



TUGAS AKHIR – ME 141501

KAJIAN TEKNIS DAN EKONOMIS MODIFIKASI SISTEM BAHAN BAKAR MESIN DIESEL *DUAL FUEL LNG-HSD* PADA KAPAL PENYEBERANGAN : CASE STUDY LINTASAN MERAK – BAKAUHENI

Fandhika Putera Santoso

NRP 4212 100 001

Dosen Pembimbing :

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

JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



FINAL PROJECT – ME 141501

TECHNICAL AND ECONOMICAL ASSESEMENT OF MAIN ENGINE MODIFICATION USING DUAL FUEL SYSTEM (HSD-LNG) ON FERRY CASE STUDY : MERAK – BAKAUHENI VOYAGE

Fandhika Putera Santoso

NRP 4212 100 001

Supervisor :

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

DEPARTMENET OF MARINE ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

**Kajian Teknis dan Ekonomis Modifikasi Sistem Bahan Bakar
Mesin Diesel *Dual Fuel LNG* pada Kapal Penyeberangan : Case
Study Lintasan Merak – Bakauheni**

SKRIPSI

**Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Sarjana Teknik
pada
Bidang keahlian *Marine Power Plant (MPP)*
Program S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh :

**Fandhika Putera Santoso
NRP. 4212 100 001**

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir :



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

Surabaya, Juli 2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

Kajian Teknis dan Ekonomis Modifikasi Sistem Bahan Bakar
Mesin Diesel *Dual Fuel LNG* pada Kapal Penyeberangan : Case
Study Lintasan Merak – Bakauheni

SKRIPSI

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Sarjana Teknik
Pada
Bidang keahlian *Marine Power Plant (MPP)*
Program S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Fandhika Putera Santoso
NRP. 4212 100 001

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan :



Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T., M.T.
NIP. 1997 0802 2008 01 1007

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

**Kajian Teknis dan Ekonomis Modifikasi Sistem Bahan Bakar Mesin
Diesel Dual Fuel LNG pada Kapal Penyeberangan : Case Study
Lintasan Merak – Bakauheni**

Nama Mahasiswa : Fandhika Putera Santoso
NRP : 4212100001
Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan
Dosen Pembimbing : Dr. I Made Ariana, S.T, M.T

ABSTRAK

Besarnya *Fuel Oil Consumption (FOC)* di kapal, jumlah *demand BBM* yang besar dibandingkan dengan ketersediaan, serta kebutuhan modernisasi transportasi laut harus segera diwujudkan dalam pembangunan nasional menjadi latar belakang penelitian ini. Untuk menyelesaikan masalah tersebut dibuat penelitian tentang penggunaan *dual fuel* (DF) untuk transportasi laut. Dalam penelitian ini dirumuskan rumusan masalah yaitu bagaimanakah modifikasi sistem yang dilakukan untuk *fuel system* pada konversi *single fuel* (SF) ke DF (*HSD-LNG*), berapakah *FOC* untuk SF dan DF (*HSD-LNG*) sebelum dan setelah dilakukan konversi, serta bagaimanakah perbandingan kajian ekonomis dari konversi SF ke DF (*HSD-LNG*). Metode yang digunakan adalah teoritis perhitungan serta studi lapangan. Kapal yang dikonversi adalah kapal ferry lintasan Merak-Bakauheni dengan sample tiga kapal ukuran yang berbeda. Hasil yang didapatkan yaitu modifikasi dilakukan dengan menambahkan *gas transfer* dari *storage* menuju ke *main engine* meliputi *LNG Storage*, *LNG Cryogenic Pump*, *Heat Exchanger*, *Gas Valve Unit (GVU)*, dan *Conversion System*. Untuk penghematan yang dilakukan dari FOC adalah rata-rata 46,79% dari ketiga kapal.

Kata Kunci : Dual Fuel System, Konversi, LNG-HSD, Diesel Engine

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Technical and Economical Assesement of Main Engine Modification Using Dual Fuel System (HSD-LNG) on Ferry Case Study : Merak – Bakauheni Voyage

Name : Fandhika Putera Santoso
NRP : 4212100001
Department : Marine Engineering
Supervisor : Dr. I Made Ariana, S.T, M,T

ABSTRACT

Total Fuel oil that consumed on vessel, demand of fuel oil that not balance with the availability on global energy and modernization of sea transportation units that should be realized on Indonesia development program are the main background for this research. The new marine technology to reduce FOC is using Dual Fuel System for the engine operation. Refer to previous research, dual fuel system can reduce the total FOC and more efficient in cost operational. This research discuss regard to how to modified single fuel (SF) to dual fuel (DF) system using HSD and LNG as fuelled vessel, FOC comparation between SF to DF, and economical analysis SF and DF system. For the methodes using theoretical and field study for the valid system. For the vessel that will be discussed are three vessel on Merak-Bakauheni voyage as the sample of the ferry in Indonesia by three class of the difference load. The result, modification conducted by modified engine and install gas transfer from LNG storage to main engine consist of LNG tank, LNG Cryopump, Vaporization Units (Heat Exchanger), Gas Valve Units (GVU) and Conversion Units. Total of the saving cost of FOC is 46,79%.

Keywords : *Dual Fuel System, Conversion, HSD-LNG, Diesel Engine*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji bagi Allah SWT karena atas rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan baik. Tugas akhir dengan judul "*Kajian Teknis dan Ekonomis Modifikasi Sistem Bahan Bakar Mesin Diesel Dual Fuel LNG pada Kapal Penyeberangan : Case Study Lintasan Merak – Bakauheni*" dapat diselesaikan untuk memenuhi syarat mendapatkan gelar Sarjan Teknik di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada pihak-pihak yang telah membantu menyelesaikan tugas akhir ini khususnya kepada :

1. Kedua orang tua penulis Rusmiyati dan Pudji Santoso, Ibu dan Ayah yang selalu ikhlas mendoakan dan mendukung penulis setiap saat.
2. Bapak Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T, M.Sc selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan.
3. Dr. I Made Ariana, S.T, M.T, selaku dosen pembimbing yang sangat sabar membimbing dan memberikan ilmunya untuk penulis. Penulis berharap semoga ilmu yang bapak berikan dapat penulis manfaatkan untuk orang lain, untuk membangun bangsa Indonesia ini.
4. Ir. Amiadji, M.Sc. sebagai dosen wali penulis yang sudah membimbing dari awal semester pertama hingga semester terakhir.
5. Keluarga besar Laboratorium Marine Power Plant (MPP) dan Marine Manufacturing and Design (MMD) terutama untuk Aji, Khozin, Herlan, Dhaifina, Esqy dan Dhanang.
6. Keluarga besar angkatan 2012 JTSP serta semua pihak yang telah membantu menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Tugas akhir ini tentunya masih terdapat beberapa kekurangan. Penulis memohon maaf dan mengharapkan saran serta kritik yang membangun untuk masukan yang lebih baik.

“Ilmu yang paling berharga adalah ilmu yang bermanfaat, dan manusia yang paling berharga, adalah yang paling banyak manfaatnya untuk lingkungan”.

Semoga tugas akhir ini bisa bermanfaat di kemudian hari. Memberikan manfaat untuk lingkungan, dan untuk membangun bangsa ini.

Surabaya, 19 Juli 2016
Penulis

Fandhika Putera Santoso

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL BAHASA INDONESIA	i
HALAMAN JUDUL BAHASA INGGRIS	iii
LEMBAR PENGESAHAN DOSEN PEMBIMBING	v
LEMBAR PENGESAHAN KETUA JURUSAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xx
DAFTAR LAMPIRAN	xxiii
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Tujuan Penulisan	3
1.5. Manfaat Tugas Akhir.....	3
BAB II	5
TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Roadmap Penelitian Sebelumnya	5
2.2. Basic Natural Gas Concept.....	7
2.2.1. Karakteristik Bahan Bakar LNG	7
2.2.2. Perbandingan LNG dengan Bahan Bakar Lain	8
2.2.3. Pemilihan LNG.....	9
2.3. <i>LNG Regasification Process</i>	10
2.3.1. <i>Regasification Process</i>	10

2.3.2. <i>Unit Regasification System</i>	12
2.4. <i>Basic Dual Fuel Engine Concept</i>	23
2.4.1. Konsep <i>Dual Fuel</i> pada <i>Diesel Engine</i>	23
2.4.2. Scope of Conversion.....	24
2.5. Perhitungan Bahan Bakar Minyak.....	25
2.6. Perhitungan Bahan Bakar Gas.....	25
2.7. Penentuan Perhitungan Keekonomian.....	26
2.7.1. Menghitung Investasi	26
2.7.2. Menghitung Payback Period.....	26
2.7.3. Menghitung Nett Present Value	27
 BAB III	29
METODOLOGI PENELITIAN	29
3.1. Tahap Persiapan.....	30
3.2. Tahap Pengumpulan Data.....	30
3.3. Tahap Analisa.....	31
 BAB IV	33
ANALISA DAN PEMBAHASAN	33
4.1. Penentuan Modifikasi Fuel System Single Fuel menjadi Dual Fuel	33
4.1.1. Penentuan Kapal-Kapal yang akan Dilakukan Konversi.....	33
4.1.2. Penentuan Skenario Konversi yang Dilakukan	37
4.1.3. Penentuan Modifikasi Sistem Dual Fuel pada Kapal	37
4.2. Keyplan Dual Fuel System Hasil Modifikasi	83
4.3. Perbandingan Analisa Ekonomis Single Fuel dan Dual Fuel	84
4.3.1. Perhitungan nilai investasi.....	84
4.3.2. Depresiasi	85
4.3.3. Perhitungan Biaya Operasional	86
4.3.4. Revenue (Pendapatan)	88
4.3.5. Hasil Perhitungan Payback Period.....	90

4.3.6. Hasil Perhitungan Nett Present Value	94
BAB V	101
KESIMPULAN DAN SARAN	101
5.1. Kesimpulan.....	101
5.2. Saran.....	102
DAFTAR PUSTAKA.....	103

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1. Perbandingan Penelitian Sebelumnya Tentang Liquid Natural Gas.....	7
Gambar 2. 3. Diagram Proses Regasifikasi LN	11
Gambar 2. 4. Tipe-tipe tangki LNG	12
Gambar 2. 5. Contoh symple system.....	18
Gambar 2. 6. Heat Exchanger.....	19
Gambar 2. 7. Gas Valve Unit	21
Gambar 2. 8. Installation today of GVU	22
Gambar 2. 9. Installation applied.....	22
Gambar 2. 10. Dual Fuel System.....	23
Gambar 2. 11. Sistem Modifikasi yang Akan Dilakukan	24
Gambar 3. 1. Flow Chart Metodologi Penelitian.....	29
Gambar 3. 3. Alur penentuan komposisi bahan bakar.....	31
Gambar 3. 4. Alur analisa perhitungan keekonomian	32
Gambar 4. 1. KMP. Portlink III (15.351 GT).....	35
Gambar 4. 3. KMP. Jatra I (3.871 GT).....	36
Gambar 4. 4. KMP. Legundi (5.000 GT)	36
Gambar 4. 5. Rencana Desain Modifikasi yang Akan Dilakukan pada Kapal Ferry	38
Gambar 4. 6. Konsumsi bahan bakar KMP. Legundi per Trip.....	44
Gambar 4. 7. Konsumsi bahan bakar KMP. Legundi per bulan.....	44
Gambar 4. 8. FOC KMP. Jatra I per trip	51
Gambar 4. 9. FOC KMP. Jatra I per Bulan	51
Gambar 4. 10. FOC KMP. Portlink	55
Gambar 4. 11. FOC KMP. Portlink III per bulan	56
Gambar 4. 12. LNG ISO Tank 26.000 Liter.....	59
Gambar 4. 13. LNG ISO Tank 41. 325 Liter.....	59
Gambar 4. 14. System Basic Principle of Dual Fuel System	60
Gambar 4. 15. LNG Phase Diagram.....	63

Gambar 4. 16. Heat Exchanger yang digunakan	74
Gambar 4. 17. Principle Dimension Heat Exchanger.....	77
Gambar 4. 18. LNG Cryogenic Pump Performance AAC-32.....	79
Gambar 4. 19. Detail LNG Pump Performane AC-32.....	80
Gambar 4. 20. Principle Dimension LNG Cryogenic Pump AC-32	80
Gambar 4. 21. Gas Valve Units System	81
Gambar 4. 22. ComAp Engine Conversion Units	82
Gambar 4. 23. Keyplan gas fuel masing-masing kapal	84
Gambar 4. 24. Grafik Perbandingan Investasi Masing-Masing Kapal	84
Gambar 4. 25. Annual Depreciation of Investment.....	85
Gambar 4. 26. Tambahan Biaya Operasional Dual Fuel System	87
Gambar 4. 27. Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar SF dan DF per trip	87
Gambar 4. 28. Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar SF & DF per tahun	88
Gambar 4. 29. Revenue tahunan masing-masing kapal per trip	89
Gambar 4. 30. Payback period KMP. Legundi Subsidi.....	91
Gambar 4. 31. Payback period KMP. Legundi Non Subsidi.....	91
Gambar 4. 32. Payback period KMP. Jatra I subsidi.....	92
Gambar 4. 33. Payback Period KMP. Jatra I non subsidi.....	93
Gambar 4. 34. Payback Period KMP. Portlink III Subsidi	93
Gambar 4. 35. Payback Period KMP. Portlink III Non Subsidi	94
Gambar 4. 36. NPV_SUB_LEGUNDI.....	95
Gambar 4. 37. NPV_NSUB_8_LEGUNDI.....	96
Gambar 4. 38. NPV_SUB_JATRA I.....	96
Gambar 4. 39. NPV_NSUB_8_JATRA I.....	97
Gambar 4. 40. NPV_SUB_PORTLINK III.....	98
Gambar 4. 41. NPV_NSUB_8_PORTLINK III	98
Gambar 4. 42. NPV berdasarkan variasi	99

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1. Roadmap Penelitian Sebelumnya	5
Tabel 2. 3. Typical Raw Natural Gas Composition.....	8
Tabel 2. 4. Perbandingan spesifikasi bahan bakar yang akan digunakan ..	8
Tabel 2. 5. Kelebihan dan kekurangan metode regasifikasi LNG	11
Tabel 2. 6. Beberapa konversi untuk heat exchanger	15
Tabel 4. 1. Informasi Umum Kapal yang Akan Dikonversi	34
Tabel 4. 2. Ship Partucalar Kapal yang Akan Dikonversi.....	34
Tabel 4. 3. Spesifikasi Mesin Kapal yang Akan Dikonversi.....	35
Tabel 4. 4. Skenario Konversi yang Akan dilakukan	37
Tabel 4. 5. Tabel Perbandingan antara satu PP dan satu trip.....	39
Tabel 4. 7. Skenario Perjalanan dan FOC KMP. Legundi per trip	40
Tabel 4. 8. Perbandingan Hitungan dan Realisasi FOC November Legundi	41
Tabel 4. 9. Perbandingan Hitungan dan Realisasi FOC Desember Legundi	41
Tabel 4. 10. Perbandingan Hitungan gan dan Realisasi FOC Januari Legundi	42
Tabel 4. 11. Perbandingan FOC KMP. Legundi 3 Bulan Terakhir	42
Tabel 4. 12. Minimum storage HSD 30% dan LNG 70%	45
Tabel 4. 13. Minimum storage HSD 40% dan LNG 60%	45
Tabel 4. 14. Minimum Storage HSD 50% dan LNG 50%	46
Tabel 4. 15. Minimum Storage HSD 60% dan LNG 40%	46
Tabel 4. 16. Minimum storage untuk HSD - LNG KMP. Legundi	46
Tabel 4. 17. Skenario perjalanan & FOC Jatra 1 November 2015 per trip	47
Tabel 4. 18. Skenario Perjalanan dan FOC Jatra 1 Desember 2015 per trip	47
Tabel 4. 19. Skenario Perjalanan & FOC Jatra 1 Januari 2016 per trip..	48

Tabel 4. 20. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC November Jatra I	49
Tabel 4. 21. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC Desember Jatra I	49
Tabel 4. 22. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC Januari 2016. Jatra I.....	50
Tabel 4. 23. Perbandingan FOC KMP. Jatra I November 2015 - Januari 2016	50
Tabel 4. 24. Minimum storage HSD 30% dan LNG 70% KMP. Jatra I	52
Tabel 4. 25 Minimum storage HSD 40% dan LNG 60% KMP. Jatra I	52
Tabel 4. 26. Minimum storage HSD 50% dan LNG 50% KMP. Jatra I	52
Tabel 4. 27. Minimum storage HSD 60% dan LNG 40% KMP. Jatra I	53
Tabel 4. 28. Minimum Storage KMP. Jatra I	53
Tabel 4. 29. Skenario Perjalanan dan FOC KMP. Portlink III	53
Tabel 4. 30. Perbandingan Perhitungan & Realisasi FOC Desember Portlink III	54
Tabel 4. 31. Hasil Perhitungan FOC KMP. Portlink III	55
Tabel 4. 32. Minimum Storage HSD dan LNG Rasio 30% & 70% Portlink III	56
Tabel 4. 33. Minimum Storage HSD dan LNG Rasio 40% & 60% Portlink III	57
Tabel 4. 34. Minimum Storage HSD & LNG Rasio 50% : 50% Portlink III	57
Tabel 4. 35. Minimum Storage HSD & LNG Rasio 60% : 40% Portlink III	57
Tabel 4. 36. Hasil Perhitungan Kebutuhan Tangki Minimal Portlink III	57
Tabel 4. 37. LNG ISO Tank Spesification	58
Tabel 4. 38. Kebutuhan Tangki Gas Setiap Kapal.....	58
Tabel 4. 39. Temperatur inlet dan outlet yang akan masuk pada heat exchanger.....	62
Tabel 4. 40. LMTD Properties KMP. Legundi.....	64
Tabel 4. 41. Spesifikasi Heat Exchanger KMP.Legundi	66
Tabel 4. 42. Temperatur inlet dan outlet yang akan masuk pada H/E	66
Tabel 4. 43. LMTD Properties KMP. Jatra I	68

Tabel 4. 44. Tabel spesifikasi heat exchanger KMP. Legundi untuk sistem modifikasi dual fuel system.....	70
Tabel 4. 45. Temperatur inlet & outlet yang masuk pada heat exchanger	71
Tabel 4. 46. LMTD Properties KMP. Portlink III	72
Tabel 4. 47. Tabel spesifikasi heat exchanger KMP. Portlink III.....	74
Tabel 4. 48. Spesification Heat Exchanger Product	75
Tabel 4. 49. Spesification Heat Exchanger Dimension	75
Tabel 4. 50. Spesification Heat Exchanger Product	76
Tabel 4. 51. Spesification Heat Exchanger Dimension	76
Tabel 4. 52. Kesimpulan tipe H/E yang digunakan	77
Tabel 4. 53. Kapasitas minimum dan penetuan tipe cryogenic pump	77
Tabel 4. 54. Komponen gas valve units.....	81
Tabel 4. 55. Pertimbangan penempatan komponen.....	83
Tabel 4. 56. Detail Result of Depreciation KMP. Legundi	86
Tabel 4. 57. Detail Result of Depreciation KMP. Jatra I.....	86
Tabel 4. 58. Detail Result of Depreciation KMP. Portlink III.....	86
Tabel 4. 59. Variasi Revenue untuk kajian ekonomis	89
Tabel 4. 60. Revenue dari selisih bahan bakar	90
Tabel 4. 61. Nilai NPV yang dihasilkan.....	99
Tabel 4. 62. IRR investasi masing-masing kapal	100

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Legundi	105
Lampiran II : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Jatra I.....	107
Lampiran II : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Portlink III	109
Lampiran IV : Perhitungan Investasi Modifikasi Sistem Bahan Bakar Single Fuel to Dual Fuel System	113
Lampiran V : Perhitungan Biaya Operasional Kapal Menggunakan Dual Fuel System	116
Lampiran VI : Perhitungan Ekonomis Bahan Bakar	117
Lampiran VII : Perhitungan Revenue	119
Lampiran VIII : Payback Period	137
Lampiran IX : Nett Present Value	155

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Total konsumsi bahan bakar minyak yang digunakan pada kapal di Indonesia saat ini sangat besar. Dari total 13.244 pada Februari 2014 dan penggunaan bahan bakar mencapai 33,37 ton/hari untuk satu kapal. Jika dikalikan dengan total jumlah kapal di Indonesia, maka total konsumsi bahan bakar mencapai 260.000 ton per hari. Jumlah ini tentunya sangat mempengaruhi konsumsi energi secara keseluruhan dari bahan bakar, dan sektor maritim menyumbang penggunaan energi yang sangat besar di Indonesia. Pengaruh penggunaan bahan bakar yang begitu besar tentunya sangat berdampak pada lingkungan, ketersediaan energi, emisi dan dampak lainnya (Mishbah, 2014). Sehingga hal ini menjadi dasaran utama pentingnya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak dalam sektor industri transportasi laut nasional.

Hal kedua yang menjadi dasaran pentingnya penelitian ini adalah jumlah permintaan bahan bakar minyak yang besar dibandingkan dengan ketersediaan. Proses ekonomi global yang saat ini sedang menurun tentunya sangat berdampak pada produksi minyak dunia yang saat ini semakin langka. Perlu segera mencari energi alternatif lain untuk mengkonversi bahan bakar minyak ke energi yang lebih ramah lingkungan, lebih hemat dan lebih efisien dibandingkan bahan bakar minyak.

Urgensitas dari penelitian ini yang ketiga adalah kebutuhan modernisasi armada pelayaran nasional dan transportasi laut harus segera diwujudkan dalam pembangunan nasional. Indonesia sebagai poros maritim dunia harus menjadi pioner dalam pengembangan sektor transportasi laut. Minimal dilakukan peremajaan terhadap armada laut nasional untuk mendukung produktivitas. Modernisasi yang dimaksud pada penelitian ini adalah modernisasi pada sistem penggerak utama dan bahan bakar yang digunakan. Kondisi yang ada untuk kapal-kapal di Indonesia adalah penggunaan konsumsi bahan bakar yang tinggi, emisi yang sangat besar sehingga mencemari lingkungan dan biaya operasional

yang tinggi sehingga harga logistik juga ikut tinggi. Hal yang bisa dilakukan adalah dengan mengurangi biaya operasional, yaitu pada penggunaan bahan bakar. Konversi bahan bakar minyak ke gas ini diharapkan dapat mengurangi konsumsi bahan bakar dan menurunkan biaya operasional.

Untuk mengetahui efisien atau tidaknya konversi yang dilakukan ini, penelitian ini akan membahas tentang konversi terkait dengan konsumsi bahan bakar mesin yang dihasilkan, desain sistem yang optimal, kajian teknis serta ekonomis hasil konversi. Berdasarkan hasil penelitian sebelumnya, penggunaan bahan bakar gas untuk diesel terbukti dapat mengurangi biaya operasional kapal dan peningkatan performa yang dihasilkan. Proses pengidentifikasi dalam penelitian ini akan dilakukan kajian secara teoritis dan eksperimen untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan yang ada dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

- 1). Bagaimanakah modifikasi sistem yang dilakukan untuk fuel system pada konversi bahan bakar minyak *single fuel* ke *dual fuel (HSD-LNG)*.
- 2). Berapakah *fuel consumption* untuk bahan bakar minyak *single fuel* dan *dual fuel (HSD-LNG)* sebelum dan setelah dilakukan konversi.
- 3). Bagaimanakah perbandingan kajian ekonomis dari konversi bahan bakar minyak *single fuel* ke *dual fuel (HSD-LNG)*.

1.3. Batasan Masalah

Dalam penelitian ini ditentukan batasan permasalahan sebagai berikut :

- 1). Penelitian yang dilakukan hanya menggunakan kapal ferry penyeberangan lintasan Merak – Bakauheni dengan batasan 3 kapal yaitu KMP. Legundi, KMP. Jatra I, dan KMP. Portlink III.
- 2). Batasan kajian ekonomis hanya sebatas penggunaan konsumsi bahan bakar, operasional utama, perkiraan investasi, payback period, dan Nett Present Value (NPV).
- 3). Tidak membahas stabilitas, penelitian ini hanya membahas sistem bahan bakar dan perencanaan ruangan yang digunakan untuk konversi.

- 4). Diasumsikan bahwa terminal LNG dan fasilitas *loading-unloading* sudah tersedia di sekitar area Pelabuhan Merak, Banten. Sehingga tidak melakukan perhitungan terminal LNG, atau receiving terminal LNG.
- 5). Tidak membahas performa mengenai *dual fuel engine*.
- 6). Aturan mengacu pada BKI *Rules* karena semua kapal PT. ASDP Indonesia Ferry (Persero) menggunakan klas BKI.
- 7). Konversi mesin yang dilakukan hanya pada *main engine*.

1.4. Tujuan Penulisan

Berdasarkan rumusan masalah yang telah dibuat, maka tujuan yang ingin dicapai adalah sebagai berikut :

- 1). Didapatkan sebuah hasil desain modifikasi yang optimal untuk sistem bahan bakar *dual fuel (HSD-LNG)* pada kapal ferry sebagai hasil dari konversi yang dilakukan.
- 2). Mengetahui perbandingan kebutuhan konsumsi bahan bakar minyak dan bahan bakar gas sebelum dan setelah dilakukan konversi.
- 3). Mendapatkan hasil perbandingan ekonomis penggunaan bahan bakar gas jika dibandingkan dengan penggunaan bahan bakar minyak dari segi biaya operasional kapal.

1.5. Manfaat Tugas Akhir

Manfaat yang dapat diperoleh dari adanya penelitian ini adalah sebagai berikut :

- 1). Mengetahui desain modifikasi sistem bahan bakar yang digunakan dalam konversi bahan bakar minyak ke bahan bakar gas yang dapat diaplikasikan langsung pada kapal ferry penyeberangan Merak-Bakauheni.
- 2). Memberikan sebuah rekomendasi hasil perbandingan performa mesin dan konsumsi bahan bakar yang dihasilkan sebagai pengembangan kebijakan operasional bagi perusahaan kedepan.
- 3). Sebagai rekomendasi kebijakan yang dapat diaplikasikan dan pertimbangan bagi perusahaan untuk konversi kapal-kapal lain terkait permasalahan kajian ekonomis dari operasional bahan bakar.

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Roadmap Penelitian Sebelumnya

Pengembangan penelitian ini didasarkan pada penelitian sebelumnya yang telah dilakukan. Penelitian sebelumnya terkait dengan konversi bahan bakar minyak ke gas dalam bentuk dual fuel pada mesin diesel ditunjukkan pada tabel (1) berikut.

Tabel 2. 1. Roadmap Penelitian Sebelumnya

Peniliti	Hasil Penelitian
Arief Wahyu Hidayat, Semin dan Aguk Zuhdi	<p>Judul : <u>“Kajian Eksperimental Unjuk Kerja Dual Fuel Engine Hasil Modifikasi Dari Diesel Engine”</u> (Hidayat, 2015)</p> <p>Hasil :</p> <p>Pada konversi mesin diesel dengan daya output 8,5/2200 HP/rpm menggunakan <i>Compressed Natural Gas</i> (CNG) yang dibandingkan dengan biosolar maka memiliki hasil sebagai berikut.</p> <ol style="list-style-type: none">1. Daya torsi yang dihasilkan saat kondisi full load menurun, dengan bahan bakar CNG 20% penurunannya secara berurutan adalah sebesar 8% dan 1,9%.2. SFC yang dihasilkan dengan 10% dan 20% CNG mengalami penurunan, membuktikan bahwa bahan bakar yang dikonsumsi semakin rendah yaitu sebesar 14,7%.3. Penghematan bahan bakar biosolar dengan 10% CNG yakni rata-rata 31,4% dibanding dengan menggunakan biosolar 100%, dan penghematan

	bahan bakar biosolar rata-rata 41,7% dengan 20% CNG.
Imam Purjiono, dkk	<p>Judul :</p> <p>“Kajian Teknis dan Ekonomis Penggunaan <i>Dual Fuel System</i> (LPG-Solar) pada Mesin Diesel Kapal Nelayan Tradisional” (Purjiono, 2013)</p> <p>Beberapa hasil penelitian ini adalah sebagai berikut.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Penggunaan LPG secara dual fuel dapat menggantikan konsumsi solar rata-rata 64,44% dengan perbandingan penggunaan antara solar dan LPG adalah 29,17% dan 70,83% 2. Daya torsi pada mesin rata-rata adalah 9,8% lebih tinggi dibandingkan ketika menggunakan solar seluruhnya

Berdasarkan kedua penelitian di atas terkait dengan konversi mesin diesel, hipotesa sementara dalam penelitian ini adalah bahwa penggunaan bahan bakar gas pada mesin diesel dapat mengurangi konsumsi bahan bakar minyak, akan tetapi peningkatan performa mesin yang dihasilkan sesuai dengan sistem kerja dari mesin itu sendiri. Serta dipengaruhi oleh spesifikasi bahan bakar dan campuran yang diinjeksikan ke dalam ruang pembakaran. Dasaran hipotesa sementara ini akan dijadikan sebagai bahan pengembangan penerapan sistem dual fuel engine pada kapal-kapal niaga, dalam hal ini adalah kapal penumpang Ferry Ro-Ro Lintasan Merak-Bakauheni.

Penggunaan sistem dual fuel yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah dengan sistem modifikasi dari sistem lama yang menggunakan bahan bakar minyak yang kemudian dimodifikasi menjadi bahan bakar gas menggunakan *converter kit*. Penggunaan converter kit ini serta penggunaan modifikasi akan jauh lebih murah dibandingkan dengan penggantian keseluruhan mesin menggunakan gas. Gas yang akan digunakan pada penelitian ini adalah tipe *Liquid Natural Gas* (LNG) sehingga dalam penelitian ini juga harus diketahui karakteristik gas yang akan digunakan, terutama efek di dalam proses pembakaran yang terjadi.

Adapun beberapa penelitian sebelumnya tentang penggunaan LNG pada konversi mesin adalah sebagai berikut.

Brachetti, 2010	Kraipat, 2013	Abu bakar, dkk
<ul style="list-style-type: none"> Mengkaji tentang keuntungan penggunaan teknologi <i>dual fuel engine</i> (<i>diesel</i> dan <i>natural gas</i>) dari segi ekologis dan ekonomis yang terbukti dapat mengurangi harga konsumsi bahan bakar sebesar 15% samapi 20%. untuk emisi yang dihasilkan dari LNG dapat mengurangi kadar CO₂ sebesar 10-15%, PM 60% dan NOx lebih dari 90%. 	<ul style="list-style-type: none"> Membahas tentang performa mesin dan emisi gas buang yang dihasilkan dengan hasil penggunaan maksimal bahan bakar LNG sebesar 77,90% dalam sistem dual fuel. 	<ul style="list-style-type: none"> membahs tentang application of Natural Gas untuk internal combustion engines dengan hasil penelitian didapat prosentasi campuran bahan bakar dapat mencapai 50-75%. Hasil lain tentang perbandingan konsumsi bahan bakar yaitu Indicated Spesific Fuel Consumption (ISCF) dari natural gas paling rendah mencapai 199,593 gram/KWh pada 2500 rpm.

Gambar 2. 1. Perbandingan Penelitian Sebelumnya Tentang Liquid Natural Gas

Dasaran penelitian pada gambar (2.1) akan digunakan sebagai acuan penggunaan kombinasi Liquid Natural Gas (LNG) dalam sistem dual fuel. Terkait dengan alasan pemilihan LNG pada penelitian ini dijelaskan pada karakteristik bahan bakar LNG di bagian selanjutnya.

2.2. Basic Natural Gas Concept

2.2.1. Karakteristik Bahan Bakar LNG

Sebelum membahas tentang sistem Dual Fuel yang bekerja pada kapal, maka hal yang perlu diperhatikan adalah karakteristik bahan bakar yang akan digunakan sebagai sumber energi pembakaran. Dalam hal ini komposisi yang ada pada bahan bakar LNG harus diketahui terlebih dahulu. Komponen LNG harus diketahui untuk memudahkan perhitungan

spesifikasi equipment yang akan digunakan untuk mendukung keseluruhan sistem bahan bakar. Adapun komponen LNG yang digunakan adalah sebagai berikut.

Tabel 2. 2. Typical Raw Natural Gas Composition
(Sumber : <http://www.obcorp.com/workarea/downloadasset.aspx?id=1430>)

Component	%Mol
Nitrogen	0.10
Methane	86.00
Ethane	7.50
Propane	3.50
iso-Butane	1.00
n-Butane	1.00
Iso-Pentane	0.30
n-Pentane	0.20
n-Hexane Plus	0.40

Detail mol yang diketahui pada tabel (2) akan digunakan untuk perhitungan pada software hysis. (O'Brien, 2007)

2.2.2. Perbandingan LNG dengan Bahan Bakar Lain

Liquid Natural Gas (LNG) dalam penelitian ini adalah objek utama, sehingga harus diketahui detail karakteristik yang dimiliki oleh zat tersebut. Beberapa perbandingan LNG dengan bahan bakar lain ditunjukkan pada tabel (3) berikut.

Tabel 2. 3. Perbandingan spesifikasi bahan bakar yang akan digunakan
(Sumber : DOE, EPA, Encana, Cryostar, KESDM)

Karakteristik	Satuan	LPG	LNG	Bensin	Solar
Komposisi (Komponen Utama)		C3H3, C4H10 atau campuran keduanya	Ch4 (min. 85%)	C4-C12	C10-C15
Volume gas : Cairan		±250 : 1	±600 : 1		
SG Uap		1,5-2,0	±0,6	2-4	4-6

SG Cairan		0,5-0,6	$\pm 0,42$	$\pm 0,74$	$\pm 0,85$
Densitas	Kg/m3	500-600	± 420	± 740	± 850
Flammability in Air	(%)	1,8-10	5-15	1,0-7,6	0,5-4,1
Ignition Temperature	(oC)	410-580	± 540	226-471	260-371
Angka Oktan / Cetane		± 110 (Oktana)	± 130 (Oktana)	± 88 (Okatana)	± 48 (Cetane)
Nilai Kalor LHV	Btu/gal	± 84.950	± 74.720	± 1116.090	± 128.450
	Btu/lb	± 20.038	± 20.908	± 18.679	± 18.379
	MJ/kg	$\pm 46,607$	$\pm 48,632$	$\pm 43,448$	$\pm 42,791$
Kesetaraan Energi					
Liter Setara Solar		1,5	1,7	1,1	1
Liter Setara Bensin		1,4	1,6	1	0,9
Kg Setara Solar		0,92	0,88	0,98	1
Kg Setara Bensin		0,93	0,89	1	1,02
Kg LPG / Liter Bensin		0,69		1	
Kg LPG / Liter Solar		0,77			1
Kg LNG / Liter Solar		0,74			1
Kandungan Sulfur	%m/m	$\pm 0,22$	$\pm 0,004$	$\pm 0,05$	$\pm 0,35$

2.2.3. Pemilihan LNG

Penggunaan *Liquid Natural Gas (LNG)* dalam penelitian ini didasarkan pada kelebihan LNG sebagai berikut.

- a. LNG jauh lebih murah dibandingkan dengan tipe gas lain karena proses distribusi jauh lebih mudah karena berupa gas cair. Sehingga untuk proses operasional sangat menguntungkan dari segi harga.
- b. Berat LNG kurang dari 1,5 berat air per satuan yang sama.
- c. Volumenya dapat diperkecil dengan perbandingan 620 kali lebih banyak dibandingkan dengan gas biasa sehingga dapat menghemat tempat.
- d. LNG lebih aman dibandingkan dengan hidrokarbon lain karena mudah terdeteksi dan terlihat, mudah bereaksi dengan udara, serta tidak menyebabkan ledakan.

Selain beberapa kelebihan yang telah disebutkan di atas, ada beberapa karakteristik kekurangan lain yang dimiliki LNG adalah sebagai berikut.

- a. Instalasi LNG yang sangat rumit serta biaya instalasi dan perawatan yang mahal.
- b. Proses mempertahankan temperatur dan tekanan LNG ke mesin yang cukup kompleks.
- c. Mudah menguap dalam tangki.

Dari adanya kekurangan tersebut dalam penelitian ini akan direncanakan sistem bahan bakar dan instalasi yang efisien sehingga dapat memaksimalkan performa mesin akibat penggunaan LNG dan mengurangi biaya konstruksi serta perawatan yang akan dilakukan.

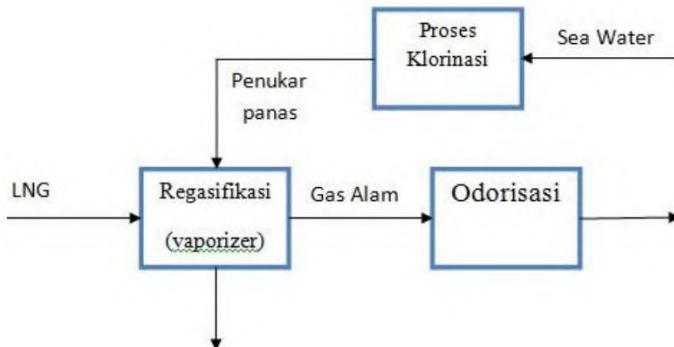
2.3. LNG Regasification Process

2.3.1. Regasification Process

Regasifikasi merupakan suatu proses perubahan fase gas alam yang dilakukan untuk memudahkan transportasi gas alam, fase yang berubah yaitu gas alam yang telah dikondensasikan dengan suhu sebesar sekitar -161°C sehingga gas alam berbentuk cair dan dikembalikan lagi menjadi Natural gas (fase gas), proses ini dilakukan hanya untuk mengirim LNG ke konsumen dengan jarak yang jauh dari pabrik pengolahan LNG, sehingga apabila konsumen gas alam tersebut berjarak tidak jauh dari pabrik pengolahan LNG maka sistem transportasi yang digunakan hanya dengan memakai pipa gas alam dan langsung dikirim kepada konsumen – konsumen. Dalam pemasarannya LNG digunakan dalam fasa cair, dan di distribusikan dengan menggunakan floating storage.

Pada proses regasifikasi LNG, digunakan vaporizer untuk membentuk LNG dari fase liquid ke fase gas. Sedangkan air laut digunakan sebagai penukar panas dalam alat vaporizer, dimana air laut diklorinasi terlebih dahulu untuk mencegah adanya mikroorganisme yang terdapat dalam air laut yang dapat menyebabkan kerak dalam pipa. Setelah itu LNG

yang sudah diubah dalam bentuk gas dijalankan proses odorisasi, sebagai salah satu cara untuk meningkatkan keamanan apabila terdapat kebocoran gas alam. Berikut merupakan diagram proses regasifikasi LNG. (Nuswantara, 2011)



Gambar 2. 2. Diagram Proses Regasifikasi LN

Terdapat beberapa macam metode regasifikasi yang ada hingga saat ini seperti *Open Rack Vaporizer*, *Submerged Combustion Vaporizer*, *Ambient Air Vaporizer*, *Intermediate Fluid Vaporizer*, dan *Shell and Tube Vaporizer*. Semua metode tersebut dapat dijalankan dalam unit regasifikasi on-shore. Metode *open rack vaporizer (ORV)* dan *Submerged combustion vaporizer (SCV)* merupakan metode yang paling umum dalam unit regasifikasi yang ada. Akan tetapi masih terdapat beberapa pilihan metode regasifikasi yang tersedia untuk proses regasifikasi LNG. Berikut merupakan kekurangan dan kelebihan pemilihan metode regasifikasi LNG yang ada.

Tabel 2. 4. Kelebihan dan kekurangan metode regasifikasi LNG

Jenis Regasifikasi	Kekurangan	Kelebihan
ORV	Tidak bisa digunakan bila temperatur air laut dibawah 5°C	Memiliki biaya operasional yang rendah

SCV	Vendor untuk alat ini terbatas	Tidak sensitif terhadap iklim
AAV	Memiliki emisi	Biaya operasional rendah
IFV	Biaya operasional mahal	Efisiensi perpindahan panas tinggi
STV	Membutuhkan heater tambahan	Tidak membutuhkan tempat luas

2.3.2. Unit Regasification System

a. Storage Tank

- Type of Storage Tank



Gambar 2. 3. Tipe-tipe tangki LNG

Dari ketiga tipe tangki pada gambar (3) yang dipilih adalah tipe tangki C. Berikut merupakan penjelasan dari IMO Tank Type C.

Main design characteristics:

- a). Meeting IMO/IGC criteria
- b). Pressure vessel, cylindrical or

- c). Bilobe type
- d). Suitable for cargo / fuel gas
- e). Allows partial filling
- f). Self-supporting
- g). No need for secondary barrier
- h). No maintenance, designed for
- i). vessel lifetime

Keunggulan kenapa tangki tipe C dipilih pada proses modifikasi dual fuel adalah sebagai berikut.

- a). Pressurized vessel to meet
 - b). operational requirements for
 - c). Wartsila 2S/4S engine
 - d). In-house design competences
 - e). Easy installation
 - f). Cost efficiënt solution
- **Storage Capacity Calculation**

Perhitungan storage menggunakan metode menghitung Low Heating Value (LHV). Berikut merupakan persamaannya.

$$LHV_{Engine} = LHV_{MDO} \left(\frac{MJ}{Kg} \right) \times FOC \left(\frac{Kg}{day} \right)$$

$$LHV_{LNG} = LHV_{Mesin}(MJ) \times Komposisi\ Bahan\ Bakar$$

Untuk menentukan massa LNG dari hasil perhitungan LHV digunakan rumus sebagai berikut.

$$Massa\ LNG = LHV_{LNG\ Mesin}(MJ) : LHV_{CNG} \left(\frac{MJ}{Kg} \right)$$

$$LNG\ Consmp. = massa\ LNG / \frac{8,395\ Kg}{mmbtu}$$

$$LHV_{HFO\ Engine} = LHV_{Engine} \times Komposisi\ HFO$$

$$HFO\ Consmp. = LHV_{HFO\ Engine}\ (MJ) : LHV_{HFO} \left(\frac{MJ}{Kg} \right)$$

b. Vaporation System

Pada dasarnya vaporation system adalah proses menguapkan. Sedangkan istilah yang digunakan dalam project guide LNG Pac adalah evaporator. Evaporator sendiri dalam secara spesifik memiliki fungsi untuk memekatkan cairan. Jadi komponen yang tepat adalah vaporazer. Beberapa dasaran sebelum menghitung tentang vaporizer dan spesifikasinya adalah tentang heat exchanger dan heat transfer. Karena fungsi vaporizer dalam hal ini sama dengan heat exchanger.

c. Heat Exchanger

Heat exchanger adalah sebuah alat yang mengatur efisiensi penukaran panas dari satu fluida ke fluida yang lain melalui sebuah perantara (Kern, 1965). Ada dua tipe utama *heat exchanger* yaitu :

- i. *Recuperative type* merupakan penukar panas yang menukar panas salah satunya dengan menggunakan dinding yang memisahkan fluida
- ii. *Regenerative type* merupakan penukar panas yang menukar fluida panas dan dingin dalam satu ruang yang mengandung sebuah matrix dari material yang bekerja sebagai alternatif sumber penukar panas

Beberapa konsep yang harus dipahami tentang heat exchanger adalah sebagai berikut.

- i. Calories (Cal) yaitu standar satuan dari perhitungan untuk panas yang merupakan nilai dari energi yang dibutuhkan untuk mencapai temperatur dari satu gram air dari 19,5 °C menjadi 20,5 °C dibawah standar tekanan atmosfer yaitu pada 1,033 Kg/cm² (14,7 psi)
- ii. British Termal Units (BTU) adalah standar satuan dari perhitungan untuk panas. BTU didefinisikan sebagai nilai dari energi yang dibutuhkan untuk menaikkan temperatur dari satu pond air dari temperatur 58,5 oF sampai 59,5oF dibawah tekanan standar dari 30 inches mercury (14,7 psi)

Beberapa satuan yang harus diperhatikan ada pada tabel berikut.

Tabel 2. 5. Beberapa konversi untuk heat exchanger

Unit	Multiply	To obtain
1 Btu	1055,0	J
	1,0550	kJ
	0,2521	kcal
	107,7	Kgf.m
	778,7	Ft.lbf
	4,18	J
1 Cal	0,00396	Btu
	0,00000116	kW.h
1 kcal	1000	Cal
	3,9604	Btu

Konsep Dasar dari Spesific Heat

Spesific heat atau panas spesifik didefinisikan sebagai nilai dari energi panas yang dibutuhkan untuk menaikkan satu gram substansi per satuan temperatur dengan formula sebagai berikut. (Primo, 2012)

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

Dimana :

Q = Energi Panas (Joule) (Btu)

m = massa dari zat (Kilogram) (Pounds)

C_p = Spesific Heat (J/Kg°C) (Btu/Pound/°F)

$(T_2 - T_1)$ = Perubahan Temperatur (°C) (°F)

Semakin tinggi panas spesifik maka energi yang dibutuhkan untuk mengubah temperatur semakin besar begitupun sebaliknya.

Contoh Perhitungan Spesific Heat:

Berapa banyak energi yang dibutuhkan untuk memanaskan 350 gram (0,77 pounds) dari emas dari 10°C (50°F) sampai 50°C (122°F) ?

Jawaban :

$$\text{Massa} = 350 \text{ gram} = 0,35 \text{ Kg} = 0,77 \text{ lb}$$

$$\text{Panas spesifik dari emas} = 0,129 \text{ J/g}^{\circ}\text{C} = 129 \text{ J/Kg}^{\circ}\text{C} \times 0,000239 = 0,0308 \text{ Btu/lb}^{\circ}\text{F}$$

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$$Q = (0,35 \text{ Kg}) (129 \text{ J/Kg}^{\circ}\text{C}) (50^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C})$$

$$Q = 1806 \text{ J}$$

Konversi :

$$1806 \text{ joules} \times 0,000947 = 1,71 \text{ Btu}$$

Proses Mendesain Heat Exchanger Secara Keseluruhan

- 1). Hitung kebutuhan laju perpindahan panas (Q) dalam Btu/hr dari informasi spesifik tentang aliran fluida dan temperatur,
- 2). Buat sebuah estimasi awal dari keseluruhan koefisien perpindahan panas, U, sesuai dengan fluida yang digunakan
- 3). Hitung perbedaan rata-rata log temperatur, ΔT_m , temperatur dari inlet dan outlet dari dua fluida
- 4). Hitung estimasi area perpindahan panas yang dibutuhkan menggunakan $A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)}$
- 5). Pilih sebuah bentuk heat exchanger awal
- 6). Buat sebuah detail estimasi dari keseluruhan koefisien perpindahan panas, U, sesuai dengan bentuk heat exchanger awal
- 7). Estimasikan penurunan tekanan yang melalui heat exchanger. Jika terlalu tinggi, ubah bentuk heat exchanger sampai penurunan tekanan dapat diterima

- 8). Jika estimasi baru dari U berbeda secara signifikan dari pada estimasi sebelumnya, ulangi langkah 4 sampai 7 sebanyak waktu yang dibutuhkan sampai dua estimasi sama dengan tingkat yang diinginkan secara akurat.
- 9). Masukkan informasi yang dibutuhkan. Untuk memulai heat exchanger design process, beberapa informasi yang dibutuhkan adalah sebagai berikut.
 - Dua fluida yang digunakan perlu diidentifikasi
 - Kapasitas panas dari masing-masing fluida yang dibutuhkan
 - Kebutuhan temperatur awal dan akhir untuk satu dari fluida yang dibutuhkan
 - Nilai desain dari temperatur awal dari fluida lain yang dibutuhkan
 - Sebuah estimasi awal untuk nilai dari koefisien perpindahan panas secara keseluruhan, U , juga dibutuhkan

Berikut merupakan beberapa persamaan untuk perhitungan desain heat exchanger sebagai vaporizer LNG.

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta T_m$$

Dimana ΔT_m adalah sebagai berikut.

$$\Delta T_m = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

Dimana :

T_1 = Inlet tube side fluid temperature

t_2 = Outlet shell side fluid temperature

T_2 = Outlet tube side fluid temperature

t_1 = Inlet shell side fluid temperature

Ketika digunakan sebagai sebuah persamaan desain untuk menghitung kebutuhan panas surface area, persamaan akan menjadi.

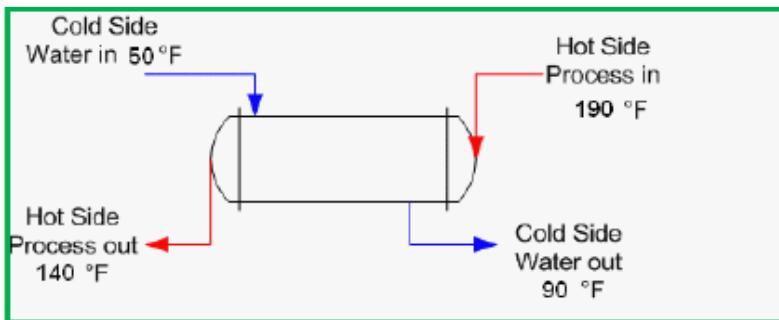
$$A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)}$$

Dimana :

A =	Heat Transfer Area (m^2) (ft^2)
Q =	Heat Transfer rate (kJ/h) (Btu/h)
U =	Overall Heat Transfer Coefficient ($\text{Kj}/\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot {}^\circ\text{C}$) ($\text{Btu}/\text{hr} \cdot {}^\circ\text{F}$)
ΔT_m =	Log mean temperature difference (${}^\circ\text{C}$) (${}^\circ\text{F}$)
C _t =	Liquid Specific Heat, Tube Side ($\text{kJ}/\text{kg} \cdot {}^\circ\text{K}$) ($\text{Btu}/\text{lb} \cdot {}^\circ\text{F}$)
C _B =	Liquid Specific Heat, Shell Side ($\text{kJ}/\text{kg} \cdot {}^\circ\text{K}$) ($\text{Btu}/\text{lb} \cdot {}^\circ\text{F}$)

Contoh Perhitungan Menghitung *Heat Exchanger*

Hitung estimasi awal dari area heat exchanger yang dibutuhkan untuk mendinginkan 55,000 lb/hr dari sebuah minyak ringan (spesific heat = 0,74 Btu/lb. ${}^\circ\text{F}$) dari 190 ${}^\circ\text{F}$ sampai 140 ${}^\circ\text{F}$ menggunakan pendingin air tawar yang tersedia pada 50 ${}^\circ\text{F}$. Pendingin air tawar dapat diterima panas pada suhu 90 ${}^\circ\text{F}$. Sebuah estimasi awal dari keseluruhan koefisien perpindahan panas adalah 120 Btu/hr.ft 2 . ${}^\circ\text{F}$. Estimasikan aliran massa dari pendingin air tawar.



Gambar 2. 4. Contoh sytem system

Penyelesaian :

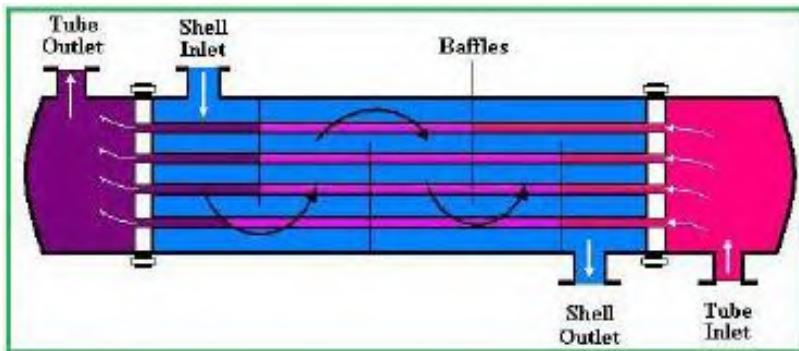
Pertama hitung kebutuhan nilai perpindahan panas yang dibutuhkan untuk minyak ringan di atas.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$$Q = (55,000 \text{ lb/hr}) (0.74 \text{ Btu/lb°F}) (190-140)^\circ\text{F} = 2,035,000 \text{ Btu/hr}$$

Kemudian hitung perbedaan log mean temperatur.

- T_1 = Inlet tube side fluid temperature (light oil hot side = 190°F)
- t_2 = Outlet shell side fluid temperature (water cold side = 90°F)
- T_2 = Outlet tube side fluid temperature (light oil cold side = 140°F)
- t_1 = Inlet shell side fluid temperature (water cold side = 50°F)



Gambar 2. 5. Heat Exchanger

$$\Delta T_m = \frac{(190 - 90) - (140 - 50)}{\ln \frac{(190 - 90)}{(140 - 50)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(100) - (90)}{\ln \frac{(100)}{(90)}} \\ \Delta T_m = \frac{10}{0,10536} = 94,9 F$$

Estimasi awal area dari heat exchanger dapat ditentukan dengan kalkulasi sebagai berikut.

$$A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)} \\ A = \frac{2,035,000 \text{ Btu/hr}}{\left(120 \frac{\text{Btu}}{\text{h}^2\text{F}}\right) \cdot (94,9 F)} = 178,7 \text{ ft}^2$$

Aliran massa yang dibutuhkan dari air tawar dapat dikalkulasikan dari persamaan berikut.

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta T_m \\ m = \frac{Q}{C_p \cdot \Delta T_m} \\ m = \frac{(2,035,000 \frac{\text{Btu}}{\text{hr}})}{\left(0,74 \frac{\text{Btu}}{\text{lbF}}\right) (94,9 F)} = 28,978 \text{ lb/hr}$$

Menentukan jumlah tube heat exchanger yang dibutuhkan. Berapa banyak jumlah tube dari 3 inch diameter dan panjang 10 ft yang harus digunakan

Penyelesaian :

$$Sa = \pi D L = \pi \left(\frac{3}{12}\right) (10) \text{ft}^2 - (\text{D} - \text{Tube diameter in ft})$$

Maka jumlah tube yang dibutuhkan adalah.

$$n = \frac{178.7 \text{ ft}^2}{7.854 \text{ ft}^2} = 22.7 \text{ tube}$$

Atau setara dengan 23 atau 24 tube.

Langkah selanjutnya adalah memeriksa penurunan tekanan untuk bentuk ini dengan aliran yang dispesifikasi. Jika penurunan tekanan dapat diterima, maka koefisien penukar panas secara keseluruhan dapat diterima (U) oleh bentuk heat exchanger.

d. Gas Valve Units

Gas Valve Unit (GVU) merupakan unit komponen valve yang berfungsi sebagai safety valve. Adapun beberapa fungsi dari GVU adalah sebagai berikut (Ojutkangas, 2011).

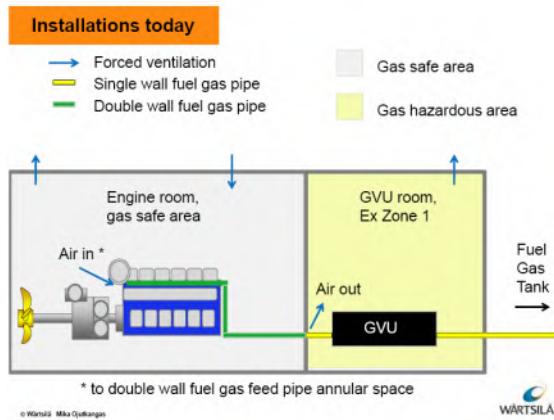
- Sebagai pressure regulation menuju engine berdasarkan engine load. Satu GVU diperlukan untuk satu engine.
- Safety system (block valves, filters, inerting and venting)



GVU dilokasikan diantara LNG storage system dan engine. Jarak maksimal dari engine direkomendasikan 10 m. Gambar (4) di samping merupakan contoh Gas Valve Unit (GVU).

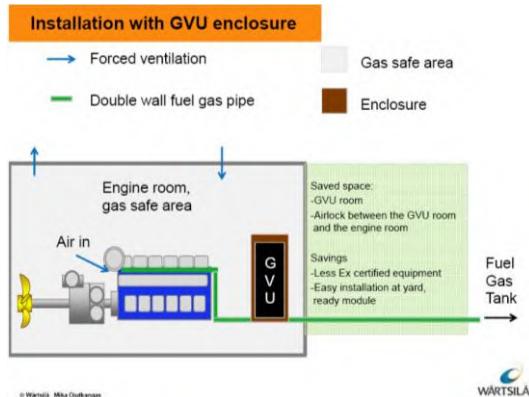
Gambar 2. 6. Gas Valve Unit

Adapun requirement sesuai product Wartsila, pemasangan gas valve unit seperti pada gambar (2.7) berikut.



Gambar 2. 7. Installation today of GVU

Instalasi dengan sistem seperti pada gambar (5) membutuhkan space yang banyak. Untuk aplikasi pada modifikasi dual fuel yang dilakukan pada penelitian ini meletakkan GVU pada bagian engine room yang didekatkan dengan engine sehingga bisa menghemat tempat. Tanpa mengurangi *safety* dan *ventilation system* tetap dipasang, serta pada *pipe* tetap menggunakan *double wall pipe*. Untuk instalasinya digambarkan seperti pada gambar (6) berikut ini.



Gambar 2. 8. Installation applied

Detail komponen apa saja yang digunakan pada Gas Valve Units (GVU) pada kapal penyeberangan dalam penelitian ini akan dijelaskan pada bab hasil dan pembahasan di bagian GVU.

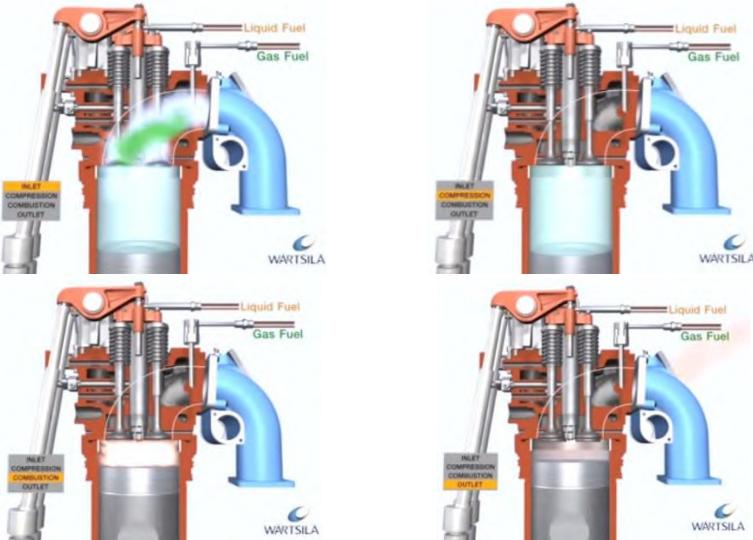
2.4. Basic Dual Fuel Engine Concept

2.4.1. Konsep Dual Fuel pada Diesel Engine

Dual fuel system merupakan penggunaan bahan bakar ganda, untuk penelitian ini menggunakan bahan bakar High Speed Diesel (HSD) atau solar, dan Liquid Natural Gas (LNG). Kenapa dimodifikasi menjadi dual fuel karena beberapa keuntungan sebagai berikut (Fitrah, 2011).

- Operasional bahan bakar lebih murah akibat penggunaan LNG
- Mengurangi emisi oksida nitrogen (noX) mendekati 85%

Konversi dual fuel engine diusahakan seminimal mungkin dalam merubah komponen internal diesel engine, maka pengaplikasian pada studi kelayakan ini adalah dengan memasukan LNG pada intake manifold. Solar pada nozzle berperan sebagai *pilot fuel* atau pemantik. Seperti gambar (7) adalah teknologi dual fuel dengan memasukan LNG pada intake manifold yang sudah diaplikasikan oleh pembuat diesel engine wartsilla :



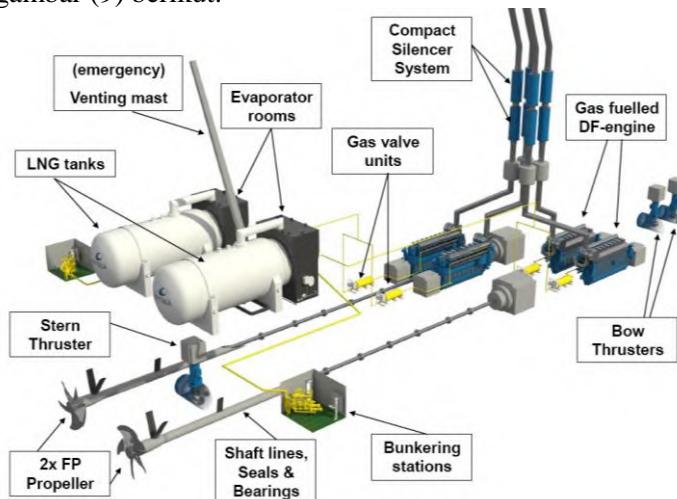
Gambar 2. 9. Dual Fuel System

2.4.2. Scope of Conversion

Beberapa hal yang harus diperhatikan dalam setiap konversi yang dilakukan adalah sebagai berikut.

- *Ship design*
- *Engine conversion*
- *Gas tanks*
- *Gas piping (single and double walled)*
- *Bunkering system*
- *Gas supply system*
- *Torque system and power measurement*
- *Exhaust system*
- *Fire fighting upgrade*
- *Gas detection system*
- *Electrical system*

Akan tetapi karena penelitian ini fokus pada teknis sistem bahan bakar, maka tidak semua scope of conversion dibahas dalam penelitian ini. Untuk Fuel Gas System pada perencanaan ruang mesin di kapal adalah seperti gambar (9) berikut.



Gambar 2. 10. Sistem Modifikasi yang Akan Dilakukan

Dalam penelitian ini akan ditentukan sistem modifikasi yang paling optimal dan efisien berdasarkan skema bahan bakar gas di atas.

2.5. Perhitungan Bahan Bakar Minyak

Analisa kebutuhan bahan bakar dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$FOC = \frac{RPM_{terpakai}}{RPM_{maksimal}} \times BHP_{Engine} \times F.O_{Index} \times Waktu \dots (1)$$

Keterangan :

FOC = Fuel Oil Consumption (Liter)

F.O. Index = 0,085 Liter / PKh

Waktu = Lamanya waktu operasi mesin (Jam)

Hasil perhitungan tersebut nantinya akan dibandingkan dengan realisasi penggunaan bahan bakar minyak di lapangan

2.6. Perhitungan Bahan Bakar Gas

Dalam menentukan besarnya konsumsi bahan bakar gas yang digunakan maka ditentukan berdasarkan perhitungan *Lower Heating Value* (LHV). (Fitriana, 2014) LHV sendiri adalah nilai kalor yang menyatakan jumlah panas atau kalori yang dihasilkan pada proses pembakaran sejumlah tertentu bahan bakar dengan udara. Adapun rumus yang digunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut.

$$LHV_{Engine} = LHV_{MDO} \left(\frac{MJ}{Kg} \right) \times FOC \left(\frac{Kg}{day} \right)$$

$$LHV_{LNG} = LHV_{Mesin}(MJ) \times Komposisi\ Bahan\ Bakar$$

Untuk menentukan massa LNG dari hasil perhitungan LHV digunakan rumus sebagai berikut.

$$Massa\ LNG = LHV_{LNG\ Mesin}(MJ) : LHV_{CNG} \left(\frac{MJ}{Kg} \right)$$

$$LNG\ Consmp. = massa\ LNG / \frac{8,395\ Kg}{mmbtu}$$

$$LHV_{HFO\ Engine} = LHV_{Engine} \times Komposisi\ HF$$

$$HFO\ Consmp. = LHV_{HFO\ Engine}\ (MJ) : LHV_{HFO}\ (\frac{MJ}{Kg})$$

2.7. Penentuan Perhitungan Keekonomian

2.7.1. Menghitung Investasi

Investasi dalam penelitian ini meliputi seluruh capital cost yang diperlukan untuk memasang atau memodifikasi seluruh kelengkapan konversi mesin dari single fuel menjadi dual fuel. Cara menghitungnya adalah dengan menjumlahkan seluruh kebutuhan yang diperlukan.

2.7.2. Menghitung Payback Period

Payback period merupakan waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi yang telah dilakukan dalam satuan tahun. Untuk menghitung payback period diperlukan beberapa komponen berikut ini.

a. Revenue

Revenue merupakan pemasukan yang didapatkan untuk sekali operasi. Dalam penelitian ini satu kali operasi diartikan dalam satu trip untuk lintas Merak ke Bakauheni atau sebaliknya dalam sekali jalan. Pemasukan yang didapatkan didapat dari tarif dasar penyeberangan berdasarkan golongan yang kemudian disesuaikan dengan kapasitas muat masing-masing kapal (Fitrah, 2011).

b. Operational Cost

Merupakan biaya operasi untuk menjalankan kapal sekali jalan dalam satu trip meliputi bahan bakar, salary, dll.

c. Depresiasi

Merupakan penyusutan nominal rupiah dalam waktu satu tahun. Misal investasi sekarang adalah 100 juta, maka nilai 100 juta dalam satu tahun kedepan akan menyusut sejumlah berapa persen. Untuk menghitungnya adalah sebagai berikut.

$$Annual\ Depreciation = n\% \times investment$$

Keterangan :

N% = perkiraan nilai penyusutan

d. Earning Before Tax

Merupakan pemasukan bersih sebelum terkena pajak. Untuk menghitungnya adalah sebagai berikut.

$$EBT = Revenue - Operational Cost - Depreciation$$

e. Pajak

Merupakan besaran nominal yang harus dibayar untuk pemasukan negara. Diasumsikan dalam penelitian ini pajak dikenakan sebesar 35% dari EBT.

$$Pajak = 35\% \times EBT$$

f. Earning After Tax (EAT)

Merupakan pemasukan setelah kena pajak. Adapun rumus yang digunakan adalah sebagai berikut.

$$EAT = EBT - Pajak$$

g. Proceeds

Karena depresiasi merupakan perkiraan penyusutan di tahu berikutnya, maka depresiasi harus ditambahkan untuk penyusutah tahun sekarang. Sehingga perhitungan proceeds adalah sebagai berikut.

$$Proceeds = EAT + Depresiasi$$

h. Kumulatif Proceeds (KP)

Merupakan pendapatan total yang diterima di tahun berikutnya. Untuk perhitungannya adalah sebagai berikut.

$$KP = Proceeds tahun ke (n) + Proceeds tahun ke (n + 1)$$

2.7.3. Menghitung Nett Present Value

NPV merupakan kombinasi pengertian present value penerimaan dengan present value pengeluaran. NPV adalah selisih antara present value dari investasi dengan nilai sekarang dari penerimaan-penerimaan kas bersih di masa yang akan datang. Untuk menghitung nilai sekarang perlu ditentukan tingkat bunga yang relevan. NPV merupakan net

benefit yang telah didiskon dengan menggunakan *social opportunity cost of capital* sebagai diskon factor Kriteria:

$NPV > 0$ (nol) → usaha/proyek layak (feasible) untuk dilaksanakan
 $NPV < 0$ (nol) → usaha/proyek tidak layak (feasible) untuk dilaksanakan

$NPV = 0$ (nol) → usaha/proyek berada dalam keadaan BEP

Untuk menghitung NPV diperlukan data tentang perkiraan biaya investasi, biaya operasi, dan pemeliharaan serta perkiraan benefit dari proyek yang direncanakan. Nilai sekarang dari sebuah anuitas dan identik dengan nilai awal dari penanaman modal. Anuitas dari sebuah *present value* sama dengan jumlah angsuran pada setiap interval.

$$NPV = -C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \cdots + \frac{C_r}{(1+r)^r}$$

Keterangan :

C_0 = Initial Investment

C = Cash Flow

r = Discount Rate

T = Time

Internal Rate of Return (IRR) adalah sebuah ukuran anggaran modal yang digunakan oleh perusahaan dalam menentukan apakah mereka seharusnya melakukan investasi atau tidak. Atau dalam arti yang lain, IRR didefinisikan sebagai sebuah tarif bunga untuk sebuah investasi yang berasal dari pembayaran dan pendapatan yang meliputi periode reguler. Secara umum, dapat kita simpulkan bahwa IRR adalah tingkat bunga pengembalian atas sebuah proyek yang diterima perusahaan.

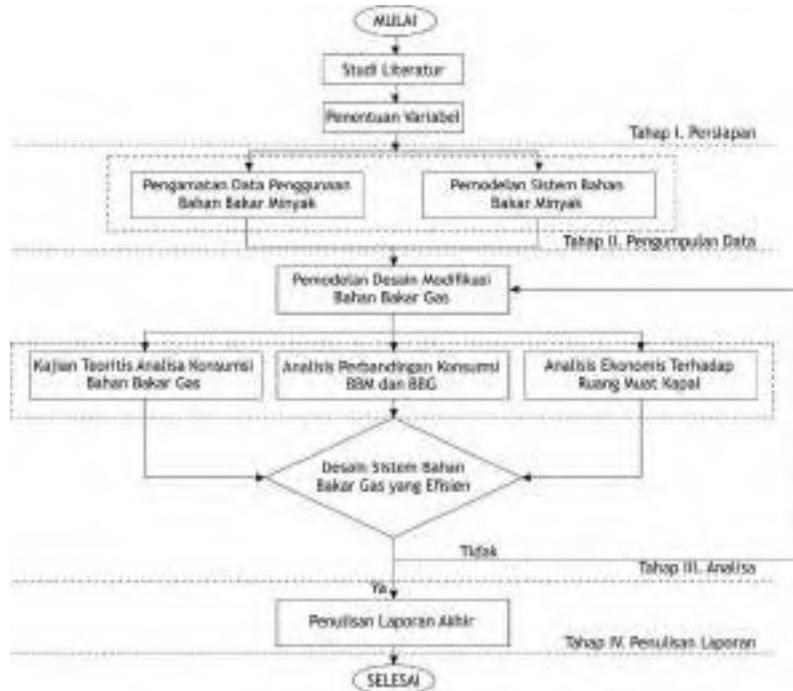
$IRR = Lower\ Discount\ rate + (NPV\ at\ lower\ %\ rate / distance\ between\ 2\ NPV) \times (Higher\ %\ rate - Lower\ %\ rate)$

Jika IRR lebih besar dari modal maka proyek tersebut bisa dilaksanakan, sedangkan jika IRR lebih rendah dari modal maka proyek tersebut tidak layak untuk dikerjakan.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Dalam menyelesaikan penelitian ini, metodologi yang digunakan adalah sebagai berikut.



Gambar 3. 1. Flow Chart Metodologi Penelitian

Dalam metodologi di atas berikut merupakan deskripsi dari masing-masing tahapan.

3.1. Tahap Persiapan

a. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan mengumpulkan bahan referensi untuk dipelajari sebagai bahan pendukung kegiatan penelitian seperti artikel ilmiah, jurnal, paper, referensi buku maupun internet. Dalam penelitian ini studi literatur berkaitan dengan konversi yang dilakukan untuk mesin diesel dengan menggunakan bahan bakar gas. Selain itu studi literatur juga mencari tinjauan pustaka tentang sistem injeksi, proses kerja, performa serta hal yang berkaitan dengan pembakaran pada mesin diesel. Beberapa standar yang harus diperhatikan dalam menentukan konversi adalah aturan sebagai berikut.

- BKI Rules Part 1 - Seagoing Ships - Volume 24 Guidelines for The Use of Gas as Fuel for Ships 2013 Edition
- BKI Rules Part 5 – Offshore Technology – Volume 2 Guidelines for Floating Offshore Liquefied Gas Terminals 2013 Edition
- BKI Rules Part 1 – Seagoing Ships – Volume IX – Rules for Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk 2014 Edition

b. Penentuan Variabel

Penentuan parameter uji dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

- i. Variabel Terikat : Tipe kapal, tipe mesin
- ii. Variabel Bebas : Desain Sistem Bahan Bakar
- iii. Variabel Respon : Konsumsi bahan bakar dan nilai ekonomis

3.2. Tahap Pengumpulan Data

Beberapa data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

- a. Data bahan bakar minyak untuk sistem single fuel
- b. Data general arrangement kapal yang dilakukan konversi
- c. Data kapasitas muatan kapal
- d. Ship particular kapal

- e. Data keyplan untuk beberapa sistem yang mendukung konversi single fuel ke dual fuel (Fuel Oil System dan Cooling System)
- f. Data engine guide dan spesifikasinya
- g. Data tarif muatan kapal sebagai kejadian ekonomis
- h. Data fasilitas Pelabuhan Penyeberangan Merak-Banten

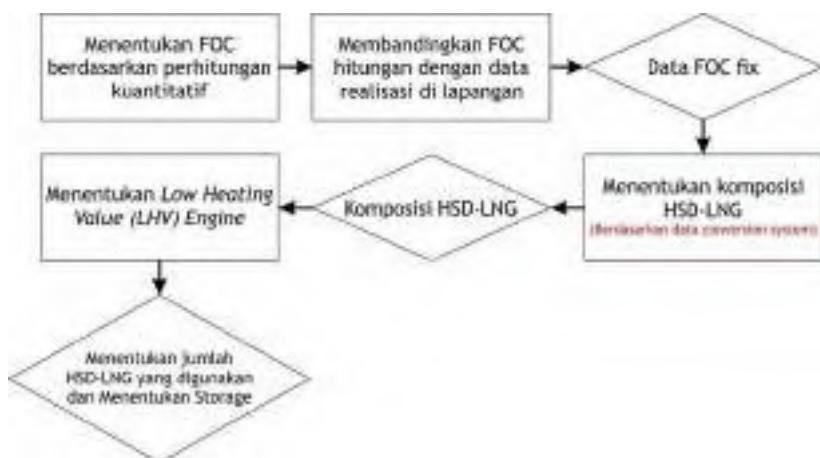
Untuk kapal yang dilakukan konversi yaitu KMP. Legundi, KMP. Jatra I dan KMP. Portlink III milik PT. ASDP Indonesia Ferry (Persero)

3.3. Tahap Analisa

Tahapan analisa yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

- **Analisa Kebutuhan Bahan Bakar Minyak dan Gas**

Dalam menentukan komposisi penggunaan bahan bakar minyak dan gas, metode yang digunakan adalah sebagai berikut.



Gambar 3. 2. Alur penentuan komposisi bahan bakar

Analisa bahan bakar ini nantinya juga akan menentukan seberapa besar kebutuhan LNG Storage, cryogenic pump, vaporation system dan seluruh komponen pendukungnya. Termasuk mempengaruhi kajian ekonomis sistem.

- **Penentuan Spesifikasi Komponen Modifikasi ke Dual Fuel System**

Komponen-komponen yang akan ditentukan dalam Dual Fuel System ini adalah seluruh kelengkapan yang mendukung suplay bahan bakar dari bungkering sampai engine. Adapun unit komponennya adalah sebagai berikut.

- a. LNG Storage
- b. Cryogenic Pump
- c. Vaporization system (Heat Exchanger)
- d. Gas Valve Units
- e. Unit Conversion System

- **Analisa Keekonomian**

Analisa keekonomian yang dilakukan meliputi penentuan nilai investasi yang dilakukan untuk mengkonversi single fuel ke dual fuel system, analisa payback period, Nett Present Value serta menyimpulkan apakah investasi ini layak atau tidak. Selain itu membandingkan juga nilai ekonomis operasional yang dapat dihemat jika menggunakan dual fuel dibanding dengan menggunakan single fuel. Untuk alur analisa keekonomian adalah sebagai berikut.



Gambar 3. 3. Alur analisa perhitungan keekonomian

1. Tahap Penulisan Laporan

Tahapan ini dilakukan setelah semua analisa dilakukan.

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1. Penentuan Modifikasi Fuel System Single Fuel menjadi Dual Fuel

4.1.1. Penentuan Kapal-Kapal yang akan Dilakukan Konversi

Konversi BBM – LNG kapal-kapal PT. ASDP Indonesia Ferry (Persero) dilatarbelakangi pertimbangan aspek subsidi BBM dan potensi penghematan biaya operasi bahan bakar yang berdampak positif bagi pemerintah dan negara.

Selain itu konversi BBM – LNG kapal-kapal PT. ASDP. Indonesia Ferry (Persero) memerlukan infrastruktur pendukung (pasokan dan fasilitas pengisian LNG (bunkering). Untuk satu lintasan penyeberangan kebutuhan infrastruktur pengisian relatif lebih sedikit dibandingkan kasus konversi pada kapal PT. PELNI (Persero). Namun dari aspek volume konsumsi, konsumsi BBM kapal ASDP jauh lebih kecil dibanding kapal-kapal milik PT. PELNI.

Dalam penelitian ini penentuan kapal-kapal yang akan dikonversi dibagi menjadi beberapa pertimbangan kriteria-kriteria berikut.

- a. Berdasarkan kepadatan lintasan penyeberangan,
- b. Berdasarkan potensi lokasi ketersediaan dan rencana pengembangan infrastruktur supply LNG yang berpeluang untuk dibangun,
- c. Berdasarkan ukuran kapal (Dari ukuran Gross Tonnage, kapasitas muatan, dan volume konsumsi bahan bakar)

Dari beberapa kriteria di atas dipilih tiga kapal berikut sebagai objek penelitian konversi BBM ke BBG (HSD-LNG) untuk kapal-kapal PT. ASDP Indonesia Ferry (Persero).

Tabel 4. 1. Informasi Umum Kapal yang Akan Dikonversi

NO.	Items	Ship Particular		
General Informations				
1	Ship's Name	KMP. Portlink III	KMP. Legundi	KMP. Jatra I
2	Dock Building	Japan, Shin Kurushima Shipyard	PT. Dumas Shipyard Tanjung Perak	Korean Shipyard
3	Dock Name	Shin Kurushima Shipyard	PT. Dumas Shipyard Tanjung Perak	Korean Shipyard
4	Year Built	1986	2012	1980
5	Call Sign	POYC	YHRR	JZJZ
6	Number of IMO	8604333	-	7818626
7	Voyage	Merak - Bakauheni	Merak - Bakauheni	Merak - Bakauheni
8	Vessel Type	Ro-Ro - Passenger Ferry	Ro-Ro - Passenger Ferry	Ro-Ro - Passenger Ferry

Untuk ship particular pada masing-masing kapal adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 2. Ship Particular Kapal yang Akan Dikonversi

No.	Items	KMP. Portlink III		KMP. Legundi		KMP. Jatra I	
		Dim	Units	Dim	Units	Dim	Units
1	Length Overall (Loa)	150,88	Meter	109,4	Meter	90,79	Meter
2	Length Between Perpendiculars (Lpp)	143,54	Meter	99,2	Meter	-	Meter
3	Breadth (B)	25	Meter	19,6	Meter	12	Meter
4	Height (H)	13,3	Meter	5,6	Meter	71,74	Meter
5	Draught (T)	5,47	Meter	4,1	Meter	3,5	Meter
6	Gross Tonnage (GRT)	8596	GRT	5000	GRT	3871	GRT
7	Nett Tonnage (NT)	4605	NT	-	NT	-	RT
8	Payload (DWT)	10340	TON	-	TON	-	TON
9	Light Ship Weight (LWT)		TON	-	TON	-	TON

Untuk spesifikasi mesin yang digunakan pada masing-masing kapal adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 3. Spesifikasi Mesin Kapal yang Akan Dikonversi

No.	Items	KMP. Portlink III	KMP. Legundi		KMP. Jatra I	
1	Merk	MITSUBISHI M.A.N	-	Yanmar	-	Nigata
2	Type	8L 58/64	-	6N330-EW	-	-
3	Total of Engine	2	Units	2	Units	2 Units
4	Cyl Head Per Engine	8	Units	6	Units	6 Units
5	Engine BHP	12000	HP	3500	HP	1600 HP
6	Service Speed	24	Knots	15	Knots	11 Knots
7	RPM	390	RPM	620	RPM	490 RPM
8	Engine Built Year	-	-	-	-	-
9	Fuel Specification	-	-	191+5%	g/kW.h	g/kW.h
10	Serial Number	-	-	-	-	-

Berdasarkan data kapal di atas berikut merupakan gambar kapal yang akan dikonversi.



Gambar 4. 1. KMP. Portlink III (15.351 GT)

Keterangan :

Data yang diminta dari KMP. Portlink III akan dijadikan sebagai acuan perbandingan dari hasil penelitian untuk konversi kapal KMP. Portlink.



Gambar 4. 2. KMP. Jatra I (3.871 GT)

Keterangan :

KMP. Jatra I digunakan untuk penelitian konversi kapal kelas 3500 GT



Gambar 4. 3. KMP. Legundi (5.000 GT)

Keterangan :

Digunakan untuk penelitian konversi kapal 5000 GT

4.1.2. Penentuan Skenario Konversi yang Dilakukan

Skenario konversi ini dibuat untuk menentukan variasi modifikasi yang dilakukan hanya berdasarkan pertimbangan peletakan mesin dan penggantian mesin induk. Skenario yang dilakukan untuk penggantian M/E adalah diganti atau dimodifikasi. Untuk skenario peletakan yaitu diletakkan di tank top atau di upper deck. Sehingga dari dua variasi tersebut maka didapatkan empat skenario sebagai berikut.

Tabel 4. 4. Skenario Konversi yang Akan dilakukan

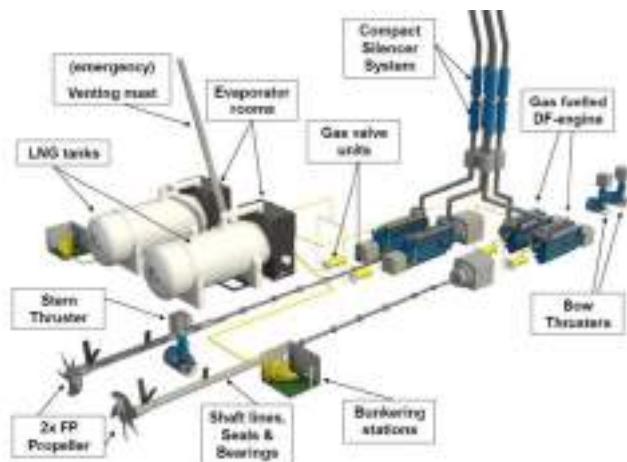
Variabel	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
Penggantian Mesin	Tidak Diganti	Mesin Diganti Dual Fuel Engine	Tidak Diganti	Mesin Diganti Dual Fuel Engine
Penempatan Tangki	Upper Deck	Upper Deck	Tank Top	Tank Top
Jenis Tangki	ISO Tank	ISO Tank	ISO Tank	ISO Tank
Penambahan Konverter Kit	Ya	Ya	Ya	Ya

4.1.3. Penentuan Modifikasi Sistem Dual Fuel pada Kapal

a. Komponen yang dimodifikasi

Bagian-bagian yang harus dimodifikasi dalam sistem bahan bakar untuk mendukung konversi dual fuel mengacu pada project guide dari Wartsila. Pada dasarnya untuk komponen yang dimodifikasi sama, untuk spesifikasinya saja yang berbeda berdasarkan kebutuhan dari mesin sendiri.

Sebelum menjelaskan detail tentang penggunaan LNG maka perlu dijelaskan proses yang Adapun gambaran sistem yang akan diubah adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 4. Rencana Desain Modifikasi yang Akan Dilakukan pada Kapal Ferry

Sumber : Gas Fuel Vessel M/S Viking Grace

Sistem bahan bakar (*Fuel Oil System*) yang akan ditambahkan adalah sebagai berikut.

a. *LNG Storage Tank*

LNG tank merupakan storage yang difungsikan untuk menampung bahan bakar LNG yang akan digunakan. Penentuan spesifikasi LNG tank sendiri dipengaruhi dari beberapa pertimbangan berikut.

• Berdasarkan Spesifikasi dari Main Engine (ME)

Spesifikasi dari main engine (ME) akan menentukan seberapa besar konsumsi bahan bakar yang dibutuhkan dalam endurance tertentu. Dalam bagian ini akan dibahas satu per satu perhitungan kapasitas volume tangki LNG berdasarkan spesifikasi mesin dan perhitungan konsumsi bahan bakar. Sebelum melakukan perhitungan, hal yang harus diperhatikan adalah sebagai berikut.

- a) Perhitungan konsumsi bahan bakar minyak dilakukan berdasarkan data hasil observasi di lapangan.
- b) Untuk dasaran perhitungan awal dilakukan perhitungan detail kapal untuk satu trip.
- c) Pengertian satu trip dalam penelitian ini adalah kapal sandar di Pelabuhan Merak Banten hingga tiba di Pelabuhan Bakauheni Lampung.
- d) Pengertian satu PP adalah dimulai ketika kapal sandar di Pelabuhan Merak Banten – tiba di Pelabuhan Bakauheni Lampung hingga tiba lagi di Pelabuhan Merak Banten.
- e) Untuk perbedaan detail perjalanan antara satu trip dan satu PP dijelaskan pada tabel berikut.

Tabel 4. 5. Tabel Perbandingan antara satu PP dan satu trip

1 Trip	1 PP
Sandar di Pelabuhan Merak – Banten. Kondisi Mesin Stand By (S/B)	Sandar di Pelabuhan Merak – Banten Kondisi Mesin Stand By (S/B)
Olah Gerak Berangkat dari Merak. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)	Olah Gerak Berangkat dari Merak. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)
Menuju Bakauheni. Kondisi mesin Full Away (F/A)	Menuju Bakauheni. Kondisi mesin Full Away (F/A)
Olah Gerak Sandar Bakauheni. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)	Olah Gerak Sandar Bakauheni. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)
	Sandar di Bakauheni. Kondisi Mesin Stand By (S/B)
	Olah Gerak Berangkat. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)
	Menuju Merak. Kondisi mesin Full Away (F/A)
	Olah Gerak Sandar Merak. Kondisi Mesin Olah Gerak (O/G)

Detail perhitungan untuk bahan bakar per skenario perjalanan adalah sebagai berikut.

KMP. LEGUNDI (5000 Gross Tonnage)

Dalam melakukan perhitungan kebutuhan bahan bakar yang digunakan dalam pelayaran maka digunakan perhitungan sebagai berikut.

$$FOC = \frac{RPM_{terpakai}}{RPM_{maksimal}} \times BHP_{Engine} \times F.O_{Index} \times Waktu \dots (1)$$

Keterangan :

FOC = Fuel Oil Consumption (Liter)

F.O. Index = 0,08

Waktu = Lamanya waktu per putaran tertentu (Jam)

Tabel 4. 6. Skenario Perjalanan dan FOC KMP. Legundi per trip

Skenario Perjalanan	Waktu yang Dibutuhkan (Menit)	Putaran M/E	RPM Max	Power Engine (HP)	Power Engine (kW)	FO Index	FOC (L/h)	FOC Per Waktu	FOC 2 Engine (L)
Sandar di Pelabuhan Merak	40	310	620	3500	2574	0,08	140	93,3	186,7
Olah Gerak Berangkat	20	400	620	3500	2574	0,08	180,64	60,2	120,4
Menuju Bakauheni	80	500	620	3500	2574	0,08	225,80	301,1	602,1
Olah Gerak Sandar Bakauheni	20	400	620	3500	2574	0,08	180,64	60,2	120,4
Sandar di Bakauheni	40	310	620	3500	2574	0,08	140	93,3	186,7
Olah Gerak Berangkat	20	400	620	3500	2574	0,08	180,64	60,2	120,4
Menuju Merak	80	500	620	3500	2574	0,08	225,80	301,0	602,1
Olah Gerak Sandar Merak	20	400	620	3500	2574	0,08	180,64	60,2	120,4
Waktu Tempuh Total	320			Konsumsi BBM per PP				1029,7	2059,3
				Konsumsi BBM per trip				514,8	1029,7

Berdasarkan tabel (10) di atas, disimpulkan bahwa FOC HSD yang digunakan KMP. Legundi adalah 1029,7 L/Trip dan 2059,3 L/PP

Tabel 4.6 merupakan perhitungan per trip. Untuk validasi hasil perhitungan digunakan perbandingan data lapangan perjalanan kapal tiga bulan terakhir yaitu bulan November-Desember 2015 dan bulan Januari 2016. Berikut merupakan hasil perbandingan perhitungan per bulannya.

Tabel 4. 7. Perbandingan Hitungan dan Realisasi FOC November Legundi

Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
Hasil Perhitungan	91	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		241	187	602,1	21918	16986,7	54796
	TOTAL	1030			93701		
Realisasi	91	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		240	187	602,6	21840	16987	54842
	TOTAL	1029			93669		

Tabel 4. 8. Perbandingan Hitungan dan Realisasi FOC Desember Legundi

Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
Hasil Perhitungan	91	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		241	187	602,1	21918	16986,7	54796
	TOTAL	1030			93701		
Realisasi	91	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		240	187	602,6	21840	16987	54842
	TOTAL	1029			93669		

Tabel 4. 9. Perbandingan Hitungan gan dan Realisasi FOC Januari Legundi

Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
Hasil Perhitungan	89	241	187	602,1	21437	16613,3	53591
		1030			91641		
	TOTAL						
Realisasi	89	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		240	187	602,6	21360	16614	53637
	TOTAL	1029			91611		

Tabel 4. 10. Perbandingan FOC KMP. Legundi 3 Bulan Terakhir

Month	November (Liter)	December (Liter)	January (Liter)	FOC Max (Liter)	FOC Max (m3)	FOC Max (Ton)	FOC Max (Kg)
Trip	91	89	91				
FOC Stand By / Trip	186,67	186,67	186,67	186,67	0,19	0,15	153,07
FOC Maneuver / Trip	240,86	240,86	240,86	240,86	0,24	0,20	197,51
FOC Full Away / Trip	602,15	602,15	602,15	602,15	0,60	0,49	493,76
Total FOC / Trip	1029,68	1029,68	1029,68	1029,68	1,03	0,84	844,34
FOC Stand By / Bulan	16986,67	16613,33	16986,67	16986,67	16,99	13,93	13929,07
FOC Maneuver / Bulan	21918,28	21436,56	21918,28	21918,28	21,92	17,97	17972,99
FOC Full Away / Trip	54795,70	53591,40	54795,70	54795,70	54,80	44,93	44932,47
Total FOC / Bulan	93700,65	91641,29	93700,65	93700,65	93,70	76,83	76834,53

Berdasarkan tabel (14) disimpulkan bahwa penggunaan konsumsi per bulan tidak jauh berbeda karena hanya dibedakan berdasarkan jumlah

trip yang ada. Oleh karena itu untuk FOC per trip dipilih yang paling tinggi jumlah tripnya untuk konsumsi dalam waktu satu bulan. Sehingga dapat ditentukan FOC maksimal dalam satu bulan untuk KMP. Legundi adalah 93700,65 L atau setara dengan 76,83 Ton.

Setelah menentukan besarnya konsumsi bahan bakar minyak, maka tahapan selanjutnya adalah menghitung jumlah konsumsi bahan bakar gas. Untuk komposisi bahan bakar yang digunakan tidak ditentukan dalam penelitian ini. Akan tetapi bahasan yang ada dalam penelitian ini adalah dengan memvariasikan penggunaan konsumsi HSD dan LNG yang digunakan dengan variasi 40:60 ; 50:50 ; 60:40 ; dan 70:30.

Dalam menentukan besarnya konsumsi bahan bakar gas yang digunakan maka ditentukan berdasarkan perhitungan *Lower Heating Value* (LHV). LHV sendiri adalah nilai kalor yang menyatakan jumlah panas atau kalori yang dihasilkan pada proses pembakaran sejumlah tertentu bahan bakar dengan udara. Adapun rumus yang digunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut.

$$LHV_{Engine} = LHV_{MDO} \left(\frac{MJ}{Kg} \right) \times FOC \left(\frac{Kg}{day} \right)$$

$$LHV_{LNG} = LHV_{Mesin}(MJ) \times Komposisi\ Bahan\ Bakar$$

Untuk menentukan massa LNG dari hasil perhitungan LHV digunakan rumus sebagai berikut.

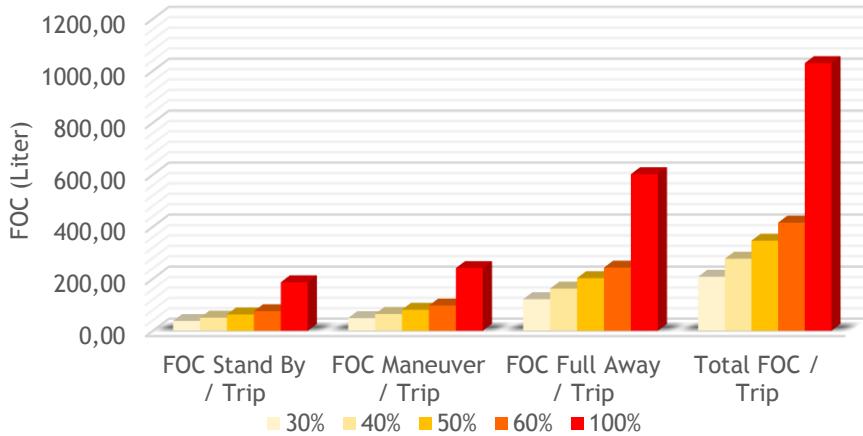
$$Massa\ LNG = LHV_{LNG\ Mesin}(MJ) : LHV_{CNG} \left(\frac{MJ}{Kg} \right)$$

$$LNG\ Consmp. = massa\ LNG / \frac{8,395Kg}{mmbtu}$$

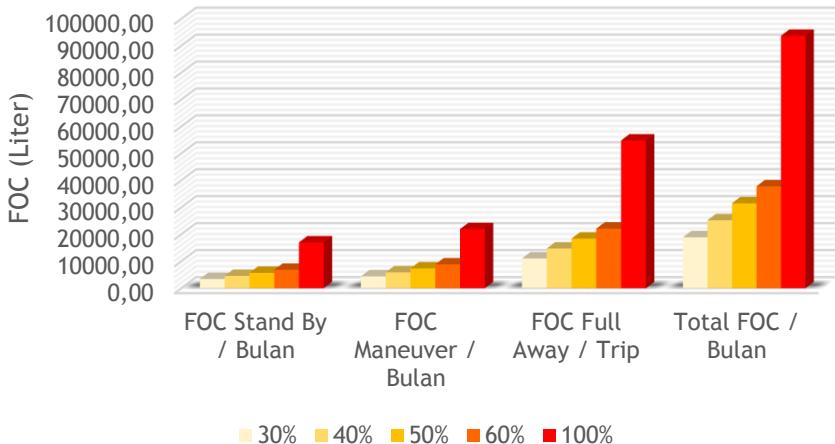
$$LHV_{HFO\ Engine} = LHV_{Engine} \times Komposisi\ HFO$$

$$HFO\ Consmp. = LHV_{HFO\ Engine}\ (MJ) : LHV_{HFO} \left(\frac{MJ}{Kg} \right)$$

Hasil perhitungan berdasarkan beberapa rumus di atas adalah sebagai berikut. Untuk detail perhitungan dilampirkan pada lampiran perhitungan.



Gambar 4. 5. Konsumsi bahan bakar KMP. Legundi per Trip



Gambar 4. 6. Konsumsi bahan bakar KMP. Legundi per bulan

Dari perhitungan di atas, maka di dapatkan FOC HSD adalah 415,41 L/Trip dengan komposisi HFO sebesar 60%. Sedangkan untuk LNG 70% per trip dapat mengkonsumsi 0,5 Ton atau 2515,3 mmbTu.

Berdasarkan FOC per trip maka ditentukan *endurance*. Jika dalam satu trip ditempuh dalam waktu 3 jam, maka satu PP dapat ditempuh selama 6 jam. Artinya dalam satu hari dapat dilakukan 4 kali PP atau setara dengan 8 trip.

Untuk *endurance* pelayaran ditentukan selama 3 hari, artinya ada kurang lebih sebanyak 24 trip. Maka perkiraan storage bahan bakar HSD dan LNG adalah sebagai berikut.

$$\text{Minimum HSD Storage} = \text{HSD satu trip} \times \text{jumlah trip}$$

$$= 415,41 \text{ Liter} \times 24$$

Dari hasil perhitungan didapatkan hasil sebagai berikut.

Tabel 4. 11. Minimum storage HSD 30% dan LNG 70%

Voyage Scenario	30% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	70% LNG (Ton)	70% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	37,65	24	904	0,092	0,18	4,25
FOC Maneuver / Trip	48,59	24	1166	0,119	0,23	5,49
FOC Full Away / Trip	121,47	24	2915	0,297	0,57	13,72
Total FOC / Trip	207,71	24	4985	0,508	0,98	23,47

Tabel 4. 12. Minimum storage HSD 40% dan LNG 60%

Voyage Scenario	40% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	60% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	50,21	24	1205	0,079	0,15	3,65
FOC Maneuver / Trip	64,78	24	1555	0,102	0,20	4,71
FOC Full Away / Trip	161,95	24	3887	0,255	0,49	11,76
Total FOC / Trip	276,94	24	6647	0,436	0,84	20,11

Tabel 4. 13. Minimum Storage HSD 50% dan LNG 50%

Voyage Scenario	50% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	50% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	62,76	24	1506	0,066	0,13	3,04
FOC Maneuver / Trip	80,98	24	1943	0,085	0,16	3,92
FOC Full Away / Trip	202,44	24	4859	0,212	0,41	9,80
Total FOC / Trip	346,18	24	8308	0,363	0,70	16,76

Tabel 4. 14. Minimum Storage HSD 60% dan LNG 40%

Voyage Scenario	60% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	40% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	75,31	24	1807	0,053	0,10	2,43
FOC Maneuver / Trip	97,17	24	2332	0,068	0,13	3,14
FOC Full Away / Trip	242,93	24	5830	0,170	0,33	7,84
Total FOC / Trip	415,41	24	9970	0,291	0,56	13,41

Dari adanya keempat tabel di atas disimpulkan storage minimum untuk HSD dan LNG sebagai berikut.

Tabel 4. 15. Minimum storage untuk HSD - LNG KMP. Legundi

Komposisi HSD	Minimum Storage/Hari (Liter)	Komposisi LNG	Minimum Storage / Hari (Liter)
30%	4985	40%	13409,6
40%	6647	50%	16762,0
50%	8308	60%	20114,3
60%	9970	70%	23466,7

Dari adanya tabel di atas maka untuk storage HSD minimum per hari adalah 4985 liter (diambil dari hasil perhitungan dan komposisi yang digunakan), sedangkan untuk LNG storage minimum yang harus dipenuhi adalah 23466,7 Liter/ hari. Untuk tangki yang akan dipilih akan dijelaskan pada bagian jenis tangki.

KMP. JATRA 1 (3871 Gross Tonnage)

Sama seperti pada perhitungan sebelumnya, karena di lapangan hanya dapat dilihat indikator putarannya maka perhitungannya sebagai berikut.

$$FOC = \frac{RPM_{terpakai}}{RPM_{maksimal}} \times BHP_{Engine} \times F.O_{Index} \times Waktu \dots (1)$$

Keterangan :

FOC = Fuel Oil Consumption (Liter)

F.O. Index = 0,085 Liter / PKh

Waktu = Lamanya waktu per putaran tertentu (Jam)

Tabel 4. 16. Skenario perjalanan & FOC Jatra 1 November 2015 per trip

Skenario Perjalanan	Waktu Operasi (Menit)	Putaran M/E	RPM Max	Power Engine (HP)	Power Engine (kW)	FO Index (Liter/ PKh)	FOC (L/h)	FOC Per Waktu	FOC 2 Engine (L)
Sandar di Pelabuhan Merak	36	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	50,0	100,0
Olah Gerak Berangkat	25	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	38,4	76,8
Menuju Bakauheni	87	490	620	1600	1193,1	0,085	107, 5	155,9	311,7
Olah Gerak Sandar Bakauheni	25	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	38,4	76,8
Sandar di Bakauheni	36	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	50,0	100,0
Olah Gerak Berangkat	25	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	38,4	76,8
Menuju Merak	87	490	620	1600	1193,1	0,085	107, 5	155,9	311,7
Olah Gerak Sandar Merak	25	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	38,4	76,8
Waktu Tempuh Total	346	Konsumsi BBM per PP					565,3	1130,6	
		Konsumsi BBM per trip					282,6	565,3	

Tabel 4. 17. Skenario Perjalanan dan FOC Jatra 1 Desember 2015 per trip

Skenario Perjalanan	Waktu Operasi (Menit)	Putaran M/E (RPM)	RPM Max	Power Engine (HP)	Power Engine (kW)	FO Index	FOC (L/h)	FOC Per Waktu	FOC 2 Engine (L)
---------------------	-----------------------	-------------------	---------	-------------------	-------------------	----------	-----------	---------------	------------------

						(Liter/ PKh)			
Sandar di Pelabuhan Merak	37	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	51,4	102,8
Olah Gerak Berangkat	30	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	46,1	92,1
Menuju Bakauheni	90	490	620	1600	1193,1	0,085	107,5	161,2	322,5
Olah Gerak Sandar Bakauheni	30	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	46,1	92,1
Sandar di Bakauheni	37	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	51,4	102,8
Olah Gerak Berangkat	30	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	46,1	92,1
Menuju Merak	90	490	620	1600	1193,1	0,085	107,5	161,2	322,5
Olah Gerak Sandar Merak	30	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	46,1	92,1
Waktu Tempuh Total	374	Konsumsi BBM per PP						609,5	1219,0
		Konsumsi BBM per trip						304,8	609,5

Tabel 4. 18. Skenario Perjalanan & FOC Jatra 1 Januari 2016 per trip

Skenario Perjalanan	Waktu Operasi (Menit)	Putaran M/E	RPM Max	Power Engine (HP)	Power Engine (kW)	FO Index (Liter/ PKh)	FOC (L/h)	FOC Per Waktu	FOC 2 Engine (L)
Sandar di Pelabuhan Merak	33	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	45,8	91,7
Olah Gerak Berangkat	28	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	43,0	86,0
Menuju Bakauheni	85	490	620	1600	1193,1	0,085	107, 5	152,3	304,5
Olah Gerak Sandar Bakauheni	28	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	43,0	86,0
Sandar di Bakauheni	33	380	620	1600	1193,1	0,085	83,4	45,8	91,7
Olah Gerak Berangkat	28	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	43,0	86,0
Menuju Merak	85	490	620	1600	1193,1	0,085	107, 5	152,3	304,5
Olah Gerak Sandar Merak	28	420	620	1600	1193,1	0,085	92,1	43,0	86,0
	348	Konsumsi BBM per PP						568,2	1136,4

Waktu Tempuh Total		Konsumsi BBM per trip	284,1	568,2
--------------------	--	-----------------------	-------	-------

Untuk validasi hasil perhitungan digunakan perbandingan data di lapangan dengan menggunakan data perjalanan kapal tiga bulan terakhir yaitu pada bulan November-Desember 2015 dan Januari 2016. Berikut merupakan hasil perbandingan perhitungan per bulannya.

Tabel 4. 19. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC November Jatra I

Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
Hasil Perhitungan	110	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		154	100	312	16890	11003	34287
TOTAL		565			62181		
Realisasi	110	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		134	85	266	14740	9350	29260
TOTAL		485			53350		

Tabel 4. 20. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC Desember Jatra I

Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
Hasil Perhitungan	104	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		184	103	322,45	19163	10692	33535
TOTAL		610			63389		
Realisasi	0	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		104	162	90	16848	9360	29120
TOTAL		532			55328		

Tabel 4. 21. Perbandingan Hitungan & Realisasi FOC Januari 2016. Jatra I

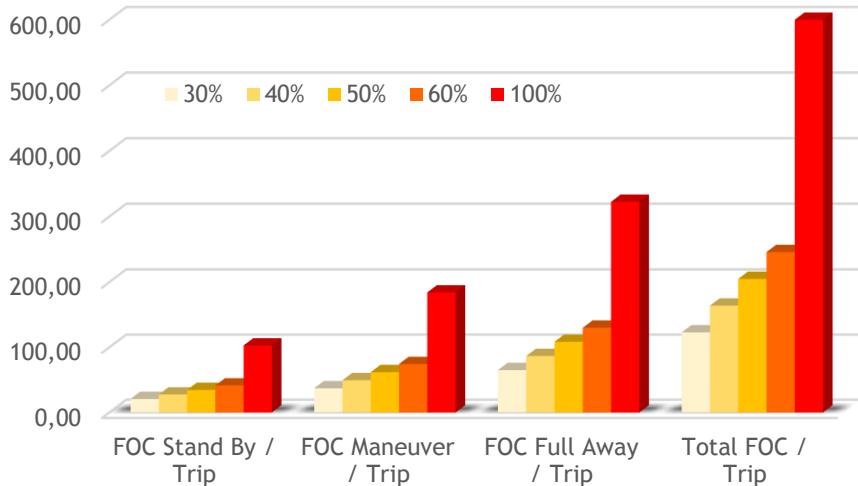
Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
Hasil Perhitungan	108						
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
	TOTAL	172	92	305	18573	9903	32890
TOTAL		568			61366		
Realisasi	0	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		108	148	79	262	15984	8532
	TOTAL	489			52812		

Berdasarkan perhitungan Fuel Oil Consumption di atas maka pada tabel 30 berikut merupakan kesimpulan FOC KMP. Jatra I yang akan digunakan sebagai perhitungan konsumsi LNG.

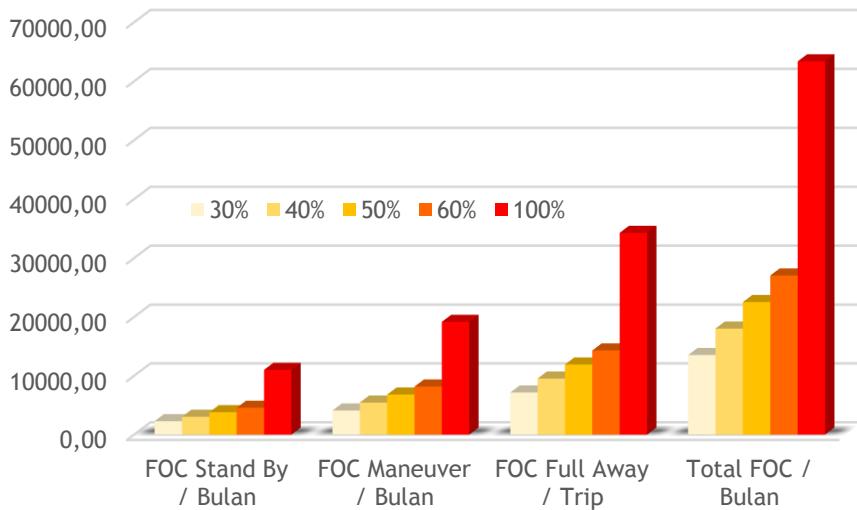
Tabel 4. 22. Perbandingan FOC KMP. Jatra I November 2015 - Januari 2016

Month	November (L)	December (L)	January (L)	FOC Max (L)	FOC Max (m3)	FOC Max (Ton)	FOC Max (Kg)
Trip	110	104	108				
FOC Stand By / Trip	100,03	102,80	91,69	102,80	0,10	0,08	84,30
FOC Maneuver / Trip	153,55	184,26	171,97	184,26	0,18	0,15	151,09
FOC Full Away / Trip	311,70	322,45	304,54	322,45	0,32	0,26	264,41
Total FOC / Trip	565,28	609,51	568,20	609,51	0,61	0,50	499,80
FOC Stand By / Bulan	11002,84	10691,65	10085,94	11002,84	11,00	9,27	9272,95
FOC Maneuver / Bulan	16890,32	19162,84	18917,16	19162,84	19,16	16,62	16620,08
FOC Full Away / Trip	34287,35	33534,97	33499,14	34287,35	34,29	29,09	29085,14
Total FOC / Bulan	62180,52	63389,45	61365,83	63389,45	63,39	54,98	54978,16

Berdasarkan tabel 30 maka dapat ditentukan konsumsi bahan bakar LNG yang akan digunakan. Hasil perhitungan FOC KMP. Jatra I adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 7. FOC KMP. Jatra I per trip



Gambar 4. 8. FOC KMP. Jatra I per Bulan

Langkah selanjutnya adalah perhitungan minimum storage untuk KMP. Jatra I. Perhitungan yang digunakan sama dengan KMP. Legundi. Untuk hasilnya adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 23. Minimum storage HSD 30% dan LNG 70% KMP. Jatra I

Voyage Scenario	30% HSD (Liter)	Trip/Hari	Minimum Storage (Liter)	70% LNG (Ton)	70% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	20,74	24	498	0,051	0,05	1,22
FOC Maneuver / Trip	37,17	24	892	0,091	0,17	4,20
FOC Full Away / Trip	65,04	24	1561	0,159	0,31	7,35
Total FOC / Trip	122,95	24	2951	0,301	0,58	13,89

Tabel 4. 24 Minimum storage HSD 40% dan LNG 60% KMP. Jatra I

Voyage Scenario	40% HSD (Liter)	Trip/Hari	Minimum Storage (Liter)	60% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	27,65	24	664	0,044	0,08	2,01
FOC Maneuver / Trip	49,56	24	1189	0,078	0,15	3,60
FOC Full Away / Trip	86,73	24	2081	0,136	0,26	6,30
Total FOC / Trip	163,93	24	3934	0,258	0,50	11,91

Tabel 4. 25. Minimum storage HSD 50% dan LNG 50% KMP. Jatra I

Voyage Scenario	50% HSD (Liter)	Trip/Hari	Minimum Storage (Liter)	50% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	34,56	24	830	0,036	0,07	1,67
FOC Maneuver / Trip	61,95	24	1487	0,065	0,12	3,00
FOC Full Away / Trip	108,41	24	2602	0,114	0,22	5,25
Total FOC / Trip	204,92	24	4918	0,215	0,41	9,92

Tabel 4. 26. Minimum storage HSD 60% dan LNG 40% KMP. Jatra I

Voyage Scenario	60% HSD (Liter)	Trip/Hari	Minimum Storage (Liter)	40% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)
FOC Stand By / Trip	41,48	24	995	0,029	0,06	1,34
FOC Maneuver / Trip	74,34	24	1784	0,052	0,10	2,40
FOC Full Away / Trip	130,09	24	3122	0,091	0,17	4,20
Total FOC / Trip	245,90	24	5902	0,172	0,33	7,94

Berdasarkan tabel 35 sampai 38 berikut merupakan kesimpulan minimum storage yang didapatkan dari KMP Jatra I per

Tabel 4. 27. Minimum Storage KMP. Jatra I

Komposisi HSD	Minimum Storage/Hari (Liter)	Komposisi LNG	Minimum Storage/Hari (m3)	Minimum Storage / Hari (Liter)	Endurance ISO Tank
60%	5902	40%	7,94	7937,7	3,28
50%	4918	50%	9,92	9922,2	2,62
40%	3934	60%	11,91	11906,6	2,18
30%	2951	70%	13,89	13891,0	1,87

PERHITUNGAN BAHAN BAKAR KMP. PORTLINK III

Berikut merupakan hasil perhitungan konsumsi bahan bakar KMP. Portlink III berdasarkan skenario perjalanan di lapangan.

Tabel 4. 28. Skenario Perjalanan dan FOC KMP. Portlink III

Skenario Perjalanan	Waktu Operasi (Menit)	Putaran M/E (rpm)	RPM Max (rpm)	Power Engine (HP)	Power Engine (kW)	FO Index (Liter /PKh)	FOC (L/h)	FOC Per Waktu	FOC 2 Engine (L)
Sandar di Pelabuhan Merak	75	250	428	12000	8948,4	0,085	595,8	744,7	1489,5
Olah Gerak Berangkat	25	360	428	12000	22224	0,085	857,9	357,5	715,0

Menuju Bakauheni	80	405	428	12000	6479,5	0,085	965,2	1286,9	2573,8
Olah Gerak Sandar Bakauheni	25	360	428	12000	22224	0,085	857,9	357,5	715,0
Sandar di Bakauheni	75	250	428	12000	6240	0,085	595,8	744,7	1489,5
Olah Gerak Berangkat	25	360	428	12000	9840	0,085	857,9	357,5	715,0
Menuju Merak	80	405	428	12000	524520	0,085	965,2	1286,9	2573,8
Olah Gerak Sandar Merak	25	360	428	12000	609720	0,085	857,9	357,5	715,0
Waktu Tempuh Total	410	Konsumsi BBM per PP					5493,2	10986,4	
		Konsumsi BBM per trip					2746,6	5493,2	

Dari tabel (40) disimpulkan bahwa konsumsi bahan bakar KMP. Portlink III adalah 5493,2 Liter per trip. KMP. Untuk validasi perhitungan maka berikut merupakan perbandingan dengan data lapangan yang didapat.

Tabel 4. 29. Perbandingan Perhitungan & Realisasi FOC Desember Portlink III

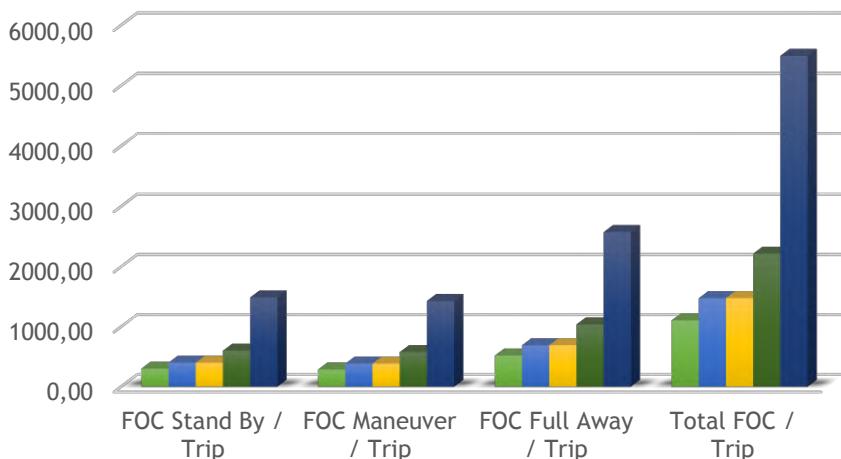
Perbandingan	Realisasi Trip Per Bulan	Realisasi Pemakaian Per Trip (L)			Jumlah Konsumsi M/E per Bulan		
		FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
Hasil Perhitungan	43	4063	715	715	174723	30743	30743
		TOTAL	5493			236209	
Realisasi	43	FOC Olah Gerak/Trip	FOC Standby	FOC Full Away	FOC O/G Per Bulan	FOC S/B Per Bulan	FOC F/A Per Bulan
		-	-	-	-	-	-
	TOTAL	0				161763	

Berdasarkan kebutuhan bahan bakar di atas maka dapat ditentukan kebutuhan penggunaan gas untuk mesin jika digunakan dual fuel system. Berikut merupakan perhitungannya.

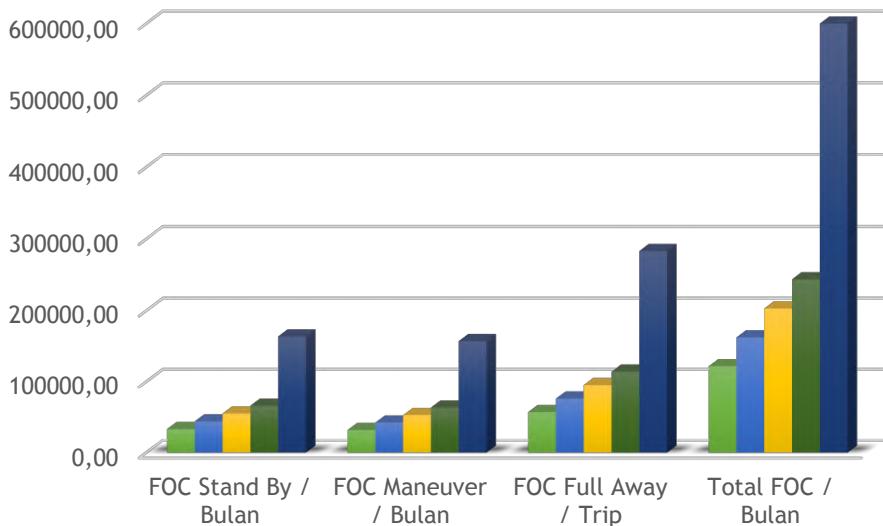
Tabel 4. 30. Hasil Perhitungan FOC KMP. Portlink III

Month	December (L)	FOC Max (L)	FOC Max (m3)	FOC Max (Ton)	FOC Max (Kg)
Trip	43				
FOC Stand By / Trip	1489,49	1489,49	1,49	1,22	1221,38
FOC Maneuver / Trip	1429,91	1429,91	1,43	1,17	1172,52
FOC Full Away / Trip	2573,83	2573,83	2,57	2,11	2110,54
Total FOC / Trip	5493,22	5493,22	5,49	4,50	4504,44
FOC Stand By / Bulan	64047,90	163843,46	163,84	134,35	134351,64
FOC Maneuver / Bulan	61485,98	157289,72	157,29	128,98	128977,57
FOC Full Away / Trip	110674,77	283121,50	283,12	232,16	232159,63
Total FOC / Bulan	236208,64	604254,67	604,25	495,49	495488,83

Berdasarkan tabel di atas maka dapat ditentukan kebutuhan FOC maksimal per trip adalah 5493,22 Liter. Untuk satu bulan adalah 604.254 Liter. Dari perhitungan di atas maka dapat ditentukan kebutuhan penggunaan gas adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 9. FOC KMP. Portlink



Gambar 4. 10. FOC KMP. Portlink III per bulan

Setelah mendapatkan jumlah konsumsi bahan bakar KMP. Portlink III, maka tahapan selanjutnya adalah menentukan jumlah storage minimal untuk kebutuhan operasional dengan perhitungan sebagai berikut.

Tabel 4. 31. Minimum Storage HSD dan LNG Rasio 30% & 70% Portlink III

Voyage Scenario	30% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	70% LNG (Ton)	70% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)	Minimum LNG Storage (Liter)
FOC Stand By / Trip	300,46	24	7211	0,735	0,74	17,65	17651,9
FOC Maneuver / Trip	288,44	24	6923	0,706	1,36	32,59	32588,1
FOC Full Away / Trip	519,19	24	12461	1,271	2,44	58,66	58658,6
Total FOC / Trip	1108,09	24	26594	2,713	5,22	125,19	125192,6

Tabel 4. 32. Minimum Storage HSD dan LNG Rasio 40% & 60% Portlink III

Voyage Scenario	40% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	60% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)	Minimum LNG Storage (Liter)
FOC Stand By / Trip	400,61	24	9615	0,630	1,21	29,10	29096,5
FOC Maneuver / Trip	384,59	24	9230	0,605	1,16	27,93	27932,7
FOC Full Away / Trip	692,26	24	16614	1,089	2,09	50,28	50278,8
Total FOC / Trip	1477,46	24	35459	2,325	4,47	107,31	107308,0

Tabel 4. 33. Minimum Storage HSD & LNG Rasio 50% : 50% Portlink III

Voyage Scenario	50% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	50% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)	Minimum LNG Storage (Liter)
FOC Stand By / Trip	500,77	24	12018	0,525	1,01	24,25	24247,1
FOC Maneuver / Trip	480,73	24	11538	0,504	0,97	23,28	23277,2
FOC Full Away / Trip	865,32	24	20768	0,908	1,75	41,90	41899,0
Total FOC / Trip	1846,82	24	44324	1,938	3,73	89,42	89423,3

Tabel 4. 34. Minimum Storage HSD & LNG Rasio 60% : 40% Portlink III

Voyage Scenario	60% HSD (Liter)	Trip	Minimum Storage (Liter)	40% LNG (Ton)	60% LNG (m3)	Minimum Storage (m3)	Minimum LNG Storage (Liter)
FOC Stand By / Trip	600,92	24	14422	0,420	0,81	19,40	19397,7
FOC Maneuver / Trip	576,88	24	13845	0,403	0,78	18,62	18621,8
FOC Full Away / Trip	1038,39	24	24921	0,726	1,40	33,52	33519,2
Total FOC / Trip	2216,19	24	53188	1,550	2,98	71,54	71538,6

Tabel 4. 35. Hasil Perhitungan Kebutuhan Tangki Minimal Portlink III

Komposisi HSD	Minimum Storage/Hari (Liter)	Komposisi LNG	Minimum Storage/Hari (m3)	Minimum Storage / Hari (Liter)	Endurance ISO Tank (Hari)	Kebutuhan Tangki satu hari
60%	53188	40%	71,54	71538,6	0,36	3

50%	44324	50%	89,42	89423,3	0,29	3
40%	35459	60%	107,31	107308,0	0,24	4
30%	26594	70%	125,19	125192,6	0,21	5

- Berdasarkan Jenis Tangki

Tangki yang dipilih pada KMP. Jatra I adalah jenis LNG ISO Tank 1CC / 22 T6 Kapasitas 25.000 Liter. ISO Tank ini adalah tangki portable yang termasuk kedalam tangki tipe C. Adapun beberapa spesifikasinya adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 36. LNG ISO Tank Spesification

Type	LNG Pac 105	Units
Geometric Volume	26.000	Liter
Diameter	3,5	m
Tank Length	6,058	m
Tank Width	2,438	m
Total Height	2,591	m
LNG Pac Empty Weight	3,85	Ton
Tank Full Weight	36	Ton

Pertimbangan pemilihan tangki LNG di atas adalah sebagai berikut.

- a) Berdasarkan kebutuhan LNG minimum (lihat pada bagian perhitungan konsumsi bahan bakar). Didapatkan bahwa LNG minimum yang harus tersedia per hari dengan komposisi 70% adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 37. Kebutuhan Tangki Gas Setiap Kapal

Komposisi LNG	KMP. Legundi	KMP. Jatra I	KMP. Portlink III
40%	1	1	6
50%	2	1	7
60%	2	1	8
70%	2	2	10

- b) Untuk data spesifikasi lengkap project guide LNG ISO Tank akan dilampirkan pada lampiran tugas akhir ini. Untuk nilai yang disebutkan diatas merupakan nilai kapasitas tangki dalam Liter. Pertimbangan pemilihan LNG ISO Tank 26.000 dan 41.325 Liter adalah kapasitas, berikut juga dimensi yang paling memenuhi untuk KMP. Legundi, KMP. Jatra I, dan KMP. Portlink III dan berdasarkan perhitungan. Batasan ruangan yang tersedia juga mempengaruhi. Kemudian berat juga akan mempengaruhi stabilitas pada kapal.
)*Stabilitas tidak dibahas dalam penelitian ini
- **Detail Arrangement LNG ISO Tank 1CC / 22 T6**
Tangki yang dipilih adalah LNG ISO Tank 1CC / 22 T6, dengan gambar sebagai berikut.



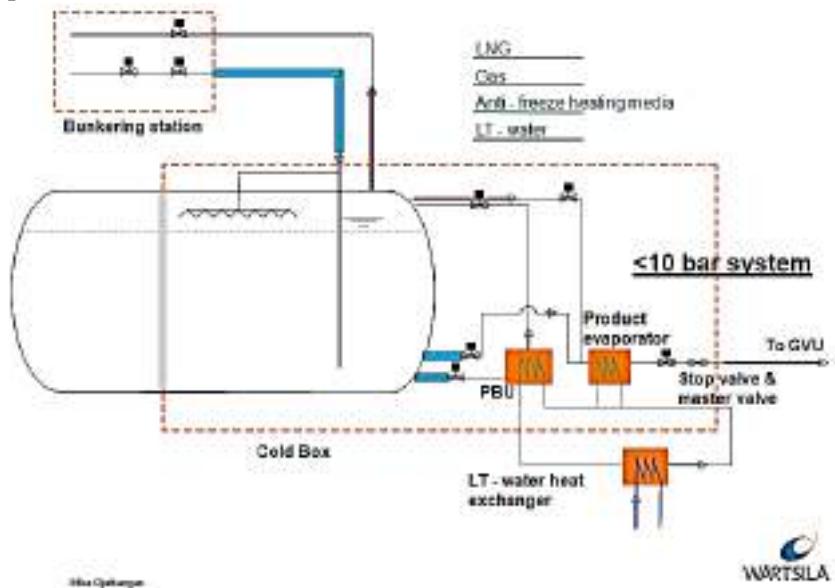
Gambar 4. 11. LNG ISO Tank 26.000 Liter



Gambar 4. 12. LNG ISO Tank 41. 325 Liter

1) Emergency Venting Mast

Merupakan vent atau saluran pengaman untuk mengeluarkan *Boiled of Gas (BOG)* yang terdapat pada tangki LNG. Fungsinya adalah sebagai pengaman agar ketika tangki diisi tidak terjadi pemampatan gas yang berlebih di dalam tangki. Selain itu untuk mengeluarkan gas hasil penguapan dari LNG yang ada dalam tangki ketika pada posisi penyimpanan. Adapun komponen yang menyusun venting mast adalah pipa.



Gambar 4. 13. System Basic Principle of Dual Fuel System

2) Evaporator Rooms

Evaporator Room berisi evaporator Skid yang digunakan untuk evaporasi/penguapan dan pemanasan dari LNG. Beberapa hal yang harus diperhatikan dalam pemasangan adalah sebagai berikut.

- Evaporator skid harus dipasang pada open deck (cari rulesnya)
- Harus didekatkan pada LNG Tank

- c. Dipasang dengan ventilasi dan saluran untuk LNG Spray Protection dan pelindung cuaca.

Sebelum melakukan perhitungan untuk mencari spesifikasi komponen-komponen yang terdapat dalam modul evaporation maka harus memperhatikan konsep evaporasi yang akan dilakukan untuk mengubah fase Liquid Natural Gas menjadi fase gas. Proses mengubah mengubah dari fase cair menjadi fase gas dinamakan proses regasifikasi.

Beberapa pengertian yang harus ditekankan pada proses perubahan fase dari cair menjadi gas ditekankan pada bagian Heat Exchanger di bab 2.

Untuk komponen yang membutuhkan detail perhitungan adalah bagian heat exchanger. Berikut merupakan perhitungan perpindahan panas dalam heat exchanger.

DETAIL PERHITUNGAN HEAT EXCHANGER

A. KMP. LEGUNDI

Beberapa informasi yang harus diketahui sebelum melakukan perhitungan adalah sebagai berikut.

Jumlah LNG yang dibutuhkan per hari untuk KMP. Legundi adalah 23,47 m³/hari (lihat bagian perhitungan kebutuhan LNG KMP. Legundi). Jumlah ini adalah jumlah yang dibutuhkan dalam satu hari. Dan untuk menentukan perhitungan heat exchanger dibutuhkan kapasitas kebutuhan dalam satuan jam sehingga dapat dihitung sebagai berikut.

$$Q = \frac{Q_{LNG}}{24} = \frac{23,47}{24} = 0,97 \frac{m^3}{Hour} = 508,51 \text{ Kg/Hour}$$

$$Q = m1 = 508,51 \text{ Kg} = 1121,08 \text{ Pound (lb)}$$

*) Catatan : $\rho_{LNG} = 0,52 \frac{\text{Ton}}{m^3}$, $1 \text{ kg} = 2,20462 \text{ lb (Pound)}$

Setelah menentukan massa aliran dari LNG maka tahapan selanjutnya adalah menentukan spesifikasi heat exchanger dengan langkah sebagai berikut.

- Langkah Pertama : Penentuan temperatur inlet dan outlet yang masuk ke heat exchanger serta beberapa indikator lain yang harus didefinisikan.

Tabel 4. 38. Temperatur inlet dan outlet yang akan masuk pada heat exchanger

Keterangan	Nilai (°C)	Nilai (°F)
Temperatur Awal LNG (T_1)	-182	-295,6
Temperatur Akhir LNG (T_2)	30	86
Temperatur Awal Fresh Water (Output Cooling System From Engine) (t_1)	85	185
Temperatur Akhir Fresh Water yang keluar dari heat exchanger (t_2)	83	181,4

- Langkah kedua : Penentuan jumlah energi yang dibutuhkan untuk memanaskan LNG.

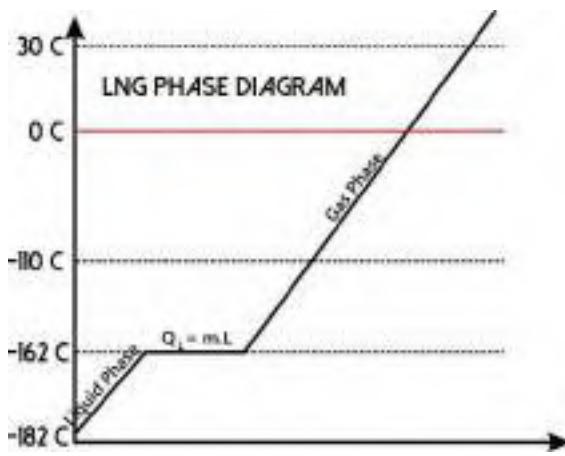
Jumlah energi yang dibutuhkan untuk menghitung perpindahan panas dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

Energi yang dibutuhkan LNG untuk memanaskan LNG dari temperatur -182°C menjadi 30°C adalah sebagai berikut :

(Sebagai catatan karena proses pemanasan ini merupakan proses untuk regasifikasi gas cair menjadi gas, maka perhitungan kalor harus memperhatikan perubahan fase)

Berikut merupakan grafik perpindahan kalor dan perubahan fase LNG.



Gambar 4. 14. LNG Phase Diagram

Sehingga berikut merupakan hasil perhitungannya.

$$Q_1 = 508,51 \cdot 2,207 (-162 - (-182))$$

$$Q = 35718,21 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_L = m \cdot L$$

$$Q_L = 508,51 \cdot 0,1294 = 65,802 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_3 = 508,51 \cdot 3,512 (30 - (-162))$$

$$Q_3 = 215480,8864 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_{Total LNG} = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$Q_{Total LNG} = 251264,8991 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_{Total LNG} = 69,79 \text{ KiloWatt}$$

Mencari energi panas yang bisa di transfer oleh Cooling Seawater. Karena seawater tidak mengalami perubahan fase, maka perhitungan dapat langsung dilakukan tanpa mencari kalor latentnya terlebih dahulu.

Diketahui :

Massa air laut (m_{sw}) = 102.500 kg

Kalor Spesifik air laut (C_p) = 4,011 KJ/KgK

First Temperature (T_1) = 85 °C

Second Temperature (T_2) = 83°C

Sehingga perhitungannya sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$$Q = 102500 \cdot 4,011 \cdot (85 - 83) = 228,404 \text{ Kilowatt}$$

Perbandingan Q pemanas (air laut) jauh lebih besar dibandingkan dengan Q LNG, sehingga air laut tersebut dapat memanaskan LNG menjadi gas. Untuk selanjutnya adalah menentukan heat exchanger yang dibutuhkan.

- 3) Langkah ketiga : Menentukan *Log Mean Temperatur* (LMTD) dari temperatur yang telah ditentukan. Adapun beberapa yang harus diketahui adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 39. LMTD Properties KMP. Legundi

Properties	Value	Units	Value	Units
T1 =	85	Celcius	185	Farenheit
t2 =	30	Celcius	86	Farenheit
T2 =	83	Celcius	181,4	Farenheit
t1 =	-182	Celcius	-295,6	Farenheit

Adapun rumus yang digunakan adalah sebagai berikut.

$$\Delta T_m = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(185 - 86) - (181,4 - (-295,6))}{\ln \frac{(185 - 86)}{(181,4 - (-295,6))}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(99) - (477)}{\ln \frac{(99)}{(477)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{-378}{\ln 0,2} = \frac{-378}{-1,57} = 240,39$$

Nilai di atas adalah nilai absolute sehingga $\Delta T_m = 240,39$

Setelah diketahui ΔT_m harus dikoreksi dengan mengalikan dengan faktor koreksi temperatur (Ft) menggunakan persamaan 2-3 dan 2-4. Ft didapat dari grafik *LMTD correction factor heat transfer (Standards of tubular exchanger manufactures association, 2d ed, New York, 1949)*. Sebelumnya harus dicari nilai R dan S untuk menentukan faktor koreksi dari ΔT_m . Berikut merupakan perhitungannya.

$$R = \frac{T_1 - t_2}{t_1 - t_2} = \frac{185 - 86}{-295,6 - 86} = -0,0094$$

$$S = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} = \frac{86 - (-295,6)}{185 - (-295,6)} = -0,79$$

Setelah nilai S didapatkan, maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai koreksi dari ΔT_m yaitu dengan cara sebagai berikut.

$$\Delta T_m = Ft \cdot \Delta T_m = 0,6 \cdot 240,39 = 144,23$$

- 4) Langkah keempat : Menentukan Luasan dan Jumlah Tube
Luasan heat exchanger adalah sebagai berikut.

$$A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)}$$

$$A = \frac{238153,14 \text{ Btu}}{\left(400 \frac{\text{Btu}}{\text{h}^2 \text{F}}\right) \cdot (144,23 \text{ F})} = 4,12 \text{ ft}^2$$

Dari luasan di atas maka dapat ditentukan diameter heat exchanger yang digunakan yaitu 2,29 feet atau setara dengan 0,69 meter (menggunakan perhitungan luas lingkaran). Sehingga kesimpulan penggunaan heat exchanger KMP. Legundi adalah sebagai berikut. Tabel spesifikasi heat exchanger KMP. Legundi untuk sistem modifikasi dual fuel system.

Tabel 4. 40. Spesifikasi Heat Exchanger KMP.Legundi

Properties	Spesification	Units
Heat Energy (Q)	69,79	KiloWatt
Area (A)	4,12	Feet ²
Shell Diamater (D)	0,69	Meter
Length (L)	12	Feet

B. KMP. JATRA I

Beberapa informasi yang harus diketahui sebelum melakukan perhitungan adalah sebagai berikut.

Jumlah LNG yang dibutuhkan per hari untuk KMP. Jatra I adalah 13,89 m³/hari (lihat bagian perhitungan kebutuhan LNG KMP. Legundi). Untuk kapasitas per satuan jam dihitung sebagai berikut.

$$Q = \frac{Q_{LNG}}{24} = \frac{13,89}{24} = 0,57 \frac{m^3}{Hour} = 300,95 \text{ Kg/Hour}$$

$$Q = m1 = 300,95 \text{ Kg} = 663,48 \text{ Pound (lb)}$$

*) Catatan : $\rho_{LNG} = 0,52 \frac{\text{Ton}}{m^3}$, $1 \text{ kg} = 2,20462 \text{ lb (Pound)}$

Untuk penentuan spesifikasi heat exchanger langkah yang digunakan adalah sebagai berikut.

- 1) Langkah Pertama : Penentuan temperatur inlet dan outlet yang masuk ke heat exchanger serta beberapa indikator lain yang harus didefinisikan.

Tabel 4. 41. Temperatur inlet dan outlet yang akan masuk pada H/E

Keterangan	Nilai (°C)	Nilai (°F)
Temperatur Awal LNG (T ₁)	-160	-256
Temperatur Akhir LNG (T ₂)	30	86

Temperatur Awal Fresh Water (Output Cooling System From Engine) (t_1)	85	185
Temperatur Akhir Fresh Water yang keluar dari heat exchanger (t_2)	83	181,4

- 2) Langkah kedua : Penentuan jumlah energi yang dibutuhkan untuk memanaskan LNG. Jumlah energi yang dibutuhkan untuk menghitung perpindahan panas dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

Berikut merupakan properties yang dibutuhkan.

Energi yang dibutuhkan LNG untuk memanaskan LNG dari temperatur -182°C menjadi 30°C adalah sebagai berikut :

(Sebagai catatan karena proses pemanasan ini merupakan proses untuk me-regasifikasi gas cair menjadi gas, maka perhitungan kalor harus memperhatikan perubahan fase)

Fase perpindahan kalor pada LNG sama seperti gambar 13. Sehingga berikut merupakan hasil perhitungannya.

$$\begin{aligned} Q_1 &= 300,95 \cdot 2,207 (-162 - (-182)) \\ Q &= 21138,728 \text{ KJ/Hour} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_L &= m \cdot L \\ Q_L &= 300,95 \cdot 0,1294 = 38,94293 \text{ KJ/Hour} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_3 &= 300,95 \cdot 3,512 (30 - (-162)) \\ Q_3 &= 127525,7568 \text{ KJ/Hour} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{Total \ LNG} &= Q_1 + Q_2 + Q_3 \\ Q_{Total \ LNG} &= 148703,4277 \text{ KJ/Hour} \\ Q_{Total \ LNG} &= 41,3065 \text{ KiloWatt} \end{aligned}$$

Mencari energi panas yang bisa di transfer oleh Cooling Seawater. Karena seawater tidak mengalami perubahan fase, maka perhitungan dapat langsung dilakukan tanpa mencari kalor latentnya terlebih dahulu.

Diketahui :

Massa air laut (m_{sw}) = 82.000 kg

Kalor Spesifik air laut (C_p) = 4,011 KJ/KgK

First Temperature (T_1) = 85 °C

Second Temperature (T_2) = 83°C

Sehingga perhitungannya sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$$Q = 82000 \cdot 4,011 \cdot (85 - 83) = 182,72 \text{ Kilowatt}$$

Perbandingan Q pemanas (air laut) jauh lebih besar dibandingkan dengan Q LNG, sehingga air laut tersebut dapat memanaskan LNG menjadi gas. untuk selanjutnya adalah menentukan heat exchanger yang dibutuhkan.

- 3) Langkah ketiga : Menentukan Log Mean Temperatur (LMTD) dari temperatur yang telah ditentukan. Adapun beberapa yang harus diketahui adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 42. LMTD Properties KMP. Jatra I

Properties	Value	Units	Value	Units
T1 =	85	Celcius	185	Farenheit
t2 =	30	Celcius	86	Farenheit
T2 =	83	Celcius	181,4	Farenheit
t1 =	-182	Celcius	-295,6	Farenheit

Adapun rumus yang digunakan adalah sebagai berikut.

$$\Delta T_m = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(185 - 86) - (181,4 - (-295,6))}{\ln \frac{(185 - 86)}{(181,4 - (-295,6))}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(99) - (477)}{\ln \frac{(99)}{(477)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{-342}{\ln 0,22} = \frac{-342}{-1,49} = 228,92$$

Nilai di atas adalah nilai absolute sehingga $\Delta T_m = 228,92$

Setelah diketahui ΔT_m harus dikoreksi dengan mengalikan dengan faktor koreksi temperatur (Ft) menggunakan persamaan 2-3 dan 2-4. Ft didapat dari grafik LMTD *correction factor heat transfer (Standards of tubular exchanger manufactures association, 2d ed, New York, 1949)*. Sebelumnya harus dicari nilai R dan S untuk menentukan faktor koreksi dari ΔT_m . Berikut merupakan perhitungannya.

$$R = \frac{T_1 - t_2}{t_1 - t_2} = \frac{185 - 86}{-295,6 - 86} = -0,0104$$

$$S = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} = \frac{86 - (-295,6)}{185 - (-295,6)} = -0,77$$

Setelah nilai S didapatkan, maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai koreksi dari ΔT_m yaitu dengan cara sebagai berikut.

$$\Delta T_m = Ft \cdot \Delta T_m = 0,61 \cdot 190,86 = 152,69$$

- 4) Langkah keempat : Menentukan Luasan dan Jumlah Tube
Luasan heat exchanger adalah sebagai berikut.

$$A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)}$$

$$A = \frac{140943,6 \text{ Btu}}{\left(400 \frac{\text{Btu}}{\text{h}^2\text{F}}\right) \cdot (139,64 \text{ F})} = 2,52 \text{ ft}^2$$

Dari luasan di atas maka dapat ditentukan diameter heat exchanger yang digunakan yaitu 2,52 feet atau setara dengan 0,54 meter. Sehingga kesimpulan penggunaan heat exchanger KMP. Jatra I adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 43. Tabel spesifikasi heat exchanger KMP. Legundi untuk sistem modifikasi dual fuel system

Properties	Spesification	Units
Heat Energy (Q)	41,30	KiloWatt
Area (A)	2,52	Feet ²
Shell Diamater (D)	0,54	Meter
Length (L)	12	Feet

C. KMP. Portlink III

Jumlah LNG yang dibutuhkan per hari untuk KMP. Portlink III adalah 13,89 m³/hari (lihat bagian perhitungan kebutuhan LNG KMP. Legundi). Untuk kapasitas per satuan jam dihitung sebagai berikut.

$$Q = \frac{Q_{LNG}}{24} = 2712,45 \text{ Kg/Hour}$$

$$Q = m1 = 2712,45 \text{ Kg} = 5979,92 \text{ Pound (lb)}$$

*) Catatan : $\rho_{LNG} = 0,52 \frac{\text{Ton}}{\text{m}^3}$, $1 \text{ kg} = 2,20462 \text{ lb (Pound)}$

Untuk penentuan spesifikasi heat exchanger langkah yang digunakan adalah sebagai berikut.

- 1) Langkah Pertama : Penentuan temperatur inlet dan outlet yang masuk ke heat exchanger serta beberapa indikator lain yang harus didefinisikan.

Tabel 4. 44. Temperatur inlet & outlet yang masuk pada heat exchanger

Keterangan	Nilai (°C)	Nilai (°F)
Temperatur Awal LNG (T_1)	-160	-256
Temperatur Akhir LNG (T_2)	30	86
Temperatur Awal Fresh Water (Output Cooling System From Engine) (t_1)	85	185
Temperatur Akhir Fresh Water yang keluar dari heat exchanger (t_2)	Harus Dicari	Harus Dicari

- 2) Langkah kedua : Penentuan jumlah energi yang dibutuhkan untuk memanaskan LNG. Jumlah energi yang dibutuhkan untuk menghitung perpindahan panas dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

Berikut merupakan properties yang dibutuhkan.

Energi yang dibutuhkan LNG untuk memanaskan LNG dari temperatur -182°C menjadi 30°C adalah sebagai berikut :

(Sebagai catatan karena proses pemanasan ini merupakan proses untuk me-regasifikasi gas cair menjadi gas, maka perhitungan kalor harus memperhatikan perubahan fase)

Fase perpindahan kalor pada LNG sama seperti gambar 13. Sehingga berikut merupakan hasil perhitungannya.

$$Q_1 = 2712,45 \cdot 2,207 (-162 - (-182)) \\ Q = 190522,488 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_L = m \cdot L$$

$$Q_L = 2712,45 \cdot 0,1294 = 350,99 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_3 = 2712,45 \cdot 3,512 (30 - (-162))$$

$$Q_3 = 1149384,413 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_{Total LNG} = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$Q_{Total LNG} = 1340257,892 \text{ KJ/Hour}$$

$$Q_{Total LNG} = 372 \text{ KiloWatt}$$

Mencari energi panas yang bisa di transfer oleh Cooling Seawater. Karena seawater tidak mengalami perubahan fase, maka perhitungan dapat langsung dilakukan tanpa mencari kalor latentnya terlebih dahulu.

Diketahui :

Massa air laut (m_{sw}) = 82.000 kg

Kalor Spesifik air laut (C_p) = 4,011 KJ/KgK

First Temperature (T_1) = 85 °C

Second Temperature (T_2) = 83°C

Sehingga perhitungannya sebagai berikut.

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$$Q = 82000 \cdot 4,011 \cdot (85 - 83) = 182,72 \text{ Kilowatt}$$

Perbandingan Q pemanas (air laut) jauh lebih besar dibandingkan dengan Q LNG, sehingga air laut tersebut dapat memanaskan LNG menjadi gas. untuk selanjutnya adalah menentukan heat exchanger yang dibutuhkan.

- 3) Langkah ketiga : Menentukan Log Mean Temperatur (LMTD) dari temperatur yang telah ditentukan. Adapun beberapa yang harus diketahui adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 45. LMTD Properties KMP. Portlink III

Properties	Value	Units	Value	Units
T1 =	92	Celcius	197,6	Farenheit
t2 =	30	Celcius	86	Farenheit
T2 =	87	Celcius	188,6	Farenheit
t1 =	-182	Celcius	-295,6	Farenheit

Adapun rumus yang digunakan adalah sebagai berikut.

$$\Delta T_m = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(197,6 - 86) - (188,6 - (-295,6))}{\ln \frac{(197,6 - 86)}{(188,6 - (-295,6))}}$$

$$\Delta T_m = \frac{(111,6) - (448,2)}{\ln \frac{(111,6)}{(448,2)}}$$

$$\Delta T_m = \frac{-345,6}{\ln 0,24} = \frac{-345,6}{-1,39} = 242,102$$

Nilai di atas adalah nilai absolute sehingga $\Delta T_m = 242,102$

Setelah diketahui ΔT_m harus dikoreksi dengan mengalikan dengan faktor koreksi temperatur (Ft) menggunakan persamaan 2-3 dan 2-4. Ft didapat dari grafik LMTD *correction factor heat transfer (Standards of tubular exchanger manufatures association, 2d ed, New York, 1949)*. Sebelumnya harus dicari nilai R dan S untuk menentukan faktor koreksi dari ΔT_m . Berikut merupakan perhitungannya.

$$R = \frac{T_1 - t_2}{t_1 - t_2} = \frac{185 - 86}{-295,6 - 86} = -0,026$$

$$S = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} = \frac{86 - (-295,6)}{185 - (-295,6)} = -0,75$$

Setelah nilai S didapatkan, maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai koreksi dari ΔT_m yaitu dengan cara sebagai berikut.

$$\Delta T_m = Ft \cdot \Delta T_m = 0,605 \cdot 242,102 = 146,47$$

- 4) Langkah keempat : Menentukan Luasan dan Jumlah Tube
Luasan heat exchanger adalah sebagai berikut.

$$A = \frac{Q}{(U \cdot \Delta T_m)}$$

$$A = \frac{140943,6 \text{ Btu}}{\left(400 \frac{\text{Btu}}{\text{h}^2\text{F}}\right) \cdot (146,47 \text{ F})} = 21,68 \text{ ft}^2$$

Dari luasan di atas maka dapat ditentukan diameter heat exchanger yang digunakan yaitu 5,25 feet atau setara dengan 1,6 meter. Sehingga kesimpulan penggunaan heat exchanger KMP. Jatra I adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 46. Tabel spesifikasi heat exchanger KMP. Portlink III

Properties	Spesification	Units
Heat Energy (Q)	372	KiloWatt
Area (A)	21,68	Feet ²
Shell Diamater (D)	1,6	Meter
Length (L)	12	Feet

Dari perhitungan spesifikasi yang didapatkan, maka unit heat exchanger untuk proses regasifikasi KMP. Legundi, KMP. Jatra I dan KMP. Portlink III dipilih produk sebagai berikut.



Gambar 4. 15. Heat Exchanger yang digunakan

Untuk spesifikasi detail dari produk di atas adalah sebagai berikut.

Harga : \$500 - \$5000 USD/Set

U Shaped Tube Dry Evaporator (Single Machine)

Capacity: 120KW TO 270KW

Tabel 4. 47. Spesification Heat Exchanger Product

Models			QXU 120S8	QXU 135S8	QXU 155S8	QXU 185S10	QXU 220S10	QXU 270S10
Rated data Refrigerant R22 ti=12°C te=2°C tu=7°C Dts=5°C	Q _n	KW	120	135	155	185	220	270
		Kcal/h (×10 ³)	103.2	116	133.3	159	180	232
	W _n	m ³ /h	20.3	23.2	26.7	31.8	37.8	46.4
	W _m	m ³ /h	25	28	30	41	43	65
	Dp _n	bar	0.41	0.44	0.37	0.36	0.43	0.42

Tabel 4. 48. Spesification Heat Exchanger Dimension

Models	QXU120S8	QXU135S8	QXU155S8	QXU185S10	QXU220S10	QXU270S10
Dimension (mm)	A	1815	2115	2315	2320	2654
	B	219	219	219	273	273
	C	180	180	180	200	234
	D	1530	1830	2030	2000	2280
	E	240	240	240	300	300
Vent	S1	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Outlet	S2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Connection	W(DN)	80	80	80	100	100
	D1(mm)	35	35	35	35	35
	D2(mm)	54	54	67	67	80
	P(kg)	145	155	163	232	279

Q_n-rated refrigerating capacity

W_n-cooling water flow

W_m-maximum cooling water flow

Dp_n-pressure drop of recirculating cooling water

Dts-overheat temperature

Straight Single Series Dry Spiral Baffle Plate Evaporator
Capacity: 750KW TO 1500KW

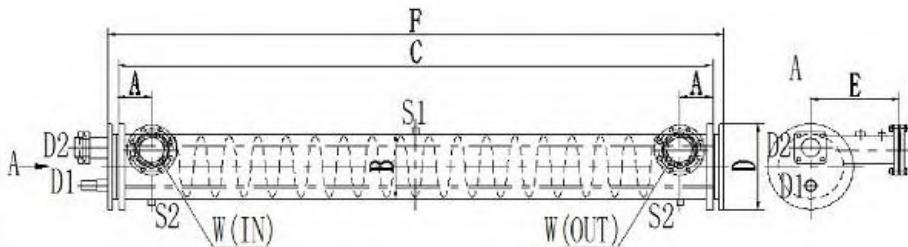
Tabel 4. 49. Spesification Heat Exchanger Product

Models			RE 750 S14	RE 900 S16	RE 1100 S16	RE 1240 S20	RE 1360 S20	RE 1420 S20	RE 1500 S20	
Rated data		KW	750	900	1100	1240	1360	1420	1500	
Refrigerant	R22	Q_n	Kcal/h ($\times 10^3$)	700	862	983	1076	1169	1258	1367
ti=12°C		W_n	m ³ /h	121	141	168	230	252	261	289
te=2°C		W_m	m ³ /h	136	158	176	261	275	309	328
tu=7°C		D_{p_n}	bar	0.48	0.54	0.48	0.40	0.46	0.49	0.58
Dts=5°C										

Tabel 4. 50. Spesification Heat Exchanger Dimension

Models		RE 750 S14	RE 900 S16	RE 1100 S16	RE 1240 S20	RE 1360 S20	RE 1420 S20	RE 1500 S20
Dimension (mm)	A	170	170	170	190	190	190	190
	B	377	426	426	480	480	480	480
	C	3000	2860	3000	2860	2860	3000	3500
	D	460	530	530	600	600	600	600
	E	400	450	450	500	500	500	550
	F	3086	2984	3124	2984	2984	3124	3624
Vent	S1	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Outlet	S2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Connection	W(DN)	150	150	150	200	200	200	200
	D1(mm)	42	42	42	54(2)	54(2)	54(2)	54(2)
	D2(mm)	92	92	92	108	108	108	108
	P(kg)	706	753	808	863	921	992	1069

Q_n-rated refrigerating capacityW_n-cooling water flowW_m-maximum cooling water flowD_{p_n}-pressure drop of recirculating cooling waterD_{ts}-overheat temperature



Gambar 4. 16. Principle Dimension Heat Exchanger

Adapun detail spesifikasi produk heat exchanger akan dilampirkan pada lampiran tugas akhir ini. Untuk kesimpulan heat exchanger yang digunakan untuk masing-masing kapal adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 51. Kesimpulan tipe H/E yang digunakan

Nama Kapal	Tipe H/E
KMP. Legundi	QXU120S8
KMP. Jatra I	QXU120S8
KMP. Portlink III	RE750S14

Perhitungan Cryogenic Pump

Cryogenic pump ditentukan berdasarkan tekanan dan kapasitas. Untuk kapasitas dan penentuan cryogenic pump masing-masing kapal ditentukan pada tabel (71) sebagai berikut.

Tabel 4. 52. Kapasitas minimum dan penentuan tipe cryogenic pump

Nama Kapal	Kapasitas minimal pompa (lpm)	Tipe Pompa	Jumlah Pompa
Legundi	16,29	AC-32 1 x 2 x 4.5 1,500 to 7,000 rpm	2
Jatra I	9,64	AC-32 1 x 2 x 4.5 1,500 to 7,000 rpm	2
Portlink III	86,93	AC-32 1 x 2 x 6 1,500 to 7,000 rpm	2

Nilai kapasitas minimal pompa ditentukan dari kapasitas LNG yang mengalir ke *heat exchanger* untuk dipanaskan (lihat hasil perhitungan fuel gas consumption pada masing-masing kapal).

Adapun untuk spesifikasi pompa secara spesifik dilampirkan pada lampiran tugas akhir ini. Adapun LNG properties dalam pompa juga harus diperhatikan untuk spesifikasi pompa ini (Dilampirkan dalam bab II)



Gambar 1. Pompa ACD LNG Pump AC-32

Features & Benefits

- Fully submerged pump and motor minimize start-up and downtime for quick, responsive pumping
- Sealless, zero-leakage design minimizes maintenance requirements and is environmentally safe
- Variable frequency motor provides a broad range of operation and power
- Cooling from the cryogen extends electrical motor and bearing life
- Low NPSH inducer and variable speed, soft-start motor eliminate cavitation at pump start-up
- Spring-loaded system allows slight axial movement of the rotor to compensate for temperature

Applications

- Bunkering

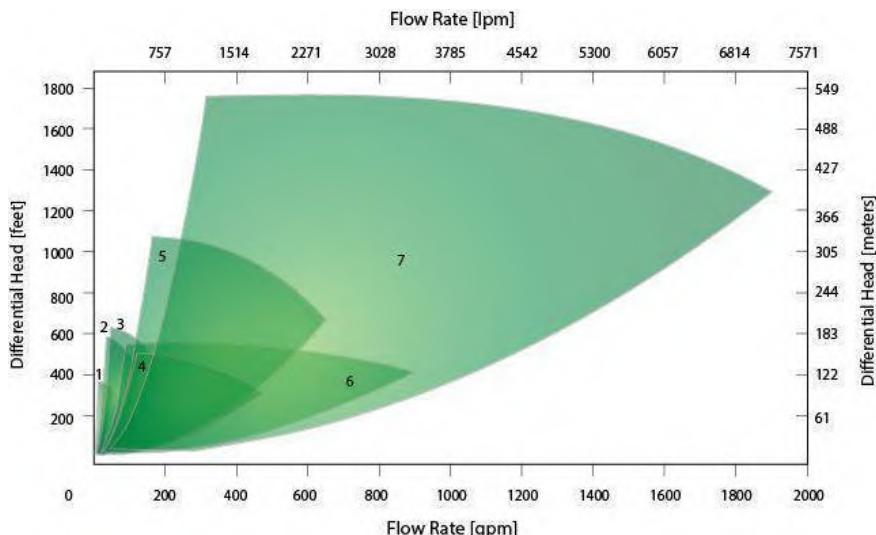
- *LNG feed to natural gas engines*
- *Storage transfer and pipeline injection for LNG peak shaving plants*
- *LNG storage tank refilling*
- *LNG circulation*
- *LNG feed to LNG vehicle*

Speed Range:

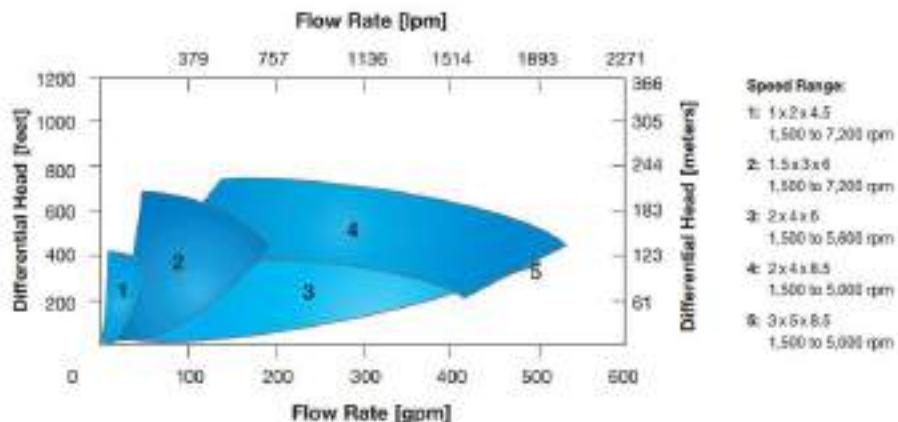
- **1: 1 x 2 x 4.5 1,500 to 7,000 rpm**
- **2: 1 x 2 x 6 1,500 to 7,000 rpm**
- **3: 1.5 x 3 x 6 1,500 to 7,000 rpm**
- **4: 2 x 4 x 6 1,500 to 7,000 rpm**
- **5: 2 x 4 x 8.5 1,500 to 7,000 rpm**
- **6: 3 x 5 x 8.5 1,500 to 5,000 rpm**
- **7: 4 x 5 x 10.5 1,500 to 5,000 rpm**

Pump Performance

Untuk performance dari pompa AC-32 adalah sebagai berikut.

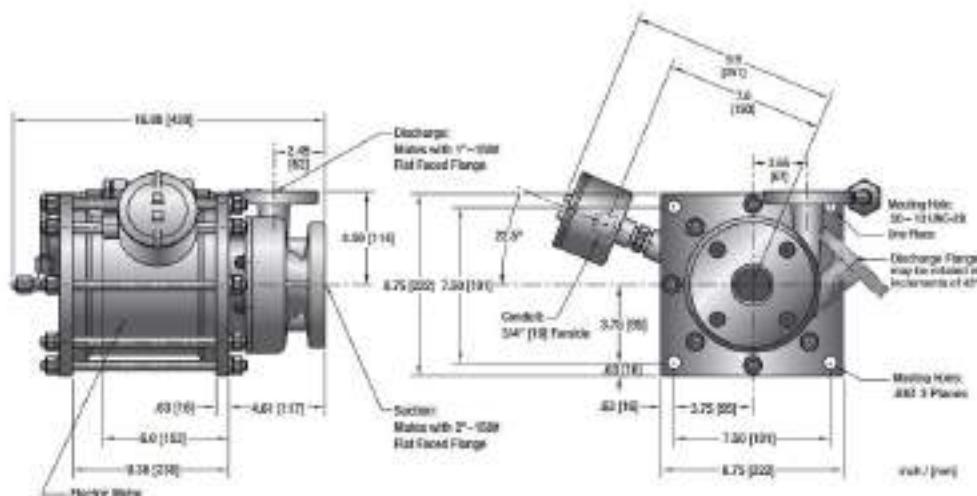


Gambar 4. 17. LNG Cryogenic Pump Performance AAC-32



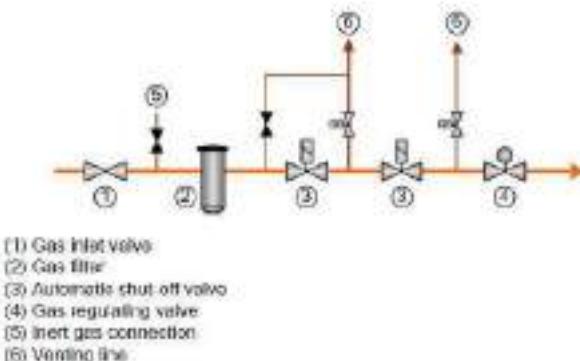
Gambar 4. 18. Detail LNG Pump Performane AC-32

Gambar di bawah ini merupakan principle dimension dari LNG Cryogenic Pump.



Gambar 4. 19. Principle Dimension LNG Cryogenic Pump AC-32

3) Gas Valve Units (GVU)



Gambar 4. 20. Gas Valve Units System

GVU adalah sebuah modul antara LNG storage system dan engine. Gas Valve Units terdiri dari beberapa komponen sebagai berikut yang digambarkan pada PID dan keterangan tabel sebagai berikut.

Tabel 4. 53. Komponen gas valve units

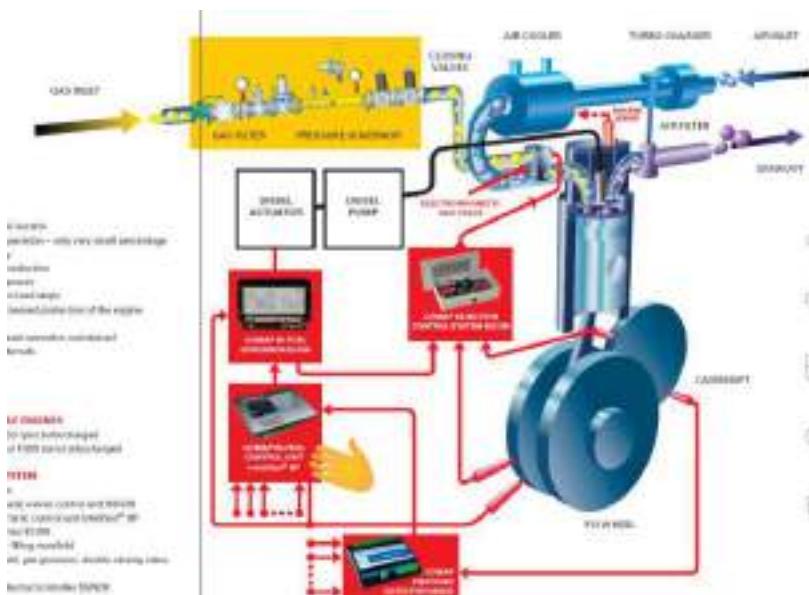
Kode	Nama Komponen	Fungsi
1	Gas Inlet Valve	Katup awal masuknya gas dari vaporizer system ke engine
2	Gas Filter	Untuk menyaring gas yang akan masuk ke engine
3	Automatic Shut-Off Valve	Katup pengaman otomatis untuk menghentikan aliran gas
4	Gas Regulating Valve	Sebagai regulator gas untuk pengaturan dan menstabilkan tekanan gas
5	Inert Gas Connection	Katup untuk memasukkan gas tambahan pada sistem
6	Venting Line	Menjaga tekanan gas dalam line agar tidak over pressure

Fungsi GVU yaitu sebagai pressure regulation, pengetes kebocoran, inerting dan venting. Untuk penempatan dilokasikan diantara LNG Storage

system dan engine. Maksimal jarak yang direkomendasikan adalah 10 meter dari engine. Adapun GVU yang digunakan pada adalah sebagai berikut.

Engine Conversion System

Engine Conversion System digunakan untuk menginjeksikan bahan bakar gas ke dalam intake manifold. Conversion system ini akan dipasang pada engine. Berikut merupakan skemanya.



Gambar 4. 21. ComAp Engine Conversion Units

Conversion system menggunakan merk ComAp dengan masing-masing penggunaan memperhatikan hal berikut.

- Power output
- Jumlah cylinder

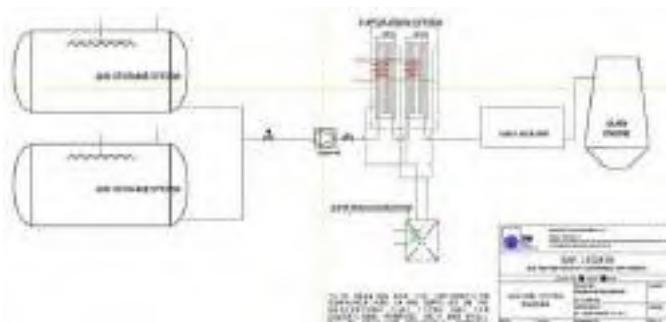
4.2. Keyplan Dual Fuel System Hasil Modifikasi

Beberapa pertimbangan penentuan keyplan dan posisi unit komponen adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 54. Pertimbangan penempatan komponen

No.	Komponen	Posisi	Pertimbangan
1.	LNG ISO Tank	<i>Upper Deck</i>	Kemudahan loading dan unloading (Apabila bahan bakar dalam ISO Tank habis maka digantikan dengan ISO Tank baru)
2.	Heat Exchanger	<i>Engine Room</i>	Supaya tidak terpengaruh temperatur dari udara luar dalam proses pertukaran panas <i>Head pump cooling</i> tidak di setting untuk mengalirkan pendingin mesin sampai ke <i>upper deck</i> Tidak perlu menyediakan cryogenic pump untuk head dan tekanan yang besar
3.	Cryogenic Pump	<i>Engine Room</i>	<i>Cryogenic pump</i> diletakkan di dekat <i>heat exchanger</i> untuk menyalurkan LNG dari ISO Tank menuju <i>heat exchanger</i>
4.	Gas Valve Units (GVU)	<i>Engine Room</i>	Kebutuhan pengaturan keamanan gas dari <i>heat exchanger</i> menuju <i>engine</i>

Dari perencanaan teknis konversi dual fuel yang sudah dihitung, maka tahapan selanjutnya adalah menentukan skema bahan bakar. Berikut merupakan skema secara umum alur bahan bakar gas fuel yang dimodifikasi.



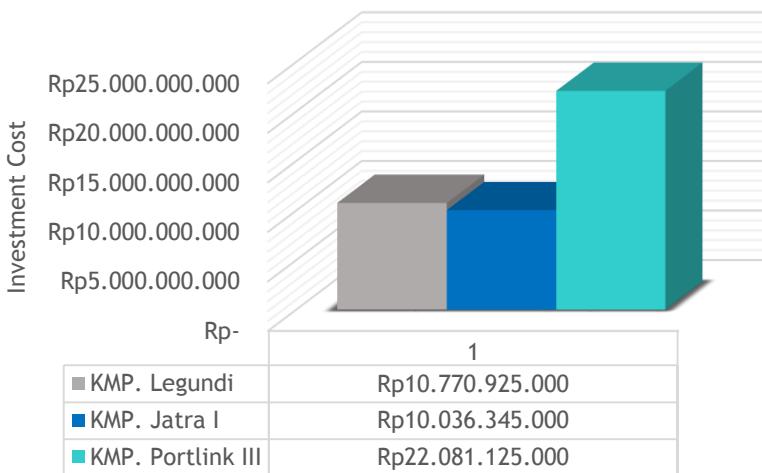
Gambar 4. 22. Keyplan gas fuel masing-masing kapal

Untuk detail perencanaan dan layout pada masing-masing kapal ditunjukkan pada lampiran.

4.3. Perbandingan Analisa Ekonomis Single Fuel dan Dual Fuel

4.3.1. Perhitungan nilai investasi

Untuk melakukan instalasi modifikasi dari single fuel ke dual fuel diperlukan investasi dengan hasil perhitungan sebagai berikut.

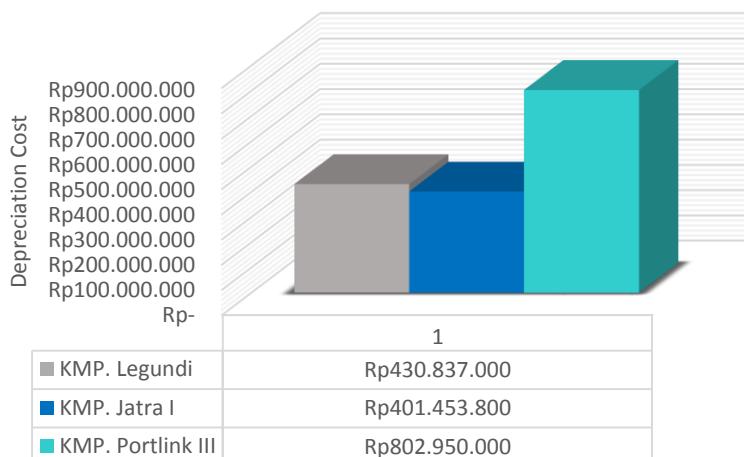


Gambar 4. 23. Grafik Perbandingan Investasi Masing-Masing Kapal

Hasil nilai investasi tersebut meliputi penjumlahan investasi dari biaya unit komponen yang ditambahkan, biaya pemasangan serta biaya galangan kapal. Untuk detail perhitungan dilampirkan pada lampiran I (perhitungan investasi). Kemudian pada tahun ke 10 ditambahkan investasi *Unit Conversion System* kembali karena berkaitan dengan umur *life time Unit Conversion System* yang tidak lebih dari 10 tahun. Jumlah investasi yang ditambahkan adalah 10% dari harga awal, sehingga akan mempengaruhi *proceed* atau *cashflow* yang didapatkan. Begitu juga dengan *payback period* dan NPV.

4.3.2. Depresiasi

Merupakan nilai penyusutan rupiah yang mungkin terjadi. Hasil perhitungan depresiasi yang didapatkan jika investasi modifikasi dual fuel dilakukan adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 24. Annual Depreciation of Investment

Adapun hasil penurunan nilai rupiah akibat depresiasi dari investasi pada masing-masing kapal dipengaruhi oleh life time dan disposal price per tahun dengan jumlah 20% dari investasi. Untuk perkiraan nilai penyusutannya adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 55. Detail Result of Depreciation KMP. Legundi

No.	Data Operasional	Units	Value
1.	Life Time	Year	20
2.	Investation	Rupiah	Rp 10.770.925.000
3.	Disposal Price (20%*Investment) / Year	Rupiah	Rp 2.154.185.000
4.	Annual Depreciation	Rupiah	Rp 430.837.000

Tabel 4. 56. Detail Result of Depreciation KMP. Jatra I

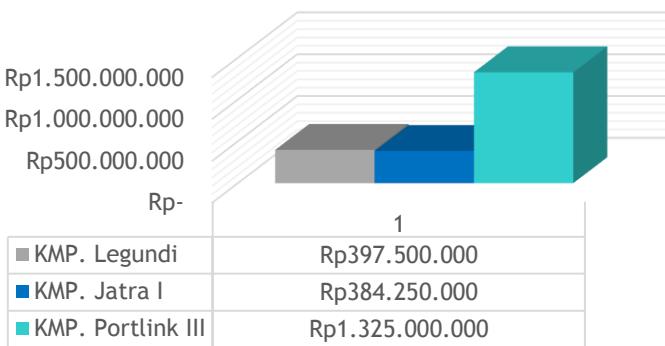
No.	Data Operasional	Units	Value
1.	Life Time	Year	20
2.	Investation	Rupiah	Rp 10.036.345.000
3.	Disposal Price (20%*Investment) / Year	Rupiah	Rp 2.007.269.000
4.	Annual Depreciation	Rupiah	Rp 401.453.800

Tabel 4. 57. Detail Result of Depreciation KMP. Portlink III

No.	Data Operasional	Units	Value
1.	Life Time	Year	20
2.	Investation	Rupiah	Rp 20.073.750.000
3.	Disposal Price (20%*Investment) / Year	Rupiah	Rp 4.014.750.000
4.	Annual Depreciation	Rupiah	Rp 802.950.000

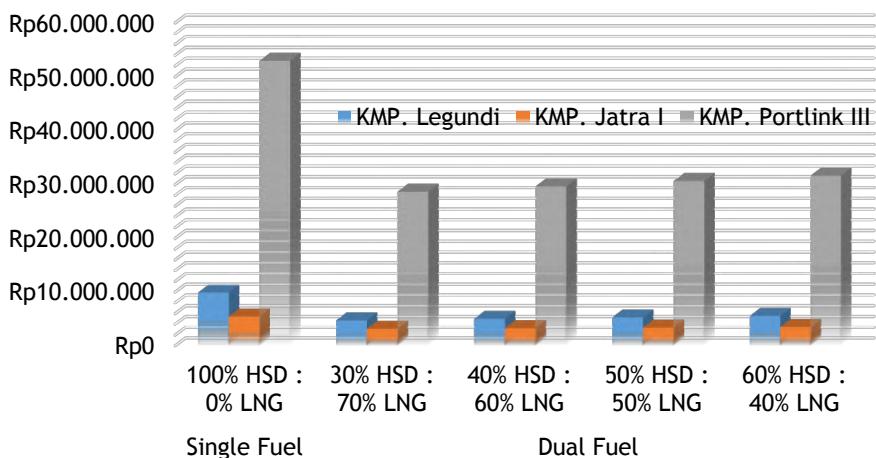
4.3.3. Perhitungan Biaya Operasional

Biaya operasional yang dihitung pada penelitian ini hanya biaya operasional untuk mengoperasikan dual fuel system. Nilai operasional yang dimasukkan pada hasil perhitungan adalah maintenance setiap kapal per tahun. Adapun tambahan biaya operasional masing-masing kapal adalah sebagai berikut.



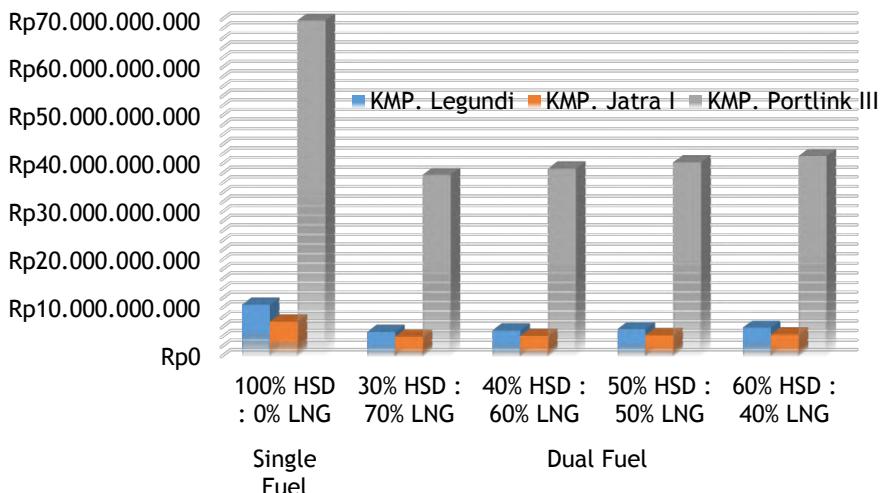
Gambar 4. 25. Tambahan Biaya Operasional Dual Fuel System

Pada grafik di atas akan dijelaskan pada lampiran. Untuk payload loses dianggap nol karena muatan rata-rata untuk lintasan Merak Bakauheni hanya 70%. Kemudian untuk hasil yang didapatkan untuk perbandingan ekonomis operasional bahan bakar antara single fuel dan dual fuel adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 26. Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar SF dan DF per trip

Karena acuan dalam perhitungan ekonomis adalah dalam waktu satu tahun, maka hasil perhitungan untuk biaya ekonomis per tahun untuk masing-masing kapal adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 27. Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar SF & DF per tahun

Dari kedua grafik di atas menunjukkan penghematan dari segi ekonomis rata-rata adalah sebesar 46,79%. Untuk detail perhitungan ekonomis operasional bahan bakar dilampirkan pada lampiran III.

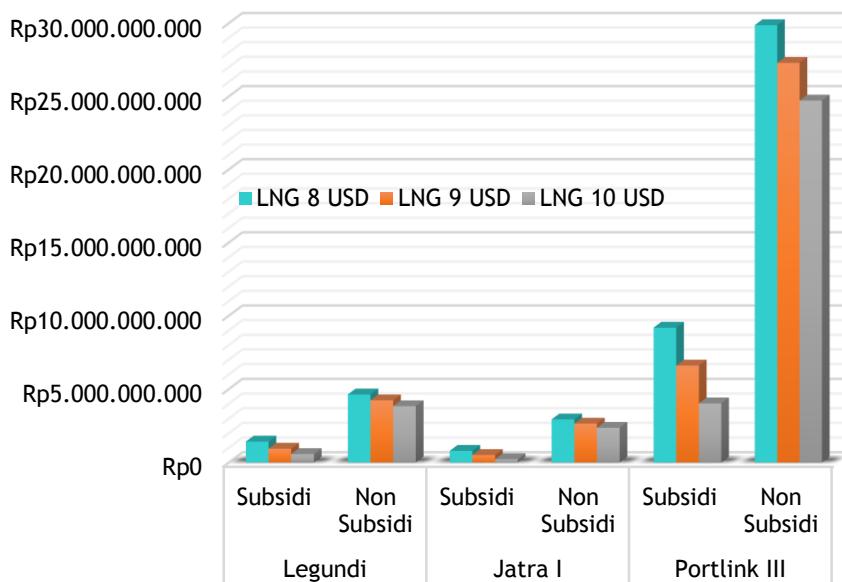
4.3.4. Revenue (Pendapatan)

Hasil revenue didapatkan dari selisih biaya bahan bakar yang digunakan antara single fuel system dan dual fuel system. Untuk variabel lain tidak dimasukkan karena hanya fokus pada perbandingan bahan bakar. Pada perhitungan revenue ini disimulasikan menggunakan variasi harga bahan bakar High Speed Diesel (HSD) dan variasi harga Liquid Natural Gas (LNG). Untuk HSD variasi yang digunakan yaitu subsidi dan non subsidi yaitu Rp. 5.150,00 dan Rp. 8.724,00. Sedangkan untuk harga LNG yaitu \$*, \$9, dan \$10 / mmbtu. Untuk variasi tersebut dibuat dalam tabel berikut.

Tabel 4. 58. Variasi Revenue untuk kajian ekonomis

No.	HSD	LNG		
Legundi	Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD
	Non Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD
Jatra I	Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD
	Non Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD
Portlink III	Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD
	Non Subsidi	8 USD	9 USD	10 USD

Adapun hasil perhitungan untuk *revenue* untuk masing-masing kapal adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 28. Revenue tahunan masing-masing kapal per trip

Grafik di atas dijelaskan pada tabel 4.59 berikut. Untuk detail perhitungan revenue dilampirkan pada lampiran.

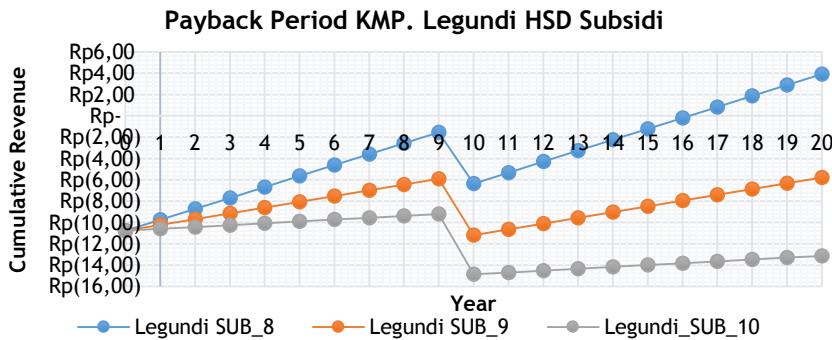
Tabel 4. 59. Revenue dari selisih bahan bakar

Nama Kapal	HSD	LNG		
		8 USD	9 USD	10 USD
Legundi	Subsidi	Rp1.423.164.062	Rp937.965.034	Rp571.363.012
	Non Subsidi	Rp4.631.158.628	Rp4.231.229.149	Rp3.831.299.670
Jatra I	Subsidi	Rp792.322.695	Rp506.157.250	Rp219.991.804
	Non Subsidi	Rp2.930.925.361	Rp2.644.759.915	Rp2.358.594.470
Portlink III	Subsidi	Rp9.177.669.300	Rp6.598.612.816	Rp4.019.556.332
	Non Subsidi	Rp29.865.314.557	Rp27.286.258.073	Rp24.707.201.589

Untuk revenue tertinggi yaitu pada kapal KMP. Portlink III. Karena revenue didapatkan dari selisih harga operasional bahan bakar antara single fuel dan dual fuel, maka disimpulkan bahwa revenue yang didapatkan untuk modifikasi ini akan semakin besar jika konsumsi bahan bakar yang digunakan besar. Tidak terkait dengan panjangnya lintasan, akan tetapi pada jumlah konsumsi bahan bakar yang digunakan. Berdasarkan revenue yang didapatkan dalam waktu umur investasi, maka ketika operasional dibandingkan dengan menggunakan HSD non subsidi akan semakin besar revenuenya, dan sebaliknya.

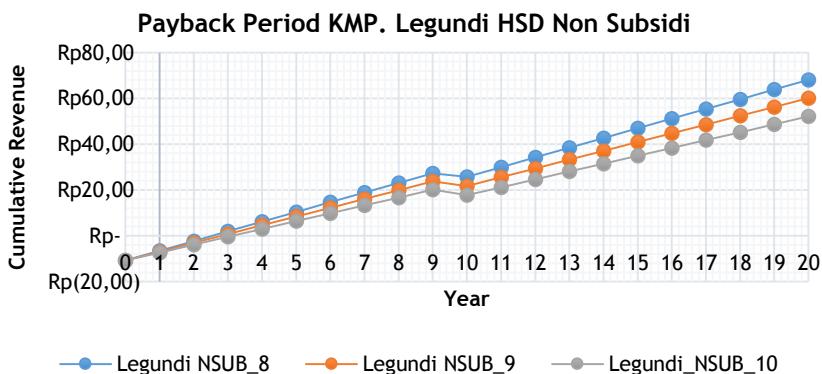
4.3.5. Hasil Perhitungan Payback Period

Payback period merupakan jangka waktu kapan investasi yang ditanamkan akan kembali. Sama seperti revenue, variasi payback period dibedakan berdasarkan subsidi dan non subsidi untuk BBM serta variasi harga LNG. Payback period dalam penelitian ini dikatakan feasible atau laik dilaksanakan apabila rentang waktunya dibawah 10 tahun. Dan apabila lebih dari 10 tahun, maka investasi diputuskan tidak laik untuk dilaksanakan. Berikut merupakan hasil perhitungan payback period untuk 3 kapal yang dimodifikasi.



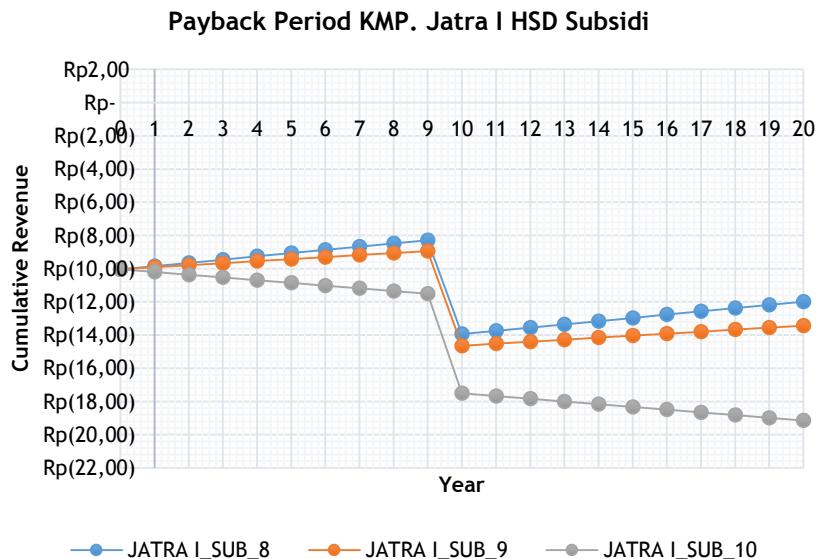
Gambar 4. 29. Payback period KMP. Legundi Subsidi

Gambar 4.29 menunjukkan payback period KMP. Legundi di atas 15 tahun untuk BBM subsidi dan harga LNG 8 USD/mmbtu. Sedangkan untuk harga LNG 9 USD/mmbtu dan 10 USD/mmbtu hingga 20 tahun tidak dapat mencapai payback period. Berdasarkan analisa dari payback period untuk kajian ekonomi KMP. Legundi dengan HSD subsidi, maka konversi single fuel system ke dual fuel system pada skenario ini **dinyatakan tidak layak** untuk dilaksanakan. Acuan layak dan tidak layak diberikan dasaran payback period maksimal selama sepuluh tahun.



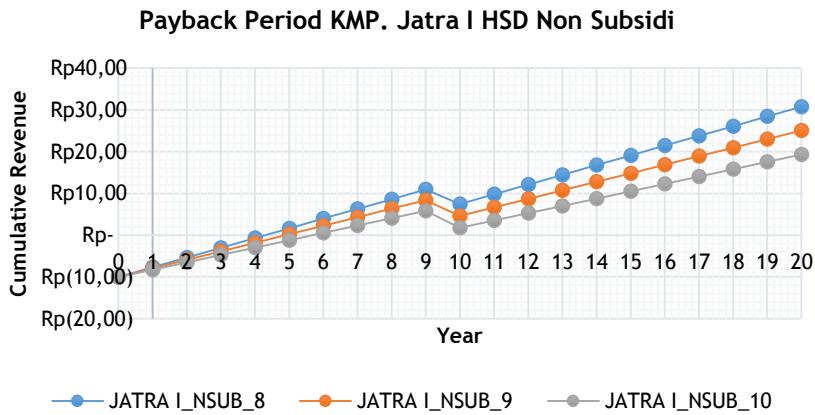
Gambar 4. 30. Payback period KMP. Legundi Non Subsidi

Pada gambar 4.30 payback period KMP. Legundi dengan harga HSD Non Subsidi adalah 2 tahun untuk semua variasi harga LNG. dalam tahun ke 10 walaupun ditambahkan sejumlah investasi untuk mengganti Unit Conversion System, keuntungan yang didapatkan masih dapat menutupi investasi yang dilakukan dan tetap mendapatkan revenue. Dengan demikian berdasarkan payback period ini maka investasi dinyatakan **feasible untuk dilaksanakan**.



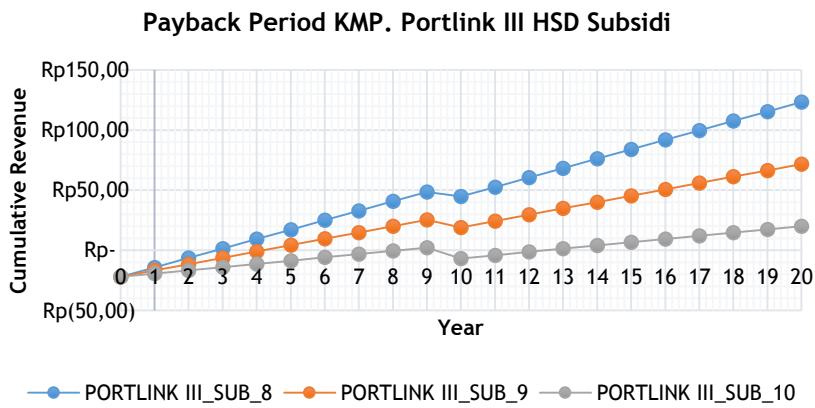
Gambar 4. 31. Payback period KMP. Jatra I subsidi

Gambar 4.31 menunjukkan payback period jika investasi dilakukan pada KMP. Jatra I dengan HSD subsidi dan variasi harga LNG 8, 9, dan 10 USD. Dari hasil kajian ekonomis untuk variasi ini didapatkan bahwa investasi tidak mengalami payback period selama rentang waktu 20 tahun. Artinya investasi ini **tidak laik dilakukan** karena tidak ada keuntungan yang didapatkan. Kerugian yang paling besar dalam waktu 20 tahun mencapai hampir 20 M.



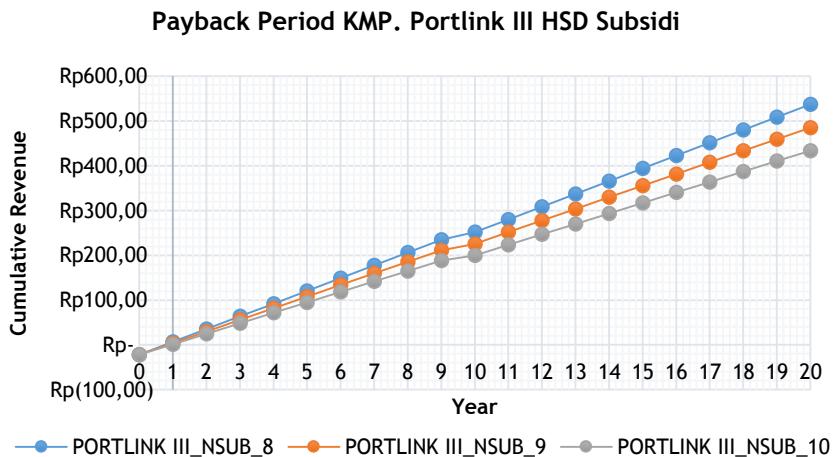
Gambar 4. 32. Payback Period KMP. Jatra I non subsidi

Gambar 4.32 menunjukkan payback period pada KMP. Jatra I dengan variasi HSD Non Subsidi dan harga LNG 8, 9, dan 10 USD. Payback period yang didapatkan yaitu selama dua tahun ke atas. Berbeda dengan HSD subsidi, pada harga Non Subsidi sangat dapat dilihat nilai selisih pendapatannya. Dengan demikian investasi ini *laik untuk dilaksanakan*.



Gambar 4. 33. Payback Period KMP. Portlink III Subsidi

Gambar 4.33 Menunjukkan hasil payback period pada KMP. Portlink III dengan HSD subsidi. Pada HSD subsidi revenue yang didapatkan dari selisih penggunaan bahan bakar single fuel dan dual fuel sangat besar sehingga payback period yang didapatkan juga sangat cepat yaitu selama satu tahun. Jika dilihat laik atau tidaknya investasi ini berdasarkan payback periodnya, maka investasi ini dikatakan ***laik untuk dilaksanakan***.



Gambar 4. 34. Payback Period KMP. Portlink III Non Subsidi

Gambar 4. 34 adalah hasil perhitungan payback period KMP. Portlink III untuk HSD non subsidi dan variasi harga LNG yang telah ditentukan. Dapat dilihat payback period adalah selama satu tahun. Dan dari perhitungan ini dinyatakan bahwa ***investasi dikatakan laik*** karena payback period sangat cepat. Adapun detail perhitungan payback period dilampirkan dalam lampiran IV perhitungan.

4.3.6. Hasil Perhitungan Nett Present Value

Net Present Value (NPV) merupakan kombinasi pengertian present value penerimaan dengan present value pengeluaran. NPV adalah selisih antara

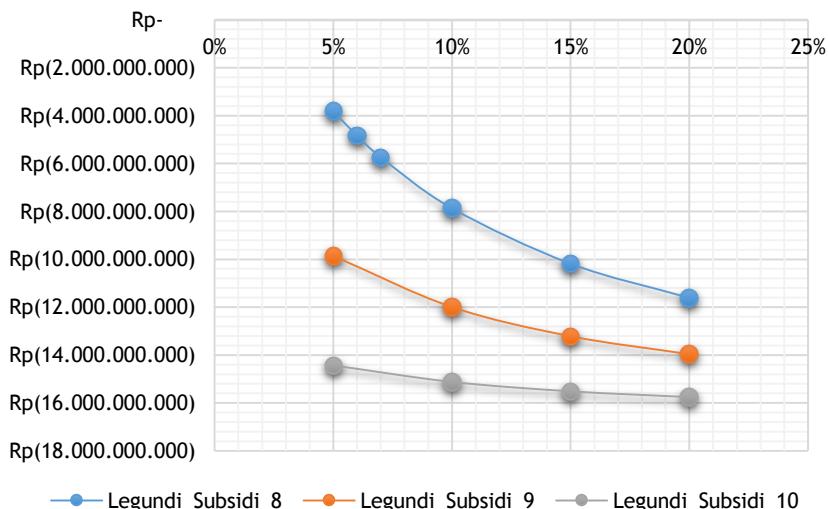
present value dari investasi dengan nilai sekarang dari penerimaan-penerimaan kas bersih di masa yang akan datang. Berikut dibawah ini adalah cara menghitung NPV.

$$\text{NPV} = -\text{Initial cost} + (\text{Income netto} / (1+r)^1) + (\text{Income netto} / (1+r)^2) + (\text{Income netto} / (1+r)^t)$$

r = Discount rate, pada penelitian ini akan digunakan discount rate dari 5% - 25%

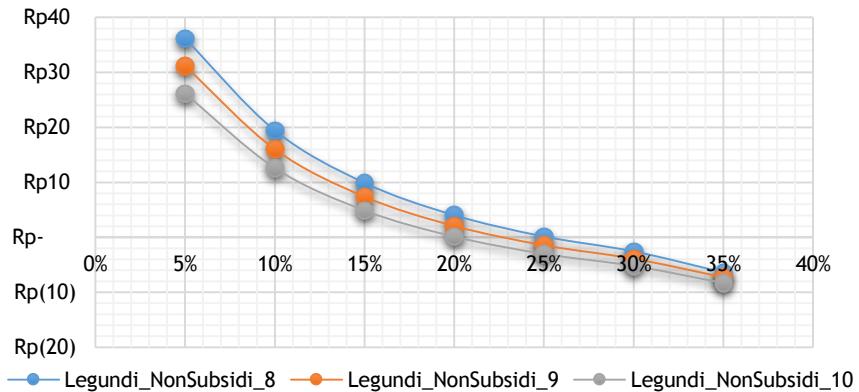
t = Time (Waktu yang digunakan untuk investasi adalah 20 Tahun)

Adapun hasil perhitungan yang didapatkan untuk Nett Present Value (NPV) pada masing-masing kapal adalah sebagai berikut.



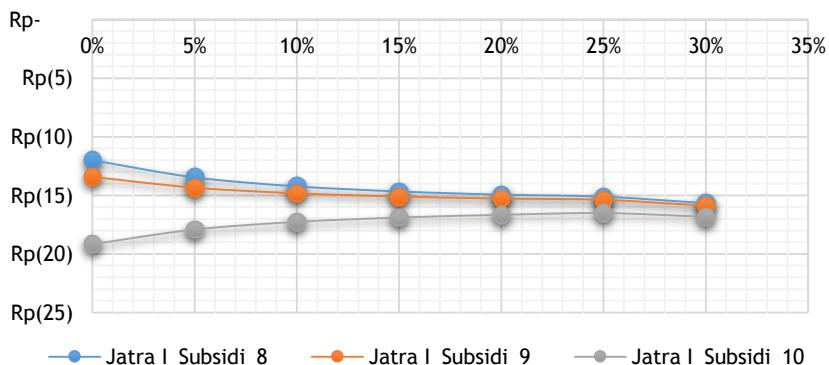
Gambar 4. 35. NPV_SUB_LEGUNDI

Gravik NPV dan IRR pada gambar 4. 35 menunjukkan NPV bernilai negatif pada rate diatas 5%. Semakin besar rate yang digunakan, maka hasil yang didapatkan NPV semakin menurun. Acuan rate yang digunakan adalah sebesar 10%. Dengan demikian maka berdasarkan grafik NPV dan IRR, investasi ini dinyatakan tidak laik.



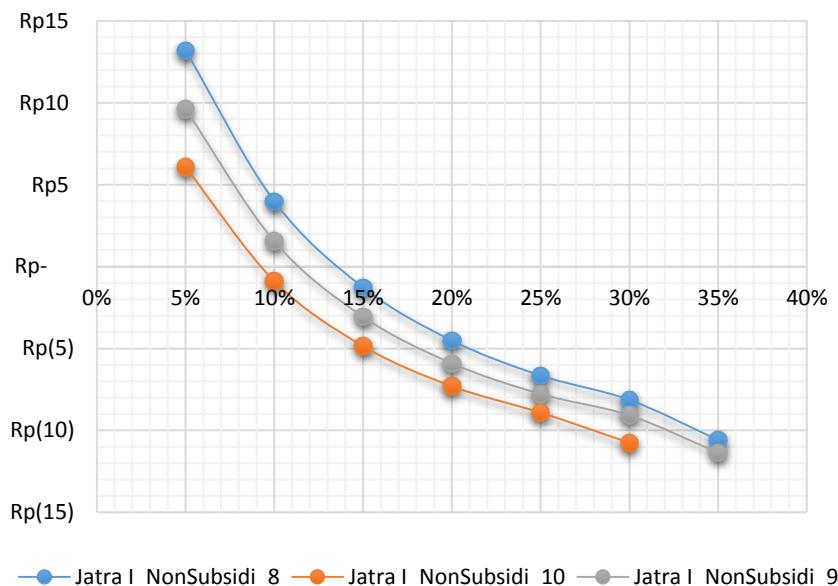
Gambar 4. 36. *NPV_NSUB_8_LEGUNDI*

Gambar 4.36 menunjukkan NPV dan IRR pada KMP. Legundi dengan HSD non subsidi. Dari grafik tersebut menunjukkan IRR yang didapatkan adalah pada rate 25% ke atas. Jika rate 10% yang digunakan sebagai acuan, maka dengan IRR rate 25% investasi dikatakan untung. Saat rate 10% pun keuntungan mencapai 20 M maksimal hanya dari selisih penggunaan bahan bakar di kapal.



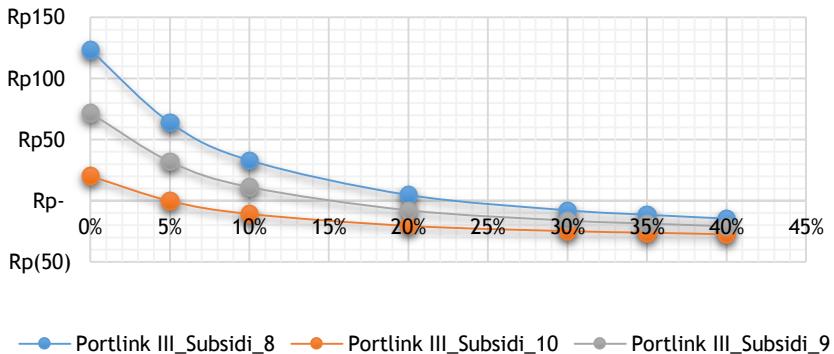
Gambar 4. 37. *NPV_SUB_JATRA I*

Pada gambar 4.37 menunjukkan NPV dan IRR pada KMP. Jatra I dengan HSD subsidi. NPV yang didapatkan adalah dibawah nol dalam berapapun nilai ratenya. Untuk IRR, karena NPV tidak menyentuh nol, maka IRR dipastikan tidak ada untuk modifikasi single fuel ke dual fuel dalam skenario ini.



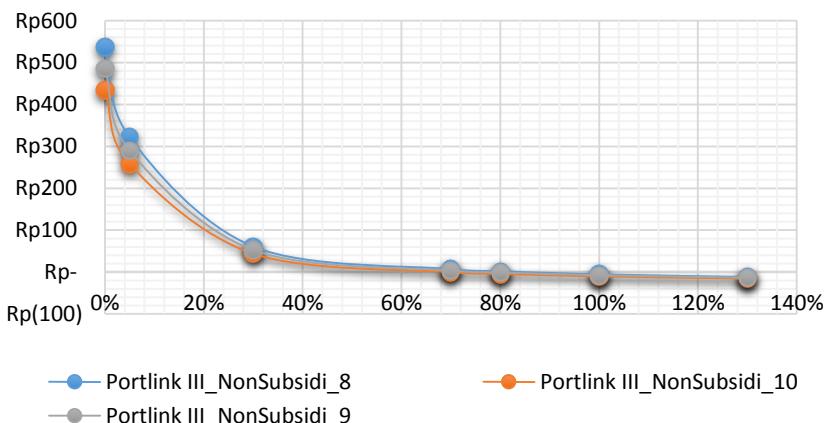
Gambar 4. 38. NPV_NSUB_8_JATRA I

Gambar 4.38 menunjukkan NPV dan IRR pada rate di atas 5%. IRR yang didapatkan terletak diantara rate 10% dan 20%. NPV terendah terletak pada skenario dengan harga LNG 10 USD/mmbtu. IRR mendekati 10%. Karena acuan rugi atau tidaknya menggunakan rate 10%, maka ketika IRR mendekati 10% investasi tetap dikatakan laik untuk dilaksanakan, akan tetapi keuntungan yang didapatkan sangat sedikit.



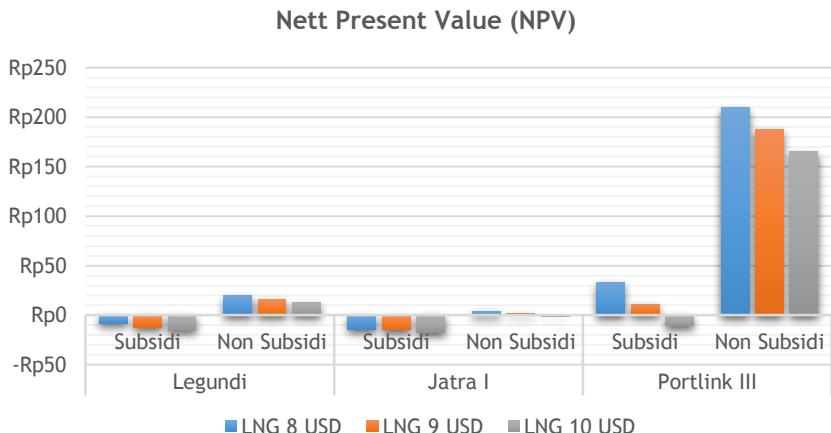
Gambar 4. 39. *NPV_SUB_PORTLINK III*

Gambar 4.39. menunjukkan bahwa IRR terendah adalah 9% mendekati 10%. Jika dikatakan laik atau tidak, maka nilai dibawah 10% dikatakan tidak laik karena NPV yang didapatkan sangat kecil. Untuk harga LNG 8 USD dan 9 USD/mmbtu dinyatakan sangat laik untuk dilaksanakan. IRR terletak diantara 20%-30%.



Gambar 4. 40. *NPV_NSUB_8_PORTLINK III*

Gambar 4.40 adalah NPV dan IRR untuk KMP. Portlink III non subsidi. Keuntungan yang didapatkan juga sangat besar sehingga mendapatkan IRR yang jauh lebih tinggi. Detail perhitungan NPV dari grafik NPV dilampirkan pada perhitungan lampiran V. Jika disimpulkan, NPV dari masing-masing kapal berdasarkan variasi adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 41. NPV berdasarkan variasi

Untuk penjelasan grafik 55 di atas berikut merupakan data yang dihasilkan.

Tabel 4. 60. Nilai NPV yang dihasilkan

Nama Kapal	HSD	LNG		
		8 USD	9 USD	10 USD
Legundi	Subsidi	-Rp7.868.868.657	-Rp11.999.641.494	-Rp15.120.731.171
	Non Subsidi	Rp19.442.597.498	Rp16.037.772.396	Rp12.632.947.293
Jatra I	Subsidi	-Rp14.219.628.560	-Rp14.828.479.861	-Rp17.264.767.615
	Non Subsidi	Rp3.987.501.506	Rp1.551.213.752	-Rp885.074.002
Portlink III	Subsidi	Rp33.113.075.457	Rp11.156.113.743	-Rp10.800.847.972
	Non Subsidi	Rp209.238.661.565	Rp187.281.699.850	Rp165.324.738.135

Untuk IRR dari beberapa grafik di atas adalah sebagai berikut.

Tabel 4. 61. IRR investasi masing-masing kapal

Nama Kapal	HSD	LNG		
		8 USD	9 USD	10 USD
Legundi	Subsidi	0,00%	0,00%	0,00%
	Non Subsidi	25,26%	22,95%	20,19%
Jatra I	Subsidi	0,00%	0,00%	0,00%
	Non Subsidi	13,79%	11,68%	9,36%
Portlink III	Subsidi	23,83%	15,86%	4,96%
	Non Subsidi	85,42%	77,22%	77,22%

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, maka disimpulkan beberapa poin sebagai berikut.

- 1). Modifikasi yang dilakukan untuk mengkonversi *single fuel system* ke *dual fuel system* (HSD-LNG) secara teknis adalah sebagai berikut.
 - a. Konversi dilakukan dengan menambahkan sistem *gas transfer* dari *storage* menuju ke *main engine*. Adapun sistem tersebut meliputi beberapa unit komponen yaitu *LNG Storage*, *LNG Cryogenic Pump*, *LNG Vaporation System (Heat Exchanger)*, *Gas Valve Unit (GVU)*, dan *Conversion System*.
 - b. Untuk konversi dari *single fuel system* ke *dual fuel system* menggunakan *LNG Storage Tank type C* dengan kapasitas 26.000 Liter, panjang setara 20 ft kontainer (Untuk KMP. Legundi dan KMP. Jatra I) serta 41.325 Liter, panjang 40 ft kontainer untuk KMP. Portlink III.
 - c. Penambahan tangki penyimpan LNG pada dasarnya mengakibatkan pengurangan kapasitas muat pada upper deck yaitu KMP. Legundi (6 Unit), KMP. Jatra I (3 Unit), dan KMP. Portlink III (20 Unit) dengan tipe muatan golongan IV setara mobil pribadi atau box. Akan tetapi berdasarkan kondisi pemuatan di lapangan yang rata-rata hanya 70% maka pengurangan kapasitas muatan dianggap tidak ada.
- 2). Perbandingan penggunaan HSD untuk single dan dual fuel dengan rasio 30% HSD : 70% LNG dengan variasi ranges operasional *unit conversion system* 50%-80% LNG.
- 3). Perbandingan kajian ekonomis dari konverensi bahan bakar minyak *single fuel* ke *dual fuel (HSD-LNG)* adalah sebagai berikut.
 - a. penghematan yang dilakukan dari segi bahan bakar adalah rata-rata 46,79% dari ketiga kapal

- b. Total investasi untuk masing-masing kapal adalah 10,7 M, 10 M, dan 22 M berturut-turut untuk KMP. Legundi, KMP. Jatra I dan KMP. Portlink III
- c. Payback period masing-masing kapal bervariasi. Untuk payback period yang dapat diterima untuk investasi adalah KMP. Legundi dan KMP. Jatra I dengan bahan bakar non subsidi, serta KMP. Portlink III baik untuk BBM subsidi dan non subsidi.
- d. Berdasarkan perhitungan keekonomian kapal, investasi yang paling menguntungkan adalah pada KMP. Legundi Non subsidi, KMP. Jatra I non Subsidi, KMP. Portlink Subsidi dan KMP. Portlink III Non Subsidi.

5.2. Saran

Berdasarkan hasil kesimpulan dari penelitian ini, maka saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut.

- 1) Penelitian lebih ditujukan untuk pembangunan LNG receiving terminal di sekitar pelabuhan Merak-Bakauheni karena perkiraan konsumsi dan pasar kapal sangat besar.
- 2) Lebih menyarankan menggunakan CNG karena tidak perlu menggunakan unit *vaporization system*. Akan tetapi harus LNG terminal juga harus menyediakan unit regasifikasi sebelum dimuat di kapal.
- 3) Memperhitungkan pengaruh stabilitas dan *safety* karena berkaitan dengan keselamatan penumpang.
- 4) Untuk KMP. Portlink III lebih disarankan untuk menambah jumlah trip dalam satu bulan atau mengalihkan ke rute lain yang dapat menambah jam operasional dan pemasukan kapal.
- 5) Dual fuel lebih disarankan untuk pembangunan kapal-kapal ferry baru yang memiliki life time lebih lama dengan engine yang memiliki bawaan dual fuel system
- 6) Untuk penelitian selanjutnya lebih diarahkan pada penentuan performa meliputi power, kecepatan kapal akibat konversi dual fuel untuk bisa memperkirakan waktu tempuh dan endurance.

Lampiran I : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Legundi

Tabel 1. FOC Legundi 30% : 70%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	30% HSD (MJ)	30% HSD (Ton)	30% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	70%LNG (MJ)	70% LNG (Ton)	70% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
6690,54	2007	0,05	37,65	Rp 363.101	4683,4	0,1	5,0	Rp 496.825	Rp 859.926
8632,96	2590	0,06	48,59	Rp 468.518	6043,1	0,1	6,5	Rp 641.064	Rp 1.109.582
21582,40	6475	0,15	121,47	Rp 1.171.295	15107,7	0,3	16,2	Rp 1.602.660	Rp 2.773.955
36905,90	11072	0,25	207,71	Rp 2.002.914	25834,1	0,5	27,6	Rp 2.740.549	Rp 4.743.463
608839,50	182652	4,18	3426,55	Rp 33.042.226	426187,7	8,4	456,0	Rp 45.211.050	Rp 78.253.276
785599,36	235680	5,39	4421,36	Rp 42.635.130	549919,6	10,8	588,4	Rp 58.336.839	Rp 100.971.969
1963998,40	589200	13,48	11053,39	Rp 106.587.824	1374798,9	27,1	1470,9	Rp 145.842.097	Rp 252.429.922
3358437,26	1007531	23,05	18901,29	Rp 182.265.179	2350906,1	46,3	2515,3	Rp 249.389.986	Rp 431.655.166

Tabel 2. FOC Legundi 40% : 60%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	40% HSD (MJ)	40% HSD (Ton)	40% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	60%LNG (MJ)	60% LNG (Ton)	60% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
6690,54	2676,21	0,06	50,21	Rp 484.135	4014,3	0,1	4,3	Rp 425.850	Rp 909.985
8632,96	3453,18	0,08	64,78	Rp 624.691	5179,8	0,1	5,5	Rp 549.484	Rp 1.174.174
21582,40	8632,96	0,20	161,95	Rp 1.561.726	12949,4	0,3	13,9	Rp 1.373.709	Rp 2.935.435
36905,90	14762,36	0,34	276,94	Rp 2.670.552	22143,5	0,4	23,7	Rp 2.349.042	Rp 5.019.594
608839,50	243535,80	5,57	4568,73	Rp 44.056.301	365303,7	7,2	390,8	Rp 38.752.329	Rp 82.808.629

785599,36	314239,74	7,19	5895,14	Rp 56.846.840	471359,6	9,3	504,3	Rp 50.003.005	Rp 106.849.844
1963998,40	785599,36	17,97	14737,85	Rp 142.117.099	1178399,0	23,2	1260,8	Rp 125.007.512	Rp 267.124.611
3358437,26	1343374,90	30,73	25201,73	Rp 243.020.239	2015062,4	39,7	2156,0	Rp 213.762.845	Rp 456.783.085

Tabel 3. FOC Legundi 50% : 50%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 50% : 50%								Total Price (IDR)
	50% HSD (MJ)	50% HSD (Ton)	50% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	50%LNG (MJ)	50% LNG (Ton)	50% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	
6690,54	3345,272	0,08	62,76	Rp 605.169	3345,3	0,1	3,6	Rp 354.875	Rp 960.044
8632,96	4316,48	0,10	80,98	Rp 780.863	4316,5	0,1	4,6	Rp 457.903	Rp 1.238.766
21582,40	10791,2	0,25	202,44	Rp 1.952.158	10791,2	0,2	11,5	Rp 1.144.757	Rp 3.096.915
36905,90	18452,952	0,42	346,18	Rp 3.338.190	18453,0	0,4	19,7	Rp 1.957.535	Rp 5.295.725
608839,50	304419,752	6,96	5710,92	Rp 55.070.376	304419,8	6,0	325,7	Rp 32.293.607	Rp 87.363.983
785599,36	392799,68	8,99	7368,93	Rp 71.058.549	392799,7	7,7	420,3	Rp 41.669.171	Rp 112.727.720
1963998,40	981999,2	22,47	18422,31	Rp 177.646.374	981999,2	19,3	1050,7	Rp 104.172.927	Rp 281.819.300
3358437,26	1679218,632	38,42	31502,16	Rp 303.775.299	1679218,6	33,0	1796,6	Rp 178.135.705	Rp 481.911.004

Tabel 4. FOC Legundi 60% : 40%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 60% : 40%								Total Price (IDR)
	60% HSD (MJ)	60% HSD (Ton)	60% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	40%LNG (MJ)	40% LNG (Ton)	40% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	
6690,54	4014,3264	0,09	75,31	Rp 726.203	2676,2	0,1	2,9	Rp 283.900	Rp 1.010.103
8632,96	5179,776	0,12	97,17	Rp 937.036	3453,2	0,1	3,7	Rp 366.322	Rp 1.303.358

21582,40	12949,44	0,30	242,93	Rp 2.342.590	8633,0	0,2	9,2	Rp 915.806	Rp 3.258.395
36905,90	22143,5424	0,51	415,41	Rp 4.005.828	14762,4	0,3	15,8	Rp 1.566.028	Rp 5.571.856
608839,50	365303,7024	8,36	6853,10	Rp 66.084.451	243535,8	4,8	260,6	Rp 25.834.886	Rp 91.919.337
785599,36	471359,616	10,78	8842,71	Rp 85.270.259	314239,7	6,2	336,2	Rp 33.335.337	Rp 118.605.596
1963998,40	1178399,04	26,96	22106,78	Rp 213.175.648	785599,4	15,5	840,5	Rp 83.338.341	Rp 296.513.990
3358437,26	2015062,358	46,10	37802,59	Rp 364.530.359	1343374,9	26,4	1437,3	Rp 142.508.564	Rp 507.038.922

Lampiran II : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Jatra I

Tabel 5. FOC KMP. Jatra I 30% : 70%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	40% HSD (MJ)	40% HSD (Ton)	40% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	60%LNG (MJ)	60% LNG (Ton)	60% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
3684,7	1473,9	0,03	27,7	Rp 266.631	2210,8	0,0	2,4	Rp 288.943	Rp 555.574
6604,2	2641,7	0,06	49,6	Rp 477.888	3962,5	0,1	4,2	Rp 517.877	Rp 995.766
11557,4	4623,0	0,11	86,7	Rp 836.304	6934,4	0,1	7,4	Rp 906.285	Rp 1.742.590
21846,3	8738,5	0,20	163,9	Rp 1.580.824	13107,8	0,3	14,0	Rp 1.713.105	Rp 3.293.929
405320,6	162128,2	3,71	3041,5	Rp 29.329.444	243192,3	4,8	260,2	Rp 31.783.690	Rp 61.113.134
726463,6	290585,4	6,65	5451,4	Rp 52.567.709	435878,2	8,6	466,4	Rp 56.966.500	Rp 109.534.210
1271311,3	508524,5	11,63	9539,9	Rp 91.993.491	762786,8	15,0	816,1	Rp 99.691.375	Rp 191.684.867
2403095,4	961238,2	21,99	18032,8	Rp 173.890.645	1441857,2	28,4	1542,7	Rp 188.441.566	Rp 362.332.211

Tabel 6. FOC KMP. Jatra I 40% : 60%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	40% HSD (MJ)	40% HSD (Ton)	40% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	60%LNG (MJ)	60% LNG (Ton)	60% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
3684,7	1473,9	0,03	27,7	Rp 266.631	2210,8	0,0	2,4	Rp 288.943	Rp 555.574
6604,2	2641,7	0,06	49,6	Rp 477.888	3962,5	0,1	4,2	Rp 517.877	Rp 995.766
11557,4	4623,0	0,11	86,7	Rp 836.304	6934,4	0,1	7,4	Rp 906.285	Rp 1.742.590
21846,3	8738,5	0,20	163,9	Rp 1.580.824	13107,8	0,3	14,0	Rp 1.713.105	Rp 3.293.929
405320,6	162128,2	3,71	3041,5	Rp 29.329.444	243192,3	4,8	260,2	Rp 31.783.690	Rp 61.113.134
726463,6	290585,4	6,65	5451,4	Rp 52.567.709	435878,2	8,6	466,4	Rp 56.966.500	Rp 109.534.210
1271311,3	508524,5	11,63	9539,9	Rp 91.993.491	762786,8	15,0	816,1	Rp 99.691.375	Rp 191.684.867
2403095,4	961238,2	21,99	18032,8	Rp 173.890.645	1441857,2	28,4	1542,7	Rp 188.441.566	Rp 362.332.211

Tabel 7. FOC KMP. Jatra I 50% : 50%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 50% : 50%								
	50% HSD (MJ)	50% HSD (Ton)	50% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	50%LNG (MJ)	50% LNG (Ton)	50% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
3684,73	1842,36616	0,04	34,56	Rp 333.289	1842,4	0,0	2,0	Rp 240.786	Rp 574.075
6604,21	3302,1072	0,08	61,95	Rp 597.360	3302,1	0,1	3,5	Rp 431.564	Rp 1.028.925
11557,38	5778,6876	0,13	108,41	Rp 1.045.381	5778,7	0,1	6,2	Rp 755.238	Rp 1.800.618
21846,32	10923,16096	0,25	204,92	Rp 1.976.030	10923,2	0,2	11,7	Rp 1.427.588	Rp 3.403.618
405320,56	202660,2776	4,64	3801,91	Rp 36.661.805	202660,3	4,0	216,8	Rp 26.486.408	Rp 63.148.214
726463,58	363231,792	8,31	6814,23	Rp 65.709.637	363231,8	7,1	388,6	Rp 47.472.083	Rp 113.181.720

1271311,27	635655,636	14,54	11924,91	Rp 114.991.864	635655,6	12,5	680,1	Rp 83.076.146	Rp 198.068.010
2403095,41	1201547,706	27,49	22541,05	Rp 217.363.306	1201547,7	23,6	1285,6	Rp 157.034.638	Rp 374.397.944

Tabel 8. FOC KMP. Jatra I 60% : 40%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 60% : 40%								
	60% HSD (MJ)	60% HSD (Ton)	60% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	40%LNG (MJ)	40% LNG (Ton)	40% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
3684,73	2210,839392	0,05	41,48	Rp 399.947	1473,9	0,0	1,6	Rp 192.628	Rp 592.575
6604,21	3962,52864	0,09	74,34	Rp 716.832	2641,7	0,1	2,8	Rp 345.252	Rp 1.062.084
11557,38	6934,42512	0,16	130,09	Rp 1.254.457	4623,0	0,1	4,9	Rp 604.190	Rp 1.858.647
21846,32	13107,79315	0,30	245,90	Rp 2.371.236	8738,5	0,2	9,3	Rp 1.142.070	Rp 3.513.306
405320,56	243192,3331	5,56	4562,29	Rp 43.994.166	162128,2	3,2	173,5	Rp 21.189.127	Rp 65.183.293
726463,58	435878,1504	9,97	8177,08	Rp 78.851.564	290585,4	5,7	310,9	Rp 37.977.667	Rp 116.829.231
1271311,27	762786,7632	17,45	14309,89	Rp 137.990.237	508524,5	10,0	544,1	Rp 66.460.917	Rp 204.451.154
2403095,41	1441857,247	32,99	27049,26	Rp 260.835.967	961238,2	18,9	1028,4	Rp 125.627.710	Rp 386.463.678

Lampiran III : Hasil Perhitungan Bahan Bakar KMP. Portlink III

Tabel 9. FOC KMP. Portlink III 30% : 70%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	30% HSD (MJ)	30% HSD (Ton)	30% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	70%LNG (MJ)	70% LNG (Ton)	70% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
53386,45	16016	0,37	300,46	Rp 2.897.327	37370,5	0,7	40,0	Rp 4.884.089	Rp 7.781.416
51251,00	15375	0,35	288,44	Rp 2.781.434	35875,7	0,7	38,4	Rp 4.688.725	Rp 7.470.159

92251,79	27676	0,63	519,19	Rp 5.006.581	64576,3	1,3	69,1	Rp 8.439.706	Rp 13.446.287
196889,24	59067	1,35	1108,09	Rp 10.685.343	137822,5	2,7	147,5	Rp 18.012.520	Rp 28.697.863
5872509,99	1761753	40,31	33050,50	Rp 318.705.994	4110757,0	80,9	4398,2	Rp 537.249.776	Rp 855.955.770
5637609,59	1691283	38,69	31728,48	Rp 305.957.754	3946326,7	77,7	4222,3	Rp 515.759.785	Rp 821.717.540
10147697,26	3044309	69,65	57111,27	Rp 550.723.958	7103388,1	139,8	7600,1	Rp 928.367.614	Rp 1.479.091.571
21657816,84	6497345	148,65	121890,25	Rp 1.175.387.706	15160471,8	298,4	16220,5	Rp 1.981.377.175	Rp 3.156.764.881

Tabel 10. FOC KMP. Portlink III 40% : 60%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	40% HSD (MJ)	40% HSD (Ton)	40% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	60%LNG (MJ)	60% LNG (Ton)	60% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
53386,45	21354,58	0,49	400,61	Rp 3.863.103	32031,9	0,6	34,3	Rp 4.186.362	Rp 8.049.465
51251,00	20500,39	0,47	384,59	Rp 3.708.579	30750,6	0,6	32,9	Rp 4.018.907	Rp 7.727.486
92251,79	36900,71	0,84	692,26	Rp 6.675.442	55351,1	1,1	59,2	Rp 7.234.033	Rp 13.909.475
196889,24	78755,69	1,80	1477,46	Rp 14.247.124	118133,5	2,3	126,4	Rp 15.439.303	Rp 29.686.426
5872509,99	2349003,99	53,74	44067,34	Rp 424.941.325	3523506,0	69,3	3769,9	Rp 460.499.808	Rp 885.441.134
5637609,59	2255043,83	51,59	42304,64	Rp 407.943.672	3382565,8	66,6	3619,1	Rp 442.079.816	Rp 850.023.488
10147697,26	4059078,90	92,86	76148,36	Rp 734.298.610	6088618,4	119,8	6514,3	Rp 795.743.669	Rp 1.530.042.279
21657816,84	8663126,73	198,20	162520,34	Rp 1.567.183.608	12994690,1	255,8	13903,3	Rp 1.698.323.293	Rp 3.265.506.901

Tabel 11. FOC KMP. Portlink III 50% : 50%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 50% : 50%								
	50% HSD (MJ)	50% HSD (Ton)	50% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	50% LNG (MJ)	50% LNG (Ton)	50% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
53386,45	26693,22	0,61	500,77	Rp 4.828.879	26693,2	0,5	28,6	Rp 3.488.635	Rp 8.317.514
51251,00	25625,49	0,59	480,73	Rp 4.635.724	25625,5	0,5	27,4	Rp 3.349.090	Rp 7.984.813
92251,79	46125,89	1,06	865,32	Rp 8.344.302	46125,9	0,9	49,4	R 6.028.361	Rp 14.372.664
196889,24	98444,62	2,25	1846,82	Rp 17.808.905	98444,6	1,9	105,3	Rp 12.866.086	Rp 30.674.990
5872509,99	2936254,99	67,18	55084,17	Rp 531.176.657	2936255,0	57,8	3141,6	Rp 383.749.840	Rp 914.926.497
5637609,59	2818804,79	64,49	52880,80	Rp 509.929.590	2818804,8	55,5	3015,9	Rp 368.399.847	Rp 878.329.437
10147697,26	5073848,63	116,08	95185,45	Rp 917.873.263	5073848,6	99,9	5428,6	Rp 663.119.724	Rp 1.580.992.987
21657816,84	10828908,42	247,74	203150,42	Rp 1.958.979.510	10828908,4	213,1	11586,1	Rp 1.415.269.411	Rp 3.374.248.921

Tabel 12. FOC KMP. Portlink III 50% : 50%

LHV Engine (MJ)	LHV Engine (MJ) Ratio HSD : LNG = 40% : 60%								
	60% HSD (MJ)	60% HSD (Ton)	60% HSD (Liter)	HSD Price (IDR)	40%LNG (MJ)	40% LNG (Ton)	40% LNG (mmbTu)	LNG Price (IDR)	Total Price (IDR)
53386,45	32031,87266	0,73	600,92	Rp 5.794.654	21354,6	0,4	22,8	Rp 2.790.908	Rp 8.585.562
51251,00	30750,59776	0,70	576,88	Rp 5.562.868	20500,4	0,4	21,9	Rp 2.679.272	Rp 8.242.140
92251,79	55351,07596	1,27	1038,39	Rp 10.013.163	36900,7	0,7	39,5	Rp 4.822.689	Rp 14.835.852
196889,24	118133,5464	2,70	2216,19	Rp 21.370.686	78755,7	1,6	84,3	Rp 10.292.868	Rp 31.663.554
5872509,99	3523505,993	80,61	66101,00	Rp 637.411.988	2349004,0	46,2	2513,2	Rp 306.999.872	Rp 944.411.860

5637609,59	3382565,753	77,39	63456,96	Rp 611.915.509	2255043,8	44,4	2412,7	Rp 294.719.877	Rp 906.635.386
10147697,26	6088618,356	139,30	114222,54	Rp 1.101.447.915	4059078,9	79,9	4342,9	Rp 530.495.779	Rp 1.631.943.695
21657816,84	12994690,1	297,29	243780,51	Rp 2.350.775.412	8663126,7	170,5	9268,8	Rp 1.132.215.529	Rp 3.482.990.941

Lampiran IV : Perhitungan Investasi Modifikasi Sistem Bahan Bakar Single Fuel to Dual Fuel

A. Perhitungan Investasi KMP. Legundi

No	Items	Price (USD)	1 USD to IDR	Price (IDR)	Reference	Quantity	Units	Total Price
1.	Container ISO Tank	\$ 30.000	Rp 13.250	Rp 397.500.000	LNG Solution	2	Units	Rp 795.000.000
2.	Heat Exchanger	\$ 30.000	Rp 13.250	Rp 397.500.000	Alibaba	2	Units	Rp 795.000.000
3.	Cryogenic Pump	\$ 20.000	Rp 13.250	Rp 265.000.000	Alibaba	2	Units	Rp 530.000.000
4.	Unit Conversion System	\$ 200.000	Rp 13.250	Rp 2.650.000.000	LNG Solution	2	Units	Rp 5.300.000.000
5.	NG supply system (piping, cabling, monitoring and control system)	\$ 27.000	Rp 13.250	Rp 357.750.000	LNG Solution	1	Set	Rp 357.750.000
6.	Installation 5 worker/day	\$ 2.000	Rp 13.250	Rp 26.500.000	ABS	25	Day	Rp 662.500.000
7.	Docking	\$ 100.000	Rp 13.250	Rp 1.325.000.000	PT. DKB	1		Rp 1.325.000.000
8.	Flat Bottom LNG Tank	\$ 2.000	Rp 13.250	Rp 26.500.000	LNG Solution	1	m3	Rp 26.500.000
Sub Total Investment								Rp 9.791.750.000
PPN 10%								Rp 979.175.000
Total Investment								Rp 10.770.925.000

B. Perhitungan Investasi KMP. Jatra I

No	Items	Price (USD)	1 USD to IDR	Price (IDR)	Reference	Quantity	Units	Total Price
1.	Container ISO Tank	\$ 30.000	Rp 13.250	Rp 397.500.000	LNG Solution	1	Units	Rp 397.500.000
2.	Heat Exchanger	\$ 30.000	Rp 13.250	Rp 397.500.000	Alibaba	2	Units	Rp 795.000.000
3.	Cryogenic Pump	\$ 20.000	Rp 13.250	Rp 265.000.000	Alibaba	2	Units	Rp 530.000.000
5.	Unit Conversion System	\$ 200.000	Rp 13.250	Rp 2.650.000.000	LNG Solution	2	Units	Rp 5.300.000.000
6.	Vaporizer and NG supply system (piping, cabling, monitoring and control system)	\$ 27.000	Rp 13.250	Rp 357.750.000	LNG Solution	1	Set	Rp 357.750.000
8.	Installation 5 worker/day	\$ 2.000	Rp 13.250	Rp 26.500.000	ABS	30	Day	Rp 795.000.000
9.	Docking	\$ 70.000	Rp 13.250	Rp 927.500.000	PT. DKB	1		Rp 927.500.000
10.	Flat Bottom LNG Tank	\$ 1.600	Rp 13.250	Rp 21.200.000	LNG Solution	1	m3	Rp 21.200.000
Total Investment								Rp 9.123.950.000
PPN 10%								Rp 912.395.000
Total Investment								Rp 10.036.345.000

C. Perhitungan Investasi KMP. Portlink III

No	Items	Price (USD)	1 USD to IDR	Price (IDR)	Reference	Quantity	Units	Total Price
1.	Container ISO Tank	\$ 80.000	Rp 13.250	Rp 1.060.000.000	LNG Solution	3	Units	Rp 3.180.000.000
2.	Heat Exchanger	\$ 50.000	Rp 13.250	Rp 662.500.000	Alibaba	2	Units	Rp 1.325.000.000
3.	Cryogenic Pump	\$ 40.000	Rp 13.250	Rp 530.000.000	Alibaba	2	Units	Rp 1.060.000.000
5.	Unit Conversion System	\$ 400.000	Rp 13.250	Rp 5.300.000.000	LNG Solution	2	Units	Rp 10.600.000.000
6.	Vaporizer and NG supply system (piping, cabling, monitoring and control system)	\$ 40.000	Rp 13.250	Rp 530.000.000	LNG Solution	1	Set	Rp 530.000.000
8.	Installation 7 worker/day	\$ 3.000	Rp 13.250	Rp 39.750.000	ABS	30	Day	Rp 1.192.500.000
9.	Docking	\$ 160.000	Rp 13.250	Rp 2.120.000.000	PT. DKB	1		Rp 2.120.000.000
10.	Flat Bottom LNG Tank	\$ 5.000	Rp 13.250	Rp 66.250.000	LNG Solution	1	m3	Rp 66.250.000
Total Investment								Rp 20.073.750.000
PPN 10%								Rp 2.007.375.000
Total Investment								Rp 22.081.125.000

Lampiran V : Perhitungan Biaya Operasional Kapal Menggunakan Dual Fuel System

A. Operasional KMP. Legundi

No.	Items of Investment	Value	Units	Price Per Item (USD)	Price Per Item (IDR)	Reference	Price/Month (IDR)	Quantity	Units	Total Price/Year (IDR)
1.	Maintenance Per Year	1	Time	\$ 30.000	Rp 397.500.000	PT. ASDP Indonesia Ferry	Rp 397.500.000	1	Time	Rp 397.500.000
Total Operational Cost Per Year										Rp 397.500.000

B. Operasional KMP. Jatra I

No.	Items of Investment	Value	Units	Price Per Item (USD)	Price Per Item (IDR)	Reference	Price/Month (IDR)	Quantity	Units	Total Price/Year (IDR)
1.	Maintenance Per Year	1	Time	\$ 29.000	Rp 384.250.000	PT. ASDP Indonesia Ferry	Rp 384.250.000	1	Time	Rp 384.250.000
Total Operational Cost Per Year										Rp 384.250.000

C. Operasional KMP. Portlink III

No.	Items of Investment	Value	Units	Price Per Item (USD)	Price Per Item (IDR)	Reference	Price/Month (IDR)	Quantity	Units	Total Price/Year (IDR)
3.	Maintenance Per Year	1	Time	\$ 100.000	Rp 1.325.000.000	PT. ASDP Indonesia Ferry	Rp 1.325.000.000	1	Time	Rp 1.325.000.000
Total Operational Cost Per Year										Rp 1.325.000.000

Lampiran VI : Perhitungan Ekonomis Bahan Bakar

Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar KMP. Legundi

Time Period	Single Fuel	Dual Fuel			
Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	Rp9.929.179	Rp4.743.463	Rp5.019.594	Rp5.295.725	Rp5.571.856
Per Month	Rp903.555.321	Rp431.655.166	Rp456.783.085	Rp481.911.004	Rp507.038.922
Per Year	Rp10.842.663.855	Rp5.179.861.990	Rp5.481.397.016	Rp5.782.932.043	Rp6.084.467.070

Presentage

Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	100%	48%	51%	53%	56%
Per Month	100%	48%	51%	53%	56%
Per Year	100%	48%	51%	53%	56%

Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar KMP. Jatra I

Time Period	Single Fuel	Dual Fuel			
Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	Rp5.450.970	Rp3.184.241	Rp3.293.929	Rp3.403.618	Rp3.513.306
Per Month	Rp611.264.503	Rp350.266.477	Rp362.332.211	Rp374.397.944	Rp386.463.678
Per Year	Rp7.335.174.032	Rp4.203.197.723	Rp4.347.986.526	Rp4.492.775.330	Rp4.637.564.133

Presentage

Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	100%	58%	60%	62%	64%

Per Month	100%	57%	59%	61%	63%
Per Year	100%	57%	59%	61%	63%

Perbandingan Ekonomis Bahan Bakar KMP. Portlink III

Time Period	Single Fuel				
	Dual Fuel				
Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	Rp52.971.162	Rp28.697.863	Rp29.686.426	Rp30.674.990	Rp31.663.554
Per Month	Rp5.826.827.811	Rp3.156.764.881	Rp3.265.506.901	Rp3.374.248.921	Rp3.482.990.941
Per Year	Rp69.921.933.729	Rp37.881.178.577	Rp39.186.082.815	Rp40.490.987.052	Rp41.795.891.290

Presentage

Composition	100% HSD : 0% LNG	30% HSD : 70% LNG	40% HSD : 60% LNG	50% HSD : 50% LNG	60% HSD : 40% LNG
Per Trip	100%	54%	56%	58%	60%
Per Month	100%	54%	56%	58%	60%
Per Year	100%	54%	56%	58%	60%

Lampiran VII : Perhitungan Revenue

A. KMP. Legundi – Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp961.333	37,65	Rp193.920	5,0	\$40	Rp531.149	Rp725.069	Rp236.264
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp1.240.430	48,59	Rp250.220	6,5	\$52	Rp685.354	Rp935.573	Rp304.857
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp3.101.075	121,47	Rp625.549	16,2	\$129	Rp1.713.384	Rp2.338.933	Rp762.143
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp5.302.839	207,71	Rp1.069.689	27,6	\$221	Rp2.929.886	Rp3.999.575	Rp1.303.264
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp87.481.333	3426,55	Rp17.646.735	456,0	\$3.648	Rp48.334.557	Rp65.981.291	Rp21.500.042
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp112.879.140	4421,36	Rp22.769.980	588,4	\$4.707	Rp62.367.170	Rp85.137.150	Rp27.741.990
7	FOC Full Away / Bulan	54795,70	Rp282.197.849	11053,39	Rp56.924.950	1470,9	\$11.767	Rp155.917.926	Rp212.842.876	Rp69.354.974
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp482.558.323	18901,29	Rp97.341.665	2515,3	\$20.122	Rp266.619.653	Rp363.961.317	Rp118.597.005
Total Revenue Per Year										Rp1.423.164.062

B. KMP. Legundi – Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel			LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)			
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp961.333	37,65	Rp193.920	5,0	\$45	Rp597.543	Rp791.463
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp1.240.430	48,59	Rp250.220	6,5	\$58	Rp771.023	Rp1.021.242
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp3.101.075	121,47	Rp625.549	16,2	\$145	Rp1.927.557	Rp2.553.106
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp5.302.839	207,71	Rp1.069.689	27,6	\$249	Rp3.296.122	Rp4.365.811
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp87.481.333	3426,55	Rp17.646.735	456,0	\$4.104	Rp54.376.377	Rp72.023.111
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp112.879.140	4421,36	Rp22.769.980	588,4	\$5.295	Rp70.163.066	Rp92.933.047
7	FOC Full Away / Trip	54795,70	Rp282.197.849	11053,39	Rp56.924.950	1470,9	\$13.238	Rp175.407.666	Rp232.332.616
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp482.558.323	18901,29	Rp97.341.665	2515,3	\$22.638	Rp299.947.109	Rp397.288.774
Total Revenue Per Year									Rp937.965.034

C. KMP. Legundi – Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel			LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)			
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp961.333	37,65	Rp193.920	5,0	\$50	Rp663.936	Rp857.856
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp1.240.430	48,59	Rp250.220	6,5	\$65	Rp856.692	Rp1.106.911
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp3.101.075	121,47	Rp625.549	16,2	\$162	Rp2.141.730	Rp2.767.279
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp5.302.839	207,71	Rp1.069.689	27,6	\$276	Rp3.662.358	Rp4.732.046
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp87.481.333	3426,55	Rp17.646.735	456,0	\$4.560	Rp60.418.196	Rp78.064.931
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp112.879.140	4421,36	Rp22.769.980	588,4	\$5.884	Rp77.958.963	Rp100.728.943
7	FOC Full Away / Trip	54795,70	Rp282.197.849	11053,39	Rp56.924.950	1470,9	\$14.709	Rp194.897.407	Rp251.822.357
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp482.558.323	18901,29	Rp97.341.665	2515,3	\$25.153	Rp333.274.566	Rp430.616.231
Total Revenue Per Year									Rp571.363.012

D. KMP. Legundi – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp1.628.480	37,65	Rp328.497	5,0	\$40	Rp531.149	Rp859.646
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp2.101.265	48,59	Rp423.867	6,5	\$52	Rp685.354	Rp1.109.221
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp5.253.161	121,47	Rp1.059.668	16,2	\$129	Rp1.713.384	Rp2.773.051
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp8.982.906	207,71	Rp1.812.032	27,6	\$221	Rp2.929.886	Rp4.741.918
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp148.191.680	3426,55	Rp29.893.226	456,0	\$3.648	Rp48.334.557	Rp78.227.783
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp191.215.071	4421,36	Rp38.571.904	588,4	\$4.707	Rp62.367.170	Rp100.939.074
7	FOC Full Away / Bulan	54795,70	Rp478.037.677	11053,39	Rp96.429.760	1470,9	\$11.767	Rp155.917.926	Rp252.347.686
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp817.444.428	18901,29	Rp164.894.890	2515,3	\$20.122	Rp266.619.653	Rp431.514.543
Total Revenue Per Year									Rp 4.631.158.628

E. KMP. Legundi – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp1.628.480	37,65	Rp328.497	5,0	\$45	Rp597.543	Rp926.040
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp2.101.265	48,59	Rp423.867	6,5	\$58	Rp771.023	Rp1.194.890
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp5.253.161	121,47	Rp1.059.668	16,2	\$145	Rp1.927.557	Rp2.987.224
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp8.982.906	207,71	Rp1.812.032	27,6	\$249	Rp3.296.122	Rp5.108.154
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp148.191.680	3426,55	Rp29.893.226	456,0	\$4.104	Rp54.376.377	Rp84.269.602
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp191.215.071	4421,36	Rp38.571.904	588,4	\$5.295	Rp70.163.066	Rp108.734.971
7	FOC Full Away / Bulan	54795,70	Rp478.037.677	11053,39	Rp96.429.760	1470,9	\$13.238	Rp175.407.666	Rp271.837.426
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp817.444.428	18901,29	Rp164.894.890	2515,3	\$22.638	Rp299.947.109	Rp464.841.999
Total Revenue Per Year									Rp4.231.229.149

F. KMP. Legundi – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	186,67	Rp1.628.480	37,65	Rp328.497	5,0	\$50	Rp663.936	Rp992.433
2	FOC Maneuver / Trip	240,86	Rp2.101.265	48,59	Rp423.867	6,5	\$65	Rp856.692	Rp1.280.559
3	FOC Full Away / Trip	602,15	Rp5.253.161	121,47	Rp1.059.668	16,2	\$162	Rp2.141.730	Rp3.201.397
4	Total FOC / Trip	1029,68	Rp8.982.906	207,71	Rp1.812.032	27,6	\$276	Rp3.662.358	Rp5.474.390
5	FOC Stand By / Bulan	16986,67	Rp148.191.680	3426,55	Rp29.893.226	456,0	\$4.560	Rp60.418.196	Rp90.311.422
6	FOC Maneuver / Bulan	21918,28	Rp191.215.071	4421,36	Rp38.571.904	588,4	\$5.884	Rp77.958.963	Rp116.530.867
7	FOC Full Away / Bulan	54795,70	Rp478.037.677	11053,39	Rp96.429.760	1470,9	\$14.709	Rp194.897.407	Rp291.327.167
8	Total FOC / Bulan	93700,65	Rp817.444.428	18901,29	Rp164.894.890	2515,3	\$25.153	Rp333.274.566	Rp498.169.456
Total Revenue Per Year									Rp3.831.299.670

G. KMP. Jatra I – Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 529.442	20,74	106799,07	2,8	\$22	Rp292.524	Rp399.323	Rp130.120
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 948.929	37,17	191417,96	4,9	\$40	Rp524.295	Rp715.713	Rp233.216
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 1.660.626	65,04	334981,44	8,7	\$69	Rp917.517	Rp1.252.498	Rp408.127
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 3.138.997	122,95	633198,47	16,4	\$131	Rp1.734.336	Rp2.367.535	Rp771.462
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 56.664.619	2281,15	11747897,77	303,6	\$2.428	Rp32.177.592	Rp43.925.490	Rp12.739.129
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 98.688.619	4088,54	21055976,08	544,1	\$4.353	Rp57.672.499	Rp78.728.475	Rp19.960.145
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 176.579.877	7154,94	36847958,14	952,1	\$7.617	Rp100.926.873	Rp137.774.831	Rp38.805.047
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 326.455.687	13524,63	69651831,99	1799,8	\$14.398	Rp190.776.964	Rp260.428.796	Rp66.026.891
Total Revenue Per Year										Rp792.322.695

H. KMP. Jatra I – Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 529.442	20,74	106799,07	2,8	\$25	Rp329.089	Rp435.888	Rp93.554
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 948.929	37,17	191417,96	4,9	\$45	Rp589.832	Rp781.250	Rp167.679
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 1.660.626	65,04	334981,44	8,7	\$78	Rp1.032.207	Rp1.367.188	Rp293.438
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 3.138.997	122,95	633198,47	16,4	\$147	Rp1.951.128	Rp2.584.327	Rp554.670
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 56.664.619	2281,15	11747897,77	303,6	\$2.732	Rp36.199.792	Rp47.947.689	Rp8.716.930
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 98.688.619	4088,54	21055976,08	544,1	\$4.897	Rp64.881.561	Rp85.937.537	Rp12.751.082
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 176.579.877	7154,94	36847958,14	952,1	\$8.569	Rp113.542.732	Rp150.390.690	Rp26.189.188
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 326.455.687	13524,63	69651831,99	1799,8	\$16.198	Rp214.624.084	Rp284.275.916	Rp42.179.771
Total Revenue Per Year									Rp506.157.250	

I. KMP. Jatra I – Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel			LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)			
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 529.442	20,74	Rp 106.799	2,8	\$28	Rp365.654	Rp472.454
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 948.929	37,17	Rp 191.418	4,9	\$49	Rp655.369	Rp846.787
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 1.660.626	65,04	Rp 334.981	8,7	\$87	Rp1.146.896	Rp1.481.878
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 3.138.997	122,95	Rp 633.198	16,4	\$164	Rp2.167.920	Rp2.801.119
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 56.664.619	2281,15	Rp 11.747.898	303,6	\$3.036	Rp40.221.991	Rp51.969.888
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 98.688.619	4088,54	Rp 21.055.976	544,1	\$5.441	Rp72.090.623	Rp93.146.599
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 176.579.877	7154,94	Rp 36.847.958	952,1	\$9.521	Rp126.158.591	Rp163.006.549
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 326.455.687	13524,63	Rp 69.651.832	1799,8	\$17.998	Rp238.471.205	Rp308.123.037
Total Revenue Per Year								Rp219.991.804	

J. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 896.865	20,74	180915,55	2,8	\$22	Rp292.524	Rp473.439
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 1.607.467	37,17	324258,31	4,9	\$40	Rp524.295	Rp848.554
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 2.813.068	65,04	567452,05	8,7	\$69	Rp917.517	Rp1.484.969
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 5.317.400	122,95	1072625,92	16,4	\$131	Rp1.734.336	Rp2.806.962
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 95.988.765	2281,15	19900710,70	303,6	\$2.428	Rp32.177.592	Rp52.078.303
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 167.176.605	4088,54	35668414,63	544,1	\$4.353	Rp57.672.499	Rp93.340.913
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 299.122.884	7154,94	62419725,60	952,1	\$7.617	Rp100.926.873	Rp163.346.598
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 553.009.595	13524,63	117988850,93	1799,8	\$14.398	Rp190.776.964	Rp308.765.815
Total Revenue Per Year								Rp2.930.925.361	

K. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 896.865	20,74	180915,55	2,8	\$25	Rp329.089	Rp510.005
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 1.607.467	37,17	324258,31	4,9	\$45	Rp589.832	Rp914.091
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 2.813.068	65,04	567452,05	8,7	\$78	Rp1.032.207	Rp1.599.659
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 5.317.400	122,95	1072625,92	16,4	\$147	Rp1.951.128	Rp3.023.754
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 95.988.765	2281,15	19900710,70	303,6	\$2.732	Rp36.199.792	Rp56.100.502
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 167.176.605	4088,54	35668414,63	544,1	\$4.897	Rp64.881.561	Rp100.549.976
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 299.122.884	7154,94	62419725,60	952,1	\$8.569	Rp113.542.732	Rp175.962.457
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 553.009.595	13524,63	117988850,93	1799,8	\$16.198	Rp214.624.084	Rp332.612.935
Total Revenue Per Year								Rp2.644.759.915	

L. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel					Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)	LNG (Rupiah)		
1	FOC Stand By / Trip	102,80	Rp 896.865	20,74	Rp 180.916	2,8	\$28	Rp365.654	Rp546.570	Rp350.295
2	FOC Maneuver / Trip	184,26	Rp 1.607.467	37,17	Rp 324.258	4,9	\$49	Rp655.369	Rp979.628	Rp627.840
3	FOC Full Away / Trip	322,45	Rp 2.813.068	65,04	Rp 567.452	8,7	\$87	Rp1.146.896	Rp1.714.348	Rp1.098.720
4	Total FOC / Trip	609,51	Rp 5.317.400	122,95	Rp 1.072.626	16,4	\$164	Rp2.167.920	Rp3.240.546	Rp2.076.854
5	FOC Stand By / Bulan	11002,84	Rp 95.988.765	2281,15	Rp 19.900.711	303,6	\$3.036	Rp40.221.991	Rp60.122.701	Rp35.866.064
6	FOC Maneuver / Bulan	19162,84	Rp 167.176.605	4088,54	Rp 35.668.415	544,1	\$5.441	Rp72.090.623	Rp107.759.038	Rp59.417.567
7	FOC Full Away / Bulan	34287,35	Rp 299.122.884	7154,94	Rp 62.419.726	952,1	\$9.521	Rp126.158.591	Rp188.578.316	Rp110.544.567
8	Total FOC / Bulan	63389,45	Rp 553.009.595	13524,63	Rp 117.988.851	1799,8	\$17.998	Rp238.471.205	Rp356.460.055	Rp196.549.539
Total Revenue Per Year										Rp2.358.594.470

M. KMP. Portlink III – Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 7.670.853	300,46	Rp 1.547.364	40,0	\$320	Rp 4.238.244	Rp 5.785.609	Rp 1.885.244
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 7.364.019	288,44	Rp 1.485.470	38,4	\$307	Rp 4.068.715	Rp 5.554.184	Rp 1.809.834
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 13.255.234	519,19	Rp 2.673.846	69,1	\$553	Rp 7.323.686	Rp 9.997.532	Rp 3.257.702
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 28.290.105	1108,09	Rp 5.706.680	147,5	\$1.180	Rp 15.630.645	Rp 21.337.325	Rp 6.952.780
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 843.793.808	33050,50	Rp 170.210.087	4398,2	\$35.185	Rp 466.206.884	Rp 636.416.971	Rp 207.376.837
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 810.042.056	31728,48	Rp 163.401.684	4222,3	\$33.778	Rp 447.558.609	Rp 610.960.293	Rp 199.081.764
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 1.458.075.701	57111,27	Rp 294.123.030	7600,1	\$60.800	Rp 805.605.496	Rp 1.099.728.527	Rp 358.347.174
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 3.111.911.565	121890,25	Rp 627.734.801	16220,5	\$129.764	Rp 1.719.370.989	Rp 2.347.105.790	Rp 764.805.775
Total Revenue Per Year									Rp 9.177.669.300	

N. KMP. Portlink III – Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 7.670.853	300,46	Rp 1.547.364	40,0	\$360	Rp 4.768.025	Rp 6.315.389	Rp 1.355.463
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 7.364.019	288,44	Rp 1.485.470	38,4	\$345	Rp 4.577.304	Rp 6.062.774	Rp 1.301.245
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 13.255.234	519,19	Rp 2.673.846	69,1	\$622	Rp 8.239.147	Rp 10.912.993	Rp 2.342.241
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 28.290.105	1108,09	Rp 5.706.680	147,5	\$1.327	Rp 17.584.476	Rp 23.291.156	Rp 4.998.949
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 843.793.808	33050,50	Rp 170.210.087	4398,2	\$39.584	Rp 524.482.745	Rp 694.692.832	Rp 149.100.977
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 810.042.056	31728,48	Rp 163.401.684	4222,3	\$38.000	Rp 503.503.435	Rp 666.905.119	Rp 143.136.937
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 1.458.075.701	57111,27	Rp 294.123.030	7600,1	\$68.400	Rp 906.306.183	Rp 1.200.429.214	Rp 257.646.487
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 3.111.911.565	121890,25	Rp 627.734.801	16220,5	\$145.984	Rp 1.934.292.363	Rp 2.562.027.164	Rp 549.884.401
Total Revenue Per Year										Rp 6.598.612.816

O. KMP. Portlink III – Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)			
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 7.670.853	300,46	Rp 1.547.364	40,0	\$400	Rp 5.297.806	Rp 6.845.170	Rp 825.683
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 7.364.019	288,44	Rp 1.485.470	38,4	\$384	Rp 5.085.893	Rp 6.571.363	Rp 792.656
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 13.255.234	519,19	Rp 2.673.846	69,1	\$691	Rp 9.154.608	Rp 11.828.454	Rp 1.426.780
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 28.290.105	1108,09	Rp 5.706.680	147,5	\$1.475	Rp 19.538.307	Rp 25.244.987	Rp 3.045.118
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 843.793.808	33050,50	Rp 170.210.087	4398,2	\$43.982	Rp 582.758.605	Rp 752.968.692	Rp 90.825.116
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 810.042.056	31728,48	Rp 163.401.684	4222,3	\$42.223	Rp 559.448.261	Rp 722.849.945	Rp 87.192.111
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 1.458.075.701	57111,27	Rp 294.123.030	7600,1	\$76.001	Rp 1.007.006.870	Rp 1.301.129.901	Rp 156.945.800
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 3.111.911.565	121890,25	Rp 627.734.801	16220,5	\$162.205	Rp 2.149.213.737	Rp 2.776.948.538	Rp 334.963.028
Total Revenue Per Year										Rp 4.019.556.332

P. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel			LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)			
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 12.994.276	300,46	Rp 2.621.205	40,0	\$ 320	Rp 4.238.244	Rp 6.859.450
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 12.474.505	288,44	Rp 2.516.357	38,4	\$ 307	Rp 4.068.715	Rp 6.585.072
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 22.454.108	519,19	Rp 4.529.443	69,1	\$ 553	Rp 7.323.686	Rp 11.853.129
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 47.922.889	1108,09	Rp 9.667.005	147,5	\$ 1.180	Rp 15.630.645	Rp 25.297.650
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 1.429.370.327	33050,50	Rp 288.332.582	4398,2	\$ 35.185	Rp 466.206.884	Rp 754.539.467
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 1.372.195.514	31728,48	Rp 276.799.279	4222,3	\$ 33.778	Rp 447.558.609	Rp 724.357.888
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 2.469.951.925	57111,27	Rp 498.238.702	7600,1	\$ 60.800	Rp 805.605.496	Rp 1.303.844.198
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 5.271.517.766	121890,25	Rp 1.063.370.564	16220,5	\$ 129.764	Rp 1.719.370.989	Rp 2.782.741.553
Total Revenue Per Year									Rp 29.865.314.557

Q. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel			LNG (Rupiah)	Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)			
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 12.994.276	300,46	Rp 2.621.205	40,0	\$ 360	Rp 4.768.025	Rp 7.389.230
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 12.474.505	288,44	Rp 2.516.357	38,4	\$ 345	Rp 4.577.304	Rp 7.093.661
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 22.454.108	519,19	Rp 4.529.443	69,1	\$ 622	Rp 8.239.147	Rp 12.768.590
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 47.922.889	1108,09	Rp 9.667.005	147,5	\$ 1.327	Rp 17.584.476	Rp 27.251.481
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 1.429.370.327	33050,50	Rp 288.332.582	4398,2	\$ 39.584	Rp 524.482.745	Rp 812.815.327
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 1.372.195.514	31728,48	Rp 276.799.279	4222,3	\$ 38.000	Rp 503.503.435	Rp 780.302.714
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 2.469.951.925	57111,27	Rp 498.238.702	7600,1	\$ 68.400	Rp 906.306.183	Rp 1.404.544.886
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 5.271.517.766	121890,25	Rp 1.063.370.564	16220,5	\$ 145.984	Rp 1.934.292.363	Rp 2.997.662.927
Total Revenue Per Year									Rp 27.286.258.073

R. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

No.	Variabel	Single Fuel		Dual Fuel				Total Dual Fuel Cost	Revenue
		HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	HSD (Liter)	HSD (Rupiah)	LNG (mmbtu)	LNG (USD)		
1	FOC Stand By / Trip	1489,49	Rp 12.994.276	300,46	Rp 2.621.205	40,0	\$ 400	Rp 5.297.806	Rp 7.919.011
2	FOC Maneuver / Trip	1429,91	Rp 12.474.505	288,44	Rp 2.516.357	38,4	\$ 384	Rp 5.085.893	Rp 7.602.250
3	FOC Full Away / Trip	2573,83	Rp 22.454.108	519,19	Rp 4.529.443	69,1	\$ 691	Rp 9.154.608	Rp 13.684.051
4	Total FOC / Trip	5493,22	Rp 47.922.889	1108,09	Rp 9.667.005	147,5	\$ 1.475	Rp 19.538.307	Rp 29.205.312
5	FOC Stand By / Bulan	163843,46	Rp 1.429.370.327	33050,50	Rp 288.332.582	4398,2	\$ 43.982	Rp 582.758.605	Rp 871.091.188
6	FOC Maneuver / Bulan	157289,72	Rp 1.372.195.514	31728,48	Rp 276.799.279	4222,3	\$ 42.223	Rp 559.448.261	Rp 836.247.540
7	FOC Full Away / Bulan	283121,50	Rp 2.469.951.925	57111,27	Rp 498.238.702	7600,1	\$ 76.001	Rp 1.007.006.870	Rp 1.505.245.573
8	Total FOC / Bulan	604254,67	Rp 5.271.517.766	121890,25	Rp 1.063.370.564	16220,5	\$ 162.205	Rp 2.149.213.737	Rp 3.212.584.301
Total Revenue Per Year									Rp 24.707.201.589

Lampiran VIII : Payback Period

A. KMP. Legundi – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Proceeds (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(9.745.260.938,42)
2		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(8.719.596.876,85)
3		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(7.693.932.815,27)
4		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(6.668.268.753,70)
5		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(5.642.604.692,12)
6		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(4.616.940.630,55)
7		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(3.591.276.568,97)
8		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(2.565.612.507,40)
9		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(1.539.948.445,82)
10	5.830.000.000	1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(6.344.284.384,25)
11		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(5.318.620.322,67)
12		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(4.292.956.261,10)
13		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(3.267.292.199,52)
14		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(2.241.628.137,94)
15		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(1.215.964.076,37)
16		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	(190.300.014,79)
17		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	835.364.046,78
18		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	1.861.028.108,36
19		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	2.886.692.169,93
20		1.423.164.062	397.500.000	430.837.000	594.827.062	1.025.664.062	3.912.356.231,51

B. KMP. Legundi – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(10.230.459.965,91)
2		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(9.689.994.931,81)
3		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(9.149.529.897,72)
4		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(8.609.064.863,62)
5		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(8.068.599.829,53)
6		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(7.528.134.795,44)
7		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(6.987.669.761,34)
8		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(6.447.204.727,25)
9		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(5.906.739.693,16)
10	5.830.000.000	937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(11.196.274.659,06)
11		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(10.655.809.624,97)
12		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(10.115.344.590,87)
13		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(9.574.879.556,78)
14		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(9.034.414.522,69)
15		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(8.493.949.488,59)
16		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(7.953.484.454,50)
17		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(7.413.019.420,41)
18		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(6.872.554.386,31)
19		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(6.332.089.352,22)
20		937.965.034	397.500.000	430.837.000	109.628.034	540.465.034	(5.791.624.318,12)

C. KMP. Legundi – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(10.597.061.988,26)
2		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(10.423.198.976,51)
3		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(10.249.335.964,77)
4		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(10.075.472.953,03)
5		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(9.901.609.941,28)
6		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(9.727.746.929,54)
7		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(9.553.883.917,80)
8		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(9.380.020.906,05)
9		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(9.206.157.894,31)
10	5.830.000.000	571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(14.862.294.882,56)
11		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(14.688.431.870,82)
12		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(14.514.568.859,08)
13		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(14.340.705.847,33)
14		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(14.166.842.835,59)
15		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.992.979.823,85)
16		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.819.116.812,10)
17		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.645.253.800,36)
18		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.471.390.788,62)
19		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.297.527.776,87)
20		571.363.012	397.500.000	430.837.000	(256.973.988)	173.863.012	(13.123.664.765,13)

D. KMP. Legundi – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	(6.537.266.371,91)
2		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	(2.303.607.743,81)
3		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	1.930.050.884,28
4		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	6.163.709.512,37
5		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	10.397.368.140,47
6		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	14.631.026.768,56
7		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	18.864.685.396,65
8		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	23.098.344.024,75
9		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	27.332.002.652,84
10	5.830.000.000	4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	25.735.661.280,93
11		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	29.969.319.909,03
12		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	34.202.978.537,12
13		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	38.436.637.165,22
14		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	42.670.295.793,31
15		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	46.903.954.421,40
16		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	51.137.613.049,50
17		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	55.371.271.677,59
18		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	59.604.930.305,68
19		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	63.838.588.933,78
20		4.631.158.628	397.500.000	430.837.000	3.802.821.628	4.233.658.628	68.072.247.561,87

E. KMP. Legundi – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	(6.937.195.850,83)
2		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	(3.103.466.701,67)
3		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	730.262.447,50
4		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	4.563.991.596,66
5		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	8.397.720.745,83
6		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	12.231.449.895,00
7		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	16.065.179.044,16
8		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	19.898.908.193,33
9		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	23.732.637.342,49
10	5.830.000.000	4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	21.736.366.491,66
11		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	25.570.095.640,82
12		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	29.403.824.789,99
13		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	33.237.553.939,16
14		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	37.071.283.088,32
15		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	40.905.012.237,49
16		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	44.738.741.386,65
17		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	48.572.470.535,82
18		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	52.406.199.684,99
19		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	56.239.928.834,15
20		4.231.229.149	397.500.000	430.837.000	3.402.892.149	3.833.729.149	60.073.657.983,32

F. KMP. Legundi – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.770.925.000				(10.770.925.000)	(10.770.925.000)	(10.770.925.000,00)
1		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	(7.337.125.329,76)
2		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	(3.903.325.659,52)
3		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	(469.525.989,29)
4		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	2.964.273.680,95
5		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	6.398.073.351,19
6		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	9.831.873.021,43
7		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	13.265.672.691,67
8		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	16.699.472.361,91
9		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	20.133.272.032,14
10	5.830.000.000	3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	17.737.071.702,38
11		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	21.170.871.372,62
12		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	24.604.671.042,86
13		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	28.038.470.713,10
14		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	31.472.270.383,34
15		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	34.906.070.053,57
16		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	38.339.869.723,81
17		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	41.773.669.394,05
18		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	45.207.469.064,29
19		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	48.641.268.734,53
20		3.831.299,670	397.500.000	430.837.000	3.002.962.670	3.433.799.670	52.075.068.404,77

G. KMP. Jatra I – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000						(10.036.345.000,00)
1		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(9.842.922.304,82)
2		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(9.649.499.609,63)
3		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(9.456.076.914,45)
4		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(9.262.654.219,27)
5		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(9.069.231.524,08)
6		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(8.875.808.828,90)
7		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(8.682.386.133,72)
8		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(8.488.963.438,53)
9		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(8.295.540.743,35)
10	5.830.000.000	792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(13.932.118.048,17)
11		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(13.738.695.352,98)
12		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(13.545.272.657,80)
13		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(13.351.849.962,62)
14		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(13.158.427.267,43)
15		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(12.965.004.572,25)
16		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(12.771.581.877,06)
17		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(12.578.159.181,88)
18		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(12.384.736.486,70)
19		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(12.191.313.791,51)
20		792.322.695	384.250.000	214.650.000	401.453.800	(208.031.105)	(11.997.891.096,33)

H. KMP. Jatra I – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000				(10.036.345.000)	(10.036.345.000)	(10.036.345.000,00)
1		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.914.437.750,25)
2		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.792.530.500,50)
3		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.670.623.250,75)
4		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.548.716.001,00)
5		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.426.808.751,25)
6		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.304.901.501,50)
7		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.182.994.251,75)
8		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(9.061.087.002,00)
9		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(8.939.179.752,25)
10	5.830.000.000	506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.647.272.502,50)
11		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.525.365.252,76)
12		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.403.458.003,01)
13		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.281.550.753,26)
14		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.159.643.503,51)
15		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(14.037.736.253,76)
16		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(13.915.829.004,01)
17		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(13.793.921.754,26)
18		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(13.672.014.504,51)
19		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(13.550.107.254,76)
20		506.157.250	384.250.000	401.453.800	(279.546.550)	121.907.250	(13.428.200.005,01)

I. KMP. Jatra I – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000				(10.036.345.000)	(10.036.345.000)	(10.036.345.000,00)
1		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(10.200.603.195,68)
2		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(10.364.861.391,37)
3		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(10.529.119.587,05)
4		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(10.693.377.782,74)
5		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(10.857.635.978,42)
6		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(11.021.894.174,11)
7		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(11.186.152.369,79)
8		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(11.350.410.565,48)
9		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(11.514.668.761,16)
10	5.830.000.000	219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(17.508.926.956,84)
11		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(17.673.185.152,53)
12		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(17.837.443.348,21)
13		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.001.701.543,90)
14		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.165.959.739,58)
15		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.330.217.935,27)
16		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.494.476.130,95)
17		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.658.734.326,64)
18		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.822.992.522,32)
19		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(18.987.250.718,00)
20		219.991.804	384.250.000	401.453.800	(565.711.996)	(164.258.196)	(19.151.508.913,69)

J. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Casflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000						(10.036.345.000,00)
1		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	(7.704.319.639,10)
2		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	(5.372.294.278,20)
3		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	(3.040.268.917,30)
4		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	(708.243.556,41)
5		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	1.623.781.804,49
6		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	3.955.807.165,39
7		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	6.287.832.526,29
8		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	8.619.857.887,19
9		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	10.951.883.248,09
10	5.830.000.000	2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	7.453.908.608,99
11		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	9.785.933.969,88
12		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	12.117.959.330,78
13		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	14.449.984.691,68
14		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	16.782.010.052,58
15		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	19.114.035.413,48
16		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	21.446.060.774,38
17		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	23.778.086.135,28
18		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	26.110.111.496,17
19		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	28.442.136.857,07
20		2.930.925.361	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.930.571.561	30.774.162.217,97

K. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000						(10.036.345.000,00)
1		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	(7.990.485.084,54)
2		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	(5.944.625.169,07)
3		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	(3.898.765.253,61)
4		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	(1.852.905.338,14)
5		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	192.954.577,32
6		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	2.238.814.492,79
7		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	4.284.674.408,25
8		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	6.330.534.323,72
9		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	8.376.394.239,18
10	5.830.000.000	2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	4.592.254.154,65
11		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	6.638.114.070,11
12		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	8.683.973.985,58
13		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	10.729.833.901,04
14		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	12.775.693.816,50
15		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	14.821.553.731,97
16		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	16.867.413.647,43
17		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	18.913.273.562,90
18		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	20.959.133.478,36
19		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	23.004.993.393,83
20		2.644.759.915	384.250.000	214.650.000	401.453.800	1.644.406.115	25.050.853.309,29

L. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Casflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	10.036.345.000						(10.036.345.000,00)
1		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	(8.276.650.529,97)
2		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	(6.516.956.059,94)
3		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	(4.757.261.589,91)
4		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	(2.997.567.119,88)
5		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	(1.237.872.649,85)
6		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	521.821.820,18
7		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	2.281.516.290,21
8		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	4.041.210.760,25
9		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	5.800.905.230,28
10	5.830.000.000	2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	1.730.599.700,31
11		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	3.490.294.170,34
12		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	5.249.988.640,37
13		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	7.009.683.110,40
14		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	8.769.377.580,43
15		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	10.529.072.050,46
16		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	12.288.766.520,49
17		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	14.048.460.990,52
18		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	15.808.155.460,55
19		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	17.567.849.930,58
20		2.358.594.470	384.250.000	401.453.800	1.358.240.670	1.759.694.470	19.327.544.400,61

M. KMP. Portlink III – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Casflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	(14.228.455.699,79)
2		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	(6.375.786.399,59)
3		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	1.476.882.900,62
4		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	9.329.552.200,82
5		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	17.182.221.501,03
6		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	25.034.890.801,24
7		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	32.887.560.101,44
8		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	40.740.229.401,65
9		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	48.592.898.701,86
10	11.660.000.000	9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	44.785.568.002,06
11		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	52.638.237.302,27
12		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	60.490.906.602,47
13		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	68.343.575.902,68
14		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	76.196.245.202,89
15		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	84.048.914.503,09
16		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	91.901.583.803,30
17		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	99.754.253.103,50
18		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	107.606.922.403,71
19		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	115.459.591.703,92
20		9.177.669.300	1.325.000.000	802.950.000	7.049.719.300	7.852.669.300	123.312.261.004,12

N. KMP. Portlink III – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	(16.807.512.183,93)
2		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	(11.533.899.367,87)
3		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	(6.260.286.551,80)
4		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	(986.673.735,74)
5		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	4.286.939.080,33
6		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	9.560.551.896,40
7		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	14.834.164.712,46
8		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	20.107.777.528,53
9		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	25.381.390.344,59
10	11.660.000.000	6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	18.995.003.160,66
11		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	24.268.615.976,73
12		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	29.542.228.792,79
13		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	34.815.841.608,86
14		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	40.089.454.424,92
15		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	45.363.067.240,99
16		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	50.636.680.057,06
17		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	55.910.292.873,12
18		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	61.183.905.689,19
19		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	66.457.518.505,25
20		6.598.612.816	1.325.000.000	802.950.000	4.470.662.816	5.273.612.816	71.731.131.321,32

O. KMP. Portlink III – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(19.386.568.668,07)
2		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(16.692.012.336,15)
3		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(13.997.456.004,22)
4		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(11.302.899.672,30)
5		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(8.608.343.340,37)
6		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(5.913.787.008,44)
7		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(3.219.230.676,52)
8		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(524.674.344,59)
9		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	2.169.881.987,33
10	11.660.000.000	4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(6.795.561.680,74)
11		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(4.101.005.348,81)
12		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	(1.406.449.016,89)
13		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	1.288.107.315,04
14		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	3.982.663.646,96
15		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	6.677.219.978,89
16		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	9.371.776.310,81
17		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	12.066.332.642,74
18		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	14.760.888.974,67
19		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	17.455.445.306,59
20		4.019.556.332	1.325.000.000	802.950.000	1.891.606.332	2.694.556.332	20.150.001.638,52

P. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	6.459.189.557,19
2		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	34.999.504.114,38
3		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	63.539.818.671,57
4		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	92.080.133.228,76
5		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	120.620.447.785,95
6		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	149.160.762.343,15
7		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	177.701.076.900,34
8		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	206.241.391.457,53
9		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	234.781.706.014,72
10	11.660.000.000	29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	251.662.020.571,91
11		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	280.202.335.129,10
12		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	308.742.649.686,29
13		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	337.282.964.243,48
14		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	365.823.278.800,67
15		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	394.363.593.357,86
16		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	422.903.907.915,05
17		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	451.444.222.472,24
18		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	479.984.537.029,44
19		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	508.524.851.586,63
20		29.865.314.557	1.325.000.000	802.950.000	27.737.364.557	28.540.314.557	537.065.166.143,82

Q. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Cashflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	3.880.133.073,05
2		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	29.841.391.146,10
3		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	55.802.649.219,15
4		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	81.763.907.292,20
5		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	107.725.165.365,25
6		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	133.686.423.438,30
7		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	159.647.681.511,36
8		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	185.608.939.584,41
9		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	211.570.197.657,46
10	11.660.000.000	27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	225.871.455.730,51
11		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	251.832.713.803,56
12		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	277.793.971.876,61
13		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	303.755.229.949,66
14		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	329.716.488.022,71
15		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	355.677.746.095,76
16		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	381.639.004.168,81
17		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	407.600.262.241,86
18		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	433.561.520.314,91
19		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	459.522.778.387,96
20		27.286.258.073	1.325.000.000	802.950.000	25.158.308.073	25.961.258.073	485.484.036.461,01

R. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Revenue (Rp)	Operasional Cost (Rp)	Depresiasi (Rp)	Cash Flow (Rp)	Casflow without depreciation (Rp)	Cumulative Cash Flow (Rp)
0	22.081.125.000				(22.081.125.000)	(22.081.125.000)	(22.081.125.000,00)
1		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	1.301.076.588,91
2		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	24.683.278.177,82
3		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	48.065.479.766,73
4		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	71.447.681.355,64
5		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	94.829.882.944,55
6		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	118.212.084.533,46
7		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	141.594.286.122,37
8		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	164.976.487.711,29
9		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	188.358.689.300,20
10	11.660.000.000	24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	200.080.890.889,11
11		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	223.463.092.478,02
12		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	246.845.294.066,93
13		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	270.227.495.655,84
14		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	293.609.697.244,75
15		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	316.991.898.833,66
16		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	340.374.100.422,57
17		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	363.756.302.011,48
18		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	387.138.503.600,39
19		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	410.520.705.189,30
20		24.707.201.589	1.325.000.000	802.950.000	22.579.251.589	23.382.201.589	433.902.906.778,21

Lampiran IX : Nett Present Value

A. KMP. Legundi – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present Value
			Rate	(Rp)	Rate	(Rp)	Rate	(Rp)
			5%		6%		7%	
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		1.025.664.062	0,95	976.822.916	0,9434	967.607.605	0,9346	958.564.544
2		1.025.664.062	0,91	930.307.539	0,8900	912.837.363	0,8734	895.854.714
3		1.025.664.062	0,86	886.007.180	0,8396	861.167.324	0,8163	837.247.396
4		1.025.664.062	0,82	843.816.362	0,7921	812.422.004	0,7629	782.474.202
5		1.025.664.062	0,78	803.634.630	0,7473	766.435.853	0,7130	731.284.301
6		1.025.664.062	0,75	765.366.315	0,7050	723.052.691	0,6663	683.443.272
7		1.025.664.062	0,71	728.920.300	0,6651	682.125.180	0,6227	638.732.030
8		1.025.664.062	0,68	694.209.809	0,6274	643.514.321	0,5820	596.945.822
9		1.025.664.062	0,64	661.152.199	0,5919	607.088.982	0,5439	557.893.292
10	5.830.000.000	1.025.664.062	0,61	(5.200.331.239)	0,5584	(5.257.274.545)	0,5083	(5.308.604.400)
11		1.025.664.062	0,58	599.684.534	0,5268	540.307.033	0,4751	487.285.607
12		1.025.664.062	0,56	571.128.128	0,4970	509.723.616	0,4440	455.407.110
13		1.025.664.062	0,53	543.931.550	0,4688	480.871.336	0,4150	425.614.121
14		1.025.664.062	0,51	518.030.048	0,4423	453.652.204	0,3878	397.770.207
15		1.025.664.062	0,48	493.361.951	0,4173	427.973.777	0,3624	371.747.857
16		1.025.664.062	0,46	469.868.524	0,3936	403.748.846	0,3387	347.427.903
17		1.025.664.062	0,44	447.493.833	0,3714	380.895.138	0,3166	324.698.975
18		1.025.664.062	0,42	426.184.603	0,3503	359.335.036	0,2959	303.456.986
19		1.025.664.062	0,40	405.890.098	0,3305	338.995.317	0,2765	283.604.660
20		1.025.664.062	0,38	386.561.998	0,3118	319.806.903	0,2584	265.051.084
			NPV 5%	(3.818.883.724)	NPV 6%	(4.836.639.017)	NPV 7%	(5.735.025.321)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
10%	(10.770.925.000)	15%	(10.770.925.000)	20%	(10.770.925.000)	25%	(10.770.925.000)
0,9091	932.421.874	0,8696	891.881.793	0,8333	854.720.051	0,8000	781.458.333
0,8264	847.656.249	0,7561	775.549.385	0,6944	712.266.709	0,6400	595.396.825
0,7513	770.596.590	0,6575	674.390.770	0,5787	593.555.591	0,5120	453.635.676
0,6830	700.542.355	0,5718	586.426.756	0,4823	494.629.659	0,4096	345.627.182
0,6209	636.856.686	0,4972	509.936.310	0,4019	412.191.383	0,3277	263.334.996
0,5645	578.960.624	0,4323	443.422.878	0,3349	343.492.819	0,2621	200.636.187
0,5132	526.327.840	0,3759	385.585.111	0,2791	286.244.016	0,2097	152.865.666
0,4665	478.479.854	0,3269	335.291.401	0,2326	238.536.680	0,1678	116.469.079
0,4241	434.981.686	0,2843	291.557.740	0,1938	198.780.567	0,1342	88.738.346
0,3855	(5.434.562.104)	0,2472	(5.576.471.530)	0,1615	(5.664.349.528)	0,1074	(6.388.381.315)
0,3505	359.488.996	0,2149	220.459.539	0,1346	138.042.060	0,0859	51.512.509
0,3186	326.808.179	0,1869	191.703.947	0,1122	115.035.050	0,0687	39.247.626
0,2897	297.098.344	0,1625	166.699.084	0,0935	95.862.542	0,0550	29.902.953
0,2633	270.089.404	0,1413	144.955.725	0,0779	79.885.451	0,0440	22.783.202
0,2394	245.535.822	0,1229	126.048.457	0,0649	66.571.210	0,0352	17.358.630
0,2176	223.214.383	0,1069	109.607.354	0,0541	55.476.008	0,0281	13.225.623
0,1978	202.922.167	0,0929	95.310.742	0,0451	46.230.007	0,0225	10.076.665
0,1799	184.474.697	0,0808	82.878.906	0,0376	38.525.006	0,0180	7.677.459
0,1635	167.704.270	0,0703	72.068.614	0,0313	32.104.171	0,0144	5.849.493
0,1486	152.458.427	0,0611	62.668.360	0,0261	26.753.476	0,0115	4.456.756
NPV 10%	(7.868.868.657)	NPV 15%	(10.180.953.658)	NPV 20%	(11.606.372.072)	NPV 25%	(13.959.053.107)

B. KMP. Legundi – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount Rate 0,0%	Net Present Value (Rp)	Discount Rate 5%	Net Present Value (Rp)	Discount Rate 7%	Net Present Value (Rp)
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		540.465.034	1,00	540.465.034	0,9524	514.728.604	0,9346	505.107.508
2		540.465.034	1,00	540.465.034	0,9070	490.217.718	0,8734	472.063.092
3		540.465.034	1,00	540.465.034	0,8638	466.874.017	0,8163	441.180.460
4		540.465.034	1,00	540.465.034	0,8227	444.641.921	0,7629	412.318.187
5		540.465.034	1,00	540.465.034	0,7835	423.468.496	0,7130	385.344.100
6		540.465.034	1,00	540.465.034	0,7462	403.303.330	0,6663	360.134.673
7		540.465.034	1,00	540.465.034	0,7107	384.098.409	0,6227	336.574.460
8		540.465.034	1,00	540.465.034	0,6768	365.808.009	0,5820	314.555.571
9		540.465.034	1,00	540.465.034	0,6446	348.388.580	0,5439	293.977.169
10	5.830.000.000	540.465.034	1,00	(5.289.534.966)	0,6139	(5.498.201.352)	0,5083	(5.555.254.982)
11		540.465.034	1,00	540.465.034	0,5847	315.998.712	0,4751	256.771.044
12		540.465.034	1,00	540.465.034	0,5568	300.951.154	0,4440	239.972.939
13		540.465.034	1,00	540.465.034	0,5303	286.620.147	0,4150	224.273.774
14		540.465.034	1,00	540.465.034	0,5051	272.971.568	0,3878	209.601.658
15		540.465.034	1,00	540.465.034	0,4810	259.972.922	0,3624	195.889.400
16		540.465.034	1,00	540.465.034	0,4581	247.593.259	0,3387	183.074.206
17		540.465.034	1,00	540.465.034	0,4363	235.803.104	0,3166	171.097.389
18		540.465.034	1,00	540.465.034	0,4155	224.574.385	0,2959	159.904.102
19		540.465.034	1,00	540.465.034	0,3957	213.880.367	0,2765	149.443.086
20		540.465.034	1,00	540.465.034	0,3769	203.695.587	0,2584	139.666.435
			NPV 1%	(5.791.624.318)	NPV 5%	(9.865.536.062)	NPV 7%	(10.875.230.730)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
10%	(10.770.925.000)	15%	(10.770.925.000)	20%	(10.770.925.000)	25%	(10.770.925.000)
0,9091	491.331.849	0,8696	469.969.595	0,8333	450.387.528	0,8000	432.372.027
0,8264	446.665.317	0,7561	408.669.213	0,6944	375.322.940	0,6400	345.897.622
0,7513	406.059.379	0,6575	355.364.533	0,5787	312.769.117	0,5120	276.718.097
0,6830	369.144.890	0,5718	309.012.637	0,4823	260.640.931	0,4096	221.374.478
0,6209	335.586.264	0,4972	268.706.641	0,4019	217.200.776	0,3277	177.099.582
0,5645	305.078.422	0,4323	233.657.949	0,3349	181.000.646	0,2621	141.679.666
0,5132	277.344.020	0,3759	203.180.825	0,2791	150.833.872	0,2097	113.343.733
0,4665	252.130.927	0,3269	176.678.978	0,2326	125.694.893	0,1678	90.674.986
0,4241	229.209.934	0,2843	153.633.894	0,1938	104.745.744	0,1342	72.539.989
0,3855	(5.621.627.333)	0,2472	(5.696.405.309)	0,1615	(5.742.711.880)	0,1074	(6.397.959.492)
0,3505	189.429.697	0,2149	116.169.296	0,1346	72.740.100	0,0859	46.425.593
0,3186	172.208.816	0,1869	101.016.779	0,1122	60.616.750	0,0687	37.140.474
0,2897	156.553.469	0,1625	87.840.678	0,0935	50.513.959	0,0550	29.712.379
0,2633	142.321.335	0,1413	76.383.198	0,0779	42.094.965	0,0440	23.769.904
0,2394	129.383.032	0,1229	66.420.172	0,0649	35.079.138	0,0352	19.015.923
0,2176	117.620.938	0,1069	57.756.671	0,0541	29.232.615	0,0281	15.212.738
0,1978	106.928.126	0,0929	50.223.193	0,0451	24.360.512	0,0225	12.170.191
0,1799	97.207.387	0,0808	43.672.341	0,0376	20.300.427	0,0180	9.736.153
0,1635	88.370.352	0,0703	37.975.949	0,0313	16.917.023	0,0144	7.788.922
0,1486	80.336.683	0,0611	33.022.564	0,0261	14.097.519	0,0115	6.231.138
NPV 10%	(11.999.641.494)	NPV 15%	(13.217.975.202)	NPV 20%	(13.969.087.423)	NPV 25%	(15.089.980.897)

C. KMP. Legundi – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount Rate 0,0%	Net Present Value (Rp)	Discount Rate 5%	Net Present Value (Rp)	Discount Rate 7%	Net Present Value (Rp)
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		173.863.012	1,00	173.863.012	0,9524	165.583.821	0,9346	162.488.796
2		173.863.012	1,00	173.863.012	0,9070	157.698.877	0,8734	151.858.688
3		173.863.012	1,00	173.863.012	0,8638	150.189.407	0,8163	141.924.007
4		173.863.012	1,00	173.863.012	0,8227	143.037.530	0,7629	132.639.259
5		173.863.012	1,00	173.863.012	0,7835	136.226.219	0,7130	123.961.924
6		173.863.012	1,00	173.863.012	0,7462	129.739.256	0,6663	115.852.266
7		173.863.012	1,00	173.863.012	0,7107	123.561.196	0,6227	108.273.146
8		173.863.012	1,00	173.863.012	0,6768	117.677.330	0,5820	101.189.856
9		173.863.012	1,00	173.863.012	0,6446	112.073.648	0,5439	94.569.959
10	5.830.000.000	173.863.012	1,00	(5.656.136.988)	0,6139	(5.723.263.193)	0,5083	(5.741.616.861)
11		173.863.012	1,00	173.863.012	0,5847	101.654.102	0,4751	82.601.064
12		173.863.012	1,00	173.863.012	0,5568	96.813.431	0,4440	77.197.256
13		173.863.012	1,00	173.863.012	0,5303	92.203.267	0,4150	72.146.969
14		173.863.012	1,00	173.863.012	0,5051	87.812.635	0,3878	67.427.074
15		173.863.012	1,00	173.863.012	0,4810	83.631.081	0,3624	63.015.957
16		173.863.012	1,00	173.863.012	0,4581	79.648.649	0,3387	58.893.417
17		173.863.012	1,00	173.863.012	0,4363	75.855.856	0,3166	55.040.577
18		173.863.012	1,00	173.863.012	0,4155	72.243.672	0,2959	51.439.792
19		173.863.012	1,00	173.863.012	0,3957	68.803.498	0,2765	48.074.572
20		173.863.012	1,00	173.863.012	0,3769	65.527.141	0,2584	44.929.506
			NPV 1%	(13.123.664.765)	NPV 5%	(14.434.207.577)	NPV 7%	(14.759.017.777)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
10%	(10.770.925.000)	15%	(10.770.925.000)	20%	(10.770.925.000)	25%	(10.770.925.000)
0,9091	158.057.283	0,8696	151.185.228	0,8333	144.885.843	0,8000	139.090.409
0,8264	143.688.439	0,7561	131.465.415	0,6944	120.738.203	0,6400	111.272.328
0,7513	130.625.854	0,6575	114.317.752	0,5787	100.615.169	0,5120	89.017.862
0,6830	118.750.776	0,5718	99.406.741	0,4823	83.845.974	0,4096	71.214.290
0,6209	107.955.251	0,4972	86.440.645	0,4019	69.871.645	0,3277	56.971.432
0,5645	98.141.138	0,4323	75.165.778	0,3349	58.226.371	0,2621	45.577.145
0,5132	89.219.216	0,3759	65.361.546	0,2791	48.521.976	0,2097	36.461.716
0,4665	81.108.378	0,3269	56.836.127	0,2326	40.434.980	0,1678	29.169.373
0,4241	73.734.889	0,2843	49.422.719	0,1938	33.695.816	0,1342	23.335.498
0,3855	(5.762.968.283)	0,2472	(5.787.023.723)	0,1615	(5.801.920.153)	0,1074	(6.437.323.085)
0,3505	60.937.925	0,2149	37.370.676	0,1346	23.399.873	0,0859	14.934.719
0,3186	55.398.114	0,1869	32.496.240	0,1122	19.499.894	0,0687	11.947.775
0,2897	50.361.921	0,1625	28.257.600	0,0935	16.249.911	0,0550	9.558.220
0,2633	45.783.565	0,1413	24.571.826	0,0779	13.541.593	0,0440	7.646.576
0,2394	41.621.423	0,1229	21.366.805	0,0649	11.284.661	0,0352	6.117.261
0,2176	37.837.657	0,1069	18.579.831	0,0541	9.403.884	0,0281	4.893.809
0,1978	34.397.870	0,0929	16.156.375	0,0451	7.836.570	0,0225	3.915.047
0,1799	31.270.791	0,0808	14.049.021	0,0376	6.530.475	0,0180	3.132.038
0,1635	28.427.992	0,0703	12.216.540	0,0313	5.442.062	0,0144	2.505.630
0,1486	25.843.629	0,0611	10.623.079	0,0261	4.535.052	0,0115	2.004.504
NPV 10%	(15.120.731.171)	NPV 15%	(15.512.658.778)	NPV 20%	(15.754.285.202)	NPV 25%	(16.539.482.453)

D. KMP. Legundi – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)
			Rate 5%		Rate 10%		Rate 15%	
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		4.233.658.628	0,95	4.032.055.836	0,9091	3.848.780.571	0,8696	3.681.442.285
2		4.233.658.628	0,91	3.840.053.177	0,8264	3.498.891.428	0,7561	3.201.254.161
3		4.233.658.628	0,86	3.657.193.502	0,7513	3.180.810.389	0,6575	2.783.699.271
4		4.233.658.628	0,82	3.483.041.431	0,6830	2.891.645.808	0,5718	2.420.608.061
5		4.233.658.628	0,78	3.317.182.315	0,6209	2.628.768.917	0,4972	2.104.876.575
6		4.233.658.628	0,75	3.159.221.252	0,5645	2.389.789.924	0,4323	1.830.327.457
7		4.233.658.628	0,71	3.008.782.145	0,5132	2.172.536.295	0,3759	1.591.589.093
8		4.233.658.628	0,68	2.865.506.805	0,4665	1.975.032.995	0,3269	1.383.990.515
9		4.233.658.628	0,64	2.729.054.100	0,4241	1.795.484.541	0,2843	1.203.470.013
10	5.830.000.000	4.233.658.628	0,61	(3.230.900.857)	0,3855	(4.197.741.326)	0,2472	(4.783.504.336)
11		4.233.658.628	0,58	2.475.332.517	0,3505	1.483.871.522	0,2149	909.996.229
12		4.233.658.628	0,56	2.357.459.540	0,3186	1.348.974.111	0,1869	791.301.069
13		4.233.658.628	0,53	2.245.199.562	0,2897	1.226.340.101	0,1625	688.087.886
14		4.233.658.628	0,51	2.138.285.297	0,2633	1.114.854.637	0,1413	598.337.292
15		4.233.658.628	0,48	2.036.462.188	0,2394	1.013.504.215	0,1229	520.293.298
16		4.233.658.628	0,46	1.939.487.798	0,2176	921.367.468	0,1069	452.428.954
17		4.233.658.628	0,44	1.847.131.236	0,1978	837.606.790	0,0929	393.416.482
18		4.233.658.628	0,42	1.759.172.606	0,1799	761.460.718	0,0808	342.101.289
19		4.233.658.628	0,40	1.675.402.482	0,1635	692.237.016	0,0703	297.479.382
20		4.233.658.628	0,38	1.595.621.411	0,1486	629.306.378	0,0611	258.677.723
			NPV 5%	36.159.819.342	NPV 10%	19.442.597.498	NPV 15%	9.898.947.700

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%		25%		30%	<th>35%</th> <td></td>	35%	
	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
0,8333	3.528.048.857	0,8000	3.386.926.902	0,7692	3.256.660.483	0,7407	2.986.708.027
0,6944	2.940.040.714	0,6400	2.709.541.522	0,5917	2.505.123.449	0,5487	2.107.025.063
0,5787	2.450.033.928	0,5120	2.167.633.218	0,4552	1.927.018.037	0,4064	1.486.437.434
0,4823	2.041.694.940	0,4096	1.734.106.574	0,3501	1.482.321.567	0,3011	1.048.633.111
0,4019	1.701.412.450	0,3277	1.387.285.259	0,2693	1.140.247.359	0,2230	739.776.445
0,3349	1.417.843.709	0,2621	1.109.828.207	0,2072	877.113.353	0,1652	521.888.145
0,2791	1.181.536.424	0,2097	887.862.566	0,1594	674.702.580	0,1224	368.175.058
0,2326	984.613.686	0,1678	710.290.053	0,1226	519.001.984	0,0906	259.735.491
0,1938	820.511.405	0,1342	568.232.042	0,0943	399.232.296	0,0671	183.234.914
0,1615	(5.146.240.496)	0,1074	(5.375.414.366)	0,0725	(5.522.898.234)	0,0497	(5.619.438.895)
0,1346	569.799.587	0,0859	363.668.507	0,0558	236.232.128	0,0368	91.193.124
0,1122	474.832.989	0,0687	290.934.806	0,0429	181.717.021	0,0273	64.333.774
0,0935	395.694.158	0,0550	232.747.844	0,0330	139.782.324	0,0202	45.385.378
0,0779	329.745.131	0,0440	186.198.276	0,0254	107.524.865	0,0150	32.017.903
0,0649	274.787.610	0,0352	148.958.620	0,0195	82.711.434	0,0111	22.587.586
0,0541	228.989.675	0,0281	119.166.896	0,0150	63.624.180	0,0082	15.934.805
0,0451	190.824.729	0,0225	95.333.517	0,0116	48.941.677	0,0061	11.241.485
0,0376	159.020.607	0,0180	76.266.814	0,0089	37.647.444	0,0045	7.930.501
0,0313	132.517.173	0,0144	61.013.451	0,0068	28.959.572	0,0033	5.594.710
0,0261	110.430.977	0,0115	48.810.761	0,0053	22.276.594	0,0025	3.946.885
NPV 20%	4.015.213.254	NPV 25%	138.466.469	NPV 30%	(2.562.984.886)	NPV 35%	(6.388.584.057)

E. KMP. Legundi – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present
			Rate 5%	(Rp)	Rate 10%	(Rp)	Rate 15%	Value (Rp)
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		3.833.729.149	0,95	3.651.170.618	0,9091	3.485.208.317	0,8696	3.333.677.521
2		3.833.729.149	0,91	3.477.305.351	0,8264	3.168.371.198	0,7561	2.898.850.018
3		3.833.729.149	0,86	3.311.719.382	0,7513	2.880.337.452	0,6575	2.520.739.146
4		3.833.729.149	0,82	3.154.018.459	0,6830	2.618.488.593	0,5718	2.191.947.084
5		3.833.729.149	0,78	3.003.827.104	0,6209	2.380.444.176	0,4972	1.906.040.942
6		3.833.729.149	0,75	2.860.787.718	0,5645	2.164.040.160	0,4323	1.657.426.906
7		3.833.729.149	0,71	2.724.559.731	0,5132	1.967.309.236	0,3759	1.441.240.788
8		3.833.729.149	0,68	2.594.818.792	0,4665	1.788.462.942	0,3269	1.253.252.859
9		3.833.729.149	0,64	2.471.255.992	0,4241	1.625.875.402	0,2843	1.089.785.095
10	5.830.000.000	3.833.729.149	0,61	(3.476.422.865)	0,3855	(4.351.931.453)	0,2472	(4.882.360.787)
11		3.833.729.149	0,58	2.241.502.033	0,3505	1.343.698.679	0,2149	824.034.098
12		3.833.729.149	0,56	2.134.763.841	0,3186	1.221.544.254	0,1869	716.551.390
13		3.833.729.149	0,53	2.033.108.420	0,2897	1.110.494.776	0,1625	623.088.165
14		3.833.729.149	0,51	1.936.293.734	0,2633	1.009.540.706	0,1413	541.815.796
15		3.833.729.149	0,48	1.844.089.270	0,2394	917.764.278	0,1229	471.144.170
16		3.833.729.149	0,46	1.756.275.495	0,2176	834.331.162	0,1069	409.690.583
17		3.833.729.149	0,44	1.672.643.329	0,1978	758.482.874	0,0929	356.252.681
18		3.833.729.149	0,42	1.592.993.647	0,1799	689.529.886	0,0808	309.784.940
19		3.833.729.149	0,40	1.517.136.806	0,1635	626.845.351	0,0703	269.378.208
20		3.833.729.149	0,38	1.444.892.197	0,1486	569.859.410	0,0611	234.241.920
			NPV 5%	31.175.814.053	NPV 10%	16.037.772.396	NPV 15%	7.395.656.525

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%		25%		30%	<th>35%</th> <td></td>	35%	
	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
0,8333	3.194.774.291	0,8000	3.066.983.319	0,7692	2.949.022.422	0,7407	2.704.570.828
0,6944	2.662.311.909	0,6400	2.453.586.655	0,5917	2.268.478.786	0,5487	1.907.986.475
0,5787	2.218.593.258	0,5120	1.962.869.324	0,4552	1.744.983.682	0,4064	1.346.022.205
0,4823	1.848.827.715	0,4096	1.570.295.459	0,3501	1.342.295.140	0,3011	949.574.748
0,4019	1.540.689.762	0,3277	1.256.236.368	0,2693	1.032.534.723	0,2230	669.894.002
0,3349	1.283.908.135	0,2621	1.004.989.094	0,2072	794.257.479	0,1652	472.588.361
0,2791	1.069.923.446	0,2097	803.991.275	0,1594	610.967.292	0,1224	333.395.669
0,2326	891.602.872	0,1678	643.193.020	0,1226	469.974.840	0,0906	235.199.767
0,1938	743.002.393	0,1342	514.554.416	0,0943	361.519.108	0,0671	165.925.761
0,1615	(5.210.831.339)	0,1074	(5.418.356.467)	0,0725	(5.551.908.379)	0,0497	(5.540.044.821)
0,1346	515.973.884	0,0859	329.314.826	0,0558	213.916.632	0,0368	82.578.632
0,1122	429.978.237	0,0687	263.451.861	0,0429	164.551.255	0,0273	58.256.530
0,0935	358.315.197	0,0550	210.761.489	0,0330	126.577.889	0,0202	41.098.081
0,0779	298.595.998	0,0440	168.609.191	0,0254	97.367.607	0,0150	28.993.356
0,0649	248.829.998	0,0352	134.887.353	0,0195	74.898.159	0,0111	20.453.866
0,0541	207.358.332	0,0281	107.909.882	0,0150	57.613.968	0,0082	14.429.535
0,0451	172.798.610	0,0225	86.327.906	0,0116	44.318.437	0,0061	10.179.566
0,0376	143.998.841	0,0180	69.062.325	0,0089	34.091.106	0,0045	7.181.352
0,0313	119.999.035	0,0144	55.249.860	0,0068	26.223.927	0,0033	5.066.209
0,0261	99.999.195	0,0115	44.199.888	0,0053	20.172.252	0,0025	3.574.045
NPV 20%	2.067.724.768	NPV 25%	(1.442.807.954)	NPV 30%	(3.889.068.675)	NPV 35%	(7.254.000.832)

F. KMP. Legundi – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present
			Rate 5%	(Rp)	Rate 10%	(Rp)	Rate 15%	Value (Rp)
0	10.770.925.000	(10.770.925.000)	1,00	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
1		3.433.799.670	0,95	3.270.285.400	0,9091	3.121.636.064	0,8696	2.985.912.757
2		3.433.799.670	0,91	3.114.557.524	0,8264	2.837.850.967	0,7561	2.596.445.875
3		3.433.799.670	0,86	2.966.245.261	0,7513	2.579.864.516	0,6575	2.257.779.022
4		3.433.799.670	0,82	2.824.995.487	0,6830	2.345.331.378	0,5718	1.963.286.106
5		3.433.799.670	0,78	2.690.471.892	0,6209	2.132.119.434	0,4972	1.707.205.310
6		3.433.799.670	0,75	2.562.354.183	0,5645	1.938.290.395	0,4323	1.484.526.356
7		3.433.799.670	0,71	2.440.337.317	0,5132	1.762.082.177	0,3759	1.290.892.484
8		3.433.799.670	0,68	2.324.130.778	0,4665	1.601.892.888	0,3269	1.122.515.203
9		3.433.799.670	0,64	2.213.457.884	0,4241	1.456.266.262	0,2843	976.100.177
10	5.830.000.000	3.433.799.670	0,61	(3.721.944.872)	0,3855	(4.506.121.580)	0,2472	(4.981.217.238)
11		3.433.799.670	0,58	2.007.671.550	0,3505	1.203.525.836	0,2149	738.071.967
12		3.433.799.670	0,56	1.912.068.143	0,3186	1.094.114.397	0,1869	641.801.711
13		3.433.799.670	0,53	1.821.017.279	0,2897	994.649.452	0,1625	558.088.444
14		3.433.799.670	0,51	1.734.302.170	0,2633	904.226.774	0,1413	485.294.299
15		3.433.799.670	0,48	1.651.716.353	0,2394	822.024.340	0,1229	421.995.043
16		3.433.799.670	0,46	1.573.063.193	0,2176	747.294.855	0,1069	366.952.211
17		3.433.799.670	0,44	1.498.155.422	0,1978	679.358.959	0,0929	319.088.879
18		3.433.799.670	0,42	1.426.814.688	0,1799	617.599.053	0,0808	277.468.591
19		3.433.799.670	0,40	1.358.871.131	0,1635	561.453.685	0,0703	241.277.035
20		3.433.799.670	0,38	1.294.162.982	0,1486	510.412.441	0,0611	209.806.118
			NPV 5%	26.191.808.765	NPV 10%	12.632.947.293	NPV 15%	4.892.365.350

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%		25%		30%	<th>35%</th> <td></td>	35%	
	(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)		(10.770.925.000)
0,8333	2.861.499.725	0,8000	2.747.039.736	0,7692	2.641.384.362	0,7407	2.422.433.630
0,6944	2.384.583.104	0,6400	2.197.631.789	0,5917	2.031.834.124	0,5487	1.708.947.887
0,5787	1.987.152.587	0,5120	1.758.105.431	0,4552	1.562.949.326	0,4064	1.205.606.975
0,4823	1.655.960.489	0,4096	1.406.484.345	0,3501	1.202.268.713	0,3011	850.516.384
0,4019	1.379.967.074	0,3277	1.125.187.476	0,2693	924.822.087	0,2230	600.011.559
0,3349	1.149.972.562	0,2621	900.149.981	0,2072	711.401.605	0,1652	423.288.578
0,2791	958.310.468	0,2097	720.119.985	0,1594	547.232.004	0,1224	298.616.280
0,2326	798.592.057	0,1678	576.095.988	0,1226	420.947.695	0,0906	210.664.043
0,1938	665.493.381	0,1342	460.876.790	0,0943	323.805.919	0,0671	148.616.609
0,1615	(5.275.422.183)	0,1074	(5.461.298.568)	0,0725	(5.580.918.523)	0,0497	(5.659.219.898)
0,1346	462.148.181	0,0859	294.961.146	0,0558	191.601.136	0,0368	73.964.140
0,1122	385.123.484	0,0687	235.968.917	0,0429	147.385.489	0,0273	52.179.287
0,0935	320.936.237	0,0550	188.775.133	0,0330	113.373.453	0,0202	36.810.785
0,0779	267.446.864	0,0440	151.020.107	0,0254	87.210.349	0,0150	25.968.808
0,0649	222.872.387	0,0352	120.816.085	0,0195	67.084.884	0,0111	18.320.146
0,0541	185.726.989	0,0281	96.652.868	0,0150	51.603.757	0,0082	12.924.266
0,0451	154.772.491	0,0225	77.322.295	0,0116	39.695.197	0,0061	9.117.648
0,0376	128.977.076	0,0180	61.857.836	0,0089	30.534.767	0,0045	6.432.203
0,0313	107.480.896	0,0144	49.486.269	0,0068	23.488.282	0,0033	4.537.709
0,0261	89.567.414	0,0115	39.589.015	0,0053	18.067.910	0,0025	3.201.206
NPV 20%	120.236.283	NPV 25%	(3.024.082.378)	NPV 30%	(5.215.152.464)	NPV 35%	(8.317.986.756)

G. KMP. Jatra I – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
			0%		5%		10%	
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)		(10.036.345.000)		(10.036.345.000)
1		193.422.695	1,00	193.422.695	0,9524	184.212.091	0,9091	175.838.814
2		193.422.695	1,00	193.422.695	0,9070	175.440.086	0,8264	159.853.467
3		193.422.695	1,00	193.422.695	0,8638	167.085.797	0,7513	145.321.334
4		193.422.695	1,00	193.422.695	0,8227	159.129.330	0,6830	132.110.303
5		193.422.695	1,00	193.422.695	0,7835	151.551.743	0,6209	120.100.276
6		193.422.695	1,00	193.422.695	0,7462	144.334.993	0,5645	109.182.069
7		193.422.695	1,00	193.422.695	0,7107	137.461.898	0,5132	99.256.426
8		193.422.695	1,00	193.422.695	0,6768	130.916.094	0,4665	90.233.115
9		193.422.695	1,00	193.422.695	0,6446	124.681.994	0,4241	82.030.104
10	5.830.000.000	193.422.695	1,00	(5.636.577.305)	0,6139	(5.711.255.244)	0,3855	(5.755.427.178)
11		193.422.695	1,00	193.422.695	0,5847	113.090.244	0,3505	67.793.475
12		193.422.695	1,00	193.422.695	0,5568	107.704.994	0,3186	61.630.432
13		193.422.695	1,00	193.422.695	0,5303	102.576.185	0,2897	56.027.665
14		193.422.695	1,00	193.422.695	0,5051	97.691.605	0,2633	50.934.241
15		193.422.695	1,00	193.422.695	0,4810	93.039.624	0,2394	46.303.855
16		193.422.695	1,00	193.422.695	0,4581	88.609.165	0,2176	42.094.414
17		193.422.695	1,00	193.422.695	0,4363	84.389.681	0,1978	38.267.649
18		193.422.695	1,00	193.422.695	0,4155	80.371.125	0,1799	34.788.772
19		193.422.695	1,00	193.422.695	0,3957	76.543.929	0,1635	31.626.156
20		193.422.695	1,00	193.422.695	0,3769	72.898.980	0,1486	28.751.051
			NPV 0%	(11.997.891.096)	NPV 5%	(13.455.870.688)	NPV 10%	(14.219.628.560)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
15%	(10.036.345.000)	20%	(10.036.345.000)	25%	(10.036.345.000)	30%	(10.036.345.000)
0,8696	168.193.648	0,8333	161.185.579	0,8000	154.738.156	0,7692	148.786.689
0,7561	146.255.346	0,6944	134.321.316	0,6400	123.790.525	0,5917	114.451.299
0,6575	127.178.562	0,5787	111.934.430	0,5120	99.032.420	0,4552	88.039.461
0,5718	110.590.054	0,4823	93.278.692	0,4096	79.225.936	0,3501	67.722.662
0,4972	96.165.264	0,4019	77.732.243	0,3277	63.380.749	0,2693	52.094.355
0,4323	83.621.969	0,3349	64.776.869	0,2621	50.704.599	0,2072	40.072.581
0,3759	72.714.755	0,2791	53.980.724	0,2097	40.563.679	0,1594	30.825.062
0,3269	63.230.222	0,2326	44.983.937	0,1678	32.450.943	0,1226	23.711.586
0,2843	54.982.802	0,1938	37.486.614	0,1342	25.960.755	0,0943	18.239.682
0,2472	(5.782.188.868)	0,1615	(5.798.761.155)	0,1074	(5.809.231.396)	0,0725	(6.238.866.892)
0,2149	41.574.897	0,1346	26.032.371	0,0859	16.614.883	0,0558	10.792.711
0,1869	36.152.085	0,1122	21.693.642	0,0687	13.291.906	0,0429	8.302.086
0,1625	31.436.595	0,0935	18.078.035	0,0550	10.633.525	0,0330	6.386.220
0,1413	27.336.170	0,0779	15.065.029	0,0440	8.506.820	0,0254	4.912.477
0,1229	23.770.583	0,0649	12.554.191	0,0352	6.805.456	0,0195	3.778.828
0,1069	20.670.072	0,0541	10.461.826	0,0281	5.444.365	0,0150	2.906.791
0,0929	17.973.975	0,0451	8.718.188	0,0225	4.355.492	0,0116	2.235.993
0,0808	15.629.544	0,0376	7.265.157	0,0180	3.484.394	0,0089	1.719.995
0,0703	13.590.908	0,0313	6.054.297	0,0144	2.787.515	0,0068	1.323.073
0,0611	11.818.181	0,0261	5.045.248	0,0115	2.230.012	0,0053	1.017.748
NPV 15%	(14.655.648.236)	NPV 20%	(14.924.457.764)	NPV 25%	(15.101.574.267)	NPV 30%	(15.647.892.593)

H. KMP. Jatra I – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
			0%		5%		10%	
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
1		121.907.250	1,00	121.907.250	0,9524	116.102.143	0,9091	110.824.772
2		121.907.250	1,00	121.907.250	0,9070	110.573.469	0,8264	100.749.793
3		121.907.250	1,00	121.907.250	0,8638	105.308.066	0,7513	91.590.721
4		121.907.250	1,00	121.907.250	0,8227	100.293.396	0,6830	83.264.292
5		121.907.250	1,00	121.907.250	0,7835	95.517.520	0,6209	75.694.811
6		121.907.250	1,00	121.907.250	0,7462	90.969.067	0,5645	68.813.464
7		121.907.250	1,00	121.907.250	0,7107	86.637.206	0,5132	62.557.695
8		121.907.250	1,00	121.907.250	0,6768	82.511.625	0,4665	56.870.632
9		121.907.250	1,00	121.907.250	0,6446	78.582.500	0,4241	51.700.574
10	5.830.000.000	121.907.250	1,00	(5.708.092.750)	0,6139	(5.755.159.524)	0,3855	(5.782.999.478)
11		121.907.250	1,00	121.907.250	0,5847	71.276.644	0,3505	42.727.747
12		121.907.250	1,00	121.907.250	0,5568	67.882.518	0,3186	38.843.407
13		121.907.250	1,00	121.907.250	0,5303	64.650.017	0,2897	35.312.188
14		121.907.250	1,00	121.907.250	0,5051	61.571.445	0,2633	32.101.989
15		121.907.250	1,00	121.907.250	0,4810	58.639.472	0,2394	29.183.626
16		121.907.250	1,00	121.907.250	0,4581	55.847.116	0,2176	26.530.569
17		121.907.250	1,00	121.907.250	0,4363	53.187.729	0,1978	24.118.699
18		121.907.250	1,00	121.907.250	0,4155	50.654.980	0,1799	21.926.090
19		121.907.250	1,00	121.907.250	0,3957	48.242.838	0,1635	19.932.809
20		121.907.250	1,00	121.907.250	0,3769	45.945.560	0,1486	18.120.736
			NPV 0%	(13.428.200.005)	NPV 5%	(14.347.111.211)	NPV 10%	(14.828.479.861)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
15%		20%		25%		30%	
1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
0,8696	106.006.304	0,8333	101.589.375	0,8000	97.525.800	0,7692	93.774.807
0,7561	92.179.395	0,6944	84.657.812	0,6400	78.020.640	0,5917	72.134.467
0,6575	80.155.996	0,5787	70.548.177	0,5120	62.416.512	0,4552	55.488.052
0,5718	69.700.866	0,4823	58.790.147	0,4096	49.933.209	0,3501	42.683.117
0,4972	60.609.448	0,4019	48.991.790	0,3277	39.946.568	0,2693	32.833.167
0,4323	52.703.868	0,3349	40.826.491	0,2621	31.957.254	0,2072	25.256.282
0,3759	45.829.451	0,2791	34.022.076	0,2097	25.565.803	0,1594	19.427.909
0,3269	39.851.696	0,2326	28.351.730	0,1678	20.452.643	0,1226	14.944.546
0,2843	34.653.649	0,1938	23.626.442	0,1342	16.362.114	0,0943	11.495.804
0,2472	(5.799.866.392)	0,1615	(5.810.311.299)	0,1074	(5.816.910.309)	0,0725	(6.244.054.490)
0,2149	26.203.137	0,1346	16.407.251	0,0859	10.471.753	0,0558	6.802.251
0,1869	22.785.337	0,1122	13.672.709	0,0687	8.377.402	0,0429	5.232.501
0,1625	19.813.336	0,0935	11.393.924	0,0550	6.701.922	0,0330	4.025.001
0,1413	17.228.988	0,0779	9.494.937	0,0440	5.361.538	0,0254	3.096.154
0,1229	14.981.729	0,0649	7.912.448	0,0352	4.289.230	0,0195	2.381.657
0,1069	13.027.590	0,0541	6.593.706	0,0281	3.431.384	0,0150	1.832.044
0,0929	11.328.339	0,0451	5.494.755	0,0225	2.745.107	0,0116	1.409.265
0,0808	9.850.730	0,0376	4.578.963	0,0180	2.196.086	0,0089	1.084.050
0,0703	8.565.852	0,0313	3.815.802	0,0144	1.756.869	0,0068	833.884
0,0611	7.448.567	0,0261	3.179.835	0,0115	1.405.495	0,0053	641.450
NPV 15%	(15.103.287.115)	NPV 20%	(15.272.707.927)	NPV 25%	(15.384.337.981)	NPV 30%	(15.885.023.082)

I. KMP. Jatra I – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 0%	(Rp)	Rate 5%	Value (Rp)	Rate 10%	Value (Rp)
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
1		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,9524	(156.436.377)	0,9091	(149.325.632)
2		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,9070	(148.987.026)	0,8264	(135.750.575)
3		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,8638	(141.892.405)	0,7513	(123.409.614)
4		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,8227	(135.135.624)	0,6830	(112.190.558)
5		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,7835	(128.700.594)	0,6209	(101.991.416)
6		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,7462	(122.571.995)	0,5645	(92.719.469)
7		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,7107	(116.735.233)	0,5132	(84.290.427)
8		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,6768	(111.176.412)	0,4665	(76.627.661)
9		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,6446	(105.882.298)	0,4241	(69.661.510)
10	5.830.000.000	(164.258.196)	1,00	(5.994.258.196)	0,6139	(5.930.840.283)	0,3855	(5.893.328.645)
11		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,5847	(96.038.365)	0,3505	(57.571.496)
12		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,5568	(91.465.110)	0,3186	(52.337.723)
13		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,5303	(87.109.628)	0,2897	(47.579.748)
14		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,5051	(82.961.551)	0,2633	(43.254.317)
15		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,4810	(79.011.001)	0,2394	(39.322.106)
16		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,4581	(75.248.572)	0,2176	(35.747.369)
17		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,4363	(71.665.307)	0,1978	(32.497.608)
18		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,4155	(68.252.673)	0,1799	(29.543.280)
19		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,3957	(65.002.546)	0,1635	(26.857.528)
20		(164.258.196)	1,00	(164.258.196)	0,3769	(61.907.186)	0,1486	(24.415.934)
			NPV 0%	(19.151.508.914)	NPV 5%	(17.913.365.185)	NPV 10%	(17.264.767.615)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
15%		20%		25%		30%	
1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
0,8696	(142.833.214)	0,8333	(136.881.830)	0,8000	(131.406.557)	0,7692	(126.352.458)
0,7561	(124.202.794)	0,6944	(114.068.191)	0,6400	(105.125.245)	0,5917	(97.194.199)
0,6575	(108.002.430)	0,5787	(95.056.826)	0,5120	(84.100.196)	0,4552	(74.764.768)
0,5718	(93.915.156)	0,4823	(79.214.022)	0,4096	(67.280.157)	0,3501	(57.511.360)
0,4972	(81.665.353)	0,4019	(66.011.685)	0,3277	(53.824.126)	0,2693	(44.239.508)
0,4323	(71.013.351)	0,3349	(55.009.737)	0,2621	(43.059.300)	0,2072	(34.030.391)
0,3759	(61.750.740)	0,2791	(45.841.448)	0,2097	(34.447.440)	0,1594	(26.177.224)
0,3269	(53.696.296)	0,2326	(38.201.207)	0,1678	(27.557.952)	0,1226	(20.136.326)
0,2843	(46.692.431)	0,1938	(31.834.339)	0,1342	(22.046.362)	0,0943	(15.489.481)
0,2472	(5.870.602.114)	0,1615	(5.856.528.616)	0,1074	(5.847.637.089)	0,0725	(6.264.812.402)
0,2149	(35.306.186)	0,1346	(22.107.180)	0,0859	(14.109.672)	0,0558	(9.165.374)
0,1869	(30.701.031)	0,1122	(18.422.650)	0,0687	(11.287.737)	0,0429	(7.050.287)
0,1625	(26.696.549)	0,0935	(15.352.208)	0,0550	(9.030.190)	0,0330	(5.423.298)
0,1413	(23.214.390)	0,0779	(12.793.507)	0,0440	(7.224.152)	0,0254	(4.171.768)
0,1229	(20.186.426)	0,0649	(10.661.256)	0,0352	(5.779.321)	0,0195	(3.209.052)
0,1069	(17.553.414)	0,0541	(8.884.380)	0,0281	(4.623.457)	0,0150	(2.468.502)
0,0929	(15.263.838)	0,0451	(7.403.650)	0,0225	(3.698.766)	0,0116	(1.898.847)
0,0808	(13.272.903)	0,0376	(6.169.708)	0,0180	(2.959.013)	0,0089	(1.460.652)
0,0703	(11.541.655)	0,0313	(5.141.423)	0,0144	(2.367.210)	0,0068	(1.123.578)
0,0611	(10.036.222)	0,0261	(4.284.520)	0,0115	(1.893.768)	0,0053	(864.291)
NPV 15%	(16.894.491.494)	NPV 20%	(16.666.213.381)	NPV 25%	(16.515.802.710)	NPV 30%	(16.833.888.765)

J. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 5%	(Rp)	Rate 10%	Value (Rp)	Rate 15%	Value (Rp)
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)		(10.036.345.000)		(10.036.345.000)
1		2.332.025.361	0,95	2.220.976.534	0,9091	2.120.023.055	0,8696	2.027.848.140
2		2.332.025.361	0,91	2.115.215.747	0,8264	1.927.293.687	0,7561	1.763.346.209
3		2.332.025.361	0,86	2.014.491.187	0,7513	1.752.085.170	0,6575	1.533.344.529
4		2.332.025.361	0,82	1.918.563.036	0,6830	1.592.804.700	0,5718	1.333.343.069
5		2.332.025.361	0,78	1.827.202.891	0,6209	1.448.004.272	0,4972	1.159.428.756
6		2.332.025.361	0,75	1.740.193.230	0,5645	1.316.367.520	0,4323	1.008.198.918
7		2.332.025.361	0,71	1.657.326.885	0,5132	1.196.697.746	0,3759	876.694.711
8		2.332.025.361	0,68	1.578.406.558	0,4665	1.087.907.042	0,3269	762.343.227
9		2.332.025.361	0,64	1.503.244.340	0,4241	989.006.402	0,2843	662.907.154
10	5.830.000.000	2.332.025.361	0,61	(4.398.338.723)	0,3855	(4.930.903.271)	0,2472	(5.253.558.996)
11		2.332.025.361	0,58	1.363.486.930	0,3505	817.360.662	0,2149	501.253.047
12		2.332.025.361	0,56	1.298.558.981	0,3186	743.055.148	0,1869	435.872.214
13		2.332.025.361	0,53	1.236.722.839	0,2897	675.504.680	0,1625	379.019.317
14		2.332.025.361	0,51	1.177.831.275	0,2633	614.095.163	0,1413	329.582.015
15		2.332.025.361	0,48	1.121.744.072	0,2394	558.268.330	0,1229	286.593.056
16		2.332.025.361	0,46	1.068.327.687	0,2176	507.516.664	0,1069	249.211.353
17		2.332.025.361	0,44	1.017.454.940	0,1978	461.378.785	0,0929	216.705.525
18		2.332.025.361	0,42	969.004.705	0,1799	419.435.259	0,0808	188.439.587
19		2.332.025.361	0,40	922.861.624	0,1635	381.304.781	0,0703	163.860.510
20		2.332.025.361	0,38	878.915.832	0,1486	346.640.710	0,0611	142.487.400
			NPV 5%	13.195.845.572	NPV 10%	3.987.501.506	NPV 15%	(1.269.425.261)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%	(10.036.345.000)	25%	(10.036.345.000)	30%	(10.036.345.000)	35%	(10.036.345.000)
0,8333	1.943.354.467	0,8000	1.865.620.289	0,7692	1.793.865.662	0,7407	1.645.167.803
0,6944	1.619.462.056	0,6400	1.492.496.231	0,5917	1.379.896.663	0,5487	1.160.612.207
0,5787	1.349.551.713	0,5120	1.193.996.985	0,4552	1.061.458.972	0,4064	818.774.044
0,4823	1.124.626.428	0,4096	955.197.588	0,3501	816.506.901	0,3011	577.618.373
0,4019	937.188.690	0,3277	764.158.070	0,2693	628.082.232	0,2230	407.490.916
0,3349	780.990.575	0,2621	611.326.456	0,2072	483.140.178	0,1652	287.471.545
0,2791	650.825.479	0,2097	489.061.165	0,1594	371.646.291	0,1224	202.801.796
0,2326	542.354.566	0,1678	391.248.932	0,1226	285.881.762	0,0906	143.070.050
0,1938	451.962.138	0,1342	312.999.146	0,0943	219.909.048	0,0671	100.931.252
0,1615	(5.453.364.885)	0,1074	(5.579.600.684)	0,0725	(5.660.839.194)	0,0497	(6.048.751.474)
0,1346	313.862.596	0,0859	200.319.453	0,0558	130.123.697	0,0368	50.231.891
0,1122	261.552.163	0,0687	160.255.563	0,0429	100.095.152	0,0273	35.436.960
0,0935	217.960.136	0,0550	128.204.450	0,0330	76.996.270	0,0202	24.999.619
0,0779	181.633.447	0,0440	102.563.560	0,0254	59.227.900	0,0150	17.636.416
0,0649	151.361.206	0,0352	82.050.848	0,0195	45.559.923	0,0111	12.441.916
0,0541	126.134.338	0,0281	65.640.678	0,0150	35.046.095	0,0082	8.777.366
0,0451	105.111.948	0,0225	52.512.543	0,0116	26.958.535	0,0061	6.192.145
0,0376	87.593.290	0,0180	42.010.034	0,0089	20.737.334	0,0045	4.368.356
0,0313	72.994.409	0,0144	33.608.027	0,0068	15.951.796	0,0033	3.081.733
0,0261	60.828.674	0,0115	26.886.422	0,0053	12.270.612	0,0025	2.174.062
NPV 20%	(4.510.361.565)	NPV 25%	(6.645.789.244)	NPV 30%	(8.133.829.170)	NPV 35%	(10.575.818.026)

K. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 5%	(Rp)	Rate 10%	Value (Rp)	Rate 15%	Value (Rp)
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
1		2.045.859.915	0,95	1.948.438.015	0,9091	1.859.872.650	0,8696	1.779.008.622
2		2.045.859.915	0,91	1.855.655.252	0,8264	1.690.793.319	0,7561	1.546.964.019
3		2.045.859.915	0,86	1.767.290.716	0,7513	1.537.084.835	0,6575	1.345.186.104
4		2.045.859.915	0,82	1.683.134.016	0,6830	1.397.349.850	0,5718	1.169.727.047
5		2.045.859.915	0,78	1.602.984.777	0,6209	1.270.318.046	0,4972	1.017.153.954
6		2.045.859.915	0,75	1.526.652.168	0,5645	1.154.834.587	0,4323	884.481.699
7		2.045.859.915	0,71	1.453.954.446	0,5132	1.049.849.624	0,3759	769.114.521
8		2.045.859.915	0,68	1.384.718.520	0,4665	954.408.749	0,3269	668.795.235
9	5.830.000.000	2.045.859.915	0,64	(4.511.220.457)	0,4241	(4.962.355.682)	0,2843	(5.248.438.926)
10		2.045.859.915	0,61	1.255.980.517	0,3855	788.767.562	0,2472	505.705.282
11		2.045.859.915	0,58	1.196.171.921	0,3505	717.061.420	0,2149	439.743.723
12		2.045.859.915	0,56	1.139.211.353	0,3186	651.874.018	0,1869	382.385.846
13		2.045.859.915	0,53	1.084.963.194	0,2897	592.612.743	0,1625	332.509.432
14		2.045.859.915	0,51	1.033.298.280	0,2633	538.738.858	0,1413	289.138.636
15		2.045.859.915	0,48	984.093.600	0,2394	489.762.598	0,1229	251.424.901
16		2.045.859.915	0,46	937.232.000	0,2176	445.238.725	0,1069	218.630.349
17		2.045.859.915	0,44	892.601.904	0,1978	404.762.478	0,0929	190.113.347
18		2.045.859.915	0,42	850.097.052	0,1799	367.965.889	0,0808	165.315.954
19		2.045.859.915	0,40	809.616.240	0,1635	334.514.444	0,0703	143.753.003
20		2.045.859.915	0,38	771.063.086	0,1486	304.104.040	0,0611	125.002.612
			NPV 5%	9.629.591.598	NPV 10%	1.551.213.752	NPV 15%	(3.060.629.640)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%		25%		30%		35%	
1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
0,8333	1.704.883.263	0,8000	1.636.687.932	0,7692	1.573.738.397	0,7407	1.443.287.418
0,6944	1.420.736.052	0,6400	1.309.350.346	0,5917	1.210.567.997	0,5487	1.018.192.182
0,5787	1.183.946.710	0,5120	1.047.480.277	0,4552	931.206.152	0,4064	718.301.363
0,4823	986.622.259	0,4096	837.984.221	0,3501	716.312.424	0,3011	506.738.175
0,4019	822.185.216	0,3277	670.387.377	0,2693	551.009.557	0,2230	357.487.249
0,3349	685.154.346	0,2621	536.309.902	0,2072	423.853.506	0,1652	252.195.590
0,2791	570.961.955	0,2097	429.047.921	0,1594	326.041.158	0,1224	177.915.760
0,2326	475.801.629	0,1678	343.238.337	0,1226	250.800.891	0,0906	125.513.764
0,1938	(5.433.498.642)	0,1342	(5.555.409.330)	0,0943	(5.637.076.238)	0,0671	(6.132.893.626)
0,1615	330.417.798	0,1074	219.672.536	0,0725	148.402.894	0,0497	62.466.219
0,1346	275.348.165	0,0859	175.738.029	0,0558	114.156.072	0,0368	44.067.879
0,1122	229.456.804	0,0687	140.590.423	0,0429	87.812.363	0,0273	31.088.451
0,0935	191.214.004	0,0550	112.472.338	0,0330	67.547.972	0,0202	21.931.888
0,0779	159.345.003	0,0440	89.977.871	0,0254	51.959.978	0,0150	15.472.231
0,0649	132.787.502	0,0352	71.982.297	0,0195	39.969.214	0,0111	10.915.154
0,0541	110.656.252	0,0281	57.585.837	0,0150	30.745.549	0,0082	7.700.285
0,0451	92.213.543	0,0225	46.068.670	0,0116	23.650.423	0,0061	5.432.300
0,0376	76.844.619	0,0180	36.854.936	0,0089	18.192.633	0,0045	3.832.310
0,0313	64.037.183	0,0144	29.483.949	0,0068	13.994.333	0,0033	2.703.570
0,0261	53.364.319	0,0115	23.587.159	0,0053	10.764.871	0,0025	1.907.280
NPV 20%	(5.903.867.018)	NPV 25%	(7.777.253.974)	NPV 30%	(9.082.694.853)	NPV 35%	(11.362.089.557)

L. KMP. Jatra I – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 0%	(Rp)	Rate 5%	Value (Rp)	Rate 10%	Value (Rp)
0	10.036.345.000	(10.036.345.000)	1,00	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
1		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,9524	1.675.899.495	0,9091	1.599.722.245
2		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,9070	1.596.094.757	0,8264	1.454.292.950
3		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,8638	1.520.090.245	0,7513	1.322.084.500
4		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,8227	1.447.704.995	0,6830	1.201.895.000
5		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,7835	1.378.766.662	0,6209	1.092.631.819
6		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,7462	1.313.111.107	0,5645	993.301.653
7		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,7107	1.250.582.007	0,5132	903.001.503
8	5.830.000.000	1.759.694.470	1,00	(4.070.305.530)	0,6768	(4.638.969.518)	0,4665	(5.009.089.543)
9		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,6446	1.134.314.745	0,4241	746.282.234
10		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,6139	1.080.299.757	0,3855	678.438.394
11		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,5847	1.028.856.912	0,3505	616.762.177
12		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,5568	979.863.725	0,3186	560.692.888
13		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,5303	933.203.548	0,2897	509.720.807
14		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,5051	888.765.284	0,2633	463.382.552
15		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,4810	846.443.128	0,2394	421.256.865
16		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,4581	806.136.312	0,2176	382.960.787
17		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,4363	767.748.868	0,1978	348.146.170
18		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,4155	731.189.399	0,1799	316.496.518
19		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,3957	696.370.856	0,1635	287.724.107
20		1.759.694.470	1,00	1.759.694.470	0,3769	663.210.339	0,1486	261.567.370
			NPV 0%	19.327.544.401	NPV 5%	6.063.337.624	NPV 10%	(885.074.002)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
15%		20%		25%		30%	
1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)	1,0000	(10.036.345.000)
0,8696	1.530.169.104	0,8333	1.466.412.058	0,8000	1.407.755.576	0,7692	1.353.611.131
0,7561	1.330.581.830	0,6944	1.222.010.049	0,6400	1.126.204.461	0,5917	1.041.239.331
0,6575	1.157.027.678	0,5787	1.018.341.707	0,5120	900.963.569	0,4552	800.953.332
0,5718	1.006.111.024	0,4823	848.618.089	0,4096	720.770.855	0,3501	616.117.948
0,4972	874.879.152	0,4019	707.181.741	0,3277	576.616.684	0,2693	473.936.883
0,4323	760.764.480	0,3349	589.318.118	0,2621	461.293.347	0,2072	364.566.833
0,3759	661.534.330	0,2791	491.098.431	0,2097	369.034.678	0,1594	280.436.025
0,3269	(5.254.752.756)	0,2326	(5.420.751.307)	0,1678	(5.534.772.258)	0,1226	(6.328.976.614)
0,2843	500.214.995	0,1938	341.040.577	0,1342	236.182.194	0,0943	165.938.477
0,2472	434.969.560	0,1615	284.200.481	0,1074	188.945.755	0,0725	127.644.982
0,2149	378.234.400	0,1346	236.833.734	0,0859	151.156.604	0,0558	98.188.448
0,1869	328.899.479	0,1122	197.361.445	0,0687	120.925.283	0,0429	75.529.575
0,1625	285.999.547	0,0935	164.467.871	0,0550	96.740.227	0,0330	58.099.673
0,1413	248.695.258	0,0779	137.056.559	0,0440	77.392.181	0,0254	44.692.056
0,1229	216.256.746	0,0649	114.213.799	0,0352	61.913.745	0,0195	34.378.505
0,1069	188.049.344	0,0541	95.178.166	0,0281	49.530.996	0,0150	26.445.004
0,0929	163.521.169	0,0451	79.315.138	0,0225	39.624.797	0,0116	20.342.311
0,0808	142.192.321	0,0376	66.095.949	0,0180	31.699.837	0,0089	15.647.931
0,0703	123.645.496	0,0313	55.079.957	0,0144	25.359.870	0,0068	12.036.870
0,0611	107.517.823	0,0261	45.899.964	0,0115	20.287.896	0,0053	9.259.131
NPV 15%	(4.851.834.020)	NPV 20%	(7.297.372.472)	NPV 25%	(8.908.718.704)	NPV 30%	(10.746.257.169)

M. KMP. Portlink III – Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 0%	(Rp)	Rate 5%	Value (Rp)	Rate 10%	Value (Rp)
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,9524	7.478.732.667	0,9091	7.138.790.273
2		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,9070	7.122.602.540	0,8264	6.489.809.339
3		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,8638	6.783.430.990	0,7513	5.899.826.672
4		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,8227	6.460.410.467	0,6830	5.363.478.793
5		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,7835	6.152.771.873	0,6209	4.875.889.811
6		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,7462	5.859.782.737	0,5645	4.432.627.101
7		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,7107	5.580.745.463	0,5132	4.029.661.001
8		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,6768	5.314.995.679	0,4665	3.663.328.183
9		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,6446	5.061.900.647	0,4241	3.330.298.348
10	11.660.000.000	7.852.669.300	1,00	(3.807.330.700)	0,6139	(6.839.142.241)	0,3855	(8.632.456.047)
11		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,5847	4.591.293.104	0,3505	2.752.312.684
12		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,5568	4.372.660.099	0,3186	2.502.102.440
13		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,5303	4.164.438.189	0,2897	2.274.638.582
14		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,5051	3.966.131.609	0,2633	2.067.853.256
15		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,4810	3.777.268.199	0,2394	1.879.866.597
16		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,4581	3.597.398.285	0,2176	1.708.969.633
17		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,4363	3.426.093.605	0,1978	1.553.608.758
18		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,4155	3.262.946.290	0,1799	1.412.371.598
19		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,3957	3.107.567.895	0,1635	1.283.974.180
20		7.852.669.300	1,00	7.852.669.300	0,3769	2.959.588.472	0,1486	1.167.249.254
			NPV 0%	123.312.261.004	NPV 5%	64.120.491.570	NPV 10%	33.113.075.457

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%	30%		35%		40%		
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,8333	6.543.891.084	0,7692	6.040.514.846	0,7407	5.816.792.074	0,7143	5.609.049.500
0,6944	5.453.242.570	0,5917	4.646.549.882	0,5487	4.308.734.870	0,5102	4.006.463.929
0,5787	4.544.368.808	0,4552	3.574.269.140	0,4064	3.191.655.459	0,3644	2.861.759.949
0,4823	3.786.974.007	0,3501	2.749.437.800	0,3011	2.364.189.229	0,2603	2.044.114.249
0,4019	3.155.811.672	0,2693	2.114.952.154	0,2230	1.751.251.281	0,1859	1.460.081.607
0,3349	2.629.843.060	0,2072	1.626.886.272	0,1652	1.297.223.171	0,1328	1.042.915.433
0,2791	2.191.535.883	0,1594	1.251.450.979	0,1224	960.906.053	0,0949	744.939.595
0,2326	1.826.279.903	0,1226	962.654.599	0,0906	711.782.261	0,0678	532.099.711
0,1938	1.521.899.919	0,0943	740.503.538	0,0671	527.246.119	0,0484	380.071.222
0,1615	(10.391.750.067)	0,0725	(11.090.381.894)	0,0497	(11.269.447.319)	0,0346	(11.791.625.564)
0,1346	1.056.874.944	0,0558	438.167.774	0,0368	289.298.282	0,0247	193.913.889
0,1122	880.729.120	0,0429	337.052.134	0,0273	214.295.024	0,0176	138.509.921
0,0935	733.940.933	0,0330	259.270.872	0,0202	158.737.055	0,0126	98.935.658
0,0779	611.617.444	0,0254	199.439.132	0,0150	117.583.003	0,0090	70.668.327
0,0649	509.681.204	0,0195	153.414.717	0,0111	87.098.521	0,0064	50.477.376
0,0541	424.734.336	0,0150	118.011.321	0,0082	64.517.423	0,0046	36.055.269
0,0451	353.945.280	0,0116	90.777.939	0,0061	47.790.684	0,0033	25.753.763
0,0376	294.954.400	0,0089	69.829.184	0,0045	35.400.506	0,0023	18.395.545
0,0313	245.795.334	0,0068	53.714.757	0,0033	26.222.597	0,0017	13.139.675
0,0611	479.800.285	0,0053	41.319.044	0,0025	19.424.146	0,0012	9.385.482
NPV 20%	4.773.045.118	NPV 30%	(7.703.290.812)	NPV 35%	(11.360.424.560)	NPV 40%	(14.536.020.463)

N. KMP. Portlink III – Subsidi – 9 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 0%	(Rp)	Rate 5%	Value (Rp)	Rate 10%	Value (Rp)
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,9524	5.022.488.396	0,9091	4.794.193.469
2		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,9070	4.783.322.282	0,8264	4.358.357.699
3		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,8638	4.555.545.031	0,7513	3.962.143.363
4		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,8227	4.338.614.315	0,6830	3.601.948.512
5		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,7835	4.132.013.633	0,6209	3.274.498.647
6		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,7462	3.935.251.079	0,5645	2.976.816.952
7		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,7107	3.747.858.171	0,5132	2.706.197.229
8		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,6768	3.569.388.734	0,4665	2.460.179.299
9		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,6446	3.399.417.842	0,4241	2.236.526.636
10	11.660.000.000	5.273.612.816	1,00	(6.386.387.184)	0,6139	(8.422.459.198)	0,3855	(9.626.793.968)
11		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,5847	3.083.372.192	0,3505	1.848.369.120
12		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,5568	2.936.544.945	0,3186	1.680.335.564
13		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,5303	2.796.709.471	0,2897	1.527.577.785
14		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,5051	2.663.532.830	0,2633	1.388.707.078
15		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,4810	2.536.697.933	0,2394	1.262.460.980
16		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,4581	2.415.902.794	0,2176	1.147.691.800
17		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,4363	2.300.859.803	0,1978	1.043.356.182
18		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,4155	2.191.295.051	0,1799	948.505.620
19		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,3957	2.086.947.667	0,1635	862.277.836
20		5.273.612.816	1,00	5.273.612.816	0,3769	1.987.569.207	0,1486	783.888.942
			NPV 0%	71.731.131.321	NPV 5%	31.979.747.179	NPV 10%	11.156.113.743

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
20%		30%		35%	<th>40%</th> <td></td>	40%	
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,8333	4.394.677.347	0,7692	4.056.625.243	0,7407	3.906.379.864	0,7143	3.766.866.297
0,6944	3.662.231.122	0,5917	3.120.480.956	0,5487	2.893.614.714	0,5102	2.690.618.784
0,5787	3.051.859.269	0,4552	2.400.369.966	0,4064	2.143.418.307	0,3644	1.921.870.560
0,4823	2.543.216.057	0,3501	1.846.438.436	0,3011	1.587.717.264	0,2603	1.372.764.686
0,4019	2.119.346.714	0,2693	1.420.337.258	0,2230	1.176.086.862	0,1859	980.546.204
0,3349	1.766.122.262	0,2072	1.092.567.122	0,1652	871.175.454	0,1328	700.390.146
0,2791	1.471.768.552	0,1594	840.436.247	0,1224	645.315.151	0,0949	500.278.675
0,2326	1.226.473.793	0,1226	646.489.421	0,0906	478.011.223	0,0678	357.341.911
0,1938	1.022.061.494	0,0943	497.299.555	0,0671	354.082.387	0,0484	255.244.222
0,1615	(10.808.282.088)	0,0725	(11.277.461.881)	0,0497	(11.397.716.750)	0,0346	(11.880.787.706)
0,1346	709.764.926	0,0558	294.260.092	0,0368	194.283.889	0,0247	130.226.644
0,1122	591.470.772	0,0429	226.353.917	0,0273	143.913.992	0,0176	93.019.031
0,0935	492.892.310	0,0330	174.118.397	0,0202	106.602.957	0,0126	66.442.165
0,0779	410.743.592	0,0254	133.937.229	0,0150	78.965.153	0,0090	47.458.689
0,0649	342.286.326	0,0195	103.028.637	0,0111	58.492.706	0,0064	33.899.064
0,0541	285.238.605	0,0150	79.252.798	0,0082	43.327.930	0,0046	24.213.617
0,0451	237.698.838	0,0116	60.963.691	0,0061	32.094.763	0,0033	17.295.441
0,0376	198.082.365	0,0089	46.895.147	0,0045	23.773.899	0,0023	12.353.886
0,0313	165.068.637	0,0068	36.073.190	0,0033	17.610.295	0,0017	8.824.204
0,0611	322.219.214	0,0053	27.748.608	0,0025	13.044.663	0,0012	6.303.003
NPV 20%	(7.876.184.892)	NPV 30%	(16.254.910.972)	NPV 35%	(18.710.930.278)	NPV 40%	(20.975.955.476)

O. KMP. Portlink III – Subsidi – 10 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present
			Rate 0%	(Rp)	Rate 5%	Value (Rp)	Rate 10%	Value (Rp)
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,9524	2.566.244.126	0,9091	2.449.596.665
2		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,9070	2.444.042.024	0,8264	2.226.906.059
3		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,8638	2.327.659.071	0,7513	2.024.460.054
4		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,8227	2.216.818.163	0,6830	1.840.418.231
5		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,7835	2.111.255.393	0,6209	1.673.107.483
6		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,7462	2.010.719.422	0,5645	1.521.006.802
7		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,7107	1.914.970.878	0,5132	1.382.733.457
8		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,6768	1.823.781.789	0,4665	1.257.030.415
9		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,6446	1.736.935.037	0,4241	1.142.754.923
10	11.660.000.000	2.694.556.332	1,00	(8.965.443.668)	0,6139	(10.005.776.155)	0,3855	(10.621.131.888)
11		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,5847	1.575.451.281	0,3505	944.425.556
12		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,5568	1.500.429.791	0,3186	858.568.687
13		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,5303	1.428.980.753	0,2897	780.516.989
14		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,5051	1.360.934.051	0,2633	709.560.899
15		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,4810	1.296.127.667	0,2394	645.055.362
16		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,4581	1.234.407.302	0,2176	586.413.966
17		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,4363	1.175.626.002	0,1978	533.103.605
18		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,4155	1.119.643.812	0,1799	484.639.641
19		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,3957	1.066.327.440	0,1635	440.581.492
20		2.694.556.332	1,00	2.694.556.332	0,3769	1.015.549.943	0,1486	400.528.629
			NPV 0%	20.150.001.639	NPV 5%	(160.997.212)	NPV 10%	(10.800.847.972)

Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
20%		30%	<th>35%</th> <td><th>40%</th><td></td></td>	35%	<th>40%</th> <td></td>	40%	
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,8333	2.245.463.610	0,7692	2.072.735.640	0,7407	1.995.967.653	0,7143	1.924.683.094
0,6944	1.871.219.675	0,5917	1.594.412.031	0,5487	1.478.494.558	0,5102	1.374.773.639
0,5787	1.559.349.729	0,4552	1.226.470.793	0,4064	1.095.181.154	0,3644	981.981.171
0,4823	1.299.458.108	0,3501	943.439.071	0,3011	811.245.299	0,2603	701.415.122
0,4019	1.082.881.756	0,2693	725.722.363	0,2230	600.922.444	0,1859	501.010.801
0,3349	902.401.464	0,2072	558.247.971	0,1652	445.127.736	0,1328	357.864.858
0,2791	752.001.220	0,1594	429.421.516	0,1224	329.724.249	0,0949	255.617.756
0,2326	626.667.683	0,1226	330.324.243	0,0906	244.240.184	0,0678	182.584.111
0,1938	522.223.069	0,0943	254.095.572	0,0671	180.918.655	0,0484	130.417.222
0,1615	(11.224.814.109)	0,0725	(11.464.541.868)	0,0497	(11.525.986.181)	0,0346	(11.969.949.849)
0,1346	362.654.909	0,0558	150.352.409	0,0368	99.269.495	0,0247	66.539.399
0,1122	302.212.424	0,0429	115.655.700	0,0273	73.532.959	0,0176	47.528.142
0,0935	251.843.687	0,0330	88.965.923	0,0202	54.468.859	0,0126	33.948.673
0,0779	209.869.739	0,0254	68.435.325	0,0150	40.347.303	0,0090	24.249.052
0,0649	174.891.449	0,0195	52.642.558	0,0111	29.886.891	0,0064	17.320.752
0,0541	145.742.874	0,0150	40.494.275	0,0082	22.138.438	0,0046	12.371.965
0,0451	121.452.395	0,0116	31.149.442	0,0061	16.398.843	0,0033	8.837.118
0,0376	101.210.329	0,0089	23.961.110	0,0045	12.147.291	0,0023	6.312.227
0,0313	84.341.941	0,0068	18.431.623	0,0033	8.997.993	0,0017	4.508.734
0,0611	164.638.144	0,0053	14.178.171	0,0025	6.665.180	0,0012	3.220.524
NPV 20%	(20.525.414.903)	NPV 30%	(24.806.531.131)	NPV 35%	(26.061.435.995)	NPV 40%	(27.415.890.488)

P. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 8 USD/MMBTU

Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
			0%		10%		30%	
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,9091	25.945.740.507	0,7692	21.954.088.121
2		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,8264	23.587.036.824	0,5917	16.887.760.093
3		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,7513	21.442.760.749	0,4552	12.990.584.687
4		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,6830	19.493.418.863	0,3501	9.992.757.451
5		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,6209	17.721.289.875	0,2693	7.686.736.501
6		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,5645	16.110.263.523	0,2072	5.912.874.232
7		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,5132	14.645.694.112	0,1594	4.548.364.794
8		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,4665	13.314.267.374	0,1226	3.498.742.149
9		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,4241	12.103.879.431	0,0943	2.691.340.115
10	11.660.000.000	28.540.314.557	1,00	16.880.314.557	0,3855	(656.473.244)	0,0725	(9.589.738.373)
11		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,3505	10.003.206.142	0,0558	1.592.508.944
12		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,3186	9.093.823.765	0,0429	1.225.006.880
13		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,2897	8.267.112.514	0,0330	942.312.984
14		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,2633	7.515.556.831	0,0254	724.856.142
15		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,2394	6.832.324.391	0,0195	557.581.648
16		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,2176	6.211.203.992	0,0150	428.908.960
17		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,1978	5.646.549.084	0,0116	329.929.969
18		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,1799	5.133.226.440	0,0089	253.792.284
19		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,1635	4.666.569.491	0,0068	195.224.834
20		28.540.314.557	1,00	28.540.314.557	0,1486	4.242.335.901	0,0053	150.172.949
			NPV 0%	537.065.166.144	NPV 5%	209.238.661.565	NPV 10%	60.892.680.361

Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
70%		80%	<th>100%</th> <td><th>130%</th><td></td></td>	100%	<th>130%</th> <td></td>	130%	
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,5882	16.788.420.328	0,5556	15.855.730.310	0,5000	14.270.157.279	0,4348	12.408.832.416
0,3460	9.875.541.369	0,3086	8.808.739.061	0,2500	7.135.078.639	0,1890	5.395.144.529
0,2035	5.809.141.982	0,1715	4.893.743.923	0,1250	3.567.539.320	0,0822	2.345.715.013
0,1197	3.417.142.342	0,0953	2.718.746.624	0,0625	1.783.769.660	0,0357	1.019.876.092
0,0704	2.010.083.731	0,0529	1.510.414.791	0,0313	891.884.830	0,0155	443.424.388
0,0414	1.182.402.195	0,0294	839.119.328	0,0156	445.942.415	0,0068	192.793.212
0,0244	695.530.703	0,0163	466.177.405	0,0078	222.971.207	0,0029	83.823.136
0,0143	409.135.707	0,0091	258.987.447	0,0039	111.485.604	0,0013	36.444.842
0,0084	240.668.063	0,0050	143.881.915	0,0020	55.742.802	0,0006	15.845.583
0,0050	(11.518.430.551)	0,0028	(11.580.065.603)	0,0010	(11.632.128.599)	0,0002	(11.655.925.239)
0,0029	83.276.146	0,0016	44.407.998	0,0005	13.935.700	0,0001	2.995.384
0,0017	48.985.968	0,0009	24.671.110	0,0002	6.967.850	0,0000	1.302.341
0,0010	28.815.276	0,0005	13.706.172	0,0001	3.483.925	0,0000	566.235
0,0006	16.950.162	0,0003	7.614.540	0,0001	1.741.963	0,0000	246.189
0,0003	9.970.684	0,0001	4.230.300	0,0000	870.981	0,0000	107.039
0,0002	5.865.108	0,0001	2.350.167	0,0000	435.491	0,0000	46.539
0,0001	3.450.064	0,0000	1.305.648	0,0000	217.745	0,0000	20.234
0,0001	2.029.449	0,0000	725.360	0,0000	108.873	0,0000	8.797
0,0000	1.193.794	0,0000	402.978	0,0000	54.436	0,0000	3.825
0,0000	702.232	0,0000	223.877	0,0000	27.218	0,0000	1.663
NPV 20%	7.029.749.751	NPV 30%	1.933.988.351	NPV 35%	(5.200.837.661)	NPV 40%	(11.789.852.781)

Q. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 9 USD/MMBTU

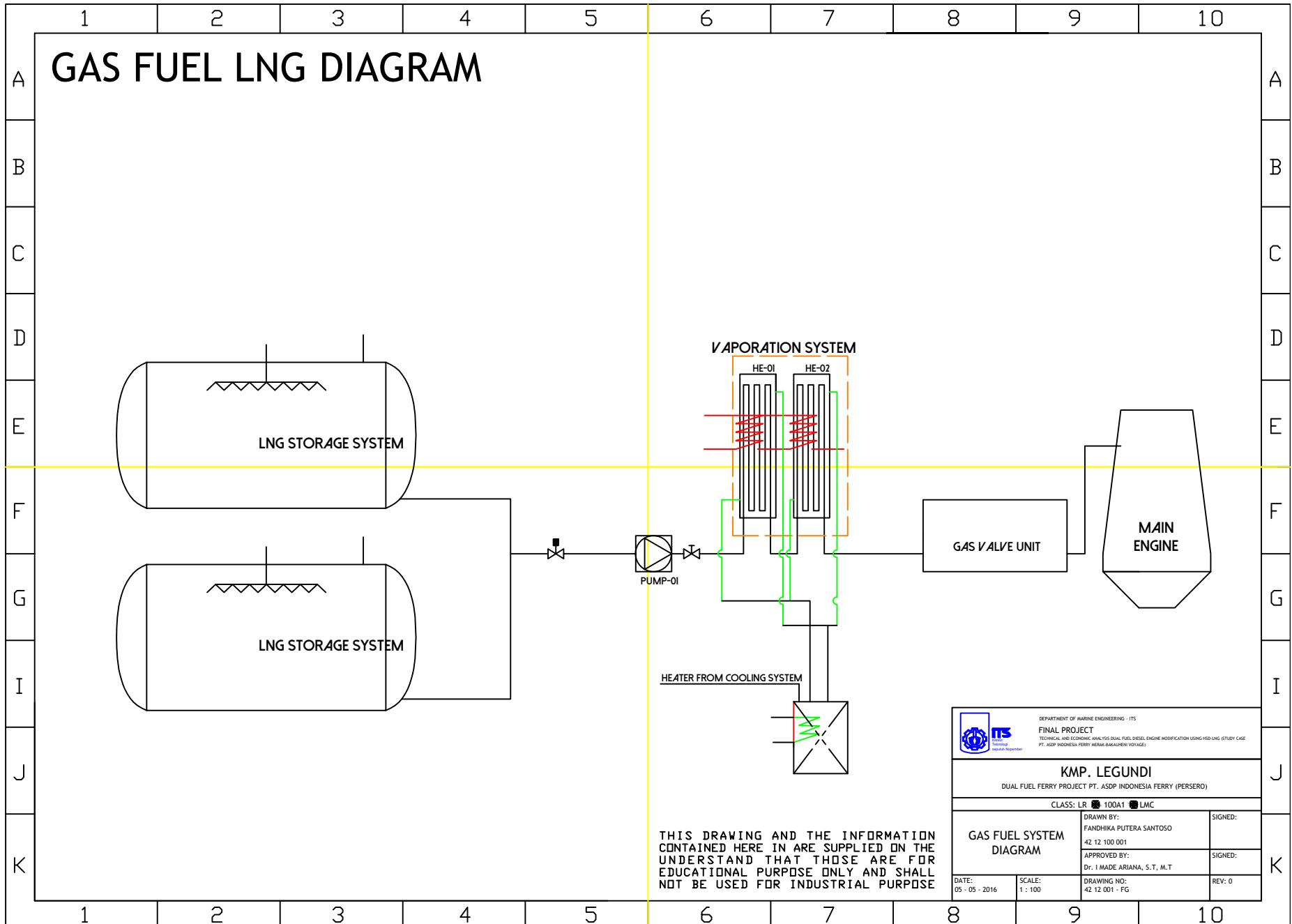
Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value	Discount	Net Present	Discount	Net Present Value
			Rate 0%	(Rp)	Rate 10%	Value (Rp)	Rate 30%	(Rp)
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,9091	23.601.143.703	0,7692	19.970.198.518
2		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,8264	21.455.585.184	0,5917	15.361.691.167
3		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,7513	19.505.077.440	0,4552	11.816.685.513
4		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,6830	17.731.888.582	0,3501	9.089.758.087
5		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,6209	16.119.898.711	0,2693	6.992.121.606
6		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,5645	14.654.453.374	0,2072	5.378.555.081
7		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,5132	13.322.230.340	0,1594	4.137.350.062
8		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,4665	12.111.118.491	0,1226	3.182.576.971
9		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,4241	11.010.107.719	0,0943	2.448.136.132
10	11.660.000.000	25.961.258.073	1,00	14.301.258.073	0,3855	(1.650.811.165)	0,0725	(9.776.818.360)
11		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,3505	9.099.262.577	0,0558	1.448.601.261
12		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,3186	8.272.056.889	0,0429	1.114.308.663
13		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,2897	7.520.051.717	0,0330	857.160.510
14		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,2633	6.836.410.652	0,0254	659.354.238
15		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,2394	6.214.918.774	0,0195	507.195.568
16		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,2176	5.649.926.158	0,0150	390.150.437
17		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,1978	5.136.296.508	0,0116	300.115.721
18		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,1799	4.669.360.462	0,0089	230.858.247
19		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,1635	4.244.873.147	0,0068	177.583.267
20		25.961.258.073	1,00	25.961.258.073	0,1486	3.858.975.588	0,0053	136.602.513
			NPV 0%	485.484.036.461	NPV 5%	187.281.699.850	NPV 10%	52.341.060.201

Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)	Discount Rate	Net Present Value (Rp)
70%		80%		100%	<th>130%</th> <td></td>	130%	
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,5882	15.271.328.278	0,5556	14.422.921.152	0,5000	12.980.629.037	0,4348	11.287.503.510
0,3460	8.983.134.281	0,3086	8.012.733.973	0,2500	6.490.314.518	0,1890	4.907.610.222
0,2035	5.284.196.636	0,1715	4.451.518.874	0,1250	3.245.157.259	0,0822	2.133.743.575
0,1197	3.108.350.962	0,0953	2.473.066.041	0,0625	1.622.578.630	0,0357	927.714.598
0,0704	1.828.441.743	0,0529	1.373.925.578	0,0313	811.289.315	0,0155	403.354.173
0,0414	1.075.553.966	0,0294	763.291.988	0,0156	405.644.657	0,0068	175.371.380
0,0244	632.678.804	0,0163	424.051.104	0,0078	202.822.329	0,0029	76.248.426
0,0143	372.164.002	0,0091	235.583.947	0,0039	101.411.164	0,0013	33.151.490
0,0084	218.920.001	0,0050	130.879.971	0,0020	50.705.582	0,0006	14.413.691
0,0050	(11.531.223.529)	0,0028	(11.587.288.905)	0,0010	(11.634.647.209)	0,0002	(11.656.547.801)
0,0029	75.750.865	0,0016	40.395.053	0,0005	12.676.396	0,0001	2.724.705
0,0017	44.559.333	0,0009	22.441.696	0,0002	6.338.198	0,0000	1.184.654
0,0010	26.211.372	0,0005	12.467.609	0,0001	3.169.099	0,0000	515.067
0,0006	15.418.454	0,0003	6.926.449	0,0001	1.584.549	0,0000	223.942
0,0003	9.069.679	0,0001	3.848.027	0,0000	792.275	0,0000	97.366
0,0002	5.335.105	0,0001	2.137.793	0,0000	396.137	0,0000	42.333
0,0001	3.138.297	0,0000	1.187.663	0,0000	198.069	0,0000	18.406
0,0001	1.846.057	0,0000	659.813	0,0000	99.034	0,0000	8.002
0,0000	1.085.916	0,0000	366.563	0,0000	49.517	0,0000	3.479
0,0000	638.774	0,0000	203.646	0,0000	24.759	0,0000	1.513
NPV 20%	3.345.473.998	NPV 30%	(1.289.806.966)	NPV 35%	(7.779.891.686)	NPV 40%	(13.773.742.269)

R. KMP. Portlink III – Non Subsidi – 10 USD/MMBTU

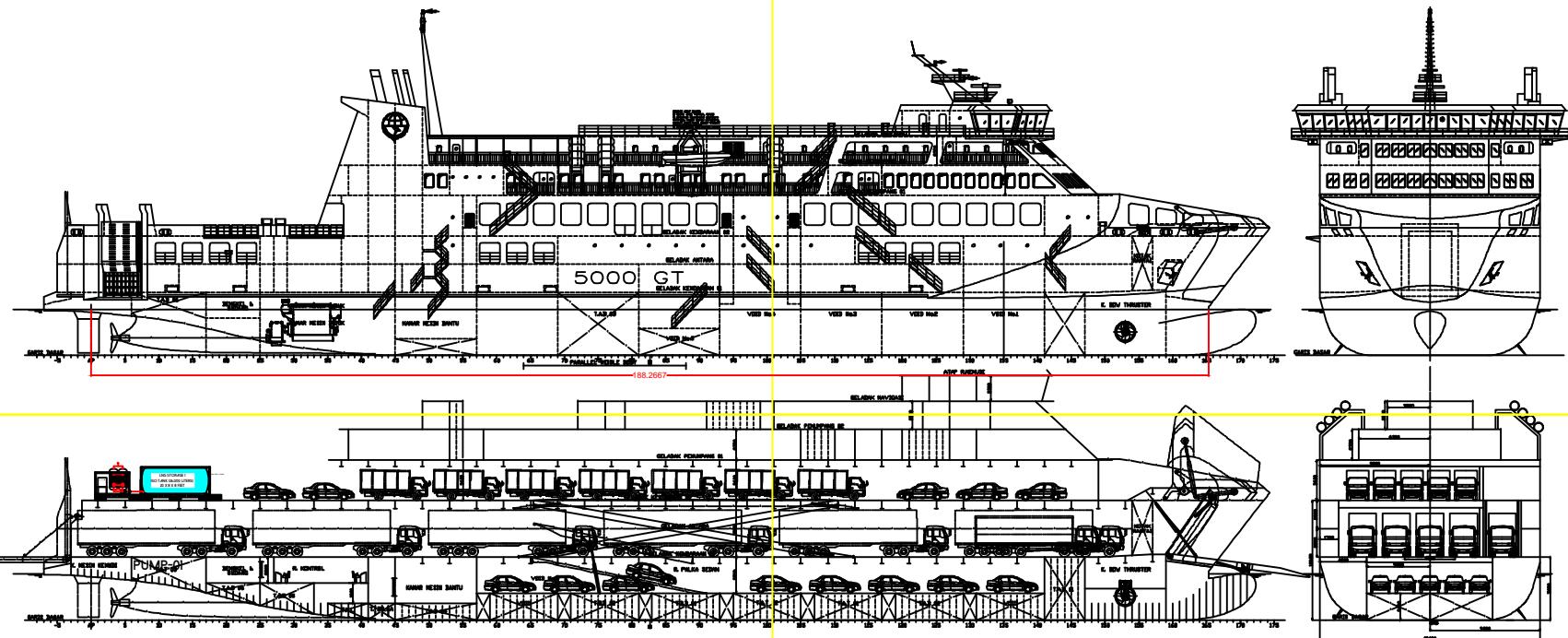
Tahun	Nilai Investasi (Rp)	Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)	Discount	Net Present Value (Rp)
			Rate 0%		Rate 10%		Rate 30%	
0	22.081.125.000	(22.081.125.000)	1,00	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
1		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,9091	21.256.546.899	0,7692	17.986.308.915
2		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,8264	19.324.133.545	0,5917	13.835.622.242
3		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,7513	17.567.394.131	0,4552	10.642.786.340
4		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,6830	15.970.358.301	0,3501	8.186.758.723
5		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,6209	14.518.507.547	0,2693	6.297.506.710
6		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,5645	13.198.643.224	0,2072	4.844.235.931
7		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,5132	11.998.766.567	0,1594	3.726.335.331
8		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,4665	10.907.969.607	0,1226	2.866.411.793
9		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,4241	9.916.336.006	0,0943	2.204.932.149
10	11.660.000.000	23.382.201.589	1,00	11.722.201.589	0,3855	(2.645.149.085)	0,0725	(9.963.898.347)
11		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,3505	8.195.319.013	0,0558	1.304.693.579
12		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,3186	7.450.290.012	0,0429	1.003.610.445
13		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,2897	6.772.990.920	0,0330	772.008.035
14		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,2633	6.157.264.473	0,0254	593.852.335
15		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,2394	5.597.513.157	0,0195	456.809.488
16		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,2176	5.088.648.325	0,0150	351.391.914
17		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,1978	4.626.043.932	0,0116	270.301.472
18		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,1799	4.205.494.483	0,0089	207.924.209
19		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,1635	3.823.176.803	0,0068	159.941.700
20		23.382.201.589	1,00	23.382.201.589	0,1486	3.475.615.275	0,0053	123.032.077
			NPV 0%	433.902.906.778	NPV 5%	165.324.738.135	NPV 10%	43.789.440.041

Discount Rate	Net Present Value (Rp)						
70%		80%		100%		130%	
	(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)		(22.081.125.000)
0,5882	13.754.236.229	0,5556	12.990.111.994	0,5000	11.691.100.794	0,4348	10.166.174.604
0,3460	8.090.727.193	0,3086	7.216.728.885	0,2500	5.845.550.397	0,1890	4.420.075.915
0,2035	4.759.251.290	0,1715	4.009.293.825	0,1250	2.922.775.199	0,0822	1.921.772.137
0,1197	2.799.559.582	0,0953	2.227.385.458	0,0625	1.461.387.599	0,0357	835.553.103
0,0704	1.646.799.754	0,0529	1.237.436.366	0,0313	730.693.800	0,0155	363.283.958
0,0414	968.705.738	0,0294	687.464.648	0,0156	365.346.900	0,0068	157.949.547
0,0244	569.826.905	0,0163	381.924.804	0,0078	182.673.450	0,0029	68.673.716
0,0143	335.192.297	0,0091	212.180.447	0,0039	91.336.725	0,0013	29.858.137
0,0084	197.171.939	0,0050	117.878.026	0,0020	45.668.362	0,0006	12.981.799
0,0050	(11.544.016.506)	0,0028	(11.594.512.208)	0,0010	(11.637.165.819)	0,0002	(11.657.170.362)
0,0029	68.225.585	0,0016	36.382.107	0,0005	11.417.091	0,0001	2.454.026
0,0017	40.132.697	0,0009	20.212.282	0,0002	5.708.545	0,0000	1.066.968
0,0010	23.607.469	0,0005	11.229.045	0,0001	2.854.273	0,0000	463.899
0,0006	13.886.746	0,0003	6.238.359	0,0001	1.427.136	0,0000	201.695
0,0003	8.168.674	0,0001	3.465.755	0,0000	713.568	0,0000	87.694
0,0002	4.805.103	0,0001	1.925.419	0,0000	356.784	0,0000	38.128
0,0001	2.826.531	0,0000	1.069.677	0,0000	178.392	0,0000	16.577
0,0001	1.662.665	0,0000	594.265	0,0000	89.196	0,0000	7.207
0,0000	978.038	0,0000	330.147	0,0000	44.598	0,0000	3.134
0,0000	575.317	0,0000	183.415	0,0000	22.299	0,0000	1.362
NPV 20%	(338.801.754)	NPV 30%	(4.513.602.283)	NPV 35%	(10.358.945.710)	NPV 40%	(15.757.631.756)



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

GAS FUEL LNG DIAGRAM



THIS DRAWING AND THE INFORMATION
CONTAINED HERE IN ARE SUPPLIED ON THE
UNDERSTAND THAT THOSE ARE FOR
EDUCATIONAL PURPOSE ONLY AND SHALL
NOT BE USED FOR INDUSTRIAL PURPOSE



DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING - ITS
FINAL PROJECT
TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS DUAL FUEL DIESEL ENGINE MODIFICATION USING HSD-LNG (STUDY CASE PT. ASDP INDONESIA FERRY MERAK-BAKAUHENI VOYAGE)

KMP. LEGUNDI
FERRY PROJECT PT. ASDP INDONESIA FERRY (PERSERO)

CLASS: LR 100A1 LMC

GAS FUEL SYSTEM DIAGRAM

GAS FUEL SYSTEM DIAGRAM	DRAWN BY: FANDHIKA PUTERA SANTOSO 42 12 100 001
	APPROVED BY:

D.F. I MADE ARIANA, S.T., M.T.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

A GAS FUEL LNG DIAGRAM A

B B

C C

D D

E E

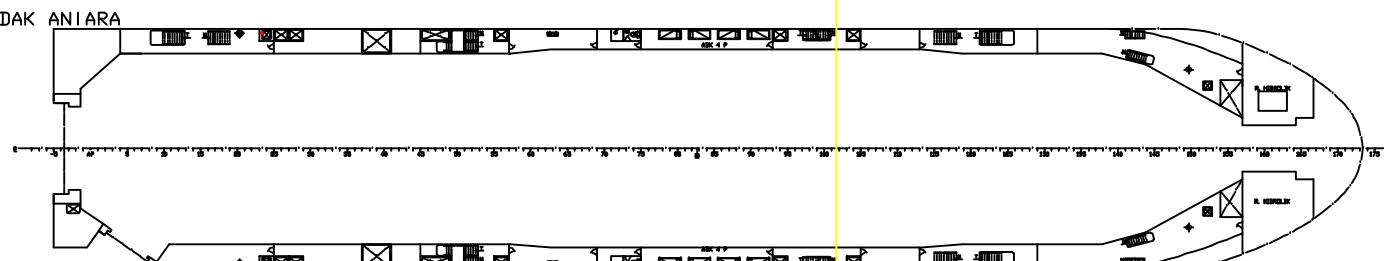
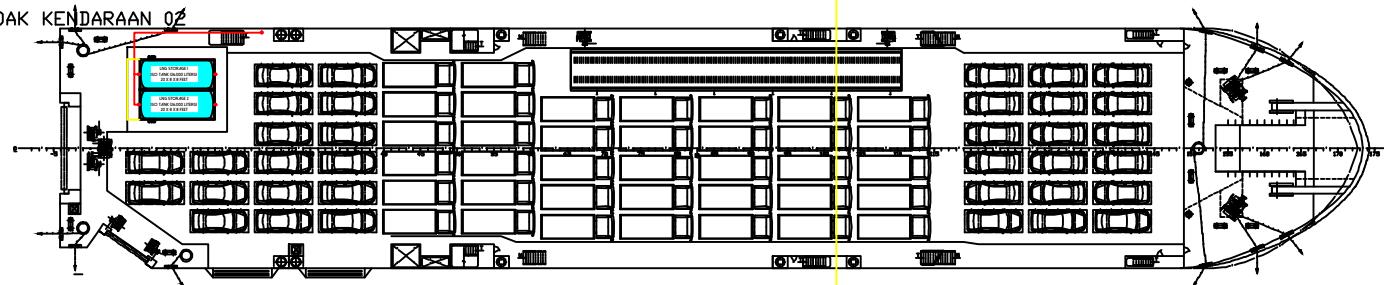
F F

G G

I I

J J

K K

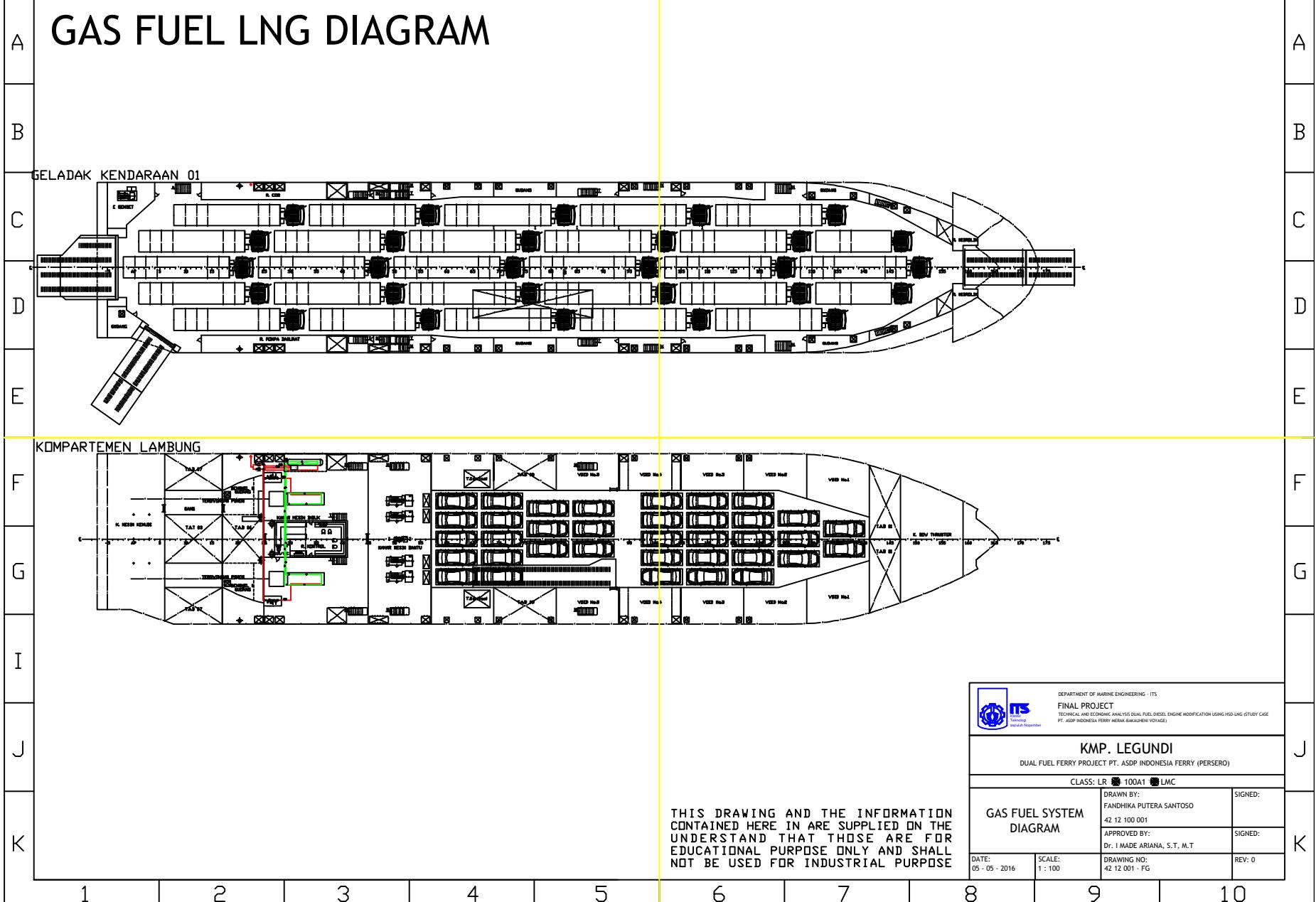


THIS DRAWING AND THE INFORMATION
CONTAINED HEREIN ARE SUPPLIED ON THE
UNDERSTAND THAT THOSE ARE FOR
EDUCATIONAL PURPOSE ONLY AND SHALL
NOT BE USED FOR INDUSTRIAL PURPOSE

DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING - ITS FINAL PROJECT TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS DUAL FUEL DIESEL ENGINE MODIFICATION USING HSD-LNG (STUDY CASE PT. ASDP INDONESIA FERRY HERAK-BAKAHENI VESSEL)		
KMP. LEGUNDI DUAL FUEL FERRY PROJECT PT. ASDP INDONESIA FERRY (PERSERO)		
CLASS: LR 100A1 LMC		
DRAWN BY: FANDHIKA PUTERA SANTOSO 42 12 100 001		SIGNED:
APPROVED BY: Dr. I. MADE ARIANA, S.T, M.T		SIGNED:
DATE: 05 - 05 - 2016	SCALE: 1:100	DRAWING NO: 42 12 001 - FG
		REV: 0

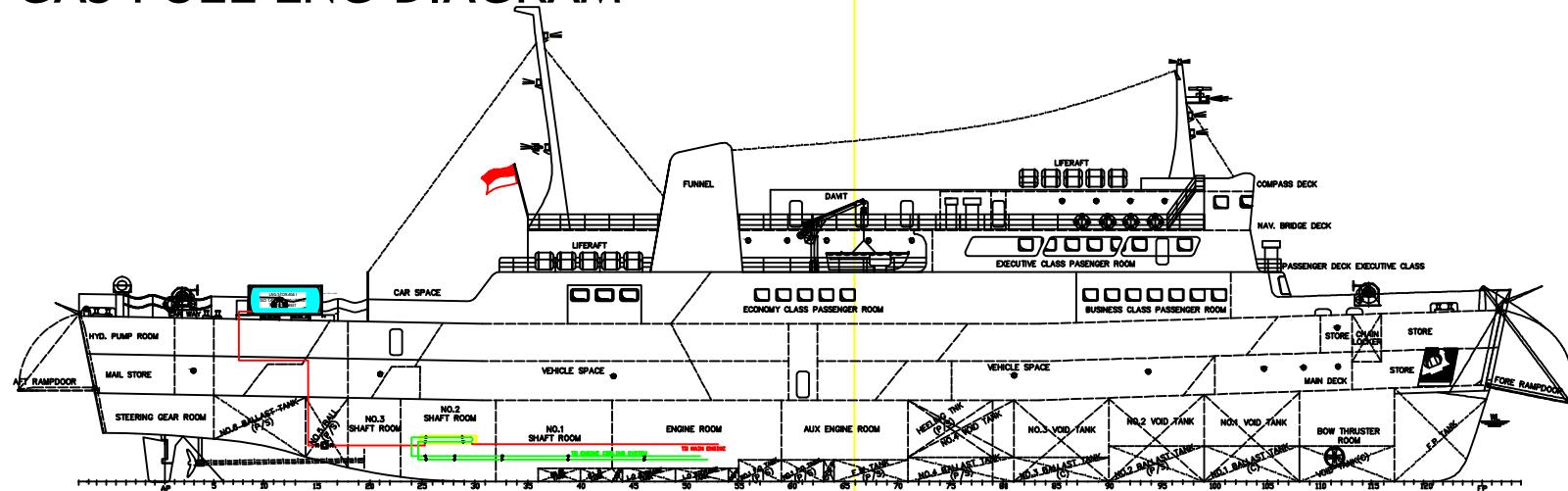
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

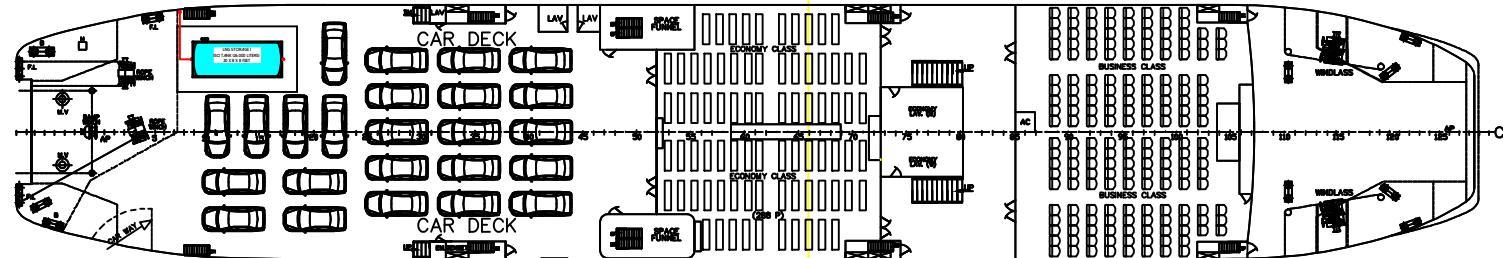


1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

GAS FUEL LNG DIAGRAM



PASSENGER DECKS



THIS DRAWING AND THE INFORMATION
CONTAINED HERE IN ARE SUPPLIED ON THE
UNDERSTAND THAT THOSE ARE FOR
EDUCATIONAL PURPOSE ONLY AND SHALL
NOT BE USED FOR INDUSTRIAL PURPOSE



DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING - ITS
FINAL PROJECT
TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS DUAL FUEL DIESEL ENGINE MODIFICATION USING HSD-LNG (STUDY CASE PT. ASDP INDONESIA FERRY MERAK-BAKALUHENI VOYAGE)

KMP. JATRA

DUAL FUEL FERRY PROJECT PT. ASDP INDONESIA FERRY (PERSERO)

CLASS: LR 100A1 LM

DRAWN BY:

SYSTEM FANDHIKA PUTERA SANTOSO

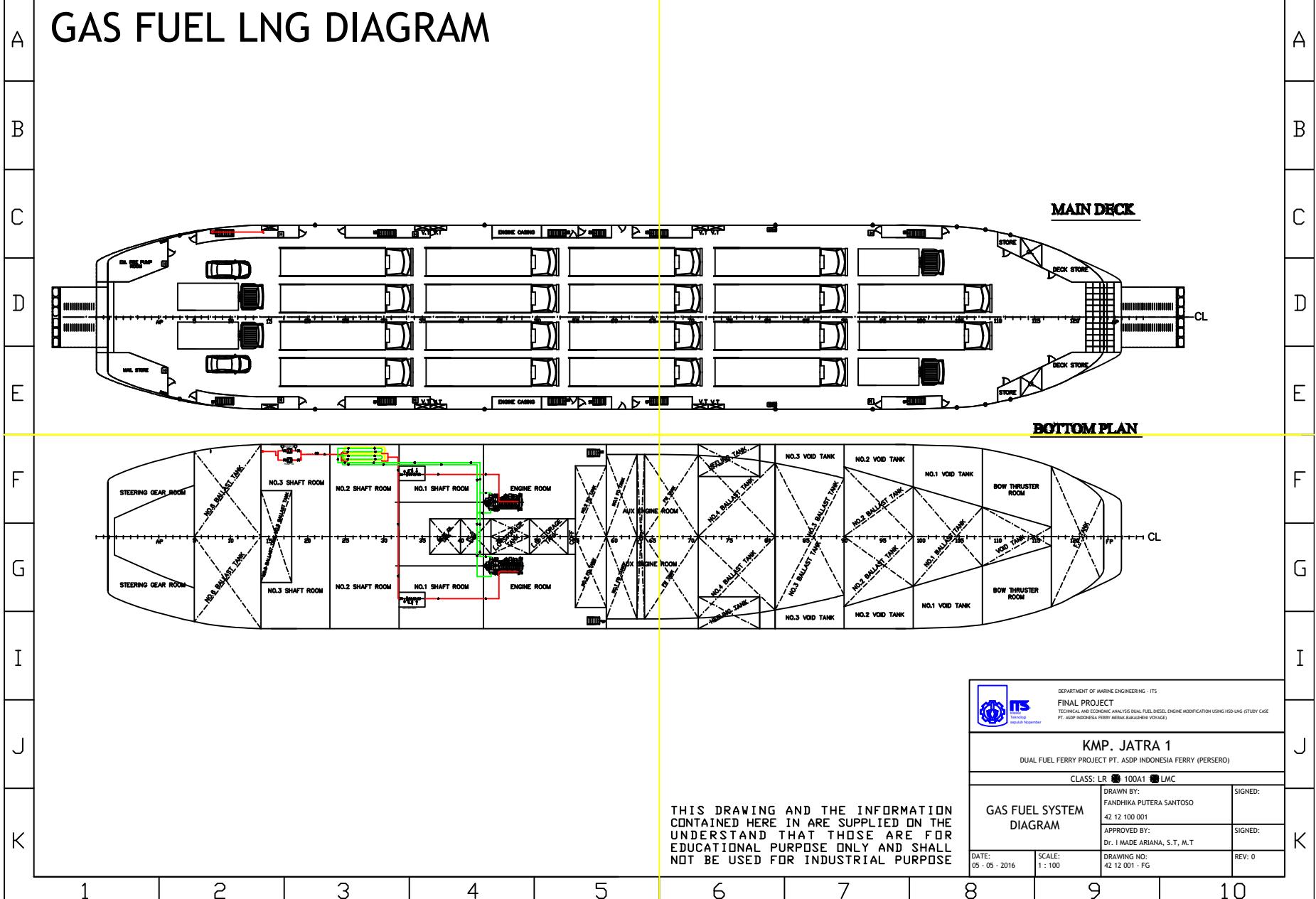
42 12 100 001

APPROVED BY:
Dr. LIMADE ARIANA S.T., M.T.

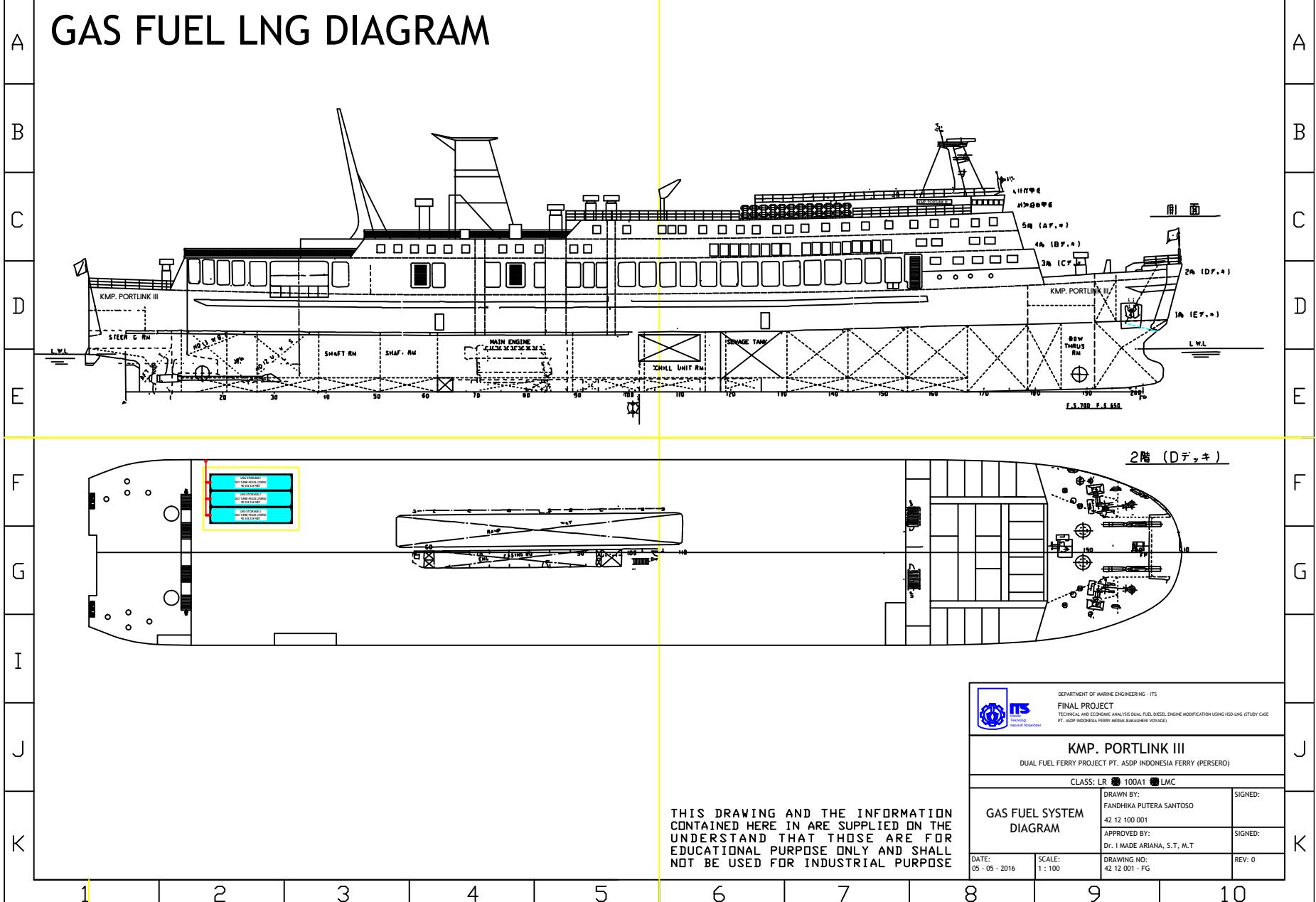
SCALE: DRAWING NO:

1 : 100 42 12 001 - FG

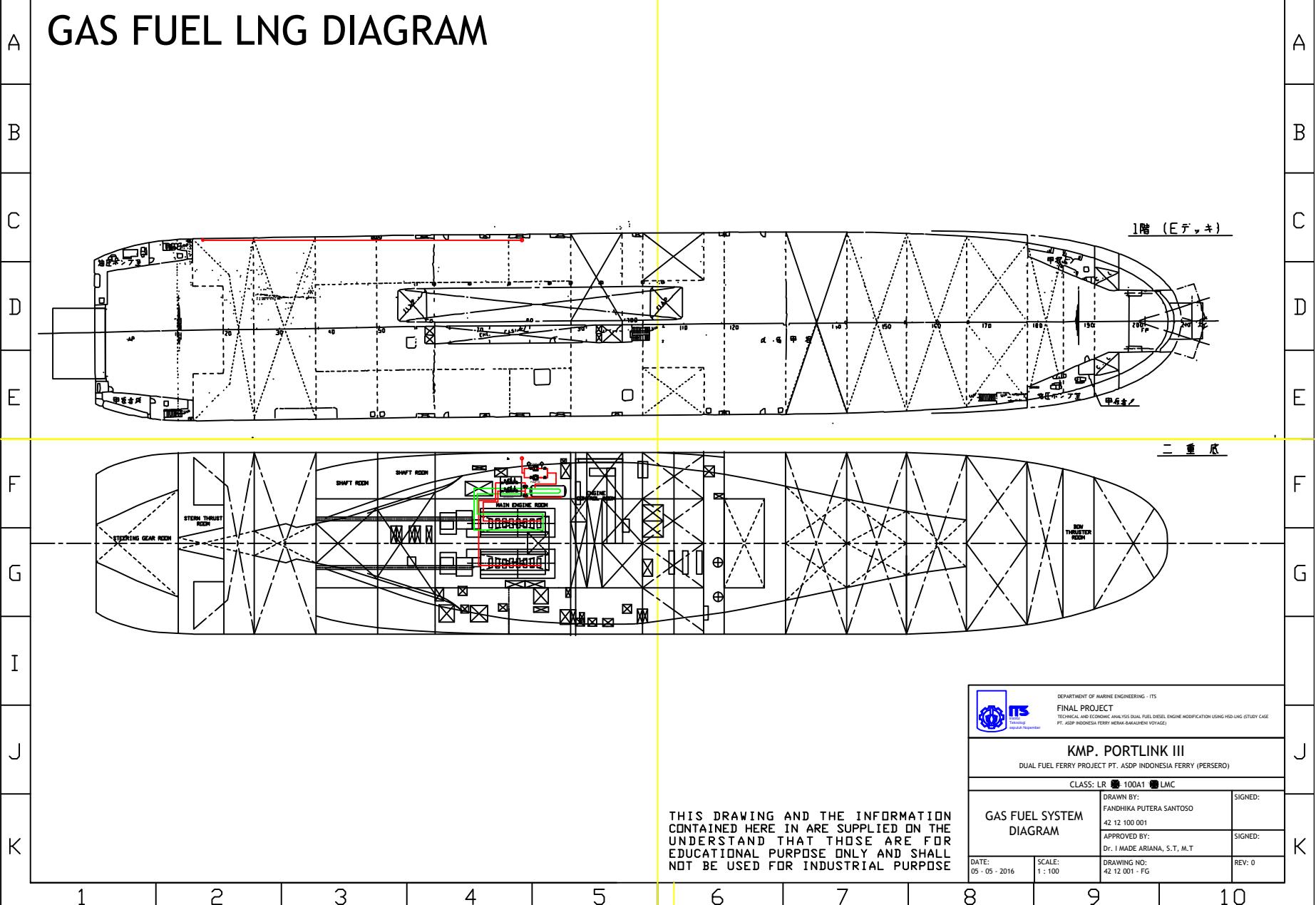
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10



DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING - ITS
FINAL PROJECT
TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS DUAL FUEL DIESEL ENGINE MODIFICATION USING HSD-LNG (STUDY CASE
PT. ASDP INDONESIA FERRY HERAK-BAKAHENI VESSEL)

KMP. PORTLINK III
DUAL FUEL FERRY PROJECT PT. ASDP INDONESIA FERRY (PERSERO)

CLASS: LR 100A1 LMC

GAS FUEL SYSTEM DIAGRAM	DRAWN BY: FANDHIKA PUTERA SANTOSO 421210001	SIGNED:
APPROVED BY: Dr. MADE ARIANA, S.T., M.T.		SIGNED:
DATE: 05-05-2016	SCALE: 1:100	DRAWING NO: 4212001-FG

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

DAFTAR PUSTAKA

- Fitrah, M. R. (2011). *Studi Kelayakan Konversi Diesel Engine Berbahan Bakar Minyak Menjadi Dual Fuel Diesel Engine Pada Kapal Container 368 TEU*. Surabaya: ITS.
- Fitriana, A. (2014). Tinjauan Teknis Ekonomis Pemakaian Dual Fuel Pada Tug Boat PT. Pelabuhan Indonesia II. *POMITS*.
- Hidayat, A. W. (2015). Kajian Eksperimental Unjuk Kerja Dual Fuel Engine Hasil Modifikasi Dari Diesel Engine. *ITS*, 15.
- Kern, D. Q. (1965). *Process Heat Transfer*. Singapore: McGraw-Hill Book Company.
- Kraipat. (2013). Performance and Emmissions of a Heafy-Duty Diesel Engine Fuelled with Diesel and LNG.
- Mishbah, D. (2014). Pemanfaatan Teknologi Dimple pada Lambung Kapal dengan Prinsip Boundary Layer sebagai Alternatif untuk Mengurangi Tahanan Kapal. *PIMNAS* (hal. 1). Surabaya: ITS.
- Nuswantara, M. R. (2011). Regasification of LNG (Liquefied Natural Gas). *JURNAL TEKNIK POMITS Vol. 3, No. 2, (2014) ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print)*, B-149-B-152.
- O'Brien. (2007, December 1). *LNG Processing and On Stream Analysis*. Diambil kembali dari O'Brien Corporation:
<http://www.obcorp.com/workarea/downloadasset.aspx?id=1430>
- Ojutkangas, M. (2011). *Dual fuel engine development and design*. Wartsila.
- Primo, J. (2012). *Shell and Tube Heat Exchangers*. Meadow Estate: PDH Online.

Purjiono, I. (2013). Kajian Teknis dan Ekonomis Penggunaan Dual Fuel System (LPG-Solar) pada Mesin Diesel Kapal Nelayan Tradisional. *ITS*.

BIODATA PENULIS



Fandhika Putera Santoso, lahir di Surabaya, 30 Desember 1994. Anak pertama dari dua bersaudara dari Pudji Santoso dan Rusmiyati. Pendidikan formal penulis yaitu SMA Negeri I Bangkalan kemudian melanjutkan kuliah di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, ITS. Sebagai mahasiswa sudah seharusnya bisa menjadi panutan dan penggerak untuk menebar kebermanfaatan. Selain kegiatan akademik, penulis juga aktif berorganisasi terutama untuk bidang pengembangan teknologi. Penulis berorganisasi di Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) ITS, Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan (Himasikal), serta beberapa komunitas penggerak kegiatan sosial. *“Manusia yang paling mulia adalah yang paling banyak memberikan manfaatnya untuk lingkungan”*, prinsip hidup ini selalu dipegang sebagai pemuda calon pemimpin bangsa yang harus bisa menebar kebaikan. Keinginan kuat penulis agar suatu saat mampu membangun bangsa Indonesia dalam industri maritim semoga dapat terwujud. Tetap bermanfaat, menginspirasi dan berdikari untuk negeri.