



**TUGAS AKHIR - MS 184801**

**MODEL OPTIMISASI DISTRIBUSI  
DAN PERENCANAAN TERMINAL REGASIFIKASI  
*LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)*:  
STUDI KASUS PULAU JAWA**

Riza Alfian Arief Wardana  
NRP 0441154 000 0051

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

Departemen Teknik Transportasi Laut  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2020





---

**TUGAS AKHIR - MS 184801**

**MODEL OPTIMISASI DISTRIBUSI  
DAN PERENCANAAN TERMINAL REGASIFIKASI  
*LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)*:  
STUDI KASUS PULAU JAWA**

Riza Alfian Arief Wardana  
NRP 0441154 000 0051

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

Departemen Teknik Transportasi Laut  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2020





---

**FINAL PROJECT - MS 184801**

**DISTRIBUTION OPTIMIZATION MODEL  
AND PLANNING OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)  
REGASIFICATION TERMINAL:  
CASE STUDY OF JAVA ISLAND**

Riza Alfian Arief Wardana  
NRP 0441154 000 0051

Supervisors

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

Department of Marine Transportation Engineering  
Faculty of Marine Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya  
2020

# LEMBAR PENGESAHAN

## MODEL OPTIMISASI DISTRIBUSI DAN PERENCANAAN TERMINAL REGASIFIKASI *LIQUEFIED NATURAL GAS* (LNG): STUDI KASUS PULAU JAWA

### TUGAS AKHIR

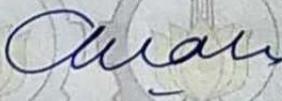
Diajukan Guna Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**RIZA ALFIAN ARIEF WARDANA**  
NRP 0441154 000 0051

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

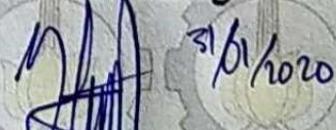
Dosen Pembimbing I



Dr. Eng. I.G.N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.  
NIP. 196808041994021001



Dosen Pembimbing II



Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.  
NIP. 199001042015041002

SURABAYA, JANUARI 2020



# LEMBAR REVISI

## MODEL OPTIMISASI DISTRIBUSI DAN PERENCANAAN TERMINAL REGASIFIKASI LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG): STUDI KASUS PULAU JAWA

### TUGAS AKHIR

Telah direvisi sesuai hasil sidang Ujian Tugas Akhir

Tanggal 30 Januari 2020

Program S1 Departemen Teknik Transportasi Laut

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

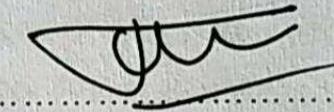
Oleh :

RIZA ALFIAN ARIEF WARDANA

N.R.P 0441154000051

Disetujui oleh Tim Penguji Ujian Tugas Akhir :

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



Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir :

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



SURABAYA, JANUARI 2020

## KATA PENGANTAR

Puji syukur senantiasa penulis panjatkan kehadirat Allah SWT, karena atas segala rahmat dan karunia-Nya Tugas Akhir penulis yang berjudul “**Model Optimisasi Distribusi dan Perencanaan Terminal Regasifikasi *Liquefied Natural Gas* (LNG): Studi Kasus Pulau Jawa**” yang dibimbing oleh Bapak Dr.Eng. I.G.N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng. dan Bapak Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T. dapat terselesaikan dengan baik. Selain itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua dan keluarga tercinta yang selalu mendukung dan mendoakan penulis hingga mampu menyelesaikan pendidikan tinggi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
2. Bapak Dr.-Ing. Setyo Nugroho selaku Kepala Departemen Teknik Transportasi Laut yang telah memberikan kesempatan untuk bisa menyelesaikan studi di Departemen Teknik Transportasi Laut.
3. Dosen dan tenaga pendidik Departemen Teknik Transportasi Laut yang telah memberikan ilmu dan pembelajaran bagi penulis selama perkuliahan.
4. Anak bimbing Pak Bun dan tim LNG (Varez dan Anggit) yang menjadi teman diskusi dan berbagi ilmu.
5. Fikri Suchao yang selalu membantu dan memberikan dukungan sejak GERIGI hingga Ujian Tugas Akhir.
6. Teman-teman Brigantine yang saling membantu dan mendukung satu sama lain, berjuang dan membuat cerita susah-senang bersama selama perkuliahan ini.
7. Kontrakan Manja yang selalu menjadi tempat untuk berbagi cerita di ruang tengah.
8. Mas Rizki, Mbak Fitri, Mas Dikko, Bli Danan, dan Mas Faisal yang menjadi teman untuk bercerita, berdiskusi, dan berbagi ilmu selama mengerjakan tugas di Laboratorium Telematika.
9. Mas mbak DANFORTH dan Nusantara yang memberikan bantuan dan dukungan.

10. Teman-teman SEATRANS yang selalu memberi dukungan dan semangat kepada penulis.
11. “Kita yang Dinodai” yang selalu meluangkan waktunya untuk berbagi cerita di luar perkuliahan.
12. Semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian Tugas Akhir ini yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi para pembaca pada umumnya dan bagi penulis pada khususnya. Serta tidak lupa penulis memohon maaf atas kekurangan dalam laporan ini.

Surabaya, Januari 2020

Penulis

**Model Optimisasi Distribusi dan Perencanaan Terminal Regasifikasi  
*Liquefied Natural Gas (LNG): Studi Kasus Pulau Jawa***

Nama Mahasiswa : Riza Alfian Arief Wardana  
NRP : 04415 4400 00051  
Departemen/Fakultas : Teknik Transportasi Laut/Teknologi Kelautan  
Dosen Pembimbing : Dr.Eng. I G.N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.  
Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

**ABSTRAK**

Biaya pengapalan LNG yang tinggi mengakibatkan tingginya harga gas yang digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Selain itu, pembangunan unit pembangkitan baru di Cilamaya dan peningkatan kapasitas daya UP Grati mengakibatkan peningkatan permintaan akan LNG. Perencanaan terminal regasifikasi di Jawa Timur diharapkan dapat menunjang pemenuhan kebutuhan akan LNG di UP Gresik dan Grati. Penyedia sarana pembangkit tenaga mengharapkan biaya LNG di Unit Pembangkitan lebih rendah dari nilai 14,5% *Indonesian Crude Price (ICP)*. Permasalahan tersebut akan diselesaikan dengan model optimisasi pendistribusian LNG yang berasal dari 3 (tiga) kilang produksi, yaitu Badak LNG, Donggi Senoro LNG dan Tangguh LNG menuju 3 (tiga) terminal penerima LNG di Jawa. Model optimisasi tersebut menghasilkan 4 pilihan kapal yang digunakan dengan biaya total sebesar Rp34.620.155.621.573 untuk memenuhi permintaan akan LNG yang berjumlah 16.244.803 m<sup>3</sup> dan biaya satuan LNG \$7,53/MBTU. Perencanaan terminal regasifikasi yang dilakukan menghasilkan dua unit tangki penyimpanan berkapasitas 75.000 m<sup>3</sup> dan biaya per tahun sebesar Rp561.191.198.608.

Kata kunci: Model Optimisasi, Distribusi LNG, Terminal Regasifikasi

## **Distribution Optimization Model and Planning of Liquefied Natural Gas (LNG) Regasification Terminal: Case Study of Java Island**

Author : Riza Alfian Arief Wardana  
ID Number : 04415 4400 00051  
Department/Faculty : Teknik Transportasi Laut/Teknologi Kelautan  
Supervisors : Dr.Eng. I.G.N. Sumanta Buana, S.T., M.Eng.  
Hasan Iqbal Nur, S.T., M.T.

### **ABSTRACT**

The high cost of LNG shipping has led to the high price of gas used as fuel for power plants. Also, the construction of a new generation unit in Cilamaya and an increase in the capacity of UP Grati's power have resulted in increased demand for LNG. Regasification terminal planning in East Java is expected to support the fulfillment of LNG needs at UP Gresik and Grati. Power plant providers expect LNG costs in the Generating Unit to be lower than the 14.5% Indonesian Crude Price (ICP) value. This problem will be resolved by optimizing the distribution of LNG from 3 (three) refineries, namely Badak LNG, Donggi Senoro LNG and Tangguh LNG to 3 (three) LNG receiving terminals in Java. The optimization model resulted in 4 choices of vessels used with a total cost of Rp34,620,155,621,573 to meet the demand for LNG totaling 16,244,803 m<sup>3</sup> and the unit cost of LNG \$ 7.53 / MBTU. The planned regasification terminal has two storage tank units with a capacity of 75,000 m<sup>3</sup> and an annual cost of Rp561,191,198,608.

Keywords: Optimization Model, LNG Distribution, Regasification Terminal

# DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR .....	iv
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR TABEL .....	xiv
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
1.6 Hipotesis Awal .....	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA .....	5
2.1 <i>Liquefied Natural Gas</i> (LNG).....	5
2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG).....	7
2.3 Rantai Pasok Distribusi Gas Alam .....	8
2.4 Konversi Satuan Gas .....	10
2.5 Transportasi LNG.....	11
2.5.1 Kapal Pengangkut LNG .....	11
2.5.2 Jaringan Pipa Gas .....	13
2.6 Biaya Transportasi Laut .....	15
2.6.1 Biaya Modal ( <i>Capital Cost</i> ).....	15
2.6.2 Biaya Operasional ( <i>Operating Cost</i> ).....	15

2.6.3	Biaya Pelayaran ( <i>Voyage Cost</i> ).....	16
2.6.4	Biaya Bongkar Muat ( <i>Cargo Handling Cost</i> ).....	16
2.6.5	Biaya Pelabuhan ( <i>Port Charge</i> ).....	17
2.6.6	Total Biaya Transportasi Laut ( <i>Total Cost</i> ).....	17
2.7	Model Optimisasi .....	17
2.8	Terminal Regasifikasi.....	18
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....		23
3.1	Diagram Alir Penelitian.....	23
3.2	Tahapan Pengerjaan .....	24
BAB 4 GAMBARAN UMUM .....		29
4.1	Penyediaan Tenaga Listrik di Indonesia .....	29
4.2	Pasokan Gas Alam di Indonesia.....	34
4.2.1	Pemenuhan Kebutuhan Gas .....	34
4.2.2	Kilang Pemasok LNG .....	35
4.3	Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini .....	39
4.4	Unit Pembangkitan di Jawa yang Dipasok.....	40
4.5	Moda Transportasi.....	41
4.5.1	Transportasi Laut .....	41
4.5.2	Transportasi Darat.....	45
4.6	Terminal Penerima .....	47
BAB 5 ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....		49
5.1	Analisis Pasokan dan Permintaan.....	49
5.1.1	Pasokan LNG .....	49
5.1.2	Permintaan LNG .....	53
5.2	Analisis Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini .....	55
5.3	Distribusi LNG yang Dioptimisasi.....	56

5.4	Analisis Biaya Transportasi.....	58
5.4.1	Moda Transportasi Laut.....	58
5.4.2	Moda Transportasi Darat.....	61
5.5	Model Optimisasi Distribusi LNG.....	63
5.5.1	<i>Objective Function</i> .....	63
5.5.2	<i>Decision Variable</i> .....	65
5.5.3	<i>Constraint</i> .....	65
5.6	Analisis Sensitivitas.....	67
5.7	Perencanaan Terminal Regasifikasi.....	68
5.7.1	<i>Layout</i> Terminal Regasifikasi.....	73
BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN.....		75
6.1	Kesimpulan.....	75
6.2	Saran.....	76
DAFTAR PUSTAKA.....		77
LAMPIRAN.....		79

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 LNG dalam tangki timbun.....	5
Gambar 2.2 PLTG Muara Karang di Jakarta Utara .....	7
Gambar 2.3 Diagram Konseptual Pembangkit Listrik.....	8
Gambar 2.4 Rantai Pasok Distribusi Gas Alam .....	9
Gambar 2.5 <i>Singapore LNG Terminal</i> .....	20
Gambar 2.6 <i>Vaporizer</i> yang digunakan di Terminal Regasifikasi.....	20
Gambar 2.7 Perbandingan Biaya Setara Harian Terminal Regasifikasi .....	21
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian .....	23
Gambar 4.1 Sarana Penyedia Pembangkit Tenaga Listrik Indonesia .....	30
Gambar 4.2 Penyediaan Pembangkit Tenaga Listrik oleh PLN .....	31
Gambar 4.3 Kapasitas Daya Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik PLN (MW)	32
Gambar 4.4 Jumlah Pelanggan Per Kelompok Pelanggan.....	32
Gambar 4.5 Penjualan Listrik Per Kelompok Pelanggan (GWh) .....	33
Gambar 4.6 Pemenuhan Kebutuhan Gas domestik dan ekspor Indonesia.....	34
Gambar 4.7 Lokasi Pemasok Gas Alam .....	35
Gambar 4.8 Kilang Badak LNG di Bontang.....	36
Gambar 4.9 Produksi Badak LNG .....	36
Gambar 4.10 Donggi Senoro LNG .....	37
Gambar 4.11 Kilang Tangguh LNG .....	38
Gambar 4.12 Kondisi Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini.....	39
Gambar 4.13 Lokasi PLTG di Jawa.....	40
Gambar 4.14 LNG Tanker Golar Viking .....	42
Gambar 4.15 FSRU Jawa Barat di Teluk Jakarta .....	47
Gambar 5.1 Ramalan Pemenuhan Kebutuhan Gas Domestik dan Ekpsor .....	49
Gambar 5.2 Daya Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Indonesia.....	50
Gambar 5.3 Proyeksi Produksi Badak LNG .....	51
Gambar 5.4 Jumlah Produksi untuk Kebutuhan Domesti di Pulau Jawa.....	53
Gambar 5.5 Distribusi LNG yang Dioptimisasi.....	56
Gambar 5.6 Biaya BBM Setiap Kapal .....	60
Gambar 5.7 Biaya Kepelabuhanan Per <i>Round Trip Days</i> .....	60

Gambar 5.8 Hasil Analisis Sensitivitas Biaya LNG .....	67
Gambar 5.9 Lokasi Perencanaan Terminal Regasifikasi .....	68
Gambar 5.10 Muatan yang Tersimpan.....	71
Gambar 5.11 <i>Layout</i> Terminal Regasifikasi Tampak Perencanaan.....	73

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tingkat Emisi Bahan Baakr .....	6
Tabel 2.2 Konversi Satuan Gas Alam .....	11
Tabel 4.1 Kapasitas Unit Pembangkitan Listrik Tenaga Gas di jawa.....	40
Tabel 4.2 Konsumsi Bahan Bakar gas ( <i>heat rateI</i> ) <i>Setiap Jenis Mesin</i> .....	41
Tabel 4.3 Alternatif Kapal.....	42
Tabel 4.4 <i>Charter Hire Rate</i> Kapal LNG dengan Mesin <i>Steam Turbine</i> .....	43
Tabel 4.5 <i>Charter Hire Rate</i> Kapal LNG dengan <i>Dual Fuel Diesel Engine</i> .....	43
Tabel 4.6 Asumsi Waktu pelabuhan .....	44
Tabel 4.7 Asumsi Biaya Kepelabuhanan .....	44
Tabel 4.8 Biaya Bahan Bakar Minyak .....	44
Tabel 4.9 Biaya Jaringan Pipa Gas .....	45
Tabel 4.10 Asumsi Biaya Fasilitas Terminal Regasifikasi .....	48
Tabel 4.11 Asumsi Operasional Terminal .....	48
Tabel 5.1 Produksi Donggi Senoro LNG.....	52
Tabel 5.2 Produksi Tangguh LNG .....	52
Tabel 5.3 Kebutuhan LNG pada Unit Pembangkitan .....	54
Tabel 5.4 Hasil Analisis Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini .....	55
Tabel 5.5 Rute Distribusi LNG .....	57
Tabel 5.6 Regresi <i>Steam Turbine Gas Tanker</i> .....	58
Tabel 5.7 <i>Time Charter Rate</i> Alternatif Kapal.....	59
Tabel 5.8 Biaya Jaringan Pipa dan Variabel F .....	62
Tabel 5.9 Regresi Biaya Jaringan Pipa .....	62
Tabel 5.10 Hasil Perhitungan Biaya Pipa gas .....	63
Tabel 5.11 Hasil Model Optimisasi .....	66
Tabel 5.12 Kapal Terbesar di Terminal Regasifikasi Gresik.....	69
Tabel 5.13 Fasilitas Perairan.....	69
Tabel 5.14 Hasil Pengecekan Kapasitas <i>Jetty</i> .....	70
Tabel 5.15 Hasil Perhitungan Biaya Fasilitas Terminal Regasifikasi Gresik .....	71
Tabel 5.16 Hasil Perhitungan Biaya Operasional Terminal Regasifikasi Gresik .	72

# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) di Indonesia, yang sebagian besar terletak di Pulau Jawa, yaitu memiliki kapasitas daya sebesar 75% dari kapasitas daya total Indonesia. Pemerintah berencana untuk memusatkan pasokan listrik di Pulau Jawa untuk kebutuhan listrik masyarakat yang disuplai oleh beberapa PLTG yang terdapat di Jawa, yaitu Unit Pembangkitan (UP) Gresik, Grati di Pasuruan, Muara Tawar di Bekasi, dan Muara Karang di Jakarta. Pemerintah telah meresmikan pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) dengan kapasitas 1.760 MW di Cilamaya, Karawang, Jawa Barat pada tahun 2019. Pembangkit yang dibangun diharapkan bisa menambah pasokan listrik untuk 11 juta pelanggan. Selain pembangunan tersebut, PLTGU di Grati, Pasuruan melakukan penambahan kapasitas daya 500 MW. Peningkatan kapasitas daya PLTG di Jawa tersebut mengakibatkan peningkatan kebutuhan akan gas alam, sehingga pemerintah berupaya untuk melakukan pemebuhan kebutuhan gas domestik, terutama di Pulau Jawa.

PLTG tersebut digunakan sebagai unit pembangkitan daya listrik dengan tingkat emisi gas yang lebih ramah lingkungan bila dibandingkan dengan batu bara atau bahan bakar minyak konvensional. PLTG menggunakan gas alam cair sebagai bahan bakar untuk menggerakkan mesin turbin agar menghasilkan daya listrik. Gas alam yang digunakan sebagai bahan bakar tersebut diproduksi di kilang yang terdapat di luar Pulau Jawa. Gas alam yang diproduksi tersebut akan didistribusikan menuju Jawa dengan menggunakan kapal pengangkut gas. Gas alam akan diubah menjadi bentuk cair atau *liquefied natural gas* (LNG) ketika didistribusikan dengan menggunakan kapal pengangkut gas. Pendistribusian LNG dengan kapal pengangkut gas menjadikan perusahaan pengguna gas harus mengeluarkan biaya untuk jasa pengapalan tersebut. Biaya pengapalan atau pengiriman LNG di Indonesia dapat dikatakan relatif tinggi dan tidak mempunyai jangkauan biaya yang pasti, sebagai contoh: biaya pengapalan LNG dari Badak LNG di Bontang menuju Benoa

di Bali sebesar US\$ 1,9/MMBTU, biaya tersebut belum ditambah dengan biaya regasifikasi dan distribusi lewat pipa gas dengan panjang 5 KM. Sebagai pembandingan, biaya pengapalan LNG dari Tangguh LNG di Papua Barat ke Terminal Penerimaan dan Regasifikasi LNG Arun di Aceh hanya US\$ 0,08/MMBTU. Biaya pengapalan LNG dari Badak LNG di Bontang menuju Benoa di Bali memiliki nilai yang lebih besar apabila dibandingkan dengan LNG untuk Arun yang dikirim dari Papua Barat, yang memiliki jarak 2,5 kali lipat lebih jauh dari Bontang – Tanjung Benoa. Berdasarkan perbandingan tersebut, dapat dikatakan bahwa biaya pengapalan di Indonesia relatif tinggi, sehingga biaya pengapalan dan pendistribusian LNG harus diatur agar pihak yang terkait dalam pendistribusian LNG tidak menetapkan tarif LNG yang tinggi ketika dikonsumsi sebagai bahan bakar oleh PLTG. PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) juga telah mengusulkan kepada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) dan Satuan Kerja Khusus Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) agar pemerintah membatasi harga gas dalam negeri atau *domestic market obligation* (DMO) untuk kebutuhan pembangkit listrik. Adapun pembatasan harga gas yang diusulkan PLN itu adalah US\$ 6,5 per MBTU untuk di Pulau Jawa, dan US\$ 7 per MBTU untuk di luar Pulau Jawa. Upaya pemberlakuan khusus untuk gas DMO bagi pembangkit listrik PLN itu bertujuan agar PLN bisa menaikkan utilisasi penggunaan gas di dalam negeri. Selain itu, penggunaan gas juga akan membuat harga keekonomian listrik yang berasal dari PLTG menjadi lebih terjangkau.

LNG yang dipasok diharapkan dapat memenuhi kebutuhan akan gas pembangunan pembangkit baru, penambahan jumlah kapasitas, dan usulan oleh PLN. LNG yang dipasok diharapkan dapat memenuhi kebutuhan dan terdistribusi dengan biaya yang minimum. Pendistribusian LNG juga harus didukung dengan adanya terminal regasifikasi yang berfungsi sebagai fasilitas yang mengkonversi kembali menjadi gas alam. Pembangunan terminal regasifikasi adalah hal yang sangat penting, terutama untuk daerah di Jawa Timur. Hal tersebut penting, karena di Jawa Timur terdapat dua PLTG serta banyak industri dan rumah tangga yang menggunakan gas untuk kegiatan produksi dan kehidupan setiap hari. Sedangkan pasokan gas yang bersumber dari kilang di Kangean yang didistribusikan melalui pipa laut dan darat pada *east java gas pipeline* (EJGP) mengalami penurunan setiap

tahun. Sehingga dapat dikatakan bahwa pembangunan terminal regasifikasi di lokasi yang strategis, yaitu dekat dengan PLTG, Industri dan jaringan distribusi gas untuk masyarakat adalah hal yang penting.

## **1.2 Perumusan Masalah**

Perumusan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini?
2. Bagaimana model optimisasi pendistribusian LNG di Pulau Jawa?
3. Bagaimana perencanaan terminal regasifikasi LNG di Jawa Timur?

## **1.3 Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini.
2. Membuat model optimisasi pendistribusian LNG di Pulau Jawa.
3. Merencanakan terminal regasifikasi LNG di Jawa Timur.

## **1.4 Manfaat**

Manfaat yang ingin dicapai dari penelitian tugas akhir ini adalah pendistribusian LNG dengan biaya yang optimum di Pulau Jawa dan perencanaan terminal regasifikasi untuk menunjang pendistribusian LNG di Jawa Timur.

## **1.5 Batasan Masalah**

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Terdapat tiga kilang produksi LNG yang menjadi sumber pasokan, yaitu Badak LNG di Kalimantan Timur, Donggi Senoro di Sulawesi Tengah, dan Tangguh LNG di Papua Barat.
2. Terdapat lima Unit Pembangkitan (UP) yang dituju untuk dipasok gas alam adalah UP Muara Karang, Muara Tawar, Gresik, Grati, dan Jawa 1.
3. Terminal regasifikasi yang direncanakan berlokasi di Gresik, Jawa Timur.

## 1.6 Hipotesis Awal

Hipotesis awal yang menjadi dugaan penulis dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Model optimisasi distribusi LNG di Pulau Jawa akan menghasilkan biaya satuan LNG (\$/MBTU) yang lebih rendah dari nilai 14,5% *Indonesian Crude Price (ICP)*.
2. Kebutuhan akan LNG sebagai bahan bakar Unit Pembangkitan Listrik Tenaga Gas dapat terpenuhi. Pemenuhan kebutuhan tersebut ditunjang oleh distribusi dengan moda transportasi darat dan laut, serta operasi dari terminal regasifikasi LNG.

## BAB 2

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 *Liquefied Natural Gas (LNG)*

*Liquefied natural gas (LNG)* atau gas alam cair merupakan gas yang didominasi oleh metana dan etana yang didinginkan hingga menjadi cair pada suhu antara  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$  sampai  $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Pendinginan tersebut dilakukan untuk menghemat ruang, karena 610 kaki kubik gas alam dapat diubah menjadi 1 kaki kubik LNG. Mengkonversi gas alam menjadi LNG membuat lebih mudah untuk disimpan dan lebih mudah untuk diangkut. Proses pendinginan (*refrigeration process*) digunakan untuk mengkondensasi gas alam menjadi LNG dengan pendinginan sampai minus  $260\text{ }^{\circ}\text{F}$ . Proses pendinginan ini biasanya disertai dengan proses menghilangkan air, karbondioksida, hidrogen sulfida dan bahan atau unsur pengotor lainnya.

Proses penyimpanan untuk mempertahankan suhu rendah selama penyimpanan dan transportasi, LNG harus ditempatkan ke dalam tangki kriogenik (*cryogenic tanks*). Tangki kriogenik ini merupakan tangki penyimpanan gas yang besar yang terisolasi dan dilengkapi dengan unit pendingin. Ketika pengiriman LNG mencapai tujuan atau bila LNG sedang dikeluarkan dari penyimpanan, maka LNG wajib di regasifikasi. Tujuan proses regasifikasi adalah untuk memanaskan LNG, sehingga memungkinkan LNG akan menguap kembali menjadi gas alam. Regasifikasi biasanya dilakukan di fasilitas di mana gas dapat ditempatkan ke dalam penyimpanan atau langsung ke pipa untuk transportasi.



Gambar 2.1 LNG dalam tangki timbun  
Sumber: Caixin Global

Pengembangan dan pemanfaatan LNG memerlukan infrastruktur yang lebih kompleks. Dari sisi hulu, pengembangan LNG tidak hanya memerlukan fasilitas produksi biasa, tetapi memerlukan kilang yang mampu mencairkan gas tersebut sampai suhu minus 150-200 °C. Fasilitas pendingin dan tanki kriogenik ini membutuhkan investasi yang sangat besar. Sementara di sisi hilir, pemanfaatan LNG memerlukan fasilitas untuk mengubah LNG menjadi gas kembali, yang disebut dengan *LNG regasification terminal*.

LNG merupakan salah satu alternatif bahan bakar yang dapat digunakan untuk menggantikan bahan bakar minyak konvensional. LNG yang diubah kembali menjadi bentuk gas dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk pembangkit tenaga listrik dan juga untuk kebutuhan rumah tangga. LNG merupakan bahan bakar yang ramah lingkungan, karena menghasilkan emisi gas CO<sub>2</sub> dan NO<sub>x</sub> yang lebih rendah serta tidak menghasilkan gas SO<sub>x</sub> dan *particular matter*.

Tabel 2.1 Tingkat Emisi Bahan Baakr

Polutan	Tingkat Emisi (Pon/BBTU)		
	LNG	Minyak	Batu Bara
Karbon dioksida	117.000	164.000	208.000
Karbon monoksida	40	33	208
Nitrogen oksida	92	448	457
Sulfur dioksida	1	1.122	2.591
Partikulat	7	84	2.744
Merkuri	0	0,007	0,016

Sumber: EIA - Natural Gas Issues and Trends

Berdasarkan Tabel 2.1, LNG memiliki tingkat emisi yang menghasilkan polutan paling rendah apabila dibandingkan dengan minyak dan batu bara. LNG tidak menghasilkan polutan merkuri dan hanya memiliki tingkat emisi karbon monoksida yang lebih tinggi bila dibandingkan dengan minyak, tetapi lebih rendah daripada batu bara. Meskipun digunakan sebagai bahan bakar ramah lingkungan, LNG tetap memiliki andil dalam menghasilkan gas efek rumah kaca. Pemanfaatan LNG membutuhkan pengelolaan yang lebih rumit dibandingkan dengan minyak bumi, karena harus memiliki infrastruktur yang terintegrasi, terutama fasilitas regasifikasi dan jaringan pipa gas. LNG juga menjadi bahan bakar yang lebih bersih dengan harga kompetitif untuk transportasi darat dan laut.

## 2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

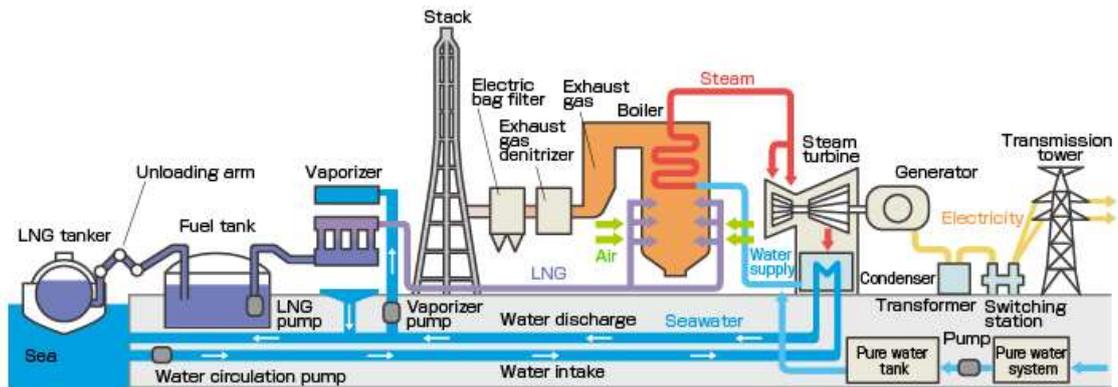
Pembangkit listrik adalah suatu alat yang dapat membangkitkan dan memproduksi tegangan listrik dengan cara mengubah suatu energi tertentu menjadi energi listrik. Pembangkit listrik bisa disebut juga dengan semua mesin yang mengubah tenaga gerak, cahaya dan minyak bumi atau benda kimia lainnya menjadi tenaga listrik. Salah satu pembangkit listrik yang memiliki unit terbanyak di Indonesia adalah Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG).



Gambar 2.2 PLTG Muara Karang di Jakarta Utara

PLTG merupakan sebuah pembangkit energi listrik yang menggunakan peralatan/mesin turbin gas sebagai penggerak generator. Turbin gas dirancang dan dibuat dengan prinsip kerja yang sederhana di mana energi panas yang dihasilkan dari proses pembakaran bahan bakar diubah menjadi energi mekanis dan selanjutnya diubah menjadi energi listrik atau energi lainnya yang sesuai dengan kebutuhan. Mesin turbin gas mendapatkan tenaga dari pembakaran bahan bakar gas dan menggunakan gas dari pembakaran tersebut untuk menggerakkan turbin. Hal tersebut memiliki cara yang sama dengan mekanisme mesin uap, yaitu uap bertekanan tinggi yang menggerakkan turbin uap untuk menghasilkan daya listrik. Mesin turbin gas sederhana terdiri dari tiga bagian utama, yaitu kompresor, ruang pembakaran bahan bakar, dan turbin listrik. Mesin turbin gas beroperasi berdasarkan prinsip siklus Brayton, di mana udara yang terkompresi dicampur dengan bahan bakar dan dibakar dalam kondisi tekanan yang konstan. Hal tersebut menghasilkan gas panas yang kemudian berekspansi melalui turbin untuk

menggerakkan mesin yang akan menghasilkan daya listrik. Pembangkit Listrik Tenaga Gas atau PLTG tergolong unit yang masa startnya singkat yaitu sekitar 15-30 menit yang mana umumnya dimulai tanpa pasokan daya dari luar karena menggunakan mesin diesel sebagai penggerak awalnya. PLTG didesain untuk memikul beban puncak atau *peak load* karena dapat dibebani lebih tinggi 10% dari ratingnya selama kurang lebih dua jam.



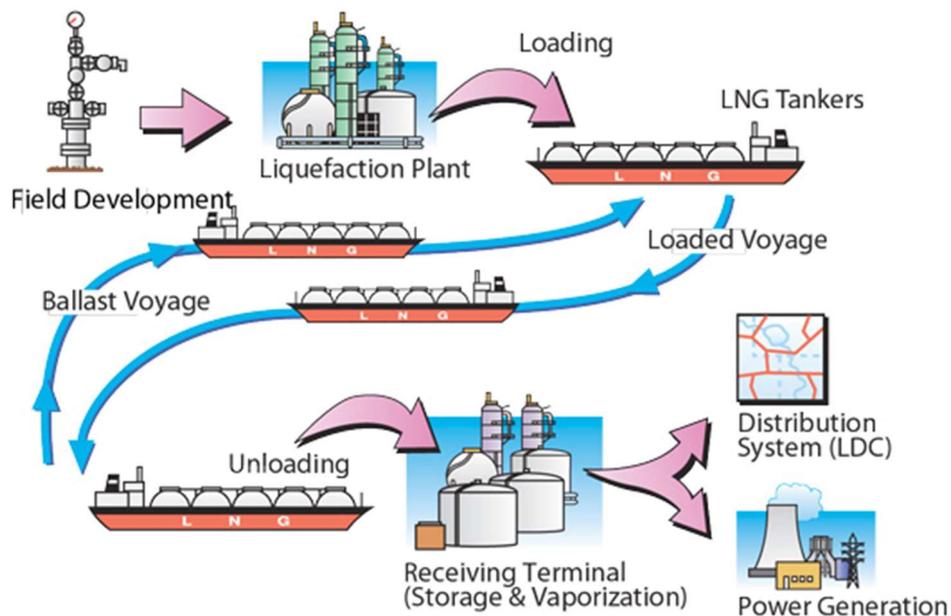
Gambar 2.3 Diagram Konseptual Pembangkit Listrik  
Sumber: Korea Electric Power Corporation

Satu hal yang menarik pada PLTG adalah gas yang keluar dari turbin masih dalam keadaan panas, sehingga apabila di samping PLTG terdapat sebuah PLTU, gas hasil proses di PLTG dapat digunakan untuk memanaskan boiler di PLTU. Hal tersebut dikenal dengan sebutan *combined cycle* atau Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTGU), yang merupakan sebuah pembangkit listrik yang terdiri dari komponen utama PLTG yang terintegrasi dengan komponen peralatan PLTU sehingga menjadi satu unit pembangkitan lengkap yang dapat dioperasikan sebagaimana mestinya PLTG dan PLTU. Integrasi antara PLTG dan PLTU disebut juga dengan Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU).

### 2.3 Rantai Pasok Distribusi Gas Alam

Manajemen rantai pasok adalah serangkaian kegiatan yang meliputi koordinasi, penjadwalan dan pengendalian terhadap pengadaan, produksi, persediaan, dan pengiriman produk ataupun layanan jasa kepada pelanggan atau pengguna. Berdasarkan penjelasan mengenai rantai pasok tersebut, dapat dikatakan bahwa rantai pasok gas alam adalah pengelolaan gas alam mulai dari produksi di sumur-sumur gas pada kilang hingga dibongkar di terminal penerima yang kemudian didistribusikan menuju pengguna.

Rantai pasok LNG memiliki 4 segmen yang saling terhubung satu dengan yang lain, antara lain produksi, liquifaksi/pencairan gas, transportasi LNG, dan penyimpanan serta regasifikasi. Gas alam dihasilkan dari sumur-sumur yang berada di permukaan baik di darat maupun di laut yang berada di daerah terpencil. Sumur-sumur produksi gas alam tersebut menyalurkan gas alam yang telah dihasilkan ke kilang produksi/likuifaksi untuk diolah menjadi LNG. Pengolahan gas alam di kilang produksi/likuifaksi untuk menjadi LNG dilakukan untuk menghilangkan komponen karbon dioksida, hidrogen sulfida, dan air dengan menggunakan pelarut untuk menyerap komponen tersebut. Cairan yang lebih berat dikeluarkan dari gas yang lebih ringan untuk dilakukan proses yang terpisah. Kandungan air dalam gas dihilangkan dan sisa gas alam siap untuk didinginkan menjadi bentuk cairan, pada proses ini terbentuklah LNG. LNG yang dihasilkan kemudian disimpan dalam tangki penyimpanan yang dikhususkan untuk menampung LNG. Kemudian LNG dimuat ke dalam kapal pengangkut LNG untuk mengirimkan muatan tersebut ke terminal penerima/terminal regasifikasi. Kapal merupakan salah satu media transportasi laut yang dapat mengangkut LNG maupun gas. Kapal digunakan dikarenakan pembangunan saluran pipa tidak dapat dilakukan pada wilayah yang akan dilalui oleh pipa, dan juga dari sisi ekonomi atau terlalu dalamnya wilayah perairan yang akan dilewati oleh saluran pipa.



Gambar 2.4 Rantai Pasok Distribusi Gas Alam  
*Sumber: A Primer on LNG*

Hal yang unik dari penanganan muatan LNG adalah LNG akan mengalami penguapan pada saat disimpan dalam tangki maupun diangkut oleh kapal, meskipun tempat penyimpanan tersebut telah dirancang secara khusus untuk menangani muatan LNG. Penguapan ini disebut *boil-off gas*, dan umumnya memiliki jumlah sebesar 0,08 – 0,1% dari muatan yang disimpan di dalam tangki atau diangkut oleh kapal. *Boil-off gas* dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar kapal pengangkut LNG, peralatan penguap LNG/*vaporizer* pada terminal regasifikasi, maupun mesin pembangkit listrik bertenaga gas.. Selain itu, terminal penerimaan LNG merupakan salah satu dari rangkaian rantai pasok LNG. Terdapat empat proses kerja pada terminal penerima LNG, yaitu penerimaan gas alam cair dari kapal khusus LNG, penyimpanan LNG dalam tangki khusus, penguapan LNG dengan menggunakan alat penguap/*vaporizer*, dan kemudian penyaluran gas alam ke dalam pipa jaringan pipa gas yang kemudian akan didistribusikan menuju konsumen. Lokasi terminal penerimaan harus memenuhi berbagai kriteria termasuk di dalamnya dari segi keselamatan, keamanan, adanya akses terhadap laut, kedekatan dengan jaringan distribusi gas, serta luas area yang memadai untuk menjamin jarak yang aman dari aktifitas manusia di sekitarnya. Terminal penerimaan juga harus memenuhi persyaratan lingkungan.

#### **2.4 Konversi Satuan Gas**

Konversi satuan adalah mengubah nilai suatu sistem satuan ke nilai satuan lain. Konversi satuan tidak pernah mengubah nilai dari suatu besaran. Konversi satuan dapat dilakukan dalam sistem satuan yang sama maupun dalam sistem satuan yang berbeda. Dalam konversi ini, perubahan satuan dapat menggunakan faktor konversi atau dengan bantuan tangga konversi. Konversi satuan dalam sistem satuan yang berbeda adalah mengubah nilai dari suatu sistem satuan tertentu ke sistem satuan yang lain. Misalnya dari Sistem Inggris ke Sistem Satuan Internasional atau sebaliknya. Perubahan satuan dapat dilakukan dengan menggunakan faktor konversi satuan. Gas alam memiliki satuan tertentu. menyajikan konversi satuan gas alam. Konversi satuan gas alam ditampilkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Konversi Satuan Gas Alam

1 MMSCF	=	1012 MMBTU
1 MMSCF	=	0,000988 MMSCF
1 MMSCF	=	28317 m <sup>3</sup>
1 m <sup>3</sup>	=	0,0000353 MMSCF
1 ton	=	0,049 MMSCF
1 MMSCF	=	20,54 ton
1 ton	=	53 MMBTU
1 MMBTU	=	0,02 ton
1 m <sup>3</sup>	=	21,1 MMBTU
1 MMBTU	=	0,05 m <sup>3</sup>
1 m <sup>3</sup> LNG	=	600 m <sup>3</sup> gas
ρ LNG	=	0,5 ton/m <sup>3</sup>

Gas alam sebagai bahan bakar pembangkit listrik ini perlu dirubah bentuk menjadi cair untuk dapat di distribusikan dengan efektif. Konversi 1 m<sup>3</sup> LNG setara dengan 600 m<sup>3</sup> gas alam. Sehingga gas alam akan dicairkan menjadi LNG agar saat mengangkut dapat memuat lebih banyak. Terdapat beberapa satuan gas alam, MMSCFD biasanya digunakan sebagai satuan aliran gas. Sedangkan MMBTU digunakan untuk satuan pembelian atau penyimpanan gas alam (Soegiono & Artana, 2006).

## 2.5 Transportasi LNG

Transportasi LNG mengacu pada setiap pergerakan atau pengiriman gas alam saat berbentuk cair. Dua moda utama yang digunakan sebagai transportasi LNG adalah jaringan pipa gas dan kapal pengangkut LNG. Jaringan pipa dapat digunakan sebagai transportasi darat dan laut, serta kapal pengangkut LNG sebagai transportasi laut memiliki berbagai macam jenis, ukuran, dan kapasitas muat LNG.

### 2.5.1 Kapal Pengangkut LNG

Kapal pengangkut LNG adalah salah satu jenis kapal yang dirancang khusus untuk mengangkut LNG dari kilang produksi ke tujuan. Jenis kapal ini didesain seperti kapal tanker dengan permukaan yang biasa, berbentuk bulat atau silinder sebagai ruang muat untuk mengangkut gas. Kapasitas muat kapal pengangkut gas bergantung pada proyek dan perencanaan perdagangan gas yang umumnya dibangun dengan kapasitas muat antara 3.500 hingga 150.000 m<sup>3</sup>. Tetapi terdapat juga kapal pengangkut gas yang memiliki kapasitas muat lebih dari 150.000 m<sup>3</sup>.

Sesuai dengan sifat fisik dan kimianya, umumnya gas alam diangkut dalam keadaan cair, sehingga kapal pengangkut gas dapat diklasifikasikan dalam kategori sebagai berikut:

1. *Fully pressurized*
2. *Semi-pressurized and refrigerated*
3. *Fully refrigerated*

*Fully pressurized* adalah jenis kapal pengangkut gas yang memiliki kapasitas angkut muatan hingga 3.500 m<sup>3</sup>. Kapal-kapal tersebut mengangkut gas dalam tangki baja yang berbentuk bulat atau silinder yang terlepas dari suhu atau kontrol tekanan. Tangki tersebut dirancang untuk tekanan maksimum sebesar 17,5 kg/cm<sup>2</sup> dan suhu minimum pada -45°C. Tangki tersebut dibangun dengan kualitas tebal plat dinding yang bias, karena gas dibawa dengan suhu yang sesuai dengan lingkungan sekitar dan tidak diperlukan adanya fasilitas isolasi. Dinding baja tebal yang digunakan dalam tangki menjadikan berat kapal bertambah, sehingga tidak ekonomis untuk pelayaran yang jauh.

*Semi-pressurized and refrigerated* adalah jenis kapal pengangkut gas yang memiliki pendingin semi dengan desain tekanan yang tinggi untuk tangki yang memiliki kapasitas muat hingga 5.000 m<sup>3</sup>. Tangki yang digunakan pada kapal jenis ini berbentuk silinder dan dirancang untuk tekanan maksimum sebesar 8,5 kg/cm<sup>2</sup> dan suhu minimum -10 °C. Kapal-kapal ini umumnya digunakan untuk mengangkut gas propana.

*Full refrigerated* adalah jenis kapal pengangkut gas yang memiliki fasilitas pendingin penuh yang memiliki kapasitas muat yang besar, yaitu 15.000 – 85.000 m<sup>3</sup> dan merupakan jenis kapal pengangkut gas yang paling cocok digunakan untuk pelayaran yang jauh. Tangki yang digunakan pada kapal ini dirancang untuk tekanan maksimum sebesar 0,28 kg/cm<sup>2</sup> dan suhu minimum -50 °C. Karena bentuk tangki yang menyerupai prisma, jenis kapal ini menyediakan ruang muat yang lebih besar daripada jenis kapal yang telah disebutkan di atas. Selain dikelompokkan berdasarkan fasilitas pada ruang muat dan ukurannya, kapal pengangkut gas juga dikelompokkan berdasarkan tangki yang digunakan untuk memuat gas di kapal.

### **2.5.2 Jaringan Pipa Gas**

Distribusi gas alam dengan menggunakan jaringan pipa gas yang efisien dan efektif membutuhkan sistem sistem yang luas dan rumit. Sistem tersebut terdiri dari jaringan pipa yang kompleks, yang dirancang untuk mengangkut gas alam dengan efektif dan efisien dari asal menuju daerah dengan permintaan gas alam yang tinggi. Pengangkutan gas alam terkait erat dengan penyimpanannya, apabila gas alam yang diangkut tidak segera diperlukan, ia dapat disimpan kembali ke dalam fasilitas penyimpanan. Terdapat tiga jenis saluran pipa utama di sepanjang rute transportasi, yaitu sistem pengumpul, sistem pipa antar wilayah, dan sistem distribusi. Sistem pengumpulan terdiri dari pipa bertekanan rendah yang memiliki diameter kecil yang mengangkut gas alam mentah dari sumur ke kilang produksi. Jika gas alam dari sumur tersebut memiliki kandungan sulfur dan karbon dioksida yang tinggi (gas asam), maka pipa pengumpul tersebut harus dipasang pipa yang khusus untuk menangani gas asam. Sistem pipa antar wilayah memiliki sistem yang mirip dengan jalan raya antar suatu wilayah, contohnya adalah pipa mengalirkan gas alam melintasi wilayah yang berbeda. Jaringan pipa gas antar wilayah mengangkut gas alam dari wilayah pemasok menuju wilayah tujuan dengan kebutuhan gas alam yang tinggi, khususnya daerah yang memiliki PLTG dan industri-industri yang menggunakan gas alam dalam kegiatan produksinya. Sedangkan sistem distribusi adalah percabangan dari sistem pipa antar wilayah yang meneruskan aliran gas menuju jaringan yang langsung terhubung dengan konsumen dengan tingkat kebutuhan akan gas alam yang rendah. Sistem pipa antar wilayah terdiri dari sejumlah komponen yang memastikan efisiensi dan keandalan sistem yang dapat mengalirkan gas alam sepanjang tahun. Komponen-komponen tersebut adalah pipa transmisi, stasiun kompresor, stasiun pengukur, katup, stasiun kontrol, dan fasilitas keamanan dan inspeksi jaringan pipa.

Pipa transmisi memiliki ukuran diameter antara 6 hingga 48 inci, yang penggunaannya bergantung pada masing-masing fungsinya. Sedangkan pipa yang digunakan dalam sistem pengumpulan dan distribusi memiliki diameter yang lebih kecil, bahkan terdapat pipa yang berdiameter 0,5 inci. Pipa transmisi terbuat dari bahan baja karbon yang kuat, yang dirancang memenuhi standar. Pipa saluran juga dilapisi dengan lapisan khusus untuk memastikan tidak terjadi korosi setelah

diletakkan di tanah. Tujuan dari pelapisan adalah untuk melindungi pipa dari kelembaban, yang menyebabkan korosi dan karat. Ada sejumlah teknik pelapisan yang berbeda, di masa lalu, jaringan pipa dilapisi dengan enamel tar batubara khusus. Saat ini, pipa sering dilindungi dengan apa yang dikenal sebagai epoxy bond, yang memberikan pipa warna biru muda yang mencolok. Selain itu, perlindungan katodik sering digunakan; yang merupakan teknik menjalankan arus listrik melalui pipa untuk menangkal korosi dan karat. Gas alam mengalir dengan tekanan tinggi saat melalui pipa. Untuk memastikan bahwa gas alam yang mengalir melalui satu pipa tetap bertekanan, kompresi gas alam ini diperlukan secara berkala di sepanjang pipa. Kompresi tersebut dilakukan oleh stasiun kompresor, yang biasanya ditempatkan pada interval 40 hingga 100 mil di sepanjang pipa. Gas alam memasuki stasiun kompresor, di mana ia dikompresi oleh turbin, motor, atau mesin. Selain mengompresi gas alam untuk mengurangi volumenya dan mendorongnya melalui pipa, stasiun pengukuran ditempatkan secara berkala di sepanjang pipa gas alam antar negara. Stasiun-stasiun ini memungkinkan perusahaan pipa untuk memantau gas alam di pipa mereka. Pada dasarnya, stasiun pengukur ini mengukur aliran gas di sepanjang pipa, dan memungkinkan perusahaan pipa untuk melacak gas alam ketika mengalir di sepanjang pipa. Stasiun pengukur ini menggunakan meter khusus untuk mengukur gas alam saat mengalir melalui pipa, tanpa menghalangi pergerakannya.

Saluran pipa antar wilayah memiliki sejumlah besar katup di sepanjang jaringan pipanya. Katup ini bekerja seperti pintu masuk yang biasanya dalam kondisi terbuka dan memungkinkan gas alam mengalir dengan bebas, atau dapat digunakan untuk menghentikan aliran gas di sepanjang bagian pipa tertentu. Ada banyak alasan mengapa pipa perlu membatasi aliran gas di area tertentu. Misalnya, jika bagian pipa membutuhkan penggantian atau perawatan, katup pada kedua ujung bagian pipa itu dapat ditutup untuk memungkinkan pekerja mendapatkan akses yang aman. Katup besar ini dapat ditempatkan setiap 5 hingga 20 mil di sepanjang pipa, dan harus dilengkapi dengan kode keselamatan. Perusahaan pipa gas alam memiliki pelanggan di kedua ujung pipa - produsen dan pengolah yang memasukkan gas ke dalam pipa, dan konsumen dan perusahaan gas lokal yang mengeluarkan gas dari pipa. Untuk mengelola gas alam yang memasuki saluran

pipa, dan untuk memastikan bahwa semua pelanggan menerima pengiriman gas mereka secara tepat waktu, sistem kontrol yang canggih diperlukan untuk memantau gas saat bergerak melalui semua bagian yang mungkin sangat panjang jaringan pipa. Untuk menyelesaikan tugas ini dengan memonitor dan mengendalikan gas bumi yang bepergian melalui pipa, stasiun kontrol gas terpusat mengumpulkan, mengasimilasi, dan mengelola data yang diterima dari stasiun pemantauan dan kompresor di sepanjang pipa. Untuk memastikan operasi jaringan pipa gas alam yang efisien dan aman, perusahaan-perusahaan pipa secara rutin memeriksa pipa-pipa mereka dari korosi dan cacat. Ini dilakukan melalui penggunaan peralatan yang canggih. Beberapa tindakan pencegahan keselamatan yang terkait dengan pipa gas alam meliputi patroli udara, pendeteksi kebocoran, penanda pipa, pengambilan sampel gas, perawatan preventatif, respon darurat, dan program satu panggilan. (NatGas, 2013)

## **2.6 Biaya Transportasi Laut**

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

### **2.6.1 Biaya Modal (*Capital Cost*)**

*Capital cost* adalah biaya modal yang memiliki nilai berdasarkan harga kapal pada saat dibangun atau dibeli. Biaya modal disertakan dalam kalkulasi biaya untuk menutup pembayaran bunga pinjaman dan pengembalian modal tergantung bagaimana pengadaan kapal tersebut. Pengembalian nilai kapital ini direfleksikan sebagai pembayaran tahunan.

### **2.6.2 Biaya Operasional (*Operating Cost*)**

*Operating cost* (biaya operasi kapal) merupakan biaya yang berhubungan dengan beberapa aspek operasional yang bersangkutan terhadap pengoperasian

kapal untuk siap berlayar. *Operating cost* terdiri dari biaya tetap dan biaya tidak tetap yang bergantung pada kondisi kapal yang sebenarnya saat berlayar. Biaya tetap dari sebuah kapal merupakan biaya yang harus dikeluarkan oleh pemilik kapal (*shipowner*) untuk kapal siap berlayar yang terdiri dari beberapa elemen, yaitu gaji kru, biaya reparasi, biaya asuransi, biaya kebutuhan kapal saat berlayar, dan lain sebagainya.

### 2.6.3 Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)

Biaya pelayaran atau dalam Bahasa Inggris disebut *voyage cost* adalah biaya variabel yang dikeluarkan oleh kapal untuk kebutuhan selama pelayaran. Konsumsi bahan bakar kapal tergantung pada beberapa variabel seperti ukuran kapal, bentuk dan kondisi lambung, pelayaran bermuatan atau ballast, kecepatan kapal, cuaca, jenis dan kapasitas mesin induk dan motor bantu, dan kualitas bahan bakar. Biaya 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 2 macam yaitu *marine fuel oil* (MFO) untuk mesin utama dan *high speed diesel* (HSD) untuk mesin bantu.

### 2.6.4 Biaya Bongkar Muat (*Cargo Handling Cost*)

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 Penyelenggaraan 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 dermaga 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 adalah semua tenaga kerja yang terdaftar pada pelabuhan setempat yang melakukan pekerjaan bongkar muat di pelabuhan

#### 2.6.5 Biaya Pelabuhan (*Port Charge*)

Pada saat kapal berada dipelabuhan biaya-biaya yang dikeluarkan meliputi *port dues* dan *services charges*. *Port dues* adalah biaya yang dikenakan atas penggunaan fasilitas pelabuhan berupa fasilitas dermaga, tambatan, kolam labuh, dan infrastruktur lainnya yang besarnya tergantung *volume cargo*, berat *cargo*, *gross tonnage* dan *net tonnage*.

#### 2.6.6 Total Biaya Transportasi Laut (*Total Cost*)

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

$$TC = CC+OC +VC+CHC+PC \quad 2.1$$

Di mana:

- TC* : *Total Cost*
- CC* : *Capital Cost*
- OC* : *Operating Cost*
- VC* : *Voyage Cost*
- CHC* : *Cargo Handling Cost*
- PC* : *Port Charge*

### 2.7 Model Optimisasi

Model optimisasi adalah suatu cara yang digunakan untuk menghasilkan solusi yang optimal untuk permasalahan matematis yang dibuat dalam bentuk model. Secara umum permasalahan optimasi biasanya terdiri dari dua tujuan, yaitu memaksimalkan dan meminimumkan. Pengertian dari optimasi sendiri adalah suatu proses untuk memaksimumkan atau meminimumkan fungsi objektif dengan

mempertimbangkan batas-batasnya (Santosa & Willy, 2011). Dalam perkembangannya, berbagai alat bantu optimasi bermunculan untuk mempercepat dan memudahkan proses suatu penyelesaian masalah salah satunya yaitu *solver* yang tersedia pada Microsoft Excel. Metode optimisasi digunakan untuk menentukan .

Metode optimasi tidak terlepas dari model matematis yang didefinisikan. Adapun komponen yang digunakan dalam metode optimasi yaitu:

a. Variabel Keputusan (*Decision Variabel*)

Variabel Keputusan (*Decision Variabel*) adalah variabel yang menguraikan secara lengkap keputusan-keputusan yang akan dibuat yang dilambangkan dengan  $(X_1, X_2, X_3, \dots X_n)$ .

b. Fungsi Tujuan (*Objective Function*)

Merupakan fungsi variabel keputusan yang akan dimaksimalkan atau diminimumkan. Diekspresikan dengan menggunakan variabel keputusan  $X_1$  dan  $X_2$ . Nilai fungsi tujuan dilambangkan dengan  $Z$ .

c. Pembatas (*Constraint*)

Pembatas merupakan kendala yang dihadapi atau batasan yang berpengaruh terhadap variabel keputusan. Koefisien dari variabel keputusan pada pembatas disebut dengan koefisien teknologis, sedangkan bilangan yang ada di sisi kanan setiap pembatas disebut ruas kanan pembatas.

d. Tanda Batasan

Tanda batasan adalah pembatas yang menjelaskan bahwa variabel keputusan diasumsikan hanya berharga non negatif atau variabel keputusan tersebut boleh berharga positif.

## 2.8 Terminal Regasifikasi

Terminal regasifikasi dapat juga disebut dengan terminal penerima LNG yang berfungsi sebagai fasilitas penerimaan untuk membongkar muatan dan regasifikasi LNG yang dikirim oleh kapal tanker LNG dari kilang produksi LNG. Terminal yang dibangun dengan fasilitas khusus ini digunakan untuk impor LNG. Berbagai fasilitas untuk bongkar muatan, regasifikasi, penyimpanan LNG dan lainnya disediakan di terminal ini. Gas alam diangkut dalam kondisi cair

menggunakan tanker LNG. Di terminal LNG, gas alam yang dicairkan diubah menjadi gas (regasifikasi) setelah dibongkar dari kapal dan kemudian disimpan di tangki atau didistribusikan menuju konsumen.

Aktivitas di terminal LNG dapat dibagi menjadi empat kegiatan utama, yaitu sebagai berikut:

1. Penerimaan dan pembongkaran LNG dari kapal
2. Penyimpanan atau tangki LNG
3. Kompresi dan regasifikasi LNG
4. Transmisi

Kapal tanker LNG ditambatkan pada dermaga bongkar di Terminal Regasifikasi, kemudian LNG dibongkar melalui pipa dengan lengan khusus yang terletak di dermaga. Jenis pipa khusus tersebut digunakan untuk mentransfer LNG dari kapal ke tangki penyimpanan di terminal. Gas LNG diterima pada suhu yang sangat rendah ( $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) saat ditransfer ke tangki. Operasi bongkar muatan memerlukan waktu setidaknya 12 jam untuk kapal tanker LNG dengan panjang 200 hingga 300 meter. Ketika dalam proses bongkar dan transfer LNG menuju tangki penyimpanan, *boil off gas* dikirim kembali dari tangki penyimpanan ke tanker LNG untuk menjaga tekanan di dalam tangki muatannya.

LNG disimpan dalam tangki kriogenik, yaitu tangki khusus yang dirancang untuk suhu rendah yang mampu untuk menahan suhu  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  untuk menjaga gas dalam bentuk cair. Dinding luar tangki penyimpanan terbuat dari beton bertulang pra-tekanan. Dinding terisolasi tersebut berfungsi untuk membatasi penguapan gas. Meskipun isolasi tangki memiliki kualitas yang tinggi, sejumlah kecil panas masih dapat menembus tangki tersebut dan menyebabkan penguapan gas. Uap gas yang dihasilkan dikumpulkan dan dimasukkan kembali ke aliran gas dengan menggunakan sistem kompresor dan rekondensasi. Proses tersebut mencegah terjadinya pelepasan gas dari sistem dalam kondisi operasi normal. *Reliquefyer* adalah sistem yang mengumpulkan LNG dari tangki dan *boil-off* dari kompresor sebelum digunakan untuk proses regasifikasi. Pompa bertekanan tinggi digunakan untuk mendorong LNG dari *reliquefyer* ke sistem regasifikasi. Fasilitas rekondensor juga membantu menjaga gas untuk tetap mendidih dalam keadaan cair.



Gambar 2.5 *Singapore LNG Terminal*  
 Sumber: *Singapore LNG*

Regasifikasi adalah proses mengubah LNG dari keadaan cair ke gas. *Heat exchanger* digunakan untuk mengatur ulang LNG setelah dikeluarkan dari tangki penyimpanan dan diberi tekanan antara 70-100 bar. Umumnya alat penguap (*vaporizer*) LNG menggunakan air laut untuk proses regasifikasi bersama dengan pompa bertekanan tinggi untuk mentransfer LNG.



(a) *Open Rack Vaporizer*                      (b) *Submerged Combustion Vaporizer*

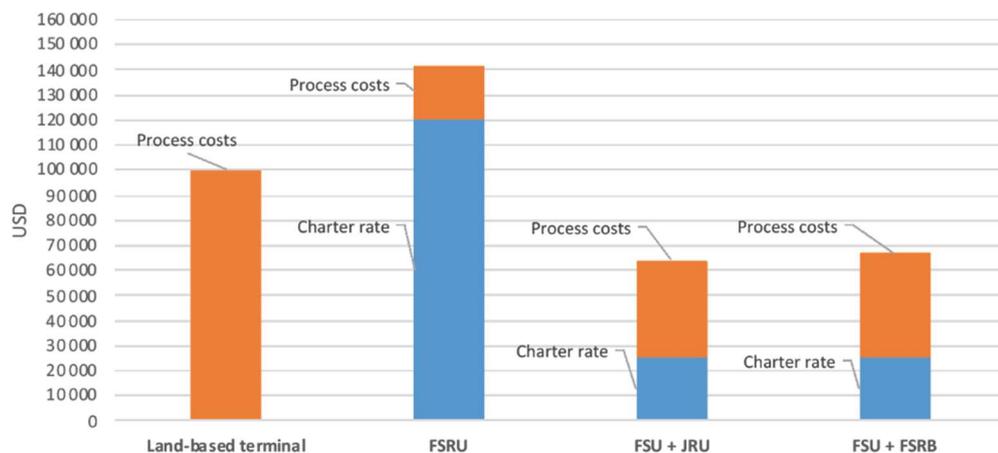
Gambar 2.6 *Vaporizer* yang digunakan di Terminal Regasifikasi

Sumber: *Sumitomo Precision Products*

Alat penguap LNG tersebut berjenis *open rack vaporizer* (ORV). Proses regasifikasi melibatkan peningkatan suhu LNG menggunakan air laut. LNG dialirkan melalui *heat exchanger* menggunakan air laut. Beberapa terminal LNG menggunakan gas buang turbin dari sistem pemulihan energinya. LNG kemudian diubah menjadi gas dengan memanaskan pada suhu lebih dari 0 °C. Beberapa terminal LNG memiliki pembakar bawah air yang digunakan untuk memanaskan LNG dan mengubahnya menjadi bentuk gas. Pembakar tersebut menggunakan gas

alam sebagai bahan bakar dan umumnya digunakan selama puncak periode permintaan. Alat penguap semacam itu disebut dengan *submerged combustion vaporizer* (SCV). Pemilihan penggunaan alat penguap ditinjau dari aspek biaya, produktivitas penguap, serta kondisi daratan dan perairan terminal regasifikasi.

Secara umum, terminal regasifikasi dibagi menjadi dua jenis, yaitu *land-based/onshore* dan *offshore*. Terminal regasifikasi berjenis *land-based/onshore* adalah terminal regasifikasi yang memiliki fasilitas regasifikasi dan tangki penyimpanan yang berada di darat. Sedangkan terminal regasifikasi berjenis *offshore* adalah terminal regasifikasi yang berbentuk sebuah unit terapung (*floating unit*). Fasilitas regasifikasi dan tangki penyimpanan berada pada unit tersebut dan umumnya unit tersebut disebut dengan *floating and regasification units* (FSRU). Terminal regasifikasi di darat memiliki umur ekonomis yang lebih lama dibandingkan dengan FSRU. FSRU umumnya digunakan untuk rantai pasok LNG skala kecil, sedangkan terminal regasifikasi di darat memiliki skala yang lebih besar. Perbandingan biaya setara harian antara terminal regasifikasi di darat dan *offshore* ditampilkan pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7 Perbandingan Biaya Setara Harian Terminal Regasifikasi

Sumber: Wärtsila Technical Journal

Gambar 2.7 menampilkan perbandingan biaya setara harian antara terminal darat, FSRU, *floating storage unit* (FSU) + *jetty regasification unit* (JRU), dan FSU + *floatinng storage and regasification barge* (FSRB). FSU adalah fasilitas terapung yang berfungsi sebagai unit penyimpanan LNG dan JRU adalah *jetty* yang terhubung dengan FSU yang memiliki fasilitas regasifikasi LNG. Sedangkan FSRB adalah sebuah *barge* yang digunakan untuk menyimpan dan melakukan proses

regasifikasi. FSU + JRU dan FSU + FSRB digunakan dalam distribusi LNG skala kecil. Perbandingan biaya setara harian antar terminal terdiri dari biaya proses/operasi setiap hari dan biaya sewa, karena umumnya fasilitas penyimpanan dan regasifikasi selain terminal darat disewa dalam waktu tertentu. FSRU memiliki biaya setara harian yang paling tinggi, yang terdiri dari biaya sewa dan biaya operasi, yang bernilai lebih dari \$140.000. Biaya sewa FSRU lebih besar dari biaya operasinya setiap hari. Sedangkan biaya setara harian terminal darat hanya terdiri dari biaya operasi setiap hari yang bernilai hampir \$100.000. Meskipun terminal berjenis FSU + JRU dan FSU + FSRB memiliki biaya setara harian yang tidak lebih dari \$70.000, terminal tersebut hanya sesuai apabila digunakan dalam distribusi LNG skala kecil, sedangkan terminal yang paling sesuai digunakan dalam distribusi LNG skala menengah hingga besar adalah terminal darat. Perbandingan biaya setara harian terminal regasifikasi yang ditampilkan pada Gambar 2.7 dapat dijadikan sebagai gambaran umum bagaimana perbandingan setiap jenis terminal regasifikasi dalam aspek biaya setara harian untuk perencanaan terminal regasifikasi yang akan dibangun.

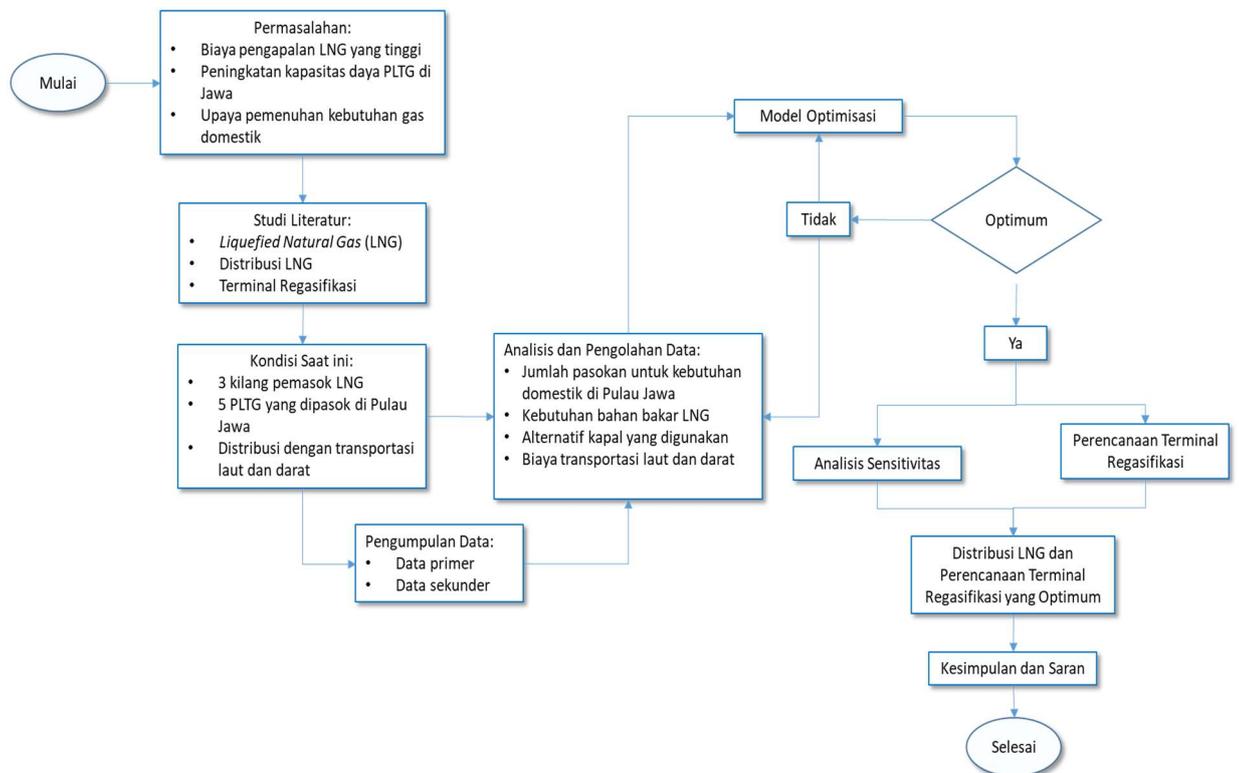
# BAB 3

## METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian berisikan tentang langkah pengerjaan tugas akhir yang digambarkan dengan diagram alir dan metode pengerjaan penelitian yang dilakukan oleh penulis.

### 3.1 Diagram Alir Penelitian

Langkah pengerjaan tugas akhir yang digambarkan pada diagram alir ditampilkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Gambar 3.1 menampilkan alur pengerjaan penelitian yang bermula dari pengidentifikasian permasalahan yang kemudian diakhiri dengan kesimpulan yang didapatkan dan saran yang direkomendasikan untuk penelitian selanjutnya.

### **3.2 Tahapan Pengerjaan**

Berdasarkan Gambar 3.1, penulis membagi pengerjaan penelitian menjadi beberapa tahapan pengerjaan, antara lain:

#### **1. Tahap Identifikasi Permasalahan**

Identifikasi permasalahan yang dilakukan adalah penetapan permasalahan mengenai upaya pemerintah untuk melakukan pemenuhan kebutuhan gas domestik, terutama untuk kebutuhan gas alam sebagai bahan bakar oleh PLTG di Pulau Jawa, yang memiliki kapasitas daya sebesar 75% dari kapasitas daya yang terdapat di Indonesia. Upaya tersebut juga berkaitan dengan peningkatan kapasitas daya pada UP Grati dan pembangunan PLTGU baru Jawa 1 dengan kapasitas sebesar 1.760 MW di Cilamaya, Karawang, Jawa Barat. Pemenuhan permintaan tersebut akan dipasok oleh kilang produksi yang terdapat di luar Jawa, namun biaya pengapalan gas alam di Indonesia masih relatif tinggi. Sebagai contoh, biaya pengapalan dari Badak LNG di Bontang menuju Benoa, Bali lebih tinggi daripada Tangguh LNG di Papua Barat menuju Arun di Aceh. Berdasarkan permasalahan tersebut, dibutuhkan solusi optimum untuk menghasilkan distribusi LNG dari kilang produksi menuju Pulau Jawa dengan biaya total yang terendah.

#### **2. Tahap Identifikasi Kondisi Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini**

Identifikasi kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana distribusi LNG di Pulau Jawa yang berlangsung hingga saat ini. Terdapat empat PLTG yang akan dipasok gas alam yang bersumber dari dua kilang produksi. Gas alam tersebut didistribusikan dengan menggunakan transportasi laut dan darat yang berupa kapal pengangkut gas alam dan jaringan pipa gas.

#### **3. Tahap Studi Literatur**

Pada tahap ini dilakukan studi literatur mengenai LNG, pembangkit listrik tenaga gas, rantai pasok distribusi gas alam, kapal pengangkut gas alam, jaringan pipa gas, komponen biaya, model optimisasi, dan perencanaan terminal regasifikasi. Studi literatur digunakan sebagai acuan dalam pengerjaan penelitian ini.

#### 4. Tahap Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data dilakukan dengan pengumpulan data secara langsung (primer) dan tidak langsung (sekunder). Data primer dikumpulkan melalui survei langsung ke Unit Pembangkitan Gresik, sedangkan data sekunder didapatkan dari berbagai sumber, yang meliputi pasokan, kebutuhan, dan konsumsi bahan bakar gas oleh pembangkit listrik untuk menghasilkan daya listrik, armada kapal pengangkut gas alam, jaringan pipa gas, dan fasilitas darat dan perairan yang terdapat di terminal regasifikasi.

#### 5. Tahap Analisis dan Pengolahan Data

Analisis dan pengolahan data dilakukan sesuai dengan rumusan masalah yang sudah ditentukan dan data yang dikumpulkan. Analisis dan pengolahan data tersebut mengenai jumlah pasokan di kilang produksi yang ditujukan untuk pemenuhan kebutuhan bahan bakar gas di Pulau Jawa, permintaan LNG oleh PLTG, armada kapal pengangkut gas yang digunakan, jaringan pipa gas di darat, dan biaya distribusi LNG dari kilang produksi menuju Pulau Jawa.

#### 6. Tahap Pembuatan Model Optimisasi

Model optimisasi dilakukan untuk mendapatkan solusi optimal dalam permasalahan distribusi LNG dari kilang produksi menuju Pulau Jawa. Solusi optimal yang akan diperoleh adalah biaya total yang minimum. Model optimisasi tersebut dijalankan, jika mendapatkan hasil yang optimum, penulis akan meninjau kembali analisis dan pengolahan data, serta model yang telah dibuat. Jika telah mendapatkan hasil yang optimi, maka penelitian dilanjutkan dengan melakukan analisis sensitivitas dan perencanaan terminal regasifikasi. Penulis dapat mengetahui hasil yang optimum tersebut berdasarkan hasil model yang telah dijalankan tidak mengalami perubahan. Model optimisasi dituliskan secara matematis sebagai berikut:

- *Objective function*

$$\text{Minimum } Z = \text{Minimum Biaya Total}$$

$$\text{Biaya Total} = \text{Biaya Tetap} + \text{Biaya Variabel}$$

$$\text{Biaya Tetap} = \text{Biaya Sewa Kapal} + \text{Biaya Pipa Gas}$$

$$= (\sum_{i=1}^n F_i Y_i + \sum_{i=n+1}^e P_i Y_i) \quad 3.1$$

$$\begin{aligned}
& \text{Biaya Variabel} = \text{Biaya BBM} + \text{Biaya Kepelabuhanan} + \\
& \quad \text{Biaya Regasifikasi} + \text{Biaya LNG} \\
& = \left( \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m b_{ij} (x_{ij}/p_i) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m l_{ij} (x_{ij}/p_i) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^o x_{ijk} c_k + \right. \\
& \quad \left. \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{t=1}^q (x_{ij} - p_i) b_g(x_{ij}/p_i) w_{ij} \right) r_t
\end{aligned} \tag{3.2}$$

Keterangan:

- $Z$  : Total Biaya (Rp)  
 Biaya Tetap : *Biaya Charter Kapal + Biaya Operasi Jaringan Pipa*  
 Biaya Variabel : *Biaya BBM + Biaya Kepelabuhanan +*  
                   *Biaya Regasifikasi + Biaya LNG*  
 $F_i$  : Biaya tetap alternatif kapal  $i$   
 $y_i$  : Pemilihan kapal/pipa gas  $i$  untuk  $y_i \in \{0,1\}$   
 $P_i$  : Biaya jaringan pipa gas  $i$   
 $i$  : Alternatif kapal untuk  $i = 1, \dots, n$   
 $i$  : Jaringan pipa gas untuk  $i = n+1, \dots, e$   
 $j$  : Rute pelayaran untuk  $j = 1, \dots, m$   
 $b_{ij}$  : Biaya konsumsi bahan bakar kapal  $i$  pada rute  $j$   
 $x_{ij}$  : Jumlah LNG yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$   
 $p_i$  : *Payload* kapal  $i$   
 $l_{ij}$  : Biaya kepelabuhanan kapal  $i$  pada rute  $j$   
 $c_k$  : Biaya LNG pada kilang  $k$   
 $k$  : Kilang produksi LNG untuk  $k = 1, \dots, o$   
 $x_{ijk}$  : Jumlah LNG yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$  yang berasal dari kilang  $k$   
 $b_g$  : Faktor *boill-off gas*  
 $w_{ij}$  : Waktu *round trip* kapal  $i$  pada rute  $j$   
 $r_t$  : Biaya regasifikasi LNG pada terminal  $t$   
 $t$  : Terminal penerima untuk  $t = 1, \dots, q$

- *Decision variable*

$$x_{ij} \tag{3.3}$$

Keterangan:

- $x_{ij}$  : Jumlah muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$

- *Constraint*

$$x_{ij} \geq 0 \quad 3.4$$

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (x_{ij}/p_i) w_{ij} \leq 330 \quad 3.5$$

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m x_{ij} \leq \sum_{k=1}^o S_k \quad 3.6$$

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (x_{ij} - p_i b g(x_{ij}/p_i) w_{ij}) \geq \sum_{t=1}^q D_t \quad 3.7$$

Keterangan:

$x_{ij}$  : Jumlah muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$

$p_i$  : *Payload* kapal  $i$

$w_{ij}$  : Waktu pelayaran kapal  $i$  pada rute  $j$

$S_k$  : Jumlah pasokan yang tersedia pada kilang  $k$

$D_t$  : Permintaan yang ada di terminal  $t$

Setelah mendapatkan hasil yang optimum dari model optimisasi yang telah dijalankan, penelitian dilanjutkan dengan analisis sensitivitas dan perencanaan terminal regasifikasi.

#### 7. Tahap Analisis Sensitivitas

. Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengetahui dampak yang akan terjadi dengan hasil analisis apabila terdapat perubahan pada dasar-dasar perhitungan biaya. Penulis melakukan analisis mengenai peningkatan biaya LNG di setiap kilang produksi terhadap biaya total distribusi LNG di Pulau Jawa.

#### 8. Tahap Perencanaan Terminal Regasifikasi

Perencanaan terminal regasifikasi yang dilakukan berdasarkan hasil dari model optimisasi yang telah dilakukan. Perencanaan tersebut dimulai dengan penentuan lokasi, kapasitas tangki penyimpanan, dan fasilitas yang terdapat pada terminal tersebut, kemudian dilanjutkan dengan analisis biaya dan pembuatan gambar tata letak terminal regasifikasi.

#### 9. Tahap Perencanaan Terminal Regasifikasi

Penulis menarik kesimpulan yang menjawab rumusan masalah pada penelitian ini dan saran yang dapat dijadikan rekomendasi untuk penelitian selanjutnya.



## **BAB 4**

### **GAMBARAN UMUM**

Bab 4 menjelaskan mengenai gambaran umum dan hasil identifikasi terkait obyek penelitian dalam tugas akhir ini, yaitu rantai pasok distribusi LNG, kilang produksi LNG yang memasok PLTG, PLTG yang akan dipasok, kapal pengangkut LNG, dan biaya-biaya yang dibebankan.

#### **4.1 Penyediaan Tenaga Listrik di Indonesia**

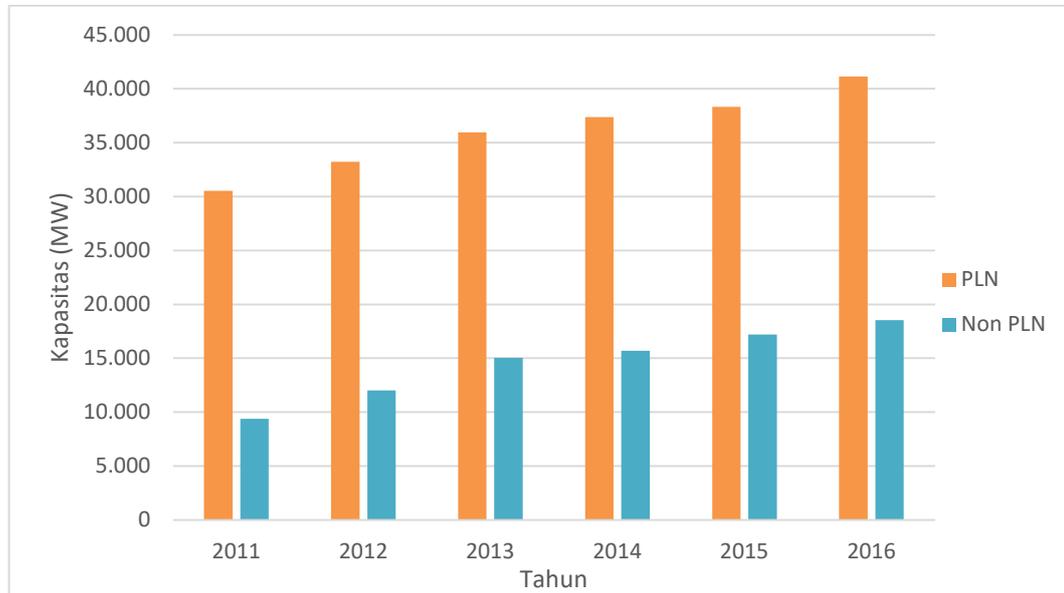
Tenaga listrik mempunyai peranan penting bagi negara dalam menunjang pembangunan di segala bidang. Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilakukan berdasarkan izin usaha penyediaan tenaga listrik dan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri dilakukan berdasarkan izin operasi yang dikeluarkan untuk usaha tersebut. Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum meliputi jenis usaha:

1. Pembangkitan tenaga listrik
2. Transmisi tenaga listrik
3. Distribusi tenaga listrik
4. Penjualan tenaga listrik

Pembangkitan tenaga listrik adalah unit dengan fasilitas mesin dengan bahan bakar tertentu untuk menghasilkan tenaga listrik yang kemudian dapat digunakan. Sistem transmisi berfungsi menyalurkan tenaga listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban melalui saluran transmisi, karena terkadang pembangkit tenaga listrik dibangun di tempat yang jauh dari pusat-pusat beban. Sistem distribusi berfungsi menyalurkan tenaga listrik dari yang bersumber dari sistem transmisi Tenaga listrik tersebut disalurkan menuju pelanggan yang menggunakan tenaga listrik tersebut sesuai dengan kebutuhannya. Listrik yang dikonsumsi pelanggan ini kemudian disebut dengan penjualan listrik. Dari penjelasan tersebut, dapat disimpulkan bahwa prinsip kerja dalam sistem tenaga listrik dimulai dari unit pembangkitan yang kemudian disalurkan melalui sistem jaringan transmisi ke gardu induk, yang kemudian diteruskan kepada pelanggan melalui saluran distribusi.

Jenis usaha penyediaan tenaga listrik yang dibahas dalam penelitian ini adalah unit pembangkitan tenaga listrik yang secara khusus menggunakan LNG

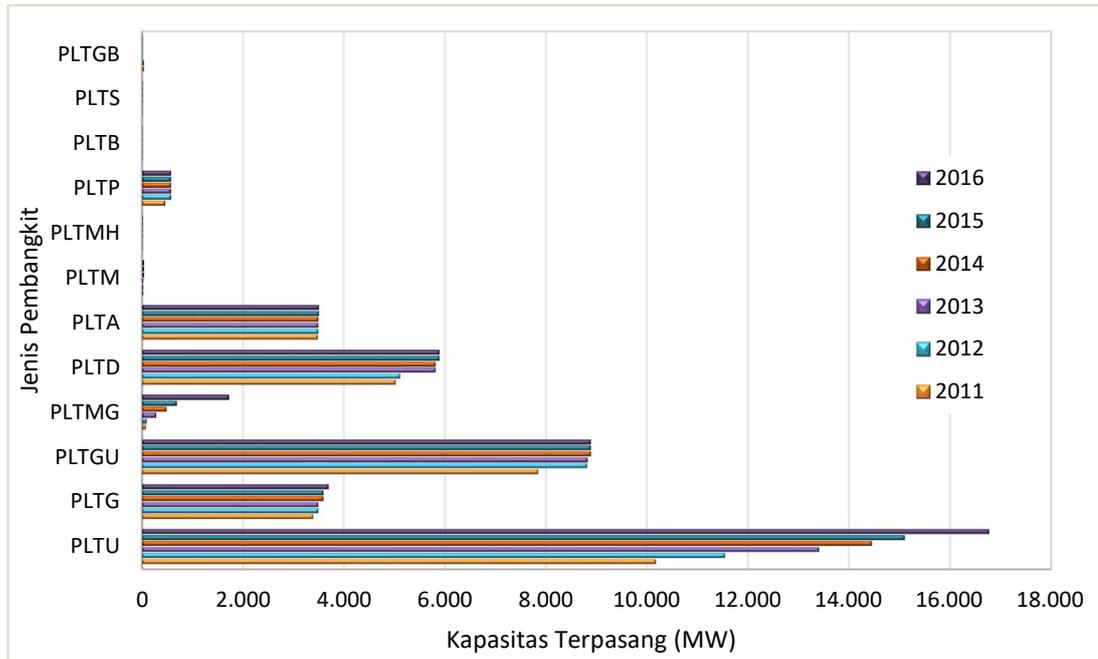
sebagai bahan bakar gas di unit pembangkitan. Sarana penyedia pembangkit tenaga listrik Indonesia dibagi menjadi dua, yaitu Perusahaan Listrik Negara (PLN) dan selain PLN. Kapasitas daya sarana penyedia pembangkit listrik Indonesia ditampilkan pada Gambar 4.1.



Sumber: Kementerian ESDM Republik Indonesia

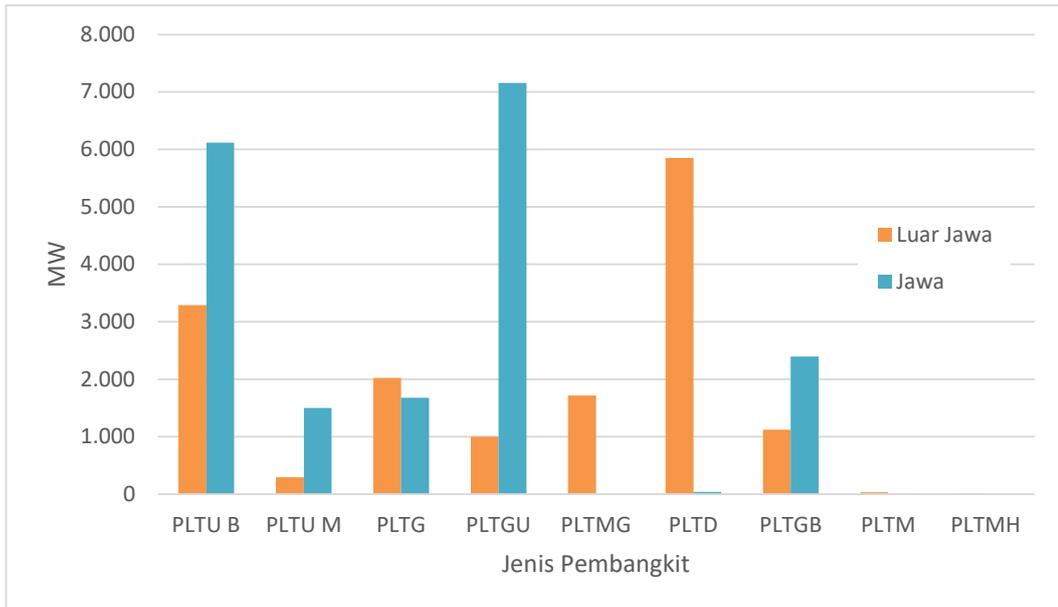
Gambar 4.1 Sarana Penyedia Pembangkit Tenaga Listrik Indonesia

Gambar 4.1 menampilkan kapasitas daya sarana penyedia pembangkit tenaga listrik Indonesia mulai dari tahun 2011 hingga 2016. Kapasitas daya baik yang disediakan oleh PLN maupun selain PLN selalu mengalami kenaikan setiap tahun dari 2011 hingga 2016. Kapasitas daya yang disediakan oleh PLN pada 2011 sebesar 30.529 MW dan meningkat pada 2016 sebesar 41.134 MW. Kapasitas daya yang disediakan oleh selain PLN pada 2011 sebesar 9.370 MW dan meningkat pada 2016 sebesar 18.523 MW. Persentase kapasitas daya pembangkit yang disediakan PLN dari total daya pembangkit di Indonesia selalu mengalami penurunan dari tahun ke tahun meskipun jumlah kapasitas daya selalu meningkat, hal tersebut terjadi karena jumlah kapasitas daya pembangkit oleh selain PLN juga meningkat. Lingkup dari penelitian ini adalah sarana pembangkit tenaga listrik oleh PLN. Kapasitas daya pembangkit listrik oleh PLN ditampilkan pada Gambar 4.2.



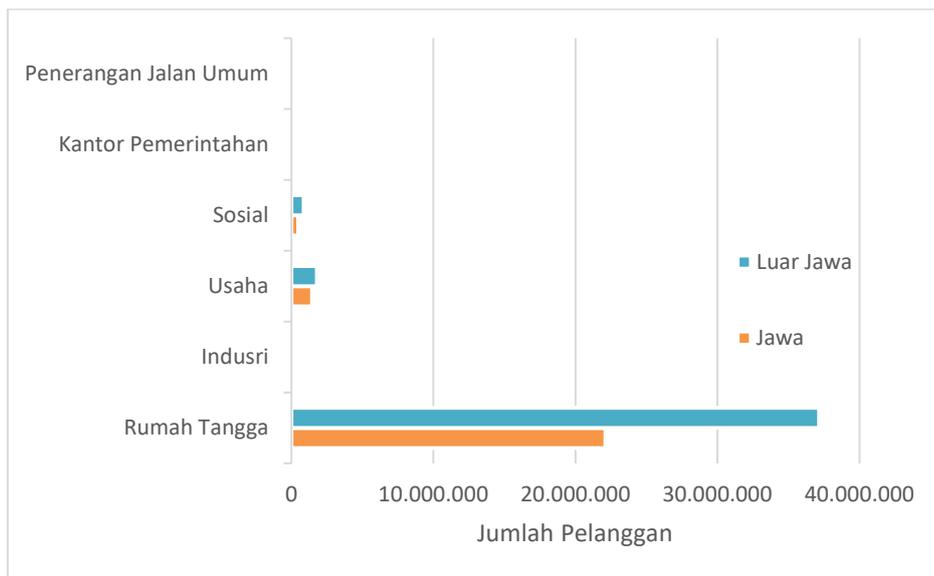
Gambar 4.2 Penyediaan Pembangkit Tenaga Listrik oleh PLN  
 Sumber: Kementerian ESDM Republik Indonesia

Gambar 4.2 menampilkan kapasitas daya terpasang pembangkit tenaga listrik yang disediakan oleh PLN sejak 2011 hingga 2016. Terdapat 12 jenis pembangkit listrik yang digunakan sebagai sarana penyediaan tenaga listrik oleh PLN di Indonesia. PLTU memiliki kapasitas terbesar dari semua jenis pembangkit tenaga listrik. Terbesar kedua adalah PLTGU, kemudian PLTD berada di peringkat ke-tiga sebagai pembangkit dengan kapasitas terbesar. Kapasitas daya pembangkit PLTU meningkat secara signifikan sejak 2011 hingga 2016, yaitu PLTU dan PLTGU sebagai pembangkit tenaga listrik dengan daya terbesar menunjukkan bahwa konsumsi akan gas, batu bara, dan minyak sebagai bahan bakar untuk pembangkit tenaga listrik di Indonesia sangat tinggi. Wilayah penyediaan pembangkit tenaga listrik oleh PLN dibagi menjadi dua, yaitu di Pulau Jawa dan di luar Pulau Jawa. Penyediaan pembangkit tenaga listrik oleh PLN yang dibagi menjadi dua wilayah tersebut ditampilkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Kapasitas Daya Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik PLN (MW)  
 Sumber: Kementerian ESDM Republik Indonesia

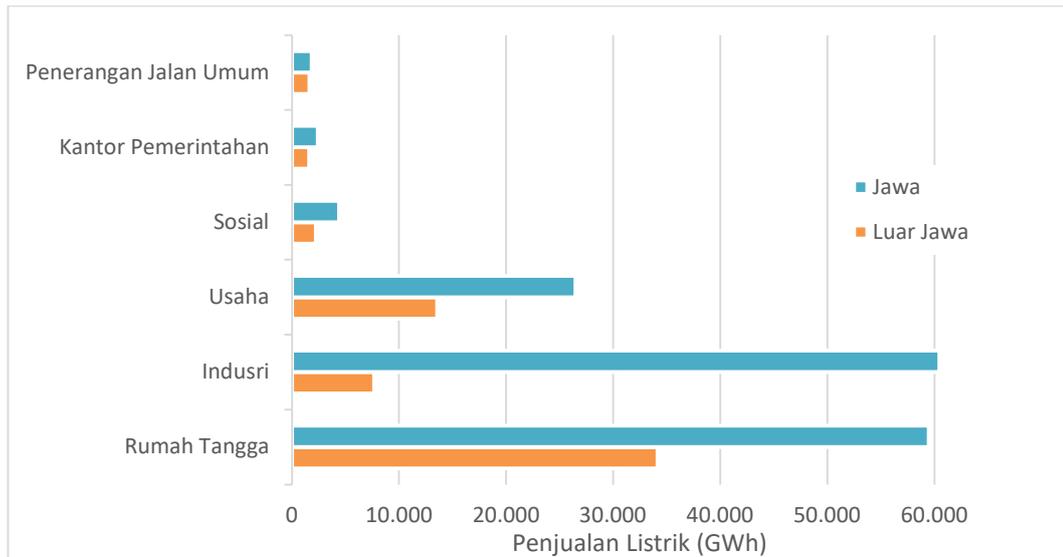
Gambar 4.3 menampilkan data mengenai kapasitas daya terpasang pembangkit tenaga listrik oleh PLN yang dibagi menjadi dua wilayah, yaitu Jawa dan Luar Jawa. Jenis pembangkit dengan kapasitas daya terpasang terbesar di Luar Jawa adalah PLTD dengan kapasitas daya sebesar 5.853,17 MW. Sedangkan jenis pembangkit dengan kapasitas daya terpasang terbesar di Jawa adalah PLTGU dengan kapasitas daya sebesar 7.165,83 MW.



Gambar 4.4 Jumlah Pelanggan Per Kelompok Pelanggan  
 Sumber: Kementerian ESDM Republik Indonesia

Gambar 4.4 menampilkan data mengenai jumlah pelanggan per kelompok pelanggan. Terdapat 6 kelompok pelanggan, yaitu rumah tangga, industri, usaha, sosial, kantor pemerintahan, dan penerangan jalan umum.

sosial, kantor pemerintahan, penerangan jalan umum. Jumlah pelanggan terbesar adalah rumah tangga dan usaha, seperti restoran, toko perdagangan, dan lain-lain. Jumlah pelanggan di luar Jawa lebih banyak hampir dua kali lipat daripada jumlah pelanggan yang terdapat di Pulau Jawa. Berdasarkan jumlah pelanggan tersebut, dapat diketahui jumlah penjualan listrik per kelompok pelanggan. Penjualan listrik per kelompok pelanggan tersebut ditampilkan pada Gambar 4.5.



Gambar 4.5 Penjualan Listrik Per Kelompok Pelanggan (GWh)

Sumber: Kementerian ESDM Republik Indonesia

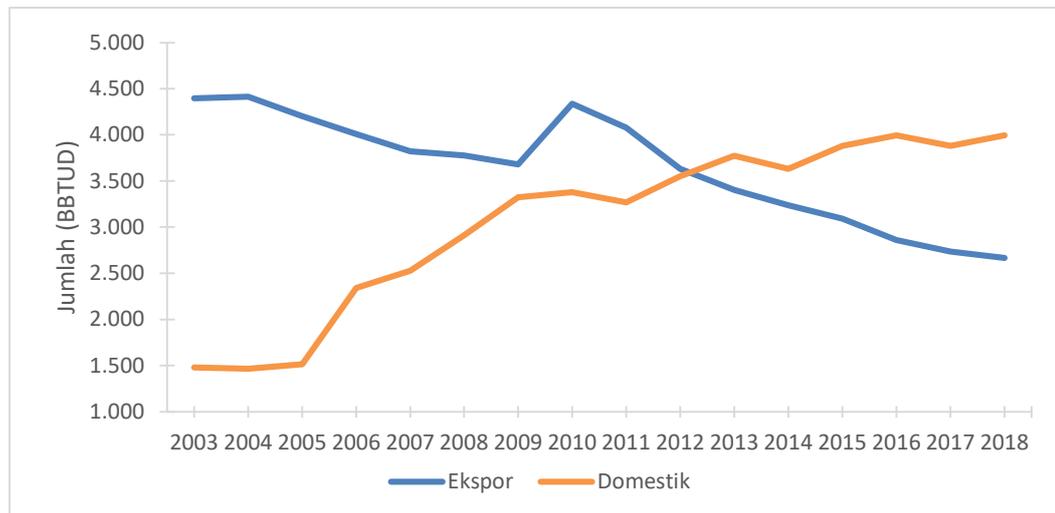
Gambar 4.5 menampilkan data mengenai jumlah penjualan listrik per kelompok pelanggan di Indonesia dalam satuan *gigawatt hours* (GWh). Kelompok pelanggan di Indonesia dibagi menjadi dua wilayah, yaitu Pulau Jawa dan Luar Jawa. Penjualan listrik di Pulau Jawa jauh lebih besar daripada di Luar Jawa, meskipun jumlah pelanggan per kelompok pelanggan di Luar Jawa lebih besar daripada di Pulau Jawa, penjualan listrik. Hal tersebut menunjukkan bahwa tingkat penggunaan dan konsumsi akan tenaga listrik oleh pelanggan di Pulau Jawa jauh lebih besar bila dibandingkan dengan pelanggan di Luar Jawa. Dapat dikatakan bahwa mayoritas penjualan tenaga listrik berada di Pulau Jawa. Hal tersebut juga sebanding dengan kapasitas daya pada setiap Unit Pembangkitan di Pulau Jawa lebih besar dari pada di Luar Jawa.

## 4.2 Pasokan Gas Alam di Indonesia

Pasokan gas alam adalah jumlah gas yang dapat dipasok dari kilang produksi menuju pembangkit listrik tenaga gas. Kilang pemasok gas alam adalah pabrik atau fasilitas industri yang mengolah gas alam dari bumi menjadi produk gas yang dapat digunakan sebagai bahan bakar, seperti gas alam cair atau *liquefied natural gas* (LNG) dan gas alam terkompresi atau *compressed natural gas* (CNG). Terdapat tiga kilang produksi gas alam yang menjadi pemasok LNG di Indonesia, yaitu Badak LNG, Donggi Senoro LNG, dan Tangguh LNG. LNG yang dihasilkan akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan gas domestik di Indonesia atau diekspor ke luar negeri. Pemenuhan kebutuhan gas di Indonesia dijelaskan pada sub bab 4.2.1 dan kilang pemasok LNG dijelaskan pada sub bab 4.2.2.

### 4.2.1 Pemenuhan Kebutuhan Gas

Kilang produksi LNG di Indonesia melakukan pemenuhan terhadap kebutuhan gas domestik maupun ekspor. Kebutuhan gas domestik adalah permintaan akan gas sebagai bahan bakar pembangkit listrik maupun untuk kebutuhan industri, sedangkan kebutuhan gas ekspor adalah permintaan akan gas oleh negara lain. Gambar 4.6 adalah grafik yang menampilkan data mengenai pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia.



Gambar 4.6 Pemenuhan Kebutuhan Gas domestik dan ekspor Indonesia

Sumber: SKK Migas

Grafik yang ditampilkan pada Gambar 4.6 yang bersumber dari informasi yang disampaikan oleh SKK Migas pada 5 Maret 2019. Data pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia yang tersedia mulai dari tahun 2003 hingga

2018. Jumlah pemenuhan kebutuhan gas tersebut diukur dalam satuan BBTUD. Data tersebut akan digunakan sebagai asumsi dalam penelitian ini mengenai proporsi dari produksi LNG di masing-masing kilang sebagai pasokan untuk kebutuhan gas domestik.

Pada tahun 2003, jumlah gas yang diekspor oleh Indonesia jauh lebih besar daripada pasokan gas untuk pemenuhan kebutuhan gas domestik, dengan persentase produksi gas sebesar 75% untuk ekspor dan 25% untuk pemenuhan kebutuhan domestik. Pada tahun 2013 pasokan gas untuk pemenuhan gas domestik lebih besar daripada ekspor ke luar negeri. Hingga pada tahun 2018 persentase pasokan gas untuk pemenuhan kebutuhan domestik mencapai 60% dari total produksi gas di Indonesia. Hal ini menunjukkan bahwa produksi gas di Indonesia diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan gas domestik. Pemerintah Indonesia dan penyedia tenaga listrik mengharapkan pasokan gas untuk pemenuhan kebutuhan domestik selalu mengalami peningkatan hingga mencapai 75% dari total produksi gas di Indonesia.

#### 4.2.2 Kilang Pemasok LNG



Gambar 4.7 Lokasi Pemasok Gas Alam

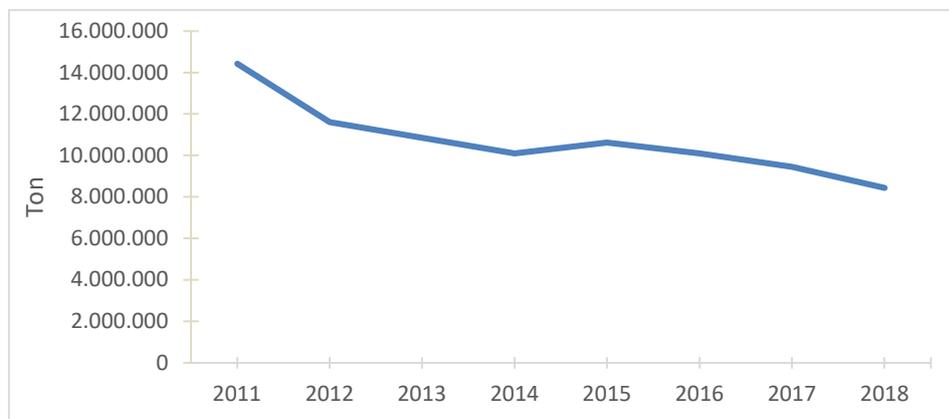
Kilang pemasok gas alam adalah pabrik atau fasilitas industri yang mengolah gas alam dari bumi menjadi produk gas yang dapat digunakan sebagai bahan bakar, seperti gas alam cair atau *liquefied natural gas* (LNG) dan gas alam terkompresi atau *compressed natural gas* (CNG). Kilang pemasok juga dapat disebut juga dengan *export terminal/liquefaction terminal*, karena memiliki fasilitas liquifaksi gas dan berfungsi sebagai terminal muat LNG yang akan dikirimkan ke terminal penerima atau terminal regasifikasi. Terdapat tiga kilang LNG di Indonesia

yang digunakan sebagai sumber pasokan gas dalam penelitian ini, yaitu Badak LNG di Bontang, Kalimantan Timur; Donggi Senoro LNG di Banggai; Sulawesi Tengah; dan Tangguh LNG di Bintuni, Papua Barat. Produksi LNG di setiap kilang akan digunakan untuk pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia.



Gambar 4.8 Kilang Badak LNG di Bontang

Badak LNG adalah kilang produksi LNG yang berlokasi di Bontang, Kalimantan Timur. Badak LNG, yang sebelumnya memiliki nama *Badak Natural Gas Liquefaction* (Badak NGL), beroperasi sebagai kilang pemasok yang memproduksi LNG dan LPG sejak tahun 1977. Badak LNG hingga saat ini memiliki 8 kilang produksi LNG, yaitu kilang A hingga H dan 6 tangki penyimpanan LNG. Badak LNG memiliki 3 dermaga muat dengan bentuk *jetty* yang dilengkapi fasilitas *loading arm* untuk memuat LNG ke dalam kapal pengangkut gas. Fasilitas dermaga yang tersedia dapat melayani kapal pengangkut gas dengan kapasitas muat berukuran 145.000 m<sup>3</sup>. Badak LNG memiliki kapasitas produksi hingga 22.500.000 ton per tahun. Produksi LNG oleh Badak LNG ditampilkan pada Gambar 4.9.



Gambar 4.9 Produksi Badak LNG

Berdasarkan Gambar 4.9, produksi Badak LNG pada 2011 sebesar 14.435.774 ton. Produksi tersebut selalu mengalami penurunan hingga 2018 dengan produksi sebesar 8.440.000 ton, dan hanya mengalami kenaikan sebesar 5% pada 2015 dari tahun sebelumnya. Jumlah produksi oleh Badak LNG akan diramalkan hingga tahun 2025. Selain permintaan gas oleh pelanggan, faktor yang mempengaruhi produksi suatu kilang LNG adalah pembatasan produksi. Pembatasan produksi tersebut dilakukan karena harga gas yang dijual memiliki perbedaan yang besar terhadap harga kontrak.



Gambar 4.10 Donggi Senoro LNG

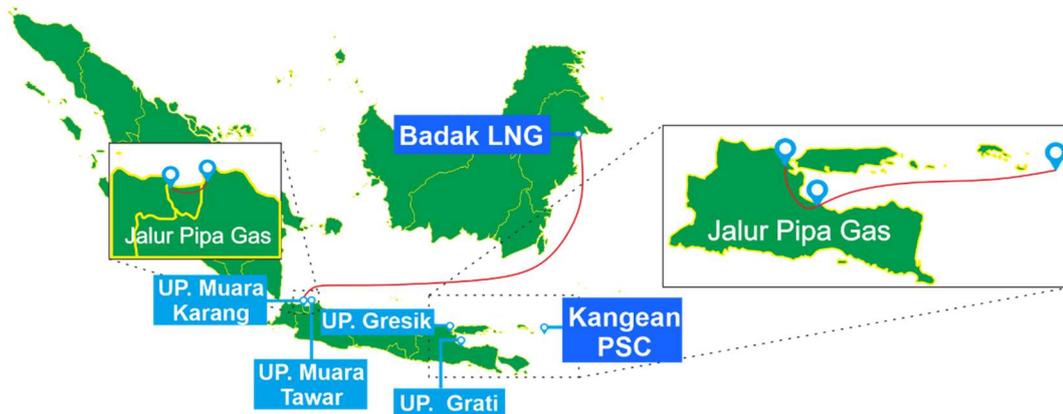
Donggi Senoro LNG adalah kilang produksi LNG yang berlokasi di Banggai, Sulawesi Tengah. Kilang ini mulai mengirimkan LNG sebagai pasokan untuk kebutuhan gas domestik dan ekspor sejak tahun 2015. Kilang ini memiliki kapasitas produksi sebesar 2.600.000 ton per tahun dan produktivitas sebesar 335.000.000  $feet^3$ /hari. Kilang ini memiliki satu dermaga yang dilengkapi fasilitas *loading arm* dengan kecepatan muat ke kapal sebesar 10.000  $m^3$ /jam. Dermaga tersebut memiliki kedalaman – 14 LWS, sehingga kapal dengan *payload* berukuran 150.000  $m^3$  dapat tambat. Harga gas di kilang ini sebesar \$6/MBTU.



Gambar 4.11 Kilang Tangguh LNG

Tangguh LNG adalah kilang produksi yang merupakan pengembangan dari enam lapangan gas terpadu yang terletak di wilayah Kontrak Kerja Sama (KKS) Wiriagar, Berau, dan Muturi di Teluk Bintuni, Papua Barat. Tangguh LNG mulai beroperasi pada tahun 2009 dan hingga saat ini memiliki dua kilang produksi dengan kapasitas sebesar 3.600.000 ton per tahun dan produktivitas sebesar 925.000.000 *feet*<sup>3</sup>/hari. Tangguh LNG memiliki satu dermaga yang dilengkapi fasilitas *loading arm* dengan kecepatan muat ke kapal sebesar 10.000 m<sup>3</sup>/jam. Dermaga tersebut memiliki kedalaman – 15 LWS, sehingga kapal dengan *payload* berukuran 150.000 m<sup>3</sup> dapat tambat. Harga LNG di Tangguh LNG adalah \$6,5/MBTU. Apabila dibandingkan dengan kilang produksi yang lain, kilang Tangguh LNG memiliki harga LNG yang paling tinggi.

### 4.3 Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini



Gambar 4.12 Kondisi Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini

Gambar 4.12 menampilkan kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini. Terdapat empat PLTG yang akan dipasok gas alam, yaitu UP Muara Karang, Muara Tawar, Gresik, dan Grati. Kebutuhan akan bahan bakar gas di Muara Karang dan Muara Tawar dipasok dari Kilang Badak LNG dengan menggunakan kapal pengangkut LNG, karena di Teluk Jakarta terdapat terminal regasifikasi yang berjenis FSRU. FSRU Jawa Barat tersebut menjadi terminal penerima sekaligus fasilitas regasifikasi yang merubah LNG menjadi bentuk gas. Gas alam tersebut digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik dan dialirkan menuju UP Muara Tawar dengan menggunakan jaringan pipa gas. Terdapat empat komponen biaya dalam pendistribusian gas menuju UP. Muara Karang dan Muara Tawar, yaitu biaya LNG, biaya pengapalan, biaya regasifikasi, dan biaya distribusi melalui pipa gas (*toll fee*). Sedangkan kebutuhan akan bahan bakar gas di UP. Gresik dan Grati dipasok dari kilang gas yang terdapat di Blok Kangean PSC. Gas dari Blok Kangean PSC dialirkan melalui jaringan pipa bawah laut dari Kangean menuju Grati dan jaringan pipa darat dari Grati menuju Gresik.

#### 4.4 Unit Pembangkitan di Jawa yang Dipasok



Gambar 4.13 Lokasi PLTG di Jawa

Terdapat lima Unit Pembangkitan (UP) yang dituju untuk dipasok gas alam, yaitu UP Muara Karang di Jakarta, Muara Tawar di Bekasi, Gresik di Jawa Timur, Grati di Pasuruan, dan Jawa 1 di Karawang, Jawa Barat. Jumlah UP dan kapasitas daya total tersebut berbeda dengan kondisi saat ini, karena terdapat pembangunan UP baru, yaitu Jawa 1 dan peningkatan kapasitas daya pada UP Grati. Kapasitas daya pada masing-masing Unit Pembangkitan ditampilkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Kapasitas Unit Pembangkitan Listrik Tenaga Gas di Jawa

Unit Pembangkitan	Kapasitas Total (MW)	Jenis Mesin Pembangkit	Kapasitas (MW)
Gresik	2.219	Gas	40
		Uap	600
		CC	1.579
Grati	1.214	Gas	752
		CC	462
Muara Karang	909	Uap	400
		CC	509
Muara Tawar	2.144	Gas	2.144
Jawa 1	1.760	CC	1.760
<b>Total</b>	<b>8.246</b>		<b>8.246</b>

CC = *Combined Cycle*

Berdasarkan Tabel 4.1, terdapat tiga jenis mesin pembangkit listrik tenaga gas, yaitu turbin gas, turbin uap, dan mesin dengan siklus gabungan (*combined cycle*). Unit Pembangkitan dengan kapasitas daya terbesar adalah UP Gresik dengan

kapasitas total sebesar 2219 MW, sedangkan yang terkecil adalah UP Muara Karang dengan kapasitas total 909 MW. Kapasitas daya total Unit Pembangkitan Listrik Tenaga Gas di Pulau Jawa sebesar 8.246 MW. Kebutuhan gas alam masing-masing UP dipengaruhi oleh konsumsi bahan bakar gas (*heat rate*) setiap jenis mesin pembangkit. Konsumsi bahan bakar gas (*heat rate*) setiap jenis mesin pembangkit ditampilkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Konsumsi Bahan Bakar gas (*heat rate*) Setiap Jenis Mesin

Jenis	Konsumsi Gas (BTU/kW.jam)
Gas	12.400
Steam	9.800
Combined Cycle	9.000

Tabel 4.2 menampilkan konsumsi bahan bakar gas (*heat rate*) setiap jenis mesin pembangkit yang digunakan pada Unit Pembangkitan. Mesin dengan jenis turbin gas memiliki tingkat konsumsi gas tertinggi sebesar 12.400 BTU/kW.jam, sedangkan yang terendah adalah mesin dengan siklus gabungan (*combined cycle*) sebesar 9.000 BTU/kW.jam.

#### 4.5 Moda Transportasi

Moda transportasi pendistribusian gas alam adalah moda transportasi laut dan darat. Moda transportasi laut berupa kapal pengangkut gas alam dan transportasi darat berupa truk yang dilengkapi *iso tank* untuk menyimpan gas alam.

##### 4.5.1 Transportasi Laut

Moda transportasi laut berupa kapal pengangkut gas atau *gas carrier*, salah satunya adalah *LNG Carrier*. *LNG Carrier* adalah kapal tangki yang dirancang untuk mengangkut gas alam cair (LNG). Seiring dengan pertumbuhan pasar LNG yang pesat, armada pembawa LNG terus mengalami pertumbuhan yang luar biasa. *LNG Carrier* dilengkapi dengan tangki kargo independen atau dengan tangki membran. Kapal khusus ini mengangkut LNG pada titik didihnya, yaitu  $-162^{\circ}\text{C}$ , tergantung pada tingkat muatannya. Tangki *LNG Carrier* tidak berpengaruh terhadap kekuatan lambung kapal. Sebagaimana didefinisikan dalam Kode IGC, dan terutama tergantung pada tekanan desain, ada tiga jenis tangki untuk pengangkut gas: ini dikenal sebagai Jenis ‘A’, ‘B’, dan ‘C’. Sistem *Membrane Containment* didasarkan pada penghalang primer yang sangat tipis (membran

dengan tebal 0,7 hingga 1,5 mm) yang didukung melalui isolasi. Konsep Semi-Membran adalah variasi dari sistem tangki membran. Penghalang utama jauh lebih tebal daripada yang ada di sistem membran, memiliki sisi datar dan sudut besar yang terpancar. Pendistribusian gas alam di Indonesia menggunakan LNG *Carrier* sebagai moda transportasi laut.



Gambar 4.14 LNG Tanker Golar Viking

Tabel 4.3 Alternatif Kapal

Kode Kapal	GT	DWT	Length (m)	Breadth (m)	Draught (m)	Speed (knot)	Engine Power (KW)	Aux Engine (KW)	Payload (ton)	Payload (m <sup>3</sup> )
A	85.616	71.472	286	41	10	15	30.000	15.000	64.325	116.954
B	93.750	79.950	280	43	10	17	32.000	16.000	71.955	130.827
C	86.205	73.519	274	44	11	16	31.350	15.675	66.167	120.304
D	94.446	76.197	276	43	10	17	32.000	16.000	68.577	124.686
E	106.771	89.766	290	46	11	16	30.000	15.000	80.789	146.890
F	106.151	67.554	272	47	10	17	30.000	15.000	60.799	110.543

Tabel 4.3 menampilkan data mengenai pilihan kapal pengangkut LNG yang dapat digunakan sebagai moda transportasi laut untuk mendistribusikan LNG dari kilang pemasok menuju terminal penerima yang berlokasi di pulau Jawa. Kapal-kapal tersebut didapatkan dari situs web *equasis*, yaitu situs web yang menyediakan informasi mengenai daftar kapal yang beroperasi di wilayah ASEAN yang sedang berstatus *laid-up*, yang merupakan kondisi kapal yang sedang tidak digunakan dalam proyek pengiriman LNG. Kapal-kapal tersebut dipilih karena memiliki kapasitas muat yang besar, yaitu lebih dari 100.000 m<sup>3</sup>. Ukuran panjang kapal-kapal

tersebut bervariasi, mulai dari 272 m hingga yang terpanjang 290 m. Mesin utama (*engine power*) diasumsikan tidak jauh berbeda satu dengan yang lainnya, dan jumlah mesin bantu (*auxiliary engine*) sebesar 25% dari daya mesin utama yang berjumlah dua unit mesin.

Tabel 4.4 *Charter Hire Rate* Kapal LNG dengan Mesin *Steam Turbine*

Kapal	Kapasitas (m <sup>3</sup> )	DWT (ton)	Kecepatan (knot)	Charter Hire Rate (US\$/hari)
145.000 m <sup>3</sup> ST	145.000	65.414	16,5	72.784
Surya Aki	19.538	11.612	19,5	21.000
Triputra	23.097	12.493	17	25.000

Tabel 4.4 menampilkan *time charter rate* (US\$/hari) untuk kapal pengangkut LNG dengan mesin *steam turbine*. Terdapat tiga kapal yang digunakan untuk acuan regresi *time charter rate*, yaitu kapal LNG dengan mesin *steam turbine* berkapasitas m<sup>3</sup>, Surya Aki, dan Triputra.

Tabel 4.5 *Charter Hire Rate* Kapal LNG dengan *Dual Fuel Diesel Engine*

Kapal	Kapasitas (m <sup>3</sup> )	DWT (ton)	Kecepatan (knot)	Charter Hire Rate (US\$/Day)
160.000 m <sup>3</sup> ST	160.645	72.472	16,5	100.000
Shinjumaru	2.538	1.781	14,6	6.000
Coral Alameda	10.000	9.265	15	10.000
Coral Methane	7.500	5.925	15,5	9.500

Tabel 4.5Tabel 4.4 menampilkan *time charter rate* (US\$/hari) untuk kapal pengangkut LNG dengan mesin *dual fuel diesel engine*. Terdapat empat kapal yang digunakan untuk acuan regresi *time charter rate*, yaitu kapal LNG dengan mesin *dual fuel diesel engine* berkapasitas 160.000 m<sup>3</sup>, Shinjumaru, Coral Alameda, Coral Methane.

Tabel 4.4 dan Tabel 4.5 yang menampilkan *time charter rate* tersebut digunakan untuk acuan dalam menentukan *time charter rate* alternatif kapal yang akan digunakan. Selain perhitungan *time charter rate* yang menggunakan acuan tersebut, terdapat beberapa asumsi yang digunakan untuk melakukan perhitungan biaya transportasi laut.

Tabel 4.6 Asumsi Waktu pelabuhan

Waktu di Pelabuhan	Lama Waktu (jam)
AT	3
WT	3
Total AT+WT	6

Tabel 4.6 menampilkan asumsi waktu pelabuhan. Waktu pelabuhan tersebut terdiri dari *approaching time* (AT) dan *waiting time* (WT) yang masing-masing memiliki lama waktu 3 jam.

Tabel 4.7 Asumsi Biaya Kepelabuhanan

Pelabuhan	Labuh (GT/call)	Sandar (GT/etmal)	Pandu		Tunda	
			Tetap (gerakan)	Variabel (/GT/gerakan)	Tetap (/jam)	Variabel (GT/jam)
Bontang	90	90	107.000	30	3.629.000	4
Donggi	90	90	107.000	30	3.629.000	4
Bintuni	90	90	107.000	30	3.629.000	4
Gresik	90	90	107.000	30	3.629.000	4
Cilamaya	90	90	107.000	30	3.629.000	4
M. Karang	90	90	107.000	30	3.629.000	4

Tabel 4.7 menampilkan asumsi biaya kepelabuhanan di setiap pelabuhan yang tersedia. Biaya kepelabuhanan terdiri dari biaya labuh, sandar, pandu, dan tunda. Biaya pandu dan tunda memiliki tarif tetap dan variabel. Penulis mengasumsikan biaya kepelabuhanan di setiap pelabuhan sama.

Tabel 4.8 Biaya Bahan Bakar Minyak

HSD	Harga (Rp/liter)
Wilayah I	11.400
Wilayah II	11.400
Wilayah III	11.500
Wilayah IV	11.650
Rata-rata	11.488
MFO	
Wilayah I	9.100
Wilayah II	9.200
Wilayah III	9.300
Wilayah IV	9.450
Rata-rata	9.263

Tabel 4.8 menampilkan biaya bahan bakar minyak untuk HSD dan MFO di empat wilayah. Wilayah I terdiri dari Sumatera, Jawa, Bali, dan Madura, II terdiri dari Kalimantan, III terdiri dari Sulawesi dan NTB, serta IV terdiri dari Maluku, NTT, dan Papua. Penulis menggunakan asumsi biaya bahan bakar untuk HSD dan MFO dengan rata-rata harga dari semua wilayah, yaitu sebesar Rp11.488 dan Rp9.263 per liter. Penulis melakukan asumsi konsumsi bahan bakar untuk setiap kapal, yaitu SFOC sebesar 175 gr/kW.jam dan SLOC sebesar 0,5 gr/kW.jam.

#### **4.5.2 Transportasi Darat**

Moda transportasi darat yang dapat digunakan untuk mendistribusikan LNG adalah jaringan pipa dan truk LNG. Moda transportasi darat yang digunakan dalam penelitian ini adalah jaringan pipa gas. Jaringan pipa gas digunakan sebagai transportasi darat dalam mendistribusikan gas alam karena lebih efektif dan efisien apabila dibandingkan dengan truk LNG.

Komponen biaya jaringan pipa gas adalah biaya material, pekerja, *Right of Way (ROW) and damages*, serta biaya umum yang lain. *Right of Way (ROW) and damages* adalah biaya yang dikeluarkan untuk membuat sebuah jalan atau jalur dan mengganti biaya kerusakan yang diakibatkan pembuatan jalan atau jalur tersebut. Biaya umum mencakup biaya survei, teknis dan pengawasan, peralatan dan pengangkutan, biaya *overhead*, pajak, bunga, serta biaya administrasi dan pengarsipan peraturan. Rata-rata persentase dari masing-masing komponen biaya jaringan pipa gas terhadap total biaya jaringan pipa gas adalah biaya material sebesar 26%, pekerja sebesar 46%, biaya umum sebesar 21%, dan biaya *ROW and damages* sebesar 7%. Penulis menggunakan data yang bersumber dari USAID mengenai biaya proyek jaringan pipa gas sebagai patokan dalam analisis biaya jaringan pipa gas. menampilkan biaya jaringan pipa gas yang bersumber dari USAID pada tahun 2005.

Tabel 4.9 Biaya Jaringan Pipa Gas

Rute	Diameter (inci)	Panjang (mil)	Biaya Total
1	30	2	\$ 5.536.000,00
2	30	3,2	\$ 5.293.970,00
3	30	3,78	\$ 8.050.000,00
4	30	4	\$ 11.247.000,00
5	30	6,4	\$ 8.534.000,00
6	30	8,8	\$ 35.924.810,00
7	30	9,85	\$ 25.194.222,00
8	36	3	\$ 10.359.476,00
9	36	11,89	\$ 57.057.798,00
10	36	12	\$ 31.070.508,00
11	36	22,43	\$ 70.976.850,00
12	36	22,5	\$ 84.782.091,00
13	36	25	\$ 61.918.000,00
14	36	26,68	\$ 82.596.091,00
15	36	27,07	\$ 62.582.000,00
16	36	47	\$ 159.178.294,00
17	36	70	\$ 206.523.594,00
18	36	136	\$ 193.747.000,00
19	36	108	\$ 280.595.710,00
20	42	0,94	\$ 3.354.090,00
21	42	63,75	\$ 220.251.910,00
22	42	163,7	\$ 791.833.000,00
23	42	191	\$ 307.940.000,00

Berdasarkan Tabel 4.9 , terdapat tiga ukuran diameter pipa yang digunakan dalam jaringan pipa gas, yaitu 30, 36, dan 42 inci dengan variasi panjang yang berbeda-beda. Biaya total tersebut masih dalam nilai pada tahun 2005, sehingga harus disetarakan dengan nilai pada saat ini. Biaya yang terkait dengan konstruksi pipa dipengaruhi oleh banyak faktor, yaitu ukuran pipa dan panjang pipa yang digunakan, daerah yang dilalui, serta biaya material, pekerja, dan pajak yang berlaku. Kompon biaya material dan tenaga kerja memiliki jumlah persentase sekitar 70% dari total biaya pipa gas. Data pada tersebut akan dianalisis dengan metode regresi untuk mendapatkan biaya pada rute dan ukuran lain.

#### 4.6 Terminal Penerima

Terminal penerima adalah terminal yang menerima pengiriman LNG oleh kapal LNG *Carrier* yang berasal dari kilang. Terminal penerima dengan fasilitas regasifikasi di Pulau Jawa terdapat di Muara Karang, Jakarta, namun pada penelitian ini, penulis mengasumsikan terminal regasifikasi di Cilamaya yang sedang dibangun dan Gresik yang direncanakan sudah dapat digunakan.



Gambar 4.15 FSRU Jawa Barat di Teluk Jakarta

Seluruh terminal penerima di Pulau Jawa memiliki biaya regasifikasi LNG sebesar \$0,8/MBTU. Penulis mengasumsikan biaya regasifikasi tersebut berdasarkan biaya regasifikasi pada FSRU Jawa Barat di Teluk Jakarta. Kedalaman perairan di semua terminal penerima di Pulau Jawa juga diasumsikan sama, yaitu - 13 m LWS. Selain biaya regasifikasi, komponen yang penting dari terminal regasifikasi adalah fasilitas yang terdapat pada terminal regasifikasi tersebut. Terminal regasifikasi di Gresik akan direncanakan dibangun dengan fasilitas yang sesuai dengan standar terminal regasifikasi LNG. Terminal regasifikasi di Gresik yang direncanakan dibangun memiliki jenis terminal darat/*onshore*. Pembangunan terminal regasifikasi di Gresik direncanakan berlokasi di kompleks UP Gresik, yang telah memiliki fasilitas *jetty* sepanjang 300 m, sehingga perencanaan terminal regasifikasi di Gresik tidak memerlukan pembangunan *jetty* baru, namun perlu dilakukann renovasi *jetty*. Asumsi-asumsi umum dan biaya ditampilkan pada Tabel 4.10-4.11.

Tabel 4.10 Asumsi Biaya Fasilitas Terminal Regasifikasi

Komponen	Nilai	Satuan
Biaya tangki penyimpanan	\$1.500	/m <sup>3</sup>
Biaya tambahan tangki	10%	Biaya tangki
Renovasi <i>jetty</i>	Rp4.415.461	/m <sup>2</sup>
ORV (kapasitas 150 ton/jam)	\$4.250.000	/unit
<i>Unloading arm</i> ( <i>flow rate</i> 2.000 m <sup>3</sup> /jam)	\$863.343	/unit
<i>Marine pump</i>	\$72.000	/unit
<i>Gas pipeline</i>	\$500.000	/km
<i>Cryogenic pipeline</i>	\$1.500.000	/km
<i>Regasifier</i>	\$30.000	/unit
<i>Boil-off gas compressor</i>	\$30.000	/unit
<i>High pressure pump</i>	\$50.000	/unit

Tabel 4.10 menampilkan asumsi biaya fasilitas terminal regasifikasi. Asumsi tersebut didapatkan dari berbagai sumber dan biaya fasilitas tersebut dipengaruhi oleh jumlah unit dan ukuran yang digunakan. Terdapat 10 fasilitas dengan masing-masing biaya yang terdapat pada terminal regasifikasi yang direncanakan, yaitu tangki penyimpanan, *jetty*, ORV dengan kapasitas 150 ton/jam, *unloading arm* dengan kapasitas sebesar dengan *flow rate* 2.000 m<sup>3</sup>/jam, *marine pump*, *gas pipeline*, *cryogenic pipeline*, *regasifier*, *boil-off gas compressor*, dan *high pressure pump*.

Tabel 4.11 Asumsi Operasional Terminal

Komponen	Nilai	Satuan
Perawatan dan Perbaikan	2%	% investasi terminal
Asuransi	1%	% investasi terminal
Biaya umum	2%	%OC
Kenaikan biaya	5%	/tahun
Jumlah pekerja	75	Orang
Gaji pekerja	15.000.000	Rp/orang/bulan
Jumlah penggajian	14	kali/tahun
Harga listrik	1.300	kWh
WACC	11,5%	/tahun
Kebutuhan Listrik	8.250	kW

Tabel 4.11 menampilkan asumsi operasional terminal regasifikasi. Asumsi tersebut digunakan untuk melakukan perhitungan biaya operasi terminal regasifikasi dalam satu tahun.

## BAB 5

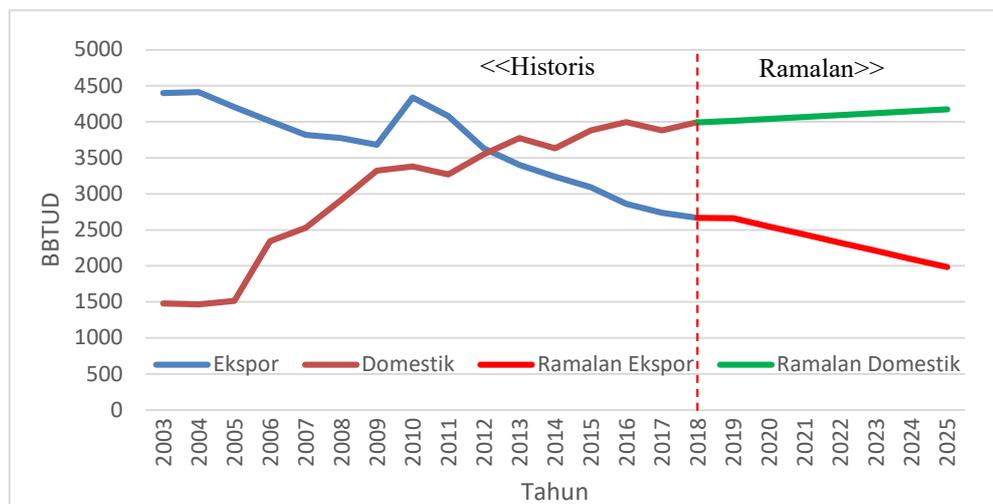
### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 5.1 Analisis Pasokan dan Permintaan

Analisis pasokan dan permintaan adalah penjabaran mengenai pasokan LNG dari setiap kilang yang ada dan permintaan akan kebutuhan LNG sebagai bahan bakar di PLTG pada masing-masing tujuan. Pasokan LNG berdasarkan produksi dari masing-masing kilang dan harus memenuhi jumlah permintaan akan kebutuhan PLTG yang dituju.

##### 5.1.1 Pasokan LNG

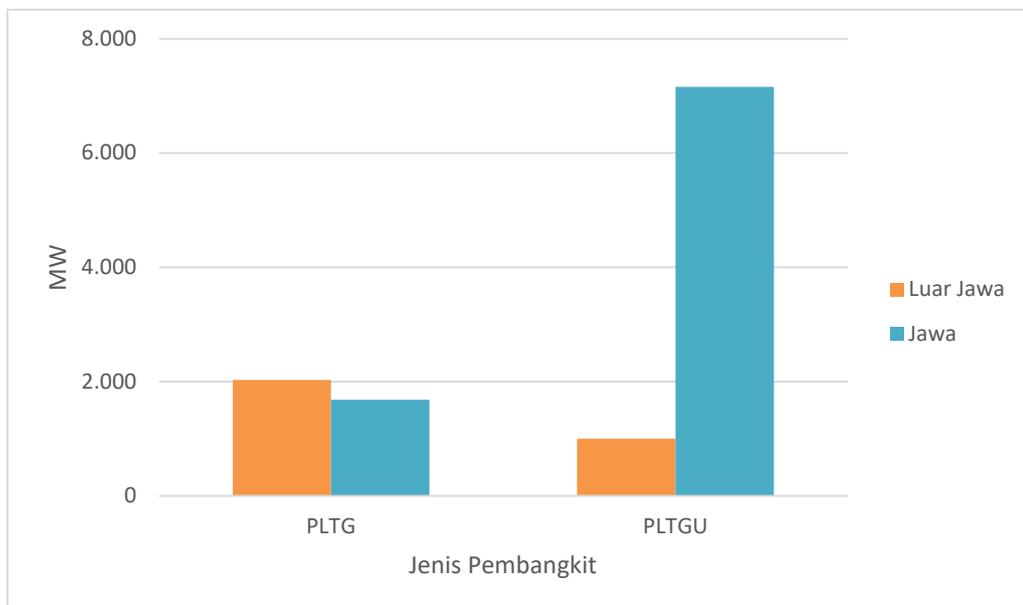
Pasokan LNG berasal dari jumlah produksi pada masing-masing kilang LNG. Jumlah produksi LNG yang digunakan sebagai pasokan dipengaruhi oleh pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia. Persentase pemenuhan gas domestik tersebut yang memengaruhi jumlah produksi LNG yang digunakan sebagai pasokan untuk masing-masing pembangkit listrik yang dituju. Gambar menampilkan data mengenai pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia dari tahun 2003 hingga 2018. Data tersebut diramalkan hingga tahun 2025 untuk mengetahui proporsi dan persentase jumlah produksi yang digunakan untuk pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor. Berikut Gambar 5.1 menampilkan ramalan pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia mulai dari tahun 2019 hingga tahun 2025.



Gambar 5.1 Ramalan Pemenuhan Kebutuhan Gas Domestik dan Ekspor

Gambar 5.1 menampilkan data mengenai ramalan pemenuhan kebutuhan gas domestik dan ekspor Indonesia hingga tahun 2025. Hingga tahun 2025, jumlah pemenuhan gas domestik selalu meningkat dan jumlah gas yang diekspor menurun. Pada tahun 2025, persentase jumlah gas yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan gas domestik sebesar 68% dari total jumlah produksi gas di Indonesia. Hal tersebut menunjukkan bahwa hingga tahun 2025 pemenuhan kebutuhan gas domestik adalah prioritas utama bila dibandingkan dengan ekspor gas ke luar negeri. Berdasarkan hasil ramalan tersebut, penulis menjadikan jumlah pasokan gas yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan gas domestik sebesar 68% dari total produksi gas. Berkaitan dengan tiga kilang produksi yang digunakan dalam penelitian ini, jumlah pasokan gas yang dapat digunakan sebesar 68% dari total produksi gas di masing-masing kilang, yaitu kilang Badak LNG, Donggi Senoro LNG, dan Tangguh LNG.

Kilang-kilang produksi LNG tersebut tidak hanya digunakan untuk memasok LNG ke pembangkit listrik yang terdapat di pulau Jawa saja, tetapi juga di seluruh Indonesia. Jumlah gas yang dipasok ke pulau Jawa berdasarkan persentase daya pembangkit listrik tenaga gas yang ada di pulau Jawa dibandingkan dengan total daya pembangkit listrik tenaga gas di Indonesia.

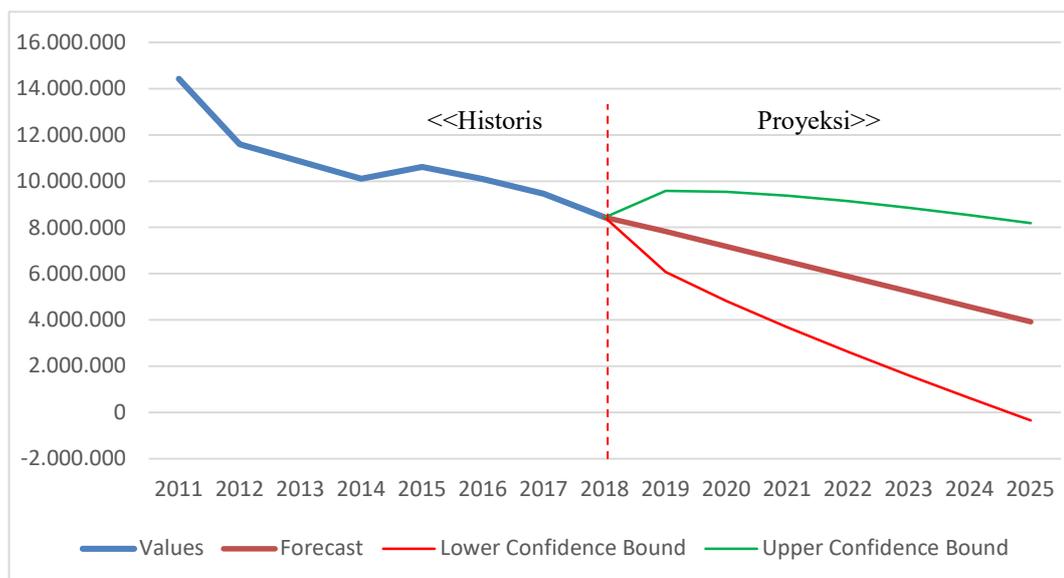


Gambar 5.2 Daya Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Indonesia

Gambar 5.2 menampilkan daya pembangkit listrik tenaga gas di Indonesia yang dibagi menjadi dua wilayah, yaitu Luar Jawa dan Jawa. Total daya pembangkit listrik tenaga gas di Jawa sebesar 8.834,54 MW dan di Luar Jawa sebesar 3.012,65 MW. Daya PLTG di Luar Jawa lebih besar daripada di Jawa, sedangkan daya PLTGU di Jawa lebih besar daripada di Luar Jawa. Persentase daya pembangkit listrik tenaga gas di Jawa sebesar 75%. Sehingga jumlah gas yang dipasok di Jawa adalah 75% dari pasokan pemenuhan kebutuhan gas domestik dari masing-masing kilang produksi LNG.

Berdasarkan analisis pasokan gas, jumlah gas yang dipasok untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik tenaga gas di Jawa adalah 68% dari pasokan untuk kebutuhan domestik, di mana pasokan untuk kebutuhan domestik tersebut memiliki jumlah 75% dari total produksi pada masing-masing kilang produksi dalam satu tahun.

Produksi LNG pada kilang Badak LNG ditampilkan pada menampilkan produksi LNG pada kilang Badak LNG dari tahun 2011 hingga 2018. Produksi LNG tersebut selalu mengalami penurunan dari tahun ke tahun, namun hanya mengalami sedikit kenaikan pada tahun 2015. Data produksi LNG tersebut akan diramalkan hingga tahun 2025. Peramalan ini dilakukan untuk mengetahui kemungkinan jumlah LNG yang diproduksi di masa depan. Ramalan produksi LNG pada kilang Badak LNG ditampilkan pada Gambar 5.3



Gambar 5.3 Proyeksi Produksi Badak LNG

Gambar 5.3 menampilkan hasil dari peramalan produksi LNG pada kilang Badak LNG yang dimulai dari tahun 2019 hingga 2025. Produksi LNG dari tahun 2011 hingga 2018 mengalami penurunan dan hanya mengalami kenaikan pada tahun 2015, namun peramalan jumlah produksi yang dilakukan menghasilkan peningkatan di tahun 2019 yang kemudian mengalami penurunan hingga tahun 2025.

Tabel 5.1 Produksi Donggi Senoro LNG

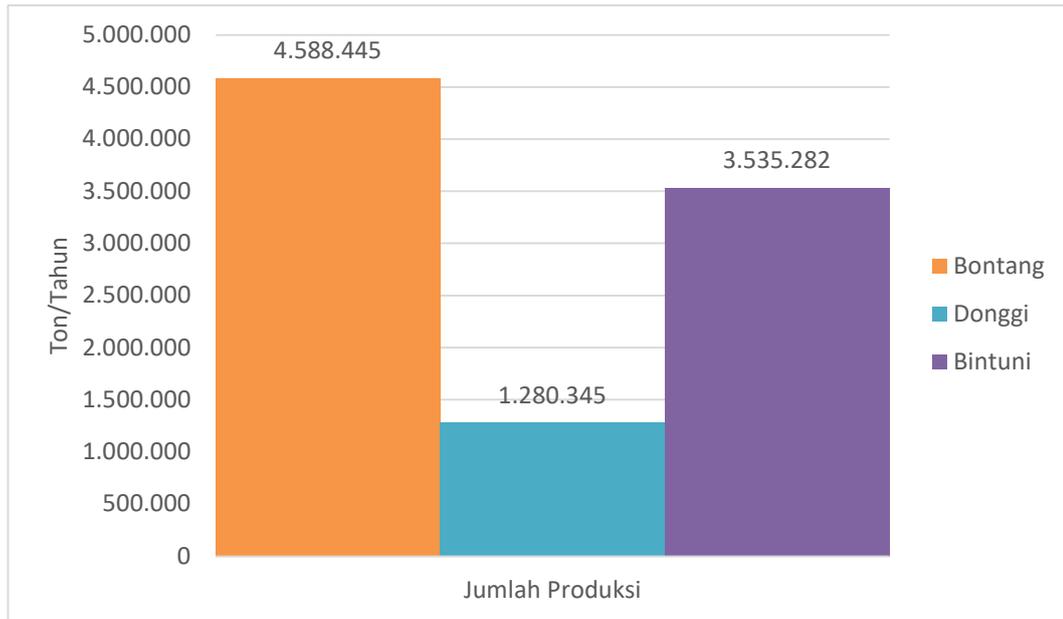
Jumlah	Satuan
335.000.000	<i>feet</i> <sup>3</sup> /hari
9.486.128	m <sup>3</sup> /hari
6.878,03	ton/hari
2.510.481	ton/tahun

Berdasarkan Tabel 5.1 di atas, kilang Donggi Senoro LNG di Banggai memiliki tingkat produksi LNG sebesar 335.000.000 *feet*<sup>3</sup>/hari, jumlah tersebut setara dengan 9.486.144 m<sup>3</sup>/hari. Jumlah tersebut dikoversikan berdasarkan aturan pada Tabel 2.2. Konversi satuan gas tersebut menghasilkan jumlah sebesar 2.510.486 ton/tahun. Jumlah produksi LNG sebesar 2.510.486 ton/tahun diasumsikan sebagai jumlah produksi setiap tahun kilang Donggi Senoro secara konstan, karena tidak adanya data historis produksi LNG setiap tahun.

Tabel 5.2 Produksi Tangguh LNG

Jumlah	Satuan
925.000.000	<i>feet</i> <sup>3</sup> /hari
26.193.040	m <sup>3</sup> /hari
18.992	ton/hari
6.931.926	ton/tahun

Berdasarkan Tabel 5.2 di atas, kilang Tangguh LNG di Bintuni memiliki tingkat produksi LNG sebesar 925.000.000 *feet*<sup>3</sup>/hari, jumlah tersebut setara dengan 26.193.040 m<sup>3</sup>/hari. Jumlah tersebut dikoversikan berdasarkan aturan konversi gas pada Tabel 2.2. Konversi satuan gas tersebut menghasilkan jumlah sebesar 6.931.926 ton/tahun. Jumlah produksi LNG sebesar 6.931.926 ton/tahun diasumsikan sebagai jumlah produksi setiap tahun kilang Tangguh LNG secara konstan, karena tidak adanya data historis produksi LNG setiap tahun. Jumlah produksi LNG setiap tahun kilang Tangguh LNG memiliki persentase sebesar 90% dari total kapasitas produksi kilang, yaitu sebesar 7.600.000 MTPA.



Gambar 5.4 Jumlah Produksi untuk Kebutuhan Domesti di Pulau Jawa

Gambar 5.4 menampilkan produksi LNG pada masing-masing kilang produksi yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik di Pulau Jawa. Jumlah produksi tersebut berdasarkan persentase alokasi jumlah produksi LNG di masing-masing kilang yang telah dianalisis. Produksi Badak LNG memiliki jumlah LNG terbesar yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik di Pulau Jawa, yaitu 4.588.445 ton/tahun, sedangkan jumlah terkecil adalah yang berasal dari kilang Donggi Senoro LNG, yaitu 1.280.345 ton/tahun.

### 5.1.2 Permintaan LNG

Permintaan LNG adalah jumlah kebutuhan akan LNG oleh pembangkit listrik sebagai bahan bakar mesin yang akan menghasilkan tenaga listrik. Kebutuhan akan LNG tersebut berdasarkan konsumsi gas oleh mesin pembangkit (*heat rate*) dengan daya masing-masing.

Terdapat tiga jenis mesin pembangkit yang digunakan yaitu *gas turbine*, *combined cycle turbine*, *steam turbine* dengan masing-masing nilai *heat rate* secara berurutan sebesar 12.400, 9.800, dan 9.000 BTU/KW.jam. *Heat rate* tersebut didapatkan dari spesifikasi mesin oleh *General Electric Power*. Kebutuhan LNG dihitung dari konsumsi gas (*heat rate*) mesin pembangkit dengan daya tertentu selama waktu operasi.

Kapasitas daya masing-masing Unit Pembangkitan ditampilkan pada Tabel 4.1 Total kapasitas daya pada masing-masing Unit Pembangkitan dibagi berdasarkan jenis mesin yang digunakan. Pembagian ini berdasarkan dari proporsi jumlah mesin terhadap total kapasitas daya pada masing-masing Unit Pembangkitan. Setelah mendapatkan daya masing-masing mesin, dilakukan perhitungan kebutuhan LNG sesuai dengan konsumsi gas (*heat rate*) dengan faktor ketersediaan sebesar 60%. Hasil perhitungan kebutuhan LNG pada masing-masing Unit Pembangkitan ditampilkan pada Tabel 5.3.

Tabel 5.3 Kebutuhan LNG pada Unit Pembangkitan

Unit Pembangkitan	Kapasitas Total (MW)	Pembangkit Listrik	Kapasitas (MW)	Kebutuhan LNG			
				MBTU/hari	MBTU/tahun	Ton/hari	Ton/tahun
Gresik	2.219	Gas	40	7.178	2.620.011	144	52.400
		Uap	600	84.672	30.905.280	1.693	618.106
		CC	1.579	204.610	74.682.609	4.092	1.493.652
Grati	1.214	Gas	752	134.322	49.027.442	2.686	980.549
		CC	462	59.853	21.846.406	1.197	436.928
Muara Karang	909	Uap	400	56.448	20.603.520	1.129	412.070
		CC	509	65.912	24.057.868	1.318	481.157
Muara Tawar	2.144	Gas	2.144	382.833	139.733.914	7.657	2.794.678
Jawa I	1.760	CC	1.760	228.096	83.255.040	4.562	1.665.101
Total	8.246		8.246	1.223.924	446.732.091	24.478	8.934.642

CC = *Combined Cycle*

Berdasarkan Tabel 5.3, kebutuhan total dari semua Unit Pembangkitan pada studi kasus ini adalah 431.331.538 MBTU/tahun atau sebanding dengan 8.626.631 ton/tahun. Unit Pembangkitan dengan kebutuhan LNG per tahun terbesar Pasokan yang telah dihitung pada sub bab 5.1.1 mengenai pasokan LNG, pasokan tersebut dapat memenuhi kebutuhan LNG di setiap unit pembangkit, karena memiliki jumlah yang lebih besar dari jumlah total kebutuhan LNG di setiap Unit Pembangkitan. Setelah melakukan analisis pasokan dan permintaan, penelitian dilanjutkan dengan melakukan analisis biaya transportasi. Analisis biaya transportasi dilakukan untuk mengetahui biaya total transportasi pendistribusian LNG dari kilang pemasok menuju PLTG. Analisis biaya transportasi akan dijelaskan pada sub bab 5.2.

## 5.2 Analisis Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini

Analisis kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana distribusi LNG di Pulau Jawa dengan empat PLTG yang dipasok, yaitu UP. Muara Karang, UP. Muara Tawar, UP. Gresik, dan UP. Grati. Kebutuhan akan bahan bakar gas di UP. Muara Karang dan Muara Tawar dipasok dari Kilang Badak LNG dengan menggunakan kapal pengangkut LNG, karena di Teluk Jakarta terdapat terminal regasifikasi yang berjenis FSRU. Sedangkan kebutuhan akan bahan bakar gas di UP. Gresik dan Grati dipasok dari kilang gas yang terdapat di Blok Kangean PSC. Gas dari Blok Kangean PSC dialirkan melalui jaringan pipa bawah laut dari Kangean menuju Grati dan jaringan pipa darat dari Grati menuju Gresik. Analisis yang dilakukan memperoleh hasil yang ditampilkan pada Tabel 5.4.

Tabel 5.4 Hasil Analisis Distribusi LNG di Pulau Jawa Saat Ini	
Muara Karang - Muara Tawar	
Keterangan	1 Kapal
	D
Total biaya	Rp 13.506.131.344.610,70
Biaya transportasi laut	Rp 861.246.746.259,14
Biaya pipa gas	Rp 714.573.827.983,17
Muatan terangkut (m <sup>3</sup> )	6.736.936
<i>Boil-off gas</i> (m <sup>3</sup> )	31.652
Muatan terkirim (m <sup>3</sup> )	6.705.284
Biaya LNG	Rp 10.421.568.294.209,60
Biaya regasifikasi	Rp 1.508.742.476.158,76
Biaya satuan (/MBTU)	\$7,13
Gresik - Grati	
Total biaya	Rp 12.405.567.558.633,30
Biaya pipa gas	Rp 1.226.108.389,61
Biaya LNG	Rp 12.404.341.450.243,70
Biaya satuan (/MBTU)	\$6,77

Tabel 5.4 menampilkan hasil analisis distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini. Analisis dibagi menjadi dua bagian, yaitu analisis distribusi pada UP. Muara Karang dan Muara Tawar, serta pada UP. Gresik dan Grati. Pembagian analisis tersebut dilakukan karena pada UP. Muara Karang terdapat terminal penerima LNG dan pasokan berasal dari Badak LNG. Sedangkan UP. Gresik dan Grati mendapatkan pasokan gas alam yang berasal dari kilang di Blok Kangean PSC yang

dialirkan melalui pipa gas bawah laut dan darat. Distribusi dari Badak LNG menuju terminal penerima di Teluk Jakarta untuk memasok UP. Muara Karang dan Muara Tawar menggunakan satu kapal, yaitu kapal D dengan total biaya sebesar Rp13.506.131.344.610,70 dan biaya satuan LNG sebesar \$7,13/MBTU. Sedangkan distribusi gas alam untuk memasok Unit Pembangkitan.

### 5.3 Distribusi LNG yang Dioptimisasi



Gambar 5.5 Distribusi LNG yang Dioptimisasi

Gambar 5.5 adalah distribusi LNG yang dioptimisasi oleh penulis pada penelitian ini. Terdapat tiga kilang produksi LNG yang akan memasok PLTG di Pulau Jawa, yaitu Badak LNG di Bontang, Kalimantan Timur, Donggi Senoro LNG di Banggai, Sulawesi Tengah, dan Tangguh LNG di Bintuni, Papua Barat. Sedangkan PLTG di Pulau Jawa yang dipasok gas alam berjumlah lima unit pembangkitan, yaitu UP Muara Karang di Jakarta, Muara Tawar di Bekasi, Jawa 1 di Karawang, Jawa Barat serta Gresik dan Grati yang terletak di Gresik dan Pasuruan, Jawa Timur. Tiga kilang tersebut memasok LNG menuju Pulau Jawa dengan menggunakan kapal pengangkut gas dan membutuhkan terminal penerima dengan fasilitas regasifikasi, karena tidak semua PLTG yang akan dipasok memiliki fasilitas tersebut. Terminal penerima LNG di Pulau Jawa saat ini hanya terdapat di Teluk Jakarta, berada di dekat UP Muara Karang, sedangkan terminal penerima di UP Jawa 1 masih dalam tahap pembangunan dan di UP Gresik masih dalam tahap perencanaan. Penulis mengasumsikan bahwa terminal penerima yang berada di UP Jawa 1 dan UP Gresik sudah dapat digunakan untuk menerima pasokan LNG. Sehingga dalam distribusi yang dioptimisasi, terdapat tiga terminal penerima LNG

di Pulau Jawa, yaitu yang terletak di dekat UP. Muara Karang, UP. Jawa 1, dan UP. Gresik. Terminal penerima dengan fasilitas regasifikasi LNG di UP. Muara Karang dan Jawa 1 bertipe FSRU, sedangkan terminal di Gresik direncanakan bertipe terminal darat.

Berdasarkan Gambar 5.5, terdapat rute distribusi LNG dari kilang asal menuju PLTG yang terdapat di Pulau Jawa, baik rute untuk transportasi laut, maupun transportasi darat. Rute dengan masing-masing jarak pada distribusi LNG yang dioptimisasi ditampilkan pada

Tabel 5.5 Rute Distribusi LNG

Transportasi Laut			
No.	Asal	Tujuan	Jarak (NM)
1	Bontang	Muara Karang	863
2	Bontang	Cilamaya	830
3	Bontang	Gresik	571
4	Donggi	Muara Karang	1.300
5	Donggi	Cilamaya	1.260
6	Donggi	Gresik	862
7	Bintuni	Muara Karang	1.633
8	Bintuni	Cilamaya	1.595
9	Bintuni	Gresik	1.290
Transportasi Darat (Pipa Gas)			
No.	Asal	Tujuan	Jarak (KM)
1	Muara Karang	Muara Tawar	27
2	Gresik	Grati	98

Terdapat sembilan rute distribusi LNG yang memiliki tiga asal dan tiga untuk transportasi laut. Rute untuk transportasi laut dengan jarak terdekat terdapat pada rute Bontang – Gresik dengan jarak 571 NM, sedangkan rute terjauh adalah Bintuni – Muara Karang dengan jarak sejauh 1633 NM. Terdapat dua rute untuk transportasi darat dengan menggunakan pipa gas, yaitu Muara Karang – Muara Tawar dengan jarak 27 kilometer dan Gresik – Grati dengan jarak 98 kilometer.

## 5.4 Analisis Biaya Transportasi

Analisis biaya transportasi adalah penguraian komponen biaya dalam pengangkutan barang oleh suatu moda dari asal hingga sampai di tujuan. Dalam penelitian ini, dilakukan analisis biaya pengangkutan LNG dari kilang produksi hingga sampai di PLTG oleh moda transportasi laut, yaitu kapal, dan moda transportasi darat, yaitu jaringan pipa gas.

### 5.4.1 Moda Transportasi Laut

Moda transportasi laut yang digunakan adalah kapal pengangkut gas (*gas carrier*). Komponen biaya dalam pengangkutan barang menggunakan moda transportasi laut adalah biaya modal, operasional, pelayaran, bongkar muat, dan biaya kepelabuhanan. Komponen-komponen biaya tersebut telah dijelaskan dalam sub bab 2.5.1. Kapal pengangkut gas yang digunakan ditampilkan pada . Penelitian ini menggunakan kapal pengangkut gas yang digunakan untuk mengirim muatan, sehingga biaya modal dan operasional termasuk dalam biaya sewa, yaitu *time charter hire* (TCH) yang merupakan biaya sewa berdasarkan waktu penyewaan. Kapal-kapal yang dapat digunakan untuk mendistribusikan LNG diasumsikan menggunakan mesin *steam turbine*, sehingga TCH dari masing-masing kapal didapatkan dari regresi yang berdasarkan Tabel 4.4. Komponen yang digunakan dalam regresi tersebut adalah DWT dengan *time charter rate*. Regresi tersebut menghasilkan  $r^2$ , *slope*, dan *intercept* yang disajikan pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Regresi *Steam Turbine Gas Tanker*

Slope	0,9336946
Intercept	11733,53102
$r^2$	0,99695897

Tabel 5.6 menampilkan hasil regresi *steam turbine gas tanker*. Hasil regresi tersebut akan digunakan untuk menghitung *time charter rate* atau biaya sewa kapal pengangkut gas per tahun untuk masing-masing alternatif kapal yang akan digunakan dalam distribusi LNG di Pulau Jawa.

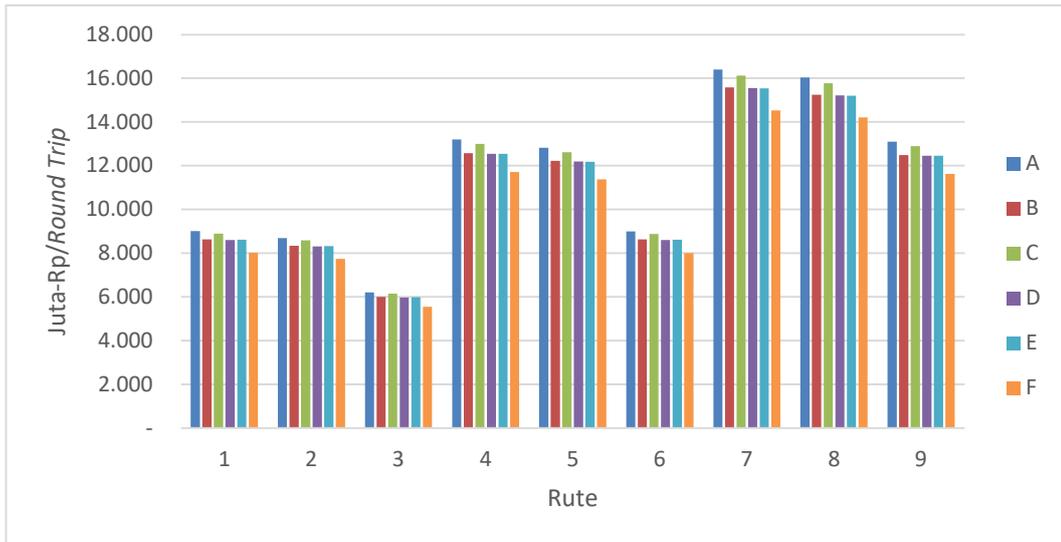
Berdasarkan hasil regresi pada Tabel 5.6 yang telah diperoleh, *time charter rate* dihitung untuk mengetahui biaya sewa alternatif kapal pengangkut LNG yang akan digunakan selama satu tahun. Hasil *time charter rate* tersebut disajikan pada Tabel 5.7.

Tabel 5.7 *Time Charter Rate* Alternatif Kapal

Kode Kapal	DWT (ton)	Time Charter (Rp/tahun)
A	71.472	364.146.787.530
B	79.950	400.882.644.553
C	73.519	373.016.603.445
D	76.197	384.620.593.196
E	89.766	443.416.163.372
F	67.554	347.169.777.879

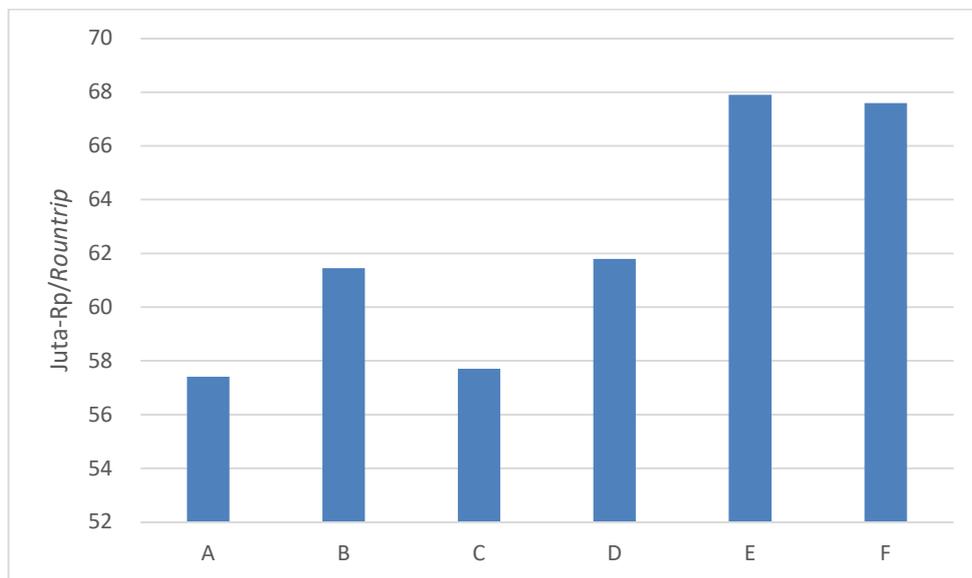
Tabel 5.7 menampilkan hasil perhitungan *time charter rate* untuk setiap pilihan kapal yang tersedia. *Time charter rate* tersebut dipengaruhi oleh DWT kapal, sehingga semakin besar DWT kapal, semakin tinggi *time charter rate* kapal tersebut. Kapal F dengan DWT terkecil daripada pilihan kapal lain, yaitu 67.554 ton memiliki *time charter rate* senilai Rp347.169.777.879. Sedangkan kapal dengan DWT terbesar, yaitu kapal E dengan DWT 89.766 ton, memiliki *time charter rate* sebesar Rp443.416.163.372. Perbedaan DWT antara kapal E dan F sebesar 22.212 ton dan selisih *time charter rate* sebesar Rp96.246.385.493. Karena *time charter rate* berdasarkan DWT kapal, variabel yang lain tidak mempengaruhi nilai *time charter rate* tersebut. *Time charter rate* yang telah dihitung tersebut menjadi biaya tetap dalam model optimisasi yang akan dibuat.

Analisis biaya transportasi laut dilanjutkan dengan melakukan perhitungan biaya bahan bakar dan biaya kepelabuhanan. Biaya bahan bakar kapal dan biaya kepelabuhanan dihitung berdasarkan pilihan kapal yang tersedia yang berjumlah enam kapal dan sembilan rute pelayaran yang dapat dilalui. Hasil perhitungan biaya bahan bakar kapal ditampilkan pada Gambar 5.6.



Gambar 5.6 Biaya BBM Setiap Kapal

Gambar 5.6 menampilkan biaya BBM pilihan kapal yang tersedia setiap perjalanan pulang pergi di masing-masing rute yang dapat dilalui. Terdapat 9 rute yang dapat dilalui dengan kapal pengangkut LNG, yaitu dengan tiga kilang asal, Badak LNG, Donggi Senoro LNG, Tangguh LNG, serta terdapat tiga terminal penerima yang dituju yang terletak di UP Muara Karang, Jawa 1, dan Gresik. Biaya BBM tertinggi terdapat pada rute yang berasal dari Tangguh LNG, sedangkan yang terendah terdapat pada rute yang berasal dari Badak LNG.



Gambar 5.7 Biaya Kepelabuhanan Per Round Trip Days

Gambar 5.7 menampilkan biaya kepelabuhanan pilihan kapal yang tersedia setiap perjalanan pulang pergi di masing-masing rute yang dapat dilalui. Terdapat 9 rute yang dapat dilalui dengan kapal pengangkut LNG, yaitu dengan tiga kilang asal, Badak LNG, Donggi Senoro LNG, Tangguh LNG, serta terdapat tiga terminal penerima yang dituju yang terletak di UP Muara Karang, Jawa 1, dan Gresik. Biaya BBM tertinggi terdapat pada rute yang berasal dari Tangguh LNG, sedangkan yang terendah terdapat pada rute yang berasal dari Badak LNG. Penulis mengasumsikan tarif kepelabuhanan di setiap kilang asal dan terminal penerima sama, sehingga hal yang memengaruhi biaya kepelabuhanan adalah GT kapal. Kapal dengan GT terbesar memiliki biaya kepelabuhanan terbesar, yaitu kapal E.

#### 5.4.2 Moda Transportasi Darat

Moda transportasi darat yang digunakan adalah jaringan pipa gas. Jaringan pipa gas mendistribusikan gas dari terminal penerima hingga ke PLTG. Komponen biaya dalam pendistribusian gas melalui jaringan pipa adalah biaya modal dan operasional. Biaya modal adalah seluruh biaya yang digunakan untuk membangun jaringan pipa. Biaya operasional adalah biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan pokok dalam mengoperasikan pipa. Biaya operasional jaringan pipa gas adalah biaya perawatan dan perbaikan, serta inspeksi. Biaya modal jaringan pipa didapatkan dari regresi total biaya dibandingkan dengan variabel yang ada. Terdapat dua variabel yang mempengaruhi biaya dalam regresi jaringan pipa gas, yaitu panjang pipa dan diameter pipa yang digunakan. Dua variabel tersebut tidak memiliki korelasi antara satu dengan yang lainnya, sehingga dilakukan reduksi variabel dengan metode *pricipal component analysis*. Metode *pricipal component analysis* yang telah dilakukan menghasilkan variabel baru, yaitu variabel F. Formula untuk menentukan variabel F adalah sebagai berikut:

$$F = 0,59D + 0,59L \quad 5.1$$

Keterangan:

- $F$  : Variabel yang dicari
- $D$  : Diameter pipa (inci)
- $L$  : Panjang pipa (mil)

Persamaan 5.1 digunakan untuk mengetahui nilai dari variabel F. Komponen dalam perhitungan variabel F adalah diameter dan panjang pipa.

Tabel 5.8 Biaya Jaringan Pipa dan Variabel F

Rute	Diameter (inci)	Panjang (mil)	Biaya Total (\$)	Biaya/mil (\$/mil)	Variabel F
1	30	2	12.516.364	6.258.182	17,89
2	30	3,2	11.969.158	3.740.362	18,56
3	30	3,78	18.200.277	4.814.888	18,88
4	30	4	25.428.387	6.357.097	19,01
5	30	6,4	19.294.554	3.014.774	20,35
6	30	8,8	81.222.545	9.229.835	21,69
7	30	9,85	569.61.716	5.782.915	22,28
8	36	3	234.21.780	7.807.260	21,80
9	36	11,89	129.002.201	10.849.638	26,77
10	36	12	70.247.434	5.853.953	26,83
<u>11</u>	<u>36</u>	<u>22,43</u>	<u>160.471.841</u>	<u>7.154.340</u>	<u>32,66</u>
12	36	22,5	191.684.165	8.519.296	32,70
13	36	25	139.990.651	5.599.626	34,10
14	36	26,68	186.741.829	6.999.319	35,04
15	36	27,07	141.491.891	5.226.889	35,26
16	36	47	359.886.835	7.657.167	46,40
17	36	70	466.930.011	6.670.429	59,25
18	36	136	438.043.359	3.220.907	96,15
19	36	108	634.399.951	5.874.074	80,50
20	42	0,94	758.3.275	8.067.314	24,00
21	42	63,75	4.979.68.415	7.811.269	59,11
22	42	163,7	1.790.258.362	10.936.215	114,99
23	42	191	696.222.764	3.645.145	130,25

Berdasarkan Tabel 5.8, terdapat tiga ukuran diameter pipa yang digunakan dalam jaringan pipa gas, yaitu 30, 36, dan 42 inci dengan variasi panjang yang berbeda-beda. Total biaya yang ditampilkan pada Tabel 5.8 telah diubah menjadi nilai biaya pada saat ini. Terdapat dua variabel yang mempengaruhi biaya dalam regresi jaringan pipa gas, yaitu panjang pipa dan diameter pipa yang digunakan. Setelah mendefinisikan variabel F, regresi dengan menggunakan variabel tersebut terhadap total biaya jaringan pipa gas. Hasil regresi jaringan pipa gas ditampilkan pada Tabel 5.9.

Tabel 5.9 Regresi Biaya Jaringan Pipa

Slope	10.208.323
Intercept	-173.555.827
$r^2$	0,708

Tabel 5.10 Hasil Perhitungan Biaya Pipa gas

Rute Pipa Gas	Diameter Pipa Gas (inci)		
	20	22	24
Muara Karang – MuaraTawar (27 KM)	Rp510.634.147.312	Rp671.133.828.016	Rp831.633.508.720
Gresik – Grati (98 KM)	Rp3.452.664.636.724	Rp3.613.164.317.428	Rp3.773.663.998.132

Tabel 5.10 menampilkan hasil perhitungan biaya jaringan pipa gas berdasarkan regresi yang telah dilakukan. Perhitungan biaya tersebut dipengaruhi oleh diameter panjang pipa gas yang digunakan. Terdapat tiga ukuran diameter pipa yang dihitung, yaitu 20, 22, dan 24 inci pada rute Muara Karang – Muara Tawar sepanjang 27 kilometer dan Gresik – Grati sepanjang 98 kilometer. Pada rute yang sama, jika diameter pipa yang digunakan semakin besar, maka biaya pipa gas tersebut akan semakin besar juga. Diameter pipa gas yang dipilih adalah pipa dengan diameter sebesar 20 inci pada setiap rute. Pipa tersebut dipilih karena memiliki biaya yang paling minimum. Biaya pipa tersebut digunakan untuk menghitung berapa biaya yang dibebankan untuk mengoperasikan pipa gas dalam satu tahun.

## 5.5 Model Optimisasi Distribusi LNG

Model optimisasi menghasilkan solusi yang optimum untuk permasalahan matematis yang dibuat dalam bentuk model. Persoalan matematis dalam penelitian ini adalah pendistribusian gas alam dari kilang produksi menuju pembangkit listrik tenaga gas. Solusi optimum yang dituju adalah total biaya yang optimum. Terdapat beberapa komponen yang harus terpenuhi dalam pembuatan model optimisasi sesuai dengan yang telah dijabarkan pada sub bab 2.7. Model optimisasi yang dirumuskan bertujuan untuk mendapatkan hasil yang optimum dalam menyelesaikan permasalahan distribusi gas alam cair (LNG) ke Pulau Jawa.

### 5.5.1 *Objective Function*

*Objective function* merupakan ekspresi matematis untuk mendeskripsikan hubungan dari parameter optimisasi atau hasil sebuah operasi yang menggunakan parameter optimasi sebagai masukan. Dalam pengerjaan ini, yang menjadi *objective function* adalah biaya total yang minimum.

*Objective function* yang dirumuskan adalah sebagai berikut:

$$\text{Minimum } Z = \text{Minimum Biaya Total}$$

$$\text{Biaya Total} = \text{Biaya Tetap} + \text{Biaya Variabel}$$

$$\text{Biaya Tetap} = \text{Biaya Sewa Kapal} + \text{Biaya Pipa Gas}$$

$$= (\sum_{i=1}^6 F_i y_i + \sum_{i=7}^8 P_i y_i) \quad 5.2$$

$$\text{Biaya Variabel} = \text{Biaya BBM} + \text{Biaya Kepelabuhanan} +$$

$$\text{Biaya Regasifikasi} + \text{Biaya LNG}$$

$$= \left( \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 b_{ij} (x_{ij}/p_i) + \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 l_{ij} (x_{ij}/p_i) + \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 \sum_{k=1}^3 x_{ijk} c_k + \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 \sum_{t=1}^3 (x_{ij} - p_i \text{bg}(x_{ij}/p_i) w_{ij}) r_t \right) \quad 5.3$$

Keterangan:

- $Z$  : Biaya total (Rp)
- Biaya Tetap : *Biaya Charter Kapal + Biaya Operasi Jaringan Pipa*
- Biaya Variabel : *Biaya BBM + Biaya Kepelabuhanan + Biaya Regasifikasi + Biaya LNG*
- $F_i$  : Biaya tetap alternatif kapal  $i$
- $y_i$  : Pemilihan kapal/pipa gas  $i$  untuk  $y_i \in \{0,1\}$
- $P_i$  : Biaya jaringan pipa gas  $i$
- $i$  : Alternatif kapal untuk  $i = 1, \dots, n$
- $i$  : Jaringan pipa gas untuk  $i = n+1, \dots, e$
- $j$  : Rute pelayaran untuk  $j = 1, \dots, m$
- $b_{ij}$  : Biaya konsumsi bahan bakar kapal  $i$  pada rute  $j$
- $x_{ij}$  : Jumlah LNG yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$
- $p_i$  : *Payload* kapal  $i$
- $l_{ij}$  : Biaya kepelabuhanan kapal  $i$  pada rute  $j$
- $c_k$  : Biaya LNG pada kilang  $k$
- $k$  : Kilang produksi LNG untuk  $k = 1, \dots, o$
- $x_{ijk}$  : Jumlah LNG yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$  yang berasal dari kilang  $k$
- $\text{bg}$  : Faktor *boill-off gas*
- $w_{ij}$  : Waktu *round trip* kapal  $i$  pada rute  $j$
- $r_t$  : Biaya regasifikasi LNG pada terminal  $t$
- $t$  : Terminal penerima untuk  $t = 1, \dots, q$

*Objective function* dalam model optimisasi ini adalah biaya total minimum distribusi LNG dari kilang produksi menuju PLTG. Biaya total distribusi terdiri dari biaya tetap dan biaya variabel. Biaya tetap terdiri dari biaya *charter* kapal dan biaya operasi jaringan pipa gas. Sedangkan biaya variabel terdiri dari biaya BBM kapal, biaya kepelabuhanan, biaya regasifikasi, dan biaya pembelian LNG dari kilang produksi yang memiliki komponen harga *freight on board* (FOB).

### 5.5.2 Decision Variable

*Decision variable* atau variabel keputusan adalah nilai yang dapat dikontrol oleh pembuat keputusan. Nilai ini dapat berubah-ubah sesuai dengan keinginan pembuat keputusan yang bertujuan untuk mendapatkan nilai yang optimum atau *objective function*. Dalam penelitian mengenai distribusi LNG ini, jumlah muatan yang terangkut dijadikan sebagai variabel keputusan. Variabel keputusan dituliskan dalam bentuk sebagai berikut:

$$x_{ij} \tag{5.4}$$

$x_{ij}$  = Jumlah muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$

Jumlah muatan diangkut dijadikan *decision variable* agar muatan yang dikirimkan memenuhi permintaan LNG di setiap PLTG yang dituju. Hal tersebut dilakukan karena dalam pendistribusian LNG terdapat *boil-off gas*, yang merupakan penguapan LNG yang dapat mengurangi jumlah muatan terangkut sebelum terkirimkan ke tujuan.

### 5.5.3 Constraint

*Constraint* adalah batasan yang digunakan dalam model optimisasi. Batasan-batasan tersebut dituliskan dalam bentuk sebagai berikut:

$$x_{ij} \geq 0 \tag{5.5}$$

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 (x_{ij} / p_i) \cdot d_{ij} \leq 330 \tag{5.6}$$

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 x_{ij} \leq \sum_{k=1}^3 S_k \tag{5.7}$$

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^9 (x_{ij} - p_i \cdot b_g(x_{ij} / p_i) \cdot w_{ij}) \geq \sum_{t=1}^3 D_t \tag{5.8}$$

Keterangan:

$x_{ij}$  : Jumlah muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$

$p_i$  : *Payload* kapal  $i$

- $d_{ij}$  : Waktu pelayaran kapal  $i$  pada rute  $j$   
 $S_k$  : Jumlah pasokan yang tersedia pada kilang  $k$   
 $x_t$  : Jumlah LNG yang terkirim di terminal  $t$   
 $D_t$  : Permintaan yang ada di terminal  $t$

Batasan yang dirumuskan oleh Persamaan 5.4 mengharuskan bahwa jumlah muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$  harus lebih besar sama dengan nol, hal tersebut dijadikan batasan karena apabila kapal mengangkut muatan harus memiliki jumlah lebih dari nol dan terdapat kemungkinan kapal tidak mengangkut muatan sama sekali pada suatu rute  $j$ . Batasan yang dirumuskan oleh Persamaan 5.5 mengharuskan bahwa waktu total operasi kapal dalam satu tahun tidak lebih dari 330 hari. Batasan yang dirumuskan oleh Persamaan 5.6 mengharuskan bahwa muatan yang diangkut kapal  $i$  pada rute  $j$  harus lebih kecil sama dengan jumlah LNG yang diproduksi di setiap kilang, hal tersebut dijadikan batasan karena jumlah muatan yang diangkut sebagai pasokan tidak dapat melebihi jumlah LNG yang diproduksi di kilang asal. Batasan yang dirumuskan oleh Persamaan 5.7 mengharuskan bahwa muatan yang terkirim di setiap terminal penerima harus memenuhi permintaan yang ada di sana.

Model optimisasi tersebut dijalankan sesuai dengan apa yang dirumuskan di dalam model tersebut. Berdasarkan model optimisasi yang telah dilakukan, didapatkan hasil yang ditampilkan pada Tabel 5.11.

Tabel 5.11 Hasil Model Optimisasi

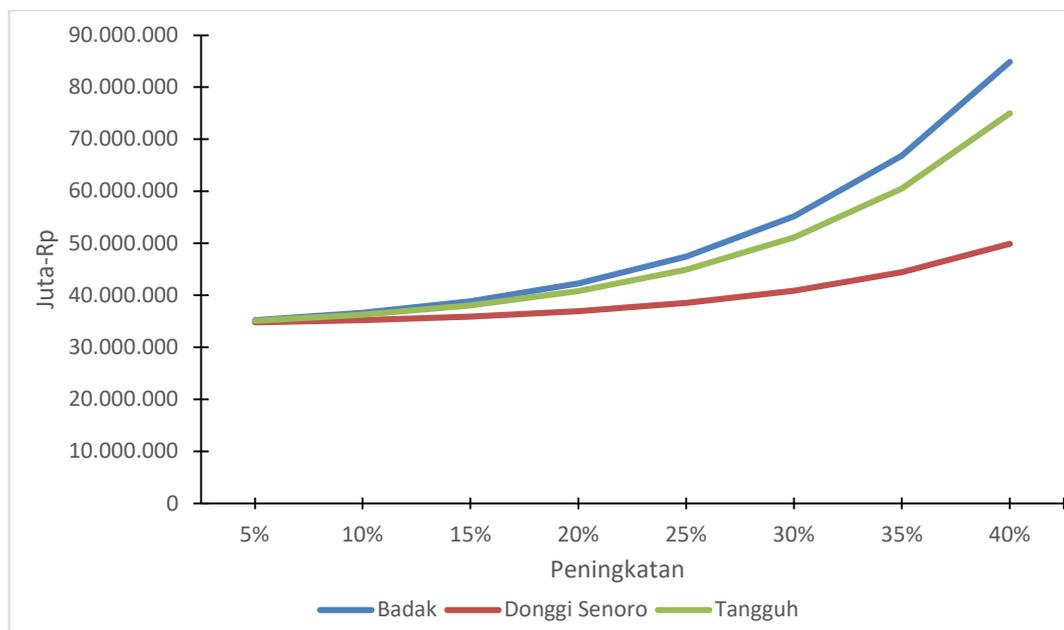
Keterangan	4 Kapal	5 Kapal	6 Kapal
	B, C, D, dan F	B, C, D, E, dan F	A, B, C, D, E, dan F
Total biaya	Rp34.620.155.621.573	Rp35.090.502.491.235	Rp35.581.893.647.633
Biaya pengapalan	Rp3.043.928.023.655	Rp3.503.052.475.109	Rp3.954.551.981.838
Biaya pipa gas	Rp717.322.364.861	Rp717.322.364.861	Rp717.322.364.861
Muatan terangkut (m <sup>3</sup> )	16.342.675	16.348.813	16.353.425
<i>Boil-off gas</i> (m <sup>3</sup> )	97.871	104.010	108.622
Muatan terkirim (m <sup>3</sup> )	16.244.803	16.244.803	16.244.803
Biaya LNG	Rp27.203.694.533.030	Rp27.214.916.951.237	Rp27.254.808.600.908
Biaya regasifikasi	Rp3.655.210.700.026	Rp3.655.210.700.026	Rp3.655.210.700.026
Biaya satuan (/MBTU)	\$7,53	\$7,63	\$7,74

Tabel 5.11 menampilkan hasil dari model optimisasi yang telah dijalankan. Berdasarkan perbandingan distribusi menggunakan 4, 5, dan 6 kapal, hasil optimum (dengan nilai minimum) yang didapatkan adalah terpilihnya 4 kapal untuk

mendistribusikan LNG dari kilang produksi menuju PLTG di Jawa. Kapal tersebut adalah kapal B, C, D, dan F yang mengirimkan 16.244.803 m<sup>3</sup> LNG dengan total biaya sebesar Rp34.620.155.621.573 dan biaya satuan LNG sebesar \$7,53/MBTU. Nilai 14,5% ICP sebesar \$9,75, sehingga biaya satuan yang diperoleh dari model optimisasi lebih rendah dari nilai tersebut. Setelah mengapatkan hasil dari model optimisasi, penelitian ini dilanjutkan dengan melakukan analisis sensitivitas biaya LNG pada masing-masing kilang produksi terhadap biaya total distribusi LNG di Pulau Jawa.

## 5.6 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas merupakan analisis yang dilakukan untuk mengetahui akibat dari perubahan parameter-parameter terhadap kinerja suatu sistem. Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengetahui dampak yang akan terjadi dengan hasil analisis apabila terdapat perubahan pada dasar-dasar perhitungan biaya. Penulis melakukan analisis mengenai peningkatan biaya LNG di setiap kilang produksi terhadap biaya total distribusi LNG di Pulau Jawa. Hasil dari analisis sensitivitas tersebut ditampilkan pada Gambar 5.8.



Gambar 5.8 Hasil Analisis Sensitivitas Biaya LNG

Terdapat tiga kilang produksi yang menjadi pemasok LNG, yaitu Badak LNG, Donggi Senoro LNG, dan Tangguh LNG dengan masing-masing biaya LNG di kilang senilai \$5,5, \$6, dan \$6,5 per MBTU. Analisis sensitivitas tersebut

dilakukan untuk mengetahui dampak dari peningkatan biaya LNG di setiap kilang sebesar 5 – 40% terhadap biaya total distribusi LNG di Pulau Jawa. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas yang ditampilkan pada Gambar 5.8, diperoleh peningkatan biaya LNG di kilang Badak LNG memiliki pengaruh terbesar terhadap biaya total distribusi LNG, karena muatan terangkut yang berasal dari kilang Badak LNG memiliki jumlah terbesar dalam distribusi LNG, meskipun biaya LNG tersebut adalah yang terendah. Peningkatan sebesar 15% menjadikan pengaruh dari Badak dan Tangguh LNG memiliki perbedaan yang kecil. Peningkatan biaya pada Donggi Senoro LNG tidak memiliki pengaruh yang besar terhadap biaya total distribusi.

### 5.7 Perencanaan Terminal Regasifikasi

Perencanaan terminal regasifikasi dilakukan berdasarkan perhitungan dan hasil dari model optimisasi yang telah dilakukan. dimulai dengan menentukan lokasi yang akan menjadi tempat di mana terminal tersebut akan dibangun. Penelitian ini akan merencanakan terminal regasifikasi yang berlokasi di Gresik, tepatnya di kompleks Unit Pembangkitan Gresik. Lokasi di mana terminal regasifikasi tersebut akan dibangun ditampilkan pada Gambar 5.9.



Gambar 5.9 Lokasi Perencanaan Terminal Regasifikasi  
*Sumber: google maps*

Lokasi perencanaan terminal regasifikasi ditampilkan pada Gambar 5.9, wilayah yang ditandai dengan persegi berwarna merah. Lokasi tersebut terletak di kompleks Unit Pembangkitan Gresik dengan lahan yang dapat dibangun terminal

regasifikasi kurang lebih seluas 2.500 m<sup>2</sup>. Berdasarkan lokasi yang ditampilkan tersebut terdapat daerah yang tidak dapat dibangun terminal, dan juga terdapat *jetty* untuk kapal.

Berdasarkan perhitungan yang dilakukan, didapatkan data kapal terbesar yang melakukan proses bongkar di terminal regasifikasi Gresik. Data kapal terbesar tersebut ditampilkan pada Tabel 5.12.

Tabel 5.12 Kapal Terbesar di Terminal Regasifikasi Gresik

Kode Kapal	B
Panjang (L)	280 m
Lebar (B)	43 m
Sarat (T)	10 m

Tabel 5.12 menampilkan ukuran kapal terbesar yang melakukan proses bongkar muatan LNG di terminal regasifikasi Gresik. Data tersebut dibutuhkan untuk melakukan perencanaan fasilitas perairan dengan ukuran yang dapat dilalui oleh kapal dan pengecekan *jetty* yang telah ada dapat melayani kapal pengangkut gas yang berkunjung. Fasilitas perairan minimum yang diperlukan ditampilkan pada Tabel 5.13.

Tabel 5.13 Fasilitas Perairan

Fasilitas		Ukuran	Satuan
Kedalaman	Laut terbuka	12	m
	Alur masuk	11,5	m
	Kolam dermaga	11	m
Alur	Lebar	420	m
	Panjang	5.040	m
Kolam putar	dengan Pandu	560	m
Kolam dermaga	Panjang	350	m
	Lebar	54	m

Tabel 5.13 menampilkan fasilitas perairan minimum yang diperlukan oleh kapal terbesar yang berkunjung di terminal regasifikasi Gresik. Fasilitas perairan tersebut dihitung berdasarkan ukuran kapal terbesar yang mengunjungi terminal regasifikasi Gresik Fasilitas perairan tersebut terdiri dari kedalaman nominal yang dibutuhkan, alur pelayaran, kolam putar, dan kolam dermaga. Penulis tidak melakukan perhitungan area penjangkaran, karena pada APBS memiliki area penjangkaran dan labuh kapal di Karang Jamuang.

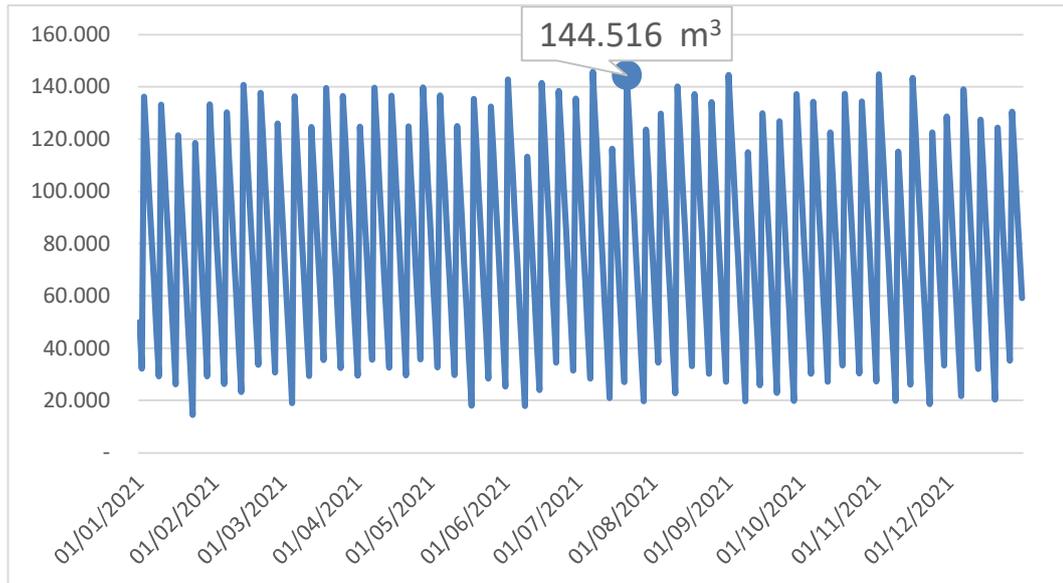
Langkah selanjutnya yang dilakukan dalam perencanaan terminal regasifikasi setelah menentukan fasilitas perairan adalah melakukan pengecekan terhadap fasilitas *jetty* yang tersedia dapat melayani kapal yang akan tambat. Pengecekan tersebut dilakukan berdasarkan ukuran kapal terbesar yang akan tambat, jumlah pasokan LNG yang dibongkar dan fasilitas yang terdapat pada *jetty*. Hasil pengecekan tersebut ditampilkan pada

Tabel 5.14 Hasil Pengecekan Kapasitas *Jetty*

Komponen	Nilai	Satuan
LOA Kapal Terbesar	280	m
Jumlah permintaan LNG	6.512.064	m <sup>3</sup> /tahun
Jumlah <i>loading arm</i>	5	unit
Kapasitas alir <i>loading arm</i>	2.000	m <sup>3</sup> /jam
Hari operasi	365	hari/tahun
Jam operasi	21	jam/hari
Jumlah pekerja	75	orang
Umur ekonomis	25	tahun
Asumsi BOR	40%	%
Waktu operasi	3.066	jam/tahun
<i>Troughput</i> 1 tambatan	30.660.000	m <sup>3</sup> /tahun
Jumlah tambatan	1	unit
Panjang <i>jetty</i>	300	m
Lebar <i>jetty</i>	21	m

Tabel 5.14 menampilkan hasil pengecekan *jetty* yang dilakukan. Penulis mengasumsikan BOR pada *jetty* yang tersedia sebesar 40%. Berdasarkan hari operasi 365 hari per tahun dengan waktu operasi selama 21 jam per hari, *jetty* yang tersedia masih dapat melayani kapal pengangkut LNG yang tambat dengan jumlah muatan yang dibongkar sebesar 6.512.064 m<sup>3</sup>/tahun. Sehingga dapat dikatakan bahwa tidak perlu dilakukan penambahan tambatan atau panjang *jetty*, karena *jetty* yang tersedia saat ini sudah mencukupi.

Langkah selanjutnya setelah menentukan lokasi pembangunan adalah merencanakan kapasitas penyimpanan pada terminal regasifikasi. Kapasitas penyimpanan tersebut didapatkan dari pengelolaan muatan yang dikirimkan berdasarkan jadwal kedatangan kapal. Pengelolaan muatan tersebut adalah muatan yang disimpan dari pengiriman oleh kapal dapat memenuhi kebutuhan akan gas alam setiap harinya. Pengelolaan muatan yang ditampilkan dalam bentuk grafik disajikan pada Gambar 5.10.



Gambar 5.10 Muatan yang Tersimpan

Gambar 5.10 menunjukkan muatan yang tersimpan pada pengelolaan muatan LNG terkirim dalam perencanaan kapasitas tangki penyimpanan. Penjadwalan tersebut dimulai pada tanggal 01 Januari 2021 hingga 31 Desember 2021. Penjadwalan pengiriman LNG oleh kapal yang telah dibuat menghasilkan volume LNG tersimpan yang terbesar adalah 144.516 m<sup>3</sup>. Berdasarkan volume tersebut, penulis mengasumsikan bahwa kapasitas total tangki penyimpanan yang direncanakan sebesar 150.000 m<sup>3</sup> dengan dua unit tangki yang masing-masing berkapasitas 75.000 m<sup>3</sup>. Asumsi tersebut berdasarkan kondisi distribusi LNG skala kecil hingga menengah yang lebih sesuai menggunakan tangki penyimpanan yang berjumlah lebih dari satu, dan mengingat terminal regasifikasi yang direncanakan akan melayani UP Gresik dan Grati yang terdapat di Pasuruan. Penggunaan tangki penyimpanan berjumlah dua unit bertujuan untuk distribusi gas alam menuju dua unit pembangkitan secara efektif dan efisien.

Penentuan fasilitas yang dibutuhkan terminal regasifikasi berdasarkan data fasilitas yang terdapat pada Tabel 4.10. Perhitungan biaya untuk setiap fasilitas yang dibutuhkan dihitung berdasarkan biaya per unit atau sesuai dengan ukuran fasilitas yang dibutuhkan. Perhitungan biaya fasilitas terminal regasifikasi ditampilkan pada Tabel 5.15

Tabel 5.15 Hasil Perhitungan Biaya Fasilitas Terminal Regasifikasi Gresik

Komponen	Biaya Satuan	Jumlah/Ukuran	Biaya Total (Rp)
Renovasi <i>jetty</i>	Rp4.415.461	6.300 m <sup>2</sup>	27.817.404.300
Biaya tangki timbun	\$1.500	150.000 m <sup>3</sup>	3.164.175.001.406
Biaya <i>unloading arm</i>	\$863.343	5 unit	60.705.963.045
Biaya <i>gas pipe line</i>	\$500.000	500 m	3.515.750.000
Biaya <i>cryogenic pipeline</i>	\$1.500.000	550 m	11.601.975.000
Biaya <i>marine pump</i>	\$72.000	1 unit	1.012.536.000
<i>Regasifier</i>	\$30.000	1 unit	421.890.000
<i>Boil-off gas compressor</i>	\$30.000	1 unit	421.890.000
<i>High pressure pump</i>	\$50.000	1 unit	703.150.000
ORV	\$4.250.000	4 unit	239.071.000.000
Biaya total fasilitas			3.509.446.559.751

Tabel 5.15 menampilkan hasil perhitungan biaya fasilitas terminal regasifikasi Gresik. Perhitungan biaya tersebut dihitung berdasarkan biaya satuan yang dikalikan dengan jumlah/ukuran fasilitas yang digunakan. Komponen dengan biaya terbesar adalah biaya tangki penyimpanan sebesar 90% dari biaya total, yaitu Rp3.164.175.001.406. Biaya total fasilitas terminal regasifikasi Gresik sebesar Rp3.509.446.559.751. Biaya total fasilitas terminal regasifikasi Gresik tersebut digunakan untuk biaya kapital pada perhitungan biaya terminal regasifikasi Gresik per tahun. Setelah melakukan perhitungan biaya kapital, dilakukan perhitungan biaya operasional pada terminal regasifikasi Gresik.

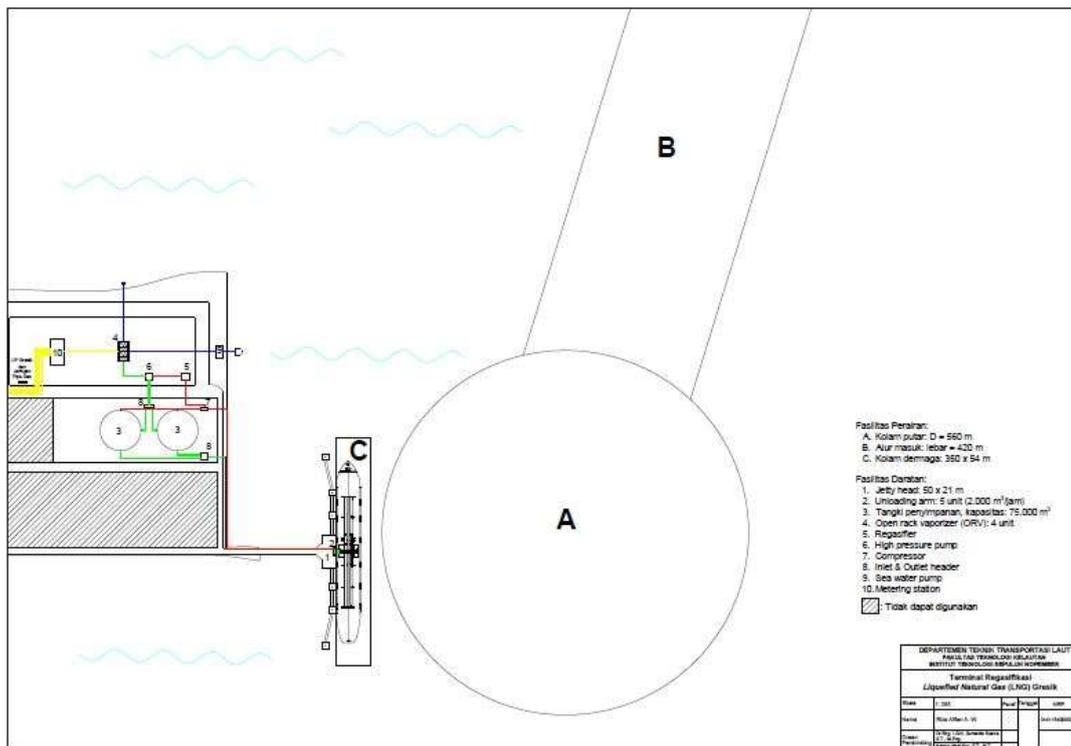
Tabel 5.16 Hasil Perhitungan Biaya Operasional Terminal Regasifikasi Gresik

Kenaikan biaya	6% tahun		
Tahun Ke-	1		25
Biaya Operasional			
Gaji Pekerja	Rp/tahun	15.750.000.000	16.537.500.000
Biaya listrik	Rp/tahun	225.225.000	236.486.250
Perawatan dan Perbaikan	Rp/tahun	70.188.931.195	73.698.377.755
Asuransi	Rp/tahun	35.094.465.598	36.849.188.877
Biaya umum	Rp/tahun	2.425.172.436	2.546.431.058
Total	Rp/tahun	123.683.794.228	129.867.983.940
<i>Present Value</i>	Rp/tahun	110.927.169.712	8.543.393.580

Berdasarkan perhitungan biaya kapital dan operasi terminal, diperoleh biaya per tahun terminal sebesar Rp561.191.198.608 dengan umur ekonomis terminal selama 25 tahun. Perhitungan tersebut berdasarkan penjumlahan biaya kapital dan *present value* biaya operasi terminal yang kemudian dianuitaskan. Setelah semua perhitungan selesai, dilakukan perencanaan *layout* terminal regasifikasi.

### 5.7.1 Layout Terminal Regasifikasi

Perencanaan terminal regasifikasi Gresik yang dilakukan menghasilkan rancangan *layout* terminal regasifikasi. *Layout* tersebut bertujuan untuk mengetahui bagaimana tata letak fasilitas dan alur proses operasi terminal regasifikasi. Rancangan *layout* tersebut berdasarkan lokasi yang ditampilkan pada Gambar 5.9 Rancangan *layout* tersebut terdiri dari gambar tampak perencanaan (fasilitas perairan dan darat, tampak atas (fasilitas darat), dan tampak samping. *Layout* terminal regasifikasi tampak perencanaan ditampilkan pada Gambar 5.11.



Gambar 5.11 *Layout* Terminal Regasifikasi Tampak Perencanaan

Gambar 5.11 menampilkan *layout* terminal regasifikasi tampak perencanaan. Terdapat fasilitas perairan terminal regasifikasi Gresik, yaitu alur pelayaran kapal dengan lebar 420 m, kolam putar dengan diameter 560 m, dan kolam dermaga dengan ukuran 350 x 54 m. Fasilitas darat terminal regasifikasi Gresik, yaitu *jetty* dengan panjang 300 m dan *jetty head* berukuran 50 x 21 m, lima unit *unloading arm* dengan kapasitas 2.000 m<sup>3</sup>/jam, dua unit tangki penyimpanan dengan kapasitas 75.000 m<sup>3</sup>. Empat unit ORV dengan kapasitas 150 ton/jam, satu unit *regasifier*, *high pressure pump*, *compressor*, *inlet & outlet header*, *sea water pump*, dan *metering station*. *Layout* tersebut menggambarkan alur bongkar LNG, yang dimulai dengan kapal pengangkut LNG yang memasuki alur masuk dengan

menggunakan fasilitas pandu dan tunda, kemudian mengatur posisi tambat di kolam putar lalu tambat pada *jetty*. Setelah kapal tambat dan melakukan persiapan bongkar, kapal pengangkut LNG melakukan bongkar muatan dengan pompa kapal yang dialirkan dengan menggunakan *unloading arm*. LNG kemudian dialirkan melalui pipa kriogenik menuju tangki penyimpanan. LNG disimpan di tangki penyimpanan dan apabila terjadi *boil-off gas*, kompresor akan mengalirkan *boil-off gas* tersebut kembali ke kapal. LNG dalam tangki penyimpanan kemudian dialirkan oleh *high pressure pump* menuju *vaporizer* untuk diubah menjadi bentuk gas. LNG yang telah diregasifikasi pada *vaporizer* tersebut dialirkan menuju *metering station* untuk dilakukan pengukuran volume dan tekanan, kemudian didistribusikan menuju Unit Pembangkitan Listrik Tenaga gas. Jalur pipa berwarna hijau menunjukkan bahwa pipa tersebut mengalirkan LNG, pipa berwarna merah mengalirkan *boil-off gas*, dan pipa berwarna kuning mengalirkan LNG yang telah diregasifikasi.

## **BAB 6**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **6.1 Kesimpulan**

Berdasarkan analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada penelitian ini, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Kondisi distribusi LNG di Pulau Jawa saat ini memiliki 2 (dua) kilang pemasok, yaitu Badak LNG dan Blok Kangean PSC serta 4 (empat) Unit Pembangkitan (UP), yaitu Muara Karang, Muara Tawar, Gresik, dan Grati kilang. Badak LNG memasok Muara Karang dengan menggunakan kapal yang kemudian meneruskan distribusi gas alam menuju UP Muara Tawar dengan menggunakan pipa gas. Sedangkan Blok Kangean PSC memasok gas alam menuju UP Gresik dan Grati menggunakan jaringan pipa gas laut dan darat dengan panjang total lebih dari 350 km.
2. Model optimisasi distribusi LNG untuk memasok PLTG di Pulau Jawa menghasilkan pola distribusi dengan menggunakan 4 (empat) kapal terpilih yang masing-masing memiliki kapasitas angkut 130.827 m<sup>3</sup>, 120.304 m<sup>3</sup>, 124.686 m<sup>3</sup>, dan 110.543 m<sup>3</sup> serta jaringan pipa darat sepanjang 27 dan 98 km. Volume LNG yang terkirim adalah 16.244.803 m<sup>3</sup> LNG dengan biaya total sebesar Rp34.620.155.621.573 dan biaya satuan \$7,53/MBTU.
3. Terminal regasifikasi yang direncanakan memiliki memiliki fasilitas regasifikasi berjenis *open rack vaporizer* (ORV) dan 2 (dua) unit tangki penyimpanan berkapasitas 75.000 m<sup>3</sup> dengan biaya per tahun sebesar Rp561.191.198.608.

## **6.2 Saran**

Berdasarkan penelitian ini, terdapat saran yang dapat diberikan, yaitu:

1. Perlu adanya analisis lebih lanjut dalam menentukan biaya LNG yang berfluktuasi pada masing-masing kilang produksi dan moda transportasi laut yang digunakan untuk mendistribusikan LNG.
2. Perlu dilakukan analisis lebih rinci mengenai komponen biaya, fasilitas, dan permintaan akan LNG oleh industri selain Unit Pembangkitan dalam perencanaan terminal regasifikasi LNG.

## DAFTAR PUSTAKA

- Budi Santosa, P. W. (2011). *Metode Heuristik, Konsep dan Implementasi*. Surabaya: Guna Widya.
- Chrz, V., & Emmer, C. (2010). *LNG Directly to Customer Stations*. Minnesota: Chart-Ind., Inc.
- Dr. A. H. Younger, P. (2004). *Natural Gas Processsing Principle and Technology*. Calgary: University of Calgary.
- Giranza, M. J. (2018). *A Techno-Economic Study of Shipping LNG to Indonesia from US, Australia, and Qatar by LNG Carrier*. Dundee: University of Dundee.
- International Gas Union. (2018). *World Gas Energy Report*. Washington: Chevron Intellectual Property LLC.
- Jackson, A. P. (2005). *Liquefied Natural Gas (LNG) Receiving Terminal and Associated Facilities*. Hong Kong: ERM.
- NatGas. (2013, September 20). *naturalgas.org*. Diambil kembali dari naturalgas.org: <http://naturalgas.org/naturalgas/transport/>
- PLN. (2017). *Rencana Usaha Penyedia Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2017-2026*. Jakarta.
- SKKMIGAS. (2019). *Produksi Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta.
- Soegiono, & Artana, K. B. (2006). *Transportasi LNG Indonesia*. Surabaya: Airlangga University Press.



## LAMPIRAN

1. Unit Pembangkitan di Jawa dan Luar Jawa
2. Produksi Badak LNG dan Rute Distribusi
3. *Time Charter Rate* dan Biaya Jaringan Pipa
4. Perhitungan Biaya Bahan Bakar, Kepelabuhanan, dan Waktu total
5. Perhitungan Model Optimisasi
6. Perhitungan Analisis Sensitivitas
7. Perhitungan Fasilitas Perairan
8. Perhitungan Biaya Fasilitas Darat
9. *Layout* Terminal Regasifikasi Gresik



# 1. Unit Pembangkitan di Jawa dan Luar Jawa

Tabel 1 Sarana Penyediaan Listrik Nasional

URAIAN	DESCRIPTION		2011	2012	2013	2014	2015	2016
I. PEMBANGKIT	POWER PLANT	MW	39.898,97	45.253,47	50.898,51	53.065,50	55.528,10	59.656,30
a. Pembangkit PLN	PLN'S Power Plants	MW	30.528,63	33.221,14	35.946,63	37.379,53	38.314,23	41.133,73
b. Pembangkit Listrik Non PLN	Privates Power	MW	9.370,34	12.032,34	15.042,87	15.685,97	17.213,87	18.522,57
II. SARANA TRANSMISI PLN	PLN'S TRANSMISSION LINES							
0 Transmisi TET	500 kV TL (EHVTL)	kms	5.052,00	5.052,00	5.053,00	5.053,00	5.053,00	5.056,27
0 Transmisi TT	25 kV s.d 150 kV TL (HVTL)	kms	31.667,74	33.044,29	39.395,09	40.331,73	41.682,56	44.065,42
GARDU INDUK	SUB STATION							
0 Kapasitas	Transformer Capacity	MVA	94.614,50	77.073,00	81.345,00	86.472,00	92.651,00	98.897,50
0 Jumlah Gardu	Units	unit	1.280,00	1.312,00	1.381,00	1.429,00	1.499	1.573
III SARANA DISTRIBUSI PLN	PLN'S DISTRIBUTION LINES	kms						
0 J T M	Medium Voltage (6 0 20) kV	kms	288.719,36	313.049,46	329.465,21	339.558,02	346.978,98	359.747,24
0 J T R	Low Voltage (< 6 kV)	kms	390.704,94	428.906,52	469.478,92	* 509.984,84	543.120,66	528.711,84
IV GARDU DISTRIBUSI	DISTRIBUTION SUBSTATION							
0 Kapasitas	Transformer Capacity	MVA	39.211,11	40.654,25	43.183,67	46.778,69	50.151,14	50.099,07
0 Jumlah Gardu	Units	unit	318.107,00	344.000,00	362.746,00	389.311,00	405.534	433.511

Tabel 2 Sarana Penyediaan Tenaga Listrik PLN

URAIAN	DESCRIPTION		2011	2012	2013	2014	2015	2016
I. PEMBANGKIT	POWER PLANT	MW	30.528,63	33.221,14	35.946,63	37.379,53	38.314,23	41.133,73
P L T U	Steam PP	MW	10.177,50	11.552,50	13.407,00	14.457,00	15.103,50	16.779,00
P L T G	Gas Turbine PP	MW	3.391,93	3.499,73	3.491,48	3.591,47	3.591,47	3.701,47
P L T G U	Combined Cycle PP	MW	7.841,97	8.822,11	8.826,11	8.894,11	8.894,11	8.941,11
P L T M O G	Machine Gas PP	MW	80,54	84,54	280,54	484,54	684,54	1.718,54
P L T D	Diesel PP	MW	5.020,73	5.122,38	5.822,12	5.822,08	5.889,88	5.889,88
P L T A	Hydro PP	MW	3.488,71	3.491,12	3.491,50	3.491,48	3.511,48	3.511,48
PLTM	Mini Hydro PP	MW	27,23	27,03	30,7	36,59	36,99	36,99
PLTMH	Micro Hydro PP	MW	2,55	3,33	11,82	11,87	11,87	11,87
P L T P	Geothermal PP	MW	455	573	570	575	575	575
PLT Bayu	Wind Power PP	MW	0,34	0,34	0,43	0,43	0,43	0,43
PLTS	Solar PP	MW	1,13	4,06	8,93	8,96	8,96	8,96
PLTGB	Coal Gasification PP	MW	41	41	6	6	6	6

Tabel 3 Kapasitas Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik Nasional (MW)

TAHUN/ YEAR	PLTU/ Steam PP	PLTG/ Gas PP	PLTGU/ Combined Cycle PP	PLTMG/ Gas Engine PP	P L T D/ Diesel PP	PLTA/ Hydro PP	PLTM/ Mini Hydro PP	PLTMH/ Micro Hydro PP	PLTP/ Geothermal PP	PLTB/ Wind Power PP	PLTS/ Solar PP	PLTGB/ Coal Gasification PP	PLTSA/ Waste PP	Jumlah/ Total
2011	16.318,00	4.236,02	8.480,97	169,54	5.471,93	3.880,83	57,66	5,93	1.209,00	0,93	1,16	41,00	26,00	39898,97
2012	19.714,00	4.343,82	9.461,11	198,74	5.973,58	4.078,24	61,46	6,71	1.343,80	0,93	4,09	41,00	26,00	45253,47
2013	23.812,53	4.389,09	9.852,21	448,12	5.935,00	5.058,87	77,05	29,69	1.345,40	0,63	9,02	6,00	26,00	50898,51
2014	25.104,23	4.310,50	10.146,11	610,74	6.206,99	5.059,06	139,87	30,46	1.405,40	1,12	9,02	6,00	26,00	53065,5
2015	27.229,73	4.310,5	10.146,11	818,74	6.274,79	5.079,06	151,17	30,46	1.435,4	1,12	9,02	6	26,00	55528,1
2016	29.880,23	4.420,50	10.146,11	1.852,74	6.274,79	5.124,06	192,57	65,76	1.640,40	1,12	16,02	6,00	26,00	59656,3

Tabel 4 Kapasitas Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik PLN (Termasuk Sewa) Menurut Jenis Pembangkit (MW)

Tahun/ Year	PLTU/ Steam PP	PLTG/ Gas PP	PLTGU/ Combined Cycle PP *	PLTMG/ Gas Engine PP*	P L T D/ Diesel PP*	PLTA/ Hydro PP	PLTM/ Mini Hydro PP	PLTMH/ Micro Hydro PP	PLTP/ Geothermal PP	PLTB/ Wind Power PP	PLTS/ Solar PP	PLTGB/ Coal Gasification*	Jumlah/ Total
2012	11.552,50	3.499,73	8.822,11	84,54	5.122,38	3.491,12	27,03	3,33	573,00	0,34	4,06	41,00	33.221,14
2013	13.407,00	3.491,48	8.826,11	280,54	5.822,12	3.491,50	30,7	11,87	570,00	0,43	8,96	6,00	35.946,63
2014	14.457,00	3.591,47	8.894,11	484,54	5.822,08	3.491,49	36,59	11,87	575,00	0,43	8,96	6,00	37.379,53
2015	15.103,50	3.591,47	8.894,11	684,54	5.889,88	3.511,49	36,99	11,87	575,00	0,43	8,96	6,00	38.314,23
2016	16,779	3701,47	8894,11	1718,54	5889,88	3.511,49	36,99	11,87	575	0,43	8,96	6	41.133,73

		PLTUB	PLTUM	PLTG	PLTGU	PLTMG	PLTD	PLTGB	LT	PLTMH	
Nanggroe Aceh Darussalam	Nanggroe Aceh Daru	220	0	6	0	184	527,54	2,13	0	0	939,67
Sumatera Utara	North Sumatera	670	260	233,73	817,88	149,5	344,71	132	8	0	2615,32
Sumatera Barat	West Sumatera	424	0	64,05	0	0	112,8	254,16	0	4,44	859,45
Riau	Riau Island	220	0	272	0	222,1	315,26	114	0	0	1143,36
Kepulauan Riau	Riau Island	14	0	85	0	0	179,73	0	0	0	278,73
Bengkulu	Bengkulu	0	0	0	0	0	38,12	236,04	0	0	274,16
Jambi	Jambi	0	0	181,77	0	202	70,9	0	0	0	454,67
Sumatera Selatan	South Sumatera	260	25	440,65	120	58	32,62	0	0	0	936,27
Kepulauan Bangka Belitung	Bangka Belitung	93	0	0	0	75	164,45	0	0	0	332,45
Lampung	Lampung	400	0	0	0	100	181,07	118	0	0	799,07
Bali	Bali	0	0	356,85	0	200	420,45	0	0	0	977,3
Kalimantan Barat	West Kalimantan	41	0	34	0	100	436,25	2,02	0	0	613,27
Kalimantan Tengah	Central Kalimantan	120	0	0	0	155	194,76	0	0	0	469,76
Kalimantan Selatan	South Kalimantan	260	0	21	0	0	255,79	30	0	0	566,79
Kalimantan Timur	East Kalimantan	220	0	181	60	27,94	509,12	6	0	0	1004,06
Kalimantan Utara	North Kalimantan	0	0	0	0	0	7,1	0	0	0	7,1
Sulawesi Utara	North Sulawesi	50	0	0	0	120	188,2	51,38	5	0	414,58
Gorontalo	Gorontalo	0	0	0	0	100	53,91	0	1	0	155,11
Sulawesi Tengah	Central Sulawesi	0	0	0	0	0	218,08	0	#	0	227,69
Sulawesi Barat	West Sulawesi	0	0	0	0	0	5,46	0	0	0	5,46
Sulawesi Selatan	South Sulawesi	100	0	122,72	0	0	273,28	148,5	0	4,77	649,27
Sulawesi Tenggara	South East Sulawesi	44	12	0	0	0	208,85	1,6	0	2,55	269
Nusa Tenggara Barat	West Nusatenggara	75	0	25	0	25	294,79	0	4	0,1	424,35
Nusa Tenggara Timur	East Nusatenggara	47	0	0	0	0	243,53	0	4	0	294,46
Maluku	Maluku	0	0	0	0	0	257,61	0	0	0	257,61
Maluku Utara	North Maluku	14	0	0	0	0	51	0	0	0	65
Papua	Papua	20	0	0	0	0	179,07	23,94	0	0	223,01
Papua Barat	West Papua	0	0	0	0	0	88,72	2	3	0	93,22
		3292	297	2023,77	997,88	1718,54	5853,17	1121,77	#	11,86	15350,19

### Pemenuhan Kebutuhan Gas Domestik dan Ekspor Indonesia

Tahun	Ekspor		Domestik		Total (BBTUD)
	Jumlah (BBTUD)	Persentase	Jumlah (BBTUD)	Persentase	
2003	4397	75%	1480	25%	5877
2004	4416	75%	1466	25%	5882
2005	4202	74%	1513	26%	5715
2006	4008	63%	2341	37%	6349
2007	3820	60%	2527	40%	6347
2008	3775	56%	2913	44%	6688
2009	3681	53%	3323	47%	7004
2010	4336	56%	3379	44%	7715
2011	4078	56%	3267	44%	7345
2012	3631	51%	3550	49%	7181
2013	3402,3	47%	3774	53%	7176
2014	3237	47%	3632	53%	6869
2015	3090	44%	3882	56%	6972
2016	2860	42%	3997	58%	6857
2017	2736	41%	3880	59%	6616
2018	2669	40%	3995	60%	6664

Sumber: SKK Migas 5 Maret 2019

## 2. Produksi Badak LNG dan Rute Distribusi

Timeline	Values	Forecast	Lower Confidence Bound	Upper Confidence Bound
2011	14.435.774			
2012	11.601.692			
2013	10.853.547			
2014	10.097.820			
2015	10.618.668			
2016	10.090.000			
2017	9.450.000			
2018	8.440.000	8.440.000	8.440.000	8.440.000
2019		7.825.305	6.069.401	9.581.209
2020		7.174.947	4.811.445	9.538.450
2021		6.524.590	3.679.481	9.369.699
2022		5.874.233	2.617.130	9.131.335
2023		5.223.875	1.600.568	8.847.183
2024		4.573.518	617.058	8.529.978
2025		3.923.160	-341.154	8.187.475

### Transportasi Laut

No.	Asal	Tujuan	Jarak (NM)
1	Bontang	Muara Karang	863
2	Bontang	Cilamaya	830
3	Bontang	Gresik	571
4	Donggi	Muara Karang	1300
5	Donggi	Cilamaya	1260
6	Donggi	Gresik	862
7	Bintuni	Muara Karang	1633
8	Bintuni	Cilamaya	1595
9	Bintuni	Gresik	1290

### Transportasi Darat (Truk)

No.	Asal	Tujuan	Jarak (KM)	Jarak (mil)
1	Jakarta	Muara Tawar	32	19,88
2	Cilamaya	Muara Tawar	90	55,92
3	Gresik	Grati	104	64,62

### Transportasi Darat (Pipeline)

No.	Asal	Tujuan	Jarak (KM)	Jarak (mil)
1	Jakarta	Muara Tawar	27	16,78
2	Cilamaya	Muara Tawar	86	53,44
3	Gresik	Grati	98	60,89

### 3. Time Charter Rate dan Biaya Jaringan Pipa

#### Steam Turbine Gas Tanker

Vessel	Capacity (m <sup>3</sup> )	DWT (ton)	Kecepatan (knot)	Charter Hire Rate (US\$/Day)
145000 m <sup>3</sup> ST	145000	65414	16,5	72.784
Surya Aki	19538	11612	19,5	21.000
Triputra	23097	12493	17	25.000

#### Regresi

Slope	0,9336946
Intercept	11733,53102
r <sup>2</sup>	0,99695897

#### DFDE Gas Tanker

Vessel	Capacity (m <sup>3</sup> )	DWT (ton)	Kecepatan (knot)	Charter Hire Rate (US\$/Day)
160000 m <sup>3</sup> ST	160645	72472	16,5	100.000
Shinjumaru	2538	1781	14,6	6.000
Coral Alameda	10000	9265	15	10.000
Coral Methane	7500	5925	15,5	9.500

#### Regresi

Slope	1,362602488
Intercept	906,1864128
r <sup>2</sup>	0,996824858

#### Onshore Natural Gas Pipeline 2005

Number	State	Diameter (inch)	Length (miles)	Total Costs	Calculated \$/mile	Variabel Baru (F)	Calculated \$/mile	New Cost
1	Pennsylvania	30	2	\$ 5.536.000,00	\$ 2.768.000,00	17,89	6.258.182	\$ 12.516.364,30
2	Wisconsin	30	3,2	\$ 5.293.970,00	\$ 1.654.365,63	18,56	3.740.362	\$ 11.969.157,71
3	Wisconsin	30	3,78	\$ 8.050.000,00	\$ 2.129.629,63	18,88	4.814.888	\$ 18.200.276,84
4	Pennsylvania	30	4	\$ 11.247.000,00	\$ 2.811.750,00	19,01	6.357.097	\$ 25.428.386,79
5	California	30	6,4	\$ 8.534.000,00	\$ 1.333.437,50	20,35	3.014.774	\$ 19.294.554,36
6	New York	30	8,8	\$ 35.924.810,00	\$ 4.082.364,77	21,69	9.229.835	\$ 81.222.545,04
7	Georgia	30	9,85	\$ 25.194.222,00	\$ 2.557.789,04	22,28	5.782.915	\$ 56.961.716,18
8	Louisiana	36	3	\$ 10.359.476,00	\$ 3.453.158,67	21,80	7.807.260	\$ 23.421.780,27
9	Washington	36	11,89	\$ 57.057.798,00	\$ 4.798.805,55	26,77	10.849.638	\$ 129.002.201,20
10	Louisiana	36	12	\$ 31.070.508,00	\$ 2.589.209,00	26,83	5.853.953	\$ 70.247.434,44
11	Washington	36	22,43	\$ 70.976.850,00	\$ 3.164.371,38	32,66	7.154.340	\$ 160.471.840,93
12	Washington	36	22,5	\$ 84.782.091,00	\$ 3.768.092,93	32,70	8.519.296	\$ 191.684.164,92
13	Texas	36	25	\$ 61.918.000,00	\$ 2.476.720,00	34,10	5.599.626	\$ 139.990.651,13
14	Washington	36	26,68	\$ 82.596.091,00	\$ 3.095.805,51	35,04	6.999.319	\$ 186.741.828,87
15	Texas	36	27,07	\$ 62.582.000,00	\$ 2.311.858,15	35,26	5.226.889	\$ 141.491.891,36
16	Maryland	36	47	\$ 159.178.294,00	\$ 3.386.772,21	46,40	7.657.167	\$ 359.886.834,57
17	Texas-Louisiana	36	70	\$ 206.523.594,00	\$ 2.950.337,06	59,25	6.670.429	\$ 466.930.010,63
18	Colorado	36	136	\$ 193.747.000,00	\$ 1.424.610,29	96,15	3.220.907	\$ 438.043.358,72
19	Texas	36	108	\$ 280.595.710,00	\$ 2.598.108,43	80,50	5.874.074	\$ 634.399.950,71
20	Louisiana	42	0,94	\$ 3.354.090,00	\$ 3.568.180,85	24,00	8.067.314	\$ 7.583.275,35
21	Louisiana	42	63,75	\$ 220.251.910,00	\$ 3.454.931,92	59,11	7.811.269	\$ 497.968.414,58
22	Louisiana	42	163,7	\$ 791.833.000,00	\$ 4.837.098,35	114,99	10.936.215	\$ 1.790.258.362,00
23	Colorado	42	191	\$ 307.940.000,00	\$ 1.612.251,31	130,25	3.645.145	\$ 696.222.764,14

#### Tabel Harga 1

Rp 225.853.975.801	A	B	C
1	Rp 225.853.975.801,23	Rp 296.843.139.359,22	Rp 367.832.302.917,21
2	Rp 1.527.116.898.502,43	Rp 1.598.106.062.060,43	Rp 1.669.095.225.618,42
3	Rp 1.791.780.543.797,59	Rp 1.862.769.707.355,59	Rp 1.933.758.870.913,58

#### Tabel Harga 2

Rp 510.634.147.312	A	B	C
1	Rp 510.634.147.311,86	Rp 671.133.828.015,82	Rp 831.633.508.719,79
2	Rp 3.452.664.636.723,58	Rp 3.613.164.317.427,55	Rp 3.773.663.998.131,51
3	Rp 4.051.043.719.315,80	Rp 4.211.543.400.019,76	Rp 4.372.043.080.723,72



Total Time						
150,46	A	B	C	D	E	F
1	150,46	139,69	143,94	138,47	149,25	135,64
2	146,06	135,81	139,81	134,58	145,13	131,76
3	111,52	105,34	107,44	104,11	112,75	101,29
4	208,72	191,11	198,56	189,88	203,88	187,05
5	203,39	186,40	193,56	185,17	198,88	182,34
6	150,32	139,58	143,81	138,35	149,13	135,52
7	253,12	230,28	240,19	229,05	245,50	226,23
8	248,06	225,81	235,44	224,58	240,75	221,76
9	207,39	189,93	197,31	188,70	202,63	185,87
Frekuensi						
53	A	B	C	D	E	F
1	53	57	56	58	54	59
2	55	59	57	59	55	61
3	72	76	74	77	71	79
4	38	42	40	42	39	43
5	39	43	41	43	40	44
6	53	57	56	58	54	59
7	32	35	33	35	33	36
8	32	36	34	36	33	36
9	39	42	41	42	40	43
Biaya BBM						
9.008.157.100	A	B	C	D	E	F
1	9.008.157.100	8.631.217.404	8.887.418.224	8.604.140.840	8.614.596.757	8.007.923.118
2	8.691.665.444	8.333.342.904	8.577.355.304	8.306.266.340	8.317.885.829	7.728.665.774
3	6.207.685.475	5.995.479.404	6.143.831.178	5.968.402.840	5.989.154.609	5.536.918.743
4	13.199.273.881	12.575.797.904	12.993.402.945	12.548.721.340	12.543.768.740	11.705.967.337
5	12.815.647.631	12.214.737.904	12.617.569.103	12.187.661.340	12.184.119.130	11.367.473.587
6	8.998.566.444	8.622.190.904	8.878.022.377	8.595.114.340	8.605.605.517	7.999.460.774
7	16.392.962.412	15.581.622.404	16.122.219.678	15.554.545.840	15.537.851.738	14.523.927.805
8	16.028.517.475	15.238.615.404	15.765.177.528	15.211.538.840	15.196.184.609	14.202.358.743
9	13.103.367.319	12.485.532.904	12.899.444.485	12.458.456.340	12.453.856.337	11.621.343.899
Biaya Pelabuan						
Rp 60.408.336,00	A	B	C	D	E	F
1	60.408.336	65.866.250	60.803.555	66.333.266	74.603.341	74.187.321
2	59.894.640	65.303.750	60.286.325	65.766.590	73.962.715	73.550.415
3	59.894.640	65.303.750	60.286.325	65.766.590	73.962.715	73.550.415
4	59.723.408	65.116.250	60.113.915	65.577.698	73.749.173	73.338.113
5	59.209.712	64.553.750	59.596.685	65.011.022	73.108.547	72.701.207
6	59.209.712	64.553.750	59.596.685	65.011.022	73.108.547	72.701.207
7	59.124.096	64.460.000	59.510.480	64.916.576	73.001.776	72.595.056
8	58.610.400	63.897.500	58.993.250	64.349.900	72.361.150	71.958.150
9	58.610.400	63.897.500	58.993.250	64.349.900	72.361.150	71.958.150

## 5. Perhitungan Model Optimisasi

No.	Asal	Tujuan	Muatan Terangkut						Muatan Terangkut
			A	B	C	D	E	F	
1	Bontang	Muara Karang	0	0	721781	827269	908414	821810	3279274
2	Bontang	Cilamaya	0	0	453780	454667	453036	449611	1811093
3	Bontang	Gresik	0	0	801478	847614	804433	798734	3252259
4	Donggi	Muara Karang	0	0	300118	300112	243521	235783	1079535
5	Donggi	Cilamaya	0	0	39098	2375	38654	109711	189837
6	Donggi	Gresik	0	0	213797	320682	213251	310799	1058529
7	Bintuni	Muara Karang	0	0	691822	604379	602362	595501	2494063
8	Bintuni	Cilamaya	0	0	237233	342642	245061	237252	1062189
9	Bintuni	Gresik	0	0	576815	579666	577577	571764	2305822
			0	0	4.035.923	4.279.406	4.086.308	4.130.964	
Keputusan			A	B	C	D	E	F	
			0	0	1	1	1	1	
Fixed Cost			Rp 236.040.823.731	Rp 251.175.950.010	Rp 239.695.176.585	Rp 244.476.005.575	Rp 268.699.705.561	Rp 229.046.317.390	
					Rp 239.695.176.585	Rp 244.476.005.575	Rp 268.699.705.561	Rp 229.046.317.390	
Fuel Cost			3%		Rp 392.755.467.049	Rp 396.551.666.909	Rp 341.888.569.167	Rp 416.964.528.130	
			5%						
Port Charges					Rp 2.157.118.335	Rp 2.483.924.614	Rp 2.427.850.304	Rp 3.143.666.816	
			0,03%						
Voyage Cost					Rp 394.912.585.384	Rp 399.035.591.523	Rp 344.316.419.471	Rp 420.108.194.946	
			A	B	C	D	E	F	
			Rp -	Rp -	Rp 634.607.761.969	Rp 643.511.597.097	Rp 613.016.125.032	Rp 649.154.512.336	
Total Cost			Rp 30.808.528.165.816		Rp 649.792.131.840	Rp 27.550.915.804.520			
			8%		2%	89%			
			Rp 1.863.502	Rp 93.175	\$ 6,63	0	0	0	
			0,0	0,0	256,3	257,0	238,6	285,1	
			<=	<=	<=	<=	<=	<=	
			330	330	330	330	330	330	

Boil Off Gas						Muatan Terkirir	Frekuensi Maksimal					
A	B	C	D	E	F		A	B	C	D	E	F
0	0	12986,27096	16705,084	19772,58065	18578,10648	3211232	53	57	56	58	54	59
0	0	5286,941049	5099,2531	5479,010256	6170,702008	1789057,129	55	59	57	59	55	61
0	0	12557,33663	12869,534	11337,77479	13483,29953	3202011,542	72	76	74	77	71	79
0	0	3724,478919	3561,5529	2068,689975	2756,45122	1067423,521	38	42	40	42	39	43
0	0	157,6636944	9,1614777	160,1538048	416,7723514	189093,6226	39	43	41	43	40	44
0	0	1281,095442	2772,8786	1325,069212	2632,472744	1050517,251	53	57	56	58	54	59
0	0	20770,7252	14420,403	15404,34184	16839,73319	2426628,277	32	35	33	35	33	36
0	0	2327,216919	4809,5039	2458,299029	3288,246148	1049305,249	32	36	34	36	33	36
0	0	11855,39432	11394,167	9752,774197	13284,45445	2259534,796	39	42	41	42	40	43
0	0	70.947	71.642	67.759	77.450							
					287.798							
		Bontang	8.342.626	<=	8.342.626	Cargo Handling			40000	Harga Gas		1687560
		Donggi	2.327.901	<=	2.327.901	Tujuan						
		Bintuni	5.862.074	<=	6.427.786	Gresik	6.512.064	260.482.543.593	Bontang	8.342.626	12.905.459.168.183	
		Gresik	6.512.064	>=	6.512.064	Muara Karang	6.705.284	268.211.348.247	Donggi	2.327.901	3.928.472.333.785	
		Muara Karang	6.705.284	>=	6.705.284	Cilamaya	3.027.456	121.098.240.000	Bintuni	5.862.074	10.716.984.302.552	
		Cilamaya	3.027.456	>=	3.027.456	Total	649.792.131.840	Total	27.550.915.804.520			
		Muara Tawar	5.081.233	>=	5.081.233							
		Grati	2.577.231	>=	2.577.231							
							16.532.601	485.675.707.177	Unit Cost	6,63		
		Jaringan Pipa					16.244.803					
		M. Karang - M. Tawar	80.297.054.031				16.532.601					
		Gresik - Grati	637.025.310.830				16.244.803					
							0					

Keputusan						Cargo Terangkut Maksimal					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
0	0	1	1	1	1	6.198.572	7.457.155	6.737.014	7.231.788	7.932.050	6.522.032
0	0	1	1	1	1	6.432.480	7.718.809	6.857.318	7.356.474	8.078.940	6.743.117
0	0	1	1	1	1	8.420.701	9.942.873	8.902.483	9.600.822	10.429.177	8.732.890
0	0	1	1	1	1	4.444.259	5.494.745	4.812.153	5.236.812	5.728.703	4.753.345
0	0	1	1	1	1	4.561.213	5.625.573	4.932.457	5.361.498	5.875.593	4.863.888
0	0	1	1	1	1	6.198.572	7.457.155	6.737.014	7.231.788	7.932.050	6.522.032
0	0	1	1	1	1	3.742.534	4.578.955	3.970.026	4.364.010	4.847.364	3.979.545
0	0	1	1	1	1	3.742.534	4.709.782	4.090.330	4.488.696	4.847.364	3.979.545
0	0	1	1	1	1	4.561.213	5.494.745	4.932.457	5.236.812	5.875.593	4.753.345

Payload						Frekuensi					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	6,0	7,0	7,0	8,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	5,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	7,0	7,0	6,0	8,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	3,0	3,0	2,0	3,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	2,0	3,0	2,0	3,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	6,0	5,0	5,0	6,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	2,0	3,0	2,0	3,0
116.954	130.827	120.304	124.686	146.890	110.543	0,0	0,0	5,0	5,0	4,0	6,0

Biaya Bahan Bakar (/R.trip)						Biaya Pelabuhan					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
9.008.157.100	8.631.217.404	8.887.418.224	8.604.140.840	8.614.596.757	8.007.923.118	60.408.336	65.866.250	60.803.555	66.333.266	74.603.341	74.187.321
8.691.665.444	8.333.342.904	8.577.355.304	8.306.266.340	8.317.885.829	7.728.665.774	59.894.640	65.303.750	60.286.325	65.766.590	73.962.715	73.550.415
6.207.685.475	5.995.479.404	6.143.831.178	5.968.402.840	5.989.154.609	5.536.918.743	59.894.640	65.303.750	60.286.325	65.766.590	73.962.715	73.550.415
13.199.273.881	12.575.797.904	12.993.402.945	12.548.721.340	12.543.768.740	11.705.967.337	59.723.408	65.116.250	60.113.915	65.577.698	73.749.173	73.338.113
12.815.647.631	12.214.737.904	12.617.569.103	12.187.661.340	12.184.119.130	11.367.473.587	59.209.712	64.553.750	59.596.685	65.011.022	73.108.547	72.701.207
8.998.566.444	8.622.190.904	8.878.022.377	8.595.114.340	8.605.605.517	7.999.460.774	59.209.712	64.553.750	59.596.685	65.011.022	73.108.547	72.701.207
16.392.962.412	15.581.622.404	16.122.219.678	15.554.545.840	15.537.851.738	14.523.927.805	59.124.096	64.460.000	59.510.480	64.916.576	73.001.776	72.595.056
16.028.517.475	15.238.615.404	15.765.177.528	15.211.538.840	15.196.184.609	14.202.358.743	58.610.400	63.897.500	58.993.250	64.349.900	72.361.150	71.958.150
13.103.367.319	12.485.532.904	12.899.444.485	12.458.456.340	12.453.856.337	11.621.343.899	58.610.400	63.897.500	58.993.250	64.349.900	72.361.150	71.958.150

Total Waktu (day/R.Trip)						Commision Days					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
6,3	5,8	6,0	5,8	6,2	5,7	0,0	0,0	36,0	40,4	43,5	45,2
6,1	5,7	5,8	5,6	6,0	5,5	0,0	0,0	23,3	22,4	24,2	27,4
4,6	4,4	4,5	4,3	4,7	4,2	0,0	0,0	31,3	30,4	28,2	33,8
8,7	8,0	8,3	7,9	8,5	7,8	0,0	0,0	24,8	23,7	17,0	23,4
8,5	7,8	8,1	7,7	8,3	7,6	0,0	0,0	8,1	7,7	8,3	7,6
6,3	5,8	6,0	5,8	6,2	5,6	0,0	0,0	12,0	17,3	12,4	16,9
10,5	9,6	10,0	9,5	10,2	9,4	0,0	0,0	60,0	47,7	51,1	56,6
10,3	9,4	9,8	9,4	10,0	9,2	0,0	0,0	19,6	28,1	20,1	27,7
8,6	7,9	8,2	7,9	8,4	7,7	0,0	0,0	41,1	39,3	33,8	46,5
						0,0	0,0	256,3	257,0	238,6	285,1
						<=	<=	<=	<=	<=	<=
						330	330	330	330	330	330

## 6. Perhitungan Analisis Sensitivitas

	Rp	34.620.155.621.574		
5,5	Rp	34.620.155.621.574	\$	7,53
5,8	Rp	35.265.428.579.983	\$	7,67
				1,9%
6,1	Rp	36.620.501.792.642	\$	7,97
				3,8%
6,3	Rp	38.856.372.593.530	\$	8,45
				6,1%
6,6	Rp	42.284.707.821.557	\$	9,20
				8,8%
6,9	Rp	47.427.210.663.599	\$	10,32
				12,2%
7,2	Rp	55.140.964.926.662	\$	12,00
				16,3%
7,4	Rp	66.840.158.892.307	\$	14,54
				21,2%
7,7	Rp	84.890.343.867.873	\$	18,47
				27,0%
				12%
	Rp	34.620.155.621.573,50		
6,0	Rp	34.620.155.621.574	\$	7,53
6,3	Rp	34.816.579.238.263	\$	7,57
				0,6%
6,6	Rp	35.229.068.833.310	\$	7,66
				1,2%
6,9	Rp	35.909.676.665.138	\$	7,81
				1,9%
7,2	Rp	36.953.275.340.608	\$	8,04
				2,9%
7,5	Rp	38.518.673.353.813	\$	8,38
				4,2%
7,8	Rp	40.866.770.373.621	\$	8,89
				6,1%
8,1	Rp	44.428.050.853.662	\$	9,67
				8,7%
8,4	Rp	49.922.597.880.011	\$	10,86
				12,4%
				5%
	Rp	34.620.155.621.573,50		
6,5	Rp	34.620.155.621.574	\$	7,53
6,8	Rp	35.138.643.773.127	\$	7,64
				1,5%
7,2	Rp	36.227.468.891.388	\$	7,88
				3,1%
7,5	Rp	38.024.030.336.520	\$	8,27
				5,0%
7,8	Rp	40.778.757.885.722	\$	8,87
				7,2%
8,1	Rp	44.910.849.209.525	\$	9,77
				10,1%
8,5	Rp	51.108.986.195.229	\$	11,12
				13,8%
8,8	Rp	60.509.493.956.880	\$	13,16
				18,4%
9,1	Rp	75.013.134.503.428	\$	16,32
				24,0%
				10%

## 7. Perhitungan Fasilitas Perairan

Fasilitas Perairan					
<b>1. Area Penjangkaran</b>					
<b>A. Menunggu/Inspeksi Muatan</b>					
- Penjangkaran Baik (swinging) :			- Penjangkaran Baik (multiple) :		
jari-jari	=	LOA + 6d	jari-jari	=	LOA + 4,5d
	=	340 m		=	325 m
- Penjangkaran Jelek (swinging) :			- Penjangkaran Jelek (multiple) :		
jari-jari	=	LOA + 6d + 30	jari-jari	=	LOA + 4,5d + 25
	=	370 m		=	350 m
<b>B. Cuaca Baik</b>					
- Kecepatan angin 20 m/s :			- Kecepatan angin 20 m/s :		
jari-jari	=	Loa + 3d + 90	jari-jari	=	Loa + 4d + 145
	=	400 m		=	2345 m

### 2. Alur

Lokasi	Ukuran	Hasil	Satuan	Keterangan
a. Kedalaman nominal	1,2d	12 m		Laut Terbuka
	1,15d	11,5 m		Alur Masuk
	1,1d	11 m		Depan Dermaga
b. Lebar (Alur Panjang)	2LOA	560 m		Kapal sering papasan
	1,5LOA	420 m		kapal jarang papasan
Lebar (Alur Pendek)	1,5LOA	420 m		Kapal sering papasan
	1LOA	280 m		kapal jarang papasan
c. Panjang Alur	7LOA	1960 m		10.000 DWT; 16 knots
	18LOA	5040 m		200.000 DWT; 16 knots
	1LOA	280 m		10.000 DWT; 5 knots
	3LOA	840 m		200.000 DWT; 5 knots
	5LOA	1400 m		Kapal ballast/kosong

### 3. Kolam Putar (Turning Basin)

a. Manuver dengan Pandu		
Db	=	2LOA
	=	560 meter
b. Manuver Tanpa Pandu		
Db	=	4LOA
	=	1120 meter

### 4. Kolam Dermaga (Basin)

a. Panjang		
- Dengan Kapal Pandu		
L	=	1,25LOA
	=	350 meter
- Tanpa Kapal Pandu		
L	=	1,5LOA
	=	420 meter
b. Lebar		
1 dermaga berhadapan		
B	=	4B + 50
	=	222 meter
Lebih dari 1 dermaga berhadapan		
B	=	2B + 50
	=	136 meter
Dermaga bebas		
B	=	1,25 B
	=	54 meter

## 8. Perhitungan Biaya Fasilitas Darat

Asumsi yang Digunakan		
Komponen	Nilai	Satuan
LOA Kapal Terbesar	280	m
Jumlah pasokan LNG	6.512.064	m3/tahun
Jumlah <i>loading arm</i>	5	unit
Kapasitas alir <i>loading arm</i>	2000	m3/jam
Hari operasi	365	hari/tahun
Jam operasi	21	jam/hari
Jumlah pekerja	75	orang
Umur ekonomis	25	tahun
Asumsi BOR	40%	%
Waktu operasi	3066	jam/tahun
<i>Troughput</i> 1 tambatan	30.660.000	m3/tahun
Jumlah tambatan	1	unit
Panjang <i>jetty</i>	300	m
Lebar <i>jetty</i>	21	m
Renovasi <i>jetty</i>	27.817.404.300	Rp
Biaya tangki timbun	3.164.175.001.406	Rp
Biaya <i>unloading arm</i>	60.705.963.045	Rp
Biaya <i>gas pipe line</i>	3.515.750.000	Rp
Biaya <i>cryogenic pipeline</i>	11.601.975.000	Rp
Biaya <i>marine pump</i>	1.012.536.000	Rp
<i>Regasifier</i>	421.890.000	Rp
<i>Boil-off gas compressor</i>	421.890.000	Rp
<i>High pressure pump</i>	703.150.000	Rp
ORV	239.071.000.000	Rp

Biaya Kapital		
Komponen	Biaya	
Renovasi <i>jetty</i>	Rp	27.817.404.300
Biaya tangki timbun	Rp	3.164.175.001.406
Biaya <i>unloading arm</i>	Rp	60.705.963.045
Biaya <i>gas pipe line</i>	Rp	3.515.750.000
Biaya <i>cryogenic pipeline</i>	Rp	11.601.975.000
Biaya <i>marine pump</i>	Rp	1.012.536.000
<i>Regasifier</i>	Rp	421.890.000
<i>Boil-off gas compressor</i>	Rp	421.890.000
<i>High pressure pump</i>	Rp	703.150.000
ORV	Rp	239.071.000.000
Total	Rp	3.509.446.559.751

## BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan dengan nama Riza Alfian Arief Wardana pada tanggal 06 Oktober 1997 di Sidoarjo, Jawa Timur. Penulis merupakan anak ketiga dari pasangan (Alm.) Alifin dan Sulas Rachmani. Penulis menempuh pendidikan formal mulai dari SD Muhammadiyah I Waru (2003-2009), SMPN 4 Waru (2009-2012), SMAN 1 Gedangan (2012-2015), dan diterima sebagai mahasiswa Institut Teknologi Sepuluh Nopember di Departemen Teknik Transportasi Laut, Fakultas Teknologi Kelautan ITS

pada tahun 2015. Selama menempuh pendidikan tinggi di ITS, penulis aktif dalam organisasi dan berbagai kegiatan kemahasiswaan, yaitu menjadi staf Departemen Kewirausahaan HIMASEATRANS 2016/2017, koordinator *Steering Committee* di bawah Departemen Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa HIMASEATRANS 2017/2018, dan panitia SIDI International Conference 2019. Penulis dapat dihubungi melalui alamat surel sebagai berikut: [rizaalfian06@gmail.com](mailto:rizaalfian06@gmail.com).