagai sistem penggerak dari kapal tersebut. Sedangkan pada *Powerbarge* tidak terdapat *propeller*. Maka dari itu dalam operasionalnya *powerbarge* akan ditambatkan di wilayah operasionalnya. Untuk membangun kapal dibutuhkan data kapal eksisting sebagai sumber data kapal pembanding. Dalam penelitian ini kapal yang direncanakan untuk dirancang adalah *Powerbarge*, Adapun data kapal pembanding yang akan digunakan dalam analisis tercantum pada Tabel 4. 24.

Tabel 4. 24. Data Kapal Pembanding *Powerbarge*

Nama Kapal	MV Orhan Bey	MV Fatmagul Sultan	MV Aysegul Sultan	TPB 125 Barge	Powerbarge No IV.	BMPP 30 MW	61 M Powerbarge
Owner	Karadeniz Energy	Karadeniz Energy	Karadeniz Energy	Caterpillar	Caterpillar	PLN	-
GT	12575	30294	28235	-	-	-	-
DWT (ton)	20000	10468	23664	-	-	-	-
L (m)	135,8	141,95	135,8	82	81,6	60	61,6
B (m)	42	42	43,2	28	22,6	20	29,4
T (m)	5,5	5,4	5,5	4,5	2,2	3,8	4,5
H (m)	8	8	8	6	4,88	5,4	6,3
Daya Terpasang (MW)	203	203	235	125	52	37	76

Diolah dari berbagai sumber

4.4. Alternatif Kapal Gas Tanker

Harga sewa kapal LNG yang digunakan dalam penelitian ini mengikuti harga charter kapal LNG yang ada di pasaran. Adapun harga sewa yang digunakan adalah harga sewa untuk kapal LNG dengan sistem propulsi *Duel Fuel Diesel Electric (DFDE)*. Data harga sewa kapal LNG

yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah harga sewa kapal untuk jenis DFDE yang selanjutnya dapat dilihat pada Tabel 4. 25.

Tabel 4. 25. Daftar Harga Sewa Kapal LNG Jenis DFDE Berdasarkan Kapasitas Payload

Vessel	Capacity (m ³)	DWT (ton)	Kecepatan (knot)	Charter Hire Rate (US\$/Hari)
160k TFDE	160645	72472	16,5	100.000
Shinjumaru	2538	1781	14,6	6.000
Coral Alameda	10000	9265	15	10.000
Coral Methane	7500	5925	15,5	9.500

Sumber : Flex LNG, 2007 & Putra, 2006

Dalam merencanakan distribusi bahan bakar untuk pembangkit listrik, terdapat delapan kapal Gas Tanker pengangkut muatan LNG sebagai alternatif pemilihan armada kapal. Kapal pengangkut LNG yang dijadikan sebagai pilihan alternatif merupakan Kapal Gas Tanker yang masuk dalam golongan *small scale LNG carrier* dengan kapasitas tangki berkisar 500 – 10.000 m³. *Small scale LNG carrier* dijadikan sebagai alternatif kapal dikarenakan kebutuhan LNG yang harus dipasok ke pembangkit relatif kecil. Data kapal Gas Tanker yang dijadikan sebagai alternatif sewa kapal dapat dilihat pada Tabel 4. 26.



Sumber : marinetraffic.com, 2019

Gambar 4. 3. MV Coral Fraseri, Salah Satu Alternatif Armada Tanker LNG

Tabel 4. 26. Data Alternatif Sewa Armada Kapal Tanker LNG

Nama Kapal	MV Shinjumaru No 1	MV Akebono Maru	MV Coral Fraseri	MV Coral Anthelia	MV North Pioneer
Nomor IMO	9260603	9554729	9378278	9625140	9317200
Klasifikasi	Class NK	Class NK	Bureau Veritas	Bureau Veritas	Class NK
Bendera	Jepang	Jepang	Singapura	Singapura	Jepang
Tahun	2003	2011	2010	2013	2005
LOA (m)	86,25	99,37	137,06	115	89,23
LPP (m)	80,3	93	127,16	108	83,75
B (m)	15,1	17,2	19,8	16,8	15,3
T (m)	4,1	4,61	8,3	7,8	4,5
H (m)	7	7,8	11,5	9,8	7,2
GT (ton)	2936	4505	10105	6441	3056
DWT (ton)	1781	2528	10441	6554	1938

Tabel 4. 27. Data Alternatif Sewa Armada Kapal Tanker LNG (lanjutan)

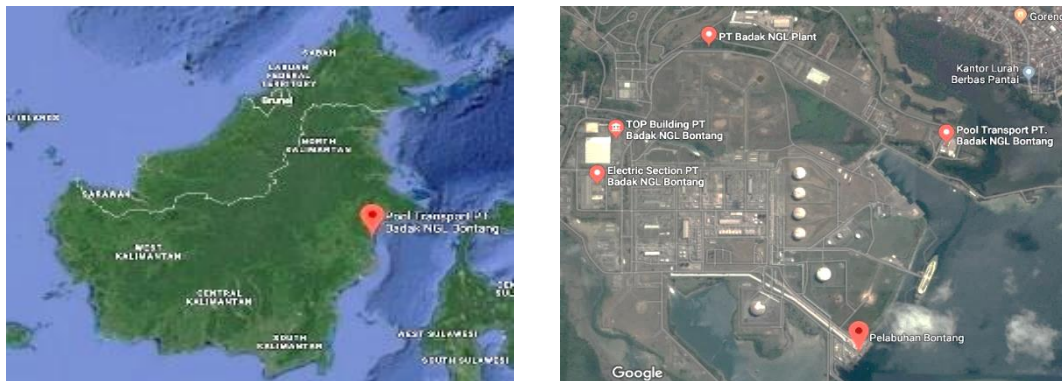
Nama Kapal	MV Shinjumaru No 1	MV Akebono Maru	MV Coral Fraseri	MV Coral Anthelia	MV North Pioneer
Kecepatan (Isi)	12,5	13,2	12,4	14,5	11,9
Kecepatan (Kosong)	13,6	14,1	13,3	15,5	13
Kapasitas Tanki (m ³)	2538	3587	10000	6575	2512
Payload (m ³)	2487,24	3515,26	9800	6443,5	2461,76
Boil-Off (per hari)	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Kapasitas Pompa	300	400	840	840	300
Daya Mesin Utama	1912	2942	7000	5400	2206
Daya Mesin Bantu	1100	1600	1750	2730	1289

Diolah dari berbagai sumber

4.5. Alternatif Kilang LNG

Di Indonesia terdapat empat kilang LNG, yaitu Kilang Arun di Provinsi Aceh, Kilang Badak di Provinsi Kalimantan Timur, Kilang DSLNG (Donggi-Senoro) di Provinsi Sulawesi Tengah, dan Kilang Tangguh di Provinsi Papua Barat. Namun sejak tahun 2015, Kilang Arun sudah berhenti memproduksi LNG dan beralih menjadi tempat regasifikasi saja. Berdasarkan pertimbangan jarak, terdapat dua Kilang LNG yang dijadikan sebagai alternatif asal Kilang LNG, yaitu Kilang Badak dan Kilang DSLNG (Donggi-Senoro).

4.5.1. Kilang Badak



Sumber : GoogleMaps

Gambar 4. 4. Terminal LNG Badak Di Kota Bontang, Provinsi Kalimantan Timur

Kilang Badak merupakan Kilang LNG dengan kapasitas produksi LNG terbesar di Indonesia. Sejumlah 86,11% dari total produksi LNG Indonesia diproduksi di Kilang ini. Kilang Badak berlokasi di Kota Bontang, Kabupaten Kutai Kertanegara, Provinsi Kalimantan Timur. Kilang ini dikelola oleh perusahaan PT. Badak Natural Gas Liquefaction Company (PT. Badak NGL). Kegiatan produksi LNG di kilang ini dimulai pada tahun 1977

dengan kapasitas produksi sebesar 630 m³/jam. Hingga tahun 2018 Kilang Badak mampu memproduksi LNG hingga 8.534.312,18 metric ton per tahunnya. Pada Tabel 4. 28 terdapat spesifikasi dari Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang dan pada Tabel 4. 29 terdapat data tarif yang berlaku di pelabuhan tersebut.

Tabel 4. 28. Spesifikasi Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang

Keterangan	Dock #1	Dock #2	Dock #3
Bentuk / Tipe	T	T	T
Lantai Jetty Head	36,25 m x 24 m	36,25 m x 24 m	36,25 m x 24 m
Mooring Dolphin Breasting	4 buah	9 buah	7 buah
Dolphin	4 buah	4 buah	4 buah
Loading Arm	4 buah LNG	4 buah LNG	4 buah LNG
		4 buah LPG	4 buah LPG
Kolam Putar			
Kedalaman	14 m (SLW)	14 m (SLW)	14 m (SLW)
Diameter	372 m	375 m	375 m

Sumber : Analisis Kapasitas Terpasang Pelabuhan Khusus Terhadap Produksi dan Arus Muatan LNG, 2017

Tabel 4. 29. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam Bontang

Kilang LNG Bontang-Kalimantan Timur	
1. Jasa Labuh	Rp 55,00 per GT/Kunjungan
2. Jasa Tambat	Rp 21,00 per GT/etmal
3. Jasa Pandu	
Tarif Tetap	Rp 46.000,00 per kapal/Gerakan
Tarif Variabel	Rp 20,00 per GT/Kapal/Gerakan
*Tarif Variabel untuk Kapal GT > 1000	
4. Jasa Tunda Kapal ≤ 1500 GT	
Tarif Tetap	Rp 151.500,00 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17,00 per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 8000 GT	
Tarif Tetap	Rp 378.500 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17 per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 18000 GT	
Tarif Tetap	Rp 756.500 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17,00 per GT/Kapal/Jam
5. Tarif FOB LNG	USD 6,7 – USD 6,8 / MMBTU
	Rp 95.755,97 / MMBTU
Kecepatan Muat	2683 m ³ /jam

Sumber : PP 15 Tahun 2016

4.5.2. Kilang DSLNG (Donggi-Senoro)



Sumber : GoogleMaps, 2019

Gambar 4. 5. Wilayah Kilang DSLNG Donggi-Senoro Dan Pelabuhan Khusus Gas Alam Donggi-Senoro

Kilang DSLNG merupakan Kilang LNG termuda di Indonesia. Kontruksi Kilang DSLNG mulai dibangun pada tahun 2011 dan mulai beroperasi pada tahun 2015 silam. Proyek ini dimulai dengan pembentukan PT. Donggi-Senoro LNG (DSLNG) pada tahun 2007 sebagai perusahaan pengelola Kilang DSLNG yang beranggotakan penanam modal asing. Kilang DSLNG terletak di Desa Uso, Kecamatan Batui, Kabupaten Banggai, yang berjarak 48 km arah barat daya Kota Luwuk, pesisir timur Provinsi Sulawesi Tengah. Lokasi Kilang DSLNG terletak di sepanjang pesisir yang menghadap ke Selat Peling. Hingga tahun 2018 Kilang DSLNG dapat memproduksi LNG sebanyak 2.332.939 metric ton per tahunnya. Untuk mendistribusikan produk LNG nya melalui jalur laut, dibangun Pelabuhan Khusus Gas Alam Donggi-Senoro di wilayah Kilang DSLNG. Dengan kedalaman air ± 13 m LWS dermaga Pelabuhan Donggi-Senoro ini dirancang untuk dapat melayani kapal dengan kapasitas hingga 17.000 m^3 . Adapun rincian spesifikasi dermaga untuk Pelabuhan Khusus Gas Alam Donggi-Senoro adalah sebagai berikut :

- a. Ukuran : $\pm 15 \times 1000$ m
- a. Kontruksi : *Quary Wall*, pancang plat baja (*sheet steel pile FSP IV*) kedalaman 15 meter, pada bagian atas di cor sebagai *apron stage*
- i. Fender : H. Beam 00 ditambah karet, dipasang setiap jarak 5 m
- b. Kapasitas : ± 15.000 DWT
- c. Kedalaman : 13 m s.d. 15 m
- d. Ukuran panjang *jetty*: ± 250 m

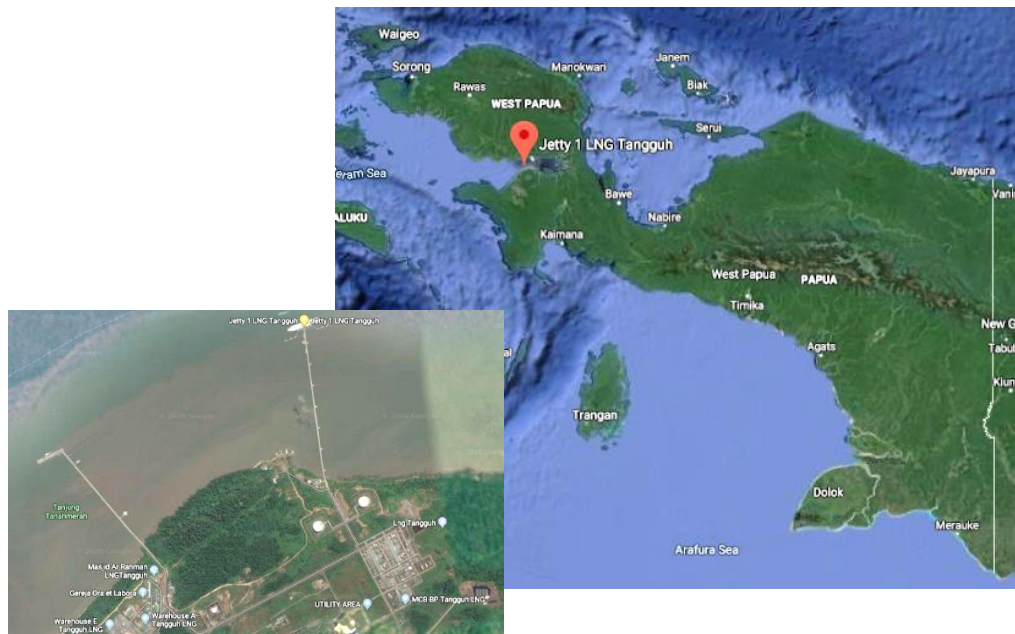
Sedangkan untuk data tarif dari Pelabuhan Donggi-Senoro yang terletak di Provinsi Kalimantan Timur tercantum pada Tabel 4. 30.

Tabel 4. 30. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam DSLNG Donggi-Senoro

Kilang LNG Donggi Senoro (DSLNG)	
1. Jasa Labuh	Rp 84,00 per GT/Kunjungan
2. Jasa Tambat	Rp 30,00 per GT/etmal
3. Jasa Pandu	
Tarif Tetap	Rp 98.000,00 per kapal/Gerakan
Tarif Variabel	Rp 27,00 per GT/Kapal/Gerakan
4. Jasa Tunda Kapal ≤ 2000 GT	
Tarif Tetap	Rp 367.500,00 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17,00 per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 3500 GT	
Tarif Tetap	Rp 367.500,00 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17,00 per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 8000 GT	
Tarif Tetap	Rp 755.000 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17 per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 14000 GT	
Tarif Tetap	Rp 1.171.000 per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp 17 per GT/Kapal/Jam
5. Tarif FOB LNG	USD 5,7- USD 7,8 / MMBTU
	Rp 109.837,73 / MMBTU
Kecepatan Muat	2000 m ³ /jam

Sumber : PP 15 tahun 2016

4.5.3. Kilang Tangguh



Sumber : GoogleMaps, 2019

Gambar 4. 6. Wilayah Kilang Tangguh Dan Pelabuhan Khusus Gas Alam di Tanah Merah, Bintuni, Papua Barat

Kilang Tangguh merupakan unit proyek *Liquefied Natural Gas* (LNG) ketiga di Indonesia setelah proyek LNG Arun dan LNG Bontang. Fasilitas kilang LNG Tangguh terdiri atas dua train yang berkapasitas berkisar 7,6 juta *metric ton* LNG. Proyek kilang LNG Tangguh berlokasi di kawasan Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat dan terdiri atas 3 (tiga) Wilayah Kerja (WK), yaitu WK Berau, WK Muturi, dan WK Wiriagar. Pemegang saham terbesar dari proyek LNG Tangguh dimiliki oleh Berau (71,3 %) Muturi (21,4 %), dan Wiriagar (7,2 %).

Terminal LNG Tangguh sendiri terletak di perairan Tanah Merah, tepatnya di wilayah pesisir Pulau Amutu Besar, Pelabuhan Bintuni di Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat. Perhitungan tarif pelabuhan di Terminal LNG Tangguh mengikuti tarif pelabuhan khusus Pelabuhan Bintuni, yang termasuk ke dalam kawasan Kantor Unit Penyelenggaraan Pelabuhan Kelas II (KUPP II) seperti yang tercantum pada Tabel 4. 31.

Tabel 4. 31. Data Tarif Pelabuhan Khusus Gas Alam Tangguh Papua

Kilang LNG Tangguh-Papua Barat			
1. Jasa Labuh	Rp	55,00	per GT/Kunjungan
2. Jasa Tambat	Rp	21,00	per GT/etmal
3. Jasa Pandu			
Tarif Tetap	Rp	46.000,00	per kapal/Gerakan
Tarif Variabel	Rp	20,00	per GT/Kapal/Gerakan
*Tarif Variabel untuk Kapal GT > 1000			
4. Jasa Tunda Kapal ≤ 1500 GT			
Tarif Tetap	Rp	151.500,00	per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp	17,00	per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 8000 GT			
Tarif Tetap	Rp	378.500	per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp	17	per GT/Kapal/Jam
Jasa Tunda Kapal ≤ 18000 GT			
Tarif Tetap	Rp	756.500	per Kapal/Jam
Tarif Variabel	Rp	17,00	per GT/Kapal/Jam
5. Tarif FOB LNG	\$	5,16	/ MMBTU
	Rp	72.661,88	/ MMBTU
Kecepatan Muat		2000	m ³ /jam

Sumber : PP 15 tahun 2016

4.6. Alternatif Wilayah Operasional

Pembangkit listrik terapung merupakan pembangkit jenis *Mobile Power Plant* atau pembangkit listrik yang dapat berpindah tempat. Pembangkit listrik terapung atau *floating power plant* ini berbentuk kapal atau *barge* sehingga pembangkit ini dapat beroperasi dengan ditambatkan di pesisir wilayah yang akan dipasok kelistrikannya. Dalam menentukan pemilihan wilayah sebagai lokasi tambat kapal ini terdapat syarat utama yaitu lokasi tambat dekat dengan

jaringan distribusi kelistrikan. Atas dasar tersebut maka wilayah yang dipilih sebagai lokasi tambat adalah wilayah yang berdekatan dengan pembangkit listrik darat ataupun gardu induk.

4.6.1. Wilayah Sistem Tenaga Listrik Sumba

Di Pulau Sumba seluruh pembangkit listrik eksisting terletak jauh dari wilayah pesisir. Satu-satunya pembangkit yang terletak di wilayah pesisir adalah PLTMG Waingapu yang sedang dalam proses pembangunan dan direncanakan selesai pada tahun 2022. Untuk mendukung distribusi listrik dari PLTMG tersebut, terdapat Gardu Induk Waingapu yang terletak tidak jauh dari PLTMG tersebut. PLTMG Waingapu berdekatan dengan Pantai Hamba Praing yang terletak di kawasan Kanatang, Kabupaten Sumba Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Lokasi tambat kapal direncanakan berada di perairan yang berdekatan dengan PLTMG Waingapu dan Gardu Induk Waingapu. Wilayah perairan tersebut memiliki kedalaman berkisar 6-12.5 m LWS. Detail rencana lokasi tambat untuk wilayah Sumba dapat dilihat pada Gambar 4. 7.



Sumber : RUPTL 2019-2028

Gambar 4. 7. Rencana Lokasi Tambat *Powerbarge* Di Wilayah Sumba

Lokasi tambat *Powerbarge* yang direncanakan masih berada di kawasan Pelabuhan Waingapu, yang berjarak sekitar ± 20 km. Dalam perhitungan tarif pelabuhan untuk kapal pemasok LNG digunakan tarif yang sesuai dengan Pelabuhan Waingapu, yaitu tarif pelabuhan khusus yang terletak di kawasan pelabuhan KSOP Kelas V. Tarif pelabuhan yang digunakan mengacu pada ketentuan Peraturan Pemerintah Nomor 15 tahun 2016 tentang “Jenis dan Tarif asta Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Kementerian Perhubungan”.

4.6.2. Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Timur

Di wilayah Flores Timur terdapat sebuah PLTU yang direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021. PLTU ini terletak di kawasan Alor, tepatnya di pesisir wilayah Fanating, Teluk Mutiara, Kabupaten Alor, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Rencana lokasi tambat dari *Powerbarge* yang direncanakan berada di dekat dermaga milik PLTU Alor. Perairan di wilayah dermaga PLTU Alor memiliki kedalaman berkisar $\pm 6,5-9$ m LWS. Perairan di sekitar PLTU

Alor dijadikan sebagai lokasi tambat Powerbarge agar memudahkan distribusi listrik, yaitu melalui jaringan kelistrikan di PLTU Alor tersebut. Lokasi rencana tambat di wilayah Flores Timur dapat dilihat pada Gambar 4. 8.



Sumber : GoogleMaps, 2019

Gambar 4. 8. Rencana Lokasi Tambat *Powerbarge* Di Wilayah Flores Timur

Lokasi tambat *Powerbarge* di wilayah Flores Timur masih berada di wilayah perairan Pelabuhan Kalabahi. Jarak lokasi tambat dengan Pelabuhan Kalabahi sebesar ± 3 km. Maka dari itu tarif pelabuhan yang berlaku untuk kapal pemasok LNG digunakan tarif pelabuhan khusus untuk Pelabuhan Kalabahi (Pelabuhan KSOP Kelas V) sesuai dengan Peraturan Pemerintah Nomor 15 tahun 2016.

4.6.3. Wilayah Sistem Tenaga Listrik Flores Barat

Untuk beroperasi di wilayah Flores Barat, maka *Powerbarge* direncanakan akan ditambatkan di perairan sekitar PLTMG MPP Flores. Lokasi tambat *Powerbarge* akan berada di pesisir Tanjung Boleng, Kabupaten Manggarai Barat, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Pemilihan lokasi di wilayah pesisir PLTMG MPP Flores untuk memudahkan pengiriman listrik yang akan dialirkan ke PLTMG MPP Flores. Perairan di wilayah tersebut memiliki kedalaman berkisar $\pm 6-9$ m LWS. Peta wilayah rencana lokasi tambat untuk wilayah Flores Barat dapat dilihat pada Gambar 4. 9.



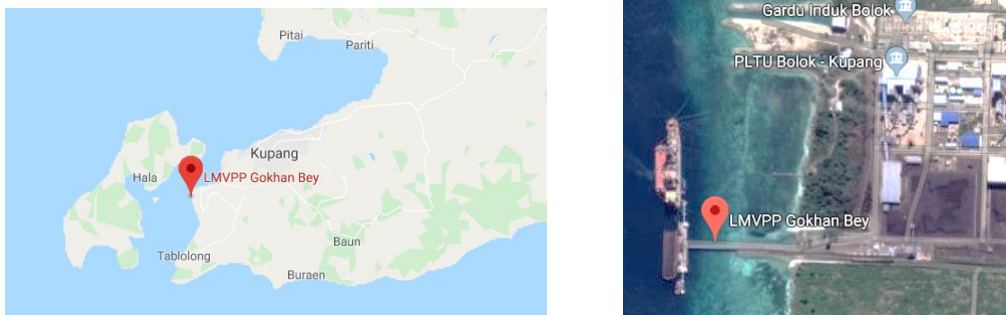
Sumber : GoogleMaps, 2019

Gambar 4. 9. Rencana Lokasi Tambat *Powerbarge* Di Wilayah Flores Barat

Lokasi PLTMG MPP Flores berada sekitar ± 8 km dari Pelabuhan Labuan Bajo. Maka dari itu tarif pelabuhan yang digunakan untuk menghitung biaya kapal pemasok LNG mengacu pada Pelabuhan Labuan Bajo. Tarif pelabuhan yang digunakan dalam perhitungan adalah tarif pelabuhan khusus yang terletak di sekitar wilayah pelabuhan UPP Kelas III, sesuai dengan Peraturan Pemerintah Nomor 15 tahun 2006.

4.6.4. Wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor

Di wilayah Timor sudah ada kapal pembangkit listrik sewa yang beroperasi sampai dengan tahun 2021. Kapal pembangkit MV Gokhan Bey yang disewa dari perusahaan asal Turki ini ditambatkan di wilayah milik PLN, tepatnya di dermaga PLTU Bolok-Kupang. PLTU Bolok-Kupang terletak di sisi barat Kabupaten Kupang, tepatnya di pesisir wilayah Kanheum. Perairan di wilayah ini memiliki kedalaman yang bervariasi dari 5 m LWS hingga 20 m LWS. Wilayah perairan dermaga PLTU Bolok-Kupang masih termasuk ke dalam wilayah perairan Pelabuhan Tenau, dimana lokasinya berjarak ± 7 km. Maka dari itu tarif pelabuhan di wilayah tersebut mengikuti tarif pelabuhan khusus yang berlaku di Pelabuhan Tenau, Kupang. Detai dari lokasi tambat kapal pembangkit listrik di wilayah Timor dapat dilihat pada Gambar 4. 10.



Sumber : GoogleMaps, 2019

Gambar 4. 10. Rencana Lokasi Tambat *Powerbarge* Di Wilayah Timor

4.7. Generator Set Turbin

Dalam pembangunan fasilitas pembangkit listrik terapung diperlukan turbin gas untuk membangkitkan listrik dari bahan bakar gas. Turbin gas pada pembangkit sudah tergabung dalam satu set generator turbin. Pemilihan generator set turbin akan mempengaruhi ukuran utama kapal pembangkit yang akan dibangun, khususnya pada kebutuhan luasan *main deck* minimum dan kebutuhan kapasitas tangki minimum. Generator set turbin yang digunakan adalah generator set turbin hasil produksi Siemens dengan spesifikasi tercantum pada Tabel 4. 32.

Tabel 4. 32. Alternatif Generator Set Turbin

Merk	Siemens	Siemens
Type	SGT - 300	SGT - 400; 11 MW
Daya (MW)	7,9	10,4
Heat Rate (Kj / kWh)	11.773	10.342
Berat Turbin (kg)	59,349	83,825
Dimensi Turbin (m)	11,7 x 2,9 x 3,5	13,6 x 2,9 x 4,3

Sumber : <http://siemens.com/gasturbines>, 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini akan dijelaskan mengenai hasil pengolahan data berupa analisis dan pembahasan dalam penelitian Tugas Akhir ini. Adapun poin-poin yang akan disampaikan dalam bab ini antara lain analisis kebutuhan listrik, perencanaan pola operasi pembangkit listrik terapung, dan analisis perhitungan teknis pembangkit terapung yang optimal.

5.1. Analisis Kebutuhan Listrik Di NTT

Pada penelitian yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini, sebelum menentukan kapasitas daya kapal pembangkit terlebih dahulu dilakukan analisis perkiraan kebutuhan listrik di masa yang akan datang. Proyeksi perkiraan kebutuhan energi listrik di masa yang akan datang dihitung dengan metode ekonometri (regresi berganda) melalui pendekatan analisis komponen utama (*Principal Component Analysis* atau PCA). Pendekatan PCA digunakan untuk menghilangkan multikolinieritas antar variabel bebas. Analisis dilakukan untuk keempat wilayah sistem tenaga listrik di NTT, yaitu wilayah Sumba, Flores Timur, Flores Barat, dan Timor (Kupang).

Variabel bebas yang digunakan dalam proyeksi kebutuhan listrik ialah data historis jumlah penduduk per kabupaten/kota dan tingkat PDRB ADHK per kabupaten/kota di masing-masing wilayah pada tahun 2011-2018. Sedangkan variabel terikat pada regresi ini ialah jumlah energi listrik terjual (*demand* listrik) selama tahun 2011-2018 per wilayah. Dengan metode PCA, seluruh variabel bebas ditransformasikan ke variabel baru agar tidak berkorelasi satu sama lain. Transformasi variabel bebas dilakukan dengan mereduksi dimensi variabel melalui bantuan *software* SPSS, dimana variabel jumlah penduduk dan PDRB ADHK regional ditransformasikan menjadi variabel baru.

Selama pengolahan data menggunakan *software* SPSS dilakukan beberapa uji, diantaranya

- *Kaiser-Meyer-Olkin* (KMO) dan *Barlett Test*

Kaiser-Meyer-Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.500
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	19.245
	df	1
	Sig.	.000

Gambar 5. 1. Output KMO & Barlett's Test Pada Software SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 1 terdapat hasil KMO dan *Barlett's Test* dari variabel bebas untuk analisis di Wilayah Sumba. Output dari analisis yang dilakukan dengan SPSS menunjukkan bahwa nilai KMO untuk variabel bebas di wilayah Sumba memiliki nilai 0.5. Dengan nilai $KMO \geq 0.5$ maka

faktor dalam penelitian ini dapat dikatakan *valid*. Selain itu pada Gambar 5. 1 terlihat bahwa tingkat signifikansi sebesar 0.000 atau lebih kecil dari 0.05. Hal ini menunjukkan bahwa terdapat korelasi antar variabel bebas sehingga diperlukan pendekatan PCA untuk menghilangkan korelasi antar variabel. Sedangkan untuk hasil analisis wilayah lainnya terlampir pada lampiran.

- *Anti Image Matrices (MSA)*

		Penduduk	PDRB
Anti-image Covariance	Penduduk	.014	-.014
	PDRB	-.014	.014
Anti-image Correlation	Penduduk	.500 ^a	-.993
	PDRB	-.993	.500 ^a

a. Measures of Sampling Adequacy(MSA)

Gambar 5. 2. . Output Anti Image Matrices (MSA) Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 2 dapat dilihat besarnya nilai *Anti-Image Matrices* (MSA) untuk analisis di wilayah Sumba. Besarnya nilai MSA pada masing-masing variabel dapat dilihat pada angka dengan tanda pangkat ‘a’. Untuk variabel bebas ‘Penduduk’ dan ‘PDRB’ memiliki nilai MSA yang sama, yaitu sebesar 0.5. Dengan nilai $MSA \geq 0,5$ menunjukkan bahwa dengan variabel tersebut maka masih dapat diprediksi dan dilakukan analisis lebih lanjut. Sedangkan untuk hasil analisis wilayah lainnya terlampir pada lampiran.

- *Communalities*

	Initial	Extraction
Penduduk	1.000	.997
PDRB	1.000	.997

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Gambar 5. 3. Output Communalities Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 3 terlihat besarnya nilai *Communalities* untuk variabel ‘Penduduk’ dan variabel ‘PDRB’ sama, yaitu sebesar 0.997. Hal ini menunjukkan bahwa 99.7% variabel ‘Penduduk’ dan ‘PDRB’ dapat dijelaskan oleh faktor yang akan terbentuk. Sedangkan untuk hasil analisis wilayah lainnya terlampir pada lampiran.

- *Total Variance Explained*

Component	Initial Eigenvalues			Extraction Sums of Squared Loadings		
	Total	% of Variance	Cumulative %	Total	% of Variance	Cumulative %
1	1.993	99.652	99.652	1.993	99.652	99.652
2	.007	.348	100.000			

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Gambar 5. 4. Output Total Variance Explained Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 4 tersaji besarnya nilai *eigenvalues* pada kolom *Total Initial Eigenvalues*. Dari kedua komponen pada Gambar 5. 4, hanya komponen 1 yang memiliki nilai *eigenvalue* diatas 1, yaitu sebesar 1.993. Hal ini menunjukkan bahwa proses *factoring* berhenti pada satu faktor saja. Dengan nilai *eigenvalue* sebesar 1,993 atau 99,652% menunjukkan bahwa faktor ini dapat menjelaskan 1,993 atau 99,652 % dari total keragaman variabel asal. Sedangkan untuk hasil analisis wilayah lainnya terlampir pada lampiran.

- *Component Matrix dan Component Score Coefficients Matrix*

	Component
	1
Penduduk	.501
PDRB	.501

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.

Component Scores.

Gambar 5. 5. Output Component Matrix Pada SPSS Untuk Analisis Wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 5 dapat dilihat nilai *component matrix* dan *component score coefficient matrix*. Besarnya nilai *component matrix* pada Gambar 5. 5 adalah sebesar 1. Hal ini menunjukkan bahwa melalui pendekatan PCA jumlah faktor yang terbentuk sebanyak 1 faktor, yang selanjutnya akan disebut sebagai variabel F. Sedangkan besarnya nilai *component score coefficient matrix* pada Gambar 5. 5 untuk variabel ‘Penduduk’ sebesar 0,501 dan untuk variabel ‘PDRB’ sebesar 0,501. Nilai ini menunjukkan skor-skor variabel F untuk menggantikan skor-skor pada variabel bebas. Dari hasil yang terlampir pada Gambar 5. 5 maka didapatkan persamaan variabel baru untuk menggantikan variabel-variabel bebas awal, yaitu :

$$F = (0.501 \times \text{Penduduk}) + (0.501 \times \text{PDRB})$$

5. 1

Keterangan :

- F = Variabel baru untuk menggantikan variabel bebas yang saling berkorelasi
 Penduduk = Jumlah penduduk regional
 PDRB = Tingkat pendapatan domestik bruto atas dasar harga konstan regional

Dengan pendekatan metode PCA, maka kedua variabel bebas untuk keempat wilayah direduksi menjadi variabel F. Adapun persamaan variabel F untuk masing-masing wilayah berdasarkan hasil analisis menggunakan *software* SPSS dapat dilihat pada Tabel 5. 1.

Tabel 5. 1. Rekap Output Reduksi Variabel Bebas Dengan Pendekatan PCA

Wilayah	Hasil Analisis PCA
Sumba	$F = (0,501 \times \text{Penduduk}) + (0,501 \cdot \text{PDRB})$
Flores Timur	$F = (0,501 \times \text{Penduduk}) + (0,501 \times \text{PDRB})$
Flores Barat	$F = (0,501 \times \text{Penduduk}) + (0,501 \times \text{PDRB})$
Timor	$F = (0,5 \times \text{Penduduk}) + (0,5 \times \text{PDRB})$

Untuk mencari nilai F di masa yang akan datang terlebih dahulu dilakukan proyeksi perkiraan jumlah penduduk dan PDRB di masing-masing wilayah untuk dua puluh tahun kedepan. Jumlah penduduk diproyeksikan dengan persentase pertumbuhan rata-rata selama 7 tahun terakhir di masing-masing wilayah. Sedangkan untuk proyeksi PDRB digunakan persentase pertumbuhan PDRB tingkat optimis sebesar persentase terbesar dari pertumbuhan PDRB selama 7 tahun terakhir atau sebesar 5.5%, diambil nilai terbesar diantara keduanya. Alasan pemilihan persentase pertumbuhan PDRB tingkat optimis atas dasar asumsi bahwa tambahan pasokan energi (listrik) dapat menimbulkan *multiplier effect* pada pos pendapatan daerah, sehingga dapat meningkatkan nilai PDRB regional.

Setelah didapat jumlah penduduk dan tingkat PDRB untuk 20 tahun kedepan maka perkiraan jumlah permintaan energi listrik dapat dihitung. Perkiraan jumlah *demand* listrik di masa yang akan datang dihitung menggunakan persamaan hasil regresi linier dengan bantuan *software* SPSS. Variabel F yang telah didapatkan pada langkah sebelumnya diregresikan dengan variabel terikat, yaitu *demand* listrik, sehingga membentuk persamaan baru. Pada analisis regresi linier, hal-hal yang diperhatikan antara lain :

- Uji-F / ANOVA

Model	Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1 Regression	607024994183447.600	1	607024994183447.600	198.712	.000 ^b
Residual	15274018219153.598	5	3054803643830.720		
Total	622299012402601.200	6			

- a. Dependent Variable: Demand_Listrik
- b. Predictors: (Constant), F

Gambar 5. 6. Output Uji-F Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada Software SPSS

Pada Gambar 5. 6 merupakan hasil analisa uji-F (ANOVA) pada SPSS untuk analisis wilayah Sumba. Nilai signifikan pada uji-F yang telah dilakukan sebesar 0.000. Nilai signifikansi uji-F yang lebih kecil dari nilai α (0.05) menunjukkan bahwa seluruh variabel bebas memberikan pengaruh secara simultan terhadap variabel terikat. Selanjutnya analisis uji-F untuk wilayah lain tertera pada lampiran.

- Uji-T / Uji Parsial

Model	Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	95,0% Confidence Interval for B	
	B	Std. Error	Beta			Lower Bound	Upper Bound
1 (Constant)	-	7335841.061		-6.503	.001	-	-
F	47701715.536	1.964	.988	14.097	.000	66559095.317	28844335.756
	27.685					22.636	32.734

- a. Dependent Variable: Demand_Listrik

Gambar 5. 7. Output Uji-T Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada Software SPSS

Hasil Uji-T dari analisis regresi linier untuk wilayah Sumba terlampir pada Gambar 5. 7. Berdasarkan hasil yang didapat, nilai signifikansi uji-t pada variabel F sebesar 0.000. Dengan nilai signifikansi yang lebih kecil dari nilai α (0.05) maka dapat dikatakan bahwa variabel F memberikan pengaruh parsial terhadap variabel terikat.

- Nilai Koefisien Determinansi (R^2)

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	.988 ^a	.975	.971	1747799.65781	.975	198.712	1	5	.000

- a. Predictors: (Constant), F

Gambar 5. 8. Rekap Output Regresi Linier Untuk Wilayah Sumba Pada SPSS

Berdasarkan output yang tertera pada Gambar 5. 8, maka nilai koefisien determinansi dari analisis regresi linier yang dilakukan untuk wilayah Sumba sebesar 0.975. Nilai koefisien determinansi yang berada diatas 0.6 menunjukkan bahwa variabel bebas berkontribusi besar secara simultan terhadap variabel terikat.

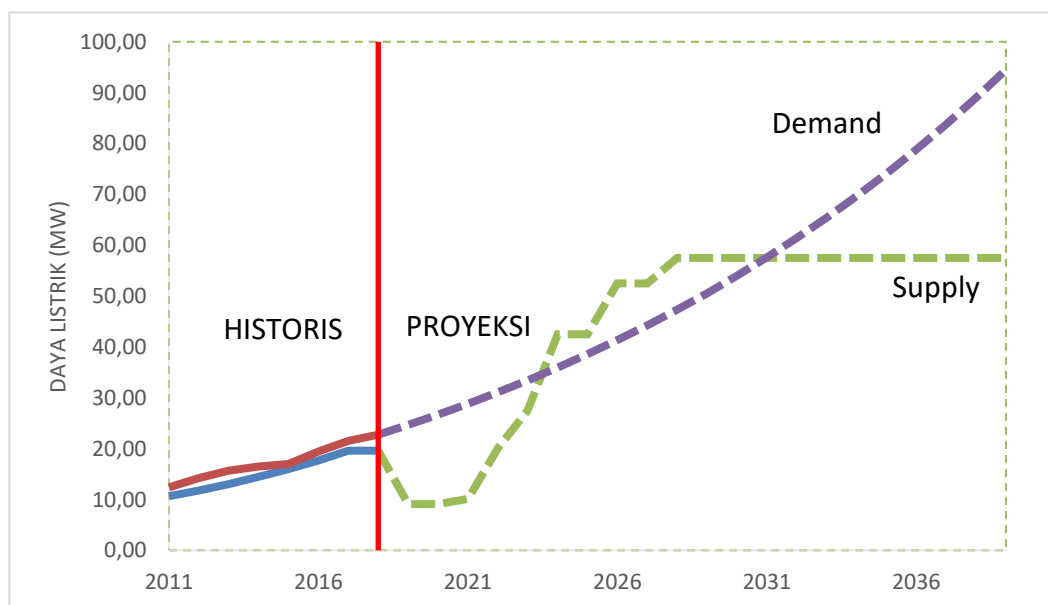
Berdasarkan analisis regresi linier yang telah dilakukan dengan bantuan *software* SPSS, maka hasil regresi dapat digunakan untuk memproyeksikan *demand* listrik di masa depan.

Adapun rekapan hasil persamaan regresi linier yang didapat untuk menghitung *demand* listrik di masing-masing wilayah dapat dilihat pada Tabel 5. 2.

Tabel 5. 2. Hasil Persamaan Regresi Linier Untuk Mencari Kebutuhan Listrik Di Masing-Masing Wilayah Di NTT

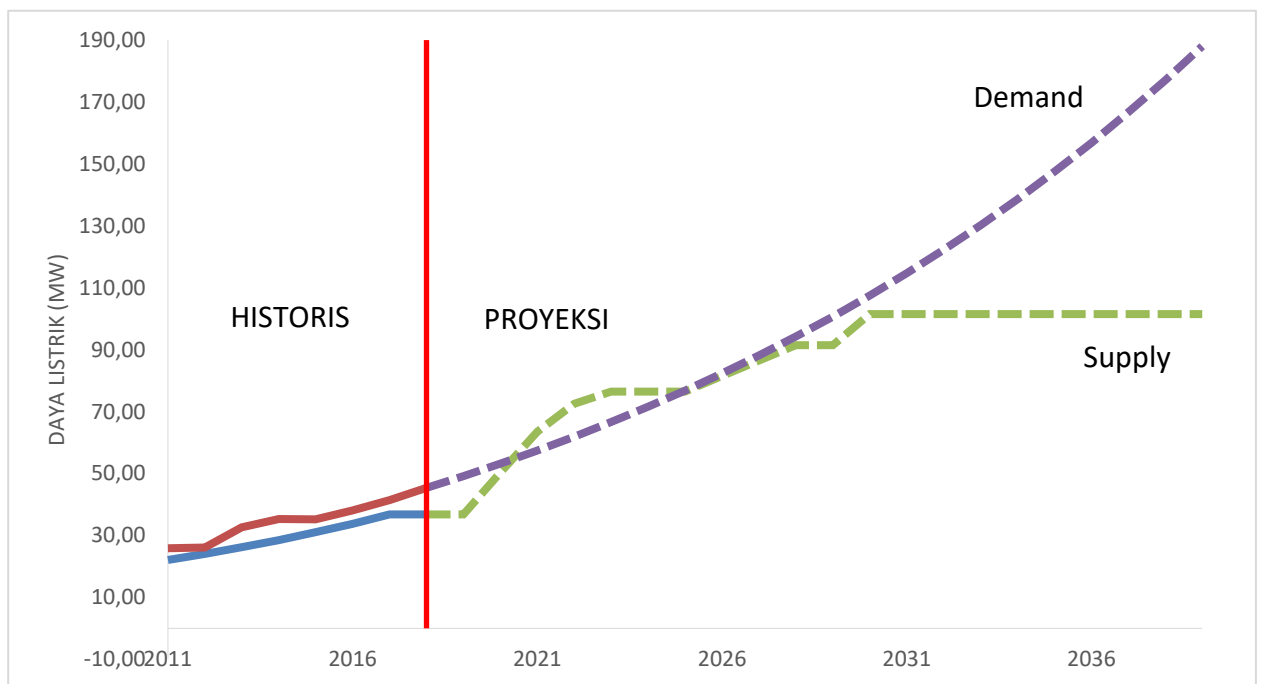
Wilayah	Hasil Analisis Regresi Linier
Sumba	$Y = (27,685 \cdot F) - 47.701.715,5$
Flores Timur	$Y = (53,888 \cdot F) - 109,714,600$
Flores Barat	$Y = (44,101 \cdot F) - 147,133,784$
Timor	$Y = (50,949 \cdot F) - 356,869,379$

Dengan menggunakan persamaan yang tercantum pada Tabel 5. 2 maka dapat dicari perkiraan jumlah kebutuhan energi listrik dalam satu tahun di setiap wilayah di NTT selama tahun 2018-2039 dalam satuan kWh. Setelah didapatkan perkiraan jumlah kebutuhan listrik, maka dihitung jumlah beban rata-rata dan beban puncak setiap tahunnya untuk tahun 2018-2039. Dalam mencari beban puncak untuk tahun 2018-2039 diasumsikan beban faktor masing-masing wilayah setiap tahunnya sama dengan beban faktor tahun 2017. Nilai beban puncak yang didapatkan untuk tahun 2018-2039 pada keempat wilayah merupakan kebutuhan kapasitas daya listrik di masing-masing wilayah, yang selanjutnya disebut sebagai *demand* listrik. *Demand* listrik kemudian dibandingkan dengan rencana pengembangan kapasitas pembangkit di setiap wilayah (*supply*) yang sudah direncanakan dalam dokumen RUPTL 2018-2029. Karena rencana pemerintah baru disusun hanya untuk 10 tahun kedepan, maka nilai *demand* yang dibandingkan hanya nilai *demand* tahun 2018-2029.



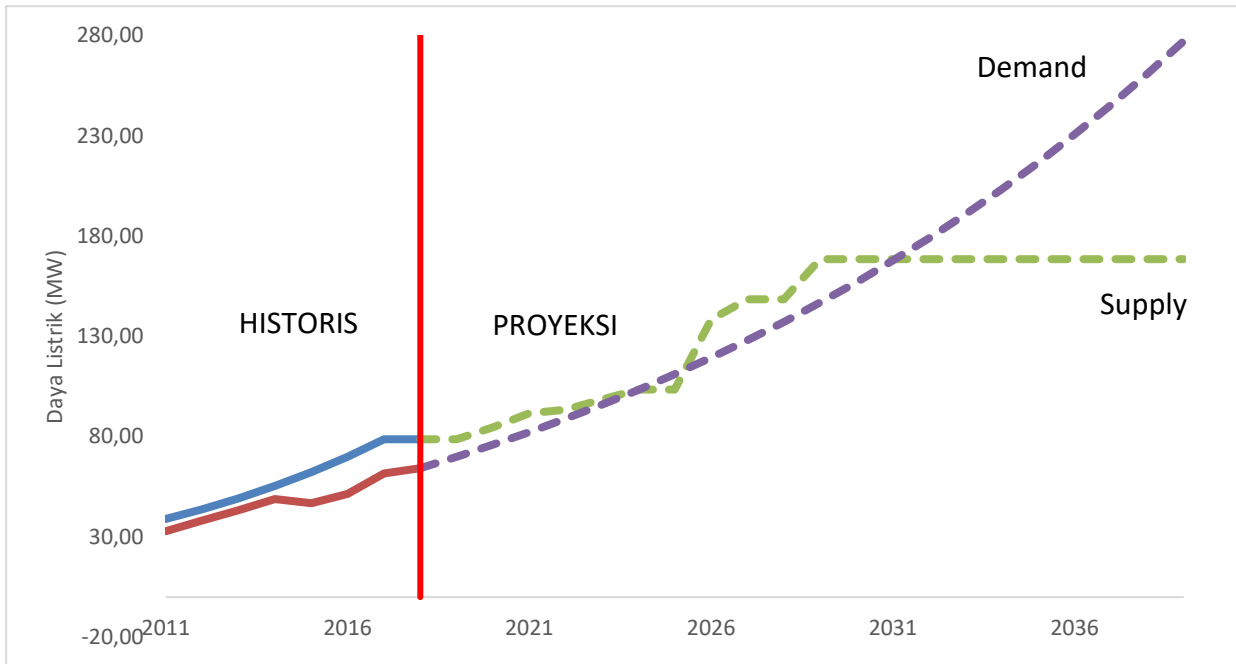
Gambar 5. 9. Perbandingan *Supply* Dan *Demand* Listrik Sumba Tahun 2018-2039

Pada Gambar 5. 9 terlihat perbandingan perkiraan demand listrik dengan rencana pengembangan kapasitas pembangkit di Sistem Tenaga Listrik Sumba untuk tahun 2018-2039. Pada perhitungan supply sudah dipertimbangkan dengan perkiraan keterlambatan pembangunan pembangkit listrik. Selain itu penyebab supply yang lebih rendah dari pada demand diakibatkan kontrak pembangkit sewa yang berakhir pada tahun 2019. Terlihat pada Gambar 5. 9 kekurangan daya pembangkit listrik di wilayah Sumba terjadi pada tahun 2018-2023. Nilai kekurangan daya terbesar terjadi pada tahun 2021, dimana kekurangan daya terjadi sebesar 18,72 MW. Dengan perencanaan pengembangan pembangkit hingga tahun 2029, supply pembangkit listrik hanya mencukupi hingga tahun 2032.



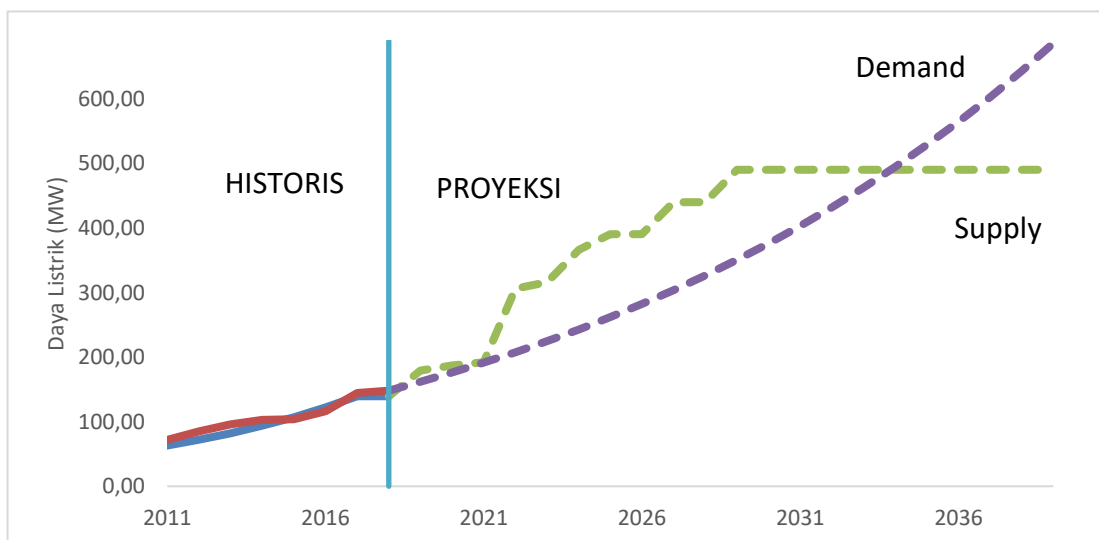
Gambar 5. 10. Perbandingan *Supply* Dan *Demand* Listrik Flores Timur 2018-2039

Untuk perbandingan supply dan demand listrik di Sistem Tenaga Listrik Flores Timur untuk tahun 2018-2039 dapat dilihat pada Gambar 5. 10. Wilayah Flores Timur mengalami kekurangan kapasitas pembangkit pada tahun 2018-2020 dan pada tahun 2025-2029. Kekurangan kapasitas pembangkit listrik yang terjadi pada tahun 2018-2020 disebabkan prediksi keterlambatan pembangunan pembangkit dan berakhirnya kontrak pembangkit sewa pada tahun 2020. Sedangkan pada tahun 2025-2029 kekurangan kapasitas pembangkit terjadi dengan prediksi adanya keterlambatan pembangunan pembangkit listrik. Nilai kekurangan kapasitas pembangkit tertinggi di Flores Timur terjadi pada tahun 2019 sebesar 12,39 MW.



Gambar 5. 11. Perbandingan *Supply* Dan *Demand* Listrik Flores Barat Tahun 2018-2039

Perbandingan *supply* dan *demand* listrik di Sistem Tenaga Listrik wilayah Flores Barat tersaji pada Gambar 5. 11. Dalam jangka waktu tahun 2018-2029 kekurangan kapasitas pembangkit listrik terjadi hanya pada tahun 2025, yaitu sebesar 7,7 MW. Kekurangan pasokan pembangkit disebabkan karena adanya prediksi keterlambatan pembangunan pembangkit. Pasokan listrik kembali mencukupi mulai tahun 2026 hingga tahun 2032 wilayah ini kembali mengalami kekurangan.



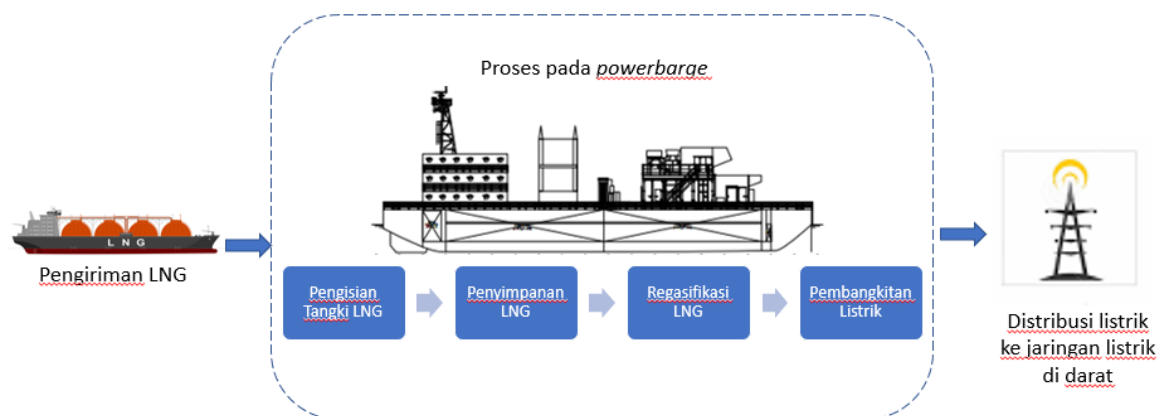
Gambar 5. 12. Perbandingan *Supply* Demand Listrik Timor Tahun 2018-2029

Perbandingan *supply* dan *demand* listrik untuk Sistem Tenaga listrik di wilayah Sistem Tenaga Listrik Timor dapat dilihat pada Gambar 5. 12. Berdasarkan Gambar 5. 12 kekurangan pasokan listrik terjadi di wilayah Timor selalu tercukupi hingga tahun 2029.

5. 2. Pola Operasi Pembangkit Listrik Terapung Di NTT

5.2.1. Pola Operasi Pembangkitan Listrik

Tugas Akhir ini merencanakan pola operasi dari pembangkit listrik terapung yang terdiri atas pola operasi pembangkitan listrik dan pola operasi berdasarkan wilayah operasional dari *powerbarge*. Bisnis proses dari pembangkit listrik terapung terdiri atas proses pengisian bahan bakar, penyimpanan LNG, regasifikasi LNG, dan pembangkitan listrik. Rincian dari proses pembangkitan listrik pada *powerbarge* dapat dilihat pada Gambar 5. 13.



Gambar 5. 13. Bisnis proses dari *powerbarge*

Proses pertama yang dilakukan adalah pengiriman LNG oleh kapal tangker LNG yang akan dibahas lebih lanjut dalam sub-bab 5.3.2. Selanjutnya LNG akan ditransfer ke *powerbarge* dengan sistem *ship-to-ship* dengan jarak radius ± 9 m untuk keamanan. LNG akan disimpan dalam tangki LNG pada *powerbarge*. Saat proses pembangkitan listrik akan dimulai, maka LNG akan mengalami proses regasifikasi dengan bantuan *vaporizer* dalam *powerbarge*. Setelah muatan LNG berubah menjadi gas maka gas dapat digunakan untuk menggerakkan generator turbin gas dalam membangkitkan tenaga listrik. Tenaga listrik yang dihasilkan akan didistribusikan ke darat melalui jaringan listrik terdekat, yang bisa disalurkan melalui jaringan pembangkit listrik terdekat maupun jaringan gardu induk terdekat.

5.2.2. Pola Operasi *Powerbarge* Berdasarkan Wilayah Operasional

Sesuai dengan namanya, *Mobile Power Plant* (MPP) maka pembangkit ini direncanakan untuk beroperasi secara berpindah tempat di wilayah yang berbeda-beda, sesuai dengan wilayah yang membutuhkan tambahan pasokan listrik. Adapun latar belakang dalam mempertimbangan pemilihan wilayah operasional pembangkit listrik terapung adalah faktor jumlah pasokan listrik regional dan faktor perekonomian regional.

Kekurangan pasokan listrik di wilayah di NTT sendiri disebabkan kurangnya *supply* akibat keterlambatan proyek pembangunan pembangkit seperti yang tercantum pada sub-bab 5.1 maupun akibat masa kontrak pembangkit sewa yang habis.

Sesuai dengan yang telah disampaikan pada sub-bab 5.1, Sistem Tenaga Listrik Sumba mengalami kekurangan pasokan daya terjadi pada tahun 2019-2023 dengan kebutuhan daya tambahan terbesar sebesar 18,72 MW. Sedangkan untuk wilayah Timor mengalami kekurangan daya pada rentang tahun 2019, 2021-2023, dan tahun 2025 dengan nilai defisit daya terbesar sebesar 88,45 MW. Pada Sistem Tenaga Listrik Flores Barat kekurangan daya hanya pada tahun 2025, yaitu sebesar 7,7 MW. Dan pada sistem tenaga listrik Flores Timur mengalami kekurangan pasokan daya pada tahun 2019-2020 dan 2025-2029, dengan nilai defisit daya listrik terbesar sebesar 12,39 MW. Sedangkan untuk tahun 2029-2039 hampir diseluruh wilayah kekurangan pasokan listrik akibat perencanaan pembangunan pembangkit yang disusun oleh pemerintah baru direncanakan untuk durasi 10 tahun kedepan.

Aspek pertimbangan lainnya yang melatarbelakangi pemilihan wilayah operasional kapal pembangkit adalah tingkat perekonomian regional di masing-masing wilayah sistem tenaga listrik. Tingkat perekonomian sendiri diukur berdasarkan prediksi tingkat PDRB ADHK per kapita di masing-masing wilayah. Tingkat perekonomian terendah diantara keempat wilayah menjadi latar belakang dalam pemilihan wilayah operasional kapal pembangkit dengan asumsi bahwa tambahan pasokan listrik akan memancing *multiplier effect* pada perekonomian regional. Dengan adanya *multiplier effect* ini diharapkan dapat mengangkat pos pendapatan daerah dan meningkatkan PDRB ADHK 2010.

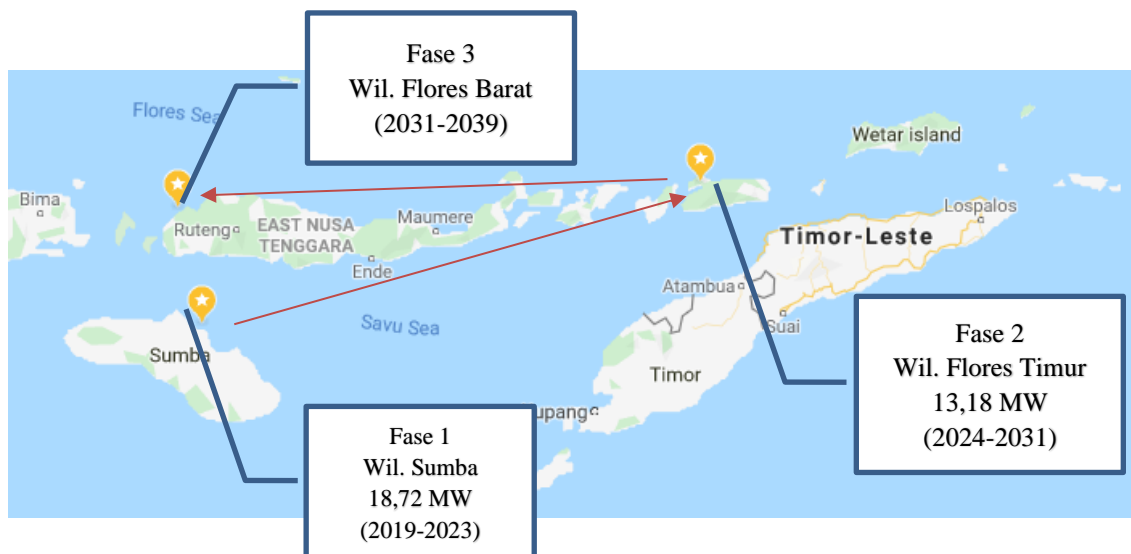
Maka dari itu penulis membandingkan PDRB ADHK 2010 per kapita di antara keempat wilayah sistem tenaga listrik, dimana lokasi penempatan yang terpilih adalah wilayah dengan tingkat perekonomian terendah. Pada Tabel 5. 3 tersaji perkiraan nilai PDRB ADHK 2010 per kapita untuk keempat wilayah pada tahun 2019-2039. Wilayah Timor memiliki PDRB ADHK 2010 per kapita tertinggi selama 20 tahun kedepan, sedangkan Flores Barat memiliki PDRB ADHK 2010 per kapita terendah.

Tabel 5. 3. Perkiraan Nilai PDRB ADHK 2010 Per Kapita Per Wilayah Sistem Tenaga Listrik Provinsi Nusa Tenggara Timur Tahun 2019-2039

Tahun	PDRB ADHK 2010 per kapita (Rupiah)			
	Sumba	Timor	Flores Barat	Flores Timur
2019	10.662.704	17.045.037	10.005.653	10.250.228
2020	11.061.879	17.759.163	10.380.142	10.634.200
2021	11.476.003	18.503.207	10.768.648	11.032.558
2022	11.905.633	19.278.427	11.171.698	11.445.838
2023	12.351.350	20.086.128	11.589.833	11.874.598
2024	12.813.757	20.927.668	12.023.622	12.319.415
2025	13.293.463	21.804.466	12.473.641	12.780.893
2026	13.791.136	22.717.993	12.940.505	13.259.666
2027	14.307.434	23.669.799	13.424.843	13.756.373
2028	14.843.060	24.661.477	13.927.313	14.271.676
2029	15.398.743	25.694.705	14.448.585	14.806.288
2030	15.975.225	26.771.223	14.989.368	15.360.926
2031	16.573.294	27.892.837	15.550.388	15.936.346
2032	17.193.751	29.061.453	16.132.409	16.533.322
2033	17.837.445	30.279.024	16.736.216	17.152.656
2034	18.505.224	31.547.611	17.362.624	17.795.184
2035	19.198.004	32.869.341	18.012.471	18.461.787
2036	19.916.721	34.246.455	18.686.647	19.153.366
2037	20.662.345	35.681.257	19.386.058	19.870.844
2038	21.435.885	37.176.173	20.111.645	20.615.194
2039	22.238.389	38.733.720	20.864.385	21.387.427

Dengan latar belakang tersebut maka perencanaan wilayah operasi untuk fasilitas pembangkit listrik terampung terbentuk dalam 3 (tiga) fase yang tersaji pada

Gambar 5. 14.

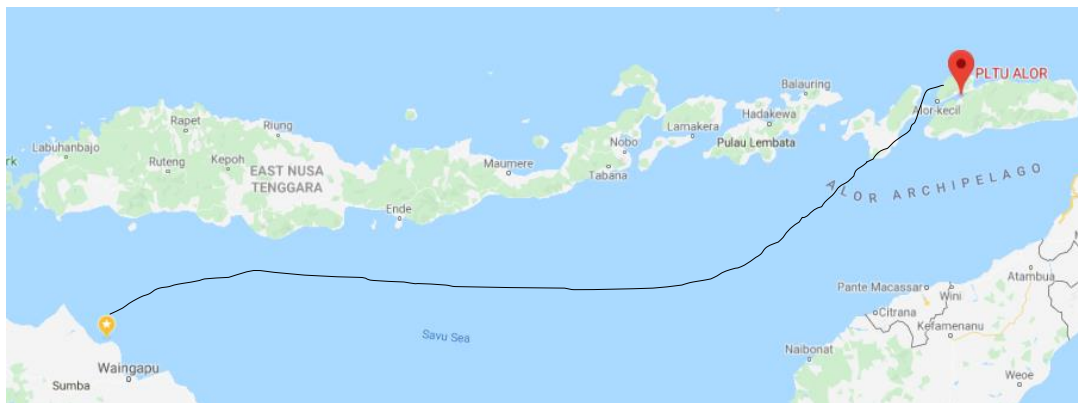


Gambar 5. 14. Skenario Pola Operasi Fasilitas Pembangkit



Gambar 5. 15. Rencana tambat *powerbarge* ketika beroperasi pada fase 1 di wilayah Sumba

Pada Gambar 5. 16 tergambar fase-1 *powerbarge* direncanakan tambat di wilayah Sumba, tepatnya di wilayah pesisir Pantai Hamba Praing yang berdekatan dengan PLTMG Waingapu. *Powerbarge* direncanakan tambat dari tahun 2019-2023 dan memasok listrik sebesar 18,72 MW. Pada tahun 2019-2022 pembangkit beroperasi selama 350 hari dalam setahun. Sedangkan pada tahun 2023 pembangkit hanya beroperasi selama 330 hari dalam setahun karena pada akhir tahun *powerbarge* akan berpindah ke lokasi pada fase-2. Perpindahan *powerbarge* dari lokasi 1 ke lokasi 2 dibantu dengan *tug boat* yang dapat menarik *barge* dengan kapasitas 180 feet, dengan rincian sesuai dengan Gambar 5. 16.



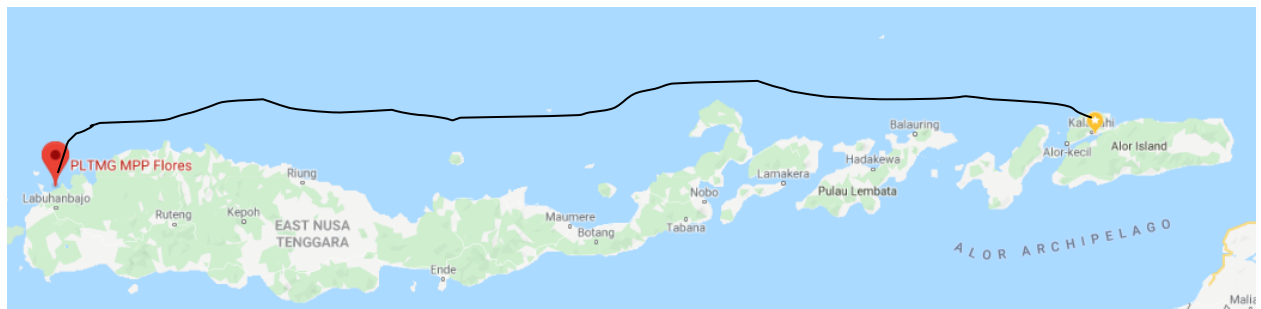
Gambar 5. 16. Rute perpindahan *powerbarge* dari wilayah operasional fase-1 ke fase-2

Memasuki fase-2 *powerbarge* akan beroperasi di wilayah Flores Timur. *Powerbarge* akan tambat di dermaga milik PLTU Alor pada tahun 2024-2031. Selama fase-2 *powerbarge* akan memasok listrik sebesar 13,18 MW untuk wilayah Flores Timur. Pada tahun 2024-2030 pembangkit listrik akan bekerja selama 350 hari dalam setahun. Sedangkan untuk tahun 2031 *powerbarge* akan bekerja selama 330 hari dalam setahun, dengan asumsi sisa waktu pada tahun

tersebut akan digunakan untuk perpindahan *powerbarge* ke lokasi fase-3. Perpindahan *powerbarge* ke lokasi berikutnya dibantu dengan *tug boat* yang sama. Gambaran operasional *powerbarge* pada fase-2 dan perpindahan *powerbarge* dari lokasi fase-2 ke lokasi fase-3 dapat dilihat pada Gambar 5. 17 dan Gambar 5. 18.



Gambar 5. 17. Lokasi tambat *powerbarge* di wilayah Flores Timur pada fase-2



Gambar 5. 18. Rute perpindahan *powerbarge* dari wilayah operasional fase-2 ke fase-3

Pada fase-3 *powerbarge* direncanakan tambat di dermaga yang lokasinya berdekatan dengan PLTMG MPP Flores. *Powerbarge* akan tambat di lokasi tersebut pada tahun 2031-2039. Daya listrik yang akan dipasok ke wilayah Flores Barat adalah seluruh daya pembangkit total setelah dikurangi dengan daya listrik untuk operasional pembangkit. Selama melayani wilayah Flores Barat pembangkit bekerja selama 350 hari dalam setahun. Gambaran lokasi tambat *powerbarge* di wilayah Flores Barat tersaji dalam Gambar 5. 19.



Gambar 5. 19. Lokasi tambat *powerbarge* pada fase-3

Setelah ditentukan wilayah operasional maka dapat disimpulkan besarnya kapasitas daya yang dibutuhkan pada pembangkit listrik terapung yang akan direncanakan. Besarnya daya kapasitas minimum untuk perencanaan pembangkit listrik terapung disesuaikan dengan nilai defisit listrik terbesar selama tahun 2019-2028 di wilayah operasional pembangkit listrik. Adapun kapasitas daya minimum yang harus disediakan pembangkit listrik terapung yang akan dibangun adalah sebesar 18,72 MW. Pada pelaksanaan operasionalnya tentunya fasilitas pembangkit membutuhkan pasokan listrik untuk konsumsi sendiri, untuk itu ditambahkan asumsi kebutuhan daya listrik untuk operasional pembangkit adalah sebesar 10% atau setara 1,87 MW. Sehingga kapasitas daya minimum yang harus terpasang pada pembangkit listrik terapung adalah sebesar 20,592 MW. Pada pengoperasiannya kapal pembangkit direncanakan untuk selalu menghasilkan daya listrik dengan kapasitas penuh untuk mendukung pasokan listrik dan perekonomian regional.

5. 3. Perhitungan Teknis pembangunan *Powerbarge*

Dalam penelitian Tugas Akhir ini dicari ukuran yang optimal bagi kapal pembangkit listrik terapung yang dibutuhkan. Kapal pembangkit listrik yang akan dibangun berupa *barge* (*Powerbarge*) dengan fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG). Optimasi ukuran kapal bertujuan untuk meminimalkan *unit cost*. Optimasi ukuran kapal dilakukan berdasarkan pemilihan jenis generator set turbin gas yang akan mempengaruhi ukuran kapal berdasarkan dua aspek, yaitu kebutuhan luasan *main deck* kapal dan kebutuhan kapasitas tangki minimum.

Dalam merencanakan *Powerbarge*, dilakukan analisis regresi ukuran utama kapal pembanding dengan kapasitas daya pembangkit. Hasil analisis ukuran utama kapal pembanding akan menghasilkan persamaan untuk mencari ukuran utama awal dan rasio ukuran utama sebagai *constraint* ukuran utama. Nilai awal ukuran utama kapal digunakan sebagai perhitungan awal perhitungan teknis kapal. Kemudian dalam proses perhitungan, ukuran utama dikoreksi sesuai

dengan kebutuhan luasan *maindeck* dan kebutuhan kapasitas tangki LNG pada *Powerbarge* sesuai dengan alternatif pemilihan *generator set turbine*.

5.3.1. Penentuan Ukuran Utama Dengan Kapal Pembanding

Dalam melakukan perhitungan teknis pembangunan kapal, digunakan kapal pembanding sejenis sebagai acuan awal dalam menentukan ukuran utama awal. Dari data ukuran utama dan daya pembangkit yang terpasang pada kapal pembanding dicari perbandingan antara ukuran utama seperti yang tertera pada Tabel 5. 4. Nilai rasio perbandingan ukuran utama terbesar dan terkecil tercantum pada Tabel 5. 5, yang selanjutnya akan digunakan sebagai batasan ukuran utama kapal pembangkit yang akan dibangun.

Tabel 5. 4. Nilai Perbandingan antar Komponen Ukuran Utama pada Kapal Pembanding

No	Nama Kapal	L/B	L/H	L/T	B/H	B/T	T/H
1	Karadeniz Powership	3,23	16,98	24,69	5,25	7,64	0,69
	Orhan Bey						
2	Karadeniz Powership	3,38	17,74	26,29	5,25	7,78	0,68
	Fatmagul Sultan						
3	Karadeniz Powership	3,14	16,98	24,69	5,40	7,85	0,69
	Aysegul Sultan						
4	TPB 125 Power Barge	2,93	13,67	18,22	4,67	6,22	0,75
5	Caterpillar Power Barge	3,60	16,72	37,09	4,64	10,30	0,45
6	BMPP 30 MW	3,00	11,11	15,79	3,70	5,26	0,70
7	61 M Power Barge	2,10	9,78	13,69	4,67	6,53	0,71

Tabel 5. 5. Batasan Perbandingan antar Komponen Ukuran Utama

Rasio Ukuran Utama	Batas Bawah	Batas Atas
L/B	2,10	3,60
L/H	9,78	17,74
L/T	13,69	37,09
B/H	3,70	5,40
B/T	5,26	10,30
T/H	0,45	0,75

Selain batasan perbandingan antar komponen utama, data kapal pembanding digunakan sebagai acuan awal dalam menentukan ukuran utama awal kapal. Komponen ukuran utama L, B, H, dan T diregresikan terhadap daya pembangkit yang terpasang pada kapal. Hasil regresi akan menghasilkan persamaan untuk menentukan ukuran awal L, B, H, dan T untuk kapal yang akan dibangun. Persamaan yang dihasilkan pada regresi ukuran utama kapal pembanding dapat dilihat pada Tabel 5. 6.

Tabel 5. 6. Persamaan hasil regresi ukuran utama kapal pembanding Powerbarge

L =	$0,4265 * x + 43,102$
B =	$0,1179 * x + 16,791$
H =	$0,0157 * x + 4,5719$
T =	$0,0124 * x + 2,8323$
x =	Daya Pembangkit

Sebagai input awal untuk nilai ukuran utama pembangkit listrik terapung maka dimasukkan besaran daya pembangkit pada persamaan hasil regresi kapal pembanding. Untuk *powerbarge* yang akan menggunakan tiga turbin SGT-300 dengan kapasitas total 23.7 MW maka ukuran utama awalnya sebesar L = 53,21 m; B = 19,56 m; H = 4,94 m; dan T = 3,126 m. Sedangkan untuk *powerbarge* dengan dua turbin SGT-400 dengan kapasitas total 20,8 MW maka ukuran utama awal yang didapatkan sebesar L = 51,973 m; B = 19,24 m; H = 4,9 m; dan T = 3,09 m.

5.3.2. Analisis kapasitas minimum tangki LNG dan distribusi LNG

Turbin gas yang berbeda akan mempengaruhi kebutuhan kapasitas tangki LNG minimum. Besarnya kapasitas tangki LNG yang dibutuhkan dipengaruhi oleh tingkat konsumsi energi turbin setiap menghasilkan listrik sebesar 1 kWh dan frekuensi pengiriman pasokan LNG ke pembangkit. Data konsumsi energi setiap turbin seperti tercantum pada Bab 4. Sedangkan jumlah frekuensi pengiriman LNG didapatkan dari hasil analisis optimasi distribusi LNG. Dalam menentukan frekuensi pengiriman LNG dalam satu tahun, dilakukan analisis distribusi LNG untuk mencari biaya pengiriman per unit yang minimum.

5.3.2.1. Rute Pengiriman

Distribusi dilakukan dari dua alternatif asal ke tiga tujuan yang berbeda di tiga fase waktu pengiriman yang berbeda. Alternatif asal yang tersedia adalah Kilang LNG Bontang dan Kilang LNG Donggi-Senoro. Pengiriman fase 1 dari tahun ke-1 sampai tahun ke-5 ditujukan ke wilayah Waingapu. Pengiriman fase 2 dari tahun ke-6 sampai tahun ke-13 ditujukan ke wilayah Kalabahi.

Dan pengiriman fase 3 dari tahun ke-14 hingga tahun ke-20 ditujukan ke wilayah Labuan Bajo. Pengiriman LNG dilakukan dengan sistem *port to port* dan sistem *unloading* LNG dari kapal tanker ke *powerbarge* dilakukan dengan sistem *ship to ship*. Rute pengiriman LNG untuk ketiga fase dapat dilihat pada Gambar 5. 20. Sedangkan data pelabuhan asal dan tujuan dapat dilihat pada Tabel 5. 7. Data jarak yang tertera pada Tabel 5. 7 akan digunakan untuk menentukan durasi pelayaran kapal yang akan mempengaruhi frekuensi maksimal pelayaran kapal dalam satu tahun.



Gambar 5. 20. Rute Alternatif Asal & Tujuan Pengiriman Pasokan LNG

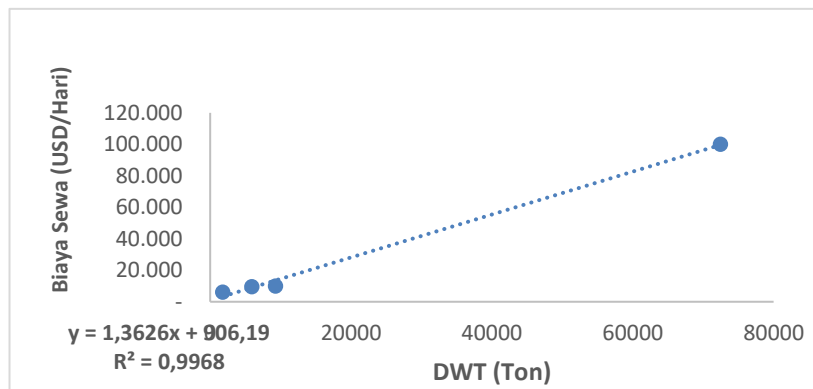
Tabel 5. 7. Asal Dan Tujuan Berdasarkan Rute Pengiriman Pasokan LNG

Opsi Kilang	Sarat (m)	Tujuan	Sarat (m)	Jarak (nm)
Kilang Donggi (DSLNG)	13-15 LWS	PLTMG Waingapu (Perairan Pelabuhan Waingapu)	6-12,5	735,23
Kilang Bontang	14 LWS			618,17
Kilang Tangguh	15 LWS			931,8
Kilang Donggi (DSLNG)	13-15 LWS	PLTU Alor (Perairan Pelabuhan Kalabahi)	6,5-10,5	451,32
Kilang Bontang	14 LWS			763,57
Kilang Tangguh	15 LWS			668,07
Kilang Donggi (DSLNG)	13-15 LWS	PLTMG MPP Flores (Perairan Pelabuhan Labuan Bajo)	6,0-10,0	675,78
Kilang Tangguh	15 LWS			918,63

5.3.2.2. Perhitungan Biaya Tetap Pengiriman Gas

Biaya tetap pada pengiriman bahan bakar LNG adalah harga sewa *time charter hire* (TCH) untuk masing-masing alternatif armada sewa kapal. Harga TCH untuk masing-masing armada kapal sewa didapatkan dari persamaan hasil analisis regresi harga kapal sewa LNG dengan DWT kapal LNG. Analisis regresi harga sewa kapal dilakukan untuk mencari hubungan antara variabel DWT kapal dengan harga sewa TCH kapal. Dalam melakukan regresi harga sewa, harga yang

digunakan merupakan harga sewa dari armada kapal LNG jenis DFDE, karena alternatif yang akan dipilih merupakan kapal gas tanker dari jenis yang sama. Hasil analisis regresi harga sewa dapat dilihat pada Gambar 5. 21 dan persamaan 5. 2. Sedangkan perhitungan harga sewa untuk masing-masing alternatif kapal LNG yang akan disewa berdasarkan persamaan regresi sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 5. 8.



Gambar 5. 21. Hubungan Variabel Harga Sewa Kapal terhadap Kapasitas DWT Kapal LNG

$$Y = 1,3626 x + 906,19$$

5. 2

Keterangan :

X = Variabel DWT kapal (ton)

Y = Harga sewa kapal (USD / Hari)

Tabel 5. 8. Rekap Perhitungan Harga Sewa Kapal

Kode Kapal	Nama Kapal	DWT (Ton)	Sewa per hari	Sewa per tahun
K1	MV Shinjumaru No.1	1.781	Rp 46.944.208	Rp 17.134.636.071
K2	MV Akebono Maru	2.528	Rp 61.281.707	Rp 22.367.823.148
K3	MV Coral Fraseri	10.441	Rp 213.159.389	Rp 77.803.177.026
K4	MV Coral Anthelia	6.554	Rp 138.554.492	Rp 50.572.389.648
K5	MV North Pioneer	1.938	Rp 49.957.578	Rp 18.234.516.086

5.3.2.3. Frekuensi Pengiriman LNG

Kebutuhan kapasitas tangki LNG yang akan dibangun di *Powerbarge* dipengaruhi oleh frekuensi pengiriman LNG dalam satu tahun. Frekuensi sendiri dalam analisis distribusi LNG dibedakan menjadi dua, yaitu frekuensi pengiriman berdasarkan *payload* kapal sewa dan frekuensi maksimal yang dapat dilakukan oleh kapal sewa. Frekuensi pengiriman berdasarkan

payload akan digunakan sebagai frekuensi pengiriman LNG dalam satu tahun. Sedangkan frekuensi maksimal kapal sewa akan digunakan sebagai batasan atau *constraint* pada perhitungan optimasi pengiriman LNG.

Nilai frekuensi berdasarkan *payload* terangkut merupakan hasil pembagian antara *demand* satu tahun dengan *payload* masing-masing kapal. Sedangkan frekuensi maksimal dihitung dari pembagian *round trip days* (RTD) dengan *commission day* dalam setahun, yang diasumsikan bernilai 330. Jumlah RTD merupakan jumlah dari *seatime* dan *port time* masing-masing kapal untuk seluruh rute dalam satu kali pelayaran.

Perhitungan *seatime* merupakan pembagian antara jarak setiap rute dengan kecepatan masing-masing kapal. Hasil perhitungan *seatime* untuk seluruh armada kapal sewa di setiap rute dapat dilihat pada lampiran perhitungan. Sedangkan perhitungan *port time* merupakan penjumlahan *approaching time*, *idle time*, dan *waiting time* dan waktu bongkar/muat. Dalam penelitian ini nilai *approaching time* yang dihitung hanya untuk pelabuhan asal sesuai dengan ketentuan masing-masing terminal LNG. Sedangkan *approaching time* untuk pelabuhan tujuan dianggap 0 karena kapal mengirim ke wilayah perairan yang sepi sehingga tidak ada antrian di alur pelayaran. Durasi *idle time sendiri* memiliki nilai 0 untuk muatan LNG karena proses bongkar muat LNG tidak sensitif terhadap faktor cuaca. Sedangkan untuk durasi *waiting time* di pelabuhan asal sesuai dengan data di Bab 4, dan di pelabuhan tujuan diasumsikan selama 1 jam. Pada perhitungan waktu bongkar muat, besarnya *payload* saat muat dan saat bongkar berbeda, yang disebabkan oleh *boil-off* dan *sloshing gas* selama di perjalanan. Hasil perhitungan *port time* sendiri terlampir pada bagian Lampiran.

Dengan menjumlahkan *seatime* dan *port time* masing-masing kapal pada masing-masing rute maka didapat durasi RTD. Hasil perhitungan RTD untuk masing-masing kapal di setiap rute dapat dilihat pada Tabel 5. 9. Dari besarnya RTD dapat dicari frekuensi maksimal masing-masing kapal di setiap rute, yang selanjutnya akan digunakan sebagai *constraint* pada optimasi. Jumlah frekuensi maksimal masing-masing kapal dapat dilihat pada Tabel 5. 11.

Tabel 5. 9. Durasi Pelayaran Kapal

Fase	Rute	Durasi Round Trip (Hari)				
		K1	K2	K3	K4	K5
1	Donggi-Waingapu Waingapu-Donggi	5,43	5,27	5,80	4,88	5,66
	Bontang-Waingapu Waingapu-Bontang	4,86	4,72	5,17	4,38	5,05
	Tangguh-Waingapu Waingapu-Tangguh	6,69	6,47	7,07	5,97	6,97

Tabel 5. 10. Durasi Pelayaran Kapal (lanjutan)

Fase	Rute	Durasi Round Trip (Hari)				
		K1	K2	K3	K4	K5
2	Donggi-Kalabahi Kalabahi-Donggi	3,62	3,53	3,95	3,30	3,75
	Bontang-Kalabahi Kalabahi-Bontang	5,79	5,61	6,12	5,19	6,02
	Tangguh-Kalabahi Kalabahi-Tangguh	5,00	4,85	5,36	4,50	5,21
3	Donggi-Labuan Bajo Labuan Bajo-Donggi	5,05	4,90	5,41	4,54	5,26
	Tangguh-Labuan Bajo Labuan Bajo-Tangguh	6,61	6,39	6,99	5,90	6,89

Tabel 5. 11. Frekuensi Pelayaran Kapal dalam Satu Tahun

Fase	Rute	Frekuensi Maksimal				
		K1	K2	K3	K4	K5
1	Donggi-Waingapu Waingapu-Donggi	61,00	63,00	57,00	68,00	59,00
	Bontang-Waingapu Waingapu-Bontang	68,00	70,00	64,00	76,00	66,00
	Tangguh-Waingapu Waingapu-Tangguh	50,00	52,00	47,00	56,00	48,00
2	Donggi-Kalabahi Kalabahi-Donggi	92,00	94,00	84,00	101,00	88,00
	Bontang-Kalabahi Kalabahi-Bontang	58,00	59,00	54,00	64,00	55,00
	Tangguh-Kalabahi Kalabahi-Tangguh	66,00	68,00	62,00	74,00	64,00
3	Donggi-Labuan Bajo Labuan Bajo-Donggi	66,00	68,00	61,00	73,00	63,00
	Tangguh-Labuan Bajo Labuan Bajo-Tangguh	50,00	52,00	48,00	56,00	48,00

5.3.2.4. Biaya Variabel Gas dan Pengiriman Gas

Biaya variabel dalam distribusi pengiriman bahan bakar LNG antara lain biaya pelabuhan, biaya bahan bakar, dan biaya pembelian gas. Biaya pelabuhan dihitung berdasarkan tarif yang berlaku di masing-masing pelabuhan, baik asal maupun tujuan. Hasil perhitungan biaya pelabuhan untuk masing-masing kapal di seluruh pelabuhan tertera pada bagian Lampiran. Sedangkan biaya bahan bakar dihitung berdasarkan konsumsi mesin utama dan mesin bantu masing-masing kapal. Harga MFO dan harga HSD yang digunakan adalah harga yang berlaku di wilayah 3 yang berlaku di wilayah Sulawesi dan Nusa Tenggara. Harga MFO yang berlaku di wilayah 3 adalah sebesar Rp 9.800,- per liter dan harga HSD di wilayah 3 sebesar Rp 11.500 per

liter. Perhitungan kebutuhan bahan bakar dan biaya bahan bakar untuk masing-masing alternatif kapal sewa di setiap rute tertera pada bagian Lampiran.

Biaya pembelian gas dihitung berdasarkan jumlah *payload* yang dimuat dari pelabuhan terminal LNG asal. Perhitungan biaya pembelian LNG dihitung berdasarkan harga LNG FOB (*Freight on board*) yang berlaku di masing-masing kilang. Total biaya pembelian gas bergantung pada opsi kapal yang terpilih untuk disewa dan frekuensi pengiriman LNG dalam satu tahun.

5.3.2.5. Optimasi Biaya Gas & Pengiriman Gas

Untuk mendapatkan biaya pembelian gas dan pengiriman gas yang minimum, dilakukan optimasi. Optimasi dilakukan dengan bantuan *tool Solver* pada *software* Microsoft Excel. Optimasi akan membantu pengambilan keputusan pemilihan asal Kilang LNG dan armada kapal sewa yang digunakan dengan total biaya yang minimum. Karena *powerbarge* direncanakan akan berpindah tempat, maka tujuan pengiriman LNG akan berpindah pula. Maka dari itu pada perhitungan optimasi distribusi LNG dilakukan sebanyak 3 kali yang dibagi menjadi 3 fase, yaitu :

1. Fase 1 yang berlangsung dari tahun-1 sampai tahun ke-5. Pada fase ini pengiriman LNG akan di tujukan ke wilayah Waingapu. Untuk optimasi fase 1 komponen biaya dihitung berdasarkan harga yang berlaku saat ini.

2. Fase 2 yang berlangsung dari tahun ke-6 hingga tahun ke-13. Pada fase ini pengiriman LNG akan ditujukan ke wilayah Kalabahi. Untuk optimasi fase 2 digunakan biaya-biaya yang berlaku di tahun ke-6. Adapun untuk mendapatkan biaya di tahun ke-6, dihitung kenaikan biaya berdasarkan asumsi yang tertera pada Tabel 5. 12.

3. Fase 3 yang berlangsung dari tahun ke-14 sampai tahun ke-20. Pada fase ini pengiriman LNG akan ditujukan ke wilayah Labuan Bajo. Untuk ooptimasi fase 3 digunakan biaya-biaya yang berlaku di tahun ke-14. Adapun untuk mendapatkan biaya di tahun ke-14, dihitung kenaikan biaya berdasarkan asumsi yang tertera pada Tabel 5. 12.

Tabel 5. 12. Asumsi Kenaikan Komponen Biaya

Asumsi-asumsi % kenaikan biaya		
Harga Gas =	1,75%	per tahun
Harga BBM =	5%	per tahun
Biaya Pelabuhan =	5%	per 2 tahun
Charter Rate =	4,78%	per tahun

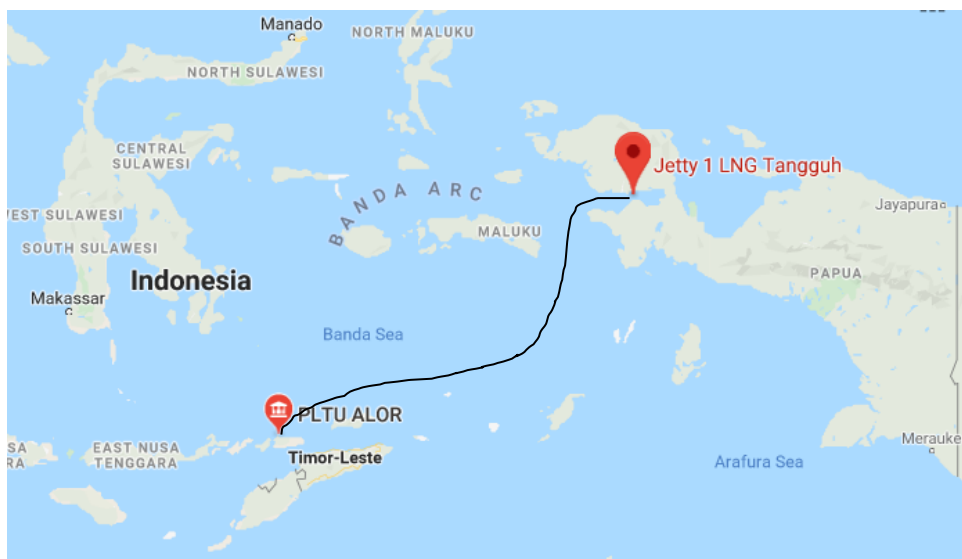
Dari optimasi yang dilakukan untuk fase 1, fase 2, dan fase 3, keputusan yang diambil adalah :



Gambar 5. 22. Pola Operasi pengiriman LNG menuju *Powerbarge* untuk fase-1

1. Pengiriman gas untuk fase-1 (Gambar 5. 22) :

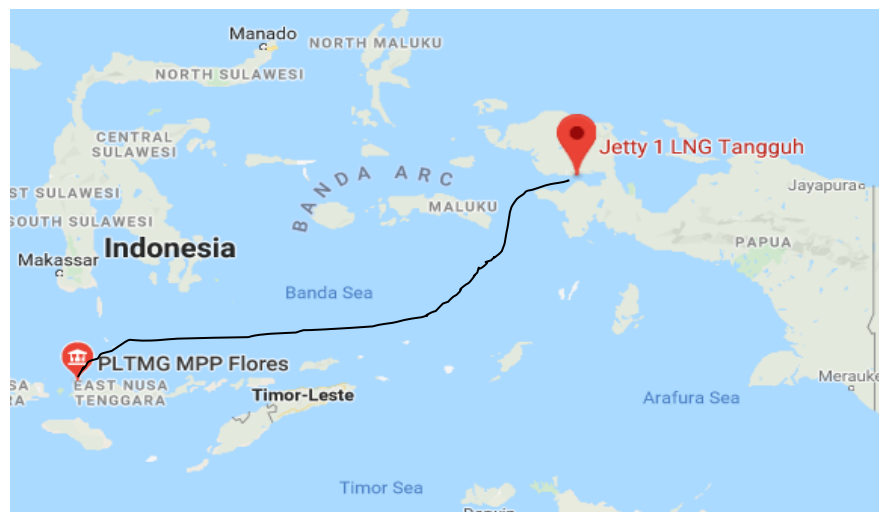
- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-300 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 40 kali dalam setahun baik untuk skenario 1 dan 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang Tangguh.
- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-400 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 31 kali dalam setahun baik untuk skenario 1 dan 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang Tangguh.



Gambar 5. 23. Pola Operasi pengiriman LNG menuju *Powerbarge* untuk fase-2

2. Pengiriman gas untuk fase-2 (Gambar 5. 23) :

- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-300 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 40 kali dalam setahun untuk skenario 1 dan 27 kali untuk skenario 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang Tangguh.
- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-400 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 31 kali dalam setahun untuk skenario 1 dan 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang Tangguh.



Gambar 5. 24. Pola Operasi pengiriman LNG menuju *Powerbarge* untuk fase-3

3. Pengiriman gas untuk fase-3 (Gambar 5. 24) :

- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-300 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 40 kali dalam setahun baik untuk skenario 1 dan 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang DSLNG (Donggi-Senoro).
- Pengiriman LNG bila *powerbarge* menggunakan generator set SGT-400 maka LNG akan dipasok menggunakan kapal K1 (MV Shinjumaru No. 1) sebanyak 31 kali dalam setahun baik untuk skenario 1 dan 2, dimana LNG akan dikirim dari Kilang DSLNG (Donggi-Senoro).

Dari hasil ketiga optimasi yang dilakukan untuk ketiga fase untuk masing-masing generator turbin, maka kebutuhan kapasitas tangka LNG minimum yang harus tersedia pada *powerbarge* tersaji dalam Tabel 5. 13.

Tabel 5. 13. Kebutuhan Kapasitas Minimum Tangka LNG Pada *Powerbarge*

Generator Set Turbin	Kapasitas Tangki LNG Minimum
SGT-300	2716,9 m ³
SGT-400	2702,8 m ³

5.3.3. Perhitungan Teknis Pembangunan Kapal

Pada bagian sebelumnya telah didapat ukuran utama awal melalui hasil regresi, kebutuhan kapasitas tangki LNG minimum, dan kebutuhan luasan ruang yang dibutuhkan untuk masing-masing generator set turbin. Maka dilakukan perhitungan teknis pembangunan kapal baru menggunakan ukuran utama awal yang telah dilakukan sebelumnya. Dengan ukuran utama sementara, dicocokkan apakah dengan ukuran tersebut kapasitas tangki LNG memenuhi atau tidak. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, dengan ukuran utama sementara maka volume kapasitas tangki LNG belum dapat memenuhi kebutuhan minimum kapasitas tangki yang dibutuhkan. Maka dari itu dilakukan koreksi terhadap ukuran utama dengan metode optimisasi agar kapasitas tangki memenuhi kebutuhan minimum. Dalam perhitungan kapal dihitung perbandingan ukuran utama, koefisien-koefisien kapal, jumlah crew, kapasitas tangki, berat LWT dan DWT, pusat gravitasi dan pusat apung kapal (KG, LCG, LCB). Rekap hasil koreksi ukuran utama dan komponen lainnya dapat dilihat pada Tabel 5. 14. Sedangkan perhitungan teknis pembangunan kapal selengkapnya tercantum pada bagian Lampiran.

Tabel 5. 14. Rekap Ukuran Utama Kapal Setelah Dikoreksi

Komponen	3 X SGT-300 (7,9 MW)	2 X SGT-400 (10,4 MW)
Lpp (m)	54,82	53,22
B (m)	19,78	20,16
H (m)	5,35	5,44
T (m)	3,24	3,51
C _B	0,9	0,90
C _P	0,91	0,91
C _{WP}	0,93	0,93
L _{WL} (m)	57,01	63,41
Disp (ton)	3375,54	3616,69
Vol Disp (m ³)	3293,20	3528,48
DWT (ton)	1453,17	1424,729
LWT (ton)	678,67	666,94
GT	2170,39	2175,03
NT	677,90	687,30
Freeboard	2,1	1,93
Kapasitas Tangki m ³	2716,95	2702,79

5. 4. Analisis Biaya

Dalam mengoptimalkan ukuran kapal, maka dicari ukuran utama kapal yang menghasilkan kebutuhan biaya yang minimum. Terdapat dua jenis biaya yang dihitung, yaitu biaya investasi kapal dan biaya operasional kapal. Dalam perhitungan biaya investasi kapal komponen biaya yang dihitung antara lain biaya pembangunan kapal, biaya tangki LNG, biaya vaporizer, biaya turbin gas, biaya instalasi listrik, dan biaya peralatan dan perlengkapan kapal. Selanjutnya total biaya kapal dari komponen yang telah disebutkan ditambahkan dengan biaya komisi galangan, biaya inflasi, biaya pajak, dan biaya tak terduga. Dari perhitungan yang telah dilakukan dalam penelitian, untuk kapal *powerbarge* 23.7 MW membutuhkan biaya investasi sebesar Rp 20.575.625.941,50. Sedangkan untuk pembangunan *powerbarge* 20.8 MW membutuhkan biaya investasi sebesar Rp 19.899.278.54,6. Rincian perhitungan biaya investasi terlampir pada bab Lampiran.

Selain biaya investasi, biaya operasional kapal *powerbarge* dihitung. Adapun komponen biaya operasional yang dihitung adalah biaya gas & pengirimannya, biaya gaji crew, biaya perawatan dan perbaikan kapal, biaya asuransi kapal, biaya logistik awak kapal, biaya air bersih, dan *general cost*. Biaya gas dan pengirimannya dihitung sesuai dengan hasil pada sub-bab 5.3.2.5. Sedangkan untuk perhitungan komponen biaya lain penulis menggunakan asumsi-asumsi yang tertera pada Tabel 5. 15. Rincian perhitungan biaya operasional lainnya tertera pada bab Lampiran.

Tabel 5. 15. Asumsi yang Digunakan Dalam Perhitungan Biaya Operasional *Powerbarge*

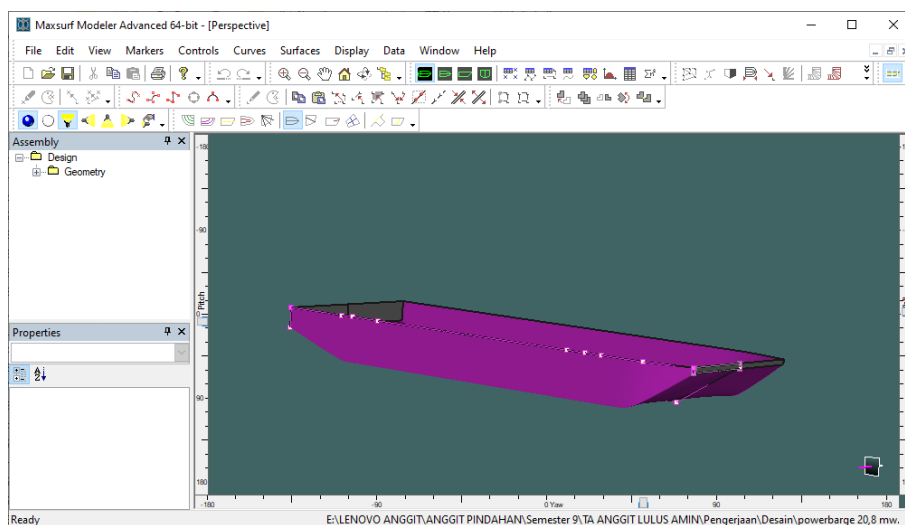
Gaji Crew	Rp 6.000.000	per bulan; 13 bulan
Repair & Maintenance	2%	biaya modal
Asuransi Kapal	1,50%	biaya modal
Logistik Awak Kapal	Rp 75.000	per orang / hari
Kebutuhan Air bersih	0,2	ton /orang/ hari
Harga Air	Rp 22.500	per ton
General Cost	Rp 500.000	per hari
WACC	11.5 %	

Dari perhitungan seluruh komponen biaya yang dilakukan dicari biaya satuan (*Unit Cost*) dari masing-masing alternatif kapal. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, untuk skenario 1 kapal *Powerbarge* 23.7 MW menghasilkan biaya satuan produksi sebesar Rp 1.356,31 per kWh listrik yang dihasilkan. Sedangkan kapal *Powerbarge* 20.8 MW menghasilkan biaya satuan produksi sebesar Rp 1.234,88 per kWh listrik yang dihasilkan. Bila *powerbarge* dioperasikan dengan *load factor* 100% maka *powerbarge* yang lebih optimum adalah *powerbarge* 20,8 MW. Akan tetapi kedua *powerbarge* memiliki *unit cost* yang lebih terjangkau bila dibandingkan dengan Tarif Dasar Listrik (TDL) PLN, yaitu sebesar Rp 1.467,28 per kWh.

Sedangkan perhitungan pada skenario 2, *Powerbarge* 20,8 MW menghasilkan biaya satuan produksi sebesar Rp 1.46,71 per kWh dan untuk *Powerbarge* 23,7 MW biaya satuan produksi yang dihasilkan sebesar Rp 1.543,74 per kWh. Bila *powerbarge* hanya dioperasikan sesuai dengan besarnya permintaan listrik di masing-masing wilayah, maka *powerbarge* 20,8 MW masih menjadi pilihan *powerbarge* yang optimum.

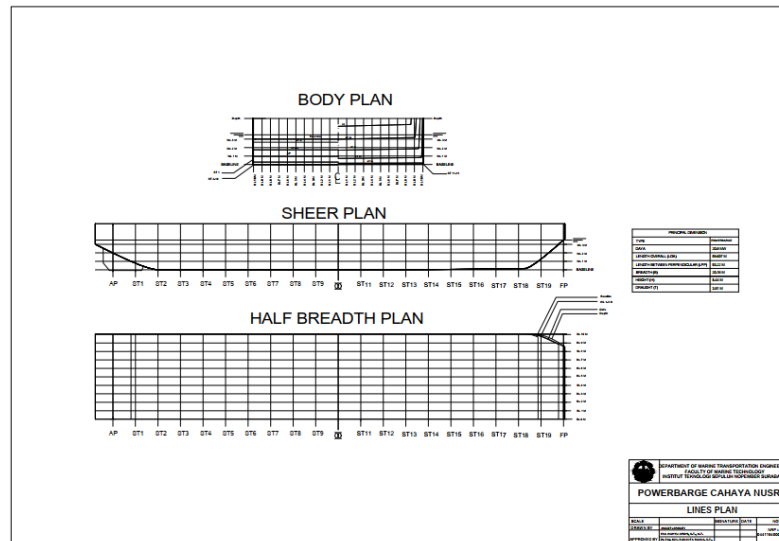
5. 5. Pembuatan *Lines Plan* dan *General Arrangement*

Pembuatan *linesplan* dan *general arrangement* dimulai dengan pembuatan desain *powerbarge* tiga dimensi dengan bantuan *software* Maxsurf. Bentuk *barge* yang menyerupai kubus atau kotak memudahkan pembuatan desain dengan bantuan *template surface box* yang sudah disediakan Maxsurf. Bentuk dari *surface box* dapat dimodifikasi sedikit, khususnya pada bagian haluan dan buritan *barge*. Ukuran utama, posisi *after peak* dan *fore peak barge*, jumlah *station*, *buttock lines*, dan *waterlines* diatur sesuai dengan kebutuhan. Desain tiga dimensi hasil pemodelan dari *software* Maxsurf dapat diterima apabila pengukuran pada *software* Maxsurf (seperti *displacement*, *volume*, Cp, Cb,dll) mendekati dengan hasil perhitungan yang telah dilakukan sebelumnya. Hasil pemodelan tiga dimensi dari *powerbarge* 20,8 MW dapat dilihat pada Gambar 5. 25.



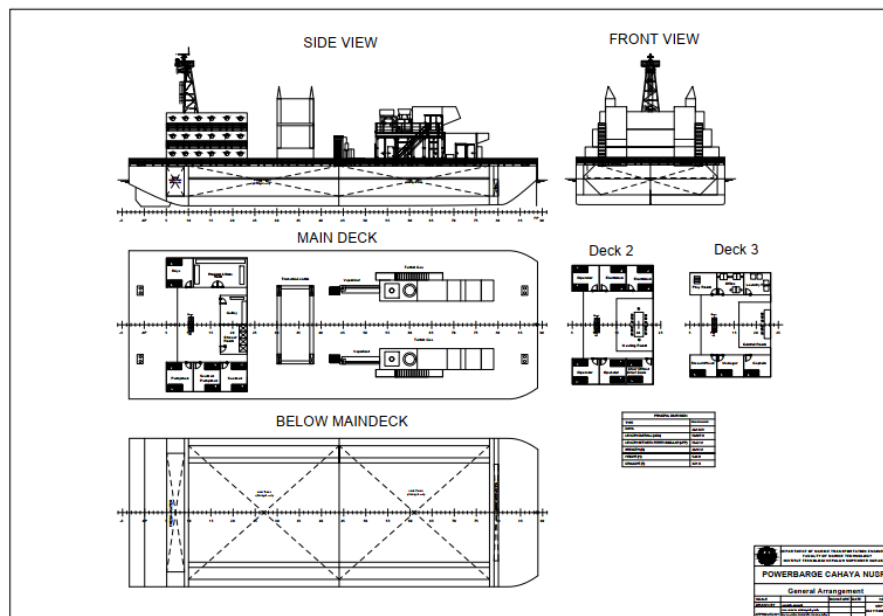
Gambar 5. 25. Desain tiga dimensi *powerbarge* pada Maxsurf

Apabila hasil pemodelan pada Maxsurf sudah mendekati perhitungan maka gambar tiga dimensi pada Maxsurf dapat diekspor ke dalam rancangan dua dimensi yang berbentuk *lines plan*. Selanjutnya desain *linesplan* dilanjutkan dengan bantuan *software* Autocad. Pada *software* Autocad *linesplan* dapat diberi tambahan keterangan yang diperlukan. Hasil rancangan *linesplan* dapat dilihat pada Gambar 5. 26.



Gambar 5. 26. Hasil rancangan *linesplan* powerbarge 20,8 MW

Dari rancangan *linesplan* dapat dibuat rancangan *general arrangement*. Pada tahap merancang *general arrangement* digambarkan pembagian ruang pada *barge* sesuai dengan tata letak yang telah diperhitungkan dalam perhitungan teknis *powerbarge*. Pembuatan *general arrangement* menggunakan bantuan garis *barge* terluar pada *bodyplan*, *sheerplan*, dan *half breadth plan* pada *linesplan*. Hasil dari penggambaran *general arrangement* dari *powerbarge* 20,8 MW dapat dilihat pada Gambar 5. 27.



Gambar 5. 27. Gambar *general arrangement* powerbarge 20,8 MW

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan analisa dan perhitungan yang telah dilakukan dalam penelitian Tugas Akhir ini, maka dapat ditarik kesimpulan :

1. Pada tahun 2017 Provinsi NTT mengalami defisit energi listrik di wilayah Sumba, Timor, dan Flores Timur. Berdasarkan metode analisis ekonometri dan perbandingan *gap analysis* dalam 10 tahun masa tinjauan (tahun 2019-2029) wilayah NTT akan mengalami deficit listrik di wilayah Sumba, Flores Timur, dan Flores Barat secara bergantian. Defisit listrik yang terjadi di NTT disebabkan oleh tiga hal yaitu keterlambatan pembangunan pembangkit listrik di darat, berakhirnya masa kontrak pembangkit listrik sewa, dan pertumbuhan kebutuhan energi listrik yang pesat. Defisit terbesar dalam tahun 2019-2029 terjadi di wilayah Sumba yaitu sebesar 18,72 MW. Setelah melalui 10 tahun masa tinjauan (2019-2029) deficit listrik kembali terjadi merata di seluruh wilayah di NTT. Defisit listrik tahun 2029-2039 di seluruh wilayah NTT terjadi akibat belum adanya perencanaan pengembangan pembangkit oleh pemerintah untuk tahun 2029-2039.

2. Dari hasil analisis yang telah dilakukan, *powerbarge* direncanakan beroperasi di wilayah yang berbeda di NTT di fase waktu yang berbeda. Pada fase-1 *powerbarge* akan beroperasi di Wilayah Sumba selama 5 tahun dan memasok daya listrik sebesar 18,72 MW. Kemudian pada tahun 2024 hingga 2031 *powerbarge* akan berpindah ke Wilayah Flores Timur pada Fase-2 dan memasok listrik sebesar 13,18 MW. Fase-3 dimulai pada tahun 2032 hingga 2039 dimana *powerbarge* beroperasi di Flores Barat dan *powerbarge* dioperasikan dengan *load factor* penuh setelah dikurangi dengan *potential loss* akibat pemakaian sendiri.

3. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, kapal *powerbarge* 20.8 MW (2 x SGT-400 10.4 MW) merupakan kapal optimum, dengan ukuran utama LPP = 53,22 m; B = 20,16 m; H = 5,44 m; dan T = 3,51 m dengan biaya satuan produksi sebesar Rp 1.234,88 per kWh untuk skenario 1 dan Rp 1.463,71 untuk skenario 2.

6.2.Saran

Penelitian dalam Tugas Akhir ini masih terdapat beberap kekurangan. Untuk itu penulis mengusulkan beberapa saran untuk penelitian selanjutnya, yaitu :

1. Proyeksi kebutuhan listrik dapat diperdetail dengan menambahkan variabel lain di luar variabel jumlah penduduk dan PDRB.
2. Konstruksi bangunan *barge* yang belum dianalisis dapat ditinjau lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

- Admin (2016, Juli 22). *Jacona (YFP-1)*. Dipetik pada Maret 1, 2018, dari navsource : <http://www.navsource.org/archives/14/3901.html>
- Afandi, A.N. ST, MT, METF. 2005. *Sistem Tenaga Listrik : Operasi Sistem & Pengendalian*. Universitas Negri Malang : Malang
- Anonim. 1931. *Floating Power Plant, the Jacona*. 55(2):217-218
- Artana, Dr. Ketut Buda, Prof. Ir. Soegiono. 2006. *Transportasi LNG Indonesia*. Airlangga University Press : Surabaya.
- Fitrianto, Kurniawan. 2007. *Perkiraan Kebutuhan Energi Listrik Tahun 2006-2015 pada PT.PLN (Persero) Unit Pelayanan Jaringan (UPJ) di Wilayah Kota Semarang dengan Metode Gabungan*. Universitas Diponegoro : Semarang
- Marsudi. (2005). *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga.
- Putra, K. G Trisna Upadana, dkk. 2018. *Analisa Pembangkit Listrik Tenaga Diesel Gas dengan Menggunakan Bahan Bakar LNG dan Minyak Solar di PT. Indonesia Power Unit Pembangkita Balli*. 4(1) : 31-36
- Syahputra, DR. Ramadoni. 2017. *Transmisi dan Distribusi Tenaga Listrik*. LP3M UMY : D.I Yogyakarta

- I. Lampiran Analisis Regresi Berganda pada SPSS**
- II. Lampiran Analisis Distribusi LNG**
- III. Lampiran Perhitungan Teknis & Investasi Powerbarge**
- IV. Lampiran Rancangan Lines Plan dan General Arrangement Powerbarge**

I. Lampiran Analisis Regresi Berganda pada SPSS

Analisis Regresi Berganda dengan PCA pada SPSS Wilayah Flores Timur

KMO and Bartlett's Test

Kaiser-Meyer-Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.500
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	19.388
	df	1
	Sig.	.000

Anti-image Matrices

		Penduduk	PDRB
Anti-image Covariance	Penduduk	.013	-.013
	PDRB	-.013	.013
Anti-image Correlation	Penduduk	.500 ^a	-.993
	PDRB	-.993	.500 ^a

a. Measures of Sampling Adequacy(MSA)

Communalities

	Initial	Extraction
Penduduk	1.000	.997
PDRB	1.000	.997

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Total Variance Explained

Component	Initial Eigenvalues			Extraction Sums of Squared Loadings		
	Total	% of Variance	Cumulative %	Total	% of Variance	Cumulative %
1	1.993	99.663	99.663	1.993	99.663	99.663
2	.007	.337	100.000			

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Component Score Coefficient Matrix

	Component
	1
Penduduk	.501
PDRB	.501

Extraction Method:
Principal Component
Analysis.
Rotation Method:
Varimax with Kaiser
Normalization.
Component Scores.

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	.964 ^a	.930	.916	6474238.157	.930	66.353	1	5	.000

a. Predictors: (Constant), F

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	2.781E+15	1	2.781E+15	66.353	.000 ^b
	Residual	2.096E+14	5	4.192E+13		
	Total	2.991E+15	6			

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

b. Predictors: (Constant), F

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	95.0% Confidence Interval for B	
		B	Std. Error	Beta			Lower Bound	Upper Bound
1	(Constant)	-109714600	29305911.90		-3.744	.013	-185047845	-34381355.2
	F	53.888	6.616	.964	8.146	.000	36.883	70.894

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

Analisis Regresi Berganda dengan PCA pada SPSS Wilayah Flores Barat

KMO and Bartlett's Test

Kaiser-Meyer-Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.500
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	19.580
	df	1
	Sig.	.000

Anti-image Matrices

		Penduduk	PDRB
Anti-image Covariance	Penduduk	.013	-.013
	PDRB	-.013	.013
Anti-image Correlation	Penduduk	.500 ^a	-.994
	PDRB	-.994	.500 ^a

a. Measures of Sampling Adequacy(MSA)

Communalities

	Initial	Extraction
Penduduk	1.000	.997
PDRB	1.000	.997

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Total Variance Explained

Component	Initial Eigenvalues			Extraction Sums of Squared Loadings		
	Total	% of Variance	Cumulative %	Total	% of Variance	Cumulative %
1	1.994	99.677	99.677	1.994	99.677	99.677
2	.006	.323	100.000			

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Component Score Coefficient Matrix

	Component
	1
Penduduk	.501
PDRB	.501

Extraction Method:
Principal Component
Analysis.
Rotation Method:
Varimax with Kaiser
Normalization.
Component Scores.

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	.964 ^a	.929	.914	8656755.053	.929	65.104	1	5	.000

a. Predictors: (Constant), F

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	4.879E+15	1	4.879E+15	65.104	.000 ^b
	Residual	3.747E+14	5	7.494E+13		
	Total	5.254E+15	6			

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

b. Predictors: (Constant), F

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	95,0% Confidence Interval for B	
		B	Std. Error	Beta			Lower Bound	Upper Bound
1	(Constant)	-147133784	36490052.24		-4.032	.010	-240934450	-53333118.8
	F	44.101	5.466	.964	8.069	.000	30.051	58.151

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

Analisis Regresi Berganda dengan PCA pada SPSS Wilayah Timor (Kupang)

KMO and Bartlett's Test

Kaiser-Meyer-Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.500
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	25.271
	df	1
	Sig.	.000

Anti-image Matrices

		Penduduk	PDRB
Anti-image Covariance	Penduduk	.004	-.004
	PDRB	-.004	.004
Anti-image Correlation	Penduduk	.500 ^a	-.998
	PDRB	-.998	.500 ^a

a. Measures of Sampling Adequacy(MSA)

Communalities

	Initial	Extraction
Penduduk	1.000	.999
PDRB	1.000	.999

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Total Variance Explained

Component	Initial Eigenvalues			Extraction Sums of Squared Loadings		
	Total	% of Variance	Cumulative %	Total	% of Variance	Cumulative %
1	1.998	99.909	99.909	1.998	99.909	99.909
2	.002	.091	100.000			

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Component Score Coefficient Matrix

	Component
	1
Penduduk	.500
PDRB	.500

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.
Component Scores.

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	.963 ^a	.928	.914	26965705.51	.928	64.730	1	5	.000

a. Predictors: (Constant), F

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	4.707E+16	1	4.707E+16	64.730	.000 ^b
	Residual	3.636E+15	5	7.271E+14		
	Total	5.070E+16	6			

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

b. Predictors: (Constant), F

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	95.0% Confidence Interval for B	
		B	Std. Error	Beta			Lower Bound	Upper Bound
1	(Constant)	-356869379	95439091.67		-3.739	.013	-602203374	-111535383
	F	50.949	6.333	.963	8.045	.000	34.671	67.228

a. Dependent Variable: Demand_Listrik

II. Lampiran Analisis Distribusi LNG

Perhitungan Seetime

Seatime							
Fase	Rute	Jarak (nm)	Waktu Berlayar (Jam)				
			K1	K2	K3	K4	K5
Fase 1	Donggi-Waingapu	735,23	58,82	55,70	59,29	50,71	61,78
	Waingapu-Donggi	735,23	54,06	52,14	55,28	47,43	56,56
	Total per Round Trip	1470,46	112,88	107,84	114,57	98,14	118,34
	Bontang-Waingapu	618,17	49,45	46,83	49,85	42,63	51,95
	Waingapu-Bontang	618,17	45,45	43,84	46,48	39,88	47,55
	Total per Round Trip	1236,34	94,91	90,67	96,33	82,51	99,50
	Tangguh-Waingapu	931,8	74,54	70,59	75,15	64,26	78,30
	Waingapu-Tangguh	931,8	68,51	66,09	70,06	60,12	71,68
	Total per Round Trip	1863,6	143,06	136,68	145,21	124,38	149,98
Fase 2	Donggi-Kalabahi	451,32	36,11	34,19	36,40	31,13	37,93
	Kalabahi-Donggi	451,32	33,19	32,01	33,93	29,12	34,72
	Total per Round Trip	902,64	69,29	66,20	70,33	60,24	72,64
	Bontang-Kalabahi	763,57	61,09	57,85	61,58	52,66	64,17
	Kalabahi-Bontang	763,57	56,14	54,15	57,41	49,26	58,74
	Total per Round Trip	1527,14	117,23	112,00	118,99	101,92	122,90
	Tangguh-Kalabahi	668,07	53,45	50,61	53,88	46,07	56,14
	Kalabahi-Tangguh	668,07	49,12	47,38	50,23	43,10	51,39
	Total per Round Trip	1336,14	102,57	97,99	104,11	89,18	107,53
Fase 3	Donggi-Labuan Bajo	675,78	54,06	51,20	54,50	46,61	56,79
	Labuan Bajo-Donggi	675,78	49,69	47,93	50,81	43,60	51,98
	Total per Round Trip	1351,56	103,75	99,12	105,31	90,20	108,77
	Tangguh-Labuan Bajo	918,63	73,49	69,59	74,08	63,35	77,20
	Labuan Bajo-Tangguh	918,63	67,55	65,15	69,07	59,27	70,66
	Total per Round Trip	1837,26	141,04	134,74	143,15	122,62	147,86

Optimasi Distribusi Gas Fase 1 Powerbarge 20,8 MW

Demand/ hari 230,817 m³
 Demand/ th 76.170 m³
 1.614.796 mmbtu

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuhan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi-Waingapu	K1	2487,24	2480,39	5,43	Rp 17.134.636.071	Rp 846.724.105	Rp 2.781.772	31,00	61,00	0	0
	K2	3515,26	3505,97	5,27	Rp 22.367.823.148	Rp 1.222.652.213	Rp 4.456.010	22,00	63,00	0	0
	K3	9800,00	9771,34	5,80	Rp 77.803.177.026	Rp 2.408.688.683	Rp 7.955.210	8,00	57,00	0	0
	K4	6443,50	6427,41	4,88	Rp 50.572.389.648	Rp 1.995.684.142	Rp 5.234.282	12,00	68,00	0	0
	K5	2461,76	2454,68	5,66	Rp 18.234.516.086	Rp 1.027.992.413	Rp 2.830.012	32,00	59,00	0	0
Bontang	K1	2487,24	2480,93	4,86	Rp 17.134.636.071	Rp 731.456.616	Rp 2.093.100	31,00	68,00	0	0
	K2	3515,26	3506,67	4,72	Rp 22.367.823.148	Rp 1.056.537.464	Rp 2.910.750	22,00	70,00	0	0
	K3	9800,00	9775,24	5,17	Rp 77.803.177.026	Rp 2.057.127.820	Rp 6.496.750	8,00	64,00	0	0
	K4	6443,50	6428,59	4,38	Rp 50.572.389.648	Rp 1.724.448.046	Rp 3.588.350	12,00	76,00	0	0
	K5	2461,76	2455,26	5,05	Rp 18.234.516.086	Rp 887.181.873	Rp 2.135.100	32,00	66,00	0	0
Tangguh	K1	2487,24	2478,76	6,69	Rp 17.134.636.071	Rp 1.059.965.911	Rp 2.547.100	31,00	50,00	1	31
	K2	3515,26	3503,78	6,47	Rp 22.367.823.148	Rp 1.529.328.256	Rp 3.364.750	22,00	52,00	0	0
	K3	9800,00	9764,86	7,07	Rp 77.803.177.026	Rp 3.023.392.335	Rp 6.496.750	8,00	47,00	0	0
	K4	6443,50	6423,77	5,97	Rp 50.572.389.648	Rp 2.494.118.486	Rp 4.042.350	12,00	56,00	0	0
	K5	2461,76	2452,99	0,00	Rp 18.234.516.086	Rp 1.287.526.393	Rp 2.589.100	32,00	48,00	0	0
										1	31

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)	Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuhan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
77104,44	76841,6821	Rp 32.858.943.249	Rp 78.960.100	Rp 117.738.843.644	Rp 167.811.383.064
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	76841,6821		Z		Rp 167.811.383.064
d/m mmbtu	1.629.044			Unit Cost/m ³	Rp 2.203.128,02
				Unit Cost/MMBTU	\$ 7,38

Optimasi Distribusi Gas Fase 2 Powerbarge 20,8 MW

Demand/ hari 230,817 m³
 Demand/ th 76.170 m³
 1.614.796 mmbtu

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuhan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi-Kalabahi	K1	2487,24	2482,75	3,62	Rp 21.640.478.295	Rp 687.577.138	Rp 3.066.904	31,00	92,00	0	0
	K2	3515,26	3509,12	3,53	Rp 28.249.820.385	Rp 995.134.402	Rp 4.912.751	22,00	94,00	0	0
	K3	9800,00	9780,69	3,95	Rp 98.262.837.729	Rp 1.941.045.383	Rp 7.856.647	8,00	84,00	0	0
	K4	6443,50	6432,67	3,30	Rp 63.871.254.459	Rp 1.628.261.392	Rp 5.770.796	12,00	101,00	0	0
	K5	2461,76	2457,13	3,75	Rp 23.029.590.354	Rp 833.593.441	Rp 3.120.088	31,00	88,00	0	0
Bontang-Kalabahi	K1	2487,24	2479,73	5,79	Rp 21.640.478.295	Rp 1.134.854.902	Rp 2.307.643	31,00	58,00	0	0
	K2	3515,26	3505,06	5,61	Rp 28.249.820.385	Rp 1.637.955.916	Rp 3.209.102	22,00	59,00	0	0
	K3	9800,00	9769,08	6,12	Rp 98.262.837.729	Rp 3.205.774.179	Rp 6.783.881	8,00	54,00	0	0
	K4	6443,50	6425,90	5,19	Rp 63.871.254.459	Rp 2.671.426.745	Rp 3.956.156	12,00	64,00	0	0
	K5	2461,76	2454,01	6,02	Rp 23.029.590.354	Rp 1.377.306.169	Rp 2.353.948	32,00	55,00	0	0
Tangguh-Kalabahi	K1	2487,24	2480,95	5,00	Rp 21.640.478.295	Rp 987.673.491	Rp 2.808.178	31,00	66,00	1	31
	K2	3515,26	3506,71	4,85	Rp 28.249.820.385	Rp 1.426.721.263	Rp 3.709.637	22,00	68,00	0	0
	K3	9800,00	9773,55	5,36	Rp 98.262.837.729	Rp 2.806.121.173	Rp 7.162.667	8,00	62,00	0	0
	K4	6443,50	6428,65	4,50	Rp 63.871.254.459	Rp 2.329.710.751	Rp 4.456.691	12,00	74,00	0	0
	K5	2461,76	2455,26	5,21	Rp 23.029.590.354	Rp 1.198.837.020	Rp 2.854.483	32,00	64,00	0	0
										1	31

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)	Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuhan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
77104,44	76909,4647	Rp 30.617.878.218	Rp 87.053.510	Rp 128.294.057.130	Rp 180.639.467.154
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
76909,4647				Z	Rp 180.639.467.154
dln mmbtu	1.630.481			Unit Cost/m3	Rp 2.371.542,77
				Unit Cost/MMBTU	\$ 7,94

Optimasi Distribusi Gas Fase 3 Powerbarge 20,8 MW

Demand/ hari 230,817 m³
 Demand/ th 76.170 m³
 1.614.796 mmbtu

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuhan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi- Kalabahi	K1	2487,24	2480,89	5,05	Rp 31.440.830.420	Rp 1.475.014.981	Rp 3.727.841	31,00	66,00	1	31
	K2	3515,26	3506,63	4,90	Rp 41.043.354.033	Rp 2.130.598.916	Rp 5.971.480	22,00	68,00	0	0
Donggi	K3	9800,00	9773,30	5,41	Rp 142.763.259.453	Rp 4.191.382.602	Rp 9.549.803	8,00	61,00	0	0
	K4	6443,50	6428,51	4,54	Rp 92.796.714.228	Rp 3.478.908.131	Rp 7.014.438	12,00	73,00	0	0
	K5	2461,76	2455,19	5,26	Rp 33.459.031.500	Rp 1.790.423.464	Rp 3.792.487	32,00	63,00	0	0
Tangguh- Kalabahi	K1	2487,24	2478,87	6,61	Rp 31.440.830.420	Rp 1.971.783.552	Rp 3.413.358	31,00	50,00	0	0
	K2	3515,26	3503,93	6,39	Rp 41.043.354.033	Rp 2.845.032.084	Rp 4.509.087	22,00	52,00	0	0
Tangguh	K3	9800,00	9765,30	6,99	Rp 142.763.259.453	Rp 5.623.397.552	Rp 8.706.266	8,00	48,00	0	0
	K4	6443,50	6424,01	5,90	Rp 92.796.714.228	Rp 4.640.061.849	Rp 5.417.136	12,00	56,00	0	0
	K5	2461,76	2453,10	6,89	Rp 33.459.031.500	Rp 2.395.034.379	Rp 3.469.642	32,00	48,00	0	0
										1	31

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)
77104,44	76907,4831
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0
0	76907,4831
dlm mmbtu	1.630.439

Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuhan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
Rp 45.725.464.403	Rp 115.563.056	Rp 162.823.957.384	Rp 240.105.815.264
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
		Z	Rp 240.105.815.264
		Unit Cost/m ³	Rp 3.152.252,48
		Unit Cost/MMBTU	\$ 10,56

Optimasi Distribusi Gas Fase 1 Powerbarge 23,7 MW

Demand/ hari	299,389 m ³
Demand/ th	98.798 m ³
	2.094.523 mmbtu

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuhan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi	K1	2487,24	2480,39	5,43	Rp 17.134.636.071	Rp 846.724.105	Rp 2.781.772	40,00	61,00	0	0
	K2	3515,26	3505,97	5,27	Rp 22.367.823.148	Rp 1.222.652.213	Rp 4.456.010	29,00	63,00	0	0
Waingapu	K3	9800,00	9771,34	5,80	Rp 77.803.177.026	Rp 2.408.688.683	Rp 7.955.210	11,00	57,00	0	0
	K4	6443,50	6427,41	4,88	Rp 50.572.389.648	Rp 1.995.684.142	Rp 5.234.282	16,00	68,00	0	0
Donggi	K5	2461,76	2454,68	5,66	Rp 18.234.516.086	Rp 1.027.992.413	Rp 2.830.012	41,00	59,00	0	0
	K1	2487,24	2480,93	4,86	Rp 17.134.636.071	Rp 731.456.616	Rp 2.093.100	40,00	68,00	0	0
Bontang	K2	3515,26	3506,67	4,72	Rp 22.367.823.148	Rp 1.056.537.464	Rp 2.910.750	29,00	70,00	0	0
	K3	9800,00	9775,24	5,17	Rp 77.803.177.026	Rp 2.057.127.820	Rp 6.496.750	11,00	64,00	0	0
Bontang	K4	6443,50	6428,59	4,38	Rp 50.572.389.648	Rp 1.724.448.046	Rp 3.588.350	16,00	76,00	0	0
	K5	2461,76	2455,26	5,05	Rp 18.234.516.086	Rp 887.181.873	Rp 2.135.100	41,00	66,00	0	0
Tangguh	K1	2487,24	2478,76	6,69	Rp 17.134.636.071	Rp 1.059.965.911	Rp 2.547.100	40,00	50,00	1	40
	K2	3515,26	3503,78	6,47	Rp 22.367.823.148	Rp 1.529.328.256	Rp 3.364.750	29,00	52,00	0	0
Waingapu	K3	9800,00	9764,86	7,07	Rp 77.803.177.026	Rp 3.023.392.335	Rp 6.496.750	11,00	47,00	0	0
	K4	6443,50	6423,77	5,97	Rp 50.572.389.648	Rp 2.494.118.486	Rp 4.042.350	16,00	56,00	0	0
Tangguh	K4	6443,50	6423,77	5,97	Rp 50.572.389.648	Rp 2.494.118.486	Rp 4.042.350	16,00	56,00	0	0
	K5	2461,76	2452,99	6,97	Rp 18.234.516.086	Rp 1.287.526.393	Rp 2.589.100	41,00	48,00	0	0

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)	Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuhan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
99489,6	99150,5576	Rp 42.398.636.451	Rp 101.884.000	Rp 152.714.265.109	Rp 212.349.421.630
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
	99150,5576			Z	Rp 212.349.421.630
dlm mmbtu	2.101.992			Unit Cost/m ³	Rp 2.149.323,45
				Unit Cost/MMBTU	\$ 7,20

Optimasi Distribusi Gas Fase 2 Powerbarge 23,7 MW

Demand/ hari 299,389 m³
 Demand/ th 98.798 m³
 2.094.523 mmbtu

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuhan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi-	K1	2487,24	2482,75	3,62	Rp 21.640.478.295	Rp 687.577.138	Rp 3.066.904	40,00	92,00	0	0
	K2	3515,26	3509,12	3,53	Rp 28.249.820.385	Rp 995.134.402	Rp 4.912.751	29,00	94,00	0	0
Kalabahi-	K3	9800,00	9780,69	3,95	Rp 98.262.837.729	Rp 1.941.045.383	Rp 7.856.647	11,00	84,00	0	0
Donggi	K4	6443,50	6432,67	3,30	Rp 63.871.254.459	Rp 1.628.261.392	Rp 5.770.796	16,00	101,00	0	0
	K5	2461,76	2457,13	3,75	Rp 23.029.590.354	Rp 833.593.441	Rp 3.120.088	41,00	88,00	0	0
Bontang-	K1	2487,24	2479,73	5,79	Rp 21.640.478.295	Rp 1.134.854.902	Rp 2.307.643	40,00	58,00	0	0
	K2	3515,26	3505,06	5,61	Rp 28.249.820.385	Rp 1.637.955.916	Rp 3.209.102	29,00	59,00	0	0
Kalabahi-	K3	9800,00	9769,08	6,12	Rp 98.262.837.729	Rp 3.205.774.179	Rp 6.783.881	11,00	54,00	0	0
Bontang	K4	6443,50	6425,90	5,19	Rp 63.871.254.459	Rp 2.671.426.745	Rp 3.956.156	16,00	64,00	0	0
	K5	2461,76	2454,01	6,02	Rp 23.029.590.354	Rp 1.377.306.169	Rp 2.353.948	41,00	55,00	0	0
Tangguh-	K1	2487,24	2480,95	5,00	Rp 21.640.478.295	Rp 987.673.491	Rp 2.808.178	40,00	66,00	1	40
	K2	3515,26	3506,71	4,85	Rp 28.249.820.385	Rp 1.426.721.263	Rp 3.709.637	29,00	68,00	0	0
Kalabahi-	K3	9800,00	9773,55	5,36	Rp 98.262.837.729	Rp 2.806.121.173	Rp 7.162.667	11,00	62,00	0	0
Tangguh	K4	6443,50	6428,65	4,50	Rp 63.871.254.459	Rp 2.329.710.751	Rp 4.456.691	16,00	74,00	0	0
	K5	2461,76	2455,26	5,21	Rp 23.029.590.354	Rp 1.198.837.020	Rp 2.854.483	41,00	64,00	0	0
										1	40

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)	Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuhan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
99489,6	99238,0189	Rp 39.506.939.637	Rp 112.327.110	Rp 166.405.770.346	Rp 227.665.515.388
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
	99238,0189			Z	Rp 227.665.515.388
dlm mmbtu	2.103.846			Unit Cost/m3	Rp 2.304.347,37
				Unit Cost/MMBTU	\$ 7,72

Optimasi Distribusi Gas Fase 3 Powerbarge 23,7 MW

Rute	Opsi Kapal	Payload Muat (m ³)	Payload Bongkar (m ³)	RTD	Harga Sewa Kapal (per tahun)	Biaya BBM (per RT)	Biaya Pelabuan (per RT)	Frekuensi by Cargo	Frekuensi Maksimum (per tahun)	Keputusan Sewa	Frekuensi Sewa (per tahun)
Donggi- Kalabahi- Donggi	K1	2487,24	2480,89	5,05	Rp 31.440.830.420	Rp 1.475.014.981	Rp 3.727.841	40,00	66,00	1	40
	K2	3515,26	3506,63	4,90	Rp 41.043.354.033	Rp 2.130.598.916	Rp 5.971.480	29,00	68,00	0	0
	K3	9800,00	9773,30	5,41	Rp 142.763.259.453	Rp 4.191.382.602	Rp 9.549.803	11,00	61,00	0	0
	K4	6443,50	6428,51	4,54	Rp 92.796.714.228	Rp 3.478.908.131	Rp 7.014.438	16,00	73,00	0	0
	K5	2461,76	2455,19	5,26	Rp 33.459.031.500	Rp 1.790.423.464	Rp 3.792.487	41,00	63,00	0	0
Tangguh- Kalabahi- Tangguh	K1	2487,24	2478,87	6,61	Rp 31.440.830.420	Rp 1.971.783.552	Rp 3.413.358	40,00	50,00	0	0
	K2	3515,26	3503,93	6,39	Rp 41.043.354.033	Rp 2.845.032.084	Rp 4.509.087	29,00	52,00	0	0
	K3	9800,00	9765,30	6,99	Rp 142.763.259.453	Rp 5.623.397.552	Rp 8.706.266	11,00	48,00	0	0
	K4	6443,50	6424,01	5,90	Rp 92.796.714.228	Rp 4.640.061.849	Rp 5.417.136	16,00	56,00	0	0
	K5	2461,76	2453,10	6,89	Rp 33.459.031.500	Rp 2.395.034.379	Rp 3.469.642	41,00	48,00	0	0
										1	40

Total Cargo Muat (m ³)	Total Cargo Bongkar (m ³)	Total Biaya BBM (per tahun)	Total Biaya Pelabuan (per tahun)	Total Biaya Gas	Total Cost
99489,6	99235,462	Rp 59.000.599.230	Rp 149.113.621	Rp 211.193.277.464	Rp 301.783.820.735
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
0	0	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
	99235,462			Z	Rp 301.783.820.735
dlm mmbtu	2.103.792			Unit Cost/m ³	Rp 3.054.545,85
				Unit Cost/MMBTU	\$ 10,23

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 23.7 MW

Komponen Biaya	1	2	3	4	5
Waktu Operasional Pembangkit (hari/th)	350	350	350	350	330
OPERATIONAL COST					
Biaya Gas & Pengiriman Gas					
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 17.135	Rp 17.953,67	Rp 18.811,86	Rp 19.711,06	Rp 20.653,25
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 152.714	Rp 155.386,76	Rp 158.106,03	Rp 160.872,89	Rp 163.688,16
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 42.399	Rp 44.519	Rp 46.744	Rp 49.082	Rp 51.536
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 102	Rp 102	Rp 107	Rp 107	Rp 112
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 1.716	Rp 1.798	Rp 1.884	Rp 1.974	Rp 2.068
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 413	Rp 432,61	Rp 453,29	Rp 474,96	Rp 497,66
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 309,66	Rp 324,46	Rp 339,97	Rp 356,22	Rp 373,25
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 602	Rp 631,04	Rp 661,20	Rp 692,81	Rp 725,92
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 36	Rp 37,86	Rp 39,67	Rp 41,57	Rp 43,56
General Cost (Juta-per th)	Rp 165	Rp 172,89	Rp 181,15	Rp 189,81	Rp 198,88
Biaya Perpindahan Barge	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 225
TOTAL (Juta)	Rp 215.591	Rp 221.358	Rp 227.329	Rp 233.502	Rp 240.122
Present Value (Juta)	Rp193.355,47	Rp178.051,26	Rp163.994,59	Rp151.074,52	Rp139.334,28
Total Present Value (Juta)	Rp 1.739.771				
Annual Value (Juta)	Rp225.656.669.371,67				
	Rp 1.543,74				

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 23.7 MW

Komponen Biaya	Tahun Ke-							
	6	7	8	9	10	11	12	13
Waktu Operasional Pembangkit (hari/th)	350	350	350	350	350	350	350	330
OPERATIONAL COST								
Biaya Gas & Pengiriman Gas								
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 21.640,48	Rp 22.674,89	Rp 23.758,75	Rp 24.894,42	Rp 26.084,37	Rp 27.331,21	Rp 28.637,64	Rp 30.006,52
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 110.941	Rp 112.882,16	Rp 114.857,60	Rp 116.867,61	Rp 118.912,79	Rp 120.993,77	Rp 123.111,16	Rp 125.265,60
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 26.667	Rp 28.001	Rp 29.401	Rp 30.871	Rp 32.414	Rp 34.035	Rp 35.737	Rp 37.523
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 76	Rp 80	Rp 80	Rp 84	Rp 84	Rp 88	Rp 88	Rp 92
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 2.167	Rp 2.271	Rp 2.379	Rp 2.493	Rp 2.612	Rp 2.737	Rp 2.868	Rp 3.005
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 521,45	Rp 546,38	Rp 572,50	Rp 599,86	Rp 628,53	Rp 658,58	Rp 690,06	Rp 723,04
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 391,09	Rp 409,78	Rp 429,37	Rp 449,90	Rp 471,40	Rp 493,93	Rp 517,54	Rp 542,28
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 760,62	Rp 796,98	Rp 835,08	Rp 874,99	Rp 916,82	Rp 960,64	Rp 1.006,56	Rp 1.054,67
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 45,64	Rp 47,82	Rp 50,10	Rp 52,50	Rp 55,01	Rp 57,64	Rp 60,39	Rp 63,28
General Cost (Juta-per th)	Rp 208,39	Rp 218,35	Rp 228,79	Rp 239,72	Rp 251,18	Rp 263,19	Rp 275,77	Rp 288,95
Biaya Perpindahan Barge	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
TOTAL (Juta)	Rp 163.419	Rp 167.927	Rp 172.592	Rp 177.426	Rp 182.430	Rp 187.619	Rp 192.991	Rp 198.565

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 23.7 MW

Komponen Biaya	Tahun Ke-						
	14	15	16	17	18	19	20
Waktu Operasional Pembangkit (hari/th)	350	350	350	350	350	350	350
OPERATIONAL COST							
Biaya Gas & Pengiriman Gas							
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 31.440,83	Rp 32.943,70	Rp 34.518,41	Rp 36.168,39	Rp 37.897,24	Rp 39.708,73	Rp 41.606,81
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 211.193	Rp 214.889,16	Rp 218.649,72	Rp 222.476,09	Rp 226.369,42	Rp 230.330,89	Rp 234.361,68
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 59.001	Rp 61.951	Rp 65.048	Rp 68.301	Rp 71.716	Rp 75.301	Rp 79.066
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 149	Rp 157	Rp 157	Rp 164	Rp 164	Rp 173	Rp 173
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 3.149	Rp 3.299	Rp 3.457	Rp 3.622	Rp 3.795	Rp 3.977	Rp 4.167
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 757,60	Rp 793,82	Rp 831,76	Rp 871,52	Rp 913,18	Rp 956,83	Rp 1.002,56
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 568,20	Rp 595,36	Rp 623,82	Rp 653,64	Rp 684,88	Rp 717,62	Rp 751,92
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 1.105,09	Rp 1.157,91	Rp 1.213,26	Rp 1.271,25	Rp 1.332,02	Rp 1.395,69	Rp 1.462,40
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 66,31	Rp 69,47	Rp 72,80	Rp 76,28	Rp 79,92	Rp 83,74	Rp 87,74
General Cost (Juta-per th)	Rp 302,76	Rp 317,24	Rp 332,40	Rp 348,29	Rp 364,94	Rp 382,38	Rp 400,66
Biaya Perpindahan Barge	Rp 225,00	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
TOTAL (Juta)	Rp 307.958	Rp 316.173	Rp 324.904	Rp 333.953	Rp 343.317	Rp 353.027	Rp 363.080

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 20.8 MW

Komponen Biaya	1	2	3	4	5
	350	350	350	350	330
OPERATIONAL COST					
Biaya Gas & Pengiriman Gas					
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 17.135	Rp 17.953,67	Rp 18.811,86	Rp 19.711,06	Rp 20.653,25
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 117.739	Rp 119.799,27	Rp 121.895,76	Rp 124.028,94	Rp 126.199,44
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 32.859	Rp 34.502	Rp 36.227	Rp 38.038	Rp 39.940
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 79	Rp 79	Rp 83	Rp 83	Rp 87
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 1.716	Rp 1.798	Rp 1.884	Rp 1.974	Rp 2.068
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 398	Rp 417,01	Rp 436,94	Rp 457,83	Rp 479,71
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 298,49	Rp 312,76	Rp 327,71	Rp 343,37	Rp 359,78
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 602	Rp 631,04	Rp 661,20	Rp 692,81	Rp 725,92
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 36	Rp 37,86	Rp 39,67	Rp 41,57	Rp 43,56
General Cost (Juta-per th)	Rp 183	Rp 191,22	Rp 200,36	Rp 209,94	Rp 219,98
Biaya Perpindahan Barge	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 225
TOTAL (Juta)	Rp 171.045	Rp 175.722	Rp 180.567	Rp 185.581	Rp 191.002
Present Value (Juta)	Rp153.403,36	Rp141.343,45	Rp130.261,08	Rp120.069,73	Rp110.831,79
Total Present Value (Juta)	Rp 1.562.105				
Annual Value (Juta)	Rp202.612.515.827,99				
	Rp1.463,71				

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 20.8 MW

Komponen Biaya	Tahun Ke-							
	6	7	8	9	10	11	12	13
	350	350	350	350	350	350	350	330
OPERATIONAL COST								
Biaya Gas & Pengiriman Gas								
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 21.640,48	Rp 22.674,89	Rp 23.758,75	Rp 24.894,42	Rp 26.084,37	Rp 27.331,21	Rp 28.637,64	Rp 30.006,52
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 128.294	Rp 130.539,20	Rp 132.823,64	Rp 135.148,05	Rp 137.513,14	Rp 139.919,62	Rp 142.368,22	Rp 144.859,66
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 30.618	Rp 32.149	Rp 33.756	Rp 35.444	Rp 37.216	Rp 39.077	Rp 41.031	Rp 43.082
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 87	Rp 91	Rp 91	Rp 96	Rp 96	Rp 101	Rp 101	Rp 106
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 2.167	Rp 2.271	Rp 2.379	Rp 2.493	Rp 2.612	Rp 2.737	Rp 2.868	Rp 3.005
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 502,64	Rp 526,67	Rp 551,84	Rp 578,22	Rp 605,86	Rp 634,82	Rp 665,17	Rp 696,96
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 376,98	Rp 395,00	Rp 413,88	Rp 433,67	Rp 454,40	Rp 476,12	Rp 498,87	Rp 522,72
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 760,62	Rp 796,98	Rp 835,08	Rp 874,99	Rp 916,82	Rp 960,64	Rp 1.006,56	Rp 1.054,67
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 45,64	Rp 47,82	Rp 50,10	Rp 52,50	Rp 55,01	Rp 57,64	Rp 60,39	Rp 63,28
General Cost (Juta-per th)	Rp 230,49	Rp 241,51	Rp 253,05	Rp 265,15	Rp 277,82	Rp 291,10	Rp 305,02	Rp 319,60
Biaya Perpindahan Barge	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
TOTAL (Juta)	Rp 184.723	Rp 189.733	Rp 194.913	Rp 200.280	Rp 205.832	Rp 211.586	Rp 217.542	Rp 223.717

Perhitungan Biaya *Powerbarge* 20.8 MW

Komponen Biaya	Tahun Ke-						
	14	15	16	17	18	19	20
	350	350	350	350	350	350	350
OPERATIONAL COST							
Biaya Gas & Pengiriman Gas							
Biaya Sewa Kapal (Juta-per th)	Rp 31.440,83	Rp 32.943,70	Rp 34.518,41	Rp 36.168,39	Rp 37.897,24	Rp 39.708,73	Rp 41.606,81
Harga Gas FOB (Juta-per th)	Rp 162.824	Rp 165.673,38	Rp 168.572,66	Rp 171.522,68	Rp 174.524,33	Rp 177.578,50	Rp 180.686,13
Biaya BBM (Juta-per th)	Rp 45.725	Rp 48.012	Rp 50.412	Rp 52.933	Rp 55.580	Rp 58.359	Rp 61.276
Biaya Pelabuhan (Juta-per th)	Rp 116	Rp 121	Rp 121	Rp 127	Rp 127	Rp 134	Rp 134
Gaji Crew (Juta-per th)	Rp 3.149	Rp 3.299	Rp 3.457	Rp 3.622	Rp 3.795	Rp 3.977	Rp 4.167
Repair & Maintenance (Juta-per th)	Rp 730,28	Rp 765,18	Rp 801,76	Rp 840,08	Rp 880,24	Rp 922,31	Rp 966,40
Asuransi Kapal (Juta-per th)	Rp 547,71	Rp 573,89	Rp 601,32	Rp 630,06	Rp 660,18	Rp 691,73	Rp 724,80
Logistik Awak Kapal (Juta-per th)	Rp 1.105,09	Rp 1.157,91	Rp 1.213,26	Rp 1.271,25	Rp 1.332,02	Rp 1.395,69	Rp 1.462,40
Air Bersih (Juta-per th)	Rp 66,31	Rp 69,47	Rp 72,80	Rp 76,28	Rp 79,92	Rp 83,74	Rp 87,74
General Cost (Juta-per th)	Rp 334,87	Rp 350,88	Rp 367,65	Rp 385,23	Rp 403,64	Rp 422,94	Rp 443,15
Biaya Perpindahan Barge	Rp 225,00	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
TOTAL (Juta)	Rp 246.264	Rp 252.967	Rp 260.138	Rp 267.577	Rp 275.280	Rp 283.273	Rp 291.555

Perhitungan Teknis *Powerbarge* 20,8 MW

PERBANDINGAN UKURAN UTAMA KAPAL

Ukuran Utama Kapal				Perbandingan Ukuran Utama			
LPP	=	53,22	m	L/B	=		2,64
B	=	20,16	m	L/H	=	9,777777778	
H	=	5,44	m	L/T	=	15,14998444	
T	=	3,51	m	B/H	=	3,703703704	
				B/T	=	5,73863047	
				T/H	=	0,645398536	

Batas Bawah				Batas Atas		Kondisi
2,10	<	L/B	<	3,60		Diterima
9,78	<	L/H	<	17,74		Diterima
13,69	<	L/T	<	37,09		Diterima
3,70	<	B/H	<	5,40		Diterima
5,26	<	B/T	<	10,30		Diterima
0,45	<	T/H	<	0,75		Diterima

Ukuran Utama Kapal Hasil Koreksi			
LPP	=	53,22	m
B	=	20,16	m
H	=	5,44	m
T	=	3,51	m

PERHITUNGAN KOEFISIEN DAN UKURAN UTAMA LAINNYA

1. Koefisien Blok

$$C_B = 0,9 \quad ; \text{Parametric Design halaman 11-16}$$

8. LCB

$$\text{LCB (\%)} = -13,5 + 19,4 \cdot C_p \quad ; \text{Parametric Design hlm 11-19}$$

$$= 4,14 \quad \% \text{ LCB}$$

2. Koefisien Midship

$$C_M = 0,9 + 0,1 \cdot C_b$$

$$= 0,9900 \quad ; \text{Ship Design for Efficiency and Economy hlm 28}$$

$$\text{LCB dari M} = \frac{\text{LCB (\%)}}{100} \cdot L_{PP}$$

$$= 2,202 \quad \text{m dari M}$$

3. Koefisien Prismatic

$$C_p = \frac{C_B}{C_M}$$

$$\text{LCB dari AP} = 0,5 \cdot L + \text{LCB M}$$

$$= 28,81 \quad \text{m dari AP}$$

$$= 24,41 \quad \text{m dari FP}$$

$$= 0,909091 \quad ; \text{Parametric Design halaman 11-16}$$

4. Koefisien Bidang Air

$$C_{WP} = (1 + 2 \cdot C_b) / 3$$

$$= 0,933333 \quad ; \text{Ship Design for Efficiency and Economy hlm 31}$$

5. Panjang Garis Air

$$L_{WL} = 104\% \cdot L_{pp}$$

$$= 55,3532 \quad \text{m} \quad ; \text{Principles of Naval Architecture Vol.1 hal.19}$$

6. Volume Displacement

$$V = L \cdot B \cdot T \cdot C_b$$

$$= 3528,482 \quad \text{m}^3$$

$$7. \text{ Displacement} \quad D = V \cdot \rho = 3616,6937 \quad \text{ton}$$

PERHITUNGAN KOMPONEN PEMBANGKIT LISTRIK

SPEKIFIKASI GENERATOR SET PEMBANGKIT		
Merk :	Siemens	
Type :	SGT-400 11 MW Version	
Daya :	10,4	MW
Heat Rate :	10.342	kJ/kWh
Dimensi Turbin :		
Panjang =	13,6	m
Lebar =	2,85	m
Tinggi =	10,8	m
Berat Turbin :	83,8250	ton
Jumlah Turbin Set :	2	set
SPEKIFIKASI VAPORIZER		
Dimensi : Panjang =	1,2	m
Lebar =	0,9	m
Tinggi =	3,86	m
Berat :	0,674	ton
SPEKIFIKASI INSTALASI TIANG LISTRIK		
Tinggi =	10,8	m
Panjang =	5	m
Berat =	0,35	ton

PERHITUNGAN BERAT DAN TITIK BERAT SISTEM PEMBANGKIT

Berat Total Sistem Pembangkit

$$\begin{aligned}
 W \text{ Generator} &= 167,650 \text{ ton} && ; \text{ untuk seluruh generator} \\
 W \text{ Vaporizer} &= 1,348 \text{ ton} && ; \text{ untuk seluruh generator} \\
 W \text{ Tiang Listrik} &= 1,4 \text{ ton} \\
 \mathbf{W \text{ Pembangkit}} &= \mathbf{W \text{ Generator} + W \text{ Vaporizer} + W \text{ Tiang Listrik}} \\
 &= \mathbf{170,398 \text{ ton}}
 \end{aligned}$$

Titik Berat Sistem Pembangkit

1. Generator Set

$$\begin{aligned}
 KG \text{ G} &= H + (0,5 * H \text{ Generator}) \\
 &= 10,84338703 \text{ m} \\
 LCG \text{ G} &= 11,46211438 \text{ m dari Midship} \\
 &= 15,15 \text{ m dari FP}
 \end{aligned}$$

4. Vaporizer

$$\begin{aligned}
 KG \text{ Vapo} &= H + (0,5 * H \text{ Vaporizer}) \\
 &= 7,373387 \text{ m} \\
 LCG \text{ Vapo} &= -0,40789 \text{ m dari Midship} \\
 &= 27,02 \text{ m dari FP}
 \end{aligned}$$

2. Tiang Instalasi Listrik

$$\begin{aligned}
 KG \text{ Tiang} &= H + (0,5 * H \text{ Tiang}) \\
 &= 10,84338703 \text{ m} \\
 LCG \text{ Tiang} &= 7,007885622 \text{ m dari Midship} \\
 &= 33,62 \text{ m dari FP}
 \end{aligned}$$

KG Pembangkit =

$$\frac{W_G \cdot KG_G + W_{Tiang} \cdot KG_{Tiang} + W_{Vapo} \cdot KG_{Vapo}}{W_G + W_{Tiang} + W_{Vapo}}$$

$$= 10,815936 \text{ m}$$

LCG Pembangkit =

$$\frac{W_G \cdot LCG_G + W_{Tiang} \cdot LCG_{Tiang} + W_{Vapo} \cdot LCG_{Vapo}}{W_G + W_{Tiang} + W_{Vapo}}$$

$$= 15,395653 \text{ m dari FP}$$

$$= 11,331616 \text{ m dari Midship}$$

PERHITUNGAN BERAT BAJA

Harvald & Jensen Method (1992)

Ship Design for Efficiency and Economy hlm. 154

No.	Type kapal	CSO
1	Bulk carriers	0,07
2	Cargo ship (1 deck)	0,07
3	Cargo ship (2 decks)	0,076
4	Cargo ship (3 decks)	0,082
5	Passenger ship	0,058
6	Product carriers	0,0664
7	Reefers	0,0609
8	Rescue vessel	0,0232
9	Support vessels	0,0974
10	Tanker	0,0752
11	Train ferries	0,65
12	Tugs	0,0892
13	VLCC	0,0645

Ukuran Utama Kapal	
Panjang Kapal (LPP) =	53,22 m
Lebar Kapal (B) =	20,16 m
Tinggi Kapal (H) =	5,44 m

Volume Deck House (V_{DH})

1. Volume Layer 1 (V_{POOP})

$$\begin{aligned} \text{Panjang Layer 1 } (l_{POOP}) &= 20\% \cdot L \\ &= 10,645 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar Layer 1 } (b_{POOP}) &= B-2 \quad ; 1 \text{ m} = \text{gangway} \\ &= 18,16 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Tinggi Layer 1 } (t_{POOP}) = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

$$\begin{aligned} \text{Volume Layer 1 } (V_{POOP}) &= l_{DH1} \cdot b_{DH1} \cdot t_{DH1} \\ &= 463,96 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Koefisien Titik Berat

No	Type Kapal	C _{KG}
1	Passanger Ship	0,67 - 0,72
2	Large Cargo Ship	0,58 - 0,64
3	Small Cargo Ship	0,60 - 0,80
4	Bulk Carrier	0,55 - 0,58
5	Tankers	0,52 - 0,54

* karakter barge memiliki jenis baja yang sejenis dengan Tanker

2. Volume Layer 2 (V_{DH2})

$$\begin{aligned} \text{Panjang Layer 2 (l}_{DH2}\text{)} &= 20\% \cdot L \\ &= 10,645 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar Layer 2 (b}_{DH2}\text{)} &= B-4 \quad ; \text{Im} = \text{gangway} \\ &= 16,16 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Tinggi Layer 2 (t}_{DH2}\text{)} = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

$$\begin{aligned} \text{Volume Layer 2 (V}_{DH2}\text{)} &= l_{DH1} \cdot b_{DH1} \cdot t_{DH1} \\ &= 412,87 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

PERHITUNGAN BERAT BAJA

3. Volume Layer 3 (V_{DH3})

$$\begin{aligned} \text{Panjang Layer 3 (l}_{DH3}\text{)} &= 20\% \cdot L \\ &= 10,64484575 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar Layer 3 (b}_{DH3}\text{)} &= B-6 \quad ; \text{Im} = \text{gangway} \\ &= 14,16 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Tinggi Layer 3 (t}_{DH3}\text{)} = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

$$\begin{aligned} \text{Volume Layer 3 (V}_{DH3}\text{)} &= l_{DH1} \cdot b_{DH1} \cdot t_{DH1} \\ &= 361,7721351 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Volume Deck House

$$\begin{aligned} V_{DH} &= V_{Poop} + V_{DH2} + V_{DH3} \\ &= 1238,602184 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Berat Baja (W_{ST})

DA = Tinggi kapal setelah dikoreksi Deck House

$$= H + \frac{V_{DH}}{L_{PP} \cdot B}$$

$$= 6,597682563 \text{ m}$$

$$C_{SO} = 0,0752 \text{ t/m}^3$$

D = Berat Kapal (Displacement)

$$= 3616,693715 \text{ ton}$$

$$U = \log \frac{\Delta}{100}$$

$$= 1,558311731$$

$$C_s = C_{SO} + 0,06 \cdot e^{-(0,5 \cdot U + 0,1 \cdot U^{2,45})}$$

$$= 0,037027985$$

Total Berat Baja

$$W_{ST} = L_{PP} \cdot B \cdot DA \cdot C_s$$

$$= 262,14 \text{ ton}$$

Titik Berat Baja

C_{KG} = Koefisien KG Baja

$$= 0,52$$

KG = $DA \cdot C_{KG}$

$$= 3,431 \text{ m}$$

$LCG_{(\%)}$ = $-0,15 + LCB_{(\%)}$

$$= 3,986 \text{ m}$$

LCG_M = $LCG_{(\%)} \cdot L_{PP}$

$$= 2,122 \text{ m}$$

$0,5 \cdot L_{PP} -$

$LCG_{FP} = LCG_M$

$$= 24,490 \text{ m}$$

PERHITUNGAN CREW & CONSUMABLE

INPUT DATA

L =	53,2242288	m
B =	20,1606927	m
H =	5,44338703	m
T =	3,51315402	m
ρ LNG =	0,46	ton / m ³

1. Jumlah & Berat Crew

Crew =	22	orang
$C_{C\&E}$ =	0,075	ton / orang

;asumsi berat rata-rata kru

$W_{C\&E}$ =	Berat Kru Total
=	1,65 ton

2. Bahan Bakar Gas

Heat Rate =	10.342	KJ / kwh	Output =	20,8	MW
=	9802,32341	BTU / kwh	Waktu =	11,71	day (incl deadstock)
Volume Gas =	Output (MW) . t (hr) . 1.000 Kwh/Mwh . Heat Rate (BTU / Kwh) . MMBTU/10⁻⁶				
=	4893,31985	MMBTU per day			
=	230,816974	m ³ LNG per day			
Volume Gas Total =	2702,8	m³ LNG			
 W_{LNG} =	 1243,284	 ton LNG			

PERHITUNGAN CREW & CONSUMABLE

3. Lubricating Oil (Gas Turbine Generator Set)

$$\begin{aligned} \text{SFR} &= 0,000025 \text{ ton / kWh} \\ \text{MCR (Daya Output)} &= 20800 \text{ kW} \\ \text{Margin} &= 10\% \text{ (5\%-10\%)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{W Lo}' &= \text{SFR} \cdot \text{MCR} \cdot (1 + \text{Margin}) \\ &= 13,728 \text{ ton} \\ \text{W Lo}'' &= (\text{W Lo}' + 4\% \cdot \text{W Lo}') / \pi \end{aligned}$$

10,9824

; Diktat IGM Santosa Penambahan 2% untuk konstruksi dan 2% untuk ekspansi panas dan $\pi = 0.95$

$$\text{W Lo}'' = \mathbf{15,02855 \text{ ton}}$$

4. Fresh Water

$$\begin{aligned} C_{w1} &= 220 \text{ Kg / Orang / hari} && \text{; Koef. untuk cuci, mandi, dan minum kru} \\ &= 0,22 \text{ ton / orang hari} \\ C_{w2} &= 0,005 \text{ ton / HP} && \text{; Koef. air tawar untuk pendingin mesin} \\ W_{FW1} &= C_{w1} \cdot t \cdot Z_c && \text{; asumsi } t = 3 \text{ hari} \\ &= 14,52 \text{ ton} \\ W_{FW2} &= C_{w2} \cdot \text{MCR} \cdot 1,34102209 \\ &= 139,466297 \text{ ton} \\ W_{FW} \text{ Total} &= 153,986297 \text{ ton} \\ W_{FW} &= W_{FW} \text{ total} + 2\% \cdot W_{FW} \text{ total} && \text{; penambahan koreksi 2\%} \\ \mathbf{W_{FW}} &= \mathbf{157,066 \text{ ton}} \end{aligned}$$

TITIK BERAT CREW DAN CONSUMABLE

INPUT DATA		
LPP =	53,2242288	m
LWL =	55,3531979	m
B =	20,1606927	m
H =	5,44338703	m
T =	3,51315402	m
W FW =	157,066023	ton
W LO =	15,0285474	ton
W LNG =	1243,28446	ton
h DB =	B/15	
=	1,34404618	m
h min =	0,76	m
=	1,34	m

Panjang Ceruk Buritan

$$L_{CB} = 5\% \sim 15\% \cdot L_{pp} \quad ; \text{dibulatkan sesuai jarak gading } 0,6 \text{ m}$$

$$= 3 \text{ m} \quad ; \text{panjang CB disesuaikan GA}$$

Panjang Ceruk Haluan

$$L_{CH} = 5\% \sim 8\% \cdot L_{pp} \quad ; \text{dibulatkan sesuai jarak gading } 0,6 \text{ m}$$

$$= 3 \text{ m} \quad ; \text{panjang CH disesuaikan GA}$$

Panjang Cofferdam

$$L_{CF} = 4 \cdot \text{Jarak Gading} \quad ; \text{jarak gading } 0,6 \text{ m}$$

$$= 2,4 \text{ m} \quad ; \text{panjang Cofferdam, } 4 \times \text{jarak gading cofferdam belakang}$$

Dimensi Ruang Muat dan Akomodasi

$$L_{RM} = L - (L_{CB} + L_{CH} + L_{CF} + L_{FW} + L_{LO})$$

$$= 40,7242288 \text{ m}$$

Poop

$$L_{poop} = 20\% \cdot L$$

$$= 10,6448458 \text{ m}$$

$$h_{poop} = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

Layer II

$$L_{DH2} = 20\% \cdot L$$

$$= 10,64485 \text{ m}$$

$$h_{DH2} = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

Layer III

$$L_{DH3} = 20\% \cdot L$$

$$= 10,64484575 \text{ m}$$

$$h_{DH3} = 2,4 \text{ m} \quad ; \text{asumsi}$$

TITIK BERAT CREW DAN CONSUMABLE

Titik Berat Fresh Water

Dimensi Tanki

$$\begin{aligned}
 t_{FW} &= H - T \\
 &= 4,09934085 \text{ m} \\
 L_{FW} &= 65\% \cdot B \\
 &= 16,1285542 \text{ m} \\
 V_{FW} &= 102\% \cdot (W_{FW}/1) \\
 &= 160,207344 \text{ m}^3 \\
 P_{FW} &= V_{FW} / (L_{FW} \cdot T_{FW}) \\
 &= 2,42310901 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Titik Berat Tanki Fresh Water

$$\begin{aligned}
 KG_{FW} &= H_{db} + 0,5 \cdot t_{FW} \\
 &= 3,38967043 \text{ m} \\
 LCG_{FW} &= 49,0126743 \text{ m dari FP} \\
 &= -22,40056 \text{ m dari Midship}
 \end{aligned}$$

Titik Berat Lubricating Oil

Dimensi Tanki

$$\begin{aligned}
 t_{LO} &= h_{DB} \\
 &= 2,264352 \text{ m} \\
 L_{LO} &= 65\% \cdot B \\
 &= 13,10445 \text{ m} \\
 V_{LO} &= 102\% \cdot (W_{LO}/0,861) \\
 &= 17,80385 \text{ m}^3 \\
 P_{LO} &= V_{LO} / (t_{LO} \cdot L_{LO}) \\
 &= 0,6 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Titik Berat Tanki Lubricating Oil

$$\begin{aligned}
 KG_{LO} &= H_{db} + 0,5 \cdot t_{LO} \\
 &= 2,472176 \text{ m} \\
 LCG_{LO} &= 3,3 \text{ m dari FP} \\
 &= 23,31211 \text{ m dari Midship}
 \end{aligned}$$

TITIK BERAT CREW DAN CONSUMABLE

Perencanaan Kru

Deck Department	
Captain	1
Mualim I	1
Seaman	3 ; dibagi 3 shift
Jumlah	5

Engineering Department	
Manager	1
Operator	
Pembangkit	6 ; dibagi 3 shift
Juru Elektrik	3 ; dibagi 3 shift
Juru Pompa	3 ; dibagi 3 shift
Jumlah	13

Berat Kru per Layer

$W_{C\&E \text{ Poop}} =$	0,6 ton
$W_{C\&E \text{ Layer II}} =$	0,825 ton
$W_{C\&E \text{ Layer III}} =$	0,225 ton
$W_{C\&E \text{ Total}} =$	1,65 ton

Berat Store & Provision

$W_{C\&E \text{ Poop}} =$	2,8 ton
$W_{C\&E \text{ Layer II}} =$	3,85 ton
$W_{C\&E \text{ Layer III}} =$	1,05 ton
$W_{C\&E \text{ Total}} =$	7,7 ton

Total (ton)

$W_{C\&E \text{ Poop}} =$	3,4
$W_{C\&E \text{ Layer II}} =$	4,675
$W_{C\&E \text{ Layer III}} =$	1,275
$W_{C\&E \text{ Total}} =$	9,35

Titik Berat Kru & Bagasi

$$KG_{\text{poop}} = H + 0,5 \cdot h_{\text{poop}}$$

$$= 6,6434 \text{ m}$$

$$KG_{\text{DH 2}} = H + h_{\text{poop}} + 0,5 \cdot h_{\text{DH2}}$$

$$= 9,0434 \text{ m}$$

$$KG_{\text{DH3}} = H + h_{\text{poop}} + h_{\text{DH2}} + 0,5 \cdot h_{\text{DH3}}$$

$$= 11,443 \text{ m}$$

Departemen Pelayanan	
Kepala Stewart	1
Juru Masak I	1
Boys	2
Jumlah	4

$$\begin{aligned} LCG_{\text{poop}} &= (-0,5 \cdot LPP) + Lcb + (0,5 \cdot L\text{poop}) \\ &= -18,29 \text{ m dari Midship} \\ &= 44,902 \text{ m dari FP} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} LCG_{\text{DH 2}} &= (-0,5 \cdot LPP) + Lcb + (0,5 \cdot LDH2) \\ &= -18,29 \text{ m dari Midship} \\ &= 44,902 \text{ m dari FP} \end{aligned}$$

Jumlah Kru pada setiap deck

Poop = 8 orang
 DH II = 11 orang
 DH III = 3 orang

$$\begin{aligned} LCG_{\text{DH3}} &= (-0,5 \cdot LPP) + Lcb + (0,5 \cdot LDH3) \\ &= -18,29 \text{ m dari Midship} \\ &= 44,902 \text{ m dari FP} \end{aligned}$$

$$C_{\text{PR}} = 0,05 \text{ ton / Orang / hari ; Koef. Provision \& Store untuk 7 hari}$$

TITIK BERAT CREW DAN CONSUMABLE

Titik Berat Kru & Bagasi

$$\begin{aligned} KG_{\text{C\&E}} &= \frac{W_{\text{C\&E poop}} \cdot KG_{\text{poop}} + W_{\text{C\&E II}} \cdot KG_{\text{II}} + W_{\text{C\&E III}} \cdot KG_{\text{III}}}{W_{\text{C\&E poop}} + W_{\text{C\&E II}} + W_{\text{C\&E III}}} \\ &= 8,497932 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} LCG_{\text{C\&E}} &= \frac{W_{\text{C\&E poop}} \cdot LCG_{\text{poop}} + W_{\text{C\&E II}} \cdot LCG_{\text{II}} + W_{\text{C\&E III}} \cdot LCG_{\text{III}}}{W_{\text{C\&E poop}} + W_{\text{C\&E II}} + W_{\text{C\&E III}}} \\ &= -18,2897 \text{ m dari Midship} \\ &= 44,90181 \text{ m dari FP} \end{aligned}$$

Titik Berat Consumable

$$\begin{aligned} \text{KG Cons} &= \frac{W_{\text{C\&E}} \cdot \text{KG}_{\text{C\&E}} + W_{\text{FW}} \cdot \text{KG}_{\text{FW}} + W_{\text{LO}} \cdot \text{KG}_{\text{LO}}}{W_{\text{C\&E}} + W_{\text{FW}} + W_{\text{LO}}} \\ &= 3,57691 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LCG Cons} &= \frac{W_{\text{C\&E}} \cdot \text{LCG}_{\text{C\&E}} + W_{\text{FW}} \cdot \text{LCG}_{\text{FW}} + W_{\text{LO}} \cdot \text{LCG}_{\text{LO}}}{W_{\text{C\&E}} + W_{\text{FW}} + W_{\text{LO}}} \\ &= -18,4025 \text{ m dari Midship} \\ &= 45,01458 \text{ m dari FP} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{W Cons} &= W_{\text{C\&E}} + W_{\text{FW}} + W_{\text{LO}} \\ &= \mathbf{181,445 \text{ ton}} \end{aligned}$$

PERHITUNGAN BERAT PERALATAN DAN PERLENGKAPAN

Ship Design Efficiency and Economy, 1998

Input Data		
L =	53,22423	m
B =	20,16069	m
H =	5,443387	m
C ALV =	160	kg/m ²

; Ship Design Efficiency and Economy hal. 172

Group III (Accomodation)

9600

9,6

1. Poop

$$\begin{aligned}
 L \text{ Poop} &= 10,64485 \text{ m} \\
 b \text{ Poop} &= 18,16 \text{ m} \\
 A \text{ Poop} &= L \text{ Poop} \cdot b \text{ Poop} \\
 &= 193,3178 \text{ m}^2 \\
 W \text{ Poop} &= \frac{A_{PO} \cdot C_{ALV}}{1000} \\
 &= 30,93084 \text{ ton}
 \end{aligned}$$

2. Layer II

$$\begin{aligned}
 L \text{ DH2} &= 10,64485 \text{ m} \\
 b \text{ DH2} &= 16,16 \text{ m} \\
 A \text{ DH2} &= L \text{ Poop} \cdot b \text{ Poop} \\
 &= 172,0281 \text{ m}^2 \\
 W \text{ DH2} &= \frac{A_{PO} \cdot C_{ALV}}{1000} \\
 &= 27,52449 \text{ ton}
 \end{aligned}$$

3. Layer III

$$\begin{aligned}
 L \text{ DH3} &= 10,64485 \text{ m} \\
 b \text{ DH3} &= 14,16 \text{ m} \\
 A \text{ DH3} &= L \text{ Poop} \cdot b \text{ Poop} \\
 &= 150,7384 \text{ m}^2 \\
 W \text{ DH3} &= \frac{A_{PO} \cdot C_{ALV}}{1000} \\
 &= 24,11814 \text{ ton}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 W \text{ III} &= W \text{ Poop} + W \text{ DH2} + W \text{ DH3} \\
 &= \mathbf{82,5735 \text{ ton}}
 \end{aligned}$$

Group IV (Misscelaneous)

$$C = 0,18 \text{ ton/m}^2 \quad \text{Ship Design Efficiency and Economy hal 172}$$

; 0,18 ton/m² < C < 0,26 ton/m² untuk ukuran kapal sedang

$$W \text{ IV} = \sqrt[3]{(L_{PP}^2 \cdot B \cdot H)^2 \cdot C}$$

Berat Total Peralatan & Perlengkapan

$$W \text{ E\&O} = W \text{ III} + W \text{ IV}$$

$$= \mathbf{140,953 \text{ ton}}$$

= **58,3797 ton**

PERHITUNGAN TANKI LNG

H db = 1,34 m Vol LNG = 2702,792 m³
 Tebal Wing Tank = 1 m
 Number of Cargo Hold = 2 V Side Tank= [(30% H x 30% H) x Lc] + [((2/3).T)^2 x Lc]
 ρ LNG = 0,46 ton/m³ = 165,9958 m³

1. Cargo Tank Dimension

Bc = B - (2 . tebal Wing Tank)
 = 18,16069 m

Hc = H - H db
 = 4,103387 m

Lc = (L RM / 2)
 = 20,36211 m

Vc = Bc . Hc . Lc
 = 1517,392 m³

Wc = 698,0003 n

Vc' = 1351,396 m³
 Wc' = 621,6422 ton

TOTAL CARGO HOLD CAPACITY

Vc Tot = 2 . Vc
 = 2702,792 m³

Wc Tot = 2 . Wc
 = 1243,284 ton

% Δ Vol Cargo Hold

Δ vol = 1,26E-07

Kondisi = 0,00%

= Diterima



Titik Berat Tangki LNG

$$\begin{aligned} \text{KG gas 1} &= H_{db} + (0,5 \cdot H_c) \\ &= 3,391694 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LCG gas 1} &= L_{CH} + L_{Lo} + L_{coff} + (0,5 \cdot L_c) \\ &= 14,98106 \text{ FP} \\ &= 11,63106 \text{ m dari Midship} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{KG gas 2} &= H_{db} + (0,5 \cdot H_c) \\ &= 3,391694 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LCG gas 2} &= L_{CH} + L_{Lo} + L_{coff} + L_{c1} + \\ &= (0,5 \cdot L_{c2}) \\ &= 35,34317 \text{ FP} \\ &= -8,731057 \text{ m dari Midship} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{KG Gas} &= \frac{W_{\text{Gas 1}} \cdot \text{KG}_{\text{Gas 1}} + W_{\text{Gas 2}} \cdot \text{KG}_{\text{Gas 2}}}{W_{\text{Gas 1}} + W_{\text{Gas 2}}} \\ &= 3,391694 \text{ m} \end{aligned}$$

Luas Permukaan & Berat Tanki

Bahan Plat = Aluminium alloy a 5083 0

Tebal Pelat = 0,02 m

Massa Jenis = 2,66 ton/m³

$$\begin{aligned} C1 &= 1,633016 \text{ m} & C2 &= \frac{2,34210}{3} \text{ m} \end{aligned}$$

Luas Permukaan 1 Tangki

Lebar Sisi Atas = $B_c - (2 \cdot C1)$

$$= 14,89466 \text{ m}$$

Lebar Sisi Samping = $2 \cdot [H - (H_{db} + C2 + C1)]$

$$= 0,256536 \text{ m}$$

Lebar Sisi Alas = $B_c - (2 \cdot C2)$

$$= 13,47649 \text{ m}$$

Lebar Sisi Miring Bawah = $2 \cdot (C2 \cdot \sqrt{2})$

$$= 6,624467 \text{ m}$$

Lebar Sisi Miring Atas

$$= 2 \cdot (C1 \cdot \sqrt{2})$$

$$= 4,618867 \text{ m}$$

Lebar Total = 39,87102 m

Luas Penampang Depan = $(B_c \cdot H_c) - [(C1^2) + (C2^2)]$

$$\begin{aligned} &= 66,3681 \\ &= 6 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$\text{LCG Gas} = \frac{W_{\text{Gas 1}} \cdot \text{LCG}_{\text{Gas 1}} + W_{\text{Gas 2}} \cdot \text{LCG}_{\text{Gas 2}}}{W_{\text{Gas 1}} + W_{\text{Gas 2}}}$$

= 25,16211 m dari FP

= 1,45 m dari Midship

$$\text{Luas Permukaan 1 Tangki} = (\text{Lebar Total} \cdot L C1) + L \text{ Penampang Depan}$$

= 878,226 m²

Masa 1 Tangki = 46,7216 ton

Masa 2 Tangki = 93,4433 ton

PERHITUNGAN BERAT & TITIK BERAT TOTAL

LWT = 666,936 ton

Baja

W ST = 262,1418 ton

KG ST = 3,431 m

LCG ST = 24,490 m dari FP

Peralatan & Perlengkapan

W E&O = 140,9532 ton

KG E&O = 7,125497 m

LCG E&O = 37,58593 m dari FP

Komponen Listrik

W Pembangkit = 170,398 ton

KG Pembangkit = 10,81594 m

Crew & Cons

W Cons = 181,4446 ton

KG Cons = 3,57691 m

LCG Cons = -18,4025 m dari FP

Gas LNG

W Gas = 1243,284 ton

KG Gas = 3,391694 m

LCG Gas = 25,16211 m dari FP

DWT = 1424,73 ton

Berat Total

W = DWT + LWT

= 2091,67 ton

LCG Pembangkit = 15,39565 m dari FP

Tangki

W Tangki = 93,44329 ton

KG Tangki = 3,391694 m

LCG Tangki = 22,16211 m dari FP

KG Total = 4,26909 m

LCG Total = 21,2064 m dari FP

LCB = 24,41 m dari FP

Koreksi Displacement

Displacement = 3616,69 ton

Δ Disp - W = 1525,03 ton

Kondisi = 73%

Kondisi = Diterima

PERHITUNGAN TRIM

Chapter 11 Parametric Design, Michael G. Parsons

Input Data		
L =	53,22423	m
B =	20,16069	m
T =	3,513154	m
CM =	0,99	
CB =	0,9	
CWP =	0,933333	
Vol Disp =	3528,482	m ³
KG =	4,269092	m
LCG =	21,20642	m dari FP
LCB =	24,41	m dari FP

Sifat Hidrostatik

1. KB

$$KB = [0.9 - 0.3 \cdot CM - 0.1 \cdot CB] \cdot T$$

$$= 1,802248 \text{ m}$$

2. BM_T

$$CI = 0.1216 \cdot CWP - 0.041$$

Transverse Inertia Coefficient

Parametric Ship Design hal. 11 - 19

3. BM_L

$$C_{IL} = 0.350 \cdot CWP^2 - 0.405 \cdot CWP + 0.146$$

Longitudinal Inertia Coef.

$$= 0,072889$$

$$I_L = C_{IL} \cdot L_{PP}^3 \cdot B$$

$$= 221561,8 \text{ m}^4$$

$$BM_L = I_L / \nabla \quad ; \text{jarak B \& M melintang}$$

$$= 62,79239$$

4. GM_L = KB + BML - KG

$$= 60,32555$$

5. Trim = ((LCG - LCB) · L_{PP}) / GM_L

$$= -2,82696 \text{ m}$$

; Parametric Ship Design hal 11 - 27

Kondisi Trim =

Trim Haluan

6. Batasan Trim

$$\Delta(LCG - LCB) = -3,20$$

$$0,01 \cdot L = 0,532242$$

$$= 0,072493$$

$$I_T = CI \cdot LPP \cdot B^3$$

$$= 31617,23 \text{ m}^4$$

$$BM_T = IT / \nabla \quad ; \text{jarak } B \text{ dan } M \text{ secara melintang}$$

$$= 8,960576 \text{ m}$$

Kondisi Batasan Trim =

Diterima

PERHITUNGAN LAMBUNG TIMBUL

International Convention on Load Lines, 1966 and Protocol of 1988

Input Data	
H =	5,443387
D =	0.85 . H
=	4,63
L1(1) =	96% · LWL _{0.85D}
=	-
L1(2) =	LPP
=	53,22
L1 =	53,22 ; diambil L1 terbesar
B =	20,16
CB =	0,9
ℓ_{PO} =	10,64 ; panjang Poop

Lambung Timbul Standar (F_b)

*International Convention on Load Line 1996
as modified 1998 and 2003 - Table 28.2*

L ₁ (m)	⇒	F _b (mm)
60	⇒	573
61	⇒	587

interpolasi

53,2242	⇒	478,1392 mm
	⇒	0,478 m

Koreksi

1. L ; 24 < L < 100

$$35\% L = 18,62848$$

$$\ell_{PO} = 10,64485 \text{ m}$$

tidak ada koreksi; $\ell_{PO} < 35\% L$

2. Poop ; Regulation 33

L ₁ (m)	⇒	h _{st} (m)
30	⇒	1,8

75	⇒	1,8
----	---	-----

interpolasi

53,22	⇒	1,8 m
t _{PO}	=	2,4 m

karena t_{PO} > h_{st} maka

$$E_{PO} = S_{PO}$$

$$= 10,64 \text{ m}$$

Total Panjang Efektif

$$E = E_{PO}$$

$$= 10,64 \text{ m}$$

International Convention on Load Line 1996
as modified 1998 and 2003 - Regulation 27 Type of Ship

Tipe = A

2. CB ; CB > 0,68

$$F_{b2} = F_b \cdot \frac{C_B + 0.68}{1.36}$$

$$= 0,555485 \text{ mm}$$

3. Depth (D)

$$L/15 = 3,55$$

$$R = 110,88$$

$$F_{b3} = 210,69 \text{ mm}$$

$$= 0,2 \cdot L$$

Pengurangan Akibat Bangunan Atas

$$L_1 \text{ (m)} \Rightarrow h_{st} \text{ (mm)} ; \text{ regulation 37 hlm 63}$$

$$24 \Rightarrow 350$$

$$85 \Rightarrow 860$$

$$53,22 \Rightarrow 594,3337 \text{ mm} ; \text{ interpolasi}$$

Pengurangan ; regulation 37 table 37.1

$$= \% \cdot h_{st} \text{ mm}$$

$$= 83 \text{ mm}$$

Total Lambung Timbul

$$F_b' = F_{b3} - \text{Pengurangan}$$

$$= 127,49 \text{ mm}$$

$$= 0,127 \text{ m}$$

Batasan

1. Lambung Timbul Sebenarnya

$$F_{ba} = H - T$$

$$= 1,93 \text{ m}$$

Lambung Timbul Sebenarnya harus lebih besar dari Lambung Timbul Total

Kondisi = Diterima

PERHITUNGAN TONASE

1. Gross Tonnage

2. Net Tonnage

Volume Geladak di bawah Geladak Cuaca

$$\begin{aligned} V_u &= \Delta \cdot ((1.25 \cdot H/T) - 0.115) \\ &= 6588,848 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$V_{RM} = 3368,998364 \text{ m}^3$$

$$\begin{aligned} K_2 &= 0.2 + 0.02 \cdot \log_{10} [V_C] \\ &= 0,270550016 \end{aligned}$$

$$Z_c = 22$$

$$N_1 = 8$$

$$N_2 = 14$$

Volume Ruang Tertutup di atas Geladak Cuaca

$$\begin{aligned} V_H &= V_{\text{poop}} \\ &= 1238,602 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_3 &= 1.25 \frac{GT + 10000}{10000} \\ &= 1,312164416 \end{aligned}$$

Total Volume Ruang Tertutup

$$V = 7827,451 \text{ m}^3$$

$$\begin{aligned} K_1 &= 0.2 + 0.02 \cdot \log_{10} V \\ &= 0,277872 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} GT &= V \cdot K_1 \\ &= 2175,033 \end{aligned}$$

$$NT = K_2 V_c \left(\frac{4d}{3D} \right)^2 + K_3 \left(\frac{N_1}{1} + \frac{N_2}{10} \right) = 687,3002$$

Kondisi Syarat

$$0.25 GT = 543,758$$

$$NT \geq 0.25 GT \quad \text{Diterima}$$

$$0.30 GT = 652,5098$$

$$NT \geq 0.30 GT \quad \text{Diterima}$$

PERHITUNGAN STABILITAS

1 feet = 0,3048 m
 1 long ton = 1,016 ton

Input Data	
L =	174,6202 ft
B =	66,144 ft
B _w =	66,144 ft ;max wl breadth
T =	11,5261 ft
H _M =	17,85888 ft
S _F =	0 ft
S _A =	0 ft
Δ ₀ =	3559,738 long ton
ℓ _{ST} =	34,92403 ft
h _{ST} =	7,874016 ft
C _B =	0,9
C _{WP} =	0,933333
C _X = C _M =	0,99

Perhitungan Awal

$$A_2 = (0.98 \cdot LPP \cdot HM) + S$$

$$= 3056,1505 \text{ ft}^2$$

$$D = (S/L) + HM \quad ; \text{tinggi kapal rata-rata}$$

$$= 17,858881 \text{ ft}$$

$$F = D - T \quad ; \text{lambung timbul rata-rata}$$

$$= 6,3327855 \text{ ft}$$

$$A_1 = 1.01 \cdot A_0 \quad ; \text{area of waterline plane at depth D}$$

$$= 10887,873 \text{ ft}^2 \quad \text{maybe estimate from } A_0 \text{ and nature of stations above waterline}$$

Perhitungan GZ

$$\Delta_{DT} = \left(\frac{A_0 + A_1}{2} \right) \cdot \left(\frac{F}{35} \right)$$

$$= 5520,0015$$

$$\delta = (0,5 \cdot DT) - \text{Disp } 0$$

$$= -799,73716$$

$$C_{W'} = A_2 / (L \cdot D)$$

$$= 0,98$$

$$C_{W'} = \frac{(140 \cdot \delta) \cdot (1 - C_{PV}')}{L_{PP} \cdot D \cdot B}$$

$$= 1,004$$

$$f_0 = \frac{H \cdot \left(\frac{A_1}{A_0} - 1 \right)}{2 \cdot F \cdot (1 - C_{PV})}$$

$$= 0,3948$$

$$f_1 = \frac{D \cdot \left(1 - \frac{A_0}{A_1} \right)}{2 \cdot F \cdot (1 - C_{PV}')}$$

$$C_{PV} = CB / CWP \quad ; \text{vertical prism. Coef.}$$

$$= 0,964286$$

$$A_0 = LPP \cdot BW \cdot CWP \quad ; L \text{ bid. Air}$$

$$= 10780,07 \text{ ft}^2$$

$$A_M = BW \cdot CX \cdot T \quad ; L \text{ Midship}$$

$$= 754,7583 \text{ ft}^2$$

$$s = 0 \text{ ft} ; \text{sheer rata-rata}$$

$$C_X' = [AM + (B.F)] / (B.D)$$

$$= 0,993546$$

$$C_{PV}' = (35 \cdot DT) / (A1 \cdot D)$$

$$= 0,9935962$$

$$C_{PV}'' = (35 \cdot DT) / (A2 \cdot B)$$

$$= 0,9557449$$

$$= 2,1801$$

$$f_2 = 0,9423$$

$$KG = 14,006 \text{ ft}$$

BATASAN STABILITAS MENURUT IMO

IMO Resolution A. 749 (18)

Input Data

Input Data	Kriteria IMO	Periode Rolling	Status	Kriteria Dipenuhi
1. e (mrad)	1. $e_{30^\circ} \geq 0,055$	$T = \frac{0,79 \cdot B}{\sqrt{G' Mo}}$		
$e_{30^\circ} = 0,52$	$e_{30^\circ} = 0,524$			
$e_{40^\circ} = 0,60$	= Diterima			5,049 detik
$e = e_{30^\circ} - e_{40^\circ}$	2. $e_{40^\circ} \geq 0,09$			
= 0,08	$e_{40^\circ} = 0,600$			
2. $GZ_{30^\circ} = 3,345216$ m	= Diterima			
3. $\theta_{max} = 35$	3. $e_{30-40^\circ} \geq 0,03$			
4. $GM_0 = 25,70002$ feet	$e_{30-40^\circ} = 0,076$			
= 7,833365 m	= Diterima			
5. $B = 20,16069$ m	4. $h_{30^\circ} \geq 0,2$			
6. $G' Mo = 32,64286$ feet	$h_{30^\circ} = 3,345$			
	= Diterima			
	5. $\theta_{max} \geq 25$			
	$\theta_{max} = 35,443$			
	= Diterima			
	6. $GM_0 \geq 0,15$			
	$GM_0 = 20,161$			
	= Diterima			

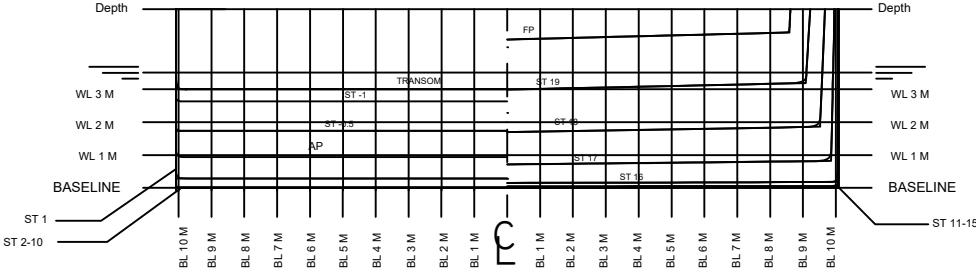
PERHITUNGAN BIAYA INVESTASI POWERBARGE 20,8 MW

Biaya Pembangunan Kapal	=	W St . Harga St (per ton)		; Harga Baja	=	\$ 2.200,00		per ton
	=	Rp 8.121.258.642,09		; Kurs Dollar	=	Rp 14.082,00		
Biaya Tangki	=	W tangki . Harga Al (per ton)		; Harga Bahan	=	\$ 2.000,00		
	=	Rp 2.631.736.778,31						
Biaya Vaporizer	=	Rp 1.011.679.044,00		; Harga per unit	=	\$ 35.921,00		
Biaya Gas Turbin	=	Rp 67.485.450,24						
Biaya Instalasi Listrik	=	Rp 19.714.800,00		; Harga tiang	=	\$ 1.000,00		per ton
Biaya Peralatan & Perlengkapan	=	40% . Biaya pembangunan kapal						
	=	Rp 3.248.503.456,83						
Total Biaya Kapal	=	Rp 15.100.378.171,47						
Komisi Galangan	=	10% . Biaya Kapal						
	=	Rp 1.510.037.817,15						
Biaya Inflasi	=	4,78% . Biaya Kapal						
	=	Rp 721.798.076,60						
Biaya Pajak	=	7% . Biaya Kapal						
	=	Rp 1.057.026.472,00						
Biaya Tak terduga	=	10% . Biaya Kapal						
	=	Rp 1.510.037.817,15						
TOTAL BIAYA MODAL	=	Rp 19.899.278.354,36		WACC	=	11,50%		
Biaya Kapital per th =	=	Rp 2.581.031.598,89		Umur Ekonomis	=	20		

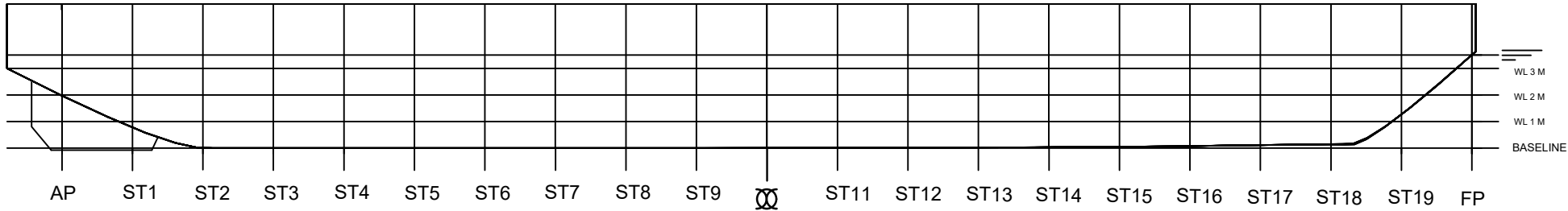
PERHITUNGAN BIAYA INVESTASI POWERBARGE 23,7 MW

Biaya Pembangunan Kapal	=	W St . Harga St (per ton)	=	\$ 2.200,00	per ton
	=	Rp 8.090.405.449,53	=	Rp 14.082,00	
Biaya Tangki	=	W tangki . Harga Al (per ton)	=	\$ 2.000,00	
	=	Rp 2.672.922.632,37			
Biaya Vaporizer	=	Rp 1.517.518.566,00	=	\$ 35.921,00	
Biaya Gas Turbin	=	Rp 76.894.479,36			
Biaya Instalasi Listrik	=	Rp 19.714.800,00	=	\$ 1.000,00	per ton
Biaya Peralatan & Perlengkapan	=	40% . Biaya pembangunan kapal			
	=	Rp 3.236.162.179,81			
Total Biaya Kapal	=	Rp 15.613.618.107,07			
Komisi Galangan	=	10% . Biaya Kapal			
	=	Rp 1.561.361.810,71			
Biaya Inflasi	=	4,78% . Biaya Kapal			
	=	Rp 746.330.945,52			
Biaya Pajak	=	7% . Biaya Kapal			
	=	Rp 1.092.953.267,50			
Biaya Tak terduga	=	10% . Biaya Kapal			
	=	Rp 1.561.361.810,71			
TOTAL BIAYA MODAL	=	Rp 20.575.625.941,50	WACC	=	11,50%
Biaya Kapital per th =	=	Rp 2.668.757.116,53	Umur Ekonomis	=	20

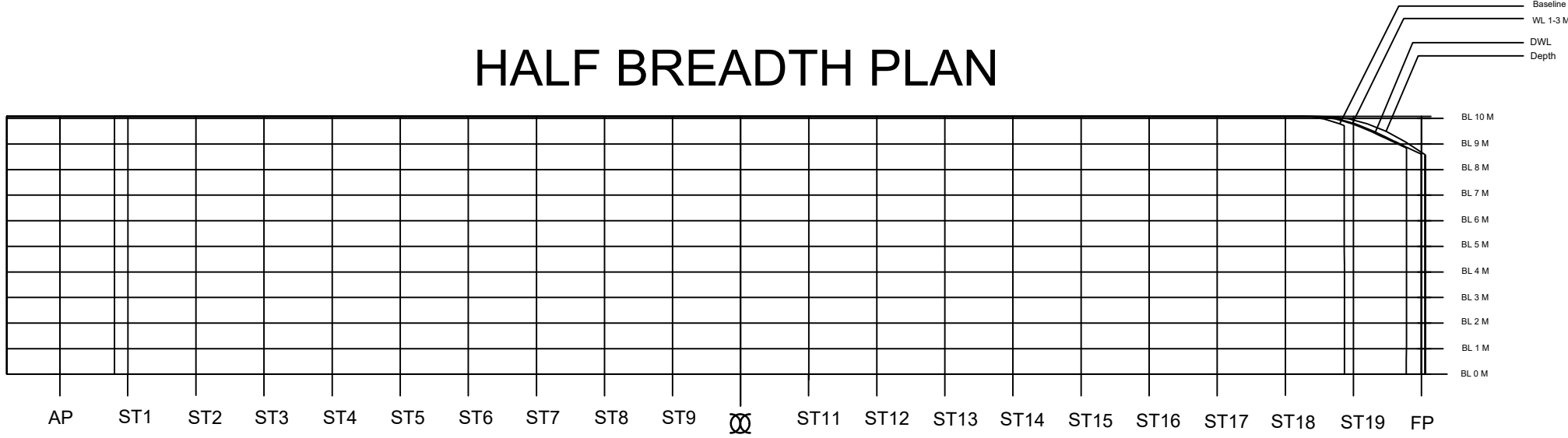
BODY PLAN



SHEER PLAN



HALF BREADTH PLAN



PRINCIPAL DIMENSION	
TYPE	POWERBARGE
DAYA	20.8 MW
LENGTH OVERALL (LOA)	59.607 M
LENGTH BETWEEN PERPENDICULAR (LPP)	53.22 M
BREADTH (B)	20.16 M
HEIGHT (H)	5.44 M
DRAUGHT (T)	3.51 M

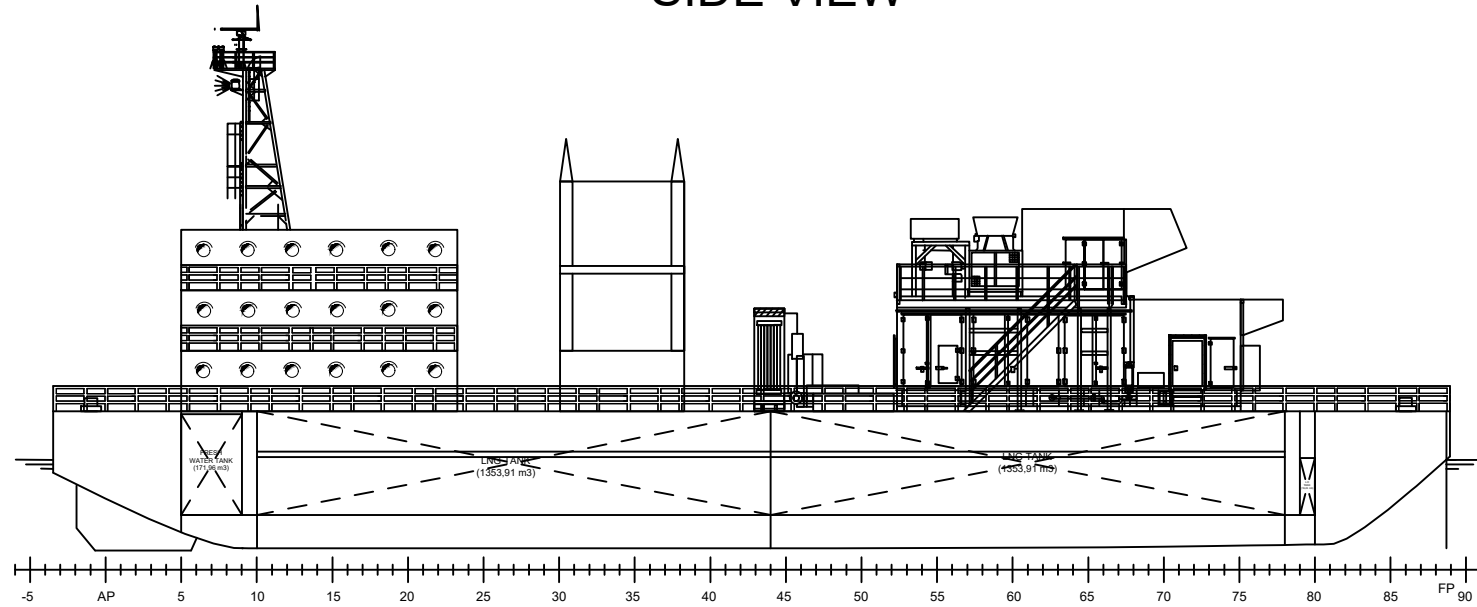
DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING
 FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
 INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA

POWERBARGE CAHAYA NUSRA

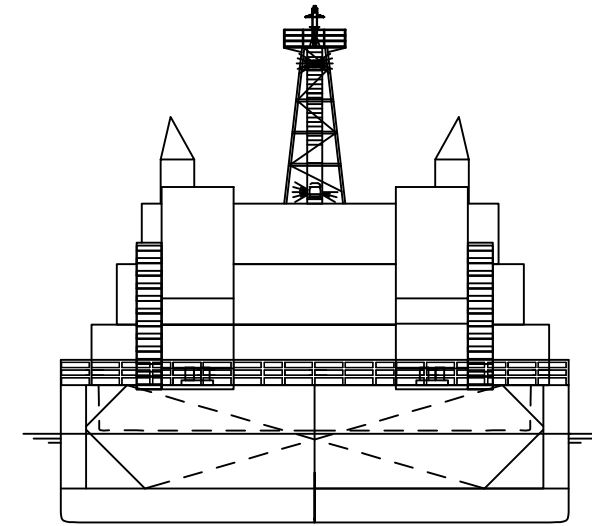
LINES PLAN

SCALE	SIGNATURE	DATE	NOTE
DRAWN BY ANGGIT LARASATI			NRP : 04411540000048
APPROVED BY EKA WAHYU ARDHI, S.T., M.T. Dr. Eng. IGN. SUMANTA BUANA, S.T., M.Eng.			

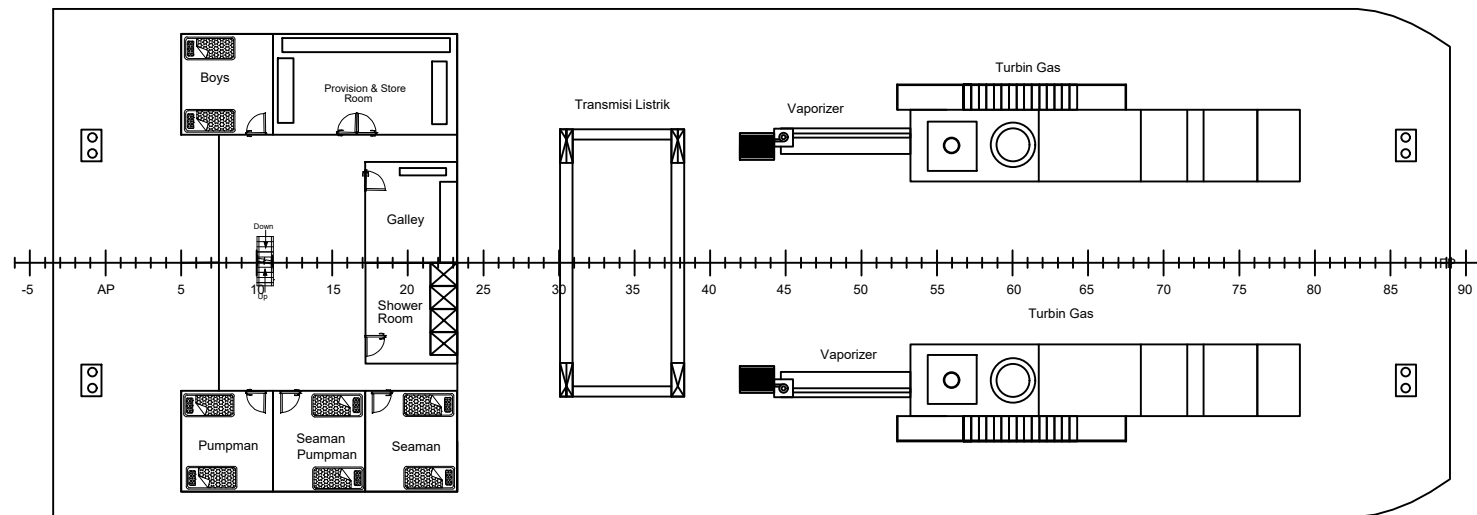
SIDE VIEW



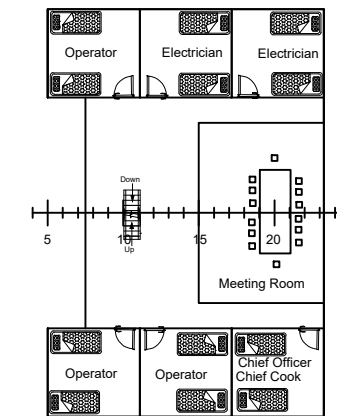
FRONT VIEW



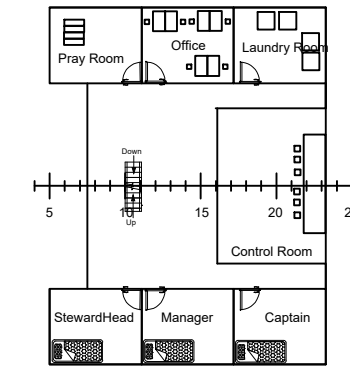
MAIN DECK



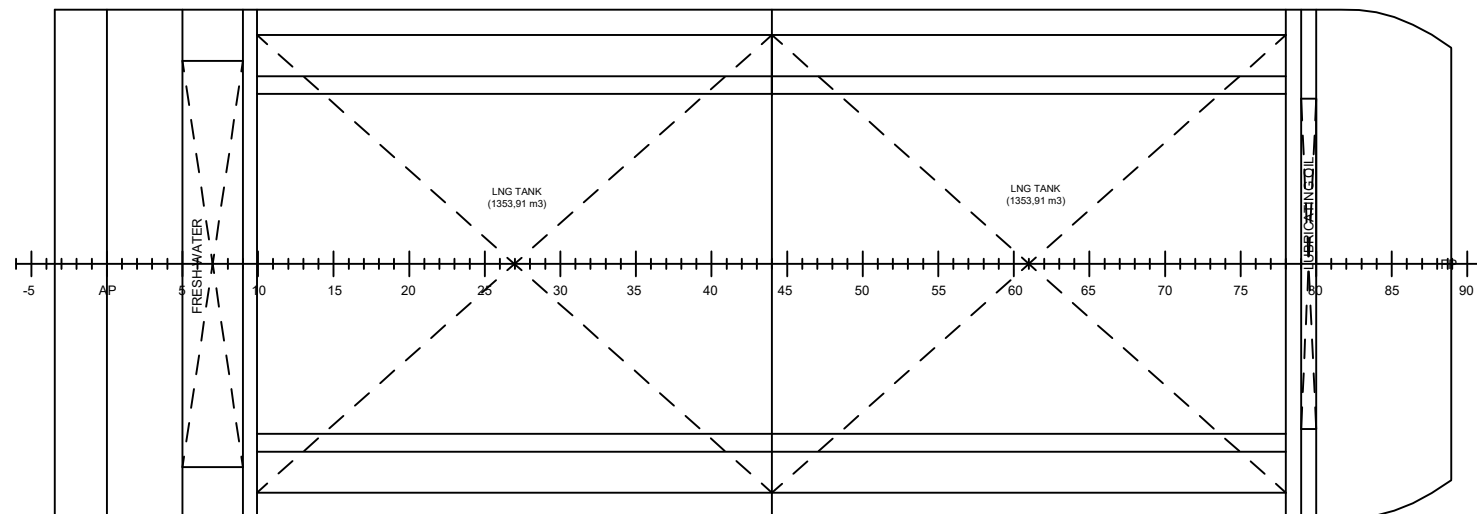
Deck 2



Deck 3



BELOW MAINDECK



PRINCIPAL DIMENSION	
TYPE	POWERBARGE
DAYA	20.8 MW
LENGTH OVERALL (LOA)	59.607 M
LENGTH BETWEEN PERPENDICULAR (LPP)	53.22 M
BREATH (B)	20.16 M
HEIGHT (H)	5.44 M
DRAUGHT (T)	3.51 M

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

POWERBARGE CAHAYA NUSRA

General Arrangement

SCALE	SIGNATURE	DATE	NOTE
DRAWN BY ANGGIT LABASATI			NRP :
APPROVED BY EKA WAHYU ARDHI, S.T., M.T. Dr. Eng. IGN. SUMANTA BUANA, S.T., M.Eng.			04411540000048

BIODATA PENULIS



Penulis lahir di Jakarta pada tanggal 28 September 1997. Penulis merupakan anak terakhir dari dua bersaudara, putri dari (Alm) Bapak Priyo Laksono dan Ibu Sri Marmanti. Sebelum menempuh bangku perkuliahan penulis telah menempuh pendidikan di TK Cahaya Balita Jakarta (2000-2003), SDNP. Kompleks IKIP Jakarta (2003-2009), SMP Santa Ursula Jakarta (2009-2012), dan SMA Santa Ursula Jakarta (2012-2015). Pada tahun 2015 penulis mulai menempuh pendidikan S-1 di Departemen Teknik Transportasi Laut Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya hingga tahun 2020. Selama berkuliah penulis aktif sebagai pengurus organisasi Himaseatrans sebagai staff Internal dan Wakil Ketua Himpunan. Selain itu penulis juga mengikuti berbagai kegiatan dan kepanitiaan baik di dalam kampus maupun di luar kampus. Selama berkuliah penulis merupakan penerima beasiswa Yayasan Van De Venter-Mass Indonesia (YVDMI) dan terpilih mengikuti pelatihan *Citizenship Workshop* bersama penerima beasiswa YVDMI lainnya dari seluruh Indonesia. Bagi pembaca yang membutuhkan diskusi lebih lanjut dengan penulis dapat menghubungi penulis melalui email : larasatianggit@gmail.com.