

TUGAS AKHIR - MS234801

MODEL DISTRIBUSI KARBONDIOKSIDA (CO_2) TERHADAP *CARBON CAPTURED STORAGE* DI ANJUNGAN LEPAS PANTAI YANG TIDAK BEROPERASI

ZAKI MUBAROK HARAHAHAP

NRP 5021201053

Dosen Pembimbing

Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.

NIP 198706052015041002

PROGRAM STUDI SARJANA S1 TEKNIK TRANSPORTASI LAUT

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT

FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2025

TUGAS AKHIR - MS234801

MODEL DISTRIBUSI KARBONDIOKSIDA (CO₂) TERHADAP CARBON CAPTURED STORAGE DI ANJUNGAN LEPAS PANTAI YANG TIDAK BEROPERASI

ZAKI MUBAROK HARAHAHAP

NRP 5021201053

Dosen Pembimbing

Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.

NIP 198706052015041002

PROGRAM STUDI SARJANA S1 TEKNIK TRANSPORTASI LAUT

DEPARTEMEN TEKNIK TRANSPORTASI LAUT

FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2025

FINAL PROJECT - MS234801

**CO₂ DISTRIBUTION MODEL FOR CARBON CAPTURED
STORAGE ON NON-OPERATIONAL OFFSHORE
PLATFORMS**

ZAKI MUBAROK HARAHAHAP

NRP 5021201053

Advisor

Ir. Irwan Tri Yuniarto, S.T., M.T.

NIP 198706052015041002

**UNDERGRADUATE STUDY PROGRAM OF MARINE TRANSPORTATION
ENGINEERING**

DEPARTMENT OF MARINE TRANSPORTATION ENGINEERING

FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2025

LEMBAR PENGESAHAN

MODEL DISTRIBUSI KARBONDIOKSIDA (CO₂) TERHADAP CARBON CAPTURED STORAGE DI ANJUNGAN LEPAS PANTAI YANG TIDAK BEROPERASI

TUGAS AKHIR

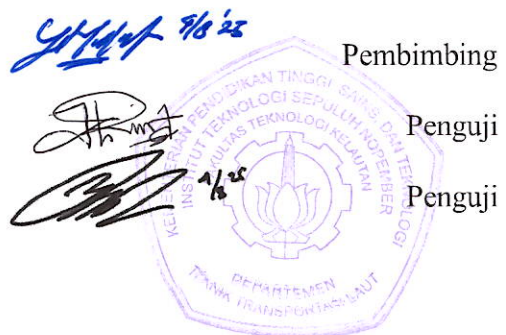
Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat
memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Program Studi S1 Departemen Teknik Transportasi Laut
Departemen Teknik Transportasi Laut
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh: **ZAKI MUBAROK HARAHA**

NRP. 5021201053

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir:

1. Ir. Irwan Tri Yuniarto, S.T., M.T.
2. Ir. Muhammad Riduwan, S.Kom., M.Kom.
3. Ilham Muliana Rahman, S.T., M.T.



Pembimbing

Penguji

Penguji

SURABAYA

Agustus, 2025

APPROVAL SHEET

CO2 DISTRIBUTION MODEL FOR CARBON CAPTURED STORAGE ON NON-OPERATIONAL OFFSHORE PLATFORMS

FINAL PROJECT

Submitted to fulfill one of requirements
For obtaining a degree Bachelor of Engineering
Undergraduate Study Program of Marine Transportation Engineering
Department of Marine Transportation Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

By: **ZAKI MUBAROK HARAHAP**

NRP. 5021201053

Approved by Final Project Examiner Team:

1. Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.
2. Ir. Muhammad Riduwan, S.Kom., M.Kom
3. Ilham Muliana Rahman, S.T., M.T.



SURABAYA

August, 2025

PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini:

Dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul “**Model Distribusi Karbondioksida (CO₂) terhadap Carbon Captured Storage di Anjungan Lepas Pantai yang Tidak Beroperasi**” adalah hasil karya sendiri, bersifat orisinal dan ditulis dengan mengikuti kaidah penulisan ilmiah.

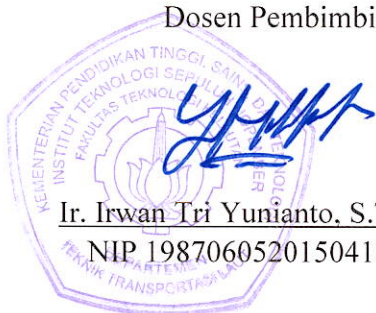
Bilamana di kemudian hari ditemukan ketidaksesuaian dengan pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 05 Agustus 2025

Mengetahui,

Dosen Pembimbing I

Mahasiswa



Ir. Irwan Tri Yudianto, S.T., M.T.
NIP 198706052015041002



Zaki Mubarak Haharap.
NRP 502120153

STATEMENT OF ORIGINALITY

The undersigned below:

Name of student / NRP : Zaki Mubarak Harahap / 5021201053
Departement : Marine Transportation Engineering
Advisor I : Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.

Hereby declare that the Final Project with the title of “**CO₂ Distribution Model for Carbon Captured Storage on Non-Operational Offshore Platforms**” is the result of my own work, is original, and is written by following the rules of scientific writing.

If in the future there is a discrepancy with this statement, then I am willing to accept sanctions in accordance with the provisions that apply at Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 05 August 2025

Acknowledged,

Advisor I

Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.
NIP 198706052015041002

Student


Zaki Mubarak Harahap.
NRP 502120153

ABSTRAK

MODEL DISTRIBUSI KARBONDIOKSIDA CO₂ TERHADAP CARBON CAPTURED STORAGE DI ANJUNGAN LEPAS PANTAI YANG TIDAK BEROPERASI

Nama Mahasiswa/ NRP : Zaki Mubarak Harahap / 5021201053
Departemen : Teknik Transportasi Laut
Dosen Pembimbing I : Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T.

Pemanasan global akibat efek rumah kaca mendorong perlunya solusi pengurangan emisi yang efektif, terutama di sektor industri. Penerapan pajak karbon menjadi pemicu penting bagi implementasi teknologi rendah karbon. Salah satu solusi yang menjanjikan adalah *Carbon Capture Storage* (CCS), yaitu teknologi yang menangkap emisi CO₂ dari sumber besar seperti PLTU dan menyimpannya di bawah permukaan tanah, termasuk melalui platform lepas pantai. Posisi geografis Indonesia yang kaya formasi geologi memberikan potensi besar untuk pengembangan penyimpanan CO₂. Studi ini bertujuan untuk mengidentifikasi potensi permintaan CO₂, pola distribusi, dan opsi penyimpanannya di Indonesia, serta menganalisis kebutuhan investasi untuk proses distribusi menuju lokasi penyimpanan. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah optimasi berbasis pendekatan *Integer Linear Programming* (ILP), yang mempertimbangkan alokasi emisi CO₂ dari PLTU menuju *offshore platform* yang tersebar di berbagai wilayah Indonesia. Saat ini, penghasil emisi CO₂ PLTU paling besar berasal pada 4 titik PLTU di Indonesia dengan total 3,44 juta m³. Hasil optimasi menunjukkan PLTU Suralaya mengirim ke titik OA, PLTU Indramayu mengirim ke titik OB, OD, dan OE, PLTGU Tambak Lorok mengirim ke titik OD, serta PLTU Tanjung Jati B mengirim ke titik OC dan OE. Alat yang mendukung implementasi CCS berupa *buffer*, pompa, *flexible hose*, pipa, *single bouy mousing*, dan *manifold*. Didapatkan biaya unit sebesar Rp2.559 juta per tahun. Selain itu, didapatkan nilai pajak karbon Indonesia sebesar Rp585,36 miliar yang lebih rendah 297% dari *benchmark* pajak karbon di Norwegia.

Kata kunci: *Carbon capture storage* (CCS), Fasilitas Suprastruktur, Model Distribusi, *Offshore Platform*, Pajak Karbon

ABSTRACT

CO₂ DISTRIBUTION MODEL FOR CARBON CAPTURED STORAGE ON NON-OPERATIONAL OFFSHORE PLATFORMS

Student Name/ NRP : Zaki Mubarak Harahap / 5021201053
Department : Marine Transportation Engineering
Advisor I : Ir. Irwan Tri Yuniarto, S.T., M.T.

Global warming caused by the greenhouse effect highlights the urgent need for effective emission reduction solutions, particularly in the industrial sector. The implementation of a carbon tax serves as a key driver for the adoption of low-carbon technologies. One promising solution is Carbon Capture and Storage (CCS), a technology that captures CO₂ emissions from major sources such as coal-fired power plants (PLTU) and stores them underground, including via offshore platforms. Indonesia's geographic position, rich in geological formations, offers significant potential for long-term CO₂ storage. This study aims to identify CO₂ demand potential, distribution patterns, and storage options in Indonesia, as well as to analyze the investment requirements for transporting CO₂ to storage locations. The method employed in this research is an optimization approach based on Integer Linear Programming (ILP), which considers the allocation of CO₂ emissions from PLTUs to offshore platforms spread across various regions in Indonesia. Currently, the largest CO₂ emissions come from four PLTU sites in Indonesia, totaling 3.44 million m³. The optimization results show that PLTU Suralaya delivers to point OA, PLTU Indramayu delivers to points OB, OD, and OE, PLTGU Tambak Lorok delivers to point OD, and PLTU Tanjung Jati B delivers to points OC and OE. Key equipment supporting CCS implementation includes buffers, pumps, flexible hoses, pipelines, single buoy mooring systems, and manifolds. The total unit cost is estimated at IDR 2,559 billion per year. Additionally, the estimated carbon tax value in Indonesia is IDR 585.36 billion—approximately 297% lower than the carbon tax benchmark in Norway.

Keywords: Carbon Capture Storage (CCS), Carbon Tax, Distribution Model, Offshore Platform, Suprastructure Facilities

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian yang berjudul “**Model Distribusi CO₂ terhadap Carbon Captured Storage di Anjungan Lepas Pantai Yang Tidak Beroperasi**” ini dapat terselesaikan dengan baik.

Pada kesempatan kali ini, perkenankan penulis untuk menyampaikan ucapan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini, untuk:

1. Keluarga besar yang telah menjadi sumber kekuatan utama dalam setiap langkah. Terima kasih atas cinta tanpa syarat, doa yang tak pernah putus, serta semangat dan nasihat luar biasa yang senantiasa mengiringi penulis hingga mampu melewati setiap tantangan dalam menempuh pendidikan tinggi ini.
2. Bapak Ir. Irwan Tri Yunianto, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang dengan sabar telah meluangkan waktu memberikan bimbingan, ilmu dan arahan dalam menyelesaikan permasalahan.
3. Dosen Departemen Teknik Transportasi Laut, Pak Firmanto, Bu Dika, Bu Dwi, Bu Naning, Pak Setyo, Pak Buana, Pak Riduwan, Pak Yafie, Pak Ilham.
4. Seluruh staff Tata Usaha Departemen Teknik Transportasi Laut atas kemudahan yang diberikan dalam pengurusan administrasi selama masa perkuliahan dan proses pengerjaan Tugas Akhir.
5. kepada Puput, yang dengan ketulusan dan kesabaran luar biasa telah menjadi sumber semangat selama proses penyusunan Tugas Akhir ini. Dukungan yang diberikan, baik dalam bentuk waktu, perhatian, maupun dorongan di saat-saat sulit, sangat berarti
6. Kepada Rafi, terima kasih atas persahabatan, dukungan, serta obrolan-obrolan penuh semangat yang telah menjadi penyemangat dan penyeimbang selama masa studi dan penyusunan penelitian ini.
7. Teman-teman AKSAVANA (P60-T18), yang selalu memberikan dukungan selama proses perkuliahan dan penelitian ini.

Penulis sadar bahwa Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan. Akhir kata semoga tulisan ini dapat bermanfaat bagi banyak pihak.

5, Agustus 2025

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
APPROVAL SHEET	ii
PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
STATEMENT OF ORIGINALITY	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan	4
1.4 Batasan Masalah	4
1.5 Hipotesis	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Hasil Penelitian Terdahulu	5
2.2 Logistik	5
2.3 Emisi Karbon	9
2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)	9
2.5 <i>Offshore Platform</i>	11
2.6 <i>Carbon Capture Storage (CCS)</i>	13
2.6.1 Penangkapan	13
2.6.2 Pengangkutan	14
2.6.3 Penyimpanan	15
2.7 Optimasi	16
2.8 <i>Vehicle Routing Problem (VRP)</i>	17
2.9 Moda Transportasi Laut	18
2.10 Tipe Kontrak Sewa Kapal	20

2.11	Biaya Transportasi Laut.....	22
BAB 3	METODOLOGI PENELITIAN.....	25
3.1	Diagram Alir.....	25
3.2	Tahap Pengerjaan	26
3.2.1	Identifikasi Masalah	26
3.2.2	Pengumpulan Data.....	26
3.2.3	Analisis Data	26
3.2.4	Metode Penelitian	27
3.3	Pengumpulan Data.....	27
3.4	Metode Penelitian	28
3.4.1	Metode Optimasi	28
BAB 4	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	31
4.1	Kondisi Eksisting PLTU.....	31
4.2	<i>Offshore Platform</i>	33
4.3	<i>Analisi Supply</i>	35
4.4	Perencanaan Rute dan Moda Transportasi	36
4.5	Dermaga TUKS PLTU	38
4.6	Analisis Perencanaan Transportasi Laut	41
4.6.1	Operasioanl Kapal	41
4.6.2	Biaya Transportasi Laut.....	42
4.7	Analisis Optimasi	43
4.7.1	PLTU Suralaya	46
4.7.2	PLTU Indramayu	48
4.7.3	PLTGU Tambak Lorok	50
4.7.4	PLTU Tanjung Jati B.....	52
4.7.5	Hasil Optimasi	54
4.8	Analisis Penjadwalan.....	57
4.9	Analisis Sensitivitas.....	61
BAB 5	KESIMPULAN DAN SARAN.....	65
5.1	Kesimpulan.....	65
5.2	Saran	66
	DAFTAR PUSTAKA	67
	LAMPIRAN.....	69
	BIODATA PENULIS	115

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Grafik CO ₂ periode 1910 – 2022	1
Gambar 1.2 Emisi CO ₂ berdasarkan Sektor Industri.....	2
Gambar 1.3. Peta Penyebaran Proyek CCS	3
Gambar 2.1 Komponen dalam Logistik	6
Gambar 2.2 Komponen PLTU.....	10
Gambar 2.3. Proses Konversi Energi PLTU.....	11
Gambar 2.4. Fixed Platform	12
Gambar 2.5 Skema Penangkapan Karbon	14
Gambar 2.6 Pengangkutan CO ₂ menggunakan Kapal	15
Gambar 2.7 Kapal Tanker CO ₂	19
Gambar 2.8 Tipe Kontrak Sewa Kapal.....	21
Gambar 3.1 Diagram alir	25
Gambar 4.1 Lokasi PLTU Tinjauan	31
Gambar 4.2 Offshore Platform AAC-Well.....	33
Gambar 4.3 Excool	37
Gambar 4.4 Northern Pioneer.....	37
Gambar 4.5 Antikithira.....	37
Gambar 4.6 Regresi Linear Payload Kapal terhadap TCH	38
Gambar 4.7 Buffer/Storage Tank untuk Menyimpan Emisi CO ₂	39
Gambar 4.8 Flexible cryogenic hose	40
Gambar 4.9 Optimasi Model Distribusi Emisi CO ₂	44
Gambar 4.10 Jumlah Muatan Emisi CO ₂ pada PLTU Suralaya.....	46
Gambar 4.11 Jumlah Muatan Emisi CO ₂ pada PLTU Indramayu	48
Gambar 4.12 Jumlah Muatan Emisi CO ₂ pada PLTGU Tambak Lorok	51
Gambar 4. Jumlah Muatan Emisi CO ₂ pada PLTU Tanjung Jati B.....	53
Gambar 4.14 Shipcall per Tahun pada PLTU (unit)	55
Gambar 4.15 Unit Cost per Tahun pada PLTU (Rp/m ³)	55
Gambar 4.16 Utilitas Penyimpanan Offshore Platform di Setiap Tahun (%)	56
Gambar 4.17 Stock Flow pada Offshore Platform A	58
Gambar 4.18 Stock Flow pada Offshore Platform B	59
Gambar 4.19 Stock Flow pada Offshore Platform Offshore C	59
Gambar 4.20 Stock Flow pada Offshore Platform D	60
Gambar 4.21 Stock Flow pada Offshore Platform E.....	60
Gambar 4.22 Analisis Sensitivitas pada PLTU Suralaya.....	61
Gambar 4.23 Analisis Sensitivitas PLTU Indramayu	62
Gambar 4.24 Analisis Sensitivitas PLTGU Tambak Lorok	63
Gambar 4.25 Analisis Sensitivitas PLTU Tanjung Jati B	63

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tabel perbandingan penelitian terdahulu	5
Tabel 4.1 Spesifikasi PLTU di Indonesia	32
Tabel 4.2 Spesifikasi Offshore Platform	34
Tabel 4.3 Komponen Harga investasi Offshore Platform (Juta-Rp)	35
Tabel 4.4 Produksi Karbondioksida di PLTU (m ³ /tahun)	36
Tabel 4.5 Matriks Jarak antara PLTU dengan Offshore Platform (nm)	36
Tabel 4.6 Spesifikasi Kapal sebagai Moda Transportasi Laut	37
Tabel 4.7 Spesifikasi Kapal sebagai Moda Transportasi Laut	38
Tabel 4.8 Spesifikasi Pump untuk Dermaga TUKS di PLTU	39
Tabel 4.9 Spesifikasi Pump untuk Dermaga TUKS di PLTU	40
Tabel 4.10 Tarif Pelabuhan (Rp)	41
Tabel 4.11 Distribusi Muatan pada setiap PLTU & PLTGU (%)	45
Tabel 4.12 Jumlah Distribusi Emisi CO ₂ PLTU Suralaya (m ³ /tahun)	46
Tabel 4.13 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Suralaya	47
Tabel 4.14 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)	47
Tabel 4.15 Biaya Investasi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)	47
Tabel 4.16 Komponen biaya total pada Distribusi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)	48
Tabel 4.17 Jumlah Distribusi Emisi CO ₂ PLTU Indramayu (m ³ /tahun)	48
Tabel 4.18 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Indramayu	49
Tabel 4.19 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)	49
Tabel 4.20 Biaya Pelabuhan pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)	49
Tabel 4.21 Komponen biaya total pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)	50
Tabel 4.22 Jumlah Distribusi Emisi CO ₂ PLGTU Tambak Lorok (m ³ /tahun)	50
Tabel 4.23 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok	51
Tabel 4.24 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)	52
Tabel 4.25 Biaya Pelabuhan pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)	52
Tabel 4.26 Komponen Biaya Total pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)	52
Tabel 4. Jumlah Distribusi Emisi CO ₂ PLTU Tanjung Jati B (m ³ /tahun)	52
Tabel 4. Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B	53
Tabel 4. Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)	54
Tabel 4. Biaya Investasi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)	54
Tabel 4.31 Komponen Biaya Total pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)	54
Tabel 4.32 Rekapitulasi Biaya Pengiriman CO ₂ (Rp)	56

DAFTAR LAMPIRAN

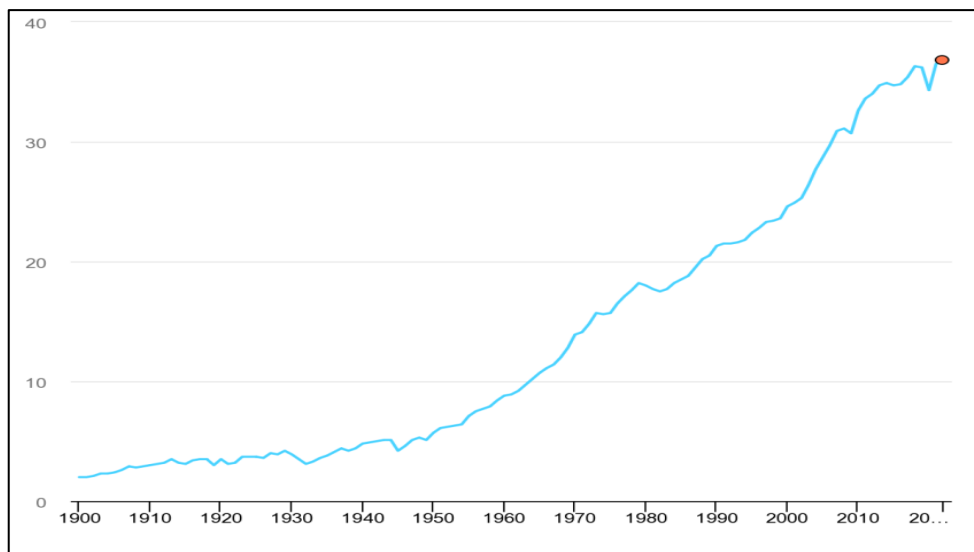
Lampiran 1. Stock Flow Offshore Platform Offshore A	69
Lampiran 2. Stock Flow Offshore Platform Offshore B	78
Lampiran 3. Stock Flow Offshore Platform Offshore C	87
Lampiran 4. Stock Flow Offshore Platform Offshore D	96
Lampiran 5. Stock Flow Offshore Platform Offshore E	105

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

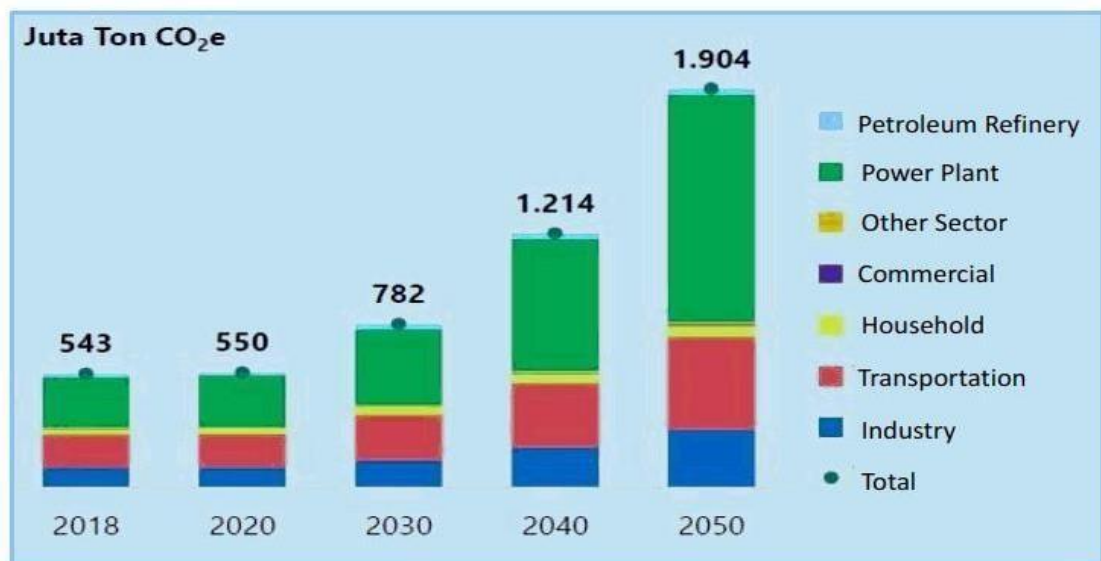
Pemanasan global, yang disebabkan oleh efek Gas rumah kaca adalah salah satu masalah kritis yang dihadapi oleh umat manusia. Meskipun beberapa solusi termasuk energi terbarukan dan peningkatan efisiensi energi telah diusulkan, solusi-solusi tersebut tidak akan cukup untuk memenuhi tuntutan energi yang terus meningkat. Penangkapan dan penyimpanan karbon atau Carbon Capture Storage (CCS) dianggap sebagai cara praktis untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, memungkinkan bahan bakar fosil untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat. CCS terdiri dari penangkapan, transportasi, dan penyimpanan. CO₂ seharusnya ditangkap di fasilitas industri, seperti pembangkit listrik atau pabrik baja, dan disimpan ditempat penyimpanan di darat atau di lepas pantai.



Gambar 1.1 Grafik CO₂ periode 1910 – 2022

Sumber: (IEA, 2022)

Saat ini, Indonesia telah mengambil langkah untuk mengembangkan teknologi penyimpanan dan penangkapan karbon yakni *Carbon Capture Storage* (CCS). Dalam ranah industri minyak dan gas, bisnis *Carbon Capture Storage* (CCS) kini mengalami perkembangan pesat, terutama di Indonesia, di mana sektor Pembangkit Listrik Bertenaga Uap (PLTU) menjadi penyumbang terutama emisi karbon dioksida (CO₂) (CESG Unair, 2024).



Gambar 1.2 Emisi CO₂ berdasarkan Sektor Industri

Sumber: (Kemenperin, 2024)

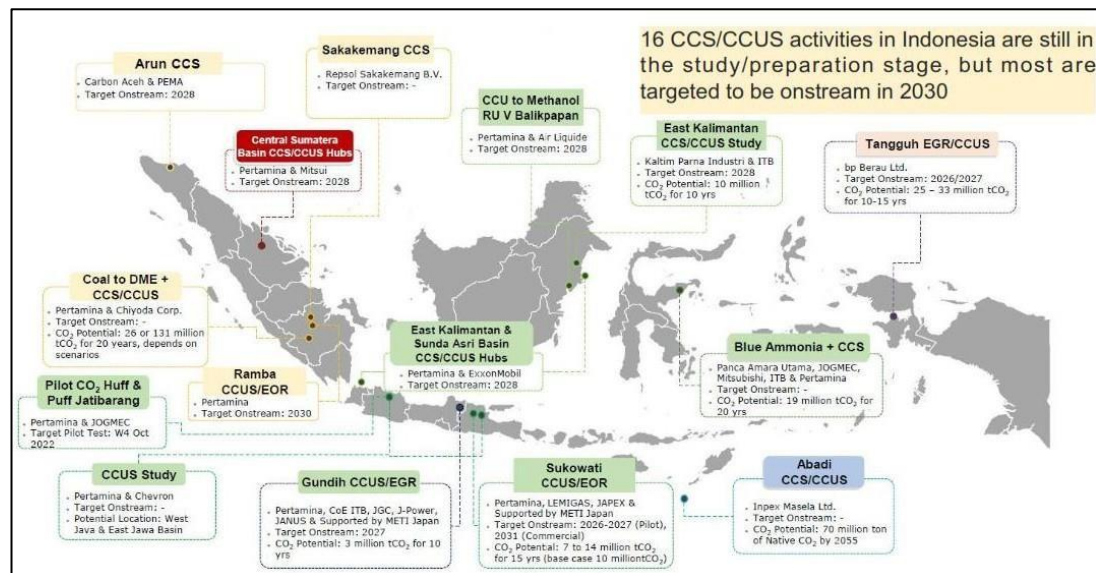
Pemerintah Indonesia telah menunjukkan komitmen kuat terhadap pengendalian perubahan iklim melalui penetapan target penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) dalam dokumen *Nationally Determined Contribution* (NDC), dengan sasaran penurunan emisi sebesar 31,89% secara mandiri dan hingga 43,20% dengan dukungan internasional pada tahun 2030. Salah satu sektor yang paling berkontribusi terhadap emisi GRK adalah pembangkit listrik dengan bahan bakar fosil, terutama Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) batubara. Dalam upaya menekan emisi dari sektor energi, pemerintah mulai mengimplementasikan instrumen ekonomi lingkungan, salah satunya adalah pengenaan pajak karbon.

Pajak karbon bertujuan untuk memberikan sinyal harga terhadap emisi karbon, sehingga perusahaan terdorong untuk menurunkan emisi karbon yang dihasilkan, dimana salah satunya melalui sumber energi ramah lingkungan. Kebijakan ini dimulai dengan penerapan pada sektor PLTU sejak tahun 2022, di mana emisi yang melebihi ketentuan batas emisi akan dikenakan tarif pajak per ton CO₂ (Kemenkeu, 2021). Oleh karena itu, penerapan teknologi CCS menjadi solusi bagi penghasil emisi CO₂ dalam skala besar seperti PLTU, karena teknologi ini mampu menangkap dan menyimpan emisi CO₂ secara permanen sebelum dilepaskan ke atmosfer (Putri, Sasongko, & Yoesgiantoro, 2024).

CCS menawarkan potensi besar untuk menurunkan emisi tanpa harus menghentikan operasional saat ini, khususnya PLTU yang masih akan beroperasi dalam jangka menengah panjang. CCS juga dapat menjadi instrumen penghindaran biaya (*cost avoidance*) dari beban

pajak karbon, serta membuka peluang kerja sama perdagangan karbon (*carbon trading*). Dengan demikian, pajak karbon bukan hanya tekanan biaya, melainkan juga pemicu percepatan adopsi teknologi rendah karbon seperti CCS, yang sejalan dengan transisi energi dan pencapaian target *net-zero emission* Indonesia pada tahun 2060 (Kementerian ESDM, 2022).

Indonesia memiliki sejumlah lokasi strategis yang dapat mendukung pencapaian tujuan penyimpanan karbon dioksida (CO₂), tersebar di berbagai wilayah di negeri ini. Potensi penyimpanan CO₂ di Indonesia mencapai 400 hingga 600 gigaton dan memungkinkan penyimpanan emisi CO₂ selama 322 hingga 482 tahun (Wuri, 2024). Tiap penyimpanan memiliki batasan kapasitas, ketika CO₂ sudah sampai batas pada penyimpanan yang digunakan maka penyimpanan tersebut harus di tutup dan di awasi terus menerus. Hal ini tertulis pada Peraturan Presiden No. 14 Tahun 2024 tentang Penyelenggaraan Kegiatan Penangkapan dan Penyimpanan Karbon. Untuk dapat mendukung tujuan penyimpanan karbon dioksida (CO₂) dibutuhkan angkutan dan alur pelayaran yang optimal guna meminimalkan pengeluaran biaya dalam pengangkutan CO₂ (Bachtiar & Andriana, 2024). Dalam konteks efisiensi tersebut, salah satu pendekatan strategis yang relevan di Indonesia adalah pemanfaatan kembali anjungan lepas pantai yang sudah tidak beroperasi sebagai lokasi penyimpanan CO₂. Pendekatan ini tidak hanya menurunkan kebutuhan pembangunan infrastruktur baru, tetapi juga secara signifikan dapat mengurangi beban biaya *dekomisioning* (CESG Unair, 2024).



Gambar 1.3. Peta Penyebaran Proyek CCS

Sumber: (Kemenperin, 2024)

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan pada latar belakang yang telah disampaikan sebelumnya, maka berikut merupakan permasalahan yang ingin diselesaikan dalam penelitian ini:

1. Berapa emisi CO₂ yang dihasilkan oleh PLTU yang direncanakan dalam implementasi teknologi *Carbon Capture Storage* (CCS)?
2. Bagaimana alat angkut dan infrastruktur distribusi emisi CO₂ dalam implementasi teknologi CCS?
3. Bagaimana dampak implementasi teknologi CCS terhadap pajak karbon di Indonesia?

1.3 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Mengetahui jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan oleh PLTU yang direncanakan dalam implementasi teknologi *Carbon Capture Storage* (CCS).
2. Mengetahui alat angkut dan infrastruktur distribusi emisi CO₂ dalam implementasi teknologi CCS.
3. Mengetahui dampak implementasi teknologi CCS terhadap pajak karbon di Indonesia.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. CO₂ yang akan dikirimkan berasal dari 3 PLTU dan 1 PLTGU yang akan menerapkan teknologi penangkapan CO₂.
2. Lokasi tempat penyimpanan berada di Anjungan Lepas Pantai tidak aktif.
3. Muatan yang dikirim dalam bentuk CO₂ *Liquid* terkompresi.

1.5 Hipotesis

Adapun dugaan awal penulis bahwa membayar pajak karbon akan lebih murah dibandingkan mengimplementasikan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS), terutama di Indonesia. Hal ini didasarkan pada pertimbangan bahwa CCS memerlukan investasi besar dan infrastruktur yang kompleks, sementara pajak karbon dinilai sebagai opsi yang lebih sederhana dan ekonomis, khususnya dalam jangka pendek.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Hasil Penelitian Terdahulu

Salah satu studi literatur yang digunakan dalam penelitian kali ini adalah penelitian terdahulu yang mencakup metode dan tujuan penelitian. Penelitian kali ini juga memiliki kesamaan dari penelitian sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 2.1. Dalam menentukan potensi permintaan dapat menggunakan metode *LCC Analysis* dan *Chain LCC*. Untuk mengetahui penggunaan *Carbon Capture Storage* pada PLTU dan transportasi menggunakan analisis *Carbon Dioxide Capture and storage* pada PLTU (Firlina, 2016). Selain itu, untuk mengetahui simulasi biaya dalam pengangkutan emisi dengan menghitung komponen-komponen biayanya (Decarre, Skagasted, & Eldrup, 2011). Pada penelitian saat ini penulis menggunakan metode *vehicle routing problem* untuk menentukan rute, pemilihan lokasi penyimpanan, dan jumlah muatan yang akan disimpan.

Tabel 2.1 Tabel perbandingan penelitian terdahulu

Keterangan	Judul	Nama Peneliti	Metode	Hasil Penelitian
Peneliti 1	<i>Comparison of CO₂ liquefaction pressures for ship-based carbon capture and storage (CCS) chain</i>	Youngkyun, S; Huhb, C; Leec, S; Changa, D, 2016	<i>LCC Analysis, Chain LCC.</i>	Alur pengiriman dengan kapal, desain kapal pengangkut karbon dan proses pengondisian karbon.
Peneliti 2	Pemanfaatan Teknologi <i>Carbon Capture Storage</i> pada PLTU dalam Upaya Mengurangi Emisi Gas Buang CO ₂ ke Atmosfer	Firlina, M, 2016	Analisis <i>kualitatif</i> dan <i>deskriptif</i>	Penggunaan CCS pada PLTU dan transportasinya.
Peneliti 3	<i>The Costs of CO₂ Transport</i>	Decarre, S; Skagasted, R; Eldrup, N, 2011	Analisis CAPEX-OPEX berbagai moda transportasi CO ₂ (pipa & kapal), termasuk skenario ke offshore storage.	Simulasi biaya dalam pengangkutan emisi.

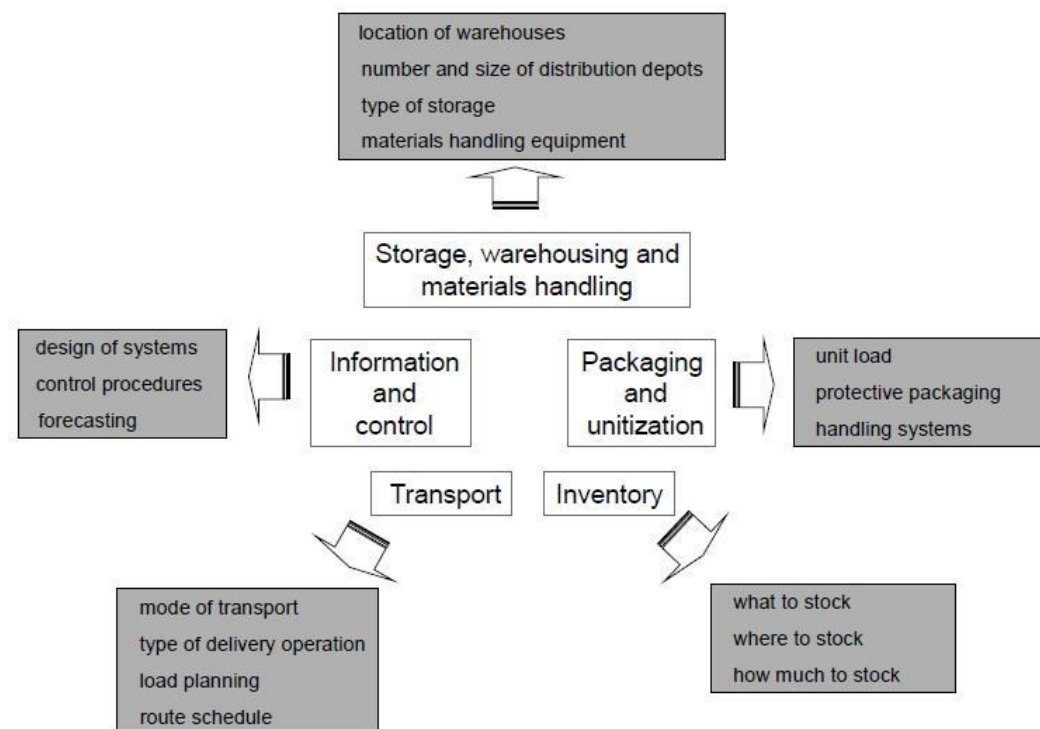
2.2 Logistik

Logistik adalah aktivitas pengelolaan aliran barang, jasa, dan informasi dari titik asal ke titik tujuan dengan tujuan mencapai efisiensi, kecepatan, ketepatan waktu, dan kepuasan

pelanggan. Konsep logistik melibatkan perencanaan, pelaksanaan, dan pengendalian proses yang kompleks, termasuk transportasi, penyimpanan, pergudangan, manajemen rantai pasok, pengelolaan inventaris, dan pengolahan informasi.

Logistik memainkan peran penting dalam memastikan rantai pasok berjalan lancar, efisien, dan terkoordinasi. Dalam era globalisasi dan ekonomi yang terhubung, logistik menjadi semakin penting untuk menjaga aliran barang dan jasa yang lancar serta memenuhi kebutuhan pelanggan yang semakin kompleks.

Terdapat sembilan komponen utama dalam logistik dan distribusi, yaitu penyimpanan (*storage*), pergudangan (*warehousing*), penanganan barang (*material handling*), pengemasan (*packaging*), unitisasi (*unitization*), inventarisasi (*inventory*), pengangkutan (*transport*), informasi (*information*), dan pengawasan (*control*).



Gambar 2.1 Komponen dalam Logistik

Sumber: (Rushton, Croucher, & Baker, 2014)

Aktivitas logistik berhubungan erat dengan perusahaan maupun masyarakat dimana proses perpindahan barang dari *supplier* ke produsen maupun produsen ke konsumen harus berjalan secara efektif dan efisien. Manajemen logistik berupa aliran barang, pelayanan dan informasi pada sektor produk maupun jasa. Dapat disimpulkan bahwa manajemen logistik

sebagai bagian dari *supply chain* berhubungan dengan aliran barang, pelayanan dan informasi. Aktivitas dalam logistik sebagai berikut.

1. *Customer services* yaitu proses yang berlangsung diantara pembeli, penjual dan pihak ketiga menghasilkan nilai tambah untuk pertukaran barang / jasa.
2. Ramalan permintaan (*demand forecasting*) yaitu manajemen logistik yang menentukan berapa banyak barang yang dibutuhkan oleh konsumen.
3. Manajemen persediaan (*inventory management*) yaitu penentuan kebutuhan persediaan yang cukup antara proses produksi dan kebutuhan pelanggan.
4. Komunikasi logistik merupakan jaringan yang vital dari sebuah proses logistik. Komunikasi yang akurat menjadikan perusahaan untuk membuat keputusan tepat.
5. Penanganan material (*material handling*) berhubungan dengan keseluruhan aspek gerakan dari produk. Penangan material haruslah efektif.
6. Proses pemesanan merupakan aktivitas yang terdiri dari pemasukan pesanan, elemen komunikasi dan kredit serta elemen pengumpulan.
7. Pengemasan (*packing*) yaitu proses untuk melindungi produk dari kerusakan ketika disimpan dan mempermudah pemindahan produk.
8. Komponen-komponen dan layanan pendukung. Salah satu aktivitas dari pemasaran yang memberikan pelayanan pasca penjualan kepada pelanggan.
9. Seleksi lokasi pabrik dan tempat penyimpanan/gudang merupakan bagian yang integral dalam sebuah sistem logistik dalam memberikan pelayanan dengan biaya minimal yang digunakan sebagai tempat penyimpanan selama proses logistik.
10. *Purchasing (procurement)* merupakan aktivitas pembelian aktual material.
11. *Reverse logistic* merupakan penanganan barang retur(*salvage* dan *scrap disposal*)
12. Transportasi yang menghubungkan bagian dalam dan luar departemen logistik.
13. Pergudangan dan penyimpanan digunakan agar produk disimpan dalam pabrik sebelum produk dikirim ke konsumen.

Pada transportasi laut, logistik merujuk pada pengelolaan aliran barang, jasa, dan informasi dalam konteks transportasi maritim. Ini melibatkan perencanaan, pelaksanaan, dan

pengendalian aktivitas yang terkait dengan pengiriman dan distribusi melalui jalur laut. Berikut adalah berbagai aspek yang terlibat dalam logistik transportasi laut:

1. Penjadwalan Kapal

Proses penjadwalan kapal melibatkan perencanaan waktu keberangkatan dan kedatangan kapal di pelabuhan-pelabuhan yang dituju. Tujuannya adalah untuk memastikan kapal tiba tepat waktu dan mengoptimalkan penggunaan kapasitas dan sumber daya kapal.

2. Manajemen Gudang

Gudang yang terkait dengan transportasi laut digunakan untuk penyimpanan sementara atau penggudangan muatan sebelum dan setelah pengiriman. Manajemen gudang dalam logistik transportasi laut melibatkan pengaturan stok, pemrosesan muatan, pengambilan pesanan, dan manajemen inventaris untuk memastikan ketersediaan barang yang tepat saat diperlukan.

3. Pergudangan dan Pemuatan Muatan

Logistik transportasi laut melibatkan pengaturan dan koordinasi pergudangan dan pemuatan muatan di pelabuhan-pelabuhan. Ini mencakup penyimpanan, pengangkutan, pengaturan kontainer, klasifikasi, dan penggudangan muatan yang optimal sebelum kapal berlayar.

4. Pengelolaan Rute dan Penjadwalan

Pengelolaan rute dan penjadwalan dalam logistik transportasi laut melibatkan perencanaan rute kapal dan penentuan jadwal yang efisien. Faktor-faktor seperti jarak, waktu tempuh, kondisi cuaca, dan kebutuhan pelanggan dipertimbangkan untuk mengoptimalkan aliran barang dan waktu pengiriman.

5. Pengaturan Pengiriman Multimoda

Transportasi laut sering terkait dengan pengiriman multimoda yang melibatkan penggunaan beberapa mode transportasi, seperti kapal, truk, dan kereta api. Logistik transportasi laut memerlukan koordinasi dan pengaturan pengiriman yang efisien antara berbagai mode transportasi (Bowersox, Closs, & Bixby, 2013).

2.3 Emisi Karbon

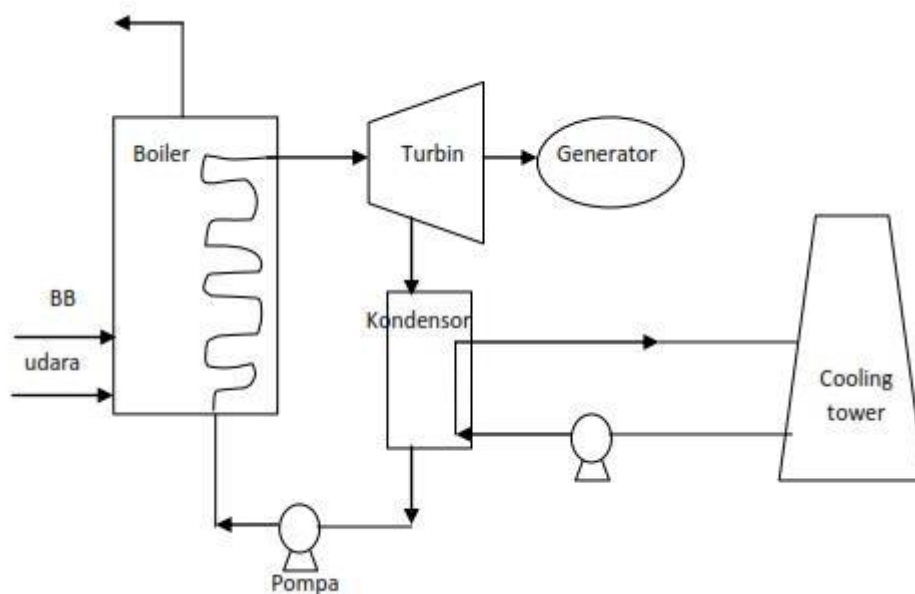
Emisi karbon adalah emisi gas rumah kaca yang berupa karbon dioksida dan gas rumah kaca lainnya yang dapat dikonversi sebagai karbondioksida ekuivalen, terutama karbon dioksida (CO_2), yang dilepaskan ke atmosfer sebagai hasil dari aktivitas manusia dan proses alami tertentu. Gas-gas ini menciptakan efek rumah kaca, menangkap panas matahari di atmosfer dan menyebabkan pemanasan global. Aktivitas manusia yang signifikan dalam menghasilkan emisi karbon melibatkan pembakaran bahan bakar fosil seperti batu bara, minyak bumi, dan gas alam untuk energi, transportasi, pembangkit listrik dan industri.

Penyebab utama emisi karbon adalah pembakaran bahan bakar fosil, yang meningkatkan konsentrasi CO_2 di atmosfer. Industri yang berkontribusi terhadap emisi CO_2 meliputi sektor pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), transportasi, industri manufaktur, dan industri kimia. PLTU, yang menggunakan batubara sebagai bahan bakar utama, adalah salah satu sumber utama emisi CO_2 di Indonesia.

Ketika emisi karbon terus meningkat, dampaknya terhadap perubahan iklim menjadi semakin signifikan. Pemanasan global dapat menyebabkan perubahan cuaca ekstrem, naiknya permukaan air laut, dan berbagai dampak ekologis dan sosial lainnya. Oleh karena itu, tindakan untuk mengurangi emisi karbon menjadi prioritas kritis dalam menjaga keseimbangan lingkungan dan menghadapi tantangan perubahan iklim di masa depan.

2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengendalikan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. Bentuk utama pembangkit listrik jenis ini adalah generator yang dihubungkan ke turbin dimana untuk memutar turbin diperlukan energi kinetik dari uap panas atau kering. Pembangkit listrik tenaga uap menggunakan berbagai macam bahan bakar terutama batu-bara dan minyak bakar serta MFO untuk inisiasi awal.

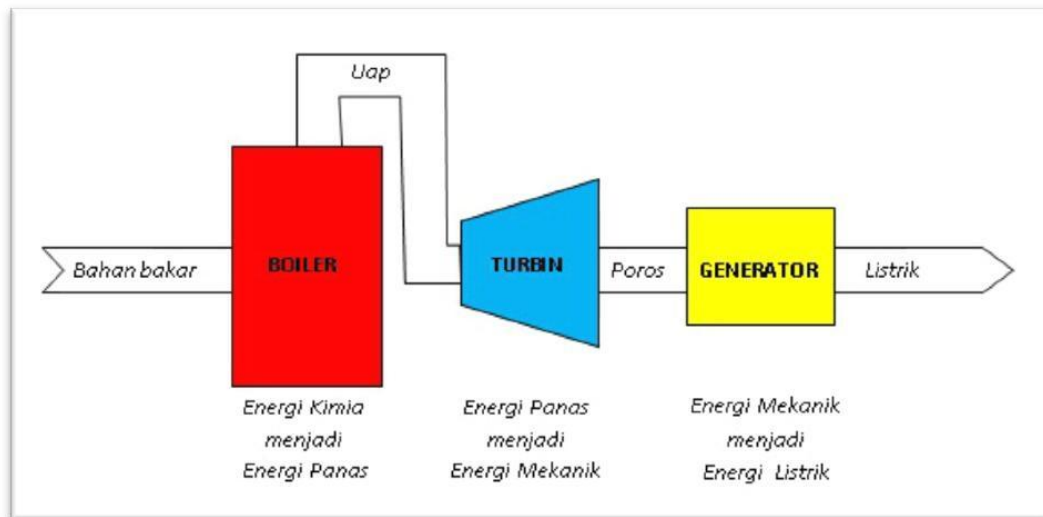


Gambar 2.2 Komponen PLTU

Sumber: (Prasetya, 2021)

Sistem kerja PLTU menggunakan bahan bakar minyak HSD (solar) dan gas alam. Kelebihan dari PLTU adalah daya yang dihasilkan sangat besar. Konsumsi energi pada peralatan PLTU bersumber dari putaran turbin uap. PLTU adalah suatu pembangkit yang menggunakan uap sebagai penggerak utama (prime mover). Untuk menghasilkan uap, maka haruslah ada proses pembakaran untuk memanaskan air. PLTU merupakan suatu sistem pembangkit tenaga listrik yang mengkonversikan energi kimia menjadi energi listrik dengan menggunakan uap air sebagai fluida kerjanya, yaitu dengan memanfaatkan energi kinetik uap untuk menggerakkan proses sudu-sudu turbin menggerakkan poros turbin, untuk selanjutnya poros turbin menggerakkan generator yang kemudian dibangkitkannya energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan akan menyuplai alat- alat yang disebut beban (Sudarsono, Sisworo, & Utomo, 2024).

Prinsip kerja dari PLTU adalah dengan menggunakan siklus air-uap-air yang merupakan suatu sistem tertutup air dari kondensat atau air dari hasil proses pengkondensasian pada kondensor dan *make up water* (air yang dimurnikan) dipompa oleh condensat pump ke pemanas tekanan rendah. Di sini, air dipanaskan untuk kemudian dimasukkan oleh daerator guna menghilangkan oksigen. Kemudian, air ini dipompa oleh *boiler feed water pump* masuk ke economizer. Dari *economizer*, selanjutnya air dialirkan ke pipa untuk dipanaskan pada *tube boiler*.



Gambar 2.3. Proses Konversi Energi PLTU

Sumber: (Prasetya, 2021)

Pada *tube*, air dipanasi berbentuk uap air. Uap air ini dikumpulkan kembali pada steam drum, kemudian dipanaskan lebih lanjut pada superheater sudah berubah menjadi uap kering yang mempunyai tekanan dan temperatur tinggi, dan selanjutnya uap ini digunakan untuk menggerakkan sudu turbin tekanan tinggi, untuk sudu turbin menggerakkan poros turbin. Hasil dari putaran poros turbin kemudian memutar poros generator yang dihubungkan dengan coupling, dari putaran ini dihasilkan energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan dari generator disalurkan dan di distribusikan lebih lanjut ke pelanggan. Uap bebas dari turbin selanjutnya di kondensasikan dari kondensor dan bersama air dari make up water pump dipompa lagi oleh pompa kondensat masuk ke pemanas tekanan rendah, daerator, boiler feed water pump, pemanas tekanan tinggi, economizer, dan akhirnya menuju boiler untuk dipanaskan menjadi uap lagi. Proses ini akan terjadi berulang-ulang.

2.5 Offshore Platform

Platform lepas pantai (offshore platform) merupakan struktur besar yang dibangun di laut untuk mendukung kegiatan eksplorasi, pengeboran, produksi, dan pemrosesan minyak serta gas bumi yang terletak di dasar laut. Struktur ini dirancang untuk mampu bertahan dalam kondisi lingkungan laut yang ekstrem dan dapat beroperasi dalam jangka waktu yang panjang (Shafiee, Patriksson, Strömberg, & Bertling, 2009). Fungsi utama platform ini adalah sebagai:

- Eksplorasi dan pengeboran: Mengakses reservoir minyak dan gas di bawah dasar laut.
- Produksi: Memproses dan mengangkut hidrokarbon.
- Penyimpanan: Menyimpan minyak atau gas sebelum diangkut.

- Fasilitas pendukung: Menyediakan tempat tinggal bagi pekerja serta ruang kontrol operasi



Gambar 2.4. *Fixed Platform*

Sumber: (SKK Migas, 2023)

Terdapat beberapa jenis *platform* yang digunakan berdasarkan desain dan fungsi. Berikut adalah klasifikasinya (Bai & Bai, 2012):

- *Fixed Platform*: Struktur tetap berbahan baja atau beton yang ditancapkan ke dasar laut. Umumnya digunakan di perairan dangkal hingga 500 meter.
- *Compliant Tower*: Struktur fleksibel untuk kedalaman laut menengah, mampu bergoyang dengan arus dan gelombang.
- *Tension Leg Platform (TLP)*: Platform terapung yang distabilkan dengan kabel-kabel vertikal (tendon) ke dasar laut.
- *Semi-Submersible Platform*: Platform yang sebagian tenggelam di bawah air untuk stabilitas, digunakan dalam pengeboran dan produksi di laut dalam.
- *Spar Platform*: Struktur silinder panjang vertikal dengan daya apung tinggi, digunakan untuk laut dalam.
- *Floating Production Storage and Offloading (FPSO)*: Unit terapung yang menerima, memproses, dan menyimpan minyak sebelum ditransfer ke kapal tanker

Dalam proyek CCS, CO₂ hasil dari proses industri (seperti PLTU, pabrik semen, dll.) dikumpulkan, dimampatkan, dan diinjeksikan ke formasi geologi di bawah dasar laut. Offshore platform, terutama yang sudah tidak beroperasi (abandoned), kini dilihat sebagai infrastruktur potensial untuk mendukung proses ini. Jika dibandingkan dengan pembongkaran, platform tersebut memiliki potensi lain (Beckwith, 2020).

Penggunaan offshore platform sebagai fasilitas penyimpanan CO₂ memberikan keuntungan. Pertama, biaya investasi dapat ditekan karena infrastruktur dasar sudah tersedia, sehingga tidak diperlukan pembangunan fasilitas baru dari awal. Kedua, lokasi platform yang berada tepat di atas lapisan geologi bekas produksi migas menjadikan proses injeksi CO₂ lebih efisien. Selain itu, dengan memanfaatkan platform yang ada, risiko kerusakan lingkungan akibat pembangunan baru dapat diminimalkan. Hal ini sekaligus mendukung upaya global untuk mencapai target Net Zero Emissions (Stewart & Hazeldine, 2021).

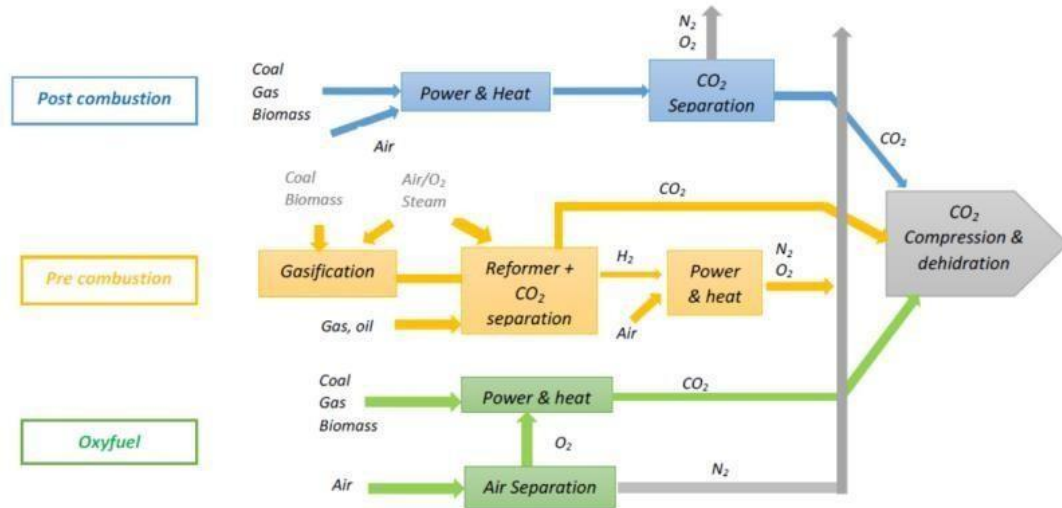
Meski demikian, terdapat tantangan pemanfaatan offshore platform untuk penyimpanan CO₂. Kondisi struktur platform yang sudah tua perlu diperiksa untuk memastikan integritas dan keamanan operasional jangka panjang. Risiko kebocoran CO₂ juga menjadi perhatian utama, sehingga diperlukan sistem monitoring bawah laut yang baik. Selain itu, regulasi tentang CCS di wilayah offshore masih belum sistematis secara hukum (Benson & Cole, 2008).

2.6 Carbon Capture Storage (CCS)

Carbon Capture and Storage (CCS) adalah teknologi mitigasi perubahan iklim yang dirancang untuk menangkap karbon dioksida (CO₂) yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar fosil, biomassa, serta berbagai proses industri seperti produksi hidrogen, amonia, besi dan baja, dan semen. Proses penangkapan CO₂ melibatkan pemisahan CO₂ dari gas-gas lain, baik dari pembangkit listrik maupun proses industri, yang kemudian diangkut melalui pipa atau transportasi lainnya ke lokasi penyimpanan yang aman (Metz, Davidson, Coninck, Loos, & Meyer, 2018). Dalam prosesnya (CCS) memiliki tiga langkah yaitu penangkapan, peangkutan dan penyimpanan.

2.6.1 Penangkapan

Proses penangkapan pada teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) terdiri dari beberapa metode utama yang dirancang untuk memisahkan CO₂ dari gas hasil pembakaran atau proses industri.



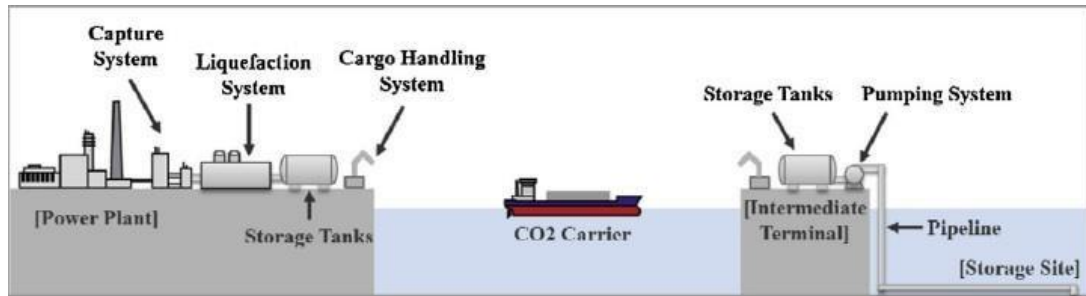
Gambar 2.5 Skema Penangkapan Karbon

Sumber: (Jurnal Energi Baru & Terbarukan, 2022)

Metode penangkapan pra-pembakaran (*pre-combustion capture*) melibatkan konversi bahan bakar fosil seperti batu bara atau gas alam menjadi gas sintetis yang terdiri dari hidrogen (H₂) dan karbon monoksida (CO), sebelum CO dioksidasi menjadi CO₂ dan dipisahkan dari H₂. Penangkapan pasca-pembakaran (*post-combustion capture*) dilakukan setelah pembakaran, di mana CO₂ dipisahkan dari gas buang menggunakan pelarut kimia seperti amina, yang banyak diterapkan pada pembangkit listrik tenaga batu bara atau gas alam. Metode lainnya adalah pembakaran dengan oksigen (*oxy-fuel combustion capture*), yang membakar bahan bakar dalam oksigen murni untuk menghasilkan gas buang yang sebagian besar terdiri dari CO₂ dan uap air, sehingga memudahkan pemisahan CO₂ (Metz, Davidson, Coninck, Loos, & Meyer, 2018).

2.6.2 Pengangkutan

Pengangkutan dalam *Carbon Capture and Storage* (CCS) adalah tahap kedua dari proses CCS, yang melibatkan pemindahan CO₂ yang telah ditangkap dari sumber emisi ke lokasi penyimpanan. Terdapat beberapa Metode yang digunakan untuk melakukan pengangkutan CO₂ tergantung pada jarak dan infrastruktur yang tersedia. Pengangkutan melalui pipa merupakan metode yang paling efisien untuk mengangkut CO₂ dalam jumlah besar. Di banyak proyek CCS komersial, CO₂ dikompresi menjadi cairan atau superkritis (keadaan antara cair dan gas dengan tekanan tinggi) sebelum diangkut melalui jaringan pipa. Transportasi melalui pipa memiliki keuntungan karena dapat dirancang untuk berjalan terus-menerus, dengan kapasitas besar dan biaya operasional yang lebih rendah.



Gambar 2.6 Pengangkutan CO₂ menggunakan Kapal

Sumber: (Seo, Huh, Lee, & Chang, 2016)

Pengangkutan melalui kapal memiliki keunggulan berupa fleksibilitas yang lebih tinggi serta jarak pengiriman yang lebih jauh. Dalam prosesnya sebelum CO₂ diangkut akan di liquefaction terlebih dahulu menjadi cair agar dapat meningkatkan kapasitas CO₂ yang dapat diangkut menggunakan kapal (Global CCS Institute, 2025).

Pengangkutan dengan truk dapat juga menjadi pilihan apabila CO₂ diangkut untuk jarak yang lebih dekat. Truk memiliki fleksibilitas yang memungkinkan menyesuaikan perjalanan sesuai dengan kebutuhan pelanggan atau tuntutan operasional yang mendesak. Selain itu, keberagaman jenis truk, termasuk truk pendingin atau kargo khusus, memungkinkan penanganan dan pengiriman emisi CO₂ dengan lebih optimal, terutama ketika mempertimbangkan faktor-faktor seperti kestabilan suhu atau persyaratan pengemasan khusus.

2.6.3 Penyimpanan

Penyimpanan dalam *Carbon Capture and Storage* (CCS) adalah tahap ketiga dari proses CCS, dalam prosesnya CO₂ yang telah diangkut akan diinjeksi ke dalam formasi geologis di bawah permukaan bumi yang mampu menyimpan gas untuk jangka waktu yang lama. Beberapa lokasi utama untuk penyimpanan geologis meliputi. Penyimpanan geologis merupakan metode yang paling umum digunakan dalam penyimpanan CO₂, di mana gas CO₂ diinjeksikan ke dalam formasi geologis di bawah permukaan bumi yang memiliki kapasitas untuk menyimpan gas tersebut dalam jangka waktu yang lama. Salah satu lokasi utama yang digunakan dalam metode ini adalah akuifer salin dalam (*deep saline aquifers*), yakni formasi batuan berpori yang mengandung air asin dan tidak dapat dimanfaatkan sebagai sumber air bersih (Bachu, 2008). Dalam hal ini, CO₂ diinjeksikan ke dalam pori-pori batuan pada tekanan tinggi sehingga CO₂ dapat larut dalam air asin atau bereaksi dengan mineral yang ada untuk membentuk karbonat yang stabil.

Reservoir minyak dan gas yang telah habis juga menjadi pilihan lokasi penyimpanan CO₂. Formasi ini sudah terbukti mampu menyimpan minyak dan gas alam dalam waktu yang lama, sehingga sangat cocok untuk penyimpanan CO₂. Injeksi CO₂ pada reservoir dapat dimanfaatkan dalam proses Enhanced Oil Recovery (EOR) yang bertujuan meningkatkan produksi minyak yang tersisa di dalam reservoir.

Selain itu lapisan batubara yang tidak terpakai (unmineable coal seams) juga menawarkan alternatif lokasi penyimpanan. Dalam lapisan ini, CO₂ diinjeksikan ke dalam batubara yang tidak ekonomis untuk ditambang. Batubara mampu menyerap CO₂, menggantikan gas metana yang terperangkap di dalamnya. Proses ini juga mendukung pemanfaatan gas metana dengan teknologi Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ECBM). Dengan demikian, metode penyimpanan geologis tidak hanya menawarkan potensi besar untuk pengurangan emisi CO₂, tetapi juga memungkinkan peningkatan produksi energi melalui EOR dan ECBM.

2.7 Optimasi

Optimasi adalah suatu kerangka kerja yang digunakan untuk memecahkan masalah dan mencari solusi terbaik di dalam kondisi-kondisi yang terbatas. Teori optimasi melibatkan pemodelan matematis dan penggunaan metode analisis untuk mengidentifikasi nilai maksimum atau minimum dari suatu fungsi objektif dalam batasan yang ditentukan.

Dalam teori optimasi, terdapat beberapa langkah yang harus dilakukan untuk mendapatkan nilai dari fungsi objektif. Untuk dapat menyelesaikan permasalahan, maka perlu dilakukan identifikasi masalah yang ingin diselesaikan dan merumuskan tujuan yang ingin dicapai. Misalnya, mencari nilai maksimum atau minimum suatu variabel atau fungsi tertentu. Setelah masalah berhasil teridentifikasi, dilakukan transkripsi masalah ke dalam bentuk matematika dengan menggunakan variabel, fungsi objektif, dan batasan-batasan yang relevan. Langkah ini melibatkan perumusan persamaan dan/atau pertidaksamaan yang menggambarkan hubungan antara variabel dan batasan-batasan yang ada. Kemudian, dilakukan analisis model matematika yang telah dibuat untuk memahami sifat dan karakteristiknya. Dalam tahap ini, metode-metode matematika seperti turunan, integral, atau analisis convex digunakan untuk mengidentifikasi titik kritis, ekstremum lokal, dan pola-pola perilaku lainnya yang terkait dengan masalah tersebut. Langkah berikutnya adalah merancang metode atau algoritma yang akan digunakan untuk menemukan pencarian heuristik. Setelah itu, dilakukan evaluasi terhadap model matematika yang telah dibuat hingga sesuai dengan kriteria dan keoptimalan yang ditetapkan. Jika solusi yang ditemukan tidak memenuhi persyaratan atau tujuan yang

diinginkan, iterasi dan penyesuaian dapat dilakukan untuk mencapai solusi yang lebih baik. Langkah ini melibatkan peninjauan kembali masalah, model matematika, dan metode optimasi yang digunakan (Chong & Zak, 2013).

Pada transportasi laut, optimasi melibatkan upaya untuk mencari solusi terbaik yang mengoptimalkan efisiensi, keandalan, dan keuntungan dalam operasi dan manajemen transportasi maritim. Aspek penting yang perlu diperhatikan dalam optimasi transportasi laut, meliputi:

1. Rute dan Penjadwalan

Proses penjadwalan kapal melibatkan perencanaan waktu keberangkatan dan kedatangan kapal di pelabuhan-pelabuhan yang dituju. Tujuannya adalah untuk memastikan kapal tiba tepat waktu dan mengoptimalkan penggunaan kapasitas dan sumber daya kapal.

2. Pengelolaan Muatan

Optimasi rute dan penjadwalan kapal merupakan bagian penting dalam transportasi laut. Tujuannya adalah untuk menentukan rute optimal dan jadwal kapal yang mengurangi waktu tempuh, biaya bahan bakar, dan risiko kecelakaan, dengan tetap memenuhi persyaratan logistik, kondisi cuaca, dan batasan operasional.

3. Optimasi Armada

Dalam perusahaan pelayaran, optimasi armada dan penempatan kapal penting untuk memaksimalkan penggunaan kapal-kapal yang tersedia. Hal tersebut melibatkan pengelolaan armada, penempatan kapal di rute yang paling menguntungkan, dan penjadwalan kapal dengan mempertimbangkan permintaan pasar, waktu pengiriman, dan faktor-faktor ekonomi

Adapun metode optimasi yang digunakan dalam transportasi laut melibatkan analisis secara matematis, seperti pemrograman linier, pemrograman bilangan bulat, optimasi stokastik, dan heuristik. Data historis, analisis data real-time, dan pemodelan matematis digunakan untuk mengidentifikasi solusi yang optimal dan mendukung pengambilan keputusan yang efektif dalam industri transportasi laut (Lisowski, 2018).

2.8 *Vehicle Routing Problem*(VRP)

Vehicle Routing Problem (VRP) adalah masalah optimasi yang melibatkan pengaturan rute dan penjadwalan kendaraan untuk mengoptimalkan pengiriman barang atau layanan

kepada sejumlah pelanggan. Tujuan utama dari VRP adalah untuk mencari solusi yang meminimalkan biaya operasional, jarak tempuh, atau waktu yang diperlukan, sambil memenuhi batasan-batasan yang ada.

Dalam VRP, terdapat beberapa kendaraan yang dimiliki oleh perusahaan atau organisasi yang harus mengunjungi sejumlah titik atau pelanggan untuk memberikan layanan atau mengirimkan barang. Setiap kendaraan memiliki kapasitas yang terbatas dan ada batasan-batasan lain seperti jarak maksimum yang dapat ditempuh atau waktu kerja kendaraan.

Tujuan dari VRP adalah untuk mengoptimalkan penjadwalan dan penggunaan kendaraan sehingga seluruh pelanggan atau titik tujuan dapat dilayani dengan efisien dan meminimalkan biaya operasional. Beberapa tujuan umum yang ingin dicapai dalam VRP adalah:

1. Meminimalkan jarak tempuh: Mengurangi total jarak yang ditempuh oleh semua kendaraan yang terlibat dalam pengiriman atau layanan.
2. Meminimalkan biaya operasional: Mengurangi biaya bahan bakar, biaya perawatan kendaraan, atau biaya lain yang terkait dengan operasi pengiriman.
3. Memaksimalkan efisiensi penggunaan transportasi: Memastikan setiap kendaraan digunakan secara efisien dengan tetap memperhatikan batasan yang ada.
4. Memaksimalkan kepuasan pelanggan: Menyediakan pengiriman atau layanan yang efisien dengan memperhatikan batasan waktu atau preferensi pelanggan, seperti jendela waktu pengiriman yang diinginkan, sehingga kebutuhan pelanggan tetap dapat terpenuhi.

VRP merupakan masalah yang kompleks dan sulit karena melibatkan kombinasi pengaturan rute, alokasi pelanggan ke kendaraan, dan penjadwalan waktu. Terdapat berbagai pendekatan dan metode yang digunakan untuk memecahkan VRP, termasuk metode heuristik, pemrograman linier, algoritma genetika, dan metode pencarian lokal (Toth & Vigo, 2014).

2.9 Moda Transportasi Laut

Alternatif moda transportasi laut merupakan beberapa pilihan angkutan transportasi laut yang digunakan untuk mengangkut muatan dari tempat asal menuju tujuan. Tahap pemilihan moda transportasi laut diartikan sebagai pengembangan dari model asal menuju tujuan dan bangkitan perjalanan, karena pada tahap sebaran perjalanan kita menentukan jumlah perjalanan ke masing-masing titik asal dan tujuan. Oleh karena itu, tahap pemilihan moda transportasi laut berfungsi untuk menentukan moda tercepat dan biaya termurah dengan mempertimbangkan

pelaku perjalanan yang menggunakan berbagai bentuk moda transportasi laut dari titik asal menuju tujuan (Ticoalu, 2020).

Tahap pemilihan moda transportasi laut dapat didefinisikan sebagai tahapan proses perencanaan angkutan laut yang bertugas untuk menentukan pembebanan perjalanan atau mengetahui jumlah orang atau dan atau barang yang akan menggunakan atau memilih berbagai moda transportasi laut yang tersedia untuk melayani suatu titik asal ke tujuan tertentu. Pada penelitian Tugas Akhir ini, kapal yang digunakan adalah untuk kapal tanker CO₂.

Kapal tanker CO₂ adalah jenis kapal khusus yang dirancang untuk mengangkut karbon dioksida dalam bentuk cair (LCO₂) dari lokasi penangkapan ke tempat penyimpanan atau pemanfaatan. Kapal ini menjadi bagian penting dalam rantai pasok CCS, terutama untuk wilayah yang tidak memiliki jaringan pipa CO₂ yang luas (Andersen, 2025).



Gambar 2.7 Kapal Tanker CO₂

Sumber: (Captain, 2022)

Kapal tanker CO₂ biasanya dilengkapi dengan tangki silinder bertekanan rendah yang mampu menyimpan CO₂ cair pada suhu sekitar -50°C dan tekanan 6–8 barg. Spesifikasi tersebut mirip dengan kapal LNG, tetapi terdapat perbedaan akibat termodinamika dari CO₂ yang berbeda. Sebagai contoh, desain kapal oleh Shell dan Brevik Engineering memiliki kapasitas 74.000 m³ dan panjang 290 meter, serta dirancang untuk mengakses pelabuhan-pelabuhan utama di Asia Timur .

Perusahaan desain kapal asal Denmark, Knud E. Hansen, juga telah mengembangkan konsep kapal tanker CO₂ yang dirancang khusus untuk transportasi karbon dioksida cair. Hal

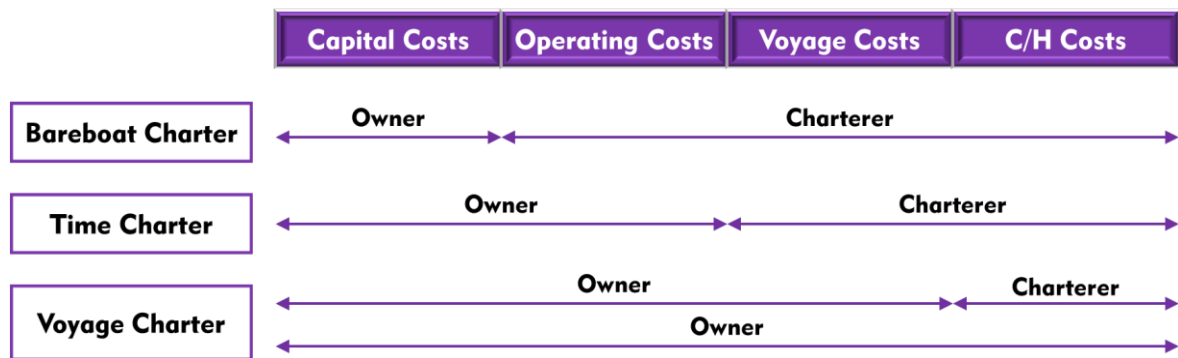
ini menunjukkan meningkatnya minat industri terhadap transportasi CO₂ melalui moda transportasi maritim.

Saat ini, kapal tanker CO₂ masih belum banyak beroperasi di Indonesia. Kapal jenis ini berperan besar dengan adanya pengembangan infrastruktur CCS, dimana pengangkutan untuk CO₂ dapat dilakukan melalui laut. Dengan banyaknya sumber emisi senyawa tersebut berikut lokasi penyimpanannya yang berada di offshore, maka pengembangan terhadap kapal ini dapat menjadi strategi untuk mendukung upaya dekarbonisasi secara nasional.

2.10 Tipe Kontrak Sewa Kapal

Charter kapal menurut waktu sering disebut sebagai time charter hire yang pengertiannya adalah pemilik kapal menyewakan kapalnya kepada pencharter dengan pembayaran harga sewa dihitung menurut waktu. Kecuali terdapat kesepakatan lain selama masa charter tersebut pencharter dapat mencharterkan kembali kapalnya kepada pihak lain (KUHD – RI pasal 518). Dalam merencanakan pengangkutan suatu muatan, diperlukan analisis untuk mengetahui kelayakan dari sebuah pelayaran tersebut. Dalam kasus tertentu, terdapat keuntungan lebih yang diberikan jika pihak pengirim memilih menggunakan Charter daripada membeli kapal baru. Berikut adalah pertimbangan yang diberikan:

1. Jumlah biaya kapital yang sangat besar diperlukan untuk membeli kapal. Terkadang lebih baik menggunakan metode charter daripada menghabiskan finansial dari kapal.
2. Waktu yang dibutuhkan untuk membangun sebuah kapal sangat lama. Diperlukan sekitar 1-2 tahun dalam proses pembangunan hingga kapal siap beroperasi. Metode Charter dapat memangkas waktu tersebut.
3. Kebutuhan terhadap kapal yang mungkin bersifat jangka pendek.
4. 4. Adanya ketidakpastian dari pasar penjualan kapal. Oleh karena itu, kapal Charter tidak perlu diadakan investasi jangka panjang yang mana dibutuhkan ketika membeli atau membangun suatu kapal (Wijnolst & Wegeland, 2009).



Gambar 2.8 Tipe Kontrak Sewa Kapal

Sumber: (Wijnolst & Wegeland, 2009)

Pada gambar tersebut, dijelaskan ilustrasi pembagian jenis sewa kapal. Berdasarkan tipenya, terdapat 4 jenis sewa kapal, yaitu *time charter*, *voyage charter*, *bareboat charter*, dan *Contract of Affreightment* (COA) sebagai berikut:

1. *Time Charter*

Time charter adalah sistem perjanjian sewa kapal dengan berdasarkan jangka waktu lamanya sewa kapal. Tarif yang dibebankan pada penyewa didasarkan pada periode waktu sewa kapal. Perhitungan biaya *time charter* muncul dari beban biaya kapital (*capital cost*) dan operasional kapal (*operational cost*). Dalam sistem kontrak sewa ini, penyewa kapal hanya perlu memperhitungkan biaya pelayaran dan penanganan muatan ketika mengoperasikan kapal, sebab biaya kapital dan biaya operasional kapal sudah termasuk dalam pembayaran sewa *time charter*.

2. *Voyage Charter*

Voyage charter merupakan kontrak sewa kapal, dimana kapal dalam kondisi lengkap untuk 1 kali pelayaran. Dalam sistem ini pihak penyewa mendapatkan tarif sewa kapal untuk mengirimkan sejumlah muatan yang telah ditetapkan sebelumnya oleh pihak penyewa dan pemilik dalam kontrak. Tarif sewa pada *voyage charter* muncul dari biaya kapital, operasional, dan perjalanan kapal. Tarif pada kontrak ini disebut dengan *Voyage Charter Hire* (VCH) yang dikenakan pada setiap muatan terangkut.

3. *Bareboat Charter*

Bareboat charter adalah merupakan sistem perjanjian sewa menyewa kapal dalam kapal keadaan kosong atau dalam keadaan tidak lengkap. Tidak lengkap berarti tanpa perijinan kapal, awak kapal dan tanpa persediaan bahan bakar dan air. Penyewa harus

melengkapinya dengan semua keperluan berlayar supaya kapal dapat memperoleh ijin berlayar dan beroperasi. Ketentuan mengenai masa sewa kapal dalam *bareboat charter* ini pada umumnya sama dengan persewaan *time charter* dengan catatan pada *bareboat charter* masa persewaan tidak kurang dari 1 (satu) tahun.

4. *Contract of Affreightment* (COA)

Contract of Affreightment (COA) merupakan sistem perjanjian sewa kapal yang didasarkan pada waktu sewa dan jumlah muatan yang diangkut. Penyewa membayar sewa yang didasarkan pada jumlah muatan yang diangkut dikalikan dengan harga angkut per liter/kiloliter/ton yang disepakati oleh penyewa dan pemilik.

Pada penelitian ini, penulis hanya menggunakan perhitungan sewa kontrak berupa *time charter*. Hal tersebut karena batasan lingkup penelitian dan pertimbangan terhadap jumlah frekuensi dari pelayaran kapal terkait.

2.11 Biaya Transportasi Laut

Teori biaya transportasi laut digunakan untuk menghitung besarnya biaya-biaya yang timbul akibat adanya pengoperasian kapal. Pengoperasian kapal serta bangunan apung laut lainnya membutuhkan biaya yang biasa disebut dengan biaya berlayar kapal (*shipping cost*) (Wergeland, 1997). Secara umum, biaya tersebut meliputi empat komponen utama, yaitu biaya modal, operasional, pelayaran dan bongkar muat. Biaya tersebut perlu diklarifikasi berdasarkan tipenya untuk menghitung biaya dari sewa kapal dalam waktu tertentu. Berikut adalah biaya pengoperasian kapal yang harus direncanakan dengan nilai seminimal mungkin melalui metode optimasi biaya total.

1. Biaya modal (*capital cost*)
2. Biaya operasional (*operational cost*)
3. Biaya pelayaran (*voyage cost*)
4. Biaya bongkar muat (*cargo handling cost*)

Berdasarkan empat kategori biaya transportasi laut tersebut, maka dapat dihitung biaya total dengan rumus sebagai berikut:

$$TC = CC + OC + VC + CHC \quad (2.1)$$

Keterangan:

TC = Biaya transportasi total (*total cost*)

CC = Biaya modal (*capital cost*)

OC = Biaya modal (*capital cost*)

VC = Biaya pelayaran (*voyage cost*)

CHC= Biaya bongkar muat (*cargo handling cost*)

Dalam beberapa kasus perencanaan transportasi laut, terdapat skema sewa *time charter* sebagai kontrak yang digunakan. Tipe kontrak tersebut memperhitungkan biaya pelayaran (*voyage cost*) dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*). Sementara biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*). Berikut adalah persamaan biaya transportasi laut total untuk skema *time charter*.

$$TC = TCH + VC + CHC \quad (2.2)$$

Keterangan:

TC = Biaya transportasi total (*total cost*)

TCH= Biaya sewa (*time charter hire cost*)

VC = Biaya pelayaran (*voyage cost*)

CHC= Biaya bongkar muat (*cargo handling cost*)

Sedangkan untuk *voyage charter hire*, biaya modal (*capital cost*), biaya operasional (*operational cost*) dan biaya pelayaran (*voyage cost*) diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*). Berikut adalah persamaan biaya transportasi laut total untuk skema *voyage charter*.

$$TC = VCH + CHC \quad (2.3)$$

Keterangan:

TC = Biaya transportasi total (*total cost*)

VCH= Biaya sewa (*voyage charter hire cost*)

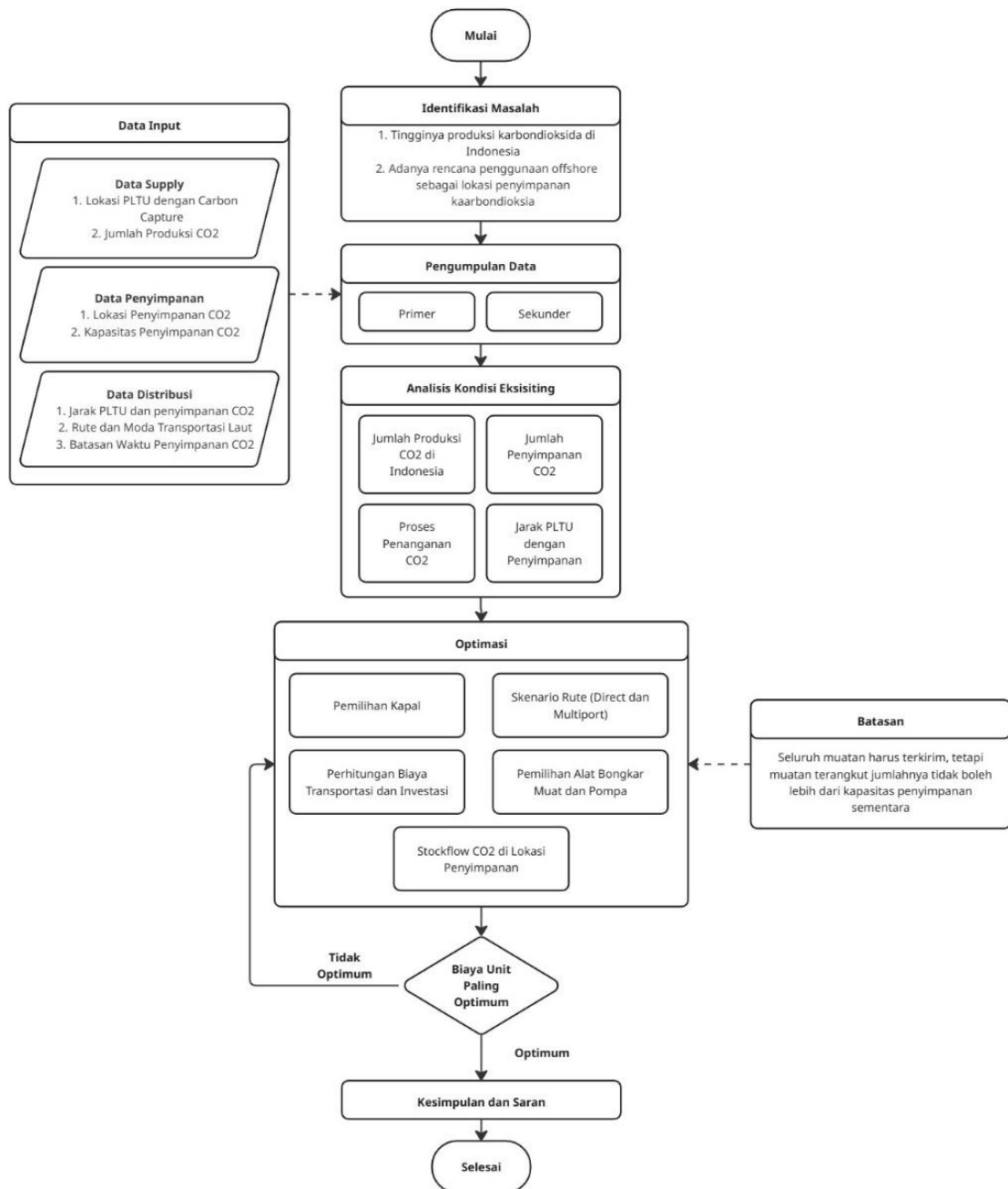
CHC = Biaya bongkar muat (*cargo handling cost*)

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir

Sesudah melakukan studi literatur terkait penggunaan amonia dan permasalahan distribusinya, maka dalam bab 3 ini akan dijelaskan mengenai metode dan alur pengerjaan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.



Gambar 3.1 Diagram alir

3.2 Tahap Pengerjaan

Gambar 3.1 menjelaskan langkah – langkah dalam pengerjaan Tugas Akhir. Penelitian ini bertujuan untuk merancang model distribusi karbondioksida dengan biaya unit distribusi paling minimum.

3.2.1 Identifikasi Masalah

Pada tahap ini, dilakukan identifikasi terhadap permasalahan yang berkaitan dengan perencanaan distribusi dan penyimpanan karbon dioksida (CO₂) di Indonesia, melalui studi literatur dan wawancara dengan stakeholder terkait. Permasalahan yang ditemukan adalah tingginya produksi CO₂ dari sektor pembangkit listrik, serta terdapat potensi pemanfaatan anjungan lepas pantai yang tidak beroperasi sebagai lokasi penyimpanan CO₂, namun belum diketahui besaran biaya operasional yang diperlukan untuk mendistribusikan dan menyimpan CO₂ tersebut secara efisien.

3.2.2 Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data, baik primer melalui wawancara dan sekunder dari instansi terkait. Berikut merupakan jenis data yang didapatkan dalam penelitian ini.

3.2.2.1 Data Sekunder

Data sekunder diperoleh melalui dari berbagai publikasi resmi dan laporan instansi, termasuk studi literatur, dokumen proyek CCS internasional, serta data teknis dari sumber terbuka.

3.2.2.2 Data Primer

Data primer diperoleh melalui wawancara dan komunikasi langsung dengan pihak SKK Migas, yang memberikan informasi mengenai kondisi anjungan lepas pantai yang tidak beroperasi, potensi penggunaannya untuk penyimpanan CO₂, serta kebutuhan modifikasi fasilitas offshore terkait proyek CCS.

3.2.3 Analisis Data

Dalam tahap ini, data yang diolah selanjutnya dianalisis. Pada Tugas Akhir ini akan dilakukan beberapa langkah analisis sebagai berikut:

1. Analisis Kondisi Eksisting

Pada analisis kondisi eksisting, terdapat beberapa komponen yang akan dibahas, yaitu: jumlah produksi CO₂, jumlah penyimpanan yang tersedia untuk CO₂, proses penanganan CO₂, serta jarak tempuh antara PLTU dengan penyimpanan CO₂.

2. Analisis Model Logistik

Pada analisis model logistik, dilakukan perhitungan biaya logistik untuk melakukan distribusi CO₂ dari titik supply berupa PLTU menuju titik demand berupa offshore platform yang tersebar di berbagai titik berdasarkan data yang diperoleh.

3. Analisis Optimasi

Pada tahap ini, dilakukan optimasi untuk memilih biaya distribusi paling minimum, sehingga dapat terpilih untuk moda transportasi yang akan melayani titik asal menuju tujuan masing-masing.

4. Analisis Penjadwalan

Pada tahap ini, dilakukan analisis penjadwalan untuk mengetahui stock flow dari CO₂ yang sebelumnya telah didistribusikan. Selain itu, dilakukan analisis untuk mengetahui utilitas dari tanki penyimpanan dan dermaga kapal.

3.2.4 Metode Penelitian

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

3.3 Pengumpulan Data

Berikut merupakan data yang relevan dalam penelitian ini:

- a. Untuk mengidentifikasi kondisi saat ini di masing-masing lokasi *supply*, dibutuhkan data dari PLTU sebagai berikut:
 - Lokasi PLTU dengan teknologi *carbon capture*
 - Jumlah produksi CO₂
- b. Untuk mengidentifikasi kondisi saat ini di masing-masing lokasi *demand*, dibutuhkan data dari *offshore platform* sebagai berikut:
 - Lokasi penyimpanan CO₂
 - Kapasitas penyimpanan CO₂
- c. Untuk mengidentifikasi faktor yang berpengaruh terhadap distribusi, diperlukan data tambahan sebagai berikut:
 - Jarak PLTU dengan titik penyimpanan CO₂.
 - Rute dan moda transportasi eksisting.
 - Sistem penyimpanan CO₂.

3.4 Metode Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini yaitu:

3.4.1 Metode Optimasi

Pada penelitian Tugas Akhir ini, dilakukan optimasi berupa Integer Linear Programming (ILP) dengan fungsi tujuan berupa minimasi biaya unit. ILP digunakan karena mampu menangani masalah optimasi dengan variabel keputusan yang bersifat diskrit (bilangan bulat), seperti penentuan lokasi fasilitas, pemilihan rute distribusi, serta alokasi volume CO₂ antar titik PLTU dengan offshore platform.

Model ILP dirumuskan dalam bentuk fungsi objektif linier yang merepresentasikan biaya total distribusi (biaya transportasi dan investasi suprastruktur pendukung CCS), yang kemudian diminimalkan dengan memperhatikan sejumlah batasan (constraints), seperti kapasitas buffer dan penyimpanan pada offshore platform serta kapasitas supply emisi CO₂ dari PLTU.

Berikut merupakan formulasi matematis yang digunakan dalam alokasi fasilitas sebagai titik supply:

1. Fungsi Tujuan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk mencari biaya unit (*unit cost*) minimum dengan komponen biaya berupa biaya pengiriman/logistik (pelayaran) dan investasi dari alat pada titik PLTU serta *offshore platform*. Berikut adalah formulasinya:

$$Z = \min \frac{\sum_{i=1}^4 (\sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^3 x_{ijk} (SC_{ijk} + (\sum_{a=1}^7 IP_{ai}))) + IB_j}{D_j} \quad (3.1)$$

Keterangan:

x_{ijk} = Penentuan Proporsi distribusi emisi CO₂ dari titik asal ke-i menuju *offshore platform* ke-j menggunakan kapal ke-k, x merupakan variabel kontinu dengan rentang $0 \leq x \leq 1$, yang menyatakan persentase dari total emisi CO₂ pada titik asal i yang dikirim ke j melalui kapal k

SC_{ijk} = Biaya pelayaran distribusi emisi CO₂ dari titik asal ke-i menuju *offshore platform* ke-j menggunakan kapal ke-k (Rp/tahun)

IP_{aij} = Biaya investasi alat *pump* ke-a pada titik ke-i (Rp)

IB_j = Biaya investasi buffer pada titik ke-j (Rp)

D_j = Jumlah *demand* pada titik ke-j (m^3 /tahun)

2. Batasan

Dalam melakukan optimasi, terdapat batasan yang harus dipenuhi sebagai berikut:

- *Supply* tidak melebihi kapasitas penyimpanan p

$$S_i \leq K_j, \forall i, j \quad (3.2)$$

Keterangan:

S_i = *Supply* pada PLTU ke-i

K_j = Kapasitas penyimpanan pada *offshore platform* ke-j

- Muatan sisa tidak melebihi kapasitas *buffer*

$$MS_i \leq KB_j, \forall j \quad (3.3)$$

Keterangan:

MS_j = Muatan sisa pada *offshore platform* ke-j

KB_j = Kapasitas *buffer* pada *offshore platform* ke-j

3. Formulasi Matematis

Berikut adalah formulasi dari perhitungan biaya yang dioptimasi pada fungsi tujuan model matematis:

- Biaya pelayaran

$$SC_{ijk} = \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^3 x_{ijk} ((NK_{ijk} \times TCH_k) + f_{ijk}(VC_{ijk} + CHC_{ijk})) \quad (3.4)$$

Keterangan:

x_{ijk} = Penentuan PLTU dari titik asal ke-i menuju titik tujuan *offshore* ke-j menggunakan kapal ke-k x merupakan variabel kontinu dengan rentang $0 \leq x \leq 1$, yang menyatakan persentase dari total emisi CO2 pada titik asal i yang dikirim ke j melalui kapal k

NK_{ijk} = Jumlah kapal terpakai dari titik asal ke-i menuju titik tujuan *offshore* ke-j menggunakan kapal ke-k (unit/tahun)

TCH_k = Biaya *time charter hire* kapal ke-k (Rp/tahun)

f_{ijk} = Frekuensi kapal dari titik asal ke-i menuju titik tujuan *offshore* ke-j menggunakan kapal ke-k (*call*/tahun)

VC_{ijk} = *Voyage cost* kapal dari titik asal ke-i menuju titik tujuan *offshore* ke-j menggunakan kapal ke-k (Rp/tahun)

CHC_{ijk} = *Cargo handling cost* muatan dari titik asal ke-i menuju titik tujuan *offshore* ke-j menggunakan kapal ke-k (Rp/tahun)

- Biaya investasi *pump*

$$IP_{ai} = \sum_{a=1}^7 \sum_{j=1}^5 NA_{ai} \times IPC_{ai} \quad (3.5)$$

Keterangan:

NA_{ai} = Jumlah alat *pump* ke-a pada *offshore* ke-j (unit)

IPC_{ai} = Biaya investasi *pump* ke-a pada *offshore* ke-j (Rp/unit)

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Kondisi Eksisting PLTU

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengendalikan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. Bentuk utama pembangkit listrik jenis ini adalah generator yang di hubungkan ke turbin dimana untuk memutar turbin diperlukan energi kinetik dari uap panas atau kering. Pembangkit listrik tenaga uap menggunakan berbagai macam bahan bakar terutama batu-bara dan minyak bakar serta MFO untuk inisiasi awal.

PLTU masih menjadi tulang punggung pembangkit listrik di Indonesia dengan menyumbang lebih dari 50% dari total kapasitas listrik nasional. PLTU menggunakan batu bara sebagai bahan bakar utama. Pemerintah melalui PLN dan IPP (Independent Power Producers) terus mengelola dan mengoperasikan PLTU. Namun, saat ini sedang terjadi pergeseran strategi ke arah transisi energi menuju sumber energi yang lebih bersih, seperti CCS.

Terdapat PLTU yang menghasilkan emisi karbon besar di Indonesia yang dapat dilihat pada gambar di bawah ini:



Gambar 4.1 Lokasi PLTU Tinjauan

Setiap PLTU memiliki spesifikasi yang berbeda. Berdasarkan Permen LHK No.15 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi untuk Pembangkit Listrik, batasan emisi yang boleh dikeluarkan oleh PLTU dengan kapasitas 100 – 400 MW adalah sebesar 1,013. Sementara pada PLTU dengan kapasitas >400 MW, batasan emisinya adalah 0,918.

PLTU Tanjung Jati B terletak di Jepara dengan kapasitas 2.640 megawatt dengan emisi karbondioksida terbesar sebanyak 63.360 ribu m³ perhari. PLTU Suralaya terletak di Cilegon dengan kapasitas 1.600 megawatt dan menghasilkan emisi karbondioksida sebesar 38.400 juta m³ perhari. PLTU Tambak Lorok adalah PLTU yang memiliki kapasitas sebesar 780 megawatt dan emisi karbon terendah sebesar 18.720 ribu m³ perhari.

Tabel 4.1 Spesifikasi PLTU di Indonesia

No.	Nama PLTU	Kapasitas (MW)	Emisi CO ₂ (m ³ /hari)	Batas Emisi CO ₂ (m ³ /hari)
1.	PLTU Suralaya	1.600	38.400.000	35.251.200
2.	PLTU Indramayu	990	23.760.000	21.811.680
3.	PLTGU Tambak Lorok	780	18.720.000	17.184.960
4.	PLTU Tanjung Jati B	2.640	63.360.000	58.164.480

PLTU Suralaya, yang terletak di Cilegon, Banten, merupakan salah satu PLTU terbesar di Asia Tenggara. Beberapa unitnya sudah beroperasi sejak 1980-an, menjadikannya sebagai PLTU yang cukup tua. Meskipun demikian, PLTU ini menjadi andalan sistem kelistrikan Jawa-Bali. PLTU Indramayu di Jawa Barat memiliki kapasitas sekitar 990 MW yang berasal dari tiga unit pembangkit berkapasitas masing-masing 330 MW. PLTU ini mulai beroperasi pada awal 2010-an dan mengusung teknologi yang lebih efisien dibandingkan pembangkit generasi sebelumnya. PLTU Indramayu memasok kebutuhan listrik untuk wilayah Jawa Barat dan sekitarnya. PLTGU Tambak Lorok yang terletak di Semarang, Jawa Tengah, memiliki karakteristik yang berbeda dibandingkan PLTU lainnya karena merupakan pembangkit berbahan bakar campuran antara batu bara dan gas alam. Total kapasitas eksistingnya mencapai sekitar 1.300 MW. Tambak Lorok sedang mengalami modernisasi dalam rangka menerapkan kebijakan ramah lingkungan melalui pembangunan Blok 3 dalam bentuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) berkapasitas 780 MW. PLTU ini memasok kebutuhan listrik di wilayah Jawa Tengah. PLTU Tanjung Jati B yang terletak di Jepara, Jawa Tengah, merupakan salah satu pembangkit terbaru dan terbesar di Indonesia, dengan total kapasitas 2.640 MW. PLTU ini menggunakan teknologi ultra-supercritical yang memungkinkan efisiensi lebih tinggi dan emisi lebih rendah dibandingkan PLTU konvensional. Pembangkit ini dioperasikan oleh perusahaan swasta (IPP) dan menjual listriknya ke PLN sebagai bagian dari sistem pasokan Jawa-Bali.

PLTU Suralaya menjadi salah satu lokasi yang disebut dalam roadmap transisi energi nasional sebagai kandidat potensial untuk pengembangan CCS, terutama karena skala

kapasitasnya yang besar dan kedekatannya dengan kawasan industri. Namun, hingga kini, belum ada fasilitas CCS yang aktif di sana. Untuk PLTU Indramayu, belum terdapat rencana konkrit atau proyek CCS yang diumumkan secara resmi. Secara geologis, wilayah ini tidak langsung terhubung dengan potensi lokasi penyimpanan karbon bawah tanah. Sementara itu, PLTGU Tambak Lorok yang telah mengimplementasikan pembangkit uap dan gas (dan sedang dalam pengembangan menjadi PLTGU), menunjukkan rencana pengembangan yang berbeda. Tambak Lorok lebih diarahkan menjadi pembangkit transisi dengan efisiensi tinggi dan potensi integrasi ke jaringan gas nasional. Namun, hingga kini belum ada proyek CCS yang melekat langsung pada fasilitas ini. PLTU Tanjung Jati B sejauh ini juga belum memiliki fasilitas CCS aktif. Salah satu kendala utama dalam implementasi CCS adalah kebutuhan investasi CCS yang mahal dan minimnya insentif atau harga karbon di Indonesia yang dapat membuat pengembangan ini dikatakan layak secara ekonomi

4.2 Offshore Platform

Offshore Platform atau struktur terapung yang dibangun di laut untuk mendukung kegiatan eksplorasi, pengeboran, produksi, dan pemrosesan minyak serta gas bumi yang terletak di dasar laut. Dalam sistem CCS, CO₂ yang telah ditangkap dari sumber emisi—seperti PLTU atau industri berat harus disalurkan ke lokasi yang aman dan stabil untuk disimpan jangka panjang. Salah satu lokasi terbaik adalah formasi geologi di bawah dasar laut, seperti bekas reservoir minyak dan gas atau formasi akuifer garam dalam. Offshore platform menjadi opsi dalam pembuangan emisi tersebut.



Gambar 4.2 *Offshore Platform AAC-Well*

Offshore platform berfungsi sebagai titik injeksi utama, di mana CO₂ disalurkan ke bawah tanah laut untuk disimpan dalam jangka panjang. Platform minyak dan gas tertentu yang sudah tidak aktif dapat dimodifikasi atau dikonversi menjadi fasilitas injeksi karbon. Keunggulan penggunaan offshore platform untuk CCS adalah lokasinya yang jauh dari pemukiman sehingga lebih aman serta kapasitas penyimpanan cekungan di dasar laut yang sangat besar. Selain itu, penggunaan fasilitas offshore platform memungkinkan pengawasan dan pemantauan secara real-time terhadap pergerakan dan tekanan gas di bawah tanah guna memastikan bahwa CO₂ tetap terperangkap dan tidak bocor ke permukaan.

Setelah CO₂ ditangkap di daratan melalui proses kimia, gas ini kemudian dimurnikan dan dikompresi hingga berada dalam fase superkritis—berada dalam kondisi tekanan dan suhu tinggi, sehingga memiliki sifat seperti cairan yang padat namun masih dapat mengalir seperti gas. CO₂ yang sudah dikompresi ini kemudian dikirim ke offshore platform melalui pipa bawah laut. Dalam beberapa skenario, pengiriman juga dapat dilakukan menggunakan kapal tanker, tergantung pada jarak dan volume yang dikirimkan.

CO₂ cair yang tiba di offshore disalurkan terlebih dahulu ke buffer tank menggunakan sistem hose transfer bertekanan tinggi. Setelah itu, CO₂ dialirkan melalui jaringan pipa menuju subsea manifold, yang berfungsi membagi aliran secara merata ke beberapa sumur injeksi. Injeksi dilakukan dalam fase superkritis, kondisi yang memungkinkan CO₂ disimpan secara efisien dalam formasi geologis. Lokasi penyimpanan berada di formasi akuifer salin, yaitu lapisan batuan pasir yang memiliki pori-pori berisi air asin dan ditutup oleh caprock yang impermeabel. Formasi ini mampu menahan CO₂ agar tetap berada di bawah permukaan laut. Seluruh proses injeksi dipantau melalui sumur observasi untuk memastikan keamanan dan stabilitas penyimpanan (BP & Xodus Group, 2023). Berikut adalah spesifikasi offshore platform yang akan difungsikan sebagai penyimpanan emisi CO₂ yang kemudian diinjeksikan ke dasar laut:

Tabel 4.2 Spesifikasi *Offshore Platform*

Kode	Nama Platform	DWT	Jumlah Tangki	Kapasitas Buffer (m ³)	Lama Konsumsi (hari)	Lama Konsumsi/ Tahun	Kapasitas (m ³ /tahun)
OA	AVSA-Well	2.600	13	8.125	3	146	1.095.000
OB	AAC-Well	1.800	9	5.625	2	219	1.095.000
OC	AAB-Well	2.707	13	8.125	3	135	1.096.875
OD	PD-Well	1.800	9	5.625	1	251	1.098.125
OE	PE-Well	2124	10	6250	1	251	1.098.125

Data *offshore platform* yang digunakan berada di wilayah Jawa Barat. Kapasitas *flow rate* injeksi ditetapkan sebesar 3.000 m³ per hari. Untuk kapasitas *buffer* masing-masing *platform*, digunakan pendekatan berdasarkan perbandingan deadweight tonnage (DWT) dari masing-masing struktur *offshore*. Nilai DWT tersebut dibagi dengan estimasi berat satu tangki *cryogenic* berkapasitas 625 m³ untuk memperoleh jumlah tangki yang dapat dimuat di platform. Selanjutnya, jumlah tangki dikalikan dengan kapasitas volume per tangki untuk menentukan total kapasitas *buffer* per *platform*.

Berdasarkan hasil pendekatan tersebut, platform OC memiliki kapasitas *buffer* paling besar, sedangkan *platform* OD dan OE memiliki kapasitas terkecil. Perhitungan biaya investasi terdiri atas tiga komponen utama, yaitu *buffer cryogenic*, *single buoy mooring*, dan *manifold*. Biaya dari *buffer cryogenic* bergantung pada jumlah tangki yang tersedia pada masing-masing platform. Berikut adalah rincian biayanya:

Tabel 4.3 Komponen Harga investasi *Offshore Platform* (Juta-Rp)

Kode	Nama Platform	Komponen			Harga Total
		Buffer Cryogenic	Single Buoy Mooring	Manifold	
OA	AVSA-Well	845.949	162.682	81.341	335.126
OB	AAC-Well	585.657	162.682	81.341	309.097
OC	AAB-Well	845.949	162.682	81.341	341.633
OD	PD-Well	585.657	162.682	81.341	302.589
OE	PE-Well	650.730	162.682	81.341	302.589

Berdasarkan tabel di atas, harga termahal adalah pada platform OC & OA. Diketahui jika fungsi harga dengan kapasitas berbanding linear, dimana semakin besar kapasitas, maka akan semakin tinggi pula harganya.

4.3 Analisa Supply

Muatan yang dikirimkan berupa emisi CO₂ dalam wujud cair. Oleh karena itu, diperlukan kapal tanker yang sesuai. Analisis perhitungan pada Tugas Akhir ini dilakukan untuk periode 6 tahun, yaitu dari tahun 2025 – 2030. Untuk mengetahui kapasitas supply dari PLTU, dilakukan perhitungan berdasarkan produksi berlebih dari emisi CO₂. Pada emisi CO₂, terdapat faktor liquefaction. Liquefaction atau likuifaksi merupakan proses mengubah gas CO₂ menjadi bentuk cair atau superkritis melalui pendinginan dan/atau peningkatan tekanan. Proses ini merupakan tahap penting dalam sistem CCS, terutama untuk keperluan transportasi dan penyimpanan karbon secara efisien. Hasil dari emisi berlebih dikalikan dengan parameter likuifaksi pada suhu -55oC sebesar 1,128 m3. Berikut adalah data produksi emisi CO₂ yang akan dikirimkan dari PLTU menuju *offshore platform*.

Tabel 4.4 Produksi Karbondioksida di PLTU (m³/tahun)

PLTU	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Suralaya	917.004	902.699	888.617	874.754	861.108	847.675
Indramayu	567.396	558.545	549.832	541.254	532.811	524.499
Tambak Lorok	447.040	440.066	433.201	426.443	419.790	413.242
Tanjung Jati B	1.513.057	1.489.453	1.466.218	1.443.345	1.420.829	1.398.664

Berdasarkan data produksi emisi CO₂ di atas, terjadi penurunan produksi emisi sebesar - 1,56% per tahunnya. Hal ini diakibatkan kebijakan pemerintah yang menekankan industri ramah lingkungan. PLTU yang sudah ada sebelum peraturan Permen LHK No. 15 Tahun 2019 ditetapkan memiliki ambang emisi SO₂ dan NO_x maksimum masing masing sebesar 550 mg/Nm³, 550 mg/Nm³ untuk NO_x, dan 100 mg/Nm³. Emisi tersebut sudah berada di tahap likuifaksi. Tugas Akhir ini bertujuan untuk mendistribusikan produksi emisi CO₂ menuju setiap offshore platform dengan mencapai biaya minimum.

4.4 Perencanaan Rute dan Moda Transportasi

Dalam melakukan perencanaan rute, perlu diketahui lokasi dari supply dan demand serta pelabuhan yang menjadi pelabuhan muat dan bongkar. Berdasarkan kebutuhan demand berupa emisi CO₂ pada offshore platform yang akan dipasok oleh PLTU, diperlukan moda transportasi yang berfungsi untuk mendistribusikan emisi tersebut. Untuk mengetahui rute paling optimum, akan dilakukan optimasi pemilihan moda transportasi berupa kapal berikut rutenya. Jarak dari masing-masing titik PLTU menuju offshore platform dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

Tabel 4.5 Matriks Jarak antara PLTU dengan *Offshore Platform* (nm)

PLTU	Offshore Platform				
	OA	OB	OC	OD	OE
Suralaya	53,5	50,2	52,4	63,1	63,0
Indramayu	112,1	108,0	111,8	67,2	67,5
Tambak Lorok	70,2	80,5	81,0	78,3	91,8
Tanjung Jati B	263,4	261,5	260,7	222,7	223,7

Berdasarkan tabel di atas, rata-rata jarak terdekat dari keseluruhan *offshore platform* adalah pada PLTU Suralaya. Sementara, jarak terjauh adalah pada PLTU Tanjung Jati B. Untuk melakukan distribusi emisi CO₂, diperlukan moda transportasi berupa kapal tanker. Kapal akan dipilih untuk didapatkan biaya minimum. Kriteria kapal yang digunakan adalah ukurannya yang berbeda.



Gambar 4.3 Excool



Gambar 4.4 Northern Pioneer



Gambar 4.5 Antikithira

Berikut merupakan spesifikasi kapal yang dibutuhkan:

Tabel 4.6 Spesifikasi Kapal sebagai Moda Transportasi Laut

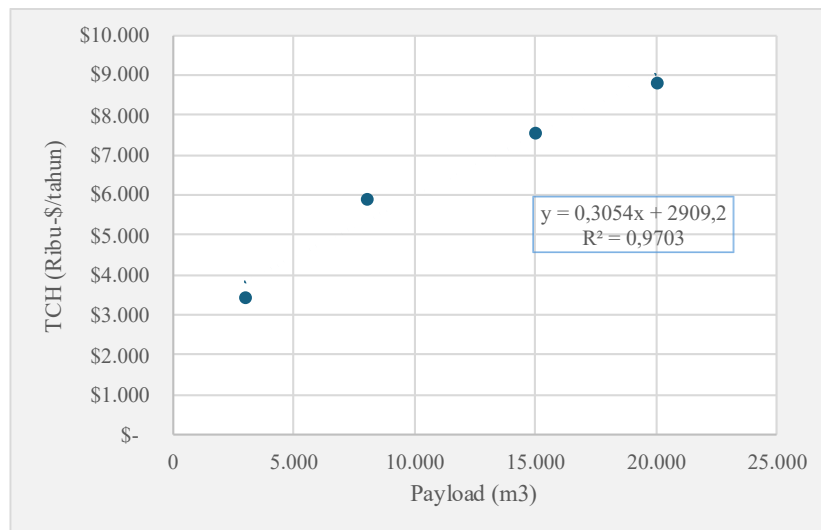
Komponen	Kapal 1	Kapal 2	Kapal 3
Name	EXCOOL	Northern Pioneer	ANTIKITHIRA
International Maritime Organization Number	9966336	9954228	9788980
Vessel Type:	CO ₂ Tanker	CO ₂ Tanker	LPG Tanker
Class Soeciety	ClassNK	DNV GL	LLOYD'S
Deadweight (Ton)	-	10170	14999
Payload	1.450	7.500	10.499
Gross Tonnage (Ton)	996	10.627	13.794
Net Tonnage (Ton)	-	0	4.138
Length Over All (m)	72	130	147,06
Breadth (m)	12,5	22	22,6
Draft (m)	4,55	7	9,214
Speed (knots)	10	10	10,3
Main Engine (kw)	2.000	1.000	6.430
Auxiliary Engine (kw)	500	250	1.607
SFOC ME(gr/kwh)	0,155	0,161	0,170
SFOC AE(gr/kwh)	0,159	0,161	0,145

Pemilihan kapal yang akan digunakan sebagai moda transportasi berdasarkan ukurannya yang terbagi atas tiga kelompok ukuran, yaitu: kecil, sedang, dan besar. Dalam analisis perhitungan Tugas Akhir ini, skema sewa kapal yang digunakan adalah time charter. Untuk mengetahui tarif sewa kapal, digunakan pendekatan regresi linear berdasarkan data sewa kapal

LNG eksisting. Berikut adalah data time charter yang digunakan untuk analisis regresi tarif sewa kapal:

Tabel 4.7 Spesifikasi Kapal sebagai Moda Transportasi Laut

Payload	TCH (Ribu-\$/tahun)
3.000	3.432
8.000	5.886
15.000	7.548
20.000	8.820



Gambar 4.6 Regresi Linear Payload Kapal terhadap TCH

Berdasarkan analisis regresi, didapatkan fungsi tarif TCH, yaitu $y = 0,3054x + 2.909,25$, dimana x merupakan nilai dari payload kapal. Nilai R^2 yang didapatkan adalah sebesar 0,97. Dapat diartikan bahwa terdapat korelasi yang sangat tinggi antara payload dan TCH. Rute pengiriman ditentukan berdasarkan jenis pola operasi yang akan digunakan. Pada penelitian ini, digunakan pola operasi *direct* dan *multiport*. Pada pola operasi *direct*, rute kapal ditentukan dari titik supply yang berangkat menuju titik demand dan kembali ke titik awal. Pada pola operasi *multiport*, rute kapal ditentukan dari titik tujuan yang dikombinasi, sehingga dapat mencangkup seluruh atau beberapa rute dalam satu kali pelayaran

4.5 Dermaga TUKS PLTU

Setiap PLTU memiliki TUKS masing-masing yang berfungsi sebagai penghubung dengan lokasi lain. Namun, diperlukan investasi *buffer/storage tank*, *pump*, *flexible cry hose*,

dan pipa dikarenakan kondisi eksistingnya belum mampu mengakomodir kebutuhan curah cair dari emisi CO₂.

Buffer atau *storage tank* pada *offshore platform* dalam sistem CCS berfungsi sebagai penampung sementara (*intermediate storage*) untuk CO₂ yang akan diinjeksi ke dalam formasi geologi bawah laut. Komponen ini sangat penting dalam menjaga kelancaran aliran operasi, mengatur tekanan, dan menyinkronkan perbedaan waktu antara pasokan CO₂ dari darat (*upstream*) dan kapasitas injeksi ke sumur geologi (*downstream*). *Buffer* ini berfungsi sebagai penyimpanan dari CO₂. Jika CO₂ dikirim menggunakan kapal, *buffer tank* menjadi fasilitas penerima dan penyimpan awal sebelum CO₂ dialirkan ke unit injeksi.



Gambar 4.7 Buffer/Storage Tank untuk Menyimpan Emisi CO₂

Dalam sistem ini, CO₂ biasanya ditransfer dalam bentuk cair bertekanan tinggi. Adapun satuan biaya dari investasi buffer adalah sebesar Rp65.073 juta.

Tabel 4.8 Spesifikasi Pump untuk Dermaga TUKS di PLTU

Pump	Merk	Jenis	Harga (Rp)	Flow Rate (m ³ /jam)
Pump 1	Nikiiso	TC-34.2	6.507.300.000	338
Pump 2	Nikiiso	VTK-240	9.760.950.000	677
Pump 3	Nikiiso	60734R	13.828.012.500	1.241
Pump 4	Liebher	LHM 180	17.895.075.000	1.354
Pump 5	Nikiiso	60735R	22.775.550.000	1.918
Pump 6	Nikiiso	60725R	29.282.850.000	2.820
Pump 7	Nikiiso	60777R	32.536.500.000	4.512

Investasi alat pompa dilakukan untuk dermaga pada setiap PLTU dengan biaya paling optimum sesuai kebutuhan pengiriman. Alat *pump* berfungsi mengalirkan emisi CO₂ dalam fase likuifaksi menuju kapal tanker. Berdasarkan spesifikasinya, pump dengan harga yang mahal memiliki *flow rate* yang tinggi. Semakin tinggi *flow rate*, maka waktu bongkar muat kapal di dermaga akan semakin cepat.

Flexible cryogenic hose atau selang kriogenik fleksibel adalah jenis selang khusus yang dirancang untuk mentransfer fluida dengan suhu sangat rendah, seperti gas CO₂ cair, nitrogen cair (LN₂), oksigen cair (LOX), argon cair, atau LNG (*liquefied natural gas*).



Gambar 4.8 *Flexible cryogenic hose*

Selang ini digunakan dalam berbagai aktivitas industri, termasuk pada sistem CCS, di mana CO₂ cair atau superkritis harus dipindahkan dari kapal atau tangki ke fasilitas penyimpanan, baik di darat maupun pada *offshore platform*.

Kebutuhan investasi yang terakhir adalah pipa. Alat ini digunakan untuk membantu proses pengiriman emisi CO₂ pada PLTU menuju dermaga di masing-masing TUKS untuk kemudian dapat dimuat pada kapal tanker. Berikut adalah kebutuhan pipa untuk setiap dermaga di TUKS.

Tabel 4.9 Spesifikasi Pump untuk Dermaga TUKS di PLTU

PLTU	Panjang Pipa (m)	Harga (Rp/m ²)
Suralaya	1.300	8.134.125
Indramayu	540	5.693.888
Tambak Lorok	664	4.880.475
Tanjung Jati B	1.700	8.134.125

Untuk melakukan pengiriman emisi CO₂, kapal akan dikenakan biaya layanan pelabuhan sesuai tarif pelabuhan yang berlaku. Berikut adalah data tarif pelabuhan yang digunakan menurut kelasnya.

Tabel 4.10 Tarif Pelabuhan (Rp)

TUKS	Satuan	Tarif			
		Kelas I	Kelas II	Kelas III	General
Biaya Pandu					
GT 500 – 1.000	Rp/kapal/gerakan	50.000	46.000	42.000	-
GT > 1.000	Rp/GT	22	20	18	-
Biaya Tunda					
GT ≤ 1.500	Rp/jam	-	-	-	151.500
GT ≤ 8.000	Rp/jam	-	-	-	378.500
GT ≤ 18.000	Rp/jam	-	-	-	756.500
GT ≤ 75.000	Rp/jam	-	-	-	1.361.500
GT > 75.000	Rp/jam	-	-	-	1.966.500
Biaya Labuh	Rp/GT	61	55	50	-
Biaya Tambat	Rp/GT/etmal	46	42	38	-
Biaya Cargo Handling/CHC	RP/m ³	1.000	800	600	-

Pada dermaga, terdapat fungsi AT, WT, dan IT. Ketiganya merupakan fungsi waktu yang tidak efektif pada pelabuhan, dimana kapal harus menunggu sebelum proses bongkar muat benar-benar dilakukan. Asumsi lama waktu yang digunakan adalah selama 0,17.

4.6 Analisis Perencanaan Transportasi Laut

Konsep model perencanaan transportasi laut merupakan kegiatan pemilihan armada transportasi laut yang akan digunakan untuk melakukan pengiriman sesuai dengan batasan dan skenario yang ditetapkan. Pada penelitian ini, skema transportasi laut yang digunakan adalah skema charter, yaitu time charter hire serta jenis kapal, yaitu CO₂ tanker dan LPG tanker. Pada perencanaan transportasi laut, terdapat dua komponen, yaitu operasional kapal dan biaya transportasi laut.

4.6.1 Operasioanl Kapal

Pada skenario *time charter hire*, kapal disewa selama setahun penuh dengan memperhitungkan *voyage cost*, *cargo handling cost*, dan *time charter rate*. Waktu sandar kapal saat tidak melakukan pengiriman tetap dihitung biaya karena kapal selalu menggunakan mesin. Perhitungan yang dilakukan adalah dalam periode satu tahun penuh dengan memperhatikan jumlah *demand* yang harus dipenuhi.

Analisis operasional kapal terdiri dari lama waktu kapal berlayar di laut (*sea time*), lama waktu kapal di pelabuhan (*port time*), lama waktu kapal untuk kembali ke titik awal (RTD), frekuensi operasional kapal, serta jumlah muatan terangkut. Jumlah muatan terangkut akan dipengaruhi oleh *load factor* yang berbeda untuk setiap kapal dan rute pelayaran. Langkah perhitungan yang digunakan adalah sama, namun hasil waktu operasional akan berbeda. Hal ini dikarenakan oleh produktivitas bongkar muat di setiap pelabuhan muat maupun pelabuhan bongkar berbeda serta setiap kapal memiliki kecepatan yang berbeda pula.

Adapun formulasi perhitungan total waktu operasional kapal adalah sebagai berikut.

$$TT = ST + PT \quad (4.1)$$

Dimana:

TT : *Total time* atau waktu operasional kapal total (hari)

ST : *Sea time* atau waktu kapal berlayar (hari)

PT : *Port time* atau waktu kapal berada di pelabuhan (hari)

Waktu kapal berlayar merupakan fungsi dari jarak pelayaran dan kecepatan kapal. Untuk waktu di pelabuhan, merupakan fungsi dari banyaknya muatan yang diangkut, lalu dari segi pelabuhan, dipengaruhi juga oleh lamanya waktu layanan kapal (Pandu, Tunda, Tambat, Labuh). Pada penelitian ini, perhitungan operasional juga akan diperhatikan sensitivitasnya terhadap *load factor* (faktor muatan) dari kapal, yang mana berpengaruh pada lamanya waktu bongkar muat dan jumlah kargo yang terangkut. Selanjutnya, waktu operasional satu (1) kali *Roundtrip* akan dibagi dengan hari kerja kapal. Waktu operasional kapal diasumsikan selama 365 hari

4.6.2 Biaya Transportasi Laut

Biaya transportasi merupakan biaya yang dikeluarkan pada saat beroperasi dalam kurun waktu tertentu. Akan tetapi pada umumnya, biaya ini dihitung per tahun. Komponen penyusun biaya transportasi terdiri dari biaya kapital, biaya operasional, biaya perjalanan dan biaya bongkar muat kapal saat di pelabuhan.

Tipe kontrak tersebut memperhitungkan biaya pelayaran (*voyage cost*) dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*). Sementara biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*). Berikut adalah persamaan biaya transportasi laut total untuk skema *time charter*.

$$TC = TCH + VC + CHC \quad (4.2)$$

Dimana:

TC = Biaya transportasi total (*total cost*)

TCH = Biaya sewa (*time charter hire cost*)

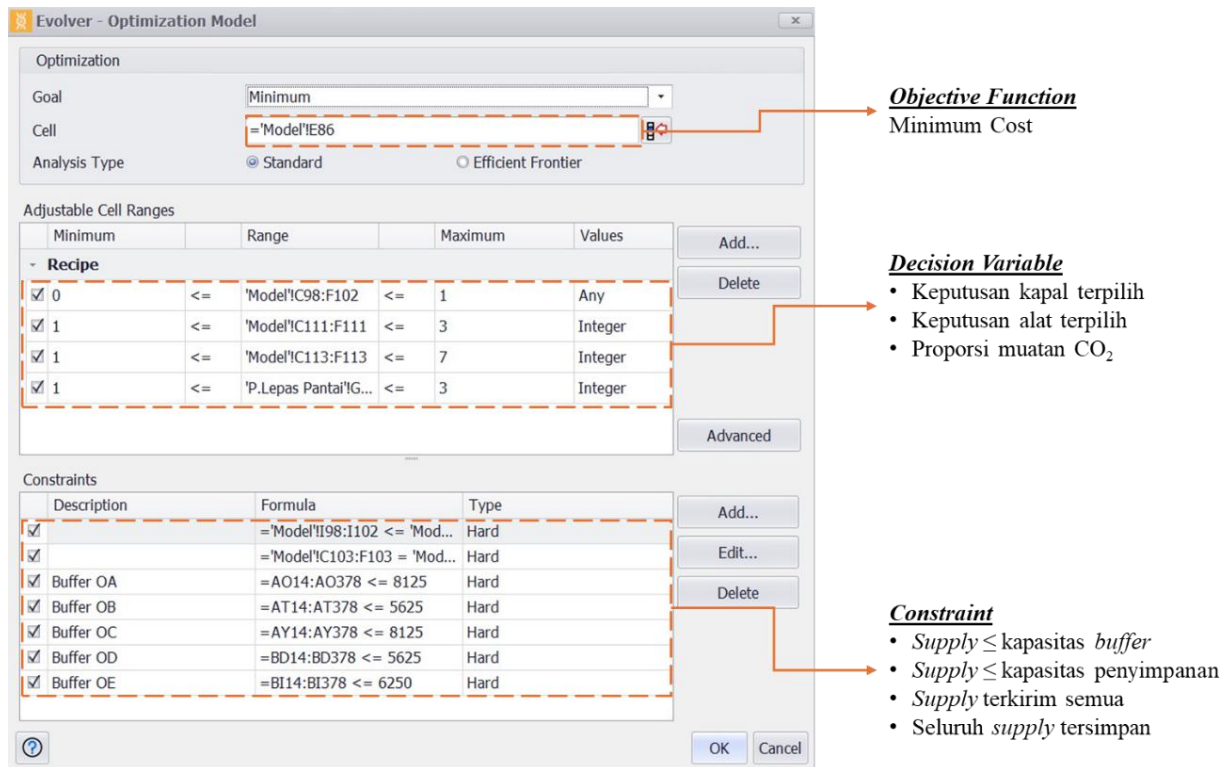
VC = Biaya pelayaran (*voyage cost*)

CHC = Biaya bongkar muat (*cargo handling cost*)

4.7 Analisis Optimasi

Pada penelitian ini, optimasi digunakan untuk dapat menentukan kapal, pola operasi, dan proporsi muatan yang akan terpilih dengan tujuan meminimumkan biaya total. Untuk melakukan optimasi, digunakan *helper tool*, yaitu Evolver. Penggunaan *tool* tersebut bertujuan untuk mempersingkat waktu pengerjaan dan meningkatkan keakuratan hasil yang didapat nantinya.

Setelah menyelesaikan model perhitungan pada model perencanaan transportasi laut, maka dilakukan eksekusi optimasi dengan menggunakan Evolver. Proses optimasi diawali dengan memasukkan data input (data yang sudah dihitung sebelumnya, yaitu muatan terangkut, *time charter hire*, *voyage charter hire*, *round trip days*, frekuensi maksimum, *voyage cost*, *port charges*, *cargo handling cost*, *pump*, serta keperluan *buffer*) dengan fungsi objektif biaya minimum. Namun, terdapat beberapa batasan yang harus terpenuhi ketika melakukan proses optimasi. Hal tersebut bertujuan supaya model transportasi laut nantinya dapat memenuhi tujuannya, yaitu pemenuhan demand dari *offshore platform* sesuai dengan kebutuhan injeksi sesuai periode waktunya.



Gambar 4.9 Optimasi Model Distribusi Emisi CO₂

Dalam melakukan optimasi, variabel yang ditentukan nilainya adalah keputusan kapal terpilih, keputusan alat terpilih, dan proporsi muatan CO₂ per titik. Selain itu, terdapat *constraint* yang perlu dipenuhi, yaitu jumlah *supply* kurang dari sama dengan kapasitas *buffer*, *supply* kurang dari sama dengan kapasitas penyimpanan, *supply* dari PLTU dan PLTGU terkirim semua, serta seluruh muatan *supply* dapat disimpan pada penyimpanan *offshore platform*.

Hasil akhir dari proses optimasi didapatkan setelah melalui proses *running models* pada Evolver yang digunakan. Dalam mendapatkan hasil optimasi dengan nilai paling minimum, Evolver melakukan iterasi dengan jumlah tertentu, dimana setiap mendapatkan hasil dengan nilai baru yang lebih minimum, maka jumlah iterasi akan kembali menjadi satu dan akan berjalan terus hingga mencapai iterasi maksimum atau tidak terdapat kombinasi baru lainnya yang dapat memenuhi *constraint*.

Setelah Evolver mendapatkan hasil melalui proses *running models* sebelumnya, maka *decision variable* akan berubah menjadi nilai yang memberikan opsi paling minimum dengan tetap memperhatikan *constraint*. Berikut adalah hasil optimasi untuk masing-masing PLTU dan PLTGU.

Tabel 4.11 Distribusi Muatan pada setiap PLTU & PLTGU (%)

PLTU	Offshore Platform					Kapal	Alat pump
	OA	OB	OC	OD	OE		
Suralaya	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2	7
Indramayu	0,00%	50,18%	0,00%	30,57%	19,26%	2	3
Tambak Lorok	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	1	2
Tanjung Jati B	0,00%	0,00%	55,35%	0,00%	44,65%	2	7

Proporsi muatan tersebut akan dijadikan acuan dalam melakukan pengiriman muatan dari setiap PLTU menuju masing-masing *offshore platform* untuk periode 2025 – 2030. Pada PLTU Suralaya, seluruh muatan akan dikirimkan pada *offshore platform* OA sebesar 100% dengan Kapal 2 dan penambahan investasi alat pump 7 pada dermaga TUKS. Pada PLTU Indramayu, muatan akan dikirimkan pada *offshore platform* OB sebesar 50,18%, pada *offshore platform* OD sebesar 30,57%, serta pada *offshore platform* OE sebesar 19,26% dengan Kapal 2 dan penambahan investasi alat pump 3 pada dermaga TUKS. Pada PLTGU Tambak Lorok, seluruh muatan akan dikirimkan pada *offshore platform* OD sebesar 100% dengan Kapal 1 dan penambahan investasi alat pump 2 pada dermaga TUKS. Sementara pada PLTU Tanjung Jati B, muatan akan dikirimkan pada *offshore platform* OC sebesar 55,35% dan pada *offshore platform* OB sebesar 44,65% dengan Kapal 2 dan penambahan investasi alat pump 7 pada dermaga TUKS.

Komponen biaya terdiri atas biaya pelayaran dan pelabuhan. Pada biaya pelayaran dari kapal, digunakan skema time charter hire. Ditinjau dari sisi TUKS pada PLTU (pelabuhan), biaya yang dipertimbangkan meliputi investasi. Komponen biaya yang dihitung berupa:

- Biaya *time charter*;
- Biaya pelabuhan (biaya pandu, tunda, tambat, dan labuh);
- Biaya BBM;
- Biaya *cargo handling/CHC*;
- Biaya investasi *pump*;
- Biaya investasi *buffer*;
- Biaya investasi pipa; dan
- Pajak karbon di Indonesia.

Perhitungan dari biaya *time charter* menggunakan harga yang didapatkan dari analisis regresi linear. Sementara biaya pelabuhan, biaya BBM, dan CHC menggunakan tarif yang

tersedia. Biaya pajak karbon merupakan biaya pajak berdasarkan regulasi pemerintah yang dikenakan pada pelaku usaha yang menghasilkan emisi karbon dengan tujuan menekan limbah tersebut. Kebijakan ini ditujukan supaya pelaku industri mulai menerapkan teknologi ramah lingkungan, sehingga mengurangi emisi dari proses bisnisnya, dalam hal ini adalah PLTU. Asumsi pajak karbon adalah sebesar Rp30.000/ton emisi CO₂.

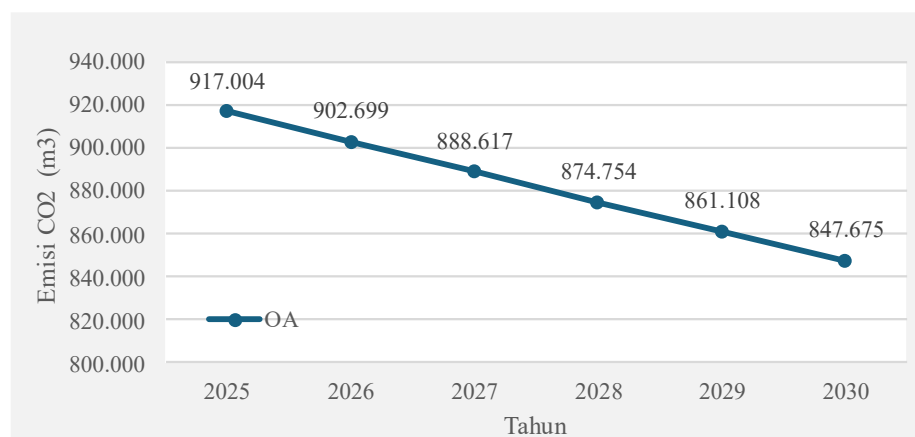
4.7.1 PLTU Suralaya

Berdasarkan hasil optimasi dengan menggunakan *tool* Evolver, dijelaskan mengenai rincian mengenai kapal, alat pump, dan skema yang digunakan pada pola operasi *port to port* atau *multiport*. Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dari PLTU Suralaya menuju masing-masing *offshore platform*.

Tabel 4.12 Jumlah Distribusi Emisi CO₂ PLTU Suralaya (m³/tahun)

Offshore Platform	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OA	917.004	902.699	888.617	874.754	861.108	847.675
OB	0	0	0	0	0	0
OC	0	0	0	0	0	0
OD	0	0	0	0	0	0
OE	0	0	0	0	0	0
Total	917.004	902.699	888.617	874.754	861.108	847.675

Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dalam bentuk grafik pada PLTU Suralaya:



Gambar 4.10 Jumlah Muatan Emisi CO₂ pada PLTU Suralaya

Dapat dilihat bahwa distribusi emisi CO₂ dari PLTU Suralaya dikirimkan pada *single destination*, yaitu titik OA atau *Offshore A*. Berdasarkan hasil perhitungan yang didapatkan melalui optimasi, pengiriman emisi CO₂ dari PLTU Suralaya memiliki pola operasi *port to port*,

dimana muatan hanya dikirimkan pada satu *offshore platform*, yaitu OA dengan proporsi 100%. Kapal yang terpilih adalah Kapal 2 (Northern Pioneer) dengan alat *pump* 7 jenis B0030. Berikut adalah rincian operasional dari kapal pada PLTU Suralaya:

Tabel 4.13 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Suralaya

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Shipcall (call)	123	121	119	117	115	114
Cargo terangkut (m ³ /call)	7.455	7.460	7.467	7.477	7.488	7.436
Frekuensi tersedia	398	398	397	397	397	398
Seatime (jam)	11	11	11	11	11	11
Port time (jam)	11	11	11	11	11	11
Roundtrip days (hari)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Kebutuhan kapal (unit)	1	1	1	1	1	1
Utilitas (%)	30,90%	30,40%	29,97%	29,47%	28,97%	30,90%

Berdasarkan tabel di atas, maka utilitas dari kapal <35% per tahunnya. Hal ini menunjukkan keterpakaian kapal masih cukup rendah. Adapun untuk perhitungan biaya pelayaran dan investasi untuk mendukung distribusi dari PLTU Suralaya menuju *Offshore* terpilih sebagai berikut:

Tabel 4.14 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TCH	84.590	84.590	84.590	84.590	84.590	84.590
Biaya BBM	29.694	29.215	28.738	28.262	27.788	27.505
Biaya pelabuhan	235	231	227	224	220	218
CHC	917	903	889	875	861	848

Tabel 4.15 Biaya Investasi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Buffer	51.282	51.282	51.282	51.282	51.282	51.282
Pump	6.410	6.410	6.410	6.410	6.410	6.410
Flexible Cry Hose	16	16	16	16	16	16
Pipe	2.083	2.083	2.083	2.083	2.083	2.083

Berdasarkan perhitungan dari sudut pandang pelayaran dan pelabuhan pada PLTU Suralaya di atas, berikut adalah biaya total dan *unit cost*:

Tabel 4.16 Komponen biaya total pada Distribusi di PLTU Suralaya (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biaya transportasi	115.436	114.939	114.444	113.951	113.459	113.161
Biaya investasi pelabuhan	56.382	56.382	56.382	56.382	56.382	56.382
Biaya total	175.227	174.731	174.236	173.742	173.251	172.953

Dengan asumsi WACC sebesar 5%, didapatkan nilai *unit cost* adalah sebesar Rp197.063/m³.

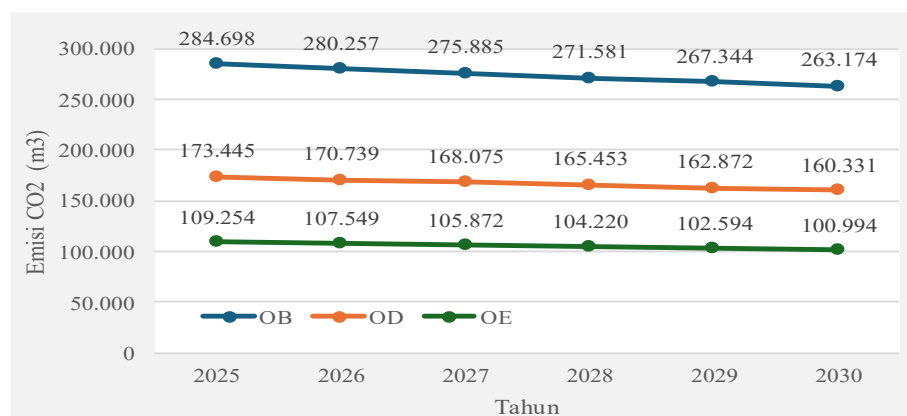
4.7.2 PLTU Indramayu

Berdasarkan hasil optimasi dengan menggunakan *tool* Evolver, dijelaskan mengenai rincian mengenai kapal, alat *pump*, dan skema yang digunakan pada pola operasi *port to port* atau *multiport*. Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dari PLTU Indramayu menuju masing-masing *offshore platform*.

Tabel 4.17 Jumlah Distribusi Emisi CO₂ PLTU Indramayu (m³/tahun)

Offshore Platform	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OA	0	0	0	0	0	0
OB	194.278	191.247	188.264	185.327	182.436	179.590
OC	0	0	0	0	0	0
OD	113.761	111.986	110.239	108.519	106.826	105.160
OE	259.297	255.252	251.270	247.351	243.492	239.693
Total	567.336	558.485	549.773	541.196	532.754	524.443

Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dalam bentuk grafik pada PLTU Indramayu:



Gambar 4.11 Jumlah Muatan Emisi CO₂ pada PLTU Indramayu

Dapat dilihat bahwa distribusi emisi CO₂ dari PLTU Indramayu dikirimkan pada *multi-destination*, yaitu titik OB, OD, dan OE. Berdasarkan hasil perhitungan yang didapatkan melalui optimasi, pengiriman emisi CO₂ dari PLTU Indramayu memiliki pola operasi *multiport*, dimana muatan dikirimkan pada tiga *offshore platform*, yaitu OB dengan proporsi 34%, OD dengan proporsi 20%, dan OE dengan proporsi 46%. Kapal yang terpilih adalah Kapal 2 (Northern Pioneer) dengan alat *pump* 3 jenis 60734R. Berikut adalah rincian operasional dari kapal pada PLTU Indramayu:

Tabel 4.18 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Indramayu

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Shipcall (call)	76	75	74	73	72	70
Cargo terangkut (m ³ /call)	7.465	7.446	7.429	7.414	7.399	7.492
Frekuensi tersedia	232	233	233	233	233	232
Seatime (jam)	22	22	22	22	22	22
Port time (jam)	16	16	16	16	16	16
Roundtrip days (hari)	1,57	1,57	1,56	1,56	1,56	1,57
Kebutuhan kapal (unit)	1	1	1	1	1	1
Utilitas (%)	32,76%	32,19%	31,76%	31,33%	30,90%	30,17%

Berdasarkan tabel di atas, maka utilitas dari kapal <35% per tahunnya. Hal ini menunjukkan keterpakaian kapal masih cukup rendah. Adapun untuk perhitungan biaya pelayaran dan investasi untuk mendukung distribusi dari PLTU Indramayu menuju *Offshore* terpilih sebagai berikut:

Tabel 4.19 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TCH	84.590	84.590	84.590	84.590	84.590	84.590
Biaya BBM	34.958	34.485	34.013	33.542	33.073	32.217
Biaya pelabuhan	151	149	147	145	143	139
CHC	567	559	550	541	533	524

Tabel 4.20 Biaya Pelabuhan pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Buffer	51.282	51.282	51.282	51.282	51.282	51.282
Pump	2.724	2.724	2.724	2.724	2.724	2.724
Flexible Cry Hose	16	16	16	16	16	16
Pipe	606	606	606	606	606	606

Berdasarkan perhitungan dari sudut pandang pelayaran dan pelabuhan pada PLTU Indramayu di atas, berikut adalah biaya total dan *unit cost*:

Tabel 4.21 Komponen biaya total pada Distribusi di PLTU Indramayu (Juta-Rp)

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biaya transportasi	120.267	119.783	119.300	118.819	118.339	117.471
Biaya investasi pelabuhan	54.628	54.628	54.628	54.628	54.628	54.628
Biaya total	174.895	174.411	173.928	173.447	172.967	172.099

Dengan asumsi WACC sebesar 5%, didapatkan nilai unit cost sebesar Rp317.769/m³.

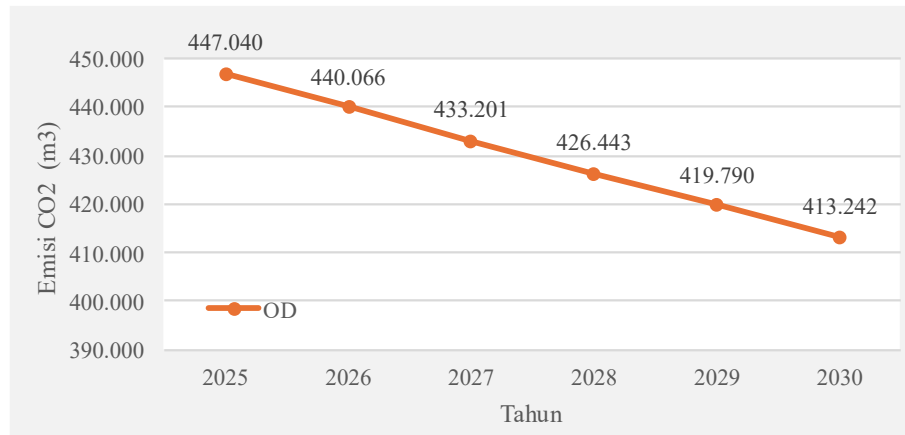
4.7.3 PLTGU Tambak Lorok

Berdasarkan hasil optimasi dengan menggunakan *tool* Evolver, dijelaskan mengenai rincian mengenai kapal, alat *pump*, dan skema yang digunakan pada pola operasi *port to port* atau *multiport*. Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dari PLTGU Tambak Lorok menuju masing-masing *offshore platform*.

Tabel 4.22 Jumlah Distribusi Emisi CO₂ PLGTU Tambak Lorok (m³/tahun)

Offshore Platform	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OA	0	0	0	0	0	0
OB	0	0	0	0	0	0
OC	0	0	0	0	0	0
OD	447.040	440.066	433.201	426.443	419.790	413.242
OE	0	0	0	0	0	0
Total	447.040	440.066	433.201	426.443	419.790	413.242

Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dalam bentuk grafik pada PLTGU Tambak Lorok:



Gambar 4.12 Jumlah Muatan Emisi CO2 pada PLTGU Tambak Lorok

Dapat dilihat bahwa distribusi emisi CO2 dari PLTGU Tambak Lorok dikirimkan pada *single-destination*, yaitu titik OA. Berdasarkan hasil perhitungan yang didapatkan melalui optimasi, pengiriman emisi CO2 dari PLTGU Tambak Lorok memiliki pola operasi *port to port*, dimana muatan hanya dikirimkan pada satu *offshore platform*, yaitu OD dengan proporsi 100%. Kapal yang terpilih adalah Kapal 1 (EXCOOL) dengan alat *pump* 2 jenis VTK-240. Berikut adalah rincian operasional dari kapal pada PLTGU Tambak Lorok:

Tabel 4.23 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Shipcall (call)	309	304	299	295	290	285
Cargo terangkut (m ³ /call)	1.447	1.448	1.449	1.446	1.448	1.450
Frekuensi tersedia	393	393	393	393	393	393
Seatime (jam)	16	16	16	16	16	16
Port time (jam)	7	7	7	7	7	7
Roundtrip days (hari)	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Kebutuhan kapal (unit)	1	1	1	1	1	1
Utilitas (%)	78,63%	77,35%	76,08%	75,06%	73,79%	72,52%

Berdasarkan tabel di atas, maka utilitas dari kapal >70% per tahunnya. Hal ini menunjukkan keterpakaian kapal yang cukup tinggi. Adapun untuk perhitungan biaya pelayaran dan investasi untuk mendukung distribusi dari PLTGU Tambak Lorok menuju *Offshore* terpilih sebagai berikut:

:

Tabel 4.24 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TCH	54.532	54.532	54.532	54.532	54.532	54.532
Biaya BBM	27.863	27.414	26.965	26.599	26.151	25.705
Biaya pelabuhan	85	84	82	81	80	79
CHC	447	440	433	426	420	413

Tabel 4.25 Biaya Pelabuhan pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Buffer	25.641	25.641	25.641	25.641	25.641	25.641
Pump	1.923	1.923	1.923	1.923	1.923	1.923
Flexible Cry Hose	16	16	16	16	16	16
Pipe	638	638	638	638	638	638

Berdasarkan perhitungan dari sudut pandang pelayaran dan pelabuhan pada PLTGU Tambak Lorok di atas, berikut adalah biaya total dan *unit cost*:

Tabel 4.26 Komponen Biaya Total pada Distribusi di PLTGU Tambak Lorok (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biaya transportasi	82.927	82.469	82.013	81.638	81.183	80.728
Biaya investasi pelabuhan	28.219	28.219	28.219	28.219	28.219	28.219
Biaya total	111.146	110.688	110.231	109.857	109.402	108.947

Dengan asumsi WACC sebesar 5%, didapatkan nilai *unit cost* sebesar Rp255.651/m³.

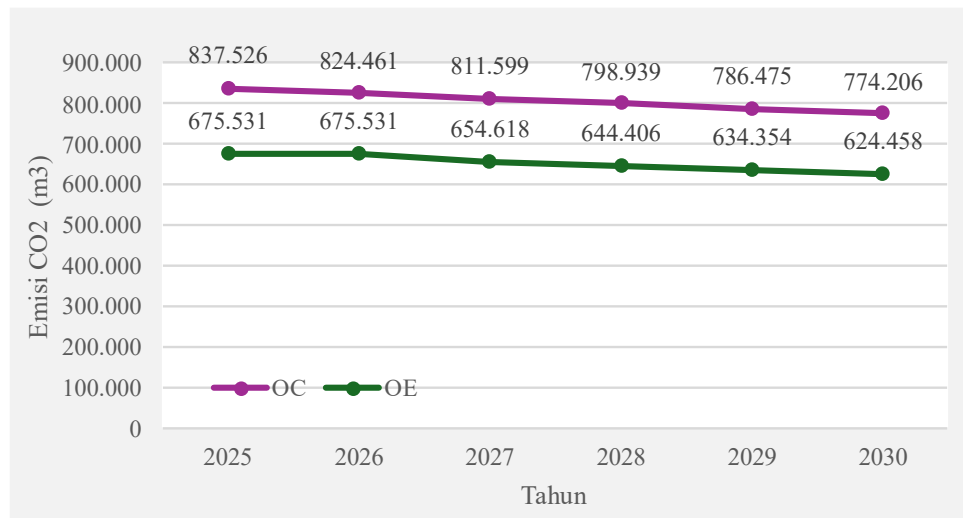
4.7.4 PLTU Tanjung Jati B

Berdasarkan hasil optimasi dengan menggunakan *tool* Evolver, dijelaskan mengenai rincian mengenai kapal, alat *pump*, dan skema yang digunakan pada pola operasi *port to port* atau *multiport*. Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dari PLTU Tanjung Jati B menuju masing-masing *offshore platform*.

Tabel 4.27 Jumlah Distribusi Emisi CO₂ PLTU Tanjung Jati B (m³/tahun)

Offshore Platform	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OA	0	0	0	0	0	0
OB	0	0	0	0	0	0
OC	837.526	824.461	811.599	798.939	786.475	774.206
OD	0	0	0	0	0	0
OE	675.531	675.531	654.618	644.406	634.354	624.458
Total	1.513.057	1.499.992	1.466.218	1.443.345	1.420.829	1.398.664

Berikut adalah jumlah muatan yang dikirimkan dalam bentuk grafik pada PLTU Tanjung Jati B:



Gambar 4.13 Jumlah Muatan Emisi CO2 pada PLTU Tanjung Jati B

Dapat dilihat bahwa distribusi emisi CO2 dari PLTU Tanjung Jati B dikirimkan pada *multi-destination*, yaitu titik OA, OB, dan OC. Berdasarkan hasil perhitungan yang didapatkan melalui optimasi, pengiriman emisi CO2 dari PLTU Tanjung Jati B memiliki pola operasi *port to port*, dimana muatan dikirimkan pada dua *offshore platform*, yaitu OC dengan proporsi 55% dan OE dengan proporsi 45%. Kapal yang terpilih adalah Kapal 2 (Northern Pioneer) dengan alat *pump* 3 jenis B0030. Berikut adalah rincian operasional dari kapal pada PLTU Tanjung Jati B:

Tabel 4.28 Operasional Kapal pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B

Komponen	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Shipcall (call)	202	200	196	193	190	187
Cargo terangkut (m ³ /call)	7.490	7.500	7.481	7.478	7.478	7.479
Frekuensi tersedia	136	136	136	136	136	136
Seatime (jam)	53	53	53	53	53	53
Port time (jam)	11	11	11	11	11	11
Roundtrip days (hari)	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
Kebutuhan kapal (unit)	2	2	2	2	2	2
Utilitas (%)	74,26%	73,53%	72,06%	70,96%	69,85%	68,75%

Berdasarkan tabel di atas, maka utilitas dari kapal >65% per tahunnya. Hal ini menunjukkan keterpakaian kapal yang cukup tinggi. Adapun untuk perhitungan biaya

pelayaran dan investasi untuk mendukung distribusi dari PLTU Tanjung Jati B menuju *Offshore* terpilih sebagai berikut:

:

Tabel 4.29 Biaya Pelayaran pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TCH	169.180	169.180	169.180	169.180	169.180	169.180
Biaya BBM	185.395	183.464	179.941	176.363	173.577	171.714
Biaya pelabuhan	388	384	376	369	363	359
CHC	1.513	1.500	1.466	1.443	1.421	1.399

Tabel 4.30 Biaya Investasi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Buffer	230.769	230.769	230.769	230.769	230.769	230.769
Pump	6.410	6.410	6.410	6.410	6.410	6.410
Flexible Cry Hose	16	16	16	16	16	16
Pipe	2.724	2.724	2.724	2.724	2.724	2.724

Berdasarkan perhitungan dari sudut pandang pelayaran dan pelabuhan pada PLTU Tanjung Jati B di atas, berikut adalah biaya total dan *unit cost*:

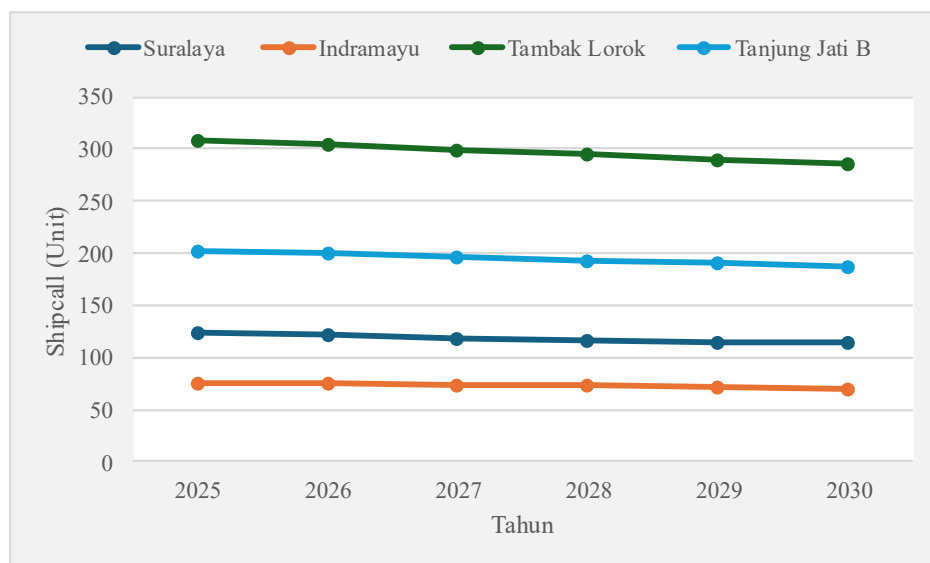
Tabel 4.31 Komponen Biaya Total pada Distribusi di PLTU Tanjung Jati B (Juta-Rp)

Biaya	Tahun					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biaya transportasi	356.476	354.529	350.964	347.355	344.541	342.652
Biaya investasi pelabuhan	237.196	237.196	237.196	237.196	237.196	237.196
Biaya total	596.396	594.449	590.884	587.275	584.461	582.572

Dengan asumsi WACC sebesar 5%, didapatkan nilai *unit cost* sebesar Rp404.052/m³.

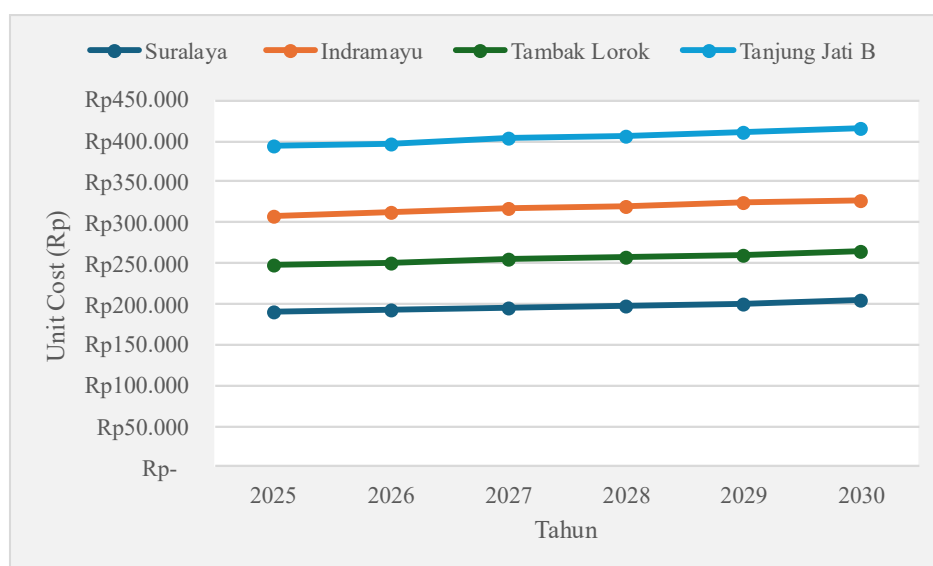
4.7.5 Hasil Optimasi

Hasil akhir dari proses optimasi didapatkan setelah melalui proses *running models* pada Evolver yang digunakan. Setelah melakukan optimasi, didapatkan nilai *unit cost minimum*, baik yang ditinjau dari segi pelayaran maupun pelabuhan. Berikut adalah grafik yang menunjukkan nilai *shipcall* dan utilitasnya per tahun.



Gambar 4.14 *Shipcall* per Tahun pada PLTU (unit)

Berdasarkan grafik di atas, terlihat bahwa penurunan call terbesar terjadi pada PLTU Indramayu dengan rata-rata penurunan sebesar 1,58% per tahun. Disusul oleh PLTGU Tambak Lorok (1,55%), Suralaya (1,46%), dan Tanjung Jati B (1,49%). Penurunan ini mencerminkan proyeksi berkurangnya suplai emisi CO₂ yang ditangani oleh masing-masing PLTU selama periode 2025 hingga 2030. Berikut adalah grafik yang menunjukkan nilai unit cost per tahunnya.



Gambar 4.15 *Unit Cost* per Tahun pada PLTU (Rp/m³)

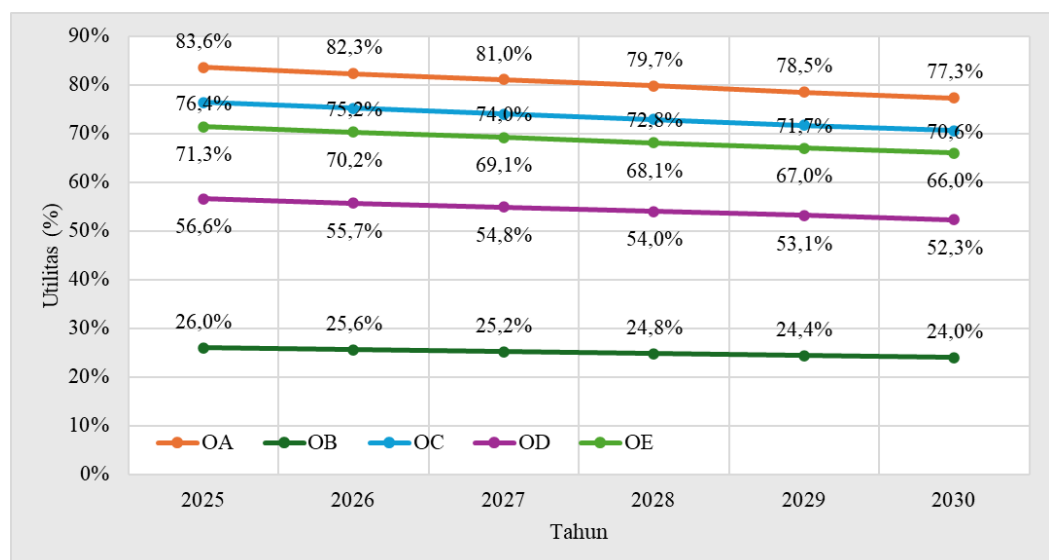
Berdasarkan grafik di atas, terlihat bahwa kenaikan unit cost terbesar terjadi pada PLTU Suralaya dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 1,1% per tahun, diikuti oleh PLTU Indramayu dan Tambak Lorok masing-masing sebesar 1,0%. Kenaikan ini menunjukkan adanya tren

peningkatan biaya distribusi CO₂ per satuan emisi, yang dipengaruhi oleh penurunan volume supply CO₂ dari masing-masing PLTU. Semakin rendah emisi yang dikirim, maka beban biaya tetap akan terbagi ke volume yang lebih kecil, sehingga nilai unit cost cenderung meningkat. Adapun pertumbuhan unit cost paling rendah terjadi pada PLTU Tanjung Jati B dengan kenaikan rata-rata sebesar 0,9% per tahun. Berikut adalah hasil perhitungan untuk biaya pada PLTU dan offshore platform beserta biaya pelayarannya.

Tabel 4.32 Rekapitulasi Biaya Pengiriman CO₂ (Rp)

PLTU / Offshore Platform	Biaya	Biaya Unit	Pajak Karbon Indonesia
PLTU Suralaya	1.031.639.888.698	197.063	201.998.259.069
PLTU Indramayu	1.048.498.689.441	317.769	124.986.422.799
PLTGU Tambak Lorok	656.440.288.450	255.651	-
PLTU Tanjung Jati B	3.598.513.189.819	404.052	333.297.127.464
Offshore A	1.102.987.350.000	208.431	-
Offshore B	842.695.350.000	512.919	-
Offshore C	1.102.987.350.000	228.210	-
Offshore D	842.695.350.000	235.344	-
Offshore E	907.768.350.000	200.442	-

Berdasarkan hasil optimasi, maka didapatkan biaya total sebesar Rp11.081 miliar dan nilai *unit cost* dalam 5 tahun, yaitu sebesar Rp1.174.534/m³. Jika ditinjau dari kapasitas penyimpanan di *offshore platform*, didapatkan utilitas per titik untuk setiap tahunnya sebagai berikut:



Gambar 4.16 Utilitas Penyimpanan Offshore Platform di Setiap Tahun (%)

Berdasarkan grafik utilitas di atas, terlihat bahwa rata-rata utilitas tertinggi selama 6 tahun adalah pada *offshore platform Offshore A* sebesar 80,4%. Sementara rata-rata utilitas terendah

selama 6 tahun adalah pada *offshore platform Offshore B* sebesar 25,0%. Untuk memastikan kebutuhan injeksi dapat terpenuhi sesuai dengan lama konsumsi/hari, maka dilakukan analisis penjadwalan dalam satu tahun.

4.8 Analisis Penjadwalan

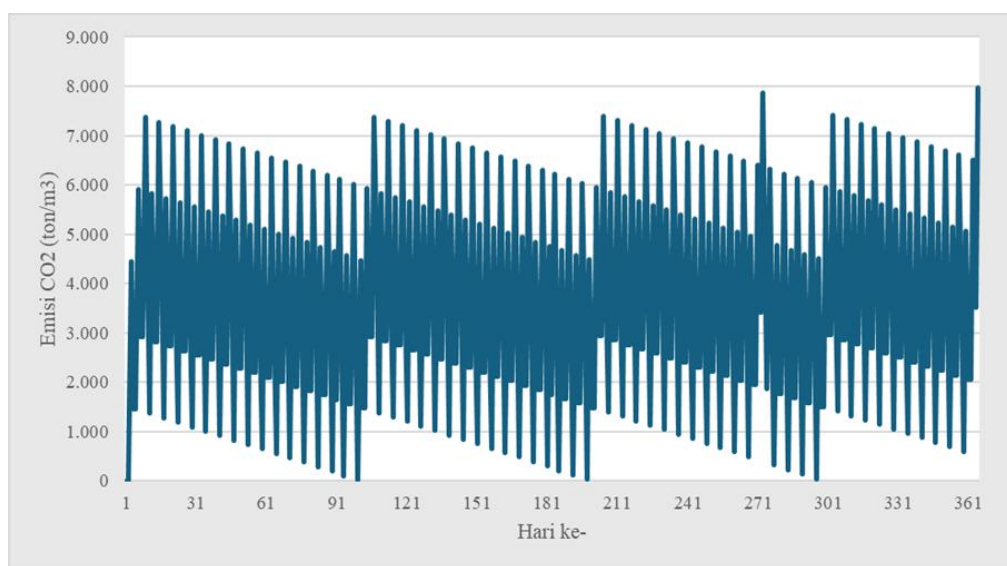
Setelah melakukan penentuan transportasi laut yang digunakan, meliputi pola operasi, kapal terpilih, dan alat *pump*, kemudian dilakukan pemodelan penjadwalan yang bertujuan untuk mengatur *stock flow* pada *offshore platform* guna memenuhi demand secara real time setiap harinya berdasarkan *flow rate* dari setiap alat injeksi yang menyalurkan ke dasar laut dalam periode satu tahun. Dalam perencanaan penjadwalan, diperlukan perencanaan transportasi laut dari TUKS pada PLTU menuju *offshore platform*. Dalam melakukan pemodelan penjadwalan, penting untuk mengetahui bagaimana kondisi *stock flow* pada masing-masing *offshore platform*. Hal tersebut supaya dapat menghindari terjadinya stok bernilai negatif, sehingga muatan tidak dapat terkirim.

Setelah CO₂ dikompresi dan dilikuidifikasi (atau dibuat dalam kondisi superkritis), gas ini diangkut ke offshore platform melalui kapal tanker. Di *offshore platform*, CO₂ dipindahkan ke sumur injeksi (*injection well*), yaitu sumur bor dalam yang menembus lapisan batuan penutup (*cap rock*) hingga mencapai formasi geologi target seperti akuifer garam atau bekas reservoir migas. CO₂ kemudian didorong masuk ke dalam formasi batuan berpori, di mana dia akan tersimpan secara fisik (dalam pori batuan) dan seiring waktu dapat mengalami penyimpanan residu (*residual trapping*), larutan (*solubility trapping*), dan bahkan mineralisasi (*mineral trapping*), tergantung pada kondisi geologi.

Sistem injeksi CO₂ sangat berpengaruh terhadap penjadwalan (*scheduling*) dan *stock flow* harian, karena proses penyimpanan karbon harus dirancang seimbang antara jumlah CO₂ yang ditangkap per hari dan kapasitas alir injeksi harian maksimum. Jika CO₂ yang ditangkap lebih banyak daripada kapasitas injeksi harian yang tersedia, maka akan terjadi penumpukan (*stock build-up*) di fasilitas *buffer* (tangki penyimpanan darurat atau *intermediate*). Hal ini bisa menimbulkan risiko operasional dan finansial, seperti kebutuhan kapasitas penyimpanan sementara yang lebih besar, risiko pelepasan CO₂ (*venting*) jika sistem *overload*, dan gangguan pada sistem *upstream* (misalnya pembatasan operasi penangkapan di PLTU). Oleh karena itu, penjadwalan injeksi harian (*daily injection schedule*) harus disusun berdasarkan *forecast* CO₂ harian dari sumber emisi, kapasitas maksimal injeksi per sumur per hari, kapasitas formasi dan tekanan aktual dalam sumur, dan kondisi teknis dan *maintenance* sistem. Namun, dalam

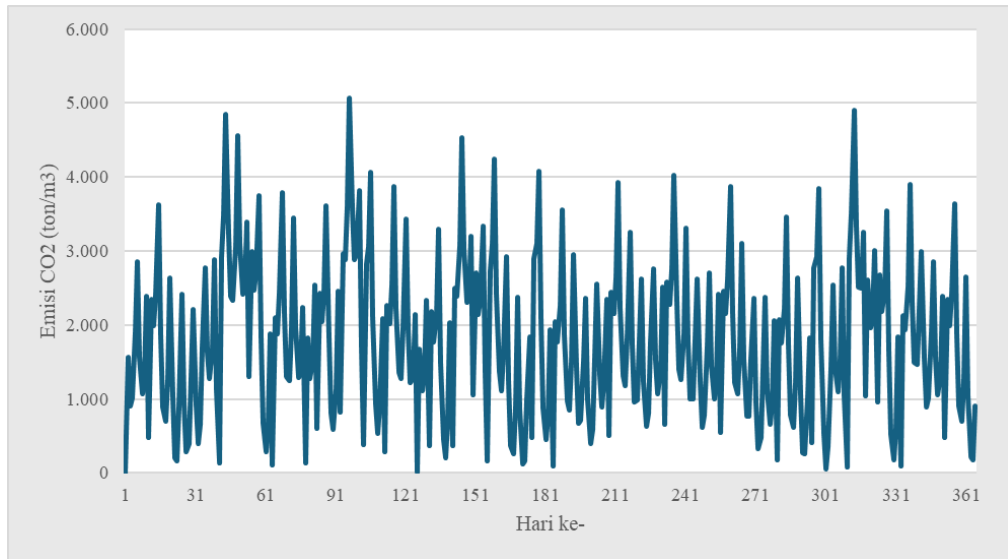
penelitian Tugas Akhir ini tidak mempertimbangkan faktor eksternal seperti kondisi tekanan dan volume formasi geologi.

Variabel yang menjadi nilai input dari stok adalah jumlah emisi CO₂ yang dikirim dari setiap PLTU menuju setiap *offshore platform*. Produksi dari emisi CO₂ terjadi setiap harinya dengan *rate* yang sama untuk masing-masing PLTU. Sementara variabel yang menjadi nilai output dari stok adalah *flow rate* injeksi dari emisi CO₂ pada setiap *offshore platform* menuju geologi dasar laut. Berikut adalah diagram yang menunjukkan *stock flow* dari *buffer tank* pada masing-masing titik *offshore platform*.



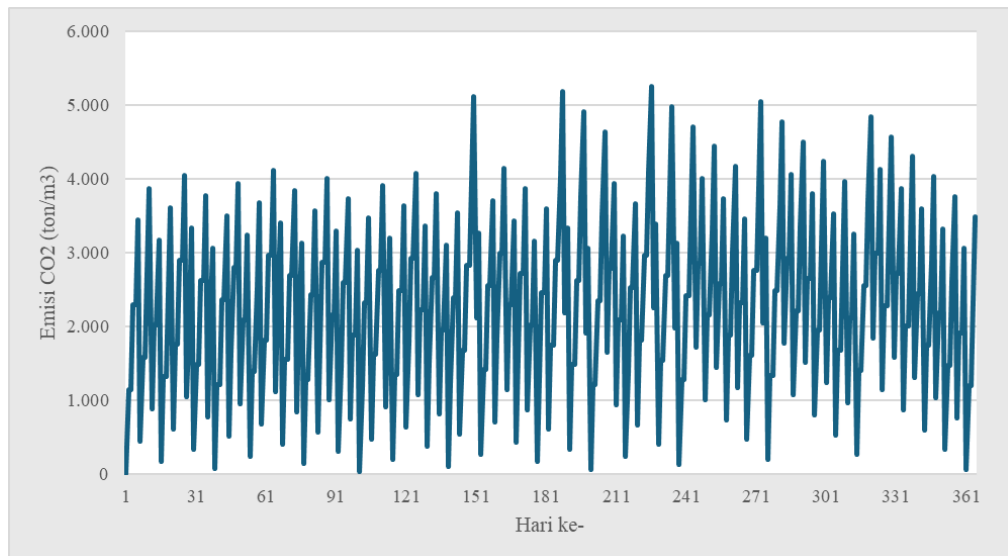
Gambar 4.17 *Stock Flow* pada *Offshore Platform A*

Diagram tersebut menunjukkan *stock flow* pada *offshore platform e A* dalam satu tahun. Kapasitas *buffer tank* pada titik *Offshore A* adalah sebesar 8.125 m³. Sementara muatan maksimum adalah sebesar 7.965 m³. Hal ini berarti kapasitas *buffer tank* mampu mengakomodir kebutuhan harian injeksi tanpa melebihi kapasitas tanki. Adapun rata-rata utilitas dari penyimpanan *buffer tank* dalam satu tahun pada titik *offshore platform A* adalah sebesar 43,41%.



Gambar 4.18 *Stock Flow* pada *Offshore Platform B*

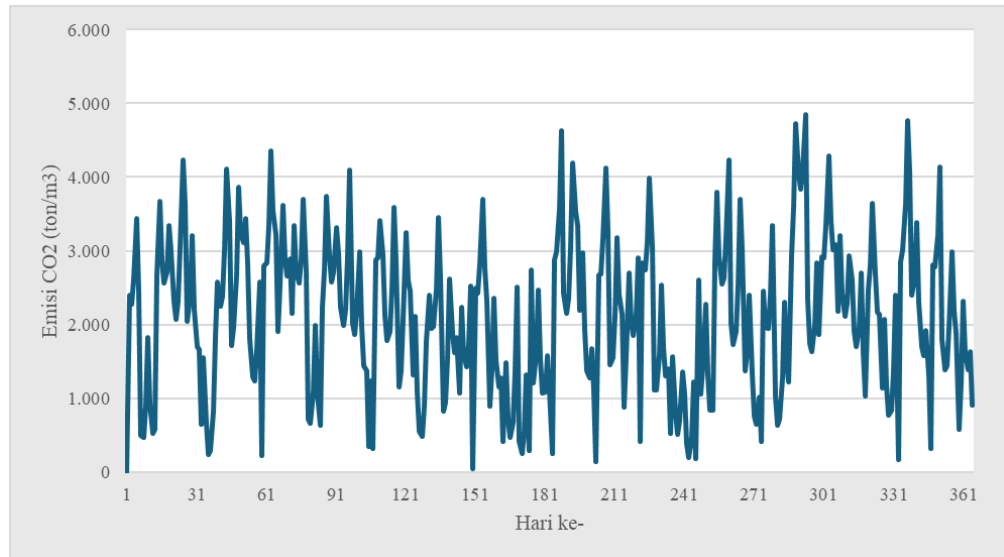
Diagram tersebut menunjukkan *stock flow* pada *offshore platform B* dalam satu tahun. Kapasitas *buffer tank* pada titik *Offshsore B* adalah sebesar 5.625 m^3 . Sementara muatan maksimum adalah sebesar 5.072 m^3 . Hal ini berarti kapasitas *buffer tank* mampu mengakomodir kebutuhan harian injeksi tanpa melebihi kapasitas tanki. Adapun rata-rata utilitas dari penyimpanan *buffer tank* dalam satu tahun pada titik *offshore platform Offshsore B* adalah sebesar 35,63%.



Gambar 4.19 *Stock Flow* pada *Offshore Platform Offshore C*

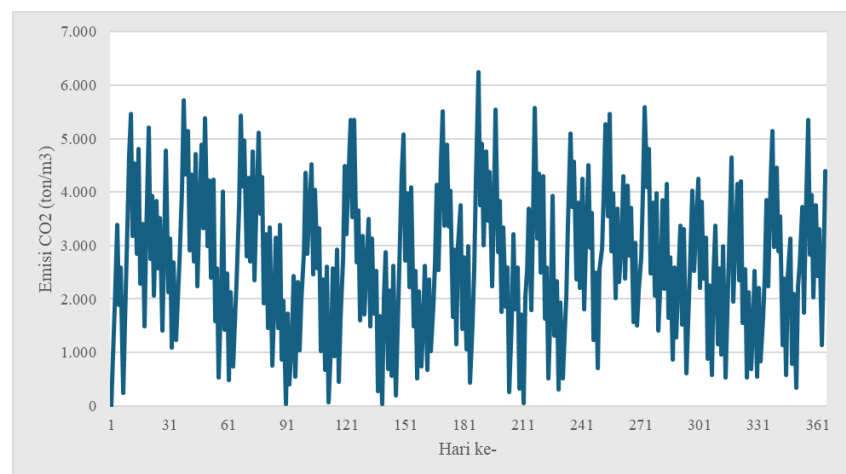
Diagram tersebut menunjukkan *stock flow* pada *offshore platform C* dalam satu tahun. Kapasitas *buffer tank* pada titik *Offshore C* adalah sebesar 8.125 m^3 . Sementara muatan

maksimum adalah sebesar 5.250 m^3 . Hal ini berarti kapasitas *buffer tank* mampu mengakomodir kebutuhan harian injeksi tanpa melebihi kapasitas tanki. Adapun rata-rata utilitas dari penyimpanan *buffer tank* dalam satu tahun pada titik offshore platform *Offshore C* adalah sebesar 43,68%.



Gambar 4.20 *Stock Flow* pada *Offshore Platform D*

Diagram tersebut menunjukkan *stock flow* pada *offshore platform D* dalam satu tahun. Kapasitas *buffer tank* pada titik *Offshore D* adalah sebesar $5. \text{ m}^3$. Sementara muatan maksimum adalah sebesar 4.847 m^3 . Hal ini berarti kapasitas *buffer tank* mampu mengakomodir kebutuhan harian injeksi tanpa melebihi kapasitas tanki. Adapun rata-rata utilitas dari penyimpanan *buffer tank* dalam satu tahun pada titik *offshore platform Offshore D* adalah sebesar 58,50%.



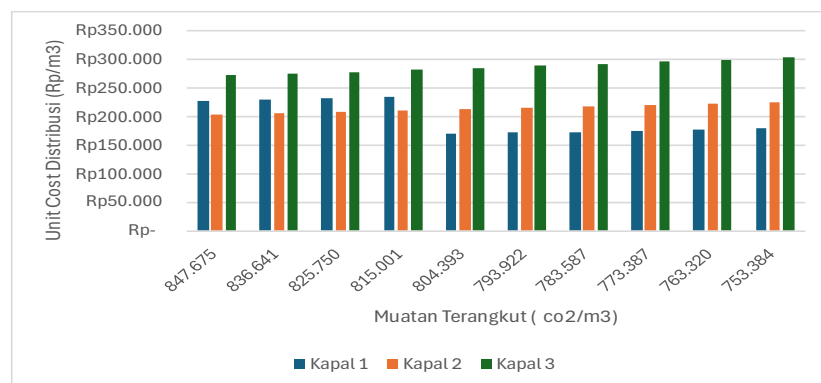
Gambar 4.21 *Stock Flow* pada *Offshore Platform E*

Diagram tersebut menunjukkan *stock flow* pada *offshore platform Offshore E* dalam satu tahun. Kapasitas *buffer tank* pada titik *Offshore E* adalah sebesar 6.250 m³. Sementara muatan maksimum adalah sebesar 6.250 m³. Hal ini berarti kapasitas *buffer tank* mampu mengakomodir kebutuhan harian injeksi tanpa melebihi kapasitas tanki. Adapun rata-rata utilitas dari penyimpanan *buffer tank* dalam satu tahun pada titik *offshore platform Offshore E* adalah sebesar 45,67%.

4.9 Analisis Sensitivitas

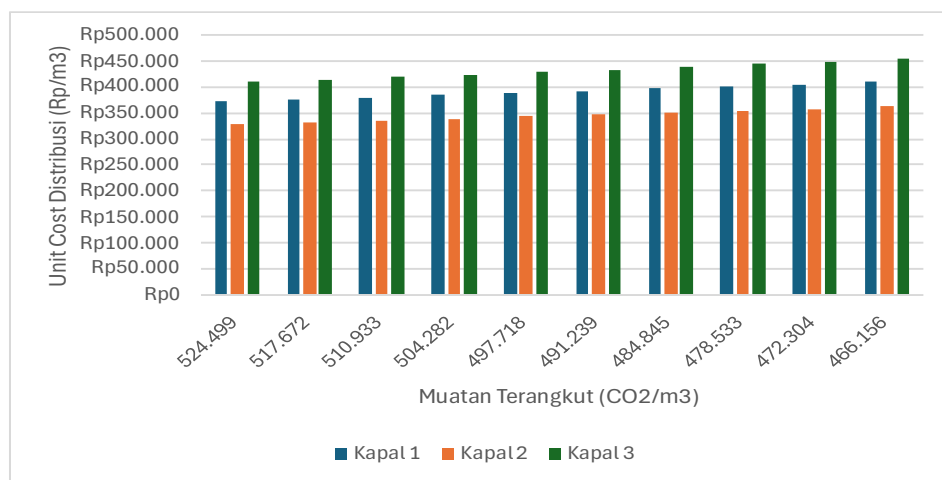
Setelah dilakukan analisis penjadwalan pengiriman CO₂ dari masing-masing sumber menuju offshore platform, tahap selanjutnya adalah melakukan analisis sensitivitas terhadap parameter utama yang memengaruhi biaya distribusi, yaitu volume muatan CO₂ yang diangkut. Analisis sensitivitas merupakan pendekatan yang digunakan untuk menilai dampak perubahan variabel input terhadap hasil akhir model, dalam hal ini adalah perubahan volume muatan terhadap biaya satuan distribusi CO₂ (unit cost). Tujuan dari analisis ini adalah untuk mengetahui sejauh mana performa logistik masih efisien ketika terjadi fluktuasi operasional, misalnya ketika muatan CO₂ yang tersedia lebih sedikit dari kondisi optimal. Dalam konteks penelitian ini, analisis sensitivitas dilakukan dengan memvariasikan total muatan CO₂ dari setiap pembangkit dalam beberapa skenario, kemudian menghitung perubahan biaya distribusi CO₂/m³ untuk masing-masing jenis kapal. Evaluasi ini memberikan informasi tambahan.

Mengenai stabilitas keputusan logistik, serta memetakan titik-titik kritis di mana efisiensi kapal dapat berubah akibat perubahan kondisi lapangan. Dengan demikian, analisis sensitivitas ini melengkapi hasil penjadwalan sebelumnya, dan memberikan dasar pertimbangan yang lebih komprehensif untuk pemilihan moda distribusi CO₂ yang optimal di berbagai skenario operasional.



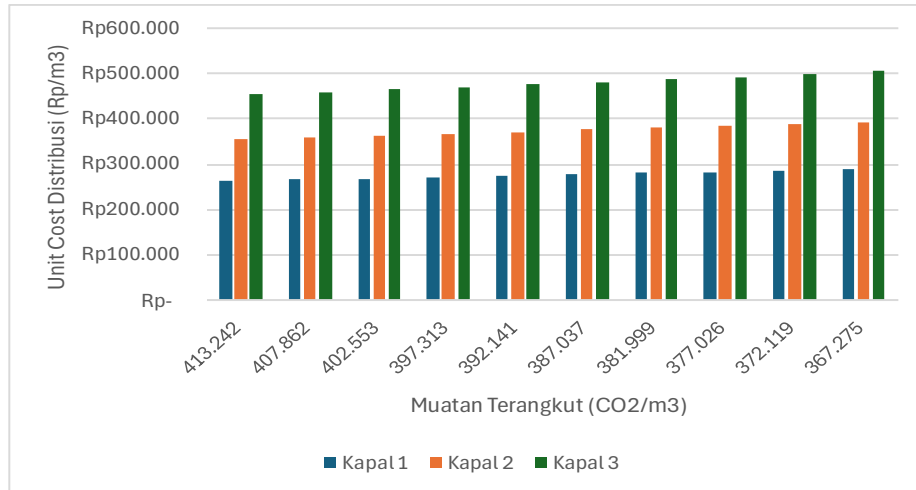
Gambar 4.22 Analisis Sensitivitas pasa PLTU Suralaya

Analisis sensitivitas dilakukan terhadap variasi volume muatan CO₂ dari PLTU Suralaya, mulai dari 847.675 m³ hingga 753.384 m³. Tiga jenis kapal digunakan untuk mensimulasikan perubahan biaya distribusi per m³. Hasil analisis menunjukkan bahwa pada volume muatan yang lebih besar, Kapal 2 memberikan biaya satuan paling rendah. Namun, terjadi perubahan efisiensi biaya saat muatan menurun hingga sekitar 804.000 m³, di mana Kapal 1 menjadi lebih ekonomis dibandingkan Kapal 2. Perubahan ini menunjukkan bahwa pemilihan kapal tidak bersifat tetap, tetapi dapat berubah tergantung pada jumlah muatan aktual yang dapat diangkut. Oleh karena itu, perencanaan distribusi dari PLTU Suralaya perlu mempertimbangkan skenario fluktuasi volume untuk memilih opsi transportasi yang paling efisien.



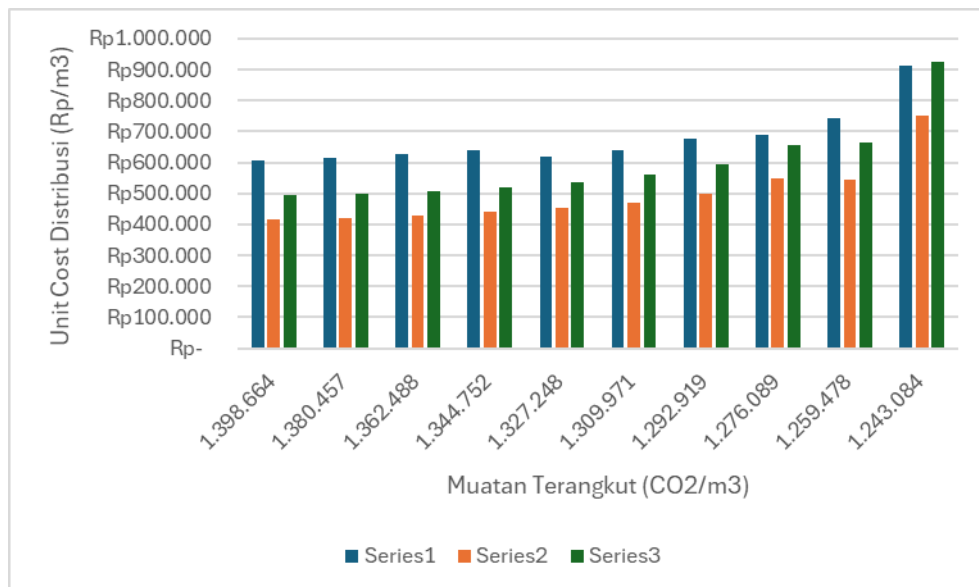
Gambar 4.23 Analisis Sensitivitas PLTU Indramayu

Pada PLTU Indramayu, sensitivitas biaya unit dianalisis terhadap penurunan volume muatan dari 524.499 m³ hingga 466.156 m³. Hasil grafik menunjukkan bahwa Kapal 2 secara konsisten memberikan biaya satuan distribusi terendah dalam seluruh skenario. Kapal 1 dan Kapal 3 selalu berada di atasnya tanpa terjadi perubahan peringkat efisiensi antar kapal. Dengan demikian, Kapal 2 menjadi pilihan paling ekonomis untuk distribusi CO₂ dari PLTU Indramayu.



Gambar 4.24 Analisis Sensitivitas PLTGU Tambak Lorok

Pada PLTGU Tambak Lorok, analisis dilakukan terhadap variasi muatan dari 413.242 m³ hingga 359.725 m³. Grafik memperlihatkan bahwa Kapal 1 menunjukkan biaya satuan terendah secara konsisten, diikuti oleh Kapal 2 dan Kapal 3. Tidak terdapat perubahan urutan efisiensi antar kapal. Hal ini menunjukkan bahwa Kapal 1 merupakan moda transportasi paling efisien untuk PLTGU Tambak Lorok dalam berbagai skenario volume.



Gambar 4.25 Analisis Sensitivitas PLTU Tanjung Jati B

PLTU Tanjung Jati B, skenario sensitivitas dilakukan pada rentang muatan antara 1.398.664 m³ hingga 1.243.084 m³. Hasil analisis menunjukkan bahwa Kapal 2 tetap menjadi kapal dengan biaya distribusi terendah, diikuti oleh Kapal 3 dan Kapal 1. Meskipun terjadi

peningkatan biaya satuan pada semua kapal seiring penurunan muatan, urutan efisiensi tidak mengalami perubahan.

Secara umum, hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa semakin sedikit muatan yang diangkut, maka biaya unit distribusi akan meningkat. Hal ini terjadi karena muatan berfungsi sebagai pembagi dalam total biaya transportasi. Semakin kecil nilai pembaginya, maka semakin besar biaya satuan yang dihasilkan. Namun demikian, PLTU Suralaya menunjukkan hasil yang berbeda. Terdapat perubahan kapal dengan biaya unit paling rendah akibat penurunan volume muatan, di mana Kapal 1 menjadi lebih ekonomis dibanding Kapal 2. Kondisi ini mengindikasikan bahwa perubahan volume muatan tidak hanya memengaruhi nilai biaya unit, tetapi juga dapat mengubah jenis kapal yang paling efisien secara biaya. Oleh karena itu, analisis sensitivitas ini menjadi penting untuk memastikan bahwa keputusan logistik tidak hanya mempertimbangkan biaya pada kondisi optimal, tetapi juga pada skenario volume yang lebih rendah atau tidak ideal

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, maka kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan kondisi eksisting, potensi emisi CO₂ yang dapat dikirimkan diambil dari PLTU yang ada di Indonesia. Terdapat empat titik dengan masing-masing produksi di tahun 2025 sebagai berikut: PLTU Suralaya sebesar 917.004 m³, PLTU Indramayu sebesar 567.396 m³, PLTGU Tambak Lorok sebesar 447.040 m³, dan PLTU Tanjung Jati B sebesar 1.513.057 m³.
2. Pola distribusi untuk PLTU Suralaya dilakukan dengan menggunakan Kapal 2 berukuran 7.500 DWT menuju *Offshore A* sebesar 100% dengan pola operasi *direct*. PLTU Indramayu menggunakan Kapal 2 berukuran 7.500 DWT ke tiga *offshore platform*, yaitu *Offshore B* (50%), *Offshore D* (31%), dan *Offshore E* (19%) dengan pola *multi-port*. PLTGU Tambak Lorok menggunakan Kapal 1 berukuran 1.450 DWT ke *Offshore D* (100%) dengan pola *direct*. Sedangkan PLTU Tanjung Jati B menggunakan Kapal 2 berukuran 7.500 DWT ke *Offshore C* (55%) dan *Offshore E* (45%), dengan pola *direct*. Seluruh skema distribusi ini didukung oleh infrastruktur seperti *buffer tank*, pompa bertekanan tinggi, *flexible hose*, pipa transfer, *subsea manifold*, serta fasilitas pemuatan seperti *Single Buoy Mooring* (SBM).
3. Total biaya yang dibutuhkan untuk implementasi teknologi CCS pada pembangkit listrik dan *offshore platform* mencapai Rp11.081.330.867.430. Jika dibandingkan dengan total pajak karbon Indonesia saat ini sebesar Rp585.356.213.948, maka implementasi CCS masih tergolong jauh lebih mahal. Dalam konteks kebijakan yang berlaku saat ini, membayar pajak karbon menjadi pilihan yang lebih ekonomis. Namun, apabila tarif pajak karbon dinaikkan hingga setara dengan standar Norwegia (sekitar Rp2,8 juta per m³ CO₂), maka total pajak yang harus dibayarkan akan mencapai Rp38.549.181.971.796, menjadikan CCS sebagai opsi yang lebih layak secara ekonomi. Kondisi ini menunjukkan bahwa kelayakan penerapan CCS sangat bergantung pada arah kebijakan harga karbon di Indonesia ke depan.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, terdapat saran yang dapat diberikan oleh penulis, yaitu:

1. Pada penelitian selanjutnya dapat melakukan perbandingan penggunaan pipa sebagai alat distribusi emisi CO₂.

DAFTAR PUSTAKA

- Andersen, M. (2025, Maret 14). *LCO2 carrier design developed by Shell and Brevik Engineeringa*. Diambil kembali dari DNV: <https://www.dnv.com/news/dnv-awards-approval-in-principle-for-lco2-carrier-design-developed-by-shell-and-brevik-engineering>
- Bachtiar, R., & Andriana, V. (2024). *Indonesian's Carbon Captur Storage Regulatory Overview: Presidential Regulation No. 14 of 2024*. Diambil kembali dari Arma Law: <https://www.arma-law.com/news-event/newsflash/indonesias-carbon-capture-storage-regulatory-overview-presidential-regulation-no-14-of-2024>
- Bachu, S. (2008). CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *Progress in Energy and Combustion Science*, 254-273.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2012). *Floating Structures: Design, Construction and Innovatio*. Elsevier.
- Beckwith, J. (2020). Reusing Offshore Oil and Gas Infrastructure for CCS Projects. *Offshore Engineer Magazine*.
- Benson, S. M., & Cole, D. R. (2008). CO₂ Sequestration in Deep Sedimentary Formations. *Elements*, 325-331.
- Bowersox, D. J., Closs, D. J., & Bixby, C. M. (2013). *Supply Chain Logistics Management*. Mc Graw Hill.
- CESG Unair. (2024). *Studi Keekonomian dan Analisis Daya Saing Implementasi Penyelenggaraan Carbon Storage pada Sektor Hulu Migas di Indonesia*. Universitas Airlangga.
- Chong, E., & Zak, S. (2013). *An Introduction to Optimization*. Wiley.
- Global CCS Institute. (2025). *Global Status of CCS 2024*. Global CCS Institute.
- IEA. (2022). *Cleas Energy Technology Innovation*. IEA.
- Kemenkeu. (2021). Diambil kembali dari Kementerian Keuangan: <https://www.kemenkeu.go.id/home>
- Kementerian ESDM. (2022, Febuari 18). *Masa Transisi Energi Menuju Net Zero Emission*. Diambil kembali dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral: <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/masa-transisi-energi-menuju-net-zero-emission>
- Lisowski, J. (2018). OPTIMIZATION METHODS IN MARITIME TRANSPORT AND LOGISTICS. *Polish Maritime Research* 4, 30-38.
- Metz, D., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2018). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambrige University.

- Prasetya, H. E. (2021). Sistem Pengendalian Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Menggunakan Metode Plantwide Control. *Sistem Pengendalian Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Menggunakan Metode Plantwide Control. Jurnal Ilmiah Setrum*.
- Putri, A. D., Sasongko, N. A., & Yoesgiantoro, D. (2024). Carbon Capture Storage dan Carbon Capture Utilization Storage (CCS/CCUS) sebagai Solusi Transisi Energi Fosil di Indonesia. *Carbon Capture Storage dan Carbon Capture*, 191-203.
- Rushton, A., Croucher, P., & Baker, P. (2014). *The Handbook of Logistics and Distribution Management 5th Edition*. United Kingdom: The Chartered Institute of Logistics and Transport.
- Seo, Y., Huh, C., Lee, S., & Chang, D. (2016). Comparison of CO₂ liquefaction pressures for ship-based carbon capture and storage (CCS) chain. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1-12.
- Shafiee, M., Patriksson, M., Strömberg, A.-B., & Bertling, L. (2009). Optimization of inspection and repair schedules for offshore wind farms. *Wind Engineering*, 327-343.
- Stewart, J., & Hazeldine, R. S. (2021). Decarbonising offshore infrastructure: Potential for CO₂ storage at oil & gas fields. *International Journal of Greenhouse Gas Control*.
- Sudarsono, Sisworo, R. R., & Utomo, A. S. (2024). Steam Power Plant's Loads and Efficiency of the Subcritical Pulverized Coal Boiler: A Case in Kendari City. *Engineering Hardway*, 61-68.
- Ticoalu, A. a. (2020). Perbandingan Pemilihan Moda Transportasi Laut Perahu Taksi dan Kapal Ferri (Studi Kasus: Bitung-Lembeh). *Jurnal Sipil Statik*, 580-581.
- Toth, P., & Vigo, D. (2014). *Vehicle Routing Problems, Methods, and Applications Second Edition*. Society for Industrial and Applied Mathematics Philadelphia.
- Wijnolst, N., & Wegeland, T. (2009). *Shipping Innovation*. New York: IOS Press.
- Wuri, R. L. (2024, Januari 23). *Indonesia Bidik CCS, Potensi Penyimpanan Karbon 600 Gigaton*. Diambil kembali dari Katadata: <https://katadata.co.id/ekonomi-hijau/ekonomi-sirkular/65afbd1eb3e0c/indonesia-bidik-ccs-potensi-penyimpanan-karbon-600-gigaton>

LAMPIRAN

Lampiran 1. Stock Flow Offshore Platform Offshore A

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
1	0	0	0
2	0	0	0
3	7.455	3.000	4.455
4	4.455	3.000	1.455
5	1.455	0	1.455
6	8.910	3.000	5.910
7	5.910	3.000	2.910
8	2.910	0	2.910
9	10.365	3.000	7.365
10	7.365	3.000	4.365
11	4.365	3.000	1.365
12	8.820	3.000	5.820
13	5.820	3.000	2.820
14	2.820	0	2.820
15	10.275	3.000	7.275
16	7.275	3.000	4.275
17	4.275	3.000	1.275
18	8.730	3.000	5.730
19	5.730	3.000	2.730
20	2.730	0	2.730
21	10.185	3.000	7.185
22	7.185	3.000	4.185
23	4.185	3.000	1.185
24	8.640	3.000	5.640
25	5.640	3.000	2.640
26	2.640	0	2.640
27	10.095	3.000	7.095
28	7.095	3.000	4.095
29	4.095	3.000	1.095
30	8.550	3.000	5.550
31	5.550	3.000	2.550
32	2.550	0	2.550
33	10.005	3.000	7.005
34	7.005	3.000	4.005
35	4.005	3.000	1.005
36	8.460	3.000	5.460
37	5.460	3.000	2.460
38	2.460	0	2.460
39	9.915	3.000	6.915
40	6.915	3.000	3.915

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
41	3.915	3.000	915
42	8.370	3.000	5.370
43	5.370	3.000	2.370
44	2.370	0	2.370
45	9.825	3.000	6.825
46	6.825	3.000	3.825
47	3.825	3.000	825
48	8.280	3.000	5.280
49	5.280	3.000	2.280
50	2.280	0	2.280
51	9.735	3.000	6.735
52	6.735	3.000	3.735
53	3.735	3.000	735
54	8.190	3.000	5.190
55	5.190	3.000	2.190
56	2.190	0	2.190
57	9.645	3.000	6.645
58	6.645	3.000	3.645
59	3.645	3.000	645
60	8.100	3.000	5.100
61	5.100	3.000	2.100
62	2.100	0	2.100
63	9.555	3.000	6.555
64	6.555	3.000	3.555
65	3.555	3.000	555
66	8.010	3.000	5.010
67	5.010	3.000	2.010
68	2.010	0	2.010
69	9.465	3.000	6.465
70	6.465	3.000	3.465
71	3.465	3.000	465
72	7.920	3.000	4.920
73	4.920	3.000	1.920
74	1.920	0	1.920
75	9.375	3.000	6.375
76	6.375	3.000	3.375
77	3.375	3.000	375
78	7.830	3.000	4.830
79	4.830	3.000	1.830
80	1.830	0	1.830
81	9.285	3.000	6.285
82	6.285	3.000	3.285
83	3.285	3.000	285
84	7.740	3.000	4.740
85	4.740	3.000	1.740

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
86	1.740	0	1.740
87	9.195	3.000	6.195
88	6.195	3.000	3.195
89	3.195	3.000	195
90	7.650	3.000	4.650
91	4.650	3.000	1.650
92	9.105	3.000	6.105
93	6.105	3.000	3.105
94	3.105	3.000	105
95	7.560	3.000	4.560
96	4.560	3.000	1.560
97	1.560	0	1.560
98	9.015	3.000	6.015
99	6.015	3.000	3.015
100	3.015	3.000	15
101	7.470	3.000	4.470
102	4.470	3.000	1.470
103	1.470	0	1.470
104	8.925	3.000	5.925
105	5.925	3.000	2.925
106	2.925	0	2.925
107	10.380	3.000	7.380
108	7.380	3.000	4.380
109	4.380	3.000	1.380
110	8.835	3.000	5.835
111	5.835	3.000	2.835
112	2.835	0	2.835
113	10.290	3.000	7.290
114	7.290	3.000	4.290
115	4.290	3.000	1.290
116	8.745	3.000	5.745
117	5.745	3.000	2.745
118	2.745	0	2.745
119	10.200	3.000	7.200
120	7.200	3.000	4.200
121	4.200	3.000	1.200
122	8.655	3.000	5.655
123	5.655	3.000	2.655
124	2.655	0	2.655
125	10.110	3.000	7.110
126	7.110	3.000	4.110
127	4.110	3.000	1.110
128	8.565	3.000	5.565
129	5.565	3.000	2.565
130	2.565	0	2.565

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
131	10.020	3.000	7.020
132	7.020	3.000	4.020
133	4.020	3.000	1.020
134	8.475	3.000	5.475
135	5.475	3.000	2.475
136	2.475	0	2.475
137	9.930	3.000	6.930
138	6.930	3.000	3.930
139	3.930	3.000	930
140	8.385	3.000	5.385
141	5.385	3.000	2.385
142	2.385	0	2.385
143	9.840	3.000	6.840
144	6.840	3.000	3.840
145	3.840	3.000	840
146	8.295	3.000	5.295
147	5.295	3.000	2.295
148	2.295	0	2.295
149	9.750	3.000	6.750
150	6.750	3.000	3.750
151	3.750	3.000	750
152	8.205	3.000	5.205
153	5.205	3.000	2.205
154	2.205	0	2.205
155	9.660	3.000	6.660
156	6.660	3.000	3.660
157	3.660	3.000	660
158	8.115	3.000	5.115
159	5.115	3.000	2.115
160	2.115	0	2.115
161	9.570	3.000	6.570
162	6.570	3.000	3.570
163	3.570	3.000	570
164	8.025	3.000	5.025
165	5.025	3.000	2.025
166	2.025	0	2.025
167	9.480	3.000	6.480
168	6.480	3.000	3.480
169	3.480	3.000	480
170	7.935	3.000	4.935
171	4.935	3.000	1.935
172	1.935	0	1.935
173	9.390	3.000	6.390
174	6.390	3.000	3.390
175	3.390	3.000	390

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
176	7.845	3.000	4.845
177	4.845	3.000	1.845
178	1.845	0	1.845
179	9.300	3.000	6.300
180	6.300	3.000	3.300
181	3.300	3.000	300
182	7.755	3.000	4.755
183	4.755	3.000	1.755
184	9.210	3.000	6.210
185	6.210	3.000	3.210
186	3.210	3.000	210
187	7.665	3.000	4.665
188	4.665	3.000	1.665
189	1.665	0	1.665
190	9.120	3.000	6.120
191	6.120	3.000	3.120
192	3.120	3.000	120
193	7.575	3.000	4.575
194	4.575	3.000	1.575
195	1.575	0	1.575
196	9.030	3.000	6.030
197	6.030	3.000	3.030
198	3.030	3.000	30
199	7.485	3.000	4.485
200	4.485	3.000	1.485
201	1.485	0	1.485
202	8.940	3.000	5.940
203	5.940	3.000	2.940
204	2.940	0	2.940
205	10.395	3.000	7.395
206	7.395	3.000	4.395
207	4.395	3.000	1.395
208	8.850	3.000	5.850
209	5.850	3.000	2.850
210	2.850	0	2.850
211	10.305	3.000	7.305
212	7.305	3.000	4.305
213	4.305	3.000	1.305
214	8.760	3.000	5.760
215	5.760	3.000	2.760
216	2.760	0	2.760
217	10.215	3.000	7.215
218	7.215	3.000	4.215
219	4.215	3.000	1.215
220	8.670	3.000	5.670

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
221	5.670	3.000	2.670
222	2.670	0	2.670
223	10.125	3.000	7.125
224	7.125	3.000	4.125
225	4.125	3.000	1.125
226	8.580	3.000	5.580
227	5.580	3.000	2.580
228	2.580	0	2.580
229	10.035	3.000	7.035
230	7.035	3.000	4.035
231	4.035	3.000	1.035
232	8.490	3.000	5.490
233	5.490	3.000	2.490
234	2.490	0	2.490
235	9.945	3.000	6.945
236	6.945	3.000	3.945
237	3.945	3.000	945
238	8.400	3.000	5.400
239	5.400	3.000	2.400
240	2.400	0	2.400
241	9.855	3.000	6.855
242	6.855	3.000	3.855
243	3.855	3.000	855
244	8.310	3.000	5.310
245	5.310	3.000	2.310
246	2.310	0	2.310
247	9.765	3.000	6.765
248	6.765	3.000	3.765
249	3.765	3.000	765
250	8.220	3.000	5.220
251	5.220	3.000	2.220
252	2.220	0	2.220
253	9.675	3.000	6.675
254	6.675	3.000	3.675
255	3.675	3.000	675
256	8.130	3.000	5.130
257	5.130	3.000	2.130
258	2.130	0	2.130
259	9.585	3.000	6.585
260	6.585	3.000	3.585
261	3.585	3.000	585
262	8.040	3.000	5.040
263	5.040	3.000	2.040
264	2.040	0	2.040
265	9.495	3.000	6.495

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
266	6.495	3.000	3.495
267	3.495	3.000	495
268	7.950	3.000	4.950
269	4.950	3.000	1.950
270	1.950	0	1.950
271	9.405	3.000	6.405
272	6.405	3.000	3.405
273	10.860	3.000	7.860
274	7.860	3.000	4.860
275	4.860	3.000	1.860
276	9.315	3.000	6.315
277	6.315	3.000	3.315
278	3.315	3.000	315
279	7.770	3.000	4.770
280	4.770	3.000	1.770
281	1.770	0	1.770
282	9.225	3.000	6.225
283	6.225	3.000	3.225
284	3.225	3.000	225
285	7.680	3.000	4.680
286	4.680	3.000	1.680
287	1.680	0	1.680
288	9.135	3.000	6.135
289	6.135	3.000	3.135
290	3.135	3.000	135
291	7.590	3.000	4.590
292	4.590	3.000	1.590
293	1.590	0	1.590
294	9.045	3.000	6.045
295	6.045	3.000	3.045
296	3.045	3.000	45
297	7.500	3.000	4.500
298	4.500	3.000	1.500
299	1.500	0	1.500
300	8.955	3.000	5.955
301	5.955	3.000	2.955
302	2.955	0	2.955
303	10.410	3.000	7.410
304	7.410	3.000	4.410
305	4.410	3.000	1.410
306	8.865	3.000	5.865
307	5.865	3.000	2.865
308	2.865	0	2.865
309	10.320	3.000	7.320
310	7.320	3.000	4.320

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
311	4.320	3.000	1.320
312	8.775	3.000	5.775
313	5.775	3.000	2.775
314	2.775	0	2.775
315	10.230	3.000	7.230
316	7.230	3.000	4.230
317	4.230	3.000	1.230
318	8.685	3.000	5.685
319	5.685	3.000	2.685
320	2.685	0	2.685
321	10.140	3.000	7.140
322	7.140	3.000	4.140
323	4.140	3.000	1.140
324	8.595	3.000	5.595
325	5.595	3.000	2.595
326	2.595	0	2.595
327	10.050	3.000	7.050
328	7.050	3.000	4.050
329	4.050	3.000	1.050
330	8.505	3.000	5.505
331	5.505	3.000	2.505
332	2.505	0	2.505
333	9.960	3.000	6.960
334	6.960	3.000	3.960
335	3.960	3.000	960
336	8.415	3.000	5.415
337	5.415	3.000	2.415
338	2.415	0	2.415
339	9.870	3.000	6.870
340	6.870	3.000	3.870
341	3.870	3.000	870
342	8.325	3.000	5.325
343	5.325	3.000	2.325
344	2.325	0	2.325
345	9.780	3.000	6.780
346	6.780	3.000	3.780
347	3.780	3.000	780
348	8.235	3.000	5.235
349	5.235	3.000	2.235
350	2.235	0	2.235
351	9.690	3.000	6.690
352	6.690	3.000	3.690
353	3.690	3.000	690
354	8.145	3.000	5.145
355	5.145	3.000	2.145

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
356	2.145	0	2.145
357	9.600	3.000	6.600
358	6.600	3.000	3.600
359	3.600	3.000	600
360	8.055	3.000	5.055
361	5.055	3.000	2.055
362	2.055	0	2.055
363	9.510	3.000	6.510
364	6.510	3.000	3.510
365	10.965	3.000	7.965

Lampiran 2. Stock Flow Offshore Platform Offshore B

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
1	1.560	0	1.560
2	3.900	3.000	900
3	4.020	3.000	1.020
4	4.920	3.000	1.920
5	2.854	0	2.854
6	4.568	3.000	1.568
7	4.062	3.000	1.062
8	4.336	3.000	1.336
9	5.390	3.000	2.390
10	3.478	3.000	478
11	2.346	0	2.346
12	4.994	3.000	1.994
13	5.422	3.000	2.422
14	6.630	3.000	3.630
15	4.871	3.000	1.871
16	3.892	3.000	892
17	3.693	3.000	693
18	4.274	3.000	1.274
19	5.635	3.000	2.635
20	4.030	3.000	1.030
21	3.205	3.000	205
22	3.160	3.000	160
23	3.895	3.000	895
24	5.410	3.000	2.410
25	3.959	3.000	959
26	3.288	3.000	288
27	3.397	3.000	397
28	4.286	3.000	1.286
29	2.209	0	2.209
30	3.912	3.000	912
31	3.395	3.000	395
32	3.658	3.000	658
33	4.701	3.000	1.701
34	2.778	0	2.778
35	4.635	3.000	1.635
36	4.272	3.000	1.272
37	4.689	3.000	1.689
38	5.886	3.000	2.886
39	4.117	3.000	1.117
40	3.128	3.000	128
41	2.919	0	2.919

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
42	6.490	3.000	3.490
43	7.841	3.000	4.841
44	6.225	3.000	3.225
45	5.389	3.000	2.389
46	5.333	3.000	2.333
47	6.057	3.000	3.057
48	7.561	3.000	4.561
49	6.099	3.000	3.099
50	5.417	3.000	2.417
51	5.515	3.000	2.515
52	6.393	3.000	3.393
53	4.305	3.000	1.305
54	2.997	0	2.997
55	5.469	3.000	2.469
56	5.721	3.000	2.721
57	6.753	3.000	3.753
58	4.819	3.000	1.819
59	3.665	3.000	665
60	3.291	3.000	291
61	3.697	3.000	697
62	4.883	3.000	1.883
63	3.103	3.000	103
64	2.103	0	2.103
65	4.883	3.000	1.883
66	5.443	3.000	2.443
67	6.783	3.000	3.783
68	5.156	3.000	2.156
69	4.309	3.000	1.309
70	4.242	3.000	1.242
71	4.955	3.000	1.955
72	6.448	3.000	3.448
73	4.975	3.000	1.975
74	4.282	3.000	1.282
75	4.369	3.000	1.369
76	5.236	3.000	2.236
77	3.137	3.000	137
78	1.818	0	1.818
79	4.279	3.000	1.279
80	4.520	3.000	1.520
81	5.541	3.000	2.541
82	3.596	3.000	596
83	2.431	0	2.431
84	5.046	3.000	2.046
85	5.441	3.000	2.441
86	6.616	3.000	3.616

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
87	4.825	3.000	1.825
88	3.814	3.000	814
89	3.583	3.000	583
90	4.132	3.000	1.132
91	5.461	3.000	2.461
92	3.824	3.000	824
93	2.966	0	2.966
94	5.888	3.000	2.888
95	6.590	3.000	3.590
96	8.072	3.000	5.072
97	6.588	3.000	3.588
98	5.884	3.000	2.884
99	5.960	3.000	2.960
100	6.816	3.000	3.816
101	4.706	3.000	1.706
102	3.376	3.000	376
103	2.826	0	2.826
104	6.056	3.000	3.056
105	7.066	3.000	4.066
106	5.110	3.000	2.110
107	3.934	3.000	934
108	3.538	3.000	538
109	3.922	3.000	922
110	5.086	3.000	2.086
111	3.284	3.000	284
112	2.262	0	2.262
113	5.020	3.000	2.020
114	5.558	3.000	2.558
115	6.876	3.000	3.876
116	5.228	3.000	2.228
117	4.360	3.000	1.360
118	4.272	3.000	1.272
119	4.964	3.000	1.964
120	6.436	3.000	3.436
121	4.941	3.000	1.941
122	4.226	3.000	1.226
123	4.291	3.000	1.291
124	5.136	3.000	2.136
125	3.015	3.000	15
126	1.674	0	1.674
127	4.113	3.000	1.113
128	4.332	3.000	1.332
129	5.331	3.000	2.331
130	3.364	3.000	364
131	2.177	0	2.177

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
132	4.770	3.000	1.770
133	5.143	3.000	2.143
134	6.296	3.000	3.296
135	4.483	3.000	1.483
136	3.450	3.000	450
137	3.197	3.000	197
138	3.724	3.000	724
139	5.031	3.000	2.031
140	3.372	3.000	372
141	2.493	0	2.493
142	5.394	3.000	2.394
143	6.075	3.000	3.075
144	7.536	3.000	4.536
145	6.030	3.000	3.030
146	5.304	3.000	2.304
147	5.358	3.000	2.358
148	6.192	3.000	3.192
149	4.060	3.000	1.060
150	2.708	0	2.708
151	5.136	3.000	2.136
152	5.344	3.000	2.344
153	6.332	3.000	3.332
154	4.354	3.000	1.354
155	3.156	3.000	156
156	2.738	0	2.738
157	6.100	3.000	3.100
158	7.242	3.000	4.242
159	5.418	3.000	2.418
160	4.374	3.000	1.374
161	4.110	3.000	1.110
162	4.626	3.000	1.626
163	5.922	3.000	2.922
164	4.252	3.000	1.252
165	3.362	3.000	362
166	3.252	3.000	252
167	3.922	3.000	922
168	5.372	3.000	2.372
169	3.856	3.000	856
170	3.120	3.000	120
171	3.164	3.000	164
172	3.988	3.000	988
173	1.845	0	1.845
174	3.482	3.000	482
175	2.899	0	2.899
176	6.096	3.000	3.096

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
177	7.073	3.000	4.073
178	5.084	3.000	2.084
179	3.875	3.000	875
180	3.446	3.000	446
181	3.797	3.000	797
182	4.928	3.000	1.928
183	3.093	3.000	93
184	2.038	0	2.038
185	4.763	3.000	1.763
186	5.268	3.000	2.268
187	6.553	3.000	3.553
188	4.872	3.000	1.872
189	3.971	3.000	971
190	3.850	3.000	850
191	4.509	3.000	1.509
192	5.948	3.000	2.948
193	4.421	3.000	1.421
194	3.674	3.000	674
195	3.707	3.000	707
196	4.520	3.000	1.520
197	2.366	0	2.366
198	3.992	3.000	992
199	3.398	3.000	398
200	3.584	3.000	584
201	4.550	3.000	1.550
202	2.550	0	2.550
203	4.330	3.000	1.330
204	3.890	3.000	890
205	4.230	3.000	1.230
206	5.350	3.000	2.350
207	3.504	3.000	504
208	2.438	0	2.438
209	5.152	3.000	2.152
210	5.646	3.000	2.646
211	6.920	3.000	3.920
212	5.228	3.000	2.228
213	4.316	3.000	1.316
214	4.184	3.000	1.184
215	4.832	3.000	1.832
216	6.260	3.000	3.260
217	4.722	3.000	1.722
218	3.964	3.000	964
219	3.986	3.000	986
220	4.788	3.000	1.788
221	2.624	0	2.624

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
222	4.240	3.000	1.240
223	3.636	3.000	636
224	3.812	3.000	812
225	4.768	3.000	1.768
226	2.757	0	2.757
227	4.526	3.000	1.526
228	4.075	3.000	1.075
229	4.404	3.000	1.404
230	5.513	3.000	2.513
231	3.656	3.000	656
232	2.579	0	2.579
233	5.282	3.000	2.282
234	5.765	3.000	2.765
235	7.028	3.000	4.028
236	5.325	3.000	2.325
237	4.402	3.000	1.402
238	4.259	3.000	1.259
239	4.896	3.000	1.896
240	6.313	3.000	3.313
241	4.764	3.000	1.764
242	3.995	3.000	995
243	4.006	3.000	1.006
244	4.797	3.000	1.797
245	2.622	0	2.622
246	4.227	3.000	1.227
247	3.612	3.000	612
248	3.777	3.000	777
249	4.722	3.000	1.722
250	2.700	0	2.700
251	4.458	3.000	1.458
252	3.996	3.000	996
253	4.314	3.000	1.314
254	5.412	3.000	2.412
255	3.544	3.000	544
256	2.456	0	2.456
257	5.148	3.000	2.148
258	5.620	3.000	2.620
259	6.872	3.000	3.872
260	5.158	3.000	2.158
261	4.224	3.000	1.224
262	4.070	3.000	1.070
263	4.696	3.000	1.696
264	6.102	3.000	3.102
265	4.542	3.000	1.542
266	3.762	3.000	762

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
267	3.762	3.000	762
268	4.542	3.000	1.542
269	2.356	0	2.356
270	3.950	3.000	950
271	3.324	3.000	324
272	3.478	3.000	478
273	4.412	3.000	1.412
274	2.380	0	2.380
275	4.128	3.000	1.128
276	3.656	3.000	656
277	3.964	3.000	964
278	5.052	3.000	2.052
279	3.173	3.000	173
280	2.074	0	2.074
281	4.755	3.000	1.755
282	5.216	3.000	2.216
283	6.457	3.000	3.457
284	4.732	3.000	1.732
285	3.787	3.000	787
286	3.622	3.000	622
287	4.237	3.000	1.237
288	5.632	3.000	2.632
289	4.061	3.000	1.061
290	3.270	3.000	270
291	3.259	3.000	259
292	4.028	3.000	1.028
293	1.831	0	1.831
294	3.414	3.000	414
295	2.777	0	2.777
296	5.920	3.000	2.920
297	6.843	3.000	3.843
298	4.800	3.000	1.800
299	3.537	3.000	537
300	3.054	3.000	54
301	3.351	3.000	351
302	4.428	3.000	1.428
303	2.538	0	2.538
304	4.428	3.000	1.428
305	4.098	3.000	1.098
306	4.548	3.000	1.548
307	5.778	3.000	2.778
308	4.042	3.000	1.042
309	3.086	3.000	86
310	2.910	0	2.910
311	6.514	3.000	3.514

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
312	7.898	3.000	4.898
313	6.316	3.000	3.316
314	5.514	3.000	2.514
315	5.492	3.000	2.492
316	6.250	3.000	3.250
317	4.042	3.000	1.042
318	2.614	0	2.614
319	4.966	3.000	1.966
320	5.098	3.000	2.098
321	6.010	3.000	3.010
322	3.956	3.000	956
323	2.682	0	2.682
324	5.188	3.000	2.188
325	5.474	3.000	2.474
326	6.540	3.000	3.540
327	4.640	3.000	1.640
328	3.519	3.000	519
329	3.178	3.000	178
330	3.617	3.000	617
331	4.836	3.000	1.836
332	3.089	3.000	89
333	2.122	0	2.122
334	4.935	3.000	1.935
335	5.528	3.000	2.528
336	6.901	3.000	3.901
337	5.308	3.000	2.308
338	4.495	3.000	1.495
339	4.462	3.000	1.462
340	5.209	3.000	2.209
341	2.990	0	2.990
342	4.551	3.000	1.551
343	3.892	3.000	892
344	4.013	3.000	1.013
345	4.914	3.000	1.914
346	2.849	0	2.849
347	4.564	3.000	1.564
348	4.059	3.000	1.059
349	4.334	3.000	1.334
350	5.389	3.000	2.389
351	3.478	3.000	478
352	2.347	0	2.347
353	4.996	3.000	1.996
354	5.425	3.000	2.425
355	6.634	3.000	3.634
356	4.876	3.000	1.876

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
357	3.898	3.000	898
358	3.700	3.000	700
359	4.282	3.000	1.282
360	5.644	3.000	2.644
361	4.040	3.000	1.040
362	3.216	3.000	216
363	3.172	3.000	172
364	3.908	3.000	908
365	1.560	0	1.560

Lampiran 3. Stock Flow Offshore Platform Offshore C

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
1	0	0	0
2	4.146	3.000	1.146
3	1.146	0	1.146
4	5.292	3.000	2.292
5	2.292	0	2.292
6	6.438	3.000	3.438
7	3.438	3.000	438
8	4.584	3.000	1.584
9	1.584	0	1.584
10	5.730	3.000	2.730
11	6.876	3.000	3.876
12	3.876	3.000	876
13	5.022	3.000	2.022
14	2.022	0	2.022
15	6.168	3.000	3.168
16	3.168	3.000	168
17	4.314	3.000	1.314
18	1.314	0	1.314
19	5.460	3.000	2.460
20	6.606	3.000	3.606
21	3.606	3.000	606
22	4.752	3.000	1.752
23	1.752	0	1.752
24	5.898	3.000	2.898
25	2.898	0	2.898
26	7.044	3.000	4.044
27	4.044	3.000	1.044
28	5.190	3.000	2.190
29	6.336	3.000	3.336
30	3.336	3.000	336
31	4.482	3.000	1.482
32	1.482	0	1.482
33	5.628	3.000	2.628
34	2.628	0	2.628
35	6.774	3.000	3.774
36	3.774	3.000	774
37	4.920	3.000	1.920
38	6.066	3.000	3.066
39	3.066	3.000	66
40	4.212	3.000	1.212
41	1.212	0	1.212

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
42	5.358	3.000	2.358
43	2.358	0	2.358
44	6.504	3.000	3.504
45	3.504	3.000	504
46	4.650	3.000	1.650
47	5.796	3.000	2.796
48	2.796	0	2.796
49	6.942	3.000	3.942
50	3.942	3.000	942
51	5.088	3.000	2.088
52	2.088	0	2.088
53	6.234	3.000	3.234
54	3.234	3.000	234
55	4.380	3.000	1.380
56	1.380	0	1.380
57	5.526	3.000	2.526
58	6.672	3.000	3.672
59	3.672	3.000	672
60	4.818	3.000	1.818
61	1.818	0	1.818
62	5.964	3.000	2.964
63	2.964	0	2.964
64	7.110	3.000	4.110
65	4.110	3.000	1.110
66	5.256	3.000	2.256
67	6.402	3.000	3.402
68	3.402	3.000	402
69	4.548	3.000	1.548
70	1.548	0	1.548
71	5.694	3.000	2.694
72	2.694	0	2.694
73	6.840	3.000	3.840
74	3.840	3.000	840
75	4.986	3.000	1.986
76	6.132	3.000	3.132
77	3.132	3.000	132
78	4.278	3.000	1.278
79	1.278	0	1.278
80	5.424	3.000	2.424
81	2.424	0	2.424
82	6.570	3.000	3.570
83	3.570	3.000	570
84	4.716	3.000	1.716
85	5.862	3.000	2.862
86	2.862	0	2.862

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
87	7.008	3.000	4.008
88	4.008	3.000	1.008
89	5.154	3.000	2.154
90	2.154	0	2.154
91	6.300	3.000	3.300
92	3.300	3.000	300
93	4.446	3.000	1.446
94	5.592	3.000	2.592
95	2.592	0	2.592
96	6.738	3.000	3.738
97	3.738	3.000	738
98	4.884	3.000	1.884
99	1.884	0	1.884
100	6.030	3.000	3.030
101	3.030	3.000	30
102	4.176	3.000	1.176
103	5.322	3.000	2.322
104	2.322	0	2.322
105	6.468	3.000	3.468
106	3.468	3.000	468
107	4.614	3.000	1.614
108	1.614	0	1.614
109	5.760	3.000	2.760
110	2.760	0	2.760
111	6.906	3.000	3.906
112	3.906	3.000	906
113	5.052	3.000	2.052
114	6.198	3.000	3.198
115	3.198	3.000	198
116	4.344	3.000	1.344
117	1.344	0	1.344
118	5.490	3.000	2.490
119	2.490	0	2.490
120	6.636	3.000	3.636
121	3.636	3.000	636
122	4.782	3.000	1.782
123	5.928	3.000	2.928
124	2.928	0	2.928
125	7.074	3.000	4.074
126	4.074	3.000	1.074
127	5.220	3.000	2.220
128	2.220	0	2.220
129	6.366	3.000	3.366
130	3.366	3.000	366
131	4.512	3.000	1.512

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
132	5.658	3.000	2.658
133	2.658	0	2.658
134	6.804	3.000	3.804
135	3.804	3.000	804
136	4.950	3.000	1.950
137	1.950	0	1.950
138	6.096	3.000	3.096
139	3.096	3.000	96
140	4.242	3.000	1.242
141	5.388	3.000	2.388
142	2.388	0	2.388
143	6.534	3.000	3.534
144	3.534	3.000	534
145	4.680	3.000	1.680
146	1.680	0	1.680
147	5.826	3.000	2.826
148	2.826	0	2.826
149	6.972	3.000	3.972
150	8.118	3.000	5.118
151	5.118	3.000	2.118
152	6.264	3.000	3.264
153	3.264	3.000	264
154	4.410	3.000	1.410
155	1.410	0	1.410
156	5.556	3.000	2.556
157	2.556	0	2.556
158	6.702	3.000	3.702
159	3.702	3.000	702
160	4.848	3.000	1.848
161	5.994	3.000	2.994
162	2.994	0	2.994
163	7.140	3.000	4.140
164	4.140	3.000	1.140
165	5.286	3.000	2.286
166	2.286	0	2.286
167	6.432	3.000	3.432
168	3.432	3.000	432
169	4.578	3.000	1.578
170	5.724	3.000	2.724
171	2.724	0	2.724
172	6.870	3.000	3.870
173	3.870	3.000	870
174	5.016	3.000	2.016
175	2.016	0	2.016
176	6.162	3.000	3.162

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
177	3.162	3.000	162
178	4.308	3.000	1.308
179	5.454	3.000	2.454
180	2.454	0	2.454
181	6.600	3.000	3.600
182	3.600	3.000	600
183	4.746	3.000	1.746
184	1.746	0	1.746
185	5.892	3.000	2.892
186	2.892	0	2.892
187	7.038	3.000	4.038
188	8.184	3.000	5.184
189	5.184	3.000	2.184
190	6.330	3.000	3.330
191	3.330	3.000	330
192	4.476	3.000	1.476
193	1.476	0	1.476
194	5.622	3.000	2.622
195	2.622	0	2.622
196	6.768	3.000	3.768
197	7.914	3.000	4.914
198	4.914	3.000	1.914
199	6.060	3.000	3.060
200	3.060	3.000	60
201	4.206	3.000	1.206
202	1.206	0	1.206
203	5.352	3.000	2.352
204	2.352	0	2.352
205	6.498	3.000	3.498
206	7.644	3.000	4.644
207	4.644	3.000	1.644
208	5.790	3.000	2.790
209	2.790	0	2.790
210	6.936	3.000	3.936
211	3.936	3.000	936
212	5.082	3.000	2.082
213	2.082	0	2.082
214	6.228	3.000	3.228
215	3.228	3.000	228
216	4.374	3.000	1.374
217	5.520	3.000	2.520
218	2.520	0	2.520
219	6.666	3.000	3.666
220	3.666	3.000	666
221	4.812	3.000	1.812

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
222	1.812	0	1.812
223	5.958	3.000	2.958
224	2.958	0	2.958
225	7.104	3.000	4.104
226	8.250	3.000	5.250
227	5.250	3.000	2.250
228	6.396	3.000	3.396
229	3.396	3.000	396
230	4.542	3.000	1.542
231	1.542	0	1.542
232	5.688	3.000	2.688
233	2.688	0	2.688
234	6.834	3.000	3.834
235	7.980	3.000	4.980
236	4.980	3.000	1.980
237	6.126	3.000	3.126
238	3.126	3.000	126
239	4.272	3.000	1.272
240	1.272	0	1.272
241	5.418	3.000	2.418
242	2.418	0	2.418
243	6.564	3.000	3.564
244	7.710	3.000	4.710
245	4.710	3.000	1.710
246	5.856	3.000	2.856
247	2.856	0	2.856
248	7.002	3.000	4.002
249	4.002	3.000	1.002
250	5.148	3.000	2.148
251	2.148	0	2.148
252	6.294	3.000	3.294
253	7.440	3.000	4.440
254	4.440	3.000	1.440
255	5.586	3.000	2.586
256	2.586	0	2.586
257	6.732	3.000	3.732
258	3.732	3.000	732
259	4.878	3.000	1.878
260	1.878	0	1.878
261	6.024	3.000	3.024
262	7.170	3.000	4.170
263	4.170	3.000	1.170
264	5.316	3.000	2.316
265	2.316	0	2.316
266	6.462	3.000	3.462

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
267	3.462	3.000	462
268	4.608	3.000	1.608
269	1.608	0	1.608
270	5.754	3.000	2.754
271	2.754	0	2.754
272	6.900	3.000	3.900
273	8.046	3.000	5.046
274	5.046	3.000	2.046
275	6.192	3.000	3.192
276	3.192	3.000	192
277	4.338	3.000	1.338
278	1.338	0	1.338
279	5.484	3.000	2.484
280	2.484	0	2.484
281	6.630	3.000	3.630
282	7.776	3.000	4.776
283	4.776	3.000	1.776
284	5.922	3.000	2.922
285	2.922	0	2.922
286	7.068	3.000	4.068
287	4.068	3.000	1.068
288	5.214	3.000	2.214
289	2.214	0	2.214
290	6.360	3.000	3.360
291	7.506	3.000	4.506
292	4.506	3.000	1.506
293	5.652	3.000	2.652
294	2.652	0	2.652
295	6.798	3.000	3.798
296	3.798	3.000	798
297	4.944	3.000	1.944
298	1.944	0	1.944
299	6.090	3.000	3.090
300	7.236	3.000	4.236
301	4.236	3.000	1.236
302	5.382	3.000	2.382
303	2.382	0	2.382
304	6.528	3.000	3.528
305	3.528	3.000	528
306	4.674	3.000	1.674
307	1.674	0	1.674
308	5.820	3.000	2.820
309	6.966	3.000	3.966
310	3.966	3.000	966
311	5.112	3.000	2.112

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
312	2.112	0	2.112
313	6.258	3.000	3.258
314	3.258	3.000	258
315	4.404	3.000	1.404
316	1.404	0	1.404
317	5.550	3.000	2.550
318	2.550	0	2.550
319	6.696	3.000	3.696
320	7.842	3.000	4.842
321	4.842	3.000	1.842
322	5.988	3.000	2.988
323	2.988	0	2.988
324	7.134	3.000	4.134
325	4.134	3.000	1.134
326	5.280	3.000	2.280
327	2.280	0	2.280
328	6.426	3.000	3.426
329	7.572	3.000	4.572
330	4.572	3.000	1.572
331	5.718	3.000	2.718
332	2.718	0	2.718
333	6.864	3.000	3.864
334	3.864	3.000	864
335	5.010	3.000	2.010
336	2.010	0	2.010
337	6.156	3.000	3.156
338	7.302	3.000	4.302
339	4.302	3.000	1.302
340	5.448	3.000	2.448
341	2.448	0	2.448
342	6.594	3.000	3.594
343	3.594	3.000	594
344	4.740	3.000	1.740
345	1.740	0	1.740
346	5.886	3.000	2.886
347	7.032	3.000	4.032
348	4.032	3.000	1.032
349	5.178	3.000	2.178
350	2.178	0	2.178
351	6.324	3.000	3.324
352	3.324	3.000	324
353	4.470	3.000	1.470
354	1.470	0	1.470
355	5.616	3.000	2.616
356	6.762	3.000	3.762

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
357	3.762	3.000	762
358	4.908	3.000	1.908
359	1.908	0	1.908
360	6.054	3.000	3.054
361	3.054	3.000	54
362	4.200	3.000	1.200
363	1.200	0	1.200
364	5.346	3.000	2.346
365	6.492	3.000	3.492

Lampiran 4. Stock Flow Offshore Platform Offshore D

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
1	0	0	0
2	2.397	0	2.397
3	5.270	3.000	2.270
4	5.618	3.000	2.618
5	6.441	3.000	3.441
6	5.457	3.000	2.457
7	3.501	3.000	501
8	3.467	3.000	467
9	3.908	3.000	908
10	4.825	3.000	1.825
11	3.935	3.000	935
12	3.520	3.000	520
13	3.580	3.000	580
14	2.668	0	2.668
15	6.678	3.000	3.678
16	5.881	3.000	2.881
17	5.560	3.000	2.560
18	5.714	3.000	2.714
19	6.343	3.000	3.343
20	6.000	3.000	3.000
21	5.297	3.000	2.297
22	5.069	3.000	2.069
23	5.316	3.000	2.316
24	6.039	3.000	3.039
25	7.237	3.000	4.237
26	6.628	3.000	3.628
27	5.047	3.000	2.047
28	5.388	3.000	2.388
29	6.204	3.000	3.204
30	5.213	3.000	2.213
31	4.697	3.000	1.697
32	4.657	3.000	1.657
33	3.645	3.000	645
34	4.555	3.000	1.555
35	3.658	3.000	658
36	3.236	3.000	236
37	3.289	3.000	289
38	3.818	3.000	818
39	4.822	3.000	1.822
40	2.572	0	2.572
41	5.244	3.000	2.244

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
42	5.391	3.000	2.391
43	6.013	3.000	3.013
44	7.110	3.000	4.110
45	6.400	3.000	3.400
46	4.719	3.000	1.719
47	4.960	3.000	1.960
48	5.676	3.000	2.676
49	6.867	3.000	3.867
50	6.251	3.000	3.251
51	6.110	3.000	3.110
52	6.444	3.000	3.444
53	5.807	3.000	2.807
54	4.810	3.000	1.810
55	4.288	3.000	1.288
56	4.241	3.000	1.241
57	4.669	3.000	1.669
58	5.572	3.000	2.572
59	3.221	3.000	221
60	2.792	0	2.792
61	5.839	3.000	2.839
62	6.361	3.000	3.361
63	7.358	3.000	4.358
64	6.548	3.000	3.548
65	6.213	3.000	3.213
66	4.906	3.000	1.906
67	5.522	3.000	2.522
68	6.613	3.000	3.613
69	5.897	3.000	2.897
70	5.656	3.000	2.656
71	5.890	3.000	2.890
72	5.152	3.000	2.152
73	6.336	3.000	3.336
74	5.713	3.000	2.713
75	5.566	3.000	2.566
76	5.894	3.000	2.894
77	6.697	3.000	3.697
78	5.693	3.000	2.693
79	3.717	3.000	717
80	3.663	3.000	663
81	4.085	3.000	1.085
82	4.982	3.000	1.982
83	4.072	3.000	1.072
84	3.637	3.000	637
85	2.230	0	2.230
86	5.745	3.000	2.745

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
87	6.735	3.000	3.735
88	5.918	3.000	2.918
89	5.577	3.000	2.577
90	5.711	3.000	2.711
91	6.320	3.000	3.320
92	5.957	3.000	2.957
93	5.234	3.000	2.234
94	4.986	3.000	1.986
95	5.213	3.000	2.213
96	5.916	3.000	2.916
97	7.094	3.000	4.094
98	5.018	3.000	2.018
99	4.864	3.000	1.864
100	5.185	3.000	2.185
101	5.981	3.000	2.981
102	4.970	3.000	1.970
103	4.434	3.000	1.434
104	4.374	3.000	1.374
105	3.342	3.000	342
106	4.232	3.000	1.232
107	3.315	3.000	315
108	2.873	0	2.873
109	5.906	3.000	2.906
110	6.415	3.000	3.415
111	5.952	3.000	2.952
112	5.129	3.000	2.129
113	4.781	3.000	1.781
114	4.908	3.000	1.908
115	5.510	3.000	2.510
116	6.587	3.000	3.587
117	5.857	3.000	2.857
118	4.156	3.000	1.156
119	4.377	3.000	1.377
120	5.073	3.000	2.073
121	6.244	3.000	3.244
122	5.608	3.000	2.608
123	5.447	3.000	2.447
124	4.315	3.000	1.315
125	5.105	3.000	2.105
126	4.088	3.000	1.088
127	3.546	3.000	546
128	3.479	3.000	479
129	3.887	3.000	887
130	4.770	3.000	1.770
131	2.399	0	2.399

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
132	4.951	3.000	1.951
133	4.978	3.000	1.978
134	5.480	3.000	2.480
135	6.457	3.000	3.457
136	5.627	3.000	2.627
137	3.825	3.000	825
138	3.945	3.000	945
139	4.541	3.000	1.541
140	5.612	3.000	2.612
141	4.876	3.000	1.876
142	4.615	3.000	1.615
143	4.829	3.000	1.829
144	4.071	3.000	1.071
145	5.236	3.000	2.236
146	4.593	3.000	1.593
147	4.426	3.000	1.426
148	4.734	3.000	1.734
149	5.517	3.000	2.517
150	3.046	3.000	46
151	2.497	0	2.497
152	5.423	3.000	2.423
153	5.825	3.000	2.825
154	6.702	3.000	3.702
155	5.772	3.000	2.772
156	5.317	3.000	2.317
157	3.890	3.000	890
158	4.385	3.000	1.385
159	5.355	3.000	2.355
160	4.518	3.000	1.518
161	4.157	3.000	1.157
162	4.271	3.000	1.271
163	3.413	3.000	413
164	4.477	3.000	1.477
165	3.734	3.000	734
166	3.466	3.000	466
167	3.673	3.000	673
168	4.356	3.000	1.356
169	5.514	3.000	2.514
170	3.418	3.000	418
171	3.244	3.000	244
172	3.545	3.000	545
173	4.321	3.000	1.321
174	3.290	3.000	290
175	2.735	0	2.735
176	4.208	3.000	1.208

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
177	4.603	3.000	1.603
178	5.473	3.000	2.473
179	4.536	3.000	1.536
180	4.074	3.000	1.074
181	4.087	3.000	1.087
182	4.576	3.000	1.576
183	4.093	3.000	1.093
184	3.250	3.000	250
185	2.882	0	2.882
186	5.989	3.000	2.989
187	6.571	3.000	3.571
188	7.629	3.000	4.629
189	5.432	3.000	2.432
190	5.158	3.000	2.158
191	5.359	3.000	2.359
192	6.035	3.000	3.035
193	7.186	3.000	4.186
194	6.530	3.000	3.530
195	6.349	3.000	3.349
196	5.197	3.000	2.197
197	5.967	3.000	2.967
198	4.930	3.000	1.930
199	4.368	3.000	1.368
200	4.281	3.000	1.281
201	4.669	3.000	1.669
202	4.085	3.000	1.085
203	3.141	3.000	141
204	2.673	0	2.673
205	5.680	3.000	2.680
206	6.162	3.000	3.162
207	7.119	3.000	4.119
208	6.269	3.000	3.269
209	4.447	3.000	1.447
210	4.547	3.000	1.547
211	5.123	3.000	2.123
212	6.174	3.000	3.174
213	5.418	3.000	2.418
214	5.137	3.000	2.137
215	3.884	3.000	884
216	4.553	3.000	1.553
217	5.698	3.000	2.698
218	5.036	3.000	2.036
219	4.849	3.000	1.849
220	5.137	3.000	2.137
221	5.900	3.000	2.900

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
222	3.409	3.000	409
223	2.840	0	2.840
224	5.746	3.000	2.746
225	6.128	3.000	3.128
226	6.985	3.000	3.985
227	6.035	3.000	3.035
228	4.113	3.000	1.113
229	4.113	3.000	1.113
230	4.588	3.000	1.588
231	5.539	3.000	2.539
232	4.682	3.000	1.682
233	4.301	3.000	1.301
234	4.395	3.000	1.395
235	3.517	3.000	517
236	4.561	3.000	1.561
237	3.798	3.000	798
238	3.510	3.000	510
239	3.698	3.000	698
240	4.361	3.000	1.361
241	4.052	3.000	1.052
242	3.383	3.000	383
243	3.189	3.000	189
244	3.470	3.000	470
245	4.226	3.000	1.226
246	3.175	3.000	175
247	2.600	0	2.600
248	4.053	3.000	1.053
249	4.428	3.000	1.428
250	5.278	3.000	2.278
251	4.321	3.000	1.321
252	3.839	3.000	839
253	3.832	3.000	832
254	2.854	0	2.854
255	6.798	3.000	3.798
256	5.935	3.000	2.935
257	5.547	3.000	2.547
258	5.634	3.000	2.634
259	6.196	3.000	3.196
260	7.234	3.000	4.234
261	5.018	3.000	2.018
262	4.724	3.000	1.724
263	4.905	3.000	1.905
264	5.561	3.000	2.561
265	6.692	3.000	3.692
266	6.016	3.000	3.016

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
267	4.368	3.000	1.368
268	4.643	3.000	1.643
269	5.393	3.000	2.393
270	4.336	3.000	1.336
271	3.754	3.000	754
272	3.647	3.000	647
273	4.015	3.000	1.015
274	3.411	3.000	411
275	2.447	0	2.447
276	4.959	3.000	1.959
277	4.946	3.000	1.946
278	5.408	3.000	2.408
279	6.345	3.000	3.345
280	4.028	3.000	1.028
281	3.633	3.000	633
282	3.714	3.000	714
283	4.270	3.000	1.270
284	5.301	3.000	2.301
285	4.525	3.000	1.525
286	4.224	3.000	1.224
287	2.951	0	2.951
288	6.600	3.000	3.600
289	7.725	3.000	4.725
290	7.043	3.000	4.043
291	6.836	3.000	3.836
292	7.104	3.000	4.104
293	7.847	3.000	4.847
294	5.336	3.000	2.336
295	4.747	3.000	1.747
296	4.633	3.000	1.633
297	4.995	3.000	1.995
298	5.832	3.000	2.832
299	4.862	3.000	1.862
300	2.920	0	2.920
301	5.900	3.000	2.900
302	6.355	3.000	3.355
303	7.286	3.000	4.286
304	6.409	3.000	3.409
305	6.008	3.000	3.008
306	6.082	3.000	3.082
307	5.184	3.000	2.184
308	6.208	3.000	3.208
309	5.425	3.000	2.425
310	5.117	3.000	2.117
311	5.285	3.000	2.285

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
312	5.928	3.000	2.928
313	5.599	3.000	2.599
314	4.910	3.000	1.910
315	4.696	3.000	1.696
316	4.957	3.000	1.957
317	5.693	3.000	2.693
318	4.622	3.000	1.622
319	4.027	3.000	1.027
320	2.460	0	2.460
321	5.815	3.000	2.815
322	6.645	3.000	3.645
323	5.668	3.000	2.668
324	5.166	3.000	2.166
325	5.140	3.000	2.140
326	4.142	3.000	1.142
327	5.066	3.000	2.066
328	4.183	3.000	1.183
329	3.775	3.000	775
330	3.842	3.000	842
331	4.384	3.000	1.384
332	5.402	3.000	2.402
333	3.166	3.000	166
334	2.852	0	2.852
335	6.013	3.000	3.013
336	6.649	3.000	3.649
337	7.760	3.000	4.760
338	7.064	3.000	4.064
339	5.396	3.000	2.396
340	5.651	3.000	2.651
341	6.381	3.000	3.381
342	5.304	3.000	2.304
343	4.702	3.000	1.702
344	4.575	3.000	1.575
345	4.923	3.000	1.923
346	4.300	3.000	1.300
347	3.316	3.000	316
348	2.808	0	2.808
349	5.775	3.000	2.775
350	6.217	3.000	3.217
351	7.134	3.000	4.134
352	4.797	3.000	1.797
353	4.382	3.000	1.382
354	4.443	3.000	1.443
355	4.979	3.000	1.979
356	5.990	3.000	2.990

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
357	5.194	3.000	2.194
358	4.873	3.000	1.873
359	3.580	3.000	580
360	4.209	3.000	1.209
361	5.314	3.000	2.314
362	4.612	3.000	1.612
363	4.385	3.000	1.385
364	4.633	3.000	1.633
365	3.909	3.000	909

Lampiran 5. Stock Flow Offshore Platform Offshore E

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
1	0	0	0
2	3.943	3.000	943
3	1.841	0	1.841
4	6.382	3.000	3.382
5	4.879	3.000	1.879
6	5.581	3.000	2.581
7	3.239	3.000	239
8	4.540	3.000	1.540
9	2.796	0	2.796
10	7.696	3.000	4.696
11	8.457	3.000	5.457
12	6.174	3.000	3.174
13	7.534	3.000	4.534
14	5.849	3.000	2.849
15	7.808	3.000	4.808
16	5.284	3.000	2.284
17	6.404	3.000	3.404
18	4.479	3.000	1.479
19	6.197	3.000	3.197
20	8.215	3.000	5.215
21	5.750	3.000	2.750
22	6.929	3.000	3.929
23	5.063	3.000	2.063
24	6.840	3.000	3.840
25	5.573	3.000	2.573
26	6.512	3.000	3.512
27	4.406	3.000	1.406
28	5.943	3.000	2.943
29	7.779	3.000	4.779
30	5.133	3.000	2.133
31	6.131	3.000	3.131
32	4.084	3.000	1.084
33	5.680	3.000	2.680
34	4.231	3.000	1.231
35	4.988	3.000	1.988
36	2.701	0	2.701
37	7.057	3.000	4.057
38	8.712	3.000	5.712
39	7.322	3.000	4.322
40	8.138	3.000	5.138
41	5.910	3.000	2.910

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
42	7.325	3.000	4.325
43	5.695	3.000	2.695
44	7.709	3.000	4.709
45	5.240	3.000	2.240
46	6.415	3.000	3.415
47	7.889	3.000	4.889
48	6.318	3.000	3.318
49	8.391	3.000	5.391
50	5.981	3.000	2.981
51	7.215	3.000	4.215
52	5.404	3.000	2.404
53	7.236	3.000	4.236
54	4.586	3.000	1.586
55	5.579	3.000	2.579
56	3.528	3.000	528
57	5.120	3.000	2.120
58	7.011	3.000	4.011
59	4.420	3.000	1.420
60	5.472	3.000	2.472
61	3.480	3.000	480
62	5.131	3.000	2.131
63	3.737	3.000	737
64	4.549	3.000	1.549
65	2.316	0	2.316
66	6.727	3.000	3.727
67	8.437	3.000	5.437
68	7.102	3.000	4.102
69	7.973	3.000	4.973
70	5.799	3.000	2.799
71	7.269	3.000	4.269
72	5.694	3.000	2.694
73	7.762	3.000	4.762
74	5.348	3.000	2.348
75	6.577	3.000	3.577
76	8.106	3.000	5.106
77	6.590	3.000	3.590
78	7.280	3.000	4.280
79	4.925	3.000	1.925
80	6.213	3.000	3.213
81	4.457	3.000	1.457
82	6.344	3.000	3.344
83	3.749	3.000	749
84	4.797	3.000	1.797
85	6.144	3.000	3.144
86	4.447	3.000	1.447

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
87	6.393	3.000	3.393
88	3.857	3.000	857
89	4.964	3.000	1.964
90	3.026	3.000	26
91	4.732	3.000	1.732
92	3.393	3.000	393
93	4.260	3.000	1.260
94	5.426	3.000	2.426
95	3.548	3.000	548
96	5.313	3.000	2.313
97	4.033	3.000	1.033
98	4.959	3.000	1.959
99	2.840	0	2.840
100	7.365	3.000	4.365
101	5.845	3.000	2.845
102	6.531	3.000	3.531
103	7.516	3.000	4.516
104	5.456	3.000	2.456
105	7.040	3.000	4.040
106	5.579	3.000	2.579
107	6.324	3.000	3.324
108	4.024	3.000	1.024
109	5.367	3.000	2.367
110	3.666	3.000	666
111	5.608	3.000	2.608
112	3.068	3.000	68
113	4.171	3.000	1.171
114	5.573	3.000	2.573
115	3.931	3.000	931
116	5.932	3.000	2.932
117	3.451	3.000	451
118	4.613	3.000	1.613
119	2.730	0	2.730
120	7.491	3.000	4.491
121	6.207	3.000	3.207
122	7.129	3.000	4.129
123	8.350	3.000	5.350
124	6.526	3.000	3.526
125	8.346	3.000	5.346
126	5.683	3.000	2.683
127	6.664	3.000	3.664
128	4.600	3.000	1.600
129	6.179	3.000	3.179
130	4.714	3.000	1.714
131	5.454	3.000	2.454

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
132	6.494	3.000	3.494
133	4.489	3.000	1.489
134	6.127	3.000	3.127
135	4.721	3.000	1.721
136	5.520	3.000	2.520
137	3.275	3.000	275
138	4.673	3.000	1.673
139	3.026	3.000	26
140	5.023	3.000	2.023
141	5.882	3.000	2.882
142	3.696	3.000	696
143	5.153	3.000	2.153
144	3.565	3.000	565
145	5.621	3.000	2.621
146	3.195	3.000	195
147	4.412	3.000	1.412
148	2.584	0	2.584
149	7.400	3.000	4.400
150	8.077	3.000	5.077
151	5.710	3.000	2.710
152	6.986	3.000	3.986
153	5.217	3.000	2.217
154	7.092	3.000	4.092
155	4.484	3.000	1.484
156	5.520	3.000	2.520
157	3.511	3.000	511
158	5.145	3.000	2.145
159	3.735	3.000	735
160	4.530	3.000	1.530
161	5.625	3.000	2.625
162	3.675	3.000	675
163	5.368	3.000	2.368
164	4.017	3.000	1.017
165	4.871	3.000	1.871
166	2.681	0	2.681
167	7.134	3.000	4.134
168	5.542	3.000	2.542
169	7.594	3.000	4.594
170	8.507	3.000	5.507
171	6.376	3.000	3.376
172	7.888	3.000	4.888
173	6.355	3.000	3.355
174	7.028	3.000	4.028
175	4.656	3.000	1.656
176	5.928	3.000	2.928

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
177	4.155	3.000	1.155
178	6.025	3.000	3.025
179	6.757	3.000	3.757
180	4.444	3.000	1.444
181	5.775	3.000	2.775
182	4.061	3.000	1.061
183	5.990	3.000	2.990
184	3.437	3.000	437
185	4.527	3.000	1.527
186	2.573	0	2.573
187	7.262	3.000	4.262
188	9.250	3.000	6.250
189	6.756	3.000	3.756
190	7.905	3.000	4.905
191	6.010	3.000	3.010
192	7.758	3.000	4.758
193	6.461	3.000	3.461
194	7.370	3.000	4.370
195	5.234	3.000	2.234
196	6.742	3.000	3.742
197	8.549	3.000	5.549
198	5.874	3.000	2.874
199	6.842	3.000	3.842
200	4.765	3.000	1.765
201	6.332	3.000	3.332
202	4.854	3.000	1.854
203	5.582	3.000	2.582
204	3.265	3.000	265
205	4.592	3.000	1.592
206	6.218	3.000	3.218
207	4.799	3.000	1.799
208	5.586	3.000	2.586
209	3.328	3.000	328
210	4.714	3.000	1.714
211	3.055	3.000	55
212	5.039	3.000	2.039
213	2.541	0	2.541
214	6.686	3.000	3.686
215	4.787	3.000	1.787
216	6.531	3.000	3.531
217	8.574	3.000	5.574
218	6.135	3.000	3.135
219	7.339	3.000	4.339
220	5.499	3.000	2.499
221	7.302	3.000	4.302

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
222	4.623	3.000	1.623
223	5.587	3.000	2.587
224	3.506	3.000	506
225	5.069	3.000	2.069
226	6.931	3.000	3.931
227	4.311	3.000	1.311
228	5.334	3.000	2.334
229	3.312	3.000	312
230	4.934	3.000	1.934
231	3.511	3.000	511
232	4.294	3.000	1.294
233	2.032	0	2.032
234	6.413	3.000	3.413
235	8.094	3.000	5.094
236	6.730	3.000	3.730
237	7.572	3.000	4.572
238	5.369	3.000	2.369
239	6.809	3.000	3.809
240	5.205	3.000	2.205
241	7.244	3.000	4.244
242	4.801	3.000	1.801
243	6.001	3.000	3.001
244	7.500	3.000	4.500
245	5.955	3.000	2.955
246	6.615	3.000	3.615
247	4.231	3.000	1.231
248	5.490	3.000	2.490
249	3.704	3.000	704
250	5.562	3.000	2.562
251	2.937	0	2.937
252	6.956	3.000	3.956
253	8.274	3.000	5.274
254	6.547	3.000	3.547
255	8.464	3.000	5.464
256	5.899	3.000	2.899
257	6.977	3.000	3.977
258	5.010	3.000	2.010
259	6.687	3.000	3.687
260	5.319	3.000	2.319
261	6.157	3.000	3.157
262	7.294	3.000	4.294
263	5.386	3.000	2.386
264	7.122	3.000	4.122
265	5.813	3.000	2.813
266	6.710	3.000	3.710

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
267	4.562	3.000	1.562
268	6.057	3.000	3.057
269	4.508	3.000	1.508
270	5.164	3.000	2.164
271	2.776	0	2.776
272	7.031	3.000	4.031
273	8.585	3.000	5.585
274	7.095	3.000	4.095
275	7.810	3.000	4.810
276	5.481	3.000	2.481
277	6.795	3.000	3.795
278	5.064	3.000	2.064
279	6.977	3.000	3.977
280	4.407	3.000	1.407
281	5.481	3.000	2.481
282	6.854	3.000	3.854
283	5.182	3.000	2.182
284	7.154	3.000	4.154
285	4.643	3.000	1.643
286	5.776	3.000	2.776
287	3.864	3.000	864
288	5.595	3.000	2.595
289	4.282	3.000	1.282
290	5.174	3.000	2.174
291	6.366	3.000	3.366
292	4.513	3.000	1.513
293	6.303	3.000	3.303
294	3.611	3.000	611
295	4.562	3.000	1.562
296	2.469	0	2.469
297	7.019	3.000	4.019
298	5.524	3.000	2.524
299	6.235	3.000	3.235
300	7.245	3.000	4.245
301	5.211	3.000	2.211
302	6.820	3.000	3.820
303	5.384	3.000	2.384
304	6.154	3.000	3.154
305	3.879	3.000	879
306	5.248	3.000	2.248
307	3.572	3.000	572
308	5.539	3.000	2.539
309	6.368	3.000	3.368
310	4.152	3.000	1.152
311	5.580	3.000	2.580

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
312	3.963	3.000	963
313	5.989	3.000	2.989
314	3.533	3.000	533
315	4.721	3.000	1.721
316	2.864	0	2.864
317	7.650	3.000	4.650
318	4.954	3.000	1.954
319	5.901	3.000	2.901
320	7.148	3.000	4.148
321	5.350	3.000	2.350
322	7.195	3.000	4.195
323	4.558	3.000	1.558
324	5.564	3.000	2.564
325	3.526	3.000	526
326	5.131	3.000	2.131
327	3.691	3.000	691
328	4.457	3.000	1.457
329	5.522	3.000	2.522
330	3.543	3.000	543
331	5.207	3.000	2.207
332	3.826	3.000	826
333	4.651	3.000	1.651
334	2.431	0	2.431
335	6.855	3.000	3.855
336	5.234	3.000	2.234
337	7.256	3.000	4.256
338	8.140	3.000	5.140
339	5.979	3.000	2.979
340	7.462	3.000	4.462
341	5.900	3.000	2.900
342	6.544	3.000	3.544
343	4.143	3.000	1.143
344	5.385	3.000	2.385
345	3.583	3.000	583
346	5.424	3.000	2.424
347	6.127	3.000	3.127
348	3.785	3.000	785
349	5.086	3.000	2.086
350	3.343	3.000	343
351	5.243	3.000	2.243
352	2.661	0	2.661
353	6.722	3.000	3.722
354	4.738	3.000	1.738
355	6.398	3.000	3.398
356	8.357	3.000	5.357

Hari	Inflow	Outflow	Muatan Sisa
357	5.834	3.000	2.834
358	6.954	3.000	3.954
359	5.029	3.000	2.029
360	6.748	3.000	3.748
361	5.422	3.000	2.422
362	6.302	3.000	3.302
363	4.137	3.000	1.137
364	5.615	3.000	2.615
365	7.393	3.000	4.393

BIODATA PENULIS



Nama lengkap penulis adalah Zaki Mubarak Harahap, dilahirkan di Medan, 05 Oktober 2001. Riwayat pendidikan formal penulis dimulai dari SD-IT Bina Ilmi (2008-2011), SD-IT Al-Fityan (2011-2014), SMP-IT Al-Fityan (2014-2017), SMA-IT Al-Fityan (2017-2020) dan pada tahun 2020 penulis diterima sebagai mahasiswa Departemen Teknik Transportasi Laut, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS). Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam berbagai organisasi dan kegiatan, seperti menjabat sebagai Bendahara Umum HIMASEATRANS 2023.

Penulis juga berkesempatan mengikuti beberapa pelatihan seperti LKMM Pra-TD, dan berbagai pelatihan lainnya. Saat ini penulis tinggal di Medan. Untuk berkomunikasi bisa langsung kontak ke nomor berikut ini email ke: Zakmub.12@gmail.com melalui nomor ponsel +62-813-2679-8789 atau via e-mail ke: fadelinasetyawan@gmail.com