



TUGAS AKHIR - ME 184834

SIMULASI DAN ANALISA EKONOMI DISTRIBUSI LNG UNTUK
PEMBANGKIT LISTRIK WILAYAH MALUKU DAN PAPUA

Christa Dian Pratiwi
NRP 04211745000021

Dosen Pembimbing
A.A. Bagus Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019



TUGAS AKHIR - ME 184834

SIMULASI DAN ANALISA EKONOMI DISTRIBUSI LNG
UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK WILAYAH MALUKU DAN
PAPUA

Christa Dian Pratiwi
NRP 04211745000021

Dosen Pembimbing
A.A. Bagus Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019



BACHELOR THESIS - ME 184834

SIMULATION AND ECONOMIC ANALYSIS of LNG
DISTRIBUTION FOR POWER PLANTS IN
MALUKU AND PAPUA REGION

Christa Dian Pratiwi
NRP 04211745000021

Supervisors

A.A. Bagus Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc

DEPARTEMENT OF MARINE ENGINEERING
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019

LEMBAR PENGESAHAN

SIMULASI DAN ANALISA EKONOMI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK WILAYAH MALUKU DAN PAPUA

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Marine Reliability, Availability, Management and Safety* (RAMS)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

CHRISTA DIAN PRATIWI
NRP. 0421174500021

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

A.A. Bagus Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D.



Prof. Dr.Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.



“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

SIMULASI DAN ANALISA EKONOMI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK WILAYAH MALUKU DAN PAPUA

TUGAS AKHIR

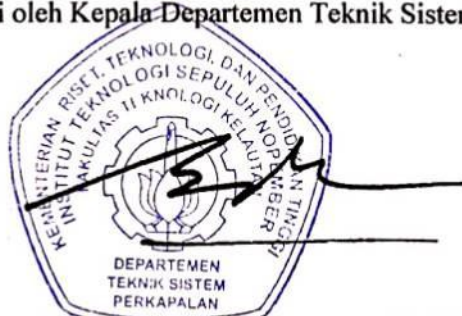
Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Marine Reliability, Availability, Management and Safety* (RAMS)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

CHRISTA DIAN PRATIWI

NRP. 0421174500021

Disetujui oleh Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan:



Dr. Eng. M. Badrus Zaman., ST., MT.

NIP. 197708022008011007

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

SIMULASI DAN ANALISA EKONOMI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK DI WILAYAH MALUKU DAN PAPUA

Nama : Christa Dian Pratiwi
NRP : 04211745000021
Dosen Pembimbing 1 : A.A.B. Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D
Dosen Pembimbing 2 : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.

ABSTRAK

Berdasarkan data dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Menteri ESDM) kenaikan permintaan listrik di Indonesia mencapai 7,5% per tahun. Rencana pengembangan pembangkit listrik telah dibuat oleh PT. PLN (Persero) untuk mengantisipasi peningkatan permintaan tenaga listrik tersebut. Kepulauan Maluku adalah wilayah dengan rencana pengembangan terbesar. PT. PLN (Persero) dengan memprioritaskan perencanaan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan menggunakan gas (LNG, mini LNG dan CNG). Cadangan gas terbesar saat ini terdapat di wilayah East Natuna sebesar 46 TSCF dan Papua – Maluku – Sulawesi sebesar 40,61 TSCF ; Sehingga tahun 2027 PT. PLN (Persero) telah merencanakan beberapa pembangkit baru dan perubahan kapasitas pembangkit untuk wilayah Maluku dan Papua dengan penambahan kapasitas rata-rata 154 MW per tahun. Terdapat sebanyak 69 pembangkit listrik di Wilayah Maluku dan Papua yang menggunakan gas sebagai bahan bakar untuk membangkitkan listrik. Kemudian dari 69 pembangkit listrik tersebut ditentukan menjadi 31 titik area terminal penerima LNG yang di bagi menjadi 6 cluster. Simulasi distribusi di lakukan untuk mendapatkan pola transportasi LNG yang terbaik berdasarkan beberapa alternatif model yang dipertimbangkan. Pertimbangan skenario yang akan disimulasikan adalah dengan memperhatikan *Re Order Point* (ROP) setiap cluster. Terdapat 2 model yang akan di simulasikan. Model pertama adalah model yang disimulasikan berdasarkan kondisi saat ini dan model kedua disimulasikan ketika ada kenaikan permintaan LNG setiap tahunnya yang akan disimulasikan selama sepuluh tahun. Lokasi sumber kilang LNG berada di Fak-Fak dengan jenis kilang terapung atau *Floating Storage Unit* (FSU). LNG. Pada tugas akhir ini menggunakan kapal LNG dengan kapasitas 7.500 m³ , 10.000 m³ , 12.000 m³ , 14.000 m³ sebagai moda transportasi yang digunakan untuk distribusi dari FSU Fak-Fak menuju semua terminal di setiap cluster. Untuk cluster 1 dan cluster 2 masing-masing disuplai dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 12.000 m³. Untuk cluster 3 dan 4 masing-masing disuplai dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 14.000 m³. Untuk cluster 5 disuplai dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 7.500 m³ dan untuk cluster 6 disuplai dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 10.000 m³. Total biaya transportasi dan investasi tangki untuk skenario 1 sebesar Rp3.522.035.978.722.

Kata Kunci : Distribusi LNG, Terminal Penerima, *Inventory Level*, *Discrete Event Simulation*, Analisa Ekonomi

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

SIMULATION AND ECONOMIC ANALYSIS OF LNG DISTRIBUTION FOR POWER PLANT IN MALUKU AND PAPUA REGION

Name : Christa Dian Pratiwi
NRP : 04211745000021
Supervisor 1 : A.A.B. Dinariyana Dwi P., ST., MES., Ph.D
Supervisor 2 : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.

ABSTRACT

Based on data from the Ministry of Energy and Mineral Resources (Minister for ESDM) electricity demand in Indonesia increases by 7.5% per year. The power plant development plan has been made by PT. PLN (Persero) to anticipate the increase in demand for the electricity. Maluku Islands is the region with the largest development plan. PT. PLN (Persero) prioritizes the planning of peak load plants operating using gas (LNG, mini LNG and CNG). The largest gas reserves are currently in the East Natuna region amount of 46 TSCF and Papua – Maluku – Sulawesi amount of 40.61 TSCF; Until 2027, PT. PLN (Persero) has planned several new power plants and power plants capacity changes for the Maluku and Papua regions with an average capacity of 154 MW per year. There are a total of 69 power plants in the Maluku and Papua regions that use gas as fuel to generate electricity. Then from 69 the power plant is determined to be 31 point LNG receiving terminal area which is divided into 6 clusters. The distribution simulation is carried out to determine the best LNG transport pattern based on several alternative models considered. The scenario consideration to be simulated is considering the Re order Point (ROP) of each cluster. There are two models that will be simulated. The first model is a simulated model based on the current conditions and the second model is simulated when there is a rise in LNG demand every year that will be simulated for ten years. The source location of the LNG plant is located in Fak-Fak with a floating refinery or Floating Storage Unit (FSU). In this final project, writer uses a LNG vessel with a capacity of 7,500 m³, 10,000 m³, 12,000 m³, 14,000 m³ as a mode of transportation used for distribution of FSU Fak-Fak to all terminals in each cluster. For cluster 1 and cluster 2 each cluster supplied by using 1 vessel with a capacity of 12.000 m³. For clusters 3 and 4 are each cluster supplied using 1 vessel with a capacity of 14.000 m³. For clusters of 5 supplied by using 1 vessel with a capacity of 7.500 M³ and for clusters of 6 supplied by using 1 vessel with a capacity of 10.000 m³. Total transportation and investment cost of tank for scenario 1 amounted to Rp 3.522.035.978.722.

Keywords: Distribution of LNG, Receiving Terminal, Inventory Level, Discrete Event Simulation, Economic Analysis

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT atas segala kenikmatan, rahmat, dan anugerah-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan penelitian sekaligus Tugas Akhir dengan judul **Simulasi dan Analisa Ekonomi Distribusi LNG untuk Pembangkit Listrik Wilayah Maluku dan Papua** dengan baik dan tepat waktu. Penelitian ini diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program studi sarjana Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Selama proses pengerjaan dan penyelesaian penelitian dan keberhasilan menempuh program studi sarjana, tentunya tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Penulis menyampaikan rasa terima kasih sebanyak-banyaknya kepada pihak-pihak di bawah ini, yaitu:

1. Kedua orang tua penulis, Kuntoro Edhi S.Pd. M.Ed dan Sri Suratmi A.Md. yang selalu mendukung, mendoakan, dan memberikan semangat kepada penulis untuk selalu beraktivitas positif dan taat beribadah.
2. Saudari penulis, Malinda Putri Ramadhani, yang selalu memberikan dukungan, doa, dan semangat kepada penulis.
3. Bapak Indra Ranu Kusuma, S.T., M.Sc., selaku dosen wali yang telah memberikan bimbingan dan pendidikan baik akademik maupun non akademik sehingga kami sebagai mahasiswa wali dapat menyelesaikan perkuliahan dengan baik.
4. Bapak A.A.B. Dinariyana D. P., S.T., MES., Ph.D., selaku dosen pembimbing pertama penulis serta kepala Laboratorium RAMS yang telah membimbing pengerjaan dan penyelesaian Tugas Akhir, memberikan pelajaran baik akademik dan non akademik berupa karakter, etika, dan sikap.
5. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc. selaku dosen pembimbing kedua penulis dan dosen pengampu Laboratorium RAMS yang telah membimbing penulis dalam menyelesaikan penelitian Tugas Akhir dan memberikan kritik dan saran yang baik guna kelancaran pengerjaan.
6. Seluruh dosen, tenaga kependidikan, serta manajemen Departemen Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS.
7. Teman-teman angkatan Lintas Jalur Teknik Sistem Perkapalan (Gasal 2017), yang telah sama-sama berjuang dan menyemangati pengerjaan Tugas Akhir ini.
8. Teman-teman seperjuangan member Laboratorium RAMS, Nindio, Widya, Widhi, Dhanang, Tyas, Satrio, Hugo, Radifan, Elfri, Almer, Geraldly, Ezra, Dheo, Ronald, dan Akhbar.

9. Seluruh teman-teman Member Laboratorium RAMS, termasuk Bu Dilla, Mas Thariq, Mbak Emmy, Mbak Putri, dan Mbak Uchi yang telah menyemangati pengerjaan Tugas Akhir dan menjadi tempat belajar bagi penulis selama menjadi member RAMS.
10. Seluruh kakak dan adik tingkat di Departemen Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS yang menjadi kawan dan teladan selama menempuh Pendidikan di ITS.
11. Kepada pihak yang tidak bisa disebutkan satu per satu, terima kasih atas segala bantuan dan dukungan yang telah diberikan kepada penulis.

Penulis menyadari bahwa penelitian yang dilakukan dalam Tugas Akhir masih dapat dikembangkan dikemudian hari, oleh karenanya kritik dan saran sangat terbuka untuk menjadikan karya yang lebih baik dan bermanfaat. Penulis berharap bahwa karya tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis, institusi, perusahaan terkait, negara, dan seluruh pembaca di kemudian hari

Surabaya, Juli 2019

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	v
LEMBAR PENGESAHAN	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT.....	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL.....	xxi
DAFTAR GRAFIK.....	xxiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah.....	3
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Tujuan Tugas Akhir	3
1.5. Manfaat	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. Cadangan Gas di Indonesia	5
2.2. Liquefied Natural Gas (LNG)	6
2.3. Rantai Pasok LNG.....	6
2.3.1. Kilang LNG	7
2.3.2. Kapal Pengangkut LNG.....	7
2.3.3. Terminal Penerima LNG	8
2.3.4. Floating Storage Unit (FSU).....	9
2.4. Pembangkit Listrik	9
2.4.1. Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku.....	11
2.4.2. Pembangkit Listrik di Wilayah Papua	13
2.5. Safety Stock.....	15
2.6. Inventory Position	16
2.7. Simulasi.....	16
2.7.1 Simulasi Kejadian Diskrit.....	17

2.8. Perangkat Lunak ARENA Simulation	18
2.9. Biaya Transportasi Kapal	19
2.9.1. Biaya Capital (<i>Capital Cost</i>)	19
2.9.2. Biaya Operasional (<i>Operasional Cost</i>)	19
2.9.4. Biaya Bongkar Muat (Cargo Handling Cost)	19
2.9.5. Biaya Pelabuhan (Port Charge)	19
2.9.6. Total Biaya Tranportasi.....	19
2.10. <i>Shipping Charter</i>	20
2.10.1. <i>Bareboat Charter</i>	21
2.10.2. <i>Time Charter</i>	21
2.10.3. <i>Voyage Charter</i>	21
2.10.4. <i>Contract of Affreightment (COA)</i>	21
BAB III METODOLOGI	23
3.1. Pendahuluan	23
3.2. Perumusan Masalah	24
3.3. Studi Literatur	24
3.4. Pengumpulan Data	24
3.5. Pengolahan Data	24
3.6. Pembuatan Model Scenario Distribusi LNG	24
3.7. Verifikasi.....	24
3.8. Mensimulasikan Model Scenario	24
3.9. Validasi	25
3.10. Analisa Ekonomi	25
3.11. Kesimpulan dan Saran.....	25
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	27
4.1. Pengolahan Data	27
4.1.1. Data Pembangkit Listrik dan Kebutuhan LNG	27
4.1.2. Identifikasi Armada.....	31
4.2. Skenario Distribusi LNG.....	32
4.2.1. Gambaran Umum Skenario Distribusi LNG	32
4.2.2. Matriks Jarak	32
4.2.3. Penilaian Kualitatif Clustering Terminal Penerima.....	34

4.2.4. Membuat Rute Distribusi	36
4.2.5. Model Konseptual Simulasi	37
4.2.6. Asumsi Model.....	40
4.2.7. Input Model	41
4.3. Simulasi Model Skenario	45
4.3.1. Pembuatan Model Simulasi	45
4.3.2. Verifikasi Model.....	48
4.3.3. Mensimulasikan Model	49
4.3.4. Pengembangan Model	49
4.4. Analisa Data Hasil Simulasi	49
4.5. Analisa Ekonomi	75
4.5.1. Asumsi Biaya.....	76
4.5.2. Biaya Time Charter.....	77
4.5.3. Biaya Bakar Bakar	77
4.5.4. Biaya Pelabuhan	78
4.5.5. Biaya Investasi Tangki	79
4.5.6. Biaya Investasi Lahan.....	80
4.6. Total Biaya Transportasi dan Investasi Tangki	82
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	83
5.1. Kesimpulan.....	83
5.2. Saran.....	83
DAFTAR PUSTAKA	85
BIODATA PENULIS	107

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Cadangan Gas Bumi Indonesia dan Beberapa Proyek Hulu Gas Indonesia	5
Gambar 2. 2 Ilustrasi Rantai Pasok LNG	7
Gambar 2. 3 Kapal Pengangkut LNG.....	8
Gambar 2. 4 Terminal Penerima LNG	9
Gambar 2. 5 Floating Storage Unit	9
Gambar 2. 6 Pembangkit Listrik Tenaga Gas	10
Gambar 2. 7 Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas	10
Gambar 2. 8 Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap.....	10
Gambar 2. 9 Safety Stock.....	16
Gambar 2. 10 Perangkat Lunak ARENA Simulation.....	18
Gambar 3. 1 Diagram Proses Pelaksanaan Tugas Akhir	23
Gambar 4. 1 Sistem Penyewaan Kapal.....	20
Gambar 4. 2 Contoh Clustering.....	34
Gambar 4. 3 Clustering yang sudah terbentuk	35
Gambar 4. 4 Rute Distribusi LNG.....	37
Gambar 4. 5 Proses Supply LNG	38
Gambar 4. 6 Proses Unloading LNG untuk setiap Terminal Penerima.....	39
Gambar 4. 7 Proses Pengurangan LNG.....	40
Gambar 4. 8 Model Supply Point.....	46
Gambar 4. 9 Proses Unloading LNG dan Rute	47
Gambar 4. 10 Proses Pengurangan entity.....	47
Gambar 4. 11 Model Simulasi.....	48
Gambar 4. 12 Verifikasi Model.....	48
Gambar 4. 13 Modul Run Setup Untuk Mengatur Timestep dan Lama Simulasi.....	49

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua	1
Tabel 1. 2 Data Cadangan Gas Bumi di Indonesia 2007-2016	2
Tabel 2. 1 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Maluku	11
Tabel 2. 2 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Maluku Utara.....	13
Tabel 2. 3 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Papua.....	14
Tabel 2. 4 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Papua Barat	15
Tabel 4. 1 Data Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku dan Papua	27
Tabel 4. 2 Lokasi Terminal Penerima di Wilayah Maluku dan Papua.....	30
Tabel 4. 3 Data Kapal.....	32
Tabel 4. 4 Matriks Jarak	33
Tabel 4. 5 Data Clustering Pembangkit.....	36
Tabel 4. 6 Kebutuhan LNG Setiap Terminal dan Kapasitas Tangki Yang Digunakan ..	41
Tabel 4. 7 Jarak antara FSU Fak Fak menuju Terminal Penerima.....	42
Tabel 4. 8 Sail Duration setiap Cluster.....	44
Tabel 4. 9 Data Kapasitas Kapal Setiap Cluster.....	45
Tabel 4. 10 Hasil Simulasi Cluster 1	50
Tabel 4. 11 Hasil Simulasi Cluster 2.....	53
Tabel 4. 12 Hasil Simulasi Cluster3.....	54
Tabel 4. 13 Hasil Simulasi Cluster 4.....	55
Tabel 4. 14 Hasil Simulasi Cluster 5.....	59
Tabel 4. 15 Hasil Simulasi Cluster 6.....	61
Tabel 4. 16 Asumsi Harga.....	76
Tabel 4. 17 Total Biaya Charter	77
Tabel 4. 18 Total Biaya Bahan Bakar	78
Tabel 4. 19 Tarif Jasa Pelabuhan.....	79
Tabel 4. 20 Biaya Investasi Tangki	80
Tabel 4. 21 Biaya Investasi Lahan	81
Tabel 4. 22 Total Biaya	82

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4. 1 Stock Storage Terminal Penerima Bula	50
Grafik 4. 2 Stock Storage Terminal Penerima Namlea	51
Grafik 4. 3 Stock Storage Terminal Penrima Namrole	51
Grafik 4. 4 Stock Storage Terminal Penerima Ambon.....	51
Grafik 4. 5 Stock Storage Terminal Penerima Saparua.....	52
Grafik 4. 6 Stock Storage Terminal Penerima Seram	52
Grafik 4. 7 Stock Storage Terminal Penerima Fak Fak.....	52
Grafik 4. 8 Stock Storage Terminal Penerima Bintuni.....	53
Grafik 4. 9 Stock Storage Terminal Penerima Kaimana	53
Grafik 4. 10 Stock Storage Terminal Penerima Langgur	54
Grafik 4. 11 Stock Storage Terminal Penerima Raja Ampat	54
Grafik 4. 12 Stock Storage Terminal Penerima Manokwari	55
Grafik 4. 13 Stock Storage Terminal Penerima Sorong	55
Grafik 4. 14 Stock Storage Terminal Penerima Maba	56
Grafik 4. 15 Stock Storage Terminal Penerima Malifut.....	56
Grafik 4. 16 Stock Storage Terminal Penerima Tobelo	56
Grafik 4. 17 Stock Storage Terminal Penerima Morotai.....	57
Grafik 4. 18 Stock Storage Terminal Penerima Ternate	57
Grafik 4. 19 Stock Storage Terminal Penerima Sofifi	57
Grafik 4. 20 Stock Storage Terminal Penerima Tidore	58
Grafik 4. 21 Stock Storage Terminal Penerima Bacan.....	58
Grafik 4. 22 Stock Storage Terminal Penerima Sanana	58
Grafik 4. 23 Stock Storage Terminal Penerima Dobo.....	59
Grafik 4. 24 Stock Storage Terminal Penerima Timika	59
Grafik 4. 25 Stock Storage Terminal Penerima Merauke	60
Grafik 4. 26 Stock Storage Terminal Penerima Saumlaki.....	60
Grafik 4. 27 Stock Storage Terminal Penerima Masela	60
Grafik 4. 28 Stock Storage Terminal Penerima Biak	61
Grafik 4. 29 Stock Storage Terminal Penerima Jayapura	61
Grafik 4. 30 Stock Storage Terminal Penerima Serui	62
Grafik 4. 31 Stock Storage Terminal Penerima Nabire.....	62
Grafik 4. 32 Stock Storage Terminal Penerima Bula	63
Grafik 4. 33 Stock Storage Terminal Penerima Namlea	63
Grafik 4. 34 Stock Storage Terminal Penrima Namrole	64
Grafik 4. 35 Stock Storage Terminal Penerima Ambon.....	64
Grafik 4. 36 Stock Storage Terminal Penerima Saparua.....	64
Grafik 4. 37 Stock Storage Terminal Penerima Seram	65
Grafik 4. 38 Stock Storage Terminal Penerima Fak Fak.....	65
Grafik 4. 39 Stock Storage Terminal Penerima Bintuni.....	65

Grafik 4. 40 Stock Storage Terminal Penerima Kaimana	66
Grafik 4. 41 Stock Storage Terminal Penerima Langgur	66
Grafik 4. 42 Stock Storage Terminal Penerima Raja Ampat.....	67
Grafik 4. 43 Stock Storage Terminal Penerima Manokwari	67
Grafik 4. 44 Stock Storage Terminal Penerima Sorong	68
Grafik 4. 45 Stock Storage Terminal Penerima Maba.....	68
Grafik 4. 46 Stock Storage Terminal Penerima Malifut.....	69
Grafik 4. 47 Stock Storage Terminal Penerima Tobelo	69
Grafik 4. 48 Stock Storage Terminal Penerima Morotai.....	69
Grafik 4. 49 Stock Storage Terminal Penerima Ternate.....	70
Grafik 4. 50 Stock Storage Terminal Penerima Sofifi.....	70
Grafik 4. 51 Stock Storage Terminal Penerima Tidore	70
Grafik 4. 52 Stock Storage Terminal Penerima Bacan.....	71
Grafik 4. 53 Stock Storage Terminal Penerima Sanana	71
Grafik 4. 54 Stock Storage Terminal Penerima Dobo.....	72
Grafik 4. 55 Stock Storage Terminal Penerima Timika	72
Grafik 4. 56 Stock Storage Terminal Penerima Merauke.....	72
Grafik 4. 57 Stock Storage Terminal Penerima Saumlaki.....	73
Grafik 4. 58 Stock Storage Terminal Penerima Masela	73
Grafik 4. 59 Stock Storage Terminal Penerima Biak	74
Grafik 4. 60 Stock Storage Terminal Penerima Jayapura.....	74
Grafik 4. 61 Stock Storage Terminal Penerima Serui	74
Grafik 4. 62 Stock Storage Terminal Penerima Nabire	75

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Ekonomi Indonesia semakin berkembang dan mengalami peningkatan yang cukup baik yang berdampak pada peningkatan kebutuhan tenaga listrik. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Menteri ESDM) menyampaikan bahwa kenaikan permintaan tenaga listrik di Indonesia mencapai 7,5% per tahun. Rencana pengembangan pembangkit listrik telah dibuat oleh PT. PLN (Persero) untuk mengantisipasi peningkatan permintaan tenaga listrik di seluruh Indonesia melalui Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) 2018-2027. Rencana penambahan kapasitas pembangkit untuk seluruh Indonesia pada periode tahun 2018-2027 adalah 56,0 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 5,6 GW per tahun.

Regional usaha di Maluku dan Papua meliputi wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku dan Papua. Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku dan Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua dan Papua Barat (PLN, 2018). Sehingga tahun 2027 PT. PLN (Persero) telah merencanakan beberapa pembangkit baru dan perubahan kapasitas pembangkit untuk wilayah Maluku dan Papua dengan penambahan kapasitas rata-rata 154 MW per tahun. Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTGU / PLTG / PLTMG yang mencapai 1,3 GW (84,4%) kemudian disusul dengan PLTA/PLTM 121 MW (7,8%), PLTU 50 MW (3,2%), PLTP 50 MW (3,2%) dan PLT lain 10 MW (0,6%). Rencana penambahan pembangkit wilayah Maluku dan Papua dapat dilihat pada Tabel 1.1.

Tabel 1. 1 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua

Tahun	PLTU	PLTUMT	PLTP	PLTGU	PLTG/MG	PLTD	PLTM	PLTA	PS	PLTLain	Jumlah
2018	6	-	-	-	375	5	-	-	-	4	390
2019	30	-	-	-	170	5	6	-	-	-	211
2020	14	-	20	-	135	-	10	-	-	-	179
2021	-	-	-	30	90	-	-	-	-	-	120
2022	-	-	-	30	140	-	15	-	-	6	191
2023	-	-	10	-	70	-	-	14	-	-	94
2024	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100
2025	-	-	20	-	100	-	-	12	-	-	132
2026	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	20
2027	-	-	-	25	15	-	-	64	-	-	104
Total	50	0	50	85	1215	10	31	90	0	10	1541

Sumber : RUPTL PT. PLN (Persero) 2018-2024

Wilayah Maluku dan Papua memiliki dua sistem yaitu sistem Ambon dan sistem Jayapura. Sistem Ambon adalah sistem interkoneksi 70kV dan 150 kV Waai-Passo-Sirimau setelah selesai dibangun. Selama periode 2018-2027, PT PLN (Persero) telah merencanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total 170 MW. Di Sistem

Ambon, PLTMG akan lebih di kembangkan kedepannya dibandingkan dengan PLTU, hal ini dilakukan untuk mendekatkan pembangkit dengan sumber gas. Sistem Jayapura merupakan sistem interkoneksi 150 kV Holtekamp-Jayapura-Sentani/Waena dan 70 kV Genyem-Sentani/Waena setelah selesai dibangun. Untuk sistem Jayapura, telah direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 205 MW.

Persediaan minyak bumi di Indonesia semakin menipis oleh sebab itu pemerintah Indonesia merancang program pemanfaatan gas bumi sebagai sumber energi di Indonesia. Gas dianggap salah satu solusi yang tepat untuk menggantikan bahan bakar minyak karena gas mudah didapatkan dalam harga yang lebih murah dibandingkan dengan bahan bakar minyak serta dikenal sebagai *clean and green energy*. PT. PLN (Persero) memprioritaskan perencanaan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan menggunakan gas (LNG, mini LNG dan CNG). Di sisi lain, Menteri ESDM melalui keputusan Menteri Nomor 1750 Tahun 2017 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT. PLN (Persero) yang telah ditetapkan memberikan kepastian alokasi gas untuk seluruh pembangkit listrik berbahan bakar gas sesuai dengan RUPTL 2018-2027.

Berdasarkan *Handbook Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027* yang dikeluarkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, ladang gas yang berlokasi di Indonesia memiliki potensi yang cukup besar dan sudah terbukti terdapat beberapa ladang gas besar di Indonesia.

Tabel 1. 2 Data Cadangan Gas Bumi di Indonesia 2007-2016

Tahun	Cadangan Terbukti (TSCF)	Cadangan Potensial (TSCF)	Total (TSCF)
2007	106.00	59.00	165.00
2008	112.50	57.60	170.10
2009	107.34	52.29	159.63
2010	108.40	48.74	157.14
2011	104.71	48.18	152.89
2012	103.35	47.35	150.70
2013	101.54	48.85	150.39
2014	100.26	49.04	149.30
2015	97.99	53.34	151.33
2016	101.22	42.84	144.06

Sumber : Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi

Tabel 1.2 menunjukkan ladang gas bumi yang dimiliki Indonesia cukup besar untuk dimanfaatkan oleh PT. PLN (Persero) sebagai bahan bakar untuk membangkitkan listrik di Indonesia. Per Januari 2017, Indonesia memiliki cadangan gas bumi konvensional sebesar 142,72 TSCF dengan rincian cadangan terbukti sebesar 100,36 TSCF dan cadangan potensial sebesar 42,36 TSCF. Cadangan gas terbesar saat ini terdapat di wilayah East Natuna sebesar 46 TSCF ; Papua – Maluku – Sulawesi sebesar 40,61 TSCF ; dan Kalimantan sebesar 15,35 TSCF. Di sekitar wilayah Maluku dan Papua terdapat 2 kilang LNG yaitu kilang Donggi di Sulawesi dan kilang Tangguh di Papua dengan kapasitas masing-masing 2 MTPY dan 7 MTPY. Kedua-dua kilang tersebut terletak relatif dekat

dengan wilayah Maluku dan Papua maka akan lebih efisien jika pembangkit di wilayah tersebut menggunakan LNG dibanding mengandalkan suplai BBM.

1.2. Perumusan Masalah

Rumusan masalah yang akan dibahas dalam tugas akhir ada tiga, yaitu ;

1. Bagaimana menentukan scenario distribusi LNG untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua berdasarkan *inventory level*?
2. Bagaimana desain model simulasi distribusi LNG yang cocok untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua?
3. Bagaimana analisa ekonomi distribusi LNG untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua berdasarkan total biaya transportasi dan biaya investasi tangki?

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dibuat agar lingkup tugas akhir ini lebih fokus, yaitu :

1. Pemasok LNG terbatas pada kilang LNG Tangguh.
2. Data kebutuhan listrik yang digunakan hanya mengacu pada Rencana Umum Pengembangan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN 2018-2027 dan hanya untuk pembangkit yang menggunakan bahan bakar gas (PLTG / PLTMG / PLTGU)
3. Pada perhitungan analisa ekonomi terbatas pada biaya transportasi LNG dan biaya investasi tangki pada terminal penerima LNG.
4. Pada tugas akhir ini, tidak merancang terminal penerima untuk masing-masing pembangkit.

1.4. Tujuan Tugas Akhir

Tujuan dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Membuat model simulasi diskrit distribusi LNG untuk pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua.
2. Melakukan simulasi model distribusi LNG untuk pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua dengan beberapa skenario yang dipertimbangkan.
3. Memilih skenario simulasi distribusi LNG dengan *inventory level* paling optimum untuk pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua.
4. Melakukan analisa ekonomi distribusi LNG untuk skenario yang dipilih berdasarkan biaya transportasi dan biaya inventasi tangki

1.5. Manfaat

Manfaat yang diperoleh dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Mendapatkan permodelan simulasi distribusi LNG yang cocok untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua.
2. Memperoleh apa saja pertimbangan yang harus diperhatikan dalam pendistribusian LNG.
3. Mengetahui analisa ekonomi distribusi LNG untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua.

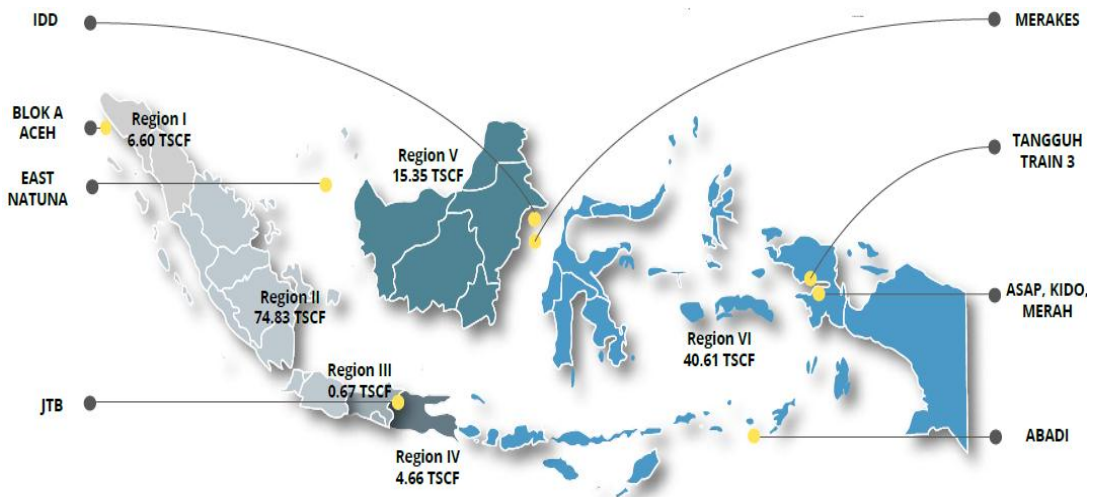
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Cadangan Gas di Indonesia

Gas bumi merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan di dalam negeri setelah minyak bumi dan batubara. Untuk itu gas bumi memegang peranan penting dalam kebijakan bauran energi (*energy mix policy*) di Indonesia (Menteri ESDM, 2018). Cadangan gas bumi didefinisikan sebagai perkiraan volume gas bumi pada *reservoir* yang secara komersial dapat diproduksi sesuai dengan kondisi ekonomi negara dan regulasi Pemerintah pada saat itu. Indonesia memiliki cadangan gas bumi konvensional sebesar 142.72 TSCF (per Januari 2017) dengan rincian cadangan terbukti sebesar 100,36 TSCF dan cadangan potensial sebesar 42,36 TSCF.

Persebaran cadangan gas Indonesia di bagi menjadi 6 region dimana, Region I meliputi Wilayah Aceh dan Sumatera Bagian Utara ; Region II meliputi Sumatera Bagian Tengah, Sumatera Bagian Selatan, Kepulauan Riau, Natura dan Jawa Bagian Barat ; Region III meliputi Wilayah Jawa Bagian Tengah ; Region IV meliputi Wilayah Jawa Bagian Timur ; Region V meliputi Wilayah Kalimantan dan Bali dan Region VI meliputi Wilayah Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua.



Gambar 2. 1 Cadangan Gas Bumi Indonesia dan Beberapa Proyek Hulu Gas Indonesia
Sumber : Ditgen Migas & SKK Migas 2018

Cadangan gas terbesar di Indonesia saat ini terdapat di Region II sebesar 74.83 TSFC yang sudah termasuk wilayah East Natuna sebesar 46 TSCF, kemudian Region VI sebesar 40,61 TSCF dan Region V sebesar 15.35 TSCF. Menurut Neraca Gas Indonesia tahun 2018-2027, sampai dengan tahun 2024 kebutuhan gas domestik masih dapat dipenuhi.

2.2. Liquefied Natural Gas (LNG)

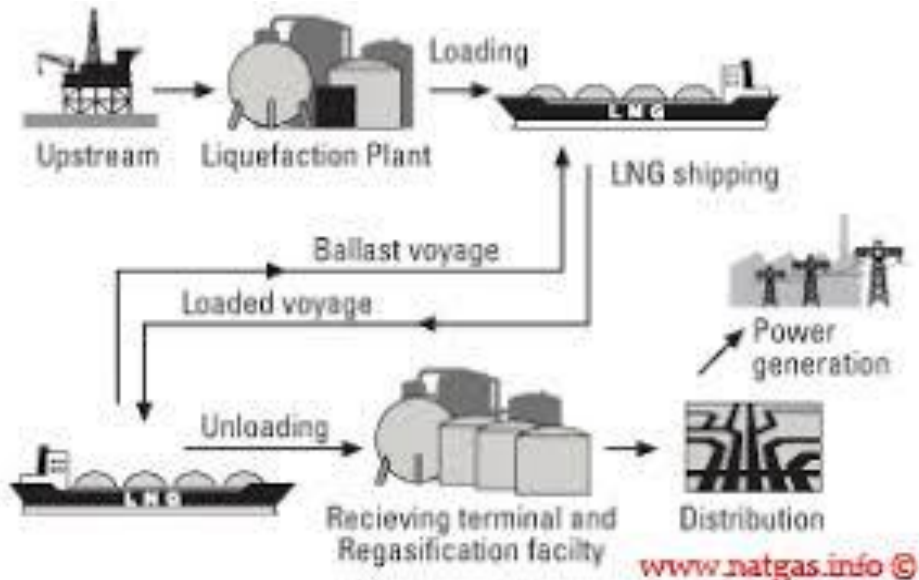
Liquefied Natural Gas (LNG) merupakan gas alam yang telah diproses untuk menghilangkan ketidakmurnian dan hidrokarbon berat dan kemudian dikondensasikan menjadi cairan pada tekanan atmosfer dengan mendinginkan sekitar -160° Celcius. Dengan mengubah gas alam menjadi cair akan membuatnya lebih mudah dan hemat untuk disimpan dan di transportasikan karena pada kondisi cair volumenya menjadi 1/600 dari kondisi awal. Sebelum gas dicairkan, terlebih dahulu partikel-partikel asing dibersihkan dan karbon dioksida. Semua proses ini membuat gas menjadi tidak berwarna, transparan, tidak berbau, tidak beracun serta terhindar dari sulfur oksida dan abu (Soegiono & Artana, 2006).

Komposisi LNG terdiri dari metana (C_1) dengan kandungan 92% ; etana (C_2) dengan kandungan 5% ; propane (C_3) dengan kandungan 1,5% ; butane (C_4) dengan kandungan 0,2% ; pentana (C_5) dengan kandungan 0,01% dan nitrogen (NO_2) dengan kandungan 0,1%. Komposisi LNG sebenarnya tergantung dari sumber gas dan teknologi pemrosesannya. LNG diklaim sebagai energi ramah lingkungan karena memiliki komposisi sebagian besar senyawa hidrogen fraksi ringan yaitu metana. Saat ini banyak tugas akhir tentang penggunaan LNG atau gas alam sebagai bahan bakar pembangkit karena lebih ramah lingkungan jika dibandingkan dengan diesel maupun kerosin.

2.3. Rantai Pasok LNG

Rantai pasok LNG adalah pendistribusian LNG dari pemuatan LNG dari kilang produksi gas alam menuju ke terminal penerima LNG. Pendistribusian LNG dapat menggunakan berbagai jenis moda transportasi seperti kapal, truk atau pipa disesuaikan dengan kondisi dan letak dari *supply* LNG menuju *demand* LNG.

Moda transportasi kapal biasanya digunakan untuk rute distribusi LNG kategori menengah dan jauh. Rantai pasok LNG dimulai dengan produksi gas alam dari kilang kemudian dialirkan menuju *liquefaction plant* yang selanjutnya akan disimpan di *storage tank* kemudian akan dimuat pada kapal LNG untuk dikirimkan ke terminal penerima (*receiving terminal*). Sebelum didistribusikan ke pengguna (*end user*), LNG akan diubah menjadi fase gas kembali dengan *regasification facility* yang terdapat pada terminal penerima. Ilustrasi rantai pasok LNG dapat dilihat pada gambar 2.1



Gambar 2. 2 Ilustrasi Rantai Pasok LNG
Sumber : <http://natgas.info>

2.3.1. Kilang LNG

Gas alam diperoleh dari ladang gas alam yang telah diekplorasi dan diproses kemudian didistribusikan. Persebaran sumber gas di Indonesia terdapat di beberapa wilayah (lihat Gambar 2.1). Sebagian besar dari cadangan gas tersebut sudah diekplorasi dan telah masuk tahap produksi. Tidak semua gas yang telah diekplorasi diubah menjadi LNG karena diperlukan kajian tertentu untuk menentukan apakah gas alam tersebut harus diolah menjadi LNG atau hanya perlu dialirkan melalui pipa gas. Di Indonesia terdapat empat kawasan wilayah produksi gas alam yang biasa disebut dengan Kilang LNG. Kilang tersebut adalah Kilang Badak (Bontang, Kalimantan Timur), Kilang Arun (Nangroe Aceh Darussalam), Kilang Tangguh (Papua), dan Kilang Donggi Senoro (Sulawesi Tengah). Kilang LNG mempunyai fasilitas untuk mencairkan gas alam, dimana gas yang dikumpulkan akan dialirkan menuju kilang LNG untuk dicairkan menjadi LNG kemudian akan disimpan ke tangki penyimpanan.

2.3.2. Kapal Pengangkut LNG

Kapal pengangkut LNG atau *LNG Carrier* merupakan salah satu moda transportasi untuk mengangkut dan mendistribusikan LNG dari kilang LNG menuju terminal penerima. Moda transportasi kapal biasanya digunakan untuk mendistribusikan LNG pada rute dengan jarak menengah antar pulau sampai dengan jarak jauh antar benua. Untuk rute dengan jarak menengah, kapal digunakan karena ketidakmungkinan dilakukan pembangunan saluran pipa karena wilayah tersebut tidak dapat dilalui oleh saluran pipa. Hal ini mungkin disebabkan oleh wilayah perairan yang cukup dalam.

Terdapat berbagai kapasitas angkut kapal LNG, secara umum dibagi menjadi 4 kelompok kapasitas, yaitu kelompok kapal kapasitas sangat besar (diatas 200.000m^3), kapal kapasitas besar (125.000m^3 , 138.000m^3 , 145.000m^3), kapal

kapasitas standard (75.000m^3), kapal kapasitas kecil (dibawah 40.000m^3) (Soegiono & Artana, 2006).



Gambar 2. 3 Kapal Pengangkut LNG
Sumber : <http://beritatrans.com>

2.3.3. Terminal Penerima LNG

Terminal penerima atau *LNG receiving terminal* merupakan terminal yang berfungsi untuk menerima pengiriman LNG dari kapal, menyimpan LNG kemudian memproses LNG menjadi gas sehingga dapat dimanfaatkan oleh *end user*. Terminal penerima LNG dapat berlokasi di tepi laut maupun juga dapat berlokasi di perairan yang dekat dengan daratan atau sering disebut *floating receiving terminal*. (Widodo R. W., 2016)

Dalam terminal penerima terdapat beberapa sistem yang dijelaskan sebagai berikut (Antara, 2017) :

1. Sistem labuh untuk kapal LNG (*Berthing System*)
Sistem ini terdiri dari dermaga untuk labuh kapal dan sistem tambatnya.
2. Sistem bongkar muat LNG (*Unloading LNG*)
Sistem ini terdiri dari *loading arm* atau *flexible hose* untuk koneksi antara kapal dengan dermaga ketika memindahkan LNG, *purging* sistem untuk membersihkan perpipaan serta peralatan untuk mengukur kuantitas LNG yang dikirimkan dari kapal menuju terminal penerima.
3. Sistem penyimpanan LNG (*Storage System*)
Sistem ini terdiri dari tangki penyimpanan LNG, pompa *cryogenic* dan *Boil-off Gas treatment system* untuk mengolah uap yang terbentuk selama kegiatan bongkar muat dan selama penyimpanan LNG dan peralatan pendukung lainnya.
4. Sistem Regasifikasi (*Regasification System*)
Sistem ini terdiri dari *vaporizer* berupa *heat exchanger* untuk mengubah LNG menjadi bentuk gas, pipa gas yang digunakan untuk mendistribusikan gas bumi ke pembangkit listrik dan peralatan *metering unit* untuk menghitung kuantitas gas alam yang dikirimkan dari terminal penerima ke pembangkit listrik.



Gambar 2. 4 Terminal Penerima LNG
 Sumber : <https://www.lngworldshipping.com/news/>

2.3.4. Floating Storage Unit (FSU)

FSU atau *Floating Storage Unit* adalah sebuah storage atau penyimpanan LNG terapung yang biasanya menggunakan kapal atau *barge* untuk menampung LNG.



Gambar 2. 5 Floating Storage Unit
 Sumber: <https://app.timesofmalta.com/articles/view/20161021/local>

2.4. Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik adalah suatu alat yang dapat membangkitkan dan memproduksi tegangan listrik dengan cara mengubah suatu energi tertentu menjadi energi listrik selain itu, pembangkit listrik bisa disebut juga dengan semua mesin yang mengubah tenaga gerak, cahaya dan minyak bumi atau benda kimia lainnya menjadi tenaga listrik (Rizaldi, 2018). Terdapat beberapa jenis pembangkit yang terdapat di Indonesia diantaranya adalah Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU), Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG). Seluruh pembangkit di kelola sepenuhnya oleh Perusahaan Listrik Negara.

Pada tugas akhir ini lokasi yang dijadikan studi kasus adalah Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG), yang berada di Wilayah Maluku dan Papua. Kebutuhan daya dari masing-masing pembangkit dalam bentuk *Watt* akan di konversi mejadi bentuk m^3 LNG untuk mengetahui volume LNG yang digunakan untuk sumber energi dan volume yang harus di suplai untuk masing-masing pembangkit.



Gambar 2. 6 Pembangkit Listrik Tenaga Gas
Sumber : <http://maluku.news>



Gambar 2. 7 Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas
Sumber : <http://nabire.net>



Gambar 2. 8 Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap
Sumber : <http://joss.co.id>

2.4.1. Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku

Wilayah Maluku terbagi menjadi dua bagian yaitu Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara dengan 17 kabupaten dan 4 kota madya. Pada bagian berikutnya akan dijelaskan mengenai kondisi kelistrikan di Provinsi Maluku dan di Provinsi Maluku Utara berdasarkan RUPTL PLN 2018-2027.

2.4.1.1. Pembangkit Listrik di Provinsi Maluku

Provinsi Maluku terdiri dari 9 kabupaten dan 2 kota madya. Provinsi Maluku saat ini memiliki 8 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 2 MW yaitu Sistem Ambon, Sistem Masohi-Waipa-Liang, Sistem Kairatu-Piru, Sistem Namlea-Mako, Sistem Saparua, Sistem Tual, Sistem Dobo dan Sistem Saumlaki. Selain 8 sistem tenaga listrik tersebut, Povinsi Maluku masih memiliki 44 pusat pembangkit kecil yang lokasinya tersebar.

Pasokan listrik untuk Provinsi Maluku saat ini menggunakan sistem interkoneksi 70 kV, sistem 20 kV yang dapasok oleh pembangkit-pembangkit tersebar dan sistem isolated yang tersambung langsung dengan jaringan tegangan rendah 220 Volt.

Rencanan pembangunan sarana pembangkit, tranmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Maluku dilakukan sesuai dengan RUPTL PLN 2018-2027 dapat dilihat pada tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Maluku

Sistem	Nama	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
Sistem Ambon & Seram	PLTD Poka	PLTD	34,9	Eksisting
	LMVPP Ambon	PLTMG	60	Eksisting
	PLTD Hative Kecil	PLTD	44,7	Eksisting
	PLTD Masohi	PLTD	8,1	Eksisting
	PLTM Nua (Masohi)	PLTM	2 x 4,4	2020
	PLTM Sapalewa	PLTM	2 x 3,9	2022
	PLTBm Piru	PLTBm	6	2022
	PLTP Tulehu (FTP 2)	PLTP	2 x 10	2020
	PLTG/MG/GU Ambon 2	PLTG/MG/GU	50	2022
	PLTA Wai Tala	PLTA	54	2027
	PLTMG Seram	PLTMG	20	2018
	PLTMG Seram 2	PLTMG	20	2020
	PLTMG Ambon	PLTMG	40	2024/2025
	PLTMG Ambon Peaker	PLTMG	30	2018
	PLTU Ambon / Wasi (FTP 1)	PLTU	2 x 15	2019
	PLTMG Seram Utara	PLTMG	20	2021
	PLTMG Bula	PLTMG	10	2018
PLTMG Saparua	PLTMG	5	2020	

Sumber : RUPTL PLN 2018-2027

Tabel 2.1. Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Maluku (sambungan)

Sistem	Nama	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
Sistem Pulau Buru	PLTD Namlea	PLTD	6,4	Eksisting
	PLTD Mako	PLTD	4,3	Eksisting
	PLTA Wai Tina	PLTA	4 x 3	2025
	PLTMG Namlea	PLTMG	10	2018
	PLTMG Namlea 2	PLTMG	10	2020
	PLTMG Namrole	PLTMG	10	2021
Sistem Langgur & Dobo	PLTMG Langgur	PLTMG	20	2018
	PLTMG Langgur 2	PLTMG	10	2020
	PLTMG Langgur 3	PLTMG	10	2024
	PLTMG Dobo	PLTMG	10	2018
	PLTMG Dobo 2	PLTMG	10	2021
Sistem Masela & Saumlaki	PLTMG Masela	PLTMG	20	2021
	PLTMG Saumlaki	PLTMG	10	2018
	PLTMG Saumlaki 2	PLTMG	10	2021

Sumber : RUPTL PLN 2018-2027

2.4.1.2. Pembangkit Listrik di Provinsi Maluku Utara

Provinsi Maluku Utara terdiri dari 8 Kabupaten dan 2 kota madya. Maluku Utara saat ini memiliki 6 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 1,5 MW yaitu Sistem Ternate-Soa-Siu (Tidore), Sistem Tobelo-Malifut, Sistem Jailolo-Sofifi-Payahe, Sistem Bacan, Sistem Sanana, Sistem Daruba. Selain 6 sistem tenaga listrik tersebut Provinsi Maluku Utara mempunyai 23 unit pusat pembangkit dengan skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Beban puncak gabungan (*nonsoincident*) sistem-sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 52,4 MW yang dipasok oleh beberapa pembangkit tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV.

Rencanan pembangunan sarana pembangkit, tranmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dilakukan sesuai dengan RUPTL PLN 2018-2027 dapat dilihat pada gambar tabel 2.2.

Tabel 2. 2 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Maluku Utara

Sistem	Nama	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
Sistem Ternate-Tidore & Halmahe:	PLTD Kayu Merah	PLTD	14,8	Eksisting
	PLTG/MG Ternate 2	PLTG / MG	10	2018
	PLTG/MG Ternate 2	PLTG / MG	20	2019
	MPP Ternate	PLTMG	30	Eksisting
	PLTU Tidore FTP1	PLTU	2 x 7	Eksisting
	PLTMG Tidore	PLTMG	20	2022
	PLTG/MG/GU Tidore	PLTG/MG/GU	25	2027
	PLTD Soa Siu	PLTD	4,9	Eksisting
	PLTD Malifut	PLTD	5	2018
	PLTMG Malifut 2	PLTMG	20	2021
	PLTU Sofifi	PLTU	2 x 3	2018
	PLTG/MG Sofifi	PLTG/MG	10	2018
	PLTG/MG/GU Halmahera 1	PLTG/MG/GU	60	2021/2022
	PLTG/MG Tobelo	PLTG/MG	10	2018
	PLTMG Tobelo 2	PLTMG	20	2020
	PLTMG Maba	PLTMG	10	2020
	Sistem Morotai	PLTMG Morotai	PLTMG	10
Sistem Bacan	PLTMG Bacan	PLTMG	10	2018
	PLTMG Bacan 2	PLTMG	10	2024
Sistem Sanana	PLTP Songa Wayaua	PLTP	10	2023
	PLTMG Sanana	PLTMG	10	2018
	PLTMG Sanana 2	PLTMG	5	2027

Sumber : Sumber : RUPTL PLN 2018-2027

2.4.2. Pembangkit Listrik di Wilayah Papua

Wilayah Papua terbagi menjadi dua bagian yaitu Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat dengan 46 kabupaten dan 2 kota madya. Pada bagian berikutnya akan dijelaskan mengenai kondisi kelistrikan di Provinsi Papua dan di Provinsi Papua Barat berdasarkan RUPTL PLN 2018-2027.

2.4.2.1. Pembangkit Listrik di Provinsi Papua

Provinsi Papua terdiri dari 36 kabupaten dan 1 kota madya. Pasokan listrik untuk Provinsi Papua menggunakan sistem 20 kV dan masih *isolated* dan sebagian besar masih menggunakan jaringan tegangan rendah 220 volt yang langsung ke beban. Namun masih terdapat beberapa ibukota Kabupaten yang belum mendapatkan layanan listrik dari PLN. Terdapat 8 sistem tenaga listrik yang berbeban diatas 1 MW yaitu Sistem Jayapura, Sistem Wawena, Sistem Timika, Sistem Merauke, Sistem Nabire, Sistem Serui, dan Sistem Sarmi. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 1 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 53 lokasi.

Rencanan pembangunan sarana pembangkit, tranmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Papua dilakukan sesuai dengan RUPTL PLN 2018-2027 dapat dilihat pada gambar tabel 2.3.

Tabel 2. 3 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Papua

Sistem	Nama	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
Sistem Interkoneksi 70kV dan 150kV Jayapura	PLTA Orya / Genyem	PLTA	20	Eksisting
	PLTD Geyem			Eksisting
	PLTA Orya 2	PLTA	14	2023
	PTTD Sentani	PLTD		Eksisting
	MPP Jayapura	PLTG	50	Eksisting
	PLTU Jayapura (FTP 1)	PLTU	2 x 10	Eksisting
	PLTD Jayapura	PLTD		Eksisting
	PLTMG Jayapura Peaker	PLTMG	40	2018
	PLTMG Jayapura	PLTMG	50	2019
	PLTG/MG/GU Jayapura 2	PLTG/MG/GU	50	2022
PLTG/MG/GU Jayapura 3	PLTG/MG/GU	50	2025	
Sistem Interkoneksi 150kV Wamena	PLTD Wamena	PLTD	7	Eksisting
	PLTM Walesi Blok II	PLTM	6	2022
	PLTA Baliem	PLTA	10	2027
Sistem Sarmi	PLTD Sarmi	PLTD	5	2019
Sistem Merauke	PLTMG Merauke	PLTMG	20	2018
	PLTG/MG Merauke 2	PLTG/MG	20	2018
	PLTMG Merauke 3	PLTMG	20	2024
	PLTBm Merauke	PLTBm	3,5	2018
Sistem Serui & Biak	PLTMG Serui 1	PLTMG	10	2018
	PLTMG Serui 2	PLTMG	10	2022
	PLTMG Serui 3	PLTMG	10	2027
	PLTMG Biak	PLTMG	15	2018
	PLTMG Biak 2	PLTMG	20	2019
	PLTMG Biak 3	PLTMG	40	2024
Sistem Nabire	MPP Nabire		20	Eksisting
	PLTG/MG Nabire 2	PLTG/MG	20	2019/2025
	PLTM Kalibumi	PLTM	2,6	2019
	PLTU Nabire - Kalibobo	PLTU	2 x 7	2020
Sistem Interkoneksi Timika	MPP Timika	PLTG	10	2018
	PLTG/MG Timika 2	PLTG/MG	30	2018
			10	2019
	PLTMG Timika 3	PLTMG	20	2023
	PLTMG Timika 4	PLTMG	20	2026
Sistem Oksibil	PLTM Digoel	PLTM	3	2019

Sumber : RUPTL PLN 2018 -2027

2.4.2.1. Pembangkit Listrik di Wilayah Papua Barat

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 kabupaten dan 1 kota madya. Pasokan listrik untuk Provinsi Papua Barat masih *isolated* yang terdiri dari 6 sistem 20 kV dengan beban diatas 1 MW yaitu Sistem Sorong, Sistem Fakfak, Sistem Manokwari, Sistem Kaimana, Sistem Temminabuan dan Sistem Bintuni. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 1 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 48 lokasi.

Rencanan pembangunan sarana pembangkit, tranmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan sesuai dengan RUPTL PLN 2018-2027 dapat dilihat pada gambar tabel 2.4.

Tabel 2. 4 Daftar Pengembangan Pembangkit dan Pembangkit Eksisting di Provinsi Papua Barat

Sistem	Nama	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
Sistem Sorong	PLTD Sorong	PLTD	6,6	Eksisting
	Excess Power			Eksisting
	PLTG/MG Sorong	PLTG/MG	30	2018
		PLTG/MG	20	2019
	PLTG/MG/GU Sorong 2	PLTG/MG/GU	50	2020
	PLTG/MG/GU Sorong 3	PLTG/MG/GU	50	2023
Sistem Manokwari	PLTM Waigo	PLTM	1,3	2022
	MPP Manokwari	PLTG	20	2018
	PLTMG Manokwari 2	PLTMG	20	2019
	PLTMG Manokwari 3	PLTMG	20	2025
Sistem Fak Fak	MPP Fak Fak	PLTG	10	2018
	PLTMG Fak Fak	PLTMG	10	2022
Sistem Bintuni	PLTMG Bintuni	PLTMG	10	2018
Sistem Raja Ampat	PLTMG Raja Ampat	PLTMG	10	2019
Sistem Kaimana	PLTMG Kaimana 2	PLTMG	10	2020

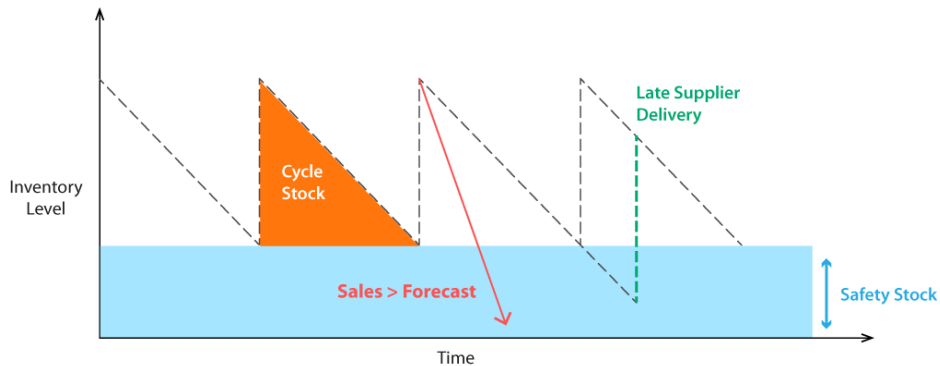
Sumber : RUPTL PLN 2018 -2027

2.5. Safety Stock

Safety stock atau stok pengaman adalah stok dalam persediaan yang diadakan untuk mencegah terjadinya kekurangan persediaan ketika permintaan tidak pasti dan untuk memastikan bahwa proses di seluruh rantai pasokan dan operasi tidak terganggu. Fungsi dari stok pengaman sendiri adalah untuk menghindari terjadinya kekurangan dalam stok produk hingga menyebabkan sebuah perusahaan atau rantai pasok mengalami kehabisan stok produk (*out of stock*). Stok pengaman dibuat pada berbagai tahap rantai pasokan melalui keputusan produksi atau pengadaan yang menghasilkan aliran masuk yang direncanakan atau produk pada titik penyimpanan tertentu yang berbeda dari aliran keluar yang diharapkan (Widodo A. D., 2018)

Dalam rantai pasokan terutama dalam distribusi LNG, ketepatan waktu adalah aspek penting untuk memastikan bahwa jumlah LNG yang disimpan tidak di bawah level *safety stock*. Jika pengiriman pemasok terlambat, pada tingkat konsumsi yang konstan, LNG yang disimpan dalam persediaan akan meningkatkan risiko stok.

Tingkat komitmen sebuah perusahaan mengenai pengiriman barang dengan cepat dan tepat waktu untuk memenuhi prasyarat stok klien adalah faktor penting yang harus diperhatikan. Jika material barang dapat dikirim dengan cepat, mungkin tidak penting bagi klien untuk menjaga inventaris yang besar. Demikian pula, jika lokasi ritel dapat diperpanjang dengan cepat, lebih sedikit stok keamanan yang diperlukan. Pilihan yang bertolak belakang untuk menyimpan dan membangun persediaan yang baik adalah untuk mendapatkan pengisian ulang persediaan yang benar dan nyaman.



Gambar 2. 9 Safety Stock

Sumber : <https://www.demandsolutions.com/ds-blog>

2.6. Inventory Position

Pemesanan barang memerlukan waktu untuk mengirim dari pemasok ke stasiun tempat barang tersebut dipesan. Ketika sebuah stasiun memesan barang pada posisi tingkat tertentu dari inventarisnya, diharapkan barang yang dipesan memenuhi celah posisi saat ini dan jumlah yang lebih tinggi hingga tingkat maksimum. Posisi inventaris menunjukkan jumlah bersih dari inventaris posisi saat ini dan inventaris dalam perjalanan, sehingga jumlah ini diharapkan jumlah inventarisnya dan belum tercapai.

Menurut Widodo (Widodo A. D., 2018), persediaan posisi saat ini adalah tingkat persediaan di tangan ketika pesanan dilakukan, dan persediaan dalam perjalanan adalah jumlah barang yang dipesan. Posisi inventaris didefinisikan untuk memperbarui dan memperkirakan status inventaris untuk mencegah pemesanan berulang sementara inventaris dalam perjalanan adalah barang yang berangkat dari pemasok ke stasiun pemesanan yang terpisah secara geografis dan memerlukan waktu sebelum diterima di stasiun yang dipesan.

2.7. Simulasi

Simulasi adalah metode dan aplikasi yang digunakan untuk meniru proses dan kejadian yang riil atau kebiasaan sistem yang nyata. Metode simulasi seringkali digunakan untuk mengetahui beberapa scenario jika satu atau lebih komponen variabelnya diubah.

Terdapat beberapa jenis simulasi yang masing-masing digunakan pada jenis sistem yang sesuai yaitu (Law & Kelton, 2000):

1. Simulasi statis dan dinamis

Simulasi yang dibedakan berdasarkan pengaruh terhadap waktu. Simulasi statis merupakan simulasi pada suatu sistem yang tidak mempunyai pengaruh besar terhadap waktu. Salah satu penggunaan umum dari simulasi statis adalah menggunakan bilangan random untuk menyelesaikan permasalahan. Faktor stokastik dan bergulirnya waktu tidak mempunyai peran. Sedangkan simulasi dinamis adalah simulasi suatu sistem yang memiliki pengaruh besar terhadap waktu, seperti contoh simulasi dari mesin yang bekerja 40 jam per minggu.

2. Simulasi kontinyu dan diskrit

Simulasi yang dibedakan berdasarkan perubahan tiap satuan waktu. Simulasi diskrit adalah simulasi dimana variabel dari sistem dapat berubah-ubah pada titik-titik tertentu. Kebanyakan dari sistem manufaktur dimodelkan sebagai simulasi kejadian dinamis, diskrit, stokastik, dan menggunakan variabel random untuk memodelkan rentang kedatangan, antrian, proses, dan sebagainya. Sedangkan simulasi kontinyu adalah simulasi dimana variabel berubah-ubah terus menerus dalam skala waktu tertentu, sebagai contoh aliran fluida dalam pipa.

3. Simulasi stokastik dan deterministik

Simulasi yang dibedakan berdasarkan sifat probabilistik. Simulasi deterministik merupakan simulasi pada suatu sistem yang tidak mengandung variabel yang bersifat probabilistik. Model simulasi stokastik adalah simulasi yang memiliki variabel yang bersifat probabilistik. Keluaran dari model simulasi stokastik adalah random dan oleh karena itu hanya merupakan perkiraan dari karakteristik sesungguhnya dari model. Maka diperlukan beberapa kali melakukan *running* model dan hasilnya hanya merupakan perkiraan dari performansi yang diharapkan dari model atau sistem yang diamati.

Metode simulasi hanya menghasilkan cara untuk mengevaluasi solusi, bukan untuk menghasilkan cara untuk memecahkan masalah. Pada tugas akhir ini, simulasi pola distribusi LNG yang akan dilakukan adalah dengan tempat penyuplai tetap dan variasi permintaan LNG yang berbeda-beda untuk suplai setiap pembangkit. Penggunaan kapal LNG untuk mendistribusikan LNG juga akan divariasikan sehingga terpilih kapal dengan ukuran yang sesuai dengan rute tugas yang ada. Pemilihan model pola distribusi supply-demand, kapal dan rute distribusi didasari oleh nilai biaya investasi paling minimum.

Dengan melakukan simulasi, akan memberikan alternatif-alternatif dan jua solusi untuk pemecahan masalah yang sedang diteliti. Model simulasi menggambarkan hubungan antara *input* dan *output* dari sebuah sistem yang kompleks. Hal yang terpenting dalam melakukan simulasi adalah melakukan pemetaan terhadap masalah sistem yang kompleks (Nasution, 2018).

2.7.1 Simulasi Kejadian Diskrit

Simulasi kejadian diskrit atau discrete-event simulation adalah simulasi dimana perubahan variabelnya terjadi pada titik-titik diskrit dalam waktu yang dipicu oleh kejadian (*event*). Kejadian (*event*) yang terjadi dalam selang waktu acak. Terdapat beberapa kejadian (*event*) yang biasa terdapat dalam simulasi, yaitu :

- Kedatangan sebuah entitas ke sebuah stasiun kerja (*workstation*)
- Kegagalan suatu *resource*.
- Selesaiannya sebuah aktivitas.
- Akhir sebuah *shift*

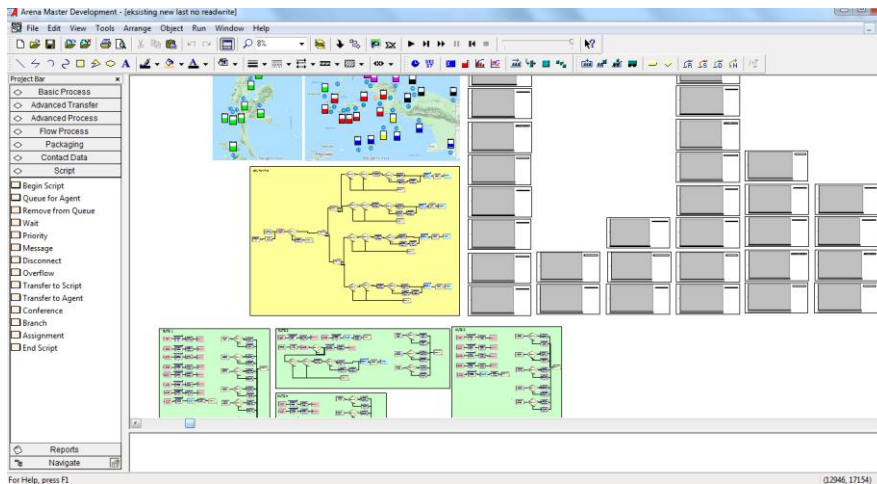
Pengerjaan tugas akhir ini menggunakan metode simulasi diskrit dengan pertimbangan yang harus diperhatikan adalah sebagai berikut :

1. Kapasitas setiap pembangkit adalah berbeda-beda dengan permintaan yang berbeda-beda.
2. Waktu pemakaian LNG di tangki penyimpanan berbeda-beda setiap pembangkit.

3. Selalu berubah dari waktu ke waktu.

Simulasi kejadian diskrit biasanya digunakan untuk mempelajari dan mengevaluasi operasi yang terperinci dari rantai pasokan dengan akurasi tingkat tinggi.

2.8. Perangkat Lunak ARENA Simulation



Gambar 2. 10 Perangkat Lunak ARENA Simulation

Sumber : Dokumen Pribadi

ARENA merupakan perangkat lunak yang diciptakan oleh perusahaan Rockwell yang dapat diaplikasikan ke dalam ilmu teknik industri mulai dari ilmu manufaktur sehingga ilmu rantai pasok (pergudangan, logistik dan perindustrian).

Perangkat lunak simulasi ARENA 14.0 merupakan perangkat lunak simulasi yang berbasis *Graphical User Interface* (GUI). Pembuat model tidak lagi harus membuat perangkat lunak berupa baris perintah, tetapi cukup menggambarkan dan memasukkan variabel dan parameternya. Disamping itu perangkat lunak ARENA 14.0 ini dapat melakukan animasi setiap kali simulasi dijalankan, sehingga perilaku sistem dapat ditampilkan secara numerik dan visual pada hasil simulasi (Nasution, 2018). Pada seluruh perangkat lunak simulasi, hal yang paling penting dan harus diperhatikan adalah pembuatan model konseptual harus valid untuk mendapatkan hasil model perangkat lunak yang valid.

Permodelan simulasi yang ada dalam perangkat lunak ARENA disusun atas blok-blok modul. Setiap modul tersebut mewakili suatu kejadian, aktivitas, sumber daya, *server* ataupun logika aturan tertentu dalam antrian. Masing-masing blok modul tersebut berisikan data-data yang bersesuaian secara numerik ataupun atribut. Semua model yang ada dalam perangkat ini mempunyai satu model kontrol, yaitu modul stimulate yang berfungsi untuk mengontrol jalannya proses simulasi. Modul stimulate hanya dapat menjalankan simulasi dalam satu replikasi saja, tetapi bisa juga menjalankan beberapa replikasi sesuai dengan analisa yang dibutuhkan.

2.9. Biaya Transportasi Kapal

Biaya transportasi digunakan untuk menghitung besarnya biaya yang timbul dalam pengoperasian suatu alat transportasi. Dalam tugas akhir ini alat transportasi yang digunakan adalah kapal untuk mengangkut LNG. Biaya pengoperasian kapal tahunan terdiri dari biaya operasional (*operational cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya capital (*capital cost*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*) (Stopford M. , 2002).

2.9.1. Biaya Capital (*Capital Cost*)

Biaya capital adalah biaya yang dikeluarkan untuk membangun atau membeli kapal. Dalam beberapa kasus, perencanaan transportasi menggunakan kapal sewa (*charter ship*), biaya capital dan biaya operasional diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*).

2.9.2. Biaya Operasional (*Operasional Cost*)

Biaya operasional adalah biaya-biaya yang dikeluarkan untuk operasional kapal sehari-hari. Biaya operasional terdiri dari biaya tetap dan biaya tidak tetap tergantung pada kondisi kapal saat berlayar. Komponen dalam biaya tetap terdiri dari biaya kru kapal, biaya administrasi, biaya asuransi, biaya perawatan rutin dan biaya store dan lain sebagainya.

2.9.3. Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)

Biaya pelayaran adalah biaya variabel yang dikeluarkan oleh kapal untuk kebutuhan selama berlayar. Biaya pelayaran adalah biaya-biaya variabel yang dikeluarkan kapal untuk kebutuhan selama pelayaran. Komponen biaya pelayaran terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya pelabuhan.

2.9.4. Biaya Bongkar Muat (*Cargo Handling Cost*)

Biaya bongkar muat adalah biaya untuk memindahkan muatan dari kapal ke dermaga atau sebaliknya. Biaya bongkar muat biasanya ditentukan oleh beberapa faktor yang terdiri dari jenis kapal, jenis muatan, jumlah kapal, dan karakteristik dari terminal dan pelabuhan. Biaya bongkar muat mempengaruhi biaya pelayaran yang harus dikeluarkan. Pada umumnya kegiatan bongkar muat berupa *stevedoring*, *cargodoring*, *receiving/delivery*.

2.9.5. Biaya Pelabuhan (*Port Charge*)

Saat kapal berada di pelabuhan biaya yang dikeluarkan meliputi *port dues* dan *services charges*. *Port dues* merupakan biaya yang dikenakan ketika kapal menggunakan fasilitas pelabuhan berupa fasilitas dermaga, tambatan, kolam labuh dan infrastruktur lainnya. Besaran biaya yang di keluarkan tergantung volume cargo, berat cargo, *gross tonnage* dan *net tonnage*.

2.9.6. Total Biaya Tranportasi

Total biaya yang dikeluarkan untuk biaya transportasi adalah penjumlahan dari seluruh komponen biaya, sehingga dapat dirumuskan sebagai berikut;

$$TB = BC + BO + BPy + BBM + BPb \tag{2.1}$$

Dimana :

- TB* : Total Biaya
- BC* : Biaya Capital
- BO* : Biaya Operasional
- BPy* : Biaya Pelayaran
- BBM* : Biaya Bongkar Muat
- BPb* : Biaya Pelabuhan

2.10. Shipping Charter

Biasanya untuk proses pengandaan kapal dilakukan dengan cara membangun kapal baru. Penyewaan kapal dari perusahaan penyewa kapal juga bisa dilakukan jika perusahaan tidak menginginkan untuk membangun kapal baru.

1. Voyage Charter <i>Master instructed by:- Owner</i>	2. Time charter <i>Master instructed by:- Owner for ship and charterer for cargo</i>	3. Bare boat <i>Master appointed by:- Charterer</i>
<i>Revenue depends on: Quantity of cargo & rate per unit of cargo</i>	<i>Revenue depends on: Hire rate, duration and off-hire time</i>	<i>Revenue depends on: Hire rate & duration</i>
<p>Costs paid by owner:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1. Capital costs Capital Brokerage 2. Operating costs Wages Provisions Maintenance Repairs Stores & supplies Lube oil Water Insurance Overheads 3. Port costs Port charges Stevadoring charges Cleaning holds Cargo claims 4. Bunkers, etc Canal transit dues Bunker fuel 	<p>Costs paid by owner:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1. Capital costs Capital Brokerage 2. Operating costs Wages Provisions Maintenance Repairs Stores & supplies Lube oil Water Insurance Overheads <p style="text-align: center;">} Operating costs: note that under bare boat these are paid by the charterer</p> <p style="text-align: center;">} Voyage costs: note that under time-charter and bare boat contracts these costs are paid by the charterer</p>	<p>Costs paid by owner:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1. Capital costs Capital Brokerage <p style="text-align: center;">} Operating costs: note that under bare boat these are paid by the charterer</p>
4. Contract of Affreightment (COA): cost profile same as voyage charter		

Gambar 4. 1 Sistem Penyewaan Kapal
Sumber : (Stopford M. , 2009)

2.10.1. Bareboat Charter

Jika perusahaan ingin mengoperasikan kapal secara penuh, namun tidak ingin memiliki kapal, *bareboat charter* adalah solusi paling tepat. *Bareboat charter* adalah sistem sewa kapal dimana kapal disewa dalam keadaan kosong tanpa kru dan ABK. Pemilik kapal hanya menanggung biaya kapital (*capital cost*). Sementara perusahaan penyewa kapal akan menanggung seluruh biaya operasional (*operating cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya jasa kepelabuhanan (*port charges*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*) (Stopford M. , 2009)

2.10.2. Time Charter

Time charter adalah sistem sewa kapal dimana kapal disewa lengkap dengan kru dan ABK. Pemilik kapal akan menanggung biaya kapital (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*). Sedangkan penyewa kapal akan menanggung biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya jasa kepelabuhanan (*port charges*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*) (Stopford M. , 2009)

2.10.3. Voyage Charter

Voyage charter adalah sistem sewa kapal dimana kapal disewa untuk satu atau beberapa *voyage* tertentu dengan tarif tetap per satuan (ton, m³, TEU). Jadi penyewa akan membayar sejumlah barang yang akan dikirimkan dikalikan dengan tarif tetap per satuan yang telah ditetapkan. (Stopford M. , 2009)

2.10.4. Contract of Affreightment (COA)

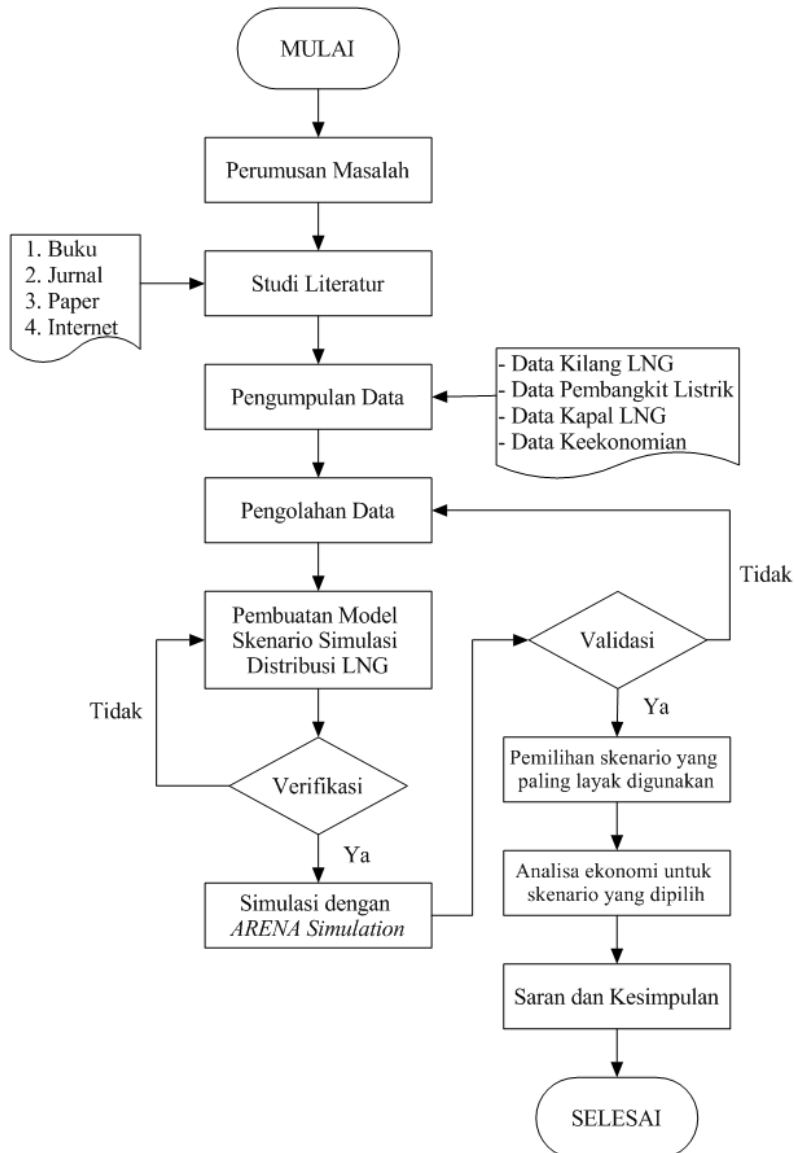
Contract of Affreightment adalah kontrak antara pemilik kapal dan penyewa dimana pemilik kapal menyediakan tonnase dan penyewa menyediakan muatan dari tempat tertentu menuju ke tempat lain dalam waktu yang digunakan.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III METODOLOGI

3.1. Pendahuluan

Dalam pembuatan skripsi ini, tentu saja memerlukan proses yang harus terstruktur. Hal tersebut haruslah ada, agar kedepannya dalam pengerjaan akan terasa lebih terarah dan lebih mudah. Dalam metodologi tugas akhir ini, akan diuraikan tahap demi tahap yang akan dilakukan dalam pengerjaan skripsi ini nantinya. Adapun tahapan-tahapannya adalah sebagai berikut :



Gambar 3. 1 Diagram Proses Pelaksanaan Tugas Akhir

3.2. Perumusan Masalah

Perumusan masalah merupakan tahap awal dalam pelaksanaan skripsi. Tahap ini merupakan tahap yang sangat penting, dimana pada tahap inilah mengapa suatu permasalahan yang ada harus dipecahkan sehingga layak untuk dijadikan bahan dalam masalah yang terjadi pada saat ini. Dari tahap ini juga, tujuan mengapa skripsi ini dikerjakan dapat diketahui. Dalam skripsi ini, masalah yang akan dibahas dan dipecahkan adalah mengenai simulasi distribusi LNG dan analisa ekonominya untuk wilayah Maluku dan Papua.

3.3. Studi Literatur

Setelah suatu permasalahan sudah diketahui, maka selanjutnya adalah studi literatur. Dimana yang harus dilakukan pada tahap ini, adalah mencari referensi permasalahan-permasalahan yang ada berikut solusinya dan juga mempelajari kedua hal tersebut untuk diimplementasikan pada skripsi ini, sehingga jelas apa saja yang harus dilakukan agar permasalahan tersebut dapat terpecahkan. Studi literatur dapat dilakukan dengan cara membaca buku, jurnal dan paper nasional maupun internasional yang berhubungan dengan permasalahan yang akan dipecahkan.

3.4. Pengumpulan Data

Selanjutnya adalah pengumpulan data yang bertujuan memperoleh data dan informasi yang menunjang pengerjaan skripsi. Dalam hal ini data yang dibutuhkan antara lain :

1. Data-data terkait dengan Kilang LNG Tangguh dan FSU Fak-Fak
2. Data-data terkait pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua
3. Data-data terkait kapal yang digunakan untuk mengangkut LNG
4. Data-data terkait yang digunakan untuk analisa ekonomi

3.5. Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan adalah untuk mengetahui produksi listrik untuk setiap pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua, *demand* LNG untuk setiap terminal penerima dan rute distribusi LNG yang akan digunakan.

3.6. Pembuatan Model Scenario Distribusi LNG

Setelah mengetahui rute distribusi LNG yang optimal, selanjutnya pada tahap ini akan membuat scenario distribusi LNG. Pada tahapan ini hal yang perlu dilakukan adalah memodelkan skenario distribusi LNG.

3.7. Verifikasi

Verifikasi adalah proses untuk memastikan model tersebut dapat digunakan untuk distribusi LNG untuk wilayah Maluku dan Papua. Verifikasi model dilakukan secara bersamaan dengan proses simulasi model untuk memastikan bahwa model dapat berjalan pada model dan tidak mengalami gangguan apapun.

3.8. Mensimulasikan Model Scenario

Pada tahap ini 1 model yang telah dibuat akan di simulasikan dengan 2 skenario. Simulasi dibuat untuk mengetahui apakah model yang sudah ada dapat diterima atau tidak

jika terdapat perubahan permintaan LNG sebagai akibat dari peningkatan listrik yang dihasilkan oleh pembangkit. Pada tugas akhir ini, menggunakan simulasi kejadian diskrit atau *discrete event simulation* untuk mencapai tujuan yang diinginkan. Model skenario disimulasikan dengan menggunakan perangkat lunak ARENA *Simulation*.

3.9. Validasi

Validasi dilakukan untuk menentukan apakah model tersebut sesuai dengan yang asli. Proses validasi dilakukan dengan melakukan perbandingan output nyata dari sebuah sistem dengan output dari model simulasi.

3.10. Analisa Ekonomi

Pada proses ini, perhitungan biaya transportasi dan investasi tangki dilakukan. Perhitungan biaya transportasi dibatasi oleh biaya sewa kapal, biaya bahan bakar, biaya bongkar muat dan biaya pelabuhan. Untuk biaya investasi tangki hanya dihitung biaya pembangunan tangki dan penggunaan lahan.

3.11. Kesimpulan dan Saran

Tahapan terakhir dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah dengan membuat kesimpulan dari proses keseluruhan yang telah dilakukan serta dapat menjawab rumusan masalah yang ada. Selanjutnya dapat memberikan saran dari hasil analisa dan pembahasan yang nantinya dapat digunakan untuk tugas akhir selanjutnya.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

4.1. Pengolahan Data

4.1.1. Data Pembangkit Listrik dan Kebutuhan LNG

Data pembangkit listrik yang digunakan dalam tugas akhir ini berdasarkan pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN 2018 – 2027. Dalam tugas akhir ini data pembangkit listrik yang digunakan adalah pembangkit listrik yang berada di wilayah Maluku dan Papua yang menggunakan bahan bakar gas yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG).

Data Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) untuk wilayah Maluku dan Papua berdasarkan RUPTL PT PLN 2018 - 2027 dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Data Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku dan Papua

No.	Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	PLTMG Bula	PLTMG	10	2018
2	PLTMG Namlea	PLTMG	10	2018
3	PLTMG Namlea 2	PLTMG	10	2020
4	PLTMG Namrole	PLTMG	10	2021
5	PLTMG Ambon	PLTMG	40	2018
6	LMVPP Ambon	PLTMG	60	2024/2025
7	PLTMG Ambon Peaker	PLTMG	30	2018
8	PLTG/MG/GU Ambon 2	PLTG/MG/GU	50	2019
9	PLTMG Saparua	PLTMG	5	2020
10	PLTMG Seram	PLTMG	20	2018
11	PLTMG Seram 2	PLTMG	20	2020
12	PLTMG Seram Utara	PLTMG	20	2021
13	MPP Fak Fak	PLTG	10	2018
14	PLTMG Fak Fak	PLTMG	10	2022
15	PLTMG Bintuni	PLTMG	10	2018
16	PLTMG Kaimana 2	PLTMG	10	2022
17	PLTMG Langgur	PLTMG	20	2018
18	PLTMG Langgur 2	PLTMG	10	2020
19	PLTMG Langgur 3	PLTMG	10	2024
20	PLTMG Raja Ampat	PLTMG	10	2019

Sumber : RUPTL PT. PLN 2018 – 2027

Tabel 4.1 Data Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku dan Papua (Sambungan)

No.	Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
21	MPP Manokwari	PLTG	20	2018
22	PLTMG Manokwari 2	PLTMG	20	2019
23	PLTMG Manokwari 3	PLTMG	20	2025
24	PLTG/MG Sorong	PLTG/MG	30	2018
25	PLTG/MG Sorong	PLTG/MG	20	2019
26	PLTG/MG/GU Sorong 2	PLTG/MG/GU	50	2020
27	PLTG/MG/GU Sorong 3	PLTG/MG/GU	50	2023
28	PLTMG Maba	PLTMG	10	2020
29	PLTMG Malifut 2	PLTMG	20	2021
30	PLTG/MG Tobelo	PLTG/MG	10	2018
31	PLTMG Tobelo 2	PLTMG	20	2020
32	PLTMG Morotai	PLTMG	10	2019
33	MPP Ternate	PLTMG	30	2018
34	PLTG/MG Ternate 2	PLTG / MG	10	2018
35	PLTG/MG Ternate 2	PLTG / MG	20	2019
36	PLTG/MG/GU Halmahera 1	PLTG/MG/GU	60	2021/2022
37	PLTG/MG Sofifi	PLTG/MG	10	2018
38	PLTMG Tidore	PLTMG	20	2022
39	PLTG/MG/GU Tidore	PLTG/MG/GU	25	2027
40	PLTMG Bacan	PLTMG	10	2018
41	PLTMG Bacan 2	PLTMG	10	2024
42	PLTMG Sanana	PLTMG	10	2018
43	PLTMG Sanana 2	PLTMG	5	2027
44	PLTMG Dobo	PLTMG	10	2018
45	PLTMG Dobo 2	PLTMG	10	2021
46	MPP Timika	PLTG	10	2018
47	PLTG/MG Timika 2	PLTG/MG	30	2018
48	PLTG/MG Timika 2	PLTG/MG	10	2019
49	PLTMG Timika 3	PLTMG	20	2023
50	PLTMG Timika 4	PLTMG	20	2026
51	PLTMG Merauke	PLTMG	20	2018
52	PLTG/MG Merauke 2	PLTG/MG	20	2018
53	PLTMG Merauke 3	PLTMG	20	2024
54	PLTMG Saumlaki	PLTMG	10	2018
55	PLTMG Saumlaki 2	PLTMG	10	2021
56	PLTMG Masela	PLTMG	20	2021
57	PLTMG Biak	PLTMG	15	2018
58	PLTMG Biak 2	PLTMG	20	2019
59	PLTMG Biak 3	PLTMG	40	2024

Sumber : RUPTL PT. PLN 2018 – 2027

Tabel 4.1 Data Pembangkit Listrik di Wilayah Maluku dan Papua (Sambungan)

No.	Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
60	MPP Jayapura	PLTG	50	2018
61	PLTMG Jayapura Peaker	PLTMG	40	2018
62	PLTMG Jayapura	PLTMG	50	2019
63	PLTG/MG/GU Jayapura 2	PLTG/MG/GU	50	2022
64	PLTG/MG/GU Jayapura 3	PLTG/MG/GU	50	2025
65	PLTMG Serui 1	PLTMG	10	2018
66	PLTMG Serui 2	PLTMG	10	2022
67	PLTMG Serui 3	PLTMG	10	2027
68	MPP Nabire	PLTG	20	2018
69	PLTG/MG Nabire 2	PLTG/MG	20	2019/2025
Total			1460	

Sumber : RUPTL PT. PLN 2018 – 2027

Tabel 4.1 menunjukkan PLTG / PLTMG / PLTGU yang berada di wilayah Maluku dan Papua yang dipilih untuk dibuat skema distribusinya. Permintaan kapasitas paling kecil adalah 5 MW di PLTMG Saparua dan PLTMG Sanana 2. Sebaliknya untuk permintaan kapasitas paling besar adalah 60 MW di LMVPP Ambon dan PLTG/MG/GU Halmahera 1. Pemerintah telah mengalokasikan LNG dari kilang LNG Tangguh untuk pembangkit listrik domestik.

Untuk mengetahui jumlah permintaan LNG untuk setiap pembangkit, selanjutnya dilakukan perhitungan konsumsi bahan bakar. Untuk menyederhanakan perhitungan, beberapa asumsi diterapkan untuk memperkirakan gas alam yang dibutuhkan oleh pembangkit listrik, yaitu :

1. Semua PLTG, PLTMG, PLTGU diasumsikan 100% menggunakan LNG.
2. Pembangkit listrik mengkonsumsi gas alam 0,2 MMSCFD (Metric Million Standard Cubic per Day) untuk setiap 1 MW.
3. Setiap 1 MMSCFD sama dengan 46 m³ LNG.
4. Setiap 1 MMSCFD sama dengan 1000 MMBTU (Milion British Thermal Unit)

Semua pembangkit listrik yang dianalisis akan ditentukan lokasi terminal penerimanya. Pembangkit listrik yang terletak di wilayah yang sama akan dilayani oleh satu terminal penerima namun terdapat beberapa terminal penerima yang hanya melayani satu pembangkit listrik. Selanjutnya perhitungan konsumsi LNG adalah akumulasi konsumsi LNG di setiap pembangkit listrik yang dilayani terminal penerima.

Tabel 4. 2 Lokasi Terminal Penerima di Wilayah Maluku dan Papua

No.	Area	Total Kapasitas (MW)	Konsumsi Gas (MMSCFD)	Konsumsi LNG (M ³ /Hari)	Konsumsi LNG (M ³ /Tahun)
1	Bula	10	2	72	26280
2	Namlea	20	4	144	52560
3	Namrole	10	2	72	26280
4	Ambon	180	36	1296	473040
5	Saparua	5	1	36	13140
6	Seram	60	12	432	157680
7	Fak Fak	20	4	144	52560
8	Bintuni	10	2	72	26280
9	Kaimana	10	2	72	26280
10	Langgur	40	8	288	105120
11	Raja Ampat	10	2	72	26280
12	Manokwari	60	12	432	157680
13	Sorong	150	30	1080	394200
14	Maba	10	2	72	26280
15	Malifut	20	4	144	52560
16	Tobelo	30	6	216	78840
17	Morotai	10	2	72	26280
18	Ternate	60	12	432	157680
19	Sofifi	70	14	504	183960
20	Tidore	45	9	324	118260
21	Bacan	20	4	144	52560
22	Sanana	15	3	108	39420
23	Dobo	20	4	144	52560
24	Timika	90	18	648	236520
25	Merauke	60	12	432	157680
26	Saumlaki	20	4	144	52560
27	Masela	20	4	144	52560
28	Biak	75	15	540	197100
29	Jayapura	240	48	1728	630720
31	Serui	30	6	216	78840
31	Nabire	40	8	288	105120
Total		1460	292	10512	3836880

Sumber : RUPTL PT. PLN 2018 – 2027

Tabel 4.2 menunjukkan total kapasitas pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua sebesar 1460 MW yang kemudian di konversi menjadi konsumsi LNG untuk kebutuhan harian sekitar 10.512 m³ dan untuk satu tahun operasi membutuhkan sekitar 3.836.880 m³ LNG untuk memasok pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua. Jumlah LNG ini tidak secara otomatis dianggap sebagai jumlah yang akan diangkut setiap perjalanan pulang pergi, karena total waktu perjalanan pulang pergi kapal yang

melayani setiap pembangkit listrik akan mempengaruhi jumlah total LNG yang akan diangkut dan juga mempengaruhi rute perjalanan. Jumlah gas dan LNG ini akan dipertimbangkan untuk menentukan skenario distribusi yang memungkinkan, yang mana tuntutan tenaga merupakan salah satu pertimbangan.

4.1.2. Identifikasi Armada

Dalam penelitian tugas akhir ini, armada diperlukan untuk mendistribusikan LNG di seluruh wilayah Maluku dan Papua. Distribusi LNG yang direncanakan akan menggunakan kapal pengangkut LNG yang termasuk dalam kategori berukuran kecil. Pemilihan kapal LNG ini dengan mempertimbangkan beberapa faktor.

Ukuran kapal LNG dengan kapasitas muatan antara 2,500 m³ hingga 23,000 m³ yang dikategorikan sebagai pengangkut LNG skala kecil yang telah beroperasi ini akan dipertimbangkan sebagai kapal yang akan digunakan untuk mendistribusikan LNG dikarenakan kapal LNG berukuran kecil memenuhi karakter distribusi LNG dengan lokasi permintaan yang tersebar dan jumlah permintaan yang tidak terlalu besar seperti kasus distribusi LNG untuk wilayah Maluku dan Papua.

Beberapa aspek penting yang harus diperhatikan dari kapal adalah kapasitas kargo dan konsep selama analisis teknis. Akan diperlukan data yang dikumpulkan untuk menghitung biaya transportasi. Data tersebut adalah:

1. Kapasitas Kargo

Kapasitas muatan dipertimbangkan karena akan memengaruhi jumlah LNG yang akan didistribusikan dari satu titik ke titik lain. Dalam satu perjalanan dengan kapasitas kargo yang lebih tinggi, sebuah kapal mungkin akan memiliki waktu tunggu yang lebih lama sebelum ditugaskan untuk perjalanan berikutnya, karena konsumsi LNG di setiap titik tetap sama. Namun, kapal dengan kapasitas kargo yang lebih besar memiliki tingkat sewa dan konsumsi bahan bakar yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang lebih kecil.

2. Kecepatan Dinas

Kecepatan dinas akan membantu mempertimbangkan waktu pulang-pergi karena dalam jarak yang sama, kapal dengan kecepatan lebih tinggi akan membuat waktu perjalanan lebih sedikit dan dibandingkan dengan kapal dengan kecepatan lebih lambat.

3. Kapasitas Pompa

Laju pompa berguna untuk proses pembongkaran dari ruang kargo kapal ke terminal penerima. Prosesnya dilakukan oleh pompa yang terpasang di kapal. Kapasitas pompa akan mempengaruhi waktu bongkar dan waktu pulang pergi juga.

4. Konsumsi Bahan Bakar Harian

Konsumsi bahan bakar juga akan dipertimbangkan karena pembawa LNG menengah / kecil digerakkan oleh mesin pembakaran internal sebagai penggerak utama dan bahan bakar yang dibutuhkan baik HFO atau MDO. Konsumsi bahan bakar adalah variabel yang mempengaruhi biaya transportasi dalam penelitian ini.

5. Tarif Sewa

Tarif sewa adalah variabel yang sangat penting dalam biaya transportasi.

Penelitian ini menentukan semua skenario jumlah kapal charter dari tingkat charter kapal adalah wajib.

Rincian kapal khusus ditunjukkan pada tabel 4.3 di bawah ini sebagaimana merujuk pada penelitian Widodo (2018) dan sumber lain.

Tabel 4. 3 Data Kapal

Parameter	Kapal 1	Kapal 2	Kapal 2	Kapal 4	Unit
Tipe Kapal	LNG Carrier	LNG Carrier	LNG Carrier	LNG Carrier	-
Kapasitas Muatan	7,500	10,000	12,000	14,000	m ³
Kecepatan Dinas	16	15	16	17	Knot
Kapasitas Pompa LNG	450	480	510	640	m ³ /jam
Mesin Penggerak Utama	5000	7000	8200	7800	KW
SFOC	190	177	177	179	(g/kWh)
Biaya Charter	25000	30000	32000	35000	USD/hari

Sumber : (Widodo R. W., 2016)

4.2. Skenario Distribusi LNG

4.2.1. Gambaran Umum Skenario Distribusi LNG

Pada tugas akhir ini mengambil objek di Wilayah Maluku dan Wilayah Papua dengan total jumlah pembangkit sebanyak 69 pembangkit yang terdiri dari PLTG, PLTMG dan PLTGU. Sumber LNG yang direncanakan adalah dari Kilang LNG Tangguh.

Skenario distribusi LNG yang akan di simulasikan adalah dari FSU Fakfak LNG dikirim menggunakan kapal LNG menuju terminal penerima yang kemudian akan di distribusikan ke pembangkit-pembangkit.

4.2.2. Matriks Jarak

Kapal adalah satu-satunya moda transportasi untuk mengangkut LNG menuju terminal penerima untuk memasok pembangkit listrik wilayah Maluku dan Papua. Setelah kapal dipilih, rute atau jalur antar koneksi dihasilkan. Kemudian matriks jarak antara FSU Fak-Fak dan setiap terminal penerima ditemukan. Matrik jarak dari FSU Fak-Fak dan terminal penerima perlu diukur. Pengukuran matrik jarak dapat dilihat pada tabel 4.4 di halaman selanjutnya.

Tabel 4. 4 Matriks Jarak

	X0	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X21	X22	X23	X24	X25	X26	X27	X28	X29	X30	X31
X0	-	86	298	344	282	238	190	40	106	218	201	185	410	209	303	410	367	376	377	380	366	302	353	237	360	687	348	353	528	822	572	592
X1		-	231	332	358	216	166	113	190	227	236	184	399	206	287	390	363	362	310	308	300	239	280	280	410	785	359	346	604	903	682	652
X2			-	75	80	115	160	349	400	430	398	287	553	313	313	425	415	402	251	318	247	160	107	460	605	882	391	355	652	947	684	704
X3				-	93	231	231	262	189	413	354	254	546	216	311	435	383	421	323	267	236	175	251	511	563	757	326	452	658	879	674	708
X4					-	252	123	211	152	324	311	231	457	254	329	424	373	400	267	368	264	235	321	321	342	523	366	358	598	547	643	741
X5						-	55	179	176	354	323	245	469	216	303	433	423	423	299	267	212	285	326	431	379	497	347	362	385	567	634	696
X6							-	199	135	321	324	217	427	245	300	359	416	398	276	197	248	215	231	432	356	432	327	421	418	468	576	562
X7								-	143	389	136	210	501	321	219	368	436	388	321	374	297	167	231	423	324	453	325	437	411	423	514	555
X8									-	290	154	198	476	309	296	299	387	375	309	366	321	196	264	457	321	473	286	463	412	423	543	431
X9										-	149	179	478	301	288	295	356	387	305	401	328	150	267	352	342	432	452	425	436	653	632	543
X10											-	209	435	295	356	305	400	401	317	409	167	324	245	110	322	574	245	244	535	431	743	463
X11												-	220	247	311	411	392	400	276	415	189	231	423	421	468	126	346	324	435	532	253	235
X12													-	215	321	453	369	397	259	318	237	125	421	473	214	412	414	314	125	421	345	170
X13														-	278	153	189	348	307	367	218	352	211	323	321	468	140	207	130	240	358	406
X14															-	140	204	385	312	327	246	148	332	241	341	245	313	241	352	468	356	465
X15																-	50	219	354	322	285	246	136	741	352	242	324	421	244	345	563	467
X16																	-	28	198	178	149	231	314	213	421	434	325	556	342	432	463	379
X17																		-	138	150	179	315	321	363	468	314	244	435	356	513	312	324
X18																			-	12	38	231	242	346	224	213	424	242	342	245	342	254
X19																				-	9	241	423	343	245	345	357	269	246	379	279	380
X20																					-	114	223	289	249	250	234	245	622	462	424	242
X21																						-	129	231	241	324	242	244	246	246	352	321
X22																							-	241	342	135	242	235	245	190	213	143
X23																								-	183	453	324	145	521	353	245	322
X24																									-	407	221	312	132	341	112	235
X25																										-	552	132	464	135	412	342
X26																											-	87	231	412	232	234
X27																												-	244	313	241	246
X28																													-	309	244	213
X29																														-	308	142
X30																															-	94
X31																																-

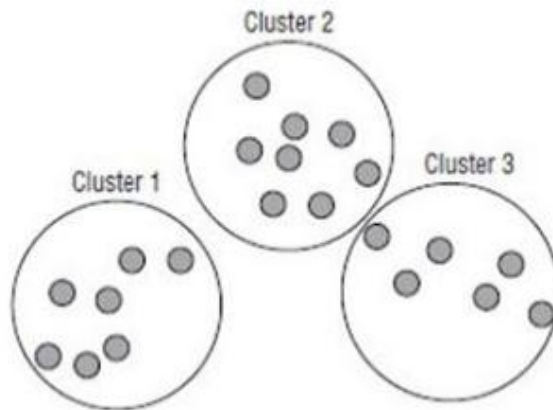
Notasi :

X0 : FSU Fak Fak	X11 : Raja Ampat	X22 : Sanana
X1 : Bula	X12 : Manokwari	X23 : Dobo
X2 : Namlea	X13 : Sorong	X24 : Timika
X3 : Namrole	X14 : Maba	X25 : Merauke
X4 : Ambon	X15 : Malifut	X26 : Saumlaki
X5 : Saparua	X16 : Tobelo	X27 : Masela
X6 : Seram	X17 : Morotai	X28 : Biak
X7 : Fak Fak	X18 : Ternate	X29 : Jayapura
X8 : Bintuni	X19 : Sofifi	X30 : Serui
X9 : Kaimana	X20 : Tidore	X31 : Nabire
X10 : Langgur	X21 : Bacan	

4.2.3. Penilaian Kualitatif Clustering Terminal Penerima

Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan untuk *clustering* pembangkit adalah dengan menggunakan metode penilaian kualitatif. Penilaian Kualitatif adalah suatu kegiatan penilaian pada suatu objek secara deskriptif dan cenderung menggunakan analisis, proses dan makna suatu objek penilaian lebih ditonjolkan sebagai salah satu pertimbangan penilaiannya.

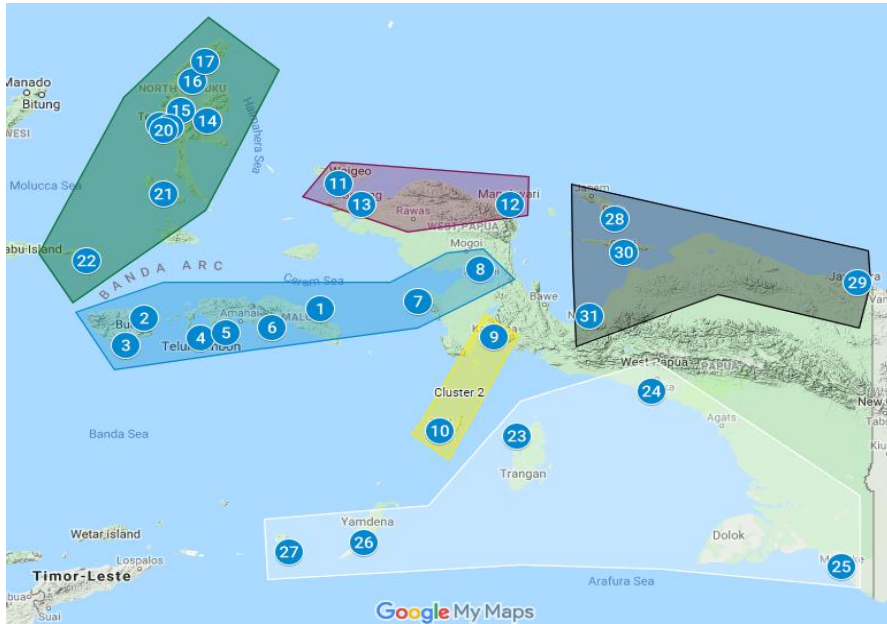
Clustering adalah suatu kegiatan untuk mengelompokkan suatu objek berdasarkan ukuran kedekatan (kemiripan). Pengelompokan cluster ini berdasarkan pada kedekatan dari suatu karakteristik objek yang ada.



Gambar 4. 2 Contoh Clustering

Pada tugas akhir ini, objek yang dilakukan *clustering* adalah pembangkit-pembangkit di Wilayah Maluku dan Papua sebagai demand yang dituju oleh kapal LNG dengan metode penilaian secara kualitatif.

Penilaian kualitatif yang dilakukan adalah berdasarkan dengan jarak setiap pembangkit dari FSU Fakfak dan letak topologinya. Dari proses identifikasi penilaian secara kualitatif maka didapatkan kombinasi cluster seperti dibawah.



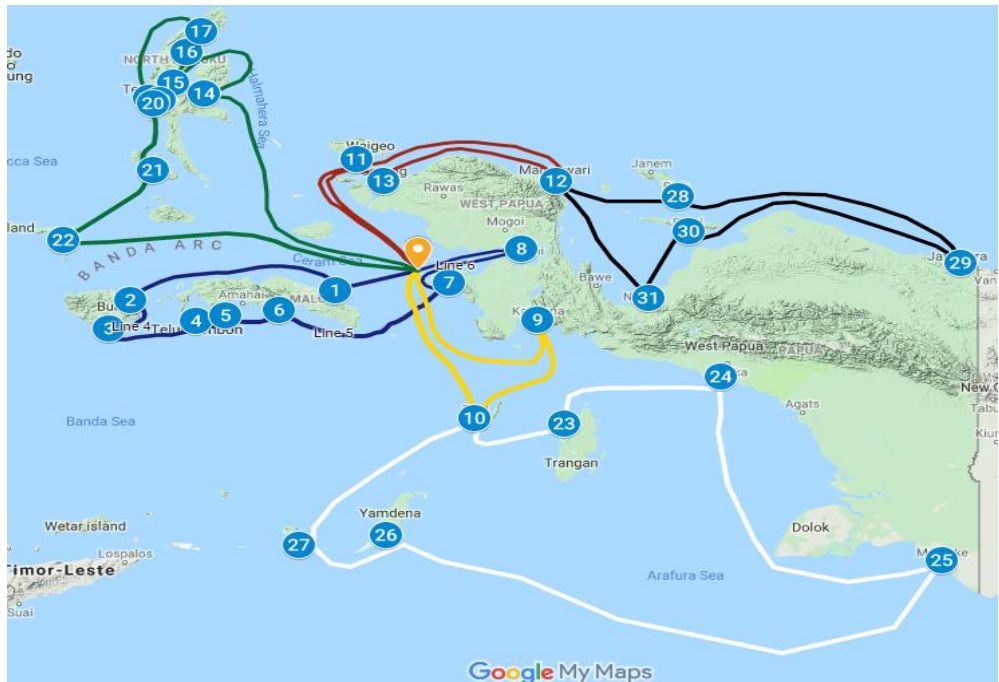
Gambar 4. 3 Clustering yang sudah terbentuk
Sumber : Google Maps

Tabel 4. 5 Data Clustering Pembangkit

Cluster	Area	Total Kapasitas	Konsumsi Gas (MMSCFD)	Konsumsi LNG (M ³ /Hari)	Konsumsi LNG (M ³ /Tahun)
1	Bula	10	2	72	26280
	Namlea	20	4	144	52560
	Namrole	10	2	72	26280
	Ambon	180	36	1296	473040
	Saparua	5	1	36	13140
	Seram	60	12	432	157680
	Fak Fak	20	4	144	52560
	Bintuni	10	2	72	26280
2	Kaimana	10	2	72	26280
	Langgur	40	8	288	105120
3	Raja Ampat	10	2	72	26280
	Manokwari	60	12	432	157680
	Sorong	150	30	1080	394200
4	Maba	10	2	72	26280
	Malifut	20	4	144	52560
	Tobelo	30	6	216	78840
	Morotai	10	2	72	26280
	Ternate	60	12	432	157680
	Sofifi	70	14	504	183960
	Tidore	45	9	324	118260
	Bacan	20	4	144	52560
	Sanana	15	3	108	39420
	5	Dobo	20	4	144
Timika		90	18	648	236520
Merauke		60	12	432	157680
Saumlaki		20	4	144	52560
Masela		20	4	144	52560
6	Biak	75	15	540	197100
	Jayapura	240	48	1728	630720
	Serui	30	6	216	78840
	Nabire	40	8	288	105120
Total		1460	292	10512	3836880

4.2.4. Membuat Rute Distribusi

Setelah mengetahui cluster bagi masing-masing area distribusi, rute distribusi dibuat. Dalam tugas akhir ini, rute di buat berdasarkan cluster. Terdapat 6 cluster dengan total trip yang berbeda-beda. Rute distribusi LNG yang telah dibentuk dapat di lihat pada gambar 4.4.



Gambar 4. 4 Rute Distribusi LNG
Sumber : Google Maps

Deskripsi :

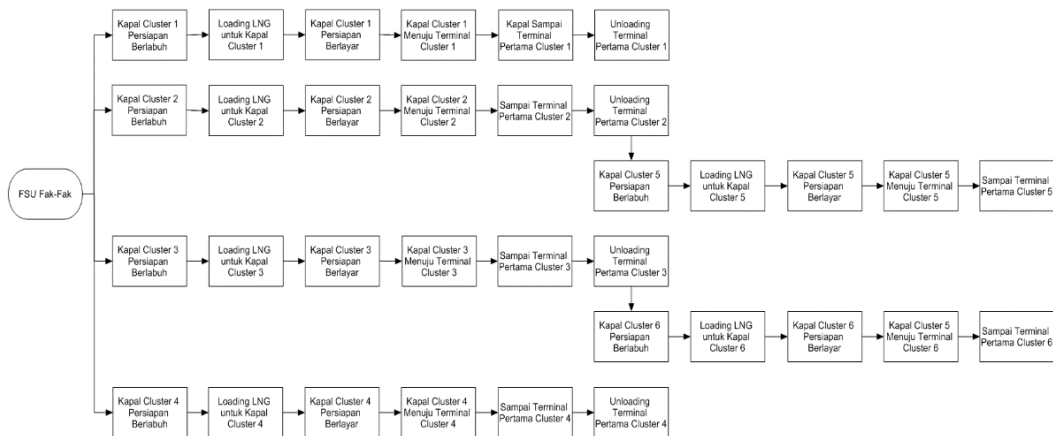
- Rute 1 (Biru) : FSU Fak-Fak – Bula – Namlea – Namrole – Ambon – Saparua –
Seram – Fak-Fak – Bintuni – FSU Fak-Fak
- Rute 2 (Kuning) : FSU Fak-Fak – Kaimana – Langgur - FSU Fak-Fak
- Rute 3 (Merah) : FSU Fak-Fak – Raja Ampat – Manokwari – Sorong – FSU Fak-Fak
- Rute 4 (Hijau) : FSU Fak-Fak – Maba – Malifut – Tobelo – Morotai – Ternate –
Sofifi – Tidore – Baca – Sanana - FSU Fak-Fak
- Rute 5 (Putih) : Langgur – Dobo – Timika – Merauke – Saumlaki – Masela –
Langgur
- Rute 6 (Hitam) : Manokwari – Biak – Jayapura – Serui – Nabire – Manokwari

4.2.5. Model Konseptual Simulasi

Model konseptual dibuat sebelum merancang suatu model simulasi. Hal ini dilakukan untuk memudahkan penerjemahan proses distribusi menjadi suatu model simulasi. Model simulasi dibuat dengan menggunakan perangkat lunak *ARENA Simulation* berdasarkan model konseptual saat ini. Model dibuat dengan 3 proses.

- a. Proses Supply LNG dari FSU Fak-Fak ke Setiap Cluster

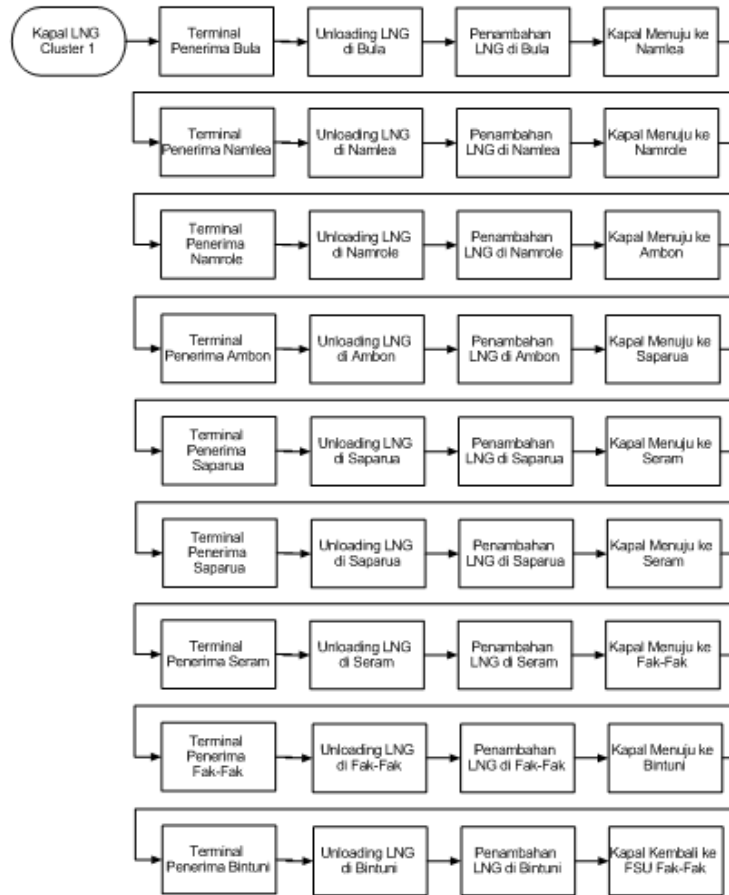
Proses yang pertama adalah proses *supply* LNG untuk setiap cluster. Dimulai dari *supply point* yaitu FSU Fak-Fak, nanti kapal untuk cluster 1 datang kemudian menunggu untuk proses *loading* LNG. Setelah kapal cluster 1 menyelesaikan proses *loading* dan menuju ke terminal penerima pertama untuk cluster 1, dilanjutkan dengan kedatangan dan proses *loading* LNG untuk kapal cluster 2. Kemudian kapal cluster 2 menuju terminal penerima pertama untuk cluster 2. Untuk cluster 5, proses *loading* LNG dilakukan di terminal penerima pertama di cluster 2 sebagai *transshipment point*. Setelah kapal cluster 2 menuju terminal penerima, kapal cluster 3 datang untuk proses *loading* LNG. Sama dengan cluster 2, cluster 3 juga menjadi *transshipment point* untuk cluster 6, jadi cluster 6 melakukan proses *loading* LNG di terminal penerima pertama di cluster 3. Setelah kapal cluster 3 selesai melakukan *loading* LNG dan menuju ke terminal penerima, kapal cluster 4 datang dan melakukan proses *loading* LNG kemudian setelah selesai, kapal cluster 4 menuju ke terminal penerima untuk cluster 4. Secara sederhana proses *supply* atau proses muat LNG untuk setiap cluster dapat dijelaskan dalam diagram proses pada gambar 4.5 dibawah.



Gambar 4. 5 Proses Supply LNG

b. Proses Unloading LNG untuk Setiap Cluster

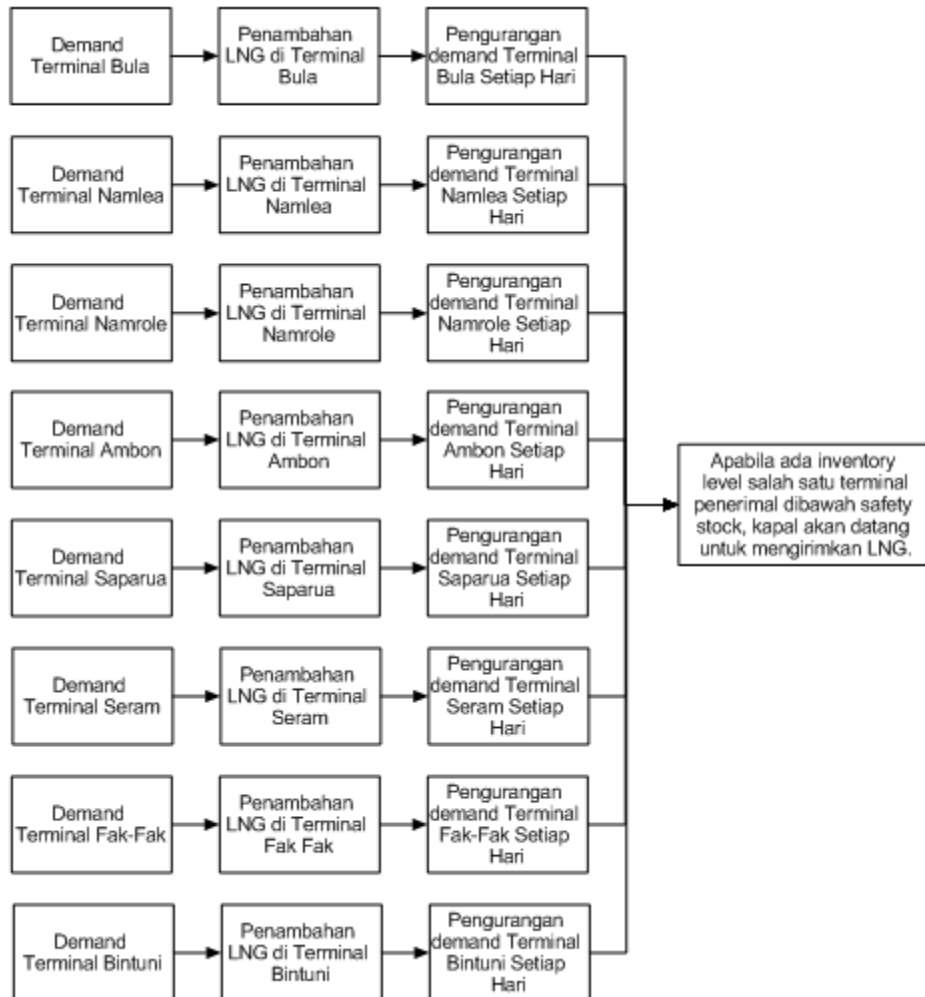
Proses selanjutnya adalah proses unloading LNG untuk setiap cluster. Proses unloading LNG adalah proses penambahan LNG untuk setiap terminal penerima. Sebagai contoh untuk cluster 1. Terminal penerima pertama yang dituju oleh kapal cluster 1 adalah Terminal Penerima Bula. Setelah sampai di Terminal Penerima Bula, kapal melakukan unloading LNG dan kemudian Terminal Penerima Bula akan mengalami penambahan *supply* LNG sesuai kebutuhan. Setelah selesai melakukan *unloading* di Terminal Penerima Bula, kapal cluster 1 kemudian melanjutkan perjalanan menuju ke terminal penerima kedua untuk cluster 1 yaitu Terminal Penerima Namlea. Proses yang sama dilakukan sampai dengan terminal penerima terakhir untuk setiap cluster. Gambar 4.6 dibawah dapat menjelaskan secara sederhana proses *unloading* LNG untuk setiap cluster, sebagai contoh dibawah merupakan cluster 1.



Gambar 4. 6 Proses Unloading LNG untuk setiap Terminal Penerima

c. Proses Pengurangan LNG

Proses pengurangan LNG pada terminal penerima sebesar demand perhari. Jadi ketika kapal sudah unloading LNG ke terminal penerima, setiap harinya LNG yang ada di terminal penerima akan berkurang sesuai dengan kebutuhan LNG setiap hari. Ketika inventory level LNG dibawah safety stock terminal penerima maka terminal penerima akan mengirimkan sinyal untuk kapal datang mengisi LNG untuk terminal penerima tersebut. Gambar 4.7 dibawah adalah contoh dari proses pengurangan entitas untuk Cluster 1.



Gambar 4. 7 Proses Pengurangan LNG

4.2.6. Asumsi Model

Dalam mengembangkan suatu model, dibuat beberapa asumsi yang digunakan untuk menyederhanakan proses pengerjaan. Berikut merupakan asumsi-asumsi yang digunakan untuk menyederhanakan model yang akan dibuat :

- i. Kebutuhan LNG pada pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua diasumsikan dapat selalu dipenuhi oleh FSU Fak-Fak.
- ii. Kecepatan kapal selama berlayar dari lokasi asal menuju lokasi tujuan diasumsikan konstan sesuai dengan data kapal.
- iii. Diasumsikan tidak ada waktu tunggu untuk kapal LNG ketika melakukan bongkar maupun muat, kapal LNG dapat melakukan proses bongkar muat secara langsung.
- iv. Lama waktu trip dihitung berdasarkan waktu pelayaran di laut (*sea time / sail duration*).

- v. Terminal penerima LNG dan fasilitas regasifikasi diasumsikan dalam kondisi baik dan siap beroperasi sehingga dapat langsung melayani kapal LNG yang datang.
- vi. Skema pengadaan kapal LNG diasumsikan menggunakan skenario sewa (*Charter Hire*).

4.2.7. Input Model

Untuk membuat simulasi terdapat beberapa input model yang dibutuhkan dalam pembuatan model distribusi LNG adalah sebagai berikut :

i. Kebutuhan Setiap Pembangkit

Berdasarkan data yang diperoleh tabel dibawah menjelaskan kebutuhan LNG untuk setiap pembangkit dan kapasitas tangki yang digunakan.

Tabel 4. 6 Kebutuhan LNG Setiap Terminal dan Kapasitas Tangki Yang Digunakan

Cluster	Area	Total Kapasitas (MW)	Konsumsi LNG (M ³ /Hari)	Konsumsi LNG (M ³ /Tahun)	Kapasitas Tangki
1	Bula	10	72	26280	800
	Namlea	20	144	52560	1200
	Namrole	10	72	26280	800
	Ambon	180	1296	473040	6800
	Saparua	5	36	13140	800
	Seram	60	432	157680	1200
	Fak Fak	20	144	52560	2800
	Bintuni	10	72	26280	800
2	Kaimana	10	72	26280	800
	Langgur	40	288	105120	12800
3	Raja Ampat	10	72	26280	800
	Manokwari	60	432	157680	14800
	Sorong	150	1080	394200	4800

Tabel 4. 6 Kebutuhan LNG Setiap Terminal dan Kapasitas Tangki Yang Digunakan (Sambungan)

Cluster	Area	Total Kapasitas (MW)	Konsumsi LNG (M ³ /Hari)	Konsumsi LNG (M ³ /Tahun)	Kapasitas Tangki
4	Maba	10	72	26280	800
	Malifut	20	144	52560	400
	Tobelo	30	216	78840	2400
	Morotai	10	72	26280	800
	Ternate	60	432	157680	7200
	Sofifi	70	504	183960	800
	Tidore	45	324	118260	4800
	Bacan	20	144	52560	1600
	Sanana	15	108	39420	1200
5	Dobo	20	144	52560	1600
	Timika	90	648	236520	2000
	Merauke	60	432	157680	3200
	Saumlaki	20	144	52560	1600
	Masela	20	144	52560	1600
	Biak	75	540	197100	2000
	Jayapura	240	1728	630720	7600
	Serui	30	216	78840	1200
	Nabire	40	288	105120	2800
	Total	1240	8928	3258720	72400

ii. Jarak asal-tujuan (*supply-demand*)

Selanjutnya input yang diperlukan adalah jarak antara lokasi asal menuju lokasi tujuan atau dari *supply* LNG menuju lokasi terminal penerima. Jarak antara lokasi asal menuju lokasi tujuan diukur dengan menggunakan peta elektronik. Pengukuran dengan menggunakan peta elektronik dapat menyebabkan selisih jarak antara jarak pengukuran dengan jarak terjadi. Tabel 4.7 menunjukkan jarak antara FSU Fak Fak menuju ke setiap terminal penerima.

Tabel 4. 7 Jarak antara FSU Fak Fak menuju Terminal Penerima

Dari	Menuju	Jarak (Nm)
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Bula	86
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Namlea	298
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Namrole	344
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Ambon	282
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Saparua	238
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Seram	190
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Fak Fak	40
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Bintuni	106
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Kaimana	218
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Langgur	201

Tabel 4.7 Jarak antara FSU Fak Fak menuju Terminal Penerima (Sambungan)

Dari	Menuju	Jarak (Nm)
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Raja Ampat	185
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Manokwari	401
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Sorong	209
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Maba	303
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Malifut	410
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Tobelo	367
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Morotai	376
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Ternate	377
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Sofifi	380
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Tidore	366
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Bacan	302
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Sanana	352
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Dobo	237
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Timika	360
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Merauke	687
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Saumlaki	348
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Masela	353
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Biak	528
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Jayapura	822
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Serui	572
FSU Fak Fak	Terminal Penerima Nabire	592

Untuk menentukan lama *Round Trip Day* (RTD) untuk setiap kapal pengangkut LNG yang digunakan dari tujuan asal menuju ke terminal penerima sesuai dengan cluster masing-masing digunakan perhitungan sesuai dengan jarak tempoh setiap cluster dibagi dengan kecepatan kapal yang digunakan.

iii. Durasi Berlayar (*Sail Duration*)

Durasi berlayar diperoleh dari hasil pembagian jarak yang ditempuh dibagi dengan kecepatan kapal yang digunakan. Durasi berlayar aka berpengaruh pada konsumsi bahan bakar selama perjalanan yang nanti akan dihitung di bagian analisa ekonomi. Tabel 4.8 dibawah menunjukkan RTD untuk setiap cluster.

Tabel 4. 8 *Sail Duration* setiap Cluster

Cluster	Dari	Menuju	Jarak (Nm)	Durasi Berlayar (Jam)	Durasi Berlayar (Hari)
1	FSU Fak Fak	Bula	86	5,38	0,22
	Namlea	Namlea	231	14,44	0,60
	Namlea	Namrole	75	4,69	0,20
	Namrole	Ambon	93	5,81	0,24
	Ambon	Saparua	57	3,56	0,15
	Saparua	Seram	55	3,44	0,14
	Seram	Fak Fak	199	12,44	0,52
	Fak Fak	Bintuni	143	8,94	0,37
	Bintuni	Fak Fak	106	6,63	0,28
		TOTAL	1045	65,31	2,72
2	FSU Fak Fak	Kaimana	218	13,63	0,57
	Kaimana	Langgur	149	9,31	0,39
	Langgur	FSU Fak Fak	201	12,56	0,52
		TOTAL	568	35,50	1,48
3	FSU Fak Fak	Raja Ampat	185	11,56	0,48
	Raja Ampat	Manokwari	220	13,75	0,57
	Manokwari	Sorong	215	13,44	0,56
	Sorong	FSU Fak Fak	209	13,06	0,54
		TOTAL	829	51,81	2,16
4	FSU Fak Fak	Maba	303	18,94	0,79
	Maba	Malifut	140	8,75	0,36
	Malifut	Tobelo	50	3,13	0,13
	Tobelo	Morotai	28	1,75	0,07
	Morotai	Ternate	138	8,63	0,36
	Ternate	Sofifi	12	0,75	0,03
	Sofifi	Tidore	9	0,56	0,02
	Tidore	Bacan	114	7,13	0,30
	Bacan	Sanana	129	8,06	0,34
	Sanana	FSU Fak Fak	353	22,06	0,92
		TOTAL	1276	79,75	3,32
5	Langgur	Dobo	110	6,88	0,29
	Dobo	Timika	183	11,44	0,48
	Timika	Merauke	407	25,44	1,06
	Merauke	Saumlaki	552	34,50	1,44
	Saumlaki	Masela	87	5,44	0,23
	Masela	Langgur	244	15,25	0,64
		TOTAL	1583	98,94	4,12
6	Manokwari	Biak	125	7,81	0,33
	Biak	Jayapura	309	19,31	0,80
	Jayapura	Serui	308	19,25	0,80
	Serui	Nabire	94	5,88	0,24
	Nabire	Manokwari	170	10,63	0,44
		TOTAL	1006	62,88	2,62

iv. Data Kapal yang Digunakan

Setiap cluster menggunakan 1 kapal dengan ukuran yang bervariasi. Tabel dibawah menunjukkan kapasitas kapal yang digunakan untuk setiap cluster.

Tabel 4. 9 Data Kapasitas Kapal Setiap Cluster

Cluster	Total Kapasitas Tangki	Kapasitas Kapal	Jumlah Kapal
1	15200	12000	1
2	13600	12000	1
3	20400	14000	1
4	20000	14000	1
5	10000	7500	1
6	13600	10000	1

Untuk kecepatan dan kapasitas pompa masing-masing kapal, dapat dilihat di pembahasan sebelumnya pada bab 4.1.2.

v. Batasan Model (*Constraint*)

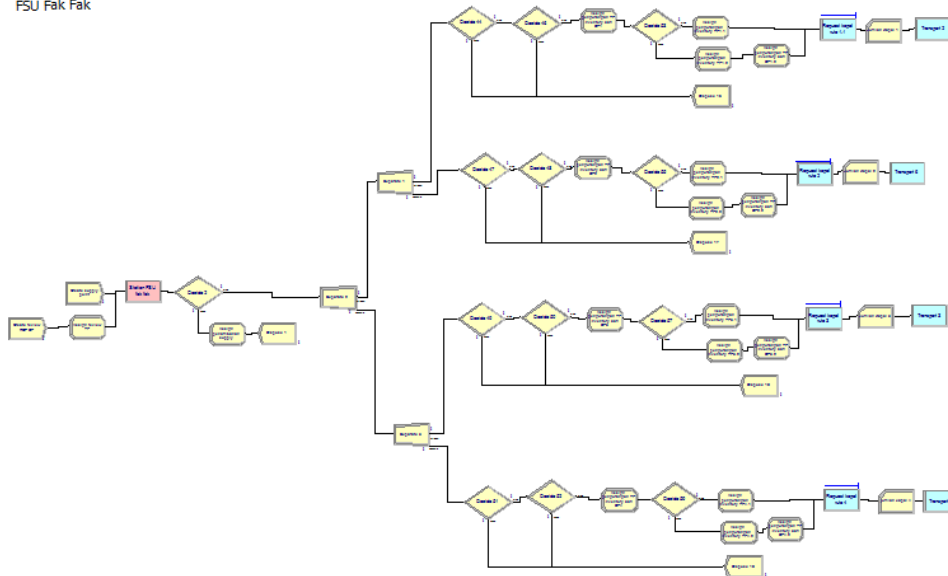
Constraint adalah suatu batasan yang didapat dari logika-logika matematis yang sudah disimpulkan dari suatu pemodelan yang perlu ditambahkan. Tujuan dari batasan model dibuat untuk memastikan pemodelan *feasible*. Berikut adalah batasan masalah yang ditambahkan ketika pembuatan model :

1. Semua kebutuhan pembangkit di wilayah Maluku dan Papua diasumsikan dapat di *supply* oleh FSU Fak Fak.
2. Asumsi untuk membuat model distribusi LNG dari FSU Fak Fak menuju setiap terminal penerima adalah sebagai berikut :
 - a. Kecepatan setiap kapal LNG saat proses distribusi dianggap sama dan konstan selama waktu pelayaran dari lokasi asal menuju lokasi tujuan.
 - b. Waktu perjalanan berdasarkan pada lamanya waktu pelayaran di laut (*sea time*) dengan waktu bongkar muat LNG pada terminal penerima.
 - c. Terminal penerima LNG dan fasilitas regasifikasi diasumsikan dalam kondisi baik dan siap beroperasi sehingga dapat langsung melayani kapal LNG yang datang.

4.3. Simulasi Model Skenario

4.3.1. Pembuatan Model Simulasi

Dari model yang telah ditentukan maka model simulasi dapat dibuat di dalam perangkat lunak *Arena Simulation*. *Demand* pembangkit listrik dalam model didefinisikan sebagai variabel dimana setiap terminal penerima memiliki jumlah konsumsi LNG yang berbeda-beda untuk dikonversi menjadi daya listrik. Jumlah *demand* tersebut akan ditambahkan untuk mengetahui total permintaan LNG di wilayah Maluku dan Papua dan mengetahui berapa pasokan yang akan memasok LNG ke *demand point* atau terminal penerima. LNG ditampilkan dalam perangkat lunak sebagai entitas yang akan diangkut dari *supply point* menuju *demand point*.



Gambar 4. 8 Model Supply Point

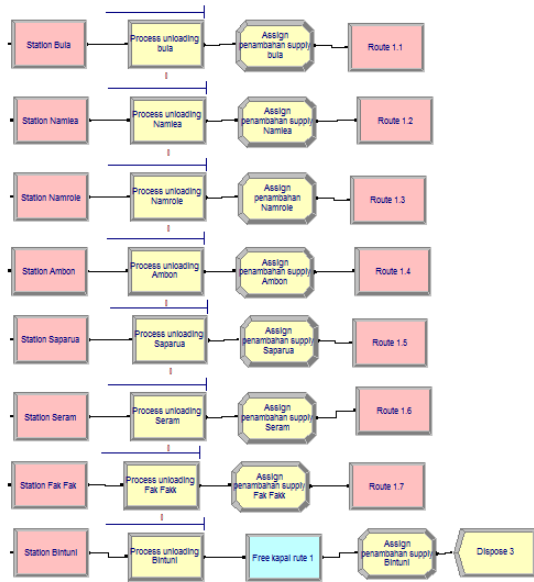
Model yang dibuat pertama kali adalah model untuk *supply point*, dari kilang FSU Fak-Fak menuju setiap cluster. Seperti yang di tunjukkan pada gambar 4.8.

Langkah pertama untuk membuat model adalah dengan menggunakan modul “*create*” yang digunakan untuk membuat entitas yang akan disimulasikan. Kemudian memilih modul “*station*” untuk dijadikan sebagai stasiun transportasi entitas. Terdapat modul “*decide*” yang digunakan untuk membuat keputusan berapa banyak entitas yang akan diangkut. Modul “*assign*” digunakan untuk menetapkan keputusan dari modul “*decide*” tadi. Kemudian terdapat modul “*dispose*” yang berfungsi untuk melepaskan entitas dalam sistem. Modul “*transport*” dengan kotak berwarna biru digunakan untuk transportasi yang berfungsi ketika sistem meminta kapal *supply* untuk mengangkut entitas menuju ke titik *demand* atau dalam kasus tugas akhir ini menuju ke FSU Fakfak.

Pada tugas akhir ini, keputusan dan sinyal untuk meminta kapal datang untuk mengangkut LNG hanya berdasarkan *Re Order Point (ROP)* pada masing-masing terminal seperti yang sudah dijelaskan pada subbab sebelumnya.

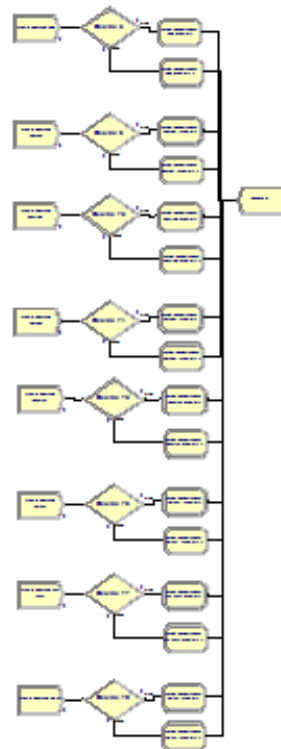
Setelah membuat model untuk *supply point*, model yang dibuat selanjutnya adalah model “*process*” yang merepresentasikan proses loading dan unloading LNG di setiap rute. Dalam pembuatan model proses *loading* dan *unloading* terdapat dua logika yang harus di modelkan yang pertama adalah proses dan rute *unloading* LNG yang apat dilihat pada gambar 4.9 dan yang kedua adalah proses pengurangan jumlah entity atau LNG dari waktu ke waktu. Yang dapat dilihat pada gambar 4.10

RUTE 1

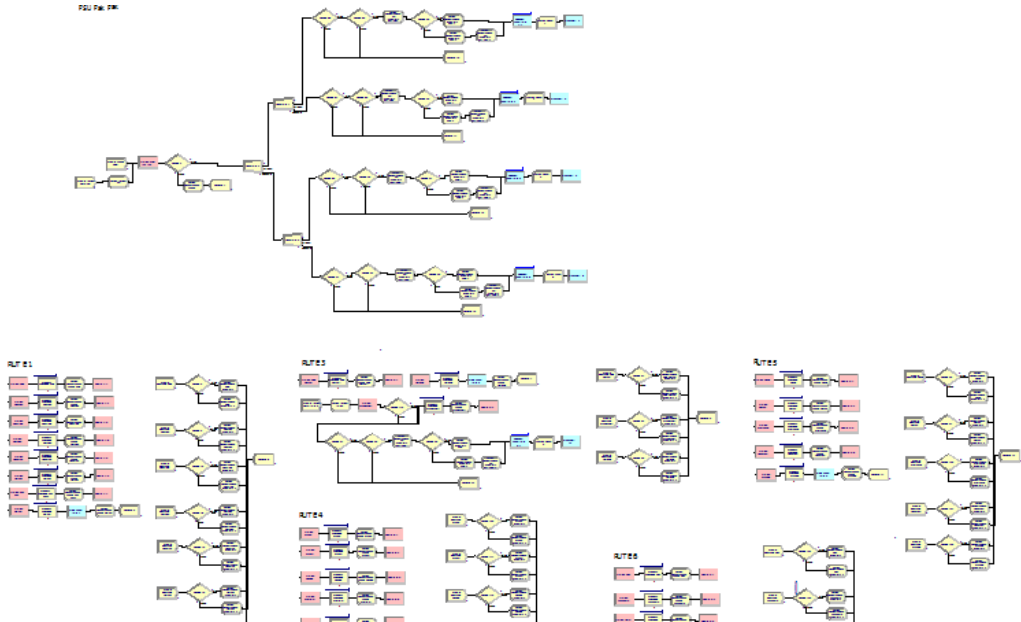


Gambar 4. 9 Proses Unloading LNG dan Rute

RUTE 1



Gambar 4. 10 Proses Pengurangan entity

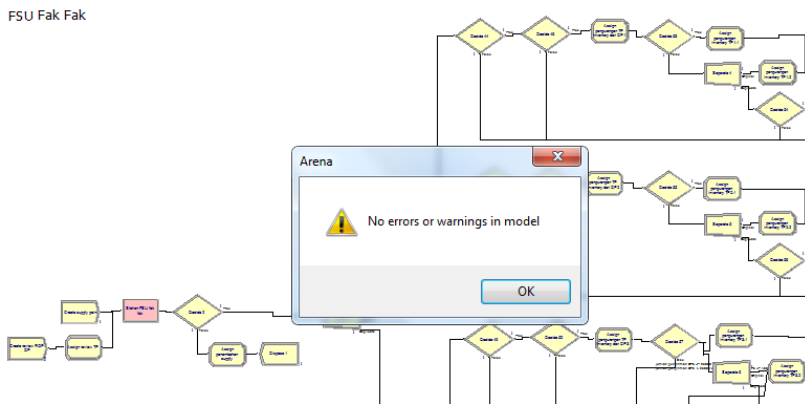


Gambar 4. 11 Model Simulasi

Setelah membuat model simulasi untuk distribusi LNG, selanjutnya akan dibuat model simulasi dengan beberapa pertimbangan model dan skenario. Terdapat 2 model yang akan dibuat.

4.3.2. Verifikasi Model

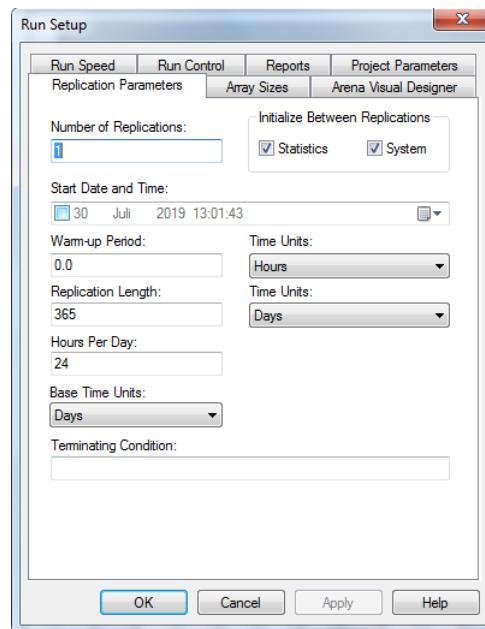
Setelah semua logika dan parameter di modelkan, model yang sudah ada harus di verifikasi dengan menggunakan model verifikasi dari perangkat lunak ARENA Simulation. Jika model tidak terdapat kesalahan logika maka perangkat lunak AREA Simulation tidak akan menjalankan simulasi dan akan menunjukkan dimana kesalahan terjadi.



Gambar 4. 12 Verifikasi Model

4.3.3. Mensimulasikan Model

Setelah susunan model yang telah dibuat sudah di verifikasi dan tidak terdapat kesalahan model atau *error* maka selanjutnya adalah proses menjalankan simulasi. Sebelum menjalankan simulasi harus mengatur berapa lama waktu untuk di simulasikan dan berapa satuan waktu yang digunakan agar simulasi berjalan sesuai yang diinginkan.



Gambar 4. 13 Modul Run Setup Untuk Mengatur Timestep dan Lama Simulasi

4.3.4. Pengembangan Model

Model yang akan dikembangkan untuk perencanaan pola distribusi LNG ini adalah model simulasi untuk menentukan pola distribusi LNG yang optimum dari sumber LNG menuju lokasi pembangkit yang akan dituju serta model simulasi kenaikan demand apabila demand LNG meningkat selama 10 tahun kedepan dengan nilai distribusi sesuai prakiraan peningkatan kebutuhan listrik untuk wilayah Maluku dan Papua selama 10 tahun kedepan.

4.4. Analisa Data Hasil Simulasi

Keluaran data yang dihasilkan dari simulasi menggunakan *ARENA Simulation* adalah grafik storage pada masing-masing terminal penerima setiap cluster, intensitas kedatangan kapal untuk setiap cluster.

4.4.1. Hasil Simulasi Pada Skenario 1

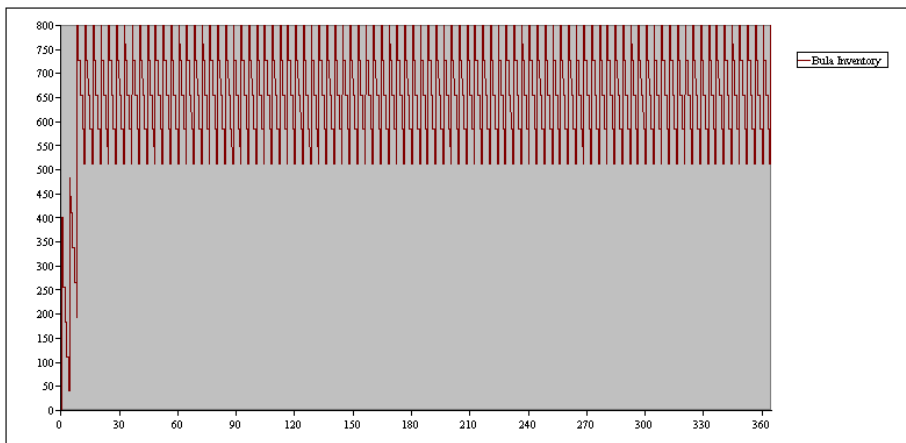
i. Cluster 1

Tabel 4. 10 Hasil Simulasi Cluster 1

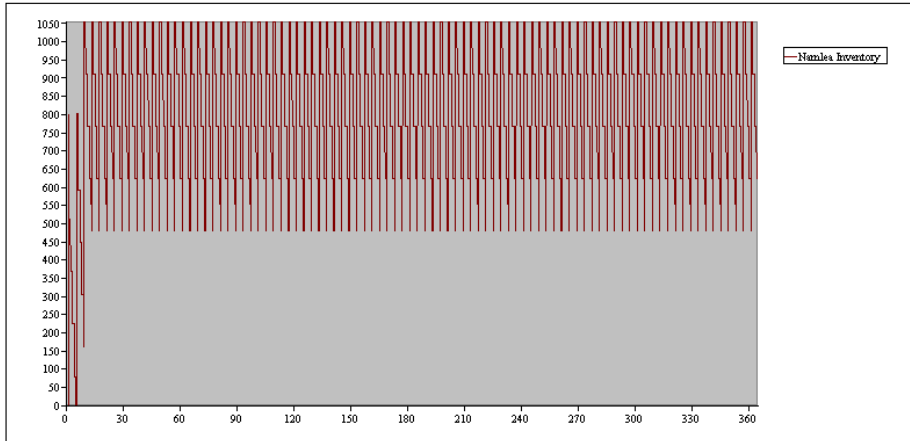
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 1	1	92	12 000

Tabel 4.10 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 1 yang telah disimulasikan.

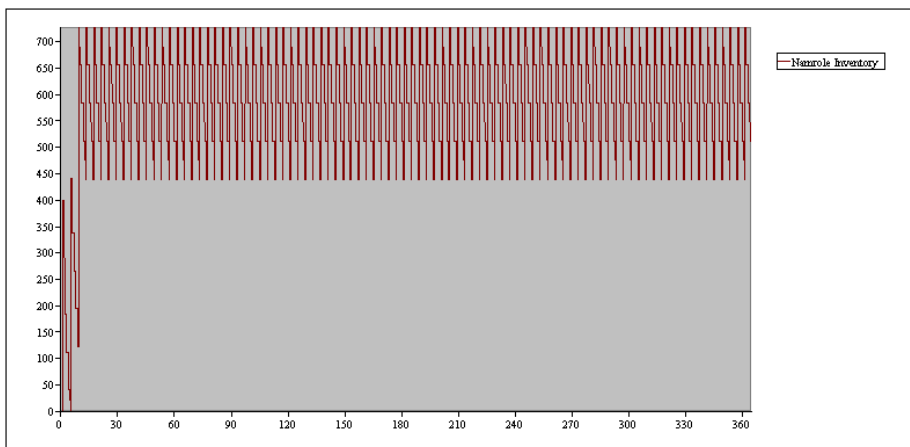
Berikut grafik 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 dan 4.8 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 1* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 12 000 m³.



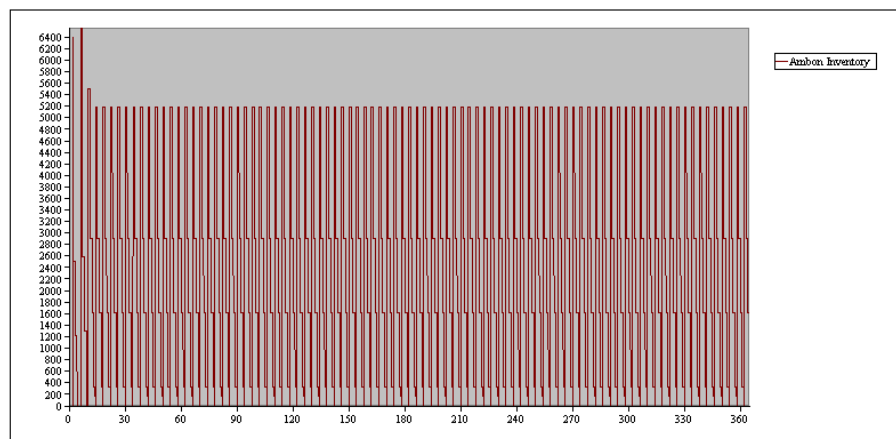
Grafik 4. 1 Stock Storage Terminal Penerima Bula



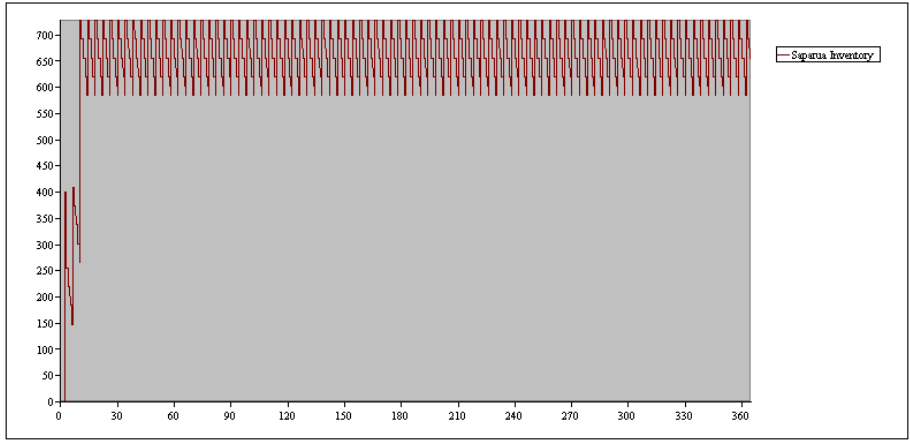
Grafik 4. 2 Stock Storage Terminal Penerima Namlea



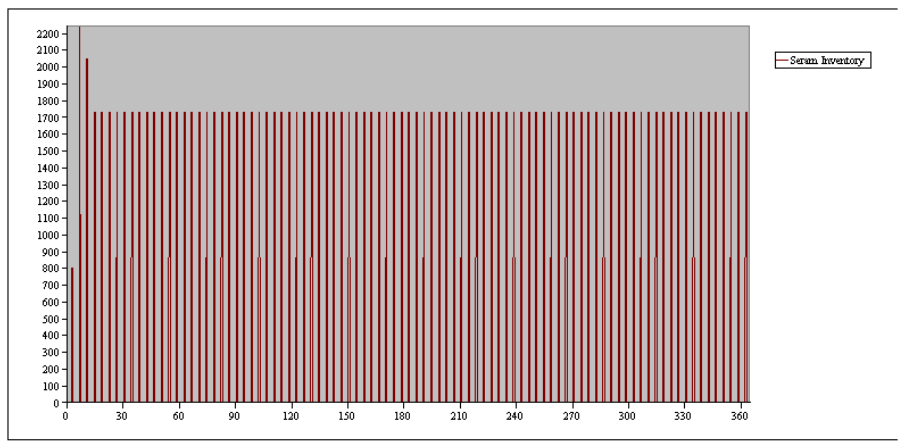
Grafik 4. 3 Stock Storage Terminal Penrima Namrole



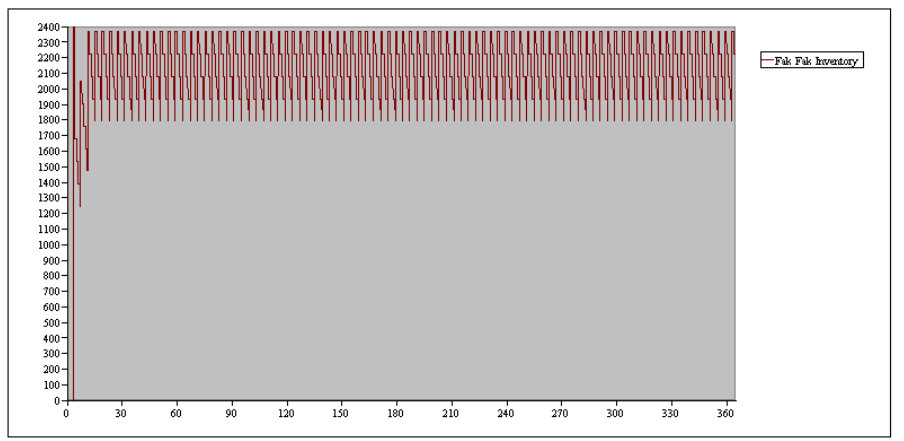
Grafik 4. 4 Stock Storage Terminal Penerima Ambon



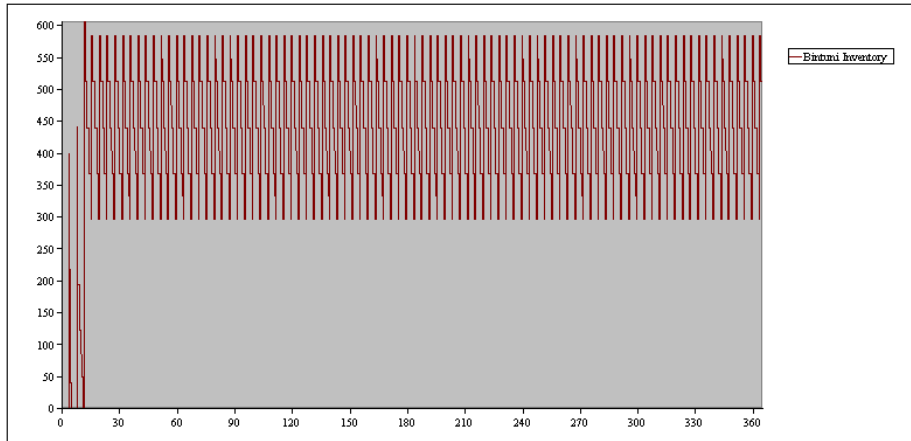
Grafik 4. 5 Stock Storage Terminal Penerima Saprus



Grafik 4. 6 Stock Storage Terminal Penerima Seram



Grafik 4. 7 Stock Storage Terminal Penerima Fak Fak



Grafik 4. 8 Stock Storage Terminal Penerima Bintuni

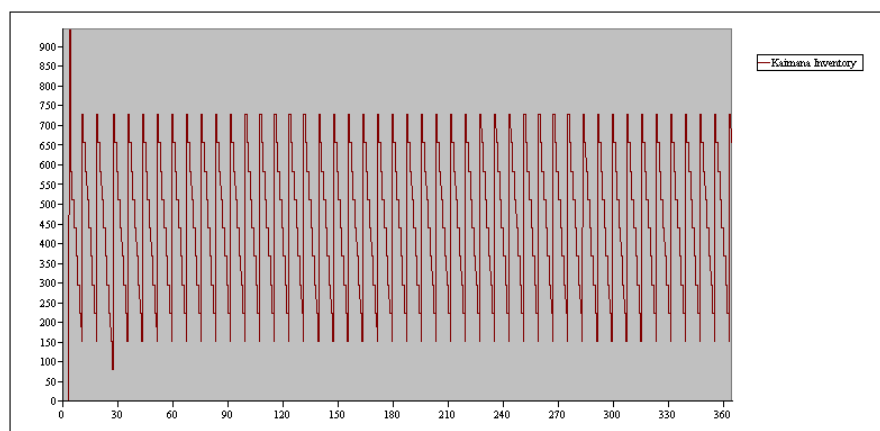
ii. *Cluster 2*

Tabel 4. 11 Hasil Simulasi Cluster 2

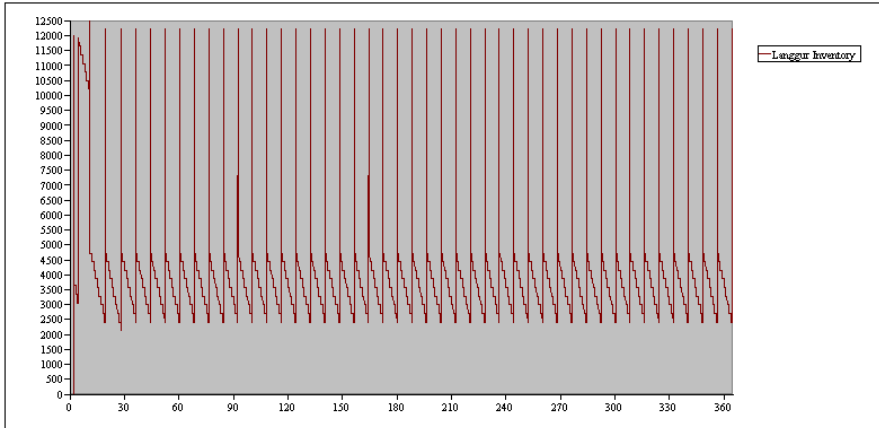
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 2	1	47	12 000

Tabel 4.11 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 2 yang telah disimulasikan.

Berikut grafik 4.9 dan 4.10 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 2* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 12 000 m³.



Grafik 4. 9 Stock Storage Terminal Penerima Kaimana



Grafik 4. 10 Stock Storage Terminal Penerima Langgur

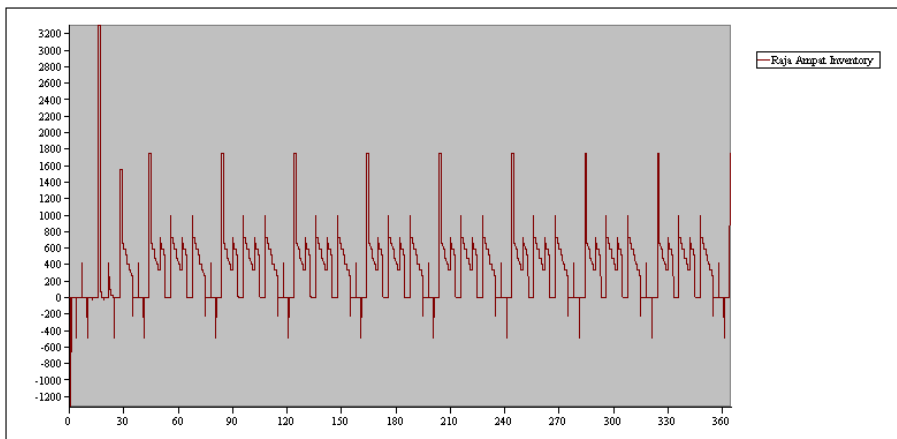
iii. Cluster 3

Tabel 4. 12 Hasil Simulasi Cluster3

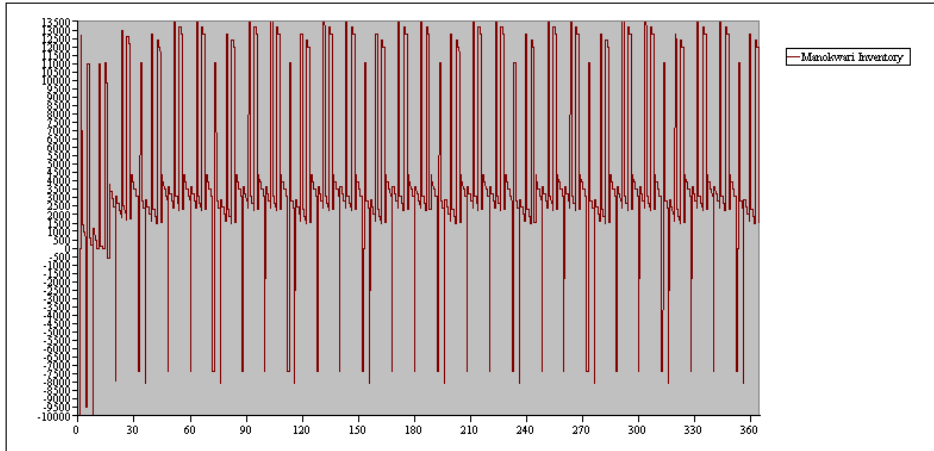
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 3	1	119	14 000

Tabel 4.12 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 3 yang telah disimulasikan.

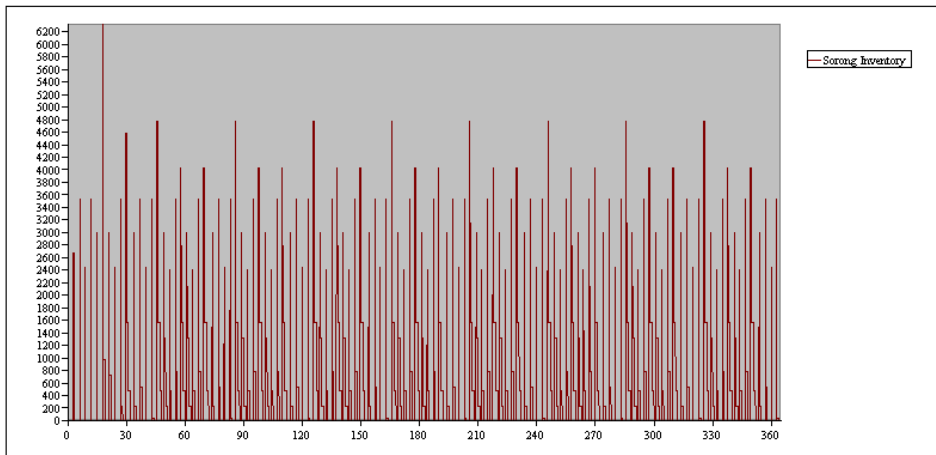
Berikut grafik 4.11, 4.12 dan 4.13 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 3* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 14 000 m³.



Grafik 4. 11 Stock Storage Terminal Penerima Raja Ampat



Grafik 4. 12 Stock Storage Terminal Penerima Manokwari



Grafik 4. 13 Stock Storage Terminal Penerima Sorong

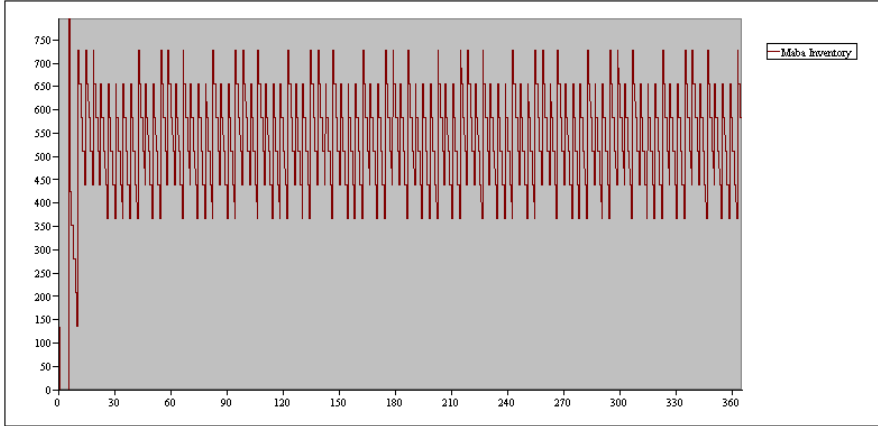
iv. Cluster 4

Tabel 4. 13 Hasil Simulasi Cluster 4

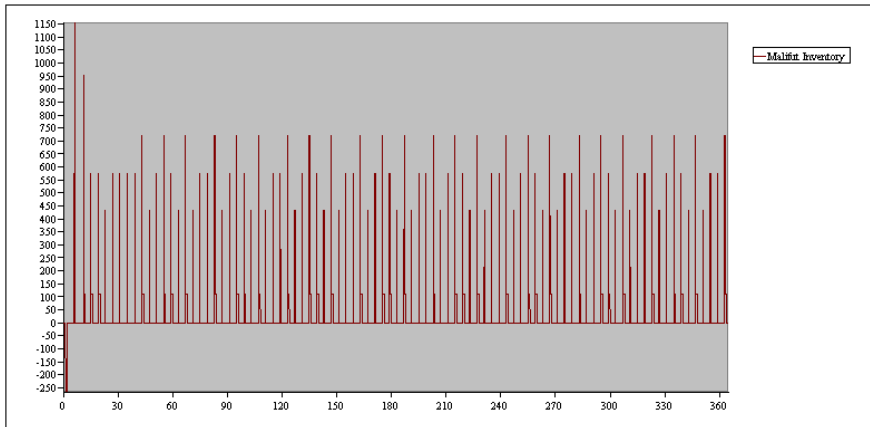
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 4	1	91	14 000

Tabel 4.13 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 4 yang telah disimulasikan.

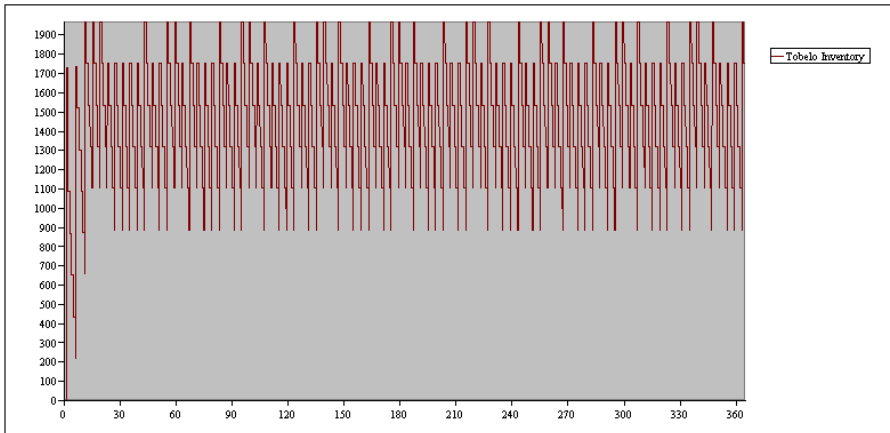
Berikut grafik 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 dan 4.22, dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 4* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 14 000 m³.



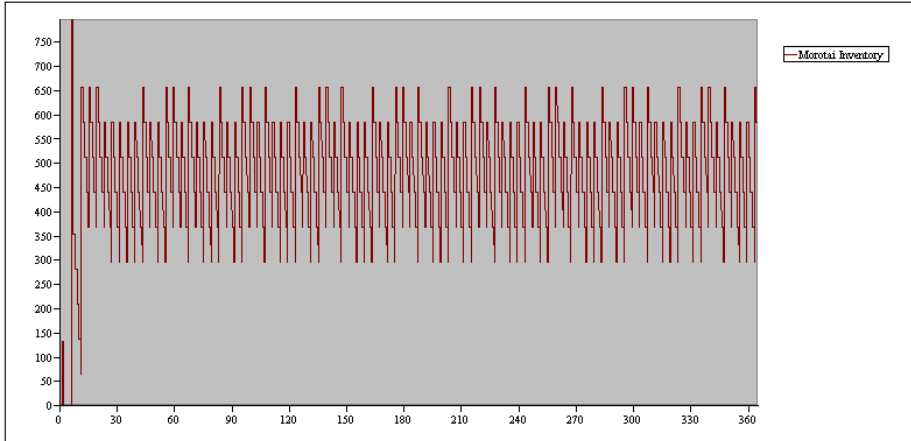
Grafik 4. 14 Stock Storage Terminal Penerima Maba



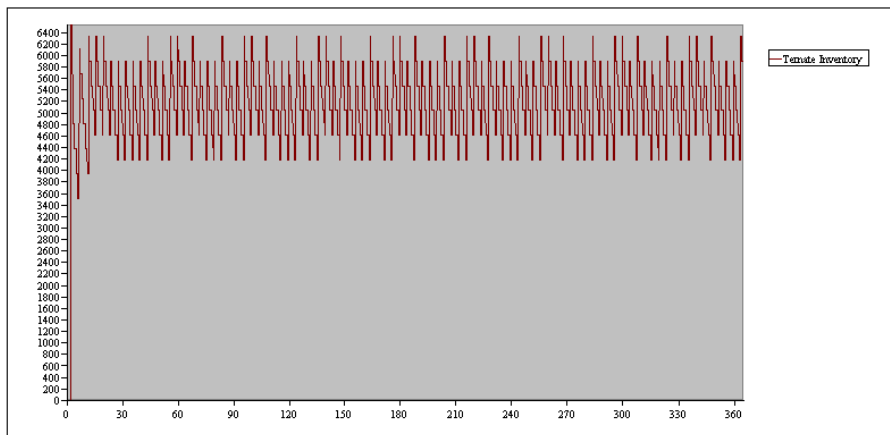
Grafik 4. 15 Stock Storage Terminal Penerima Malifu



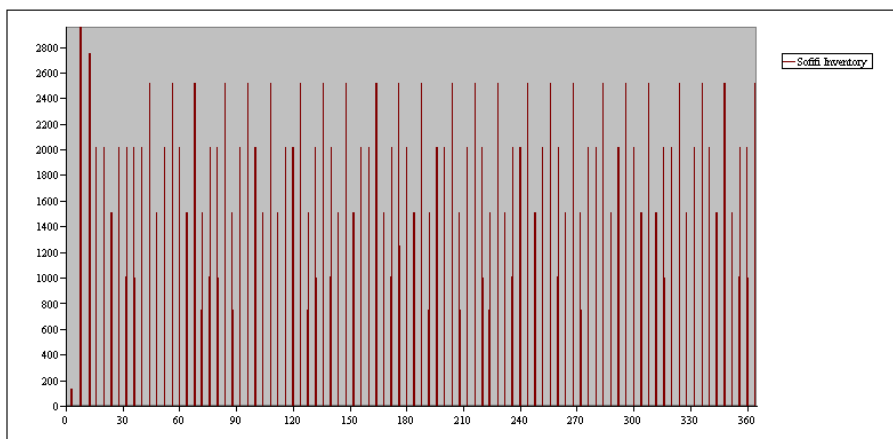
Grafik 4. 16 Stock Storage Terminal Penerima Tobelo



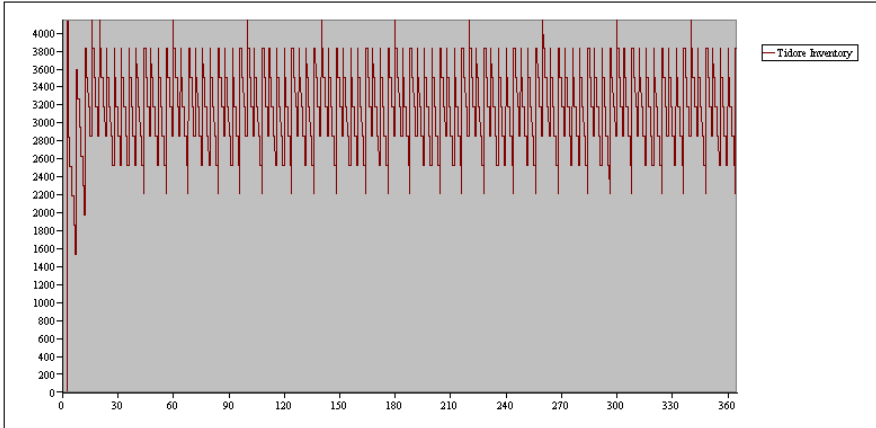
Grafik 4. 17 Stock Storage Terminal Penerima Morotai



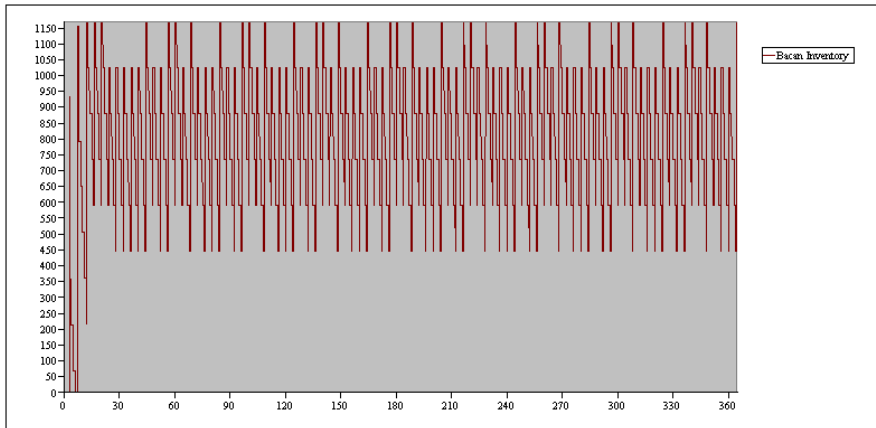
Grafik 4. 18 Stock Storage Terminal Penerima Ternate



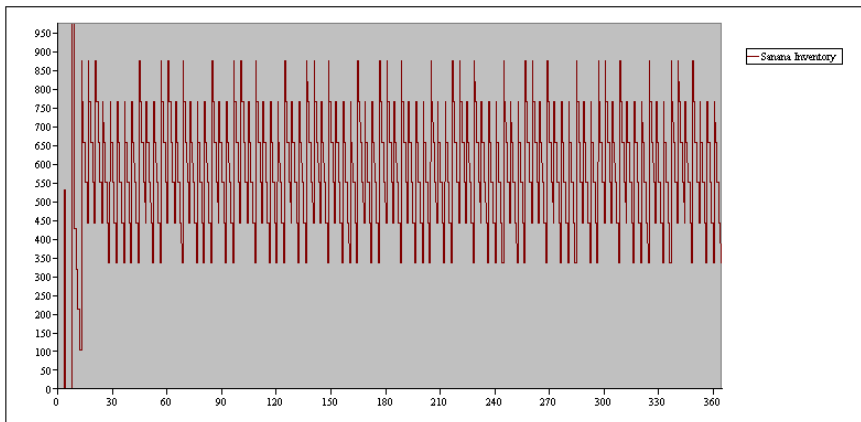
Grafik 4. 19 Stock Storage Terminal Penerima Sofifi



Grafik 4. 20 Stock Storage Terminal Penerima Tidore



Grafik 4. 21 Stock Storage Terminal Penerima Bacan



Grafik 4. 22 Stock Storage Terminal Penerima Sanana

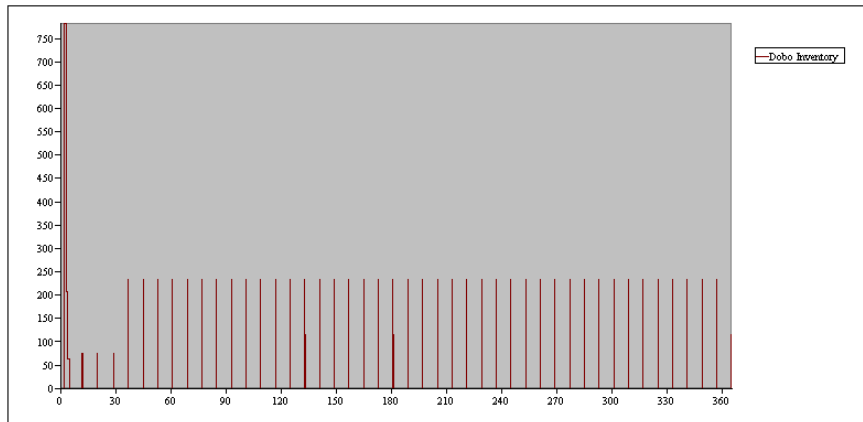
v. *Cluster 5*

Tabel 4. 14 Hasil Simulasi Cluster 5

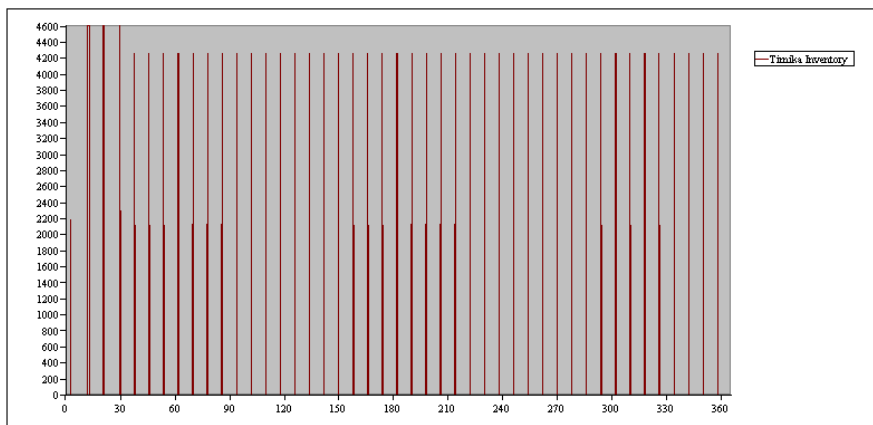
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 5	1	46	7500

Tabel 4.14 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 5 yang telah disimulasikan.

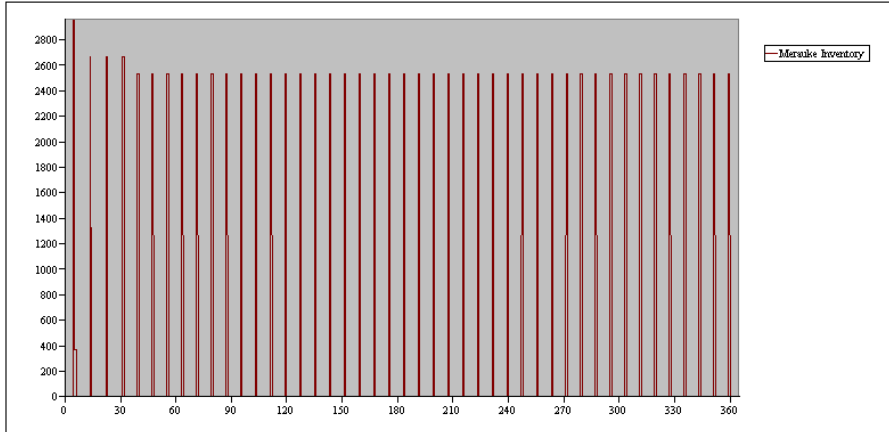
Berikut grafik 4.23, 4.24, 4.25, 4.26, dan 4.27 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 5* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 7500 m³.



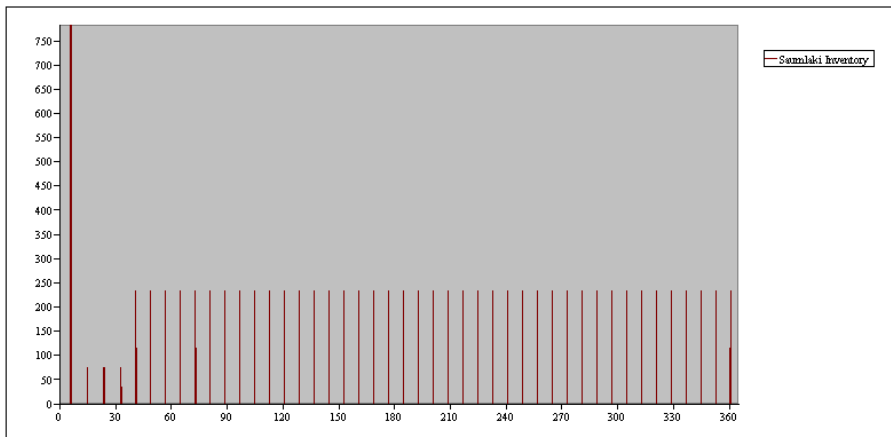
Grafik 4. 23 Stock Storage Terminal Penerima Dobo



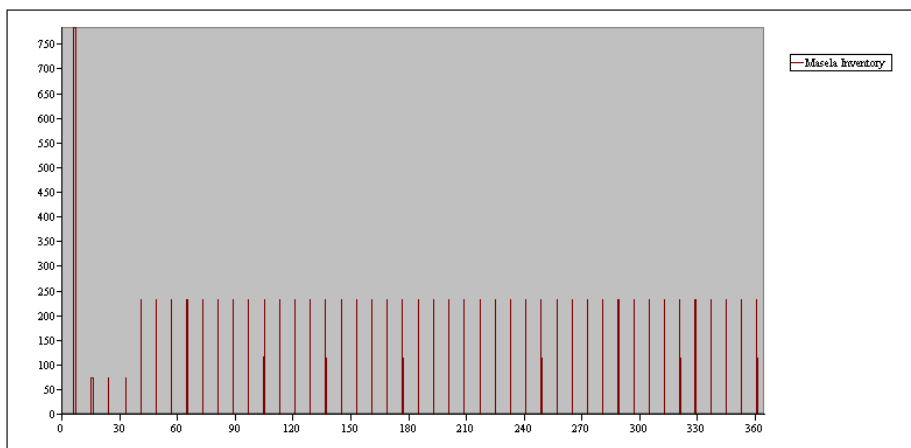
Grafik 4. 24 Stock Storage Terminal Penerima Timika



Grafik 4. 25 Stock Storage Terminal Penerima Merauke



Grafik 4. 26 Stock Storage Terminal Penerima Saumlaki



Grafik 4. 27 Stock Storage Terminal Penerima Masela

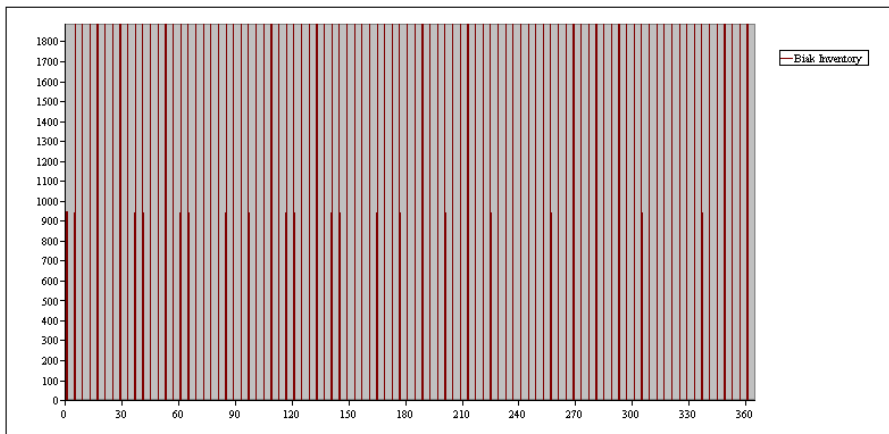
vi. Cluster 6

Tabel 4. 15 Hasil Simulasi Cluster 6

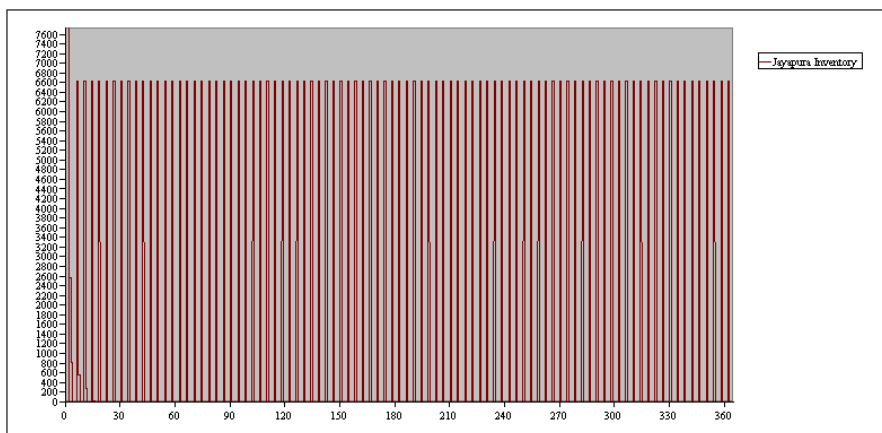
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 6	1	92	1000

Tabel 4.14 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 6 yang telah disimulasikan.

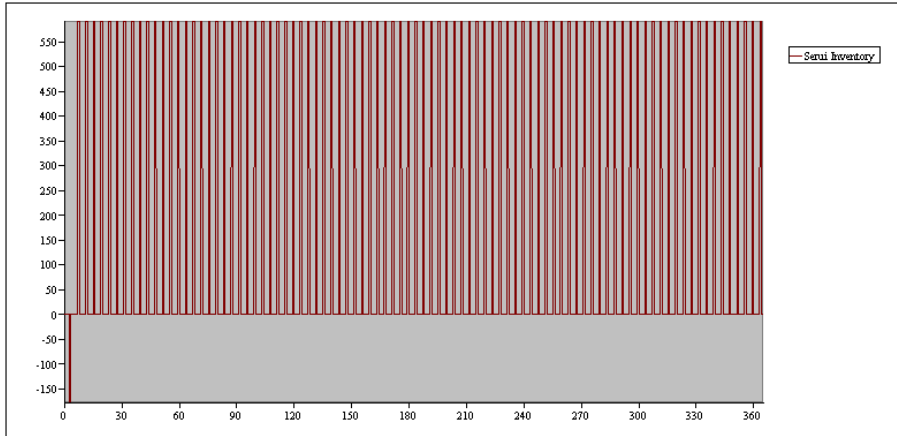
Berikut grafik 4.28, 4.29, 4.30 dan 4.31 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 6* selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 1000 m³.



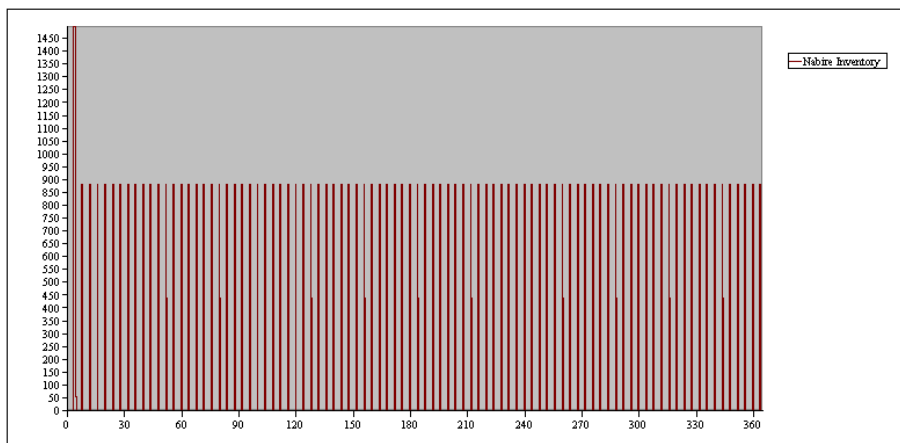
Grafik 4. 28 Stock Storage Terminal Penerima Biak



Grafik 4. 29 Stock Storage Terminal Penerima Jayapura



Grafik 4. 30 Stock Storage Terminal Penerima Serui



Grafik 4. 31 Stock Storage Terminal Penerima Nabire

4.4.2. Hasil Simulasi Pada Skenario 2 (Kenaikan *Demand*)

Berdasarkan data yang diperoleh dari RUPTL PT. PLN 2018-2027 untuk proyeksi prakiraan kebutuhan gas untuk pembangkit di wilayah Maluku dan Papua meningkat rata-rata 5% sampai dengan 10% per tahun. Dari data yang diperoleh kemudian di cari nilai ekpresi distribusi untuk diinput ke dalam perangkat lunak *ARENA Simulation*. Berikut merupakan hasil simulasi yang telah dijalankan:

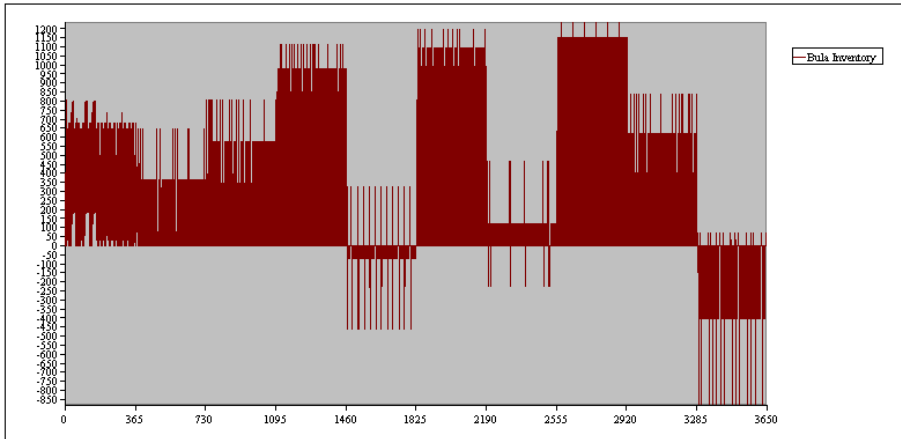
i. *Cluster 1*

Tabel 4. 16 Hasil Simulasi Cluster 1

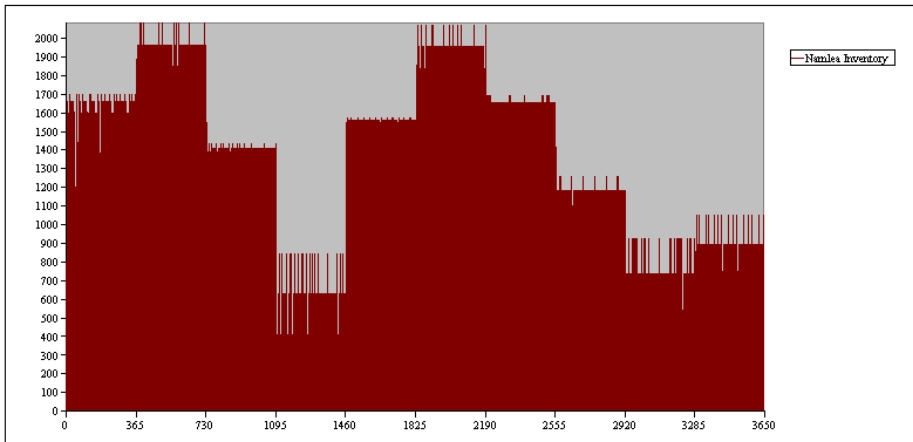
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 1	10	913	12 000

Tabel 4.16 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 1 yang telah disimulasikan.

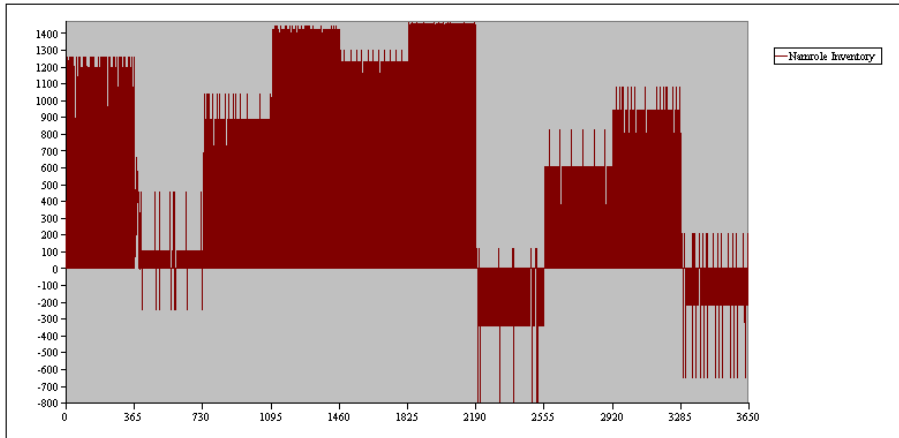
Berikut grafik 4.32, 4.33, 4.34, 4.35, 4.36, 4.37, 4.38 dan 4.39 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 1* selama sepuluh tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 12 000 m³.



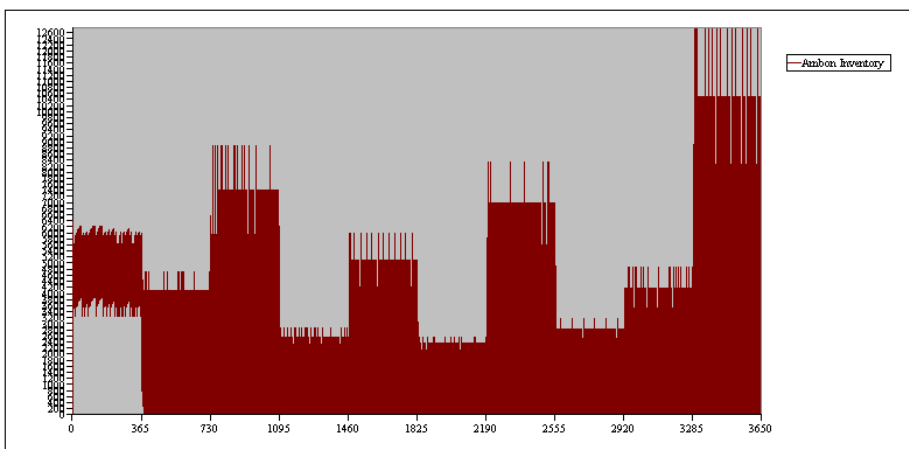
Grafik 4. 32 Stock Storage Terminal Penerima Bula



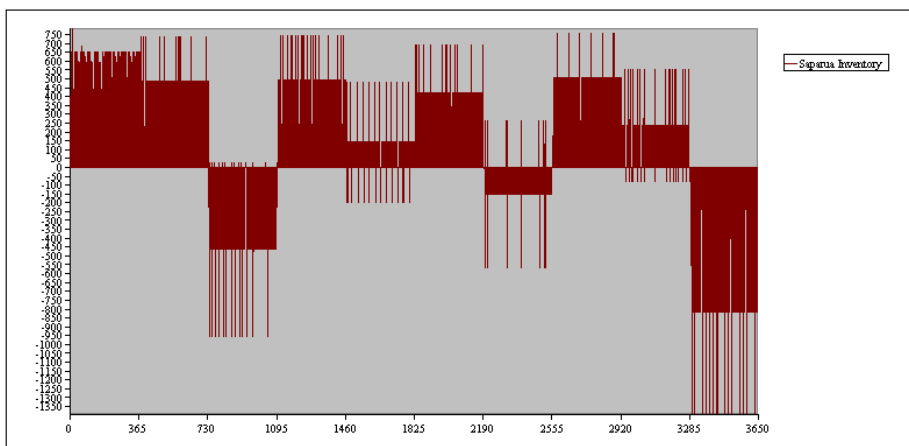
Grafik 4. 33 Stock Storage Terminal Penerima Namlea



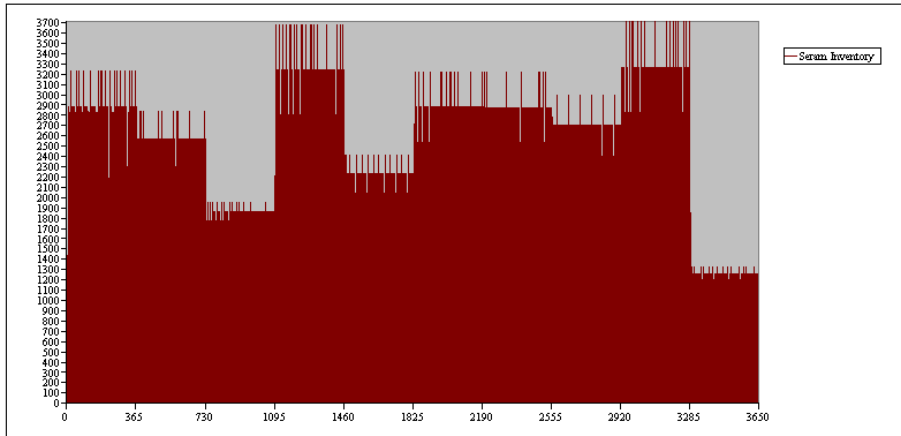
Grafik 4. 34 Stock Storage Terminal Penrima Namrole



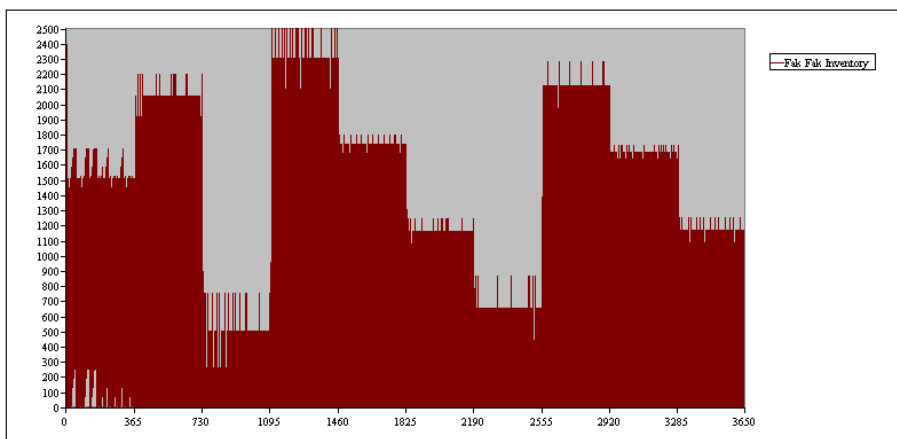
Grafik 4. 35 Stock Storage Terminal Penerima Ambon



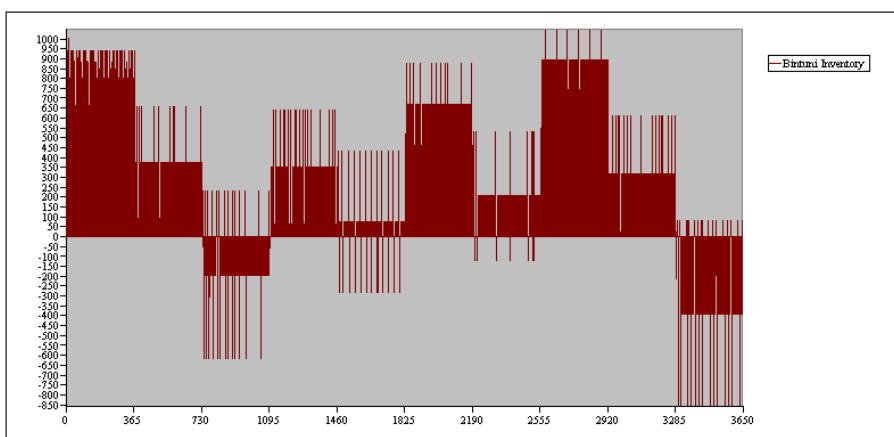
Grafik 4. 36 Stock Storage Terminal Penerima Saparua



Grafik 4. 37 Stock Storage Terminal Penerima Seram



Grafik 4. 38 Stock Storage Terminal Penerima Fak Fak



Grafik 4. 39 Stock Storage Terminal Penerima Bintuni

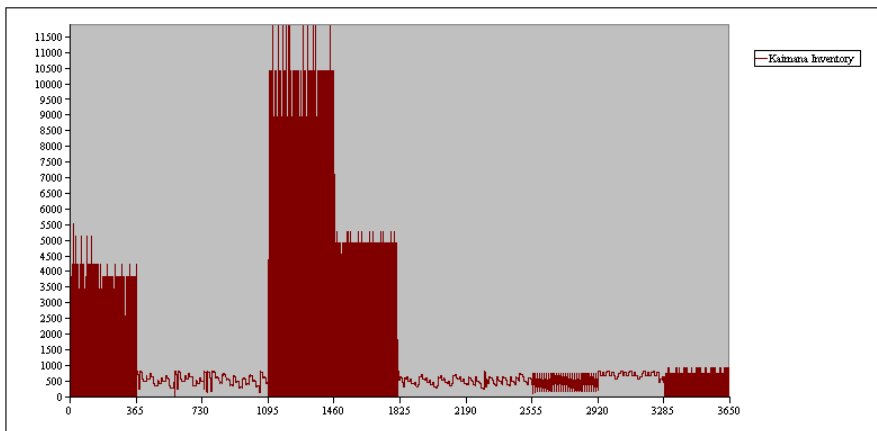
ii. *Cluster 2*

Tabel 4. 17 Hasil Simulasi Cluster 2

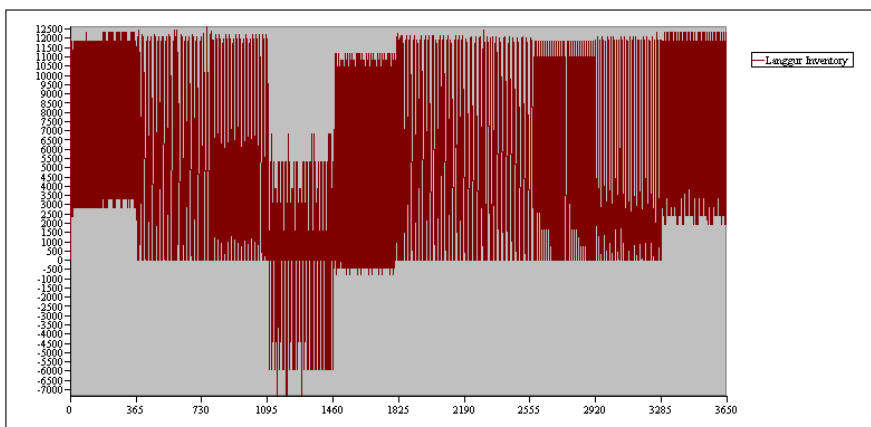
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 2	10	703	12 000

Tabel 4.17 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 2 yang telah disimulasikan.

Berikut grafik 4.40 dan 4.41 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 2* selama sepuluh tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 12 000 m³.



Grafik 4. 40 Stock Storage Terminal Penerima Kaimana



Grafik 4. 41 Stock Storage Terminal Penerima Langgur

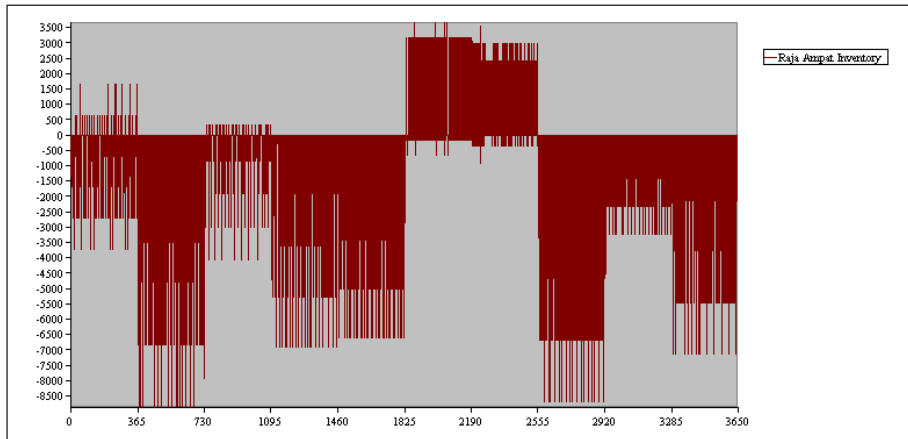
iii. Cluster 3

Tabel 4. 18 Hasil Simulasi Cluster3

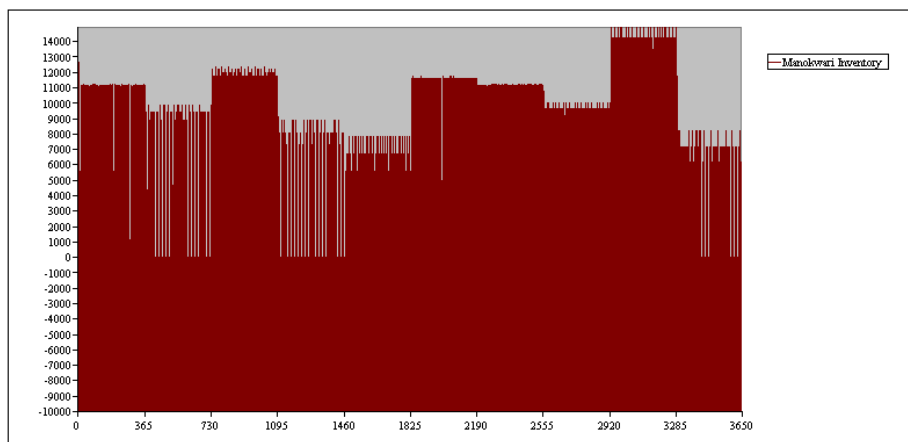
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 3	10	993	14 000

Tabel 4.18 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 3 yang telah disimulasikan.

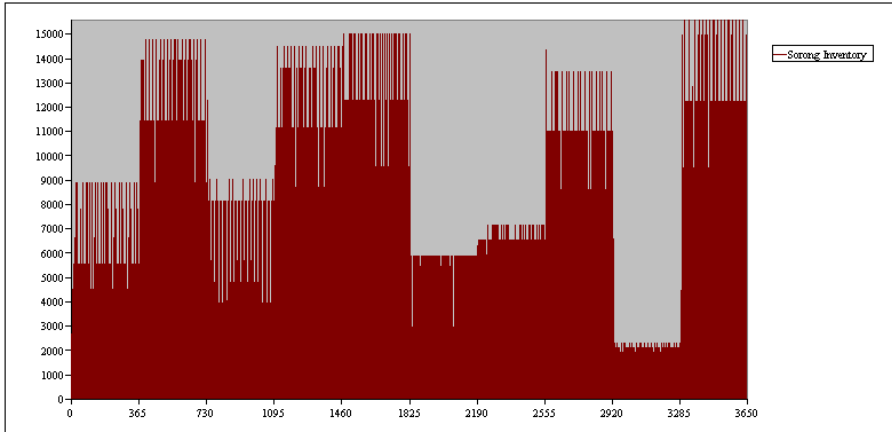
Berikut grafik 4.42, 4.43 dan 4.44 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 3* selama sepuluh tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 14 000 m³.



Grafik 4. 42 Stock Storage Terminal Penerima Raja Ampat



Grafik 4. 43 Stock Storage Terminal Penerima Manokwari



Grafik 4.44 Stock Storage Terminal Penerima Sorong

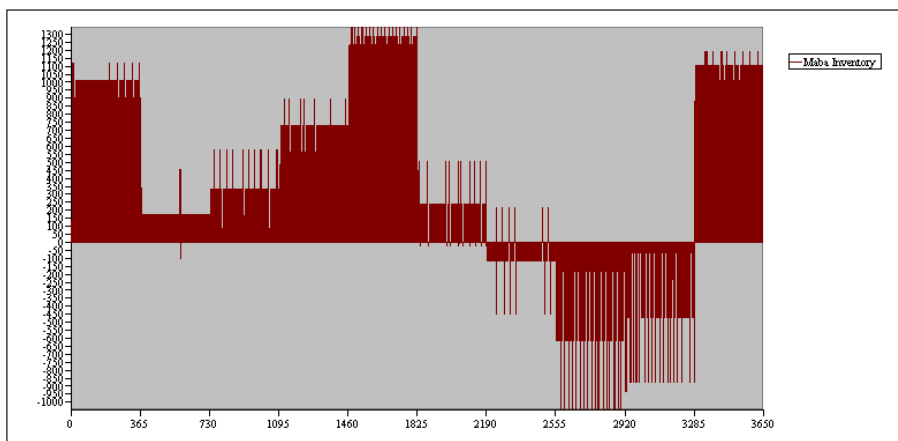
iv. Cluster 4

Tabel 4.19 Hasil Simulasi Cluster 4

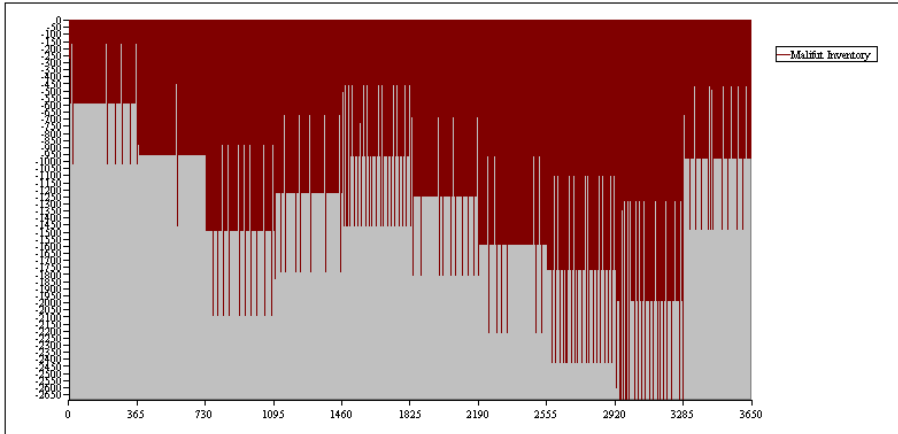
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 4	10	713	14 000

Tabel 4.19 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 4 yang telah disimulasikan.

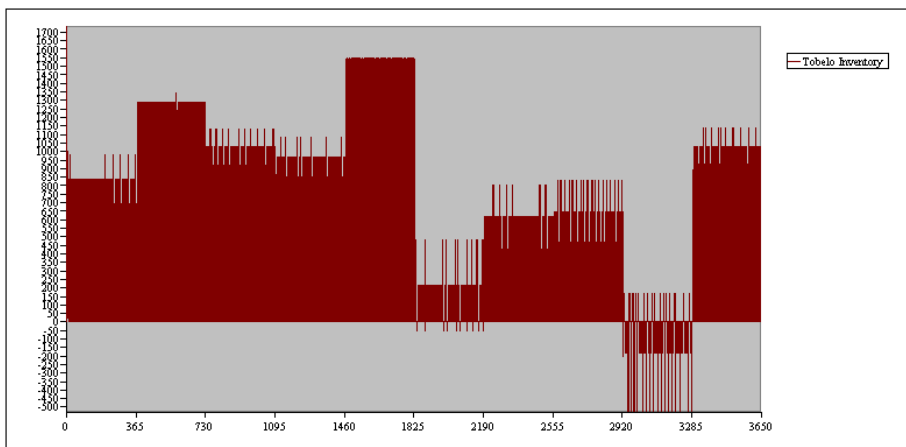
Berikut grafik 4.45, 4.46, 4.47, 4.48, 4.49, 4.50, 4.51, 4.52 dan 4.53, dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 4* selama sepuluh tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 14 000 m³.



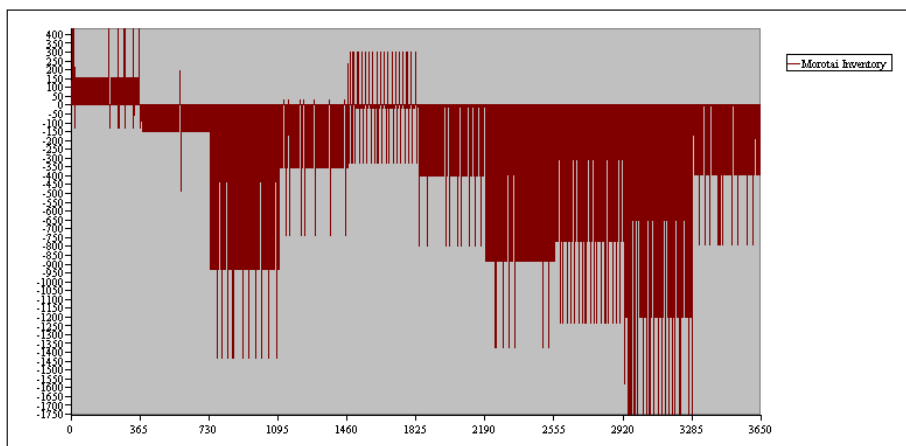
Grafik 4.45 Stock Storage Terminal Penerima Maba



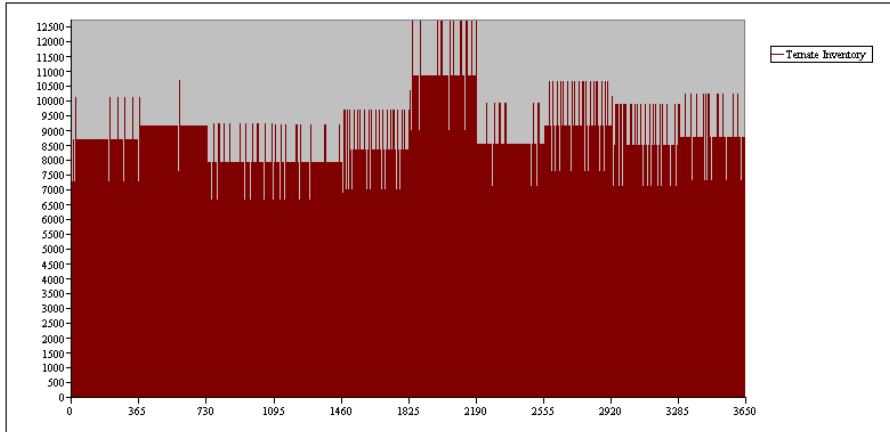
Grafik 4. 46 Stock Storage Terminal Penerima Malifu



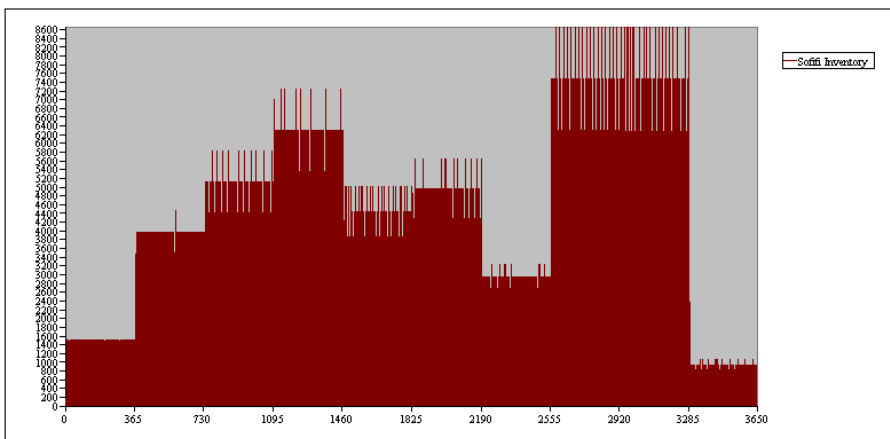
Grafik 4. 47 Stock Storage Terminal Penerima Tobelo



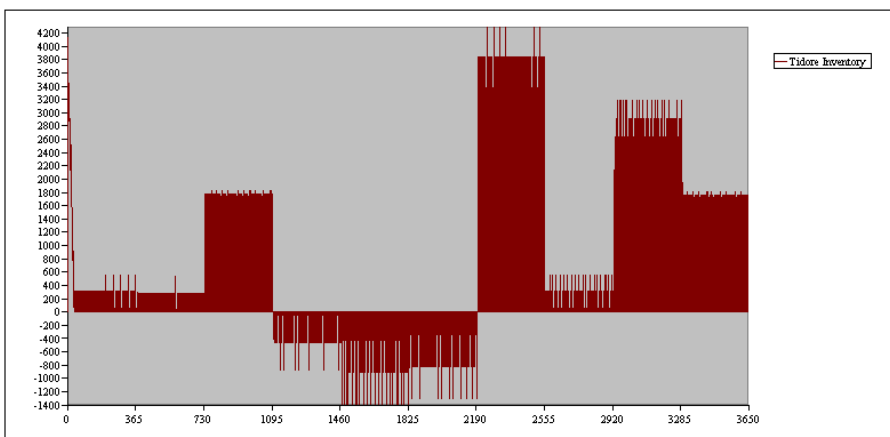
Grafik 4. 48 Stock Storage Terminal Penerima Morotai



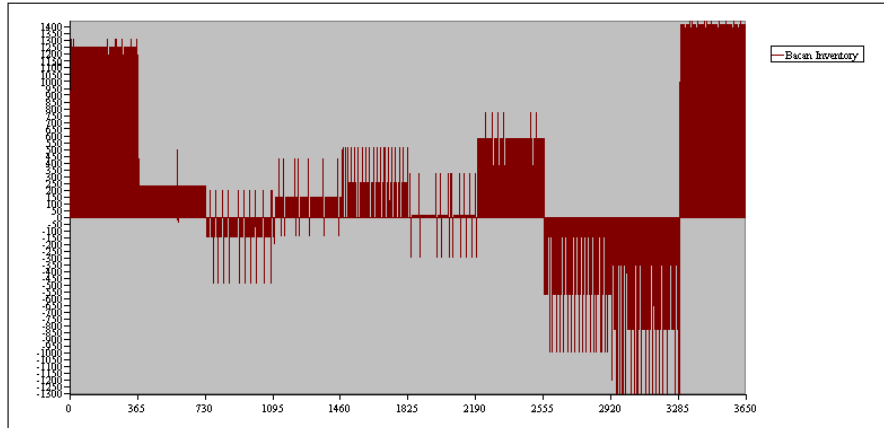
Grafik 4. 49 Stock Storage Terminal Penerima Ternate



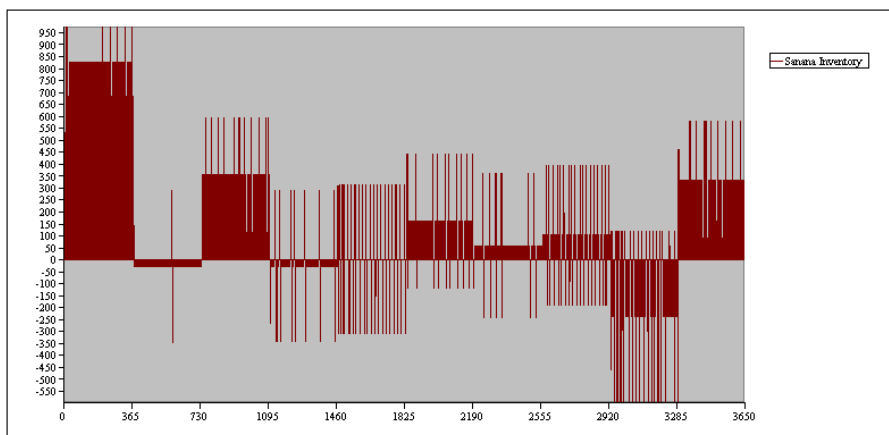
Grafik 4. 50 Stock Storage Terminal Penerima Sofifi



Grafik 4. 51 Stock Storage Terminal Penerima Tidore



Grafik 4. 52 Stock Storage Terminal Penerima Bacan



Grafik 4. 53 Stock Storage Terminal Penerima Sanana

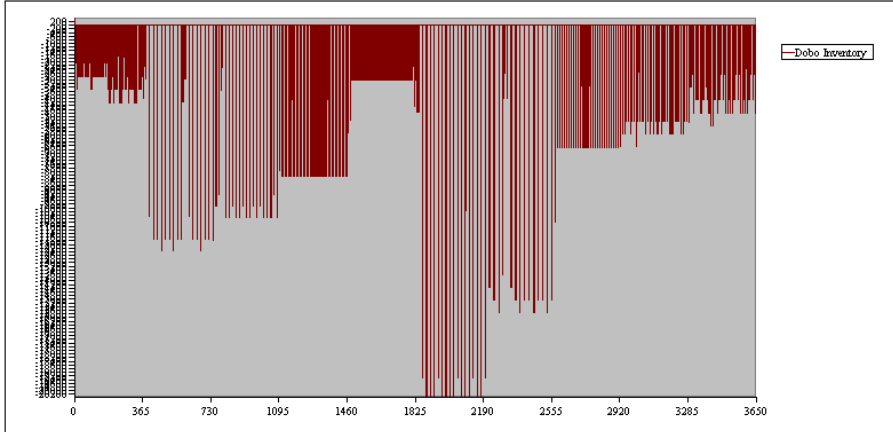
v. Cluster 5

Tabel 4. 20 Hasil Simulasi Cluster 5

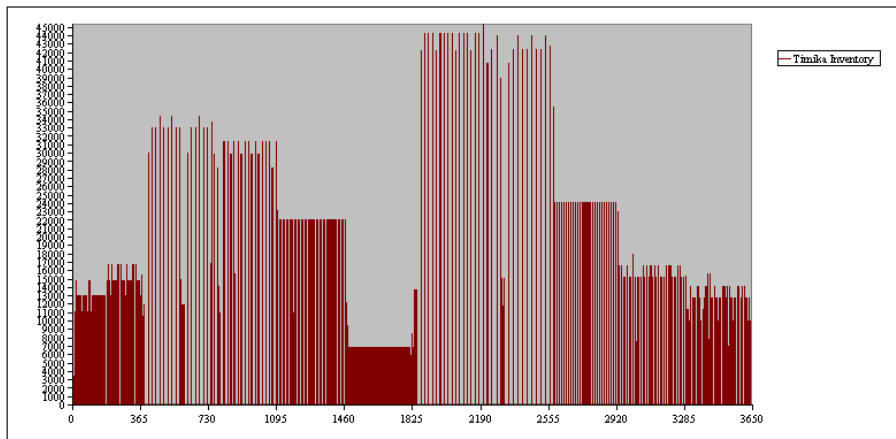
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 5	10	346	7500

Tabel 4.20 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 5 yang telah disimulasikan.

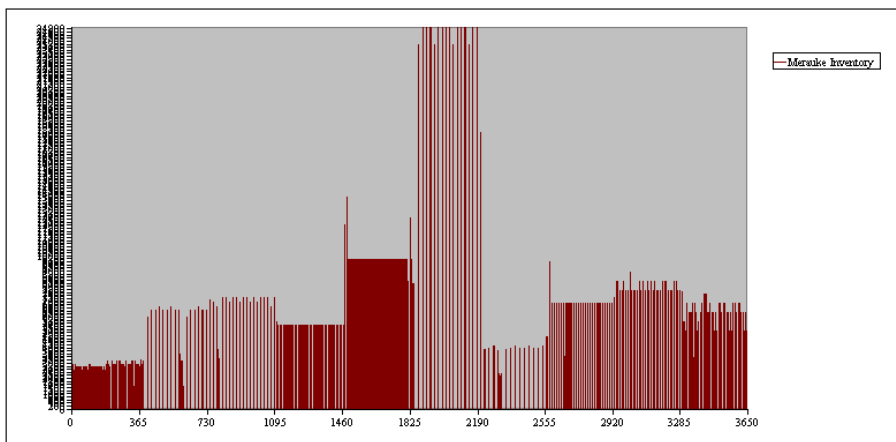
Berikut grafik 4.54, 4.55, 4.56, 4.57, dan 4.58 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk cluster 5 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 7500 m³.



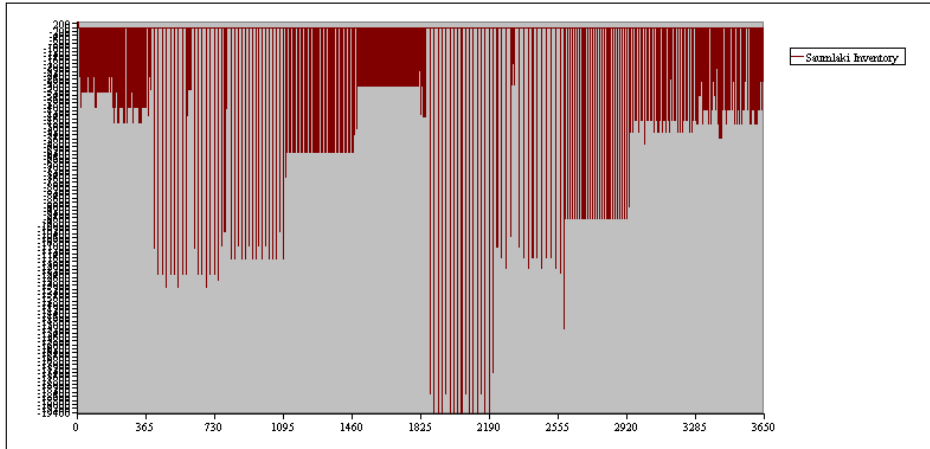
Grafik 4. 54 Stock Storage Terminal Penerima Dobo



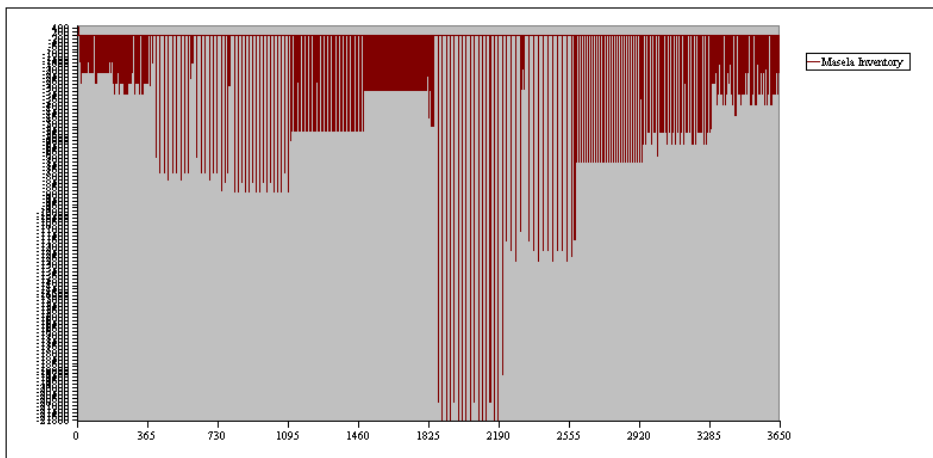
Grafik 4. 55 Stock Storage Terminal Penerima Timika



Grafik 4. 56 Stock Storage Terminal Penerima Merauke



Grafik 4. 57 Stock Storage Terminal Penerima Saumlaki



Grafik 4. 58 Stock Storage Terminal Penerima Masela

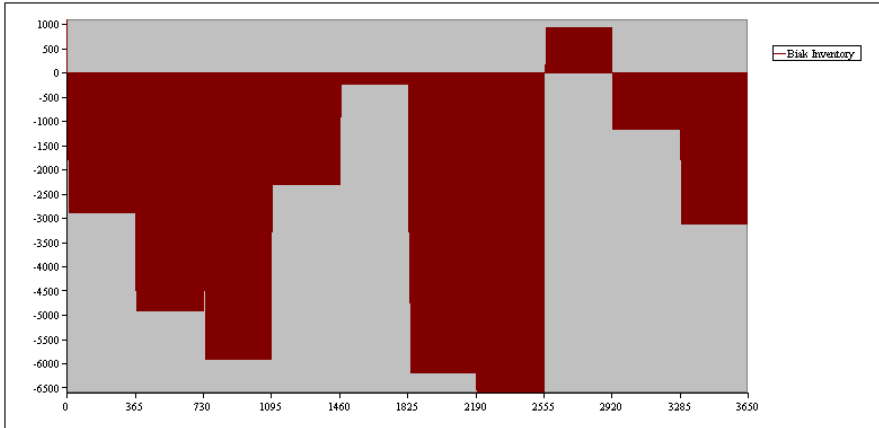
vi. Cluster 6

Tabel 4. 21 Hasil Simulasi Cluster 6

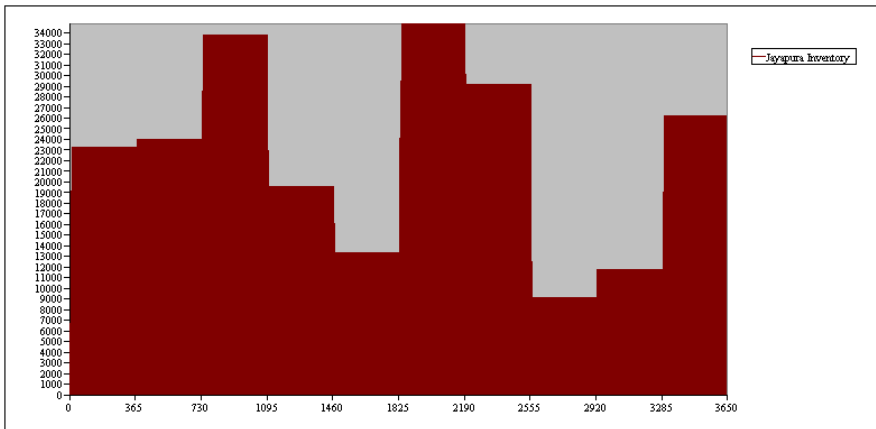
Cluster	Lama Simulasi (Tahun)	Jumlah Kedatangan Kapal	Kapasitas Kapal (m ³)
Cluster 6	10	749	1000

Tabel 4.21 menunjukkan total jumlah kedatangan kapal untuk setiap terminal penerima untuk cluster 6 yang telah disimulasikan.

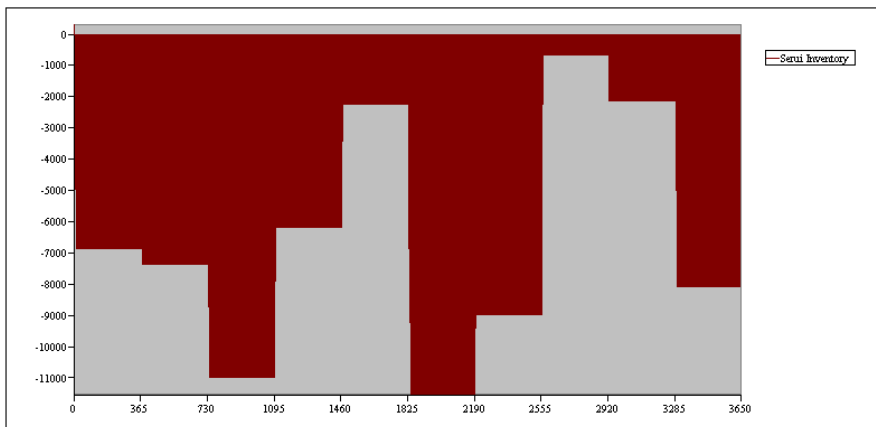
Berikut grafik 4.59, 4.60, 4.61 dan 4.62 dibawah adalah grafik *stock storage* untuk *cluster 6* selama sepuluh tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 1000 m³.



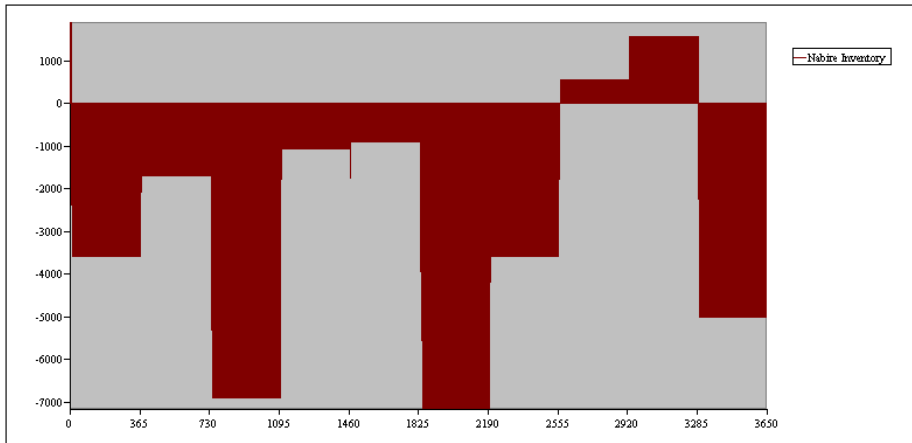
Grafik 4. 59 Stock Storage Terminal Penerima Biak



Grafik 4. 60 Stock Storage Terminal Penerima Jayapura



Grafik 4. 61 Stock Storage Terminal Penerima Serui



Grafik 4. 62 Stock Storage Terminal Penerima Nabire

4.5. Analisa Ekonomi

Perhitungan biaya terbagi menjadi biaya tetap (*fix cost*) dan biaya variabel (*variable cost*). Biaya tetap terdiri dari biaya kapital (*kapital cost*) dan biaya operasional (*operasional cost*). Pada tugas akhir ini, analisa ekonomi yang dilakukan hanya meliputi biaya transportasi dan biaya investasi tangki dan lahan. Biaya transportasi yang akan dihitung adalah biaya capital, biaya operasional, biaya pelayaran, biaya bongkar muat dan biaya pelabuhan. Namun karena pengadaan kapal adalah sewa dengan sistem *time charter hire* maka biaya kapital tidak dihitung. Perhitungan biaya ekonomi dilakukan hanya untuk skenario 1.

4.5.1. Asumsi Biaya

Tabel 4. 22 Asumsi Harga

Asumsi Harga		
Kurs	14,000.00	USD/Rp
Biaya Charter Kapal		
- Shinju Maru	6000	USD/Hari
- Coral Methane	9500	USD/Hari
- Norgas	10000	USD/Hari
- Surya Sutsama	25000	USD/Hari
Biaya Produk BBM		
- Minyak Solar (HSD)	14,768.88	Rp/Liter
- Minyak Bakar (MFO)	10,835.00	Rp/Liter
Tarif Jasa Pelabuhan		
- Jasa Labuh	85.26	Rp/GT
- Jasa Tambat	92.84	Rp/GT
- Jasa Pandu		
a. Tetap	67,265.00	Rp/Kapal/Gerakan
b. Variabel	20.64	Rp/GT/Kapal/Gerakan
- Jasa Tunda		
a. 2001 s.d. 3500 GT		
- Tetap	546,260.00	Rp/Kapal/Jam
- Variable	10.00	Rp/GT/Kapal/Jam
b. 3501 s.d. 8000 GT		
- Tetap	771,456.00	Rp/Kapal/Jam
- Variable	10.00	Rp/GT/Kapal/Jam
c. 8001 s.d. 14000 GT		
- Tetap	1,299,100.00	Rp/Kapal/Jam
- Variable	10.00	Rp/GT/Kapal/Jam
d. 180001 s.d. 23000 GT		
- Tetap	2,860,000.00	Rp/Kapal/Jam
- Variable	10.00	Rp/GT/Kapal/Jam
Biaya Bongkar Muat	1,000.00	Rp/MMBTU
Biaya Investasi Tangki	2000	USD/m ³
Biaya Investasi Lahan	300,000.00	Rp/m ²

Tabel 4.22 menunjukkan asumsi-asumsi biaya untuk menghitung biaya transportasi dan biaya investasi tangki untuk distribusi LNG di wilayah Maluku dan Papua. Asumsi-asumsi di atas adalah berdasarkan data yang sudah ada di kondisi saat ini. Misalnya untuk kurs Dollar ke rupiah didapatkan dari kondisi saat ini. Untuk biaya charter disesuaikan dengan studi literatur sebelumnya. Untuk harga MFO dan HSD didapatkan dari perusahaan minyak dan gas. Untuk tarif jasa pelabuhan didapatkan dari pelabuhan yang memang berada di daerah yang sesuai dengan studi kasus Tugas Akhir ini. Kemudian untuk biaya bongkar muat, biaya tangki dan biaya lahan didapatkan dari hasil pengamatan yang dijadikan sebagai acuan.

4.5.2. Biaya Time Charter

Untuk skenario 1, cluster 1 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 12000 m³, cluster 2 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 12000 m³, cluster 3 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 14000 m³, cluster 4 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 14000 m³, cluster 5 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 7500 m³, cluster 6 menggunakan 1 kapal dengan ukuran 10000 m³. Total kapal yang digunakan adalah 6 kapal per tahun. Tabel dibawah menunjukkan biaya charter kapal untuk skenario 1.

Tabel 4. 23 Total Biaya Charter

Cluster	Kapal 1 (7500 m ³)	Kapal 2 (10000 m ³)	Kapal 3 (12000 m ³)	Kapal 3 (14000 m ³)	Hari	Total USD / Tahun
Cluster 1	-	-	1	-	365	\$ 11.680.000,00
Cluster 2	-	-	1	-	365	\$ 11.680.000,00
Cluster 3	-	-	-	1	365	\$ 9.125.000,00
Cluster 4	-	-	-	1	365	\$ 12.775.000,00
Cluster 5	1	-	-	-	365	\$ 9.125.000,00
Cluster 6	-	1	-	-	365	\$ 10.950.000,00
TOTAL						\$ 65.335.000,00

Total biaya charter kapal untuk skenario 1 adalah \$65.335.000,00 atau setara dengan Rp914.690.000.000,00.

4.5.3. Biaya Bakar Bakar

Perhitungan biaya bahan baka untuk kapan digunkana asumsi daya mesin yang digunakan sesuai dengan ukuran kapal. Untuk memperoleh *Specific Fuel Oil Consumption* (SFOC) didapatkan dari project guide Wartsila dengan mencari daya mesin yang sama atau mendekati dengan daya kapal yang sudah diasumsikan. Untuk mendapatkan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan setiap melakukan trip menggunakan rumus dibawah.

$$W = BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6} \quad (4.1)$$

Dimana :

BHP = Daya Mesin Induk (kW)

SFOC = Specific Fuel Oil Consumption / Konsumsi Bahan Bakar (g/kWh)

T = waktu yang dibutuhkan dalam 1 kali trip

Untuk mendapatkan biaya bahan bakar untuk setiap trip, dapat menggunakan rumus berikut:

$$FC = W \times HBB \times Jumlah \ Trip \quad (4.2)$$

Dimana :

FC = Biaya Bahan Bakar (Rp/Tahun)

FOC = Konsumsi Bahan Bakar (ton)
 HBB = Harga Bahan Bakar (Rp / Liter)
 $Jumlah\ Trip$ = Jumlah Hari Trip per Tahun

Total bahan bakar yang dibutuhkan untuk setiap *cluster* untuk satu kali trip dapat dilihat pada tabel 4.24..

Tabel 4. 24 Jumlah Bahan Bakar (Ton/Trip)

Cluster	Kapasitas Kapal Yang Digunakan (m ³)	Jumlah Kapal	Sail Duration (Jam)	BHP (kW)	SFOC (g/kWh)	Jumlah Bahan Bakar yang dibutuhkan / Trip (Ton/Trip)
Cluster 1	12000	1	65,31	8200	105	56,23191
Cluster 2	12000	1	35,5	8200	105	30,5655
Cluster 3	14000	1	51,81	7800	105	42,43239
Cluster 4	14000	1	79,75	7800	105	65,31525
Cluster 5	7500	1	98,94	5000	105	51,9435
Cluster 6	10000	1	62,88	7000	105	46,2168

Total harga bahan bakar untuk setiap cluster selama satu tahun dapat dilihat pada tabel 4.25 dibawah.

Tabel 4. 25 Total Harga Bahan Bakar Setiap Cluster

Cluster	Jumlah Bahan Bakar yang dibutuhkan / Trip (Ton/Trip)	Jumlah Kapal	Jumlah Trip / Tahun	HBB	Total FC/Tahun
Cluster 1	56,23191	1	92	Rp14.768,89	Rp 76.404.426,18
Cluster 2	30,5655	1	47	Rp14.768,89	Rp 21.216.669,84
Cluster 3	42,43239	1	119	Rp14.768,89	Rp 74.574.836,74
Cluster 4	65,31525	1	91	Rp14.768,89	Rp 87.781.670,57
Cluster 5	51,9435	1	46	Rp14.768,89	Rp 35.288.800,53
Cluster 6	46,2168	1	92	Rp14.768,89	Rp 62.796.516,85
TOTAL					Rp 358.062.920,73

Total biaya bahan bakar untuk skenario 1 adalah Rp 358.062.920,73.

4.5.4. Biaya Pelabuhan

Berikut merupakan biaya pelabuhan untuk skenario 1 berdasarkan Tarif Pelayanan PT. Pelindo IV tahun 2010. Biaya pelabuhan dapat dihitung dengan rumus :

$$PC = JL + JP + JTU + JTA \quad (4.3)$$

Dimana :

PC = Port Charge (Rp/Tahun)

JL = Jasa Labuh

JP = Jasa Pandu

JTU = Jasa Tunda

JTA = Jasa Tambat

Setelah didapat *Port Charge* setiap rute, kemudian dikalikan dengan frekuensi kedatangan kapal pertahun untuk setiap terminal dan dikalikan lagi dengan jumlah kapal di setiap kedatangan. Berikut merupakan perhitungan biaya pelabuhan untuk skenario 1.

Tabel 4. 26 Tarif Jasa Pelabuhan

Cluster	Jumlah Terminal Setiap Cluster	Kapasitas Kapal Yang Digunakan (m ³)	Biaya JL	Biaya JP	Biaya JIU	Biaya JTA	Jumlah Trip / Tahun	Total Biaya
Cluster 1	8	12,000	Rp 8.194.560,00	Rp 1.981.440,00	Rp 960.000,00	Rp 8.912.640,00	92	Rp1.844.474.880
Cluster 2	2	12,000	Rp 2.048.640,00	Rp 495.360,00	Rp 240.000,00	Rp 2.228.160,00	47	Rp235.571.520
Cluster 3	3	14,000	Rp 3.585.120,00	Rp 866.880,00	Rp 420.000,00	Rp 3.899.280,00	119	Rp1.043.782.320
Cluster 4	9	14,000	Rp10.755.360,00	Rp 2.600.640,00	Rp 1.260.000,00	Rp11.697.840,00	91	Rp2.394.559.440
Cluster 5	5	7,500	Rp 3.343.124,40	Rp 808.365,60	Rp 391.650,00	Rp 3.636.078,60	46	Rp376.244.056
Cluster 6	4	10,000	Rp 3.308.895,04	Rp 800.088,96	Rp 387.640,00	Rp 3.598.849,76	92	Rp744.783.586
TOTAL								Rp6.639.415.802

4.5.5. Biaya Investasi Tangki

Tabel 4.27 merupakan estimasi harga biaya investasi tangki untuk setiap terminal penerima berdasarkan cluster masing-masing sesuai dengan skenario 1. Total biaya investasi tangki untuk skenario 1 sebesar \$185.600.00 atau setara dengan Rp2.598.400.000,00.

Tabel 4. 27 Biaya Investasi Tangki

Cluster	Kebutuhan Tangki (m ³)	Harga (USD/m ³)	Total Harga
Cluster 1			
Bula	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Namlea	1200	\$ 2.000	\$ 2.400.000
Namrole	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Ambon	6800	\$ 2.000	\$ 13.600.000
Saparua	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Seram	1200	\$ 2.000	\$ 2.400.000
Fak Fak	2800	\$ 2.000	\$ 5.600.000
Bintuni	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Cluster 2			
Kaimana	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Langgur	12800	\$ 2.000	\$ 25.600.000
Cluster 3			
Raja Ampat	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Manokwari	14800	\$ 2.000	\$ 29.600.000
Sorong	4800	\$ 2.000	\$ 9.600.000
Cluster 4			
Maba	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Malifut	400	\$ 2.000	\$ 800.000
Tobelo	2400	\$ 2.000	\$ 4.800.000
Morotai	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Ternate	7200	\$ 2.000	\$ 14.400.000
Sofifi	800	\$ 2.000	\$ 1.600.000
Tidore	4800	\$ 2.000	\$ 9.600.000
Bacan	1600	\$ 2.000	\$ 3.200.000
Sanana	1200	\$ 2.000	\$ 2.400.000
Cluster 5			
Dobo	1600	\$ 2.000	\$ 3.200.000
Timika	2000	\$ 2.000	\$ 4.000.000
Merauke	3200	\$ 2.000	\$ 6.400.000
Saumlaki	1600	\$ 2.000	\$ 3.200.000
Masela	1600	\$ 2.000	\$ 3.200.000
Cluster 6			
Biak	2000	\$ 2.000	\$ 4.000.000
Jayapura	7600	\$ 2.000	\$ 15.200.000
Serui	1200	\$ 2.000	\$ 2.400.000
Nabire	2800	\$ 2.000	\$ 5.600.000
TOTAL			\$ 185.600.000

4.5.6. Biaya Investasi Lahan

Berikut merupakan luas area lahan yang diperlukan untuk membangun terminal penerima di masing-masing area beserta dengan total harga investasi lahan yang perlu dikeluarkan.

Tabel 4. 28 Biaya Investasi Lahan

Cluster	Kebutuhan Tangki (m ³)	Kebutuhan Lahan (m ²)	Harga Lahan (Rp/ m ²)	Total Harga (Rp)
Cluster 1				
Bula	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Namlea	1200	84	Rp 300.000,00	Rp 25.200.000,00
Namrole	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Ambon	6800	489	Rp 300.000,00	Rp 146.700.000,00
Saparua	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Seram	1200	84	Rp 300.000,00	Rp 25.200.000,00
Fak Fak	2800	70	Rp 300.000,00	Rp 21.000.000,00
Bintuni	800	196	Rp 300.000,00	Rp 58.800.000,00
Cluster 2				
Kaimana	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Langgur	12800	897	Rp 300.000,00	Rp 269.100.000,00
Cluster 3				
Raja Ampat	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Manokwari	14800	1037	Rp 300.000,00	Rp 311.100.000,00
Sorong	4800	336	Rp 300.000,00	Rp 100.800.000,00
Cluster 4				
Maba	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Malifut	400	28	Rp 300.000,00	Rp 8.400.000,00
Tobelo	2400	168	Rp 300.000,00	Rp 50.400.000,00
Morotai	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Ternate	7200	504	Rp 300.000,00	Rp 151.200.000,00
Sofifi	800	52	Rp 300.000,00	Rp 15.600.000,00
Tidore	4800	336	Rp 300.000,00	Rp 100.800.000,00
Bacan	1600	112	Rp 300.000,00	Rp 33.600.000,00
Sanana	1200	84	Rp 300.000,00	Rp 25.200.000,00
Cluster 5				
Dobo	1600	112	Rp 300.000,00	Rp 33.600.000,00
Timika	2000	140	Rp 300.000,00	Rp 42.000.000,00
Merauke	3200	224	Rp 300.000,00	Rp 67.200.000,00
Saumlaki	1600	112	Rp 300.000,00	Rp 33.600.000,00
Masela	1600	112	Rp 300.000,00	Rp 33.600.000,00
Cluster 6				
Biak	2000	140	Rp 300.000,00	Rp 42.000.000,00
Jayapura	7600	534	Rp 300.000,00	Rp 160.200.000,00
Serui	1200	84	Rp 300.000,00	Rp 25.200.000,00
Nabire	2800	196	Rp 300.000,00	Rp 58.800.000,00
TOTAL				Rp 1.948.500.000,00

Total biaya investasi lahan untuk terminal penerima di Wilayah Maluku dan Papua adalah Rp1.948.500.000,00 .

4.6. Total Biaya Transportasi dan Investasi Tangki

Untuk mengetahui total biaya transportasi dan biaya investasi tangki untuk model simulasi distribusi LNG untuk pembangkit listrik di Wilayah Maluku dan Papua dapat menggunakan rumus berikut :

$$TB = BC + BBB + BP + BIT + BIL \quad (2.1)$$

Dimana :

- TB* = Total Biaya
- BC* = Biaya Charter Kapal
- BBB* = Biaya Bahan Bakar
- BIT* = Biaya Investasi Tangki
- BIL* = Biaya Investasi Lahan

Total biaya transportasi dan biaya investasi lahan dapat dilihat pada tabel dibawah.

Tabel 4. 29 Total Biaya

Analisa Biaya Transportasi dan Investasi Tangki	
Biaya Charter	Rp914.690.000.000
Biaya Bahan Bakar	Rp358.062.921
Biaya Pelabuhan	Rp6.639.415.802
Biaya Investasi Tangki	Rp2.598.400.000.000
Biaya Investasi Lahan	Rp1.948.500.000
TOTAL	Rp3.522.035.978.722

Total biaya yang dikeluarkan untuk proses distribusi LNG untuk pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua dengan menggunakan skenario 16 adalah sebesar Rp3.522.035.978.722 .

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan analisis data dan diskusi yang telah dilakukan dalam studi distribusi LNG untuk pembangkit listrik di Papua dan Papua Barat, maka kesimpulannya telah diperoleh sebagai berikut :

1. Untuk mengakomodasi 69 PLTG/PLTMG/PLTGU di wilayah Maluku dan Papua sebaiknya dibangun 31 terminal penerima yang terletak di Bula, Namlea, Namrole, Ambon, Saparua, Seram, Fak-Fak, Bintuni, Kaimana, Langgur, Raja Ampat, Manokwari, Sorong, Maba, Malifut, Tobelo, Morotai, Ternate, Sofifi, Tidore, Bacan, Sanana, Dobo, Timika, Merauke, Saumlaki, Masela, Biak, Jayapura, Serui dan Nabire.
2. Skenario distribusi dengan pola yang sudah disimulasikan tidak feasible untuk mendistribusikan LNG di wilayah Maluku dan Papua karena terdapat beberapa terminal penerima yang mengalami kekosongan stock LNG dalam jangka waktu yang lama.
3. Hal-hal yang berpengaruh pada *stock storage* sebuah terminal penerima dan total biaya yang dikeluarkan adalah variasi kapasitas tangki untuk setiap terminal penerima, kombinasi kapal yang digunakan dan sinyal untuk meminta LNG atau *Reorder Point (ROP)*.

5.2. Saran

Setelah menyelesaikan Tugas Akhir ini, saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah sebagai berikut :

1. Ketika ingin membuat skenario, pertimbangkan variabel dan parameter lain dan menggabungkannya beberapa variabel dan parameter untuk membuat skenario lebih detail ketika mensimulasikan model.
2. Data kapal yang digunakan dan data-data untuk analisa ekonomi harus diperbaharui karena hasil dari analisa ekonomi akan lebih optimal apabila menggunakan data yang lebih baru.
3. Pada Tugas Akhir ini, penulis tidak merancang distribusi LNG dari terminal penerima menuju pembangkit listrik yang berada di darat. Akan lebih baik jika penelitian selanjutnya merancang distribusi LNG dari terminal penerima menuju pembangkit listrik yang ada di darat.

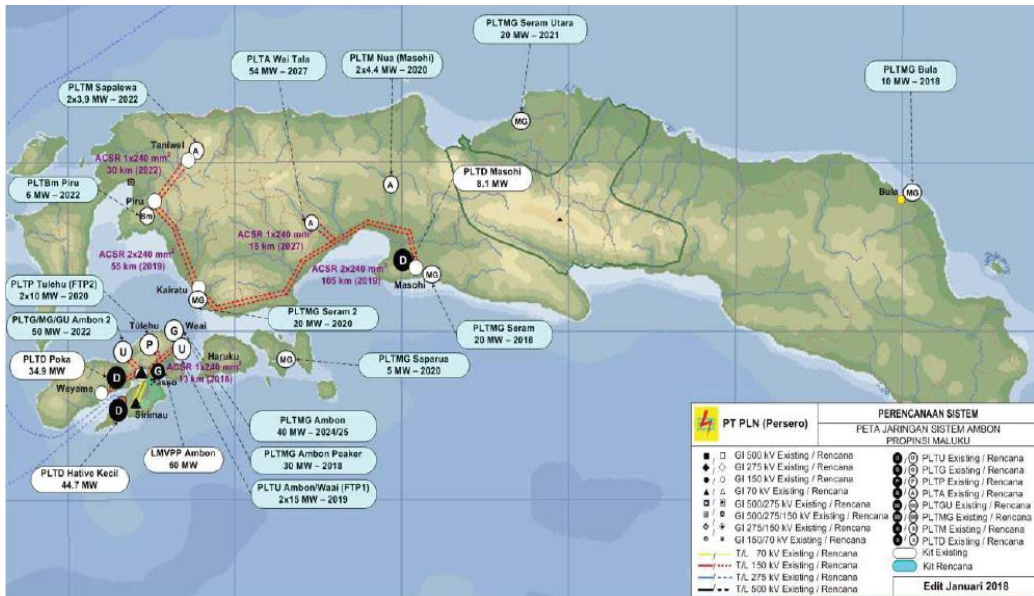
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

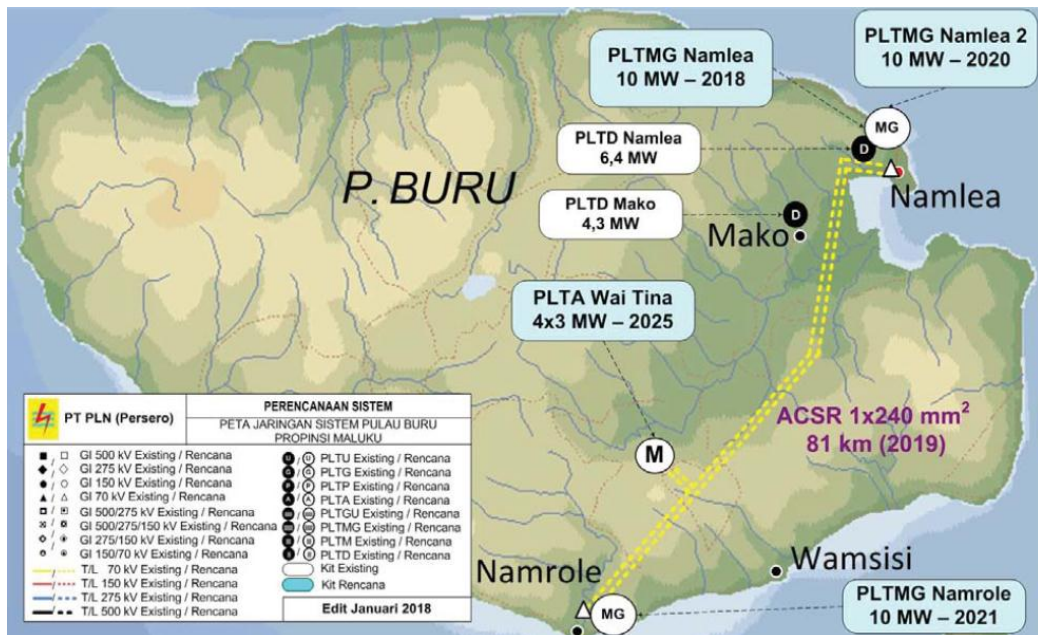
- Antara, G. B. (2017). Optimasi dan Analisa Keekonomian Distribusi LNG ke Pembangkit di Wilayah Papua. Surabaya.
- ESDM, M. (2018). Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027. (p. 70). Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia.
- Kiisler, A., & OU, L. C. (2014). *Inventory Management - Basic Concepts*. LogOn Train Summer School.
- Law, A. M., & Kelton, W. D. (2000). *Simulation Modelling & Simulation*. US: McGraw-Hill.
- Nasution, N. A. (2018). Analisis Perhitungan Jumlah Timbangan Truk di Pelabuhan PT. X Dengan Metode Simulasi. Surabaya.
- PLN, P. (2018). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2018-2027. Jakarta.
- Rizaldi, I. R. (2018). Analisis Zonasi Distribusi LNG untuk Pasokan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) : Studi Kasus Wilayah Maluku dan Papua. Surabaya.
- Soegiono, & Artana, K. B. (2006). Transportasi LNG Indonesia. Surabaya: Airlangga University Press.
- Stopford, M. (2002). E-commerce-implication, opportunities and threats for shipping business. *International Journal of Transport Management*, 55-67.
- Stopford, M. (2009). *Maritime Economics 3rd Edition*. New York: Routledge.
- Widodo, A. D. (2018). *Scenario of LNG Distribution by Ships for Eastern Indonesia Using Discrete Event Simulation*. Surabaya.
- Widodo, R. W. (2016). LNG Supply Chain dan Kajian Teknik Ekonomis Dari Kilang Makasar Menuju Pembangkit Indonesia Bagian Tengah Dengan Pendekatan Simulasi Distrit. Surabaya.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

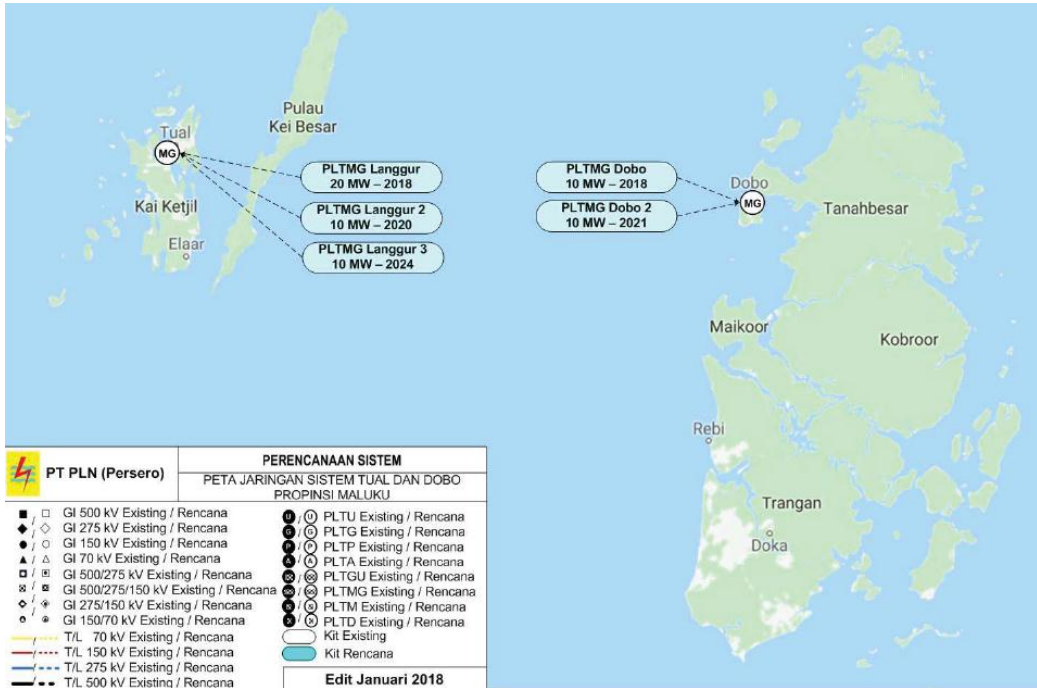
LAMPIRAN 1 PETA PENGEMBANGAN SISTEM



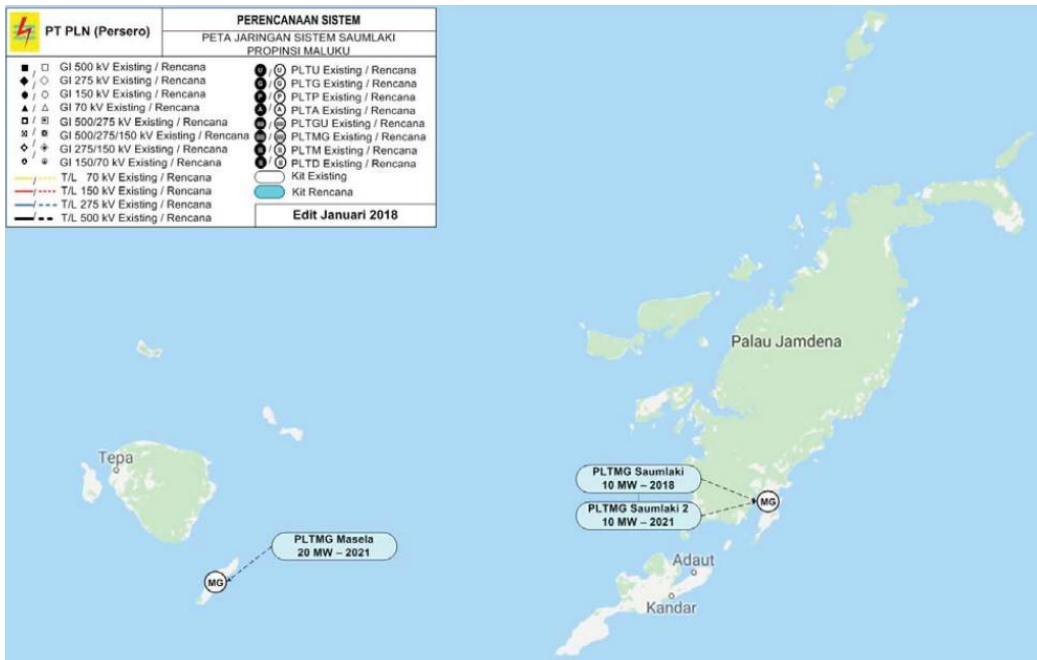
Peta Pengembangan Sistem Ambon dan Seram



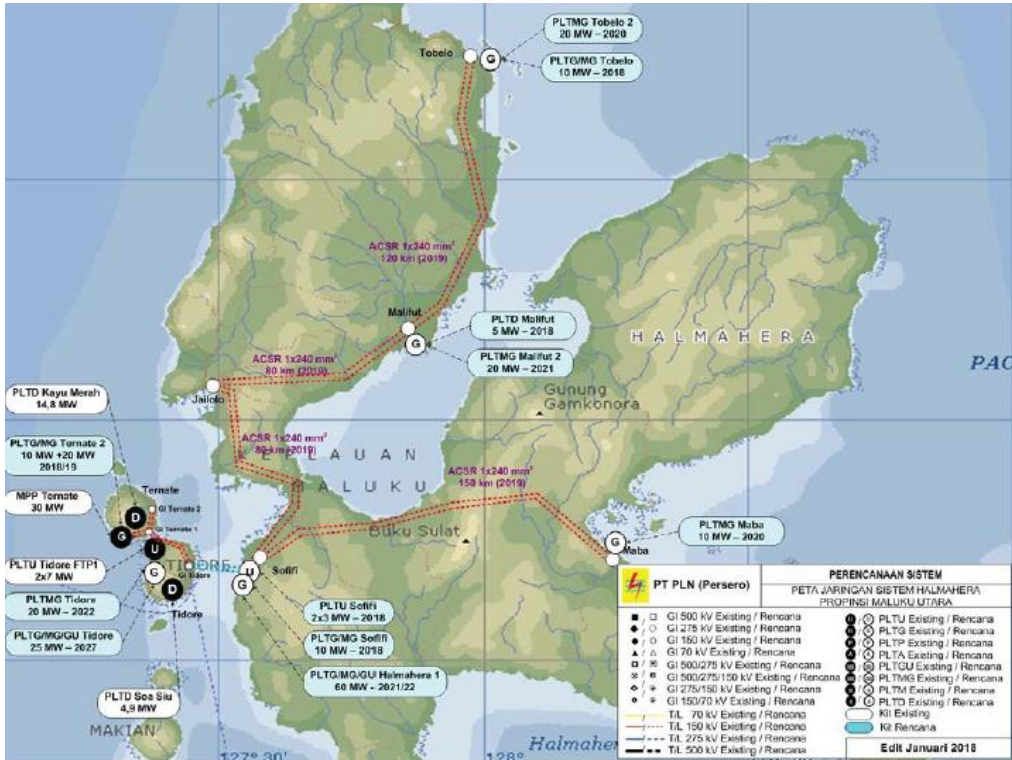
Peta Pengembangan Sistem Pulau Buru



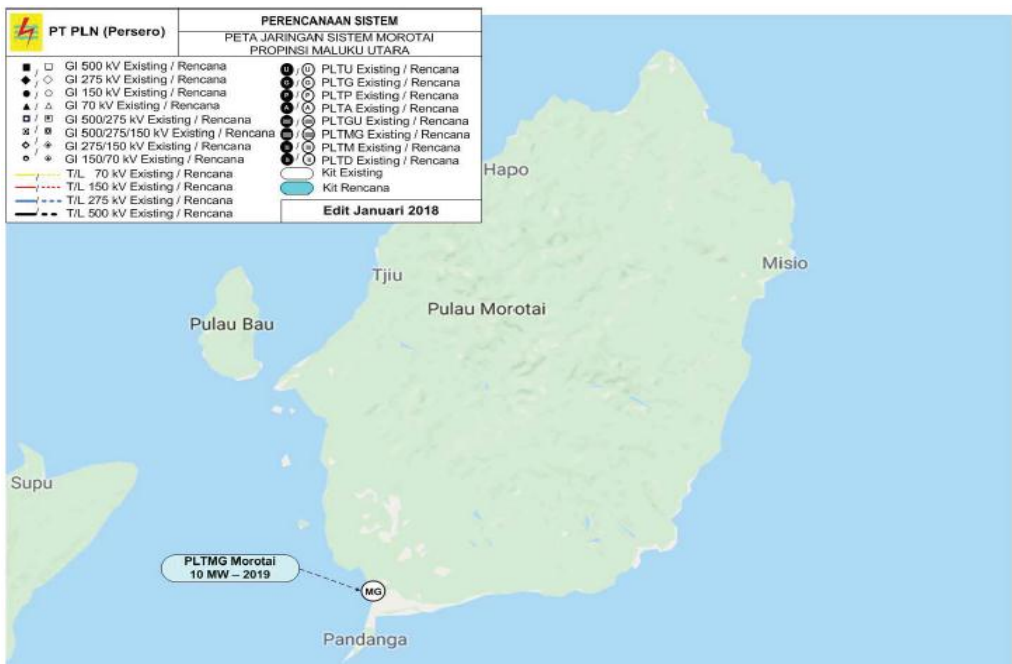
Peta Pengembangan Sistem Langgur dan Dobo



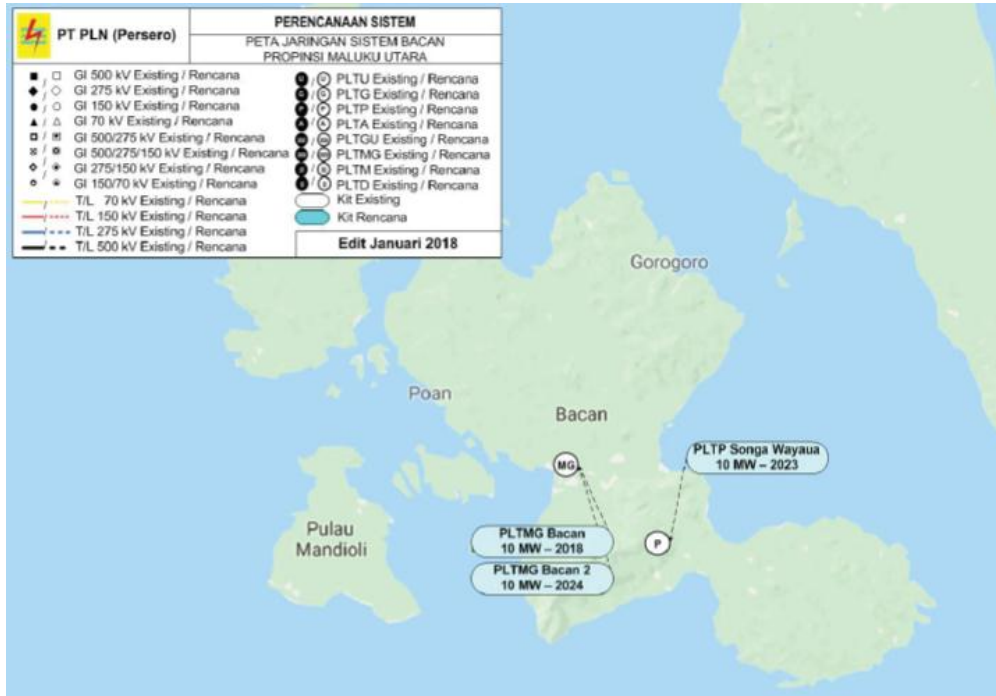
Peta Pengembangan Sistem Masela dan Saumlaki



Peta Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore dan Halmahera



Peta Pengembangan Sistem Morotai



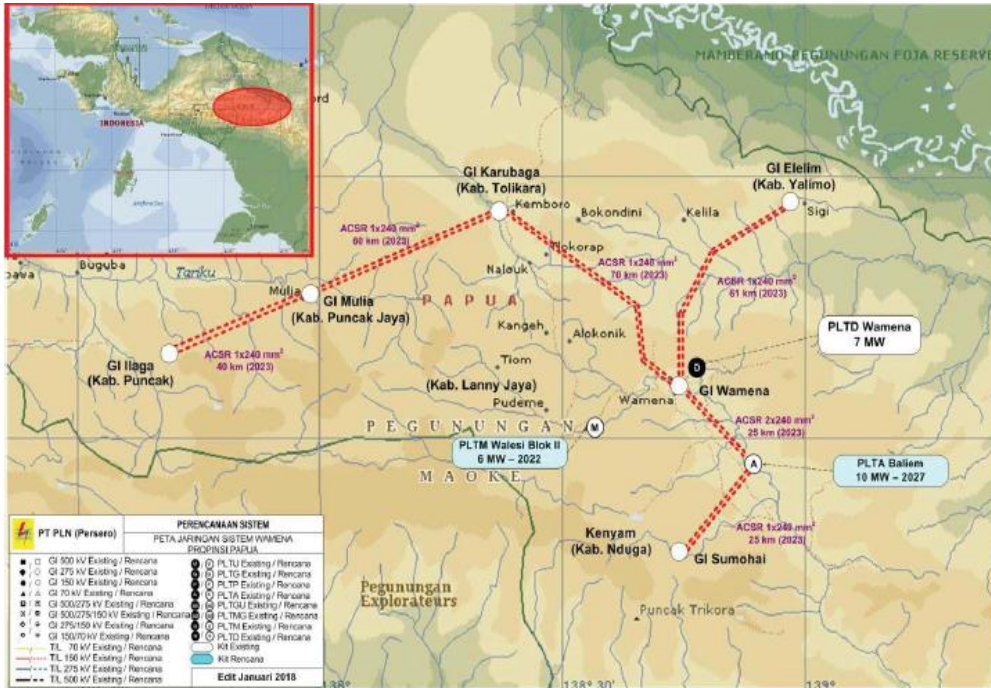
Peta Pengembangan Sistem Bacan



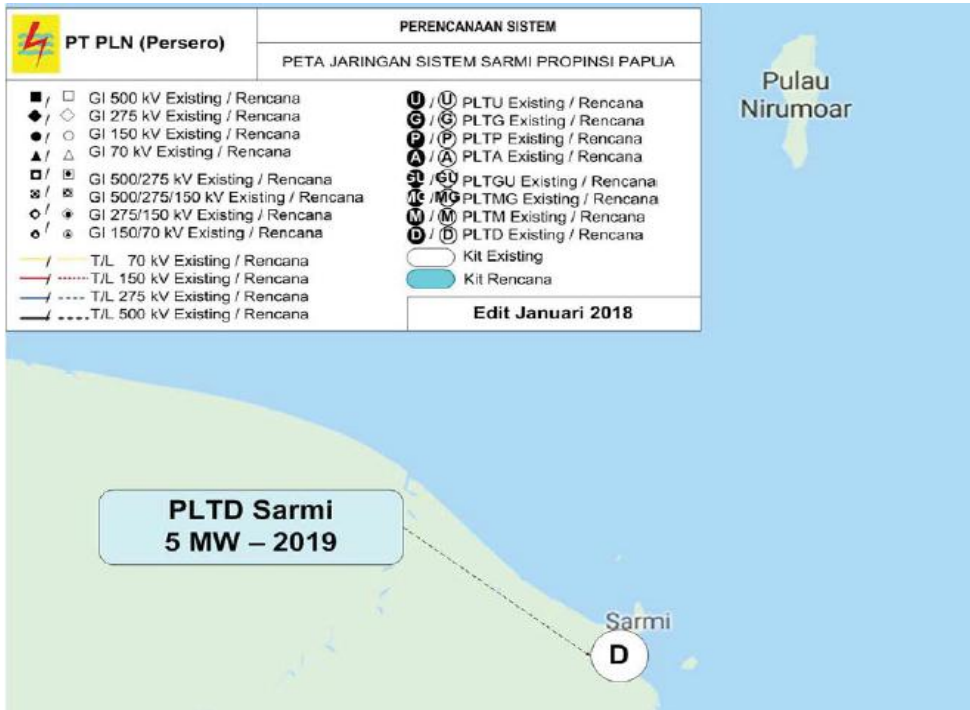
Peta Pengembangan Sistem Sanana



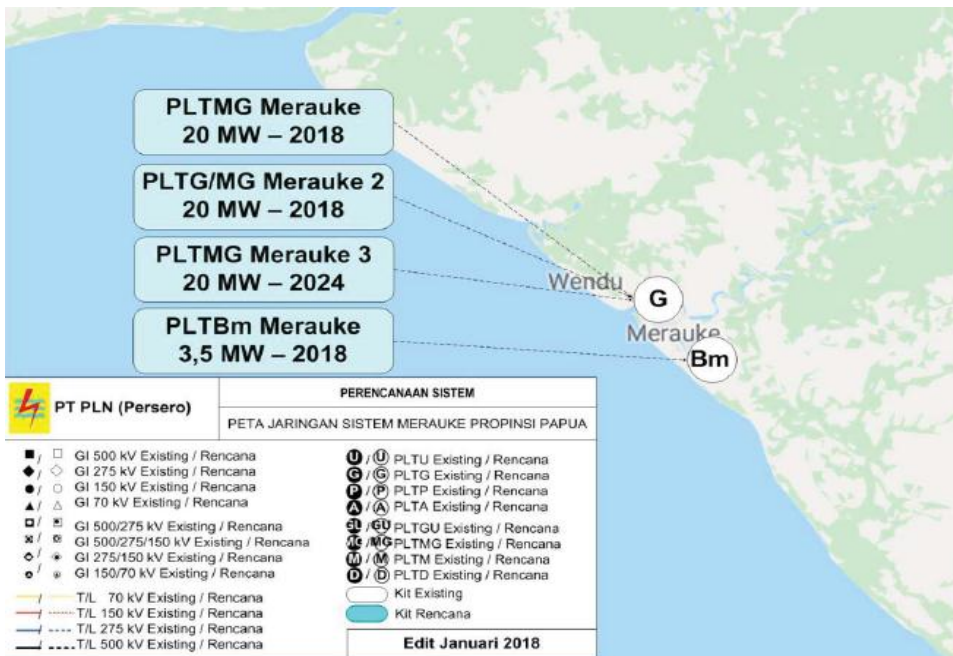
Peta Pengembangan Sistem Interkoneksi 70 kV dan 150 kV Jayapura



Peta Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena



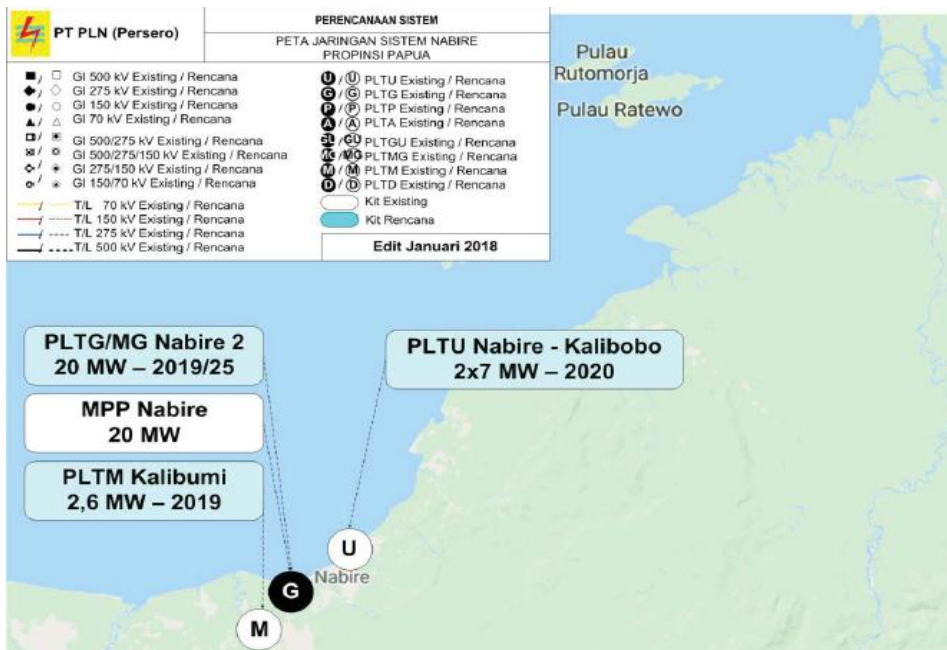
Peta Pengembangan Sistem Sarmi



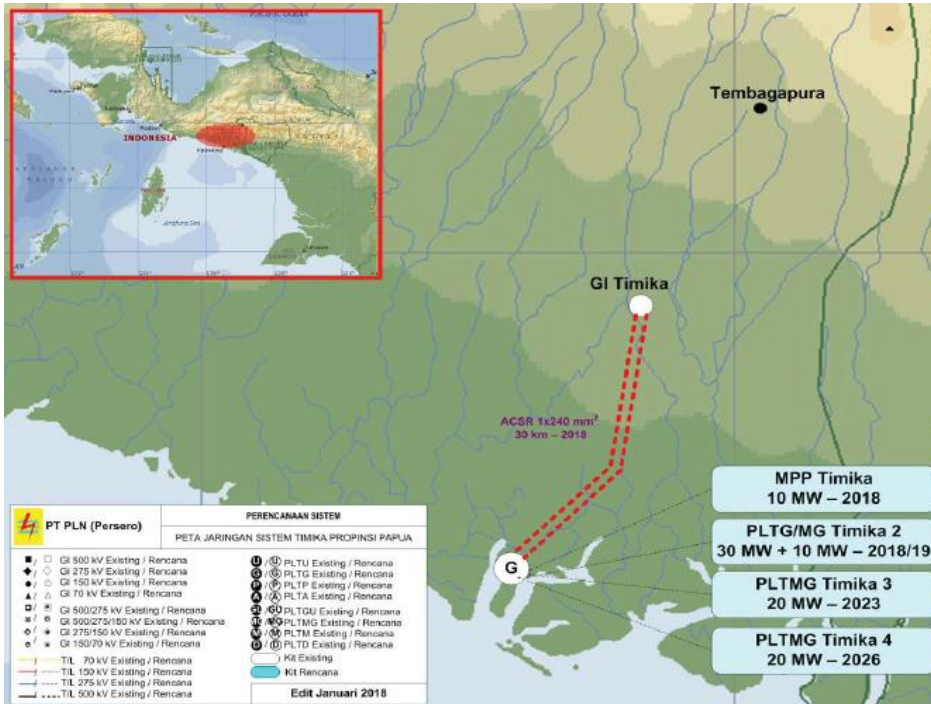
Peta Pengembangan Sistem Merauke



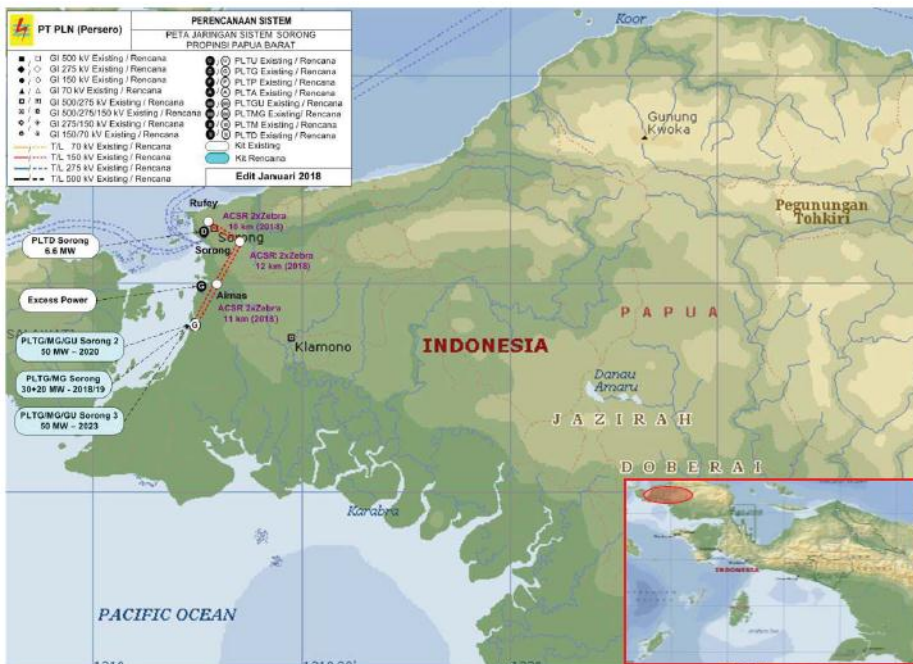
Peta Pengembangan Sistem Serui dan Biak



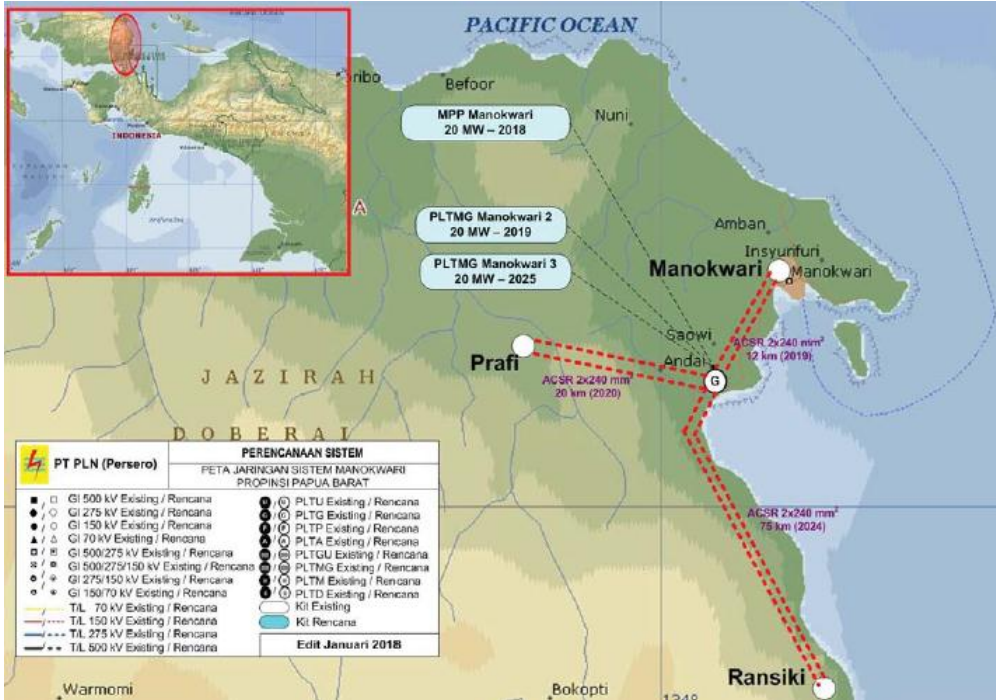
Peta Pengembangan Sistem Nabire



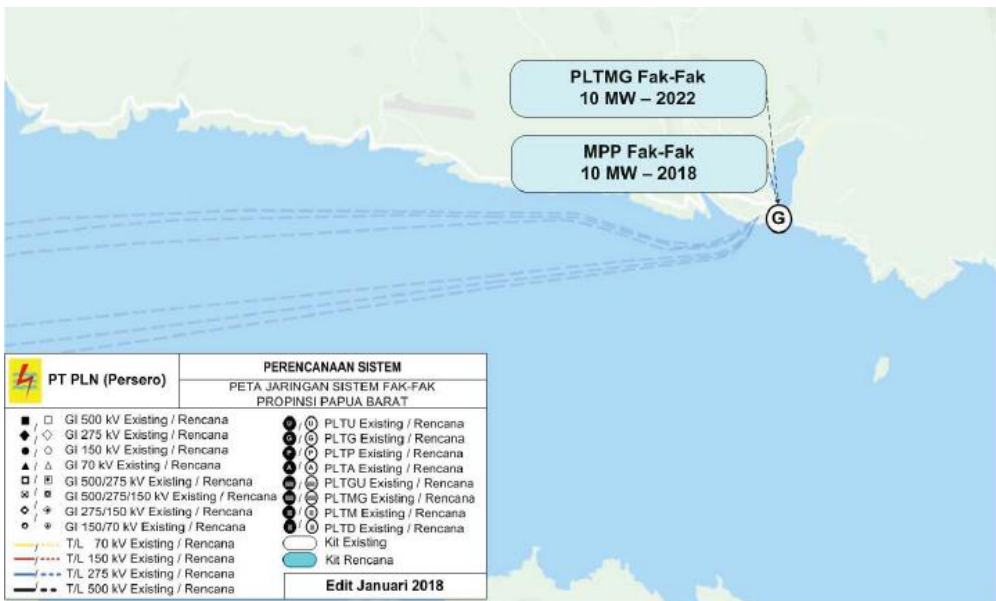
Peta Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika



Peta Pengembangan Sistem Sorong



Peta Pengembangan Sistem Manokwari



Peta Pengembangan Sistem Fak-Fak



Peta Pengembangan Sistem Bintuni



Peta Pengembangan Sistem Raja Ampat



Peta Pengembangan Sistem Kaimana

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 2 ANALISA EKONOMI

Data Biaya Charter Kapal

Parameter	Kapal 1	Kapal 2	Kapal 2	Kapal 4	Unit
Tipe Kapal	LNG Carrier	LNG Carrier	LNG Carrier	LNG Carrier	-
Kapasitas Muatan	7,500	10,000	12,000	14,000	m ³
Kecepatan Dinas	16	15	16	17	Knot
Kapasitas Pompa LNG	450	480	510	640	m ³ /jam
Mesin Penggerak Utama	5000	7000	8200	7800	KW
SFOC	190	177	177	179	(g/kWh)
Biaya Charter	25000	30000	32000	35000	USD/hari

Data Biaya Bahan Bakar

HARGA KEEKONOMIAN BBM PERTAMINA PERIODE 01-14 JUNI 2019

REGION I (West Java, Central Java dan East Java)

No	PRODUK BBM	HARGA TANPA PAJAK	PPN 10%	PBBKB 100% dari 5%	HARGA JUAL
1	MINYAK SOLAR (HSD)	Rp 12,400.00	Rp 1,240.00	Rp 620.0	Rp 14,260.00
2	MINYAK BAKAR (MFO)	Rp 9,500.00	Rp 950.00		Rp 10,450.00

REGION II (Kalimantan)

No	PRODUK BBM	HARGA TANPA PAJAK	PPN 10%	PBBKB 100% dari 5%	HARGA JUAL
1	MINYAK SOLAR (HSD)	Rp 12,400.00	Rp 1,240.00	Rp 620.0	Rp 14,260.00
2	MINYAK BAKAR (MFO)	Rp 9,600.00	Rp 960.00		Rp 10,560.00

REGION III (Sulawesi, NTB)

No	PRODUK BBM	HARGA TANPA PAJAK	PPN 10%	PBBKB 90% dari 7.5%	HARGA JUAL
1	MINYAK SOLAR (HSD)	Rp 12,500.00	Rp 1,250.00	Rp 843.750	Rp 14,593.750
2	MINYAK BAKAR (MFO)	Rp 9,700.00	Rp 970.00		Rp 10,670.00

REGION IV (NTT & Sorong)

No	PRODUK BBM	HARGA TANPA PAJAK	PPN 10%	PBBKB 90% dari 7.5%	HARGA JUAL
1	MINYAK SOLAR (HSD)	Rp 12,650.00	Rp 1,265.00	Rp 853.875	Rp 14,768.88
2	MINYAK BAKAR (MFO)	Rp 9,850.00	Rp 985.00		Rp 10,835.00

Data Tarif Jasa Pelabuhan

Tarif Jasa Pelabuhan		
Jasa Labuh	Rp 85,36	per GT
Jasa Tambat	Rp 92,84	per GT
Jasa Pemanduan		
- Tetap	Rp 67.265,00	Kapal / Gerakan
- Variable	Rp 20,64	GT / Kapal / Gerakan
Jasa Penundaan		
a. 2001 s.d. 3500 GT		
- Tetap	Rp 546.260,00	Kapal / Jam
- Variable	Rp 10,00	GT / Kapal / Jam
b. 3501 s.d. 8000 GT		
- Tetap	Rp 771.456,00	Kapal / Jam
- Variable	Rp 10,00	GT / Kapal / Jam
c. 8001 s.d. 14000 GT		
- Tetap	Rp 1.299.100,00	Kapal / Jam
- Variable	Rp 10,00	GT / Kapal / Jam
d. 180001 s.d. 23000 GT		
- Tetap	Rp 2.860.000,00	Kapal / Jam
- Variable	Rp 10,00	GT / Kapal / Jam

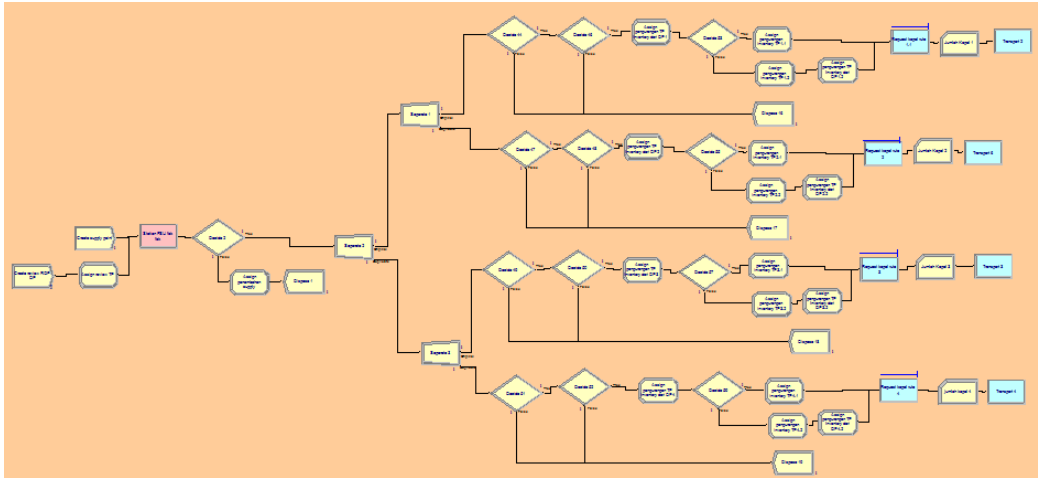
Data Biaya Tangki

SYSTEM	EQUIPMENT DETAILS	UNIT	PRICE
LNG TRANSFER SYSTEM	Jetty	set	
	LNG Flexible Hose	set	\$ 900.000
	LNG Metering unit	set	\$ 2.300
	Cryogenic Line Pipe	m	\$ 770
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	\$ 225.768
LNG STORAGE SYSTEM	LNG Storage Tank (Vacuum Insulated)	m3	\$ 2.000
	LNG Storage Tank (Flat Bottom)		
	LNG Pump (RU Feeder)	set	\$ 80.000
	Cryogenic Line Pipe	m	\$ 770
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	\$ 20.693
REGASIFICATION SYSTEM	LNG Buffer Tank	set	\$ 400.000
	VAPORIZER		
	Heat Exchanger (Steam tube)	set	\$ 120.000
	Gas Heater (steam)	set	\$ 70.000
	BOILER		
	NG-Fired Boiler (Steam Feeder) skid	set	\$ 860.000
BOG TREATMENT/UTILIZATION	Fresh water tank	m3	\$ 350
	BOG Compressor	set	\$ 700.000
GAS TRANSFER SYSTEM	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	\$ 175.000
	NG Compressor (booster)	set	\$ 700.000
	Gas Heater (steam)	set	\$ 70.000
	NG Line Pipe	m	\$ 100
	Pigging (Launcher and Receiver)	set	\$ 7.000
	NG Metering Unit	set	\$ 1.500
ELECTRIC GENERATOR	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	\$ 194.650
	Self-Driven Electric Generator (Diesel) skid	set	\$ 1.200.000
BUILDING	Control Room	set	\$ 20.000
	Office Building	set	\$ 50.000
	Parking Area, Muster station, Utilization area, etc.	set	\$ 10.000
FIRE FIGHTING	Hydrant	set	\$ 2.500
	Fire Alarm, Gas Detector	set	\$ 5.000
	Portable Fire Distinguisher	set	\$ 450
PURGING SYSTEM	Nitrogen Storage Tank	set	\$ 20.000
	Piping, valve, indicator, insulation, etc.	set	\$ 2.000
MONITORING & CONTROL SYSTEM	Process Control System (PCS), DCS (Hardware & Software)	set	\$ 800.000

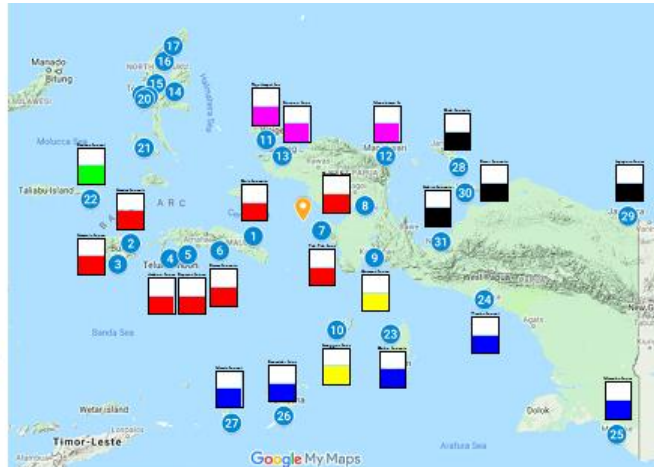
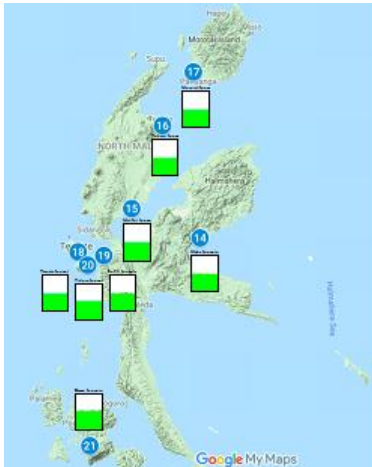
“Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 3 MODEL SIMULASI

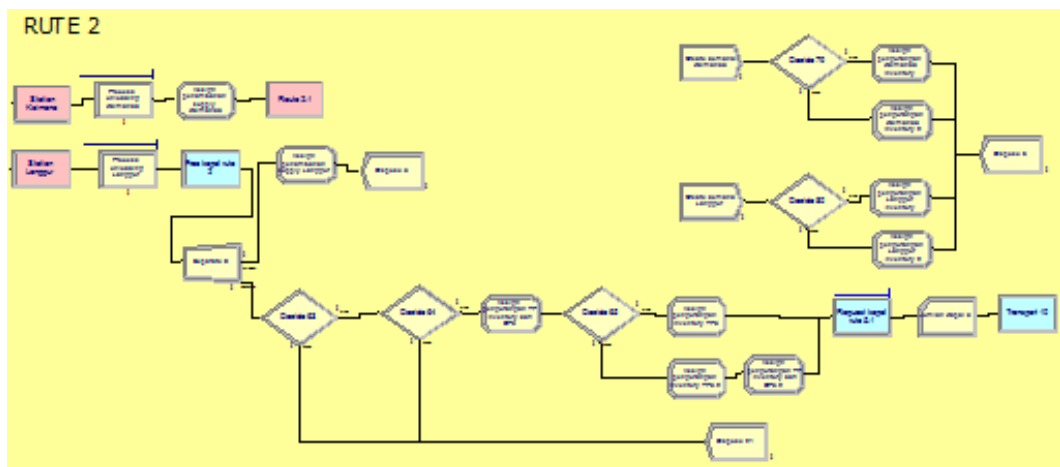
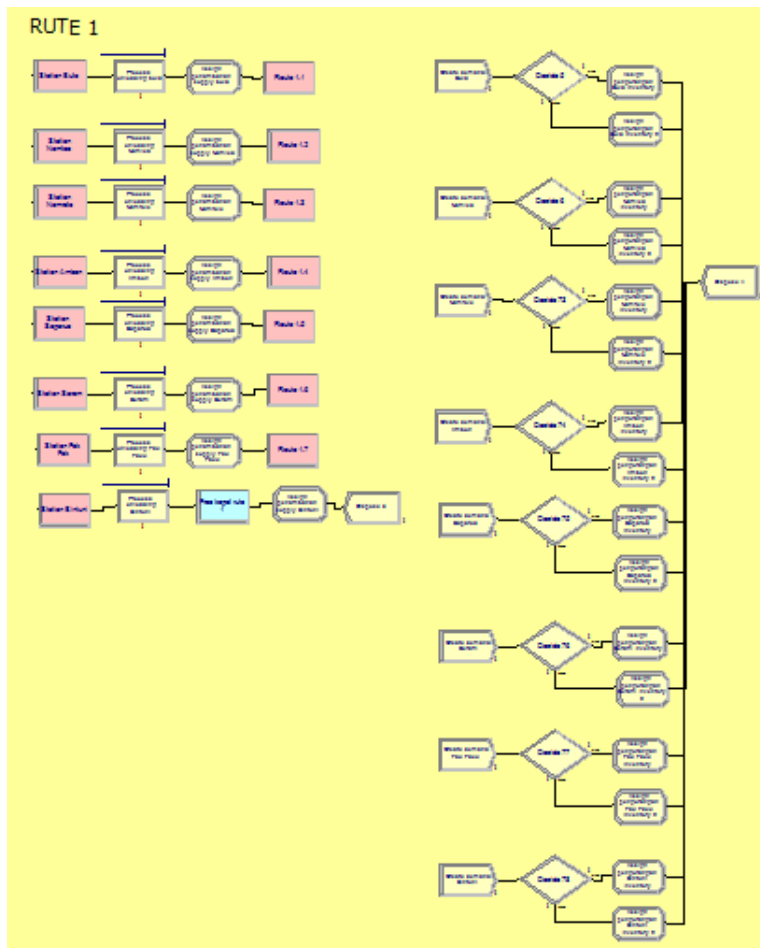
Model Simulasi Supply Menuju Masing-Masing Cluster

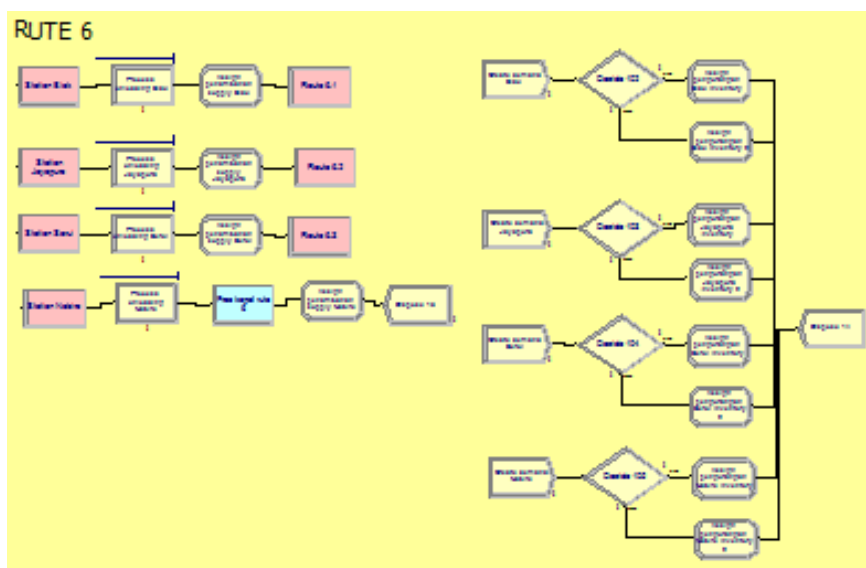
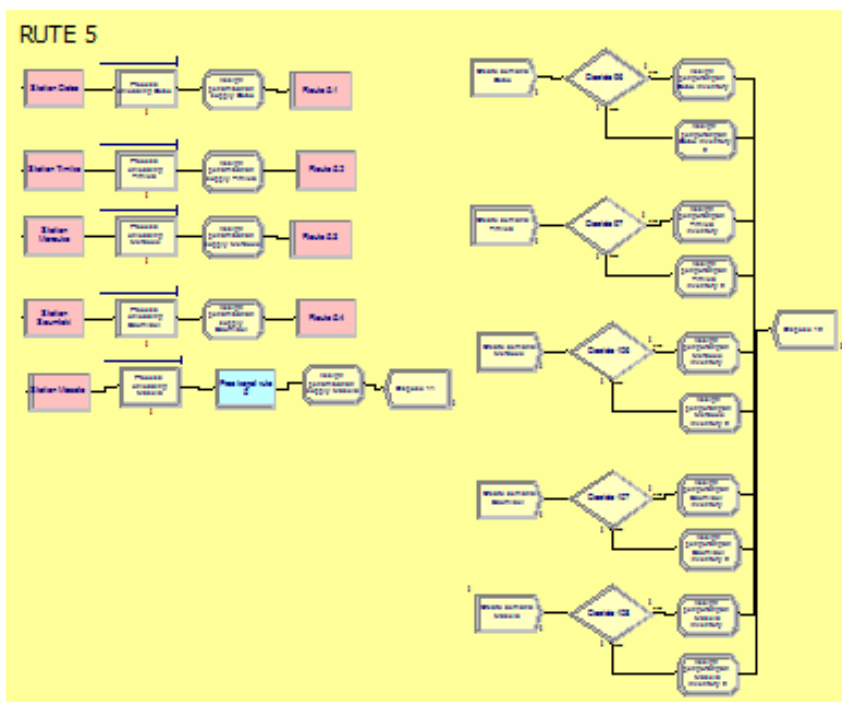


Animasi Simulasi



Model Penambahan dan Pengurangan LNG Setiap Terminal di Masing-Masing Cluster.





BIODATA PENULIS



Penulis memiliki nama lengkap Christa Dian Pratiwi. Lahir di Sukoharjo pada tanggal 15 Juni 1995. Penulis merupakan putri pertama dari dua bersaudara dari pasangan suami istri Bapak Kuntoro Edhi S. Pd M.Ed dan Ibu Sri Suratmi A.Md. Sampai hari ini penulis telah menempuh jenjang pendidikan formal mulai dari SD di Sekolah Rendah Kebangsaan Limpoon (2), SMP sehingga SMA kelas 2 di Sekolah Menengah Kebangsaan Dato' Bentara :Luar, dan SMA kelas 3 di SMA Negeri 1 Sukoharjo Setelah tamat SMA penulis melanjutkan pendidikan Diploma III di Jurusan Teknik Perkapalan Universitas Diponegoro. Selama menjalani perkuliahan, penulis pernah melakukan Kerja Praktek (KP) di Badan Klasifikasi Indonesia (Persero) cabang Semarang. Sewaktu berkuliah di Universitas Diponegoro selain menjalankan akademik, penulis juga aktif bergabung dalam beberapa aktivitas organisasi seperti menjadi staff HIMATEKPAL Universitas Diponegoro, bendahara internal Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Diponegoro dan menjadi panitia beberapa acara yang diselenggarakan universitas dan himpunan mahasiswa. Setelah lulus dari pendidikan Diploma III, penulis melanjutkan pendidikan di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan bidang *Reliability, Availability, Management and Safety* (RAMS). Dengan bantuan dosen pembimbing dan teman-teman di RAMS, penulis dapat menyelesaikan masa studi dan tugas akhir tepat waktu.

Christa Dian Pratiwi
Department of Marine Engineering
chrstdian@gmail.com