



TESIS - BM185407

***Solusi Capacitated Vehicle Routing Problem
with Time Windows Sistem Distribusi LNG
Papua Dengan Algoritma Ant Colony
Optimization***

WILDAN MANGGARA HIDAYATULLAH
092116.5001.4033

DOSEN PEMBIMBING
Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D
NIP: 196912311994121076

DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Magister
Manajemen Teknologi (M.MT)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

WILDAN MANGGARA HIDAYATULLAH
NRP. 09116.5001.4033

Tanggal Ujian : 16 Januari 2019


Periode Wisuda : Maret 2019

Disetujui oleh,

Dosen pembimbing:

Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D.

NIP: 196912311994121076

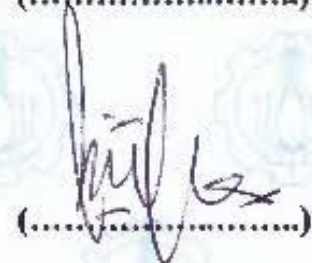


(.....)

Dosen Penguji I:

Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, M.Sc.

NIP: 195904301989031001



(.....)

Dosen Penguji II:

Nurbadi Siswanto, S.T., M.S.I.E., Ph.D

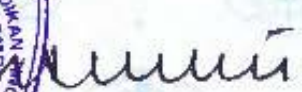
NIP: 197005231996011001



(.....)

Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi,




Prof. Dr. Ir. Eldisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc
NIP. 195903181987011001

**SOLUSI CAPACITATED VEHICLE ROUTING PROBLEM WITH TIME
WINDOWS SISTEM DISTRIBUSI LNG PAPUA DENGAN
ALGORITMA ANT COLONY OPTIMIZATION**

Nama : Wildan Manggara Hidayatullah
NRP : 092116.5001.4033
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D.

ABSTRAK

Pembangunan dan pengembangan infrastruktur di Pulau Papua menjadi salah satu fokus utama pemerintah agar masyarakat di Papua dapat merasakan keadilan yang merata terhadap penggunaan energi listrik. Demi mewujudkan hal tersebut, pemerintah melalui PLN perlu mendistribusikan *Liquified Natural Gas* (LNG) ke 13 *terminal regasification* yang tersebar di Papua untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) yang ada. Dalam mengoptimalkan sistem distribusi LNG, algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO) digunakan sebagai metode optimasi untuk mencari *minimum total operational cost* berdasarkan rute yang paling optimal. ACO menggunakan data variabel atau parameter seperti, *demand* pembangkit, kapasitas muatan *carrier*, jarak antar titik tujuan dan pengiriman, kecepatan kapal, biaya transportasi, dan inventory sebagai data *input*. Dengan menerapkan *constraint* waktu dan kapasitas, maka permasalahan yang dihadapi pada penelitian ini dapat digolongkan menjadi *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows* (CVRPTW). Hasil optimasi sistem distribusi dengan fungsi obyektif berupa *minimum cost* menunjukkan penugasan LNG *carrier* sebanyak satu unit dengan kapasitas 10,000 m³ untuk melayani rute Tangguh-Raja Ampat-Sarmi-Jayapura-Fakfak-Tangguh dan dua unit dengan ukuran 19,500 m³ untuk melayani rute Tangguh-Biak-Nabire-Serui-Manokwari-Sorong-Tangguh dan Tangguh-Bintuni-Kaimana-Timika-Merauke-Tangguh dengan total biaya transportasi dan inventory sebesar \$706,578,015. Analisa *economic assessment* menunjukkan bahwa dengan margin harga penjualan \$2.00, *Payback Period* (PBP) bisa didapatkan pada tahun ke 20 dengan nilai *Net Present Value* (NPV) positif sebesar \$83,149,782 berdasarkan nilai *discount rate* yang digunakan adalah 5%.

Kata kunci: *Ant Colony Optimization, Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows, Distribusi LNG, Papua.*

**CAPACITATED VEHICLE ROUTING PROBLEM WITH TIME
WINDOWS SOLUTION FOR PAPUA LNG DISTRIBUTION SYSTEM
USING ANT COLONY OPTIMIZATION ALGORITHM**

Nama : Wildan Manggara Hidayatullah
NRP : 092116.5001.4033
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D.

ABSTRACT

Infrastructure development on Papua Island is one of the government's main focuses in order to equitable justice in Papua to use the electricity. Therefore, the government through PLN needs to distribute Liquefied Natural Gas (LNG) to 13 regasification terminal in Papua to meet the existing fuel needs of the Gas Power Plant (PLTG). In optimizing the LNG distribution system, the Ant Colony Optimization (ACO) algorithm is used as an optimization method to find the minimum total operational cost based on the most optimal route. ACO uses variable or parameter data such as generator demand, carrier load capacity, distance between destination points and shipping, ship speed, transportation costs, and inventory as input data. By applying time and capacity constraints, this problem can be classified into Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows (CVRPTW). In order to achieve minimum total operational cost, the results show is needed to assignment one unit LNG carrier with 10,000 m³ capacity to serve the route of Tangguh-Raja Ampat-Sarmi-Jayapura-Fakfak-Tangguh and two units of 19,500 m³ capacity to serve Tangguh-Biak-Nabire-Serui-Manokwari-Sorong-Tangguh and Tangguh-Bintuni-Kaimana-Timika-Merauke-Tangguh with total transportation and inventory costs of \$ 706,578,015. Economic assessment analysis shows that with a sales price margin of \$ 2.00, the Payback Period (PBP) can be obtained in the 10th year with a positive Net Present Value (NPV) value of \$ 83,149,782 based on the value of the 5% discount rate.

Keyword: *Ant Colony Optimization, Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows, LNG Distribution, Papua.*

KATA PENGANTAR

Dengan menyebut nama Allah yang Maha pengasih dan Maha penyayang, karena berkat rahmat dan ridlo-Nya, penulis dapat menyelesaikan Tesis yang berjudul,

“Solusi *Capacitated Vehicle Routing Problem With Time Windows* Sistem Distribusi LNG Papua Dengan Algoritma *Ant Colony Optimization*”

Penulis juga ingin mengucapkan terima atas segala bentuk dukungan dan doa sehingga penelitian ini dapat terselesaikan dengan hasil yang memuaskan. Tidak akan cukup jika penulis harus tuliskan semua pihak yang telah berperan besar dalam mengantarkan perjalanan hidup penulis pada selemba kata pengantar ini. Untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D. sebagai dosen pembimbing.
2. Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, M.Sc. sebagai dosen penguji I
3. Nurhadi Siswanto, S.T., M.S.I.E., Ph.D sebagai dosen penguji II
4. Seluruh dosen dan juga staf MMT ITS.
5. Orang tua dan adik yang selalu memberikan dukungan terbesar.
6. Seluruh teman baik dari SINYO yang selalu memberikan semangat dan meningkatkan kompetensi.
7. Seluruh teman dari prodi Manajemen Industri MMT ITS 2017 (Kelas A dan B).

Saya sadar bahwa proposal penelitian yang telah dilakukan bukanlah yang sempurna, sehingga perlu perbaikan baik melalui kritik dan rekomendasi dari pembaca. Semoga, proposal penelitian ini dapat memberikan bantuan untuk orang lain.

Surabaya, Oktober 2018

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN TESIS.....	Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK.....	iii
ABSTRACT.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	x
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	5
1.3 Tujuan Penelitian.....	6
1.4 Manfaat Penelitian.....	6
1.5 Ruang Lingkup Penelitian.....	6
1.6 Sistematika Penulisan.....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	9
2.1 <i>Liquified Natural Gas</i> (LNG).....	9
2.2 Pembangkit Listrik (<i>Power Plant</i>) di Papua.....	10
2.3 Transportasi dalam Kegiatan Rantai Pasok.....	13
2.3.1 Sistem Distribusi LNG di Papua.....	14
2.4 <i>Vehicle Routing Problem</i> (VRP).....	18
2.4.1 <i>Capacitated Vehicle Routing Problem</i> (CVRP).....	19
2.4.2 <i>Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows</i>	20
2.5 Optimasi.....	22
2.5.1 Optimasi Menggunakan Algoritma Metaheuristik.....	24
2.6 <i>Ant Colony Optimization</i> (ACO).....	25
2.6.1 Kelebihan Algoritma ACO.....	27
2.7 <i>Economic Assessment</i>	28

2.8 Penelitian Terdahulu	29
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	33
3.1 Studi Literatur	34
3.2 Membuat Kerangka Penelitian.....	34
3.3 Pengumpulan Data	34
3.4 Analisa Data.....	35
3.4.1 Data Matriks Jarak Antar Terminal	35
3.4.2 Data Permintaan (<i>Demand</i>) setiap Pembangkit Listrik	36
3.5 Optimasi Distribusi LNG dengan Algoritma ACO	38
3.5.1 Konstruksi Rute ACO.....	38
3.5.2 Pembaruan <i>The Local Pheromone</i>	39
3.5.3 Pembaruan <i>The Global Pheromone</i>	40
3.5.4 Batasan Proses	42
3.6 <i>Economic Assessment</i>	43
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	45
4.1 <i>Causal Linkages</i> dan Data Penelitian	45
4.1.1 Kapasitas dan <i>Demand</i> Pembangkit Listrik	46
4.1.2 Matriks Jarak Antar Titik	47
4.1.3 Kapasitas LNG <i>Carrier</i>	49
4.1.4 Biaya Transportasi.....	51
4.1.5 Biaya Pelayaran	52
4.1.6 Biaya Sewa Kapal.....	53
4.1.7 <i>Inventory Cost</i>	53
4.1.8 <i>Revenue</i>	55
4.2 Optimasi dengan Algoritma <i>Ant Colony Optimization</i> (ACO).....	55
4.2.1 Tahap Optimasi <i>Ant Colony Optimization</i> (ACO)	56

4.2.2 Tahap Validasi Algoritma <i>Ant Colony Optimization</i> (ACO)	57
4.2.3 Hasil Optimasi CVRPTW dengan Algoritma ACO	63
4.3 <i>Economic Assessment</i>	66
4.3.1 CAPEX and OPEX	67
4.3.2 Perhitungan <i>Revenue</i>	68
4.3.3 <i>Payback Period</i> (PBP) & <i>Net Present Value</i> (NPV)	68
4.3.4 ROI (<i>Return on Investment</i>)	69
4.3.5 Hasil Analisa <i>Economic Assessment</i>	73
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	77
5.1 Kesimpulan	77
5.2 Saran	77
DAFTAR PUSTAKA	79
LAMPIRAN	83
BIOGRAPHY	119

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Prediksi Permintaan Listrik di Papua.....	2
Tabel 1.2 Pembaruan Data Berdasarkan RUPTL 2018-2027	3
Tabel 2.1 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit	11
Tabel 2.2 Rincian pengembangan <i>power plant</i> di Papua 2018-2027	12
Tabel 2.3 Pengembangan VRP oleh beberapa penelitian	21
Tabel 2.4 Penelitian serupa yang telah dilakukan.....	30
Tabel 3.1 Data konversi unit gas.....	36
Tabel 4.1 Data Lokasi dan Kebutuhan LNG Setiap Pembangkit.....	46
Tabel 4.2 Tabel Konversi Kebutuhan LNG sebagai Bahan Bakar	47
Tabel 4.3 Matriks jarak antar titik.....	48
Tabel 4.4 Data Teknis Kapal	51
Tabel 4.5 Daftar Biaya Pelabuhan	52
Tabel 4.6 Daftar Harga Peralatan.....	54
Tabel 4.7 Data Teknis Kapal Pada Tahap Validasi Algoritma	58
Tabel 4.8 Data <i>dummy</i> tahap validasi algoritma	59
Tabel 4.9 Probabilitas kombinasi rute yang dihasilkan	59
Tabel 4.10 Data Matriks Jarak dan Waktu.....	60
Tabel 4.11 Data Perhitungan Tahap Pertama.....	60
Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Total Biaya (Fungsi Obyektif)	61
Tabel 4.13 Perbandingan Hasil Perhitungan Manual dengan Algoritma ACO	62
Tabel 4.14 Data Hasil Optimasi dengan ACO Tahap 1	65
Tabel 4.15 Nilai Minimum Fungsi Obyektif Sebagai <i>Best Cost</i>	65
Tabel 4.16 Data Investasi Terminal	67
Tabel 4.17 Data <i>Operational Cost</i>	68
Tabel 4.18 Variasi Margin Penelitian	68
Tabel 4.19 <i>Annual Cash Flow</i> & ROI dengan margin USD 1.50.....	70
Tabel 4.20 Perhitungan Nilai <i>Net Present Value</i> (<i>discount rate</i> 5-12.5%).....	71
Tabel 4.23 Perhitungan Nilai <i>Net Present Value</i> (<i>discount rate</i> 15-22.5%).....	72
Tabel 4.22 Hasil Perhitungan dan Analisa <i>Economic Assessment</i>	75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Jumlah Konsumsi Listrik Indonesia Tahun 2017.....	2
Gambar 2.1 Proses pengubahan fasa gas alam menjadi LNG (<i>liquefaction</i>)	10
Gambar 2.2 Peta Pulau Papua	10
Gambar 2.3 Tahap Distribusi LNG.....	15
Gambar 2.4 FSRU Jawa Barat dan LNGC Aquarius.....	16
Gambar 2.5 Terminal LNG Hitachi - Jepang.....	17
Gambar 2.6 Model rute VRP	18
Gambar 2.7 Pemodelan rute distribusi CVRP dengan <i>time windows constraint</i> ..	20
Gambar 2.8 Asumsi semut berada di titik <i>i</i> akan memilih titik berikutnya	25
Gambar 2.9 Perjalanan semut dari sarang ke sumber makanan.....	26
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	33
Gambar 4.1 Diagram Kesenambungan Variabel.....	45
Gambar 4.2 Perhitungan Jarak Antar Titik dan Terminal LNG Tangguh	48
Gambar 4.3 Diagram Alir Proses Kerja ACO	57
Gambar 4.4 Rute Optimal Berdasarkan Perhitungan Manual dan ACO	62
Gambar 4.5 Grafik Iterasi Kapal 1-4	63
Gambar 4.6 Grafik Iterasi Kapal 5-13	64
Gambar 4.7 <i>Plotting</i> Rute Terbaik Hasil Optimasi Algoritma ACO.....	66
Gambar 4.8 Grafik <i>Payback Period</i> untuk Margin USD 1.50.....	73
Gambar 4.9 <i>Net Present Value</i> untuk Margin USD 1.50.....	73
Gambar 4.10 Grafik <i>Payback Period</i> untuk Margin USD 2.00.....	74
Gambar 4.11 Grafik <i>Net Present Value</i> untuk Margin USD 2.00	74

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia sebagai negara yang berada di dalam kawasan *Ring of Fire*, dengan beberapa rentetan gunung berapi yang aktif maupun tidak aktif menjadi salah satu alasan utama potensi migas di jalur vulkanik karena adanya kompleks gunung api di Indonesia hingga membuat Indonesia memiliki cadangan gas alam yang besar. Gas alam sendiri saat ini berkontribusi sebesar 23% sebagai sumber energi primer di dunia. Saat ini, Indonesia memiliki cadangan gas terbesar ketiga di wilayah Asia Pasifik berkontribusi untuk 1.5% dari total cadangan gas dunia. Indonesia memproduksi sekitar dua kali lipat dari gas alam yang dikonsumsinya.

Namun hingga kini, produksi gas Indonesia masih belum mampu memenuhi permintaan gas domestik. Bahkan, ada kekurangan gas untuk industri-industri domestik di Indonesia. Oleh sebab itu, pemerintah berkomitmen untuk meningkatkan pemanfaatan sumber energi domestik. Berdasarkan kebijakan energi nasional, pemanfaatan gas bumi domestik ditargetkan meningkat dari saat ini sebesar 19% menjadi 24% pada tahun 2050. Sebaliknya, pemanfaatan minyak bumi diturunkan dari saat ini sebesar 42% menjadi 20% pada tahun 2050.

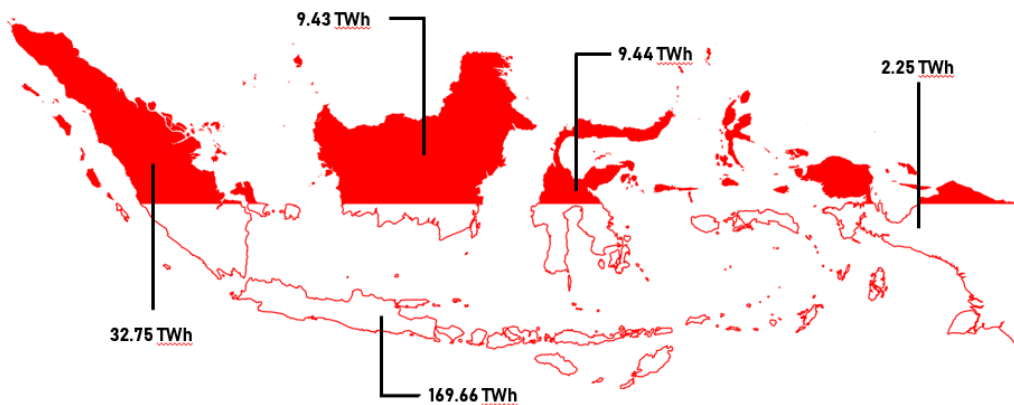
Pertumbuhan tertinggi terhadap penggunaan listrik di Indonesia terletak di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara, dengan nilai rata-rata 12.9%. Kemudian Sulawesi 11%, Kalimantan 10.7%, Sumatera 9.4%, dan Jawa-Bali adalah 7.5%. Sehingga dapat disimpulkan bahwa Papua adalah wilayah yang kedepannya akan mengalami peningkatan permintaan tertinggi konsumsi listrik. Selain itu, terdapat data pendukung yang menunjukkan prediksi permintaan listrik di Papua hingga 2027 yang tertera pada Tabel 1.1. Data prediksi tersebut mewakili pertumbuhan konsumen dapat meningkat hingga 7.21%. Berdasarkan rencana pembangunan yang akan dilakukan, terdapat 31 pembangkit listrik di Papua. Proyek ini bertujuan untuk menghadirkan kesetaraan fasilitas listrik untuk masyarakat yang berada didaerah terpencil dan memenuhi salah satu rencana kerja pemerintah Indonesia, yaitu ‘Papua Terang’.

Tabel 1.1 Prediksi Permintaan Listrik di Papua

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,92	1.039	1.164	198	515.585
2019	6,07	1.125	1.259	214	631.221
2020	6,05	1.219	1.363	231	688.587
2021	6,71	1.327	1.482	251	747.274
2022	6,99	1.444	1.610	273	807.113
2023	7,18	1.573	1.753	296	868.003
2024	7,34	1.715	1.909	322	907.008
2025	7,47	1.869	2.076	350	922.095
2026	7,93	2.045	2.266	381	936.622
2027	8,11	2.240	2.476	416	951.002
Pertumbuhan	6.98	8.91%	8.75%	8.59%	7.21%

(Sumber: RUPTL, 2018)

Meskipun Papua mengalami peningkatan yang signifikan terhadap penggunaan listrik, hal tersebut tidak mempengaruhi fakta bahwa Papua merupakan pulau yang paling sedikit penggunaan listriknya jika dibandingkan dengan beberapa pulau lain di Indonesia. Tercatat pada laporan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2018-2017, jumlah listrik yang dikonsumsi pada tahun 2017 di Papua hanya sebesar 2.25 TWh, atau hanya 1.33% dari jumlah listrik yang dikonsumsi di pulau Jawa seperti yang terlihat pada Gambar 1.1. Dengan menggunakan citra satelit pada malam hari terhadap pulau Jawa dan Papua, dapat terlihat bahwa hampir seluruh pulau Jawa diterangi oleh cahaya lampu, namun di Papua hanya sebagian kecil daerah saja yang mendapatkan penerangan cahaya.



Gambar 1.1 Jumlah Konsumsi Listrik Indonesia Tahun 2017
(Sumber: RUPTL, 2018)

Dalam rangka mewujudkan keadilan yang merata bagi rakyat Papua, pemerintah melalui PLN melakukan peningkatan pembangunan infrastruktur di Papua, terutama Pembangkit Listrik Tenaga Gas. Berdasarkan laporan PLN pada RUPTL 2018-2027, pada tahun 2017 telah selesai didirikannya 5 unit PLTG dari total 36 unit rencana proyek pembangunan seperti yang terlihat pada Tabel 1.2. Maka dari itu, sesuai dengan laporan RUPTL 2018-2027, masih tersisa 31 unit PLTG yang berada dalam tahap konstruksi, pengadaan, maupun rencana yang dikelompokkan kedalam 13 lokasi cakupan *regasification terminal* di Papua. Namun, agar PLTG bekerja dalam menghasilkan energi listrik, diperlukan bahan bakar berupa *Liquefied Natural Gas* (RUPTL, 2018).

Tabel 1.2 Pembaruan Data Berdasarkan RUPTL 2018-2027

No	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Kondisi Saat Ini
1	Sorong III	PLTG/MG/GU	50	Deadline COD mundur menjadi 2025
2	Biak I	PLTMG	20	Proyek sudah selesai
3	MPP Nabire	PLTG/MG	20	Proyek sudah selesai
4	Jayapura II	PLTMG	100	Nilai kapasitas diturunkan menjadi 50 MW
5	Jayapura III	PLTMG	100	Nilai kapasitas diturunkan menjadi 50 MW
6	Sarmi	PLTMG	5	Proyek sudah selesai
7	Kaimana	PLTMG	10	Proyek sudah selesai
8	Timika III	PLTMG	20	Proyek baru ditambahkan dan deadline COD pada 2023
9	MPP Papua	PLTG/MG	10	Proyek sudah selesai
Total			870	

(Sumber: RUPTL, 2018)

Selain melakukan proyek pembangunan PLTG, PLN juga harus membuat sebuah sistem distribusi LNG dari Kilang Tangguh menuju 13 *regasification terminal* di Papua. Beberapa penelitian telah dilakukan dalam rangka mengoptimalkan sistem distribusi tersebut agar dapat memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit listrik dengan biaya operasional yang minimum. Penelitian tersebut dilakukan oleh Antara (2016) dengan memilih LNG *carrier* sebagai kapal untuk mendistribusikan LNG dari Terminal Produksi ke pembangkit listrik di

Papua. Pada penelitian tersebut, jumlah kapal, kapasitas kapal, dan rute distribusi LNG digunakan sebagai variabel penunjang. Berdasarkan pada penelitian terbaru yang dilakukan oleh Wjiharnasir (2018), penentuan rute distribusi diputuskan dengan mempertimbangkan biaya operasional minimum untuk mendistribusikan LNG ke seluruh pembangkit listrik di Papua dengan mempertimbangkan *inventory and transportation cost* yang berfokus pada kapasitas dari LNG dengan permasalahan *Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP)*.

Sementara itu, pada penelitian ini tidak hanya kapasitas kapal yang dijadikan sebagai *constraint*, melainkan waktu pengiriman yang ditempuh oleh LNG *carrier* juga dipertimbangkan. Karena dalam perjalanannya mendistribusikan LNG, lamanya paparan sinar atau radiasi matahari dapat menyebabkan terbentuknya *boiled-off gas (BOG)*. Hal tersebut dapat menyusutkan volume LNG yang didistribusikan dan menimbulkan kerugian yang berarti bagi proyek tersebut. Penambahan *constraint* waktu inilah yang menjadikan permasalahan pada penelitian ini dapat dianggap sebagai *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows (CVRPTW)*. Oleh sebab itu, diajukan model yang berbeda dari penelitian sebelumnya untuk memecahkan permasalahan CVRPTW. Jika pada penelitian sebelumnya digunakan sebuah algoritma heuristik, maka pada penelitian ini dikembangkan sebuah algoritma metaheuristik *Ant Colony Optimization (ACO)* untuk proses optimasi.

Penerapan metode metaheuristik diperlukan untuk memperbaiki sistem penyelesaian masalah yang dilakukan oleh penelitian terdahulu. Hasil yang didapatkan sebelumnya dirasa masih belum maksimal, sehingga total biaya operasional masih dapat diminimalisasi. Banyak penelitian yang telah membandingkan beberapa algoritma metaheuristik untuk mencari solusi atas permasalahan CVRPTW, seperti algoritma Disjktra, *Tabu Search*, Genetika, dan *Ant Colony Optimization* (Rahmat *et al.* 2006). Dari penelitian tersebut, didapatkan bahwa *Ant Colony Optimization* lebih unggul dalam mengoptimasikan permasalahan CVRPTW dengan memberikan nilai total jarak perjalanan (*travel distance*), total waktu perjalanan (*travel time*), serta penentuan jumlah armada yang lebih minimum (optimal) dari tiga algoritma lainnya.

Beberapa pengembangan dilakukan pada algoritma ACO menyesuaikan dengan kebutuhan pada penelitian ini, sehingga ACO dapat bekerja dengan tepat dalam mencari solusi yang optimal untuk meminimalisasi *total operational cost* yang dipengaruhi oleh pemilihan jumlah kapal dan penentuan rute distribusi dengan konstrain yang telah ditentukan. Beberapa data yang telah diketahui dari penelitian sebelumnya digunakan pada penelitian ini, seperti biaya pembangunan terminal regasifikasi, desain terminal regasifikasi, maupun *distance matrix* antar titik tujuan terhadap depot. Berdasarkan pembaruan data yang terdapat pada RUPTL 2018-2027, *research gap* antara penelitian terdahulu dengan penelitian ini diketahui berupa penambahan *constrain* waktu hingga penggunaan metode yang telah dikembangkan menjadi *metaheuristic*.

Hasil yang diharapkan pada penelitian ini adalah sebuah rute pendistribusian LNG dengan *total operational cost* yang paling minimum dengan menugaskan beberapa armada LNG *carrier* dengan kapasitas tertentu agar dapat memenuhi *demand* harian dari setiap pembangkit listrik. Dari *minimum total operational cost* yang telah didapatkan, tahap *economic assessment* dapat dilakukan untuk menilai *economically attractive* dari proyek yang dijalankan, sehingga beberapa pilihan *net revenue* bisa diberikan kepada perusahaan untuk mendapatkan profitabilitas yang baik. Analisa *economic assessment* dapat menjadi pertimbangan bagi perusahaan dalam menentukan jumlah keuntungan serta ROI yang bisa didapatkan. Selanjutnya, karena studi kasus pada penelitian ini merupakan proyek pengembangan di Indonesia, pemodelan ini diusulkan untuk dapat beradaptasi dengan data baru, baik untuk penelitian ini atau penelitian serupa di Indonesia.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan pada latar belakang yang telah dituliskan sebelumnya, fokus permasalahan yang dijadikan sumber pengerjaan penelitian ini adalah:

1. Berapa jumlah dan ukuran LNG *carrier* yang dibutuhkan untuk mendistribusikan LNG berdasarkan model rute terbaik dengan *minimum total operational cost*?
2. Berapa margin penjualan yang dibutuhkan agar proyek pembangunan bersifat *reliable* melalui analisa *economic assessment*?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah mengoptimalkan model distribusi LNG dengan mengacu pada permasalahan yang telah dijelaskan sebelumnya.

1. Mencari jumlah dan ukuran LNG *carrier* yang dibutuhkan untuk mendistribusikan LNG sesuai dengan model rute terbaik dengan *minimum total operational cost*.
2. Mencari margin penjualan yang dibutuhkan agar proyek pembangunan bersifat *reliable* melalui analisa *economic assessment*.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat yang didapatkan dari penelitian ini berdasarkan tujuan atas permasalahan yang dihadapi adalah sebagai berikut:

1. Didapatkannya model rute distribusi LNG yang optimal dengan penugasan sejumlah LNG *carrier* dengan kapasitas yang bervariasi agar menghasilkan *minimum total operational cost*.
2. Memberikan analisa *economic assessment* yang dapat dipertimbangkan oleh perusahaan sehingga proyek dapat menghasilkan *profitable* yang lebih besar.

1.5 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup penelitian dibutuhkan untuk membatasi beberapa aspek sehingga proses pengerjaan penelitian ini tidak keluar dari tujuannya, adapun batasan tersebut adalah:

1. LNG *carrier* yang akan digunakan pada penelitian ini berkapasitas 2.500 m³, 7.500 m³, 10.000 m³, 19.500 m³, dan 23.000 m³ dengan kecepatan berlayar 15 knot.
2. Terminal LNG di Tangguh diasumsikan bahwa pelabuhannya dapat dioperasikan untuk LNG *carrier* dengan ukuran seperti yang telah disebutkan pada poin pertama.
3. Tingkat persediaan di terminal regasifikasi selama horizon perencanaan dianggap tidak diketahui dan diabaikan dalam model ini.

4. Biaya transportasi diasumsikan dalam jumlah yang sama selama 20 tahun dalam studi kasus ini.
5. Nilai aset diasumsikan tidak terjadi penyusutan selama studi dilakukan.

1.6 Sistematika Penulisan

Dalam sistematika penulisan proposal penelitian ini membagi lima bab yang disusun secara berurutan sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini menjelaskan mengenai pendahuluan penelitian yang terdiri dari latar belakang dilakukannya penelitian, rumusan masalah untuk mengungkapkan permasalahan pada obyek yang diteliti, tujuan yang ingin dicapai dari penelitian, manfaat yang didapat dari penelitian, dan sistematika penulisan tesis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini berisi tinjauan pustaka yang menguraikan teori atau landasan berpijak yang diperoleh melalui studi pustaka dari berbagai literatur yang berkaitan dengan masalah penelitian, antara lain meliputi teori, konsep, dan pendapat yang dikemukakan oleh para ahli atau penelitian sebelumnya tentang obyek yang akan diteliti, permasalahan dalam proses distribusi, metode untuk mencari solusi atas permasalahan distribusi, dan landasan *economic assessment* yang akan ditawarkan pada perusahaan. Tinjauan pustaka tersebut selanjutnya akan digunakan dalam landasan pembahasan dan pemecahan masalah yang berhubungan dengan permasalahan penelitian.

BAB III METODE PENELITIAN

Bab ini menjelaskan bagaimana penelitian dilakukan, diantaranya terdiri dari pendekatan penelitian, diagram alir penelitian, tahap identifikasi masalah, prosedur pengumpulan data, dan teknis analisa dan pengolahan data, dan penarikan kesimpulan.

BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

Bab ini merupakan bab inti penelitian yang menguraikan hasil dari pengolahan data yang telah dilakukan, hasil tersebut akan dideskripsikan meliputi

proses penulisan penelitian mulai dari pengumpulan dan pengolahan data, serta penyusunan keputusan.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini berisi rangkuman dari hasil analisa dan pengolahan data yang telah dilakukan serta saran untuk pengembangan penelitian berikutnya.

BAB II

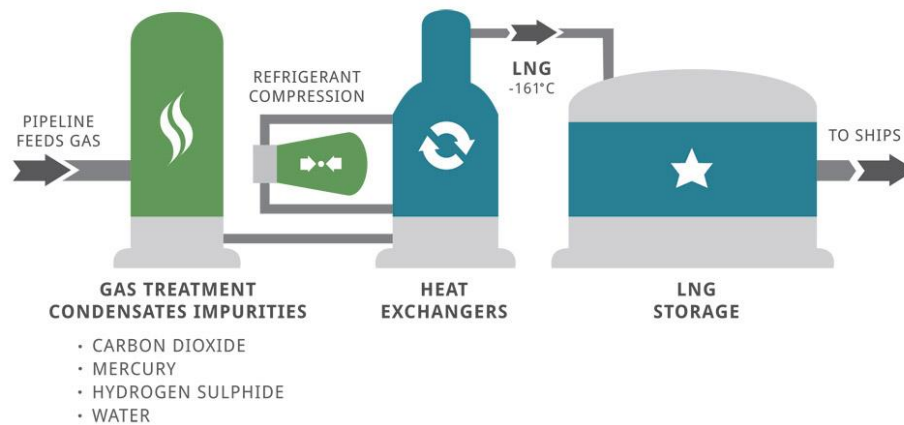
TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai kajian pustaka yang memberikan titik berat pada hasil-hasil penelitian terdahulu yang relevan dengan masalah terkait dengan rantai pasok LNG, khususnya masalah distribusi di Papua, Indonesia. Oleh karena itu, studi literatur pada bab ini akan membahas beberapa informasi terkait dengan rantai pasok LNG, pembangkit listrik di Papua, *capacitated vehicle routing problem with time windows*, optimasi dengan metaheuristik *ant colony optimization*, dan *economic assessment*.

2.1 *Liquefied Natural Gas (LNG)*

Liquefied Natural Gas (LNG) adalah gas alam yang telah diproses untuk menghilangkan pengotor (impuritas) dan hidrokarbon fraksi berat dan kemudian dikondensasi menjadi cairan pada tekan atmosfer dengan mendinginkannya sekitar -160° Celcius. LNG merupakan salah satu metode untuk mendistribusikan gas alam ke pembangkit listrik dengan mengubah fase gas menjadi cair. LNG harus ditransportasikan menggunakan kendaraan yang dirancang khusus dan ditaruh dalam tangki yang juga dirancang khusus karena merupakan cairan kriogenik, yang berarti dapat merusak jaringan hidup dan juga berbahaya jika penanganan prosesnya tidak benar dan mengutamakan *safety* (Agarwal, 2017).

LNG memiliki suhu yang sangat dingin, sehingga material mesin fluida harus diperlakukan secara khusus sebelum digunakan selama proses distribusi. Oleh karena itu, tidak akan rusak oleh suhu ekstrim. Berdasarkan volumetriknya, LNG memiliki efektifitas isi sekitar 1:6 dari gas alam pada suhu dan tekanan standar (1 atm). Hal tersebut membuat LNG lebih mudah untuk didistribusikan dalam jarak jauh jika dibandingkan dengan gas alam dan dapat menghemat biaya operasional. Gambar 2.1 menunjukkan bagaimana *icing* terjadi di pipa LNG karena suhu yang sangat dingin (Wijharnasir *et al.* 2018).



Gambar 2.1 Proses perubahan fasa gas alam menjadi LNG (*liquefaction*)
(Sumber: <http://goldborolng.com/about-lng/what-is-lng>)

2.2 Pembangkit Listrik (*Power Plant*) di Papua

Papua merupakan pulau terbesar di Indonesia dengan luas 459.411,64 m². Gambar 2.2 menunjukkan bahwa terdapat dua provinsi yang membagi pulau Papua, yaitu Papua dan Papua Barat, masing-masing memiliki luas 319.036,02 m² dan 140.375,62 m². Sebagai pulau terbesar dan berapa di wilayah timur Indonesia, pulau tersebut berbatasan langsung dengan Papua Nugini (Hermino, 2016). Kedua provinsi tersebut hingga kini masih dikategorikan *isolated* dengan pasokan listrik menggunakan sistem 20 kV. Di provinsi Papua, rasio jumlah pelanggan rumah tangga yang menggunakan listrik PLN pada tahun 2016 masih sangat rendah, yaitu 41.36%. Namun secara perlahan, proses penjualan sejak tahun 2011 hingga 2017 mengalami peningkatan rata-rata sebesar 10.6% (RUPTL, 2018).



Gambar 2.2 Peta Pulau Papua
(Sumber: <https://assets.irinnews.org>)

Kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi, yaitu Jayapura masih belum memiliki cadangan yang cukup dan masih menggunakan PLTD HSD sebagai sumber daya utama walaupun PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV telah beroperasi. Hal tersebut menyebabkan beban pada sistem cukup tinggi, sehingga diperkirakan kondisi sistem masih akan defisit. Untuk mengatasi masalah tersebut, di Jayapura sedang dibangun sebuah sistem *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 50 MW dengan sistem *dual fuel*, yaitu gas dan HSD. Berdasarkan pertimbangan rencana pembangunan, penggunaan sumber energy yang tersedia didekat pembangkit mulai dipertimbangkan agar dapat mengurangi isu transportasi dan ketidaktersediaan bahan bakar dalam jumlah yang cukup. Sehingga jenis pembangkit PLTG/MG/GU menjadi solusi alternatif pembangkit utama yang sedang dikembangkan.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik periode 2018-2027, pemerintah melalui PT PLN (Persero) merencanakan pembangunan guna menambah kapasitas pembangkit seperti ditampilkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN									
PLTG	145	90	60	20	60	60	20	10	465
PLTD		5							5
PLTM		7	6						13
PLTA				14				10	24
Jumlah	145	102	66	34	60	60	20	20	507

(Sumber: RUPTL, 2018)

Sebagaimana yang terlihat pada tabel tersebut, di Papua akan dibangun PLTG yang lebih memadai secara bertahap. Tujuannya adalah untuk mempercepat pemerataan tersedianya pasokan listrik yang cukup, khususnya disekitar Wamena. Listrik yang dibangkitkan disalurkan ke daerah terpencil menggunakan transmisi 150 kV. Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, dan daerah *isolated* lainnya yang berbatasan dengan Papua Nugini, yang memiliki

jalur transportasi BBM dan tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid pembangkit utama, dan pengembangan PLTG tidak ekonomis, maka sistem pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal, serta sistem distribusi bahan bakar yang dibutuhkan untuk PLTG dapat bekerja menghasilkan jumlah listrik yang telah ditargetkan baik untuk pembangkit yang telah dibangun, atau sedang dalam tahap pembangunan. Berdasarkan data terbaru yang diambil dari Rencana Bisnis Listrik PT. PLN pada tahun 2018, hasil *forecast* menyatakan bahwa konsumsi listrik di pulau Papua akan meningkat secara signifikan hingga 2027. Maka, dengan Tabel 2.2 akan dijelaskan mengenai daftar rencana pengembangan sistem tenaga listrik di Papua kedepannya.

Tabel 2.2 Rincian pengembangan *power plant* di Papua 2018-2027

No	Project	Type	Capacity (MW)	COD
1	MPP Fak Fak	PLTG/MG	10	2018
2	Bintuni	PLTMG	10	2018
3	Fak fak	PLTMG	10	2022
4	MPP Manokwari	PLTG/MG	20	2018
5	Manokwari II	PLTMG	20	2019
6	Manokwari III	PLTMG	20	2025
7	Biak	PLTMG	15	2018
8	Biak II	PLTMG	20	2019
9	Biak III	PLTMG	40	2024
10	Nabire II	PLTMG	10	2025
11	Serui I	PLTMG	10	2018
12	Serui II	PLTMG	10	2022
13	Serui III	PLTMG	10	2027
14	Jayapura Peaker	PLTMG	40	2018
15	Jayapura	PLTMG	50	2019
16	Jayapura II	PLTMG	50	2022
17	Jayapura III	PLTMG	50	2025
18	Kaimana II	PLTMG	10	2020
19	MPP Timika	PLTG/MG	10	2018
20	Timika II	PLTMG	30	2018
21	Timika II	PLTMG	10	2019
22	Timika III	PLTMG	20	2023
23	Timika IV	PLTMG	20	2026
24	Merauke	PLTMG	20	2018
25	Merauke II	PLTMG	20	2018
26	Merauke III	PLTMG	20	2024
27	Raja Ampat	PLTMG	10	2019
28	Sorong	PLTG/MG	30	2018

Tabel 2.2 Rincian pengembangan *power plant* di Papua 2018-2027 (*continued*)

No	Project	Type	Capacity (MW)	COD
29	Sorong	PLTG/MG	20	2019
30	Sorong II	PLTG/MG/GU	50	2020
31	Sorong III	PLTG/MG/GU	50	2023
TOTAL			715	

(Sumber: RUPTL, 2018)

Bahan bakar gas untuk PLTG/MG diharapkan dalam jangka panjang dapat diperoleh dari alokasi gas/LNG Tanggung di Teluk Bintuni. Sejalan dengan tahap pembangunan pembangkit, sistem tenaga listrik di beberapa daerah sekitar sementara akan dipasok dari *excess power* dan PLTD setempat. Sedangkan sumber gas di pulau Salawati dimanfaatkan sebagai bahan bakar PLTMG. Daya yang didapatkan kemudian akan disalurkan melalui jaringan 20 kV untuk mengimbangi beban di daerah tertentu (RUPTL, 2018).

2.3 Transportasi dalam Kegiatan Rantai Pasok

Dalam 50 tahun terakhir, di sektor logistik telah tersedia banyak pilihan jenis atau moda transportasi untuk mendukung aktivitas kunci dalam manajemen rantai pasok perusahaan. Manajer transportasi memiliki banyak pilihan dalam keputusan manajemen transportasi, baik dari pilihan jenis moda transportasi, penyedia jasa transportasi, maupun pilihan tingkat pelayanan yang diberikan

Sejak munculnya revolusi industri, dunia telah melihat pertumbuhan yang luar biasa dalam ukuran dan kompleksitas. Pada era sebelumnya, toko-toko yang berukuran kecil seperti toko pengrajin pakian, kini telah menjadi sebuah perusahaan dengan aset yang sangat besar. Seiring dengan perkembangannya, muncul beberapa masalah baru yang bahkan hingga saat ini masih belum sepenuhnya terselesaikan. Hal tersebut secara langsung maupun tidak langsung akan menjadi tantangan bagi perusahaan atau organisasi sehingga dapat mempengaruhi arah perkembangan perusahaan di era yang modern ini (Hillier dan Lieberman, 2010).

Transportasi adalah solusi untuk mengatasi permasalahan dalam sektor logistik, yaitu pergerakan produk (*product movement*) dan penyimpanan barang (*product storage*). Kinerja dari transportasi itu sendiri berpengaruh pada kinerja

pengadaan (*procurement*), produksi (*manufacturing*) serta *customer relationship management*. Oleh karena itu, kinerja transportasi yang andal sangat dibutuhkan karena jika tidak, maka hampir semua aktivitas utama rantai pasok tidak berjalan efektif dan efisien.

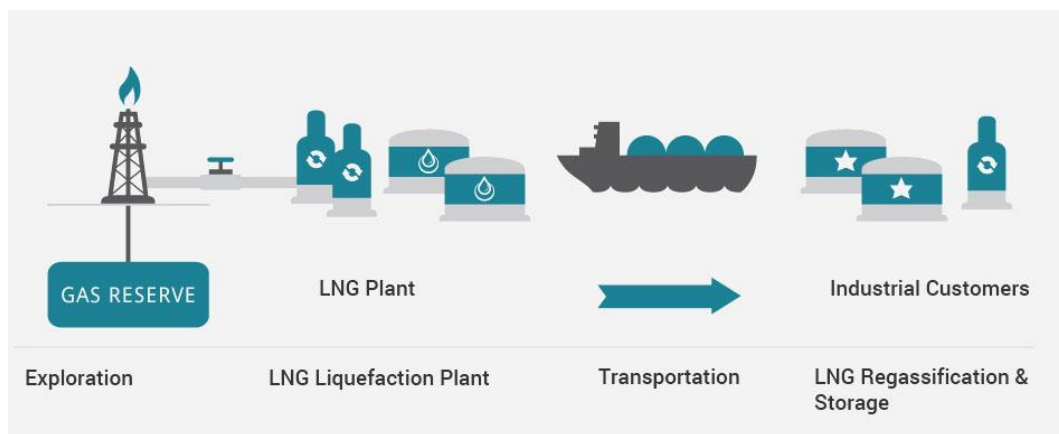
Kegiatan transportasi sendiri mengacu pada pergerakan produk dari satu lokasi ke lokasi lainnya dalam suatu rantai pasokan. Kebutuhan akan transportasi pun semakin meningkat seiring dengan perkembangan globalisasi dalam rantai pasokan dan pertumbuhan *e-commerce*. Apalagi, transportasi memainkan kunci utama dalam pergerakan logistik. Tak hanya mendukung pergerakan produk, fungsi transportasi lainnya juga berperan dalam penyimpanan produk. Fungsi penyimpanan ini terbilang lebih ekonomis, terutama untuk pemenuhan sediaan barang yang sudah terjadwal dengan waktu pengiriman dalam beberapa hari ke depan. Namun demikian, beberapa biaya yang kemungkinan terjadi, seperti biaya pergudangan, muat barang (*loading*) dan bongkar barang (*unloading*) dari penyimpanan produk sementara ternyata bisa lebih besar dibandingkan dengan biaya penggunaan kendaraan yang diandalkan sebagai penyimpanan untuk sementara waktu.

Salah satu komponen yang selalu dituju oleh setiap perusahaan atau organisasi adalah mendapatkan profit yang lebih besar, namun kepuasan pelanggan juga menjadi salah satu aspek yang akan mempengaruhi keberlangsungan bisnis sehingga dapat terus bersaing dengan kompetitor dalam bidang usaha yang sama. Bentuk analisis yang dilakukan pada riset operasional adalah secara kuantitatif dan sistematis untuk digunakan sebagai dasar argumentasi yang dapat dipertanggung jawaban secara rasional (Chopra dan Meindl, 2013).

2.3.1 Sistem Distribusi LNG di Papua

Rantai pasok LNG dapat dibagi menjadi tiga bagian utama; produksi/*liquefaction*, transportasi LNG, dan regasifikasi dan distribusi seperti yang terlihat pada Gambar 2.3. Selama fase likuifaksi, LNG diangkut ke tujuannya dengan menggunakan kapal yang memiliki sistem cryogenic yang terisolasi. Pemilihan LNG *carrier* harus didasari dengan tingkat keamanan yang baik dan tepat sehingga proses distribusi LNG dari Terminal Produksi ke Terminal Penerima

dapat terjaga kualitasnya. Beberapa instrument khusus dibutuhkan untuk mendistribusikan LNG karena sifatnya yang sangat sensitif dan mudah terjadi *boiled-off gas* (BOG). Meskipun sudah banyak cargo yang meningkatkan kualitas *carrier* yang mereka miliki, namun LNG tetap terkena dampak dari paparan cahaya (suhu) matahari. Sehingga pada umumnya, setiap perusahaan atau konsultan telah memberikan standar acuan yang berhubungan dengan waktu pengiriman. Karena jika LNG *carrier* yang digunakan menempuh waktu distribusi lebih dari 8 hari, maka dapat dipastikan kandungan BOG akan meningkat dan hal tersebut menjadi alasan penurunannya jumlah volume dan sifatnya sangat merugikan bagi perusahaan.

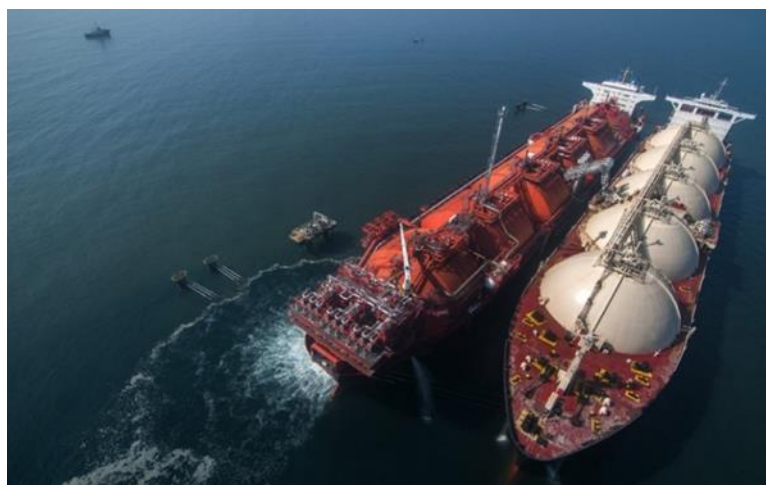


Gambar 2.3 Tahap Distribusi LNG

Sistem distribusi LNG menggunakan LNG *carrier* menjadi lebih efisien dalam investasi dari pada pipa bawah laut selama jarak tempuhnya lebih dari 1300 mil laut dikejauhan. Selain itu, kini LNG benar-benar dipercaya sebagai energi bersih dan hijau sehingga merupakan solusi tepat untuk konsumsi energi di Indonesia. Karenanya, kini konsumsi gas alam di Indonesia meningkat. PT. Indonesia Power yang merupakan anak perusahaan dari PT PLN (Persero) bersama PT. Pertamina membuat anak perusahaan yaitu PT. Regas Nusantara untuk mengoperasikan FSRU Jawa Barat guna meregenerasi LNG dari Bontang dan mengirimkannya ke pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) di Jakarta yang dimiliki oleh PT Indonesia Power (Wijharnasir, 2014).

Selain FSRU Jawa Barat, terdapat juga FSRU Lampung yang dioperasikan oleh PT. PGN sejak tahun 2014. Setelahnya, PT. PLN bekerjasama dengan PT. PEL

untuk membuat terminal regasifikasi mengambang di Benoa, Bali pada tahun 2016. Pada Gambar 2.4 terlihat bahwa LNG *carrier* yang digunakan untuk mendistribusikan LNG dari Bontang ke Bali berkapasitas 23.000 m³. Proyek yang telah berjalan di Bali kemudian dijadikan model untuk beberapa permasalahan distribusi LNG lainnya di Indonesia, dengan mempertimbangkan beberapa permasalahan lain yang kemungkinan memiliki masalah yang sama, yaitu pasokan dan permintaan yang dipisahkan antara beberapa pulau, seperti yang dialami di pulau Papua (Wijharnasir et al. 2018).



Gambar 2.4 FSRU Jawa Barat dan LNGC Aquarius
(Sumber: Wijharnasir et al. 2018)

Terdapat permasalahan transportasi yang dialami untuk mendistribusikan LNG dari Kilang Tangguh menuju beberapa titik pembangkit (*power plant*). Dengan total 31 pembangkit yang tersebar diseluruh pulau Papua, *demand* setiap pembangkit harus terpenuhi setiap harinya, sehingga jumlah pembangkitan daya listrik yang direncanakan dapat berjalan sesuai dengan target yang telah ditentukan. Banyaknya jumlah pembangkit yang tersebar, membuat operator distribusi LNG yang bertanggung jawab di Kilang Tangguh perlu untuk mempertimbangkan moda transportasi yang efektif dan efisien untuk digunakan. Karena jumlah *demand* harian yang relative besar dan jarak yang sangat jauh, maka penggunaan LNG *carrier* adalah langkah yang tepat untuk menghemat pengeluaran perusahaan.

Mengingat kedalaman perairan di Papua dapat menjadi salah satu faktor, maka pemilihan variasi ukuran kapal perlu disesuaikan dengan kondisi perairan

disekitar pulau Papua, agar setiap pelabuhan dapat disinggahi oleh kapal tersebut. Variasi kapasitas kapal yang telah ditentukan menjadi moda transportasi untuk mengirimkan LNG ke tiga belas titik terminal penerimaan untuk selanjutnya dilakukan proses *regasification* seperti yang terlihat pada Gambar 2.5. Setelah fase LNG kembali menjadi gas alam, kemudian proses distribusi dapat kembali dilanjutkan, sehingga gas tersebut sebagai bahan bakar utama PLTG dapat disalurkan melalui darat berdasarkan jarak terdekat dari setiap terminal *regasification*.

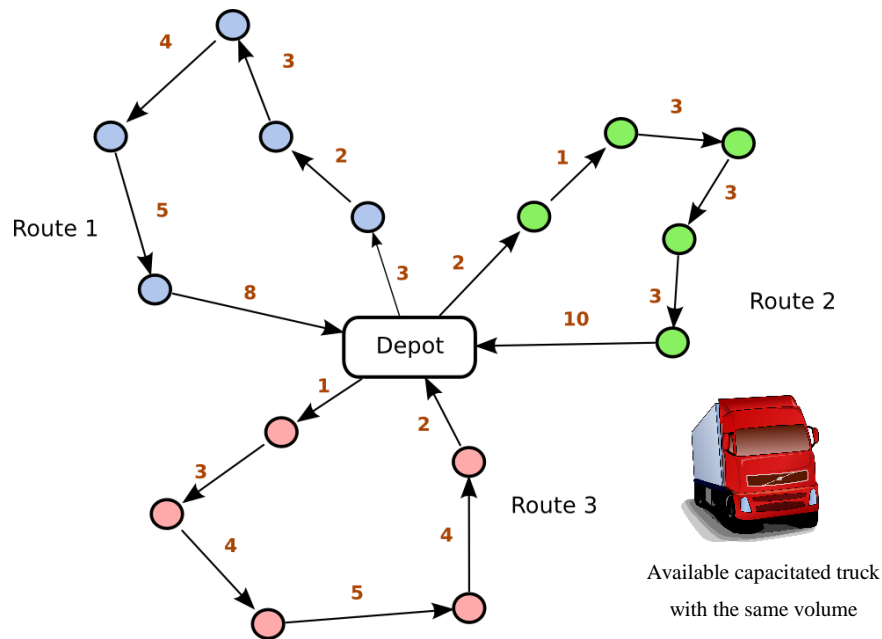


Gambar 2.5 Terminal LNG Hitachi - Jepang
(Sumber: <https://safety4sea.com/hitachi-lng-terminal-to-start-operations>)

Secara umum, sistem distribusi LNG memiliki beberapa komponen penting, seperti produksi gas alam, *liquefaction*, terminal produksi LNG, terminal *regasification*, LNG *carrier*, hingga berakhir di konsumen (Agarwal et al. 2017). Agar proses distribusi tersebut dapat dilaksanakan secara efektif dan efisien, perlu ada beberapa penelitian yang dilakukan untuk memberikan pertimbangan model distribusi yang tepat. Itulah mengapa perlu dilakukan penelitian terkait *Vehicle Routing Problem* (VRP) dengan batasan kapasitas kapal (merujuk pada kondisi perairan di pulau Papua) dan waktu (merujuk pada kondisi BOG yang dapat terjadi secara berlebihan jika waktu distribusi berlangsung terlalu lama). Selanjutnya permasalahan tersebut dapat disebut dengan *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows*.

2.4 Vehicle Routing Problem (VRP)

Dalam meminimalkan biaya dan total waktu, salah satu permasalahan yang biasanya dihadapi oleh perusahaan disebut dengan *Vehicle Routing Problem* (VRP). VRP merupakan sebuah permasalahan yang berhubungan dengan sebuah sistem distribusi yang membutuhkan sebuah moda transportasi untuk melayani beberapa pelanggan. Pada Gambar 2.6 terlihat permasalahan tersebut muncul ketika sebuah perusahaan menugaskan kendaraan yang tersedia dengan kapasitas yang sama untuk mengantarkan atau mendistribusikan sebuah produk dari terminal pengiriman (depo) menuju titik penerimaan atau biasa disebut dengan pelanggan (*customer*). Untuk memenuhi sistem distribusi tersebut, perlu adanya pertimbangan rute yang akan ditempuh dan penugasan kendaraan yang tepat sehingga setiap *demand* yang diajukan oleh pelanggan dapat terpenuhi dengan biaya sekecil mungkin (Rahmat *et al.* 2006).



Gambar 2.6 Model rute VRP

VRP merupakan permasalahan yang tergolong sebagai *non-deterministic polynomial hard* (NP-Hard). Hal tersebut membuat VRP sangat sulit untuk diselesaikan dengan cara yang konvensional. Maka dari itu, beberapa peneliti seperti Dhoruri *et al*, Rahmat *et al*, dan Bookbinder *et al* menggunakan sebuah algoritma pendekatan seperti *mathematical modelling*, heuristic, dan metaheuristic

untuk menyelesaikan permasalahan VRP. Secara ringkas, berikut adalah karakteristik dari permasalahan VRP (Bookbinder dan Reece, 1988):

1. Perjalanan kendaraan berawal dan berakhir dari dan ke depot awal
2. Ada sejumlah tempat yang semuanya harus dikunjungi dan dipenuhi permintaannya tepat satu kali
3. Jika kapasitas kendaraan sudah terpakai dan tidak dapat melayani tempat berikutnya, kendaraan dapat kembali ke depot untuk memenuhi kapasitas kendaraan dan melayani tempat berikutnya.
4. Tujuan dari permasalahan ini adalah meminimumkan total jarak yang ditempuh kendaraan dengan mengatur urutan tempat yang harus dikunjungi beserta kapan kembalinya kendaraan untuk mengisi kapasitasnya lagi

2.4.1 *Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP)*

Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP) merupakan hasil pengembangan dari VRP. Perbedaan yang mendasar antara permasalahan tersebut adalah pada CVRP, kapasitas kendaraan disertakan dengan jumlah yang berbeda-beda. Jika pada VRP semua kendaraan yang tersedia memiliki kapasitas yang sama (homogen), namun pada CVRP, dari ketersediaan kendaraan, masing-masing memiliki variasi kapasitas yang berbeda-beda (Wijharnasir *et al.* 2018). Dengan tambahan batasan, setiap kendaraan memiliki kapasitas tertentu dan tidak dapat memuat produk lebih banyak dari kapasitasnya. Tujuannya adalah untuk menemukan jalan optimal dengan biaya transportasi minimum dan kepuasan maksimum pelanggan dengan batasan yang diberikan. Dalam tiga dekade terakhir, banyak penelitian telah difokuskan untuk memecahkan masalah ini. Beberapa pendekatan telah dikembangkan seperti algoritma *Branch-and-Bound*, *Branch-and-Cut*, dan metaheuristik (Christofides, 1976).

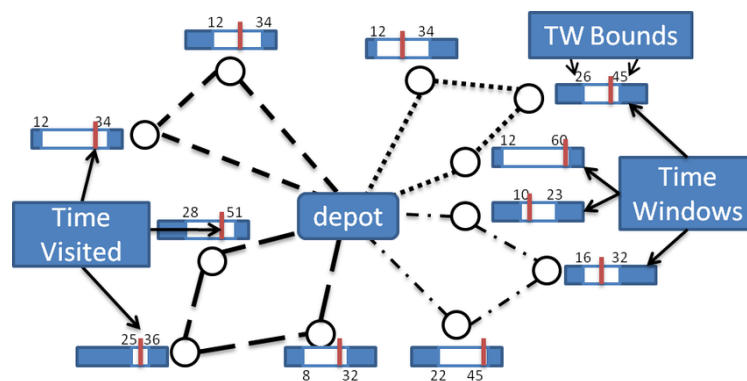
Berdasarkan penelitian serupa yang telah dilakukan sebelumnya oleh Antara, permasalahan mengacu pada CVRP sebagai metode pendekatan untuk mengoptimisasi sistem distribusi LNG di Papua. Kapal LNG digunakan memiliki beberapa variasi kapasitas, sehingga akan mempengaruhi secara langsung hasil dari proses optimasi, yaitu rute dan total biaya operasional (Antara, 2016). Antara menggunakan algoritma *greedy approach* sebagai metode heuristik seperti yang

dilakukan oleh Chebbi *et al*, yang tujuannya adalah meminimalkan waktu, jarak, dan biaya operasional dimulai dari titik awal adalah terminal produksi dan akhir rute adalah kembali pada titik yang sama (Fatnassi et al. 2014).

2.4.2 *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows (CVRPTW)*

CVRPTW adalah pengembangan tahap lanjut dari CVRP dengan tambahan kendala waktu untuk mendistribusikan (*time windows*). Keadaan yang sebenarnya di dalam sistem distribusi, adakalanya beberapa pelanggan hanya dapat dilayani dalam periode waktu tertentu atau produk yang didistribusikan akan mengalami penurunan kualitas jika melebihi batasan waktu yang telah ditentukan sebelumnya. Akibatnya, *time windows* harus dipertimbangkan agar jadwal pendistribusian ke setiap pelanggan ataupun kualitas dari sebuah produk dapat terjaga (Li, 2015).

Pada permasalahan ini, jika diterapkan pada sistem distribusi LNG. Maka waktu maksimal dalam proses distribusi LNG yang dilakukan oleh sebuah LNG *carrier* untuk menyelesaikan perjalanan dalam suatu rute hingga kembali ke terminal produksi adalah delapan hari. Hal tersebut terjadi karena berdasarkan perhitungan oleh konsultan LNG dan sistem perkapalan, Antara (2016), paparan cahaya matahari yang menyebabkan peningkatan suhu selama perjalanan akan memberikan pengaruh pada produk LNG berupa penguapan, atau yang biasa disebut dengan *Boilled-off Gas (BOG)* dapat terjadi (Antara, 2016).



Gambar 2.7 Pemodelan rute distribusi CVRPTW dengan *time windows constraint*

Meskipun sebenarnya dalam perjalanan dibawah delapan haripun akan mempengaruhi penurunan volume LNG yang didistribusikan, namun jumlah BOG yang terjadi masih tergolong dalam batas normal. Namun jika diteruskan

hingga lebih dari delapan hari, maka persentase penurunan volume LNG akan mempengaruhi profitabilitas yang bisa dicapai oleh sebuah perusahaan (Wijharnasir *et al.* 2018). Afifi (2013) pernah mengusulkan sebuah metode heuristik untuk menyelesaikan permasalahan CVRPTW. Sebagai tambahan, penelitian terdahulu yang dilakukan oleh Mirshekarian *et al.*, juga mengusulkan sebuah metode heuristik untuk menentukan serangkaian rute yang efektif dan efisien untuk menugaskan sebuah kendaraan dalam jangka waktu tertentu untuk melayani sejumlah pelanggan tertentu (Mirshekarian *et al.* 2015).

Tabel 2.3 Pengembangan VRP oleh beberapa penelitian

Problem	Objective	Focus
Traditional VRP	Minimize Distance	Fleet
VRP with balance	Balance daily work	Driver
Period Vehicle Routing Problem (PVRP)	Account for time period constraints	Demand
Inventory Routing Problem (IRP)	Ensure customer will not out of product	Demand
Consistent Vehicle Routing Problem (ConVRP)	Ensure costumers are served with the same driver	Customer
Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows	Minimize travel cost within time windows	Customer and Deman

Berdasarkan perkembangan yang ada, dalam manajemen rantai pasokan yang efisien, umumnya dianggap bahwa biaya yang terkait dengan transportasi dan

inventory memiliki dampak langsung terhadap harga yang harus dibayar oleh konsumen, sehingga hal tersebut menuntut sebuah perusahaan yang bergerak dibidang rantai pasok harus menghasilkan sebuah kualitas produk dengan kualitas pengiriman dan waktu yang telah disepakati. Sebagai contoh, pengangkutan produk dari titik A ke titik B akan menentukan fungsi obyektif yang secara umum meminimalkan jarak, dengan berdasar pada penggunaan bahan bakar yang lebih irit, yang mengarah pada budaya ramah lingkungan.

2.5 Optimasi

Optimasi (*optimization*) adalah suatu upaya sistematis untuk memilih elemen terbaik dari suatu kumpulan elemen yang ada untuk mencapai hasil yang ideal atau optimasi (nilai efektif yang dapat dicapai). Optimasi merupakan bentuk proses mengoptimalkan sesuatu hal yang sudah ada, ataupun merancang dan membuat sesuatu secara optimal. Didalam konteks matematika, optimisasi ini bisa dinyatakan sebagai suatu usaha sistematis untuk mencari nilai minimum atau maksimum dari suatu fungsi. Dengan kata lain, optimisasi merupakan proses mencari nilai terbaik berdasarkan fungsi tujuan dengan daerah asal yang telah didefinisikan. Fungsi ini secara sederhana dapat dinyatakan dengan $\min/\max f(x)$ (Laby et al. 2016).

Optimasi dapat diartikan sebagai aktivitas untuk mendapatkan nilai minimum suatu fungsi karena untuk mendapatkan nilai maksimum suatu fungsi dapat dilakukan dengan mencari minimum dari negatif fungsi yang sama. Tidak ada metode tunggal yang dapat dipakai untuk menyelesaikan semua masalah optimasi. Banyak metode optimasi telah dikembangkan untuk menyelesaikan tipe optimasi yang berbeda-beda seperti metode Lagrange. Dalam optimasi diselidiki masalah penentuan suatu titik minimum suatu fungsi pada subset ruang bilangan riil tak kosong. Untuk lebih spesifik dirumuskan sebagai berikut: Misalkan \mathbf{R} ruang bilangan riil dan S subset tak kosong dari \mathbf{R} , dan misalkan $f: S \rightarrow \mathbf{R}$ sebuah fungsi yang diberikan. Kita akan mencari titik minimum f pada S . Sebuah elemen $\bar{x} \in S$ dikatakan titik minimum f pada S jika $f(\bar{x}) \leq f(x)$ untuk semua $x \in S$ Himpunan S dinamakan himpunan pembatas (*constraint set*) dan fungsi f dinamakan fungsi obyektif (Munirah dan Subanar, 2017).

Optimisasi digunakan untuk mengoptimalkan hasil dari sebuah permasalahan dari berbagai jenis bidang ilmu seperti teknik, sains, ekonomi, dan bisnis. Dalam bidang teknik, khususnya ekonomi dan manajemen, permasalahan tersebut dapat dinyatakan sebagai permasalahan optimasi untuk meminimalkan biaya, waktu dan resiko atau memaksimalkan keuntungan dan kualitas. Optimisasi seringkali menjadi fokus utama dalam pengambilan keputusan. Pada umumnya dalam sebuah organisasi atau perusahaan, optimasi digunakan untuk meningkatkan daya saing suatu produk, menekan biaya produksi maupun distribusi, maka perusahaan harus bisa memaksimalkan kualitas dari produk tersebut dengan meminimalkan biaya produksi. Pengambilan keputusan terdiri dari beberapa langkah:

a. Merumuskan masalah

Dalam proses optimasi, pertama kali yg perlu dilakukan adalah mengidentifikasi permasalahan yang ingin diselesaikan. Beberapa faktor yang mempengaruhi dan fungsi dan tujuan permasalahan perlu dipertimbangkan.

b. Memodelkan masalah

Didalam tahap ini, pemodelan matematis diperlukan untuk membuat sebuah model permasalahan yang sesungguhnya. Permasalahan yang dihadapi bisa jadi sangat kompleks dan sulit untuk dipecahkan, sehingga perlu adanya penyederhanaan agar dapat dinyatakan secara matematis.

c. Optimalisasi

Proses ini dilakukan setelah permasalahan dimodelkan secara matematis, metode optimisasi diterapkan untuk mendapatkan penyelesaian yang baik (*best solution*). Umumnya model permasalahan yang telah dibuat tidak dapat mewakili permasalahan sesungguhnya, sehingga kepresisian dalam memodelkan permasalahan sangat mempengaruhi hasil yang didapatkan. Penyelesaian yang didapatkan bisa merupakan solusi optimal maupun nonoptimal.

d. Menerapkan penyelesaian masalah

Hasil yang didapat setelah proses optimasi dapat diterapkan sebagai bentuk penyelesaian untuk mengetahui apakah hasil dari penyelesaian tersebut dapat

diterima atau tidak. Jika penyelesaian tersebut tidak bisa diterima, maka model permasalahan maupun metode optimisasinya perlu diperbaiki dan prosesnya diulang lagi.

2.5.1 Optimasi Menggunakan Algoritma Metaheuristik

Metaheuristik merupakan algoritma yang dapat menyelesaikan masalah optimasi kompleks jika diselesaikan dengan algoritma eksak. Metode ini digunakan untuk mencari solusi dari suatu masalah dimana solusi yang ditemukan merupakan *feasible solution* yang terbaik dari banyaknya kombinasi yang mungkin terjadi disetiap penelitian. Dalam pencarian solusi yang efisien dan komperhensif, metode metaheuristik menggunakan mekanisme yang meniru perilaku sosial ataupun strategi yang ada di alam. Algoritma metaheuristik memiliki kecepatan pencarian solusi optimal yang lebih baik daripada metode tradisional (konvensional). Metode ini juga memberikan hasil yang lebih baik dibanding metode heuristik karena metode ini selalu berusaha untuk keluar dari solusi *local optima*. Meskipun tidak ada jaminan bahwa solusi yang ditemukan merupakan solusi yang optimal, menurut metode metaheuristik yang dibangun dengan baik dapat memberikan solusi yang mendekati solusi optimal (Hillier dan Lieberman, 2010).

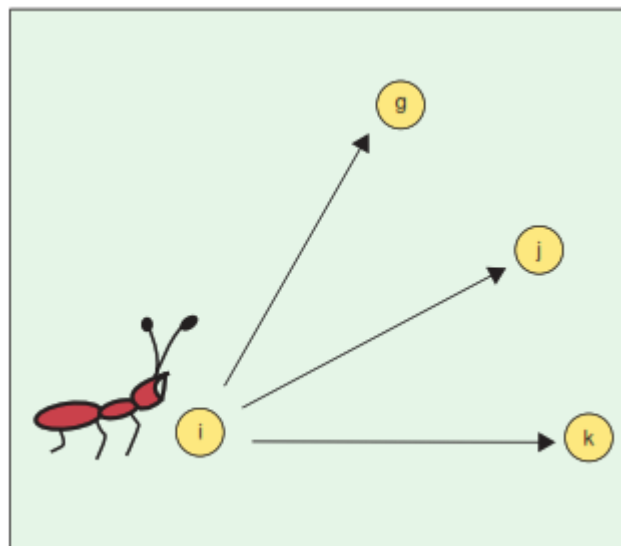
Perbedaan utama dari metode heuristik dan metaheuristik terletak pada metode heuristik lebih bersifat *problem dependent* sedangkan metode metaheuristik bersifat *problem independent*. *Problem dependent* adalah kebergantungan metode pada permasalahan, sehingga metode heuristik itu hanya bisa dipakai untuk jenis permasalahan tertentu dan menghasilkan nilai optimal untuk proses optimasi yang ditempuh, sementara sebenarnya masih ada nilai optimal lain yang dapat ditemukan. Beberapa metode heuristic yang umumnya digunakan adalah *greedy approach*, *montecarlo*, *least square*, dan *neural network*.

Sedangkan *problem independent* adalah ketidakbergantungannya sebuah algoritma pada jenis permasalahan yang dihadapi. Sehingga penerapan metode metaheuristik bisa digunakan untuk berbagai jenis permasalahan. Beberapa contoh dari metode metaheuristik yang telah dikembangkan untuk menyelesaikan permasalahan VRP dan pengembangannya adalah algoritma genetik (GA) yang

dikembangkan oleh Vaira (2014), *Simulated Annealing* (SA) yang dikembangkan oleh Afifi (2013), *Ant Colony Optimization* (ACO) yang dikembangkan oleh Pellonpera (2014) dan Bell (2004).

2.6 *Ant Colony Optimization* (ACO)

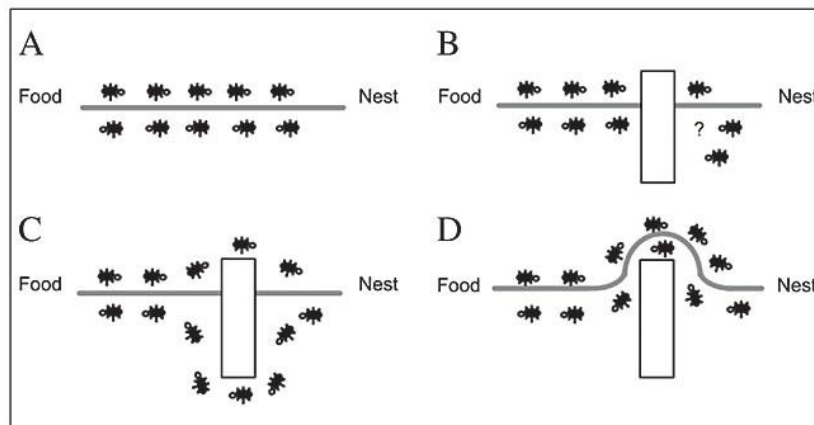
Ant Colony Optimization (ACO) pertama kali dikembangkan oleh Dorigo (1996). ACO merupakan teknik probabilistik untuk memecahkan masalah komputasi yang dapat bekerja lebih baik dan cepat untuk menemukan jalur yang baik melalui grafik. Algoritma tersebut merupakan bioinspired metaheuristic, dimana algoritma ini berusaha menyamai atau terinspirasi dari karakteristik kelakuan dari serangga sosial, yaitu koloni semut. Pada Gambar 2.8 terlihat bahwa perilaku dari kawanan semut untuk hidup mencari sumber makanan dan berinteraksi antara semut yang satu dengan yang lainnya sehingga koloni semut dapat menemukan sumber makanan dengan jarak jangkauan yang lebih efisien ditiru dan dikembangkan kedalam sebuah bahasa pemrograman (Karjono et al. 2016).



Gambar 2.8 Asumsi semut berada di titik i akan memilih titik berikutnya
(Sumber: Dorigo et al. 2006)

Berdasarkan gambar 2.8 semut akan mengunjungi titik berikutnya melalui mekanisme stochastic. Jika j belum dikunjungi sebelumnya, maka terjadi kemungkinan semut akan menuju titik j dengan mengikuti kandungan feromon

yang bisa dirasakan. Semut mampu mengindera lingkungannya yang kompleks untuk mencari makanan dan kemudian kembali ke sarangnya. Selama berjalan dalam memetakan rute yang ditempuh, tiap semut mengeluarkan feromon, dimana semut lainnya sensitif dengan feromon tersebut sehingga memberikan harapan untuk mengikuti jejaknya. Lebih atau kurang intensitasnya tergantung pada konsentrasi dari feromon. Feromon adalah zat kimia yang berasal dari kelenjar endokrin dan digunakan oleh makhluk hidup untuk mengenali sesama jenis, individu lain, kelompok, dan untuk membantu proses reproduksi. Setelah beberapa waktu, jalur terpendek akan lebih sering diikuti dan feromonnya menjadi lebih pekat. dengan meninggalkan zat feromon pada rute-rute yang mereka lalui.



Gambar 2.9 Perjalanan semut dari sarang ke sumber makanan
(Sumber: Karjono et al. 2016)

Gambar 2.9a di atas menunjukkan beberapa semut yang akan melakukan perjalanan melalui semua rute yang dapat ditempuh menuju sumber makanan dan kembali lagi ke sarangnya. Beberapa kelompok semut dari titik awal keberangkatan sedang dalam posisi pengambilan keputusan jalan sebelah mana yang akan diambil. Gambar 2.9b dan gambar 2.9c menunjukkan bahwa kelompok semut berjalan pada kecepatan yang sama dengan meninggalkan feromon di jalan yang telah dilalui. Feromon yang ditinggalkan oleh semut - semut sebelumnya telah mengalami banyak penguapan karena semut yang melalui jalan atas berjumlah lebih sedikit dari pada jalan yang di bawah. Hal ini dikarenakan jarak yang ditempuh lebih panjang daripada jalan bawah. Sedangkan feromon yang berada di jalan bawah, penguapannya cenderung lebih lama. Karena semut yang melalui jalan bawah lebih banyak daripada semut yang melalui jalan atas. Gambar 2.9d menunjukkan bahwa

semut-semut yang lain pada akhirnya memutuskan untuk melewati jalan bawah karena feromon yang ditinggalkan masih banyak. Sedangkan feromon pada jalan atas sudah banyak menguap sehingga semut-semut tidak memilih jalan atas tersebut. Semakin banyak semut yang melalui jalan bawah maka semakin banyak semut yang mengikutinya. Demikian juga dengan jalan atas, semakin sedikit semut yang melalui jalan atas, maka feromon yang ditinggalkan semakin berkurang bahkan hilang. Dari sinilah kemudian terpilihlah rute terpendek antara sarang dan sumber makanan (Dorigo *et al.* 2006).

2.6.1 Kelebihan Algoritma ACO

Beberapa penelitian telah dilakukan untuk memberikan perbandingan beberapa algoritma metaheuristik. Permasalahan yang akan coba diselesaikan untuk membandingkan beberapa algoritma tersebut adalah *Traveling Salesman Problem* (TSP) yang merupakan dasar dari pengembangan CVRPTW. Metode yang dibandingkan oleh beberapa penelitian terdahulu adalah algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO), *Genetic Algorithm* (GA), *Simulated Annealing* (SA), dan *Discrete Cuckoo Search* (DSC). Perbandingan yang dilakukan adalah untuk mencari tingkat efektifitas algoritma tersebut dengan membandingkan total jarak tempuh dan waktu proses bekerja algoritma terhadap beberapa variasi n .

Penelitian yang dilakukan oleh Haroun (2015) membandingkan performa algoritma GA dengan ACO yang diaplikasikan pada permasalahan TSP. Penelitian tersebut menggunakan tiga jenis kota yang berbeda untuk pemodelan rute terbaik. Hasil yang didapatkan dari penelitian tersebut menunjukkan jika algoritma ACO dapat menghasilkan nilai yang lebih optimum untuk keseluruhan kota yang dijadikan objek penelitian. Dalam mengoptimalkan jarak terpendek dari sebuah rute yang dapat ditempuh, ACO mampu menghasilkan nilai yang lebih optimum dengan kecepatan bekerja algoritma yang lebih cepat dibandingkan dengan algoritma GA jika cakupan area pencarian sangat besar (Haroun *et al.* 2015).

Penelitian yang dilakukan oleh Eldem (2017) bertujuan untuk membandingkan performa algoritma ACO dengan DSC untuk mengatasi permasalahan *Traveling Salesman Problem on a Sphere*. Penelitian tersebut menggunakan beberapa variasi *evolution number* dan jumlah titik tujuan bertingkat.

Hasil yang didapatkan dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa ACO mampu meminimalkan jarak dalam sebuah rute lebih baik dengan jumlah titik tujuan yang sangat luas. Dengan memberikan variasi *evolution number*, ACO mampu secara konsisten bekerja lebih optimal dengan menemukan kombinasi jarak tempuh rute yang jauh lebih pendek dibandingkan dengan algoritma GA (Eldem dan Ülker, 2017).

Sedangkan penelitian yang dilakukan oleh Mukhairez dan Ashraf (2015) bertujuan membandingkan performa tiga algoritma metaheuristik GA, SA, dan ACO untuk permasalahan TSP. Penentuan hasil terbaik akan dibandingkan berdasarkan waktu proses kerja algoritma dan *best route* yang didapatkan dari setiap algoritma dengan asumsi bahwa *best route* yang diinginkan adalah dengan jarak yang paling pendek. Hasil dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa dari ketiga algoritma yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan TSP di tiga kota yang berbeda, ACO mampu mendominasi hasil pemodelan rute yang ditempuh dengan nilai paling kecil diantara ketiga algoritma tersebut. Meskipun waktu yang dibutuhkan oleh ACO sedikit lebih lama, namun hasil optimasi yang didapatkan sangat signifikan dan paling optimal, sehingga dapat memberikan keuntungan dari segi aspek keuangan (Mukhairez dan Ashraf, 2015).

2.7 Economic Assessment

Keberhasilan proyek inovasi dapat diukur berdasarkan tiga jenis kriteria seperti teknis, ekonomis, dan lain-lain. Aspek teknis dan ekonomis dianggap sebagai kriteria yang sering digunakan untuk menilai proyek. Ada banyak metode yang ada untuk mengevaluasi suatu proyek, tetapi hampir secara keseluruhan sama, yaitu pendekatan penganggaran modal untuk menghitung kembalinya ekonomi suatu proyek atau pekerjaan sebagai urutan arus kas yang diabaikan (Ardalan, 2013). Pendekatan yang sangat populer untuk memperhitungkan arus kas tersebut adalah pendekatan *Net Present Value* (NPV). Dengan demikian, pada penelitian ini, selanjutnya pendekatan NPV akan digunakan untuk menilai keuangan dan keuntungan dari keberlangsungan proyek setelah pemodelan rute terbaik dengan penugasan armada berdasarkan permasalahan CVRPTW berhasil diselesaikan

sehingga dapat menawarkan beberapa kemungkinan profitabilitas yang bisa diperoleh perusahaan.

Selain itu, Bank Dunia merekomendasikan pemanfaatan tidak hanya untuk NPV tetapi juga *Internal Rate Return* (IRR) untuk melakukan penilaian ekonomis. Penggunaan yang tepat dari NPV dan IRR tergantung pada konteks keputusan. Bank Dunia dalam bukunya yang berjudul *The Handbook on Economic Analysis of Investment Operations* menganggap sebuah proyek dapat diterima jika $NPV > 0$ dan $IRR >$ tingkat diskonto. Oleh karena itu, untuk proyek yang tingkat diskonto belum ditentukan, NPV adalah pendekatan yang tepat untuk mengevaluasi proyek dan sebaliknya.

Di sisi lain, ada *Return of Investment* (ROI) dan *Pay Back Period* (PBP) untuk mengevaluasi efisiensi investasi dalam suatu proyek. ROI mengukur jumlah pengembalian investasi, relatif terhadap biaya investasi. ROI menentukan persentase pengembalian investasi dalam sebuah proyek, oleh karena itu, dapat digunakan untuk menilai investasi menguntungkan atau tidak. Sementara itu, PBP adalah ukuran likuiditas dan eksposur risiko dan sebagian besar disukai oleh praktisi. PBP sering digunakan sebagai perangkat skrining pertama untuk memilah investasi yang menguntungkan dan tidak menguntungkan (Žižlavský, 2014) sehingga sebagian besar waktu pengembalian modal digunakan sebagai ukuran daya tarik investasi penganggaran modal. Metode penghitungan yang lebih canggih dan memakan waktu berdasarkan arus kas yang didiskon, seperti metode IRR dan NPV akan digunakan setelah PBR ditentukan (Hajdasiński, 1993).

2.8 Penelitian Terdahulu

Ada beberapa penelitian yang telah dilakukan oleh beberapa peneliti terkait sistem distribusi industri LNG dengan permasalahan *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows* (CVRPTW) menggunakan metode heuristik dan metaheuristik, dan penilaian ekonomis dipertimbangkan. Penelitian digunakan sebagai referensi utama untuk memecahkan masalah dalam penelitian ini. Tabel berikut menunjukkan perbedaan antara setiap penelitian, sehingga diharapkan untuk menemukan kesenjangan yang akan dikembangkan dalam penelitian ini.

Tabel 2.4 Penelitian serupa yang telah dilakukan

No	Author	Topik Penelitian	Judul	Tahun	Hasil
1	Hüseyin Eldem, Erkan Ülker	Perbandingan performa algoritma metaheuristik	<i>The application of ant colony optimization in the solution of 3D traveling salesman problem on a sphere</i>	2017	Algoritma ACO mampu memberikan jarak tempuh rute terpendek
2	Jinhui Yang, Xiaohu Shi, Maurizio Marchese, Yanchun Liang	Penggunaan ACO untuk permasalahan TSP	<i>An ant colony optimization method for generalized TSP problem</i>	2008	Solusi model perutean TSP menggunakan ACO
3	Shan Huen Huang, Pei Chun Lin	Penggunaan ACO untuk permasalahan IRP	<i>Modified Ant Colony Optimization Algorithm For Multi-Item Inventory Routing Problems With Demand Uncertainty</i>	2009	Solusi model perutean IRP menggunakan modified ACO
4	Tuomas Pellonpera	Penggunaan ACO untuk permasalahan VRP	<i>Ant colony optimization and the vehicle routing problem</i>	2014	Rute optimal untuk permasalahan VRP
5	John E. Bell, Patrick R. McMullen	Optimasi ACO untuk VRP	<i>Ant colony optimization techniques for the vehicle routing problem</i>	2004	Pemodelan rute yang optimal untuk VRP
6	Mohammed Ahmed Alhanjouri	Perbandingan algoritma	<i>Ant Colony versus Genetic Algorithm based on Travelling Salesman Problem</i>	2011	Perbandingan hasil komputasi
7	Sabry Ahmed Haroun, Benhra Jamal, El Hassani Hicham	Perbandingan algoritma	<i>A Performance Comparison of GA and ACO Applied to TSP</i>	2015	Perbandingan hasil komputasi
8	Xiaoyan Li	CVRPTW	<i>Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows:</i>	2015	Pemodelan rute teraik untuk CVRPTW

Tabel 2.5 Penelitian serupa yang telah dilakukan (*continued*)

No	Author	Topik Penelitian	Judul	Tahun	Hasil
			<i>A Case Study on Pickup of Dietary Products in Nonprofit Organization</i>		
9	Pedro J. S. Cardoso, Gabriela Schütz, Tiago Corrêa, Andriy Mazayev, Emanuel Ey	<i>Stochastic VRPTW</i>	<i>A Solution for a Real-time Stochastic Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows</i>	2015	Solusi perutean SVRPTW
10	A P A Wijharnasir, M A Alghasi, N Pujawan	CVRP for LNG Industry	<i>Greedy Approach For Solving The Capacitated Vehicle Routing Problem Of Liquefied Natural Gas Distribution To Power Plants</i>	2018	Pemodelan rute terbaik dan economic assessment CVRP distribusi LNG
11	Robert K. Perrons, Randeep Agarwal, Thomas J. Rainey, S. M. Ashrafur Rahman, Ted Steinberg, Richard J. Brown	LNG Regasification Terminals	<i>LNG Regasification Terminals: The Role of Geography and Meteorology on Technology Choices</i>	2017	Konsep dasar terminal regasification
12	Sammy Samun Aiau, Kandasamy Pirapaharan, Moses Kavi, P.R.P. Hoole	<i>Renewable Energy on Papua</i>	<i>PNG's Energy Sector And Estimation Of Renewable Energy Resources In Morobe Province, Papua New Guinea: Solar And Wind Power For New Umi Township</i>	2016	Potensi renewable energy di pulau Papua
13	Sunil Chopra, Peter Meidl	<i>Supply Chain Management</i>	<i>Supply Chain Management, Strategy, Planning, and Operation</i>	2002	Pemahaman Supply Chain Management

Tabel 2.6 Penelitian serupa yang telah dilakukan (*continued*)

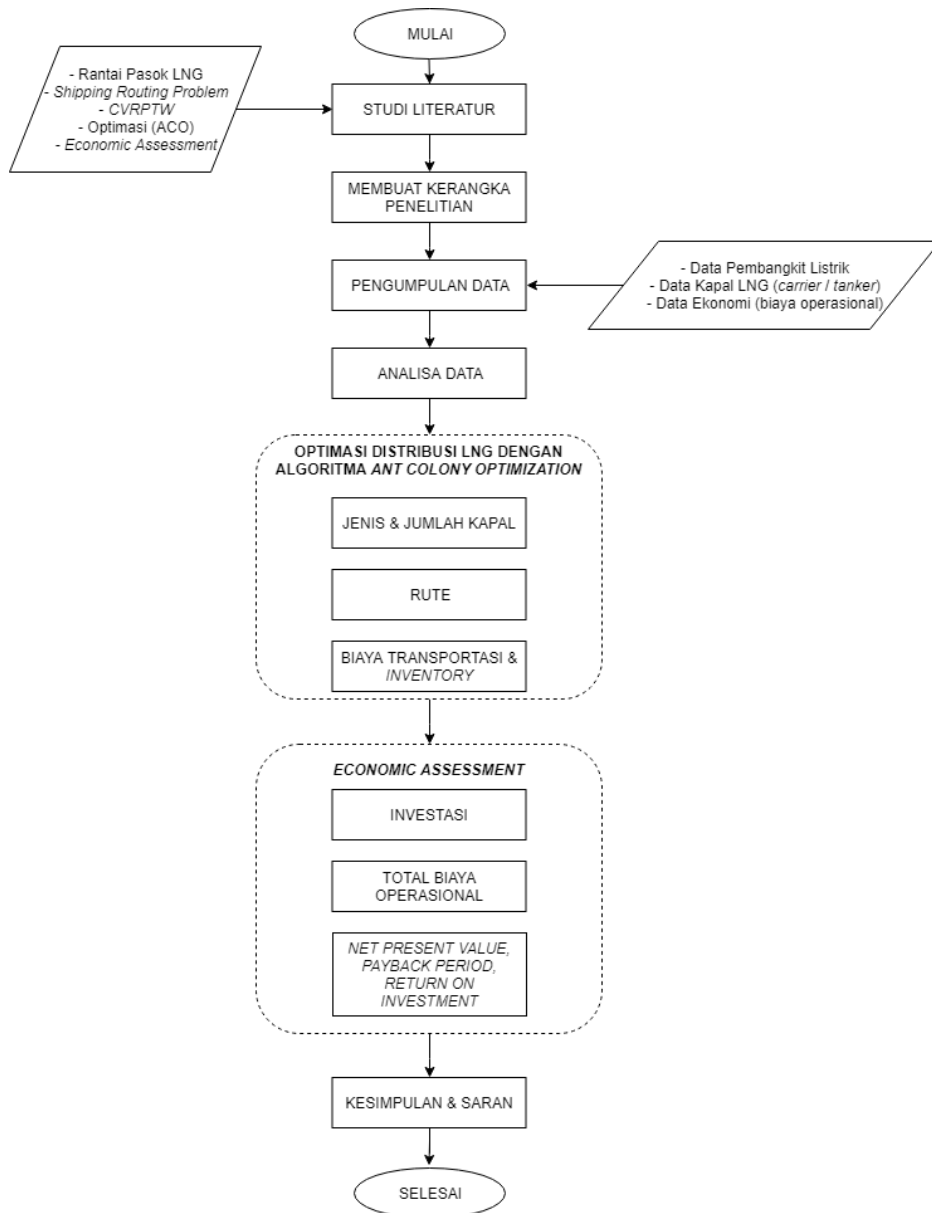
No	Author	Topik Penelitian	Judul	Tahun	Hasil
14	James H. Bookbinder, Kathleen E. Reece	VRP untuk sistem distribusi	<i>Vehicle routing considerations in distribution system design</i>	1998	Solusi optimal VRP
15	Ardalan, K	<i>Economic Assessment</i>	<i>Payback Period and NPV: Their Different Cash Flows</i>	2012	Perbandingan antara NPV dengan PBP
16	Hajdasinski, M	<i>Economic Assessment</i>	<i>The Payback Period as a Measure of Profitability and Liquidity</i>	1993	Saran penggunaan PBP untuk mengukur <i>economic assessment</i>

Terdapat 16 penelitian yang telah ditinjau untuk mendasari penelitian ini. Penelitian tersebut bervariasi dari segi penggunaan metode, data yang digunakan. Sebagai kesimpulan, meskipun masalah *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows* (CVRPTW) telah dipelajari secara intensif, hanya ada beberapa penelitian yang diterapkan dalam industri LNG. Penelitian ini bertujuan untuk menyelesaikan permasalahan CVRPTW dalam studi kasus yang sama seperti seperti yang dilakukan Antara (2016) dan Wjiharnasir (2018). Antara (2016) mempertimbangkan biaya transportasi untuk menemukan seperangkat rute yang memadai dalam distribusi LNG ke pembangkit listrik di Papua. Sedangkan Wjiharnasir *et al* (2018) menambahkan sebuah variabel biaya *inventory* untuk mempertimbangkan *economic assessment*. Oleh karena itu, dalam penelitian ini, penggunaan *time windows* digunakan sebagai salah satu *constraint*. Selain itu, data permintaan LNG yang diperbarui digunakan untuk menyelesaikan masalah.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian dimulai dari Tahap Pendahuluan kemudian Tahap Pengumpulan dan Pengolahan Data. Setelah itu dilanjutkan dengan Tahap Analisis dan Pembahasan sehingga akhirnya didapatkan Kesimpulan dari penelitian ini. Secara menyeluruh, alur penelitian digambarkan seperti pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan maksud untuk mempelajari secara mendalam teori yang melandasi penelitian dan metode yang terkait untuk mengoptimasikan permasalahan rantai pasok LNG dengan algoritma metaheuristik, dan teori perekonomian. Literatur yang menjadi acuan dapat berupa buku, jurnal internasional, prosiding, artikel resmi dan informasi dari seminar atau workshop. Daftar literatur yang digunakan sebagai acuan dalam penelitian ini dapat dilihat pada bagian daftar pustaka.

3.2 Membuat Kerangka Penelitian

Metode penelitian dirancang sedemikian rupa sesuai dengan kebutuhan penelitian melalui tahap ini. Setelah dilakukannya studi literatur dan memperdalam pemahaman terhadap permasalahan yang muncul. Penentuan rute terbaik guna meminimalkan total biaya operasional membutuhkan keputusan yang tepat dalam menugaskan kapal dengan kapasitas yang telah ditentukan untuk memenuhi *demand* dari setiap titik penerimaan. Dalam proses pendistribusiannya, kapal tidak boleh melakukan pelayaran selama lebih dari delapan hari untuk menempuh suatu rute, yang kemudian hal tersebut akan menjadi *constraint* penelitian.

Berdasarkan permasalahan yang dihadapi, kedepannya permasalahan tersebut dapat dianggap sebagai *Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows* (CVRPTW). Berdasarkan beberapa penelitian yang telah dilakukan untuk permasalahan yang serupa dengan CVRPTW, untuk mencari solusi optimal penelitian ini akan menggunakan sebuah metode metaheuristik. Telah dilakukan beberapa perbandingan terhadap performa metode metaheuristik yang mengarah pada efisiensi dan efektifitas penggunaan algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO) oleh penelitian terdahulu. Maka dari itu, algoritma ACO akan dikembangkan menyesuaikan kebutuhan dari penelitian ini.

3.3 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan oleh peneliti dengan memanfaatkan informasi dari beberapa buku, laporan kajian studi, laporan tahunan perusahaan, jurnal

internasional, dan website resmi perusahaan. Data yang dikumpulkan sebagai berikut:

1. Data pembangkit listrik
2. Data *demand* LNG setiap pembangkit listrik
3. Data kapal LNG (*carrier & tanker*)
4. Data terminal pengiriman dan penerima
5. Data ekonomi, terkait harga peralatan, fasilitas dan lainnya

3.4 Analisa Data

Pada tahap ini, diperlukan sebuah analisa terhadap data yang telah didapatkan dari berbagai sumber yang dibutuhkan oleh penelitian ini. Data tersebut adalah data kapasitas setiap pembangkit listrik, data matriks jarak antara 13 terminal *regasification* yang menjadi salah satu nilai input pada proses optimasi dengan algoritma ACO.

3.4.1 Data Matriks Jarak Antar Terminal

Pada penelitian ini akan digunakan data sekunder matriks jarak antara terminal pengiriman dengan terminal *regasification* dengan satuan Kilo Meter (KM) yang didapatkan dari penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Wijharnasir (2018). Data tersebut akan digunakan untuk menghitung waktu perjalanan kapal untuk berlayar (*Sea Travel Time*) dalam menempuh rute r dengan asumsi bahwa kecepatan setiap kapal yang ditugaskan adalah sama, yaitu 15 Knot dengan persamaan berikut ini:

$$ST_{rx} = \frac{S_r}{V_x} \quad (3.1)$$

dimana:

ST_{rx} *sea travel time* (total waktu yang digunakan untuk berlayar pada rute r oleh kapal x dengan kecepatan yang sama)

S_r total jarak dari rute yang ditempuh

V_x kecepatan kapal x

Persamaan (3.1) merupakan *Sea Travel Time* yang dibutuhkan oleh kapal x untuk menempuh rute r hingga kembali lagi ke terminal pengisian. Satuan dari persamaan

tersebut adalah jam (*hour*). Hasil dari persamaan tersebut akan digunakan untuk menghitung *Turn Round Voyage* (TRV) yang merupakan total waktu berlayar kapan x ketika berangkat dari terminal pengiriman menuju terminal *regasification*. Data tersebut dibutuhkan untuk menghitung *total demand* yang harus didistribusikan oleh kapal x berdasarkan kapasitasnya.

3.4.2 Data Permintaan (*Demand*) setiap Pembangkit Listrik

Berdasarkan data yang telah dikumpulkan pada tahap sebelumnya, perlu dilakukan analisa lebih mendalam mengenai permintaan LNG untuk di pembangkit di wilayah pulau Papua. Terdapat 31 pembangkit listrik dengan kapasitas yang telah diketahui. Pembangkit tersebut dikelompokkan kedalam 13 titik terminal penerima (*regasification terminal*) berdasarkan lokasi terdekat sehingga nantinya 13 titik *regasification terminal* mengandung total kapasitas pembangkit yang telah dikelompokkan sebelumnya. Permintaan LNG ini dihitung berdasarkan kapasitas pembangkit listrik yang kemudian dikonversi kedalam satuan pasokan gas, yakni *million metric standart cubic foot per day* (mmscfd). Kemudian satuan pasokan gas dapat dikonversikan menjadi satuan pasokan LNG, yakni *meter cubic* (m^3). Analisa ini menjadi penting karena langkah ini menjadi acuan dasar perhitungan, optimasi rantai pasok dan desain teknis pada analisa selanjutnya. Untuk melakukan konversi seperti yang telah dijelaskan, dapat digunakan sebuah tabel data konversi unit gas seperti yang terdapat pada Tabel 3.1 berikut ini.

Tabel 3.1 Data konversi unit gas

GAS UNIT CONVERSION		
Specific Gravity LNG	0.46	
Caloric Value	1000	BTU/SCF
1 MTPY	140	MMSCFD Gas
1 m^3 LNG	600	m^3 Gas
1000000 m^3 LNG	460000	tonnes LNG
1000000 m^3 LNG	21200	SCF
1 m^3 LNG	21.2	mmbtu
100 MMSCFD Gas	730000	TPY LNG
100 MMSCFD Gas	2100	TPD LNG
100 MMSCFD Gas	500	MW

(Sumber: Artana, 2016)

Setelah dilakukannya konversi data dari kapasitas pembangkit listrik hingga menjadi data kebutuhan bahan bakar dengan unit LNG (m³), maka kedepannya data tersebut akan dianggap sebagai data *demand* yang akan digunakan untuk proses perhitungan jumlah LNG yang harus didistribusikan ke setiap titik penerimaan. Dengan menggunakan hasil persamaan (3.1), data *demand* LNG setiap pembangkit listrik yang telah didapatkan, dapat dilakukan perhitungan total LNG yang perlu didistribusikan ke setiap titik *regasification terminal* menggunakan persamaan berikut ini:

$$TRV_{rx} = ST_{rx} + P_{rx} \quad (3.2)$$

$$Safety\ Stock = 3 \cdot \sum D_r \quad (3.3)$$

$$Total\ Demand_r = \left(\sum_{d \in D} D_r \cdot TRV_{rx} \right) + Safety\ Stock \quad (3.4)$$

dimana:

TRV_{rx} *turn round voyage* untuk rute r dengan menugaskan kapal x

ST_{rx} *sea travel time* (total waktu yang digunakan untuk berlayar pada rute r oleh kapal x dengan kecepatan yang sama)

P_{rx} *port time* yang terjadi selama menempuh rute r

D_r *demand* disetiap terminal *regasification*

Persamaan (3.2) merupakan proses perhitungan *Turn Round Voyage* (TRV), dimana kapal x berlayar dari terminal pengiriman menuju *regasification terminal* hingga kembali lagi ke terminal pengiriman dengan tambahan waktu berlabuh (*port time*) disetiap titik. Persamaan (3.3) merupakan fungsi untuk menghitung *safety stock* yang akan diangkut oleh sebuah kapal dalam menempuh suatu rute r berdasarkan *demand* setiap terminal penerima. Persamaan (3.4) merupakan *total demand* yang harus diangkut oleh kapal x ke setiap *regasification terminal* pada rute r . *Total demand* akan menjadi salah satu data utama yang digunakan dalam proses optimasi. Penugasan kapal dengan kapasitas yang telah ditentukan akan bergantung pada *total demand* untuk rute r , sehingga kombinasi model rute pendistribusian LNG dapat dilakukan (Antara, 2016).

3.5 Optimasi Distribusi LNG dengan Algoritma ACO

Tahap ini berfokus pada perancangan sistem distribusi LNG ke pembangkit. Pada bagian ini akan dibahas bagaimana proses optimasi pada penelitian ini dilakukan. Sebagai data masukan pada proses optimasi, hasil dari analisa data *demand* dan matriks jarak antar titik keberangkatan dan tujuan yang telah didapatkan pada sub bagian 2.3 akan digunakan. Tahapan optimasi untuk membuat desain rantai pasok pada penelitian ini akan menggunakan algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO) dengan mempertimbangkan variabel kapasitas kapal, kecepatan berlayar, jarak antar titik keberangkatan dengan titik tujuan, dan waktu berlayar. Penyelesaian masalah CVRPTW pada sistem distribusi LNG dengan menggunakan metode metaheuristic ACO kemudian dikembangkan dalam sebuah program berbasis bahasa pemrograman Matlab dengan tahapan sebagai berikut ini:

1. Membentuk alternatif rute dengan kapasitas dan waktu maksimal kapal berlayar sebagai batasan serta memasukan komponen biaya dalam perhitungan *transportation & inventory cost*
2. Setiap terminal penerima hanya dikunjungi sekali oleh kapal x untuk setiap rute
3. Setiap rute mungkin menggunakan kapasitas kapal yang berbeda
4. Tidak terdapat batasan untuk jumlah rute yang terbentuk
5. Proses optimasi terus berlanjut untuk memastikan untuk setiap alternatif rute telah melayani seluruh terminal *regasification*.
6. Alternatif rute dengan biaya transportasi dan *inventory* paling minimum adalah rute terpilih.

3.5.1 Konstruksi Rute ACO

Menggunakan ACO, semut m disimulasikan sebagai kendaraan, dan rute yang akan ditempuh dibangun dengan cara bertahap memilih titik tujuan hingga titik tujuan telah dikunjungi. Pada tahap awal, setiap semut berangkat dari terminal pengiriman dan seluruh titik yang akan dituju belum pernah dikunjungi sebelumnya. Semut memilih titik tujuan berikutnya untuk dikunjungi berdasarkan *list* titik tujuan yang bisa dikunjungi dan kapasitas kapal serta waktu tempuh dalam satuan jam di *update* sebelum titik tujuan lain dipilih. Semut kembali ke terminal pengiriman ketika batasan kapasitas kendaraan serta waktu tempuh dipenuhi atau

ketika semua titik tujuan telah dikunjungi. Total biaya transportasi dan *inventory* dihitung sebagai nilai fungsi objektif untuk *complete route* oleh semut. Algoritma ACO membangun sebuah *complete tour* untuk koloni semut pertama sebelum koloni semut kedua memulai turnya. Ini berlanjut sampai jumlah semut m yang telah ditentukan, masing-masing membangun rute yang *feasible*. Dengan menggunakan ACO, setiap semut harus membangun rute kendaraan untuk mengunjungi setiap pelanggan. Oleh karena itu, probabilitas titik j dipilih oleh semut m untuk dikunjungi setelah titik i dapat tulis dalam persamaan berikut:

$$p_{ij}^k = \begin{cases} \frac{[\tau_{ij}]^\alpha \cdot [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_{s \in allowed_k} [\tau_{is}]^\alpha \cdot [\eta_{is}]^\beta} & j \in allowed_k \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (3.5)$$

Dimana, p_{ij}^k adalah probabilitas semut melakukan perjalanan dari titik i ke titik tujuan j yang belum pernah dikunjungi oleh semut m , τ_{ij} adalah intensitas jejak feromon antara titik i dan j , α adalah parameter untuk mengatur pengaruh τ_{ij} , η_{ij} adalah visibilitas titik j yang ditempuh dari titik i yang selalu ditetapkan sebagai $1/d_{ij}$ (d_{ij} adalah jarak antara titik i dengan titik j), β adalah parameter untuk mengatur pengaruh η_{ij} , dan $allowed_k$ adalah satu set titik tujuan yang belum dikunjungi oleh semut m (Yang et al. 2008).

3.5.2 Pembaruan *The Local Pheromone*

Pembaruan feromon lokal digunakan untuk mengurangi jumlah feromon pada semua *arc* yang telah dikunjungi untuk mensimulasikan penguapan alami dari feromon. Hal tersebut bertujuan untuk menghindari *arc* yang sangat pekat dengan feromon yang dipilih oleh semua semut. Setelah masing-masing semut di setiap subpopulasi telah membangun sebuah solusi (rute), maka solusi terbaik yang telah dibangun dari masing-masing subpopulasi akan dipilih. Kemudian, pembaruan feromon lokal akan dilakukan untuk setiap *arc* dari solusi terbaik dari masing-masing subpopulasi menggunakan persamaan berikut ini:

$$\tau_{ij} = (1 - \rho)\tau_{ij} + \Delta\tau_{ij} \quad (3.6)$$

$$\Delta\tau_{ij} = \sum_{k=1}^m \Delta\tau_{ij}^k \quad (3.7)$$

$$\Delta\tau_{ij}^k = \begin{cases} Q/L_k & \text{jika semut } m \text{ berjalan pada arc } (i,j) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.8)$$

Dimana, ρ adalah parameter untuk mengatur pengurangan feromon τ_{ij} , $\Delta\tau_{ij}$ merupakan peningkatan total level jejak pada *arc* (i,j) dan $\Delta\tau_{ij}^k$ adalah peningkatan total level jejak pada *arc* (i,j) yang disebabkan oleh setiap semut m . Setelah proses pembaruan jejak feromon, selanjutnya tahap iterasi dapat dilakukan (Yang et al. 2008).

3.5.3 Pembaruan *The Global Pheromone*

Setelah melakukan sejumlah iterasi yang ditentukan, solusi terbaik γ^{gl} yang didapatkan diantara semua subpopulasi dipilih dan rute yang dibangun digunakan sebagai referensi untuk pembaruan feromon global untuk semua subpopulasi. Oleh karena itu, jumlah feromon untuk setiap *arc* dari solusi rute terbaik diperbarui menggunakan persamaan (3.9) untuk semua subpopulasi. Pembaruan *global pheromone* mengatur ulang situasi koloni semut ke titik awal yang lebih baik dan menjadikan hal tersebut sebagai acuan untuk penggunaan rute yang lebih pendek. Setelah itu, peningkatan probabilitas untuk rute terbaru akan melalui *arc* dengan solusi paling baik. Pada penelitian sebelumnya yang serupa, hanya biaya transportasi yang diperhitungkan untuk melakukan tahap *global pheromone*. Karena pada penelitian ini akan memperhitungkan juga biaya *inventory*, maka persamaan untuk mencari biaya *inventory* harus dimasukkan pada persamaan fungsi objektif. Oleh sebab itu, persamaan (3.9) merupakan pembaruan feromon global yang telah ditingkatkan menjadi seperti berikut ini (Wong dan Moin, 2014):

$$\tau_{ij} = (1 - \rho)\tau_{ij} + \frac{\rho}{Z}(i,j) \in \gamma^{gl} \quad (3.9)$$

Dimana, Z adalah bobot solusi terbaik yang didapatkan ketika memasukkan elemen biaya transportasi dan *inventory* yang ditunjukkan oleh persamaan (3.17) berikut ini:

$$PC_{rx} = \frac{365 \cdot c_x \cdot pp}{TRV_{rx}} \cdot 20 \quad (3.10)$$

$$CC_{rx} = 365 \cdot C_x \cdot 20 \quad (3.11)$$

$$FC_{rx} = \frac{365 \cdot fc_x \cdot fp}{TRV_{rx}} \cdot 20 \quad (3.12)$$

$$TC_{rx} = PC_{rx} + CC_{rx} + FC_{rx} \quad (3.13)$$

$$STC_k = \left(\frac{\text{Total Demand}}{C_1} \cdot C_2 \right) + C_3 + C_4 + C_5 \quad (3.14)$$

$$BOGTC = C_6 + C_7 \quad (3.15)$$

$$IC = STC_k + BOGTC \quad (3.16)$$

$$Z = \sum_{r \in R} TC_{rx} + \sum_{r \in R, i \in G} IC_x \quad (3.17)$$

dimana:

PC_{rx} port cost kapal x yang ditugaskan untuk menempuh rute r selama 20 tahun

CC_{rx} biaya sewa kapal x yang ditugaskan untuk menempuh rute r selama 20 tahun

FC_{rx} biaya bahan bakar kapal x yang ditugaskan untuk menempuh rute r selama 20 tahun

TC_{rx} biaya transportasi untuk menempuh rute r dengan menugaskan kapal x selama 20 tahun

STC_x biaya tangki penyimpanan untuk berlayar di rute r dengan menugaskan kapal x selama 20 tahun

$BOGTC$ biaya penanganan BOG selama 20 tahun

IC_x biaya inventory yang dibutuhkan selama waktu pelayaran

pp port price

c_x kapasitas kapal x

C_x biaya sewa kapal x

fc_x kebutuhan bahan bakar kapal x

fp harga bahan bakar kapal

C_1 tangki penyimpanan LNG (m³)

C_2 biaya tangki penyimpanan LNG per satuan unit

- C_3 biaya LNG *pump*
- C_4 biaya LNG *cryogenic line pipe*
- C_5 biaya LNG *Piping set*
- C_6 biaya BOG *compressor*
- C_7 biaya BOG *piping setting*

Persamaan (3.17) merupakan fungsi objektif pada penelitian ini, dengan tujuan untuk menjadikan nilai paling minimum dari total biaya transportasi dan *inventory* sebagai variabel pengambilan keputusan untuk melakukan pembaruan *global feromon*. Sehingga semut memilih rute dengan kandungan feromon terbanyak jika elemen biaya Z sebagai pembagi pada persamaan (3.9) adalah yang paling minimum. Persamaan (3.10), (3.11), dan (3.12) masing-masing adalah *port cost*, *ship charter cost*, *fuel cost* yang merupakan komponen dalam mencari total biaya transportasi selama 20 tahun pada persamaan (3.13). Sedangkan Persamaan (3.14) dan (3.15) merupakan komponen dalam mencari total biaya *inventory* pada persamaan (3.16).

3.5.4 Batasan Proses

Beberapa batasan perlu untuk dimasukkan kedalam proses optimasi permasalahan CVRPTW agar hasil pemodelan rute terbaik berdasarkan biaya transportasi dan *inventory* yang paling minimum bisa didapatkan sesuai dengan kebutuhan penelitian. Batasan yang digunakan pada penelitian ini adalah:

$$\sum_{i=2, j \neq i}^N x_{ij} + x_{ji} = 1 \quad \forall k \quad (3.18)$$

$$\sum_{l=2, j \neq l}^N x_{lj} + x_{jl} = 1 \quad \forall k \quad (3.19)$$

$$\sum_{h=1, h \neq g}^N x_{gh} = \sum_{h=1, h \neq g}^N x_{hg} \quad \forall g, h_{g \neq h} \quad (3.20)$$

$$x_{jj} = 0 \quad \forall k \quad (3.21)$$

$$d_h x_{gh} \leq F_{gh} \quad \forall g, h_{g \neq h} \quad (3.22)$$

$$F_{gh} \leq (A_{gh} - d_h) x_{gh} \quad \forall g, h_{g \neq h} \quad (3.23)$$

$$A_n = d_{ij} + d_{ji} \quad \forall i, j, k_{i \neq j \neq k} \quad (3.24)$$

Batasan pada persamaan (3.18) dan (3.19) memastikan bahwa hanya boleh satu kapal yang mengirimkan LNG ke satu titik, batasan pada persamaan (3.20) memastikan keseimbangan *arc* saat pergi dan kembali ke titik pengiriman, batasan pada persamaan (3.21) memastikan bahwa tidak boleh kapal berangkat dari titik j dan kembali ke titik j , batasan pada persamaan (3.22) memastikan bahwa jumlah *demand* LNG setiap terminal *regasification* lebih kecil dibandingkan dengan total LNG yang diangkut oleh kapal, batasan pada persamaan (3.23) memastikan bahwa jumlah LNG yang diangkut oleh kapal tidak melebihi batas kapasitas kapal, dan batasan pada persamaan (3.24) memastikan jika jumlah LNG yang diangkut adalah akumulasi dari setiap *demand* pada terminal *regasification*.

3.6 Economic Assessment

Setelah menyelesaikan tahap optimasi pada sub bagian 3.5 dengan *output* pemodelan rute yang paling optimal dan penugasan beberapa kapal dengan kapasitas tertentu berdasarkan proses meminimumkan fungsi objektif, selanjutnya dilakukan *economic assessment* berdasarkan hasil optimasi. Analisa ini dilakukan dengan mempertimbangkan total biaya operasional selama proyek berlangsung hingga tahun 2027 atau selama 20 tahun terhitung sejak tahun 2008. Komponen dari total biaya operasional mencakup harga investasi pada terminal *regasification*, biaya transportasi dan *inventory* LNG ke pembangkit. Analisa ini dilakukan dengan menghitung *Net Present Value*, *Payback Period* dan *Return on Investment* dari investasi yang dilakukan. Mengenai bagian terakhir, dinyatakan bahwa solusi akan dinilai dari sudut pandang ekonomi.

PBP menunjukkan waktu untuk memulihkan investasi yang digunakan untuk memperoleh aset. PBP dapat dihitung berdasarkan persamaan berikut (Hajdasiński, 1993):

$$PBP = \frac{I_i}{\sum_{t=0}^n CF_t} \quad (3.25)$$

dimana,

I_i *initial investment*

CF_t *annual net cash flow amount*

Kemudian setelah perhitungan PBP, pada penelitian ini proyek akan dinilai dengan pendekatan NPV yang dapat dilihat dari persamaan berikut (Žižlavský, 2014):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.26)$$

dimana,

CF_t *net cash flow generated by a project in a year t*

r *discount rate*

Pada penelitian ini, *discount rate* akan didefinisikan sebagai $r=\{5,7.5,10,12.5,15\}$. Selain itu, ROI dapat dihitung berdasarkan pada persamaan berikut:

$$ROI = \frac{CF_t}{I_i} \quad (3.27)$$

Annual Cash Flow dapat dihitung dengan cara mengurangi pendapatan dengan biaya operasional, depresiasi, dan pajak selama proyek berlangsung (Wijharnasir et al. 2018). Terdapat beberapa perhitungan pendapatan yang bisa ditawarkan pada perusahaan berdasarkan penentuan margin laba dalam penjualan LNG $pm = \{3, 3.5, 4, 4.5, 5\}$, sehingga perusahaan dapat menentukan berapa keuntungan yang bisa diraih atau berapa lama modal dapat kembali dalam menjalankan proyek tersebut. Berdasarkan hasil evaluasi proyek, margin keuntungan yang digunakan pada penelitian ini adalah $NPV > 0$, akan menjadi batas bawah dari margin keuntungan dalam proyek (Hajdasiński, 1993).

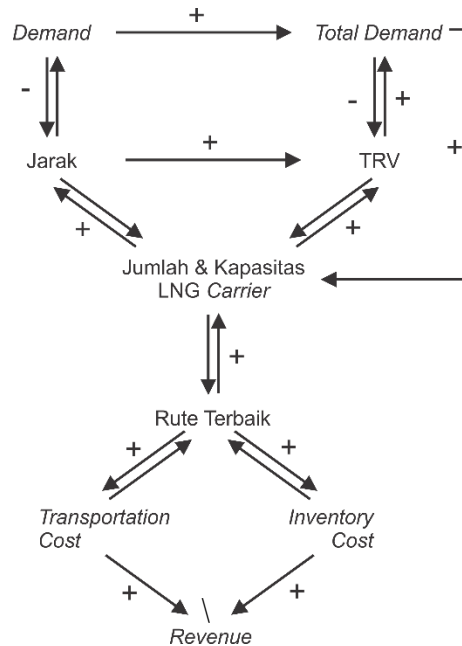
BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Permasalahan CVRPTW di dalam penelitian ini dapat diselesaikan dalam beberapa tahap. Pertama, permasalahan didefinisikan dengan menyusun hubungan timbal balik antar parameter di dalam suatu *causal linkage*. Kemudian, data dianalisa dan diolah menggunakan beberapa metode dan perangkat lunak Matlab15 untuk dilakukannya proses optimasi. Selanjutnya, secara rinci, langkah analisa dan pengolahan data atas permasalahan tersebut dijelaskan pada subbab berikut.

4.1 *Causal Linkages* dan Data Penelitian

Permasalahan yang sering kali dijumpai pada sebuah penelitian terlihat membingungkan dan tidak berhubungan antara satu dengan yang lainnya. Maka dari itu, perlu dijelaskan lebih rinci variabel dan parameter yang digunakan dan keterkaitannya (*casual linkages*) sehingga dapat mudah dipahami oleh peneliti dan juga pembaca. Keterkaitan antara variabel dan parameter yang digunakan dihubungkan dengan tanda panah dan label *plus* (+) dan *minus* (-) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Diagram Kesindebungan Variabel

Setiap variabel atau parameter yang digunakan memiliki hubungan sebab-akibat. Tanda *plus* (+) menunjukkan jika variabel tersebut mempengaruhi variabel berikutnya, sedangkan tanda *minus* (-) menunjukkan jika variabel atau parameter tidak memberikan pengaruh terhadap variabel atau parameter berikutnya. Berdasarkan gambar tersebut, *demand* dan *Turn Round Voyage* (TRV), dan jarak merupakan sebuah data input yang dapat mempengaruhi *total demand*. Sementara TRV dan Jarak dapat mempengaruhi keputusan jumlah dan kapasitas LNG *carrier* yang digunakan untuk mendistribusikan LNG ke setiap terminal *regasification*. Dengan diketahuinya jumlah dan kapasitas LNG *carrier*, maka rute terbaik dapat ditemukan, begitu juga sebaliknya, rute terbaik dapat menentukan jumlah dan kapasitas LNG *carrier* yang paling optimal untuk ditugaskan dalam distribusi LNG. Rute terbaik, *transportation & inventory cost* dapat saling mempengaruhi. Sehingga nilai dari *revenue* yang ingin dicapai dapat dipengaruhi oleh *transportation & inventory cost*.

4.1.1 Kapasitas dan Demand Pembangkit Listrik

Pada penelitian ini, data pembangkit listrik didapatkan dari RUPTL (2018) yang dikeluarkan oleh PT PLN (Persero). Data tersebut meliputi lokasi dan kapasitas setiap pembangkit listrik, seperti yang tunjukkan pada Tabel 4.1. Data yang terkandung dalam tabel tersebut meliputi beberapa pembangkit listrik yang tersedia disetiap area. Sehingga, untuk mempermudah proses perhitungan maka dilakukan proses pengelompokkan pembangkit listrik berdasarkan areanya. Selanjutnya, di setiap lokasi diasumsikan dibangun terminal regasifikasi LNG yang terhubung ke beberapa lokasi pembangkit yang ada pada kota tersebut. Berikut adalah hasil pengelompokkan dari semua pembangkit yang tersebar di setiap kota (lokasi).

Tabel 4.1 Data Lokasi dan Kebutuhan LNG Setiap Pembangkit

No	Lokasi	Kapasitas (MW)	LNG Demands (m ³)
1	Biak	95	524.4
2	Bintuni	10	55.2
3	Fakfak	20	110.4
4	Jayapura	240	1324.8

Tabel 4.1 Data Lokasi dan Kebutuhan LNG Setiap Pembangkit (*continued*)

No	Lokasi	Kapasitas (MW)	LNG Demands (m ³)
5	Kaimana	20	110.4
6	Manokwari	60	331.2
7	Merauke	60	331.2
8	Nabire	40	220.8
9	Raja Ampat	10	55.2
10	Sarmi	5	27.6
11	Serui	30	165.6
12	Sorong	100	552
13	Timika	80	441.6
14	Terminal LNG Tangguh	-	-

(Sumber: RUPTL, 2018)

Data *demand* LNG setiap lokasi didapatkan dengan cara mengkonversikan jumlah kapasitas dari setiap pembangkit yang terdapat di tiga belas kota menggunakan Tabel 4.3 yang digunakan oleh Antara (2016) pada penelitiannya. Dengan tabel konversi tersebut, kebutuhan LNG dengan satuan m³ sebagai bahan bakar dapat diketahui berdasarkan kapasitas setiap pembangkit. Data tersebut digunakan untuk menghitung *total demand* yang harus didistribusikan oleh LNG *Carrier*. Selain itu, perhitungan terhadap *Turn Round Voyage* (TRV) juga dilakukan karena mempengaruhi besarnya *total demand*. Sedangkan koordinat dan jarak setiap titik dijelaskan pada subbab selanjutnya.

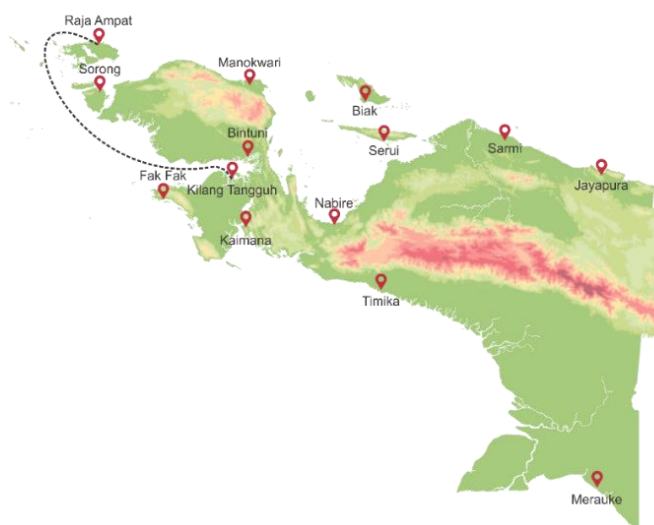
Tabel 4.2 Tabel Konversi Kebutuhan LNG sebagai Bahan Bakar

GAS UNIT CONVERSION		
Specific Gravity LNG	0.46	
Caloric Value	1000	BTU/SCF
1 MTPY	140	MMSCFD Gas
1 m ³ LNG	600	m ³ Gas
1000000 m ³ LNG	460000	tonnes LNG
1000000 m ³ LNG	21200	SCF
1 m ³ LNG	21.2	mmbtu
100 MMSCFD Gas	730000	TPY LNG
100 MMSCFD Gas	2100	TPD LNG
100 MMSCFD Gas	500	MW

4.1.2 Matriks Jarak Antar Titik

Pembangkit Listrik Tenaga Minyak & Gas (PLTMG) yang tersebar di pulau Papua berjumlah 31 unit, PLTG tersebut kemudian dikelompokkan menjadi tiga belas area yang nantinya dibangun sebuah terminal terminal *regification*. Proses

pengelompokkan unit PLTG dilakukan dengan cara menjadikan unit yang berada dalam satu kota atau daerah menjadi satu titik tujuan dengan Kilang LNG Tangguh sebagai tambahan titik terminal yang nantinya akan menjadi terminal pengiriman. Kemudian, untuk melakukan proses pengukuran jarak antar titik yang telah dibuat, digunakan aplikasi *Google Maps*. Langkah pertama dapat dilakukan dengan meletakkan titik-titik terminal *regasification* maupun Kilang Tangguh sebagai terminal pengiriman pada peta pulau Papua seperti yang terlihat pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2 Perhitungan Jarak Antar Titik dan Terminal LNG Tangguh

Jarak antar titik diukur dengan menggunakan garis hubung, sebagai contoh jika menarik garis hubung dari Kilang Tangguh ke Terminal *Regasification* di Raja Ampat. Jarak yang diukur dinyatakan dalam satuan kilometer dengan bantuan aplikasi yang digunakan oleh penelitian sebelumnya dalam menghitung jarak sebenarnya yang dapat ditempuh oleh kapal untuk berlayar. Perhitungan jarak setiap titik dilakukan dengan menghitung seluruh titik secara berpasangan.

Tabel 4.3 Matriks jarak antar titik

		Distance (Km)													
		X1.Bi	X2.Bn	X3.Fa	X4.Jp	X5.Ka	X6.Mw	X7.Me	X8.Na	X9.Ra	X10.Sa	X11.Se	X12. So	X13. Ti	X14.Ta
		7	1	-1	9	-2	4	-4	5	3	8	6	2	-3	0
X1.Bi	7	-	1,140	1,006	617	1,356	238	2,225	283	604	353	210	619	1,608	1,243
X2.Bn	1		-	286	1,717	631	976	1,516	1,255	693	1,461	1,208	586	892	78
X3.Fa	-1			-	1,590	379	851	1,261	1,128	566	1,338	1,081	458	642	211
X4.Jp	9				-	1,931	825	2,805	872	1,179	289	800	1,197	2,189	1,827
X5.Ka	-2					-	1,189	1,045	1,466	902	1,678	1,426	789	427	560
X6.Mw	4						-	2,076	328	440	563	289	461	1,448	1,087
X7.Me	-4							-	2,350	1,778	2,555	2,299	1,675	762	1,456
X8.Na	5								-	722	611	192	737	1,732	1,356
X9.Ra	3									-	926	675	117	1,165	665
X10.Sa	8										-	536	950	1,938	1,572
X11.Se	6											-	696	1,683	1,319
X12. So	2												-	1,059	517
X13. Ti	-3													-	822
X14.Ta	0														-

Jarak antar dua titik dihitung untuk setiap titik yang telah diletakkan pada peta pulau Papua. Selanjutnya, 14 titik yang telah diukur jarak antar dua titik, sehingga diperoleh 78 kombinasi jarak antar dua titik. Jarak tersebut akan digunakan dalam menentukan kombinasi rute yang bisa didapatkan dengan algoritma ACO yang akan digunakan dalam proses optimasi. Jarak antar titik berdasarkan 78 kombinasi tersebut dituliskan dalam bentuk tabel matriks jarak yang ditampilkan pada Tabel 4.4.

4.1.3 Kapasitas LNG Carrier

Distribusi LNG dapat dilakukan dengan menugaskan LNG *carrier* yang memiliki beberapa variasi kapasitas kapal. Secara umum, LNG *carrier* dibagi menjadi dua golongan berdasarkan ukurannya, yaitu *LNG carrier* dan *small LNG carrier*. *Small LNG carrier* umumnya digunakan untuk melayani distribusi LNG di daerah yang memiliki *demand* dalam jumlah kecil dan terpisah-pisah di berbagai pulau, khususnya di Indonesia. Penelitian yang telah dilakukan oleh Antara (2016) dan Wijharnasir (2018) menggunakan empat jenis *small LNG carrier*.

Penggunaan kapal jenis *small LNG carrier* dipilih berdasarkan karakter distribusi LNG di Indonesia, khususnya Papua sebagai lokasi studi kasus penelitian yang sistem distribusi LNG dengan *demand* kecil dan terpisah secara geografis antara satu dengan yang lainnya. Selain itu, kedalaman lautan yang dangkal juga menjadi salah satu faktor untuk melakukan pertimbangan dalam membatasi ukuran kapal. Dalam penelitiannya, Antara (2016) dan Wijharnasir (2018) menggunakan Shinju Maru (2500 m³), Coral Methane (7500 m³), Norgas (10000 m³), and Surya Satsuma (23000 m³) sebagai pilihan kapal yang dimasukkan ke dalam model optimasi. Namun, pada penelitian ini dilakukan penambahan satu jenis kapal yaitu Surya Aki (19500 m³).

Data teknis dari setiap kapal secara rinci diperlukan karena nantinya digunakan dalam proses perhitungan biaya transportasi dan biaya inventory. Antara (2016) menuliskan bahwa terdapat empat jenis data teknis yang mempengaruhi proses optimasi secara signifikan. Data tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut ini:

1. Kapasitas kargo

Semakin besar kapasitas kargo dari kapal maka semakin banyak jumlah LNG yang dapat didistribusikan dari terminal produksi ke lokasi *demand*. Selain itu, semakin besar ukuran kapal maka semakin besar pula *economic value* yang didapatkan. Peningkatan *economic value* menunjukkan bahwa biaya yang harus dibayarkan untuk mendistribusikan LNG per satuan unit volum menjadi lebih kecil. Namun, di lain sisi, semakin besar ukuran kapal maka semakin besar pula biaya sewa yang harus dibayarkan. Selain itu, ukuran kapal yang semakin besar tidak hanya berpengaruh kepada ukuran kargo yang semakin besar, namun juga berarti ukuran *draught* kapal yang semakin dalam. Selanjutnya, kapasitas kargo diberikan dalam satuan meter kubik (m^3) dan dimensi kapal akan diberikan dalam satuan meter (m).

2. Kecepatan

Semakin besar kecepatan kapal maka semakin singkat waktu yang dibutuhkan untuk menyelesaikan satu rute, sehingga semakin kecil lah nilai dari *Turn Round Voyage* (TRV). Semakin berkurangnya nilai TRV juga menurunkan waktu operasional kapal dan juga menurunkan inventory stock dari terminal regasifikasi. Penurunan dari *inventory stock* juga menurunkan biaya inventory. Namun, ada batasan tersendiri terhadap kecepatan bergerak LNG *carrier*. Beberapa pertimbangan diperlukan untuk menentukan kecepatan yang dapat dicapai oleh setiap LNG *carrier*, namun hal tersebut hanya dapat dilakukan oleh ahli dibidang perkapalan. Sehingga pada penelitian ini, kecepatan LNG *carrier* disamakan sebesar 15 knot berdasarkan pertimbangan dalam penelitian yang telah dilakukan oleh Antara (2016).

3. Konsumsi bahan bakar

Konsumsi bahan bakar mengambil peranan penting dalam penentuan total biaya sampai dengan 30% (Antara, 2016). Oleh sebab itu, konsumsi bahan bakar dipertimbangkan sebagai komponen penting dalam proses perhitungan total biaya. Semakin sedikit konsumsi bahan bakar, maka semakin kecil biaya transportasi yang ditimbulkan. Konsumsi bahan bakar akan diperoleh dari data teknis dalam satuan kg/kWh dan akan dikonversi menjadi satuan ton/day. Biaya konsumsi bahan bakar

yang diperlukan oleh LNG *carrier* juga digunakan dalam proses optimasi untuk menghitung nilai dari fungsi obyektif.

4. Biaya sewa

Seperti biaya konsumsi bahan bakar, biaya sewa menjadi salah satu faktor yang dapat mempengaruhi besar ataupun kecilnya total biaya yang dikeluarkan dalam sebuah operasional. Pada penelitian ini pengadaan kapal dipilih dengan metode sewa kapal dengan penambahan satu jenis LNG *carrier* Surya Aki dengan ukuran 19500 m³. LNG *carrier* disewa dalam kurun waktu tertentu khusus untuk mendistribusikan LNG dari terminal produksi ke *demand* yang ditentukan. Semakin besar ukuran dari LNG *carrier*, maka semakin mahal biaya sewa yang harus dibayarkan. Biaya sewa dinyatakan dalam satuan USD.

Tabel 4.4 Data Teknis Kapal

Item	Unit	Value				
Ship Type	-	LNG Carrier				
Ship Capacity	m ³	2,500	7,500	10,000	19500	23,000
LOA	m	86.25	117.8	100	151	151
Breadth	m	15.1	18.6	20	28	28
Draft	m	3.8	7.15	7.1	6.7	8
Velocity	Knot	13	14	14	19.2	15
Chartered Cost	USD/day	18,000	25,000	30,000	35,000	40,000
Fuel Consumption	Ton/day	7.9	11	16	16	19.7
Cargo Capacity	m ³	2,250	6,750	9,000	18,800	20,700

Pada Tabel 4.5, berisikan data teknis yang dimiliki setiap kapal yang digunakan dalam penelitian ini. Beberapa komponen informasi dari data tersebut dibutuhkan agar biaya transportasi dan inventory dapat dihitung. Kapasitas yang dimiliki oleh setiap kapal selanjutnya dapat digunakan dalam menentukan penugasaan kapal mana yang akan mendistribusikan LNG untuk sebuah rute r .

4.1.4 Biaya Transportasi

Causal linkages diagram pada subbab sebelumnya menunjukkan bahwa kapasitas kapal, jarak, dan data *demand* dibutuhkan untuk melakukan proses optimasi. Sementara itu, hasil yang optimum didapatkan dengan

mempertimbangkan biaya transportasi dan biaya inventori. Biaya transportasi terdiri dari beberapa variable seperti biaya kapital, biaya pelayaran, biaya operasional, dan biaya *cargo handling* (Stopford, 2003). Penelitian ini mengabaikan kemungkinan pembangunan kapal baru sebagai opsi pengadaan kapal, sehingga biaya kapital diwakili oleh biaya sewa kapal. Sedangkan, biaya *cargo handling* diabaikan, karena proses bongkar muat diasumsikan akan dilakukan dengan menggunakan fasilitas terminal regasifikasi LNG.

4.1.5 Biaya Pelayaran

Biaya pelayaran adalah biaya yang harus dibayarkan untuk mendistribusikan barang dari satu pelabuhan ke pelabuhan lainnya (Antara, 2016). Biaya pelayaran ini secara umum dapat diwakili oleh biaya bahan bakar dan biaya pelabuhan. Biaya pelayaran pada penelitian ini dihitung dengan memodifikasi parameter dan variabel seperti yang dituliskan oleh Antara (2016). Dengan persamaan (3.13), perhitungan biaya pelayaran dapat dilakukan. Sedangkan, biaya pelabuhan diperoleh dari daftar biaya pelabuhan yang dikeluarkan oleh PT. Pelabuhan Indonesia IV, karena lokasi *demand* yang berada di dalam regional PT. Pelabuhan Indonesia IV. Tabel 4.6 merupakan daftar biaya pelabuhan yang dikutip dari Antara (2016).

Tabel 4.5 Daftar Biaya Pelabuhan

Biaya Pelabuhan		
Berthing Service	IDR 85.36	per GT
Mooring Service	IDR 92.84	per GT
Towing Service		
- flat	IDR 67625.00	vessel/maneuver
- variable	IDR 20.64	GT/ vessel/maneuver
Tug Service		
a. 2001 s.d. 3500 GT		
- flat	IDR 546260.00	vessel/hour
- variable	IDR 10.00	GT/ vessel/hour
b. 3501 s.d. 8000 GT		
- flat	IDR 771456.00	vessel/hour
- variable	IDR 10.00	GT/ vessel/hour
c. 8001 s.d. 14000 GT		
- flat	IDR 1299100.00	vessel/hour
- variable	IDR 10.00	GT/ vessel/hour
d. 14001 s.d. 23000 GT		
- flat	IDR 2860000.00	vessel/hour
- variable	IDR 10.00	GT/ vessel/hour

(Sumber: Antara, 2016)

4.1.6 Biaya Sewa Kapal

Terdapat tiga skema penyewaan kapal yaitu *voyage charter*, *time charter*, *bareboat charter* (Stopford, 2003). Pemilihan skema sepenuhnya bergantung dari pertimbangan yang dilakukan oleh pemilik kapal dan penyewa kapal. *Voyage charter* adalah skema sewa kapal yang bergantung dari seberapa sering kapal berlayar. Pemilik kapal menentukan *rate* harga untuk setiap biaya yang terkait dengan kapal, kecuali biaya *cargo handling*. Pemilik kapal juga bertanggung jawab untuk mengatur rute, penjadwalan, dan hal-hal lainnya terkait transportasi. Penyewa kapal hanya membayarkan sejumlah biaya untuk mengirimkan barang dari satu tempat ke tempat lain, tanpa harus mengatur hal-hal terkait kapal. Pada saat ini, skema ini dikenal sebagai jenis bisnis dari perusahaan *freight*.

Sedangkan, skema *time charter* terjadi ketika penyewa kapal menyewa suatu kapal kepada pemilik kapal pada jangka waktu tertentu. Biaya sewa ini dihitung per hari ataupun bulan. Penyewa kapal bertanggung jawab terhadap biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, biaya *cargo handling* dan juga terhadap pengaturan rute serta penjadwalan kapal. Namun, penyewa kapal tidak bertanggung jawab kepada biaya operasional kapal seperti biaya perawatan ataupun gaji anak buah kapal. Selain itu, skema *bareboat* adalah suatu skema dimana pemilik kapal hanya bertanggung jawab untuk membangun kapal tanpa bertanggung jawab terhadap biaya operasional kapal (Antara, 2016). Penelitian ini menggunakan skema *time charter* untuk menyewa kapal, sehingga penyewa kapal tidak bertanggung jawab kepada biaya operasional, namun bertanggung jawab pada biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, dan biaya *cargo handling*. Oleh sebab itu, biaya transportasi dihitung tanpa mempertimbangkan biaya operasional.

4.1.7 Inventory Cost

Biaya inventory terdiri dari *Capital Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX). CAPEX adalah biaya investasi yang dibayarkan satu kali untuk melakukan pembelian peralatan. OPEX adalah biaya operasional yang harus dibayarkan selama periode operasi fasilitas, yang mana di penelitian ini adalah biaya operasional terminal regasifikasi. Secara umum, sistem di terminal regasifikasi dapat dibagi menjadi empat yaitu sistem *berthing*, sistem *LNG transfer*,

sistem *storage*, dan sistem regasifikasi. Setiap sistem ini terdiri dari beberapa peralatan yang setiap harga dari peralatan dapat dilihat dari daftar harga peralatan. Daftar ini nantinya digunakan untuk menghitung biaya inventori, dimana biaya inventori akan dipertimbangkan untuk menentukan rute optimasi (Antara, 2016).

Setiap terminal regasifikasi LNG memiliki kapasitas yang berbeda tergantung dari *turn round voyage*, kapasitas kapal, dan *demand* LNG per hari. Sementara itu, semakin banyak kebutuhan gas alam pembangkit, semakin banyak LNG harus disuplai dan disimpan di terminal regasifikasi LNG. Terminal regasifikasi LNG harus menyimpan LNG sejumlah tertentu sehingga kebutuhan pembangkit terhadap gas alam selama waktu *turn round voyage* dapat terpenuhi. Selain itu, jumlah LNG yang disimpan juga harus ditambahkan dengan *safety stock* yang bernilai setara dengan kebutuhan tiga hari pembangkit tersebut. Sehingga dengan kata lain, semakin lama suatu kapal menyelesaikan rute, maka semakin besar nilai *turn round voyage* dan semakin banyak jumlah LNG yang harus disimpan.

Terminal regasifikasi LNG yang memiliki kapasitas besar tentunya semakin memperbesar biaya yang harus dikeluarkan untuk membeli, mengoperasikan, dan merawat peralatan terkait. Oleh sebab itu, perbedaan rute dinilai secara signifikan mempengaruhi biaya inventori dan tentunya akan mempengaruhi biaya investasi. Kebutuhan pembangkit listrik mempengaruhi pemilihan dari LNG *storage tank* dan LNG *vaporizer*. Spesifikasi dari LNG *storage tank* dan LNG *vaporizer* disesuaikan dengan penelitian sebelumnya oleh Antara (2016).

Tabel 4.6 Daftar Harga Peralatan

System	Detail Peralatan	Unit	Harga (\$)	Req.Equip	Total
LNG TRANSFER SYSTEM	LNG Pump Skid	set	900,000	2	\$ 1,800,000
	LNG Metering unit	set	2,300	1	\$ 2,300
	Cryogenic Line Pipe	m	770	1000	\$ 770,000
	Piping, valve, indicator, insulasi on, etc.	set	225,768	1	\$ 225,768
LNG STORAGE SYSTEM	LNG Storage Tank (ISO Container Tank)	m3	2,000	400	\$ 800,000
	LNG Pump (RU Feeder)	set	80,000	2	\$ 160,000
	Cryogenic Line Pipe	m	770	1000	\$ 770,000
	Piping, valve, indicator, insulasi on, etc.	set	20,693	1	\$ 20,693
REGASIFICATION SYSTEM	LNG Buffer Tank	set	400,000	1	\$ 400,000
	VAPORIZER				
	Heat Exchanger (Ambient Air Type)	set	120,000	2	\$ 240,000
	Gas Heater (steam)	set	70,000	2	\$ 140,000

Tabel 4.6 Daftar Harga Peralatan (*continue*)

System	Detail Peralatan	Unit	Harga (\$)	Req.Equip	Total
BOG TREATMENT/UTILIZATION SYSTEM	BOG Compressor	set	700,000	2	\$ 1,400,000
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	175,000	1	\$ 175,000
GAS TRANSFER SYSTEM	Gas Heater (steam)	set	70,000	2	\$ 140,000
	NG Line Pipe	m	100	1000	\$ 100,000
	Pigging (Launcher and Receiver)	set	7,000	1	\$ 7,000
	NG Metering Unit	set	1,500	1	\$ 1,500
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	19,650	1	\$ 19,650
ELECTRIC GENERATOR	Self-Driven Electric Generator (Diesel) skid	set	1,200,000	1	\$ 1,200,000
BUILDING	Control Room	set	20,000	1	\$ 20,000
	Office Building	set	50,000	1	\$ 50,000
	Parking Area, Muster station, Utilization area, etc.	set	10,000	1	\$ 10,000
FIRE FIGHTING	Hydrant	set	2,500	1	\$ 2,500
	Fire Alarm, Gas Detector	set	5,000	1	\$ 5,000
	Portable Fire Distinguisher	set	450	6	\$ 2,700
PURGING SYSTEM	Nitrogen Storage Tank	set	20,000	1	\$ 20,000
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	2,000	1	\$ 2,000
MONITORING & CONTROL SYSTEM	Process Control System (PCS), DCS (Hardware & Software)	set	800,000	1	\$ 800,000

(Sumber: Antara, 2016)

4.1.8 Revenue

Tujuan dari studi kasus ini adalah mencari rute yang terbaik agar diperoleh cara yang terbaik untuk meningkatkan pendapatan. Pendapatan yang dimaksud dapat dihitung dengan mengalikan jumlah gas alam yang didistribusikan ke pembangkit dengan margin yang ditentukan. Hal tersebut menunjukkan, semakin besar margin maka semakin besar pendapatan yang diperoleh. Pada penelitian ini, perhitungan pendapatan dihitung menggunakan empat jenis margin harga. Selain itu, pendapatan yang didapatkan nantinya berpengaruh pada tahap analisa *economical assessment*. Semakin besar pendapatan yang diperoleh setelah tahap optimasi dan semakin kecil nilai dari CAPEX dan OPEX, maka semakin meningkat *economical attractiveness* dari suatu proyek. Secara rinci, tahap analisa *economical assessment* memberikan hasil yang diperlukan untuk mempertimbangkan pendapatan (*revenue*) yang diinginkan.

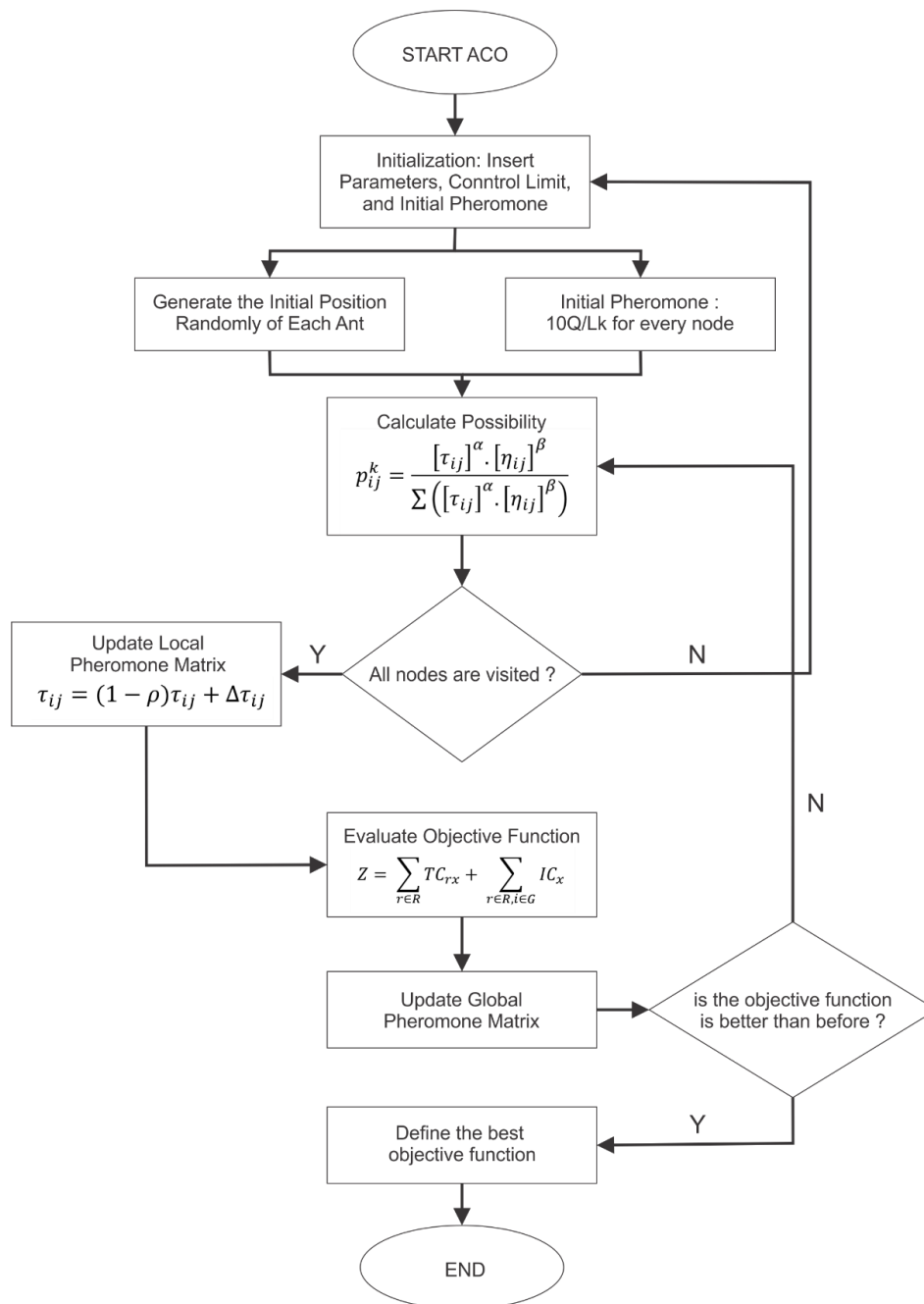
4.2 Optimasi dengan Algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO)

Algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO) yang digunakan pada penelitian ini diadopsi dari perilaku koloni semut yang dikembangkan pertama kali oleh

Dorigo (1996). Beberapa parameter dan tahap pengerjaan digunakan agar dapat menyelesaikan permasalahan pada penelitian ini. Berawal dari penugasan semut sebagai pemisalan dari sebuah LNG *Carrier*, perhitungan probabilitas semut untuk memilih titik tujuan berikutnya, pembaruan *local pheromone*, pembaruan *global pheromone*, hingga perhitungan dan evaluasi fungsi obyektif. Secara rinci, subbab berikutnya menjelaskan tahapan tersebut.

4.2.1 Tahap Optimasi *Ant Colony Optimization* (ACO)

Tahapan kerja algoritma ACO ditunjukkan dalam bentuk diagram alir seperti yang terlihat pada Gambar 4.3. Berdasarkan diagram tersebut, tahapan pertama dalam membangun algoritma dimulai pada penugasan sejumlah 50 semut untuk bergerak secara acak kesetiap titik tujuan hingga semua titik telah dikunjungi dan terbentuk sebuah rute yang berawal dan berakhir pada titik keberangkatan (Kilang LNG Tangguh). Parameter seperti α , β , dan ρ telah ditentukan nilainya masing-masing 1, 5, dan 0.5 untuk menjadi fungsi kontrol terhadap proses evaporasi dari jejak feromon yang ditinggalkan oleh semut setelah melalui *arc* (i,j) dalam membuat sebuah rute seperti yang tertera pada persamaan (3.6). Dalam melakukan sebuah *tour* antar titik hingga terbentuk sebuah rute, perlu tetapkan sejumlah feromon awal (*initial pheromone*). Selanjutnya, semut menuju ke titik berikutnya dengan mengacu pada persamaan probabilitas seperti yang dijelaskan pada persamaan (3.5). Ketika semua titik telah dikunjungi dan semut kembali ke titik semula (*initial position*), maka tahapan pembaruan feromon lokal dapat dilakukan. Pembaruan feromon lokal dapat dilakukan berdasarkan persamaan (3.6). Kemudian, nilai dari fungsi obyektif yang merupakan fungsi biaya yang digunakan pada penelitian ini dapat dihitung dan dievaluasi untuk setiap kemungkinan rute yang ditempuh. Tujuannya adalah untuk menemukannya nilai dari fungsi obyektif yang paling minimum berdasarkan setiap hasil iterasi dari pencarian jarak terpendek oleh semut m . Jika fungsi obyektif yang dimaksud belum memberikan hasil paling minimum, maka proses iterasi terus berlanjut dengan perbaruan feromon secara global berdasarkan persamaan (3.9). Setelah didapatkannya nilai paling minimum dari fungsi obyektif, maka proses iterasi dan tahapan kerja ACO dapat dihentikan.



Gambar 4.3 Diagram Alir Proses Kerja ACO

4.2.2 Tahap Validasi Algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO)

Program maupun algoritma yang dikembangkan dalam setiap penelitian tentunya memerlukan sebuah tahap validasi untuk memastikan bahwa logika, alur, dan hasil dari algoritma optimasi sudah benar dan dapat bekerja dengan baik terhadap data yang digunakan. Beberapa cara dapat dilakukan dalam melakukan sebuah validasi algoritma optimasi, salah satunya yang akan digunakan pada

penelitian ini adalah dengan melakukan perhitungan secara manual terhadap seluruh kemungkinan kombinasi rute yang akan ditempuh oleh kapal dan membandingkannya dengan hasil optimasi menggunakan algoritma ACO yang telah disesuaikan. Data yang digunakan pada tahap validasi ini merupakan data *dummy* yang dibuat sedemikian rupa hingga dapat merepresentasikan kondisi sebenarnya.

Studi kasus pembandingan ini dibuat mendekati dengan keadaan sebenarnya dari penelitian dengan hanya menggunakan tiga titik terminal *regasification* dan satu terminal pengiriman Kilang LNG Tangguh. Kapasitas kapal yang digunakan dalam tahap validasi algoritma ini hanya dua jenis ukuran saja, yaitu 1000 m³ dan 1800 m³ dengan rincian yang ditunjukkan pada tabel 4.7. Setelah didapatkannya semua kemungkinan kombinasi rute yang dapat ditempuh, maka akan dilakukan perhitungan terhadap nilai dari fungsi obyektif penelitian dengan mencari nilai yang paling minimum.

Tabel 4.7 Data Teknis Kapal Pada Tahap Validasi Algoritma

Item	Unit	Value	
Ship Type	-	LNG Carrier	
Ship Capacity	m ³	1000	1800
LOA	m	86.25	117.8
Breadth	m	15.1	18.6
Draft	m	3.8	7.15
Velocity	Knot	13	14
Chartered Cost	USD/day	18,000	25,000
Fuel Consumption	Ton/day	7.9	11
Cargo Capacity	m ³	2,250	6,750

Algoritma ACO yang akan digunakan untuk mengoptimasi permasalahan CVRPTW pada penelitian ini dimodifikasi berdasarkan data *dummy* yang dibuat untuk tahap validasi. Parameter dan struktur persamaan yang digunakan pada algoritma ACO tidak dirubah. Namun data jumlah titik *regasification*, jarak, *demand*, dan jenis kapasitas kapal diperbarui seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.8

Tabel 4.8 Data *dummy* tahap validasi algoritma

Kapal	1	2
Kapasitas	1000	1800
Port Cost	0.1	0.1
Charter Price	8000	18000
Fuel Price	750	750
C2	800000	800000
C3	160000	160000
C4	770000	770000
C5	20692.5	20692.5
C6	1400000	1400000
C7	175000	175000
Fcx	7.9	11

Berdasarkan pada perhitungan manual, didapatkan 18 kemungkinan rute yang dapat ditempuh oleh kapal. Namun masih belum diketahui apakah setiap rute telah memenuhi *constraint* waktu dan kapasitas yang telah ditentukan sebelumnya. Sehingga nanti akan diseleksi secara manual rute yang melebihi batasan (*constraint*) dan tidak menjadi pilihan dalam pengambilan keputusan rute terbaik. Delapan belas rute tersebut ditampilkan pada Tabel 4.9 berikut ini.

Tabel 4.9 Probabilitas kombinasi rute yang dihasilkan

No	Rute	No	Rute
1	0-1-2-3-0	10	0-1-3-0
2	0-2-1-3-0	11	0-3-0
3	0-1-3-2-0	12	0-2-1-0
4	0-3-2-1-0	13	0-1-0
5	0-3-1-2-0	14	0-3-2-0
6	0-2-3-1-0	15	0-2-0
7	0-1-0	16	0-3-1-0
8	0-2-3-0	17	0-3-0
9	0-2-0	18	0-1-2-0

Setelah didapatkannya kombinasi rute yang memungkinkan, jarak antar titik dapat dihitung berdasarkan data *distance matrix* yang telah disediakan. Kemudian *Turn Round Voyage* (TRV) juga dapat dihitung melalui tabel konversi jarak (KM)

menjadi waktu (*hours*). Data *distance matrix* dan hasil konversi terhadap waktu dapat dilihat pada Tabel 4.10 berikut.

Tabel 4.10 Data Matriks Jarak dan Waktu

Distance Matrix (KM)					Time Matrix (Hours)				
	1	2	3	0		1	2	3	0
1	0	1000	1500	700	1	0	36	54	25
2	1000	0	600	550	2	36	0	21	20
3	1500	600	0	800	3	54	21	0	29
0	700	550	800	0	0	25	20	29	0

Berdasarkan data matriks jarak dan waktu yang telah ditunjukkan pada Tabel 4.10, proses perhitungan dapat dilanjutkan hingga total jarak, *demand*, TRV, dan fungsi obyektif dapat ditemukan. Perhitungan nilai tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan-persamaan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya. Sehingga, nilai dari total jarak, total *demand*, TRV yang merupakan data perhitungan pada tahap pertama dapat ditunjukkan oleh Tabel 4.11 berikut ini.

Tabel 4.11 Data Perhitungan Tahap Pertama

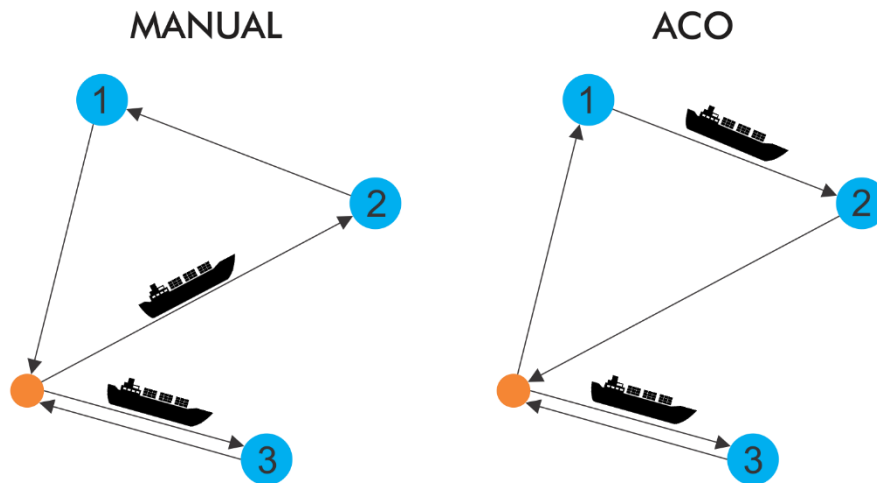
No	Rute	Total Jarak	TRV	Total Demand	Kapasitas Kapal	Biaya Sewa
1	0-1-2-3-0	3100	6.61	1875	2	\$ 18,000
2	0-2-1-3-0	3850	7.73	2092	2	\$ 18,000
3	0-1-3-2-0	3350	6.99	1947	2	\$ 18,000
4	0-3-2-1-0	3100	6.61	1875	2	\$ 18,000
5	0-3-1-2-0	3850	7.73	2092	2	\$ 18,000
6	0-2-3-1-0	3350	6.99	1947	2	\$ 18,000
7	0-1-0	1400	3.08	304	1	\$ 8,000
	0-2-3-0	1950	4.40	1073	2	\$ 18,000
8	0-2-0	1100	2.64	366	1	\$ 8,000
	0-1-3-0	3000	5.96	1165	2	\$ 18,000
9	0-3-0	1600	3.38	510	1	\$ 8,000
	0-2-1-0	2250	4.85	903	1	\$ 8,000
10	0-1-0	1400	3.08	304	1	\$ 8,000
	0-3-2-0	1950	4.40	1073	2	\$ 18,000
11	0-2-0	1100	2.64	366	1	\$ 8,000
	0-3-1-0	3000	5.96	1165	2	\$ 18,000
12	0-3-0	1600	3.38	510	1	\$ 8,000
	0-1-2-0	2250	4.85	903	1	\$ 8,000

Data yang telah didapatkan dari perhitungan tahap awal dapat kita gunakan untuk menghitung nilai dari fungsi obyektif berdasarkan data biaya yang telah diketahui. Pada tahap validasi ini, data biaya diasumsikan sama dengan data sebenarnya. Maka tahap perhitungan untuk mencari nilai dari fungsi obyektif dapat dilakukan dan dianggap sebagai perhitungan tahap 2. Nilai dari perhitungan fungsi obyektif berdasarkan informasi biaya yang telah didapatkan sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 4.12 berikut ini.

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Total Biaya (Fungsi Obyektif)

TC	IC	TOTAL TC + IC	TOTAL BIAYA	TOTAL MIN
\$ 140,705,627	\$ 6,274,800	\$ 146,980,427	\$ 146,980,427	\$ 146,758,232
\$ 139,361,919	\$ 6,710,068	\$ 146,071,987	\$ 146,071,987	
\$ 140,210,014	\$ 6,419,889	\$ 146,629,903	\$ 146,629,903	
\$ 140,705,627	\$ 6,274,800	\$ 146,980,427	\$ 146,980,427	
\$ 139,361,919	\$ 6,710,068	\$ 146,071,987	\$ 146,071,987	
\$ 140,210,014	\$ 6,419,889	\$ 146,629,903	\$ 146,629,903	
\$ 72,664,595	\$ 3,134,026	\$ 75,798,620	\$ 225,851,293	
\$ 145,380,462	\$ 4,672,210	\$ 150,052,673	\$ 224,912,407	
\$ 75,079,594	\$ 3,258,490	\$ 78,338,084	\$ 224,912,407	
\$ 141,717,916	\$ 4,856,407	\$ 146,574,323	\$ 224,912,407	
\$ 71,408,908	\$ 3,546,645	\$ 74,955,553	\$ 146,758,232	
\$ 67,471,897	\$ 4,330,782	\$ 71,802,679	\$ 225,851,293	
\$ 72,664,595	\$ 3,134,026	\$ 75,798,620	\$ 225,851,293	
\$ 145,380,462	\$ 4,672,210	\$ 150,052,673	\$ 224,912,407	
\$ 75,079,594	\$ 3,258,490	\$ 78,338,084	\$ 224,912,407	
\$ 141,717,916	\$ 4,856,407	\$ 146,574,323	\$ 224,912,407	
\$ 71,408,908	\$ 3,546,645	\$ 74,955,553	\$ 146,758,232	
\$ 67,471,897	\$ 4,330,782	\$ 71,802,679	\$ 224,912,407	

Nilai dari fungsi obyektif yang didapatkan dari perhitungan secara manual dipilih berdasarkan nilai yang paling minimum. Didapatkan bahwa berdasarkan hasil perhitungan manual, nilai yang paling minimum dari fungsi obyektif data *dummy* tersebut adalah \$ 146,758,232 dengan menghasilkan dua kemungkinan rute yang dapat ditempuh, yaitu kombinasi rute 0-3-0 dengan 0-2-1-0 atau rute 0-3-0 dengan 0-1-2-0.



Gambar 4.4 Rute Optimal Berdasarkan Perhitungan Manual dan ACO

Selanjutnya, dengan data yang sama, proses perhitungan pencarian nilai paling minimum dari fungsi obyektif dilakukan menggunakan Matlab15 dengan penyesuaian algoritma ACO yang telah disiapkan sebelumnya. Secara keseluruhan, hasil yang didapatkan dari perhitungan manual dan algoritma ACO dapat dibandingkan dan hasil perbandingannya ditunjukkan pada tabel dibawah ini.

Tabel 4.13 Perbandingan Hasil Perhitungan Manual dengan Algoritma ACO

HASIL ACO		
BEST TC	BEST IC	BEST TOTAL TC + IC
\$ 71,408,908.45	\$ 3,546,645.38	\$ 74,955,553.83
\$ 67,471,896.87	\$ 4,330,782.29	\$ 71,802,679.15
TOTAL		\$ 146,758,232.99
TOTAL DISTANCE (KM)		3850

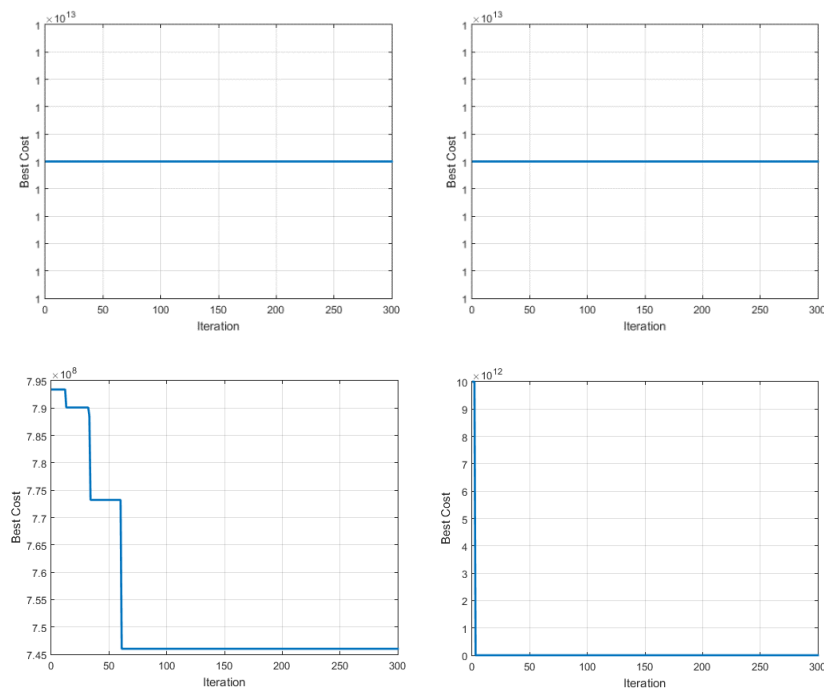
HASIL MANUAL		
BEST TC	BEST IC	BEST TOTAL TC + IC
\$ 71,408,908.45	\$ 3,546,644.88	\$ 74,955,553.33
\$ 67,471,896.87	\$ 4,330,781.79	\$ 71,802,678.65
TOTAL		\$ 146,758,231.99
TOTAL DISTANCE (KM)		3850

Hasil perbandingan yang ditampilkan pada Tabel 4.13 menunjukkan bahwa proses perhitungan nilai fungsi obyektif secara manual maupun menggunakan algoritma ACO hanya memberikan sedikit perbedaan. Error terhadap hasil yang

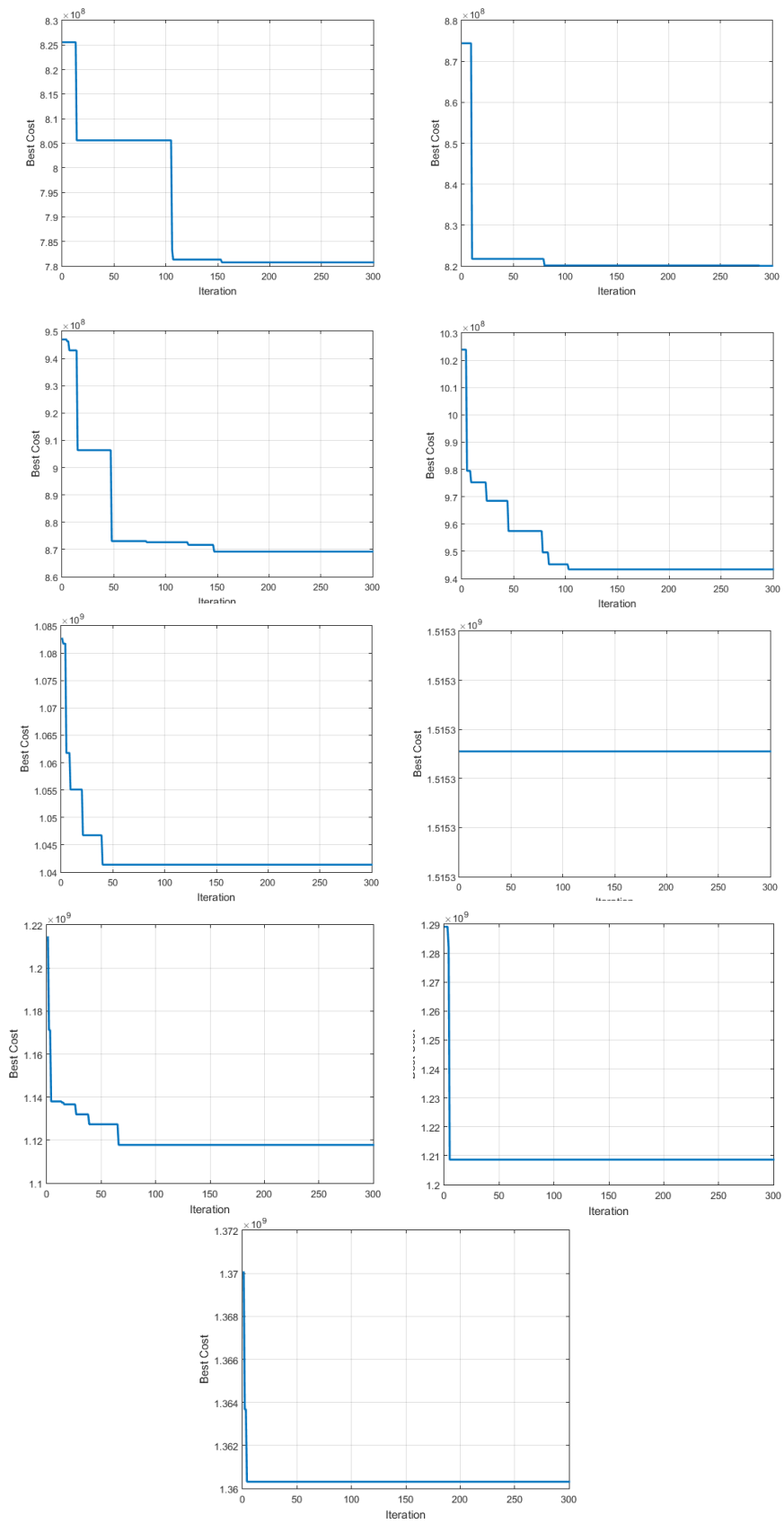
didapatkan dari perhitungan dengan Algoritma ACO dengan Manual sangatlah kecil, hingga mendekati 0%. Hal tersebut menunjukkan bahwa proses kerja Algoritma ACO telah benar dan dapat diaplikasikan pada data *real* lapangan. Meskipun harus menambahkan jumlah kalah atau merubah iterasi yang dibutuhkan. Maka dari itu, dapat dikatakan bahwa program yang dibangun dengan Algoritma ACO sudah benar, dan bisa masuk ke tahap perhitungan fungsi obyektif pada data yang sebenarnya.

4.2.3 Hasil Optimasi CVRPTW dengan Algoritma ACO

Tahap validasi yang telah ditempuh sebelumnya menunjukkan jika proses perhitungan atau optimasi CVRPTW dengan Algoritma ACO dapat dilakukan. Tanpa merubah input parameter, jumlah semut, dan iterasi, maka proses pencarian nilai fungsi obyektif yang paling minimum dapat dilakukan dengan hanya mengubah data input seperti *demand* setiap terminal *regasification*, *distance matrix*, dan data komponen untuk menghitung biaya transportasi dan inventory. Proses iterasi berjalan didalam pemilihan jumlah kapal sebanyak 13 kapal dengan masing-masing iterasi adalah 300 kali.



Gambar 4.5 Grafik Iterasi Kapal 1-4



Gambar 4.6 Grafik Iterasi Kapal 5-13

Grafik iterasi yang ditunjukkan pada gambar 4.5 menunjukkan respon yang berbeda terhadap nilai fungsi obyektif yang dicari. Proses pencarian rute terpendek berdasarkan penugasan satu kapal hingga tiga belas kapal secara simultan. Pada grafik iterasi kapal 1, 2, dan 13 menunjukkan garis yang relatif horizontal, dimana hal itu menunjukkan jika setiap iterasi yang dilakukan, tidak ditemukan nilai fungsi obyektif yang lebih baik hingga iterasi ke 300. Sehingga nilai fungsi obyektif (*best cost*) relatif sama. Hal tersebut berbeda dengan grafik iterasi pada kapal 3,4,5,6,7,8,9,10,11, dan 12, dimana pada tahap iterasi tertentu, semut berhasil menemukan optimasi rute yang lebih baik dari proses iterasi sebelumnya, sehingga menghasilkan nilai fungsi obyektif sebagai *best cost* yang lebih rendah. Secara rinci, hasil dari optimasi CVRPTW menggunakan Algoritma ACO dapat dilihat pada Tabel 4.14.

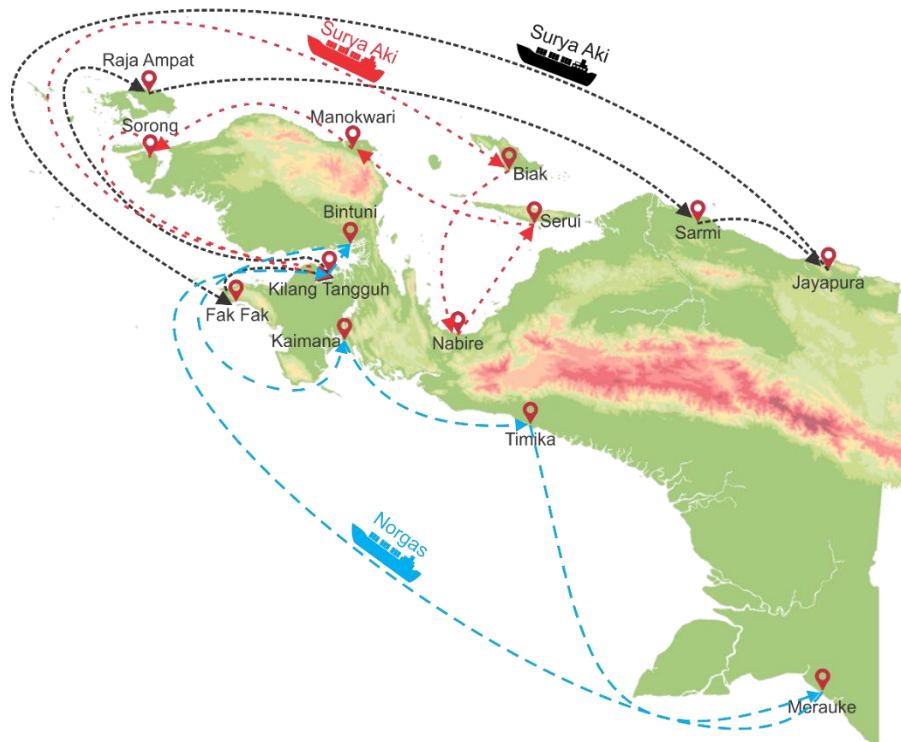
Tabel 4.14 Data Hasil Optimasi dengan ACO Tahap 1

Rute	Total Jarak	Demand	TRV	Total Demand	Kapal	Biaya Kapal
[14,9,10,4,3,14]	3681	1518	7.98	16664	4	28000
[14,1,8,11,6,12,14]	2985	1794	7.44	18733	4	28000
[14,2,5,13,7,14]	3354	938	7.49	9845	3	22000

Algoritma ACO mampu mencari rute terbaik dengan mengoptimasi nilai input hingga ditemukannya nilai paling minimum dari fungsi obyektif yang merepresentasikan total biaya *inventory & transportation cost* yang ditampilkan pada Tabel 4.15. Dengan demikian, permasalahan CVRPTW yang dialami pada penelitian ini telah berhasil terselesaikan dengan optimal. Dalam menyelesaikan proses optimasi, Algoritma ACO yang digunakan dalam penelitian ini membutuhkan waktu 2076 detik untuk menyelesaikan semua proses iterasi hingga menghasilkan nilai minimum dari fungsi obyektif yang diinginkan.

Tabel 4.15 Nilai Minimum Fungsi Obyektif Sebagai *Best Cost*

TC	IC	Z
\$ 217,164,992	\$ 35,853,925	\$ 253,018,917
\$ 218,083,887	\$ 39,991,461	\$ 258,075,348
\$ 173,268,415	\$ 22,215,336	\$ 195,483,751
TOTAL		\$ 706,578,015



Gambar 4.7 *Plotting* Rute Terbaik Hasil Optimasi Algoritma ACO

Setelah didapatkan rute optimal yang mampu menghasilkan total biaya transportasi dan inventory sebagai fungsi obyektif pada penelitian ini, nilai investasi minimal yang diperlukan oleh perusahaan telah diketahui. Hal tersebut dipengaruhi dengan pemilihan 3 unit kapal dengan kapasitas yang berbeda; satu unit LNG *carrier* berkapasitas 10000 m³ dan dua unit LNG *carrier* berkapasitas 19500 m³ agar dapat mendistribusikan LNG berdasarkan *demand* setiap pembangkit listrik yang dibutuhkan per hari ke terminal *regasification* yang akan atau telah dibangun dalam proyek RUPTL. Pada tahap selanjutnya, proses analisa *Economic Assessment* dapat dilakukan untuk mengukur NPV, PBP, dan ROI pada proyek tersebut. Lebih lanjut, hasil dari analisa tersebut dijelaskan lebih rinci pada subbab berikutnya.

4.3 *Economic Assessment*

Terdapat beberapa metode untuk melakukan mengevaluasi proyek (Chiesa dan Frattini, 2009). Salah satu metode yang paling populer untuk digunakan secara praktis di dalam industri adalah dengan menggunakan pendekatan *Net Present Value* (NPV). Pada penelitian ini, metode NPV kembali digunakan untuk

melakukan proses *economic assessment*. Selain NPV, terdapat beberapa pendekatan yang disarankan seperti *Internal rate Return (IRR)*, *Return on Investment (ROI)*, *Payback Period (PBP)*. Suatu proyek dinilai layak secara ekonomi jika memiliki nilai NPV > 0 dan IRR lebih besar dari *discount rate* (Chiesa dan Frattini, 2009). Sedangkan ROI digunakan untuk menghitung jumlah dari investasi yang dapat kembali relatif terhadap suatu investasi dan PBP adalah waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan keseluruhan jumlah investasi. Keempat nilai inilah yang digunakan untuk mengukur seberapa menguntungkan dan menariknya nilai suatu proyek secara ekonomi.

4.3.1 CAPEX and OPEX

Pada penelitian ini, nilai CAPEX akan mencakup keseluruhan biaya yang digunakan untuk pengadaan fasilitas *jetty*, fasilitas LNG *offloading system*, *cryogenic pipe*, LNG *storage tank*, LNG *pump*, LNG *vaporizer*, BOG *compressor*, *generator*, *supporting building*, dan komponen instalasi. Daftar harga untuk setiap komponen ini didapatkan dari penelitian yang dilakukan oleh Antara (2016) ditunjukkan pada Tabel 4.16 dan 4.17.

Tabel 4.16 Data Investasi Terminal

No	Lokasi	Total Kapasitas (MW)	LNG (m ³ /day)	Investasi Terminal (USD)
1	Biak	95	524.4	28,169,268
2	Bintuni	10	55.2	16,651,268
3	Fak Fak	20	110.4	18,265,268
4	Jayapura	240	1324.8	47,039,268
5	Kaimana	20	110.4	17,465,268
6	Manokwari	60	331.2	22,951,268
7	Merauke	60	331.2	22,951,268
8	Nabire	40	220.8	19,893,268
9	Raja Ampat	10	55.2	16,651,268
10	Sarmi	5	27.6	15,845,268
11	Serui	30	165.6	19,079,268
12	Sorong	100	552.0	28,975,268
13	Timika	80	441.6	25,779,268
Total Kapasitas (MW)				299,716,478

Tabel 4.17 Data *Operational Cost*

Lokasi	LNG Dem. (m ³)	MTPA (ton)	Opt. Cost (USD)	Power&Fuel Cost (USD)	Maint. Cost (USD)	Man. Cost (USD)
Biak	524.4	88,047	880,468	3,521,870	1,320,701	2,641,403
Bintuni	55.2	9,268	92,681	370,723	139,021	278,042
Fakfak	110.4	18,536	185,362	741,446	278,042	556,085
Jayapura	1,324.8	222,434	2,224,339	8,897,357	3,336,509	6,673,018
Kaimana	110.4	18,536	185,362	741,446	278,042	556,085
Manokwari	331.2	55,608	556,085	2,224,339	834,127	1,668,254
Merauke	331.2	55,608	556,085	2,224,339	834,127	1,668,254
Nabire	220.8	37,072	370,723	1,482,893	556,085	1,112,170
Raja Ampat	55.2	9,268	92,681	370,723	139,021	278,042
Sarmi	27.6	4,634	46,340	185,362	69,511	139,021
Serui	165.6	27,804	278,042	1,112,170	417,064	834,127
Sorong	552.0	92,681	926,808	3,707,232	1,390,212	2,780,424
Timika	441.6	74,145	741,446	2,965,786	1,112,170	2,224,339
TOTAL			4,495,019	17,980,075	6,742,528	13,485,056

4.3.2 Perhitungan *Revenue*

Revenue adalah sejumlah uang yang didapatkan dari selisih antara harga beli LNG dari terminal produksi dengan harga jual gas alam kepada pembangkit. Pada bagian ini proses perhitungan *revenue* dilakukan menggunakan beberapa variasi margin harga penjualan LNG. Harga jual gas ditentukan sedemikian rupa sehingga keuntungan didapatkan. Selisih antara harga beli dan harga jual inilah yang dikenal sebagai margin. Variasi margin yang digunakan pada penelitian ini adalah USD 1.50 sampai dengan USD 4.00 seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.18. Selanjutnya, margin dikalikan dengan jumlah gas yang diproduksi pertahun sehingga didapatkan *annual cash flow* dari proyek ini. Nilai *annual cash flow* ini yang digunakan untuk menghitung PBP, NPV, dan ROI.

Tabel 4.18 Variasi Margin Penelitian

	mmbtu day	97,759	
Gas Processing	mmbtu year	35,682,108	
Margin (USD)	1.50	2.00	2.50
Revenue (USD)	53,523,162	71,364,216	89,205,270
Margin (USD)	3.00	3.50	4.00
Revenue (USD)	\$107,046,324	\$124,887,378	\$142,728,432

4.3.3 *Payback Period (PBP) & Net Present Value (NPV)*

PBP menunjukkan waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan sejumlah uang yang sudah diinvestasikan (Chiesa dan Frattini, 2009). PBP umum digunakan

oleh praktisi untuk menunjukkan seberapa menarik nilai suatu proyek kepada investor. PBP dihitung dengan menggunakan persamaan yang telah dijelaskan sebelumnya. Kemudian, pada penelitian ini NPV digunakan sebagai pendekatan untuk melakukan *economic assessment*. Nilai NPV sendiri dihitung dengan menggunakan persamaan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya.

4.3.4 ROI (*Return on Investment*)

Selain NPV dan PBP, ROI juga akan dihitung di penelitian ini dengan menggunakan persamaan (3.25) hingga (3.27). Sementara itu, *annual cash flow* akan dihitung dengan mengurangkan nilai *revenue* dengan biaya operasional tahunan, depresiasi, dan pajak. Nilai margin akan divariasikan sehingga diperoleh beberapa jenis *annual cash flow*. Nilai margin yang memunculkan nilai $NPV > 0$ akan dipertimbangkan sebagai nilai margin yang tepat untuk digunakan. Selain itu, nilai PBP, ROI, dan IRR juga akan dipertimbangkan. Jika investor berkeinginan untuk mendapatkan nilai PBP yang lebih besar, maka nilai margin yang lebih besar dapat dipilih. Berikut perhitungan PBP dan ROI ditunjukkan pada Tabel 4.19 sedangkan perhitungan NPV ditunjukkan pada Tabel 4.20 dan 4.21.

Tabel 4.19 Annual Cash Flow & ROI dengan margin USD 1.50

Year	Cumulative Investment	Revenue (USD)	Operational Cost (USD)	Depreciation (USD)	Earning Before Tax (USD)	Tax 25% (USD)	Earning After Tax (USD)	Proceeds (USD)	Cummulative Proceeds (USD)	Inv. Before Payback (USD)
0	\$299,716,478									
1		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	17,341,389	(282,375,089)
2		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	34,682,777	(265,033,700)
3		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	52,024,166	(247,692,311)
4		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	69,365,555	(230,350,923)
5		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	86,706,944	(213,009,534)
6		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	104,048,332	(195,668,145)
7		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	121,389,721	(178,326,756)
8		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	138,731,110	(160,985,368)
9		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	156,072,499	(143,643,979)
10		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	173,413,887	(126,302,590)
11		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	190,755,276	(108,961,201)
12		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	208,096,665	(91,619,813)
13		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	225,438,053	(74,278,424)
14		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	242,779,442	(56,937,035)
15		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	260,120,831	(39,595,647)
16		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	277,462,220	(22,254,258)
17		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	294,803,608	(4,912,869)
18		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	312,144,997	12,428,520
19		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	329,486,386	29,769,908
20		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	346,827,775	47,111,297
ROI	5.31%									

Tabel 4.20 Perhitungan Nilai *Net Present Value* (discount rate 5-12.5%)

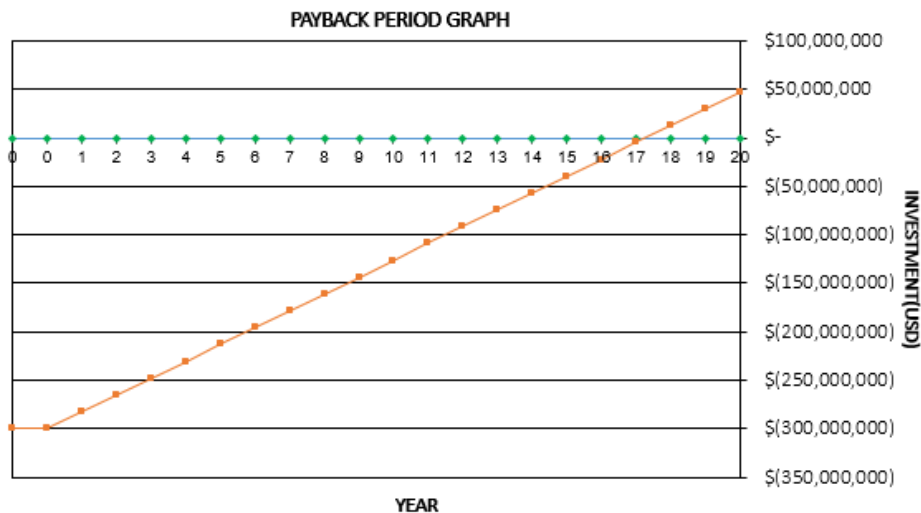
Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>I</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-								
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		17,341,389	0.9524	16,515,608	0.9302	16,131,524	0.9091	15,764,899	0.8889	15,414,568
2		17,341,389	0.9070	15,729,151	0.8653	15,006,069	0.8264	14,331,726	0.7901	13,701,838
3		17,341,389	0.8638	14,980,144	0.8050	13,959,134	0.7513	13,028,842	0.7023	12,179,412
4		17,341,389	0.8227	14,266,803	0.7488	12,985,241	0.6830	11,844,402	0.6243	10,826,144
5		17,341,389	0.7835	13,587,432	0.6966	12,079,294	0.6209	10,767,638	0.5549	9,623,239
6		17,341,389	0.7462	12,940,411	0.6480	11,236,553	0.5645	9,788,762	0.4933	8,553,990
7		17,341,389	0.7107	12,324,201	0.6028	10,452,607	0.5132	8,898,874	0.4385	7,603,547
8		17,341,389	0.6768	11,737,334	0.5607	9,723,355	0.4665	8,089,886	0.3897	6,758,708
9		17,341,389	0.6446	11,178,414	0.5216	9,044,982	0.4241	7,354,442	0.3464	6,007,741
10		17,341,389	0.6139	10,646,108	0.4852	8,413,937	0.3855	6,685,856	0.3079	5,340,214
11		17,341,389	0.5847	10,139,151	0.4513	7,826,918	0.3505	6,078,051	0.2737	4,746,857
12		17,341,389	0.5568	9,656,334	0.4199	7,280,854	0.3186	5,525,501	0.2433	4,219,428
13		17,341,389	0.5303	9,196,509	0.3906	6,772,887	0.2897	5,023,183	0.2163	3,750,603
14		17,341,389	0.5051	8,758,580	0.3633	6,300,360	0.2633	4,566,530	0.1922	3,333,869
15		17,341,389	0.4810	8,341,504	0.3380	5,860,800	0.2394	4,151,391	0.1709	2,963,439
16		17,341,389	0.4581	7,944,290	0.3144	5,451,907	0.2176	3,773,991	0.1519	2,634,168
17		17,341,389	0.4363	7,565,990	0.2925	5,071,541	0.1978	3,430,901	0.1350	2,341,483
18		17,341,389	0.4155	7,205,705	0.2720	4,717,713	0.1799	3,119,001	0.1200	2,081,318
19		17,341,389	0.3957	6,862,576	0.2531	4,388,570	0.1635	2,835,456	0.1067	1,850,061
20		17,341,389	0.3769	6,535,787	0.2354	4,082,391	0.1486	2,577,687	0.0948	1,644,498
			Total	(83,604,444)	Total	(122,929,840)	Total	(152,079,460)	Total	(174,141,354)

Tabel 4.21 Perhitungan Nilai *Net Present Value* (discount rate 15-22.5%)

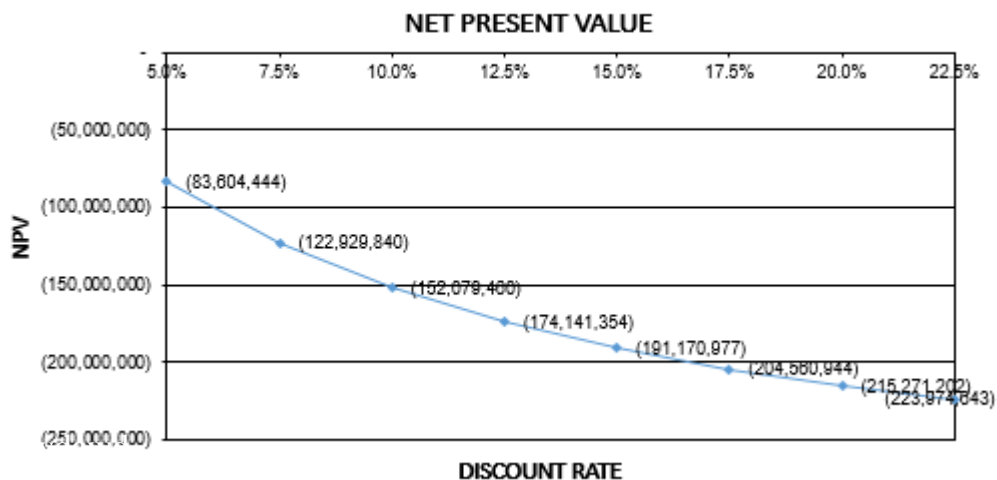
Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>I</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-								
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		17,341,389	0.8696	15,079,468	0.8511	14,758,629	0.8333	14,451,157	0.8163	14,156,236
2		17,341,389	0.7561	13,112,581	0.7243	12,560,535	0.6944	12,042,631	0.6664	11,556,111
3		17,341,389	0.6575	11,402,245	0.6164	10,689,817	0.5787	10,035,526	0.5440	9,433,560
4		17,341,389	0.5718	9,914,995	0.5246	9,097,717	0.4823	8,362,938	0.4441	7,700,865
5		17,341,389	0.4972	8,621,735	0.4465	7,742,738	0.4019	6,969,115	0.3625	6,286,421
6		17,341,389	0.4323	7,497,161	0.3800	6,589,564	0.3349	5,807,596	0.2959	5,131,772
7		17,341,389	0.3759	6,519,270	0.3234	5,608,139	0.2791	4,839,663	0.2416	4,189,202
8		17,341,389	0.3269	5,668,931	0.2752	4,772,885	0.2326	4,033,053	0.1972	3,419,756
9		17,341,389	0.2843	4,929,505	0.2342	4,062,030	0.1938	3,360,877	0.1610	2,791,638
10		17,341,389	0.2472	4,286,526	0.1994	3,457,046	0.1615	2,800,731	0.1314	2,278,888
11		17,341,389	0.2149	3,727,414	0.1697	2,942,167	0.1346	2,333,943	0.1073	1,860,317
12		17,341,389	0.1869	3,241,230	0.1444	2,503,972	0.1122	1,944,952	0.0876	1,518,626
13		17,341,389	0.1625	2,818,460	0.1229	2,131,040	0.0935	1,620,793	0.0715	1,239,695
14		17,341,389	0.1413	2,450,835	0.1046	1,813,651	0.0779	1,350,661	0.0584	1,011,996
15		17,341,389	0.1229	2,131,161	0.0890	1,543,533	0.0649	1,125,551	0.0476	826,119
16		17,341,389	0.1069	1,853,184	0.0758	1,313,645	0.0541	937,959	0.0389	674,383
17		17,341,389	0.0929	1,611,464	0.0645	1,117,996	0.0451	781,633	0.0317	550,517
18		17,341,389	0.0808	1,401,273	0.0549	951,486	0.0376	651,361	0.0259	449,401
19		17,341,389	0.0703	1,218,498	0.0467	809,775	0.0313	542,800	0.0212	366,858
20		17,341,389	0.0611	1,059,564	0.0397	689,170	0.0261	452,334	0.0173	299,476
			Total	(191,170,977)	Total	(204,560,944)	Total	(215,271,202)	Total	(223,974,643)

4.3.5 Hasil Analisa *Economic Assessment*

Pada penelitian ini, dengan variasi margin keuntungan yang telah ditentukan, grafik *payback period* bisa didapatkan dengan melakukan plot perbandingan arus investasi dengan tahun berjalannya proyek. Tahap pertama, nilai USD 1.5 ditetapkan sebagai margin. Berdasarkan hasil plot data tersebut, dapat dilihat pada Gambar 4.8 didapatkan PBP terjadi pada tahun ke 17 berjalannya proyek. PBP bisa didapatkan lebih cepat dari estimasi berjalannya proyek. Hal ini menunjukkan pada tahun ke tujuh belas, keseluruhan uang yang diinvestasikan kembali. Sehingga tiga tahun yang tersisa hingga proyek diselesaikan, perusahaan mendapatkan keuntungan dari proyek tersebut.

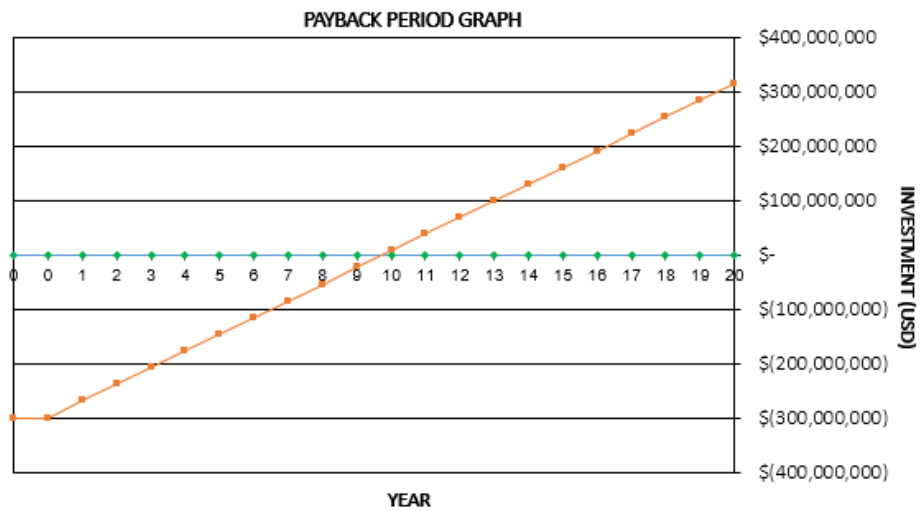


Gambar 4.8 Grafik *Payback Period* untuk Margin USD 1.50

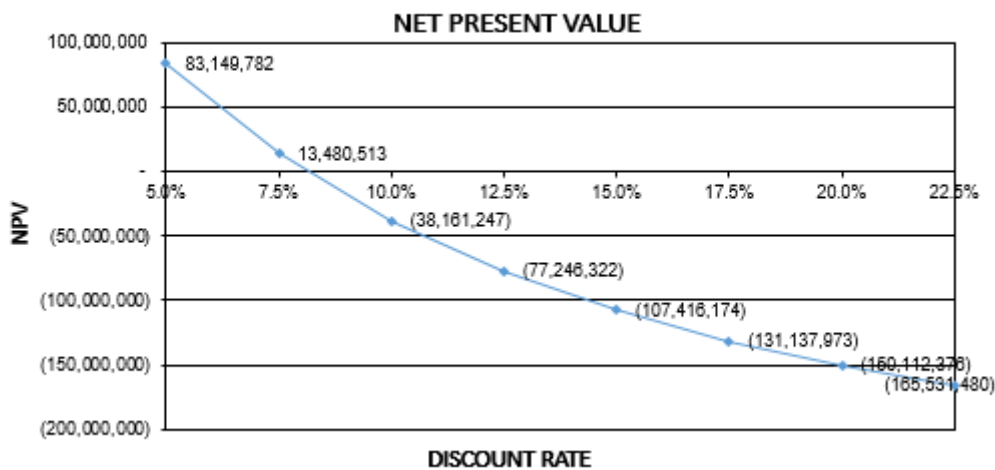


Gambar 4.9 *Net Present Value* untuk Margin USD 1.50

Namun, terlepas dari nilai PBP yang diperoleh sebelumnya, pada Gambar 4.9 dapat dilihat bahwa keseluruhan nilai NPV berada di area negatif. Hal ini menunjukkan proyek tidak *feasible* untuk dilakukan. Selanjutnya, margin dengan nilai USD 2.00 ditentukan untuk skenario berikutnya. Hasil analisa menunjukkan dengan melakukan skenario penjualan ini, diperoleh nilai lebih dari nol. Selain itu, pada nilai margin ini, diperoleh PBP sebesar 10 tahun. Hal ini berarti, pada tahun kesepuluh, keseluruhan biaya yang digunakan sebagai investasi telah kembali. Kedua hal ini menjadi indikasi bahwa skenario ini menjadikan proyek *feasible* untuk dilakukan.



Gambar 4.10 Grafik *Payback Period* untuk Margin USD 2.00



Gambar 4.11 Grafik *Net Present Value* untuk Margin USD 2.00

Berdasarkan Gambar 4.10 dan 4.11, nilai margin USD 2.00 merupakan nilai margin minimal yang harus digunakan oleh perusahaan agar proyek yang dijalankan menjadi *feasible*. Terlebih lagi, jika perusahaan ingin mendapatkan keuntungan lebih besar, maka nilai margin harus ditingkatkan dengan proporsi yang tepat. Peningkatan nilai margin meningkatkan nilai NPV dan menurunkan nilai PBP. Maka dari itu, kondisi ini menunjukkan semakin menguntungkan dan menariknya suatu proyek jika dilaksanakan.

Penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Antara (2016) menunjukkan bahwa skenario yang harus dilakukan agar proyek *feasible* adalah dengan menentukan margin sebesar USD 4.00. Sementara itu, pada penelitian yang dilakukan oleh Wijharnasir (2018) digunakan nilai margin yang sama dengan penelitian ini, yaitu USD 2.00 agar proyek yang dijalankan menjadi *feasible*. Namun, Wijharnasir (2018) memberikan solusi dengan cenderung menggunakan kapal yang berukuran lebih kecil. Di lain sisi, total biaya transportasi dan inventori yang diberikan oleh penelitian Wijharnasir (2018) lebih besar daripada penelitian ini yang cenderung menggunakan kapal yang berukuran lebih besar untuk mendistribusikan LNG sekaligus ke beberapa titik. Pada penelitian ini total biaya transportasi dan inventori menunjukkan nilai USD 706.578.015. Berikut adalah Tabel 4.22 yang menunjukkan nilai PBP, NPV, dan ROI untuk setiap skenario margin.

Tabel 4.22 Hasil Perhitungan dan Analisa *Economic Assessment*

Margin (USD)	PBP (years)	NPV (USD)	ROI
1.5	17	\$ (137,592,353.61)	5.79%
2	10	\$ 16,533,629.80	10.25%
2.5	7	\$ 170,659,613.21	14.71%
3	5	\$ 324,785,596.62	19.18%
3.5	4	\$ 478,911,580.02	23.64%
4	3	\$ 633,037,563.43	28.11%

Pada penelitian yang telah dilakukan oleh Wijharnasir (2018) dijelaskan bahwa untuk jenis *demand* dengan jumlah kecil dan tersebar secara geografis satu sama lain seperti kondisi studi kasus ini, maka menggunakan kapal yang berukuran lebih kecil dinilai akan lebih efisien. Namun, hasil dari penelitian ini menunjukkan

bahwa penggunaan kapal yang lebih besar juga dapat menjadi alternative yang menawarkan hasil yang lebih optimal, yaitu dengan cara menggabungkan beberapa *demand* yang ukurannya lebih kecil tapi berdekatan dan didistribusikan dengan kapal yang berukuran lebih besar. Penggabungan *demand* tersebut menjadikan proses pengangkutan dapat dilakukan dengan lebih efisien.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis data dan pembahasan yang telah dilakukan pada studi ini mengenai distribusi LNG untuk pembangkit di Wilayah Papua, maka dapat ditarik kesimpulan dari hasil yang telah didapat sebagai berikut:

1. Hasil Optimasi Distribusi LNG dengan menggunakan algoritma *Ant Colony Optimization* dengan fungsi tujuan *minimum total operational cost* membentuk tiga kluster rute optimal berupa:
 - a. Tangguh-Raja Ampat-Sarmi-Jayapura-Fakfak-Tangguh yang dilalui oleh LNG Carrier Norgas (10000 m³)
 - b. Tangguh-Biak-Nabire-Serui-Manokwari-Sorong-Tangguh yang dilalui oleh LNG Carrier Surya Aki (19500 m³), dan
 - c. Tangguh-Bintuni-Kaimana-Timika-Merauke-Tangguh yang dilalui oleh LNG Carrier Surya Aki (19500 m³).
2. Hasil analisa *economic assessment* menunjukkan bahwa untuk tetap mendapatkan keuntungan, maka margin harga penjualan LNG minimal adalah US\$ 2 yang akan menghasilkan *payback period* 10 tahun, nilai NPV positif sebesar US\$ 83,149,782 pada *discount rate* 5% dan US\$ 13,480,513 pada *discount rate* 7.5%, dan nilai ROI sebesar 10.25%.

5.2 Saran

Setelah melakukan optimasi pada sistem distribusi LNG dan analisa *economic assessment* terhadap proyek pembangunan PLTG di Pulau Papua, saran yang dapat diberikan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Pemilihan Margin penjualan sebesar US\$ 2 dapat menjadi pilihan terendah agar proyek yang dijalankan bersifat menguntungkan jika menerapkan rute pendistribusian LNG dan pemilihan LNG *carrier* seperti yang telah didapatkan pada penelitian ini. Menerapkan variasi margin juga dapat dipertimbangkan guna mengatasi kenaikan *discount rate* di Indonesia dimasa yang akan datang.

- b. Penelitian selanjutnya dapat dilakukan dengan menerapkan perubahan data input. Pemilihan area sistem distribusi LNG menggunakan LNG *carrier* bisa dipertimbangkan, agar sistem distribusi LNG di Indonesia dapat dimaksimalkan. Algoritma ACO yang digunakan pada penelitian ini juga masih bisa dikembangkan dengan melakukan pemilihan nilai parameter secara *random* seperti α , β , dan ρ . Implementasi algoritma *metaheuristic* selain ACO juga dapat diterapkan, sehingga perbandingan hasil yang didapatkan bisa diteliti lebih lanjut, untuk melihat algoritma mana yang memiliki kemampuan terbaik untuk menyelesaikan permasalahan CVRPTW pada sistem distribusi LNG.

DAFTAR PUSTAKA

- Agarwal, Randeep et al. 2017. "LNG Regasification Terminals : The Role of Geography and Meteorology on Technology Choices." *Multidisciplinary Digital Publishing Institute* 10:1–19.
- Antara, Gede Bagus Dwi Suasti. 2016. "Optimasi Dan Analisa Keekonomian Distribusi LNG Ke Pembangkit Di Wilayah Papua." *Thesis Proceeding*.
- Ardalan, Kavous. 2013. "Payback Period and NPV : Their Different Cash Flows." *Journal of Economics and Finance Education* 11(2):10–16.
- Artana, Ketut Buda, Yeyes Mulyadi, Taufik Fajar, and Gede Bagus Dwi. 2016. "Kajian Pemilihan Metode Distribusi LNG Ke Pembangkit Listrik Tenaga Gas Bintuni." Pp. 138–44 in *The 2nd Conference on Innovation and Industrial Applications (CINIA 2016)*.
- Bookbinder, James H. and Kathleen E. Reece. 1988. "Theory and Methodology Vehicle Routing Considerations in Distribution System Design." *European Journal of Operational Research* 37:204–13.
- Chopra, Sunil and Peter Meindl. 2013. *Supply Chain Management Strategy, Planning, and Operation Fifth Edition*.
- Christofides, Nicos. 1976. "The Vehicle Routing Problem." *RAIRO Recherche Operationnelle Nundam* 10(2):55–70.
- Dorigo, Marco, Thomas Stützle, and Mauro Birattari. 2006. "Ant Colony Optimization." *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.
- Eldem, Hüseyin and Erkan Ülker. 2017. "The Application of Ant Colony Optimization in the Solution of 3D Traveling Salesman Problem on a Sphere." *International Journal of Engineering Science and Technology*.
- Fatnassi, Ezzeddine, Olfa Chebbi, and Jouhaina Chaouachi Siala. 2014. "Comparison of Two Mathematical Formulations for the Offline Routing of Personal Rapid Transit System Vehicles." *Institute of Electrical and Electronics Engineers* 554–59.
- Hajdasiński, Mirosław M. 1993. "The Payback Period as a Measure of Profitability and Liquidity." *The Engineering Economist* 38(February 2015):37–41.
- Haroun, Sabry Ahmed, Benhra Jamal, and El Hassani Hicham. 2015. "A

- Performance Comparison of GA and ACO Applied to TSP.” *International Journal of Computer Application* 117(19):28–35.
- Hermiono, Agustinus. 2016. “The Effectiveness of Implementation School-Based Management in the Central Highlands of Papua Indonesia.” *International Journal of Education and Research* 4(10):291–304.
- Hillier, Frederick S. and Gerald J. Lieberman. 2010. *Introduction to Operations Research*.
- Karjono, Moedjiono, and Denni Kurniawan. 2016. “Ant Colony Optimization.” *Technology of Information and Communication Journal* 4(3).
- Laby, Dharma Arung, Sungkono, and Bagus Jaya Santosa. 2016. “RR-PSO : Fast and Robust Algorithm to Invert Rayleigh Waves Dispersion.” *Contemporary Engineering Sciences* 9(15):735–41.
- Li, Xiaoyan. 2015. “Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows: A Case Study on Pickup of Dietary Products in Nonprofit Organization.” *Thesis Proceeding* (December).
- Mirshekarian, Sadegh, Can Celikbilek, and Gürsel A. Süer. 2015. “A Heuristic for the Vehicle Routing Problem with Tight Time Windows and Limited Working Times.” *26th Annual Production and Operations Management Society Conference* 1–10.
- Mukhairez, Hosam Hasan and Ashraf Y. .. Maghari. 2015. “Performance Comparison of Simulated Annealing , GA and ACO Applied to TSP Performance Comparison of Simulated Annealing , GA and ACO Applied to TSP Gaza, Palestine.” *International Journal of Intelligent Computing Research* 6(December).
- Munirah, M. and Subanar. 2017. “Kajian Terhadap Beberapa Metode Optimasi (Survey of Optimization Methods).” *Jurnal Informatika International Standard of Serial Number* V:45–50.
- Rahmat, Basuki, A. .. Tjandrarini, and Dedy Budianto. 2006. “Perbandingan Genetic Algorithm , Multiple Ant Colony System Dan Tabu Search Untuk Penyelesaian Vehicle Routing Problem With Time Windows (VRPTW).” *Seminar Nasional Design and Application of Technology*.
- RUPTL. 2018. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero)*

Tahun 2018-2027.

- Stopford, Martin. 2003. *Maritime Economics Second Edition*.
- Wijharnasir, Ade Putri Aulia. 2014. "Planning and Design Piping of Regasification System at LNG Receiving Terminal, Pamaran, Bali with the Aid of Selection Process by TOPSIS Method." *Bachelor Proceeding*.
- Wijharnasir, Ade Putri Aulia, Muhammad Ansy Alghasi, and I. Nyoman Pujawan. 2018. "Greedy Approach for Solving The Capacitated Vehicle Routing Problem of Liquefied Natural Gas Distribution to Power Plants." *NAOME International Conference* 2–7.
- Wong, L. and N. H. Moin. 2014. "Ant Colony Optimization for One-to-Many Network Inventory Routing Problem." *Institute of Electrical and Electronics Engineers* 877–81.
- Yang, Jinhui, Xiaohu Shi, Maurizio Marchese, and Yanchun Liang. 2008. "An Ant Colony Optimization Method for Generalized TSP Problem." *Progress in Natural Science Elsevier* 18(11):1417–22.
- Žižlavský, Ondrej. 2014. "Net Present Value Approach : Method for Economic Assessment of Innovation Projects." *19th International Scientific Conference Economics and Management* 156(April):506–12.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

LAMPIRAN

Algoritma *Ant Colony Optimization* (ACO)

```
clc;clear;close all;
tic;
Zbest = inf;
terminal =14
for banyak_kapal=1:13
[ant BestSol terbaik]= aco(banyak_kapal,terminal);
st(banyak_kapal).Perkapal=terbaik;
st(banyak_kapal).z=BestSol.Cost;
st(banyak_kapal).jarak=sum([st(banyak_kapal).Perkapal.kuota]);
if(BestSol.Cost<Zbest)
    Zbest=BestSol.Cost;
    Bestterbaik=terbaik;
end
end
toc;

terminal=terminal1;
kapal=banyak_kapal;%ini bagian mengubah berapa banyak kapal
model=CreateModel(); % ini untuk menentukan titik dan jarak

CostFunction=@(tour) Zfunc(tour,model,terminal,kapal);%ini untuk
menentukan jarak pertitik

nVar=model.n;
per_kapal=nVar/kapal;
sisa=mod(nVar-1,kapal)
MaxIt=300; % Maximum Number of Iterations
nAnt=50; % Number of Ants (Population Size)
Q=X;
tau0=10*Q/(nVar*mean(model.D(:))); % Initial Phromone
alpha=X; % Phromone Exponential Weight
beta=X; % Heuristic Exponential Weight
rho=X; % Evaporation Rate

eta=1./model.D; % Heuristic Information Matrix

tau=tau0*ones(nVar,nVar); % Phromone Matrix perubahan nilai
feronome

BestCost=zeros(MaxIt,1); % Array to Hold Best Cost Values

% Ant Colony Matrix
ant=repmat(empty_ant,nAnt,1);
terbaik=repmat(empty_ant,nAnt,1);
% Best Ant
BestSol.Cost=inf;

for it=1:MaxIt
```

```

% Move Ants
for k=1:nAnt
    ant(k).Tour=terminal;

    %ant(k).Tour=[ant(k).Tour randi([1 nVar])];

    for l=2:nVar
        for q=1:per_kapal
            i=ant(k).Tour(end);

            P(ant(k).Tour)=0;

            P=P/sum(P);

            j=RouletteWheelSelection(P);

            ant(k).Tour=[ant(k).Tour j];
        end
        if (1-kapal)>1-mod(nVar,kapal)
            i=ant(k).Tour(end);

            P(ant(k).Tour)=0;

            P=P/sum(P);

            j=RouletteWheelSelection(P);

            ant(k).Tour=[ant(k).Tour j];
        end
        ant(k).Tour=[ant(k).Tour terminal];
    end
    [Z best] = CostFunction(ant(k).Tour);
    ant(k).Cost= Z;

    if ant(k).Cost<BestSol.Cost
        BestSol=ant(k);
        terbaik =best;
    end

end

% Update Phromones
for k=1:nAnt

    tour=ant(k).Tour;

    tour=[tour tour(1)];

    for l=1:nVar

        i=tour(l);
        j=tour(l+1);

    end
end

```

```

end

% Evaporation
tau=(1-rho)*tau;

% Store Best Cost
BestCost(it)=BestSol.Cost;

% Show Iteration Information
disp(['Iteration ' num2str(it) ': Best Cost = '
num2str(BestCost(it))]);

% Plot Solution
figure(1);
PlotSolution(BestSol.Tour,model);
pause(0.01);

end

function model=CreateModel()
data_kapal= csvread('data_kapal.csv');
data_posisi=csvread('Dataposisi.csv');
x=data_posisi(:,1)*10;

y=data_posisi(:,2)*10;

n=numel(x);

model.n=n;
model.x=x;
model.y=y;
model.D=data_kapal;

end

function PlotSolution(tour,model)

tour=[tour tour(1)];

plot(model.x(tour),model.y(tour),'k-o',...
      'MarkerSize',10,...
      'MarkerFaceColor','y',...
      'LineWidth',1.5);

xlabel('x');
ylabel('y');

axis equal;
grid on;

alpha = 0.1;

xmin = min(model.x);
xmax = max(model.x);

```

```

dx = xmax - xmin;

xmax = ceil((xmax + alpha*dx)/10)*10;

xlim([xmin xmax]);

ymin = min(model.y);

ymax = max(model.y);

dy = ymax - ymin;

ymax = ceil((ymax + alpha*dy)/10)*10;

ylim([ymin ymax]);

end

function j=RouletteWheelSelection(P)

    r=rand;

    C=cumsum(P);

    j=find(r<=C,1,'first');

end

function L=TourLength(tour,model)

    n=numel(tour);

    tour=[tour tour(1)];

    L=0;
    for i=1:n
        L=L+model.D(tour(i),tour(i+1));
    end

end

function [Z best] = Zfunc(tour,model,terminal1,kapal1)
Z=100000000000000;
terminal =terminal1;
kapal=kapal1;
kos= csvread('cost.csv');
demand = csvread('data_demand.csv');
rute = tour;
titik = find(rute==terminal);
coba.rutpal=[];
coba.titik=[];

```



```

coba.demand=[];
coba.kapil=[];

best=repmat(coba,kapal,1);
total=0;
for i=1:kapal
temp=rute(titik(i):titik(i+1));
best(i).rutpal = temp;
best(i).titik = temp;
best(i).titik(1) = [];
best(i).titik(end) = [];
best(i).demand = demand(best(i).titik,4);
jalur(i) =TourLength(temp,model);
end
total = sum(jalur);
waktu = jalur/28;
for k=1:kapal
kes =find(best(k).rutpal==terminal);
titik_waktu(k) = kes(2)-kes(1);
end
total_waktu = titik_waktu*12+waktu;
hari= total_waktu/24;
durasi=max(hari);
for j=1:kapal
best(j).hari=hari(j) ;
best(j).kuota = sum(best(j).demand*hari(j))+3*sum(best(j).demand);
for ks =5:-1:1
if (kos(ks,2)-best(j).kuota>=0)
best(j).kapil=ks;
best(j).bikapil=kos(best(j).kapil,4);
end
end
end
if(size([best.kapil],2)<kapal || durasi>8)
st(kapal).iter=best; %tambahin ini mas
else
for xs=1:size(best,1)
best(xs).PC = (365*kos(best(xs).kapil,2)*0.1*20)/hari(xs);
best(xs).CC = 365*best(xs).bikapil*20;
best(xs).FC = (365*kos(best(xs).kapil,12)*750*20)/hari(xs);
best(xs).TC = best(xs).FC+ best(xs).CC+ best(xs).PC;
best(xs).BOGTC = 1400000+175000;
best(xs).STC = (best(xs).kuota/400)*800000+160000++770000+20693;
best(xs).IC = best(xs).STC + best(xs).BOGTC;
end
total_tc=sum([best.TC]);
total_ic=sum([best.IC]);
Z= total_tc+total_ic;
st(kapal).iter=best; %tambahin ini juga mas
end

```

Matriks Waktu Berlayar

SELECTED SCENARIO: VELOCITY 15 KNOT														
Trip time from a port to another (hours)														
	Biak	Bintuni	Fakfak	Jayapura	Kaimana	Manokwari	Merauke	Nabire	Raja Ampat	Sarmi	Serui	Sorong	Timika	Tangguh
Biak		41	36	22	49	9	80	10	22	13	8	22	58	45
Bintuni	41		10	62	23	35	55	45	25	53	43	21	32	3
Fakfak	36	10		57	14	31	45	41	20	48	39	16	23	8
Jayapura	22	62	57		70	30	101	31	42	10	29	43	79	66
Kaimana	49	23	14	70		43	38	53	32	60	51	28	15	20
Manokwari	9	35	31	30	43		75	12	16	20	10	17	52	39
Merauke	80	55	45	101	38	75		85	64	92	83	60	27	52
Nabire	10	45	41	31	53	12	85		26	22	7	27	62	49
Raja Ampat	22	25	20	42	32	16	64	26		33	24	4	42	24
Sarmi	13	53	48	10	60	20	92	22	33		19	34	70	57
Serui	8	43	39	29	51	10	83	7	24	19		25	61	47
Sorong	22	21	16	43	28	17	60	27	4	34	25		38	19
Timika	58	32	23	79	15	52	27	62	42	70	61	38		30
Tangguh	45	3	8	66	20	39	52	49	24	57	47	19	30	

Spesifikasi LNG Carrier

Ship's Name	Owner	Dimension (m)			Service Speed (knot)	Deadweight (ton)	Load Capacity (m ³)	Cost (\$)	
		LOA	B	T				Buy	Charter/day
Shinjumaru	Japan Utilities	86.25	15.1	3.8	13	1781	2,500	45,000,000	18,000
Coral Methane	Anthony Veder	117.8	18.6	7.15	14	6150	7,500	60,000,000	25,000
Norgas	NGC	100	20	7.1	14	10446	10,000	80,000,000	30,000
Surya Aki	MOL	151	28	6.7	19.2	11612	19,500	120,000,000	35,000
Surya Satsuma	MOL	151	28	8	15	12493	23,000	140,000,000	40,000
Ship Operational			Cargo Pump Capacity (m ³ /hour)	Loading Time (hour)	Unloading Time (hour)	Engine Power (BHP)	Fuel Consumption (ton/day)		
Crew (person)	Maintenance	Insurance					MFO	MDO	
12	-	-	370	3	7	2562	7.9	0.65	
12	-	-	450	8	17	6700	11	0.8	
12	-	-	480	11	21	9648	16	1	
16	-	-	750	20	26	11826	16	0	
16	-	-	850	24	28	10447	19.7	0	

Equipment Detail

EQUIPMENT DETAILS	UNIT	PRICE	REQ. EQUIP.	TOTAL
LNG Pump Skid	set	900,000	2	\$ 1,800,000
LNG Metering unit	set	2,300	1	\$ 2,300
Cryogenic Line Pipe	m	770	1000	\$ 770,000
Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	225,768	1	\$ 225,768
LNG Storage Tank (ISO Container Tank)	m3	2,000	400	\$ 800,000
LNG Pump (RU Feeder)	set	80,000	2	\$ 160,000
Cryogenic Line Pipe	m	770	1000	\$ 770,000
Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	20,693	1	\$ 20,693
LNG Buffer Tank	set	400,000	1	\$ 400,000
VAPORIZER				
Heat Exchanger (Ambient Air Type)	set	120,000	2	\$ 240,000
Gas Heater (steam)	set	70,000	2	\$ 140,000
BOG Compressor	set	700,000	2	\$ 1,400,000
Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	175,000	1	\$ 175,000
Gas Heater (steam)	set	70,000	2	\$ 140,000
NG Line Pipe	m	100	1000	\$ 100,000
Pigging (Launcher and Receiver)	set	7,000	1	\$ 7,000
NG Metering Unit	set	1,500	1	\$ 1,500
Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	19,650	1	\$ 19,650
Self-Driven Electric Generator (Diesel) skid	set	1,200,000	1	\$ 1,200,000
Control Room	set	20,000	1	\$ 20,000
Office Building	set	50,000	1	\$ 50,000
Parking Area, Muster station, Utilization area, etc.	set	10,000	1	\$ 10,000

Hydrant	set	2,500	1	\$ 2,500
Fire Alarm, Gas Detector	set	5,000	1	\$ 5,000
Portable Fire Distinguisher	set	450	6	\$ 2,700
Nitrogen Storage Tank	set	20,000	1	\$ 20,000
Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	2,000	1	\$ 2,000
Process Control System (PCS), DCS (Hardware & Software)	set	800,000	1	\$ 800,000

System	Equipment Detail	Unit	Price (\$)	Req. Equipment	Total (\$)
LNG STORAGE SYSTEM	LNG Storage Tank (ISO Container Tank)	m3	2000	400	80000 0
	LNG Pump (RU Feeder)	set	80000	2	16000 0
	Cryogenic Line Pipe	m	770	1000	77000 0
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	20692.5	1	20692. 5
BOG TREATMENT/ UTILIZATION SYSTEM	BOG Compressor	set	700000	2	14000 00
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	175000	1	17500 0

Economic Study

Expenses

Investment (CAPEX)	Unit	Item	Price
Receiving Terminal	set	1	\$ 299,716,478
TOTAL			\$ 299,716,478
Operational Cost (OPEX)	Unit	Item	Price
Receiving Terminal Operational Cost	set	1	\$ 3,568,211
Fuel and Electricity Cost for Rec.Terminal	set	1	\$ 14,272,843
Maintenance of Rec.Terminal	set	1	\$ 5,352,316
Manning of Receiving Terminal	set	1	\$ 10,704,632
TOTAL			\$ 33,898,003

Other Input Data

Contract Duration	year	20
Total Investment	\$	299,716,478

Disposal Price	\$	89,914,943.25
Annual Depreciation	\$	10,490,076.71

Revenue

Gas Processing	mmbtu day	97,759	
	mmbtu year	35,682,108	
Margin	1.50	2.00	2.50
Revenue	\$ 53,523,162	\$ 71,364,216	\$ 89,205,270
3.00	3.50	4.00	
\$ 107,046,324	\$ 124,887,378	\$ 142,728,432	

Year	Proceeds (USD)	Cummulative Proceeds (USD)	Inv. Before Payback (USD)
0	-	-	(299,716,478)
0	-	-	(299,716,478)
1	17,341,389	17,341,389	(282,375,089)
2	17,341,389	34,682,777	(265,033,700)
3	17,341,389	52,024,166	(247,692,311)
4	17,341,389	69,365,555	(230,350,923)
5	17,341,389	86,706,944	(213,009,534)
6	17,341,389	104,048,332	(195,668,145)
7	17,341,389	121,389,721	(178,326,756)
8	17,341,389	138,731,110	(160,985,368)
9	17,341,389	156,072,499	(143,643,979)
10	17,341,389	173,413,887	(126,302,590)
11	17,341,389	190,755,276	(108,961,201)
12	17,341,389	208,096,665	(91,619,813)
13	17,341,389	225,438,053	(74,278,424)
14	17,341,389	242,779,442	(56,937,035)
15	17,341,389	260,120,831	(39,595,647)
16	17,341,389	277,462,220	(22,254,258)
17	17,341,389	294,803,608	(4,912,869)
18	17,341,389	312,144,997	12,428,520
19	17,341,389	329,486,386	29,769,908
20	17,341,389	346,827,775	47,111,297

Year	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	-	-	(299,716,478)

0	-	-	(299,716,478)
1	30,722,179	30,722,179	(268,994,298)
2	30,722,179	61,444,358	(238,272,119)
3	30,722,179	92,166,538	(207,549,940)
4	30,722,179	122,888,717	(176,827,761)
5	30,722,179	153,610,896	(146,105,581)
6	30,722,179	184,333,075	(115,383,402)
7	30,722,179	215,055,255	(84,661,223)
8	30,722,179	245,777,434	(53,939,044)
9	30,722,179	276,499,613	(23,216,864)
10	30,722,179	307,221,792	7,505,315
11	30,722,179	337,943,972	38,227,494
12	30,722,179	368,666,151	68,949,673
13	30,722,179	399,388,330	99,671,852
14	30,722,179	430,110,509	130,394,032
15	30,722,179	460,832,688	161,116,211
16	30,722,179	491,554,868	191,838,390
17	30,722,179	522,277,047	222,560,569
18	30,722,179	552,999,226	253,282,749
19	30,722,179	583,721,405	284,004,928
20	30,722,179	614,443,585	314,727,107

Year	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	-	-	(299,716,478)
0	-	-	(299,716,478)
1	44,102,970	44,102,970	(255,613,508)
2	44,102,970	88,205,939	(211,510,538)
3	44,102,970	132,308,909	(167,407,568)
4	44,102,970	176,411,879	(123,304,599)
5	44,102,970	220,514,849	(79,201,629)
6	44,102,970	264,617,818	(35,098,659)
7	44,102,970	308,720,788	9,004,311
8	44,102,970	352,823,758	53,107,280
9	44,102,970	396,926,728	97,210,250
10	44,102,970	441,029,697	141,313,220
11	44,102,970	485,132,667	185,416,190
12	44,102,970	529,235,637	229,519,159
13	44,102,970	573,338,606	273,622,129
14	44,102,970	617,441,576	317,725,099
15	44,102,970	661,544,546	361,828,068

16	44,102,970	705,647,516	405,931,038
17	44,102,970	749,750,485	450,034,008
18	44,102,970	793,853,455	494,136,978
19	44,102,970	837,956,425	538,239,947
20	44,102,970	882,059,395	582,342,917
Year	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	-	-	(299,716,478)
0	-	-	(299,716,478)
1	57,483,760	57,483,760	(242,232,717)
2	57,483,760	114,967,520	(184,748,957)
3	57,483,760	172,451,281	(127,265,197)
4	57,483,760	229,935,041	(69,781,437)
5	57,483,760	287,418,801	(12,297,676)
6	57,483,760	344,902,561	45,186,084
7	57,483,760	402,386,322	102,669,844
8	57,483,760	459,870,082	160,153,604
9	57,483,760	517,353,842	217,637,365
10	57,483,760	574,837,602	275,121,125
11	57,483,760	632,321,363	332,604,885
12	57,483,760	689,805,123	390,088,645
13	57,483,760	747,288,883	447,572,405
14	57,483,760	804,772,643	505,056,166
15	57,483,760	862,256,403	562,539,926
16	57,483,760	919,740,164	620,023,686
17	57,483,760	977,223,924	677,507,446
18	57,483,760	1,034,707,684	734,991,207
19	57,483,760	1,092,191,444	792,474,967
20	57,483,760	1,149,675,205	849,958,727

Velocity 15 knot

Trip time from a port to another (days)																
	7	1	-1	9	-2	4	-4	5	3	8	6	2	-3	0		
7	-	2	2	1	3	1	4	1	1	1	1	1	1	3	2	
1		-	1	3	1	2	3	2	2	3	2	1	2	1		
-1			-	3	1	2	2	2	1	3	2	1	1	1		
9				-	3	2	5	2	2	1	2	2	4	3		
-2					-	2	2	3	2	3	3	2	1	1		
4						-	4	1	1	1	1	1	3	2		
-4							-	4	3	4	4	3	2	3		
5								-	2	1	1	2	3	3		
3									-	2	2	1	2	1		
8										-	1	2	3	3		
6											-	2	3	2		
2												-	2	1		
-3													-	2		
0														-		

Economic Assessment Margin \$1.5

Year	Cumulative Investment	Revenue (USD)	Operational Cost (USD)	Depreciation (USD)	Earning Before Tax (USD)	Tax 25% (USD)	Earning After Tax (USD)	Proceeds (USD)	Cummulative Proceeds (USD)	Inv. Before Payback (USD)
0	\$299,716,478									\$(299,716,478)
1		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	17,341,389	(282,375,089)
2		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	34,682,777	(265,033,700)
3		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	52,024,166	(247,692,311)
4		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	69,365,555	(230,350,923)
5		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	86,706,944	(213,009,534)
6		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	104,048,332	(195,668,145)
7		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	121,389,721	(178,326,756)
8		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	138,731,110	(160,985,368)
9		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	156,072,499	(143,643,979)
10		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	173,413,887	(126,302,590)
11		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	190,755,276	(108,961,201)
12		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	208,096,665	(91,619,813)
13		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	225,438,053	(74,278,424)
14		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	242,779,442	(56,937,035)
15		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	260,120,831	(39,595,647)
16		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	277,462,220	(22,254,258)
17		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	294,803,608	(4,912,869)
18		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	312,144,997	12,428,520
19		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	329,486,386	29,769,908
20		53,523,162	33,898,003	10,490,077	9,135,083	2,283,771	6,851,312	17,341,389	346,827,775	47,111,297

Margin \$2

Year	Cumulative Investment	Revenue	Operational Cost	Depreciation	Earning Before Tax	Tax 25%	Earning After Tax	Proceeds	Cumulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	\$299,716,478									(299,716,478)
1		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	30,722,179	(268,994,298)
2		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	61,444,358	(238,272,119)
3		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	92,166,538	(207,549,940)
4		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	122,888,717	(176,827,761)
5		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	153,610,896	(146,105,581)
6		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	184,333,075	(115,383,402)
7		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	215,055,255	(84,661,223)
8		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	245,777,434	(53,939,044)
9		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	276,499,613	(23,216,864)
10		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	307,221,792	7,505,315
11		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	337,943,972	38,227,494
12		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	368,666,151	68,949,673
13		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	399,388,330	99,671,852
14		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	430,110,509	130,394,032
15		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	460,832,688	161,116,211
16		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	491,554,868	191,838,390
17		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	522,277,047	222,560,569
18		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	552,999,226	253,282,749
19		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	583,721,405	284,004,928
20		\$71,364,216	\$ 33,898,003	10,490,077	26,976,137	6,744,034	20,232,103	30,722,179	614,443,585	314,727,107

Margin \$2.5

Year	Cumulative Investment	Revenue	Operational Cost	Depreciation	Earning Before Tax	Tax 25%	Earning After Tax	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	\$299,716,478									\$ (299,716,478)
1		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	44,102,970	(255,613,508)
2		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	88,205,939	(211,510,538)
3		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	132,308,909	(167,407,568)
4		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	176,411,879	(123,304,599)
5		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	220,514,849	(79,201,629)
6		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	264,617,818	(35,098,659)
7		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	308,720,788	9,004,311
8		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	352,823,758	53,107,280
9		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	396,926,728	97,210,250
10		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	441,029,697	141,313,220
11		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	485,132,667	185,416,190
12		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	529,235,637	229,519,159
13		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	573,338,606	273,622,129
14		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	617,441,576	317,725,099
15		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	661,544,546	361,828,068
16		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	705,647,516	405,931,038
17		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	749,750,485	450,034,008
18		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	793,853,455	494,136,978
19		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	837,956,425	538,239,947
20		\$ 89,205,270	\$ 33,898,003	10,490,077	44,817,191	11,204,298	33,612,893	44,102,970	882,059,395	582,342,917

Margin \$3

Year	Cumulative Investment	Revenue	Operational Cost	Depreciation	Earning Before Tax	Tax 25%	Earning After Tax	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	\$299,716,478									(299,716,478)
1		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	57,483,760	(242,232,717)
2		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	114,967,520	(184,748,957)
3		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	172,451,281	(127,265,197)
4		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	229,935,041	(69,781,437)
5		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	287,418,801	(12,297,676)
6		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	344,902,561	45,186,084
7		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	402,386,322	102,669,844
8		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	459,870,082	160,153,604
9		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	517,353,842	217,637,365
10		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	574,837,602	275,121,125
11		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	632,321,363	332,604,885
12		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	689,805,123	390,088,645
13		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	747,288,883	447,572,405
14		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	804,772,643	505,056,166
15		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	862,256,403	562,539,926
16		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	919,740,164	620,023,686
17		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	977,223,924	677,507,446
18		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	1,034,707,684	734,991,207
19		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	1,092,191,444	792,474,967
20		\$ 107,046,324	\$ 33,898,003	10,490,077	62,658,245	15,664,561	46,993,684	57,483,760	1,149,675,205	849,958,727

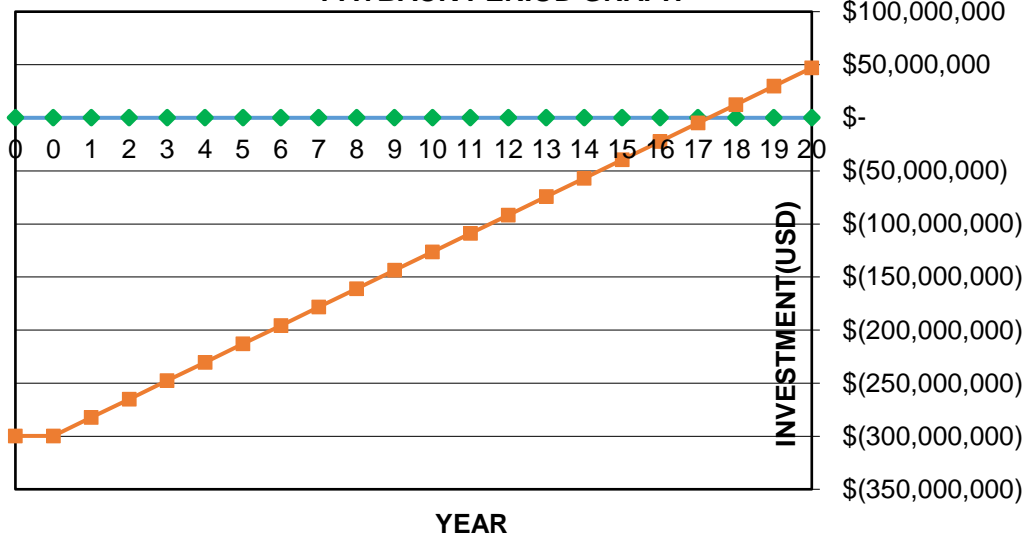
Margin \$3.5

Year			Cumulative Investment	Revenue	Operational Cost	Depreciation	Earning Before Tax	Tax 25%	Earning After Tax	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0			\$299,716,478									(299,716,478)
1				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	70,864,551	(228,851,927)
2				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	141,729,101	(157,987,376)
3				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	212,593,652	(87,122,825)
4				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	283,458,203	(16,258,275)
5				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	354,322,754	54,606,276
6				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	425,187,304	125,470,827
7				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	496,051,855	196,335,378
8				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	566,916,406	267,199,928
9				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	637,780,957	338,064,479
10				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	708,645,507	408,929,030
11				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	779,510,058	479,793,581
12				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	850,374,609	550,658,131
13				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	921,239,159	621,522,682
14				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	992,103,710	692,387,233
15				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,062,968,261	763,251,783
16				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,133,832,812	834,116,334
17				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,204,697,362	904,980,885
18				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,275,561,913	975,845,436
19				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,346,426,464	1,046,709,986
20				\$ 124,887,378	\$ 33,898,003	10,490,077	80,499,299	20,124,825	60,374,474	70,864,551	1,417,291,015	1,117,574,537

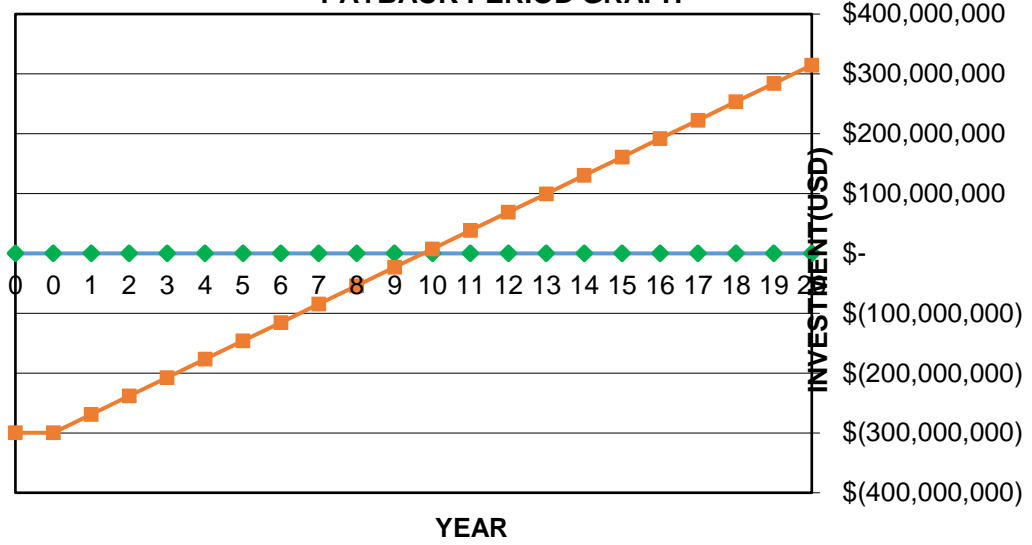
Margin \$4

Year	Cumulative Investment	Revenue	Operational Cost	Depreciation	Earning Before Tax	Tax 25%	Earning After Tax	Proceeds	Cummulative Proceeds	Inv. Before Payback
0	\$299,716,478									(299,716,478)
1		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	84,245,341	(215,471,136)
2		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	168,490,682	(131,225,795)
3		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	252,736,024	(46,980,454)
4		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	336,981,365	37,264,887
5		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	421,226,706	121,510,229
6		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	505,472,047	205,755,570
7		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	589,717,389	290,000,911
8		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	673,962,730	374,246,252
9		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	758,208,071	458,491,594
10		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	842,453,412	542,736,935
11		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	926,698,754	626,982,276
12		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,010,944,095	711,227,617
13		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,095,189,436	795,472,958
14		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,179,434,777	879,718,300
15		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,263,680,118	963,963,641
16		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,347,925,460	1,048,208,982
17		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,432,170,801	1,132,454,323
18		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,516,416,142	1,216,699,665
19		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,600,661,483	1,300,945,006
20		\$ 142,728,432	\$ 33,898,003	10,490,077	98,340,353	24,585,088	73,755,265	84,245,341	1,684,906,825	1,385,190,347

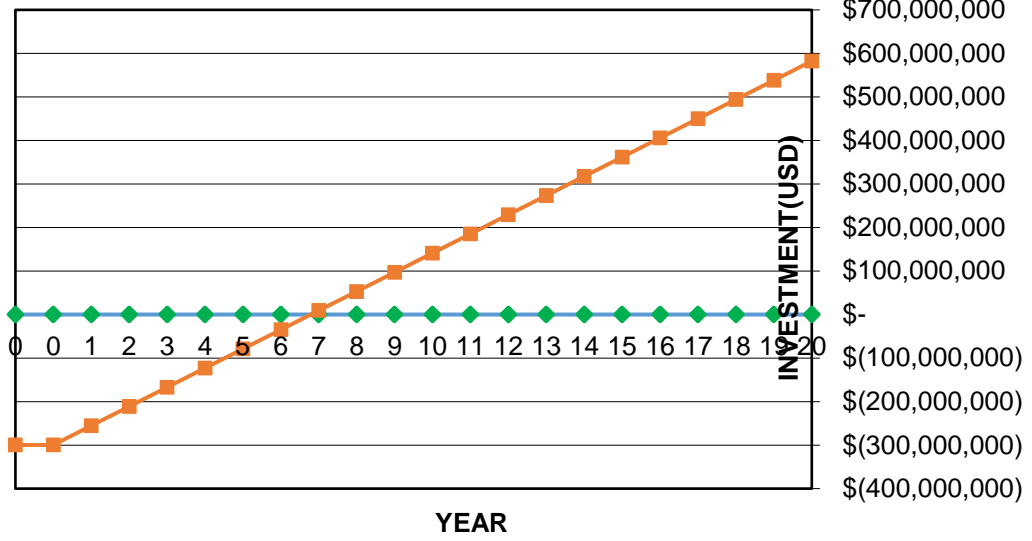
PAYBACK PERIOD GRAPH



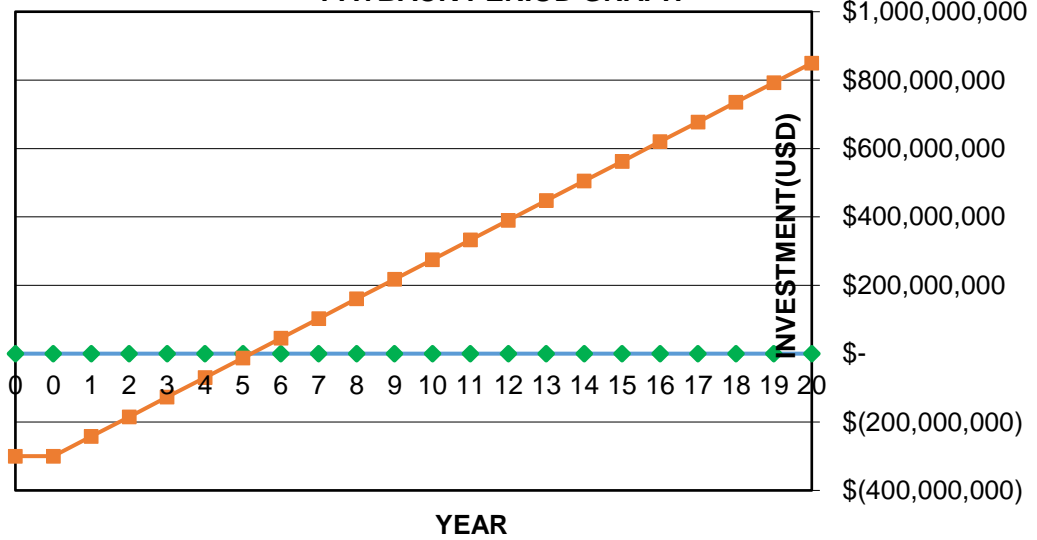
PAYBACK PERIOD GRAPH



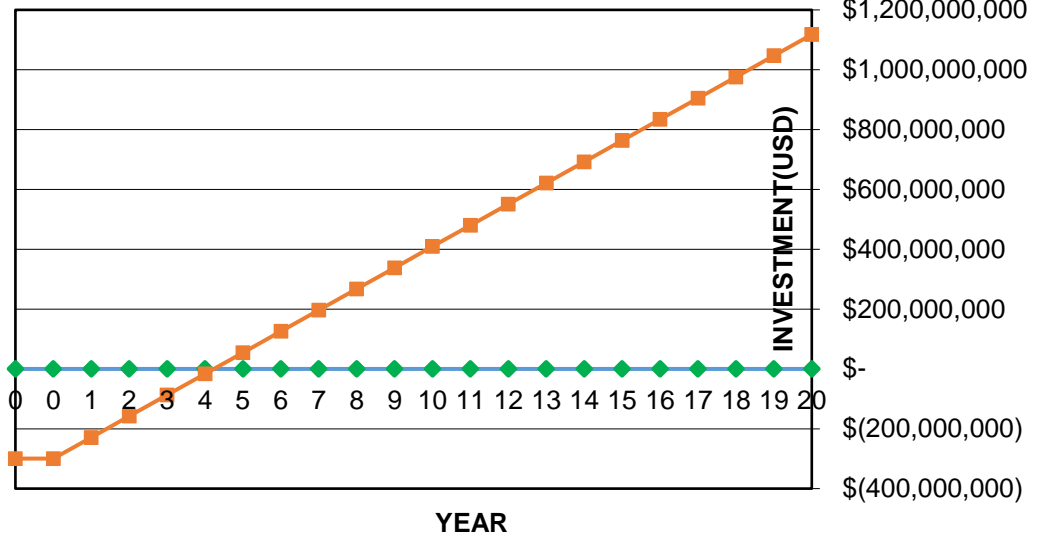
PAYBACK PERIOD GRAPH



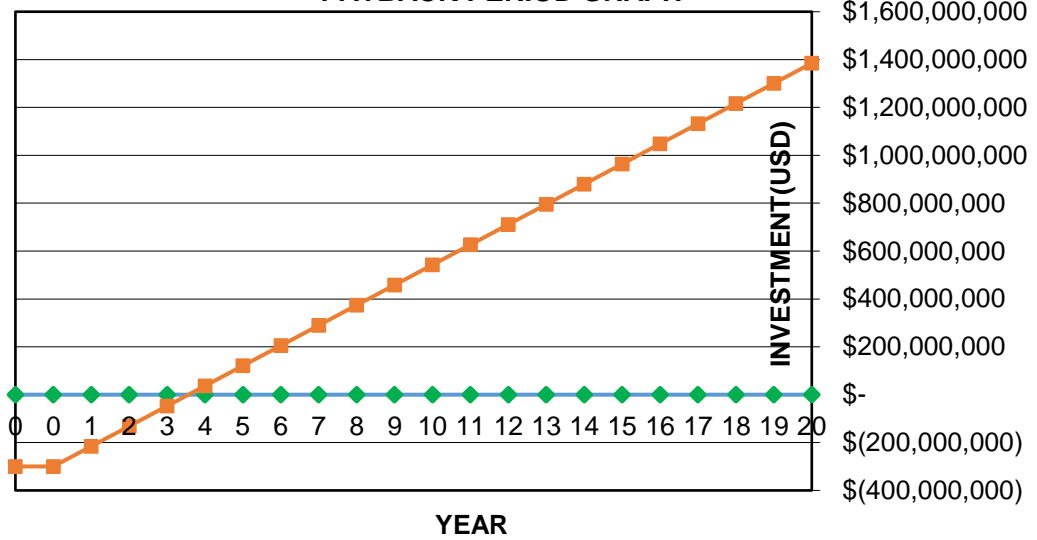
PAYBACK PERIOD GRAPH



PAYBACK PERIOD GRAPH



PAYBACK PERIOD GRAPH



NPV Margin \$1.5 (Discount Rate 5-12.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		17,341,389	0.9524	16,515,608	0.9302	16,131,524	0.9091	15,764,899	0.8889	15,414,568
2		17,341,389	0.9070	15,729,151	0.8653	15,006,069	0.8264	14,331,726	0.7901	13,701,838
3		17,341,389	0.8638	14,980,144	0.8050	13,959,134	0.7513	13,028,842	0.7023	12,179,412
4		17,341,389	0.8227	14,266,803	0.7488	12,985,241	0.6830	11,844,402	0.6243	10,826,144
5		17,341,389	0.7835	13,587,432	0.6966	12,079,294	0.6209	10,767,638	0.5549	9,623,239
6		17,341,389	0.7462	12,940,411	0.6480	11,236,553	0.5645	9,788,762	0.4933	8,553,990
7		17,341,389	0.7107	12,324,201	0.6028	10,452,607	0.5132	8,898,874	0.4385	7,603,547
8		17,341,389	0.6768	11,737,334	0.5607	9,723,355	0.4665	8,089,886	0.3897	6,758,708
9		17,341,389	0.6446	11,178,414	0.5216	9,044,982	0.4241	7,354,442	0.3464	6,007,741
10		17,341,389	0.6139	10,646,108	0.4852	8,413,937	0.3855	6,685,856	0.3079	5,340,214
11		17,341,389	0.5847	10,139,151	0.4513	7,826,918	0.3505	6,078,051	0.2737	4,746,857
12		17,341,389	0.5568	9,656,334	0.4199	7,280,854	0.3186	5,525,501	0.2433	4,219,428
13		17,341,389	0.5303	9,196,509	0.3906	6,772,887	0.2897	5,023,183	0.2163	3,750,603
14		17,341,389	0.5051	8,758,580	0.3633	6,300,360	0.2633	4,566,530	0.1922	3,333,869
15		17,341,389	0.4810	8,341,504	0.3380	5,860,800	0.2394	4,151,391	0.1709	2,963,439
16		17,341,389	0.4581	7,944,290	0.3144	5,451,907	0.2176	3,773,991	0.1519	2,634,168
17		17,341,389	0.4363	7,565,990	0.2925	5,071,541	0.1978	3,430,901	0.1350	2,341,483
18		17,341,389	0.4155	7,205,705	0.2720	4,717,713	0.1799	3,119,001	0.1200	2,081,318
19		17,341,389	0.3957	6,862,576	0.2531	4,388,570	0.1635	2,835,456	0.1067	1,850,061
20		17,341,389	0.3769	6,535,787	0.2354	4,082,391	0.1486	2,577,687	0.0948	1,644,498
			Total	(83,604,444)	Total	(122,929,840)	Total	(152,079,460)	Total	(174,141,354)

NPV Margin \$1.5 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		17,341,389	0.8696	15,079,468	0.8511	14,758,629	0.8333	14,451,157	0.8163	14,156,236
2		17,341,389	0.7561	13,112,581	0.7243	12,560,535	0.6944	12,042,631	0.6664	11,556,111
3		17,341,389	0.6575	11,402,245	0.6164	10,689,817	0.5787	10,035,526	0.5440	9,433,560
4		17,341,389	0.5718	9,914,995	0.5246	9,097,717	0.4823	8,362,938	0.4441	7,700,865
5		17,341,389	0.4972	8,621,735	0.4465	7,742,738	0.4019	6,969,115	0.3625	6,286,421
6		17,341,389	0.4323	7,497,161	0.3800	6,589,564	0.3349	5,807,596	0.2959	5,131,772
7		17,341,389	0.3759	6,519,270	0.3234	5,608,139	0.2791	4,839,663	0.2416	4,189,202
8		17,341,389	0.3269	5,668,931	0.2752	4,772,885	0.2326	4,033,053	0.1972	3,419,756
9		17,341,389	0.2843	4,929,505	0.2342	4,062,030	0.1938	3,360,877	0.1610	2,791,638
10		17,341,389	0.2472	4,286,526	0.1994	3,457,046	0.1615	2,800,731	0.1314	2,278,888
11		17,341,389	0.2149	3,727,414	0.1697	2,942,167	0.1346	2,333,943	0.1073	1,860,317
12		17,341,389	0.1869	3,241,230	0.1444	2,503,972	0.1122	1,944,952	0.0876	1,518,626
13		17,341,389	0.1625	2,818,460	0.1229	2,131,040	0.0935	1,620,793	0.0715	1,239,695
14		17,341,389	0.1413	2,450,835	0.1046	1,813,651	0.0779	1,350,661	0.0584	1,011,996
15		17,341,389	0.1229	2,131,161	0.0890	1,543,533	0.0649	1,125,551	0.0476	826,119
16		17,341,389	0.1069	1,853,184	0.0758	1,313,645	0.0541	937,959	0.0389	674,383
17		17,341,389	0.0929	1,611,464	0.0645	1,117,996	0.0451	781,633	0.0317	550,517
18		17,341,389	0.0808	1,401,273	0.0549	951,486	0.0376	651,361	0.0259	449,401
19		17,341,389	0.0703	1,218,498	0.0467	809,775	0.0313	542,800	0.0212	366,858
20		17,341,389	0.0611	1,059,564	0.0397	689,170	0.0261	452,334	0.0173	299,476
			Total	(191,170,977)	Total	(204,560,944)	Total	(215,271,202)	Total	(223,974,643)

NPV Margin \$2 (Discount Rate 5-12.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		30,722,179	0.9524	29,259,218	0.9302	28,578,771	0.9091	27,929,254	0.8889	27,308,604
2		30,722,179	0.9070	27,865,922	0.8653	26,584,904	0.8264	25,390,231	0.7901	24,274,314
3		30,722,179	0.8638	26,538,974	0.8050	24,730,143	0.7513	23,082,028	0.7023	21,577,168
4		30,722,179	0.8227	25,275,213	0.7488	23,004,784	0.6830	20,983,662	0.6243	19,179,705
5		30,722,179	0.7835	24,071,631	0.6966	21,399,799	0.6209	19,076,056	0.5549	17,048,627
6		30,722,179	0.7462	22,925,363	0.6480	19,906,790	0.5645	17,341,869	0.4933	15,154,335
7		30,722,179	0.7107	21,833,679	0.6028	18,517,944	0.5132	15,765,336	0.4385	13,470,520
8		30,722,179	0.6768	20,793,980	0.5607	17,225,995	0.4665	14,332,123	0.3897	11,973,796
9		30,722,179	0.6446	19,803,791	0.5216	16,024,181	0.4241	13,029,203	0.3464	10,643,374
10		30,722,179	0.6139	18,860,753	0.4852	14,906,215	0.3855	11,844,730	0.3079	9,460,777
11		30,722,179	0.5847	17,962,622	0.4513	13,866,246	0.3505	10,767,936	0.2737	8,409,579
12		30,722,179	0.5568	17,107,259	0.4199	12,898,834	0.3186	9,789,033	0.2433	7,475,182
13		30,722,179	0.5303	16,292,628	0.3906	11,998,915	0.2897	8,899,121	0.2163	6,644,606
14		30,722,179	0.5051	15,516,788	0.3633	11,161,782	0.2633	8,090,110	0.1922	5,906,316
15		30,722,179	0.4810	14,777,893	0.3380	10,383,053	0.2394	7,354,645	0.1709	5,250,059
16		30,722,179	0.4581	14,074,184	0.3144	9,658,654	0.2176	6,686,041	0.1519	4,666,719
17		30,722,179	0.4363	13,403,985	0.2925	8,984,794	0.1978	6,078,219	0.1350	4,148,195
18		30,722,179	0.4155	12,765,700	0.2720	8,357,948	0.1799	5,525,654	0.1200	3,687,284
19		30,722,179	0.3957	12,157,810	0.2531	7,774,835	0.1635	5,023,322	0.1067	3,277,586
20		30,722,179	0.3769	11,578,866	0.2354	7,232,405	0.1486	4,566,656	0.0948	2,913,410
			Total	83,149,782	Total	13,480,513	Total	(38,161,247)	Total	(77,246,322)

NPV Margin \$2 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		30,722,179	0.8696	26,714,938	0.8511	26,146,536	0.8333	25,601,816	0.8163	25,079,330
2		30,722,179	0.7561	23,230,381	0.7243	22,252,371	0.6944	21,334,847	0.6664	20,472,922
3		30,722,179	0.6575	20,200,332	0.6164	18,938,188	0.5787	17,779,039	0.5440	16,712,590
4		30,722,179	0.5718	17,565,506	0.5246	16,117,607	0.4823	14,815,866	0.4441	13,642,930
5		30,722,179	0.4972	15,274,353	0.4465	13,717,112	0.4019	12,346,555	0.3625	11,137,086
6		30,722,179	0.4323	13,282,046	0.3800	11,674,138	0.3349	10,288,796	0.2959	9,091,499
7		30,722,179	0.3759	11,549,605	0.3234	9,935,437	0.2791	8,573,996	0.2416	7,421,632
8		30,722,179	0.3269	10,043,135	0.2752	8,455,691	0.2326	7,144,997	0.1972	6,058,475
9		30,722,179	0.2843	8,733,161	0.2342	7,196,332	0.1938	5,954,164	0.1610	4,945,694
10		30,722,179	0.2472	7,594,053	0.1994	6,124,538	0.1615	4,961,803	0.1314	4,037,301
11		30,722,179	0.2149	6,603,524	0.1697	5,212,373	0.1346	4,134,836	0.1073	3,295,756
12		30,722,179	0.1869	5,742,195	0.1444	4,436,062	0.1122	3,445,697	0.0876	2,690,413
13		30,722,179	0.1625	4,993,213	0.1229	3,775,372	0.0935	2,871,414	0.0715	2,196,256
14		30,722,179	0.1413	4,341,924	0.1046	3,213,083	0.0779	2,392,845	0.0584	1,792,862
15		30,722,179	0.1229	3,775,586	0.0890	2,734,538	0.0649	1,994,038	0.0476	1,463,561
16		30,722,179	0.1069	3,283,119	0.0758	2,327,267	0.0541	1,661,698	0.0389	1,194,743
17		30,722,179	0.0929	2,854,886	0.0645	1,980,652	0.0451	1,384,748	0.0317	975,301
18		30,722,179	0.0808	2,482,509	0.0549	1,685,662	0.0376	1,153,957	0.0259	796,164
19		30,722,179	0.0703	2,158,704	0.0467	1,434,606	0.0313	961,631	0.0212	649,930
20		30,722,179	0.0611	1,877,134	0.0397	1,220,941	0.0261	801,359	0.0173	530,555
			Total	(107,416,174)	Total	(131,137,973)	Total	(150,112,376)	Total	(165,531,480)

NPV Margin \$2.5 (Discount Rate 5-12.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		44,102,970	0.9524	42,002,828	0.9302	41,026,018	0.9091	40,093,609	0.8889	39,202,640
2		44,102,970	0.9070	40,002,694	0.8653	38,163,738	0.8264	36,448,735	0.7901	34,846,791
3		44,102,970	0.8638	38,097,803	0.8050	35,501,152	0.7513	33,135,214	0.7023	30,974,925
4		44,102,970	0.8227	36,283,622	0.7488	33,024,327	0.6830	30,122,922	0.6243	27,533,267
5		44,102,970	0.7835	34,555,831	0.6966	30,720,304	0.6209	27,384,474	0.5549	24,474,015
6		44,102,970	0.7462	32,910,315	0.6480	28,577,027	0.5645	24,894,977	0.4933	21,754,680
7		44,102,970	0.7107	31,343,157	0.6028	26,583,281	0.5132	22,631,797	0.4385	19,337,493
8		44,102,970	0.6768	29,850,626	0.5607	24,728,634	0.4665	20,574,361	0.3897	17,188,883
9		44,102,970	0.6446	28,429,168	0.5216	23,003,380	0.4241	18,703,964	0.3464	15,279,007
10		44,102,970	0.6139	27,075,398	0.4852	21,398,493	0.3855	17,003,604	0.3079	13,581,340
11		44,102,970	0.5847	25,786,093	0.4513	19,905,575	0.3505	15,457,822	0.2737	12,072,302
12		44,102,970	0.5568	24,558,184	0.4199	18,516,814	0.3186	14,052,565	0.2433	10,730,935
13		44,102,970	0.5303	23,388,746	0.3906	17,224,943	0.2897	12,775,059	0.2163	9,538,609
14		44,102,970	0.5051	22,274,997	0.3633	16,023,203	0.2633	11,613,690	0.1922	8,478,763
15		44,102,970	0.4810	21,214,283	0.3380	14,905,305	0.2394	10,557,900	0.1709	7,536,679
16		44,102,970	0.4581	20,204,079	0.3144	13,865,400	0.2176	9,598,091	0.1519	6,699,270
17		44,102,970	0.4363	19,241,980	0.2925	12,898,047	0.1978	8,725,537	0.1350	5,954,907
18		44,102,970	0.4155	18,325,695	0.2720	11,998,183	0.1799	7,932,307	0.1200	5,293,250
19		44,102,970	0.3957	17,453,043	0.2531	11,161,100	0.1635	7,211,188	0.1067	4,705,111
20		44,102,970	0.3769	16,621,945	0.2354	10,382,419	0.1486	6,555,625	0.0948	4,182,321
			Total	249,904,008	Total	149,890,866	Total	75,756,966	Total	19,648,711

NPV Margin \$2.5 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		44,102,970	0.8696	38,350,408	0.8511	37,534,442	0.8333	36,752,475	0.8163	36,002,424
2		44,102,970	0.7561	33,348,181	0.7243	31,944,206	0.6944	30,627,062	0.6664	29,389,734
3		44,102,970	0.6575	28,998,418	0.6164	27,186,558	0.5787	25,522,552	0.5440	23,991,620
4		44,102,970	0.5718	25,216,016	0.5246	23,137,497	0.4823	21,268,793	0.4441	19,584,996
5		44,102,970	0.4972	21,926,971	0.4465	19,691,486	0.4019	17,723,994	0.3625	15,987,752
6		44,102,970	0.4323	19,066,931	0.3800	16,758,712	0.3349	14,769,995	0.2959	13,051,226
7		44,102,970	0.3759	16,579,940	0.3234	14,262,734	0.2791	12,308,329	0.2416	10,654,062
8		44,102,970	0.3269	14,417,339	0.2752	12,138,497	0.2326	10,256,941	0.1972	8,697,193
9		44,102,970	0.2843	12,536,817	0.2342	10,330,635	0.1938	8,547,451	0.1610	7,099,750
10		44,102,970	0.2472	10,901,580	0.1994	8,792,030	0.1615	7,122,876	0.1314	5,795,714
11		44,102,970	0.2149	9,479,634	0.1697	7,482,579	0.1346	5,935,730	0.1073	4,731,195
12		44,102,970	0.1869	8,243,160	0.1444	6,368,152	0.1122	4,946,442	0.0876	3,862,200
13		44,102,970	0.1625	7,167,966	0.1229	5,419,704	0.0935	4,122,035	0.0715	3,152,816
14		44,102,970	0.1413	6,233,014	0.1046	4,612,514	0.0779	3,435,029	0.0584	2,573,728
15		44,102,970	0.1229	5,420,012	0.0890	3,925,544	0.0649	2,862,524	0.0476	2,101,002
16		44,102,970	0.1069	4,713,054	0.0758	3,340,888	0.0541	2,385,437	0.0389	1,715,104
17		44,102,970	0.0929	4,098,308	0.0645	2,843,309	0.0451	1,987,864	0.0317	1,400,085
18		44,102,970	0.0808	3,563,746	0.0549	2,419,838	0.0376	1,656,553	0.0259	1,142,926
19		44,102,970	0.0703	3,098,909	0.0467	2,059,436	0.0313	1,380,461	0.0212	933,001
20		44,102,970	0.0611	2,694,704	0.0397	1,752,712	0.0261	1,150,384	0.0173	761,634
			Total	(23,661,371)	Total	(57,715,003)	Total	(84,953,550)	Total	(107,088,317)

NPV Margin \$3 (Discount Rate 5-12.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		57,483,760	0.9524	54,746,438	0.9302	53,473,265	0.9091	52,257,964	0.8889	51,096,676
2		57,483,760	0.9070	52,139,465	0.8653	49,742,572	0.8264	47,507,240	0.7901	45,419,267
3		57,483,760	0.8638	49,656,633	0.8050	46,272,160	0.7513	43,188,400	0.7023	40,372,682
4		57,483,760	0.8227	47,292,032	0.7488	43,043,870	0.6830	39,262,182	0.6243	35,886,829
5		57,483,760	0.7835	45,040,030	0.6966	40,040,809	0.6209	35,692,892	0.5549	31,899,403
6		57,483,760	0.7462	42,895,267	0.6480	37,247,265	0.5645	32,448,084	0.4933	28,355,025
7		57,483,760	0.7107	40,852,635	0.6028	34,648,618	0.5132	29,498,258	0.4385	25,204,467
8		57,483,760	0.6768	38,907,272	0.5607	32,231,273	0.4665	26,816,598	0.3897	22,403,970
9		57,483,760	0.6446	37,054,544	0.5216	29,982,579	0.4241	24,378,726	0.3464	19,914,640
10		57,483,760	0.6139	35,290,042	0.4852	27,890,771	0.3855	22,162,478	0.3079	17,701,903
11		57,483,760	0.5847	33,609,564	0.4513	25,944,904	0.3505	20,147,707	0.2737	15,735,024
12		57,483,760	0.5568	32,009,109	0.4199	24,134,794	0.3186	18,316,098	0.2433	13,986,688
13		57,483,760	0.5303	30,484,865	0.3906	22,450,971	0.2897	16,650,998	0.2163	12,432,612
14		57,483,760	0.5051	29,033,205	0.3633	20,884,624	0.2633	15,137,271	0.1922	11,051,211
15		57,483,760	0.4810	27,650,672	0.3380	19,427,558	0.2394	13,761,155	0.1709	9,823,298
16		57,483,760	0.4581	26,333,973	0.3144	18,072,147	0.2176	12,510,141	0.1519	8,731,821
17		57,483,760	0.4363	25,079,974	0.2925	16,811,299	0.1978	11,372,856	0.1350	7,761,618
18		57,483,760	0.4155	23,885,690	0.2720	15,638,418	0.1799	10,338,960	0.1200	6,899,216
19		57,483,760	0.3957	22,748,276	0.2531	14,547,365	0.1635	9,399,054	0.1067	6,132,637
20		57,483,760	0.3769	21,665,025	0.2354	13,532,433	0.1486	8,544,595	0.0948	5,451,233
			Total	416,658,234	Total	286,301,219	Total	189,675,178	Total	116,543,743

NPV Margin \$3 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		57,483,760	0.8696	49,985,878	0.8511	48,922,349	0.8333	47,903,134	0.8163	46,925,519
2		57,483,760	0.7561	43,465,981	0.7243	41,636,042	0.6944	39,919,278	0.6664	38,306,546
3		57,483,760	0.6575	37,796,505	0.6164	35,434,929	0.5787	33,266,065	0.5440	31,270,650
4		57,483,760	0.5718	32,866,526	0.5246	30,157,387	0.4823	27,721,721	0.4441	25,527,061
5		57,483,760	0.4972	28,579,588	0.4465	25,665,861	0.4019	23,101,434	0.3625	20,838,417
6		57,483,760	0.4323	24,851,816	0.3800	21,843,286	0.3349	19,251,195	0.2959	17,010,953
7		57,483,760	0.3759	21,610,275	0.3234	18,590,031	0.2791	16,042,662	0.2416	13,886,492
8		57,483,760	0.3269	18,791,543	0.2752	15,821,303	0.2326	13,368,885	0.1972	11,335,912
9		57,483,760	0.2843	16,340,472	0.2342	13,464,938	0.1938	11,140,738	0.1610	9,253,806
10		57,483,760	0.2472	14,209,106	0.1994	11,459,522	0.1615	9,283,948	0.1314	7,554,127
11		57,483,760	0.2149	12,355,745	0.1697	9,752,785	0.1346	7,736,624	0.1073	6,166,634
12		57,483,760	0.1869	10,744,126	0.1444	8,300,242	0.1122	6,447,186	0.0876	5,033,987
13		57,483,760	0.1625	9,342,718	0.1229	7,064,036	0.0935	5,372,655	0.0715	4,109,377
14		57,483,760	0.1413	8,124,103	0.1046	6,011,946	0.0779	4,477,213	0.0584	3,354,594
15		57,483,760	0.1229	7,064,437	0.0890	5,116,549	0.0649	3,731,011	0.0476	2,738,444
16		57,483,760	0.1069	6,142,989	0.0758	4,354,510	0.0541	3,109,175	0.0389	2,235,464
17		57,483,760	0.0929	5,341,729	0.0645	3,705,966	0.0451	2,590,980	0.0317	1,824,869
18		57,483,760	0.0808	4,644,982	0.0549	3,154,014	0.0376	2,159,150	0.0259	1,489,689
19		57,483,760	0.0703	4,039,115	0.0467	2,684,267	0.0313	1,799,291	0.0212	1,216,073
20		57,483,760	0.0611	3,512,274	0.0397	2,284,483	0.0261	1,499,409	0.0173	992,712
			Total	60,093,432	Total	15,707,967	Total	(19,794,724)	Total	(48,645,153)

NPV Margin \$3.5 (Discount Rate 5-12.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		70,864,551	0.9524	67,490,048	0.9302	65,920,512	0.9091	64,422,319	0.8889	62,990,712
2		70,864,551	0.9070	64,276,236	0.8653	61,321,407	0.8264	58,565,744	0.7901	55,991,744
3		70,864,551	0.8638	61,215,463	0.8050	57,043,169	0.7513	53,241,586	0.7023	49,770,439
4		70,864,551	0.8227	58,300,441	0.7488	53,063,413	0.6830	48,401,442	0.6243	44,240,390
5		70,864,551	0.7835	55,524,230	0.6966	49,361,315	0.6209	44,001,311	0.5549	39,324,791
6		70,864,551	0.7462	52,880,219	0.6480	45,917,502	0.5645	40,001,191	0.4933	34,955,370
7		70,864,551	0.7107	50,362,113	0.6028	42,713,955	0.5132	36,364,720	0.4385	31,071,440
8		70,864,551	0.6768	47,963,917	0.5607	39,733,912	0.4665	33,058,836	0.3897	27,619,058
9		70,864,551	0.6446	45,679,921	0.5216	36,961,778	0.4241	30,053,487	0.3464	24,550,274
10		70,864,551	0.6139	43,504,687	0.4852	34,383,050	0.3855	27,321,352	0.3079	21,822,465
11		70,864,551	0.5847	41,433,035	0.4513	31,984,232	0.3505	24,837,593	0.2737	19,397,747
12		70,864,551	0.5568	39,460,033	0.4199	29,752,774	0.3186	22,579,630	0.2433	17,242,442
13		70,864,551	0.5303	37,580,984	0.3906	27,676,999	0.2897	20,526,936	0.2163	15,326,615
14		70,864,551	0.5051	35,791,414	0.3633	25,746,046	0.2633	18,660,851	0.1922	13,623,658
15		70,864,551	0.4810	34,087,061	0.3380	23,949,810	0.2394	16,964,410	0.1709	12,109,918
16		70,864,551	0.4581	32,463,867	0.3144	22,278,893	0.2176	15,422,191	0.1519	10,764,372
17		70,864,551	0.4363	30,917,969	0.2925	20,724,552	0.1978	14,020,174	0.1350	9,568,330
18		70,864,551	0.4155	29,445,685	0.2720	19,278,653	0.1799	12,745,612	0.1200	8,505,182
19		70,864,551	0.3957	28,043,509	0.2531	17,933,630	0.1635	11,586,920	0.1067	7,560,162
20		70,864,551	0.3769	26,708,104	0.2354	16,682,447	0.1486	10,533,564	0.0948	6,720,144
			Total	583,412,460	Total	422,711,573	Total	303,593,391	Total	213,438,775

NPV Margin \$3.5 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		70,864,551	0.8696	61,621,348	0.8511	60,310,256	0.8333	59,053,792	0.8163	57,848,613
2		70,864,551	0.7561	53,583,781	0.7243	51,327,877	0.6944	49,211,494	0.6664	47,223,357
3		70,864,551	0.6575	46,594,592	0.6164	43,683,300	0.5787	41,009,578	0.5440	38,549,680
4		70,864,551	0.5718	40,517,037	0.5246	37,177,277	0.4823	34,174,648	0.4441	31,469,126
5		70,864,551	0.4972	35,232,206	0.4465	31,640,235	0.4019	28,478,874	0.3625	25,689,083
6		70,864,551	0.4323	30,636,701	0.3800	26,927,860	0.3349	23,732,395	0.2959	20,970,680
7		70,864,551	0.3759	26,640,609	0.3234	22,917,328	0.2791	19,776,996	0.2416	17,118,922
8		70,864,551	0.3269	23,165,747	0.2752	19,504,109	0.2326	16,480,830	0.1972	13,974,630
9		70,864,551	0.2843	20,144,128	0.2342	16,599,241	0.1938	13,734,025	0.1610	11,407,861
10		70,864,551	0.2472	17,516,633	0.1994	14,127,014	0.1615	11,445,021	0.1314	9,312,540
11		70,864,551	0.2149	15,231,855	0.1697	12,022,991	0.1346	9,537,517	0.1073	7,602,073
12		70,864,551	0.1869	13,245,091	0.1444	10,232,332	0.1122	7,947,931	0.0876	6,205,774
13		70,864,551	0.1625	11,517,471	0.1229	8,708,368	0.0935	6,623,276	0.0715	5,065,938
14		70,864,551	0.1413	10,015,192	0.1046	7,411,377	0.0779	5,519,396	0.0584	4,135,460
15		70,864,551	0.1229	8,708,862	0.0890	6,307,555	0.0649	4,599,497	0.0476	3,375,885
16		70,864,551	0.1069	7,572,924	0.0758	5,368,132	0.0541	3,832,914	0.0389	2,755,825
17		70,864,551	0.0929	6,585,151	0.0645	4,568,623	0.0451	3,194,095	0.0317	2,249,653
18		70,864,551	0.0808	5,726,218	0.0549	3,888,190	0.0376	2,661,746	0.0259	1,836,451
19		70,864,551	0.0703	4,979,320	0.0467	3,309,098	0.0313	2,218,122	0.0212	1,499,144
20		70,864,551	0.0611	4,329,844	0.0397	2,816,253	0.0261	1,848,435	0.0173	1,223,791
			Total	143,848,235	Total	89,130,937	Total	45,364,103	Total	9,798,010

NPV Margin \$4 (Discount Rate 5-12.5%)

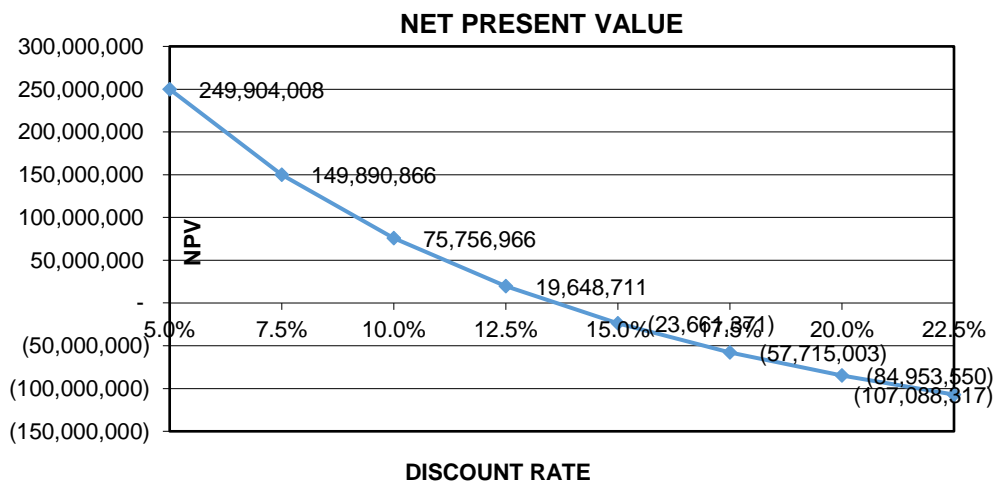
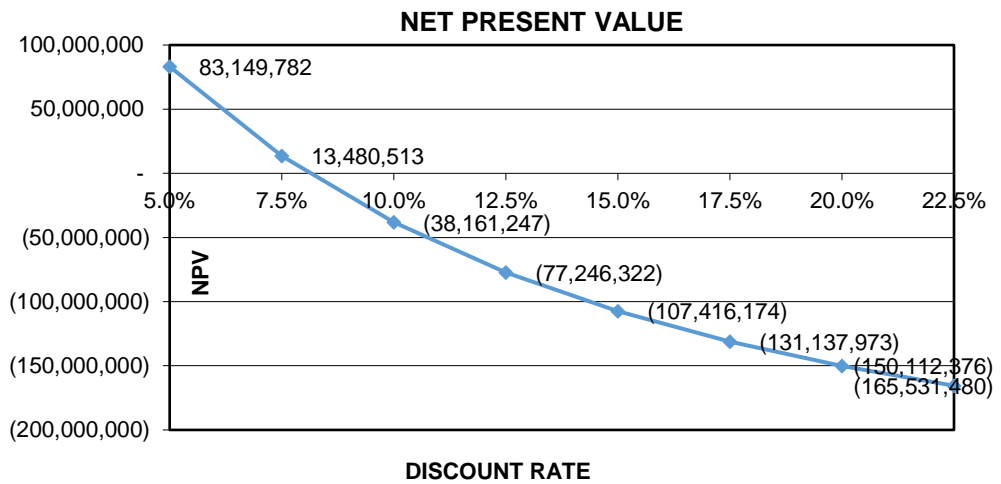
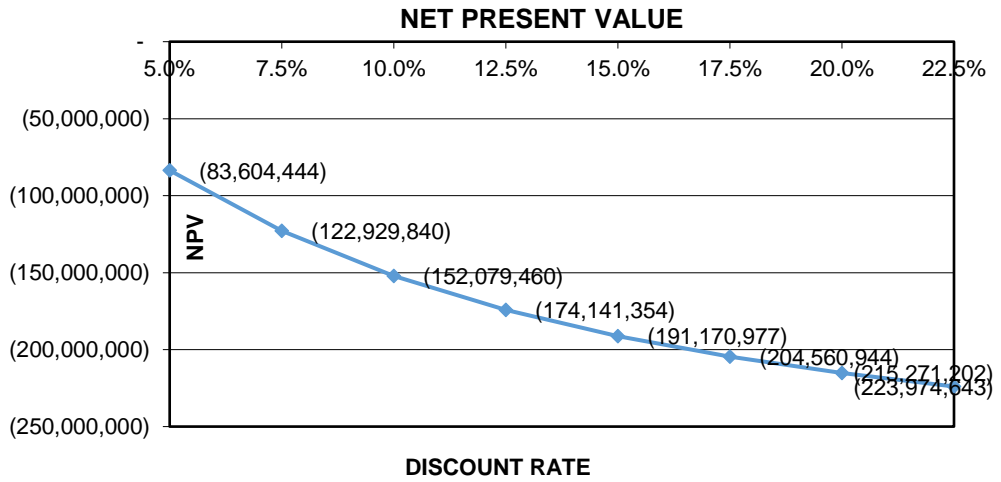
Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 5.0%	NPV	<i>i</i> 7.5%	NPV	<i>i</i> 10.0%	NPV	<i>i</i> 12.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		84,245,341	0.9524	80,233,658	0.9302	78,367,759	0.9091	76,586,674	0.8889	74,884,748
2		84,245,341	0.9070	76,413,008	0.8653	72,900,241	0.8264	69,624,249	0.7901	66,564,220
3		84,245,341	0.8638	72,774,293	0.8050	67,814,178	0.7513	63,294,772	0.7023	59,168,196
4		84,245,341	0.8227	69,308,851	0.7488	63,082,956	0.6830	57,540,702	0.6243	52,593,952
5		84,245,341	0.7835	66,008,429	0.6966	58,681,820	0.6209	52,309,729	0.5549	46,750,179
6		84,245,341	0.7462	62,865,171	0.6480	54,587,739	0.5645	47,554,299	0.4933	41,555,715
7		84,245,341	0.7107	59,871,591	0.6028	50,779,292	0.5132	43,231,181	0.4385	36,938,413
8		84,245,341	0.6768	57,020,563	0.5607	47,236,551	0.4665	39,301,073	0.3897	32,834,145
9		84,245,341	0.6446	54,305,298	0.5216	43,940,978	0.4241	35,728,249	0.3464	29,185,907
10		84,245,341	0.6139	51,719,332	0.4852	40,875,328	0.3855	32,480,226	0.3079	25,943,028
11		84,245,341	0.5847	49,256,506	0.4513	38,023,561	0.3505	29,527,478	0.2737	23,060,470
12		84,245,341	0.5568	46,910,958	0.4199	35,370,754	0.3186	26,843,162	0.2433	20,498,195
13		84,245,341	0.5303	44,677,103	0.3906	32,903,027	0.2897	24,402,875	0.2163	18,220,618
14		84,245,341	0.5051	42,549,622	0.3633	30,607,467	0.2633	22,184,431	0.1922	16,196,105
15		84,245,341	0.4810	40,523,450	0.3380	28,472,063	0.2394	20,167,665	0.1709	14,396,538
16		84,245,341	0.4581	38,593,761	0.3144	26,485,640	0.2176	18,334,241	0.1519	12,796,922
17		84,245,341	0.4363	36,755,963	0.2925	24,637,804	0.1978	16,667,492	0.1350	11,375,042
18		84,245,341	0.4155	35,005,679	0.2720	22,918,888	0.1799	15,152,265	0.1200	10,111,149
19		84,245,341	0.3957	33,338,742	0.2531	21,319,896	0.1635	13,774,786	0.1067	8,987,688
20		84,245,341	0.3769	31,751,183	0.2354	19,832,461	0.1486	12,522,533	0.0948	7,989,056
			Total	750,166,685	Total	559,121,926	Total	417,511,603	Total	310,333,807

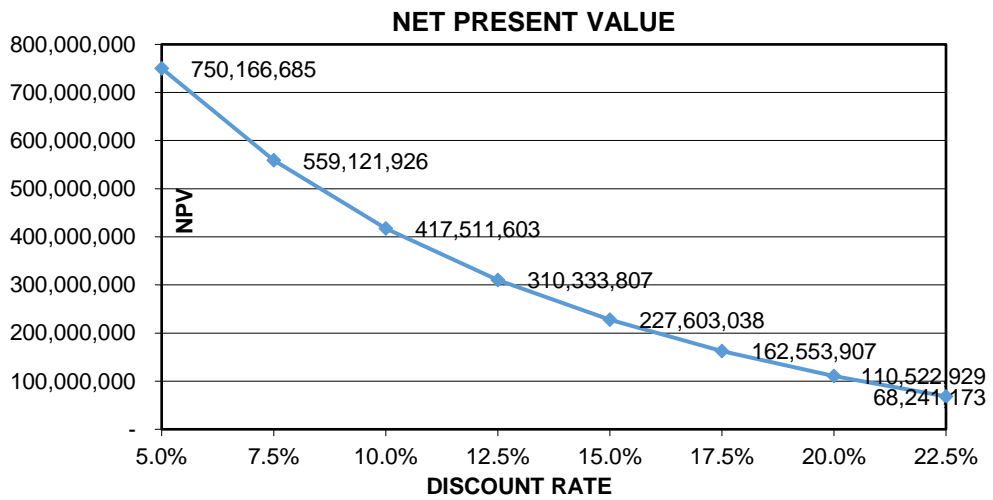
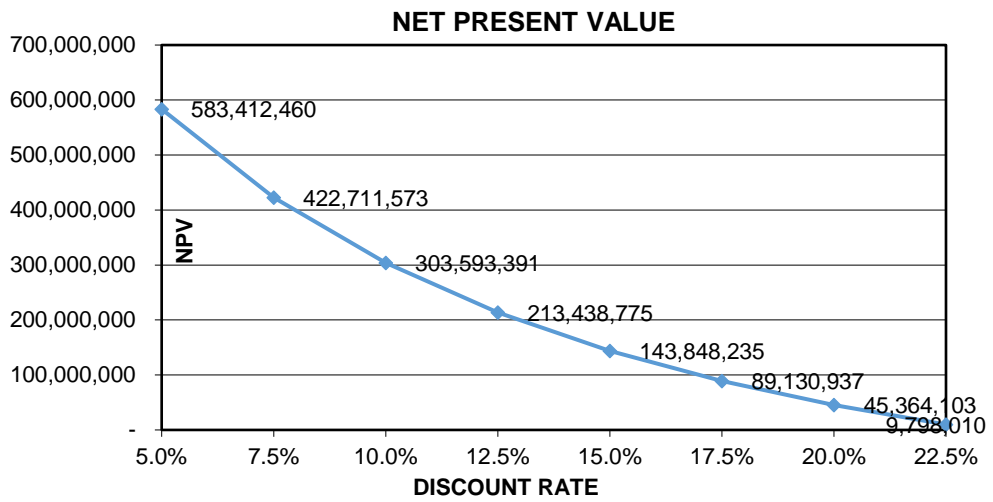
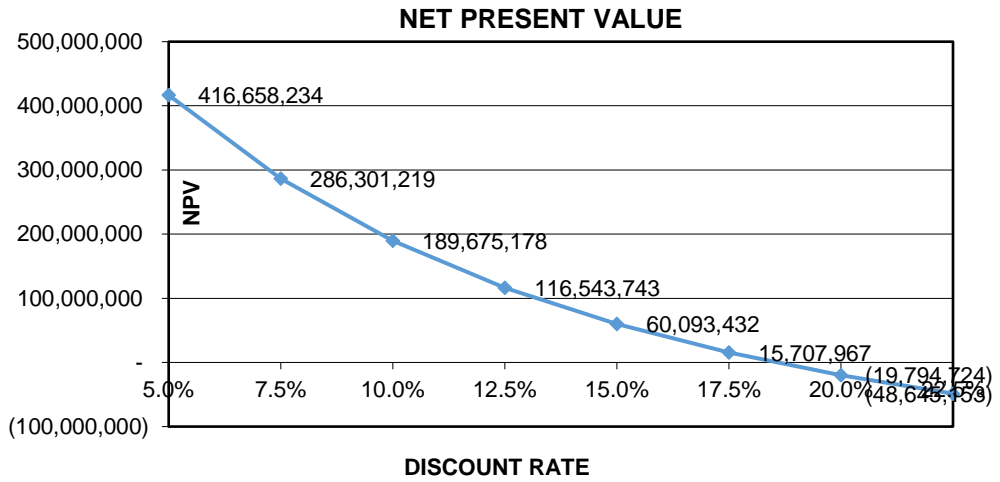
NPV Margin \$4 (Discount Rate 15-22.5%)

Year	Investment	Proceeds	<i>i</i> 15.0%	NPV	<i>i</i> 17.5%	NPV	<i>i</i> 20.0%	NPV	<i>i</i> 22.5%	NPV
0	(299,716,478)	-		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)		(299,716,478)
1		84,245,341	0.8696	73,256,818	0.8511	71,698,163	0.8333	70,204,451	0.8163	68,771,707
2		84,245,341	0.7561	63,701,581	0.7243	61,019,713	0.6944	58,503,709	0.6664	56,140,169
3		84,245,341	0.6575	55,392,679	0.6164	51,931,671	0.5787	48,753,091	0.5440	45,828,709
4		84,245,341	0.5718	48,167,547	0.5246	44,197,166	0.4823	40,627,576	0.4441	37,411,191
5		84,245,341	0.4972	41,884,824	0.4465	37,614,610	0.4019	33,856,313	0.3625	30,539,748
6		84,245,341	0.4323	36,421,586	0.3800	32,012,434	0.3349	28,213,594	0.2959	24,930,407
7		84,245,341	0.3759	31,670,944	0.3234	27,244,625	0.2791	23,511,329	0.2416	20,351,352
8		84,245,341	0.3269	27,539,951	0.2752	23,186,915	0.2326	19,592,774	0.1972	16,613,349
9		84,245,341	0.2843	23,947,784	0.2342	19,733,544	0.1938	16,327,312	0.1610	13,561,917
10		84,245,341	0.2472	20,824,160	0.1994	16,794,506	0.1615	13,606,093	0.1314	11,070,953
11		84,245,341	0.2149	18,107,965	0.1697	14,293,196	0.1346	11,338,411	0.1073	9,037,513
12		84,245,341	0.1869	15,746,057	0.1444	12,164,422	0.1122	9,448,676	0.0876	7,377,561
13		84,245,341	0.1625	13,692,223	0.1229	10,352,700	0.0935	7,873,896	0.0715	6,022,499
14		84,245,341	0.1413	11,906,281	0.1046	8,810,808	0.0779	6,561,580	0.0584	4,916,326
15		84,245,341	0.1229	10,353,288	0.0890	7,498,560	0.0649	5,467,984	0.0476	4,013,327
16		84,245,341	0.1069	9,002,859	0.0758	6,381,754	0.0541	4,556,653	0.0389	3,276,185
17		84,245,341	0.0929	7,828,573	0.0645	5,431,280	0.0451	3,797,211	0.0317	2,674,437
18		84,245,341	0.0808	6,807,455	0.0549	4,622,366	0.0376	3,164,342	0.0259	2,183,214
19		84,245,341	0.0703	5,919,526	0.0467	3,933,928	0.0313	2,636,952	0.0212	1,782,215
20		84,245,341	0.0611	5,147,414	0.0397	3,348,024	0.0261	2,197,460	0.0173	1,454,870
			Total	227,603,038	Total	162,553,907	Total	110,522,929	Total	68,241,173

NPV Results based on Discount Rate

Discount Rate	NPV	Discount Rate	NPV	Discount Rate	NPV
0.05	-83604443.54	0.05	83149782.22	0.05	249904008
0.075	-122929840	0.075	13480513.18	0.075	149890866.3
0.1	-152079459.6	0.1	-38161247.03	0.1	75756965.51
0.125	-174141353.9	0.125	-77246321.68	0.125	19648710.58
0.15	-191170977.2	0.15	-107416174.1	0.15	-23661371
0.175	-204560943.5	0.175	-131137973.5	0.175	-57715003.43
0.2	-215271202.4	0.2	-150112376.2	0.2	-84953549.93
0.225	-223974643.4	0.225	-165531480	0.225	-107088316.7
Discount Rate	NPV	Discount Rate	NPV	Discount Rate	NPV
0.05	416658233.7	0.05	583412459.5	0.05	750166685.3
0.075	286301219.4	0.075	422711572.6	0.075	559121925.7
0.1	189675178.1	0.1	303593390.6	0.1	417511603.1
0.125	116543742.8	0.125	213438775.1	0.125	310333807.4
0.15	60093432.12	0.15	143848235.2	0.15	227603038.4
0.175	15707966.61	0.175	89130936.66	0.175	162553906.7
0.2	-19794723.69	0.2	45364102.55	0.2	110522928.8
0.225	-48645153.3	0.225	9798010.067	0.225	68241173.43





BIOGRAPHY



Wildan Manggara Hidayatullah lahir di Serang, 22 Agustus 1993. Meraih gelar Sarjana Sains dari Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) di Indonesia pada tahun 2016. Kemudian, melanjutkan studi ke jenjang magister manajemen teknologi, jurusan manajemen industri di Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, Indonesia pada 2017. Selama masa perkuliahan, penulis tertarik untuk menekuni bidang *Supply Chain Management*, Sistem Distribusi beserta optimasinya, *Marketing*, dan juga Manajemen Keuangan. Selain menekuni perkuliahan pascasarjana, penulis juga tekun menjalani kegiatan *entrepreneur*, serta aktif didalam forum diskusi kemahasiswaan. Dengan berbekal pengalaman berorganisasi, penulis aktif sebagai mentor mahasiswa yang masih menjalani proses perkuliahan dijenjang sarjana. Membagikan pengalaman yang dimiliki kepada generasi berikutnya merupakan kegemaran yang selalu dijalankan. Penulis juga gemar mengisi waktu luangnya untuk mengikuti berbagai kegiatan *outdoor* seperti *traveling* maupun olahraga. Hingga penelitian ini selesai dilakukan, penulis tertarik untuk menjadi sukarelawan di beberapa kegiatan ataupun organisasi. Akhir kata, bila ada kritik, saran, pertanyaan, maupun diskusi, jangan ragu untuk menghubungi penulis.

Email: wildan.manggara@gmail.com