TUGAS AKHIR – MS 184801

PERENCANAAN INFRASTRUKTUR TRANSPORTASI LAUT UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MESIN GAS: STUDI KASUS PULAU NIAS

Izdihar Rizqi Zamzami
NRP 04411740000045

Dosen Pembimbing :
Firmanto Hadi, S.T., M.Sc.
Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2022

TUGAS AKHIR – MS 184801

PERENCANAAN INFRASTRUKTUR TRANSPORTASI LAUT UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MESIN GAS: STUDI KASUS PULAU NIAS

Izdihar Rizqi Zamzami
NRP 04411740000045

Dosen Pembimbing :
Firmanto Hadi, S.T., M.Sc.
Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2022

FINAL PROJECT – MS 184801

MARINE TRANSPORTATION INFRASTRUCTURE PLANNING FOR GAS ENGINE POWER PLANTS: A CASE STUDY OF NIAS ISLAND

Izdihar Rizqi Zamzami
NRP 04411740000045

Supervisor :
Firmanto Hadi, S.T., M.Sc.
Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.

DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY
SURABAYA
2022

LEMBAR PENGESAHAN

PERENCANAAN INFRASTRUKTUR TRANSPORTASI LAUT UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MESIN GAS: STUDI KASUS PULAU NIAS

TUGAS AKHIR

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

Oleh:

IZDIHAR RIZQI ZAMZAMI
NRP 04411740000045

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

Dosen Pembimbing I	Dosen Pembimbing II
Firmanto Hadi, S.T., M.Sc.	**Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.**
NIP 196906101995121001	NIP 1988202012051

SURABAYA, FEBRUARI 2022

LEMBAR REVISI

PERENCANAAN INFRASTRUKTUR TRANSPORTASI LAUT UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MESIN GAS: STUDI KASUS PULAU NIAS

TUGAS AKHIR

Telah direvisi sesuai hasil sidang Ujian Tugas Akhir

Tanggal 3 Februari 2022

Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

IZDIHAR RIZQI ZAMZAMI

NRP. 04411740000045

Disetujui oleh Tim Penguji Ujian Tugas Akhir:

1. Dr. Eng. I. G. N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng. .. ..
2. Pratiwi Wuryaningrum, S.T., M.T. .....
3. Muhammad Riduwan, S.Kom., M.Kom. .....

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

1. Firmanto Hadi, S.T., M.Sc. .....
2. Ir. Oktaviani Turrbaningsih, M.T. .....

SURABAYA, FEBRUARI 2022

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT, atas rahmat dan karunia-Nya penyusun diberi kemudahan dalam mengerjakan hingga menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **"Perencanaan Infrastruktur Transportasi Laut untuk Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas: Studi Kasus Pulau Nias"**. Kelancaran dalam proses ini tidak lepas dari bimbingan Bapak Firmanto Hadi, S.T., M.Sc. selaku dosen pembimbing satu dan Ibu Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T. selaku dosen pembimbing dua yang selalu memotivasi dan memberikan saran dalam pengerjaan Tugas Akhir. Selain itu, penulis juga ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Mas Raika selaku pihak dari PT Perusahaan Gas Negara Jakarta yang dengan baik hati membantu penulis dalam mengumpulkan data serta wawancara untuk Tugas Akhir.
2. Bapak Fahri selaku pihak dari PLTMG PT Cogindo Nias yang dengan baik hati membantu penulis dalam mengumpulkan data serta wawancara untuk Tugas Akhir.
3. Bapak Aditya Wiralaksana, S.T., MMT. yang memberikan kesempatan kepada penulis untuk belajar dalam proyek logistik LNG untuk pembangkit listrik yang akhirnya diterapkan pada Tugas Akhir ini.
4. Mas Hanif Nur Fauzi S.T. yang dengan baik hati membukakan jalan untuk penulis dalam proses permohonan data.
5. Bapak Muhammad Riduwan, S.Kom., M.Kom. selaku dosen wali penulis yang berperan selama masa perkuliahan dalam memberikan dukungan dan saran bagi penulis.
6. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Transportasi Laut FTK-ITS, yang telah memberikan ilmu, pengetahuan, dan pengalaman kepada penulis selama masa perkuliahan.
7. Keluarga selama masa perkuliahan di Departemen Teknik Transportasi Laut FTK ITS, "SEVMASH" Angkatan 2017 yang telah menjadi teman – teman seperjuangan yang memberikan cerita warna – warni masa perkuliahan serta dengan senantiasa siap apabila dibutuhkan, memberikan dukungan dan motivasi.
8. Terimakasih kepada Farrel, Ian, Fajri, Udin, Akhdan dan Terijuang yang selalu membantu dan menemani penulis bermain game dikala suntuk mengerjakan tugas akhir.
9. Terimakasih untuk Aisyah Mutiara Ramadhani yang selalu memberi semangat ketika penulis ingin menyerah, membantu mencari solusi dikala buntu, memotivasi dan memberikan nasihat untuk terus berjuang serta doa untuk penulis

10. Dan semua pihak yang tidak dapat ditulis satu persatu, yang telah banyak sekali membantu selama masa perkuliahan khususnya saat pengerjaan Tugas Akhir ini.

Dengan menyadari bahwa laporan Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu kritik dan saran sangat diharapkan adanya. Serta tidak lupa memohon maaf yang sebesar-besarnya apabila terdapat kesalahan dalam laporan ini. Akhir kata, semoga laporan ini dapat bermanfaat untuk pihak-pihak yang membaca.

Surabaya, Februari 2022

Izdihar Rizqi Zamzami

PERENCANAAN INFRASTRUKTUR TRANPORTASI LAUT UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MESIN GAS: STUDI KASUS PULAU NIAS

Nama Mahasiswa	:	Izdihar Rizqi Zamzami
NRP	:	04411740000045
Jurusan / Fakultas	:	Teknik Transportasi Laut / Fakultas Teknologi Kelautan
Dosen Pembimbing	:	Firmanto Hadi, S.T., M.Sc. Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.

ABSTRAK

Pemerintah Indonesia saat ini sedang mengembangkan kelistrikan yang ramah lingkungan di berbagai wilayah melalui konversi bahan bakar solar menjadi gas alam cair (LNG) pada pembangkit listrik. Konversi bahan bakar tersebut bertujuan untuk mengurangi emisi dan nilai impor bahan bakar minyak. Salah satu pembangkit listrik yang mengalami kendala konversi adalah Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) di Pulau Nias, karena proyek gasifikasi yang belum selesai dibangun dan infrastruktur penanganan LNG yang belum tersedia. Tugas Akhir ini bertujuan untuk merencanakan infratruktur transportasi laut di Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas Pulau Nias dengan durasi proyeksi 20 tahun. Langkah pertama adalah menganalisis alat angkut gas yang tersedia beserta titik lokasi suplai. Selanjutnya adalah merencanakan kebutuhan terminal asal dan tujuan untuk menangani LNG sesuai variasi alat angkut yang digunakan, serta melakukan estimasi jumlah kebutuhan gas alam cair untuk PLTMG Nias dalam jangka panjang. Beberapa skenario perlu dikembangkan dengan memperhatikan biaya transportasi dan investasi, karena permintaan gas alam cair oleh PLTMG Nias relatif rendah serta titik suplai tidak dapat menangani kapal berukuran kecil. Metode optimasi dipakai untuk memilih skenario distribusi serta terminal yang paling optimum. Hasil analisis menunjukan bahwa pola distribusi LNG yang paling optimum adalah dengan menggunakan 3 (tiga) unit Kapal LCT berkapasitas 40 Box ISO Tank 40ft dengan titik suplai berasal dari Terminal LNG Arun. Pengadaan kapal dilakukan secara bertahap dengan 2 kapal pada tahun 2022 dan menambah 1 kapal pada tahun 2034. Fasilitas penyimpanan untuk TUKS PLTMG Nias menggunakan tangki berkapasitas 2300 KL. Biaya satuan dari pengadaan LNG dari Terminal LNG Arun ke TUKS PLTMG Nias sebesar 1.440 Rp/liter atau setara 4,8 $/MMBTU. Dampak penerapan LNG sebagai bahan bakar PLTMG dapat mengurangi emisi sebesar 58% dan mengurangi biaya pengadaan bahan bakar sebesar 56%.

Kata kunci: Metode Optimasi, Terminal Untuk Kepentingan Sendiri (TUKS), Transportasi LNG

(halaman ini sengaja dikosongkan)

MARINE TRANSPORTATION INFRASTRUCTURE PLANNING FOR GAS ENGINE POWER PLANTS: A CASE STUDY OF NIAS ISLAND

Author	:	Izdihar Rizqi Zamzami
ID No.	:	04411740000045
Department / Faculty	:	Department of Marine Transportation / Faculty of Marine Technology
Supervisors	:	Firmanto Hadi, S.T., M.Sc. Ir. Oktaviani Turbaningsih, M.T.

ABSTRACT

The government of the Republic of Indonesia has developed an environmentally friendly source of electricity by converting diesel fuel into liquefied natural gas (LNG) used at electric power plants. Fuel conversion aims to reduce emissions and the value of imported fuel oil. One of the power plants experiencing conversion problems is the Gas Engine Power Plant (PLTMG) on Nias Island, due to the unfinished gasification project and the unavailability of LNG handling infrastructure. This Final Project aims to plan marine transportation infrastructure at Nias Island Gas Engine Power Plant with a projected duration of 20 years. The first step is to analyze the source of gas and its location. It is then to plan the needs for terminals of origin and destination to handle LNG according to the variety of transportation modes and estimate the amount of liquefied natural gas required for PLTMG Nias in the long term. Several scenarios need to be developed by considering transportation and investation costs because the demand for PLTMG Nias is relatively low, while the supply point cannot accommodate small vessels. Optimization is utilized to select the optimum distribution scenario and its required terminal. The results show that the most optimum LNG distribution pattern is by using 3 units of LCT ISO tank vessels that can carry 40 Boxes of 40ft container with the supply point coming from Arun LNG Terminal. The vessel procurement will be carried out in two stages: 2 vessels in 2022 and one additional vessel in 2034. The storage facility for TUKS PLTMG Nias uses a tank capacity of 2300 KL. The unit cost of procuring LNG from Arun LNG Terminal to TUKS PLTMG Nias is 1,440 IDR/litre, equivalent to 4.8 USD/MMBTU. The impact of applying LNG as fuel for PLTMG can reduce emissions by 58% and reduce fuel procurement costs by 56%.

Keywords: Optimization Method, LNG Transportation, TUKS

(halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN iv
LEMBAR REVISI v
KATA PENGANTAR vii
ABSTRAK ix
ABSTRACT xi
DAFTAR ISI xiii
DAFTAR GAMBAR xvii
DAFTAR TABEL xix
DAFTAR LAMPIRAN xxiii
BAB I PENDAHULUAN 25
I.1 Latar Belakang 25
I.2 Perumusan Masalah 26
I.3 Tujuan 27
I.4 Manfaat 27
I.5 Batasan Masalah 27
I.6 Hipotesis Awal 28
BAB II TINJAUAN PUSTAKA 29
II.1 Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas 29
II.2 *Liquefied Natural Gas* (LNG) 30
II.3 *Biodiesel* B30 32
II.4 Perbandingan Harga LNG dan BBM 34
II.5 Pemanfaatan Alat Angkut 35
II.5.1 Jenis Transportasi Laut LNG 35
II.5.2 Tipe Sewa Kapal (*Ship Chartering*) 39
II.5.3 Teori Efektivitas dan Efisiensi 41
II.6 Terminal Regasifikasi LNG 43
II.6.1 Transfer Muatan LNG dari Kapal 43

II.6.2 Penyimpanan LNG 43
II.6.3 Proses Regasifikasi LNG 44
II.7 Komponen Biaya Transportasi Laut 44
II.7.1 Biaya Modal (*Capital Cost*) 44
II.7.2 Biaya Operasional (*Operating Cost*) 44
II.7.3 Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*) 46
II.7.4 Biaya Bongkar Muat (*Cargo Handling Cost*) 47
II.7.5 Biaya Air Tawar Penumpang 48
II.7.6 Total Biaya Transportasi Laut (*Total Cost*) 48
II.7.7 Biaya per Satua Unit (Unit Cost) 48
II.8 Penelitian Terdahulu 51

BAB III METODOLOGI PENELITIAN 53
III.1 Diagram Alir Penelitian 53
III.1.1 Tahap Pendahuluan 54
III.1.2 Tahap Pengumpulan Data 55
III.1.3 Tahap Pengolahan Data 56
III.1.4 Tahap Analisis Data 56
III.1.5 Tahap Kesimpulan dan Saran 56

BAB IV GAMBARAN UMUM 57
IV.1 Kondisi PLTMG Nias Saat Ini 57
IV.1.1 Lokasi Studi 57
IV.1.2 Kebutuhan Listrik 58
IV.1.3 Pola Operasi Pasokan Bahan Bakar 60
IV.1.4 Sistem Regasifikasi PLTMG Nias 60
IV.2 Titik Asal Lokasi Supply LNG 61
IV.3 Data Kapal Pembanding 63
IV.4 Data Pelabuhan 65
IV.5 Benchmarking Terminal LNG 71

BAB V ANALISIS DAN PEMBAHASAN 77
V.1 Analisis Transportasi Bahan Bakar Eksisting 77
V.2 Analisis Kebutuhan di PLTMG Nias 79
V.3 Analisis Supply Side 81

V.4 Analisis Transportasi LNG 83
V.4.1 Pemilihan Opsi Lokasi Supply 84
V.4.2 Biaya Kapital 86
V.4.3 Biaya Operasional 87
V.4.4 Biaya Pelayaran 87
V.4.5 Biaya Bongkar Muat 90
V.4.6 Analisis Skema Operasional Kapal 93
V.5 Analisis Investasi TUKS 95
V.5.1 Skenario Kapal LCT 95
V.5.2 Skenario Kapal *Mini LNG Carrier* 98
V.5.3 Skenario Kapal *LNG Carrier* 101
V.6 Optimasi Transportasi LNG 103
V.6.1 Model Matematis Pemilihan Kapal 103
V.6.2 Pemilihan Armada Kapal LNG 104
V.7 Model Investasi Kapal LNG 106
V.8 Analisis Transportasi B30 108
V.9 Pola Operasi dan Penjadwalan Armada 108
V.9.1 Model Matematis Penjadwalan 109
V.9.2 Kapal LNG 110
V.9.3 Truk Tangki B30 111
V.10 Desain TUKS PLTMG Nias 111
V.11 Dampak Penerapan Bahan Bakar LNG pada PLTMG Nias 114
V.11.1 Analisis Emisi Pembangkit dan Transportasi 114
V.11.2 Perbandingan Biaya Pengadaan Bahan Bakar 117

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN 119
VI.1 Kesimpulan 119
VI.2 Saran 120

DAFTAR PUSTAKA 121
LAMPIRAN 123
BIODATA PENULIS 141

(halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar II-1 *Overview* PLTMG Nias 29
Gambar II-2 Pertumbuhan Produksi Biodiesel B30 33
Gambar II-3 Emisi CO2 pad Biodiesel dan Solar 33
Gambar II-4 Nilai Tambah CPO (Setelah B30) 34
Gambar II-5 Perbandingan Harga LNG dan BBM Diesel 35
Gambar II-6 Kapal LNG Carrier Tipe Spherical 36
Gambar II-7 Kapal LNG Carrier Tipe Membrane 36
Gambar II-8 LNG Tanker Surya Satsuma 37
Gambar II-9 Ilustrasi Kapal LCT yang Mengangkut ISO tank 38
Gambar III-1. Diagram Alir Penelitian 53
Gambar III-2 Diagram Alir Penelitian (lanjutan) 54
Gambar IV-1 Titik Lokasi PLTMG Nias 57
Gambar IV-2 Kebutuhan Listrik di Nias 58
Gambar IV-3 Mesin Pembangkit Listrik di PLTMG Nias 58
Gambar IV-4 Tangki Bahan Bakar B30 di PLTMG Nias 59
Gambar IV-5 Rute Pengiriman B30 di Nias 60
Gambar IV-6 Sistem Regasifikasi DNDAAV (*Direct Natural Draft Ambient Air Vaporizer*) 61
Gambar IV-7 Perebaran LNG di Indonesia 62
Gambar IV-8 Data Produksi LNG Tahun 2016 – 2020 di Indonesia 62
Gambar IV-9 3 (Tiga) Opsi Lokasi Supply LNG untuk PLTMG Nias 63
Gambar IV-10 Pola Operasi dan Distribusi LNG di FSRU Jawa Barat 70
Gambar IV-11 Denah Terminal LNG dan (ORU) Jawa Timur 71
Gambar IV-12 Diagram Alir dari Proses Terminal LNG dan Regasifikasi 72
Gambar IV-13 Jetty TUKS PLTMG Bawean untuk Kapal LCT 73
Gambar IV-14 Fasilitas Darat TUKS PLTGU Gresik 74
Gambar V-1 Proyeksi Kebutuhan Listrik PLTMG Nias 79
Gambar V-2 Profil Bahan Bakar Pembangkit Listrik di Nias 80

Gambar V-3 Proyeksi Bahan Bakar (LNG & B30) PLTMG Nias 81
Gambar V-4 Peta Rute Terminal LNG Arun - PLTMG Nias 84
Gambar V-5 Peta FSRU Lampung - PLTMG Nias 85
Gambar V-6 Peta Rute FSRU Jawa Barat - PLTMG Nias 85
Gambar V-7 Stock LNG – Penjadwalan Kapal 110
Gambar V-8 Stock B30 – Penjadwalan Truk 111
Gambar V-9 Rencana Layout Fasilitas Perairan TUKS PLTMG Nias 112
Gambar V-10 Rencana Layout Fasilitas Daratan TUKS PLTMG Nias 112
Gambar V-11 Rencana Layout Fasilitas Daratan PLTMG Nias (Dekat) 113
Gambar V-12 Perbandingan Emisi Bahan Bakar LNG & B30 117
Gambar V-13 Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit 118

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 Persentase Pengurangan Emisi LNG Terhadap Solar 32
Tabel II-2 Persentase Pengurangan Emisi LNG Terhadap HFO..... 32
Tabel II-3 Penelitian Terdahulu..... 51
Tabel IV-1 Spesifikasi Mesin Pembangkit Listrik di PLTMG Nias 59
Tabel IV-2 Data Spesifikasi Kapal Pembanding..... 64
Tabel IV-3 Data Daya dan Harga Kapal Pembanding 64
Tabel IV-4 Data Tarif TUKS PLTMG Nias..... 66
Tabel IV-5 Data Tarif Terminal LNG Arun..... 66
Tabel IV-6 Data Tarif Terminal Arun 67
Tabel IV-7 Data Tarif FSRU Lampung..... 68
Tabel IV-8 Data Tarif FSRU Jawa Barat 69
Tabel V-1 Spesifikasi Truk Tangki 77
Tabel V-2 Asumsi Perhitungan Operasional..... 77
Tabel V-3 Data Input Perhitungan..... 78
Tabel V-4 Perhitungan Waktu Tempuh..... 78
Tabel V-5 Perhitungan Total Biaya dan Tarif..... 78
Tabel V-6 Perhitungan Proyeksi Listrik PLTMG Nias..... 79
Tabel V-7 Konversi Satuan 79
Tabel V-8 Rasio Konsumsi Bahan Bakar PLTMG 80
Tabel V-9 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar PLTMG Nias..... 81
Tabel V-10 Rencana Supply LNG dalam MMBTU..... 81
Tabel V-11 Sebaran Demand LNG Wilayah Arun 82
Tabel V-12 Sebaran Demand LNG Wilayah FSRU Lampung 82
Tabel V-13 Sebaran Demand LNG Wilayah FSRU Jawa Barat..... 82
Tabel V-14 Jenis Bahan Bakar Kapal LNG 83
Tabel V-15 Asumsi Perhitungan Transportasi LNG 83
Tabel V-16 Data Perhitungan Skenario 1 - LNG 84
Tabel V-17 Data Perhitungan Skenario 2 - LNG 85

Tabel V-18 Data Perhitungan Skenario 3 - LNG 86
Tabel V-19 Data Harga Investasi Kapal 86
Tabel V-20 Perhitungan Biaya Kapital Kapal LNG 86
Tabel V-21 Asumsi Biaya Operasional Transportasi LNG 87
Tabel V-22 Perhitungan Biaya Operasional Kapal LNG 87
Tabel V-23 Kebutuhan BBM – Kapal LCT 88
Tabel V-24 Biaya Perjalanan – Kapal LCT 88
Tabel V-25 Kebutuhan BBM – Kapal Mini LNG Carrier 88
Tabel V-26 Biaya Perjalanan – Kapal Mini LNG Carrier 89
Tabel V-27 Kebutuhan BBM – Kapal LNG Carrier 89
Tabel V-28 Biaya Perjalanan – Kapal LNG Carrier 89
Tabel V-29 Frekuensi & Kargo Terangkut – Kapal LCT 90
Tabel V-30 Biaya Bongkar Muat – Kapal LCT 90
Tabel V-31 Kebutuhan Frekuensi Kapal Mini LNG Carrier 91
Tabel V-32 Kargo Terangkut – Kapal Mini LNG Carrier 91
Tabel V-33 Biaya Bongkar Muat – Kapal Mini LNG Carrier 91
Tabel V-34 Frekuensi Kapal LNG Carrier 92
Tabel V-35 Kargo Terangkut – Kapal LNG Carrier 92
Tabel V-36 Biaya Bongkar Muat – Kapal LNG Carrier 92
Tabel V-37 Rekapitulasi Biaya Perjalanan & Biaya Bongkar Muat LNG 93
Tabel V-38 Rekapitulasi Tariff TCH 93
Tabel V-39 Rekapitulasi Total Biaya TCH 94
Tabel V-40 Rekapitulasi Biaya Beli Kapal Bekas 94
Tabel V-41 Total Biaya Beli Kapal Bekas 95
Tabel V-42 Rekapitulasi Investasi Pelabuhan 95
Tabel V-43 Investasi Terminal LNG Arun – Kapal LCT 96
Tabel V-44 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal LCT 97
Tabel V-45 Investasi Terminal LNG Arun – Kapal Mini LNG Carrier 99
Tabel V-46 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal Mini LNG Carrier 99
Tabel V-47 Investasi Alat B/M di PLTMG Nias – Kapal Mini LNG Carrier 100
Tabel V-48 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal LNG Carrier 101
Tabel V-49 Investasi Alat B/M Terminal LNG Arun – Kapal LNG Carrier 102

Tabel V-50 Model Matematis Pemilihan Kapal 103
Tabel V-51 Pemilihan Kapal Aktif & Kargo Terangkut 105
Tabel V-52 Pemilihan Jumlah Unit Kapal & Frekuensi Kapal 105
Tabel V-53 Kargo Terangkut & Total Biaya 105
Tabel V-54 Model Investasi Kapal LNG 106
Tabel V-55 Model Investasi Kapal LNG Diawal 106
Tabel V-56 Model Investasi Kapal LNG Bertahap 107
Tabel V-57 Analisis Biaya Transportasi B30 108
Tabel V-58 Model Matematis Penjadwalan 109
Tabel V-59 Nilai NCV Bahan Bakar 115
Tabel V-60 Kandungan Karbon dalam Bahan Bakar 115
Tabel V-61 Faktor Oksidasi Bahan Bakar 115
Tabel V-62 Emisi Pembangkit 115
Tabel V-63 Perhitungan Emisi B30 & Transportasi 116
Tabel V-64 Perhitungan Emisi LNG & Transportasi 116

(halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR LAMPIRAN

Tabel Lampiran 1 Proyeksi PDRB Provinsi Riau Sektor Listrik dan Gas 123
Tabel Lampiran 2 Proyeksi Kebutuhan Listrik dan Bahan Bakar di Kepulauan Nias . 123
Tabel Lampiran 3 Proyekdi Frekuensi Kebutuhan Kapal 124
Tabel Lampiran 4 Proyeksi Kenaikan Tarif BBM 125
Tabel Lampiran 5 Proyeksi Biaya Bahan Bakar 126
Tabel Lampiran 6 Proyeksi Biaya Pelabuhan 127
Tabel Lampiran 7 Proyeksi Biaya Bongkar Muat 128
Tabel Lampiran 8 Proyeksi VC + CHC 129
Tabel Lampiran 9 Proyeksi Tariff TCH 130
Tabel Lampiran 10 Rekapitulasi Total Outcome (Voyage Cost dan Tariff TCH)..... 131
Tabel Lampiran 11 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal LCT 132
Tabel Lampiran 12 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal Mini LNG Carrier 133
Tabel Lampiran 13 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal LNG Carrier 134
Tabel Lampiran 14 Data Perhitungan Model Investasi Kapal 135
Tabel Lampiran 15 Model Investasi Diawal 135
Tabel Lampiran 16 Model Investasi Bertahap 136
Tabel Lampiran 17 Penjadwalan 137

Gambar Lampiran 1 Desain TUKS PLTMG Nias (Menyeluruh) 139
Gambar Lampiran 2 Desain TUKS PLTMG Nias (Sebagian) 140

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I
PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Pemerintah terus berupaya melakukan pemerataan pembangunan di kepulauan – kepulauan seluruh indonesia termasuk Kepulauan Nias. Kepulauan Nias merupakan wilayah yang tertinggal dalam pasokan listrik dan bahan bakar. Hal tersebut disebabkan karena kondisi infrastruktur yang masih kurang memadai dibandingkan kabupaten/kota lain di Sumatera. Pemerintah akan mengembangkan kelistrikan di Kepulauan Nias dan menambah daya. Untuk menunjang peningkatan kapasitas listrik, maka pemerintah membangun pembangkit listrik berbahan bakar solar.

Dilihat dari data minyak di Indonesia, sebagian kebutuhan solar masih dipasok dari luar negeri. Disisi lain, Indonesia memiliki cadangan LNG (*liquefied natural gas*) yang berlebih. Jika dibandingkan dengan solar, harga LNG jauh lebih murah dibandingkan dengan harga solar. Harga LNG berada pada kisaran 6,6 – 7 USD/MMBTU, sedangkan harga solar jika dikonversi mencapai 18 – 20 USD/MMBTU (Rahayu, 2020). Oleh sebab itu pemerintah mengeluarkan Keputusan Menteri ESDM No.13/2020 yang membahas tentang konversi penggunaan BBM dengan LNG dalam penyediaan listrik dan penugasan pelaksanaan penyediaan pasokan serta pembangunan infrastruktur LNG. Untuk mendukung program tersebut, pemerintah melakukan konversi pembangkit dari PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) menjadi PLTMG (Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas) di Nias dengan kapasitas 25 MW. PLTMG merupakan pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar utama LNG dan BBM Diesel sebagai bahan bakar sekunder dengan rasio 80% LNG dan 20% BBM Diesel.

Ditinjau dari penyediaan infrastruktur listrik, rasio elektrifikasi di Nias saat ini masih berada pada angka 51,38%. Menurut data bahwa bahan bakar pembangkit listrik di Nias 47 % adalah pembangkit dengan bahan bakar BBM, sedangkan 53 % dengan bahan bakar Non-BBM (Sutikno, 2020).

Saat ini PLTMG Nias masih menggunakan 100% B30 sebagai bahan bakar pembangkit. Pemerintah tengah mengupayakan proyek gasifikasi untuk PLTMG Nias agar segera dapat beroperasi menggunakan bahan bakar LNG. Kebutuhan bahan bakar LNG pada pembangkit di Nias rencananya akan dipasok dari Arun, Lhokseumawe. Disisi lain, PLTMG Nias hanya

memiliki dermaga kecil tanpa fasilitas alat bongkar. Guna mempercepat pemenuhan kebutuhan LNG di Nias, Pemerintah berencana menggunakan ISO Tank yang diangkut oleh kapal LCT (Landing Craft – Tank) (CNBC Indonesia, 2020). Namun hingga akhir tahun 2021, bahan bakar LNG masih belum bisa di suplai karena terkendala fasilitas regasifikasi yang masih dalam tahap pembangunan. Selain itu, pemerintah juga belum memiliki opsi kapal yang pasti dalam pengangkutan LNG untuk PLTMG Nias dalam jangka panjang.

Sebagai bentuk komitmen Pemerintah untuk meningkatkan utilisasi gas di sektor kelistrikan supaya dapat memberikan pelayanan yang terbaik bagi masyarakat. Dalam waktu dekat pemerintah akan mempersiapkan infrastruktur penyimpanan LNG di darat dan penyiapan kapal untuk pemasok LNG guna mempersiapkan pasokan listrik dalam jangka panjang (Intan, 2020). Pemanfaatan gas bumi untuk sektor kelistrikan juga membantu mengurangi ketergantungan pada energi impor dan mengurangi emisi yang dihasilkan pembangkit. Optimalisasi pemanfaatan gas bumi ini juga merupakan upaya pemerintah dalam menyediakan energi dalam negeri untuk kesejahteraan masyarakat.

Perkembangan ekonomi di Nias akan semakin meningkat. Sektor yang mendukung perekonomian Nias salah satunya adalah Pariwisata, dimana Pulau Nias memiliki daya tarik tersendiri bagi wisawatan mancanegara. Pemerintah setempat membuka peluang bagi investor untuk berinvestasi di sektor pariwisata. Disisi lain, pemerintah juga melakukan optimalisasi muatan tol laut guna meningkatkan kelancaran distribusi komoditas dan mengurangi disparitas harga antar daerah. Dengan potensi perkembangan tersebut harus diimbangi dengan pasokan listrik yang dapat memenuhi kebutuhan Pulau Nias dalam jangka panjang.

Dari latar belakang tersebut, maka diperlukan sebuah penelitian tentang analisis perencanaan infrastruktur transportasi laut yang mencakup penyediaan alat angkut dan terminal bongkar untuk penunjang pengiriman bahan bakar LNG dan bahan bahar minyak pada PLTMG Nias sehingga dapat memenuhi kebutuhan listrik di Kepulauan Nias.

I.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah dalam tugas akhir ini adalah, sebagai berikut:

1. Bagaimana alat angkut dan fasilitas terminal yang digunakan untuk memasok bahan bakar pembangkit listrik di PLTMG Nias saat ini ?
2. Bagaimana pola transportasi yang optimum untuk memasok LNG ke PLTMG Nias ?

3. Bagaimana perencanaan fasilitas terminal yang akan digunakan untuk penanganan muatan LNG pada PLTMG Nias ?
4. Bagaimana dampak penerapan bahan bakar LNG pada PLTMG Nias ?

I.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah, sebagai berikut:

1. Mengetahui alat angkut dan fasilitas terminal yang digunakan dalam memasok bahan bakar pembangkit listrik di PLTMG Nias saat ini.
2. Mengetahui pola transportasi yang optimum untuk memasok LNG ke PLTMG Nias.
3. Merencanakan fasilitas terminal yang akan digunakan untuk penanganan muatan LNG pada PLTMG Nias.
4. Mengetahui dampak penerapan bahan bakar LNG pada PLTMG Nias.

I.4 Manfaat

Manfaat yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah dapat membantu pihak penyuplai LNG untuk mengetahui jenis moda yang optimum dalam kerjasama pengiriman bahan bakar pembangkit listrik di Nias dengan memperhatikan biaya yang dikeluarkan melalui hasil analisis pemilihan kapal dan investasi pelabuhan di PLTMG Nias.

I.5 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah, sebagai berikut:

1. Bahan bakar pembangkit yang menjadi kajian analisis adalah LNG sebagai bahan bakar utama dan B30 yang merupakan bahan bakar pendamping untuk pembangkit listrik tenaga mesin gas
2. Lokasi studi kasus berada di PLTMG Gunung Sitoli Nias
3. Opsi jenis kapal yang digunakan untuk pengangkutan LNG adalah LCT-ISO Tank 40ft, Mini LNG dan LNG Carrier
4. Jenis moda yang digunakan untuk pengangkutan B30 berdasarkan jenis moda saat ini (Truk Tangki 24 KL)
5. Analisis dan perencanaan pengiriman bahan bakar hanya mencakup selama durasi proyeksi 20 tahun.

I.6 Hipotesis Awal

Hipotesis dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengiriman bahan bakar LNG ke PLTMG Nias dalam jangka panjang akan lebih optimum jika menggunakan Armada Kapal LCT.
2. Terminal LNG Arun akan menjadi titik asal suplai bahan bakar LNG yang optimum untuk PLTMG Nias.
3. Pengadaan Kapal LCT untuk pengiriman LNG ke PLTMG Nias yang dilakukan secara bertahap dengan menyesuaikan permintaan bahan bakar akan lebih meminimalkan biaya investasi.
4. Dampak penggunaan LNG pada pembangkit listrik dapat meminimalkan biaya pengadaan bahan bakar dan mengurangi emisi.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas

Sumber: www.wartanias.com (2016)
Gambar II-1 *Overview* PLTMG Nias

Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) adalah pembangkit listrik yang menggunakan 2 bahan bakar yang umumnya menggunakan gas alam (LNG) sebagai bahan bakar utama dan minyak diesel (B30) sebagai bahan bakar pada saat pengoperasian awal. Rasio bahan bakar untuk PLTMG adalah 80% untuk bahan bakar utama dan 20% untuk bahan bakar awal. Prinsip kerja PLTMG adalah dengan mengkompresikan udara dan pemanasan udara dengan penambahan bahan bakar gas panas yang digunakan untuk memutar turbin sebagai penggerak mula pemutar generator. Penggunaan PLTMG memiliki beberapa kelebihan dibandingkan dengan pembangkit lain (Nurlindha, 2018), adapun kelebihan pengguna PLTMG antara lain:

1. Beroperasi menggunakan dua bahan bakar, yaitu LNG dan B30
2. Penggunaan gas yang lebih ekonomis akan menurunkan biaya operasional

3. Penggunaan gas lebih ramah lingkungan karena emisi gas yang rendah
4. Waktu *start-up* yang cepat sehingga dapat digunakan untuk pemasok daya pada saat beban puncak.
5. Pembangunan PLTMG lebih cepat dibandingkan pembangkit lainnya.

II.2 *Liquefied Natural Gas* (LNG)

LNG adalah gas alam cair (terutama metana, CH4), diproduksi dari pencairan gas alam. LNG bersifat tidak berbau, tidak berwarna, tidak beracun, tidak korosif, dan berbahaya. LNG sebagian besar terdiri dari metana, tetapi memiliki persentase kecil etana, butana, dan propana bersama dengan nitrogen. LNG diproduksi baik dari sumur gas maupun sumur minyak yang telah diubah sementara menjadi bentuk cair untuk kemudahan penyimpanan dan pengangkutan. (Ab Saman Abd Kader, 2015).

Gas alam didinginkan dan dicairkan pada suhu kriogenik di sekitar -162˚C dan mendekati tekanan atmosfer, 25kPa. Dalam bentuk ini, LNG siap untuk disimpan dan dikirim. Dalam bentuk cair, volume LNG 600 kali lebih kecil dari jumlah gas alam yang sama pada suhu kamar. (Goucher, 2013)

Gas bumi termasuk LNG, LPG, dan CNG merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan di Indonesia setelah minyak bumi dan batubara. Infrastruktur LNG yang telah terbangun dan beroperasi yaitu kilang LNG sejumlah 3 unit (Kilang Bontang, Kilang DS LNG, dan Kilang Tangguh), FSRU sejumlah 3 unit (FSRU Nusantara Regas, FSRU Lampung, dan FSRU Benoa), dan Landbased Regasification sejumlah 1 unit (Regasifikasi Arun).
Setelah tahun 2015, penggunaan LNG difokuskan untuk kepentingan domestik, sehingga ekspor dibatasi setelah adanya perubahan pada kilang Arun dari yang sebelumnya digunakan untuk memproduksikan LNG menjadi untuk proses regasifikasi, maka kilang LNG yang beroperasi di Indonesia hanya sebanyak 3 yaitu Kilang LNG Badak, Kilang LNG Tangguh, serta kilang LNG Donggi-Senoro. (Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, n.d.)

Pada tahun 2015 Pertamina menanda tangani pembelian LNG dari Corpus Christi Liquefaction LLC anak perusahaan Cherniere Energy Inc di Amerika Serikat untuk kontrak yang akan dimulai pada tahun 2019 dengan jangka waktu 20 tahun sejumlah 1,5 juta ton per tahun (Warta Ekonomi, 2020), namun kontrak tersebut dibatalkan pada awal tahun 2019. Kemudian pada tahun 2019, PT Pertamina (Persero) telah menandatangani Perjanjian Jual Beli (SPA) dengan Anadarko Petroleum Corporation untuk pembelian gas alam cair (LNG) dari Mozambik LNG1 Company Pte Ltd. Kontrak tersebut adalah perjanjian jual beli tersebut untuk

satu juta ton per tahun (MTPA) dengan jangka waktu 20 tahun. (Arvirianty, 2019). Sementara itu menurut (GIIGNL, 2019) pada tahun 2018 Indonesia mulai melakukan impor LNG sebesar 1 MTPA dari LNG2 Mozambik dengan kontrak DES atau *Delivered Ex-Ship* dengan jangka waktu 20 tahun.

LNG dapat menghasilkan energi untuk berbagai kegunaan, terutama untuk pembangkit listrik, bahan bakar untuk rumah tangga dan memasak, serta menghasilkan suhu tinggi untuk proses industri. Ini juga dapat digunakan sebagai bahan baku untuk pembuatan produk kimia dan merupakan sumber hidrogen yang tidak mengeluarkan CO2 saat dibakar untuk diolah menjadi bahan bakar. Fleksibilitas ini berkontribusi pada peningkatan permintaan global untuk LNG sebesar 1,5% pada 2019 dibandingkan dengan 2018 (International Energy Agency, 2021)

Dalam konteks transisi energi saat ini yang paling dicari oleh negara-negara Eropa, ini merupakan alternatif yang sangat baik untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan membantu memerangi pemanasan global. Penggunaan LNG diperkirakan mencapai 25% dari portofolio energi dunia pada tahun 2035, jika dibandingkan dengan 21% saat ini, yaitu permintaan sebesar 51.000 miliar m3 (Gm3). LNG merupakan solusi pelengkap yang sangat baik dalam konteks bauran energi dengan energi terbarukan (solar, tenaga angin, biomassa) untuk menghasilkan listrik atau bahan bakar. (Elengy, 2018)

LNG merupakan bahan bakar fosil terbersih. Ketika Eropa mengejar target yang semakin ambisius untuk mengurangi emisi karbon dioksida, pembuatan bahan bakar LNG memiliki kontribusi penting. Bukan hanya karena manfaat emisi LNG jika dibandingkan dengan batu bara. LNG dapat digunakan untuk menghasilkan hidrogen dan juga menawarkan tenaga angin dan surya untuk membantu memastikan bahwa di Eropa dapat pasokan energi rendah karbon yang andal. Pada tahun 2018, gas alam memenuhi sekitar 21% dari semua kebutuhan energi di Eropa. (International Energy Agency, 2021)

LNG dapat dikatakan sebagai energi terbarukan ramah lingkungan karena, pembakaran LNG tidak mengeluarkan jelaga, debu atau asap. Ini menghasilkan karbon dioksida (CO2) 30% lebih sedikit daripada bahan bakar minyak dan 45% lebih sedikit dari batu bara, dengan pengurangan dua kali lipat emisi nitrogen oksida (N0x) dan hampir tidak ada emisi sulfur dioksida (SO2) yang merusak lingkungan. LNG memungkinkan untuk mematuhi standar lingkungan yang baru, jika dibandingkan dengan solar, bahan bakar LNG dapat mengurangi produksi pencemaran lingkungan dengan presentase sebagai berikut:

Tabel II-1 Persentase Pengurangan Emisi LNG Terhadap Solar

Pengurangan Emisi Bahan Bakar LNG Terhadap Solar	
Karbon dioksida (CO2)	25%
Nitrogen oksida (NOx)	80%
Karbon monoksida (CO)	97%

Di sisi lain, jika dibandingkan dengan emisi sulphur yang 10.000 kali lebih tinggi dari solar, penggunaan bahan bakar minyak berat (HFO) sebagai bahan bakar transportasi laut memiliki dampak yang signifikan terhadap lingkungan. Pada kenyataannya hal tersebut mengakibatkan hampir 14% dari emisi sulphur global ke atmosfer. Dampak yang semakin besar dari aktivitas manusia ini terhadap lingkungan mendorong International Maritime Organisation and the European Union untuk menerapkan peraturan yang lebih ketat. Dengan menurunkan batas sulphur bahan bakar maritim di perairan di seluruh dunia. Di Eropa, adopsi arahan 2012/33/EU memberlakukan batas emisi sulphur maksimum untuk kapal sebesar 0,1% di SECA tertentu (Area Kontrol Emisi Sulfur): Laut Baltik, Selat Inggris, dan Laut Utara), mulai 1 Januari 2015, dan 0,5% untuk semua perairan Eropa lainnya pada tahun 2020 atau 2025. Arahan ambisius ini menempatkan LNG sebagai solusi untuk masa depan armada maritim karena mereka mengambil langkah-langkah yang diperlukan untuk mematuhi arahan ini, karena jika dibandingkan dengan bahan bakar HFO, LNG dapat mengurangi emisi sebesar:

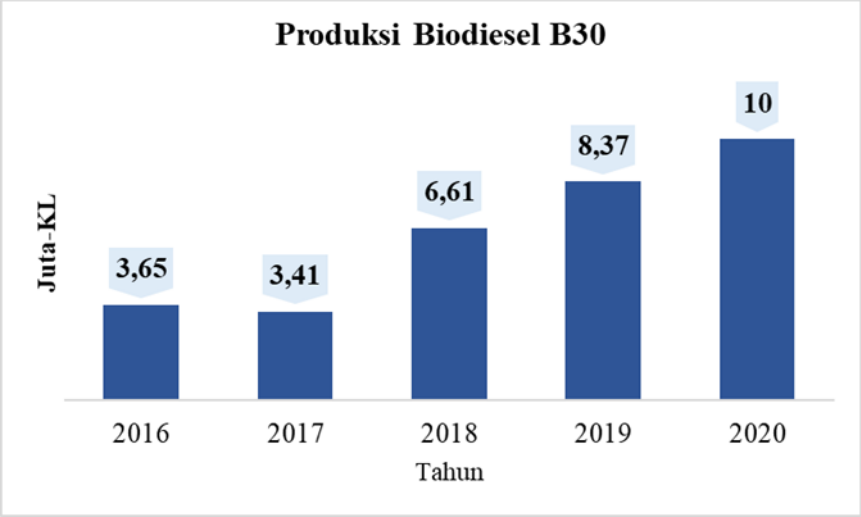
Tabel II-2 Persentase Pengurangan Emisi LNG Terhadap HFO

Pengurangan Emisi Bahan Bakar LNG Terhadap HFO	
Karbon dioksida (CO_2)	25%
Nitrogen oksida (NO_x)	90%
Belerang (SO_2) dan emisi partikel halus	100%

II.3 *Biodiesel* B30

Bahan bakar B30 merupakan bahan bakar hasil penelitian Indonesia sebagai bentuk pencapaian target untuk penyalura bahan bakar nabati (BBN). B30 merupakan bahan bakar campuran antara 30% fatty acid methyl ester (FAME) dan 70% solar. FAME sendiri merupakan hasil pengolahan minya kelapa sawit atau CPO. Distribusi penggunaan Biosolar B30 sendiri telah mencapai 5.518 SPBU yang tersebar di Indonesia.

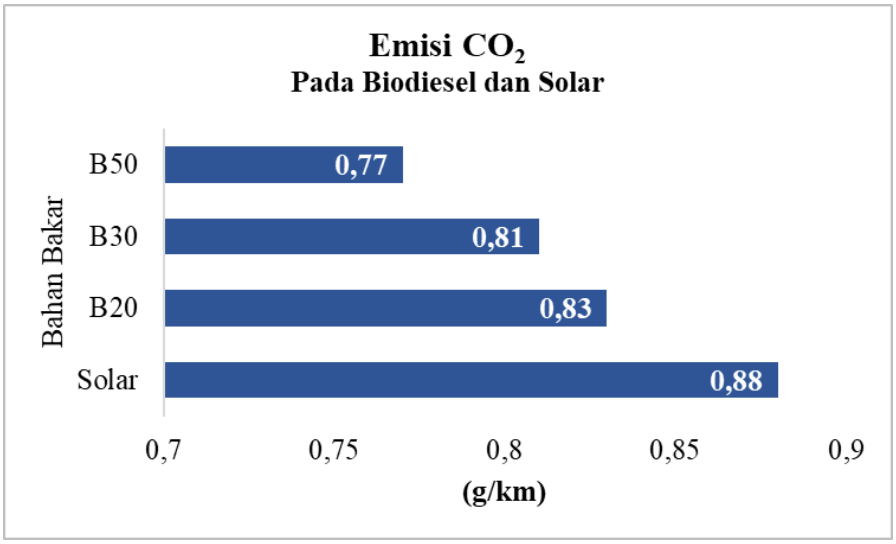
Adanya kebijakan B30, produksi biodiesel nasional semakin meningkat. Pada 2019, jumlah permintaan mencapai 8,37 juta-KL yang melebihi target sebesar 7,37 juta-KL. Dapat dilihat pada data berikut:



Gambar II-2 Pertumbuhan Produksi Biodiesel B30

B30 dinilai dapat menjadi energi alternatif pengganti BBM, dalam rangka meningkatkan ketahanan dan kemandirian energi serta nilai tambah untuk industri kelapa sawit (CPO). Selain itu, bahan bakar tersebut relatif lebih ramah lingkungan karena dapat mengurangi emisi karbon. Pemerintah berharap penggunaan biodiesel dapat mengurangi impor BBM.

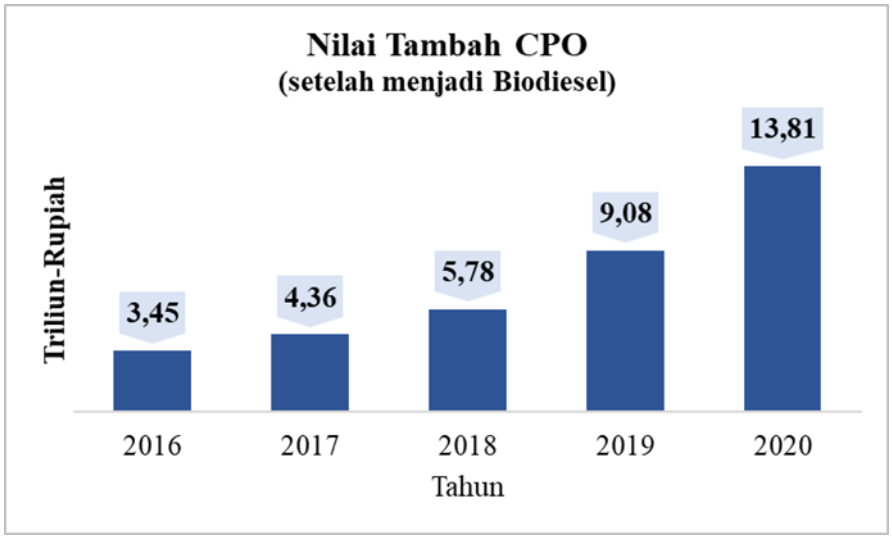
Implementasi B30 dapat menghemat devisa negara sebsar 63 Triliun-Rp. Dapat disimpulkan bahwa BBN dapat meningkatkan perekonomian Indonesia melalui pengurangan volume impor solar.



Gambar II-3 Emisi CO2 pad Biodiesel dan Solar

Biodiesel B30 juga mmeberikan manfaat lain yaitu meningkatkan performa mesin. Dikarenakan sifat FAME yang detergency mampu membersihkan mesin kendaraan maupun mesin industri daripada penggunaan BBM. Manfaat lainnya adalah dampaknya pada industri

kelapa sawit. Meningkatkan produksi B30, sejalan dengan peningkatan penggunaan produsk kelapa sawit (CPO) yang berdampak pada kesejahterana petani.

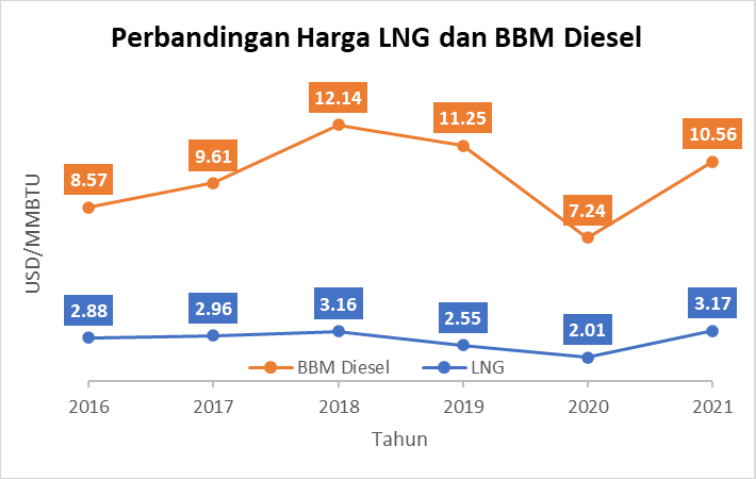


Gambar II-4 Nilai Tambah CPO (Setelah B30)

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 191 Tahun 2014, Biosolar B30 akan menjadi bahan bakar bersubsidi. Dimana penyalurannya kepada usaha mikro, usaha pertanian, dll. Namun tidak menutup kemungkinan untuk masyarakat menggunakan bahan bakar Biodiesel B30, sebagai upaya untuk mengurangi tingkat pencemaran lingkungan dengan bahan bakar rendah emisi. (Kementerian ESDM, 2020)

II.4 Perbandingan Harga LNG dan BBM

Berdasarkan KEPMEN ESDM No. 13/2020 tentang konversi bahan bakar pembangkit listrik dari BBM menjadi gas untuk mengurangi nilai impor dan nilai subsidi pada BBM yang digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Dilihat dari data dunia, harga rata rata bahan bakar minyak diesel mencapai 9,9 USD/MMBTU sedangkan harga rata rata gas alam cair (LNG) sekitar 2,79 USD/MMBTU. Berikut merpakan grafik perbandingan harga LNG dan BBM Diesel dalam satuan MMBTU dari tahun 2016 – 2021.



Sumber: Indexmundi, 2021

Gambar II-5 Perbandingan Harga LNG dan BBM Diesel

II.5 Pemanfaatan Alat Angkut

Dalam pengelolaan sebuah alat angkut, memaksimalkan kinerja dari pemanfaatan alat angkut merupakan hal penting. Dimana dalam menentukan tolok ukur bahwa alat angkut tersebut telah dimanfaatkan secara optimum. Maka faktor yang menjadi dasar penilaian antara lain efisiensi kerja, faktor keterisian ruang muat, produktivitas alat angkut dan utilitas alat angkut (Widodo, 2014). Hal-hal yang mempengaruhi kinerja alat angkut antara lain kesesuaian kondisi lokasi asal dan lokasi tujuan, pengaruh kondisi lapangan terhadap pola operasi, keserasian alat kerja (alat bongkar muat), waktu kerja efektif, kapasitas alat angkut dan jadwal kerja (Yuliandy, 2013).

II.5.1 Jenis Transportasi Laut LNG

A. Tanker LNG Carrier

Ada dua jenis kapal tanker LNG yang banyak digunakan di industri LNG yaitu jenis spherical type dan membrane type. Perbedaan di antara keduanya adalah bentuk sistem penahanan kargo.

- Tipe Moss / Spherical

Berdasarkan " Risk Assessment Survey " oleh K.S.Wang pada bulan Oktober 2010, hampir 40 persen pengangkut LNG di dunia adalah salah satunya tipe spherical. Secara kasar, masa pakai tipe ini sekitar 40 tahun atau lebih, dan ukuran tangki sekitar 125.000 m3 sampai 145.000 m3 (Goucher, 2013). Untuk membangun kapal pengangkut LNG jenis ini, dibutuhkan waktu sekitar 2 tahun hingga 2,5 tahun sejak penandatanganan kontraktor.

Sumber: Goucher, 2013

Gambar II-6 Kapal LNG Carrier Tipe Spherical

- Tipe Membrane

Biasanya ukuran standar untuk tipe ini adalah sekitar 125.000 m3 sampai dengan 150.000 m3 dimana 60 persen LNGC di dunia adalah tipe membrane. Pada LNGC tipe membran, ada beberapa penghalang antara lingkungan eksternal dan kargo LNG. Desain membran ganda terdiri dari baja tahan karat tipis atau membran baja nikel tinggi setebal 0,7 hingga 1,2 mm yang mampu menampung beban hidrostatik 25.000 m3 LNG tetapi mengandalkan kapal untuk memberikan dukungan struktural. Pompa internal digunakan untuk mengekspor LNG.

Sumber: Goucher, 2013

Gambar II-7 Kapal LNG Carrier Tipe Membrane

B. Mini LNG Carrier

Mini LNG Carrier atau biasa disebut *Small Sacle* LNG *Carrrier*, merupakan kapal pengangkut gas alam cair (LNG) dalam jumlah yang sedikit. Kapal jenis ini digunakan untuk wilayah-wilayah yang belum memiliki saluran pipa gas atau wilayah yang secara teknis belum memungkinkan untuk dibangun saluran pipa gas. Istilah *small* merujuk pada *volume* angkut LNG dan ukuran kapal hingga 40.000 cbm. Kapal LNG *Carrier* normal umumnya memiliki

kapasitas angkut 120.000 – 270.000 cbm dan berlayar antar benua dengan jarak puluhan ribu mil laut. Sementara *small* LNG tanker digunakan untuk jarak sekiar 1.000 mil laut.

(Sumber: Humpuss Intermoda Transportasi)

Gambar II-8 LNG Tanker Surya Satsuma

Distribusi LNG dalam skala kecil masih terbatas, oleh karena itu jumlah kapal jenis ini pun masih sangat sedikit. Pada 2016, di seluruh dunia hanya ada 57 unit Small LNG tanker dengan total kapasitas angkut 755.385 cbm. Artinya rata-rata kapasitas tiap kapal sekitar 13.000 cbm. Dari total jumlah di atas, sebanyak 31 unit sedang beroperasi, sisanya 26 unit masih dalam tahap pembangunan. Di Indonesia, kapal "Surya Satsuma" (22.500 cbm) milik PT. Humpuss Intermoda Transportasi (HIT) dapat dikategorikan dalam kelompok *Small* LNG Tanker dengan ukuran panjang Surya Satsuma 151 m, Lebar 28 m dan draft 7.02 m. Bandingkan dengan LNG Tanker terbesar di dunia Q Max (266,000 cbm) milik Qatar Gas Transport Company (Nakilat), yang panjangnya 345 m, lebar 53.8 m dan draft 12 m.

Kapal Small LNG Carrier umumnya *shallow draught*, berkisar 4 hingga 7 meter, sehingga tidak dibutuhkan kolam sandar yang dalam. Investasi pembangunan dermaga atau terminal LNG menjadi jauh lebih murah dan lebih cepat dibangun. Kapal Sinju Maru (2500 cbm) dengan draft 4.2 m bahkan dapat berlayar melalui sungai. *Small* LNG Tanker beroperasi dalam skenario yang disebut "*Small Scale LNG Shipping*" atau "Small LNG", yang melibatkan LNG *export/receving terminal*, LNG Tanker, LNG *storage*, dan *unit Regasification*. Jika jarak pengguna akhir terlalu jauh dari terminal, dapat digunakan truk. Beberapa kawasan yang menerapkan skenario *Small LNG Supply Chain* di atas, antara lain pantai barat AS -Meksiko, Karibia-Teluk Meksiko, Atlantik Utara, Eropa Utara, Mediteranian, dan Asia.

C. Kapal LCT (*Landing Craft Tank*) – ISO Tank

Kapal LCT (*Landing Craft Tank*) merupakan jenis kapal yang memiliki fungsi sebagai angkutan laut atau perairan yang dangkal. Kapal ini juga merupakan jenis kapal yang digunakan untuk perang, tak jarang untuk pengiriman antar pulau yang mengangkut barang-barang berukuran besar atau alat berat. Penggunaan Kapal LCT kaitannya dengan LNG adalah dengan mengakomodasi penggunaan ISO Tank. LNG dikemas dalam ISO Tank dan diangkut menggunakan LCT.

(Sumber: Bisnisindonesia.id, 2021)

Gambar II-9 Ilustrasi Kapal LCT yang Mengangkut ISO tank

Kapal LCT mengalami peralihan fungsi, dahulu kapal LCT digunakan untuk keperluan militer. Tetapi, saat ini kapal LCT sudah banyak dimanfaatkan dengan menyesuaikan pekembangan jaman. Sekarang ini, kapal LCT dialuhfungsikan menjadi kapal pengangkut berbagai alat-alat berat, cargo, serta bahan konstruksi. Jika dulu kendaraan perang, sekarang lebih ke arah barang untuk perdagangan dan mesin berat.

Penggunaan kapal LCT dipilih juga dengan alasan dari aspek investasi. Kapal LCT termasuk kapal yang tergolong memiliki nilai investasi rendah (murah). Namun juga memiliki manfaat yang banyak. Kapal LCT juga biasa digunakan untuk bisnis pengangkutan atau penyeberangan. Muatan yang dapat diangkut beragam, seperti *bulldozer*, *heavy cargo*, *dump truck*, *excavator*, *loader*, termasuk juga ISO tank. Selain alat berat, kapal LCT juga dapat mengangkut bahan-bahan konstruksi yang notabene berukuran besar, contohnya seperti lembaran baja, pipa besi, tangki air, dll.

Di negara Indonesia sendiri mempunyai banyak daerah pertambangan, dimana lokasi tambang biasanya terapat di pulau-pulau tertentu. Dengan kapal LCT, dapat mengangkut alat-

alat berat untuk perlengkapan tambang. Jika dibandingkan dengan penggunaan kapal tongkang, penggunaan kapal LCT lebih efisien karena LCT tidak membutuhkan pelabuhan besar dalam mendaratkan angkutan. Contohnya di beberapa daerah pertambangan, lokasinya cukup terpencil sehingga tak tersedia fasilitas pelabuhan yang besar. Hal tersebut akan sangat menyulitkan dari sisi pola operasi bongkar/muat maupun pola operasi sandar kapal. Dengan penggunaan LCT maka kesulitas tersebut dapat diminimalisir, karena kapal LCT dapat digunakan juga di perairan yang dangkal.

Alasan lain kapal LCT dinilai efisien dalam penggunaannya, karena dapat dibongkar dan dimuat dengan mudah dimanapun termasuk perairan dangkal sekalipun. *Landing Craft Tank* (LCT) ini dilengkapi dengan dek rata dan luat. Karena itu cocok untuk mengangkut berbagai kendaraan berat, hingga manusia serta bahan logistik dengan ukuran yang melebihi normal.

II.5.2 Tipe Sewa Kapal (*Ship Chartering*)

Sewa kapal dibedakan menjadi lima jenis yaitu bareboat charter, time charter, voyage charter, contranct of affreightment, dan consecutive voyage charter (Niko Wijnolst, 1996). Dalam perencanaan kali ini jenis sewa kapal yang digunakan adalah time chater dan voyage charter. Kedua tipe sewa kapal tersebut memiliki ketentuan dan perjanjian yang berbeda-beda. Berikut penjelasan dari tipe-tipe sewa kapal.

A. *Time Charter*

Time charter adalah tipe sewa kapal yang berlaku berdasarkan lama kapal tersebut disewa, jangka waktu penyewaan lazimnya tiga bulan atau kelipatannya (Sudjatmiko, 2012). Kapal diserahkan kepada penyewa lengkap dengan ABK dan perlengkapannya sehingga siap untuk berlayar. Tanggung jawa per*etailer* kapal meliputi bahan bakar, navigasi, perbekalan, asuransi, dan sudah diawaki secara penuh dengan nakhoda dan anak buah kapal (ABK) sesuai ketentuan, sesuai surat sijil (crew list) yang berlaku bagi kapal tersebut (Prasetyawati, 2019). Sedangkan tanggung jawab penyewa adalah batas daya muat dan kecepatan kapal. Tarif yang dibebankan pada penyewa berdasarkan pada periode waktu kapal disewa. Pe*retailer* kapal tetap mengoperasikan kapalnya di bawah instruksi penyewa, dengan catatan penyewa akan bertanggung jawab atas biaya pelayaran kapal dan biaya yang dibayarkan pada pe*retailer* kapal. Atau penyewa dapat mengoperasikan kapal sewanya sendiri tanpa harus membayar biaya pelayaran pada pe*retailer* kapal.

Tarif yang dikenakan pada tipe sewa ini adalah *Time Charter Hire* (TCH), dimana TCH muncul dari beban biaya atas biaya capital dan biaya operasional kapal. Sehingga, pihak

per*etailer* kapal akan mendapatkan tarif sewa harian kapal dari penyewa yang dibayarkan setiap awal bulan untuk mengoperasikan kapal.

B. *Voyage Charter*

Voyage Charter merupakan bentuk persetujuan sewa-menyewa kapal dimana kapal dipersewakan untuk mengangkut jenis muatan tertentu sejumlah besar tertentu untuk satu atau beberapa kali perjalanan tertentu dimana muatan harus dibongkar di pelabuhan (pelabuhan-pelabuhan) tujuan tertentu (Prasetyawati, 2019). *Voyage charter* adalah tipe sewa kapal dengan menyewa kapal di sertai dengan ABK dan nahkodanya untuk satu kali atau lebih pelayaran. Besarnya sewa kapal dihitung dari banyaknya muatan yang diangkut sebagaimana yang dijanjikan sehingga sewa kapal tidak beda dari uang tambang *(freight)*. Pada tipe sewa ini, tarif mencangkup biaya capital, biaya operasional, dan biaya pelayaran kapal. Tarif tipe sewa ini disebut dengan *Voyage Charter Hire* (VCH) yang dikenakan pada setiap ton muatan terangkut.

C. Perhitungan *Charter Hire*

Charter rate dihitung berdasarkan biaya tetap yaitu biaya modal, biaya operasional dan biaya perawatan. *Charter rate* untuk *voyage charter* juga memperhitungkan biaya perjalanan (*voyage cost*) sedangkan untuk time charter hanya terdiri dari biaya tetap.

Biaya tetap yang mengalami perubahan selama umur sisa kapal, dihitung dengan mencari nilai sekarang (*present value*). Untuk mendapatkan *charter rate* tahunan, semua komponen biaya tetap diproyeksikan selama umur sisa kapal dan akan digunakan untuk menghitung nilai anuitas. Nilai anuitas adalah besarnya biaya yang dibebankan secara seragam dalam periode waktu tertentu (dalam perhitungan ini bunga sama dengan Weighted WACC).

Persamaan berikut digunakan untuk menghitung semua beban biaya tetap secara periodik dengan persamaan anuitas:

$$A = P\ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \qquad \textit{(Persamaan II-1)}$$

Keterangan:

P = Nilai saat ini (present worth)

A = Anuitas/ biaya tetap selama periode tertentu (N)

I = Bunga dalam WACC (interest)

N = Tahun (n-year)

Setelah mendapatkan anuitas, charter rate untuk time charter maupun voyage charter didapat dengan rumus berikut:

1. Time Charter Hire

$$ATCH = (CC + OC) + MP \qquad \textit{(Persamaan II-2)}$$

Keterangan:

ATCH = Time Charter Hire

CC = Biaya Modal

OC = Biaya Operasional

MP = Margin Profit

Besar nilai time charter rate (TCH) ditentukan dengan cara menjumlahkan biaya tetap yaitu biaya modal dan biaya operasional dalam setahun. Kemudian ditambahkan margin keuntungan. TCH ditentukan berdasarkan periode waktu dengan satuan Rp/tahun.

2. Voyage Charter Hire

$$AVCH = ((CC + OC) + VC)) + MP \qquad \textit{(Persamaan II-3)}$$

Keterangan:

VCH = Voyage Charter Hire

CC = Biaya Modal

OC = Biaya Operasional

VC = Biaya Perjalanan

MP = Margin Profit

Penentuan voyage charter dilakukan dengan cara menjumlahkan biaya tetap dengan biaya perjalanan sesuai dengan kesepakatan dengan charterer dan penentuan profit margin untuk keuntungan pe*retailer* kapal. Besarnya voyage charter didasarkan pada jumlah perjalanan dan charter rate dari banyaknya muatan yang diangkut dengan satuan Rp/ton.

II.5.3 Teori Efektivitas dan Efisiensi

A. Efektivitas

Menurut *Mahmudi* (2005), efektivitas merupakan hubungan antara hasil dengan tujuan, semakin besar kontribusi hasil terhadap pencapaian tujuan, maka semakin efektif organisasi, program atau kegiatan. Menurut *Sondang P. Siagian* (2001), efektivitas adalah pemanfaatan sumber daya, sarana dan prasarana dalam jumlah tertentu yang secara sadar ditetapkan sebelumnya untuk menghasilkan sejumlah barang atau jasa. Efektivitas menunjukkan keberhasilan dari segi tercapai atau tidaknya sasaran yang telah ditetapkan. Jika hasil kegiatan semakin mendekati sasaran, berarti semakin tinggi efektivitasnya. Sehingga, menurut saya, sesuatu dikatakan berjalan efektif apabila dapat mencapai tujuannya.

Efektivitas dalam segi transportasi laut adalah bagaimana sebuah alat transportasi dapat memberikan layanan kepada pengguna jasa dengan menyediakan alat transportasi dan memenuhi permintaan yang ada. Menurut *Kementerian Perhubungan* (2018), sektor transportasi laut dikatakan efektif apabila memenuhi beberapa komponen, yaitu : aksesbilitas tinggi, selamat, kapasitas mencukupi, tepat waktu, cepat, tarif terjangkau.

- **Aksesibilitas tinggi**

  Aksesibilitas tinggi diukur dari hasil perbandingan ukuran moda transportasi dengan jaringan transportasi dengan luas wilayah yang dilayani.
- **Keselamatan**

  Keselamatan diukur dari hasil perbandingan jumlah kejadian kecelakaan terhadap jumlah pergerakan penumpang atau barang.
- **Kapasitas mencukupi**

  Kapasitas mencukupi artinya cukup atau tidaknya dalam memenuhi permintaan pengguna jasa. Hal ini diukur melalui ketersediaan alat transportasi dengan jumlah pengguna jasa (berdasarkan kapasitas yang tersedia).
- **Tepat waktu**

  Sebuah alat transportasi dikatakan efektif apabila memiliki jadwal yang tepat, sehingga pengguna jasa dapat merencanakan perjalanan dengan pasti.
- **Tarif terjangkau**

  Tarif yang ditetapkan harus sesuai dengan daya beli masyarakat. Hal ini dapat dilihat melalui pendapatan masyarakat atau Produk Domestik Regional Bruto (PDRB).

B. Efisiensi

Menurut *Ni Luh Putu Pratidinatri* (2014), efisiensi secara sederhana didefinisikan sebagai rasio hasil (manfaat) terhadap komponen penyusun model. Semakin banyak hasil per unit komponen, menunjukkan semakin besar efisiensi. Efisiensi absolut atau optimum terjadi pada saat hasil per unit yang terbesar dicapai. Efisiensi absolut atau optimum tersebut dapat lebih efisiensi lagi dengan penggunaan teknologi baru atau adanya perubahan pada saat proses produksi. Menurut *I. H. Rambe dan M. R. Syahputra* (2017), efisiensi merupakan ‘ukuran’ yang membandingkan rencana penggunaan komponen dengan realisasi penggunaannya. Efisiensi 100% sangat sulit dicapai, tetapi efisiensi yang mendekati 100% sangat diharapkan.

Menurut *Aneta Varbanova* (2009), efisiensi dalam operasi pelayaran kapal didefinisikan sebagai pelaksanaan proses transportasi dengan biaya total minimum, selama

periode operasional kapal. Kapasitas pengiriman merupakan faktor terpenting karena dapat memperkirakan efisiensi proses transportasi. Efisiensi dapat dilihat dari pendapatan yang diperoleh berdasarkan jumlah barang yang dimuat.

Menurut *Kementerian Perhubungan* (2018), sebuah alat transportasi dikatakan efisien apabila mampu memberikan manfaat yang maksimal dengan pengorbanan tertentu. Pengorbanan yang dilakukan harus seminimum mungkin, dimana pengorbanan ini ditanggung oleh Pemerintah, operator, masyarakat, dan lingkungan. Efisiensi dapat diukur dengan membandingkan manfaat dengan biaya yang dikeluarkan. Berdasarkan pemaparan para ahli, menurut saya sebuah kapal dikatakan efisien apabila pengguna jasa mendapatkan manfaat (sebagai hasil) melalui sebuah pengorbanan seminim mungkin, yang dilakukan oleh pihak terkait.

II.6 Terminal Regasifikasi LNG

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

II.6.1 Transfer Muatan LNG dari Kapal

Loading Arm biasanya digunakan untuk mentransfer LNG dari kapal ke tangki penyimpanan di terminal ketika kapal ditambatkan di dermaga atau jetty dan LNG dibongkar menggunakan pompa kapal dari ruang muat lalu diteruskan ke LNG *Unloading Arm* yang terletak di dermaga.

II.6.2 Penyimpanan LNG

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

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

II.6.3 Proses Regasifikasi LNG

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

II.7 Komponen Biaya Transportasi Laut

Menurut *Wijnolst & Wergeland* (1997), biaya transportasi Laut dalam pelayaran digunakan untuk menghitung besarnya biaya-biaya yang timbul akibat pengoperasian kapal. Pada pelayaran tidak terdapat standar *cost classification* yang digunakan secara internasional, sehingga digunakan pendekatan untuk mengklasifikasikannya. Sehingga untuk klasifikasi biaya-biaya tersebut meliputi biaya modal, biaya pelayaran, biaya operasional, dan biaya bongkar muat. Biaya-biaya ini perlu diklasifikasikan dan dihitung agar dapat memperkirakan tingkat kebutuhan pembiayaan kapal.

II.7.1 Biaya Modal (*Capital Cost*)

Capital Cost adalah biaya yang dikeluarkan saat akan melakukan pengadaan kapal, baik bangun baru atau beli. *Capital Cost* bisa disebut juga biaya modal, biaya modal nantinya akan masuk kedalam perhitungan biaya sebagai pengembalian biaya tahunan.

II.7.2 Biaya Operasional (*Operating Cost*)

Biaya-biaya operasional adalah biaya-biaya tetap yang dikeluarkan kapal dalam kegiatan operasional kapal sehari-hari selama kapal beroprasi maupun sedang tidak beroperasi atau berlayar. Biaya operasional memiliki beberapa komponen dalam perhitungannya yaitu biaya ABK, perawatan dan perbaian, perbekalan, bahan makanan, minyak pelumas, asuransi dan administrasi. Berikut adalah rumus untuk menghitung biaya operasional :

$$OC = M + ST + MN + I + AD \qquad \textit{(Persamaan II-4)}$$

Keterangan :

OC	: *Operating Cost*
M	: *Manning*
ST	: *Stores*
I	: *Insurance*
AD	: Administrasi

A. Biaya ABK (Manning Cost)

Manning cost atau *crew cost* adalah biaya yang dikeluarkan untuk keperluan anak buah kapal baik langsung maupun tidak langsung. Komponen yang termasuk dalam *manning cost* adalah gaji pokok dan tunjangan, asuransi sosial, uang pensiun dan lain-lain. Faktor yang mempengaruhi jumlah *manning cost* yang dikeluarkan adalah jumlah ABK dan struktir pembagian kerja yang bergantung pada besar atau kecilnya ukuran kapal.

B. Biaya Perbekalan (*Store Cost*)

Biaya perbekalan adalah biaya yang dikeluarkan kapal untuk melengkapi perbekalan yang dibutuhkan dalam satu kali *voyage*. Biaya perbekalan terdiri dari 2 macam yaitu untuk keperluan kapal sendiri berupa cadangan perlengkapan kapal dan perawatan kapal dan biaya untuk ABK berupa bahan-bahan makanan.

C. Maintenance and Repair Cost

Maintenance and repair cost adalah biaya-biaya yang dikeluarkan untuk memenuhi kebutuhan perawatan dan perbaikan kapal sesuai dengan kondisi kapal. Perawatan kapal sangat penting agar tidak banyak mengeluarkan biaya yang besar di mana adanya penggantian komponen. Untuk *maintenance and repair cost* dibagi menjadi 3 kategori yaitu :

D. Survei Klasifikasi

Untuk mempertahankan kelas untuk tujuan asuransi, kapal harus menjalani survei reguler *docking* tiap dua tahun sekali dan spesial tiap empat tahun sekali.

E. Perawatan Rutin dan Perbaikan

Kapal menjalani perawatan rutin yang meliputi mesin bantu, cat, bangunan atas dan pengedokan untuk memelihara lambung dari *marine growth* yang mengurangi efisiensi dalam pengoperasian kapal. Biaya yang dikeluarkan untuk perawatan kapal akan makin bertambah seiring bertambahnya umur kapal.

Adanya kerusakan bagian kapal yang harus segera diperbaiki agar tidak terjadi hal-hal yang dapat merugikan ketika kapal sedang berlayar. Biaya perbaikan kapal dikeluarkan saat kapal sedang mengalami kerusakan fatal dan harus segera melakukan *docking*. Untuk mengurangi besarnya biaya kapal yang dikeluarkan, maka jadwal perawatan rutin kapal harus ditaati.

F. Biaya Asuransi Kapal *(Insurance Cost)*

Insurance cost adalah biaya asuransi yang jumlah pembiayaannya dikeluarkan sesuai dengan resiko pelayaran yang dilimpahkan kepada perusahaan asuransi. *Insurance cost* memiliki komponen pembiayaan berbentuk pembayaran premi asuransi kapal yang besarnya tergantung pertanggunan dan umur kapal. Hal ini menyangkut sampai sejauh mana resiko yang dibebankan melalui klaim pada perusahaan asuransi. Makin tinggi resiko yang dibebankan, makin tinggi pula premi asuransinya. Umur kapal juga mempengaruhi *rate* premi asuransi, yaitu *rate* yang lebih tinggi akan dikenakan pada kapal yang lebih tua umurnya.

G. Dokumen dan Administrasi

Biaya dokumen dan administrasi adalah biaya pengurusan surat-surat kapal, biaya sertifikat dan pengurusannya, biaya pengurusan ijin kepelabuhan maupun fungsi administratif lainnya, biaya ini disebut juga biaya *overhead* yang besarnya tergantung dari besar kecilnya perusahaan dan jumlah armada yang di*retailer*i.

II.7.3 Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)

Biaya pelayaran atau *voyage cost* adalah biaya yang jumlahnya tidak tetap yang dikeluarkan oleh kapal untuk kebutuhan selama pelayaran. Komponen biaya pelayaran adalah biaya bahan bakar untuk mesin induk dan mesin bantu, biaya pelabuhan, biaya pandu dan biaya tunda.

$$VC = FC + PC \qquad \textit{(Persamaan II-5)}$$

Keterangan:

VC : *Voyage Cost*

FC : *Fuel Cost*

PC : *Port Charges*

A. Biaya Bahan Bakar *(Fuel Cost)*

Biaya yang dikeluarkan untuk konsumsi bahan bakar jumlahnya tergantung pada beberapa variabel seperti ukuran kapal, bentuk dan kondisi lambung, pelayaran bermuatan atau *ballast*, kecepatan kapal, cuaca, jenis dan kapasitas mesin induk motor dan bantu, dan kualitas bahan bakar serta jarak pelayaran. Bahan bakar tergantung pada konsumsi harian bahan bakar selama berlayar di laut dan di pelabuhan serta harga bahan bakar. Jenis bahan bakar yang dipakai ada 3 macam yaitu HSD, MDO dan MFO.

B. Biaya Pelayanan Pelabuhan *(Port Charges)*

Port charges adalah biaya-biaya yang dikeluarkan kapal saat kapal berada dipelabuhan, biaya-biaya tersebut meliputi *port dues dan services charges. Port dues* sendiri adalah biaya yang harus dikeluarkan saat kapal menggunakan fasilitas pelabuhan seerti dermaga, tambatan, kolam labuh dan infrastruktur pelabuhan lainnya yang jumlah biayanya disesuaikan dengan volume kargo, berat kargo, *gross tonnage* dan *net tonnage*. Sedangkan *service charges* adalah biaya yang dikeluarkan kapal saat memakai jasa atau layanan dipelabuhan yang meliputi jasa tandu dan tunda.

- Jasa labuh

  Jasa labuh dikenakan terhadap kapal yang menggunakan perairan pelabuhan.
- Jasa tambat

  Jasa tambat dikenakan pada setiap kapal yang berlabuh di pelabuhan Indonesia dan tidak melakukan kegiatan, kecuali kapal perang dan kapal pemerintah Indonesia.
- Jasa pemaduan

  Saat kapal akan memasuki alur pelayaran menuju ke dermaga atau kolam pelabuhan untuk berlabuh dan sebaliknya, maka wajib untuk melakukan pandu pada area tersebut. Fungsinya adalah untuk menjaga keselamatan kapal, penumpang dan muatannya. Setiap kapal wajib melakukan pandu pada area berlayar dalam perairan pelabuhan dari mulai masuk, keluar atau pindah tambatan. Sesuai dengan tugasnya, jasa pemaduan ada dua jenis, yaitu pandu laut dan pandu bandar. Pandu laut yaitu pemanduan diperairan antara batas luar perairan hingga batas pandu bandar. Sedangkan pandu bandar adalah pandu yang bertugas memandu kapal dari batas perairan bandar hingga kapal masuk di kolam pelabuhan dan sandar di dermaga.

II.7.4 Biaya Bongkar Muat (*Cargo Handling Cost*)

Biaya bongkar muat adalah biaya-biaya yang dikeluarkan kapal saat kapal sedang dipelabuhan dan melakukan proses bongkar atau muat barang. Biaya bongkar muat mempengaruhi biaya pelayaran yang harus dikeluarkan oleh pihak perusahaan pelayaran. Adapun kegiatan yang dilakukan dalam kegiatan bongkar muat pada umumnya berupa *stevedoring, cargodoring, receiving/delivery*. Kegiatan tersebut dilaksanakan oleh perusahaan bongkar muat (PBM) sesuai dengan Keputusan Menteri Perhubungan Nomor: KM 14 Tahun 2002 Tentang Penyelengaraan dan Pengusahaan Bongkar Muat barang dari dan ke kapal, adapun istilah dalam kegiatan bongkar muat dijelaskan sebagai berikut:

a. *Stevedoring* adalah pekerjaan membongkar barang dari kapal ke dermaga / truk / tongkang atau sebaliknya sampai dengan tersusun dalam palka kapal dengan menggunakan derek kapal atau derek darat.
b. *Cargodoring* adalah pekerjaan melepaskan barang dari tali / jala-jala di deramaga dan mengangkut dari dermaga ke gudang/lapangan penumpukan barang selanjutnya menyusun di gudang/lapangan penumpukan dan sebaliknya.
c. *Receiving/delivery* adalah pekerjaan memindahkan barang dari timbunan/tempat penumpukan di gudang/lapangan penumpukan dan menyerahkan sampai tersusun diatas kendaraan di pintu gudang/lapangan atau sebaliknya.
d. Perusahaan Bongkar Muat adalah badan hukum Indonesia yang khusus didirikan untuk menyelenggarakan dan mengusahakan kegiatan bongkar muat barang dari dan ke kapal.
e. Tenaga Kerja Bongkar Muat (TKBM) adalah semua tenaga kerja yang terdaftar pada pelabuhan setempat yang melakukan pekerjaan bongkar muat di pelabuhan.

II.7.5 Biaya Air Tawar Penumpang

Biaya ini hanya dikenakan untuk kapal yang mengangkut penumpang saja, seperti kapal Ro-Ro dan kapal Ferry. Karena biaya air tawar penumpang akan berubah tergantung besar *payload* kapal atau jumlah *pax* dan jarak yang ditempuh, semakin besar *payload* dan jaraak yang ditempuh maka biaya air tawar penumpang akan semakin tinggi, begitu juga dengan tanki penyimpanan air tawar penumpangnya.

II.7.6 Total Biaya Transportasi Laut (*Total Cost*)

Total biaya untuk biaya transportasi laut adalah penjumlahan dari seluruh komponen biaya, sehingga dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$TC = CC + OC + VC + CHC \qquad \textit{(Persamaan II-6)}$$

Keterangan:

TC	: *Total Cost*
CC	: *Capital Cost*
OC	: *Operating Cost*
VC	: *Voyage Cost*
CHC	: *Cargo Handling Cost*

II.7.7 Biaya per Satua Unit (Unit Cost)

Biaya satuan (unit cost) adalah biaya yang dikeluarkan atau diperlukan untuk produksi satu barang. Dalam penelitian ini produksi yang dimaksud adalah pengiriman, sehingga unit

cost dalam penelitian ini adalah besar biaya (cost) yang dibutuhkan untuk mengirim satu barang (kendaraan) dari asal (origin) ke tujuan (destination). Untuk menentukan unit cost perlu diketahui total biaya-biaya (TC) yang mempengaruhi pengiriman ini.

$$UC=TC/TO \qquad \textit{(Persamaan II-7)}$$

$$TC=VC+CC+CHC \qquad \textit{(Persamaan II-8)}$$

Keterangan:

UC = unit cost

TC = total cost

TO = total otput (jumlah barang keseluruhan yang dikirim)

VC = voyage cost

CC = capital cost (time charter hire)

CHC = cargo handling cost

(halaman ini sengaja dikosongkan)

II.8 Penelitian Terdahulu

Dalam proses penyusunan tugas akhir penulis juga meninjau dari penelitian sebelumnya, berikut merupakan perbandingan penelitian penulis dengan penelitian sebelumnya :

Tabel II-3 Penelitian Terdahulu

Keterangan	Sheila Nurlindha (2018)	Alvarez Fero (2020)	Fahmi Shofia Aulia (2020)	Penelitian yang dilakukan
Judul Penelitian	Analisis Perencanaan Transportasi Pasokan Bahan Bakar Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas	Perencanaan Alat Angkut dan Terminal untuk Konversi Bahan Bakar Pembangkit Listrik Berbahan Bakar Gas	Perencanaan Dermaga LNG Kabupaten Maros Sulawesi Selatan	Perencanaan Infrastruktur Transportasi Laut: Studi Kasus PLTMG Nias
Objek Penelitian	PLTMG Bangka Belitung	PLTU Celukan Bawang	Maros, Sulawesi Selatan	PLTMG Nias
Metode	Optimasi	Optimasi		Optimasi
Output	Optimalisasi pemilihan moda kapal tanker dan LNG	Optimalisasi pemilihan moda kapal LNG dan Perencanaan TUKS	Perencanaan TUKS	Optimasi Pemilihan skenario transportasi dan perencanaan TUKS

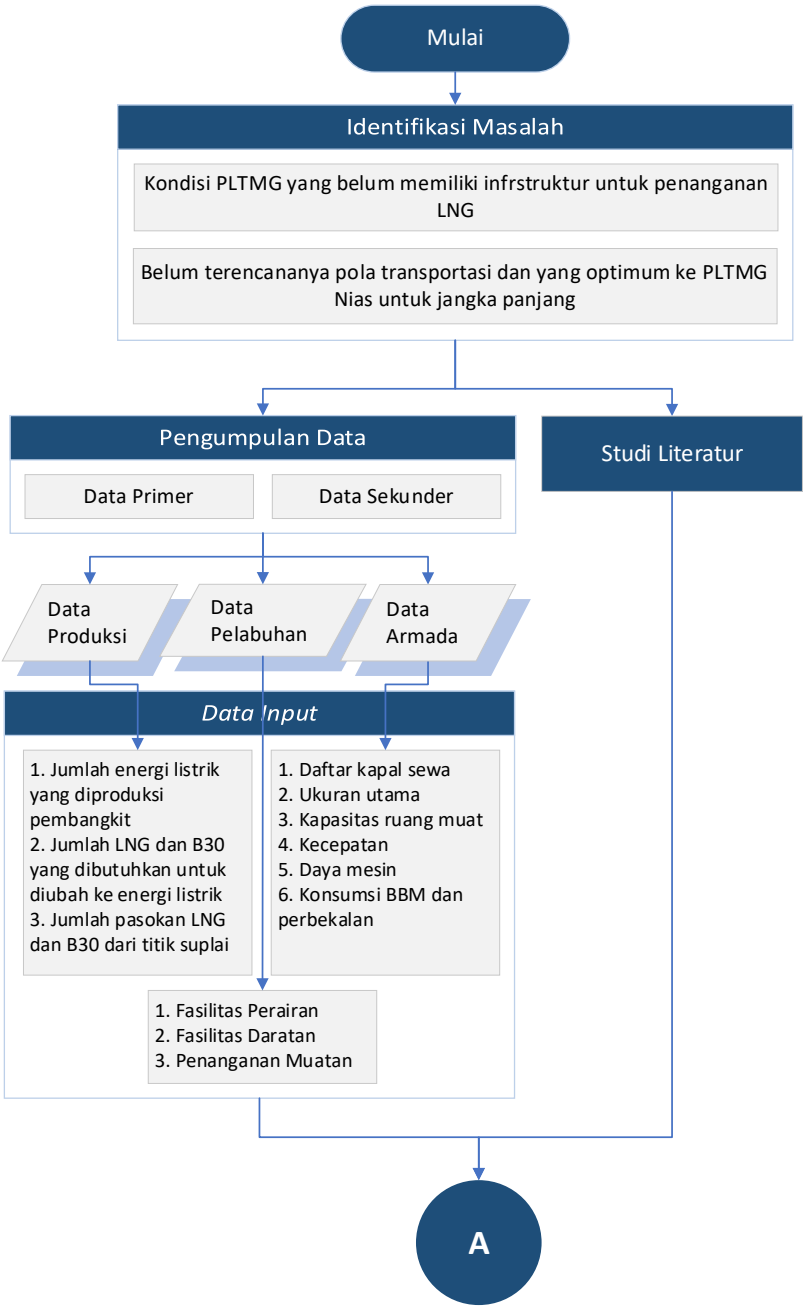
Beberapa penelitian terdahulu membahas tentang perencanaan transortasi untuk pembangkit listrik berbahan bakar gas dan perencanaan dermaga untuk penanganan muatan LNG. Penelitian pertama hanya menganalisis tentang perencanaan armada kapal untuk memenuhi bahan bakar pembangkit. Penelitian kedua menganalisis tentang perubahan alat angkut dan fasilitas terminal karena perubahan bahan bakar pembangkit, perubahan alat angkut tersebut dianalisa dengan 1 jenis kapal dan merencanakan terminal setelah mendapat kapal yang optimum. Penelitian selanjutnya membahas tentang perencanaan dermaga secara mendetail dari segi konstruksi dan kekuatan. Penelitian yang dilakukan membahas tentang perencanaan alat angkut dan perencanaan terminal secara terintegrasi dengan beberapa jenis kapal dan kapasitas angkut yang berbeda. Penelitian juga dilakukan dengan memperhatikan kondisi fasilitas dan terminal pada titik asal suplai.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

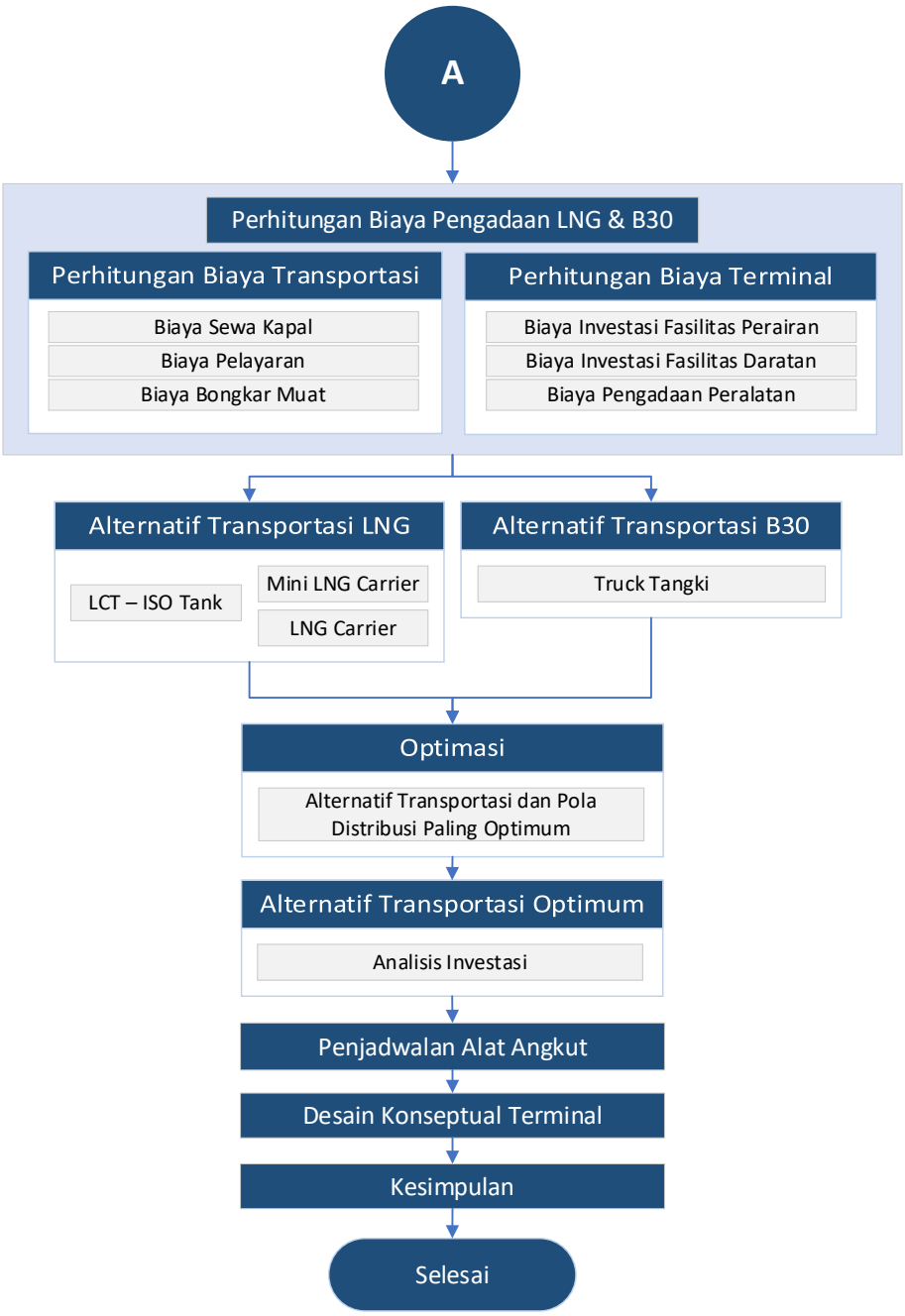
BAB III
METODOLOGI PENELITIAN

III.1 Diagram Alir Penelitian

Berikut adalah diagram alir penelitian dalam pengerjaan tugas akhir ini:



Gambar III-1. Diagram Alir Penelitian



Gambar III-2 Diagram Alir Penelitian (lanjutan)

III.1.1 Tahap Pendahuluan

Dalam tahap ini menjelaskan mengenai metodologi dari pengerjaan Tugas Akhir. Metodologi berisi langkah – langkah yang direncanakan untuk menyelesaikan Tugas Akhir. Selain itu, terdapat kerangka berpikir dalam menyelesaikan masalah pada Tugas Akhir. Hal pertama yang dilakukan dalam penyusunan topik permasalahan adalah identifikasi masalah dengan dilakukannya studi literatur. Penjelasannya sebagai berikut:

A. Identifikasi Masalah

Pada tahap ini dilakukan identifikasi mengenai permasalahan yang terjadi saat ini, dalam topik ini latar belakang permasalahan yang diangkat adalah mengenai harga BBM yang lebih mahal dari harga LNG. Selain itu, kondisi saat ini dari pembangkit listrik tenaga minyak dan gas (PLTMG) di Nias belum memiliki fasilitas infrastruktur yang memadai untuk penanganan bahan bakar LNG. Pola transportasi untuk *supply* LNG ke PLTMG Nias yang direncanakan untuk jangka panjang juga belum terencana. Sehingga pada penelitian tugas akhir ini, ditujukan agar mendapatkan pola transportasi yang optimum untuk *supply* LNG ke PLTMG Nias, serta layout Terminal LNG sebagai fasilitas infrastruktur sanda kapal dan proses bongkar LNG.

B. Studi Literatur

Tahap studi literatur merupakan tahap pengumpulan materi – materi atau referensi terkait yang dapat dijadikan sebagai tinjauan pustaka. Dalam penelitian ini, tinjauan pustaka yang digunakan meliputi pengetahuan umum mengenai Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG), kondisi dan karakteristik LNG, kondisi dan karakteristik Biodiesel B30 dan perbandingan data harga LNG dan HSD.

III.1.2 Tahap Pengumpulan Data

Pengumpulan data dalam penelitian ini dilakukan dengan dua (2) cara, yaitu pengumpulan data secara langsung (primer) dan tidak langsung (sekunder). Data-data yang diperlukan dikelompokkan menjadi 3 (tiga) aspek, yaitu:

A. Data Produksi

Pada kelompok data produksi, data-data yang diberlukan meliputi jumlah energi listrik yang diproduksi PLTMG Nias, jumlah LNG dan B30 yang dibutuhkan untuk dikonversikan menjadi energi listrik, serta jumlah pasokan LNG dan B30 dari lokasi *supply*.

B. Data Pelabuhan

Pada kelompok data pelabuhan, data-data terkait yang digunakan dalam analisis yaitu fasilitas perairan, fasilitas daratan, dan penanganan muatan.

C. Data Armada

Pada kelompok data armada, data-data yang digunakan pada tahap analisis meliputi daftar kapal sewa, ukuran utama, kapasitas ruang muat, kecepatan, daya mesin, konsumsi BBM dan perbekalan.

III.1.3 Tahap Pengolahan Data

Dalam tahap ini, data yang diperoleh selanjutnya akan diolah untuk dapat dijadikan data analisis. Pada Tugas Akhir ini, pengolahan data dimulai dengan analisis kondisi saat ini yang meliputi gambaran umum LNG di Indonesia, kondisi PLTMG Nias saat ini, pola operasi pasokan bahan bakar PLTMG saat ini, lokasi asal *supply* LNG, sistem regasifikasi di PLTMG Nias, *benchamrking* terminal LNG, dan data kapal pembanding. Pengolahan data akan dibagi menjadi analisis pola perminataan (*demand)* dan analisis pola suplai (supply). Data-data yang telah diolah, selanjutnya dijadikan input dalam tahap analisis.

III.1.4 Tahap Analisis Data

Pada tahap ini, data yang telah dikumpulkan dianalisis menggunakan beberapa metode guna dijadikan sebagai acuan dalam analisis dan perhitungan selanjutnya. Untuk metode penelitian yang digunakan adalah **Metode Optimasi**. Penerapan metode optimasi digunakan pada pemilihan alternatif transportasi LNG dengan fungsi objektif nya adalah minimum biaya untuk mendapatkan alternatif transportasi optimum dan penjadwalan alat angkut.

Tahapan analisis pada penelitian ini meliputi,

1. Perhitungan Biaya Pengadaan LNG & B30

   Pada tahap ini, perhitungan biaya pengadaan memuat perhitungan biaya transportasi dan perhitungan biaya terminal. Perhitungan biaya transportasi terdiri dari biaya sewa kapal, biaya pelayaran, dan biaya bongkar muat. Sedangkan perhitungan biaya terminal terdiri atas biaya investasi fasilitas perairan, biaya investasi fasilitas daratan, dan biaya pengadaan peralatan.
2. Pemilihan Alternatif Transportasi LNG & B30

   Alternatif alat angkut yang dianalisis pada penelitian ini, untuk alternatif LNG yaitu LCT-ISO tank, Mini LNG *Carrier*, dan LNG *Carrier*
3. Analisis Investasi pada Alternatif Transportasi Optimum
4. Penjadwalan Alat Angkut
5. Desain Konseptual Terminal LNG

III.1.5 Tahap Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan terakhir ini dilakukan penarikan kesimpulan dari hasil penelitian yang akan menjawab semua permasalahan pada penelitian ini dan juga penulisan saran dari pihak-pihak terkait sebagai suatu pertimbangan agar pada penulisan selanjutnya lebih baik.

BAB IV
GAMBARAN UMUM

IV.1 Kondisi PLTMG Nias Saat Ini

IV.1.1 Lokasi Studi

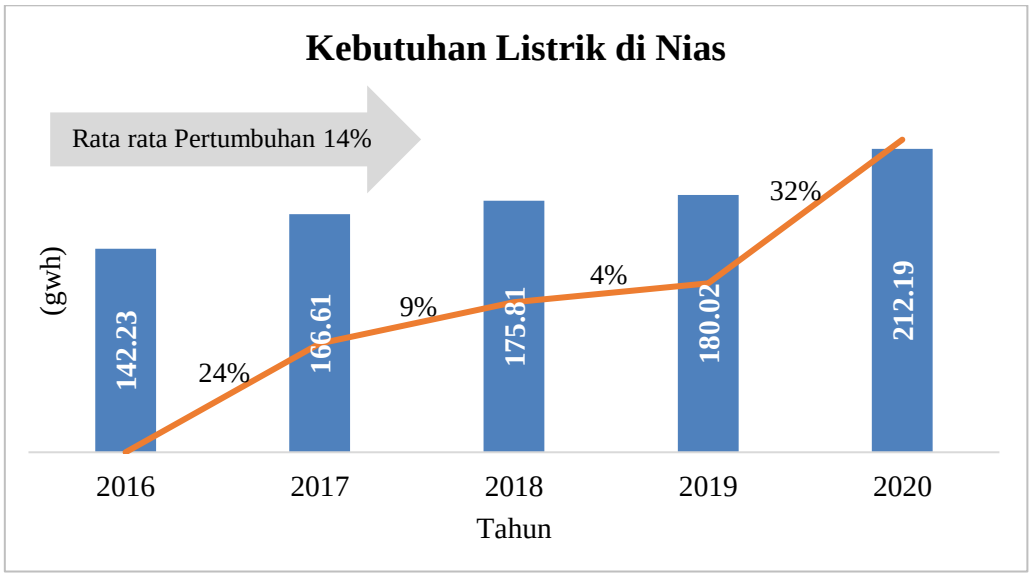
Sumatera Utara tidak hanya identik dengan keindahan Danau Toba. Melainkan terdapat salah satu daerah yang tak boleh dilewatkan yaitu Kepulauan Nias. Keindahan alamnya membentang sejauh mata memandang. Kepulauan indah ini memiliki pembangkit listrik yakni Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) Nias yang direncakan akan beroperasi pada tahun 2022.

PLTMG Nias berlokasi di Tuhegeo I, GunungSitoli Idanoi, Kota Gunungsitoli, Sumatera Utara. Kehadiran PLTMG Nias sangat dirasakan oleh masyarakat Nias dikarenakan dapat meningkatkan roda perekonomian secara luas dengan pasokan listrik yang menjangkau seluruh kepulauan Nias dan mendukung pengembangan potensi daerah.

Gambar IV-1 Titik Lokasi PLTMG Nias

Manfaat PLTMG Nias juga tak hanya dirasakan oleh masyarakat karena PLTMG Nias juga memenuhi pertumbuhan beban puncak sistem dan pertumbuhan penjualan. Beban puncak penjualan sudah mencapai 37.9 MW dari 33.4 MW artinya presentasi kenaikan menjadi 13,4%. Sehingga kehadiran PLTMG Nias sangat dirasakan manfaatnya oleh masyarakat setempat.

IV.1.2 Kebutuhan Listrik



Gambar IV-2 Kebutuhan Listrik di Nias

Berdasrakan data PT PLN (Persero), jumlah pelanggan pengguna listrik di Nias mencapai 69.504 pelanggan. Jumlah pelanggan tersebut membutuhkan pasokan listrik Nias mencapai 40,2 MW. Adapun sistem kelistrikan Pulau Nias memiliki beban puncak 25,97 MW. Total daya disuplai dari PLTD Moawo, PLTD Teluk Dalam serta PLTD Sewa tersebar di Moawo, Idanoi dan Teluk Dalam. Oleh karena itu cadangan sistem Pulau Nias saat ini mencapai 14,23 MW.

Pembangunan PLTMG Nias ini direncanakan akan menanggung 80% beban listrik di Nias. Dalam melakukan operasional untuk menghasilkan listrik, PLTMG Nias menggunakan mesin pembangkit tipe MAN 7L51/60DF yang tersedia sebanyak 5 unit. Dalam penggunaannyam, mesin pembangkit tersebut digunakan secara bergantian. Dalam 1 (satu) hari PLTMG Nias dapat meproduksi listrik sebesar 25 MW.

Gambar IV-3 Mesin Pembangkit Listrik di PLTMG Nias

Data spesifikasi mesin pembangkit dengan tipe MAN 7L51/60DF memiliki dimensi panjang 9.314 mm, lebar 8.275 mm, dan tinggi 3.165 mm. Kecepatan dan power masing maisng sebesar 500 RPM dan 6.825 Kw. Spesifikasi selengkapnya dapat dilihat pada Tabel IV-1 berikut.

Tabel IV-1 Spesifikasi Mesin Pembangkit Listrik di PLTMG Nias

Spesifikasi		
Dimensi		
P	9.314	mm
L	8.275	mm
T	3.165	mm
Speed	500	RPM
Power	6.825	kW
Stroke	600	mm
Displacement	852,2	Liter
Fuel Consumption	177,5	g/kWh
Cooling	Water-Cooled	
Cylinders	7	

Sebagai Pembangkit Listrik Tenaga Mesin dan Gas, saat ini PLTMG Nias memproduksi listrik masih dengan memanfaatkan bahan bakar Biodiesel B30. PLTMG Nias, dalam mengelola bahan bakar memiliki fasilitas *stirage tank* sebanyak 2 (dua) unit dengan kapasitas masing-masing 890 KL. Di PLTMG Nias yang berfungsi sebagai sumber listrik untuk Pulau Nias, setiap harinya dapat mengkonsumsi bahan bakar Biodiesel B30 sebanyak 130 KL.

Gambar IV-4 Tangki Bahan Bakar B30 di PLTMG Nias

IV.1.3 Pola Operasi Pasokan Bahan Bakar

Gambar IV-5 Rute Pengiriman B30 di Nias

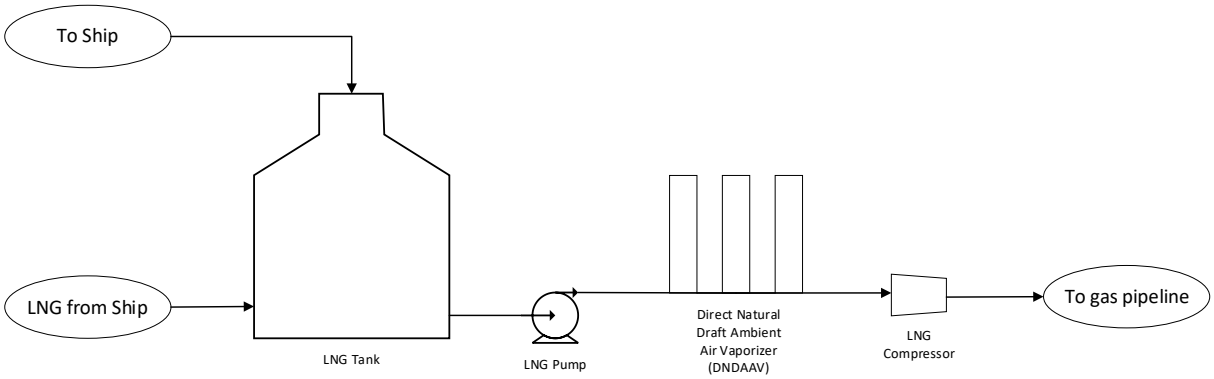
Seperti yang telah dijelaskan pada sub bab sebelumnya, untuk saat ini PLTMG Nias dioperasikan dengan menggunakan bahan bakar Biodiesel B30 sebagai pembangkitnya. Pemenuhan kebutuhan B30 untuk PLTMG Nias berasal dari TBBM Gunung Sitoli Nias (Gambar IV-5). Pola operasi pengirim bahan bakar Biodiesel B30 dilakukan dengan menggunakan truk tangki yang memiliki spesifikasi kapasitas angkut sebesar 24 KL. Dalam melakukan setiap pengiriman ke PLTMG Nias, setidaknya akan digunakan sebanyak 10 unit truk, hingga dalam 1 (satu) bulan rata-rata dilakukan frekuensi pengiriman sebanyak 20 kali/bulan.

IV.1.4 Sistem Regasifikasi PLTMG Nias

Gas Alam merupakan salah satu sumber energi dunia yang berlimpah. Seiring dengan perkembangan konsumsi energi dunia. Gas alam menjadi salah satu sumber energi yang menjadi salah satu sumber energi utama. Dalam sistem pendistribuasiannya, gas alam bisa di distribusikan dalam dua bentuk yaitu *liquid* dan gas. Dalam fase gas, gas alam didistribusikan dalam bentuk *Compressed Natural Gas* (CNG) dan *Pipeline Gas* (PG). Dalam fase *liquid* gas alam didistribusikan dalam bentuk *Liquified Natural Gas* (LNG).

Regasifikasi merupakan proses perubahan fase LNG dari fase cair menjadi fase gas kembali, yang mana pada proses awal *natural gas* didinginkan hingga suhu -161ºC dan tekanan 1 atm menjadi bentuk cair berupa LNG. Tujuan dari perubahan bentuk fase dari gas menjadi fase cair ini ialah untuk memudahkan dalam proses transportasi atau proses *shipping* dan proses penyimpanannya dikarenakan *storage volume* yang dibutuhkan untuk fase cair 600 kali lebih

kecil dibandingkan dalam fase gas. Untuk proses transportasinya sendiri menggunakan proses shipping dikarenakan *feed gas* untuk LNG diproduksi di *offshore*. Dalam unit regasifikasi yaitu terdiri dari pompa untuk mengalirkan LNG dari tanki *storage* ke vaporizer yang menggunakan pemanas ambient air ataupun air laut. Setelah proses penguapan, selanjutnya masuk dalam *odorizer* untuk penambahan merkaptan yang memberikan bau khas pada gas yang berfungsi sebagai keselamatan dan untuk memfasilitasi deteksi kebocoran. Setelah itu gas alam yang telah diregasifikasi dari fase cair dialirkan ke konsumen melalui jalur *pipeline* gas.

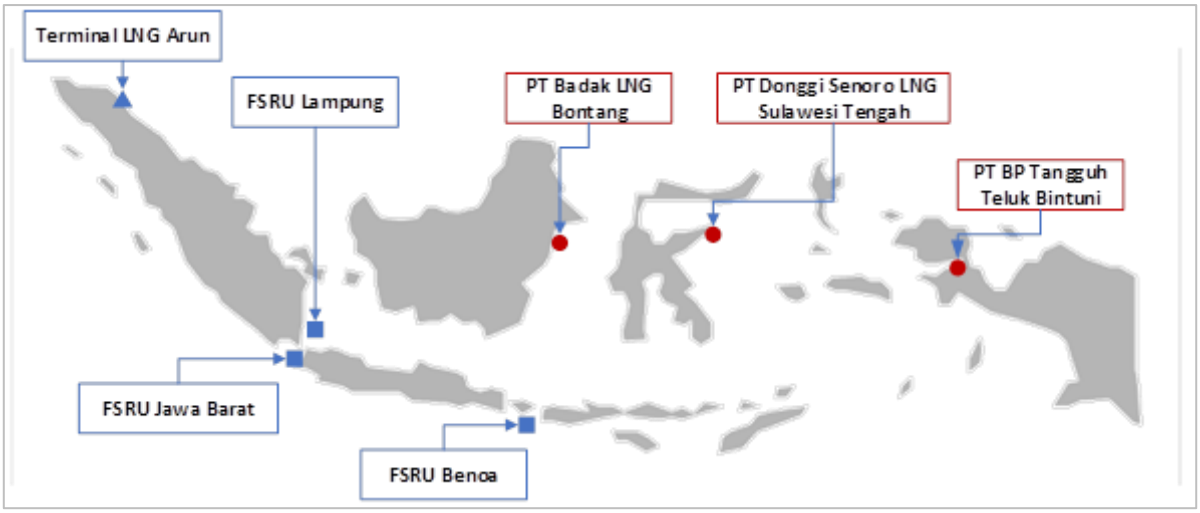


Gambar IV-6 Sistem Regasifikasi DNDAAV (*Direct Natural Draft Ambient Air Vaporizer*)

Sistem regasifikasi LNG *Direct Natural Draft Ambient Air Vaporizer* (DND-AAV) dalam prosesnya menggunakan udara ambien sebagai sumber panas. Sistem regasifikasi menggunakan DND-AAV memiliki keunggulan di harga *vaporizer* yang lebih murah dibanding dengan ORV. Namun pada DND-AAV dan DFD-AAV memiliki kekurangan berupa kondisi operasi yang terbatas yaitu pada tekanan 40 bar sehingga memerlukan kompresor agar sesuai dengan standar rata-rata enduser. Selain itu pada penggunaan *Ambient Air Vaporizer* (DND-AAV dan DFD-AAV) membutuhkan lahan yang besar karena keperluan vaporizer yang besar.

IV.2 Titik Asal Lokasi Supply LNG

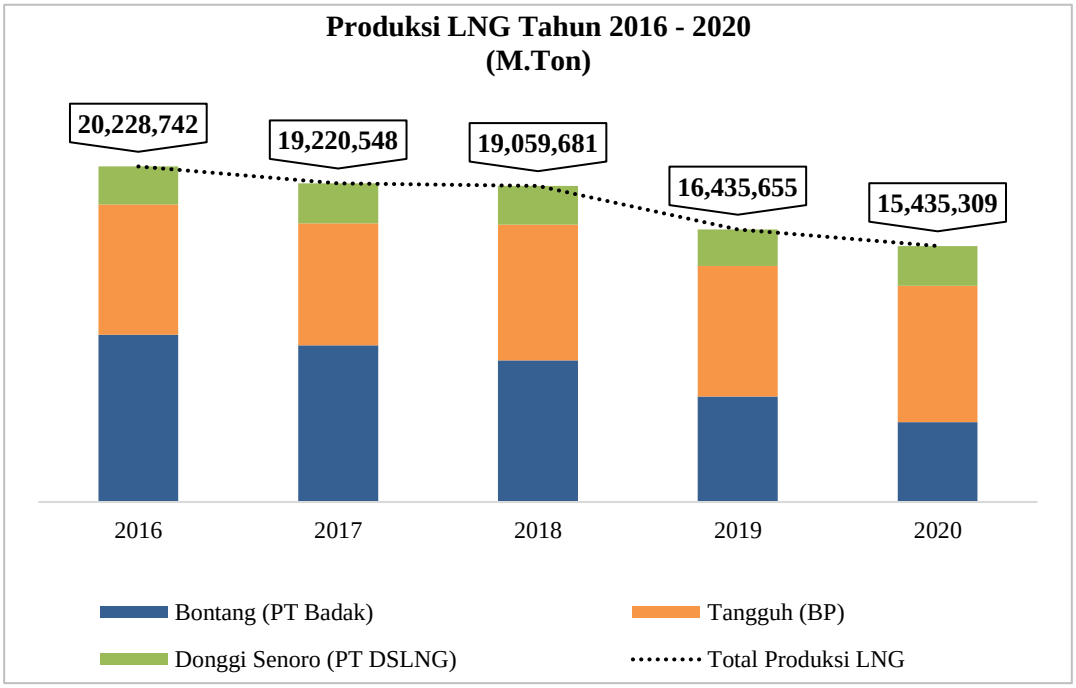
Liqufied Natural Gas adalah salah satu material tambang yang terdiri dari fosil-fosil fosil yang telah terpendam didalam tanah selama jutaan tahun. Namun dibanding dengan minyak dan batu bara, LNG adalah salah satu energi yang paling bersih karena memiliki intensitas karbon yang rendah. Komponen utama gas alam adalah metana (80%), sisanya adalah etana (7%), propana (6%), dan butana (4%), isobotana, dan sisanya adalah pentana.



Sumber: (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2018) Diolah kembali

Gambar IV-7 Perebaran LNG di Indonesia

Indonesia adalah salah satu negara penghasil LNG di dunia. Menurut BP Statistical Review tahun 2015 Indonesia adalah negara penghasil gas alam di dunia yang menduduki peringkat ke 10. Adapun lokasi terbesar penghasil LNG ada Bontang-Kalimantan Timur, tangguh-Papua dan Sulawesi Tengah. Sedangkan untuk fasilitas penerima LNG adalah Terminal LNG Arun dan FSRU ada di Lampung yang dioperasikan oleh PGN LNG, FSRU Jawa Barat yang dioperasikan oleh Nusantara Regas, dan FSRU Benoa yang dioperasikan oleh Pelindo Enegri Logistik.



Gambar IV-8 Data Produksi LNG Tahun 2016 – 2020 di Indonesia

Berdasarkan data yang diperoleh dari Statistik Minyak dan Gas Bumi yang dikeluarkan oleh Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral pada tahun 2020, seperti yang tertera pada Gambar IV-8. Produksi gas alam atau LNG di Indonesia berasal 4 (empat) lokasi yang kini tersisa 3 (tiga) lokasi karena Terminal LNG Arun sudah tidak memproduksi LNG namun masih menerima dari Terminal Tangguh. 3 (Tiga) lokasi tersebut meliputi Bontang yang dikelola oleh PT Badak NGL, Terminal Tangguh yang dikelola oleh BP dan Donggi Senoro yang dikelola oleh PT DSLNG.

Berdasarkan Gambar IV-8, tersebut dapat dilihat jumlah volume LNG yang diproduksi dari maisng-masing terminal. Dapat disimpulkan bahwa *trend* produksinya menurun. Pada tahun 2016, total volume LNG yang diproduksi mencapai 20.228.742 M.Ton sedangkan pada tahun 2020 volume LNG yang diproduksi menurun drastis hingga 15.435.309 M.Ton. Lokasi yang menjadi penghasil LNG terbanyak adalah di Terminal Tangguh, lalu disusul oleh Terminal Bontang dan Donggi Senoro.

Gambar IV-9 3 (Tiga) Opsi Lokasi Supply LNG untuk PLTMG Nias

Pada penelitian ini, lokasi *supply* LNG untuk PLTMG Nias direncanakan akan berasal dari 3 (lokasi) yaitu Terminal LNG Arun, FSRU Lampung, dan FSRU Jawa Barat. Dimana sebenarnya ketiga lokasi tersebut mendapat *supply* LNG dari Terminal LNG Tangguh (BP) bukan *own-production*. 3 (tiga) lokasi tersbeut dipilih sebagai opsi dikarenakan lokasinya yang paling dekat degan Nias (PLTMG Nias).

IV.3 Data Kapal Pembanding

Pada penelitian ini, armada kapal yang digunakan sebagai opsi dalam model optimasi untuk pemilihan alat angkut LNG dalam rangka pemenuhan kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit listrik di Nias khususnya PLTMG Nias yaitu menggunakan 3 (tiga) opsi kapal diataranya Kapal LCT (*Landing Craft Tank*), *Mini LNG Carrier* dan *LNG Carrier*. Dimana pada masing-masing jenis kapal diambil *sample* 4 kapal untuk Kapal LCT dan *Mini LNG Carrier*, sedangkan untuk *LNG Carrier* diambil *sample* kapal pembanding sebanyak 3 kapal.

Dalam melakukan analisis pada bab selanjutnya, perlu diketahui spesifikasi kapal hingga data harga kapal pembanding tersebut sebagai dasar dalam angka input untuk model optimasi.

Tabel IV-2 Data Spesifikasi Kapal Pembanding

No	Kapal	Nama	IMO	Klasifikasi	Year of Build	LOA (m)	B (m)	T (m)	H (m)	VS (knot)	Payload (m^3/KL)
LCT											
1	LCT 1	HAWAYA	9579846	ClassNK	2015	67,6	13,2	4	6,4	6,2	3.497
2	LCT 2	HOREYEH	9773454	ClassNK	2017	72	13,9	3,9	7,5	7,4	3.938
3	LCT 3	IG ALPHA	9894404	ClassNK	2019	57	12,1	3,3	5,2	6	2.683
4	LCT 4	TAKREEM	9794915	ClassNK	2019	78	15,7	4,2	7,9	7,1	4.862
Mini LNG Carrier											
1	Mini LNG 1	SHINJU MARU	9260603	ClassNK	2012	97	16	4,6	8	11,2	6.638
2	Mini LNG 2	GREEN ZEEBRUGGE	9750024	Bureau Veritas	2017	117,6	18,9	5,8	8	13,1	14.868
3	Mini LNG 3	CORAL METHANE	9404584	Bureau Veritas	2011	122,8	20,2	6,79	9,1	13,5	20.124
4	Mini LNG 4	ANGELA	9474541	Bureau Veritas	2013	107	16,3	5,41	7,2	12	10.703
LNG Carrier											
1	LNG Carrier 1	CORAL ENERGY	9617698	Bureau Veritas	2013	172,64	24,9	8,8	14,9	14,8	49.619
2	LNG Carrier 2	GAS AMARIN JAYA	9364966	Bureau Veritas	2015	181	26	9,2	16	15,2	55.976
3	LNG Carrier 3	GAZ ENERGY	9458169	Bureau Veritas	2011	155	23,8	9,6	15,4	15	43.190

Dari ketiga jenis kapal, untuk Kapal LCT digunakan 4 kapal yang terdiri dari kapal-kapal dengan nama Hawaya, Horeyeh, IG Alpha, Takreem. Untuk kapal *Mini LNG Carrier* dipilih 4 (empat) kapal yang meliputi Shinju Maru, Green Zeebrugge, Coral Methane, dan Angela. Sedangkan untuk kapal *LNG Carrier*, dipilih 3 (tiga) kapal yaitu Coral Energy, Gas Amarin Jaya, dan Gaz Energy. Kapal-kapal tersebut dipilih dengan mempertimbangkan spesifikasi ukurang yang sesuai dengan kriteria opsi alat angkut LNG ke PLTMG Nias. Pada Tabel IV-2 dapat dilihat untuk spesifikasi dari masing-masing jenis kapal. Informasi spesifikasi kapal yang dipertimbangkan pada analisis penelitian ini meliputi tahun pembuatan kapal, LOA atau panjang kapal, lebar (*breadth)*, sarat (*draught*), tinggi (*high*), kecepatan dinas (vs) dan *payload* kapal.

Tabel IV-3 Data Daya dan Harga Kapal Pembanding

No	Kapal	Nama	Year of Build	Kap. ISO Tank 40ft	DWT (ton)	GT	Daya Mesin AE (Kw)	Daya Mesin ME (Kw)	Harga Kapal (Rp)
LCT									
1	LCT 1	HAWAYA	2015	40	1.527	1.070	317	896	8.698.444.912
2	LCT 2	HOREYEH	2017	40	1.650	1.260	633	1.790	11.040.185.669
3	LCT 3	IG ALPHA	2019	24	618	484	267	756	7.744.962.610
4	LCT 4	TAKREEM	2019	60	3.875	2.330	592	1.674	23.640.712.522
Mini LNG Carrier									
1	Mini LNG 1	SHINJU MARU	2012		3.381	3.036	1.100	1.912	66.866.275.182
2	Mini LNG 2	GREEN ZEEBRUGGE	2017		4.421	7.403	1.420	3.330	80.461.018.126
3	Mini LNG 3	CORAL METHANE	2011		5.553	7.907	2.240	5.000	64.444.283.391
4	Mini LNG 4	ANGELA	2013		3.998	3.493	800	2.700	69.636.255.422
LNG Carrier									
1	LNG Carrier 1	CORAL ENERGY	2013		17.674	13.501	2.028	7.800	71.342.634.061
2	LNG Carrier 2	GAS AMARIN JAYA	2015		18.800	16.804	2.980	8.580	76.869.119.190
3	LNG Carrier 3	GAZ ENERGY	2011		12.268	15.314	3.150	9.480	65.282.125.783

Selain spesifikasi kapal, sebagai dasar perhitungan total biaya transportasi. Diperlukan juga informasi mengenai harga beli dari masing-masing kapal pembanding yang nantinya akan

di regresikan untuk mencari persamaan matematis dalam rangka perhitungan harga investasi kapal untuk moda alat angkut LNG ke PLTMG Nias. Dapat dilihat pada Tabel IV-3, untuk kapal-kapal jenis LCT berada pada rentang harga 7 Miliar-Rp hingga 23 Miliar-Rp dengan DWT 600 hingga 3.800 ton. Kapal jenis *Mini LNG Carrier* dengan rentang DWT 3.000 – 5.000 ton memiliki rentang harga sekitar 60 Miliar-Rp hingga 80 Miliar-Rp. Sedangkan untuk kapal jenis *LNG Carrier* dengan rentang DWT 12.000 – 18.000 ton, memiliki rentang harga 65 Miliar-Rp hingga 76 Miliar-Rp.

Selain harga, diperlukan juga informasi mengenai daya mesin, baik mesin induk maupun mesin bantu. Informasi tersebut guna menganalisis jumlah bahan bakar yang diperlukan kapal untuk melakukan satu kali trip pengiriman LNG dari lokasi asal ke lokais tujuan yaitu PLTMG Nias. Dengan mengetahui kebutuhan konsumsi bahan bakar kapal, maka akan diperoleh biaya pelayaran yang mencakup biaya bahan bakar kapal.

IV.4 Data Pelabuhan

Pada sub bab ini, akan dijelaskan informasi mengenai data tarif pelabuhan asal sebagai opsi untuk lokasi *supply* LNG guna memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit di PLTMG Nias. Opsi lokasi-lokasi yang dipertimbangkan pada analisis penelitian ini yaitu TUKS PLTMG Nias sebagai titik tujuan, Terminal Arun sebagai titik asal, Terminal LNG Arun sebagai titik asal, FSRU Lampung dan FSRU Jawa Barat sebagai titik asal. Untuk mengetahui informasi lebih rinci mengenai data tarif dari maisng-masing titik asal dan tujuan adalah sebagai berikut.

A. TUKS PLTMG Nias

Pertama, meninjau titik tujuan atau dalam hal ini lokasi *demand* yaitu TUKS PLTMG Nias. TUKS ini sebenarnya adalah lokasi yang akan direncanakan untuk dibangun pada penelitian ini, sehingga referensi data tarif berikut merupakan data tarif yang didasarkan pada tarif Pelabuhan Nias sebagai pelabuhan terdekat di area tersebut. Data-data yang diperoleh dari situs web resmi maupun sumber penelitian sebelumnya hingga wawancara, didapatkan data tarif jasa layanan kapal (tambat) dan tarif bongkar muat di Pelabuhan Nias sebagai representatif TUKS PLTMG Nias di selengkapnya pada Tabel IV-4 berikut.

Tabel IV-4 Data Tarif TUKS PLTMG Nias

Port Cost **TUKS PLTMG NIAS**		
Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
	JASA TAMBAT	
- Kapal dalam negeri (Rp)	39	per GT/etmal
	BONGKAR MUAT	
- Curah Cair	40.000	Rp/KL
- Kontainer 40ft (*empty*)	20.000	Rp/unit
- Kontainer 40ft (*full*)	40.000	Rp/unit

B. Terminal LNG Arun

Meninjai titik asal opsi yang kedua atau dalam hal ini lokasi *supply* yaitu Terminal LNG Arun. Terminal ini sebenarnya sudah tidak memproduksi LNG, hanya menerima LNG yang berasal dari Terminal LNG Bontang. Lokasi ini dipilih karena mempertimbangkan cakupan area yang masih tergolong dekat. Data-data yang diperoleh dari situs web resmi maupun sumber penelitian sebelumnya hingga wawancara, didapatkan data tarif jasa layanan kapal (labuh, sandar, pandu, dan tunda) dan tarif bongkar muat di Terminal LNG Arun selengkapnya dapat dilihat pada Tabel IV-5 berikut.

Tabel IV-5 Data Tarif Terminal LNG Arun

Port Cost **Terminal LNG ARUN**		
Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
JASA LABUH (Rp)	48	per GT/kapal
	JASA TAMBAT	
- Kapal dalam negeri (Rp)	39	per GT/etmal
	PEMANDUAN	
- Tarif Tetap (Rp)	40.000	per kapal/gerak
- Tarif Variabel (Rp)	14	per GT/kapal/gerak
	PENUNDAAN	
Kapal 0rb-1,5rb GT	*0*	*1500*
- Tarif Tetap (Rp)	120.000	per gerak/jam
- Tarif Variabel (Rp)	8	per GT/kapal/gerak
Kapal 1,5rb-8rb GT	*1501*	*8000*
- Tarif Tetap (Rp)	320.000	per gerak/jam
Kapal 8rb-18rb GT	*8001*	*18000*
- Tarif Tetap (Rp)	500.000	per gerak/jam
	BONGKAR MUAT	
- Curah Cair	43.000	Rp/KL

Terminal LNG Arun memiliki kapasitas tambatan sepanjang 377,88 meter dengan batas kapal yang dapat bersandar di tambatan tersebut dengan LOA 200 – 290 meter dan Beam sebesar 45 meter. Kedalaman perairan pada Terminal LNG Arun mencapai 14 meter dan dengan maksimum DWT sebesar 100.000 MT. Adapun *storage tank* LNG yang dimiliki Terminal LNG Arun sebesar 127.200 meter kubik dengan total tangki sebanyak 5 (lima) unit *storage tank*.

Selanjutnya meninjau titik asal opsi yang pertama atau dalam hal ini lokasi *supply* yaitu Terminal Arun. Terminal ini merupakan terminal yang melayani tidak hanya curah cair tetapi juga jenis muatan lain. Lokasi ini dipilih karena mempertimbangkan cakupan area yang masih tergolong dekat. Namun, kondisi dermaga pada terminal ini masih berkontur tanah sehingga diperlukan perbaikan dermaga agar dapat melakukan kegiatan bongkar muat ISO Tank. Data-data yang diperoleh dari situs web resmi maupun sumber penelitian sebelumnya hingga wawancara, didapatkan data tarif jasa layanan kapal (labuh, sandar, pandu, dan tunda) dan tarif bongkar muat di Terminal Arun selengkapnya pada Tabel IV-6 berikut.

Tabel IV-6 Data Tarif Terminal Arun

Port Cost **Terminal ARUN**		
Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
JASA LABUH (Rp)	48	per GT/kapal
	JASA TAMBAT	
- Kapal dalam negeri (Rp)	39	per GT/etmal
	PEMANDUAN	
- Tarif Tetap (Rp)	40.000	per kapal/gerak
- Tarif Variabel (Rp)	14	per GT/kapal/gerak
	PENUNDAAN	
Kapal 0rb-1,5rb GT	*0*	*1500*
- Tarif Tetap (Rp)	120.000	per gerak/jam
- Tarif Variabel (Rp)	8	per GT/kapal/gerak
Kapal 1,5rb-8rb GT	*1501*	*8000*
- Tarif Tetap (Rp)	320.000	per gerak/jam
Kapal 8rb-18rb GT	*8001*	*18000*
- Tarif Tetap (Rp)	500.000	per gerak/jam
	BONGKAR MUAT	
- Kontainer 40ft (*empty*)	20.000	Rp/unit
- Kontainer 40ft (*full*)	40.000	Rp/unit

C. FSRU Lampung

Floating Storage & Regasification Unit (FSRU) Lampung yang dikelola oleh PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGAS). PGN FSRU Lampung juga sudah memiliki fasilitas untuk *break-bulking*, yaitu fasilitas untuk memuat LNG dari FSRU ke kapal LNG kecil guna mensuplai LNG ke wilayah lain di Indonesia. FSRU Lampung dapat menopang untuk distribusi Jawa dan Sumatra, karena dimungkinkan lingkup antar industri LNG jika simultan dengan sektor ekonomi lainnya seperti industri manufaktur misal petrokimia, tekstil, dan energi listrik untuk pembangkit (Rahayu, 2021). Dengan dasar tersebut maka FSRU Lampung dipilih menjadi salah satu opsi untuk lokasi *supply* LNG ke PLTMG Nias. Data-data yang diperoleh dari situs web resmi maupun sumber penelitian sebelumnya hingga wawancara, didapatkan data tarif jasa layanan kapal (labuh, sandar, pandu, dan tunda) dan tarif bongkar muat di FSRU Lampung selengkapnya dapat dilihat pada Tabel IV-5 berikut.

Tabel IV-7 Data Tarif FSRU Lampung

Port Cost **FSRU LAMPUNG**		
Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
JASA LABUH (Rp)	75	per GT/kapal
	JASA TAMBAT	
- Kapal dalam negeri (Rp)	110	per GT/etmal
	PEMANDUAN	
- Tarif Tetap (Rp)	40.000	per kapal/gerak
- Tarif Variabel (Rp)	14	per GT/kapal/gerak
	PENUNDAAN	
Kapal 0rb-1,5rb GT	*0*	*1500*
- Tarif Tetap (Rp)	120.000	per gerak/jam
- Tarif Variabel (Rp)	8	per GT/kapal/gerak
Kapal 1,5rb-8rb GT	*1501*	*8000*
- Tarif Tetap (Rp)	320.000	per gerak/jam
Kapal 8rb-18rb GT	*8001*	*18000*
- Tarif Tetap (Rp)	500.000	per gerak/jam
	BONGKAR MUAT	
- Curah Cair	42.000	Rp/KL

FSRU Lampung memiliki spesifikasi panjang 294 meter, lebar 46 meter, dan DWT 81.900 ton. FSRU Lampung dapat menampung muatan LNG hingga 170.000 meter kubik.Selain itu, FSRU ini memiliki kemampuan regasifikasi maksimal 240 juta-kaki kubik per hari (MMSCFD). Fasilitas yang dimiliki FSRU Lampung juga dilengkapi dengan fasilitas break-bulking untuk memuat LNG dari FSRU ke Kapal LNG kecil. Kapal FSRU Lampung ini merupakan kapal yang dibangun di Hyundai Heavy Industries, Ulsan Korea pada Oktober 2012 dan selesai pada 7 April 2014. Masa guna kapal itu sekitar 25 tahun.

Pola operasi FSRU Lampung ini dimulai dengan menerima gas berupa LNG Cair yang diangkut dari sumur migas oleh kapal angkut. LNG tersebut kemudia di ubah menjadi gas (regasifikasi) dan kemudian dialirkan melalui pipa bawah laut. Segala proses penerimaan dan regasifikasi dilakukan di lepas pantai. Setelah melalui regasifikasi, selanjutnya gas masuk ke Tower Yoke Mooring System (TYMS). Fasilitas ini menghubungkan antara FSRU dengan jaringan pipa ke daratan melalui dasar laut. TYMS ini dapat berputas hingga 360 derajat sehingga ketika FSRU bergerak karena terbawa ombak, proses pengaliran gas tidak berhenti. Jarak dari FSRU ke daratan sendiri sekitar 21 km. (Ang, 2014)

D. FSRU Jawa Barat

FSRU sejatinya adalah sebuah kapal yang dilengkapi oleh peralatan yang mampu merubah LNG (*Liquid Natural Gas*/Gas Alam Cair) dari bentuk cair ke bentuk gas (Regasifikasi) untuk kemudian disalurkan melalui jaringan pipa gas. Opsi lokasi *supply* yang terakhir dipilih yaitu LNG *Floating Storage & Regasification Unit* (FSRU) Jawa

Barat milik PT Nusantara Regas di Teluk Jakarta. Pasokan gas FSRU Nusantara Regas didapatkan dari Kilang LNG Bontang dan Tangguh. LNG dengan suhu minus 160 derajat *Celcius* dibawa dengan kapal LNG untuk kemudian disimpan dalam FSRU dan diregasifikasi dengan media Propane sampai menjadi gas (Kementerian ESDM, 2017).

FSRU Nusantara Regas sejak dioperasikan tahun 2012, mampu memasok gas sebesar maksimum 500 juta kaki kubik per hari (MMSCFD) untuk 3 pembangkit listrik yaitu PJB Muara Karang, IP Tanjung Priok dan PJB Muara Tawar. Pada tahun 2017, Nusantara Regas memperkirakan penyaluran LNG hingga 28 kargo atau setara 225 BBTUD untuk memenuhi kebutuhan Pembangkit Listrik PLN di Teluk Jakarta dan industri di area Jawa bagian Barat (Kementerian ESDM, 2017).

Tabel IV-8 Data Tarif FSRU Jawa Barat

Port Cost **FSRU JAWA BARAT**		
Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
JASA LABUH (Rp)	75	per GT/kapal
	JASA TAMBAT	
- Kapal dalam negeri (Rp)	110	per GT/etmal
	PEMANDUAN	
- Tarif Tetap (Rp)	46.200	per kapal/gerak
- Tarif Variabel (Rp)	13,2	per GT/kapal/gerak
	PENUNDAAN	
Kapal 0rb-1,5rb GT	*0*	*1500*
- Tarif Tetap (Rp)	495.000	per gerak/jam
- Tarif Variabel (Rp)	3,3	per GT/kapal/gerak
Kapal 1,5rb-8rb GT	*1501*	*8000*
- Tarif Tetap (Rp)	577.500	per gerak/jam
Kapal 8rb-18rb GT	*8001*	*18000*
- Tarif Tetap (Rp)	825.000	per gerak/jam
	BONGKAR MUAT	
- Curah Cair	41.000	Rp/KL

Data-data yang diperoleh dari situs web resmi maupun sumber penelitian sebelumnya hingga wawancara, didapatkan data tarif jasa layanan kapal (labuh, sandar, pandu, dan tunda) dan tarif bongkar muat di FSRU Jawa Barat selengkapnya dapat dilihat pada Tabel IV-8.

FSRU Jawa Barat memiliki fasilitas tangki yang berkapasitas sebesar 125.000 m3. FSRU ini berasal dari Kapal Tanker Khanur milik Golar Energi akan dikonversi menjadi FSRU. Kemampuan konversi mencapai 500 MMCFD atau sekitar 3,8 MTPA. Dapat melayani 2 buah pembangkit dengan total kapasitas 200 MMCFD. (Eko Budi, 2015)

FSRU Jawa Barat memiliki kapasitas kargo penyimpanan gas alam cair (Liquefied Natural Gas/LNG) sebesar 170.150 m3 dengan kapasitas unit regasifikasi 300 juta kaki

kubik standar per hari (MMSCFD). Kapal FSRU ini nantinya akan terintegrasi dengan pembangkit listrik bertenaga gas dengan turbin ganda (CCGT, Combined Cycle Gas Turbin) berkapasitas 1.760 MW. (Pertamina, 2020)

Sumber: (Nusantara Regas, 2020)

Gambar IV-10 Pola Operasi dan Distribusi LNG di FSRU Jawa Barat

Kapal FSRU Jawa-1 atau FSRU Jawa Barat merupakan fasilitas pendukung utama dan langsung terintegrasi dengan PLTGU Jawa-1. Nantinya kapal akan meregasifikasi pasokan LNG yang berasal dari Kilang LNG Tangguh Papua Train-3 dimana commissioning unit regasifikasi kapal FSRU telah dilaksanakan pada Maret 2021. Selanjutnya dilakukan pengiriman gas melalui pipa sepanjang 21 km ke Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) Jawa-1 yang berada di Kecamatan Cilamaya Wetan, Kabupaten Karawang, Jawa Barat. (Pertamina, 2020)

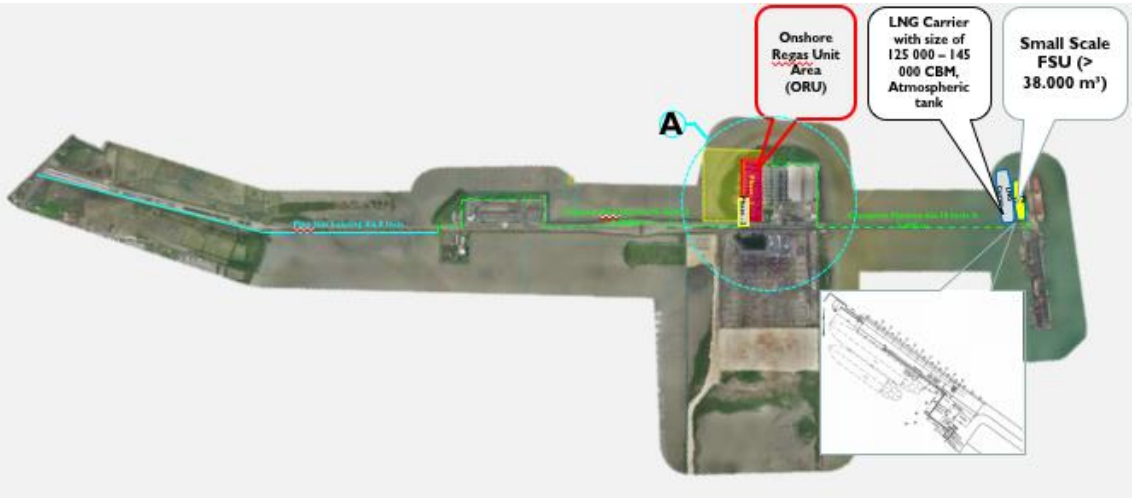
Konstruksi Kapal FSRU Jawa Barat telah dimulai pada akhir Desember 2018 oleh Samsung Heavy Industries Co., Ltd. (SHI). SHI yang terpilih sebagai perancang dan pembangun Kapal FSRU untuk Proyek Jawa-1 ini. FSRU akan memiliki 4 train unit vaporizer regasifikasi masing-masing berkapasitas 100 MMSCFD yang dapat meregasifikasi LNG secara terus menerus untuk pasokan PLTGU Jawa-1. (Pertamina, 2020)

IV.5 Benchmarking Terminal LNG

A. Terminal LNG Teluk Lamong

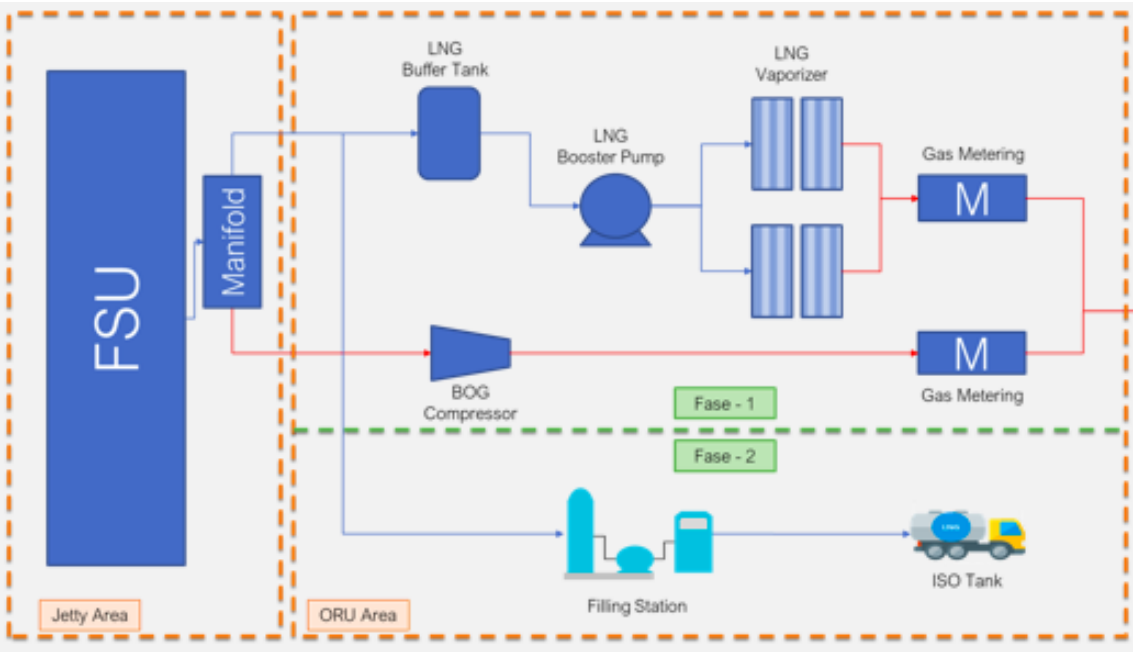
Dalam rangka memenuhi kebutuhan gas alam pada area jawa timur. PT. PGN bekerja sama dengan PT. Pelindo III untuk membangun terminal LNG yang berada pada teluk lamong. Keberadaan LNG Terminal di Teluk Lamong itu diharapkan jadi langkah antisipatif jika ada kendala terkait pasokan gas bumi di Jatim. Lantaran selama ini, pasokan gas di Jatim hanya mengandalkan sumur gas Kontrak Kerja Sama minyak dan gas di sekitar wilayah tersebut.

Secara konsep besar pengelolaan ketahanan pasokan di Jawa Timur dan nasional pada umumnya, tak hanya untuk Jatim, keberadaan LNG Terminal Teluk Lamong itu juga bakal mendukung pasokan gas bumi untuk wilayah lain. Integrasi moda transportasi gas bumi baik berbasis pipa maupun non pipa yang diupayakan dapat menjangkau seluruh wilayah pasar merupakan cara agar pemanfaatan gas bumi domestic dapat meningkat.



Gambar IV-11 Denah Terminal LNG dan (ORU) Jawa Timur

Dalam cara kerjanya, proses regasifikasi akan menggunakan air ambient vaporizer dengan bahan gas boil off menggunakan BOG *Compressor* dan masuk ke dalam *outlet* penjualan gas *manifold*. Keseluruhan proses instalasi ditunjukkan pada Gambar IV-12 berikut.



Gambar IV-12 Diagram Alir dari Proses Terminal LNG dan Regasifikasi

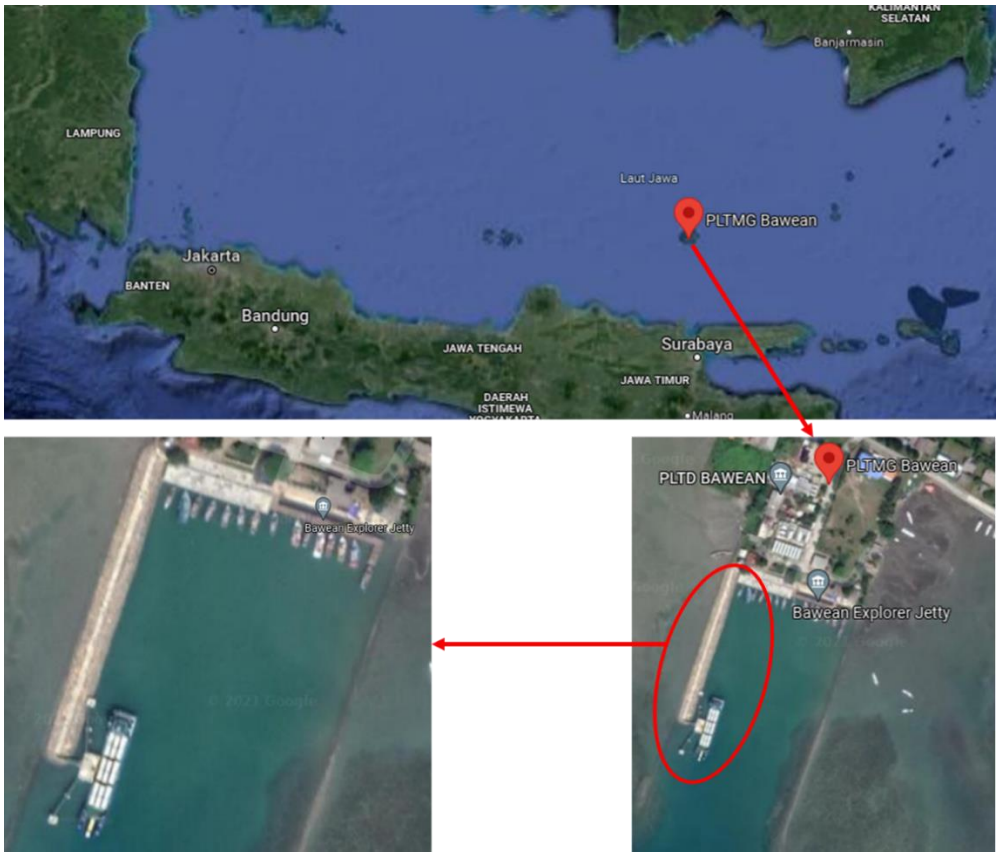
Dari Gambar IV-12 dapat diketahui bahwa aliran gas alam berawal dari FSU kemudian dialirkan kemanifold dan selanjutnya menuju buffer tank dan vaporizer untuk dilakukan proses regasifikasi.

B. TUKS PLTMG Bawean

Bawean merupakan sebuah pulau yang terletak di Laut Jawa, berlokasi 80 Mil atau 120 kilometer sebelah utara Gresik. Pulau Bawean termasuk kedalam Kabupaten Gresik, Provinsi Jawa Timur yang memiliki 2 kecamatan yaitu Sangkapura dan Tambak. Jumlah penduduknya sekitar 70.000 jiwa. Kebutuhan listrik di Bawean, sebelumnya disuplai dari 4 unit Pembangkit Listrik tenaga Disel (PLTD) dengan daya yang dihasilkan sebesar 2.500 kilo watt (KW). Beban puncak konsumsi listrik Pulau Bawean mencapai 2.700 KW dengan jumlah pelanggan sebanyak 10.000 pelanggan. Dengan kondisi tersebut, maka masih terjadi defisit listrik di Bawean yang mencapai 200 KW.

Akibat tingkat kebutuhan dan suplai yang belum memenuhi kebutuhan di Bawean, daerah tersebut sering mengalami krisis listrik. Daftar antri untuk penyambungan cukup banyak, pertahun mengalami penambahan hingga 3.000 pelanggan. Pulau Bawean yang disuplai 4 unit pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan menggunakan BBM HSD rencananya akan diganti dengan BBG CNG (*Compressed Natural Gas*) untuk PLTMG yang menjadi masalah adalah di Pulau Bawean belum ada fasilitas penyedia pasokan gas. Untuk

itu perlu dibangun fasilitas penyediaan gas di pulau Bawean, dimana gas direncanakan berasal dari Gresik. Pembangunan beberapa fasilitas tentunya harus dihitung secara cermat baik dari segi teknik maupun secara ekonomi.



Gambar IV-13 Jetty TUKS PLTMG Bawean untuk Kapal LCT

CNG untuk PLTMG Bawean, di *supply* dari PLTGU Gresik. Dimana terdapat 4 proses utama dalam proses transportasi CNG dari Gresik ke Pulau Bawean. Proses tersebut antara lain meliputi proses di *mother station* yang berlokasi di PLTGU Gresik, lalu dilanjutkan dengan proses transportasi hingga proses di *daughter station* yaitu PLTMG Bawean. Pada Gambar IV-13 dapat dilihat gambaran fasilitas darat di PLTMG Bawean dan Gambar IV-14 yang merupakan citra fasilitas darat dari TUKS PLTGU Gresik, dikarenakan pada proses tranportasinya menggunakan LCT yang mengangkut CNG berupa ISO Tank maka dengan mempertimbangkan hal tersebut TUKS PLTMG Bawean dan PLTGU Gresik menjadi *benchmarking* pelabuhan atau TUKS pada penelitian ini.

Gambar IV-14 Fasilitas Darat TUKS PLTGU Gresik

Proses di *mother station* (pusat pengisian gas) Gresik ini meliputi *tapping gas* mengalir di dalam pipa dari *gas station*. Selanjutnya gas dialirkan menuju ke *gas pretreatment* (terdiri dari *scrubber*, *filter* dan *dryer*) yang selanjutnya dialirkan ke *CNG Compresor* guna memperoleh tekanan yang tinggi. Gas bertekanan tinggi dari kompresor selanjutnya dialirkan menuju dermaga menggunakan *flexibel hose*. Gas dari dermaga dialirkan melalui *flexible hose* menuju Skid yang berada di dalam kapal laut. Kapal laut mentrasnportasikan gas menuju ke Pulau Bawean.

Gas dari Skid di dalam kapal yang bersandar di dermaga Pulau Bawean dialirkan melalui *flexible hose* dan piping menuju ke *Daughter Compressor* untuk disimpan di dalam Skid yang ada di darat. Gas dari dalam Skid dialirkan menuju ke PRU (*Pressure Reducing Unit*) untuk diturunkan tekanannya kemudian dialirkan melalui piping sistem menuju ke *Gas Engine Station*. Gas dari pipa dialirkan ke *daughter compressor* untuk memindahkan gas dari skid di kapal laut menuju ke skid di darat. Waktu *unloading* adalah 8 jam. CNG *storage* di *daughter station* Bawean ini harus mampu menampung gas untuk *buffer storage* dan gas untuk operasional harian dengan laju konsumsi sesuai kebutuhan. *Buffer stock* hanya akan digunakan pada kondisi dimana kapal laut tidak dapat berlayar karena adanya larangan dari Dinas Perhubungan Laut, sehubungan dengan adanya badai dan/atau ombak besar.

Gas dari skid operasional harian dipanaskan terlebih dahulu di PRU (*Pressure Reducing Unit*) sebelum diturunkan tekanannya untuk dialirkan ke PLTMG. Keluaran gas dari PRU digunakan untuk kebutuhan PLTMG.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

V.1 Analisis Transportasi Bahan Bakar Eksisting

Analisis yang pertama dilakukan pada penelitian ini adalah memperhitungkan kebutuhan bahan bakar yang digunakan di PLTMG Nias saat ini yaitu B30. Bahan Bakar B30 dipilih sebagai bahan bakar awal pembangkit untuk jenis PLTMG. B30 yang digunakan untuk bahan bakar pembangkit di Nias di suplai dari Debot TBBM Gunung Sitoli di Nias yang berjarak kurang lebih 4 km dari PLTMG Nias. Pada sub bab kali ini akan di identifikasi berapa besar biaya transportasi dari penggunaan bahan bakar B30 ini.

Tabel V-1 Spesifikasi Truk Tangki

Spesifikasi Truk Tangki		
Kapasitas	24	KL
Lebar	2,4	Meter
Tinggi	3	Meter
Harga	36.000	USD
	504.000.000	Rp

Dalam memperhitungkan biaya transportasi B30 ini, transportasi yang digunakan adalah Truk dengan spesifikasi seperti pada Tabel V-1. Didapatkan informasi bahwa kapasitas tangki di truk tersebut sebesar 24 KL dengan harga investasi truk yang memiliki kapasitas tersebut sekitar 504 Juta-Rp.

Tabel V-2 Asumsi Perhitungan Operasional

Asumsi Operasional		
Gaji Driver	50.000	Rp/Trip
Perbekalan	20.000	Rp/Orang
Perbaikan dan Perawatan	1%	dari Harga Truk
	5.040.000	Rp/tahun
Asuransi	1%	dari Harga Truk
	5.040.000	Rp/tahun
Biaya Lain lain	5%	dari Operasional
Kenaikan Biaya	2%	/tahun

Perhitungan biaya transportasi, dilakukan dengan mengunakan beberapa asumsi operasional yang mendukung kegiatan transportasi B30 ke PLTMG Nias. Asumsi – asumsi tersebut meliputi gaji supir (*driver*), perbekalan, perbaikan dan perawatan truk, asuransi, dengan tambahan biaya lain-lain sebesar 5% dari total biaya operasional. Asumsi kenaikan biaya yang digunakan sebesar 2%/tahun.

Tabel V-3 Data Input Perhitungan

Data Input		
Frekuensi Req	17	Kali/Bulan
	198	Kali/Tahun
Kargo Terangkut	240	KL/Trip
	47.520	KL/Tahun
Kebutuhan Truk	10	Unit

Selain menggunakan beberapa asumsi, digunakan data input sebagai pendukung perhitungan. Dapat dilihat pada Tabel V-3, untuk data yang digunakan dalam perhitungan antara lain frekuensi truk sesuai kebutuhan yaitu 17 kai/bulan dengan kargo terangkur 240 KL/trip, sehingga jumlah unit truk yang diperlukan sebanyak 10 unit.

Tabel V-4 Perhitungan Waktu Tempuh

Perhitungan Waktu Perjalanan		
Titik Suplai	Depot TBBM Gunungsitoli Nias	
Jarak Tempuh	4	Km
Jarak Roundtrip	8	Km
Kecepatan	30	Km/jam
Waktu Tempuh	0,27	Jam
	16	Menit

Dalam memperhitungkan biaya transportasi, terdapat komponen biaya yang diperhitungkan yaitu waktu perjaanan untuk mengetahui berapa besar bahan bakar truk yang dikonsumsi sebagai representatif dari biaya bahan bakar. Dengan jarak 4 km, dan kecepatan truk 30 km/jam sehingga didapatkan waktu tempuh sekitar 16 menit.

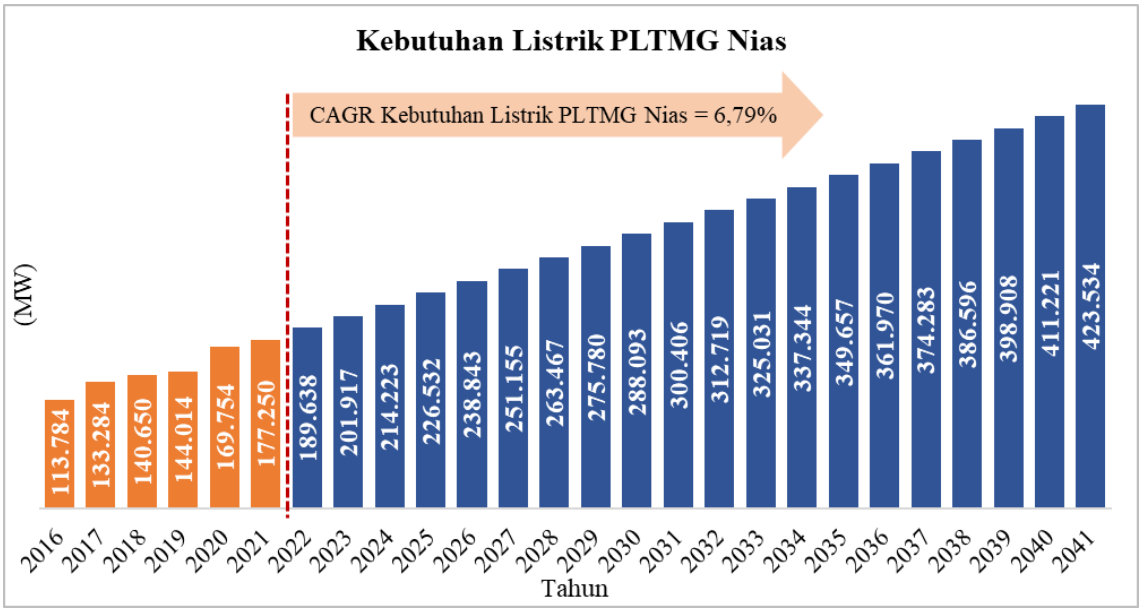
Tabel V-5 Perhitungan Total Biaya dan Tarif

Total Biaya & Tarif		
Unit Cost Transport	316.932	Rp/KL
Harga B30	10.600	Rp/Liter
	10.600.000	Rp/KL
Biaya B30 & Transport	10.916.932	Rp/KL
	10.916	**Rp/Liter**
Unit Cost Transport	317	Rp/Liter
Margin	10%	
	349	Rp/Liter
Tarif	10.949	Rp/Liter
Biaya Pengadaan B30	520,278,664,602	Rp/Tahun

Sehingga didapatkan unit biaya transportasi B30 sebesar Rp316.932/KL. Dengan tambahan harga B30 sebesar Rp10.600/Liter dan margin profit sebesar 10% Tarif B30 untuk PLTMG Nias sebesar 10.949 Rp/Liter sehingga biaya yang dibutuhkan untuk bahan bakar B30 sebesar 520 Miliar-Rp/Tahun.

V.2 Analisis Kebutuhan di PLTMG Nias

Pada sub bab kedua, akan dijelaskan mengenai kebutuhan bahan bakar LNG sebagai bahan bakar utama dari PLTMG. Analaisis kebutuhan LNG diturunkan berdasarkan proyeksi dari kebutuhan listrik di Kepulauan Nias dan regresi PDRB harga konstan untuk sektor listrik dan gas. Berdasarkan pertumbuhan nilai PDRB ADHK sektor listrik dan gas, rata-rata persentase pertumbuhan mencapai angka 4,86%. Analisis perhitungan dilakukan secara proyektif, dengan durasi proyeksi 20 tahun (hingga tahun 2041).



Gambar V-1 Proyeksi Kebutuhan Listrik PLTMG Nias

Pada Gambar V-1 tersebut, dapat disimpulkan bahwa rata-rata pertumbuhan listrik di PLTMG Nias sebesar 6,79%. Kebutuhan listrik di Nias 80% berasal dari pembangkit listrik tenaga mesin gas. Dari hasil proyeksi kebutuhan listrik, pada tahun 2041 mencapai 423.534 MW.

Tabel V-6 Perhitungan Proyeksi Listrik PLTMG Nias

Proyeksi Kebutuhan Listrik PLTMG Nias						
Tahun	**2016**	**2021**	**2026**	**2031**	**2036**	**2041**
Kebutuhan Listrik PLTMG Nias (MW)	113.784	177.250	238.843	300.406	361.970	423.534

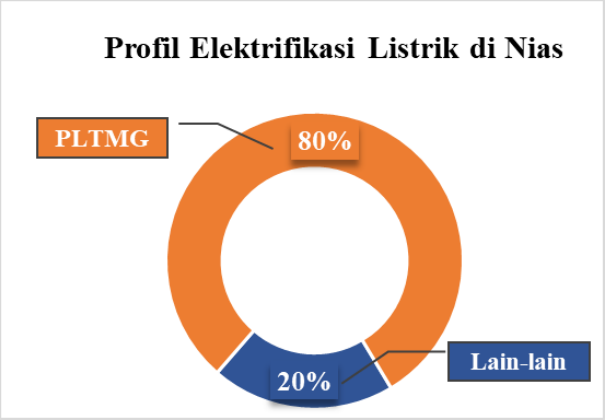
Setelah diketahui berapa kebutuhan listrik hingga tahun proyeksi 2041, maka selanjutnya dilakukan konversi untuk mengetahui berapa besar kebutuhan bahan bakar yang dibutuhkan khususnya LNG. Konversi dilakukan dengan merujuk pada Tabel V-7.

Tabel V-7 Konversi Satuan

Konversi Satuan				
1	MMSCFD	=	1040	MMBTU

Konversi Satuan				
1	MMBTU	=	0,00096	MMSCFD
1	KL	=	0,021277	BBTU
1	BBTU	=	47	KL
1	BBTU	=	1000	MMBTU
1	KL	=	21,2766	MMBTU
1	MMBTU	=	0,047	KL
1	MMBTU	=	0,461	Ton
1	kWH	=	0,00972	MMBTU

Kebutuhan listrik di Nias, dipenuhi dengan suplai listrik 80% dari pembangkit listrik tenaga mesin gaas dan 20% dari pembangkit listrik lain. Untuk PLTMG Nias sendiri, bahan bakar yang digunakan memiliki rasio 80% LNG dan 20% B30.

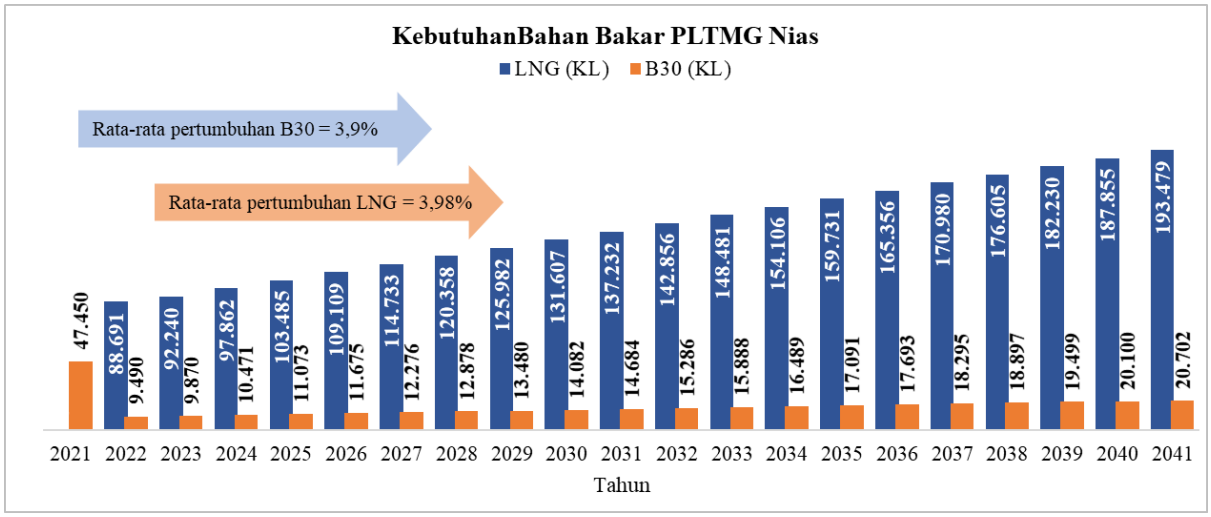


Gambar V-2 Profil Bahan Bakar Pembangkit Listrik di Nias

Tabel V-8 Rasio Konsumsi Bahan Bakar PLTMG

Jenis	Rasio Konsumsi Bahan Bakar PLTMG
LNG	80%
B30	20%
**) dengan rasio konsumsi 1 B30 = 2,33 LNG dan 1 LNG = 0,428 B30*	

Proyeksi kebutuhan LNG dan B30 di lakukan dengan menurunkan kebutuhan listrik Nias menjadi produksi PLTMG Nias kemudian dikonversi menjadi kebutuhan bahan bakar LNG. Menentukan demand B30 berdasarkan proyeksi demand LNG dengan menganalisa 20% dari kebutuhan LNG pada setiap tahunnya.



Gambar V-3 Proyeksi Bahan Bakar (LNG & B30) PLTMG Nias

Berdasarkan Gambar V-3, dapat disimpulkan bahwa rata-rata pertumbuhan proyeksi dari masing-masing jenis bahan bakar untuk PLTMG Nias sebesar 3,9% untuk B30 dan 3,98% untuk LNG. Dengan nilai terbesar di tahun 2041 untuk LNG didapatkan sebesar 193.479 KL dan B30 sebesar 20.702 KL.

Tabel V-9 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar PLTMG Nias

Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar PLTMG Nias								
Tahun	**2021**	**2024**	**2027**	**2030**	**2033**	**2036**	**2039**	**2041**
LNG (MMBTU)	0	2.082.163	2.441.127	2.800.147	3.159.176	3.518.205	3.877.231	4.116.580
LNG Per Tahun (KL)	0	97.862	114.733	131.607	148.481	165.356	182.230	193.479
LNG Per Hari (KL)	0	268	314	361	407	453	499	530
B30 Per Tahun (KL)	47.450	10.471	12.276	14.082	15.888	17.693	19.499	20.702
B30 Per Hari (KL)	130	29	34	39	44	48	53	57

Dari hasil perhitungan didapatkan hasil rekapitulasi seperti pada Tabel V-9 tersebut dapat disimpulkan bahwa kebutuhan perhari untuk bahan bakar LNG sebesar 530 KL/hari atau sebesar 193.479 KL/tahun di tahun 2041. Sedangkan untuk B30 mencapai 57 KL/hari atau setara denfan 20.702 KL/tahun di tahun 2041.

V.3 Analisis Supply Side

Ketersediaan titik supply dilihat dari analisa jumlah permintaan dan pasokan. Dilihat dari titik supply terdekat dari Pulau Nias terdapat 3 tempat pemasok LNG yang beroperasi. Tiga tempat tersebut antara lain adalah Terminal LNG Arun, FSRU Lampung dan FSRU Jawa Barat. Berikut merupakan tabel keterangan jumlah pasokan pada tiap titik *supply*.

Tabel V-10 Rencana Supply LNG dalam MMBTU

Jt-MMBTU	Tahun									
Titik Supply	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Arun	43.38	43.38	69.11	69.11	50.18	50.18	50.18	50.18	50.18	73.04
FSRU Lampung	38.72	38.72	38.72	38.72	43.27	43.27	43.27	43.27	43.27	47.83
FSRU Jawa Barat	51.63	51.63	51.63	51.63	55.42	55.42	55.42	55.42	55.42	58.08

Sumber: (Neraca Gas Bumi,2018)

Tabel diatas merupakan kapasitas LNG yang disimpan untuk sektor ketenagalistrikan pertahun dari masing masing titik supply. Sedangkan tabel dibawah adalah rincian kebutuhan LNG pada sektor ketenagalistrikan pada wilayah Arun, FSRU Lampung dan FSRU Jawa Barat.

Tabel V-11 Sebaran Demand LNG Wilayah Arun

Arun	MMBTU	KL	Persentase
PLTMG Arun 184 MW	12,042,127	565,980	24%
PLTMG Arun 2 250MW	17,561,435	825,387	35%
PLTGU Belawan	7,526,329	353,737	15%
PLTG Paya Pasir	3,515,798	165,242	7%
PLTMG Aceh	6,021,063	282,990	12%
PLTMG Nias	1,887,050	88,691	4%
Lain Lain	1,621,726	76,221	3%

Sumber: (RUPTL-PLN 2018-2027)

Dilihat dari analisis diatas, kebutuhan LNG untuk PLTMG Nias dapat diakomodir oleh Terminal LNG Arun. Pada tabel dibawah sebaran kebutuhan LNG dapat diakomodir oleh FSRU Lampung. Jika PLTMG Nias dipasok dari FSRU Lampung maka presentase kebutuhannya sebesar 4% dari total kapasitas pertahun.

Tabel V-12 Sebaran Demand LNG Wilayah FSRU Lampung

FSRU Lampung	MMBTU	KL	Persentase
PLTG Lampung 200MW	15,341,542	721,052	35%
PLTG Lampung 2 60 MW	7,531,566	353,984	17%
PLTG Maringgai	4,643,154	218,228	11%
PLTMG Bangka	6,472,560	304,210	15%
PLTMG Belitung	4,274,924	200,921	10%
PLTMG Nias	1,887,050	88,691	4%
Lain Lain	3,123,604	146,809	7%

Sumber: (RUPTL-PLN 2018-2027)

Tabel dibawah merupakan sebaran demand LNG area Jakarta, Jawa Barat dan sekitarnya yang berasal dari FSRU Jawa Barat. Jika Demand PLTMG Nias dibebankan pada titik supply tersebut. FSRU Jawa Barat masih dapat menangani beban kebutuhan LNG pada PLTMG Nias.

Tabel V-13 Sebaran Demand LNG Wilayah FSRU Jawa Barat

FSRU Jawa Barat	MMBTU	KL	Persentase
PLTGU Muara Karang	12,434,632	584,428	22%
PLTGU Tanjung Priok	14,837,443	697,360	27%
PLTGU Muara Tawar	12,846,573	603,789	23%
PLTG Karawang	7,136,463	335,414	13%
PLTG Cirebon	3,725,382	175,093	7%
PLTMG Nias	1,887,050	88,691	3%
Lain Lain	2,554,057	120,041	5%

Sumber: (RUPTL-PLN 2018-2027)

V.4 Analisis Transportasi LNG

Pada sub bab berikutnya yaitu analisis perhitungan transportasi bahan bakar LNG untuk PLTMG Nias. Dalam melakukan perhitungan diperlukan data dan informasi beserta asumsi-asumsi perhitungan. Mulai dari karakteristik jenis bahan bakar yang digunakan oleh kapal pengangkut LNG.

Tabel V-14 Jenis Bahan Bakar Kapal LNG

Jenis Bahan Bakar		
Jenis Bahan Bakar		
ME (MFO)	10.000	Rp/Liter
AE (HSD)	10.000	Rp/Liter
Minyak Pelumas	40.000	Rp/Liter
Massa jenis bahan bakar		
MFO	991	kg/m3
	1.009	liter/ton
HSD	838	kg/m3
	1.194	ton/m3
SFOC		
ME	0,00014	ton/HP.hour
	0,141271443	liter/HP.hour
AE	0,00011	ton/HP.hour
	0,131343284	liter/HP.hour
Minyak Pelumas	0,00015	liter/HP.hour
Kebutuhan Air Tawar	120	liter/orang.hari

Pada Tabel V-14 tersebut, dapat dilihat bahwa jenis bahan bakar yang digunakan kapal adalah MFO untuk mesin utama dan HSD untuk mesin pembantu. Dengan informasi massa jenis bahan bakar dan minyak pelumas yang digunakan, serta kebutuhan air tawar akan digunakan dalam perhitungan analisis biaya transportasi.

Tabel V-15 Asumsi Perhitungan Transportasi LNG

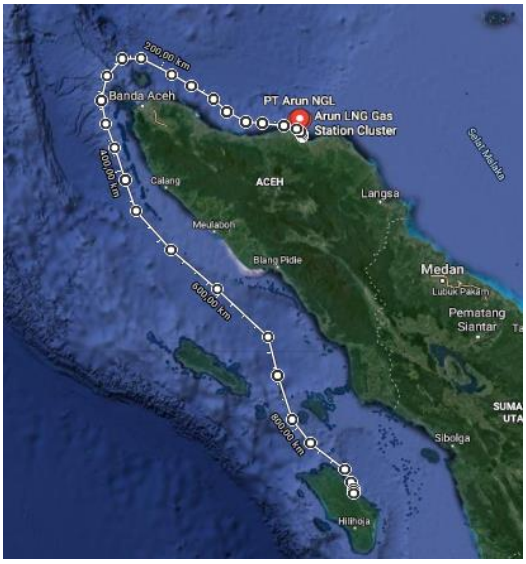
Asumsi Operasional Kapal		
Jumlah Crew	13	orang
Hari Kerja	330	hari
Umur Ekonomis	20	tahun
Gaji kru kapal	5.000.000	/orang.bulan
Faktor pengali gaji	12	/tahun
Persediaan dan perbekalan	100.000	/orang.hari
Harga air tawar	50.000	/ton
Perbaikan dan Perawatan	5%	harga kapal
Asuransi	2%	harga kapal
Biaya umum	5%	harga kapal
Kenaikan Biaya	4%	/satu tahun
Inflasi	3%	/tahun

Sedangkan pada Tabel V-15, diperlukan informasi asumsi-asumsi yang digunakan seperti jumlah ABK, hari kerja dalam satu tahun, umur ekonomis, biaya persedian dan perbekalan per orang per bulan, persentase komponen biaya operasional pendukung seperti perbaikan dan perawatan, asuransi, biaya umum, kenaikan biaya dan inflasi.

V.4.1 Pemilihan Opsi Lokasi Supply

Dalam memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit, pada penelitian ini memberikan opsi beberapa titik lokasi suplai. Untuk bahan bakar LNG, akan terdapat 3 (tiga) skenario titik suplai diantaranya Terminal LNG Arun, FSRU Lampung dan FSRU Jawa Barat.

i. Terminal LNG Arun



Gambar V-4 Peta Rute Terminal LNG Arun - PLTMG Nias

Pada skenario pertama, untuk bahan bakar LNG akan disuplai dari Terminal LNG Arun. Jarak tempuh dari lokasi suplai Terminal LNG Arun menuju TUKS PLTMG Nias adalah 492,41 Nm atau setara dengan 911,9 Km.

Tabel V-16 Data Perhitungan Skenario 1 - LNG

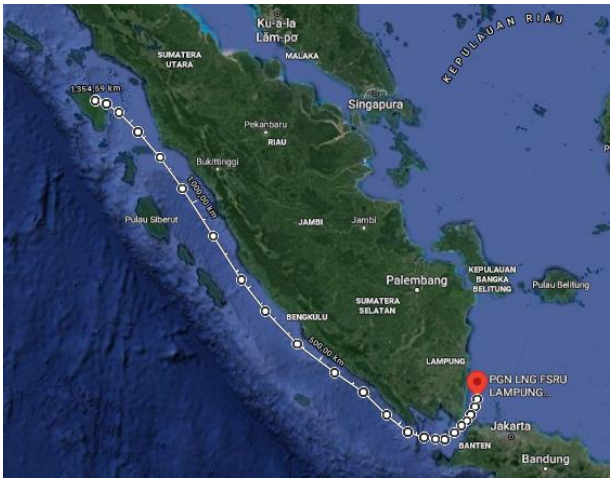
Skenario	1	LNG
Asal	Terminal LNG Arun	
Tujuan	TUKS PLTMG Nias	
Jarak	492,41	Nm
	911,94	Km
Batimetri (m)	15	m
Kec B/M (Kl/jam)	200	KL/jam
Kec B/M (Unit/jam)	6	unit/jam
AT+WT+IT	4	hari

Informasi mengenai batimetri sebesar 15 m, kecepatan B/M 200 KL/jam dan AT+WT+IT selama 4 hari. Informasi tersebut terdapat pada Tabel V-16 tersebut.

ii. FSRU Lampung

Pada skenario kedua, suplai LNG berasal dari FSRU Lampung yang berjarak 731, 42 Nm dari PLTMG Nias atau setara dengan 1.354 Km. FSRU Lampung dipilih sebagai salah

satu opsi dikarenakan lokasi nya yang terholong dekat dengan PLTMG Nias. Untuk informasi selengkapnya terdapat pada Tabel V-17.



Gambar V-5 Peta FSRU Lampung - PLTMG Nias

Tabel V-17 Data Perhitungan Skenario 2 - LNG

Skenario	2	LNG
Asal	FSRU Lampung	
Tujuan	TUKS PLTMG Nias	
Jarak	731,42	Nm
	1354,59	Km
Batimetri (m)	16	m
Kec B/M (Kl/jam)	100	KL/jam
AT+WT+IT	2	hari

iii. FSRU Jawa Barat

Pada skenario ketiga, suplai LNG berasal dari FSRU Jawa Barat yang berjarak 809,97 Nm dari PLTMG Nias atau setara dengan 1.499,87 Km. FSRU Jawa Barat dipilih sebagai salah satu opsi dikarenakan lokasi nya yang juga tergolong dekat dengan PLTMG Nias. Untuk informasi selengkapnya terdapat pada Tabel V-18.

Gambar V-6 Peta Rute FSRU Jawa Barat - PLTMG Nias

Informasi batimetri untk FSRU Jawa Barat yaitu 16 m dengan kecepatan bongkar muat 100 KL/jam dan AT+WT+IT selama 2 hari.

Tabel V-18 Data Perhitungan Skenario 3 - LNG

Skenario	3	LNG
Asal	FSRU Jawa Barat	
Tujuan	TUKS PLTMG Nias	
Jarak	809,87	Nm
	1499,87	Km
Batimetri (m)	16	m
Kec B/M (Kl/jam)	100	KL/jam
AT+WT+IT	2	hari

V.4.2 Biaya Kapital

Komponen biaya pertama untuk memperhitungkan biaya transportasi adalah biaya kapital atau biaya yang dikeluarkan untuk investasi kapal. Biaya kapital diturunkan berdasarkan harga kapal. Pada penelitian ini, harga kapal diperoleh dengan melakukan regresi linear berganda berdasarkan harga kapal pembanding. Dari regresi didapatkan formula untuk menghitung harga beli kapal seperti pada Tabel V-19 berikut.

Tabel V-19 Data Harga Investasi Kapal

Harga Investasi Kapal					
Kapal	Tahun Pembuatan	Umur	DWT (Ton)	Harga ($)	Harga (Rp)
LCT 1	2015	6	1.527	621.317	8.698.444.912
LCT 2	2017	4	1.650	788.585	11.040.185.669
LCT 3	2019	2	618	553.212	7.744.962.610
LCT 4	2019	2	3.875	1.688.622	23.640.712.522
Mini LNG 1	2012	9	3.381	4.776.163	66.866.275.182
Mini LNG 2	2017	4	4.421	5.747.216	80.461.018.126
Mini LNG 3	2011	10	5.553	4.603.163	64.444.283.391
Mini LNG 4	2013	8	3.998	4.974.018	69.636.255.422
LNG Carrier 1	2013	8	17.674	5.095.902	71.342.634.061
LNG Carrier 2	2015	6	18.800	5.490.651	76.869.119.190
LNG Carrier 3	2011	10	12.268	4.663.009	65.282.125.783

Dari harga kapal, dilakukan perhitungan biaya kapital dengan asumsi perhitungan yang telah dijelaskan sebelumya. Diperoleh untuk masing-masing jenis kapal menghasilkan biaya kapital Rp/tahun sebagai berikut:

Tabel V-20 Perhitungan Biaya Kapital Kapal LNG

Perhitungan Biaya Kapital	
Nama Kapal	Biaya Kapital (Rp/tahun)
LCT 1	718.508.687
LCT 2	813.111.064
LCT 3	516.605.287
LCT 4	1.576.885.222
Mini LNG 1	6.832.258.442
Mini LNG 2	5.925.964.112
Mini LNG 3	7.174.358.311
Mini LNG 4	6.584.776.223

LNG Carrier 1	6.746.130.699
LNG Carrier 2	6.349.540.692
LNG Carrier 3	7.267.632.395

V.4.3 Biaya Operasional

Perhitungan kedua adalah biaya operasional. Dalam analisis perhitungan biaya operasional, diperlukan beberapa asumsi perhitungan seperti gaji kru sebesar Rp5.000.000/orang/bulan, biaya persedian & perbekaan sebesar Rp100.000/orang.hari, dll. Selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-21 berikut.

Tabel V-21 Asumsi Biaya Operasional Transportasi LNG

Asumsi Biaya Operasional			
Gaji Kru	Rp	5.000.000	/orang/bulan
Persediaan & Perbekalan	Rp	100.000	/orang.hari
Perbaikan dan Perawatan		5%	harga kapal
Asuransi		2%	harga kapal
Konsumsi Minyak Pelumas		297	Liter/tahun
Biaya Umum		5%	Operating Cost
Kenaikan Biaya		2%	/tahun

Analisis perhitungan biaya operasional, begitu juga dengan biaya kapital dan komponen biaya lain dilakukan secara proyektif selama 20 tahun. Perhitungan terperinci akan dilampirkan pada bab lampiran.

Pada Tabel V-22 berikut, merupakan rekapitulasi hasil perhitungan biaya operasional kapal berdasarkan data dan asumsi yang digunakan. Maka untuk masing-masing jenis kapal diperoleh biaya operasional yang ditinjau secara nilai saat ini (NPV) dan tahunan (anuitas).

Tabel V-22 Perhitungan Biaya Operasional Kapal LNG

Perhitungan Biaya Operasional		
Nama Kapal	**NPV (Rp)**	**Anuitas (Rp/tahun)**
LCT 1	15.442.113.463	2.067.371.312
LCT 2	16.898.156.654	2.262.304.598
LCT 3	14.849.259.020	1.988.000.682
LCT 4	24.732.888.686	3.311.208.964
Mini LNG 1	51.609.598.235	6.909.430.050
Mini LNG 2	60.062.512.089	8.041.095.845
Mini LNG 3	50.103.656.706	6.707.816.435
Mini LNG 4	53.331.911.370	7.140.011.231
LNG Carrier 1	53.946.899.484	7.222.345.090
LNG Carrier 2	57.383.147.077	7.682.385.726
LNG Carrier 3	50.178.607.976	6.717.850.820

V.4.4 Biaya Pelayaran

Komponen biaya transportasi selanjutnya yaitu biaya pelayaran, dimana pada sub bab kali ini akan dibangi berdasarkan jenis kapal karena berkaitan dengan rute pelayaran kapal.

A. Kapal LCT

Pada biaya pelayaran, komponen perhitungannya adalah fungsi dari biaya bahan bakar. Pada Kapal LCT, terdapat 4 kapal yang diperhitungkan dengan spesifikasi berbeda. Kebutuhan bahan bakar yang diperhitungkan dibagi menjadi 2 (dua) yaitu mesin utama dan mesin bantu. Untuk hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-23 berikut.

Tabel V-23 Kebutuhan BBM – Kapal LCT

Kebutuhan BBM (Liter)			
No Kapal	**Nama Kapal**	**ME**	**AE**
1	LCT 1	25.737	9.601
2	LCT 2	43.079	16.430
3	LCT 3	22.439	8.074
4	LCT 4	41.989	16.621

Setelah mengetahui kebutuhan BBM, selanjutnya adalah menganalisis besar biaya perjalanan untuk masing-masing jenis kapal. Biaya perjalanan juga diperhitungan secara proyektif selama 20 tahun. Untuk hasil biaya perjalanan tahunan (anuitas) dapat dilihat pada Tabel V-24 berikut.

Tabel V-24 Biaya Perjalanan – Kapal LCT

HASIL PERHITUNGAN BIAYA PERJALANAN			
No Kapal	**Nama Kapal**	**Rp/Tahun**	**Rp/Trip**
1	LCT 1	14.770.498.738	360.256.067
2	LCT 2	28.505.351.899	606.496.849
3	LCT 3	12.752.660.308	311.040.495
4	LCT 4	28.090.720.788	597.674.910

B. Kapal Mini LNG Carrier

Pada biaya pelayaran, komponen perhitungannya adalah fungsi dari biaya bahan bakar. Pada Kapal Mini LNG Carrier, terdapat 3 kapal yang diperhitungkan dengan spesifikasi berbeda. Kebutuhan bahan bakar yang diperhitungkan dibagi menjadi 2 (dua) yaitu mesin utama dan mesin bantu. Untuk hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-25 berikut.

Tabel V-25 Kebutuhan BBM – Kapal Mini LNG Carrier

Kebutuhan BBM ME (Liter)				
Skenario	Kapal Mini LNG			
	1	2	3	4
1	30.403	45.271	65.960	40.071
2	45.160	67.245	97.976	59.520
3	50.003	74.457	108.484	65.904
Kebutuhan BBM AE (Liter)				
Skenario	Kapal Mini LNG			
	1	2	3	4
1	36.910	75.478	149.331	34.647
2	50.846	102.283	201.576	47.263
3	53.437	105.142	205.953	49.022

Setelah mengetahui kebutuhan BBM, selanjutnya adalah menganalisis besar biaya perjalanan untuk masing-masing jenis kapal. Biaya perjalanan juga diperhitungan secara proyektif selama 20 tahun. Untuk hasil biaya perjalanan tahunan (anuitas) dapat dilihat pada Tabel V-26 berikut.

Tabel V-26 Biaya Perjalanan – Kapal Mini LNG Carrier

HASIL PERHITUNGAN BIAYA PERJALANAN (Rp/Tahun)				
Skenario	Kapal Mini LNG			
	1	2	3	4
1	28.126.890.576	30.759.391.542	43.851.345.536	22.847.605.618
2	29.351.599.662	31.094.477.957	45.762.570.180	25.032.843.791
3	28.467.359.203	32.944.911.726	48.039.982.009	25.774.617.614
HASIL PERHITUNGAN BIAYA PERJALANAN (Rp/Trip)				
Skenario	Kapal Mini LNG			
	1	2	3	4
1	686.021.721	1.230.375.662	2.192.567.277	761.586.854
2	978.386.655	1.727.470.998	3.050.838.012	1.088.384.513
3	1.054.346.637	1.830.272.874	3.202.665.467	1.171.573.528

C. Kapal LNG Carrier

Pada biaya pelayaran, komponen perhitungannya adalah fungsi dari biaya bahan bakar. Pada Kapal LNG Carrier, terdapat 3 kapal yang diperhitungkan dengan spesifikasi berbeda. Kebutuhan bahan bakar yang diperhitungkan dibagi menjadi 2 (dua) yaitu mesin utama dan mesin bantu. Untuk hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-27Tabel V-23 berikut.

Tabel V-27 Kebutuhan BBM – Kapal LNG Carrier

Kebutuhan BBM ME (Liter)			
Skenario	Kapal LNG Carrier		
	1	2	3
1	24.403	34.915	37.399
2	36.249	51.863	55.552
3	40.136	57.425	61.510
Kebutuhan BBM AE (Liter)			
Skenario	Kapal LNG Carrier		
	1	2	3
1	1.937.590	2.688.899	1.935.381
2	2.596.116	3.600.207	2.594.525
3	2.620.179	3.629.369	2.621.454

Setelah mengetahui kebutuhan BBM, selanjutnya adalah menganalisis besar biaya perjalanan untuk masing-masing jenis kapal. Biaya perjalanan juga diperhitungan secara proyektif selama 20 tahun. Untuk hasil biaya perjalanan tahunan (anuitas) dapat dilihat pada Tabel V-28Tabel V-24 berikut.

Tabel V-28 Biaya Perjalanan – Kapal LNG Carrier

HASIL PERHITUNGAN BIAYA PERJALANAN (Rp/Tahun)			
Skenario	Kapal LNG Carrier		
	1	2	3

1	176.587.236.434	217.912.123.160	217.015.450.676
2	184.272.962.849	219.130.594.229	212.014.661.482
3	186.231.637.904	221.215.859.272	214.648.162.622

HASIL PERHITUNGAN BIAYA PERJALANAN (Rp/Trip)			
Skenario	Kapal LNG Carrier		
	1	2	3
1	19.620.804.048	27.239.015.395	19.728.677.334
2	26.324.708.978	36.521.765.705	26.501.832.685
3	26.604.519.701	36.869.309.879	26.831.020.328

V.4.5 Biaya Bongkar Muat

Analisis perhitungan komponen biaya transportasi selanjutnya adalah biaya bongkar muat. Pada sub bab ini, akan dijelaskan mengenai hasil analisis biaya bonkar muat untuk masing-masing jenis kapal berdasarkan skenario rute titik suplai.

A. Kapal LCT

Dalam melakukan analisis perhitungan biaya bongkar muat, diturunkan dari fungsi frekuensi kapal dan kargo terangkut. Pada jenis Kapal LCT, terdapat 4 kapal yang diperhitungkan. Dapat dilihat pada Tabel V-29 berikut, bahwa kapal LCT 1 memiliki frekuensi maksimum 41 trip/tahun dengan kebutuhan trip 107 trip/tahun untuk membawa kargo terangkut sebesar 1.822 KL/trip. Sehingga jika kapal LCT 1 terpilih maka akan diperlukan setidaknya 3 unit kapal LCT 1.

Tabel V-29 Frekuensi & Kargo Terangkut – Kapal LCT

		FREKUENSI KAPAL		KARGO TERANGKUT
No	**Nama Kapal**	**Maksimal (Trip/Tahun)**	**Kebutuhan (Trip/Tahun)**	**(KL/Trip)**
1	LCT 1	41	107	1.822
2	LCT 2	47	107	1.822
3	LCT 3	41	178	1.093
4	LCT 4	47	71	2.733

Sehingga dari hasil analisis frekuensi kapal dan kargo terangkut yang dibutuhkan, selanjutnya dilakukan perhitungan biaya bongkar buat yang diturunkan dari fungsi muatan. Rekapitulasi biaya bongkar muat dapat dilihat pada Tabel V-30 berikut. Pada kapal LCT 1 didapatkan biaya bongkar muat sebesar 483 Juta-Rp/tahun atau sekitar 4,5 Juta-Rp/trip.

Tabel V-30 Biaya Bongkar Muat – Kapal LCT

HASIL PERHITUNGAN BIAYA BONGKAR MUAT			
No	**Nama Kapal**	**Rp/Tahun**	**Rp/Trip**
1	LCT 1	483.720.000	4.520.748
2	LCT 2	483.720.000	4.520.748
3	LCT 3	483.720.000	2.717.528
4	LCT 4	483.720.000	6.812.958

B. Kapal Mini LNG Carrier

Dalam melakukan analisis perhitungan biaya bongkar muat, diturunkan dari fungsi frekuensi kapal dan kargo terangkut. Pada jenis Kapal Mini LNG Carrier, terdapat 4 kapal yang diperhitungkan. Dapat dilihat pada Tabel V-31 berikut, bahwa kapal Mini LNG Carrier 1 pada skenario rute 1 memiliki frekuensi maksimum 31 trip/tahun dengan kebutuhan trip 82 trip/tahun.

Tabel V-31 Kebutuhan Frekuensi Kapal Mini LNG Carrier

KEBUTUHAN FREKUENSI KAPAL (Trip/Tahun)				
Skenario	**Kapal Mini LNG**			
	1	2	3	4
1	31	14	11	20
2	31	14	11	20
3	31	14	11	20
FREKUENSI KAPAL MAX (Trip/Tahun)				
Skenario	**Kapal Mini LNG**			
	1	2	3	4
1	82	82	82	82
2	55	66	66	55
3	55	55	55	55

Kapal Mini LNG Carrier akan dijalankan pada 3 skenario rute. Dimana pada Tabel V-32 berikut, terlihat bahwa pada masing-masing skenario rute akan memiliki jumlah kargo terangkut yang berbeda. Kapal Mini LNG Carrier 1 pada rute 1 mengangkut sebesar 194.521 KL/tahun. Selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-32 berikut ini.

Tabel V-32 Kargo Terangkut – Kapal Mini LNG Carrier

KARGO TERANGKUT (KL/Tahun)				
Skenario	**Kapal Mini LNG**			
	1	2	3	4
1	194.521	196.907	209.313	202.511
2	194.051	196.501	208.836	202.100
3	193.897	196.367	208.679	201.966

Sehingga dari hasil analisis frekuensi kapal dan kargo terangkut yang dibutuhkan, selanjutnya dilakukan perhitungan biaya bongkar buat yang diturunkan dari fungsi muatan. Rekapitulasi biaya bongkar muat dapat dilihat pada Tabel V-33 berikut. Pada kapal Mini LNG Carrier 1 didapatkan biaya bongkar muat sebesar 16 Miliar-Rp/tahun jika dijalankan pada skenario rute 1.

Tabel V-33 Biaya Bongkar Muat – Kapal Mini LNG Carrier

HASIL PERHITUNGAN BIAYA BONGKAR MUAT (Rp/Tahun)				
Skenario	**Kapal Mini LNG**			
	1	2	3	4
1	16.058.777.161	16.058.777.161	16.058.777.161	16.058.777.161
2	15.865.297.918	15.865.297.918	15.865.297.918	15.865.297.918

3	15.671.818.675	15.671.818.675	15.671.818.675	15.671.818.675

C. Kapal LNG Carrier

Dalam melakukan analisis perhitungan biaya bongkar muat, diturunkan dari fungsi frekuensi kapal dan kargo terangkut. Pada jenis Kapal LNG Carrier, terdapat 3 kapal yang diperhitungkan. Dapat dilihat pada Tabel V-34 berikut, bahwa kapal LNG Carrier 1 pada skenario rute 1 memiliki frekuensi maksimum 110 trip/tahun dengan kebutuhan trip 5 trip/tahun.

Tabel V-34 Frekuensi Kapal LNG Carrier

FREKUENSI KAPAL MAX (Trip/Tahun)			
Skenario	**Kapal LNG Carrier**		
	1	2	3
1	110	110	110
2	66	66	66
3	66	66	66
KEBUTUHAN FREKUENSI KAPAL (Trip/Tahun)			
Skenario	**Kapal LNG Carrier**		
	1	2	3
1	5	4	5
2	5	4	5
3	5	4	5

Kapal LNG Carrier akan dijalankan pada 3 skenario rute. Dimana pada Tabel V-35 berikut, terlihat bahwa pada masing-masing skenario rute akan memiliki jumlah kargo terangkut yang berbeda. Kapal LNG Carrier 1 pada rute 1 mengangkut sebesar 234.719 KL/tahun. Selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-35 berikut ini.

Tabel V-35 Kargo Terangkut – Kapal LNG Carrier

KARGO TERANGKUT (KL/Tahun)			
Skenario	**Kapal LNG Carrier**		
	1	2	3
1	234.719	211.816	204.242
2	234.247	211.383	203.800
3	234.092	211.241	203.655

Sehingga dari hasil analisis frekuensi kapal dan kargo terangkut yang dibutuhkan, selanjutnya dilakukan perhitungan biaya bongkar buat yang diturunkan dari fungsi muatan. Rekapitulasi biaya bongkar muat dapat dilihat pada Tabel V-36 berikut. Pada kapal LNG Carrier 1 didapatkan biaya bongkar muat sebesar 16 Miliar-Rp/tahun jika dijalankan pada skenario rute 1.

Tabel V-36 Biaya Bongkar Muat – Kapal LNG Carrier

HASIL PERHITUNGAN BIAYA BONGKAR MUAT (Rp/Tahun)	
Skenario	**Kapal LNG Carrier**

	1	2	3
1	16.058.777.161	16.058.777.161	16.058.777.161
2	15.865.297.918	15.865.297.918	15.865.297.918
3	15.671.818.675	15.671.818.675	15.671.818.675

V.4.6 Analisis Skema Operasional Kapal

Setelah memperhitungkan masing-masing komponen biaya transportasi, dilkakukan analisis skema operasional kapal untuk dapat mendapatkan skema yang optimum antara menyewa kapal secara TCH atau membeli kapal bekas.

Pada sub bab ini, akan dibagi menjadi 2 skema operasional, yaitu skema sewa TCH dan skema membeli kapal bekas. Untuk rekapitulasi hasil perhitungan dapat dilihat pada Tabel V-37 berikut. Untuk hasil perhitungan secara terperinci akan dijelaskan pada sub sub-bab selanjutnya.

Tabel V-37 Rekapitulasi Biaya Perjalanan & Biaya Bongkar Muat LNG

Rekap VC + BM (Rp/Tahun)			
		Rute	
Skenario	**1**	**2**	**3**
LCT 1	29.725.247.631		
LCT 2	49.815.206.232		
LCT 3	42.524.959.912		
LCT 4	32.942.005.907		
Mini LNG 1	28.064.719.502	35.119.093.879	36.815.604.427
Mini LNG 2	25.153.660.245	30.475.574.634	31.464.095.790
Mini LNG 3	29.383.782.174	36.591.647.008	37.723.162.480
Mini LNG 4	22.687.379.958	27.672.737.849	28.799.931.717
LNG Carrier 1	85.108.186.620	110.307.896.414	111.232.643.214
LNG Carrier 2	105.007.827.594	136.440.395.501	137.473.868.589
LNG Carrier 3	99.357.414.696	127.956.025.052	129.167.864.292

A. Skema Sewa TCH

Pada poin pertama akan diberikan informasi mengenai tarif skema sewa TCH yang disajikan pada Tabel V-38 berikut. Tarif TCH diperoleh dengan akumulasi biaya kapital dan biaya operasional, yang sudah termasuk margin profit 20%. Tetapi belum termasuk biaya perjalanan (*voyage cost*) dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*).

Tabel V-38 Rekapitulasi Tariff TCH

Rekap Tarif TCH (Rp/Tahun)	
LCT 1	4.319.249.133
LCT 2	5.065.629.809
LCT 3	4.090.072.253
LCT 4	8.996.614.851
Mini LNG 1	16.360.208.198
Mini LNG 2	23.508.148.396
Mini LNG 3	15.161.636.646
Mini LNG 4	17.688.858.346

LNG Carrier 1	22.848.647.408
LNG Carrier 2	24.775.489.500
LNG Carrier 3	20.808.445.413

Perhitungan total biaya ketika skema sewa kapal dapat dilihat pada Tabel V-39 berikut. Dimana total biaya ini adalah penjumlahan komponen biaya tariff TCH dengan komponen biaya perjalanan ditambahkan dengan komponen biaya bongkar muat.

Tabel V-39 Rekapitulasi Total Biaya TCH

Total Biaya - Skenario Sewa Kapal TCH			
Kapal	**Rp/Tahun**		
	Rute		
	1	**2**	**3**
LCT 1	34.044.496.764		
LCT 2	54.880.836.041		
LCT 3	46.615.032.165		
LCT 4	41.938.620.759		
Mini LNG 1	44.424.927.700	51.479.302.077	53.175.812.625
Mini LNG 2	48.661.808.641	53.983.723.031	54.972.244.186
Mini LNG 3	44.545.418.820	51.753.283.655	52.884.799.127
Mini LNG 4	40.376.238.304	45.361.596.195	46.488.790.063
LNG Carrier 1	107.956.834.028	133.156.543.822	134.081.290.621
LNG Carrier 2	129.783.317.094	161.215.885.000	162.249.358.089
LNG Carrier 3	120.165.860.110	148.764.470.465	149.976.309.705

B. Skema Beli Bekas

Pada poin kedua akan diberikan informasi mengenai biaya ketika menerapkan skema membeli kapal bekas yang disajikan pada Tabel V-40 berikut. Biaya kapal beli bekas diperoleh dengan akumulasi biaya kapital dan biaya operasional, yang sudah termasuk margin profit 20%. Tetapi belum termasuk biaya perjalanan (*voyage cost*) dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*).

Tabel V-40 Rekapitulasi Biaya Beli Kapal Bekas

Rekap Kapal Beli Bekas (Rp/Tahun)	
LCT 1	3.414.074.243
LCT 2	4.004.037.675
LCT 3	3.232.925.423
LCT 4	7.111.215.419
Mini LNG 1	12.931.637.813
Mini LNG 2	18.581.600.981
Mini LNG 3	11.984.248.084
Mini LNG 4	13.981.845.871
LNG Carrier 1	18.060.310.065
LNG Carrier 2	19.583.348.388
LNG Carrier 3	16.447.668.408

Perhitungan total biaya ketika skema sewa kapal dapat dilihat pada Tabel V-41 berikut. Dimana total biaya ini adalah penjumlahan komponen biaya sewa dengan komponen biaya perjalanan ditambahkan dengan komponen biaya bongkar muat.

Tabel V-41 Total Biaya Beli Kapal Bekas

Total Biaya - Skenario Beli Kapal Bekas			
Kapal	**Rp/Tahun**		
	Rute		
	1	**2**	**3**
LCT 1	33.139.321.874		
LCT 2	53.819.243.906		
LCT 3	45.757.885.335		
LCT 4	40.053.221.326		
Mini LNG 1	40.996.357.314	48.050.731.692	49.747.242.239
Mini LNG 2	43.735.261.226	49.057.175.616	50.045.696.771
Mini LNG 3	41.368.030.258	48.575.895.093	49.707.410.565
Mini LNG 4	36.669.225.830	41.654.583.720	42.781.777.588
LNG Carrier 1	103.168.496.685	128.368.206.480	129.292.953.279
LNG Carrier 2	124.591.175.982	156.023.743.888	157.057.216.977
LNG Carrier 3	115.805.083.104	144.403.693.460	145.615.532.700

V.5 Analisis Investasi TUKS

Pada sub bab ini, akan dijelaskan mengenai investasi TUKS untuk PLTMG Nias. Peneitian ini akan memperhitungkan investasi TUKS berdasarkan opsi alat angkut LNG yaitu investasi TUKS untuk Kapal LCT, Kapal Mini LNG Carrier, dan Kapal LNG Carrier.

Tabel V-42 Rekapitulasi Investasi Pelabuhan

Rekap Investasi Pelabuhan (Rp/Tahun)	
Kapal	**Rp/Tahun**
LCT 1	3.443.992.863
LCT 2	3.480.979.625
LCT 3	2.624.729.449
LCT 4	4.446.795.792
Mini LNG 1	3.561.906.828
Mini LNG 2	6.167.770.660
Mini LNG 3	7.823.798.780
Mini LNG 4	4.848.840.001
LNG Carrier 1	16.409.354.132
LNG Carrier 2	18.380.728.817
LNG Carrier 3	14.415.651.466

Hasil perhitungan investasi TUKS per tahun telah direkapitulasi yang dapat dilihat pada Tabel V-42 tersebut. Untuk analisis yang lebih terperinci pada masing-masing jenis kapal akan dijelaskan pada sub sub-bab berikut.

V.5.1 Skenario Kapal LCT

Skenario investasi pelabuhan untuk kapal LCT terdiri dari beberapa kelompok investasi. Diantaranya investasi ISO Tank berukuran 40ft dengan jenis *cryogenic tank*,

perbaikan dermaga di Terminal Arun, investasi truk LNG yang diperlukan di Terminal LNG Arun. Selain itu juga diperhitungkan investasi untuk TUKS PLTMG Nias beserta investasi truk untuk transportasi darat. Pada perhitungan investasi TUKS dilakukan secara proyektif selama durasi 20 tahun. Untuk perhitungan proyeksi secara terperinci, terdapat pada lampiran.

Tabel V-43 Investasi Terminal LNG Arun – Kapal LCT

Investasi ISO Tank 40ft (Cryogenic)		
Kebutuhan ISO Tank 40ft	2	kali kapasitas
Kebutuhan ISO Tank	80	Unit
Harga ISO Tank 40ft	50.000.000	Rp/Unit
	4.000.000.000	Rp
Perawatan	2%	
	80.000.000	Rp/tahun
Investasi Truk di LNG Arun		
Spesifikasi		
Jenis Truck	Trailer Box 40ft	
Dimensi	14 x 2.3 x 2.3	meter
Kec rata rata	40	Km/Jam
Rasio BBM	0,3	liter/Km
Investasi Trailer 40ft		
Kebutuhan Trailer 40ft	8	Unit
Harga Trailer 40ft	400.000.000	Rp/Unit
	3.200.000.000	Rp
Operasional Trailer 40ft		
Jarak Tempuh	7	Km
Waktu Tempuh	10,5	menit
Waktu BM di LNG Arun	7	Jam
Waktu BM di Pelabuhan Lhokseumawe	7	Jam
Kebutuhan BBM	17976	liter
Harga BBM (Solar)	5150	Rp/liter
	92.576.400	Rp
Maintenance	20.000.000	Rp/tahun
Gaji Driver	3.000.000	Rp/bulan
	288.000.000	Rp/tahun
Perbaikan Dermaga di Terminal Arun		
Panjang Tambatan	70	meter
Lebar Tambatan		
Lebar crane	7	meter
lebar akses jalan	5	meter
Luas Dermaga	851	m2
Kebutuhan Fender	7	Unit
Kebutuhan Bolder	7	Unit
Biaya Perbaikan Dermaga	10,000,000	m2
Biaya Survey dan pengecekan	10,000,000	Rp
Biaya Pengadaan Fender	17,500,000	Rp
Biaya Pengadaan Bolder	35,000,000	Rp
Total Biaya Perbaikan dermaga	8,887,000,000	Rp
Investasi Crane		
Kebutuhan Crane	1	Unit
Jenis Crane	Mobile Crane	
Kec B/M	6	B/C/H
Kapasitas Angkut	50	ton
Rasio Bahan Bakar	10	liter/jam
Harga Crane	1,500,000,000	Rp/unit
Biaya Investasi Crane	1,500,000,000	Rp
Operasional Crane		

Gaji Operator	4,000,000	Rp/bulan
	48,000,000	Rp/tahun
Harga BBM (Solar)	5150	Rp/liter
Biaya BBM	77,147,000	Rp/tahun
Biaya Perawatan	2%	/tahun
	2,016,471	Rp/tahun
Biaya Asuransi	2%	/tahun
	2,016,471	Rp/tahun

Dapat dilihat pada Tabel V-43 tersebut, memuat informasi mengenai data perhitungan yang meliputi kebutuhan ISO Tank, invetasi truk yang terdiri atas data spesifikasi truk yang memiliki jenis trailer box 40 ft dengan dimensi 14x2,3x2,3 meter dan kecepatan rata-rata 40 km/jam, spesifikasi trailer dan data operasional trailer. Perbaikan dermaga juga dilakukan agar dapat malayani bongkar muat ISO Tank. Selanjutnya untuk perhitungan investasi TUKS PLTMG Nias, dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel V-44 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal LCT

Investasi TUKS PLTMG Nias		
Fasilitas Perairan		
Alur Pelayaran		
Kolam Putar (tanpa tugboat)	270,4	meter
Kolam Dermaga		
Panjang	101,4	meter
Lebar	101,4	meter
Kolam Labuh	91.6	meter
Alur Pelayaran	43.56	meter
Wm	17.16	meter
Wa Kecepatan Arus	7.92	meter
Wa Kedalaman Arus	5.28	meter
Wb	6.6	meter
Investasi Dermaga		
Panjang Tambatan	69,75	meter
Lebar Tambatan		
Lebar crane	7,2	meter
lebar akses jalan	5	meter
Luas Dermaga	851	m2
Jarak Antar Fender	10	meter
Jarak Antar Bolder	10	meter
Kebutuhan Fender	7	Unit
Kebutuhan Bolder	7	Unit
Harga Fender	2.500.000	Rp/unit
Harga Bolder	5.000.000	Rp/unit
Harga Beton Dermaga	17.500.000	m2
Biaya Pembangunan Dermaga	14.891.625.000	Rp
Biaya Pengadaan Fender	17.500.000	Rp
Biaya Pengadaan Bolder	35.000.000	Rp
Operasional Dermaga		
Biaya Perawatan	1%	/tahun
	5.808.108	Rp/tahun
Buruh	4	Orang
Gaji Buruh	3.000.000	Rp/bulan
	144.000.000	Rp/tahun
Investasi Tangki di PLTMG Nias		
Kebutuhan Volume Penyimpanan	2.304	m3

Biaya Pembangunan Tangki		5.000.000	Rp/m3
		11.520.000.000	Rp
Tinggi Tangki		7	m
Diameter		20	m
Operasional Alat B/M			
Biaya Perawatan Tangki		2%	/tahun
		11.754.837	Rp/tahun
Investasi Crane			
Kebutuhan Crane		2	Unit
Jenis Crane	Mobile Crane		
Kec B/M		6	B/C/H
Kapasitas Angkut		50	ton
Rasio Bahan Bakar		10	liter/jam
Harga Crane		1.500.000.000	Rp/unit
Biaya Investasi Crane		3.000.000.000	Rp
Operasional Crane			
Gaji Operator		4.000.000	Rp/bulan
		96.000.000	Rp/tahun
Harga BBM (Solar)		5150	Rp/liter
Biaya BBM		77.147.000	Rp/tahun
Biaya Perawatan		2%	/tahun
		4.032.942	Rp/tahun
Biaya Asuransi		2%	/tahun
		4.032.942	Rp/tahun
Investasi Truk di PLTMG Nias			
Spesifikasi			
Jenis Truck		Trailer Box 40ft	
Dimensi	14 x 2.3 x 2.3		meter
Kec rata rata		20	Km/Jam
Rasio BBM		0,3	liter/Km
Investasi Trailer 40ft			
Kebutuhan Trailer 40ft		2	Unit
Harga Trailer 40ft		400.000.000	Rp/Unit
		800.000.000	Rp
Operasional Trailer 40ft			
Jarak Tempuh		0,5	Km
Waktu Tempuh		1,5	menit
Kebutuhan BBM		1284	liter
Harga BBM (Solar)		5150	Rp/liter
		6.612.600	Rp/tahun
Maintenance		20.000.000	Rp/tahun
Gaji Driver		3.500.000	Rp/bulan
		84.000.000	Rp/tahun

Dari Tabel V-44 tersebut, didapatkan informasi mengenai data perhitungan yang berkaitan dengan investasi di TUKS PLTMG Nias. Data perhitungan tersebut meliputi investasi fasilitas perairan seperti kolam putar dan kolam dermaga, investasi dermaga beserta operasional dermaga, investasi tangki, operasional alat bongkar muat, dan juga investasi truk untuk di truk di PLTMG Nias.

V.5.2 Skenario Kapal *Mini LNG Carrier*

Skenario investasi pelabuhan untuk kapal Mini LNG Carrier terdiri dari beberapa kelompok investasi. Diantaranya investasi dermaga untuk LNG Arun dengan panjang tambatan

99,15 meter dan breasting dolphin 29,1 meter. Selain itu juga diperhitungkan investasi untuk TUKS PLTMG Nias beserta investasi truk untuk transportasi darat. Pada perhitungan investasi TUKS dilakukan secara proyektif selama durasi 20 tahun. Untuk perhitungan proyeksi secara terperinci, terdapat pada lampiran.

Tabel V-45 Investasi Terminal LNG Arun – Kapal Mini LNG Carrier

Investasi Dermaga di LNG Arun		
Panjang Tambatan	99,15	meter
Breasting Dolphin	29,1	meter
Mooring Dolphin 1	77,6	meter
Mooring Dolphin 2	130,95	meter
Jarak Antar Fender	10	meter
Jarak Antar Bolder	10	meter
Kebutuhan Fender	10	Unit
Kebutuhan Bolder	10	Unit
Harga Fender	2.500.000	Rp/unit
Harga Bolder	5.000.000	Rp/unit
Harga Beton Dermaga	17.500.000	m2
Biaya Pembangunan Platform	2.291.625.000	Rp
Biaya Pengadaan Fender	25.000.000	Rp
Biaya Pengadaan Bolder	50.000.000	Rp
Operasional Dermaga		
Biaya Perawatan	5%	/tahun
	4.599.003	Rp/tahun
Buruh	4	Orang
Gaji Buruh	3.000.000	Rp/bulan
	144.000.000	Rp/tahun
Investasi Alat B/M di LNG Arun		
Kebutuhan Marine Loading Arm	1	Unit
Harga Marine Loading Arm	150.000	USD/unit
	2.100.000.000	Rp/unit
Harga Pompa	20.000.000	Rp/unit
Jalur Pipa	213	meter
Harga Pipa	0,39	USD/meter
	5.460	Rp/meter
Biaya Pembelian Pipa	1.162.980	Rp
Operasional Alat B/M		
Biaya Perawatan Alat	2%	/tahun
	2,851,509	/tahun
Asuransi	2%	/tahun
	2,851,509	/tahun
Gaji Operator	5.000.000	Rp/bulan
	60.000.000	Rp/tahun

Dapat dilihat pada Tabel V-45 tersebut, memuat informasi mengenai data perhitungan yang meliputi kebutuhan investasi dermaga, operasional dermaga, investasi alat bongkar muat dan operasional alat bongkar muat. Selanjutnya untuk perhitungan investasi TUKS PLTMG Nias, dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel V-46 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal Mini LNG Carrier

Investasi TUKS PLTMG Nias
Fasilitas Perairan

Alur Pelayaran		
Kolam Putar (tanpa tugboat)	388	meter
Kolam Dermaga		
Panjang	145,5	meter
Lebar	145,5	meter
Kolam Labuh	124.6	meter
Alur Pelayaran	52.8	meter
Wm	20.8	meter
Wa Kecepatan Arus	9.6	meter
Wa Kedalaman Arus	6.4	meter
Wb	8	meter
Investasi Dermaga		
Panjang Tambatan	99,15	meter
Panjang Trestel	158,2	meter
Lebar Trestel	5	Meter
Panjang Platform	8	meter
Lebar Platform	6,4	meter
Mooring Dolphin 1	77,6	meter
Mooring Dolphin 2	130,95	meter
Kebutuhan Breasthing Dolphin	2	Unit
Kebutuhan Mooring Dolphin	4	Unit
Kebutuhan Tiang Pancang	20	Unit
Harga Breasthing Dolphin	30.000.000	Rp/Unit
Harga Mooring Dolphin	30.000.000	Rp/Unit
Harga Beton Dermaga	17.500.000	m2
Harga Tiang Pancang	30.000.000	Rp/Unit
Biaya Pembangunan Platform + Trestel	14.738.500.000	Rp
Biaya Pengadaan Tiang Pancang	600.000.000	Rp
Biaya Pengadaan Breasthing Dolphin	60.000.000	
Biaya Pengadaan Mooring Dolphin	120.000.000	
Operasional Dermaga		
Pengecekan Dermaga	12.000.000	/tahun
Biaya Perawatan	1%	/tahun
	6.194.577	Rp/tahun
Buruh	4	Orang
Gaji Buruh	3.000.000	Rp/bulan
	144.000.000	Rp/tahun

Dari Tabel V-46 tersebut, didapatkan informasi mengenai data perhitungan yang berkaitan dengan investasi di TUKS PLTMG Nias. Data perhitungan tersebut meliputi investasi fasilitas perairan seperti kolam putar dan kolam dermaga, investasi dermaga beserta operasional dermaga, investasi tangki, operasional alat bongkar muat, dan juga investasi truk untuk di truk di PLTMG Nias

Tabel V-47 Investasi Alat B/M di PLTMG Nias – Kapal Mini LNG Carrier

Investasi Alat B/M di PLTMG Nias		
Kebutuhan Marine Loading Arm	1	Unit
Harga Marine Loading Arm	150.000	USD/unit
	2.100.000.000	Rp/unit
Harga Pompa	20.000.000	Rp/unit
Kebutuhan Pipa	677	meter
Harga Pipa Cyrogenic	10,00	USD/meter
	140.000	Rp/meter
Harga Pipa BOG	8,00	USD/meter
	112.000	Rp/meter

Biaya Pembelian Pipa	170.604.000	Rp
Operasional Alat B/M		
Biaya Perawatan Alat	2%	/tahun
	3.079.291	/tahun
Asuransi	2%	/tahun
	3.079.291	/tahun
Gaji Operator	5.000.000	Rp/bulan
	60.000.000	Rp/tahun
Investasi Tangki di PLTMG Nias		
Kebutuhan Volume Penyimpanan	7.966	m3
Biaya Pembangunan Tangki	5.000.000	Rp/m3
	39.828.000.000	Rp
Operasional Alat B/M		
Biaya Perawatan Tangki	2%	/tahun
	40.639.901	Rp/tahun

Dari Tabel V-47 tersebut, didapatkan informasi mengenai data perhitungan yang berkaitan dengan investasi alat bongkar muat di TUKS PLTMG Nias. Data perhitungan tersebut meliputi investasi satu unit marine loading arm, pompa, pipa, biaya operasional, investasi tangki hingga operasional alat bongkar muat.

V.5.3 Skenario Kapal *LNG Carrier*

Skenario investasi pelabuhan untuk kapal LNG Carrier terdiri dari beberapa kelompok investasi. Diantaranya investasi dermaga untuk TUKS PLTMG Nias dengan panjang tambatan 174,79 meter dan mooring dolphin 138 meter. Selain itu juga diperhitungkan investasi untuk TUKS PLTMG Nias beserta investasi truk untuk transportasi darat. Pada perhitungan investasi TUKS dilakukan secara proyektif selama durasi 20 tahun. Untuk perhitungan proyeksi secara terperinci, terdapat pada lampiran.

Tabel V-48 Investasi TUKS PLTMG Nias – Kapal LNG Carrier

Investasi TUKS PLTMG Nias		
Fasilitas Perairan		
Alur Pelayaran		
Kolam Putar (tanpa tugboat)	690,56	meter
Kolam Dermaga		
Panjang	258,96	meter
Lebar	258,96	meter
Kolam Labuh	225.44	meter
Alur Pelayaran	82.17	meter
Wm	32.37	meter
Wa Kecepatan Arus	14.94	meter
Wa Kedalaman Arus	9.96	meter
Wb	12.45	meter
Investasi Dermaga		
Panjang Tambatan	174,79	meter
Panjang Trestel	158,2	meter
Lebar Trestel	5	meter
Mooring Dolphin 1	138,112	meter
Mooring Dolphin 2	233,064	meter
Panjang Platform	10	meter
Lebar Platform	8	meter

Kebutuhan Breasthing Dolphin	2	Unit
Kebutuhan Mooring Dolphin	4	Unit
Kebutuhan Tiang Pancang	20	Unit
Harga Beton Dermaga	17.500.000	m2
Harga Breasthing Dolphin	30.000.000	Rp/Unit
Harga Mooring Dolphin	30.000.000	Rp/Unit
Harga Tiang Pancang	30.000.000	Rp/Unit
Biaya Pembangunan Platform + Trestel	15.242.500.000	Rp
Biaya Pengadaan Tiang Pancang	600.000.000	Rp
Biaya Pengadaan Breasthing Dolphin	60.000.000	Rp
Biaya Pengadaan Mooring Dolphin	120.000.000	Rp
Operasional Dermaga		
Pengecekan Dermaga	12.000.000	/tahun
Biaya Perawatan	1%	/tahun
	6.320.501	Rp/tahun
Buruh	4	Orang
Gaji Buruh	3.000.000	Rp/bulan
	144.000.000	Rp/tahun

Dari Tabel V-47 tersebut, didapatkan informasi mengenai data perhitungan yang berkaitan dengan investasi di TUKS PLTMG Nias. Data perhitungan tersebut meliputi investasi fasilitas perairan seperti kolam putar dan kolam dermaga, investasi dermaga beserta operasional dermaga, investasi tangki, operasional alat bongkar muat, dan juga investasi truk untuk di truk di PLTMG Nias

Tabel V-49 Investasi Alat B/M Terminal LNG Arun – Kapal LNG Carrier

Investasi Alat B/M di PLTMG Nias		
Kebutuhan Marine Loading Arm	1	Unit
Harga Marine Loading Arm	150.000	USD/unit
	2.100.000.000	Rp/unit
Harga Pompa	20.000.000	Rp/unit
Jalur Pipa	677	meter
Harga Pipa Cyrogenic	10,00	USD/meter
	140.000	Rp/meter
Harga Pipa BOG	8,00	USD/meter
	112.000	Rp/meter
Biaya Pembelian Pipa	170.604.000	Rp
Operasional Alat B/M		
Biaya Perawatan Alat	2%	/tahun
	3.079.291	/tahun
Asuransi	2%	/tahun
	3.079.291	/tahun
Gaji Operator	5.000.000	Rp/bulan
	60.000.000	Rp/tahun
Investasi Tangki di PLTMG Nias		
Kebutuhan Volume Penyimpanan	59.543	m3
Biaya Pembangunan Tangki	5.000.000	Rp/m3
	297.714.000.000	Rp
Operasional Alat B/M		
Biaya Perawatan Tangki	1%	/tahun
	151.891.478	Rp/tahun

Dari Tabel V-49 tersebut, didapatkan informasi mengenai data perhitungan yang berkaitan dengan investasi alat bongkar muat di TUKS PLTMG Nias. Data perhitungan

tersebut meliputi investasi satu unit marine loading arm, pompa, pipa, biaya operasional, investasi tangki hingga operasional alat bongkar muat.

V.6 Optimasi Transportasi LNG

Pada sub bab kali ini, akan menjelaskan mengenai bagaimana pemilihan armada kapal dan skenario yang paling optimum menggunakan metode optimasi. Berikut penjelasan selengkapnya.

V.6.1 Model Matematis Pemilihan Kapal

Setelah didapatkan biaya pada masing masing skenario kapal, titik asal, dan TUKS yang tersedia, untuk memilih kapal mana yang ditugaskan mendistribusikan LNG ke PLTMG Nias, digunakan metode optimasi dengan bantuan *solver*. Tujuan dari metode optimasi ini adalah menghasilkan total biaya pengiriman yang paling rendah untuk memenuhi permintaan pada PLTMG Nias. Berikut ini adalah model matematis pemilihan kapal yang ditugaskan pada model optimasi.

Tabel V-50 Model Matematis Pemilihan Kapal

No	Kapal (i)	Pemilihan Kapal yang Aktif						Muatan Terangkut (Y)	Total Biaya (X)
		Skema Beli Bekas (A)			Skema TCH (B)				
		Titik Asal (j)			Titik Asal (j)				
		LNG Arun	FSRU Lampung	FSRU Jawa Barat	LNG Arun	FSRU Lampung	FSRU Jawa Barat	PLTMG Nias	
1	LCT 1								
2	LCT 2								
3	LCT 3								
4	LCT 4								
5	Mini LNG 1								
...	...								
11	LNG Carrier 3								

- *Objective Function :*

$$Min\ Z = \sum_{i=1}^{11}\sum_{j=1}^{3} XA_{ij} + \sum_{i=1}^{11}\sum_{j=1}^{3} XB_{ij}$$

$$\sum_{i=1}^{11}\sum_{j=1}^{3} XA_{ij} = n \times (CC + OC) + VC + CHC + ITUKS + P_{LNG}$$

$$\sum_{i=1}^{11}\sum_{j=1}^{3} XB_{ij} = (n \times TCH_{rate}) + VC + CHC + ITUKS + P_{LNG}$$

<u>Dimana:</u>

n : Jumlah Kapal

CC : Biaya Modal Kapal (Rp/tahun)

OC : Biaya Operasional Kapal (Rp/Tahun)

VC : Biaya Pelayaran Kapal (Rp/Tahun)

TCH_{rate} : Tarif *Time Charter Hire* Kapal (Rp/Tahun)

ITUKS : Biaya Investasi Pelabuhan (Rp/Tahun)

P_{LNG} : Biaya Pengadaan LNG

- *Decision Variable :*

A_{ij} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas i ke Titik Asal j*	B_{ij} = *Pengaktifan Kapal TCH i ke Titik Asal j*
A_{11} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas 1 ke Rute 1*	B_{11} = *Pengaktifan Kapal TCH 1 ke Rute 1*
A_{12} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas 1 ke Rute 2*	B_{12} = *Pengaktifan Kapal TCH 1 ke Rute 2*
A_{13} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas 1 ke Rute 3*	B_{13} = *Pengaktifan Kapal TCH 1 ke Rute 3*
A_{21} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas 2 ke Rute 1*	B_{21} = *Pengaktifan Kapal TCH 2 ke Rute 1*
... ...	... ...
A_{113} = *Pengaktifan Kapal Beli Bekas 11 ke Rute 1*	B_{113} = *Pengaktifan Kapal TCH 11 ke Rute 1*

- *Constraint :*

  - A_{11} ; A_{12} ; A_{13} ;...; A_{113} = *Binary*
  - B_{11} ; B_{12} ; B_{13} ; ... ; B_{113} = *Binary*

○ $A_{11} + B_{11} \leq 1$	○ $A_{12} + B_{12} \leq 1$	○ $A_{13} + B_{13} \leq 1$
... ...	... ...	... ...
○ $A_{111} + B_{111} \leq 1$	○ $A_{112} + B_{112} \leq 1$	○ $A_{113} + B_{113} \leq 1$

  - $\sum_{i=1}^{4} A_{i2} + \sum_{i=1}^{4} B_{i2} = 0$

    ... ...

  - $\sum_{i=1}^{4} A_{i3} + \sum_{i=1}^{4} B_{i3} = 0$

○ $\sum_{i=1}^{11} A_{i1} \leq 1$	○ $\sum_{i=1}^{11} B_{i1} \leq 1$
... ...	... ...
○ $\sum_{i=1}^{11} A_{i3} \leq 1$	○ $\sum_{i=1}^{11} B_{i3} \leq 1$

  - $\sum_{i=1}^{11} \sum_{j=1}^{3} YA_{ij} + \sum_{i=1}^{11} \sum_{j=1}^{3} YB_{ij} \geq Demand\ max$

V.6.2 Pemilihan Armada Kapal LNG

Model optimasi dalam pemilihan armada kapal LNG ini dilakukan fungsi objektifnya adalah minimun total biaya yang terdiri dari biaya kapital kapal, biaya operasional kapal, biaya perjalanan dan biaya bongkar muat, biaya investasi pelabuhan, biaya investasi regasifikasi, dan biaya pengadaan bahan bakar LNG.

Tabel V-51 Pemilihan Kapal Aktif & Kargo Terangkut

Kapal Aktif (LNG)						
	Rute					
	Skema Beli Bekas			Skema TCH		
Kapal	1	2	3	1	2	3
LCT 1	1	0	0	0	0	0
LCT 2	0	0	0	0	0	0
LCT 3	0	0	0	0	0	0
LCT 4	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 1	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 2	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 3	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 4	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 1	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 2	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 3	0	0	0	0	0	0

Kargo Terangkut (KL/Tahun)						
	Rute					
	Skema Beli Bekas			Skema TCH		
Kapal	1	2	3	1	2	3
LCT 1	194.938	0	0	0	0	0
LCT 2	0	0	0	0	0	0
LCT 3	0	0	0	0	0	0
LCT 4	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 1	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 2	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 3	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 4	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 1	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 2	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 3	0	0	0	0	0	0

Dalam model optimasi penelitian ini, yang menjadi komponen variabel keputusan (*decision variable*) adalah kapal aktif. Dimana output dari kapal aktif akan memunculkan frekuensi kapal, jumlah unik kapal dan juga jumlah kargo terangkut.

Tabel V-52 Pemilihan Jumlah Unit Kapal & Frekuensi Kapal

Unit Kapal						
	Rute					
	Skema Beli Bekas			Skema TCH		
Kapal	1	2	3	1	2	3
LCT 1	3	0	0	0	0	0
LCT 2	0	0	0	0	0	0
LCT 3	0	0	0	0	0	0
LCT 4	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 1	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 2	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 3	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 4	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 1	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 2	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 3	0	0	0	0	0	0

Frekuensi Kapal						
	Rute					
	Skema Beli Bekas			Skema TCH		
Kapal	1	2	3	1	2	3
LCT 1	107	0	0	0	0	0
LCT 2	0	0	0	0	0	0
LCT 3	0	0	0	0	0	0
LCT 4	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 1	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 2	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 3	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 4	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 1	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 2	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 3	0	0	0	0	0	0

Dari hasil optimasi didapatkan hasil output kapal aktif adalah Kapal LCT 1 dengan skema beli bekas yang di suplai dari rute 1 (Terminal LNG Arun ke TUKS PLTMG Nias). Kapal LCT 1 terpilih dengan kargo terangkut per tahunnya 194.938 KL. Untuk memenuhi kebutuhan LNG di PLTMG Nias maka dibutuhkan setidaknya 3 unit armada kapal LCT dengan frekuensi sebanyak 107 kali/tahun.

Tabel V-53 Kargo Terangkut & Total Biaya

Kargo Terangkut (KL/Trip)						
	Rute					
	Skema Beli Bekas			Skema TCH		
Kapal	1	2	3	1	2	3
LCT 1	1,822	0	0	0	0	0
LCT 2	0	0	0	0	0	0
LCT 3	0	0	0	0	0	0
LCT 4	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 1	0	0	0	0	0	0

Total Biaya	
Total Cost Beli Bekas (Rp)	71.640.396.915
Total Cost TCH (Rp)	0
Biaya LNG (Rp)	209.040.193.258
Total Cost (Rp)	280.680.590.173
Unit Cost (Rp/KL)	1.439.843
Unit Cost (Rp/Liter)	1.440

Mini LNG 2	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 3	0	0	0	0	0	0
Mini LNG 4	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 1	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 2	0	0	0	0	0	0
LNG Carrier 3	0	0	0	0	0	0

Sehingga dari optimasi didapatkan nilai kargo terangkut per trip sebesar 1.822 KL/trip dengan unit cost sebesar Rp1.440 Rp/L. Selengkapnya dapat dilihat pada Tabel V-53 tersebut.

V.7 Model Investasi Kapal LNG

Selanjutnya yaitu analisis model investasi untuk kapal LNG terpilih yang dilakukan secara proyektif selama 20 tahun. Dapat dilihat pada Tabel V-54 berikut, bahwa pada perhitungan investasi dibutuhkan komponen-komponen perhitungan yang meliputi kebutuhan bahan bakar LNG di PLTMG per tahun, kebutuhan trip kapal, jumlah unit kapal, harga kapal, harga ISO Tank (karena yang terpilihh adalah Kapal LCT. Dimana asumsi yang digunakan antara lain WACC sebesar 12%, nilai penyusutan sebesar 5%. Hingga diperoleh nilai annual kapal sebesar 1.164 Miliar-Rp/tahun.

Tabel V-54 Model Investasi Kapal LNG

Model Investasi						
	2021	2025	2029	2033	2037	2041
Kebutuhan bahan bakar LNG Per Tahun (KL)		103.484,81	125.982,17	148.481,27	170.980,38	193.479,24
Kebutuhan Trip Kapal		57	70	82	94	107
Kebutuhan Kapal	-	2	2	2	3	3
Harga Kapal (Rp)	8.698.444.912					
Harga ISO Tank 40ft	50.000.000					
Jangka Kontrak	20					
WACC	12%					
Nilai Penyusutan	5%	7.084.937.746	5.770.726.075	4.700.292.455	3.828.417.582	3.118.270.048
Nilai Annual Kapal (Rp/Tahun)	1.164.537.193	1.164.537.193	1.164.537.193	1.164.537.193	1.164.537.193	1.164.537.193
Nilai Annual ISO Tank (Rp/Tahun)	6.693.939	6.693.939	6.693.939	6.693.939	6.693.939	6.693.939

Selanjutnya analisis model investasi untuk kapal LCT dibagi menjadi 2 (dua) jenia model investasi yaitu investasi diawal dan investasi secara bertahap sesuai kebutuhan penambahan jumlah unit kapal. Pada Tabel V-55 berikut, merupakan perhitungan investasi kapal LNG yang dilakukan diawal. Dimana kebutuhan 3 (tiga) unit kapal LCT akan dibeli di tahun ke nol sebanyak 3 (unit) secara bersamaan. Berdarkan data dan asumsiyang dijelaskan sebelumnya, maka untuk hasil proyeksi dapat dilihat pada Tabel V-55.

Tabel V-55 Model Investasi Kapal LNG Diawal

Invest Diawal						
	2021	2025	2029	2033	2037	2041
Capital						
Kebutuhan Kapal		3	3	3	3	3
Utilitas Keterpakaian %		46%	57%	67%	76%	87%
Annuitas (Rp/Tahun)		4.029.126.699	4.029.126.699	4.029.126.699	4.029.126.699	4.029.126.699
NPV (Rp)	**30.095.334.736**					

Invest Diawal						
	2021	2025	2029	2033	2037	2041
Operating						
Gaji kru kapal		2.340.000.000	2.340.000.000	2.340.000.000	2.340.000.000	2.340.000.000
Persediaan dan perbekalan		1.365.774.696	1.478.358.454	1.600.222.735	1.732.132.551	1.874.915.979
Perbaikan dan perawatan		1.384.628.899	1.498.766.850	1.622.313.439	1.756.044.240	1.900.798.760
Asuransi		553.851.560	599.506.740	648.925.376	702.417.696	760.319.504
Minyak Pelumas		37.821.453	40.939.157	44.313.860	47.966.748	51.920.750
Biaya umum		284.103.830	297.878.560	312.788.770	328.928.062	346.397.750
Total Cost		5.966.180.438	6.255.449.762	6.568.564.180	6.907.489.297	7.274.352.742
NPV (Rp)	**46.326.340.390**					
Voyage						
Bahan Bakar		20.552.145.510	26.257.319.562	31.999.777.337	38.163.380.323	45.195.106.955
Biaya Pelabuhan		13.852.707	14.412.356	14.994.615	15.600.398	16.230.654
Total Cost		20.565.998.216	26.271.731.918	32.014.771.952	38.178.980.721	45.211.337.608
NPV (Rp)	**188.580.005.918**					
Cargo Handling						
Biaya Bongkar Muat		257.682.617	316.452.336	370.701.308	424.950.280	483.720.000
NPV (Rp)	**2.251.498.287**					
TOTAL NPV (Rp)	**267.253.179.330**					

Sedangkan untuk skenario investasi kapal LNG bertahap dapat ditinjau pada Tabel V-56 berikut. Secara bertahap kapal LCT dibeli berdasarkan pertumbuhan kebutuhan LNG di PLTMG Nias. Dapat dilihat bahwa dari tahun 2022 hingga 2033 hanya memerlukan unit kapal LNG. Sedangkan di tahun 2037 dibutuhakan 3 unit kapal, sehingga pada di tahun tersebut akan dilakukan pengadaan 1 (satu) unit kapal LNG untuk memenuhi kebutuhan LNG.

Tabel V-56 Model Investasi Kapal LNG Bertahap

Invest Bertahap						
	2021	2025	2029	2033	2037	2041
Tahun ke-n	2034					
Harga Kapal di Tahun ke-n	4.465.277.832					
Harga ISO Tank di Tahun ke-n	218.174.656					
Nilai Annual Kapal(Rp/Tahun)	898.873.115					
Nilai Annual ISO Tank (Rp/Tahun)	43.919.178					
Capital						
Kebutuhan Kapal		2	2	2	3	3
Utilitas Keterpakaian %		70%	85%	100%	76%	87%
Annuitas (Rp/Tahun)		3.400.104.626	3.400.104.626	3.400.104.626	4.342.896.920	4.342.896.920
NPV (Rp)	**26.599.015.426**					
Operating						
Gaji kru kapal		1.560.000.000	1.560.000.000	1.560.000.000	2.340.000.000	2.340.000.000
Persediaan dan perbekalan		910.516.464	985.572.303	1.066.815.157	1.732.132.551	1.874.915.979
Perbaikan dan perawatan		923.085.933	999.177.900	1.081.542.293	1.756.044.240	1.900.798.760
Asuransi		369.234.373	399.671.160	432.616.917	702.417.696	760.319.504
Minyak Pelumas		25.214.302	27.292.771	29.542.574	47.966.748	51.920.750
Biaya umum		189.402.554	198.585.707	208.525.847	328.928.062	346.397.750
Total Cost		3.977.453.626	4.170.299.841	4.379.042.787	6.907.489.297	7.274.352.742
NPV (Rp)	**33.818.693.691**					
Voyage						
Bahan Bakar		20.552.145.510	26.257.319.562	31.999.777.337	38.163.380.323	45.195.106.955
Biaya Pelabuhan		13.852.707	14.412.356	14.994.615	15.600.398	16.230.654
Total Cost		20.565.998.216	26.271.731.918	32.014.771.952	38.178.980.721	45.211.337.608
NPV (Rp)	**188.580.005.918**					
Cargo Handling						
Biaya Bongkar Muat		257.682.617	316.452.336	370.701.308	424.950.280	483.720.000
NPV (Rp)	**2.251.498.287**					
TOTAL NPV (Rp)	**251.249.213.322**					

Sehingga didperoleh hasil investasi kapal LNG sebanyak 3 unit hingga di tahun 2041. Jika dikonversi di tahun 2021 maka besar nilai yang di investasi untuk 3 unit kapal LNG sebesar 251 Miliar-Rp.

V.8 Analisis Transportasi B30

Transportasi B30 menggunakan truk tangki dari Depot TBBM Pertamina Gunung Sitoli Nias dengan kapasitas 24 KL. Dimana setiap trip nya menggunakan 10 unit truk sehingga muatan yang terangkut setiap trip sebesar 240 KL untuk memenuhi kebutuhan B30 di PLTMG Nias dengan demand 47.450 KL/tahun pada tahun 2021. Pada tahun berikutnya ketika bahan bakar LNG sudah digunakan, bahan bakar B30 hanya akan digunakan pada pembakaran awal mesin pembangkit sehingga demand B30 akan menurun.

Tabel V-57 Analisis Biaya Transportasi B30

Analisis Transportasi B30							
Tahun		**2022**	**2025**	**2029**	**2033**	**2037**	**2041**
Demand (KL)	KL	9.490	11.073	13.480	15.888	18.295	20.702
Kebutuhan Trip	Trip	40	47	57	67	77	87
Biaya Pengadaan B30	Jt-Rp	100.594	117.372	142.889	168.407	193.926	219.444
Tarif Transport & B30	Rp/Trip	348.625	355.598	362.710	369.964	384.910	392.608
**kenaikan per 3 thn*							
Biaya Transport	Juta-Rp	3.308	3.937	4.889	5.877	7.041	8.127
Total Biaya	Juta-Rp	103.902	121.310	147.778	174.285	200.968	227.572

Dari hasil perhitungan proyeksi biaya transportasi B30 sebagai bahan bakar pendamping dari PLTMG Nias, dapat dilihat pada tabel diatas. Bahwa, pada tahun proyeksi 2041 demand B30 mencapai 20.702 KL sehingga dibutuhkan trip sebanyak 87 trip. Dengan biaya pengaada muatan B30 mencapai 219.444 Jt-Rp, ditambah dengan biaya transportasi B30 ke PLTMG Nias sebesar 8.127 Juta-Rp. Sehingga didapatkan total biaya pada atahun 2041 mencapai 236.557 Juta-Rp. Jika dikonversikan ke nilai saat ini (NPV), maka total biaya yang ditanggung mencapai 1.057 Miliar-Rp atau setara dengan 141 Miliar-Rp/tahun.

V.9 Pola Operasi dan Penjadwalan Armada

Pada sub bab ini akan menjelaskan mengenai penjadwalan kedatangan kapal LCT di TUKS PLTMG Nias. Penjadwalan ini dikorelasikan dengan hasil dari model optimasi, sehingga penjadwalan ini merupakan *scheduling process* dari kapal LCT yang berasal dari lokasi suplai Terminal LNG Arun menuju TUKS PLTMG Nias. Berikut juga akan memuat penjadwalan untuk suplai bahan bakar B30 dengan menggunakan truk. Penjadwalan ini dilakukan selama rentang waktu 1 tahun (365 hari).

V.9.1 Model Matematis Penjadwalan

Setelah mendapaktan jumlah frekuensi dari kapal terpilih dan truk tangki. Untuk memilih hari ke berapa kapal dan truk tangki datang mengisi bahan bakar ke PLTMG Nias, digunakan metode optimasi dengan bantuan *solver*. Tujuan dari metode optimasi ini adalah menghasilkan frekuensi kapal dan truk agar sesuai dengan frekuensi dan tidak melebihi kapasitas tangki serta memperhatikan waktu *docking* kapal. Berikut ini adalah model matematis penjadwalan.

Tabel V-58 Model Matematis Penjadwalan

Hari	LNG (A)		B30 (B)		Biaya per
Ke (*i*)	Armada (*j*)	Stock (*k*)	Armada (*j*)	Stock (*k*)	Trip (*X*)
1					`
2					
3					
4					
5					
...					
365					

- *Objective Function :*

$$Min\ Z = \sum_{i=1}^{365} XA_{ij} + \sum_{i=1}^{365} XB_{ij}$$

- *Decision Variable :*

A_i = *Pengaktifan Armada LNG hari ke i*
A_1 = *Pengaktifan Armada LNG hari ke 1*
A_2 = *Pengaktifan Armada LNG hari ke 2*
A_3 = *Pengaktifan Armada LNG hari ke 3*
... ...
A_{365} = *Pengaktifan Armada LNG hari ke 365*

B_i = *Pengaktifan Armada B30 hari ke i*
B_1 = *Pengaktifan Armada B30 hari ke 1*
B_2 = *Pengaktifan Armada B30 hari ke 2*
B_3 = *Pengaktifan Armada B30 hari ke 3*
... ...
B_{365} = *Pengaktifan Armada B30 hari ke 365*

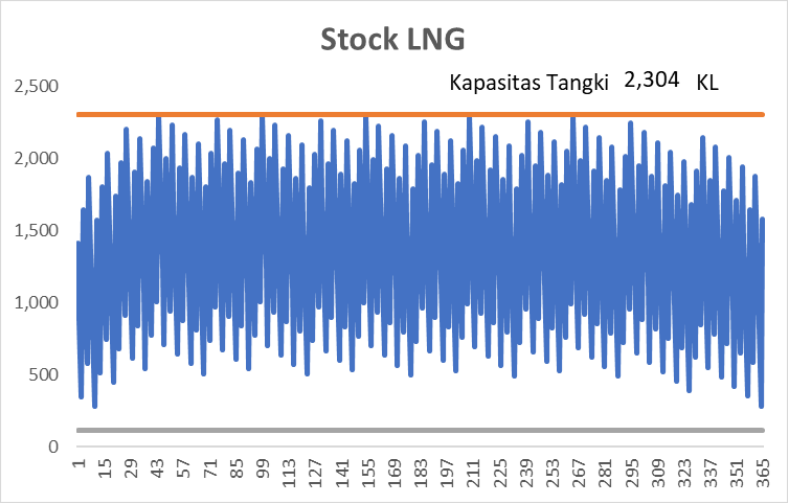
- *Constraint :*
  - A_{1j} ; A_{2j} ; A_{3j} ;...; A_{365j} = *Binary*
  - B_{1j} ; B_{2j} ; B_{3j} ;...; B_{365j} = *Binary*
  - $\sum_{i=1}^{365} A_{ij} = frekuensi\ Armada\ (A)$
  - $\sum_{i=259}^{293} A_{ijKapal\ 1} = 0$
  - $\sum_{i=259}^{329} A_{ijKapal\ 2} = 0$
  - $\sum_{i=331}^{365} A_{ijKapal\ 3} = 0$
  - $\sum_{i=1}^{365} B_{ij} = frekuensi\ Armada\ (B)$
  - $Min\ A_{ik} \geq Safety\ Stock\ (A)$

- $Min\ B_{ik} \geq\ Safety\ Stock\ (B)$
- $Max\ A_{ik} \leq\ Kap.Tangki\ (A)$
- $Max\ B_{ik} \leq\ Kap\ Tangki\ (B)$

$A_{ik} =\ B_{ik} =\ Stock$

$Stock =\ Stock\ Awal\ -\ Konsumsi\ Harian\ +\ Kargo\ Terangkut\ per\ Armada\ Aktif$

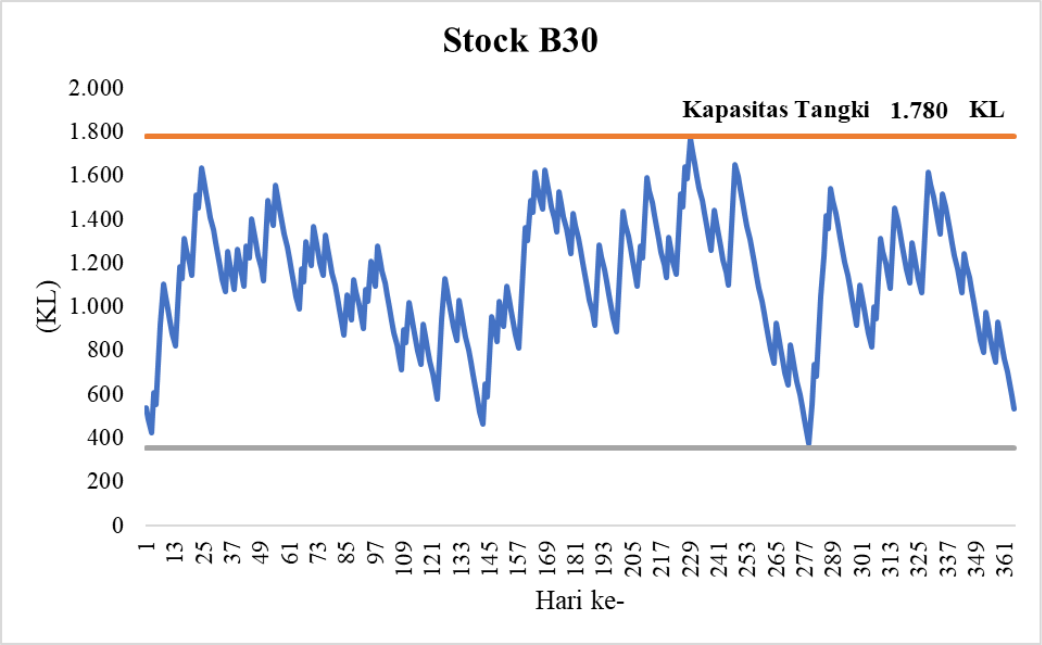
V.9.2 Kapal LNG



Gambar V-7 Stock LNG – Penjadwalan Kapal

Penjadwalan kapal LNG dapat dilihat pada Gambar V-7 dapat dilihat untuk penjadwalan kapal menghasilkan grafik stok tersebut. Bahwa dengan kapasitas tangki 2.304 KL maka jadwal kedatangan kapal diselaraskan dengan outbound bahan bakar LNG yang dikonversi menjadi listrik yang disalurkan dari PLTMG Nias ke seluruh Pulau Nias. Dapat dilihat pada bahwa *safety stock* berada di angka 115 KL, sehingga ketika jumlah stock mendekati agka tersebut maka kapal LNG harus segera bongkar. Untuk hasil penjadwalan lebih detail dapat dilihat pada lampiran.

V.9.3 Truk Tangki B30



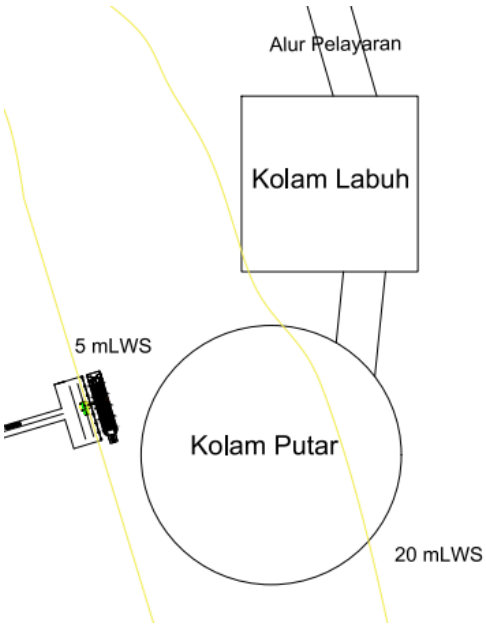
Gambar V-8 Stock B30 – Penjadwalan Truk

Penjadwalan truk tangki pengangkut B30 dapat dilihat pada Gambar V-8 dapat dilihat untuk penjadwalan kapal menghasilkan grafik stok tersebut. Bahwa dengan kapasitas tangki 1.780 KL maka jadwal kedatangan truk tangki diselaraskan dengan outbound bahan bakar B30 yang dikonversi menjadi listrik yang disalurkan dari PLTMG Nias ke seluruh Pulau Nias. Dapat dilihat pada bahwa *safety stock* berada di angka 400, sehingga ketika jumlah stock mendekati agka tersebut maka truk tangki B30 harus segera bongkar. Untuk hasil penjadwalan lebih detail dapat dilihat pada lampiran.

V.10 Desain TUKS PLTMG Nias

Setelah dilakukan analisis pemilihan kapal yang optimum, dilanjutkan dengan desain layout TUKS PLTMG Nias untuk menggambarkan tata letak TUKS dan fasilitas untuk penanganan muatan LNG. Berikut merupakan layout dari rencana infrastruktur PLTMG Nias yang telah di desain.

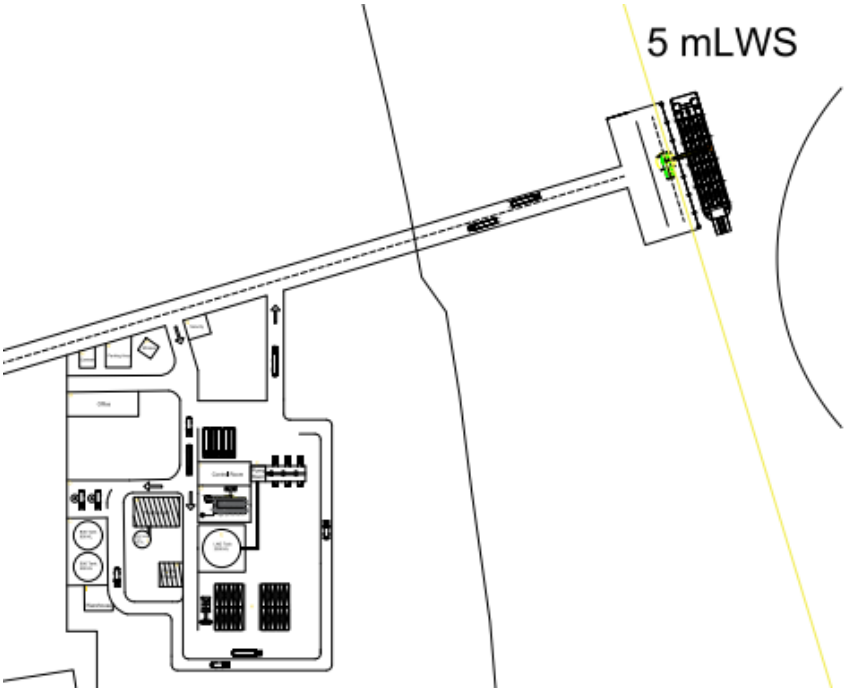
A. Fasilitas Perairan



Gambar V-9 Rencana Layout Fasilitas Perairan TUKS PLTMG Nias

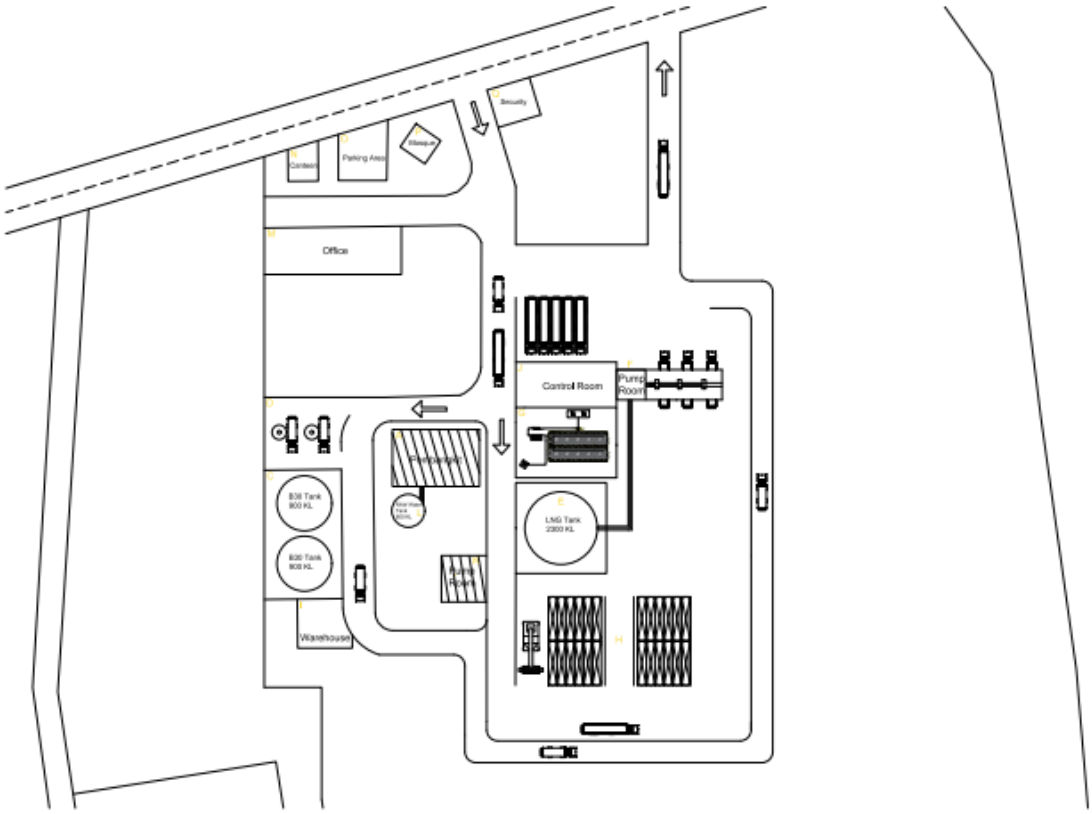
Fasilitas perairan yang dirancang adalah alur pelayaran dengan lebar 43,5 meter, kolam labuh dengan jari jari 91,6 meter, dan kolam putar dengan jari jari 135,2 meter. Penempatan kolam putar dibuat dekat dengan area tambat agar kapal lebih dekat untuk bermanuver.

B. Fasilitas Daratan



Gambar V-10 Rencana Layout Fasilitas Daratan TUKS PLTMG Nias

Fasilitas daratan yang dirancang adalah untuk kapal LCT-ISO Tank. Dermaga dibuat sepanjang 69,7 meter dengan lebar 12,2 meter untuk akses jalan dan lebar crane. Untuk memenuhi kedalaman 5 meter agar kapal dapat bersandar, dibuat trestel sepanjang 117 meter ditarik dari garis pantai dengan lebar 9 meter agar truk dapat menggunakan 2 lajur. Kebutuhan fender dan border sebagai pengikat kapal dan media sandar kapal agar tidak menabrak dermaga direncanakan masing masing 7 unit.



Gambar V-11 Rencana Layout Fasilitas Daratan PLTMG Nias (Dekat)

Pada sisi daratan dibutuhkan tangki LNG yang direncanakan dekat dengan pembangkit. Tangki penyimpanan LNG dibutuhkan volme sebesar 2300 KL dengan diameter tangki sebesar 20 meter dengan tinggi 7 meter agar memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit. Regasifikasi LNG ditempatkan bersebelahan dengan pembangkit dan tangki agar tidak memerlukan pipa yang berlebih sehingga tidak memerlukan biaya lebih. Fasilitas filling station LNG ditempatkan 50 meter dari tangki LNG agar mengurangi resiko kecelakaan dan kebakaran muatan. lapangan penumpukan ISO Tank direncanakan sebanyak 24 *ground slot* dengan 2 tier agar alat bongkar muat berupa *reach stacker* dapat mudah menjangkau ISO Tank 40ft. Layout TUKS PLTMG Nias secara keseluruhan dapat dilihat pada lampiran.

V.11 Dampak Penerapan Bahan Bakar LNG pada PLTMG Nias

Rencana penggunaan bahan bakar LNG pada pembangkit memberikan beberapa dampak yang baik. Adapun dampak yang dapat dianalisis antara lain adalah pengurangan emisi CO_2 dan biaya pengadaan bahan bakar pembangkit.

V.11.1 Analisis Emisi Pembangkit dan Transportasi

Dalam memperhitungkan emisi, digunakan formula yang dikutip dari Kementerian ESDM dalam Buku Pedoman IGRK Pembangkit tahun 2018. Formula emisi untul LNG dan B30 (BBM) berbeda. Formula pertama dugunakan untuk memperhitungkan emisi dari BBM yaitu B30. Sedangkan formula kedua digunakan untuk memperhitungkan emisi dari pada LNG. Selengkapnya sebagai berikut:

Berikut merupakan formula yang digunakan untuk memperhitungkan emisi dari B30:

$$E_{CO2} = F_{BBM} \times \rho \times C_{ar} \times FO \times \frac{44}{12} \times 10^{-3}$$

<u>Dimana:</u>

E_{CO2} : Total emisi BBM (ton CO_2)

F_{BBM} : Jumlah konsumsi BBM (KL)

FO : Faktor oksidasi

P : Berat jenis BBM (kg BBM/m^3)

C_{ar} : Kandungan karbon (%)

10^{-3} : Unit konversi

44 : Berat molekul CO_2

12 : Berat atom C

Berikut merupakan formula yang digunakan untuk memperhitungkan emisi dari LNG:

$$E_{CO2} = F_{gas} \times 0{,}001015 \times \frac{C}{NCV} \times FO \times 10^{3} \times \frac{44}{12}$$

<u>Dimana:</u>

E_{CO2} : Total emisi BBM (ton CO_2)

F_{gas} : Jumlah konsumsi gas *netto* (MMBTU)

NCV : Nilai kalor bersih (Tj/Gg)

FO : Faktor oksidasi

C : Kandungan karbon (%)

0,001055 : Unit konversi (MMBTU ke Tj)

10^3 : Unit konversi

44 : Berat molekul CO_2

12 : Berat atom C

Tabel V-59 Nilai NCV Bahan Bakar

Jenis Bahan Bakar	Nilai NCV
Minyak Solar (HSD)	42,66
Minyak Diesel (IDO)	42,12
Minyak Bakar (MFO, HFO)	41,31
Gas Alam	45,2
LNG	47,1

Pada Tabel V-59 tersebut, memuat informasi mengenai nilai NCV bahan bakar, mulai dari jenis bahan bakar HSD hingga LNG. Pada penelitian ini memperhitungkan NCV untuk LNG yaitu sebesar 47,1.

Tabel V-60 Kandungan Karbon dalam Bahan Bakar

Jenis Bahan Bakar	Kandungan Karbon (%)
Minyak Solar (HSD)	86
Minyak Diesel (IDO)	85
Biodiesel	52
Gas Alam	71
LNG	74

Pada Tabel V-60 memberikan infromasi mengenai besaran persentase kandungan karbon dari masing-masing jenis bahan bakar yang akan digunakan dalam formulasi perhitungan emisi.

Tabel V-61 Faktor Oksidasi Bahan Bakar

Jenis Bahan Bakar	Faktor Oksidasi
Batubara	0,98
Bahan Bakar Minyak	0,99
Bahan Bakar Gas	0,995

Pada Tabel V-61 memberikan infromasi mengenai besaran faktor oksidasi dari masing-masing jenis bahan bakar yang akan digunakan dalam formulasi perhitungan emisi.

Tabel V-62 Emisi Pembangkit

Emisi Pembangkit		
Kebutuhan Bahan Bakar	Tahun 2022	
LNG	88.691	KL/Tahun
B30	9.490	KL/Tahun

Informasi lain yang juga diperlukan yaitu emisi pembangkit ini diturunkan dari jumlah kebutuhan bahan bakar di PLTMG Nias. Pada Tabel V-62 tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan LNG di tahun 2022 mencapai 88.691 KL/tahun dan B30 sebanyak 9.490 KL/tahun. Maka angka tersebut yang akan menjadi patokan dalam memperhitungkan emisi dari bahan bakar yang digunakan.

Tabel V-63 Perhitungan Emisi B30 & Transportasi

B30		
E_{co2} =	F_{BBM} x p x C_{ar} x FO x $^{44}/_{12}$ x 10^{-3}	
F_{BBM}	9.490	KL
p	0,85	kg/m3
C_{ar}	52	%
FO	0,99	
E_{co2}	1.522,63	Ton
Emisi Transportasi		
Jenis Transportasi	Truk Tanki	
Frekuensi	40	Trip/Tahun
Kebutuhan BBM	1,6	KL/Tahun
E_{co2}	0,26	Ton

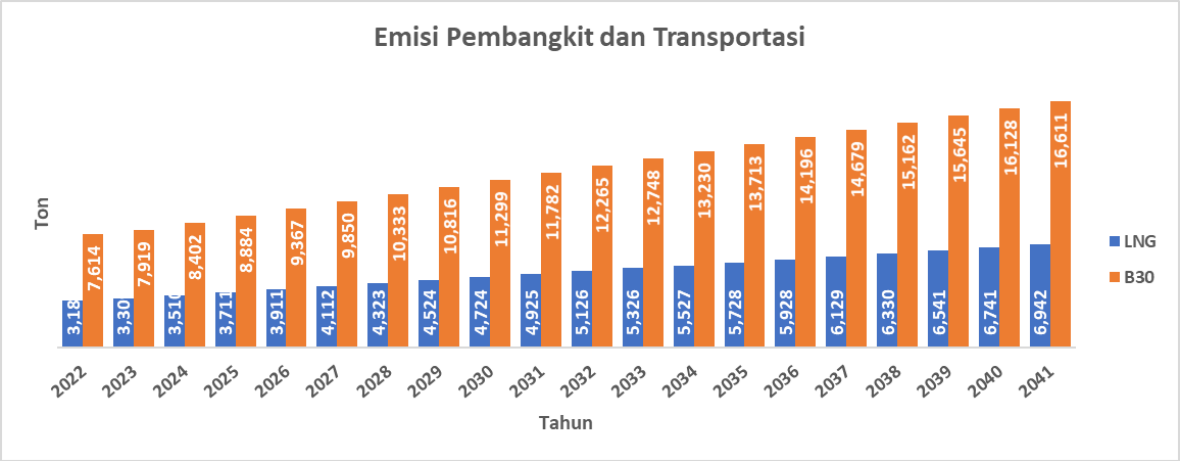
Hasil perhitungan emisi untuk bahan bakar B30 beserta alat transportasi yang digunakan yaitu truk terdapat pada Tabel V-63. Dapat disimpulkan bahwa emisi yang dihasilkan dari bahan bakar B30 yang digunakan di PLTMG Nias adalah sebesar 1.522,63 ton. Sedangkan emisi dari truk tangki yaitu sebesar 0,26 ton.

Tabel V-64 Perhitungan Emisi LNG & Transportasi

LNG		
E_{co2} =	F_{Gas} x 0,001055 x $^{C}/_{NCV}$ x FO x $^{44}/_{12}$ x 10^{3}	
F_{Gas}	1.887.050	MMBTU
NCV	47,1	Tj/Gg
C_{ar}	74	%
FO	0,995	
E_{co2}	1.141,15	Ton
Emisi Transportasi		
Jenis Transportasi	LCT 1	
Frekuensi	49	Trip/Tahun
Kebutuhan BBM		
ME	1.261	KL/Tahun
AE	470	KL/Tahun
C_{ar} HSD	87	%
C_{ar} MFO	86	%
E_{co2}	517,69	Ton

Hasil perhitungan emisi untuk bahan bakar LNG beserta alat transportasi yang digunakan yaitu Kapal LCT terdapat pada Tabel V-64. Dapat disimpulkan bahwa emisi yang dihasilkan dari bahan bakar LNG yang digunakan di PLTMG Nias adalah sebesar 1.141,15 ton

dimana angka tersebut lebih kecil dari emisi bahan bakar B30. Sedangkan emisi dari Kapal LCT yaitu sebesar 517,69 ton.

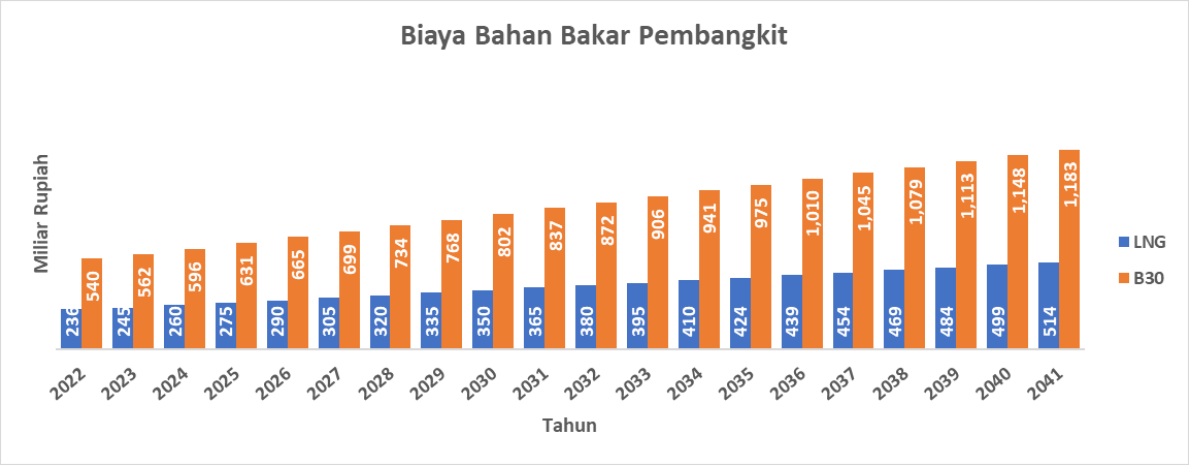


Gambar V-12 Perbandingan Emisi Bahan Bakar LNG & B30

Emisi yang dihasilkan pembangkit dapat dilihat pada grafik diatas. Jika PLTMG tetap menggunakan bahan bakar B30, maka emisi yang dihasilkan akan lebih tinggi hingga mencapai 7,614 ton pada tahun 2022 atau setara dengan 343 Juta-Rp/Tahun dan dapat mencapai 16,611 ton pada tahun 2041 atau setara dengan 820 Juta-Rp/Tahun. Ketika bahan bakar B30 diganti menjadi LNG maka emisi yang dihasilkan mencapai 3,186 ton pada tahun 2022 sehingga mengurangi emisi sebesar 58%.

V.11.2 Perbandingan Biaya Pengadaan Bahan Bakar

Setelah dikalkulasi menggunakan biaya satuan yang didapat dari analisis sebelumnya, biaya yang dibutuhkan untuk pengadaan bahan bakar ketika sudah menggunakan LNG akan lebih murah dibandingkan dengan menggunakan bahan bakar B30. Biaya pengadaan bahan bakar untuk pembangkit ketika sudah menggunakan LNG sebesar 236 Miliar-Rp pada tahun 2022, sedangkan ketika menggunakan B30 mencapai 540 Miliar-Rp, hal ini dapat mengurangi biaya pengadaan bahan bakar sebesar 56%. Perbandingan biaya pengadaan bahan bakar untuk pembangkit dapat dilihat pada grafik dibawah ini.



Gambar V-13 Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit

BAB VI
KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Bahan bakar B30 untuk PLTMG Nias dipasok dari Depot TBBM Pertamina Gunung Sitoli Nias menggunakan alat angkut truk tangki berkapasitas 24 KL. Setiap tripnya membutuhkan 10 unit truk sehingga kapasitas angkutnya menjadi 240 KL. Untuk memenuhi kebutuhan demand 47.450 KL dalam setahun dibutuhkan 198 kali dengan fasilitas penyimpanan berupa 2 tangki B30 masing masing berkapasitas 890 KL. Total biaya pengadaan bahan bakar B30 adalah sebesar Rp 520.278.664.602 per tahun.
2. Pola transportasi LNG yang optimum dipasok dari Terminal LNG Arun menggunakan skema beli bekas Kapal LCT dengan *payload* total 40 Box ISO Tank 40ft (3.497 KL) dengan memiliki spesifikasi ukuran utama LOA= 67,6 meter ; B = 13,2 meter ; T = 4 meter ; H = 6,4 meter. Dibutuhkan 3 unit kapal yang beroperasi sebanyak 107 trip untuk memenuhi demand LNG tertinggi di tahun 2041 (193.479 KL) dengan investasi 2 kapal pada tahun 2022 dan 1 kapal pada tahun 2034.
3. Fasilitas TUKS PLTMG Nias untuk menangani muatan LNG menggunakan Kapal LCT ISO Tank 40ft antara lain adalah dermaga sepanjang 69,5 meter, lebar 12,2 meter dengan trestel sepanjang 117 meter. Alat bongkar muat pada dermaga *menggunakan mobile crane* sebanyak 1 unit dengan kapasitas 6 Box/jam. Fasilitas lapangan penumpukan ISO Tank 40ft dibuat sebanyak 24 *ground slot* dengan 2 *tier* yang dilayani oleh *Reach Stacker*. Tangki LNG untuk penyimpanan muatan sebelum diteruskan ke gasifikasi dibutuhkan sebesar 2300 KL yang terhubung dengan *filling station* untuk memindahkan muatan dari ISO Tank menuju tangki LNG.
4. Dampak Emisi yang dihasilkan berasal dari pembangkit dan alat transportasi menurun sebesar 58%. Emisi yang dihasilkan pembangkit ketika masih menggunakan bahan bakar B30 pada tahun 2022 mencapai 7.614 Ton dalam setahun. Namun, jika bahan bakar LNG sudah diterapkan, emisi yang dihasilkan pada tahun 2022 akan menurun

menjadi 3.182 Ton dalam setahun. Biaya pengadaan bahan bakar pembangkit juga mengalami penurunan sebesar 56%. Jika diakumulasikan ketika menggunakan B30 mencapai 11.717 Miliar-Rp dalam setahun. Biaya bahan bakar akan menurun menjadi 4.896 Miliar-Rp dalam setahun ketika menggunakan LNG.

VI.2 Saran

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

1. Analisis dapat mempertimbangkan lebih dari 1 (satu) jenis armada terpilih.
2. Konsep terminal dapat mempertimbangkan *floating storage* sebagai alternatif untuk memberikan pilihan konsep terminal yang bervariatif.

DAFTAR PUSTAKA

Ab Saman Abd Kader, S. O. (2015). Liquefied Natural Gas (LNG) Safe Loading and Unloading Model in Port Operation. *Journal of Ocean, Mechanical and Aerospace* , 7-15.

Boyke, S. C. (2019). *Perencanaan Pelabuhan dan Terminal.* Surabaya: ITS Press.

CNBC Indonesia. (2020, Juli). *PGN Komitmen Pasok Gas untuk Pembangkit Listrik PLN*. Dipetik Juli 2021, dari cnbcindonesia.com: https://www.cnbcindonesia.com/market/20200713185655-17-172367/pgn-komitmen-pasok-gas-untuk-pembangkit-listrik-pln

Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (2018). *Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Energi Berkeadilan.* Jakarta. Abgerufen am September 2021

Elengy. (2018). LNG an Energy of the Future. Von https://www.elengy.com/en/lng/lng-an-energy-of-the-future.html abgerufen

Evans, J. &. (2007). *Operation Management an Integrated Goods and Services Approach.* Ohio: Thomson South-Western.

Goucher, S. (July 2013). Environmental Impact Assessment, LNG ship loading at the Canaport Terminal.

Intan, K. (2020, Agustus). *Perusahaan Gas Negara (PGAS) Berupaya Merampungkan Tiga Proyek Gasifikasi*. Dipetik Juli 2021, dari investasi.konta.co.id: https://investasi.kontan.co.id/news/perusahaan-gas-negara-pgas-berupaya-merampungkan-tiga-proyek-gasifikasi

International Energy Agency. (2021). Von https://energyfactor.exxonmobil.eu/science-technology/lng-europe-energy/ abgerufen

Kementerian ESDM. (2020). *Pedoman Penanganan an Penyimpanan Biodiesel dan Campuran Biodiesel (B30).*

Levi, K. L.-D. (2008). *Designing and Managing The Supply Chain: Concepts, Strategies and Cases Studies (Third Edition ed.).* New York: MCGraw-Hill.

Newman, W. L. (1997). *Social Research Methods Qualitative and Quantitative Approache.* Boston: Allyn & Bacon.

Niko Wijnolst, T. W. (1996). *Shipping.* Delft University Press.

Nurlindha, S. (2018). *Analisis Perencanaan Transportasi Pasokan Bahan Bakar Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG): Studi Kasus Kepulauan Bangka Belitung.* Surabaya. Dipetik Juli 2021

Prasetyawati, D. (2019). Penerapan Voyage Account Berdasarkan Noon Report KAPAL PT.XX. *Jurnal Midship*, 31-37.

Prof. DR. Herman Budi Sasono, S. M. (2012). *Manajemen Pelabuhan dan Realisasi Ekspor Impor.* Yogyakarta: Penerbit ANDI.

PT Perusahaan Listrik Negara. (2018). Rencana usaha penyediaan tenaga listrik tahun 2018 sd 2027.

Putra, A. W. (2016). *Optimasi Penjadwalan Rute Pelayaran Kapal Distribusi LPG PT PERTAMINA Berdasarkan Skenario Perubahan Komposisi 30% Propan - 70% Butan.* Surabaya: ITS Repository.

Rahayu, A. C. (2020). *Ini Sejumlah Faktor Mengapa Konversi Bahan Bakar Minyak ke LNG Perlu DItimbang*. Von industri.kontan.co.id. abgerufen

Raunek. (09. October 2019). *How Does LNG Terminal Works?* Von Marine Insight: https://www.marineinsight.com/ports/how-does-lng-terminal-works/ abgerufen

Republik Indonesia. (2020). *Penugasan pelaksanaan penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur liquefied natural gas (LNG), serta konversi penggunaan bahan bakar minyak dengan liquefied natural gas (LNG) dalam penyediaan tenaga listrik.* Jakarta.

Stopford, M. (1997). *Maritime Economics 2E.* Routledge.

Sudjatmiko, F. (2012). *Sewa Menyewa Kapal, Substansi, Perjanjian Sewa dan Operasi Biaya Pada Shipowner Dan Charter.* Jakarta: Online Store.

Sutikno, H. (2020, Mei). *Optimasi Energi Hijau Pulau Nias*. Dipetik Juli 2021, dari kompasiana.com: kompasiana.com/nungkyprameswari/5eb811f4097f36715b094614/optimasi-energi-hijau-pulau-nias?page=all

Thomson, J. E. (2007). *Operation Management an Integrated Goods and Services Approach.* Ohio: Thomson South - Western.

LAMPIRAN

A. Proyeksi Kebutuhan Listrik dan Bahan Bakar

Tabel Lampiran 1 Proyeksi PDRB Provinsi Riau Sektor Listrik dan Gas

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PDRB Sektor Listrik dan Gas	2,13	2,24	2,35	2,48	2,60	2,72	2,84	2,95	3,07	3,19	3,31	3,43	3,55	3,67	3,79
		4,91%	4,68%	5,24%	4,62%	4,29%	4,21%	4,01%	3,86%	3,72%	3,59%	3,46%	3,35%	3,24%	3,14%

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
PDRB Sektor Listrik dan Gas	3,90	4,02	4,14	4,26	4,38	4,50	4,62	4,74	4,85	4,97	5,09
	3,04%	2,95%	2,87%	2,79%	2,71%	2,64%	2,57%	2,51%	2,45%	2,39%	2,33%

Tabel Lampiran 2 Proyeksi Kebutuhan Listrik dan Bahan Bakar di Kepulauan Nias

	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Kebutuhan Listrik Nias (gwh)	142,23	166,61	175,81	180,02	212,19	221,56	237,05	252,40	267,78	283,17	298,55	313,94	329,33	344,73
Kebutuhan Listrik PLTMG Nias (gWH)	113,78	133,28	140,65	144,01	169,75	177,25	189,64	201,92	214,22	226,53	238,84	251,16	263,47	275,78
Kebutuhan Listrik PLTMG Nias (MW)	113.784	133.284	140.650	144.014	169.754	177.250	189.638	201.917	214.223	226.532	238.843	251.155	263.467	275.780
Kebutuhan bahan bakar LNG (MMBTU)							1.887.050	1.962.549	2.082.163	2.201.805	2.321.462	2.441.127	2.560.798	2.680.472
Kebutuhan bahan bakar LNG Per Tahun (KL)							88.691	92.240	97.862	103.485	109.109	114.733	120.358	125.982
Pertumbuhan	0	24%	9%	4%	32%									
	0	24%	34%	38%	70%									
Rata rata		14%												
Kebutuhan bahan bakar B30 (KL)							9.490	9.870	10.471	11.073	11.675	12.276	12.878	13.480
Jika full B30 (KL)							47.450	49.348	52.356	55.365	58.373	61.382	64.391	67.401

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Kebutuhan Listrik Nias (gwh)	360,12	375,51	390,90	406,29	421,68	437,07	452,46	467,85	483,24	498,64	514,03	529,42
Kebutuhan Listrik PLTMG Nias (gWH)	288,09	300,41	312,72	325,03	337,34	349,66	361,97	374,28	386,60	398,91	411,22	423,53
Kebutuhan Listrik PLTMG Nias (MW)	288.093	300.406	312.719	325.031	337.344	349.657	361.970	374.283	386.596	398.908	411.221	423.534
Kebutuhan bahan bakar LNG (MMBTU)	2.800.147	2.919.823	3.039.499	3.159.176	3.278.852	3.398.529	3.518.205	3.637.880	3.757.556	3.877.231	3.996.905	4.116.580
Kebutuhan bahan bakar LNG Per Tahun (KL)	131.607	137.232	142.856	148.481	154.106	159.731	165.356	170.980	176.605	182.230	187.855	193.479
Pertumbuhan												
Rata rata												
Kebutuhan bahan bakar B30 (KL)	14.082	14.684	15.286	15.888	16.489	17.091	17.693	18.295	18.897	19.499	20.100	20.702
Jika full B30 (KL)	70.410	73.419	76.428	79.438	82.447	85.456	88.465	91.475	94.484	97.493	100.502	103.512

B. Proyeksi Biaya Transportasi LNG

Tabel Lampiran 3 Proyekdi Frekuensi Kebutuhan Kapal

Frekuensi Kebutuhan Kapal (Trip/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	49	51	54	57	60	63	67	70	73	76	79	82	85	88	91	94	97	101	104	107
LCT 2	49	51	54	57	60	63	67	70	73	76	79	82	85	88	91	94	97	101	104	107
LCT 3	82	85	90	95	100	105	111	116	121	126	131	136	141	147	152	157	162	167	172	178
LCT 4	33	34	36	38	40	42	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71
Mini LNG 1																				
Skenario 1	15	15	16	17	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	30	31
Skenario 2	15	15	16	17	18	19	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	31
Skenario 3	15	15	16	17	18	19	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	31
Mini LNG 2																				
Skenario 1	7	7	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	13	14	14
Skenario 2	7	7	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	13	14	14
Skenario 3	7	7	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	13	14	14

Frekuensi Kebutuhan Kapal (Trip/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
Mini LNG 3																				
Skenario 1	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11
Skenario 2	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10	10	11
Skenario 3	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10	10	11
Mini LNG 4																				
Skenario 1	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	20
Skenario 2	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20
Skenario 3	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20
LNG Carrier 1																				
Skenario 1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Skenario 2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Skenario 3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
LNG Carrier 2																				
Skenario 1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Skenario 2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Skenario 3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
LNG Carrier 3																				
Skenario 1	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Skenario 2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Skenario 3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5

Tabel Lampiran 4 Proyeksi Kenaikan Tarif BBM

Kenaikan Tarif BBM per	2	Tahun																		
	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-
MFO	10.000	10.000	10.200	10.200	10.404	10.404	10.612	10.612	10.824	10.824	11.041	11.041	11.262	11.262	11.487	11.487	11.717	11.717	11.951	11.951
HSD	10.000	10.000	10.200	10.200	10.404	10.404	10.612	10.612	10.824	10.824	11.041	11.041	11.262	11.262	11.487	11.487	11.717	11.717	11.951	11.951

Tabel Lampiran 5 Proyeksi Biaya Bahan Bakar

Biaya Bahan Bakar (Juta-Rp/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	17.322	18.029	19.471	20.552	22.066	23.169	25.132	26.257	27.930	29.077	30.829	32.000	33.834	35.027	36.946	38.163	40.169	41.825	43.928	45.195
LCT 2	29.171	30.361	32.789	34.610	37.159	39.017	42.323	44.217	47.034	48.966	51.916	53.888	56.976	58.986	62.216	64.267	67.644	70.433	73.975	76.108
LCT 3	25.026	25.942	28.017	29.573	31.751	33.339	35.948	37.567	39.970	41.621	44.138	45.823	48.457	50.519	53.281	55.034	57.922	59.710	62.727	64.915
LCT 4	19.352	19.938	21.533	22.728	24.402	25.622	28.000	29.244	31.097	32.366	34.308	35.602	37.634	38.954	41.079	42.426	44.647	46.021	48.342	49.743
Mini LNG 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	10.097	10.097	10.985	11.672	12.606	13.306	14.286	15.001	15.301	16.029	17.093	17.836	18.951	19.709	20.877	21.650	22.871	23.660	24.133	24.938
Skenario 2	14.401	14.401	15.668	16.647	17.979	18.978	20.376	21.395	22.862	22.862	24.380	25.440	27.030	28.111	29.776	30.879	32.621	33.746	35.568	35.568
Skenario 3	15.516	15.516	16.881	17.937	19.371	20.448	21.954	23.052	24.633	24.633	26.267	27.409	29.123	30.287	32.081	33.270	35.147	36.359	38.322	38.322
Mini LNG 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	8.474	8.474	8.643	9.875	10.072	11.328	11.554	11.554	13.092	13.092	14.687	14.687	14.980	16.340	16.666	18.053	18.414	18.414	20.225	20.225
Skenario 2	11.897	11.897	12.135	13.864	14.141	15.904	16.222	16.222	18.381	18.381	20.620	20.620	21.031	22.940	23.399	25.346	25.852	25.852	28.395	28.395
Skenario 3	12.604	12.604	12.856	14.688	14.981	16.849	17.186	17.186	19.473	19.473	21.845	21.845	22.281	24.303	24.789	26.852	27.388	27.388	30.082	30.082
Mini LNG 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	10.803	10.803	13.214	13.214	13.478	15.718	16.031	16.031	16.351	18.681	19.054	19.054	21.859	21.859	22.296	22.296	25.263	25.263	25.768	28.341
Skenario 2	15.031	15.031	18.386	18.386	18.753	21.869	22.306	22.306	22.751	25.993	26.512	26.512	30.415	30.415	31.022	34.463	35.151	35.151	35.853	39.433
Skenario 3	15.778	15.778	19.300	19.300	19.685	22.956	23.414	23.414	23.881	27.285	27.829	27.829	31.926	31.926	32.563	36.175	36.898	36.898	37.634	41.392
Mini LNG 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	6.738	7.485	7.635	8.397	8.565	9.342	9.529	10.321	10.528	11.336	12.388	12.388	13.477	13.477	14.604	14.604	15.771	15.771	16.980	17.872
Skenario 2	9.630	10.698	10.912	12.001	12.240	13.351	13.618	14.751	16.202	16.202	17.704	17.704	19.261	19.261	20.872	20.872	22.540	23.791	24.267	25.543
Skenario 3	10.364	11.514	11.744	12.916	13.174	14.369	14.656	15.876	17.437	17.437	19.054	19.054	20.729	20.729	22.463	22.463	24.259	25.605	26.117	27.491
LNG Carrier 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	39.579	39.579	60.376	60.376	61.577	61.577	62.802	62.802	64.051	64.051	86.987	86.987	88.720	88.720	90.488	90.488	92.291	92.291	117.577	117.577
Skenario 2	53.102	53.102	81.005	81.005	82.616	82.616	84.260	84.260	85.936	85.936	116.709	116.709	119.034	119.034	121.405	121.405	123.824	123.824	157.751	157.751
Skenario 3	53.666	53.666	81.865	81.865	83.494	83.494	85.154	85.154	86.848	86.848	117.948	117.948	120.298	120.298	122.694	122.694	125.139	125.139	159.426	159.426
LNG Carrier 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	54.947	54.947	56.037	56.037	85.486	85.486	87.187	87.187	88.921	88.921	90.690	90.690	92.494	123.169	125.623	125.623	128.126	128.126	130.679	130.679
Skenario 2	73.673	73.673	75.133	75.133	114.620	114.620	116.899	116.899	119.225	119.225	121.597	121.597	124.016	165.144	168.434	168.434	171.791	171.791	175.214	175.214
Skenario 3	74.373	74.373	75.848	75.848	115.710	115.710	118.011	118.011	120.358	120.358	122.753	122.753	125.195	166.714	170.036	170.036	173.424	173.424	176.880	176.880
LNG Carrier 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	59.183	59.183	60.367	60.367	61.574	61.574	62.806	83.741	85.416	85.416	87.124	87.124	88.867	88.867	113.305	113.305	115.571	115.571	117.883	117.883
Skenario 2	79.502	79.502	81.092	81.092	82.714	82.714	84.368	112.491	114.741	114.741	117.036	117.036	119.377	119.377	152.205	152.205	155.249	155.249	158.354	158.354
Skenario 3	80.489	80.489	82.099	82.099	83.741	83.741	85.416	113.887	116.165	116.165	118.488	118.488	120.858	120.858	154.094	154.094	157.176	157.176	160.320	160.320

Tabel Lampiran 6 Proyeksi Biaya Pelabuhan

Biaya Pelabuhan (Ribu-Rp/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	13.581	13.581	13.853	13.853	14.130	14.130	14.412	14.412	14.701	14.701	14.995	14.995	15.295	15.295	15.600	15.600	15.912	15.912	16.231	16.231
LCT 2	14.601	14.601	14.893	14.893	15.190	15.190	15.494	15.494	15.804	15.804	16.120	16.120	16.443	16.443	16.771	16.771	17.107	17.107	17.449	17.449
LCT 3	17.122	17.122	17.464	17.464	17.814	17.814	18.170	18.170	18.533	18.533	18.904	18.904	19.282	19.282	19.668	19.668	20.061	20.061	20.462	20.462
LCT 4	21.132	21.132	21.555	21.555	21.986	21.986	22.426	22.426	22.874	22.874	23.332	23.332	23.799	23.799	24.275	24.275	24.760	24.760	25.255	25.255
Mini LNG 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	10.387	10.387	10.594	10.594	10.806	10.806	11.022	11.022	11.243	11.243	11.468	11.468	11.697	11.697	11.931	11.931	12.170	12.170	12.413	12.413
Skenario 2	13.233	13.233	13.498	13.498	13.767	13.767	14.043	14.043	14.324	14.324	14.610	14.610	14.902	14.902	15.200	15.200	15.504	15.504	15.815	15.815
Skenario 3	16.867	16.867	17.204	17.204	17.548	17.548	17.899	17.899	18.257	18.257	18.622	18.622	18.994	18.994	19.374	19.374	19.762	19.762	20.157	20.157
Mini LNG 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	8.194	8.194	8.358	8.358	8.525	8.525	8.696	8.696	8.870	8.870	9.047	9.047	9.228	9.228	9.413	9.413	9.601	9.601	9.793	9.793
Skenario 2	11.433	11.433	11.662	11.662	11.895	11.895	12.133	12.133	12.376	12.376	12.623	12.623	12.876	12.876	13.133	13.133	13.396	13.396	13.664	13.664
Skenario 3	12.913	12.913	13.171	13.171	13.435	13.435	13.703	13.703	13.977	13.977	14.257	14.257	14.542	14.542	14.833	14.833	15.130	15.130	15.432	15.432
Mini LNG 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	6.129	6.129	6.252	6.252	6.377	6.377	6.504	6.504	6.634	6.634	6.767	6.767	6.902	6.902	7.040	7.040	7.181	7.181	7.325	7.325
Skenario 2	8.600	8.600	8.772	8.772	8.947	8.947	9.126	9.126	9.309	9.309	9.495	9.495	9.685	9.685	9.879	9.879	10.076	10.076	10.278	10.278
Skenario 3	9.639	9.639	9.832	9.832	10.029	10.029	10.229	10.229	10.434	10.434	10.642	10.642	10.855	10.855	11.072	11.072	11.294	11.294	11.520	11.520
Mini LNG 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	6.682	6.682	6.816	6.816	6.952	6.952	7.091	7.091	7.233	7.233	7.378	7.378	7.525	7.525	7.676	7.676	7.829	7.829	7.986	7.986
Skenario 2	8.647	8.647	8.820	8.820	8.997	8.997	9.176	9.176	9.360	9.360	9.547	9.547	9.738	9.738	9.933	9.933	10.132	10.132	10.334	10.334
Skenario 3	10.798	10.798	11.014	11.014	11.235	11.235	11.459	11.459	11.688	11.688	11.922	11.922	12.161	12.161	12.404	12.404	12.652	12.652	12.905	12.905
LNG Carrier 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	1.745	1.745	1.780	1.780	1.815	1.815	1.852	1.852	1.889	1.889	1.926	1.926	1.965	1.965	2.004	2.004	2.044	2.044	2.085	2.085
Skenario 2	2.124	2.124	2.167	2.167	2.210	2.210	2.254	2.254	2.300	2.300	2.345	2.345	2.392	2.392	2.440	2.440	2.489	2.489	2.539	2.539
Skenario 3	2.744	2.744	2.799	2.799	2.855	2.855	2.912	2.912	2.970	2.970	3.029	3.029	3.090	3.090	3.152	3.152	3.215	3.215	3.279	3.279
LNG Carrier 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	1.745	1.745	1.780	1.780	1.815	1.815	1.852	1.852	1.889	1.889	1.926	1.926	1.965	1.965	2.004	2.004	2.044	2.044	2.085	2.085
Skenario 2	2.124	2.124	2.167	2.167	2.210	2.210	2.254	2.254	2.300	2.300	2.345	2.345	2.392	2.392	2.440	2.440	2.489	2.489	2.539	2.539
Skenario 3	2.744	2.744	2.799	2.799	2.855	2.855	2.912	2.912	2.970	2.970	3.029	3.029	3.090	3.090	3.152	3.152	3.215	3.215	3.279	3.279
LNG Carrier 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	2.617	2.617	2.670	2.670	2.723	2.723	2.778	2.778	2.833	2.833	2.890	2.890	2.948	2.948	3.006	3.006	3.067	3.067	3.128	3.128
Skenario 2	3.187	3.187	3.250	3.250	3.315	3.315	3.382	3.382	3.449	3.449	3.518	3.518	3.589	3.589	3.660	3.660	3.734	3.734	3.808	3.808
Skenario 3	4.116	4.116	4.198	4.198	4.282	4.282	4.368	4.368	4.455	4.455	4.544	4.544	4.635	4.635	4.728	4.728	4.822	4.822	4.919	4.919

Tabel Lampiran 7 Proyeksi Biaya Bongkar Muat

Biaya Bongkar Muat (Juta-Rp/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	222	231	244	258	271	285	303	316	330	344	357	371	384	398	411	425	439	457	470	484
LCT 2	222	231	244	258	271	285	303	316	330	344	357	371	384	398	411	425	439	457	470	484
LCT 3	223	231	245	258	272	285	302	315	329	342	356	370	383	399	413	427	440	454	467	484
LCT 4	225	232	245	259	273	286	307	320	334	347	361	375	388	402	416	429	443	456	470	484
Mini LNG 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	7.770	7.770	8.288	8.806	9.324	9.842	10.361	10.879	10.879	11.397	11.915	12.433	12.951	13.469	13.987	14.505	15.023	15.541	15.541	16.059
Skenario 2	7.677	7.677	8.189	8.700	9.212	9.724	10.236	10.747	11.259	11.259	11.771	12.283	12.795	13.306	13.818	14.330	14.842	15.354	15.865	15.865
Skenario 3	7.583	7.583	8.089	8.594	9.100	9.605	10.111	10.616	11.122	11.122	11.627	12.133	12.639	13.144	13.650	14.155	14.661	15.166	15.672	15.672
Mini LNG 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	8.029	8.029	8.029	9.176	9.176	10.323	10.323	10.323	11.471	11.471	12.618	12.618	12.618	13.765	13.765	14.912	14.912	14.912	16.059	16.059
Skenario 2	7.933	7.933	7.933	9.066	9.066	10.199	10.199	10.199	11.332	11.332	12.466	12.466	12.466	13.599	13.599	14.732	14.732	14.732	15.865	15.865
Skenario 3	7.836	7.836	7.836	8.955	8.955	10.075	10.075	10.075	11.194	11.194	12.314	12.314	12.314	13.433	13.433	14.552	14.552	14.552	15.672	15.672
Mini LNG 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	7.299	7.299	8.759	8.759	8.759	10.219	10.219	10.219	10.219	11.679	11.679	11.679	13.139	13.139	13.139	13.139	14.599	14.599	14.599	16.059
Skenario 2	7.211	7.211	8.654	8.654	8.654	10.096	10.096	10.096	10.096	11.538	11.538	11.538	12.981	12.981	12.981	14.423	14.423	14.423	14.423	15.865
Skenario 3	7.124	7.124	8.548	8.548	8.548	9.973	9.973	9.973	9.973	11.398	11.398	11.398	12.822	12.822	12.822	14.247	14.247	14.247	14.247	15.672
Mini LNG 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	7.226	8.029	8.029	8.832	8.832	9.635	9.635	10.438	10.438	11.241	12.044	12.044	12.847	12.847	13.650	13.650	14.453	14.453	15.256	16.059
Skenario 2	7.139	7.933	7.933	8.726	8.726	9.519	9.519	10.312	11.106	11.106	11.899	11.899	12.692	12.692	13.486	13.486	14.279	15.072	15.072	15.865
Skenario 3	7.052	7.836	7.836	8.620	8.620	9.403	9.403	10.187	10.970	10.970	11.754	11.754	12.537	12.537	13.321	13.321	14.105	14.888	14.888	15.672
LNG Carrier 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	6.424	6.424	9.635	9.635	9.635	9.635	9.635	9.635	9.635	9.635	12.847	12.847	12.847	12.847	12.847	12.847	12.847	12.847	16.059	16.059
Skenario 2	6.346	6.346	9.519	9.519	9.519	9.519	9.519	9.519	9.519	9.519	12.692	12.692	12.692	12.692	12.692	12.692	12.692	12.692	15.865	15.865
Skenario 3	6.269	6.269	9.403	9.403	9.403	9.403	9.403	9.403	9.403	9.403	12.537	12.537	12.537	12.537	12.537	12.537	12.537	12.537	15.672	15.672
LNG Carrier 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	8.029	8.029	8.029	8.029	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059
Skenario 2	7.933	7.933	7.933	7.933	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865
Skenario 3	7.836	7.836	7.836	7.836	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672
LNG Carrier 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	12.044	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059	16.059	20.073	20.073	20.073	20.073	20.073	20.073
Skenario 2	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	11.899	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865	15.865	19.832	19.832	19.832	19.832	19.832	19.832
Skenario 3	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	11.754	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672	15.672	19.590	19.590	19.590	19.590	19.590	19.590

Tabel Lampiran 8 Proyeksi VC + CHC

VC + CHC (Juta-Rp/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	17.557	18.273	19.729	20.824	22.351	23.468	25.450	26.588	28.275	29.436	31.201	32.385	34.233	35.441	37.373	38.604	40.623	42.297	44.415	45.695
LCT 2	29.407	30.606	33.048	34.882	37.446	39.317	42.641	44.549	47.380	49.326	52.290	54.274	57.376	59.400	62.645	64.709	68.100	70.907	74.463	76.610
LCT 3	25.266	26.190	28.279	29.848	32.041	33.642	36.268	37.901	40.317	41.982	44.513	46.211	48.859	50.937	53.714	55.480	58.382	60.184	63.215	65.419
LCT 4	19.598	20.191	21.800	23.009	24.697	25.930	28.329	29.587	31.454	32.737	34.692	36.000	38.046	39.380	41.519	42.879	45.115	46.502	48.837	50.252
Mini LNG 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	17.878	17.878	19.284	20.489	21.941	23.159	24.658	25.890	26.191	27.437	29.019	30.280	31.913	33.190	34.875	36.166	37.906	39.213	39.686	41.009
Skenario 2	22.091	22.091	23.870	25.361	27.205	28.716	30.626	32.157	34.136	34.136	36.165	37.737	39.839	41.432	43.609	45.224	47.478	49.115	51.449	51.449
Skenario 3	23.116	23.116	24.987	26.548	28.489	30.070	32.083	33.686	35.773	35.773	37.914	39.561	41.780	43.451	45.750	47.444	49.827	51.545	54.014	54.014
Mini LNG 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	16.512	16.512	16.681	19.060	19.257	21.660	21.886	21.886	24.571	24.571	27.313	27.313	27.607	30.114	30.440	32.974	33.335	33.335	36.293	36.293
Skenario 2	19.842	19.842	20.079	22.942	23.218	26.115	26.433	26.433	29.726	29.726	33.098	33.098	33.510	36.552	37.011	40.091	40.598	40.598	44.274	44.274
Skenario 3	20.453	20.453	20.705	23.656	23.950	26.938	27.274	27.274	30.681	30.681	34.172	34.172	34.609	37.751	38.237	41.419	41.956	41.956	45.769	45.769
Mini LNG 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	18.109	18.109	21.980	21.980	22.243	25.943	26.257	26.257	26.577	30.367	30.740	30.740	35.005	35.005	35.442	35.442	39.869	39.869	40.374	44.407
Skenario 2	22.251	22.251	27.049	27.049	27.416	31.974	32.411	32.411	32.856	37.541	38.060	38.060	43.405	43.405	44.012	48.896	49.584	49.584	50.286	55.308
Skenario 3	22.911	22.911	27.858	27.858	28.243	32.939	33.397	33.397	33.865	38.693	39.238	39.238	44.759	44.759	45.397	50.433	51.156	51.156	51.893	57.076
Mini LNG 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	13.971	15.521	15.671	17.236	17.404	18.984	19.171	20.767	20.973	22.585	24.439	24.439	26.331	26.331	28.262	28.262	30.232	30.232	32.243	33.939
Skenario 2	16.778	18.639	18.853	20.735	20.975	22.880	23.146	25.073	27.317	27.317	29.613	29.613	31.963	31.963	34.367	34.367	36.829	38.873	39.349	41.419
Skenario 3	17.428	19.360	19.590	21.546	21.804	23.784	24.071	26.074	28.419	28.419	30.820	30.820	33.279	33.279	35.797	35.797	38.376	40.506	41.018	43.175
LNG Carrier 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	46.004	46.004	70.013	70.013	71.214	71.214	72.439	72.439	73.688	73.688	99.836	99.836	101.569	101.569	103.337	103.337	105.140	105.140	133.638	133.638
Skenario 2	59.450	59.450	90.527	90.527	92.138	92.138	93.781	93.781	95.457	95.457	129.403	129.403	131.728	131.728	134.100	134.100	136.519	136.519	173.619	173.619
Skenario 3	59.938	59.938	91.271	91.271	92.900	92.900	94.560	94.560	96.254	96.254	130.488	130.488	132.838	132.838	135.235	135.235	137.680	137.680	175.101	175.101
LNG Carrier 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	62.978	62.978	64.068	64.068	97.532	97.532	99.233	99.233	100.967	100.967	102.736	102.736	104.540	139.230	141.684	141.684	144.187	144.187	146.740	146.740
Skenario 2	81.607	81.607	83.068	83.068	126.521	126.521	128.801	128.801	131.126	131.126	133.498	133.498	135.917	181.012	184.302	184.302	187.658	187.658	191.082	191.082
Skenario 3	82.212	82.212	83.687	83.687	127.466	127.466	129.768	129.768	132.115	132.115	134.510	134.510	136.952	182.389	185.711	185.711	189.099	189.099	192.555	192.555
LNG Carrier 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	71.230	71.230	72.414	72.414	73.621	73.621	74.853	99.803	101.478	101.478	103.186	103.186	104.929	104.929	133.382	133.382	135.648	135.648	137.959	137.959
Skenario 2	91.404	91.404	92.995	92.995	94.616	94.616	96.271	128.360	130.610	130.610	132.905	132.905	135.246	135.246	172.041	172.041	175.085	175.085	178.190	178.190
Skenario 3	92.247	92.247	93.857	93.857	95.499	95.499	97.174	129.564	131.841	131.841	134.165	134.165	136.535	136.535	173.689	173.689	176.771	176.771	179.914	179.914

Tabel Lampiran 9 Proyeksi Tariff TCH

Tarrif TCH (Juta-Rp/Tahun)																				
Tahun	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
LCT 1	4.097	4.097	4.097	4.179	4.179	4.179	4.262	4.262	4.262	4.348	4.348	4.348	4.435	4.435	4.435	4.523	4.523	4.523	4.614	4.614
LCT 2	4.805	4.805	4.805	4.901	4.901	4.901	4.999	4.999	4.999	5.099	5.099	5.099	5.201	5.201	5.201	5.305	5.305	5.305	5.411	5.411
LCT 3	3.880	3.880	3.880	3.957	3.957	3.957	4.036	4.036	4.036	4.117	4.117	4.117	4.199	4.199	4.199	4.283	4.283	4.283	4.369	4.369
LCT 4	8.533	8.533	8.533	8.704	8.704	8.704	8.878	8.878	8.878	9.056	9.056	9.056	9.237	9.237	9.237	9.422	9.422	9.422	9.610	9.610
Mini LNG 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	15.518	15.518	15.518	15.828	15.828	15.828	16.145	16.145	16.145	16.468	16.468	16.468	16.797	16.797	16.797	17.133	17.133	17.133	17.476	17.476
Skenario 2	15.518	15.518	15.518	15.828	15.828	15.828	16.145	16.145	16.145	16.468	16.468	16.468	16.797	16.797	16.797	17.133	17.133	17.133	17.476	17.476
Skenario 3	15.518	15.518	15.518	15.828	15.828	15.828	16.145	16.145	16.145	16.468	16.468	16.468	16.797	16.797	16.797	17.133	17.133	17.133	17.476	17.476
Mini LNG 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	22.298	22.298	22.298	22.744	22.744	22.744	23.199	23.199	23.199	23.663	23.663	23.663	24.136	24.136	24.136	24.619	24.619	24.619	25.111	25.111
Skenario 2	22.298	22.298	22.298	22.744	22.744	22.744	23.199	23.199	23.199	23.663	23.663	23.663	24.136	24.136	24.136	24.619	24.619	24.619	25.111	25.111
Skenario 3	22.298	22.298	22.298	22.744	22.744	22.744	23.199	23.199	23.199	23.663	23.663	23.663	24.136	24.136	24.136	24.619	24.619	24.619	25.111	25.111
Mini LNG 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	14.381	14.381	14.381	14.669	14.669	14.669	14.962	14.962	14.962	15.261	15.261	15.261	15.567	15.567	15.567	15.878	15.878	15.878	16.195	16.195
Skenario 2	14.381	14.381	14.381	14.669	14.669	14.669	14.962	14.962	14.962	15.261	15.261	15.261	15.567	15.567	15.567	15.878	15.878	15.878	16.195	16.195
Skenario 3	14.381	14.381	14.381	14.669	14.669	14.669	14.962	14.962	14.962	15.261	15.261	15.261	15.567	15.567	15.567	15.878	15.878	15.878	16.195	16.195
Mini LNG 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	16.778	16.778	16.778	17.114	17.114	17.114	17.456	17.456	17.456	17.805	17.805	17.805	18.161	18.161	18.161	18.525	18.525	18.525	18.895	18.895
Skenario 2	16.778	16.778	16.778	17.114	17.114	17.114	17.456	17.456	17.456	17.805	17.805	17.805	18.161	18.161	18.161	18.525	18.525	18.525	18.895	18.895
Skenario 3	16.778	16.778	16.778	17.114	17.114	17.114	17.456	17.456	17.456	17.805	17.805	17.805	18.161	18.161	18.161	18.525	18.525	18.525	18.895	18.895
LNG Carrier 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	21.672	21.672	21.672	22.106	22.106	22.106	22.548	22.548	22.548	22.999	22.999	22.999	23.459	23.459	23.459	23.928	23.928	23.928	24.407	24.407
Skenario 2	21.672	21.672	21.672	22.106	22.106	22.106	22.548	22.548	22.548	22.999	22.999	22.999	23.459	23.459	23.459	23.928	23.928	23.928	24.407	24.407
Skenario 3	21.672	21.672	21.672	22.106	22.106	22.106	22.548	22.548	22.548	22.999	22.999	22.999	23.459	23.459	23.459	23.928	23.928	23.928	24.407	24.407
LNG Carrier 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	23.500	23.500	23.500	23.970	23.970	23.970	24.449	24.449	24.449	24.938	24.938	24.938	25.437	25.437	25.437	25.946	25.946	25.946	26.465	26.465
Skenario 2	23.500	23.500	23.500	23.970	23.970	23.970	24.449	24.449	24.449	24.938	24.938	24.938	25.437	25.437	25.437	25.946	25.946	25.946	26.465	26.465
Skenario 3	23.500	23.500	23.500	23.970	23.970	23.970	24.449	24.449	24.449	24.938	24.938	24.938	25.437	25.437	25.437	25.946	25.946	25.946	26.465	26.465
LNG Carrier 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skenario 1	19.737	19.737	19.737	20.132	20.132	20.132	20.535	20.535	20.535	20.945	20.945	20.945	21.364	21.364	21.364	21.791	21.791	21.791	22.227	22.227
Skenario 2	19.737	19.737	19.737	20.132	20.132	20.132	20.535	20.535	20.535	20.945	20.945	20.945	21.364	21.364	21.364	21.791	21.791	21.791	22.227	22.227
Skenario 3	19.737	19.737	19.737	20.132	20.132	20.132	20.535	20.535	20.535	20.945	20.945	20.945	21.364	21.364	21.364	21.791	21.791	21.791	22.227	22.227

Tabel Lampiran 10 Rekapitulasi Total Outcome (Voyage Cost dan Tariff TCH)

Total Outcome	Voyage Cost		Tarrif TCH	
Kapal	Total Outcome (Rp)	Annuitas (Rp/Tahun)	Total Outcome (Rp)	Annuitas (Rp/Tahun)
LCT 1	486.050.405.287	29.725.247.631	70.625.914.302	4.319.249.133
LCT 2	814.550.024.245	49.815.206.232	82.830.308.177	5.065.629.809
LCT 3	695.344.047.475	42.524.959.912	66.878.543.827	4.090.072.253
LCT 4	538.649.013.828	32.942.005.907	147.107.548.071	8.996.614.851
Mini LNG 1				
Skenario 1	458.898.390.267	28.064.719.502	267.512.853.855	16.360.208.198
Skenario 2	574.247.522.686	35.119.093.879	267.512.853.855	16.360.208.198
Skenario 3	601.987.901.823	36.815.604.427	267.512.853.855	16.360.208.198
Mini LNG 2				
Skenario 1	411.298.398.864	25.153.660.245	384.391.921.557	23.508.148.396
Skenario 2	498.319.327.273	30.475.574.634	384.391.921.557	23.508.148.396
Skenario 3	514.483.065.055	31.464.095.790	384.391.921.557	23.508.148.396
Mini LNG 3				
Skenario 1	480.466.955.628	29.383.782.174	247.914.491.020	15.161.636.646
Skenario 2	598.325.877.021	36.591.647.008	247.914.491.020	15.161.636.646
Skenario 3	616.827.776.844	37.723.162.480	247.914.491.020	15.161.636.646
Mini LNG 4				
Skenario 1	370.971.181.154	22.687.379.958	289.238.188.186	17.688.858.346
Skenario 2	452.488.928.393	27.672.737.849	289.238.188.186	17.688.858.346
Skenario 3	470.920.163.798	28.799.931.717	289.238.188.186	17.688.858.346
LNG Carrier 1				
Skenario 1	1.391.640.840.591	85.108.186.620	373.608.135.104	22.848.647.408
Skenario 2	1.803.692.215.604	110.307.896.414	373.608.135.104	22.848.647.408
Skenario 3	1.818.813.151.249	111.232.643.214	373.608.135.104	22.848.647.408
LNG Carrier 2				
Skenario 1	1.717.028.493.565	105.007.827.594	405.114.765.132	24.775.489.500
Skenario 2	2.230.996.032.539	136.440.395.501	405.114.765.132	24.775.489.500
Skenario 3	2.247.894.798.860	137.473.868.589	405.114.765.132	24.775.489.500
LNG Carrier 3				
Skenario 1	1.624.636.143.695	99.357.414.696	340.247.908.184	20.808.445.413
Skenario 2	2.092.264.414.677	127.956.025.052	340.247.908.184	20.808.445.413
Skenario 3	2.112.079.723.227	129.167.864.292	340.247.908.184	20.808.445.413

C. Proyeksi Investasi Pelabuhan

Tabel Lampiran 11 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal LCT

Investasi Pelabuhan - Kapal LCT																						
Tahun		-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Capital Cost	**Satuan**																					
Investasi ISO Tank 40ft	Juta-Rp	4.000	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
Investasi Perbaikan Dermaga di Terminal Arun	Juta-Rp	3.200	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Investasi Truk di LNG Arun	Juta-Rp	3.200	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Investasi Crane di Terminal Arun	Juta-Rp	1.500	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
Investasi Dermaga di PLTMG Nias	Juta-Rp	14.944	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581	581
Investasi Crane di PLTMG Nias	Juta-Rp	3.000	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
Investasi Truk di PLTMG Nias	Juta-Rp	2.000	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Investasi Tangki di PLTMG Nias	Juta-Rp	11.520	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588
Operational Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ISO Tank 40ft		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perawatan	Jt-Rp/thn	-	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9
Truk di LNG Arun		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bahan Bakar	Jt-Rp/thn	-	40	41	42	43	45	46	47	49	50	52	53	55	57	58	60	62	64	66	68	70
Perawatan	Jt-Rp/thn	-	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
Gaji Driver	Jt-Rp/thn	-	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Crane di Terminal Arun		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bahan Bakar	Jt-Rp/thn	-	77	79	82	84	87	89	92	95	98	101	104	107	110	113	117	120	124	128	131	135
Perawatan	Jt-Rp/thn	-	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
Asuransi	Jt-Rp/thn	-	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
Gaji Operator	Jt-Rp/thn	-	48	49	51	52	54	56	57	59	61	63	65	66	68	70	73	75	77	79	82	84
Dermaga PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perawatan Dermaga	Jt-Rp/thn	-	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10
Gaji Buruh	Jt-Rp/thn	-	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Crane		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bahan Bakar	Jt-Rp/thn	-	77	79	82	84	87	89	92	95	98	101	104	107	110	113	117	120	124	128	131	135
Perawatan	Jt-Rp/thn	-	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7
Asuransi	Jt-Rp/thn	-	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7
Gaji Operator	Jt-Rp/thn	-	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Truk di PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bahan Bakar	Jt-Rp/thn	-	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	12
Perawatan	Jt-Rp/thn	-	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
Gaji Driver	Jt-Rp/thn	-	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Tangki Penyimpanan PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Tangki	Jt-Rp/thn	-	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21
Total Biaya	Jt-Rp/thn	-	3.350	3.359	3.369	3.379	3.389	3.399	3.410	3.421	3.432	3.444	3.456	3.468	3.481	3.494	3.508	3.522	3.536	3.551	3.566	3.582
Total Outcome	Juta-Rp	51.238																				
Annuitas	Jt-Rp/thn	**3.444**																				

Tabel Lampiran 12 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal Mini LNG Carrier

Investasi Pelabuhan - Kapal Mini LNG Carrier																						
Tahun		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Capital Cost	**Satuan**																					
Investasi Dermaga di LNG Arun	Juta-Rp	2.367	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Investasi Alat B/M di LNG Arun	Juta-Rp	2.121	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Investasi Dermaga PLTMG Nias	Juta-Rp	15.939	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Investasi Alat B/M di PLTMG Nias	Juta-Rp	2.291	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
Investasi Tangki di PLTMG Nias	Juta-Rp	39.828	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032	2.032
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operational Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dermaga LNG Arun		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Pengecekan Dermaga	Jt-Rp/thn	-	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
Biaya Perawatan	Jt-Rp/thn	-	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8
Gaji Buruh	Jt-Rp/thn	-	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alat B/M LNG Arun		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Alat	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
Asuransi	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
Gaji Operator	Jt-Rp/thn	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dermaga PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Pengecekan Dermaga	Jt-Rp/thn	-	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
Biaya Perawatan	Jt-Rp/thn	-	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11
Gaji Buruh	Jt-Rp/thn	-	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alat B/M PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Alat	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Asuransi	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Gaji	Jt-Rp/thn	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tangki Penyimpanan PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Tangki	Jt-Rp/thn	-	41	42	43	44	46	47	49	50	51	53	55	56	58	60	61	63	65	67	69	71
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya	Jt-Rp/thn	-	3.535	3.538	3.541	3.543	3.546	3.549	3.552	3.555	3.559	3.562	3.565	3.569	3.572	3.576	3.580	3.584	3.588	3.592	3.597	3.601
Total Outcome	Juta-Rp	52.992																				
Annuitas	Jt-Rp/thn	**3.562**																				

Tabel Lampiran 13 Proyeksi Investasi Pelabuhan – Skenario Kapal LNG Carrier

Investasi Pelabuhan - Kapal LNG Carrier																						
Tahun		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Capital Cost	**Satuan**																					
Investasi Dermaga PLTMG Nias	Juta-Rp	16.263	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
Investasi Alat B/M di PLTMG Nias	Juta-Rp	2.291	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
Investasi Tangki di PLTMG Nias	Juta-Rp	297.714	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189	15.189
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operational Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dermaga PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Pengecekan Dermaga	Jt-Rp/thn	-	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
Biaya Perawatan	Jt-Rp/thn	-	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	10	10	10	10	11	11
Gaji Buruh	Jt-Rp/thn	-	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alat B/M PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Alat	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Asuransi	Jt-Rp/thn	-	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Gaji Operator	Jt-Rp/thn	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tangki Penyimpanan PLTMG Nias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Perawatan Tangki	Jt-Rp/thn	-	152	156	161	166	171	176	181	187	192	198	204	210	217	223	230	237	244	251	259	266
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya	Jt-Rp/thn	-	16.356	16.361	16.366	16.372	16.378	16.384	16.390	16.396	16.403	16.409	16.416	16.423	16.431	16.438	16.446	16.454	16.462	16.471	16.479	16.488
Total Outcome	Juta-Rp	244.130																				
Annuitas	Jt-Rp/thn	**16.409**																				

D. Model Investasi

Tabel Lampiran 14 Data Perhitungan Model Investasi Kapal

Model Investasi																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Kebutuhan bahan bakar LNG Per Tahun (KL)		88.691,35	92.239,79	97.861,65	103.484,81	109.108,70	114.732,98	120.357,51	125.982,17	131.606,90	137.231,68	142.856,47	148.481,27	154.106,06	159.730,85	165.355,62	170.980,38	176.605,12	182.229,85	187.854,55	193.479,24
Kebutuhan Trip Kapal		49	51	54	57	60	63	67	70	73	76	79	82	85	88	91	94	97	101	104	107
Kebutuhan Kapal	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Harga Kapal (Juta-Rp)	8.698																				
Harga ISO Tank 40ft (Juta-Rp)	50																				
Jangka Kontrak	20																				
WACC	12%																				
Nilai Penyusutan	5%	8.264	7.850	7.458	7.085	6.731	6.394	6.074	5.771	5.482	5.208	4.948	4.700	4.465	4.242	4.030	3.828	3.637	3.455	3.282	3.118
Nilai Annual Kapal (Juta-Rp/Tahun)	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165
Nilai Annual ISO Tank (Juta-Rp/Tahun)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Tabel Lampiran 15 Model Investasi Diawal

Investasi di awal																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Capital																					
Kebutuhan Kapal		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Utilitas Keterpakaian %		40%	41%	44%	46%	49%	51%	54%	57%	59%	62%	64%	67%	69%	72%	74%	76%	79%	82%	85%	87%
Annuitas (Juta-Rp/Tahun)		4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029	4.029
NPV (Juta-Rp)	**30.095**																				
Operating																					
Gaji kru kapal	(Juta-Rp/thn)	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340
Persediaan dan perbekalan	(Juta-Rp/thn)	1.287	1.313	1.339	1.366	1.393	1.421	1.449	1.478	1.508	1.538	1.569	1.600	1.632	1.665	1.698	1.732	1.767	1.802	1.838	1.875
Perbaikan dan perawatan	(Juta-Rp/thn)	1.305	1.331	1.357	1.385	1.412	1.441	1.469	1.499	1.529	1.559	1.591	1.622	1.655	1.688	1.722	1.756	1.791	1.827	1.864	1.901
Asuransi	(Juta-Rp/thn)	522	532	543	554	565	576	588	600	611	624	636	649	662	675	689	702	716	731	745	760
Minyak Pelumas	(Juta-Rp/thn)	36	36	37	38	39	39	40	41	42	43	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Biaya umum	(Juta-Rp/thn)	274	278	281	284	287	291	294	298	301	305	309	313	317	321	325	329	333	337	342	346
Total Cost	(Juta-Rp/thn)	5.764	5.830	5.897	5.966	6.036	6.108	6.181	6.255	6.331	6.409	6.488	6.569	6.651	6.735	6.820	6.907	6.996	7.087	7.180	7.274
NPV (Juta-Rp)	**46.326**																				
Voyage																					
Bahan Bakar	(Juta-Rp/thn)	17.322	18.029	19.471	20.552	22.066	23.169	25.132	26.257	27.930	29.077	30.829	32.000	33.834	35.027	36.946	38.163	40.169	41.825	43.928	45.195
Biaya Pelabuhan	(Juta-Rp/thn)	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16
Total Cost	(Juta-Rp/thn)	17.336	18.043	19.485	20.566	22.080	23.183	25.147	26.272	27.945	29.092	30.844	32.015	33.849	35.043	36.961	38.179	40.185	41.841	43.944	45.211
NPV (Juta-Rp)	**188.580**																				
Cargo Handling																					
Biaya Bongkar Muat	(Juta-Rp/thn)	222	231	244	258	271	285	303	316	330	344	357	371	384	398	411	425	439	457	470	484
NPV (Juta-Rp)	**2.251**																				
TOTAL NPV (Juta-Rp)	**267.253**																				

Tabel Lampiran 16 Model Investasi Bertahap

Investasi Bertahap																					
Tahun ke-n	2034													2034							
Harga Kapal di Tahun ke-n (Juta-Rp)	4.465													4.465.277.832							
Harga ISO Tank di Tahun ke-n (Juta-Rp)	218																				
Nilai Annual Kapal(Juta-Rp/Tahun)	899																				
Nilai Annual ISO Tank (Juta-Rp/Tahun)	44																				
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
Capital																					
Kebutuhan Kapal		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Utilitas Keterpakaian %		60%	62%	66%	70%	73%	77%	82%	85%	89%	93%	96%	100%	69%	72%	74%	76%	79%	82%	85%	87%
Annuitas (Rp/Tahun)	(Juta-Rp/thn)	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	4.343	4.343	4.343	4.343	4.343	4.343	4.343	4.343
NPV (Juta-Rp)	**26.599**																				
Operating																					
Gaji kru kapal	(Juta-Rp/thn)	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340	2.340
Persediaan dan perbekalan	(Juta-Rp/thn)	858	875	893	911	929	947	966	986	1.005	1.025	1.046	1.067	1.632	1.665	1.698	1.732	1.767	1.802	1.838	1.875
Perbaikan dan perawatan	(Juta-Rp/thn)	870	887	905	923	942	960	980	999	1.019	1.040	1.060	1.082	1.655	1.688	1.722	1.756	1.791	1.827	1.864	1.901
Asuransi	(Juta-Rp/thn)	348	355	362	369	377	384	392	400	408	416	424	433	662	675	689	702	716	731	745	760
Minyak Pelumas	(Juta-Rp/thn)	24	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	30	45	46	47	48	49	50	51	52
Biaya umum	(Juta-Rp/thn)	183	185	187	189	192	194	196	199	201	203	206	209	317	321	325	329	333	337	342	346
Total Cost	(Juta-Rp/thn)	3.843	3.887	3.932	3.977	4.024	4.072	4.121	4.170	4.221	4.273	4.325	4.379	6.651	6.735	6.820	6.907	6.996	7.087	7.180	7.274
NPV (Juta-Rp)	**33.819**																				
Voyage																					
Bahan Bakar	(Juta-Rp/thn)	17.322	18.029	19.471	20.552	22.066	23.169	25.132	26.257	27.930	29.077	30.829	32.000	33.834	35.027	36.946	38.163	40.169	41.825	43.928	45.195
Biaya Pelabuhan	(Juta-Rp/thn)	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16
Total Cost	(Juta-Rp/thn)	17.336	18.043	19.485	20.566	22.080	23.183	25.147	26.272	27.945	29.092	30.844	32.015	33.849	35.043	36.961	38.179	40.185	41.841	43.944	45.211
NPV (Juta-Rp)	**188.580**																				
Cargo Handling																					
Biaya Bongkar Muat	(Juta-Rp/thn)	222	231	244	258	271	285	303	316	330	344	357	371	384	398	411	425	439	457	470	484
NPV (Juta-Rp)	**2.251**																				
TOTAL NPV (Juta-Rp)	**251.249**	**Min**																			

E. Penjadwalan

Tabel Lampiran 17 Penjadwalan

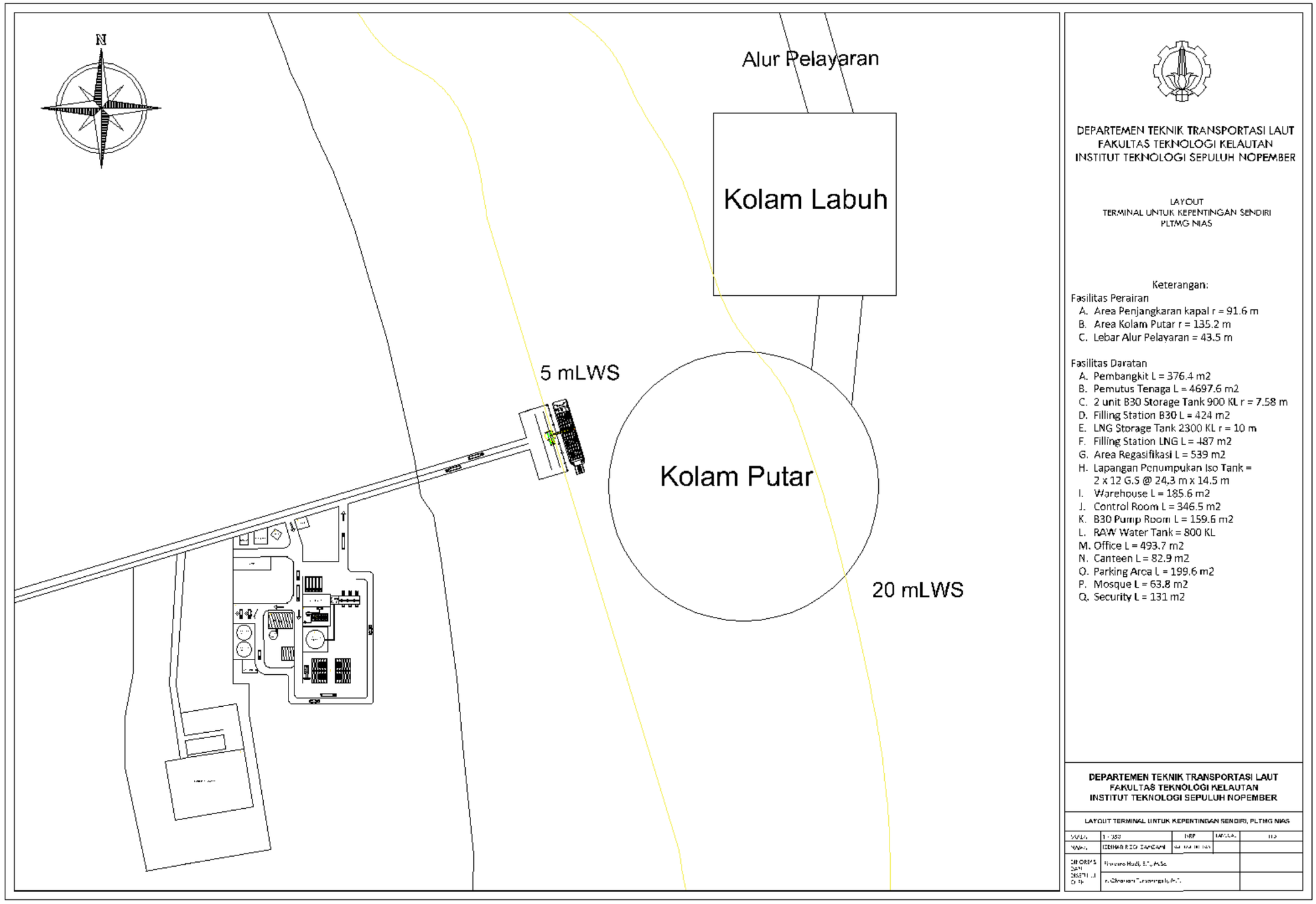
Hari Ke	Kebutuhan LNG (KL)	LCT 1 (1)	LCT 1 (2)	LCT 1 (3)	Waktu Docking	Kargo Terangkut	Stock LNG
1	530.08	1	0	0		1,822	1,407
2	530.08	0	0	0		0	877
3	530.08	0	0	0		0	347
4	530.08	0	1	0		1,822	1,639
5	530.08	0	0	0		0	1,109
6	530.08	0	0	0		0	578
7	530.08	0	0	1		1,822	1,870
8	530.08	0	0	0		0	1,340
9	530.08	0	0	0		0	810
10	530.08	0	0	0		0	280
11	530.08	1	0	0		1,822	1,572
12	530.08	0	0	0		0	1,042
13	530.08	0	0	0		0	512
14	530.08	0	1	0		1,822	1,803
15	530.08	0	0	0		0	1,273
16	530.08	0	0	0		0	743
17	530.08	0	0	1		1,822	2,035
18	530.08	0	0	0		0	1,505
19	530.08	0	0	0		0	975
20	530.08	0	0	0		0	445
21	530.08	1	0	0		1,822	1,736
22	530.08	0	0	0		0	1,206
23	530.08	0	0	0		0	676
24	530.08	0	1	0		1,822	1,968
25	530.08	0	0	0		0	1,438
26	530.08	0	0	0		0	908
27	530.08	0	0	1		1,822	2,200
28	530.08	0	0	0		0	1,670
29	530.08	0	0	0		0	1,140
30	530.08	0	0	0		0	609
252	530.08	0	0	0		0	1,352
253	530.08	0	0	0		0	822
254	530.08	0	0	1		1,822	2,114
255	530.08	0	0	0		0	1,584
256	530.08	0	0	0		0	1,054
257	530.08	0	0	0		0	524
258	530.08	1	0	0		1,822	1,815
259	530.08	0	0	0	1	0	1,285

Hari Ke	Kebutuhan LNG (KL)	LCT 1 (1)	LCT 1 (2)	LCT 1 (3)	Waktu Docking	Kargo Terangkut	Stock LNG
260	530.08	0	0	0	1	0	755
261	530.08	0	0	1	1	1,822	2,047
262	530.08	0	0	0	1	0	1,517
283	530.08	0	0	0	1	0	1,316
284	530.08	0	0	0	1	0	786
285	530.08	0	1	0	1	1,822	2,078
286	530.08	0	0	0	1	0	1,548
287	530.08	0	0	0	1	0	1,018
288	530.08	0	0	0	1	0	488
289	530.08	0	0	1	1	1,822	1,780
290	530.08	0	0	0	1	0	1,249
291	530.08	0	0	0	1	0	719
292	530.08	0	1	0	1	1,822	2,011
293	530.08	0	0	0	1	0	1,481
294	530.08	0	0	0		0	951
295	530.08	1	0	0	1	1,822	2,243
296	530.08	0	0	0	1	0	1,713
297	530.08	0	0	0	1	0	1,183
324	530.08	0	0	0	1	0	1,445
325	530.08	0	0	0	1	0	915
326	530.08	0	0	0	1	0	385
327	530.08	0	0	1	1	1,822	1,677
328	530.08	0	0	0	1	0	1,147
329	530.08	0	0	0	1	0	617
330	530.08	1	0	0		1,822	1,909
331	530.08	0	0	0	1	0	1,378
361	530.08	0	1	0	1	1,822	1,873
362	530.08	0	0	0	1	0	1,343
363	530.08	0	0	0	1	0	813
364	530.08	0	0	0	1	0	282
365	530.08	1	0	0	1	1,822	1,574

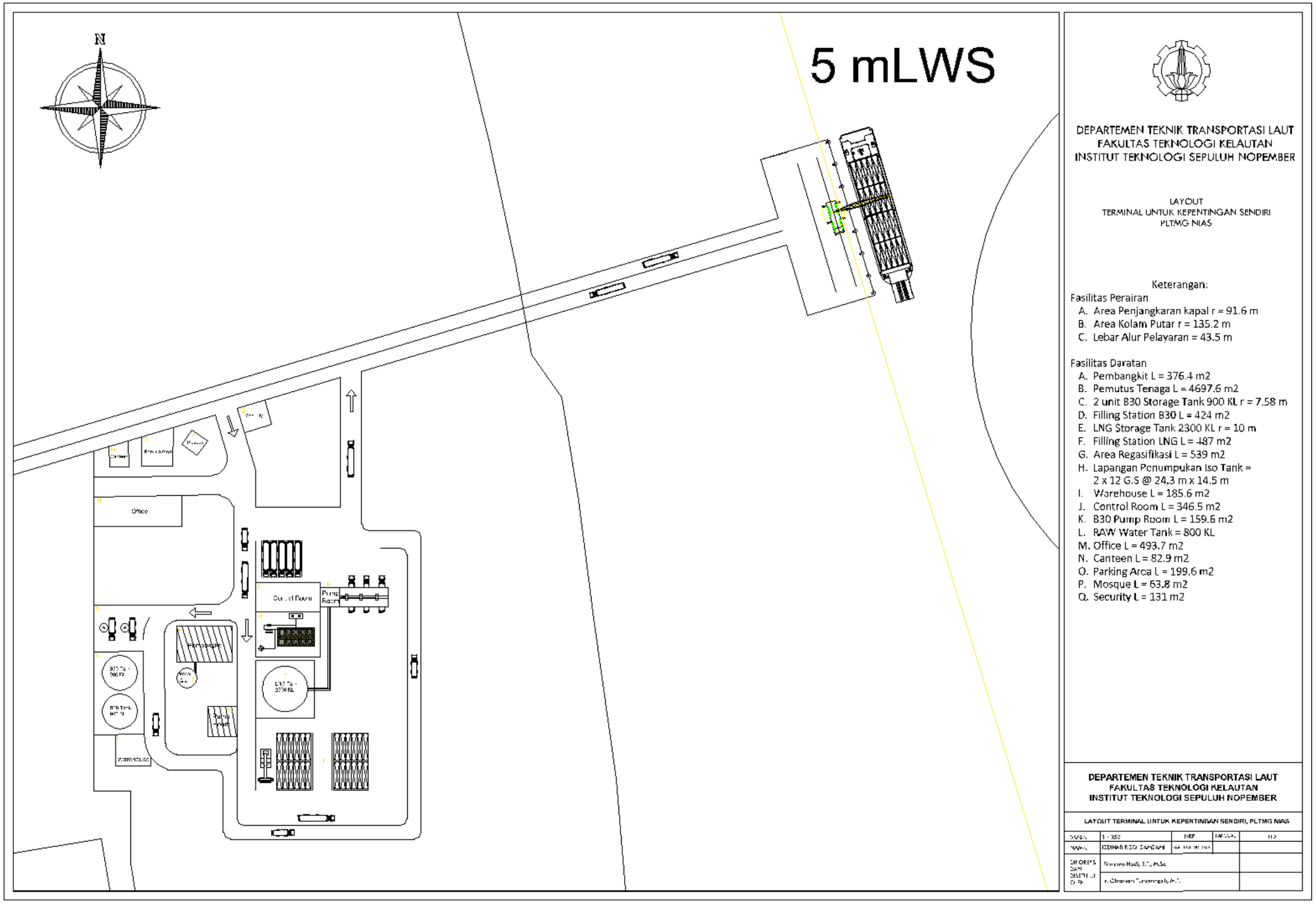
(halaman ini sengaja dikosongkan)

F. Desain TUKS PLTMG Nias

Gambar Lampiran 1 Desain TUKS PLTMG Nias (Menyeluruh)



Gambar Lampiran 2 Desain TUKS PLTMG Nias (Sebagian)



BIODATA PENULIS

Nama lengkap penulis adalah **Izdihar Rizqi Zamzami**, kelahiran Lamongan pada tanggal 3 September 1999. Merupakan anak pertama dari 4 bersaudara dengan Orang Tua, Arifin sebagai Ayah dan Amiroch sebagai Ibu. Penulis telah menempuh pendidikan formal di TK Negeri Pembina Lamongan, MI Murni Sunan Drajat Lamongan, SMP Negeri 1 Lamongan, dan SMA Negeri 2 Lamongan dengan tahun kelulusan 2017. Pendidikan tinggi, dilanjutkan di Departemen Teknik Transportasi Laut, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya yang menjadi bagian dari mahasiswa angkatan 2017 (T-15, P-57). Selama menjadi mahasiswa aktif, penulis banyak mnegikuti organisasi dan berbagai kegiatan baik dalam menunjang akademik maupun *soft skill* melalui kegiatan non-akademik. Organisasi yang diikuti penulis antara lain Musik ITS sebagai Kepala Departemen Human and Development pada tahun 2019, Wakil Kepala Divisi Pengembangan PSDM LMB 2019, dan Kepala Departemen PSDM HIMASEATRANS tahun 2019. Kegiatan lain yang dilakukan adalah *internship* atau magang industri. Dalam hal ini, *internship* yang dilakukan penulis adalah kegiatan kerja praktek lapangan pada perusahaan logistik PT LINUSTRANS Indonesia yang tergabung dalam *Project Procurement Assistant* selama kegiatan *internship* berlangsung. Selain itu, kegiatan kerja praktek juga dilakukan pada PT Biro Klasifikasi Indonesia Cabang Klas Utama Surabaya sebagai *Surveyor Assistant*. Untuk komunikasi dengan penulis, dapat menghubungi melalui *email*: rizqizami0@gmail.com